



EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS  
GERENCIA CENTRO - ORIENTE  
NIT. 899.999.066-1  
EL CENTRO - SANTANDER - COLOMBIA

ECOPETROL  
TELEFONO: 239821  
FAX: 976 22 33 08

23131-340

COPIA

El Centro, 9 de julio de 2002

Señor  
JAIME EDUARDO LORA LIBREROS  
Gerente  
SUNSHINE OIL & GAS ANDINA S. A.  
Barranquilla

REFERENCIA: Evaluación Final de Protocolo de Prueba Solavite en  
el Pozo Lisama 54.

De acuerdo con las pruebas realizadas en el pozo Lisama 54 con la tecnología Solavite, para solucionar el problema de formación de incrustaciones causadas por parafina en la línea de superficie, nos permitimos informarle de los resultados satisfactorios de acuerdo a los objetivos planteados en el protocolo de ensayo de esta prueba.

Anexo informe de conclusiones y recomendaciones.

11 JUL 2002

Cordial saludo,

  
JUAN FERNANDO ARDILA CORREA  
Superintendente de Operaciones De Mares

Anexo: Informe

PRESENTACION PERSONAL Y RECONOCIMIENTO NOTARIA SEGUNDA DE BARRANCABERMEJA	
Compañía: <i>Ecopetrol</i> Nombre: <i>Juan Fernando Ardila Correa</i>	
C.C. No: <i>3294704</i> de <i>El Centro</i>	
	Y manifestó que el contenido de este documento es cierto y que la firma que aparece en él es la suya al igual que está trusta en constancia firmada.
Firma: 	
Fecha:	
Notario Segundo	



**EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS**

**GERENCIA CENTRO - ORIENTE**

**NIT. 899.999.068-1**

**TELEFONO: 22 47 77**

**EL CENTRO - SANTANDER - COLOMBIA**

El Centro 21 de Junio 2002.

**Para: Ingeniero Juan Fernando Ardila  
Superintendente de Operaciones De mares**

**De: Departamento de Producción**

**Asunto: RESUMEN EVALUACION DE LOS EQUIPOS CATALIZADORES  
SOLAVITE INSTALADOS EN EL POZO LISAMA 54**

**1. Descripción breve del yacimiento de Lisama**

El campo Lisama esta localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la esquina NE de la antigua concesión De Mares con un área aproximada de 17 Km<sup>2</sup> (Fig.1).

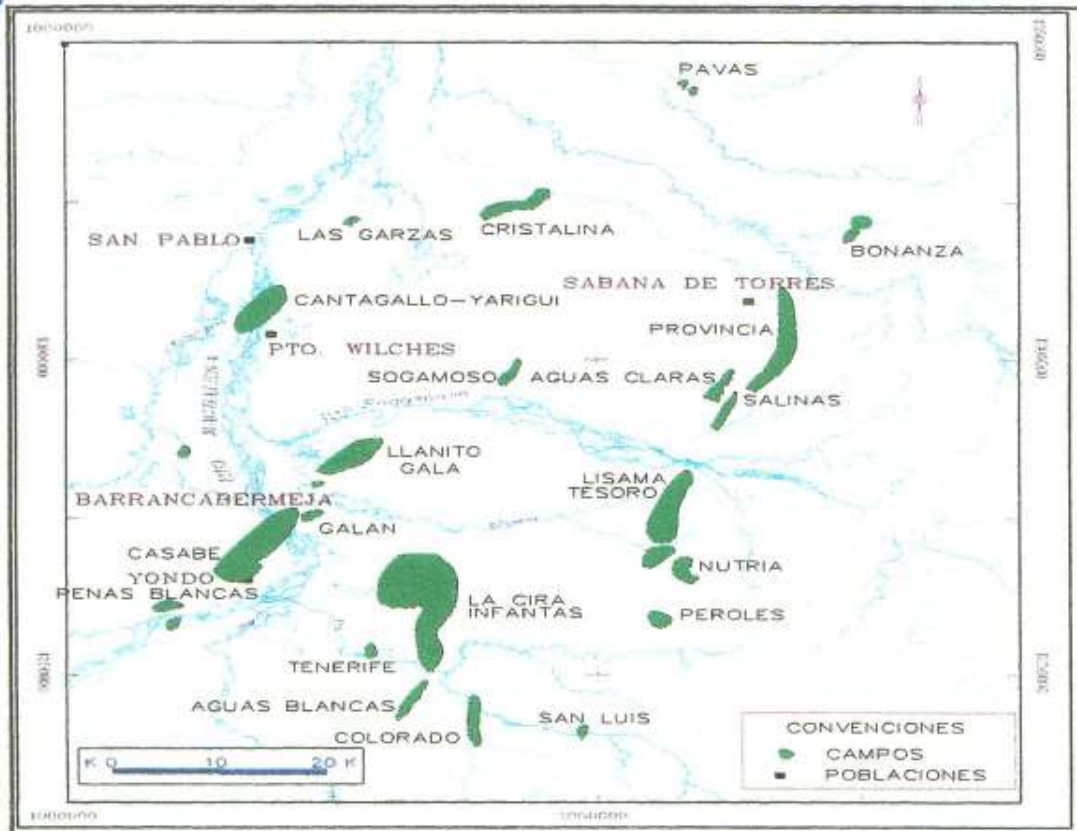


Fig-1 mapa geográfico de la zona en Colombia

## 2. Descripción de la Prueba

### 2.1. Condiciones previas al inicio de las pruebas.

De acuerdo con la experiencia de campo y el historial de parafinamiento en su línea de superficie, se escogió el pozo Lisama 54 como candidato inicial para la prueba.

### 2.2 Breve Historia del pozo Lisama 54.

El Pozo fue terminado en la zona B (6893'-6808') inicialmente en flujo natural, en junio de 1977 con una producción inicial de 393 BAPD con un BSW del 0.5%, en Octubre de 1983 se cambia a bombeo mecánico produciendo 168 BAPD y un 1% de BSW, en julio de 1986 se recañonea la zona B (6894'-6840') a razón de 4T/P. (Mejorando la densidad del cañoneo).

Desde 1986 hasta 1989 se realizaron 4 trabajos de circulación de aceite caliente, cambio de bomba y prueba de tubería; en 1988 se le realizó un análisis de laboratorio al crudo y se reportó punto de fluidez del aceite a  $-6.7^{\circ}\text{C}$ . (Mostrando el crudo alto grado de parafinamiento)



En Noviembre del 94 se bajó una herramienta magnética MAGCOOP después de un análisis detallado del pozo como parafinico, en Septiembre de 1998 se le retiró la herramienta magnética debido a que no fue posible controlar los problemas de parafinamiento, ya que constantemente quedó fuera de rango de diseño inicial de flujo por diferentes motivos.

Desde enero de 1990 hasta Octubre del 2001 se reportan más de 20 trabajos por taponamiento de la tubería de superficie debido a presencia de Parafina y en algunas situaciones se volvió crítico y hubo necesidad de realizar cambio de varios tramos de tubería.

Antes de dar inicio a la prueba hubo necesidad de limpiar la línea de conducción realizando desplazamiento con aceite caliente, sin embargo no fue posible destapar la tubería, por lo que hubo necesidad de cambiar un tramo completo de línea de conducción instalando línea nueva de 3" Schedule 40, por lo que la prueba se inició con la línea limpia.

### 2.3 Inicio de la Prueba

La coordinación de Ingeniería de Producción de la SMA-GCO consideró la necesidad de colocar un testigo en la línea de conducción, el cual consta de un tramo de 50 cms en tubería de 3" schedule 40 sin parafina y otro tramo de igual longitud y diametro, con parafina.

#### 2.3.1 Condiciones iniciales:

Antes de destapar la línea de conducción

- Presión anular 190 Psi
- Presión en el tubing 100 psig

Después de trabajo remedial de destapar la línea de conducción y cambio de tramo de tubería.

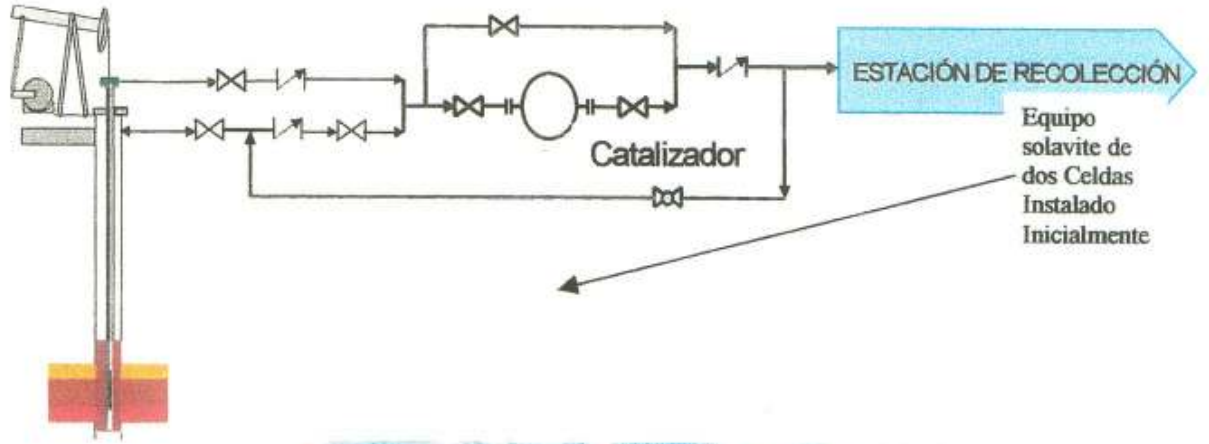
- Presión en el anular 80 psig
- Presión en el tubing 70 psig
- Presión en la estación 18 psig
- Caudal promedio total del pozo 33 BPD
- Producción de gas 150 KPCD.
- BSW Promedio 4%
- Contenido de parafina 1.03%

Los resultados de los análisis del gas y agua antes de iniciar la prueba fueron:

- Gravedad específica promedio 0.7358445
- GPM promedio 2.9749715
- BTU neto promedio 1168.49405.
- PH 7.90, Cloruros 3700 ppmcl-, alcalinidad 200 ppm Caco3, dureza total 700 ppm, dureza de calcio 400 ppm, hierro total 4.11 ppm, sólidos totales 3200.

#### 2.3.2 Diseño e instalación del equipo SOLAVITE

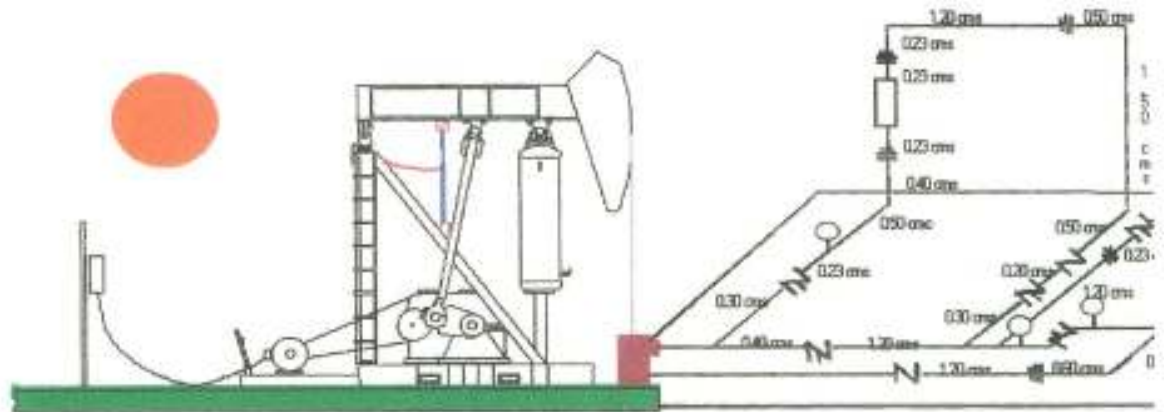
Inicialmente se instaló el diseño adjunto, definido previamente por la compañía Solavite propietaria de la tecnología. (ver figura 7)



DISEÑO INICAL PROPUESTO PARA EL PILOTO SOLAVITE ( figura 7)



### 2.3.3 Isometric Final Del Catalizador SOLAVITE Instalado en LIS-54



Diseño Optimizado de dos celdas Solavite

Figura 8 muestra cómo quedó finalmente instalado el equipo solavite (con una sola celda)

Por recomendación de Ecopetrol se probó la carcasa con aire a 220 psi durante tres horas, mostrando resultados satisfactorios (no presentó daños). Finalmente quedó instalado el equipo SOLAVITE con una celda y los testigos en la línea, el día 18 de Septiembre del 2001.



### 3. Objetivos de la prueba.

Se fijaron como objetivos Generales los siguientes:

- Solucionar el problema de formación de incrustación de parafina en la línea de conducción.(Mantener la tubería Limpia)
- Medir la efectividad de las desincrustaciones en la línea de conducción de Producción.(Limpiar la tubería sucia y prevenir la nueva formación de incrustaciones).

Como objetivos específicos se propusieron:

- Eliminar totalmente las incrustaciones ya formadas de parafina, en las líneas y equipos de un pozo productor de crudo y gas.
- Prevenir totalmente la depositación de parafina en las líneas de transporte de fluidos a la estación y en los equipos del mismo pozo.
- Minimizar el riesgo de accidentes de los operarios por mantenimiento de las líneas y equipos, y por manipulación de productos químicos.
- Reducir las fuentes de contaminación ambiental, por derrame de químicos y por manipulación de aceite caliente.
- Reducción de costos operativos por mantenimiento de líneas y equipos y por almacenamiento y dosificación de químicos.
- Reducir los costos por producción diferida originada por la parada de los pozos para limpieza mecánica o química.

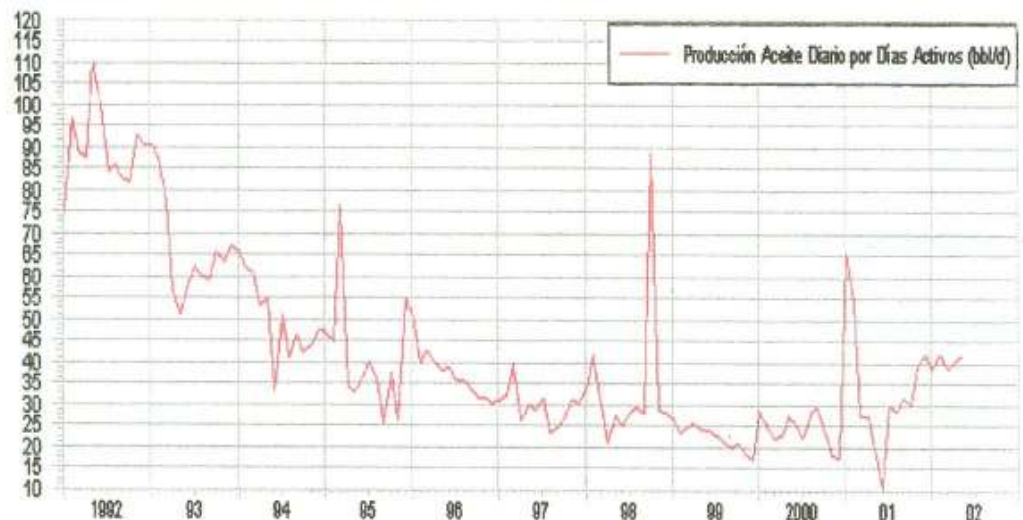
### 4. Seguimiento de la Prueba

En el protocolo de la prueba se establecieron las variables de control y monitoreo entre las partes las cuales son analizadas a continuación.

#### 4.1 Condiciones de operación

Estas incluyen la toma de presiones en diferentes puntos establecidos de medición, el seguimiento de la producción del pozo, los análisis del agua y gas producidos, los análisis cromatográficos del gas, los cambios de operación surgidos a lo largo de la prueba, la inspección visual a los testigos y la celda instalada, análisis del corte de agua, análisis de niveles y bomba.

#### 4.2 Comportamiento de la producción del pozo (figura 9).



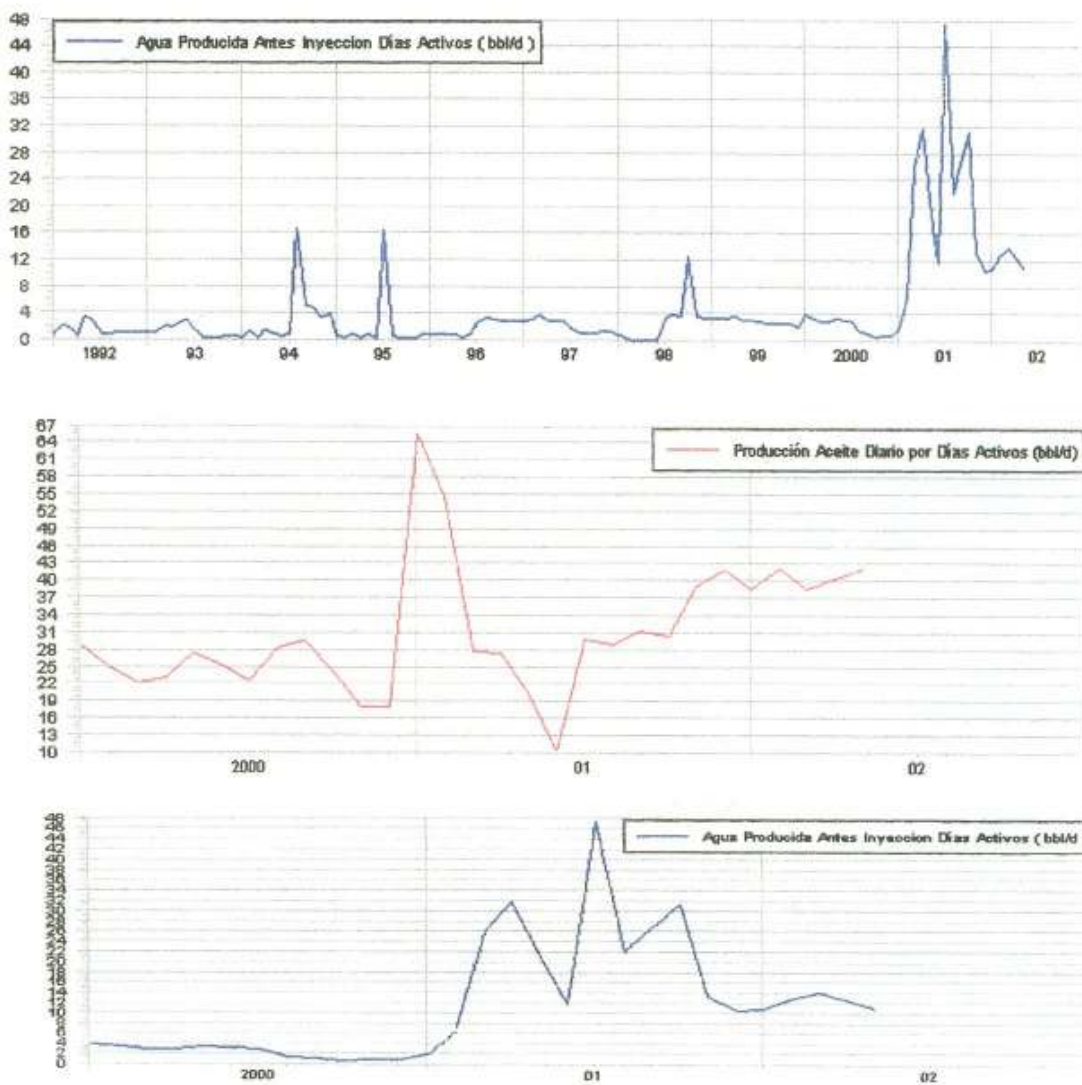


Fig. 9 Se muestra los gráficos de comportamiento de la producción del pozo Lis-54.

h.u./a.



4.3 Análisis fisicoquímico del agua producida.

Descripción	Antes de equipo	Con equipo instalado
Ph	7.9	7.59
Cloruros(ppmcl-)	3700	30100
Alcalinidad(ppmcaco3)	200	240
Dureza total (ppm caco3)	700	600
Dureza de calcio(ppmcaco3)	400	400
Dureza de Magnesio(ppm caco3)	300	200
Hierro (ppm Fe+++)	4.11	1.57

4.4 Análisis del crudo producido en la estación de recolección.

Descripción	Antes de la prueba	Con el equipo instalado
% Parafina	1.03	0.04
Gravedad API	27.4	32
Viscosidad SSU 100F	148.7	
Viscosidad SSU 122F	86.500	
Corte de agua	4.5 %	30%

En términos Generales conserva el crudo las mismas características antes y después. Sé esta analizando en el ICP las características reológicas al crudo a la salida del pozo(Antes de pasar por el equipo) y en la estación, que permita obtener mas información sobre los análisis realizados en el laboratorio de la GCO.

También se ha encontrado un incremento del BSW del pozo, cuyo origen no se ha podido precisar porque el pozo después de instalada la herramienta a seguido produciendo el mismo potencial bruto anterior.

4.5 Análisis cromatografico del gas producido en cabeza de pozo.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS					
GERENCIA CENTRO ORIENTE					
DEPARTAMENTO DE PRODUCCION					
LABORATORIO DE PETROLEOS					
PRUEBA PILOTO SOLAVITE					
ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES					
Tomadas en la cabeza del pozo					
EL CENTRO					
SITIO	LISAMA	LISAMA	LISAMA	LISAMA	LISAMA
	54	54	54	54	54
Fecha:	23-06-2001	10-08-2001	01-10-2001	30-11-2001	09-04-02
Hora:					
C1	78.957	78.571	73.717	77.391	68.633
C2	11.536	10.836	11.333	8.375	13.792
C3	5.391	5.670	7.823	5.260	8.916
IC4	1.022	1.172	1.667	1.084	2.077
NC4	1.403	1.661	2.380	1.957	3.079

*WAF*



IC5	0.461	0.576	0.917	0.657	1.092
NC5	0.378	0.480	0.794	0.572	.886
C6+	0.532	0.785	1.053	0.697	1.175
O2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.210	0.170	0.224	0.654	.251
H2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CO2	0.110	0.079	0.092	3.353	0.099
H2S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.000
G	0.728291	0.743398	0.803827	0.765364	0.80382
ESPECIFICA					
Dens, Lbs/Gl			0.061347	0.058411	0.06134
Peso Molecular			23.281434	22.167510	23.2814
GPM	2.780240	3.169703	4.497308	3.148104	4.4973
BTU Neto	1156.93600	1180.02510	1266.32263	1128.76970	1266.32
BTU Bruto	1275.15300	1299.90462	1392.37543	1243.65921	1392.37
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C)=			0.0763184		0.07631

Los datos del análisis cromatograficos fueron tomados en la boca del pozo y con recipientes adecuados para tal propósito, se observa en términos generales que no existe variación tal como lo explica la teoría de esta tecnología.

#### 4.6 Análisis del comportamiento del pozo producción versus niveles de fluido.

FECHA	ANÁLISIS DEL CRUDO				NIVELES DE FLUIDO			PRODUCCION ACTUAL		
	BSW	CLORU ROS	PARAFIN A	API	N.E	PROF BOMBA	FSB	BRUTA	NETA	BSW
	%	PPMCL-	%		PIES	PIES	PIES	BPD	BAPD	%
19990405					5215	6541	1326	33	33	1
20010904					4966	6541	48	49	47	4
20010913					4953	6541	29	52	50	4
20010923					6496	6541	29	51	39	24
20011001					6457	6541	48	56	43	24
20011130					5424	6541	1117			
20020320					5985	6541	558	51		
20020507					5969	6541	572	50		
20020320					6384	6541	157			
20011001	30	3200	4			6541		51	39	24
20011102	12	3400	2			6541		50	38	24
20011003	30	3300	4	31.8		6541		49	37	24
20010920	31.2	3000		27						
20011024	26	3200	6	28.2		6541		50	38	24
20011029	12		2			6541		50	38	24

10-1-0



#### 4.7 Análisis del comportamiento del pozo en Presiones(Tubing y anular) Lisama-54

### COMPORTAMIENTO DE PRESIONES



Fig-10 En esta gráfica se puede observar que el comportamiento de la prueba a lo largo de los seis meses ha sido constante lo cual nos indica que la herramienta esta operando.

En Noviembre se trato de recircular parte de la corriente al anular del pozo, pero no fue posible debido a que no se pudo regular el flujo.

#### 4.8 Inspección visual de los testigos y celda instalados.

Uno de los parámetros de mayor valor en la evaluación ha sido la inspección visual, por tal motivo se ha instalado en la línea de conducción del pozo Lis-54 dos secciones de 50 cm de longitud en tubería de 3" Schedule 40 divididas en un tramo limpio y otro con incrustaciones de parafina el cual se muestra en la figura 11.



Testigo  
Inicial del  
Pozo Lis-54  
con diámetro  
interno de 1/2"

Fig-11 Tubo parafinado al inicio de la prueba piloto en el pozo Lis-54

El día 18 de septiembre de 2001 se inicio la prueba piloto con la tecnología SOLAVITE, equipo CI-2 con dos celdas catalizadoras instaladas en la cabeza del pozo y dos testigos instalados sobre la línea a 800 m del mismo. Las inspecciones visuales realizadas para evaluar la prueba y los cambios hechos al sistema se resumen así:

1. El 10 de Octubre de 2001, 24 días después de iniciada la prueba, se retiraron los testigos, encontrándose el testigo limpio sin depositación de parafina y el testigo sucio con un incremento en su diámetro de flujo de 1" a 1-5/8".



Inspección Inicial del tubo testigo con un equipo CI-2

Fig-12 En esta figura se puede observar en el tubo testigo (sucio) un aumento del diámetro libre de parafina en 5/8".

El día 27 de Noviembre del 2001, se procedió a realizar la recirculación notando que las presiones del tubing y anular disminuyeron.

El 20 de diciembre de 2001, tres meses después de iniciada la prueba, se retiraron los testigos observándose algunas muestras de grumos de parafina en el testigo limpio, el testigo sucio permanecía con un diámetro interno de 1-5/8". se instaló una celda quedando el equipo con CI-3. Con 3 celdas catalizadoras SOLAVITE Debido principalmente al poco avance en el proceso de desincrustación de la parafina en el tubo testigo parafinado, ya que se encontró que el régimen de flujo del pozo era discontinuo (por baches) y requería de celdas adicionales para tratar el flujo actual del pozo.

El 14 de enero de 2002 se realizó nueva inspección visual a los testigos encontrándose en las mismas condiciones de la inspección anterior, por lo que una vez revisadas las condiciones de producción del pozo se decidió instalar un equipo Solavite CI-6 con 6 celdas catalizadoras Solavite y continuar con las pruebas. (Esta decisión se tomó por parte del fabricante de los equipos Solavite debido al comportamiento variable del pozo (produce por baches con una frecuencia de 8 veces cada 2.5 horas durante 24 horas, lo que quiere decir que cada 2.5 horas genera 6.56 barriles durante 30 minutos, lo cual hace necesario colocar más celdas para catalizar el crudo).

2. Los días 24 de enero y 14 de febrero de 2002 se realizaron inspecciones visuales de los dos tubos testigos instalados a lo largo de la línea de producción del pozo. Por parte de los ingenieros Francisco Manotas Buelvas y Jaime Lora en representación de SUNSHINE OIL & GAS ANDINA S.A y Manuel Guillermo Jaimés Plata e Ivan Mejía Duque en representación de ECOPETROL. Esta inspección visual arrojó los siguientes resultados:

- El tramo testigo LIMPIO presentaba una capa delgada de grumos de parafina (aproximadamente de 1 mm) la cual no es uniforme a lo largo del tubo y de fácil remoción

17



con los dedos de la mano, lo cual según el fabricante es una capa filmica protectora para prevenir incrustación o sedimentación del fluido en la línea.

- ♦ El tubo testigo PARAFINADO muestra que se ha iniciado el proceso de desincrustación de la parafina aunque de una manera no uniforme y se observa el aumento del diámetro de flujo y el desplazamiento del tapón de parafina unos 10 cms. La parafina aún incrustada en este tubo ha perdido compactación. (Proceso de mejoramiento después de instalado el equipo SOLAVITE CI-6 con 6 celdas catalizadoras, es de anotar que el pozo está operando hace un mes y 10 días bajo este nuevo diseño (Equipo CI-6)).

El día 24 de Febrero del 2002 se tomaron muestras de crudo del pozo Lisama 54 antes de pasar por el equipo Solavite y después de pasar por el sistema de catalización Solavite, con el objetivo de realizar un análisis reológico en el ICP (Instituto colombiano del Petróleo) y determinar las condiciones del crudo y los puntos de fluidez de cada muestra respectiva.

3. El día 05 de Marzo/2002 se realizó a una inspección visual de los dos tubos testigos instalados a lo largo de la línea de producción y mantenimiento de las celdas al pozo Lisama 54 y mantenimiento de las celdas al pozo Lisama 13 por parte de los ingenieros Francisco Manotas Buelvas en representación de Sunshine oil gas andina S.A y el ingeniero Rodrigo Rico Larrotha en representación de Ecopetrol, esta inspección arrojó los siguientes resultados:

Se procedió a realizar el mantenimiento preventivo a las celdas instaladas en el pozo Lisama 54, notándose que estas permanecían limpias y ya no existe la presencia de los grumos de parafina sobre las celdas como se evidenció cuando se trabajó con una y dos celdas, lo que indica que el equipo instalado esta operando adecuadamente, En la revisión de los tubos testigos se observa lo siguiente:

- Se puede visualizar en el tubo parafinado, que el proceso de desincrustación esta avanzando y el diámetro interno ha aumentado en ambas caras del tubo, continúa la depositación en el centro.

En el tramo limpio no presenta depositación de parafina al cabo de más de cinco meses de prueba .

Finalmente se le realizó limpieza de las celdas con el procedimiento operacional recomendado y se dejo la prueba



Inspección  
del tubo  
testigo con un  
equipo CI-6  
Instalado

Fig. 14 Tubo testigo con parafina instalado para observar el proceso de desincrustacion.



Testigo  
Limpio con  
un equipo  
CI-6 Instalado

Fig.-15 Tubo testigo limpio después de más de cinco meses de prueba, no se observa Parafina ni grumos.

Estas muestras son tomadas en la cabeza del pozo antes de pasar por la herramienta. Su comportamiento de producción ha sido constante a lo largo de la prueba, se notan pequeñas variaciones en la cromatografía y en el contenido de parafina.



El pozo Lisama 54 después de más de cinco meses de prueba con la tecnología solavite no ha requerido que se realicen cambios de empaque en la barra lisa, limpieza de líneas, ni mantenimiento del equipo de subsuelo

Los resultados obtenidos a la fecha (5 de marzo del año 2002) en el pozo lisama 54 han sido buenos, desde el punto de vista de prevenir la deposición de la parafina, sin embargo, los ajustes realizados para tratar el tramo en el cual se tenía parafina, ha hecho que su disolución hasta ahora se esté dando, por lo se convino continuar monitoreando la prueba hasta que se termine de evaluar los otros pozos escogidos para la instalación de estos catalizadores.

4. El día 12 de Abril del 2002 se procedió a realizar una inspección visual a los testigos instalados a lo largo de la línea del pozo Lis-54 por parte de los ingenieros Francisco Manotas B en representación de Sunshine Oil Gas Andina y los Ingenieros Ivan Mejía Duque, Carlos Lara, Alfonso Vanegas, Leonardo Franco y Rodrigo Rico Larrotha en representación de Ecopetrol. Esta inspección visual arrojó los siguientes resultados:

- El tubo testigo Limpio del pozo Lis-54 presenta deposición de parafina y grumos habiéndose incrementado en el último mes como se aprecia en las figuras 15 y 16 , lo que evidencia una reducción del diámetro interior en algunos sectores.



Tubo testigo Limpio cuando se detecto daño de una de las celdas del equipo CI-6

Fig. 16 Tubo testigo Limpio del pozo Lisama 54 en el que se aprecia un incremento en el grado de deposición de parafina.

También se observo en la inspección visual (figuras 17 y 18) la presencia de grumos de parafina en las válvulas de 3" ubicada en los extremos de la línea entre los tubos testigos.

*Handwritten signature*





Parafina con  
celda dañada  
CI-6

Fig. 17 Se puede apreciar presencia de parafina en la válvula ubicada a la salida de los tubos testigos del pozo Lis-54.



Parafina con  
Celda dañada  
CI-6

Fig. 18 Se puede apreciar presencia de parafina en la válvula a la entrada de los tubos testigo del pozo Lis-54.



- El tubo testigo parafinado comparado con la visita efectuada el día 5 de Marzo/2002, (figuras 14 y 19 ) se puede observar que el grado de desincrustacion de la parafina no ha avanzado, situación que tiene que ser revisada por el fabricante.



Tubo testigo  
sucio sin  
avance del  
proceso

- fig. 19 Tubo testigo parafinado, no se observa mejoras en el grado de desincrustacion de parafina.
8. El día 29 de Abril del 2002 se procedió a realizar una inspección visual a los testigos instalados a lo largo de la línea del pozo Lis-54 y 13 por parte de los ingenieros Francisco Manotas B en representación de Sunshine Oil Gas Andina y los Ingenieros Carlos Lara M, César Ramírez y Rodrigo Rico Larrotha en representación de Ecopetrol. Esta inspección visual arrojó los siguientes resultados:
- El tramo testigo limpio: se observó un incremento en el grado de depositación de parafina (Fig 20), se procedió a calibrar internamente encontrándose (en varios puntos) que el diámetro interno varía en un rango de 2.1/2", a 2.1/4" .

20/1/02



Tubo Testigo  
limpio con  
presencia de  
parafina  
Equipo CI-5

Fig. 20 Tramo testigo Limpio del pozo Lis-54 se nota incremento de parafina

- el tubo testigo con parafina presenta un incremento en su depositacion según se muestra en la Fig. -21, se calibró en varios puntos dando un diámetro interno de  $1.3/8"$  en la parte parafinada, la cual muestra una reducción del diámetro libre en  $1/4"$ .



Tubo  
Parafinado  
Equipo CI-5

Fig. 21 tramo testigo sucio del pozo Lis-54

- Estado de las válvulas: Se calibro el estado de parafinamiento en la válvula identificada como número 1 dando un diámetro  $2.3/4"$  en posición vertical y  $2"$  en posición horizontal; la válvula identificada como la numero 2, dio un diámetro  $2.1/4"$  en posición vertical y  $1.3/4"$  en posición horizontal.

*Handwritten signature or initials.*



Parafina  
Equipo CI-5

Fig. 22 válvula numero dos a la salida de los tubos testigos.



Parafina  
Equipo CI-5

Fig. 23 Válvula numero uno a la entrada de los tubos testigos.

- Posteriormente se procedió a la revisión del estado de las celdas en el pozo, encontrándose que estas estaban con poca presencia de parafina y con fluido del pozo dentro de ellas, una de las celdas que había sido instalada en abril 16/02, presentaba "burbujeo" ( figura 24).La presión en el tubing y anular marcaba 60 psig.

*Luis A...*



se instalo un equipo CI-5 Con 5 celdas nuevas que según el fabricante están reforzada las tapas con soldadura de plata (figura 25). Se normalizo el pozo dando así inicio de la nueva etapa de evaluación con este nuevo tipo de celda. las presiones en tubing y anular oscilaban en un rango de 50/60 psig.



Celda dañada con gas dentro de ella

fig-24 Celda sacada del pozo Lis-54 dañada con liquido retirada



Equipo solavite CI-6 con 5 celdas Catalizadoras

Fig-25 Equipo solavite CI-5 celdas protegidas con soldadura de plata

El 6 de Marzo /02 y abril 5/02, se tomaron muestras que fueron enviadas al ICP para realizar análisis de fluidos en el laboratorio, de forma tal que permitiera ver el resultado del tratamiento. Estas muestras fueron identificadas como:

- A= tomada en la cabeza del pozo antes de pasar por la herramienta.( lis-54)
- B= muestra del pozo lis-54 tomada en la estación ( después de pasar por la herramienta).
- C= tomada en la cabeza del pozo antes de pasar por la herramienta. (lis -13)
- C1= muestra del pozo Lis-13 tomada en la estación. Es de anotar que al tomar esta muestra, se encontraron las celdas el sistema Solavite dañadas.

L. A.



- D= muestra tomada en cabeza de pozo Lis 86.

Los resultados de la evaluación reologica se muestran en la siguiente tabla:

Muestra	Datos Viscosidad (centipoises) vs. Temperatura, (°C)						Punto Fluidez °C	API	% AGUA
	15°C	25°C	30°C	35°C	40°C	60°C			
Primer set de muestras recibido (marzo 6/02)									
A	58	30	23	19	16	8	0	28.5	22.5
B	56	27	22	18	15	8	-3	24.1	53.7
C	122	57	42	34	27	14	6	25.8	12.5
D	53	32	25	21	17	9	<-15	28.4	1.0
Primer set de muestras deshidratadas (marzo 6/02)									
A	43	25	18	17	15	7			0.35
B	49	26	22	18	15	8			0.23
C	120	55	37	29	24	12			0.12
D	52	32	25	21	17	9			0.18
Segundo set de muestras recibido (abril 5/02)									
	15	25	30	35	40	60			
A Deshid	42	24	17	14	12	7	0	30,7	3,18
B Deshid	85	36	28	24	20	10	7	26	5,15
C Deshid	49	29	23	19	16	9	-15	28,2	1,18
C1 Deshid	65	32	23	19	16	9	-15	28,1	1,17

Las conclusiones a las que llego el informe fueron:

- Un tratamiento para atacar parafinas puede ser efectivo en reducir el punto de fluidez, pero no necesariamente modifica las propiedades reológicas de crudos parafínicos. Es decir no da como resultado menores viscosidades, menores esfuerzos de fluencia, etc. Por esta razón se considera más importante como parámetro de evaluación tomar en cuenta las propiedades reológicas que las valoraciones de punto de fluidez, ya que las primeras aportan información más cercana a las operaciones fluido - dinámicas.

- Pozo Lisama 54: El efecto de la herramienta en las muestras A y B, que presentan altos contenidos de agua, parece favorable debido a que disminuye ligeramente el valor del punto de fluidez del crudo y su viscosidad. Sin embargo para el caso de las muestras deshidratadas, A Deshid y B Deshid, se observa un efecto inverso (mayor punto de fluidez, por tanto mayor viscosidad). La diferencia de viscosidad entre las muestras A Deshid y B Deshid se debe a que la segunda se presentaba como una microemulsión directa (agua en crudo), lo cual incrementa su viscosidad.

1. El día 29 de Mayo del año 2002 se procedió a realizar una inspección visual a los testigos a lo largo de la línea del pozo 54 y 13 lo mismo que a las celdas instaladas en cada pozo por parte de los ingenieros Francisco Manotas B en representación de Sunshine oil Gas Andina y los

*Francisco Manotas B*



ingenieros Carlos Lara Mantilla y Rodrigo Rico Larrotha en representación de Ecopetrol, esta inspección visual arrojó los siguientes resultados:

- Se procedió a revisar el tubo testigo limpio después de un mes de haber instalado de nuevo las 5 celdas reforzadas en el pozo Lis-54 encontrándose las siguientes medidas lado 1L: 2.1/2" y 2" Centro 2", lado 2L 2.1/4" y 2" las cuales pueden ser comparadas con las medidas del mes anterior que fueron de 2.1/2" -2.1/4" lo cual nos demuestra que el tramo testigo limpio se esta incrementando el grado de parafinamiento.



Tubo Testigo  
limpio  
Aumento de  
parafina

Fig. 26 tramo testigo limpio en el cual se nota incremento de parafina Pozo Lis-54

- El tramo testigo sucio del pozo Lisarna 54 se encontró que se ha incrementado el grado de parafinamiento como así lo demuestran las medidas tomadas en el tramo testigo así: 1S:7/8",2S 6/8" comparadas con las medidas anteriores existe un incremento de 1/8" por un lado y 5/8" por el otro lado.



Tubo  
Parafinado  
Equipo CI-6  
Con 5 celdas

Fig. 27 en la cual se muestra el tubo testigo parafinado del pozo Lis-54 y se observa incremento en el estado de parafinamiento

- Se revisó el estado de las válvulas encontrándose que la válvula identificada como la numero 1 su diámetro medido horizontalmente es de 13/4" y en su posición vertical es de 2.1/2" comparadas con las medidas de la visita anterior demuestran un incremento del estado de parafinamiento de 1/4" en un mes de evaluación.

*Handwritten signature*



Válvula  
parafinada  
Equipo CI-6  
Con 5 celdas

Fig. 28 en la cual se observa la válvula identificada como la numero 1 y se puede observar el incremento de la parafina en el tramo testigo del pozo Lis-54

La válvula identificada como la numero dos se midió en forma horizontal dando 1.1/2" y en forma vertical dando 2.1/8" comparadas con la medición anterior se nota un incremento de 1/4" en un mes de evaluación.



Fig. 29 en la cual se observa la válvula numero dos del tramo testigo del pozo lisama 54

Seguidamente normalizamos el tramo testigo y se procedió a revisar el estado de las celdas en el pozo Lisama 54 en la cual se observo presencia de grumos de parafina en cada una de las celdas y se observo que estas no se dañaron por efecto de la presión y se encontraron en buen estado, el ingeniero Francisco Manotas representante de Sunshine OIL and Gas Andina procedió a retirar dos celdas y dejar solo tres de las 5 instaladas en el mes anterior, quedando el equipo con CI-6 con 3 celdas.





Celda en buen estado

Fig. 30 en la cual se observa el estado de una de las celdas instaladas en el pozo Lisama 54 Finalmente se normalizo el pozo Lisama 54 quedando trabajando con una presión en el anular de 75 Psig y 70 psig en el tubing.  
Se acordó que la próxima inspección seria el 29 de Junio del 2002

2. El día 18 de Junio del año 2002 se procedió a realizar una inspección visual a los testigos a lo largo de la línea del pozo 54 lo mismo que a las celdas instaladas, por parte de los ingenieros Francisco Manotas B, Jaime Lora, Luis Meneses, Juan Esteban Gaviña en representación de Sunshine oil Gas Andina y los ingenieros Carlos Lara Mantilla y Rodrigo Rico Larrotha en representación de Ecopetrol, esta inspección visual arrojo los siguientes resultados:
  - Inicialmente se encontró que el pozo esta operando con 98 Psig en el tubing y 20 Psig en el anular, se procedió a parar el pozo, en la revisión de los testigos después de 20 días de haber dejado un equipo CI-6 con 3 celdas instaladas se encontró que el testigo limpio las medidas por ambos lados tanto vertical como horizontal pasaron a 2.7/8" lo cual mejoró con respecto a las medidas del 29 de Mayo/02 en las cuales mostraba reducción del diámetro interno por un lado 2.1/2" y 2" y por el otro lado 2.1/4" y 2" . En esta revisión se observo que el diámetro era más amplio o sea, estaba actuando la herramienta y sólo presentaba grumos de parafina blandos de fácil remoción con los dedos de la mano.



*Handwritten signature or initials.*



Fig. 31 Alta presión en el tubing del pozo Lis-54



Testigo limpio con un equipo CI-6 con 3 celdas instaladas

Fig. 32 en la cual se observa el tubo testigo limpio sin incrustación de parafina

- En la revisión de tramo testigo sucio del pozo Lis-54 se encontró que la parafina existente estaba presente pero es de consistencia blanda y de fácil remoción, se midió encontrándose que en el centro su diámetro interno es de  $\frac{1}{2}$ " comparadas con las medidas del 29 de mayo/02 de  $\frac{7}{8}$ " y  $\frac{6}{8}$ " es menor pero la consistencia es blanda y puede ser removida a presión lo cual nos indica que la tecnología está actuando y requerirá de más tiempo para su desplazamiento de esta parafina con el crudo.



Tubo Testigo Sucio con un equipo CI-6 con 3 celdas instaladas

Fig. 33 en la cual se observa el tubo testigo sucio y la parafina es de consistencia blanda.

- En la revisión de las válvulas se encontró que éstas han mejorado y su medida de la válvula identificado como la numero 1 es  $2\frac{1}{4}$ " y  $2\frac{5}{8}$ " que comparadas con las medidas del 29 de mayo/02 eran de  $1\frac{3}{4}$ " y  $2\frac{1}{2}$ " lo cual indica que no se esta incrustando la parafina con un equipo de 3 celdas.

*Andrés Amador*



Válvula 1 con un equipo instalado CI-6 con 3 celdas

Fig. 34 en la cual se observa la válvula numero 1 con poca presencia de parafina

- En la válvula numero 2 las mediciones efectuadas fueron de 2.1/4" y 1.3/4" que comparadas con la medición del 29 de mayo/02 eran de 2.1/8" y 1.1/2" lo cual indica que el grado de desincrustación ha mejorado con respecto a la anterior medición.



Válvula bajo la acción de un equipo Solavite CI-6 con 3 celdas

Fig. 35 en la cual se observa la válvula numero 2  
Luego de la revisión de los testigos procedimos a revisar el estado de las celdas en la carcasa instalada en el plano del pozo y se encontró que las celdas sólo presentaban grumos de parafina y en algunas celdas algunas manchas que eran el reflejo de la acción del campo diamagnético con el fluido del pozo.

*por 1. Junio 2002*



Fig. 36 en la cual se observa el estado de las celdas con presencia de grumos de parafina en el pozo Lis-54

Se decidió a partir de la fecha por parte del fabricante dejar el equipo CI-6 con dos celdas como se había arrancado inicialmente.



Fig. 36 Reunión plena en el salón de la Gerencia Centro Oriente

*Handwritten signature or initials in the bottom left corner.*



## Conclusiones

1. La tecnología Solavite ha permitido la producción estable del pozo Lisama 54 durante todo el periodo de la prueba (Septiembre 2001 – Junio 2002)
2. La escogencia del número de celdas es un factor decisivo en el avance de inhibición y desincrustación de parafina.
3. En el análisis reológico de los crudos del pozo Lisama 54, realizado en el Instituto Colombiano del Petróleo, se demostró que la tecnología SOLAVITE funciona adecuadamente en la inhibición de la depositación de parafina en líneas de producción.
4. La tecnología SOLAVITE produce un ablandamiento de las depositaciones de parafina en las líneas de flujo.
5. La tecnología SOLAVITE inhibe el proceso de depositación de parafina en las líneas de conducción.
6. La tecnología SOLAVITE está cumpliendo en este pozo los objetivos previamente planteados en el Protocolo Comercial firmado entre Sunshine Oil & Gas Andina y Ecopetrol.



**Recomendaciones**

Poner en practica la información recogida en la curva de aprendizaje de esta tecnología la cual debe ser bien interpretada para la expansión de la misma.

Adelantar un proyecto de inhibición de depositación de parafina utilizando la tecnología SOLAVITE en 15 pozos de la Superintendencia De Mares, con el fin de establecer la generalidad de los efectos beneficiosos de la misma en el tratamiento de la parafina de los campos de la Superintendencia.

**Atentamente:**

**IVAN MEJIA DUQUE**  
Jefe de Departamento de Producción

11 JUL 2002

*Prof. Amc.*

PRESENTACION PERSONAL Y RECONOCIMIENTO  
 NOTARIA SEGUNDA DE BARRANCABERMEJA  
 COMPARECIDA

*Don Fernando Felipe Comea*

C.C. No. *3044704* de *Barrancabermeja*

 Y manifestó que el contenido de este documento es cierto y que la firma que aparece en él es la suya al igual que esta huella en comparencia firma.

Firma: *A Prof. Amc.*

Fecha:



Notaria Segunda de Barrancabermeja