

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**ESTUDIO DEL FENÓMENO DE FORMACIÓN DE DEPÓSITOS
DE ASFALTENOS Y PARAFINAS PARA POZOS QUE
PRODUCEN MEDIANTE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
EVALUACIÓN DEL SOLVENTE INHIBIDOR
“WELL- FLO LH-100”**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

SEGUNDO ANGEL ACUÑA MURILLO

PROMOCION 1994-2

LIMA – PERU

2004

INDICE

	PAGINA
1.- SUMARIO	3
2.- INTRODUCCIÓN	4
3.- CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS	6
3.1 Definición	
3.2 Asfaltenos	
3.2.1 Causas de la precipitación de los Asfaltenos	
3.2.2 Estructura de los Asfaltenos	
3.2.3 Acciones ante la precipitación de los Asfaltenos	
3.3 Parafinas	
3.3.1 Principales condiciones que favorecen la precipitación de las Parafinas	
3.3.2 Principales problemas técnicos de producción Petrolera asociados a la presencia de depósitos de parafinas.	
3.3.3 Tipos de crudos Parafínicos	
3.3.4 Acciones ante la precipitación de Parafinas.	
4.- DESARROLLO DEL PROYECTO	16
4.1 Selección de los pozos a evaluar	
4.2 Caracterización del Crudo	
4.3 Análisis Teórico	
4.3.1 Análisis de la influencia de la Emulsión	
4.3.2 Análisis de la viscosidad y el punto de niebla	

	PAGINA
5.- DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS	
DE CAMPO	25
5.1 Evaluación del Solvente Inhibidor WELL-FLO LH-100	
5.1.1 Hidrocarburos Terpénicos	
5.1.2 Hoja de Datos y Seguridad de Materiales (Material Safety Data Sheet)	
5.2 Procedimiento Operativo	
6.- RESULTADOS	42
6.1 Pozo 5928-Verdún Alto	
6.2 Pozo 5709-Pozo	
7.- CONCLUSIONES	45
8.- RECOMENDACIONES	46
9.- BIBLIOGRAFIA	47

1.- SUMARIO

El presente trabajo tiene por finalidad, dar a conocer la importancia del tratamiento químico como solución a los problemas de depósitos de parafinas y asfaltenos en pozos petroleros que producen mediante sistemas de levantamiento artificial en general. Las empresas petroleras están preocupadas por la deposición de estos elementos ya que elevan sus costos operativos, puede disminuir la producción de sus pozos, y en algunos casos extremos puede llegar a taponarlos, logrando el cierre de los pozos por estos tipos de depósitos. A continuación se detallará en forma resumida la elaboración de este trabajo que es un aporte a la solución de estos problemas.

En el tercer capítulo se describen las características de hidrocarburos que originan el problema de los depósitos de parafina y asfaltenos en las tuberías de producción, para esto se detalla aspectos teóricos sobre las causas de sus precipitaciones, además de sus respectivas estructuras y las diversas acciones que se deben tomar ante la precipitación de estos depósitos.

En el cuarto capítulo, se detalla el desarrollo del proyecto ejecutado, para lo cual se seleccionaron los pozos a evaluar de acuerdo a sus respectivos historiales y las denominadas fichas técnicas, luego se realizó un estudio teórico sobre la caracterización de los crudos, realizando diferentes análisis como son la influencia de la emulsión, análisis de la viscosidad y el punto de niebla.

En el quinto capítulo se describe el desarrollo y evaluación de los trabajos de campo, para este caso la Empresa Graña y Montero Petrolera facilitó el acceso a la información de dos pozos para efectuar este trabajo sobre el tratamiento con el solvente inhibidor de parafinas "**WELL-FLO LH-100**", aquí se adiciona definiciones sobre los hidrocarburos terpénicos y las Hojas de Datos y Seguridad de los productos empleados (**M.S.D.S.**).

Finalmente en el sexto, sétimo y octavo capítulos se describen los resultados obtenidos hasta el momento de la aplicación de estos procedimientos, las conclusiones y recomendaciones preliminares ya que el trabajo realizado por el producto estará en evaluación hasta Diciembre del presente año.

2.- INTRODUCCION

La formación de depósitos de asfaltenos y parafinas en la producción de crudos constituyen un problema de difícil control, en términos de productividad y costos operacionales. La precipitación de las fracciones pesadas del crudo se presenta desde el reservorio hasta las instalaciones de superficie y origina severas reducciones de flujo. La magnitud de la tendencia a la precipitación de estos sólidos esta fuertemente relacionada con las características del crudo. En el caso de los asfaltenos, la fuerza directriz de la precipitación es el cambio de presión, mientras que en el caso de las parafinas, esta relacionada con la disminución de la temperatura del sistema.

El petróleo producido en los campos petrolíferos del Noroeste Peruano presenta una naturaleza altamente parafínica. Los problemas de deposición de los componentes parafínicos del petróleo en el sistema de producción se deben principalmente al enfriamiento del reservorio y del pozo a medida que avanza su vida productiva. Cuando esta temperatura alcanza niveles inferiores al punto de fusión del petróleo, se inicia el fenómeno de la precipitación de la parafina. Bajo este principio es que los depósitos de parafina pueden invadir el sistema de producción desde el reservorio hasta la superficie y otras instalaciones.

La acumulación de parafina ocasiona cuantiosas pérdidas económicas debido a la disminución del volumen de petróleo producido y a la necesidad de frecuentes y costosos movimientos de unidades de servicio de pozo para la limpieza de estos depósitos o incrustaciones en la tubería de producción, con la finalidad de remediar el problema. En la actualidad existe, como alternativa, la posibilidad del tratamiento químico para disolver o prevenir estas deposiciones.

La elección y aplicación adecuada del tratamiento químico para el control de la deposición de parafina garantizarán su eficiencia, y por consiguiente la reducción en los costos operativos. Para el diseño del sistema de aplicación de un tratamiento determinado y su evaluación es imprescindible conocer las propiedades y características del petróleo de la zona así como las condiciones operativas manejadas en su producción.

La propiedad de mayor incidencia es la temperatura de fusión correspondiente a la composición del fluido antes de iniciar su recorrido por el pozo, por ser la que define la profundidad a la que se inicia la precipitación de parafina. Esta temperatura se puede predecir a partir de una composición

aproximada de los componentes parafínicos del petróleo y de los principios del equilibrio termodinámico para las fases vapor-líquido-sólido.

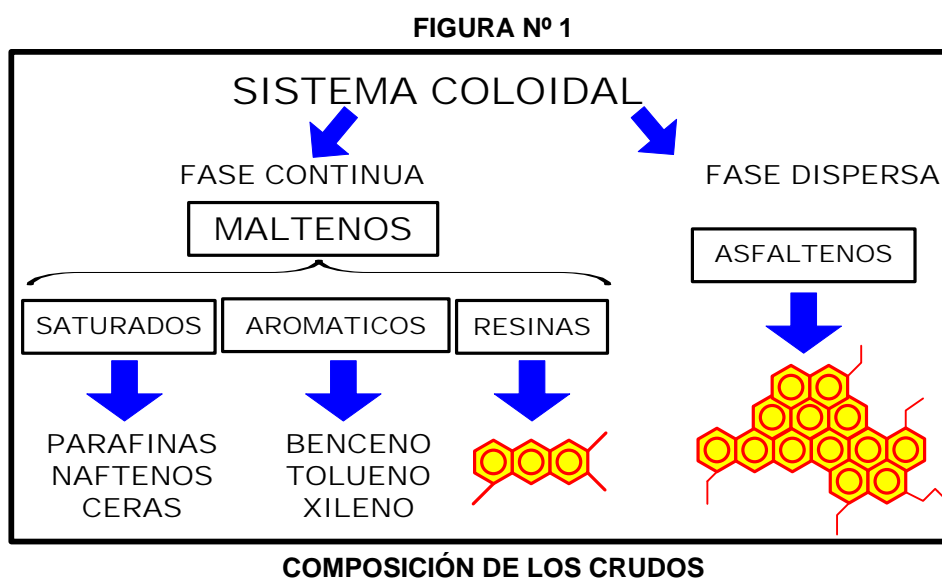
“WELL-FLO” es una mezcla patentada de solventes naturales biodegradables asociadas con agentes y polímeros húmedos de hidrocarburos terpénicos, este producto se diseñó específicamente para eliminar, degradar y disolver parafinas, asfaltenos y componentes similares.

Así mismo, **“WELL-FLO LH-100”**, como inhibidor representa 3 años de investigación y desarrollo, que incluyen estudios de laboratorio, ensayos a escala así como pruebas de campo para determinar la efectividad del producto. Recientes modificaciones en la fórmula representan los mejoramientos más radicales hasta ahora. De hecho, en estudios de laboratorio, las recientes modificaciones de la fórmula muestran el aceleramiento de la degradación de la parafina en un 50 % en comparación con las demás fórmulas aplicadas anteriormente.

3.- CARACTERIZACION DE LOS CRUDOS

3.1 DEFINICION

Los crudos son sistemas coloidales, en los cuales la fase continua esta constituida por la fracción de maltenos y la fase dispersa por la fracción de asfaltenos (véase la Fig. 1).



La fracción de maltenos contiene los compuestos saturados (por ejemplo: parafinas y ceras), los aromáticos que mantienen el grado de fluidez del crudo (benceno, tolueno y xileno), y las resinas que son compuestos más complejos desde el punto de vista estructural, se destacan como dispersantes de la fracción de asfaltenos en el crudo.

3.2 LOS ASFALTENOS

Los depósitos de asfaltenos son sólidos de color marrón oscuro a negro que se descomponen al aplicarles calor, dejando un residuo de carbón y no tienen punto de fusión definido. Constituyen la fracción del crudo que presenta mayor contenido de heteroátomos y metales, mayor polaridad y mayor peso molecular. Estas características les confieren una gran capacidad para establecer

asociaciones intermoleculares a través de las cuales se forman los agregados que al crecer lo suficiente pueden precipitar.

Bajo ciertas condiciones es posible que ocurra la floculación de asfaltenos sin que las partículas floculadas precipiten y formen depósitos. Por ejemplo, en una tubería, un régimen de flujo bajo y la presencia de rugosidades en sus paredes pueden inducir a la precipitación de flóculos. Sin embargo, un aumento en el flujo puede hacer que los flóculos sean transportados por la corriente.

3.2.1 CAUSAS DE LA PRECIPITACION DE LOS ASFALTENOS

La precipitación de los asfaltenos en un pozo dependerá de un gran número de factores, tales como: condiciones de flujo, diferencias de presión, características del sistema roca/fluidos, etc. La estabilidad del crudo depende de la presión, la temperatura y la composición.

Entre las causas que originan la precipitación de asfaltenos, se ha encontrado que la composición juega un papel importante. En particular, las características de la fase dispersa y el poder peptizante de las resinas, son consideradas fundamentales para la estabilización de los asfaltenos en los crudos.

Estudios recientes también han indicado la importancia de la propia naturaleza de los asfaltenos en la estabilidad de crudos. Numerosos estudios indican que los factores fundamentales en la estabilidad coloidal de un crudo frente a la precipitación de asfaltenos son:

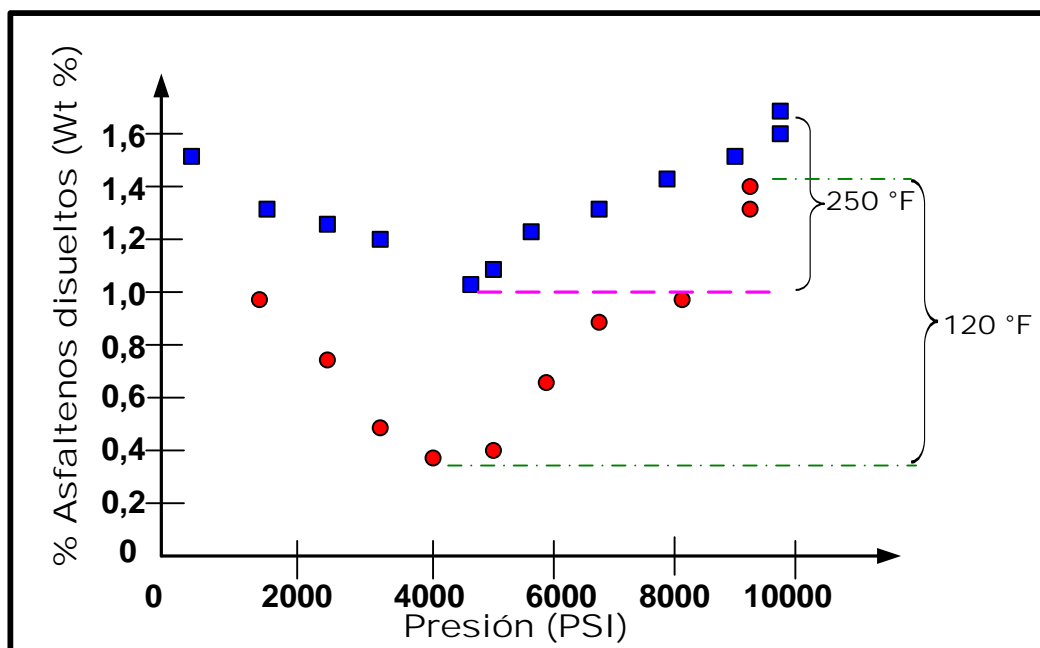
- A.** Un medio dispersante adecuado con un alto contenido de componentes aromáticos.
- B.** Un alto contenido de resinas compatibles con el asfalteno del crudo.
- C.** Una fracción asfáltica de fácil solubilidad, para lo cual es necesario que tenga baja aromaticidad, alto contenido de hidrógeno y bajo grado de condensación aromática.

Efecto de la Temperatura

Un cambio en temperatura puede resultar en dos consecuencias. Por un lado, un aumento de temperatura mejora la miscibilidad, pero por otra parte, reduce la densidad del líquido y esto disminuye su poder solvente. A una temperatura constante, la solubilidad del asfalteno disminuye a medida que la densidad del solvente disminuye. Por esta razón, existen dos tendencias opuestas que explican porqué en algunos casos la solubilidad se incrementa con la temperatura y en otros casos, disminuye.

En la siguiente figura (véase la Fig. 2) se muestra un gráfico del porcentaje de asfaltenos disueltos como función de la presión para dos temperaturas. En líneas generales se observa que, para el fluido estudiado, la solubilidad de los asfaltenos aumenta con la temperatura. Es decir, el porcentaje de asfaltenos disueltos en el crudo es mayor en los experimentos realizados a 250 °F que en los realizados a 120 °F. Además se observa que la máxima cantidad de asfaltenos que precipita disminuye al aumentar la temperatura. En esta figura, las llaves muestran claramente que la máxima cantidad de asfaltenos que precipitan es menor para los experimentos realizados a 250 °F que para los realizados a 120°F.

FIGURA Nº 2



EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS

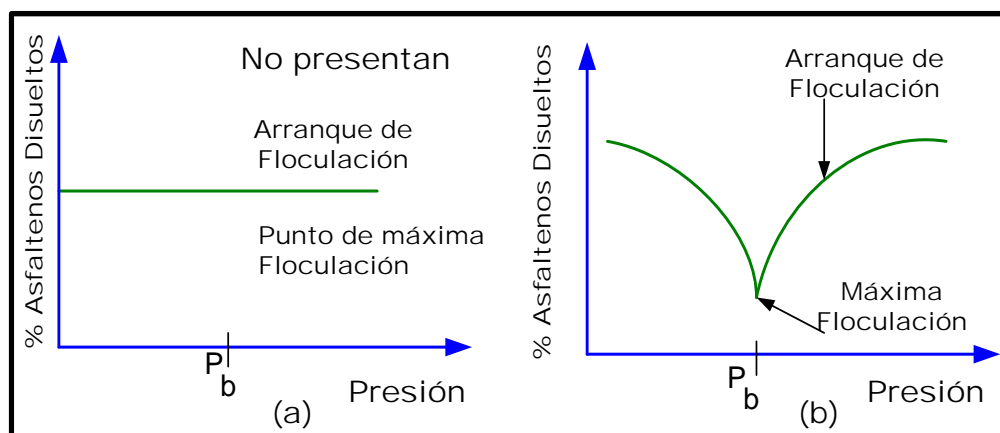
Efecto de la Presión

En la figura (3a) muestra el comportamiento teórico de un crudo sin problemas de precipitación de asfaltenos. Se observa que al disminuir la presión del crudo vivo, el porcentaje de asfaltenos dispersos es constante ya que su solubilidad en el crudo no se ve afectada por la presión.

En el caso de un crudo con problemas de precipitación de asfaltenos (véase la Fig. 3b), al disminuir la presión, el contenido de asfaltenos disueltos o dispersos disminuye hasta alcanzar el máximo de precipitación alrededor del punto de burbuja (presión a la cual aparece la primera burbuja de gas). La presión a la cual

comienza a disminuir el contenido de asfaltenos dispersos se conoce como arranque (onset) de floculación.

FIGURA N° 3



EFFECTO DE LA PRESIÓN PARA CRUDOS SIN PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS (a), Y PARA CRUDOS CON PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS (b).

Es importante que al comenzar la explotación de un yacimiento se tome una muestra de fondo para hacerle un análisis PVT. Los resultados de estos análisis permiten, entre otras cosas, determinar la presión de floculación de los asfaltenos ("onset" de floculación) y la presión de burbujeo cerca de la cual la floculación de asfaltenos es máxima. Estos datos son fundamentales para elaborar un plan de mantenimiento de presión del reservorio que permita producir sin problemas de obstrucciones por precipitación de asfaltenos.

Efecto de la Composición del Crudo

Viscosidad.- La formación de depósitos de asfaltenos en tuberías de producción esta relacionada con la composición del crudo, es decir, este fenómeno se observa en crudos livianos y medianos, pero no en crudos pesados. Una de las razones es que, en el caso de estos últimos, aparte de que ellos son intrínsecamente más estables que los crudos livianos, su viscosidad relativamente más alta impide la precipitación.

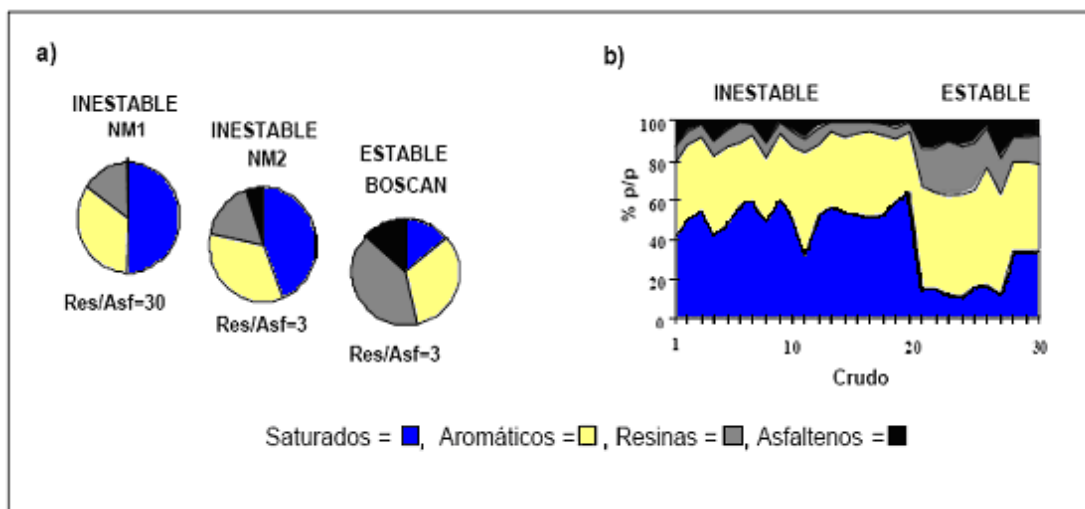
Relación Resinas/Asfaltenos.- La importancia de las cantidades relativas de asfaltenos y resinas sobre la estabilidad de un crudo es un tema todavía controversial. Esta muy extendida la creencia de que una alta relación resina/asfalteno garantiza la estabilidad del crudo. Sin embargo, la evidencia experimental indica que una alta relación resina/asfalteno no es garantía de que el crudo sea estable.

De hecho, tal como se muestra en la siguiente figura (véase la Fig. 4a), el crudo Boscan, conocido por su estabilidad ante la precipitación de asfaltenos, tiene una relación resina/asfaleno igual a 3, mientras que otros crudos altamente inestables tienen una relación resina/asfaleno igual a 3 y a 30.

Composición S.A.R.A. del Crudo.- En la siguiente figura (véase la Fig. 4b), se observa la distribución de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas, y asfaltenos de crudos clasificados como estables e inestables. Esta clasificación se basa en la Historia de producción de los pozos. Aquellos pozos que presentan problemas frecuentes de obstrucción por precipitación de asfaltenos se clasifican como inestables, mientras que los pozos que produjeron sin problemas de obstrucción se clasifican como estables.

En líneas generales se observa que los crudos estables presentan un alto contenido de las fracciones de aromáticos y resinas, mientras que los inestables presentan un alto contenido de saturados. Esto coincide con lo esperado de acuerdo con la definición de los asfaltenos: fracción soluble en aromáticos (tolueno) e insolubles en saturados (n-heptano).

FIGURA N° 4



EFFECTO DE LA COMPOSICIÓN S.A.R.A. DEL CRUDO EN LA TENDENCIA A LA PRECIPITACIÓN DE LOS ASFALTENOS

3.2.2 ESTRUCTURA DE LOS ASFALTENOS

La evidencia experimental indica que la naturaleza intrínseca de los asfaltenos constituye un factor importante en la estabilidad de los crudos. Los estudios realizados muestran que los asfaltenos provenientes de crudos inestables se caracterizan por una alta aromaticidad, un bajo contenido de hidrógeno, una alta condensación de anillos aromáticos, alta polaridad, alto contenido de metales y baja área superficial.

3.2.3 ACCIONES ANTE LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS

Acciones Predictivas

La prueba de la mancha, constituye un método muy simple, rápido y económico para tener una idea cualitativa acerca de la estabilidad de un crudo ante la precipitación de asfaltenos. También sirve para determinar la compatibilidad de dos fluidos que se vayan a producir conjuntamente. Debido a la sencillez de esta prueba puede aplicarse en el campo ya que el material requerido es muy elemental.

Lo mas adecuado es hacer un estudio PVT del crudo vivo en el que se determine la variación de la cantidad de asfaltenos disueltos como función de la presión. Los resultados de estos experimentos dan información cuantitativa acerca de la estabilidad del crudo ante la precipitación de asfaltenos.

Acciones Preventivas

Para evitar la formación de depósitos de asfaltenos se debe hacer un buen mantenimiento de la presión del reservorio, eliminar las posibles fuentes de caída de presión (por ejemplo: restricciones en la tubería de producción) y producir a una tasa óptima de acuerdo con el análisis nodal. Si entre el fondo del pozo y el cabezal se alcanza la presión de floculación de los asfaltenos se puede acumular un depósito de asfaltenos que restrinja el flujo de crudo. En principio, se puede prevenir la formación de estos depósitos utilizando la inyección continua de inhibidores de precipitación de asfaltenos a fondo de pozo o mediante el forzamiento de dichos productos inhibidores.

Acciones Correctivas

Una vez que se presenta el problema de precipitación y formación de depósitos de asfaltenos, se debe hacer una limpieza raspando el sólido, seguido de remojo con solventes ricos en cortes aromáticos para eliminar cualquier sólido remanente y eliminar posibles centros de nucleación que promuevan nuevamente la formación del depósito. Adicionalmente, una técnica utilizada con éxito para retardar la formación de depósitos, es el forzamiento en la formación de productos inhibidores de precipitación de asfaltenos. Este es un procedimiento recomendable en aquellos casos en los que se presentan obstrucciones muy frecuentes por asfaltenos.

3.3 LAS PARAFINAS

Se denomina parafina a los alcanos normales, ramificados y cíclicos que responden a la fórmula C_nH_{2n+2} . Esta familia de hidrocarburos son generalmente inertes y en consecuencia resistentes al ataque por ácidos, hidróxidos y agentes oxidantes. Por esta razón es muy difícil inhibir en forma definitiva la formación de estos depósitos por medios químicos.

Ha sido determinado que las deposiciones parafínicas están conformados por alcanos individuales de un rango que va desde carbono-20 con un punto de fusión de 98 °F (37°C) hasta un carbono-60 con un punto de fusión de 215 °F (101 °C), estos depósitos con apariencia de cera de crudo o parafina consisten de pequeños cristales que tienden a aglomerarse y formar partículas granulares del tamaño de los granos de sal de mesa; pueden además contener gomas, resinas, asfalto, crudo, arena, sílice, productos corrosivos y muchas veces agua.

3.3.1 PRINCIPALES CONDICIONES QUE FAVORECEN LA PRECIPITACIÓN DE LA PARAFINA

- **Composición Química del crudo**, la cual define el contenido de compuestos parafínicos y sus propiedades.
- **Reducción de la Temperatura**, la velocidad de enfriamiento depende de la gradiente de temperatura del pozo y de la temperatura del gas de inyección (GAS LIFT), en el caso de pozos que producen bajo este sistema.
- **Volatilidad de los hidrocarburos livianos del crudo**, debido a los cambios de composición que experimenta el crudo bajo las condiciones de Presión, Volumen y Temperatura (PVT), durante su trayectoria a la superficie, la despresurización ocasiona el escape de estos alcanos y por consiguiente la alteración de la composición del crudo que en su mayoría contienen compuestos de alto peso molecular.
- **Presencia de Emulsiones**, el crudo al ser un sistema complejo conformado por especies bipolares, favorecen la formación de emulsiones, las cuales a su vez se asocian con las parafinas existentes en la interfase entre el agua y el aceite provenientes del reservorio.
- **Empleo de Gas Lift**, Las diminutas burbujas de gas que atraviesan el crudo a emerger proveen puntos de nucleación o centros de crecimientos para los cristales de parafina. Además de la influencia que ejercen sobre la temperatura en el medio.
- **Humedad**, al existir una baja tensión superficial entre la parafina y el agua, las paredes que se encuentran cubiertas con agua

restringe el depósito de parafina a la misma, esto se observa en pozos que emplean agua como medio de levantamiento del crudo.

- **Velocidad del fluido**, la velocidad de deposición de parafina es inversamente proporcional a la velocidad del fluido. Esto debido que, una alta velocidad del fluido remueve selectivamente las fracciones más suaves en un depósito de parafina ya existente, dejando los más duros, y una baja velocidad de fluido permite la inclusión de ceras suaves formando depósitos blandos.
- **Tiempo**, la cantidad de parafina depositada se incrementa con el tiempo, hasta que la conductividad térmica del sólido por sí mismo minimiza la deposición estabilizándose la cantidad de depósito.
- **Presencia de Material Externo en el Crudo**, la variedad de compuestos agregados como productos de corrosión, arena y compuestos inorgánicos, actúan como núcleo alrededor del cual la parafina se cristaliza.
- **Rugosidad del Área Superficial**, los centros de crecimiento del cristal se localizan en la superficie rugosa y porosa de las tuberías de producción.

3.3.2 PRINCIPALES PROBLEMAS TÉCNICOS DE PRODUCCIÓN PETROLERA ASOCIADOS A LA PRESENCIA DE DEPÓSITOS DE PARAFINA

- La deposición en la zona productiva origina el bloqueo de las arenas de formación impidiendo el flujo libre del crudo hacia el tubo de producción.
- Taponamiento de las líneas de producción.
- Tiene influencia en la formación de emulsiones.
- Aumento de la viscosidad desfavoreciendo la recuperación efectiva del crudo.
- Incremento de la presión en la línea de producción.
- Disminución de la producción.
- Representa costos adicionales en la producción debido al mantenimiento necesario para su prevención y/o remediación.

3.3.3 TIPOS DE CRUDOS PARAFÍNICOS

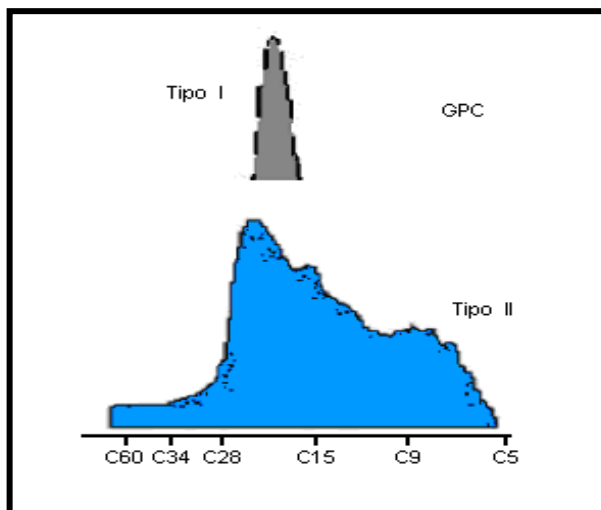
La composición molecular del crudo juega un papel primordial en su tendencia a la cristalización y precipitación de parafinas. Existe una estrecha relación entre las características moleculares y fisicoquímicas del crudo, su comportamiento ante descensos de temperatura y la eficiencia de inhibidores de parafinas utilizados para controlar el depósito de estas especies. Se ha encontrado que las propiedades del crudo mas relacionadas con este fenómeno son:

- A. **La distribución del peso molecular de la fracción parafínica**, determinada mediante la técnica de cromatografía de permeación de geles (GPC) o destilación simulada de alta temperatura (HTSD).
- B. **La concentración de ceras (parafinas precipitables)**, la cual se determina mediante la precipitación de esta fracción, enfriando a $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ una solución del crudo en metiletilcetona.
- C. **El punto de fluidez y el punto de nube del crudo**, factores determinados por la norma ASTM D-97 y por microscopía con luz polarizada (PLM) respectivamente.

Crudos con estrecha /monomodal distribución de peso molecular de sus parafinas, elevada concentración de ceras y altos puntos de fluidez y de nube, son conocidos como crudo tipo I, los cuales tienen una marcada tendencia a la precipitación de parafinas y no muestran respuesta apreciable a tratamientos con inhibidores comerciales.

Crudos con amplia/multimodal distribución de peso molecular, moderada concentración de ceras y bajos valores de punto de nube y fluidez, presentan una menor tendencia a la precipitación de ceras y pueden mejorar su fluidez en presencia de inhibidores de cristalización de parafinas (véase la Fig. 5).

FIGURA N° 5



TIPOS DE CRUDOS PARAFÍNICOS DE ACUERDO CON SU DISTRIBUCIÓN DE PESO MOLECULAR

3.3.4 ACCIONES ANTE LA PRECIPITACION DE PARAFINAS

Existen diversos métodos para el control del depósito de parafinas, los cuales pueden clasificarse en: métodos de remoción y métodos de prevención de este fenómeno.

➤ **Los métodos de remoción consisten en:**

A. Tratamientos mecánicos de limpieza, tales como raspado de la tubería.

B. Métodos térmicos, o uso de calor para fundir los depósitos de parafinas una vez formados (vapor, crudo caliente o “hot oil”, sistemas eléctricos de calentamiento, etc.)

C. Limpiezas químicas, mediante el uso de solventes orgánicos capaces de disolver estos sólidos. Estos métodos y sus combinaciones se utilizan cuando el problema de depósito y/o taponamiento ya está presente, y se han ocasionado importantes pérdidas de producción.

➤ **Los métodos de prevención o inhibición.**- Consisten en el uso de dispersantes (capaces de mantener dispersos en el seno del crudo aquellos pequeños cristales de parafinas que se hubiesen empezado a formar), y de modificadores de cristalización, los cuales interfieren con el crecimiento del cristal, inhibiendo su depósito. Estos métodos son más efectivos y capaces de reducir los costos en mayor proporción, ya que reducen considerablemente los tratamientos sucesivos de limpieza y las pérdidas de producción.

4.- DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS A EVALUAR

La selección previa del área de producción considera los siguientes criterios técnicos: tipo de tratamientos usados para el control de parafina y frecuencia de aplicación: trabajos de corte mecánico de parafina; tratamientos químicos usando inhibidores, dispersantes y solventes, volumen de producción de crudo y la incidencia del tipo de formación geológica.

La selección de los pozos considera los siguientes criterios: vida productiva, producción, frecuencia de corte de parafina y horas empleadas en cada trabajo, tipo de formación, tipo de completación, profundidad del pozo, tratamientos empleados, y disponibilidad de las instalaciones, equipos y productos químicos necesarios para los tratamientos a evaluar.

CASOS DE ESTUDIO

Se debe tener un criterio técnico-empresarial para seleccionar los pozos a estudiar como son las fichas técnicas de los pozos.

Una ficha técnica (véase la tabla N°1) resume sus principales características como son:

Vida productiva del pozo que se refleja en la curva de producción donde se observa el tipo de declinación exponencial con el tiempo, debido al agotamiento natural del fluido y la presión aportada por el reservorio (véase las figuras 6, 7, 8 y 9)

Los cambios de producción que no siguen la tendencia normal de la curva pueden deberse a fallas operativas.

Variaciones en la composición del fluido y/o obstrucción del tubo de producción por la deposición de parafinas, causa que es objeto del presente trabajo.

Para propósitos del presente trabajo se presentan como casos de estudio dos pozos:

Pozo 5928-Verdún Alto; Tratamiento Químico: **WELL-FLO LH-100**

Pozo 5709-Pozo; Tratamiento Químico: **WELL-FLO LH-100**

TABLA N°1

POZO	5928	5709
DATOS DEL YACIMIENTO		
Yacimiento	Verdún Alto	Pozo
Temperatura en el Reservorio (°F)		
DATOS DE COMPLETACIÓN		
Inicio de Operación	Sep-99	Sep-99
Intervalo productor (actual)	Ancha Petacas 7212' – 6754' Mesa 6636' – 5801'	San Cristóbal 5088' – 4538' Mogollón 4266' – 2955'
Profundidad de instalación (pies)	7242'	5200' (Tapón Baker P-1)
Diámetro nominal de la tubería de producción (pies)	2 3/8".	2 3/8".
Diámetro de la tubería de revestimiento	5 1/2"	5 1/2"
CONDICIONES DE PRODUCCIÓN (Valores promedio)		
Tipo	vertical	vertical
Sistema	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico
BOPD (BBLs)	12	9
BWPD (BBLs)	0	0
GOR (MPCD/BBLs)	1.498	30485

FICHA TÉCNICA DEL POZO

FIGURA N°6

VIDA PRODUCTIVA (POZO 5928)

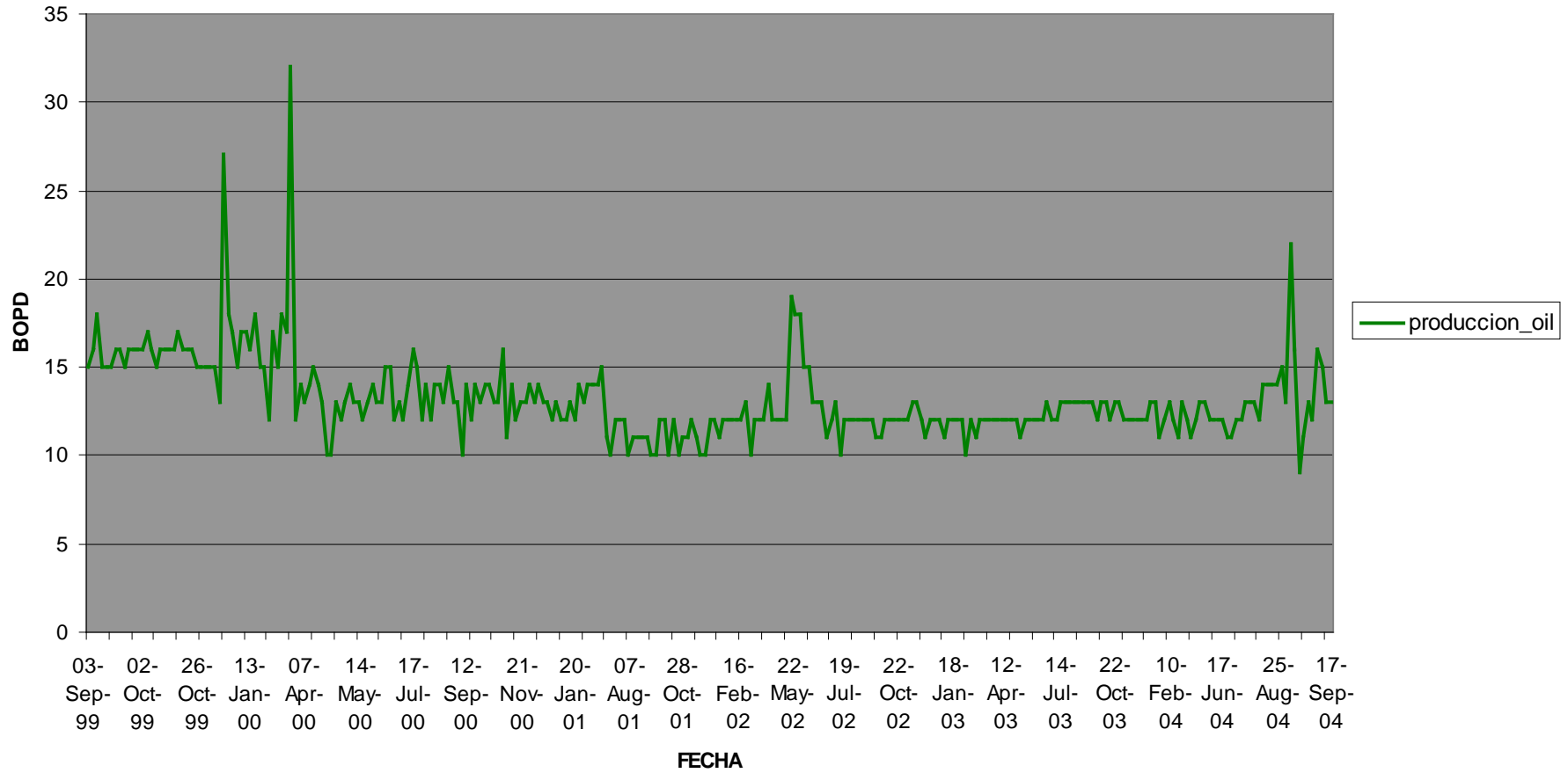


FIGURA N°7
CURVA DE PRODUCCION (POZO 5928)

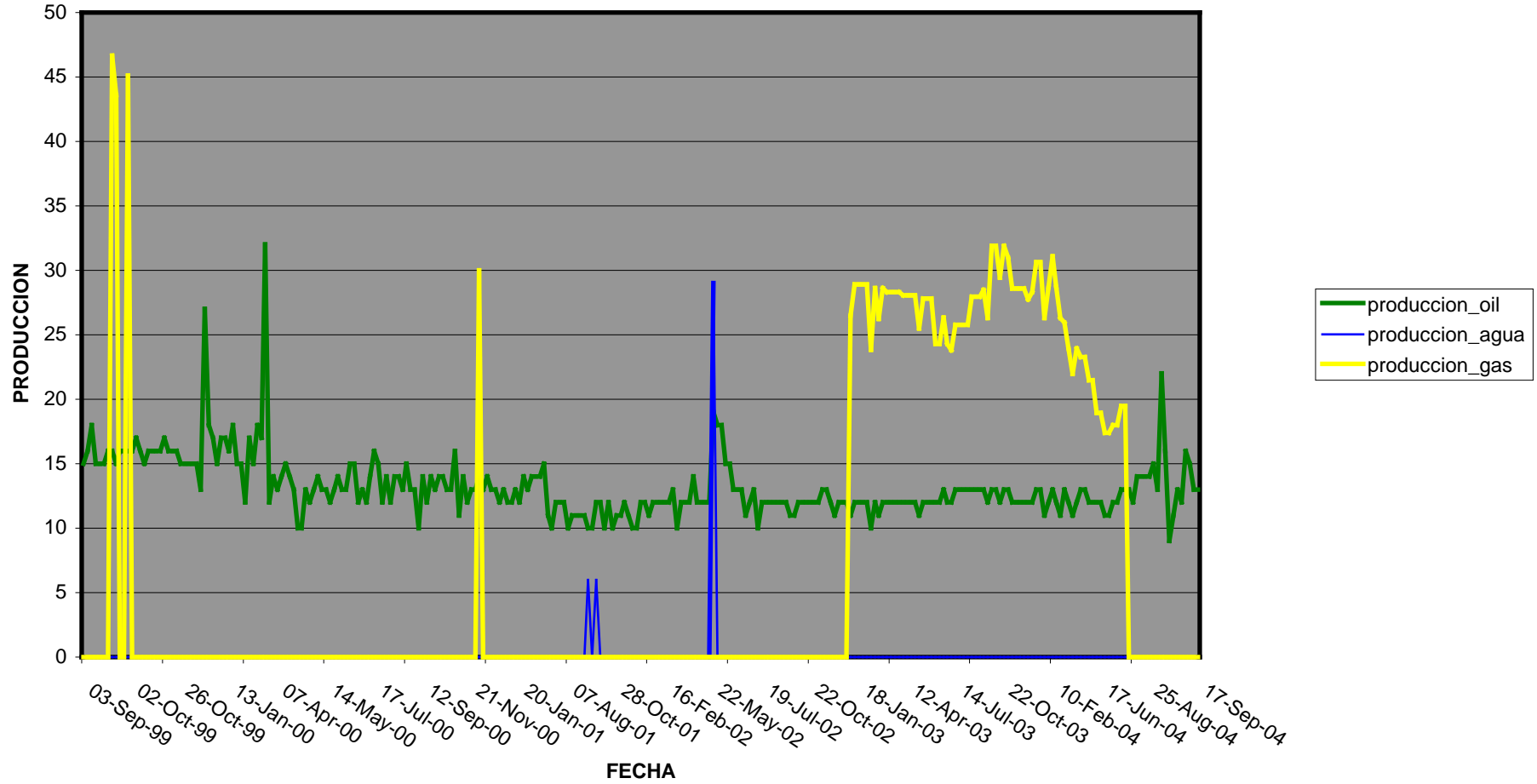


FIGURA N°8
VIDA PRODUCTIVA (POZO 5709)

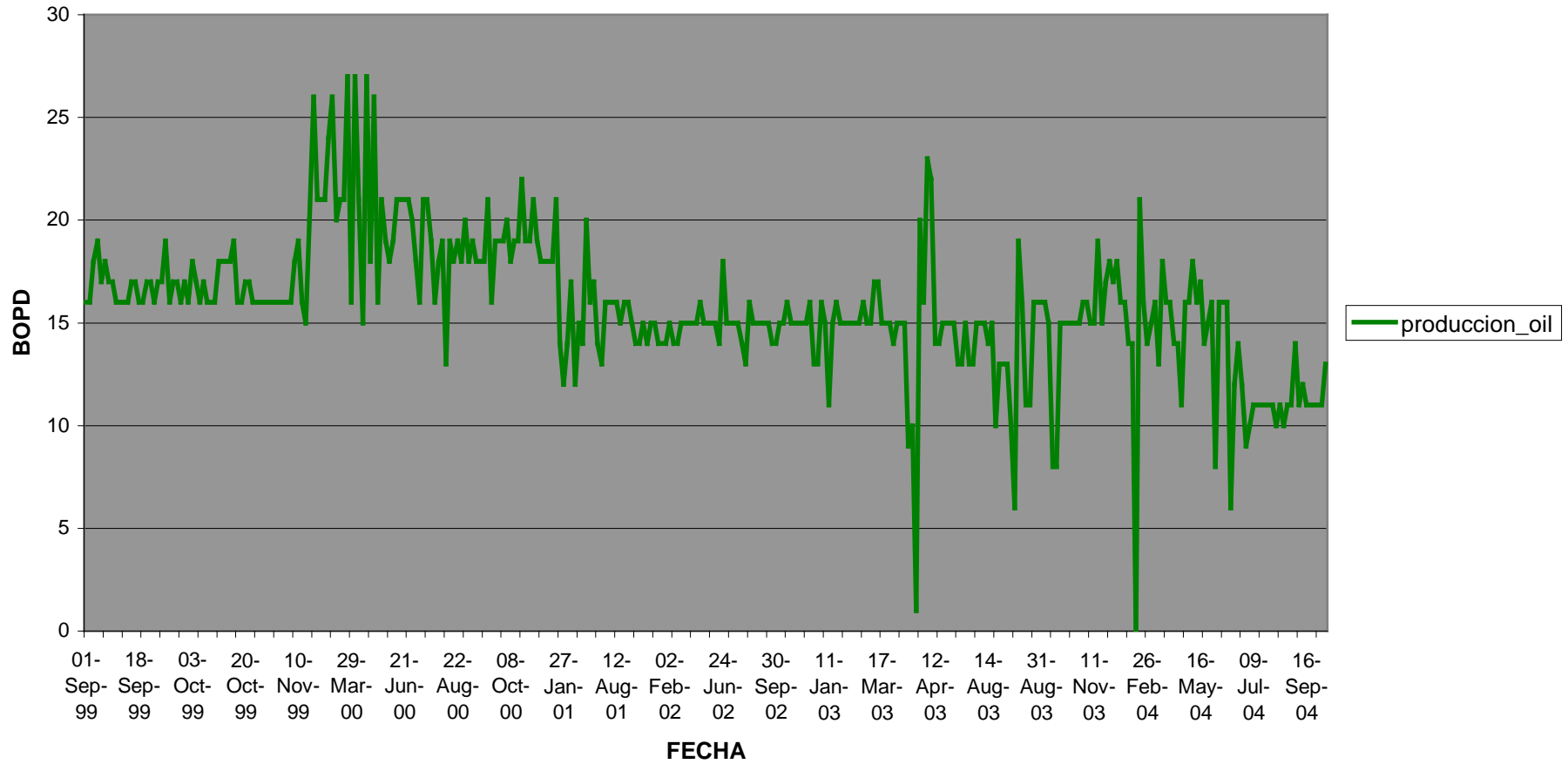
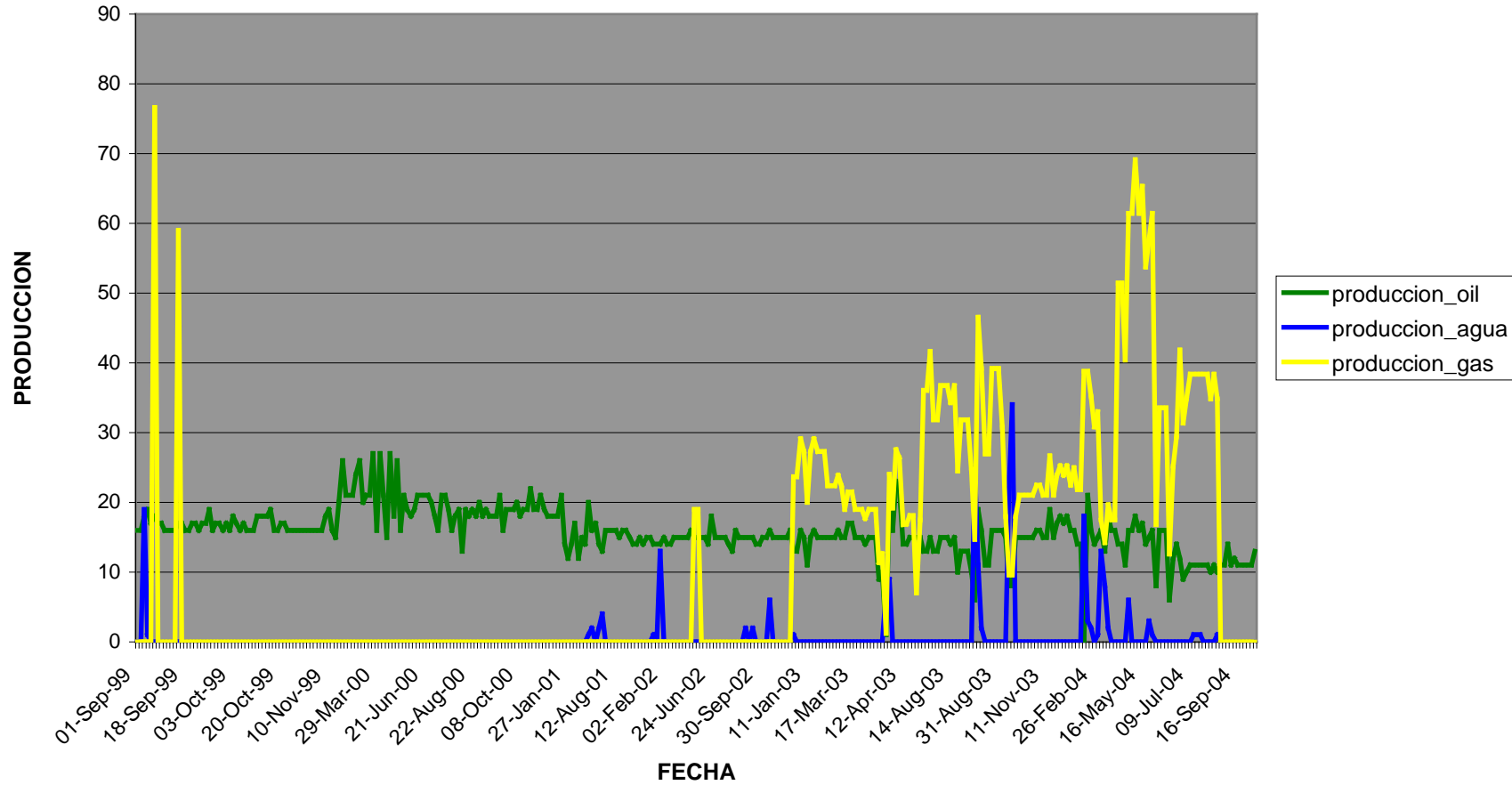


FIGURA N°9

CURVA DE PRODUCCION (POZO 5709)



4.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Estas actividades deben agruparse en dos etapas, la primera contempla la obtención de muestras de crudo insitu y para cada uno de los pozos seleccionados, se registran datos de temperatura y presión en superficie, flujo de producción. Debido a la dificultad para la obtención de muestras puntuales a lo largo del pozo, el punto de muestreo es ubicado en las instalaciones de cabeza de pozo.

La segunda etapa esta referida a la caracterización fisicoquímica del crudo a condiciones del sistema de producción y la evaluación de la influencia de los factores determinantes en la precipitación de parafina. Las pruebas de caracterización del crudo involucran la medición directa de propiedades vía pruebas físicas llevadas a cabo en laboratorio y el cálculo de propiedades empleando correlaciones matemáticas estandarizadas.

Estos parámetros son:

Densidad API, Índice de Refracción, Peso Molecular, Factor de Caracterización, Constante de Viscosidad-Gravedad.

Además los parámetros químicos del crudo como son: saturados, parafina precipitable, parafina liquida, nafténicos, aromáticos, olefinas, todos estos valores deben ser expresados en porcentaje volumétrico.

POZO 5928 VERDUN ALTO : API =37.6
POZO 5709 POZO : API = 36.4

Los otros parámetros no se han podido registrar debido a la menor disponibilidad de tiempo.

Los valores de la densidad API clasifican al crudo como ligeros y técnicamente están designados como crudos HCT (High Cold Test), que se refieren a aquellos que presentan un alto punto de fusión. El rango del peso molecular es característico de crudos con un alto porcentaje de compuestos ligeros: parafinas, naftenos y aromáticos. Los valores del factor de caracterización (cerca de 12), y de la constante de viscosidad-gravedad (muy próximo a 0,8), confirman la naturaleza parafínica del crudo.

El contenido de compuestos saturados o parafínicos es de gran importancia, variando el porcentaje de parafinas precipitables entre el 2.5% y 3.5% del total, las cuales son las que experimentan la precipitación en la trayectoria del pozo según varía el perfil de temperaturas, existe asimismo un porcentaje importante de compuestos aromáticos, los cuales actúan como solventes de las parafinas y retardan el crecimiento de los cristales, seguido de los compuestos nafténicos, de naturaleza similar a las parafinas.

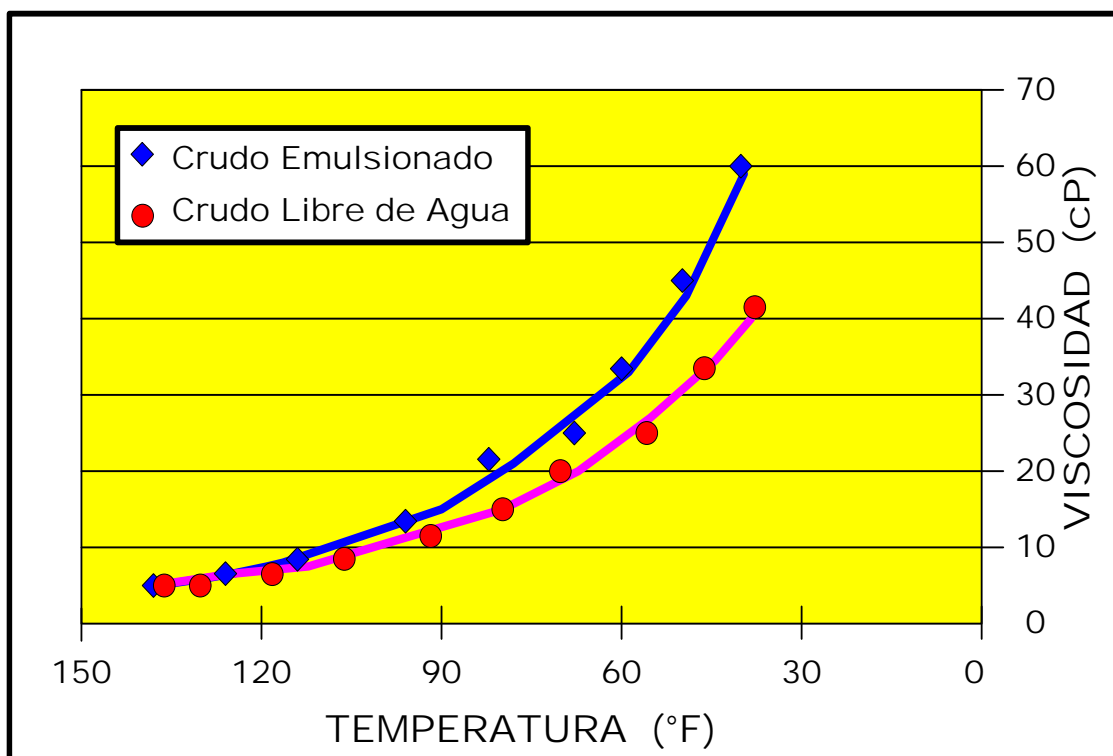
El grupo de pruebas que simulan condiciones variables de ciertos parámetros favorables a la precipitación de parafina considera la medición de parámetros como: porcentaje de agua y sedimentos, punto de niebla (°F), punto de fluidez (°F) y viscosidad (cP). Así como también los siguientes factores:

4.3 ANÁLISIS TEÓRICO

4.3.1 Influencia de la Emulsión

El contenido de agua y sedimentos en el crudo de un mismo pozo varía con el tiempo (véase la figura 10). La tendencia apreciada en los campos productivos, demuestra que cuanto mayor es la vida productiva del pozo mayor es el contenido de agua. El agua asociada al crudo se encuentra en forma emulsionada, debido a las condiciones de presión y temperatura que se experimenta en el reservorio y en la tubería de producción. La prueba realizada consiste en la comparación del punto de fluidez, así como la medición de la viscosidad. Los resultados demuestran que la emulsión favorece la precipitación de parafina.

FIGURA N°10

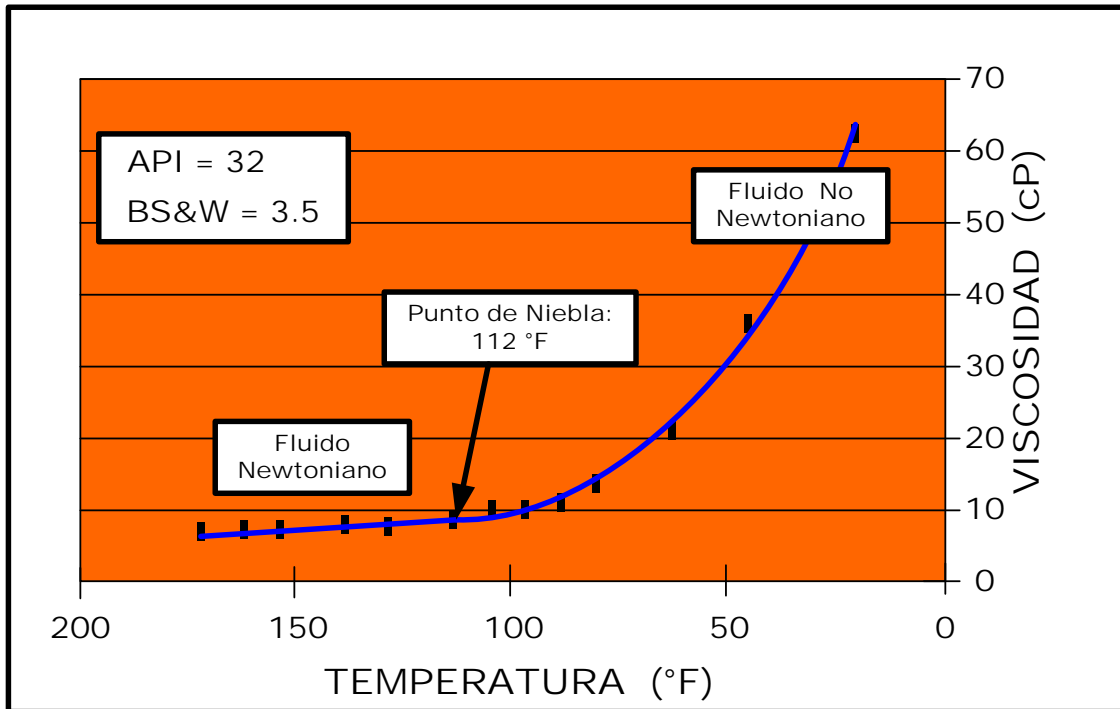


INFLUENCIA DE LA EMULSIÓN EN LA VISCOSIDAD

4.3.2 Análisis de la viscosidad y el punto de Niebla

La viscosidad es un factor importante y determinante del comportamiento del crudo a diferentes temperaturas (véase la figura 11). Las pruebas experimentales se realizan en diferentes rangos de temperatura simulando el perfil de temperaturas que se experimenta en el pozo. Asociado a la viscosidad, el punto de niebla o fusión, es la propiedad de mayor incidencia debido a que define la temperatura a la cual se inicia la precipitación de la parafina.

FIGURA N°11



PERFIL DE VISCOSIDAD
DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE NIEBLA

La curva del perfil de viscosidad ilustra la tendencia del incremento de viscosidad con la disminución de temperatura. La pendiente de la curva de viscosidad del crudo varía debido a su comportamiento reológico, a temperaturas altas donde no existe un cambio sustancial en los valores de viscosidad el comportamiento del fluido es newtoniano, y a temperaturas bajas en donde el incremento de la viscosidad es acelerado, el comportamiento es análogo a un fluido no-newtoniano.

Este último comportamiento no lineal obedece al cambio de fase experimentado en el crudo como consecuencia de la formación de cristales de parafina que precipitan en la solución. La viscosidad aumenta súbitamente en el rango de temperaturas que se registran en el pozo, esto es entre 60°F y 120°F, lo cual demuestra que a condiciones de operación se favorece la precipitación de parafinas.

5.- DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE CAMPO

El propósito de los trabajos de campo, su desarrollo y evaluación, es la optimización de la aplicación de los tratamientos en cada uno de los pozos seleccionados, considerando las condiciones de operación y factores que influyen en la precipitación de parafinas.

5.1 EVALUACIÓN DEL SOLVENTE INHIBIDOR WELL - FLO LH-100

5.1.1 HIDROCARBUROS TERPÉNICOS

Los terpenos son una clase de sustancia química que se halla en los aceites esenciales, resinas y otras sustancias aromáticas de muchas plantas, como por ejemplo los pinos y muchos tipos de cítricos. Uno de los terpenos más comunes es el pineno, que se encuentra, entre otros, en la trementina extraída del pino. Aunque no siempre se han de considerar tóxicos, los terpenos tomados en dosis suficientemente elevadas, pueden producir convulsiones, insomnio, náuseas, pesadillas, temblores y vértigo, entre otros problemas. Algunos de los terpenos más usuales son el limoneno, felandreno, camfeno, cariofileno.

DESCRIPCIÓN, COMPONENTES Y SEGURIDAD DEL WELL-FLO

El sistema base de WELL-FLO consta de una mezcla sinérgica de solventes llamados terpenos. No menos de 6 diferentes componentes de los tipos de terpenos se mezclan para formar esta sustancia. En pruebas anteriores encontramos que la efectividad del producto estaba directamente relacionada con la adecuada proporción de los constituyentes individuales y por tanto se forma y se evalúa una prueba matriz exhaustiva hasta que se logra un radio óptimo.

El solvente usado anteriormente fue un excelente degradador de parafina pero lento e incompleto. La verdadera optimización de Well-Flo se basa en los sistemas patentados de humedad, condicionamiento y anti-redeposición. Estos sistemas proporcionan distintas velocidades al eliminar la acumulación de desechos en las superficies de las maquinarias disolviendo la parafina y acondicionando las superficies por un tiempo más largo, de manera

que resistan la acumulación de parafina. Además que no se emulsifica con el agua

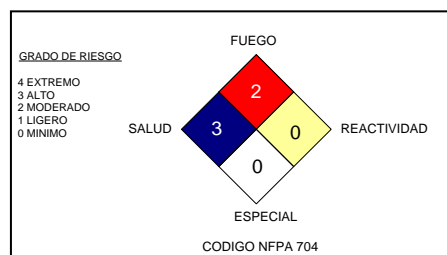
Well-Flo es un solvente inflamable que es considerado tóxico, no cancerígeno y biodegradable. Well-Flo es mucho más seguro para el ambiente y las personas comparado con otros productos que contienen componentes cancerígenos como el cloruro de metileno, tolueno, benceno. Además, Well-Flo no necesita eliminarse y puede procesarse con el petróleo crudo.

SOLVENTE PARAFINICO.- WELL-FLO, es una mezcla de hidrocarburos “TERPENOS”, solvente natural que existe en las plantas cítricas y otras plantas como el Pino con propiedades técnicas y químicas extraordinarias. El terpeno es un compuesto orgánico que nace de un monómero (ocurre naturalmente) que se encuentra como un aceite volátil en las plantas y que biológicamente es incrementado naturalmente hasta obtener el Terpeno.

Como la parafina es una combinación de cadenas largas de hidrocarburos alifáticas (cadenas abiertas y ramificadas) conectadas por un simple vínculo o lazo, entonces cuando los componentes del WELL-FLO, se encuentra en contacto con la parafina cristalizada, estos débiles lazos ó vínculos son sistemáticamente rotos en subunidades mas pequeñas los cuales todos ellos son más solubles en este solvente, por lo que la parafina pierde su forma cristalina y llega a ser molecularmente e iónicamente dispersado en el solvente para formar una solución.

INHIBIDOR PARA CONTROL DE PARAFINAS “WELL-FLO LH-100”.- El LH-100 es un elemento más, agregado a la mezcla anterior que envuelve a las pequeñas moléculas de parafina antes de cristalizarse, no dejando que estas cadenas se agrupen para después aumentar su peso molecular, sabemos que el petróleo crudo es un sistema coloidal donde la parafina es un saturado que tiende a aumentar su peso molecular (cristalizar), cuando la temperatura desciende a través de la tubería de producción.

5.1.2 HOJA DE DATOS Y SEGURIDAD DE MATERIALES (MATERIAL SAFETY DATA SHEET)



SECCION I – INFORMACION GENERAL	
Nombre del producto:	WELL – FLO LH-100
Familia química:	No aplicable
Formula:	Mezcla
Sinónimo:	Solvente parafinico e inhibidor
Fabricante:	LIGHTHOUSE INTERNATIONAL HOLDINGS INC.
Dirección:	180 SW 75 TH TERRACE , PLANTATION , FLORIDA
Persona de contacto:	Kevin Long
Teléfonos de emergencia:	DENTRO USA 800-424-9300 (CHEMTREC) FUERA USA 703-527-3887 (CHEMTREC)
Otra información:	001-954 -816 67 40

SECCION II – COMPOSICION			
NOMBRE QUIMICO	TLV (mg/m3)	PEL (ppm)	%
HIDROCARBUROS TERPENES	10	100	25-75
HIDROCARBURO TERPENE N.O.S	10	100	25-75
HIDROCARBURO MONO TERPENE	10	100	25-75
*La identidad química específica de ingredientes no peligrosos de este producto, están siendo retenidas como secreto comercial			

SECCION III – PROPIEDADES FISICAS	
Gravedad específica @ 25° C:	0.83 – 0.85
Solubilidad en agua:	No soluble
Presión de vapor (mm Hg.):	1.9 – 2.1
Evaporación	Más lento que Butil Acetato
Apariencia y olor:	Líquido azul con olor a pino
% de volátil por volumen:	95 %
Punto de Ebullición	334 °F
Densidad del vapor (aire = 1):	Más pesado que el aire
Temperatura de auto ignición:	458 °F
Combustión sostenida:	Apoyará la combustión

SECCION IV – RIESGO DE FUEGO O EXPLOSION	
Punto de llamarada (Flash Point):	115° F a 119°F
Medios de extinción:	Aerosol de agua, Espuma regular, Dióxido de Carbono, Química seca (CLASE B). Se pueden usar extinguidores en fuegos que involucren este producto.
Temperatura Auto ignición:	458 °F
<p>Procedimiento y precauciones especiales de extinción: Como en cualquier otra situación de fuego disponer de aparatos de respiración autónomos de presión positiva aprobado por MSHA/NIOSH y ropa protectora adecuada (anticorrosivo). En caso de fuego este producto puede liberar CO, CO2 y otros productos de descomposición de riesgo no determinado.</p>	

SECCION V – RIESGO A LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS	
Signos y síntomas de exposición:	Irritación en ojos, piel. La inhalación puede causar irritación en el sistema respiratorio. La ingestión puede causar irritación severa en el sistema gastrointestinal. puede causar depresión en el sistema nervioso central (descoordinación, somnolencia y vértigo)
Primeras rutas de entrada:	Inhalación y absorción
Condiciones médicas agravadas:	Inflamación de ojos, piel y sistemas respiratorio superior
<p><u>Procedimiento de emergencia y primeros auxilios</u></p> <p><u>Contacto con la piel:</u> Lavar con jabón y agua. Remover la ropa contaminada. Buscar atención medica inmediata. Limpiar la ropa antes de volver a usarla.</p> <p><u>Contacto con los ojos:</u> Quitar algún lente de contacto enseguida. Sostenga los párpados separados. Inmediatamente limpiar con agua de poca presión por lo menos 15 minutos. Ver a un medico inmediatamente.</p> <p><u>Ingestión accidental:</u> No inducir al vomito. El vomito puede causar daño a los pulmones. Buscar a un medico inmediatamente</p> <p><u>Inhalación:</u> En el caso que los síntomas de exposición son experimentados, evacuar en aire fresco. Buscar atención medica en caso de que se desarrolle irritación nasal, de garganta o pulmonar.</p> <p><u>Notas para el Médico:</u> Este producto contiene un solvente de hidrocarburos. La aspiración dentro de los pulmones va resultar en neumonitis química y puede ser fatal. La ingestión puede causar daño en la mucosa del esófago que puede ser contraproducente en la inserción de un tubo naso gástrico. Medidas contra shocks circulatorios y depresión respiratoria se pueden requerir.</p>	

SECCION VI – DATOS DE REACTIVIDAD

Estabilidad:	Es estable bajo condiciones recomendadas de manipulación y almacenaje.
Incompatibilidad:	Es incompatible con: agentes oxidantes y ácidos catalizadores.
Riesgo de descomposición del producto:	No conocido
Peligro de polimerización:	No anticipado bajo condiciones normales o recomienda manipulación o condiciones de almacenamiento.

SECCION VII – PROCEDIMIENTO DE DERRAME O LIQUEO

Pasos a tomar en caso el material es derramado: Use protectores de guantes para evitar contacto con la piel. Para pequeños derrames deberían ser absorbidos por polvo, tierra, u otros absorbentes convenientes para su disposición, barra y disponga apropiadamente. Largos derrames contener en zanjas y bombearlo a los barriles para uso o disposición. Mover los contenedores liqueando para ventilar el área. No fumar. Eliminar alguna fuente de ignición. Evitar inhalación. Use dispositivo de protección respiratoria.

Manejo de desechos y método de disposición: Disponer de un acuerdo con el estado federal o reguladores de medio ambiente local. Reportar la cantidad de este material al CERCLA, si ello llega a ser un desperdicio, 100 libras. Si es comprobado y descartado entonces este material esta sujeto a disposición de la tierra. Reevaluación de este producto puede ser requerido por el usuario en el momento de disposición, desde que los usos del producto, mezcla y transformación pueden cambiar la clasificación desechada.

Agente neutralizante: No corrosivo

SECCION VIII – MEDIDAS DE PROTECCION OCUPACIONAL

Practica de trabajo y Control de Ingeniería:

Mantener lejos de fuente de ignición.

Deseche correctamente cualquier artículo empapado con el material, la calefacción espontánea puede ocurrir.

Las fuentes de limpieza de los ojos y las duchas de seguridad deben ser fácilmente accesibles.

Utilice procesos cerrados, ventilación del extractor local, u otros controles de ingeniería para controlar el nivel de lo llevado por el aire debajo de los límites de exposición recomendable.

Practica higiénica General:

No mantenga contacto con ojos, piel y ropa.

Evite respirar vapores, humos o nieblas.

No tragar.

Maneje en áreas con adecuada ventilación.

Evite contaminación con alimentos, bebidas.

Remueva ropa contaminada y zapatos apropiados. Límpiense antes de volver a usar.

Límite recomendados de exposición:

Particulates (mist): Si se usa debajo de las condiciones generadas. Particulates (mist), el ACGIH TLV-TWA de 3mg/m³ fracción respirable (10 mg/m³) debe ser observado.

Se recomienda que el límite de exposición de TWA sea de 100ppm para Hidrocarburo de Terpeno.

Medidas de Protección durante reparaciones o mantenimiento:

Elimine fuentes de ignición.

Totalmente aisle y limpie a fondo todo el equipo, tubería o recipientes antes de

mantenimiento o reparaciones. Mantener el área limpia. Producto va arder.	
Guantes protectores:	Guantes de neopreno
Protección respiratoria :	No requiere bajo condiciones normales de operación. Si concentración de vapor es alta, use dispositivo de protección respiratorio aprobado por NIOSH.
Protección de ojos:	Lentes de seguridad aprobado por OSHA
Otros equipos de protección personal:	Estaciones de ducha y puntos de lavado de ojos de emergencia
Ventilación:	Ventilación mecánica general

SECCION IX – INFORMACION TOXICOLOGICA

Información carcinogénico:

No esta listado como carcinogénico por NTP. No regulado por carcinogénico por OSHA. No evaluado por IARC.

Reporte Efectos Humanos:

Producto/Productos similares – La ingestión puede causar dolor estomacal, nauseas, vómitos e irritación en la boca y garganta. Aspiración en los pulmones después de ingestión puede causar daño severo que podría ser fatal. Inhalación de vapor puede causar irritación en el sistema respiratorio superior y efectos en el sistema nervioso central causa depresión, incluye dolor de cabeza y somnolencia. Líquido y Vapor puede causar irritación de ojos con enrojecimiento de estos. Lagrimeo y disconformidad. Causa perdida de grasa en la piel que puede ocasionar dermatitis e irritación.

Reporte Efectos Animales:

Producto/Productos similares – Aproximadamente dosis letal (ratas): 4.7 g/Kg. Signos de intoxicación incluye debilidad muscular, alergias, respiración de jadeo lenta y narcosis. Muerte puede ocurrir entre 12- 108 horas. Irritación moderada en piel intacta o desgastada de conejo. Severa irritación en ojos de conejo causando dolor. Curación lenta en lesiones de párpados. Exposición en ratas, ratones y cerdo de guineas en vapor saturado de 5 horas (Concentración nominal 10.6 mg/L) causa excitabilidad, irritación de ojos, perdida de equilibrios, convulsiones en ratones y cerdos de guinea, seguido por muerte de ratones.

SECCION X –TRANSPORTE Y PRECAUSIONES ESPECIALES

Medidas Generales:

Combustible. Envases enlazados durante el llenado o la descarga cuando las temperaturas sean iguales o inferiores al flash point. El área de almacén debe estar conforme al NFPA 30 o a las regulaciones OSHA para almacenaje combustible líquido. Se almacena en frío y área seca bajo toldo. Mantener el envase sellado.

Materiales o condiciones a evitar:

Mantener lejos del fuego, flama, chispas u otra fuente de ignición. Combustión espontánea podría ocurrir si el material es empapado con este producto y es expuesto al aire, así como un recipiente empapado y con un aislamiento caliente.

Clasificación de envío:

Nombre apropiado de embarque:	LIQUIDO INFLAMABLE, NOS
Clase de riesgo:	3
N° De identificación	UN 1993
Grupo de empaque:	III

SECCION XI -INFORMACION ECOLOGICA

Información Ecotoxicologica.

Producto/Productos similares – Es biodegradable, amigable al medio ambiente.

SECCION XII – CONSIDERACIONES PARA LOS RESIDUOS

Disposición de desechos.

Incineración de acuerdo a regulación, aplicable métodos de residuos recomendables. El método debe estar de acuerdo a las leyes federales y regulaciones locales.

5.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO

1 Objetivos

- Establecer y mantener un procedimiento para el tratamiento y dosificación del solvente inhibidor WELL-FLO LH-100 en pozos petroleros que producen mediante levantamiento artificial.
- Dar solución a los problemas de depósitos de parafinas en pozos productores de petróleo y gas, para que exista una buena comunicación de fluidos dentro de las tuberías de producción, líneas de superficie y tanques de almacenamiento.
- Mantener la producción de petróleo y gas, además de disminuir los costos operativos cuidando el medio ambiente y seguridad durante el trabajo.

2 Alcance

Este procedimiento alcanza a:

- Ingeniero encargado de Lighthouse
- Clientes encargados del trabajo a realizar.

3 Definiciones

- 3.1 Dosificación:** inyección o adición de productos químicos, mediante bombas fijas, equipos móviles ó por gravedad.
- 3.2 Inhibidores para control de parafinas:** previenen la deposición de parafina, evitando la formación de sus cristales.
- 3.3 Dispersantes para control de parafinas:** productos que actúan sobre los cristales provocando que se repelan unos a otros, y con la superficie metálica, evitando de esta forma su deposición.
- 3.4 Solventes para tratamiento de parafinas:** productos que restauran las propiedades solventes a un crudo que ha perdido estas propiedades debido al escape de gases disueltos, solventes naturales o a una reducción en la temperatura, y también remueven los depósitos de parafina existentes en el sistema.
- 3.5 Producto químico:** producto que se usa en las actividades de extracción, transformación y tratamiento de fluidos de producción de petróleo.
- 3.6 Producto químico controlado:** producto utilizado como insumo en un proceso y que es controlado por la ley.
- 3.7 M.S.D.S. (Material Safety Data Sheet):** información concerniente a un producto químico líquido, sólido ó gaseoso, que indica: identificación del producto, composición, riesgos a la salud y/o medio ambiente, información de primeros auxilios, medidas de control de incendios, medidas en caso de derrames, manipuleo y almacenamiento, controles de exposición y protección personal, toxicidad, transporte, consideraciones para desechos, etc.

4 Responsabilidades

- 4.1** El ingeniero encargado de la prueba es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento, y de realizar los reportes y registros de la operación.
- 4.2** El ingeniero encargado deberá informar al cliente encargado de cualquier emergencia proveniente de su operación

5 Consideraciones

- 5.1** se deberá respetar las normas de seguridad y medio ambiente del cliente
- 5.2** para realizar sus operaciones los trabajadores deberán usar los siguientes equipos de protección personal, como son:
- a) Zapatos con punta de acero antideslizante
 - b) Casco en buen estado
 - c) Gafas protectoras
 - d) Guantes
 - e) Overol en buen estado
 - f) chaleco salvavidas con los seguros colocados (para trabajos en offshore)
 - g) Equipos respiratorios en buen estado.
- 5.3** Se contará con el equipo de protección contra el fuego según el M.S.D.S. del producto
- 5.4** Las tareas de dosificación deben ser realizadas en horario diurno
- 5.5** Los incidentes y accidentes en seguridad, salud ocupacional y ambientales que ocurran en su operación deberán ser informados al cliente en la brevedad posible y anotados en el reporte diario.

6 Descripción del Trabajo

- 6.1** Lighthouse realizó las respectivas coordinaciones con Graña y Montero Petrolera S.A. para intervenir los pozos 5928 Verdún Alto y 5709 Pozo.

PRIMER POZO

POZO 5928 VERDÚN ALTO

- 6.2** Tomando experiencias de otras áreas, se ha determinado que el porcentaje de volumen de parafina según datos estadísticos, varían desde 3% hasta 18% de la producción del pozo. Estudiando el caso de Talara ésta variación se encuentra entre 5 y 9 % según sea la ubicación del pozo.

6.3 Suponiendo una longitud de parafina de 2500 pies, entonces se determinó la siguiente tabla, para determinar el volumen de química a inyectar

6.4 Se realizó el siguiente programa de trabajo:

Primera relación			Segunda Relación		Volumen de WELL-FLO en Cilindros		
espesor de parafina (e) pulgadas	Factor de Corrección % (F)	Volumen de Parafina Real (bbl)	% Volumen de parafina (datos estadísticos)	Volumen de Parafina Real (bbl)	FACTOR 5	FACTOR 8	FACTOR 9
0.5	30	4.2	9	1.08	4.1	6.6	7.4
0.25	30	2.1					
0.125	30	1.1					
0.0625	30	0.5					
0.5	25	3.5	7	0.84	3.2	5.1	5.8
0.25	25	1.8					
0.125	25	0.9					
0.0625	25	0.4					
0.5	20	2.8	5	0.6	2.3	3.7	4.1
0.25	20	1.4					
0.125	20	0.7					
0.0625	20	0.4					
0.5	16	2.2	3	0.36	1.4	2.2	2.5
0.25	16	1.1					
0.125	16	0.6					
0.0625	16	0.3					

- Según la tabla anterior se debe inyectar 05 cilindros de **WELL-FLO** debido que el nivel de fluido podría encontrarse a 6695 pies por la baja producción del pozo, utilizando el método del Remojo.
- Para que el flujo de fluidos tenga buena comunicación por las líneas de superficie, se recomienda inyectar 0,5 cilindros del producto por estas líneas hacia batería.

6.6 El programa de trabajo de este pozo será revisado en conjunto con el cliente, una vez llegado a un acuerdo se realizará el cronograma de fechas de los pozos a intervenir con 03 días de anticipación.

6.7 El personal de Lighthouse, realizará todas las coordinaciones de los equipos a utilizar en la limpieza de este pozo, así como también de

las pruebas de los mismos, para ello deberá tomar en cuenta lo siguiente en el anexo 1, además el medio de transporte, carga y descarga del producto.

- 6.8 Una vez cumplido todos los requisitos mencionados anteriormente, el pozo puede ser intervenido.
- 6.9 Antes de iniciar los trabajos, Lighthouse deberá instruir al personal involucrado (cliente y personal de Lighthouse) para que exista una buena comunicación durante el trabajo.
- 6.10 Luego se realizará una charla de seguridad de 5 minutos en conjunto con el cliente y personal de Lighthouse.
- 6.11 Verificar que las instalaciones de superficie del pozo se encuentren en buen estado.
- 6.12 Colocar el manómetro y realizar la toma de presión por forros.
- 6.13 Teniendo como base los datos anteriores, se aplicará el siguiente método de trabajo (véase la figura 12)
 - Tomar muestras de fluido, antes de iniciar la operación.
 - Conectar el equipo de inyección química a líneas de superficie, e inyectar 1/2 cilindro de **WELL-FLO** y desplazarlo con 1 cilindro de crudo hacia batería con el pozo parado.
 - Desconectar el equipo de inyección química y dejar líneas de superficie conectadas.
 - Luego conectar el equipo de inyección química a la instalación del pozo por forros
 - Inyectar 05 cilindros de **WELL-FLO** por el anular, con el pozo parado.
 - Desconectar el equipo de inyección química y dejar líneas de forro conectadas
 - Cuando el solvente llegue al fondo del pozo, hacer funcionar la bomba de subsuelo para que el **WELL-FLO** ingrese al interior de la tubería de producción.
 - Una vez que el **WELL-FLO** ingresa a la tubería de producción, tomar muestras y verificar la presencia de **WELL-FLO** en superficie.
 - Apagar la bomba de subsuelo con el cabezote del equipo abajo para que no ingrese mas fluido a la tubería de producción.

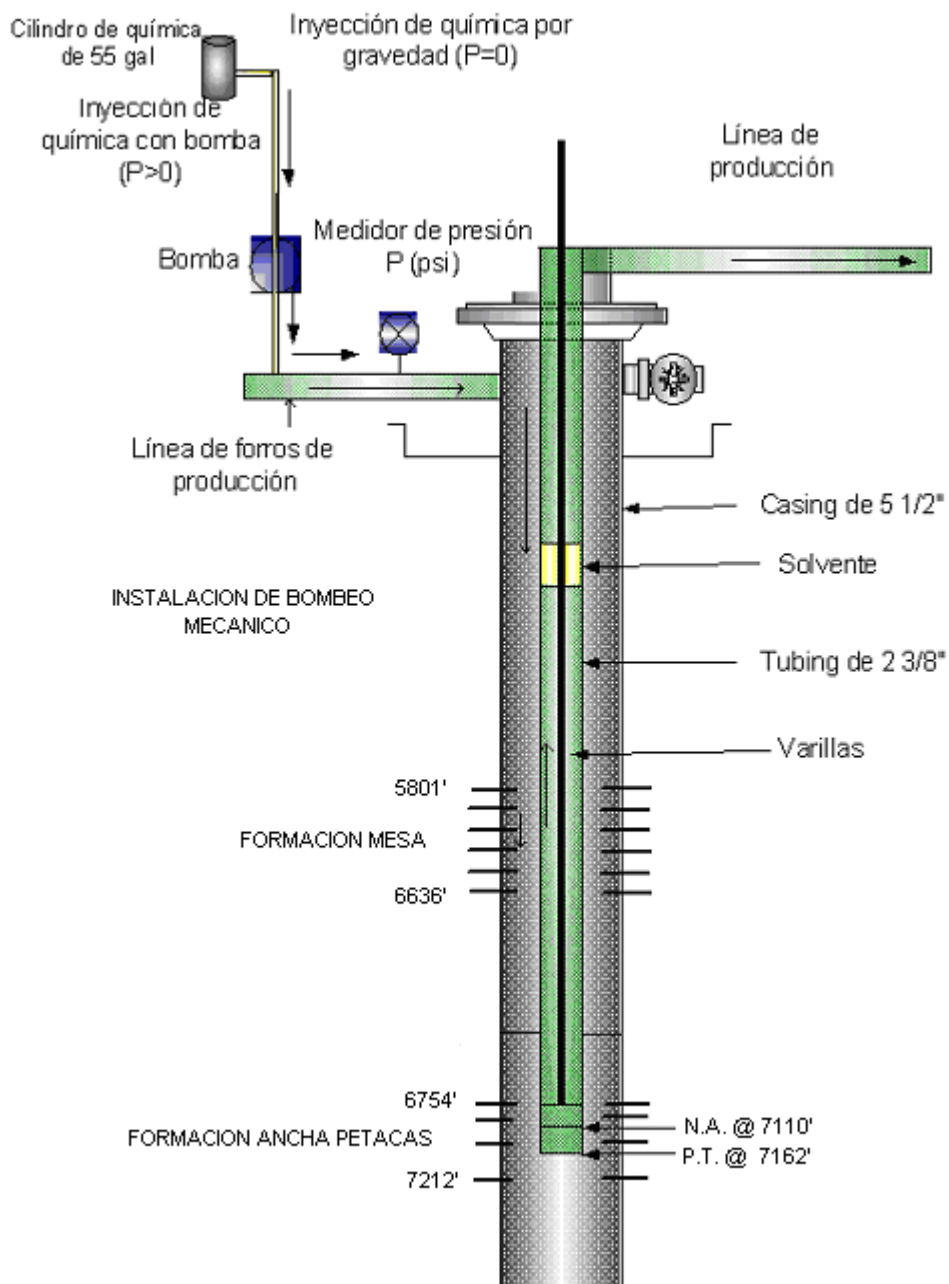
- ➔ Dejar remojar el químico 24 horas, para que realice su trabajo de disolución de parafinas.

6.14 Poner el pozo en producción y en prueba a batería.

6.15 Una vez finalizado el trabajo y ponerlo en prueba a batería, se realizará la inyección de 7.5 galones semanales **WELL-FLO LH-100** que también actúa como inhibidor para prevenir la formación de parafina al pozo, monitoreándolo por 30 días.

6.16 Poner el pozo en producción a batería.

FIGURA N°12



POZO 5928-VERDUN ALTO
SEGUNDO POZO
5709 POZO

6.1 Tomando experiencias de otras áreas, se ha determinado que el porcentaje de volumen de parafina según datos estadísticos, varían desde 3% hasta 18% de la producción del pozo. Estudiando el caso de los campos en Talara, ésta variación se encuentra entre 5% y 9 % según sea la ubicación del pozo.

6.3 Suponiendo una longitud de parafina de 2500 pies, entonces se determinó la siguiente tabla, para determinar el volumen de química a inyectar:

6.4 Procedemos a realizar el siguiente programa de trabajo:

Primera relación			Segunda Relación		Volumen de WELL-FLO en Cilindros		
espesor de parafina (e) pulgadas	Factor de Corrección % (F)	Volumen de Parafina Real (bbl)	% Volumen de parafina (datos estadísticos)	Volumen de Parafina Real (bbl)	FACTOR 5	FACTOR 8	FACTOR 9
0.5	30	4.2	9	0.81	3	4.9	5.6
0.25	30	2.1					
0.125	30	1.1					
0.0625	30	0.5					
0.5	25	3.5	7	0.63	2.4	3.8	4.3
0.25	25	1.8					
0.125	25	0.9					
0.0625	25	0.4					
0.5	20	2.8	5	0.45	1.7	2.75	3.1
0.25	20	1.4					
0.125	20	0.7					
0.0625	20	0.4					
0.5	16	2.2	3	0.27	1	1.6	1.9
0.25	16	1.1					
0.125	16	0.6					
0.0625	16	0.3					

➤ Se recomienda inyectar 2.5 cilindros de **WELL-FLO** utilizando el método de la recirculación.

- Para que el flujo de fluidos tenga buena comunicación por las líneas de superficie, se recomienda inyectar 0,5 cilindros del **WELL-FLO LH-100** por estas líneas hacia batería.
- 6.5 El programa de trabajo de este pozo será revisado en conjunto con el cliente, una vez llegado a un acuerdo se realiza el cronograma de fechas de los pozos a intervenir con 03 días de anticipación.
 - 6.6 El personal de “Lighthouse”, realizará todas las coordinaciones de los equipos a utilizar en la limpieza de este pozo, así como también de las pruebas de los mismos, para ello deberá tomar en cuenta lo siguiente en el anexo 1, además el medio de transporte, carga y descarga del producto.
 - 6.7 Una vez cumplidos todos los requisitos mencionados anteriormente, el pozo puede ser intervenido.
 - 6.8 Antes de iniciar los trabajos, “Lighthouse” deberá instruir al personal involucrado (cliente y personal de “Lighthouse”) para que exista una buena comunicación durante el trabajo.
 - 6.9 Luego se realizará una charla de seguridad de 5 minutos en conjunto con el cliente y personal de Lighthouse.
 - 6.10 Verificar que las instalaciones de superficie del pozo se encuentren en buen estado.
 - 6.11 Colocar el manómetro y realizar la toma de presión por forros.
 - 6.12 Teniendo como base los datos anteriores, se aplicará el siguiente método de trabajo (véase la figura 13):
 - Tomar muestras de fluido, antes de iniciar la operación.
 - Conectar el equipo de inyección química a líneas de superficie, e inyectar 1/2 cilindro de “**WELL-FLO**” y desplazarlo con 1 cilindro de crudo hacia batería con el pozo parado.
 - Luego conectar el equipo de inyección química a la instalación del pozo por forros
 - Inyectar 2.5 cilindros de “**WELL-FLO**” por el anular, con el pozo parado.

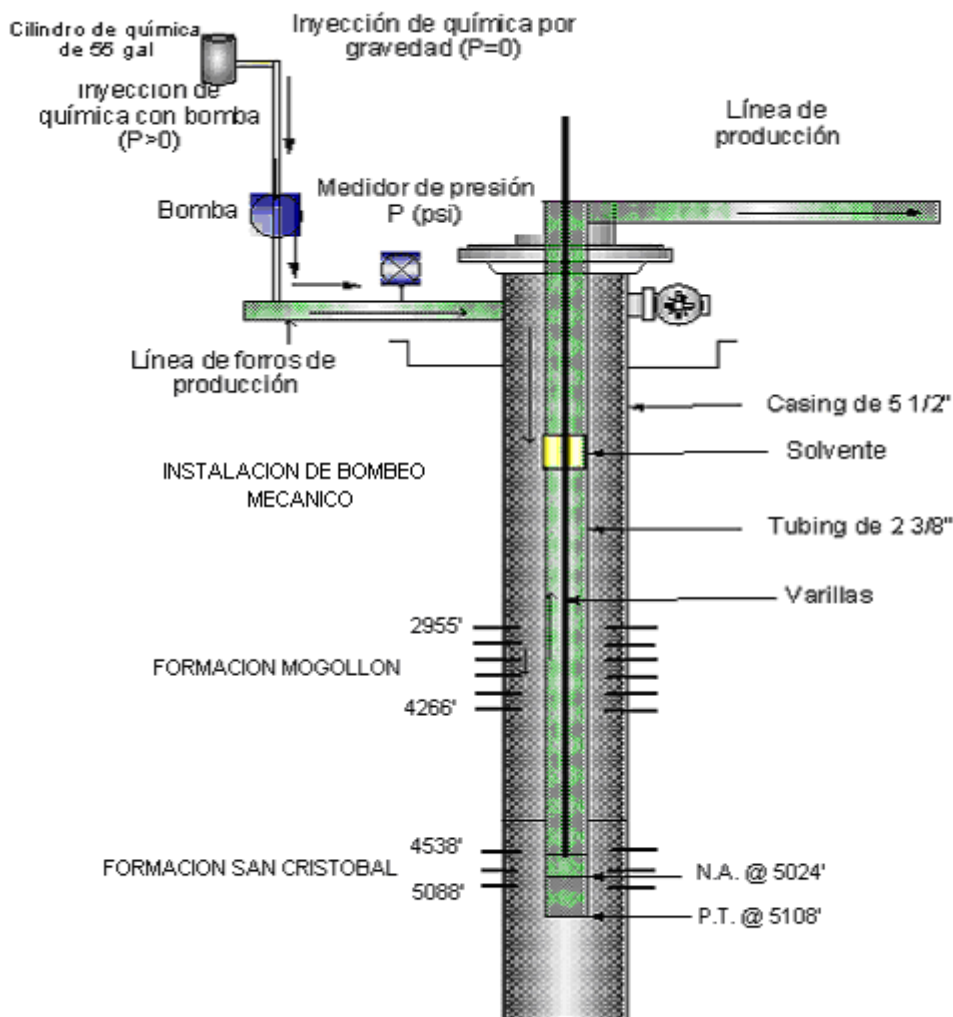
- Desconectar el equipo de inyección química y realizar las respectivas conexiones con el cilindro de circulación por tubos y forros.
- Recircular con equipo de bombeo mecánico funcionando, hasta que el solvente parafínico llegue hacia superficie

6.13 Poner el pozo en producción y en prueba a batería.

6.14 Una vez finalizado el trabajo y ponerlo en prueba a batería, se realiza la inyección de 7.5 galones semanal de “WELL-FLO” que actúa también como inhibidor para prevenir la formación de parafina al pozo, monitoreándolo por 30 días.

6.15 Poner el pozo en producción a batería.

FIGURA N°13



POZO 5709-POZO

7 Anexos:

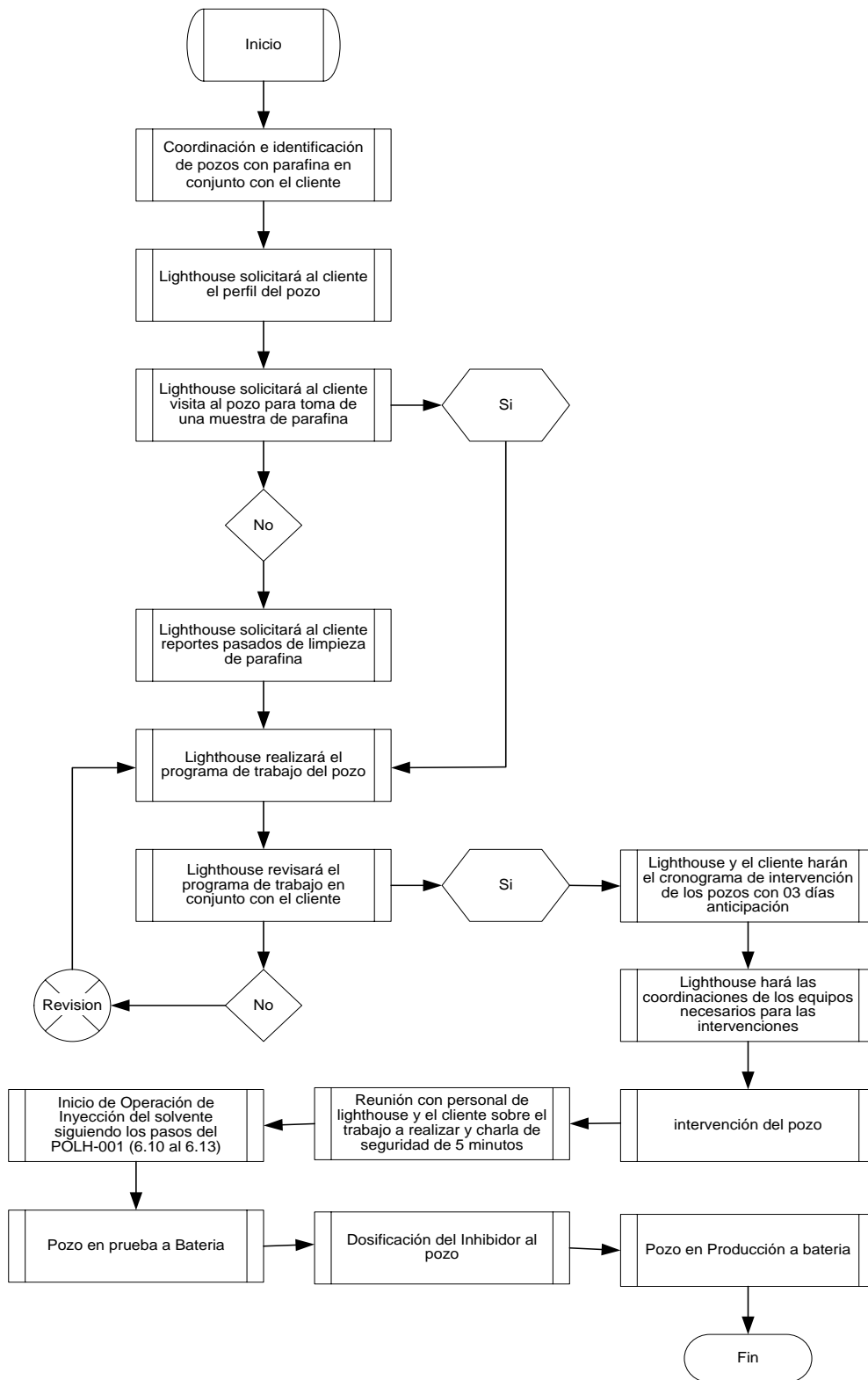
Equipos y herramientas utilizados en el manipuleo y dosificación de productos químicos.

Anexo 1: Equipos y Herramientas

Item	Descripción	Estado	Prueba
1.	Bomba de inyección de química		
2.	Equipo contra incendio		
3.	Manómetros		
4.	Bomba de trasiego		
5.	Lavador de ojos.		
6.	Botiquín de primeros auxilios.		
7.	Cilindros de química (55 galones)		
8.	Rosca compatible con el equipo de inyección de química		
9.	Reducciones a la línea de salida del anular de la cabeza del pozo		
10.	Recipientes		
11.	Tanque de tratamiento		
12.	Llaves (stilson, francesa, combas)		
13.	Uniones universales		
14.	Recipientes y membranas plásticas para contener posibles derrames		

Nota: Estado y Prueba (No conforme: NC, Conforme: C)

Anexo 2: Diagrama de Flujo



6.- RESULTADOS

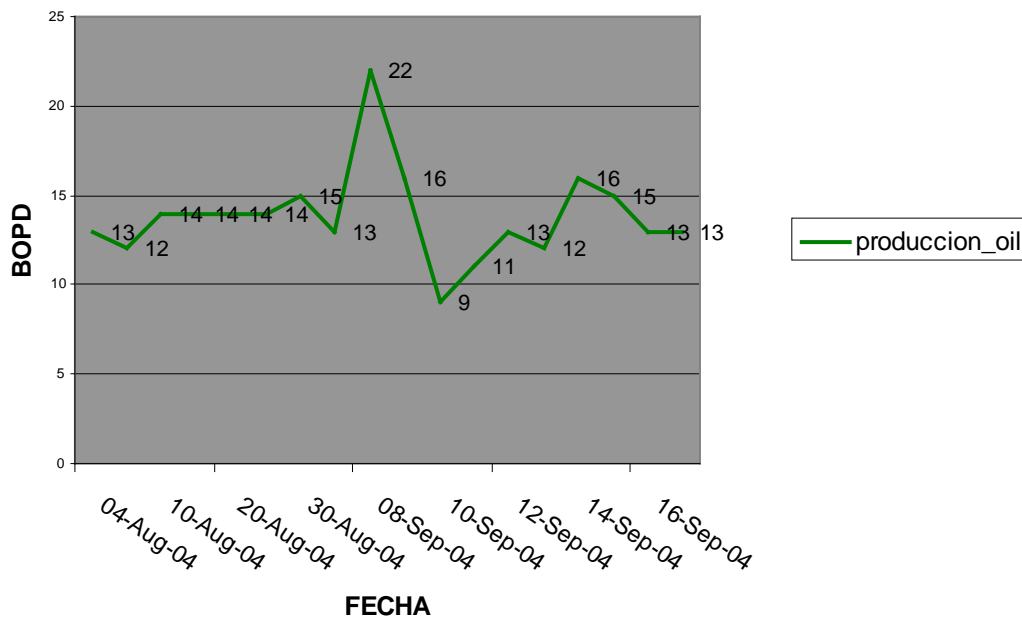
6.1 POZO 5928 - VERDUN ALTO

En este pozo (véase la figura 14) se usó el método del remojo, se inyectó primero 0.5 cilindros del producto por líneas de superficie y luego se agregó 5 cilindros del mismo por forros y se esperó hasta notar la presencia del producto por 17 horas, se Paró producción del pozo, y se dejó remojar por las 24 horas siguientes.

De la curva se observa una tendencia a estabilizar la producción del crudo, este pozo antes de su intervención tenía un horario de trabajo de 3x3 (3 horas de trabajo y tres horas de parada), después de su intervención trabaja 4x4.

Para verificar la acción del producto como inhibidor seguiremos inyectando 7.5 galones por forros cada semana. La evaluación de la aplicación del tratamiento químico, según el plan elaborado, comprende los meses de Setiembre hasta Diciembre del 2004.

FIGURA N°14



CURVA DE PRODUCCIÓN Y EFECTO DEL WELL-FLO LH-100
POZO 5928-VERDÚN ALTO

6.2 POZO 5709-POZO

En este pozo (véase la figura 15) se usó el método de “recirculación”, para esto se agregó por forros 2.5 cilindros del producto, luego se hicieron las respectivas conexiones por tubos y forros hasta empezar a recircular. En 08 horas de recirculación se notó presencia del producto en superficie; se siguió recirculando hasta que a las 8 horas siguientes la bomba dejó de trabajar porque la carrera quedó pegada hacia fuera.

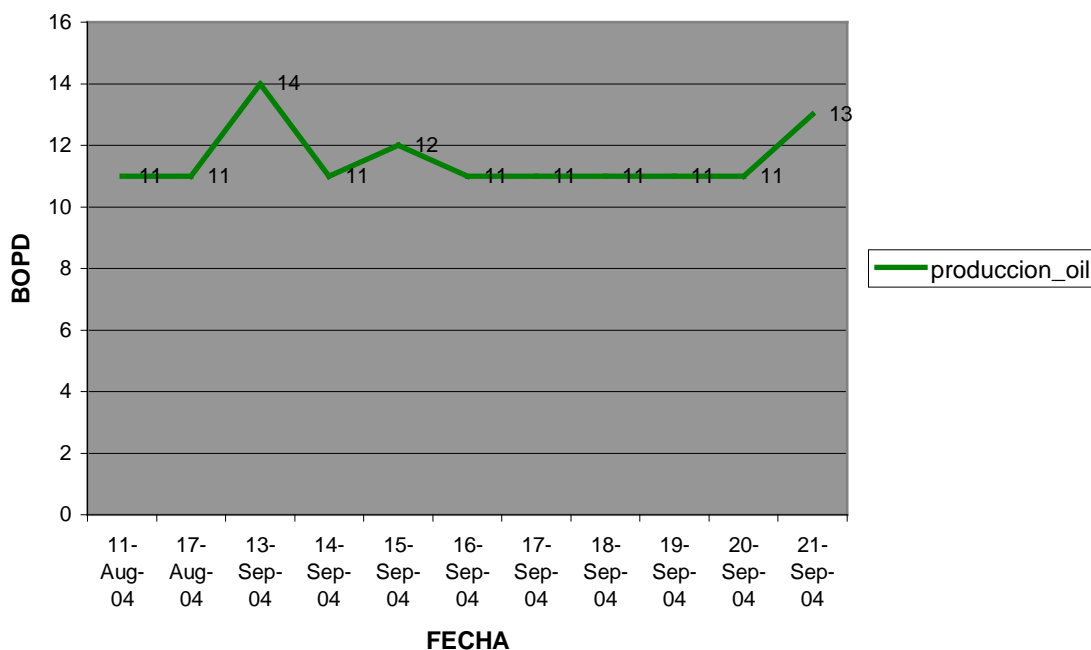
Se procedió con servicio de pozos y se obtuvieron las siguientes fotos (véase las figuras (16 y 17) al sacar equipo de bomba.

Se nota una buena limpieza de varillas de producción así como también las tuberías de producción salieron limpias con poca presencia de parafina.

El problema del estancamiento de la bomba por carrera pegada fue sobre todo por el arrastre de arena y carbonatos que existió al recircular el pozo, estos sólidos penetran en la bomba de subsuelo y se empaqueta dentro de ella dejando de funcionar la bomba.

Se adjunta la curva de producción de este pozo; se observa que la producción tiende a estabilizarse. Se continuará con la inyección semanal de 7.5 galones para comprobar la eficacia del producto como inhibidor. Esto se llevará a cabo según el programa de trabajo desde setiembre hasta diciembre del 2004.

FIGURA N°15



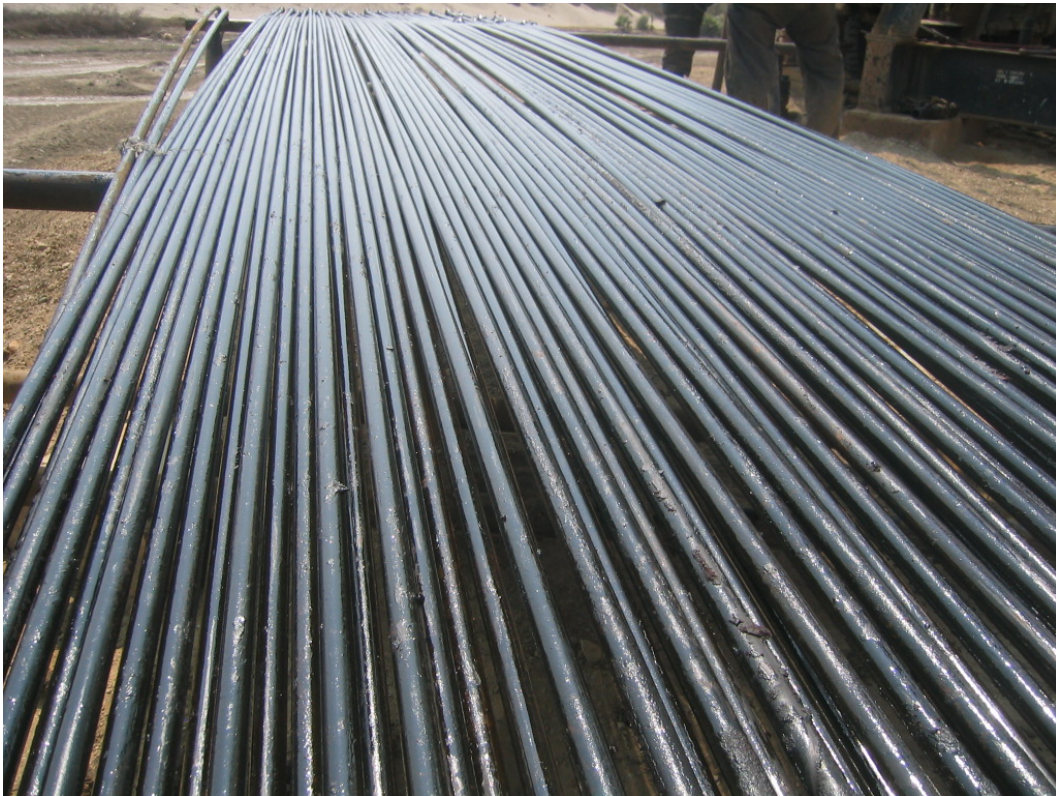
CURVA DE PRODUCCIÓN Y EFECTO DEL WELL-FLO LH-100
POZO 5709-POZO

FIGURA N°16



LIMPIEZA DE VARILLAS DE PRODUCCIÓN

FIGURA N°17



LIMPIEZA DE VARILLAS DE PRODUCCIÓN

7.- CONCLUSIONES

1. De los métodos anteriormente realizados el más eficiente es el de Recirculación, debido que el movimiento constante del solvente frente a los depósitos de parafina ayuda a removerlos y llevarlos a su estado natural de crudo.
2. Se puede tener menor intervención de Servicio de Pozos, y esto trae como consecuencia reducir costos en:
 - A. Limpieza de tuberías de producción
 - B. Limpieza de varillas
 - C. Mantenimiento de la bomba de subsuelo
3. Todo trabajo de tratamiento químico tiene una duración como mínimo de 1 año para obtener aceptables resultados.
4. La temperatura de fusión (punto de niebla) es la propiedad de mayor importancia en el control del problema de deposición de parafinas en un pozo productor, debido que ayuda a la predicción del punto exacto (profundidad de la tubería), donde se inicia la cristalización de parafinas.
5. La proyección de un tratamiento químico de inhibición requiere conocer las propiedades del fluido de producción a condiciones de fondo del pozo, esto es antes de iniciarse su recorrido por la tubería de producción. De esta manera se conocerán los requerimientos del producto químico inhibidor y su forma de aplicación que optimicen su efectividad en el pozo.
6. para la determinación de la temperatura de fusión del petróleo que se encuentra a condiciones del fondo del pozo es necesario la aplicación de la teoría termodinámica, la cual exige el análisis del comportamiento de las variables PVT.
7. La ejecución de trabajos de limpieza mecánica acelera la deposición de parafina debido a la presencia de material externo en el crudo, como residuos de parafina y limaduras de hierro obtenidas por la operación mecánica.
8. La optimización del tratamiento químico de inhibición favorece la reducción de los costos irrecuperables debido a problemas de depósitos de parafina.

8.- RECOMENDACIONES

1. Como resultado de esta experiencia se propone una metodología para la aplicación y evaluación del tratamiento químico en pozos petroleros con problemas de depósitos de parafinas o asfaltenos, el cual comprende procedimientos experimentales y teóricos, los mismos que pueden ser convenientemente adaptados a las condiciones de operación de los campos petroleros.
2. Al identificar pozos con problemas de parafina, se recomienda usar entre 2 a 2.5 cilindros de WELL-FLO como trabajo de remoción, usando el método de recirculación anteriormente mencionado, luego continuar con el tratamiento de inhibición agregando 30 galones al mes (7.5 galones semanal), dado que en un año se usarán 09 cilindros por pozo.
3. Se recomienda emplear el método de Recirculación, controlando el tiempo de la siguiente manera:
 - A) Inyectar la cantidad adecuada del solvente por forros.
 - B) Continuar con la producción del pozo a batería y muestrear el crudo en cabeza del pozo hasta notar presencia del solvente.
 - C) Confirmada la presencia del solvente, tomar el tiempo y realizar las respectivas conexiones con el cilindro de recirculación.
 - D) Recircular el tiempo anterior menos 2 horas.
 - E) Armar puente de superficie y mandar producción a batería.
4. Se recomienda realizar un análisis del efecto del producto versus parámetros independientes accionados por el trabajo del motor de la unidad de bombeo mecánico, ya que su efecto incide indirectamente como por ejemplo los RPM (Revoluciones por Minuto) del motor, la temperatura del motor, presión de aceite del motor, cantidad de aceite usados en el motor, etc.

9.- BIBLIOGRAFIA

- ✚ INGEPET 2002 (EXPL-3-EM-73)
- ✚ INGEPET 2002 (EXPL-3-MG-116)
- ✚ Petróleo y Petroquímica INTERNACIONAL, agosto de 1973
- ✚ INTERNET, sitio Web diseñado por aromas naturales de Chile enero del 2003