

NUEVO FLUIDO DE COMPLETACION PARA EVITAR DAÑO POR EMULSION Y/O CAMBIO DE MOJABILIDAD EN FORMACIONES SENSIBLES DE LOS LOTES 1AB Y 8 DE LA SELVA PERUANA

Autor: Tomás García
Empresa: Pluspetrol Norte
e-mail: tgarcia01@pluspetrol.net

Co-autor: William Navarro
Empresa: Pluspetrol Norte
e-mail: wnavarro@pluspetrol.net

Co-autor: Helen Poclín
Empresa: Baker Hughes Incorporated
e-mail: helen.poclin@bakerhughes.com

SINOPSIS

En la Selva Peruana tenemos formaciones muy sensibles con mecanismos de daño por formación de emulsiones y cambio de mojabilidad, al contactar el fluido de completación con el fluido de la formación.

Al inicio del año 1975, se introdujo el fluido de completación-WOF- que hasta hace 5 años se continuaba con su uso. De la revisión del historial de producción, se observó que en algunos pozos, luego de realizar un Pulling el corte de agua se incrementaba y en algunos casos ya no recuperaba su corte que tenía antes de su intervención. Se empezaron a realizar prueba de laboratorio donde efectivamente se observó que al mezclar el WOF con el crudo de formación, se formaba una emulsión que en algunos casos era normal (agua en petróleo) y en otros era inversa (petróleo en agua), así mismo en las pruebas de botella se veía claramente como quedaban las gotas de petróleo impregnadas a la pared, lo cual nos daba un indicio que eran preferentemente oleohumectables.

Se realizaron pruebas de laboratorio para encontrar un fluido que sea compatible con el fluido de formación, y luego de varios cambios en la formulación con diferentes concentraciones de desemulsificante, solvente mutual, inhibidor de hinchamiento de arcillas y surfactante, se consiguió el fluido adecuado para los diferentes yacimientos, al que le denominamos WOF modificado; en el año 2010 se continuó con los ensayos incluyendo un nuevo desemulsificante con el que se diseñó el nuevo fluido de completación (NWOF) el cual se sigue usando hasta la fecha.

Para la colocación del fluido se tuvo en cuenta la presión del yacimiento, la densidad del agua de formación y la completación del pozo. Definitivamente los mejores fueron aquellos que se colocaron frente a formación, ya que hubo otros donde el tratamiento se bombeaba a través del Intake de la Bomba Electrosumergible.

El objetivo de los tratamientos es minimizar el daño a la formación, los resultados obtenidos en 16 pozos intervenidos del Lote 1AB han permitido obtener un incremento de producción de más de 62 m3 OPD (390 BOPD), en el Lote 8 se han intervenido 8 pozos y se ha mantenido la producción, sin incremento del corte de agua.

INTRODUCCIÓN

Los campos del Lote 1AB y 8 están ubicados en la Cuenca Marañón de la Selva Norte del Perú., con acumulaciones de petróleo en el Cretáceo Continental y Areniscas Marinas. Ver Anexo 1.

La descripción de las zonas productivas son principalmente areniscas de ambiente marino someros y areniscas de ambiente fluvial y estuario, limitadas por trampas estructurales y mixtas (estructural/estratigráfica). En el Anexo 2 se puede apreciar las características petrofísicas del Lote 1AB, en el Anexo 3 las características petrofísicas del Lote 8 y en el Anexo 4 se pueden ver los tipos de entrapamientos de la Formación Vivian para los diferentes yacimientos del Lote 1AB.

El Lote 1AB empezó a ser explotado en el año 1975, el petróleo varía desde pesado (10-15 °API), mediano (15.1-25°API), y liviano (mayor a 25 °API), el mecanismo de impulsión es por empuje hidráulico tanto de fondo

como lateral, debido a esto el 95% produce con el sistema de Bombeo Electrosumergible y el 5% con el sistema de Gas Lift, con una producción total de 2930 m³ OPD (18428 BOPD) x 104,294 m³ WPD (655,937 BWPD).

El Lote 8 empezó a ser explotado en el año 1974, y se produce crudo mediano y liviano. El 100% de los pozos produce con Bombeo Electrosumergible, siendo el mecanismo de impulsión por empuje hidráulico de fondo y lateral, con una producción de 1790 m³ OPD (11,258 BOPD) x 67,155 m³ WPD (422,358 BWPD).

En el Anexo 5 se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Marañon.

En estos campos maduros, se tienen que buscar tecnologías disponibles que resulten económicamente viables y rentables, con el fin de incrementar la producción de petróleo y/o reducir la producción de agua, pero también es importante evitar dañar la formación productiva durante la intervención de pozos ya sea para trabajos de reparación y/o cambios de bombas según el tipo de levantamiento artificial. Es así que luego de una revisión de las curvas de producción de los pozos, inicialmente del Lote 1AB, se observó que en algunos de ellos, luego de la intervención para el cambio de bomba Electrosumergible por falla de la misma- Pulling-, el corte de agua tenía un incremento que no tenía explicación, con la consiguiente disminución en la producción de petróleo. Después de analizar los pozos problemas se encontró que lo que tenían en común era la formación productora, y que en todos ellos se había circulado el fluido de workover (WOF).

En Enero del 2007 se empezó a realizar pruebas de caracterización del fluido de producción en los campos del Lote 1AB, mediante pruebas de compatibilidad entre el crudo de la formación productiva y el WOF, tipo de emulsión que se formaba en la interfase crudo-agua, tendencia del agua de formación a precipitar inorgánicos (Ver Anexo 6 y 6A), y tendencia del crudo a depósitos orgánicos (Ver Anexo 7). También se recopiló y realizaron pruebas de difracción de Rayos X para determinar tipo y contenido de arcillas en la matriz de la roca.

Al realizar la prueba de compatibilidad entre el WOF y crudo de los diferentes yacimientos tanto del Lote 1AB como del Lote 8, se identificaron dos mecanismos de daño: formación de emulsión y cambio de mojabilidad. La emulsión se notó al no separar 100% la mezcla entre el crudo y el WOF, y el cambio de mojabilidad al quedar las paredes de la botella de prueba con impregnaciones de crudo. Ver Fig.1

Pruebas de Compatibilidad

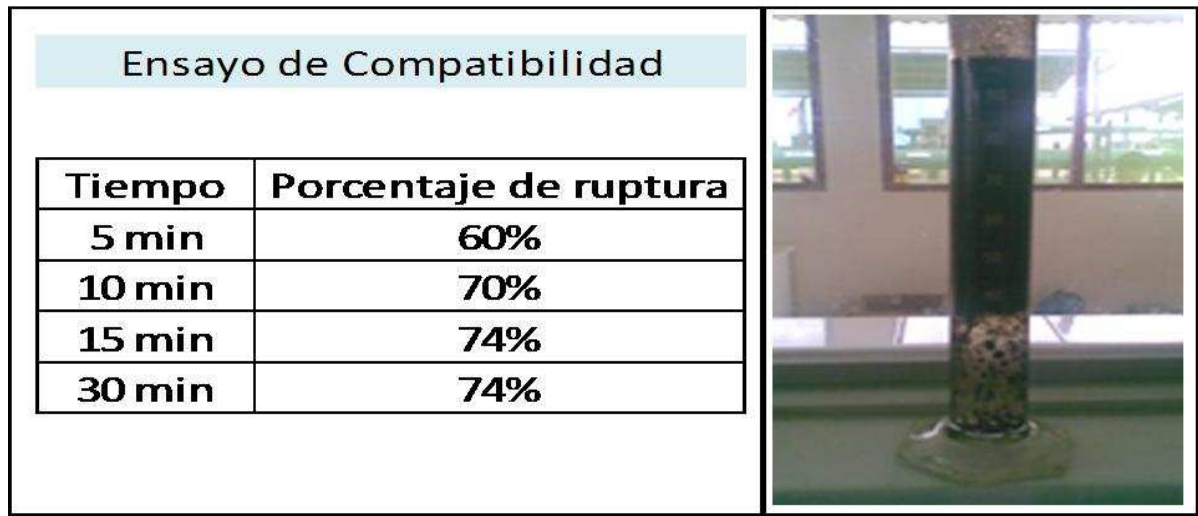


Presencia de Emulsión

Cambio de Mojabilidad

Ensayo de Compatibilidad		
Tiempo	Porcentaje de ruptura	
5 min	0%	
10 min	0%	
15 min	0%	
30 min	0%	

Crudo 100% emulsionado



Crudo parcialmente emulsionado y con cambio de mojabilidad

Fig.1

De la interfase formada entre el crudo y el WOF- zona emulsionada- se recuperaron muestras para determinar el tipo de emulsión: agua en petróleo (emulsión normal ó directa) ó petróleo en agua (emulsión inversa).

La prueba mas simple era la de colocar en un plato de vidrio, agua y en otro diesel. Si al agregar la muestra de emulsión en el plato con agua y ésta se dispersaba, la emulsión era inversa es decir petróleo en agua. Si por lo contrario la muestra de emulsión se dispersaba en el diesel, la emulsión era directa, es decir agua en petróleo. Esto era muy importante para determinar el fluido base del tratamiento a realizar en la remediación de aquellos pozos dañados, y conseguir el rompimiento de las emulsiones, ya que como se sabe para los pozos con emulsiones tipo inversa el tratamiento es con fluido base agua; y para los que tienen emulsión directa el tratamiento es con fluido base aceite. Ver Fig. 2 y 3.

Se observó que para los crudos mayores a 20 ° API la emulsión era inversa y para los crudos menores a 20 ° API era directa.

TIPO DE EMULSIÓN



Conclusiones:

Las fotografías muestran una emulsión del Tipo Inversa, es decir Petróleo en Agua. Según este resultado lo más recomendable es diseñar el Tratamiento en Base Agua.

Fig.2

TIPO DE EMULSIÓN

Muestra en Agua



Muestra en Diesel



Conclusiones:

Las fotografías muestran una emulsión del Tipo Directa, es decir Agua en Petróleo. Según este resultado lo más recomendable es diseñar el Tratamiento en Diesel.

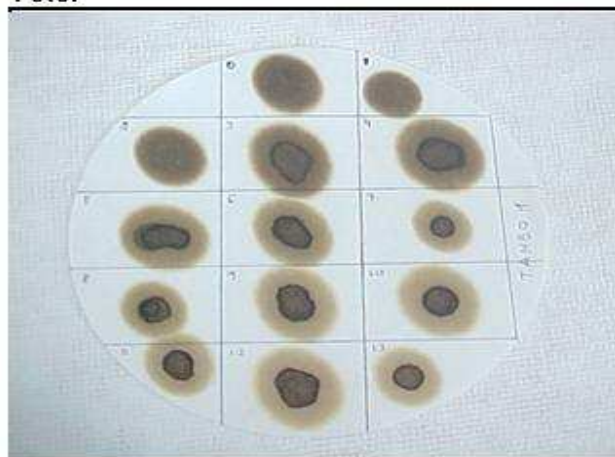
Fig.3

Las emulsiones agua en petróleo, son más estables cuando las gotitas de agua son más pequeñas, se tienen pocas gotitas por unidad de volumen y la viscosidad del medio de suspensión (fase externa) es alta. Esta última casi no tiene importancia cuando la emulsión es petróleo en agua.

Se sabe que la presencia de finos y/o asfaltenos estabilizan las emulsiones. Como consecuencia de esto se tenía que saber si el crudo tenía tendencia a depositar asfaltenos, uno de los métodos usados es la Prueba de SARA (saturados-aromáticos-resinas-asfaltenos), mediante el cálculo del índice de inestabilidad coloidal $(\% \text{ saturados} + \% \text{ asfaltenos}) / (\% \text{ resinas} + \% \text{ aromáticos})$, y el otro método fue la Prueba de Oliensis, que es un método empírico (Ver Anexo 7). Finalmente se usó la Prueba de Oliensis, por ser una prueba mucho más simple y que se podía realizar en corto tiempo. La mayoría de las pruebas indicaron crudos con tendencia a la precipitación de asfaltenos, es decir crudos inestables. Ver Fig. 4.

OLIENSIS

Foto:



Conclusiones:

Las fotografías muestran que el crudo es Altamente Inestables.

Fig.4

También se realizaron pruebas de Difracción de Rayos-X en núcleos y/o cortes de broca, según la disponibilidad, a fin de tener la composición mineralógica de la matriz de la roca de las diferentes formaciones, y completar la base de datos de los diferentes Yacimientos. En la mayoría de los pozos problema, se encontró formaciones que dentro del contenido de arcillas, tenían alto porcentaje de Caolinita, que es una de las arcillas migrables y que definitivamente aparte de llegar en algunos casos a taponar las gargantas porales en las cercanías del hueco, estabilizan las emulsiones. Ver Fig.5.

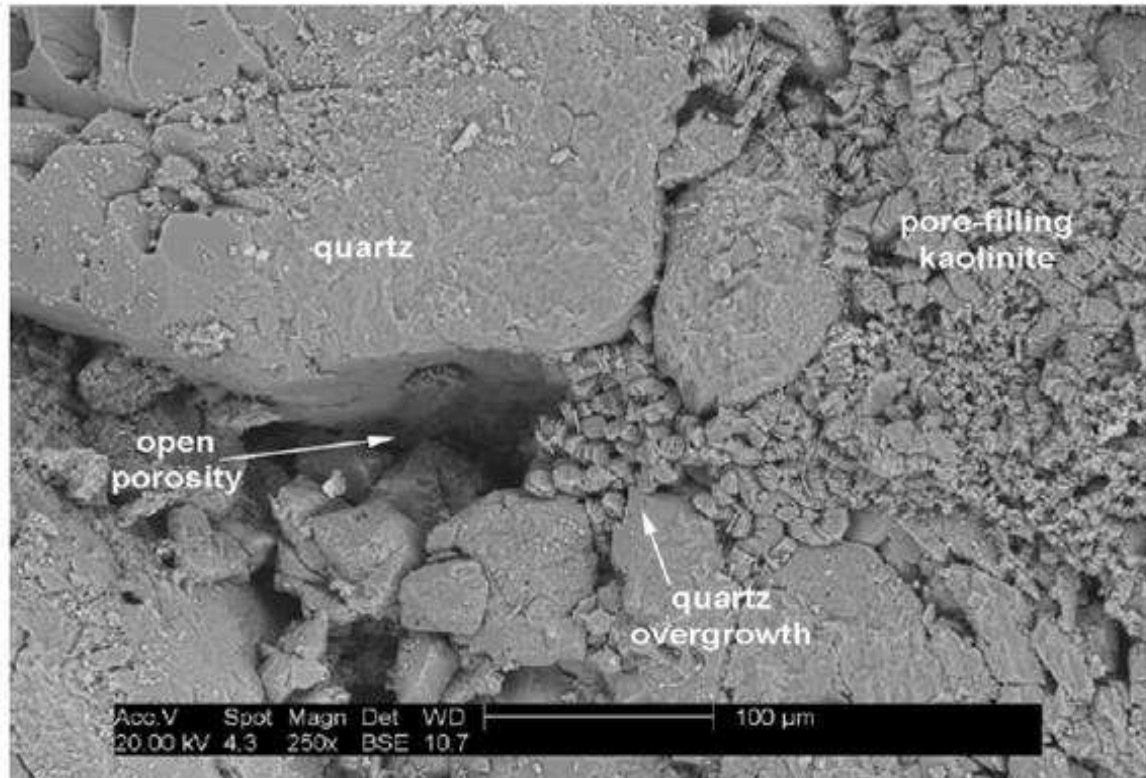


Fig.5

Luego de recolectar toda la información disponible, mas las nuevas pruebas que se hicieron, y con los datos de propiedades de roca y fluidos, se llegó a determinar que el fluido de completación, que en su momento había funcionado bien, en la actualidad era el medio para que se dañen algunas formaciones sensibles al contacto de éste con el fluido de formación.

DESARROLLO

Una vez identificado el origen del problema, se empezaron a realizar pruebas de laboratorio para encontrar un fluido que no dañe la formación, y a su vez buscar un fluido que resane el daño ocasionado por el WOF.

El primer caso estudiado fue un pozo del campo Shiviyaçu, Lote 1AB; en el cual luego de haber realizado un Pulling con limpieza de fondo y circulación de WOF, el corte de agua se había incrementado de 55 a 86%, con una disminución de petróleo de 31.8 m³ a 15.9 m³ OPD. Se muestreó fluido del pozo (petróleo y agua), se consiguió arena malla 40/60, un pedazo de núcleo de la formación Vivian (Fig.6), y con el uso de una cámara de filtrado se realizaron las siguientes pruebas, a 200 °F y 800 psi:



Fig.6

La arena y los cores se sumergieron con el fluido del pozo (agua y petróleo) durante 45 minutos a la presión y temperatura indicados, se observó que el fluido extraído era prácticamente 100% de agua, y el crudo se había quedado impregnado en la arena y los cores. Ver Fig. 7.



Fig.7

La arena y cores impregnados de crudo, se colocaron en la celda, y se sumergieron con el WOF, a presión y temperatura. Luego de 45 minutos se observó que el fluido extraído era de color marrón oscuro, pero la arena y los cores permanecieron igual. Ver Fig. 8.



Fig.8

Al WOF normal se le agregó 10% de un dispersante orgánico, 0.2% de un desemulsificante no iónico y 2% de solvente mutual, éste se agregó a las muestras dentro de la celda, a presión y temperatura. Después de 45 minutos, el fluido extraído era crudo mas agua, y tanto la arena como los cores salieron totalmente limpios, evidenciando un buen trabajo de los aditivos agregados. Ver Fig. 9



Fig.9

En base a lo conseguido en las pruebas de laboratorio, se recomendó en próximo Pulling, efectuar un tratamiento matricial con el WOF modificado en el pozo problema, con el fin de reducir el daño ocasionado. En Octubre 2007 se lleva a cabo el bombeo del primer tratamiento donde el tratamiento se diseño considerando las características roca-fluido, arena neta y presión del reservorio. Para la preparación en el campo se usó la Unidad de Filtrado con filtros de 4 micrones, el tratamiento se realizó con la bomba del Equipo de Pulling a un caudal máximo de 2.6 BPM y 800 psi de presión, con cierre en el anular (con Tubing de producción y sin Packer). Si bien es cierto se obtuvo un ganancial de petróleo, los resultados no fueron los esperados. Ver Fig. 10

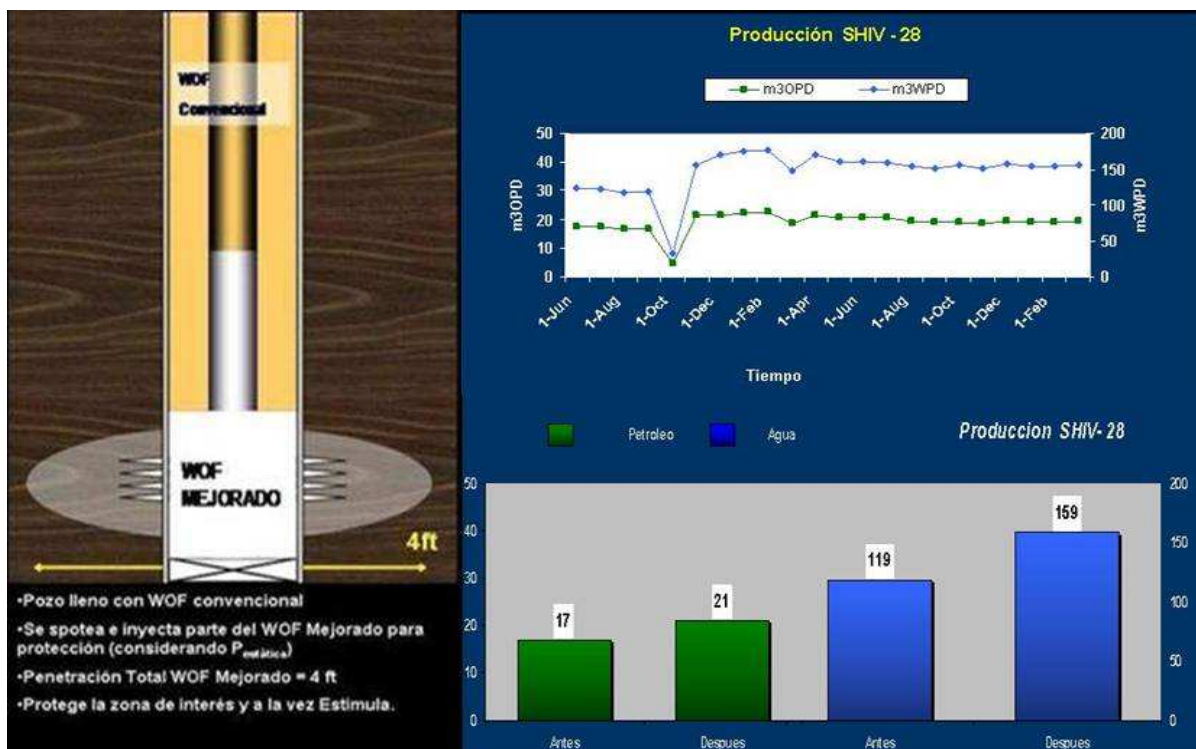


Fig.10

Se debe tener en cuenta que, para el tratamiento de cada pozo se tuvieron que hacer pruebas de compatibilidad entre WOF modificado y el crudo de los pozos que se iban a intervenir, variando la concentración de los aditivos en algunos de ellos. Así por ejemplo entre el crudo del pozo Corrientes 159 y Shiviya-19 se usó mayor concentración del desemulsificante (0.3 vs. 0.2 %). En la Fig.11 se puede observar los pozos que fueron intervenidos para re-trabajos y donde se usó el WOF modificado para evitar el daño:

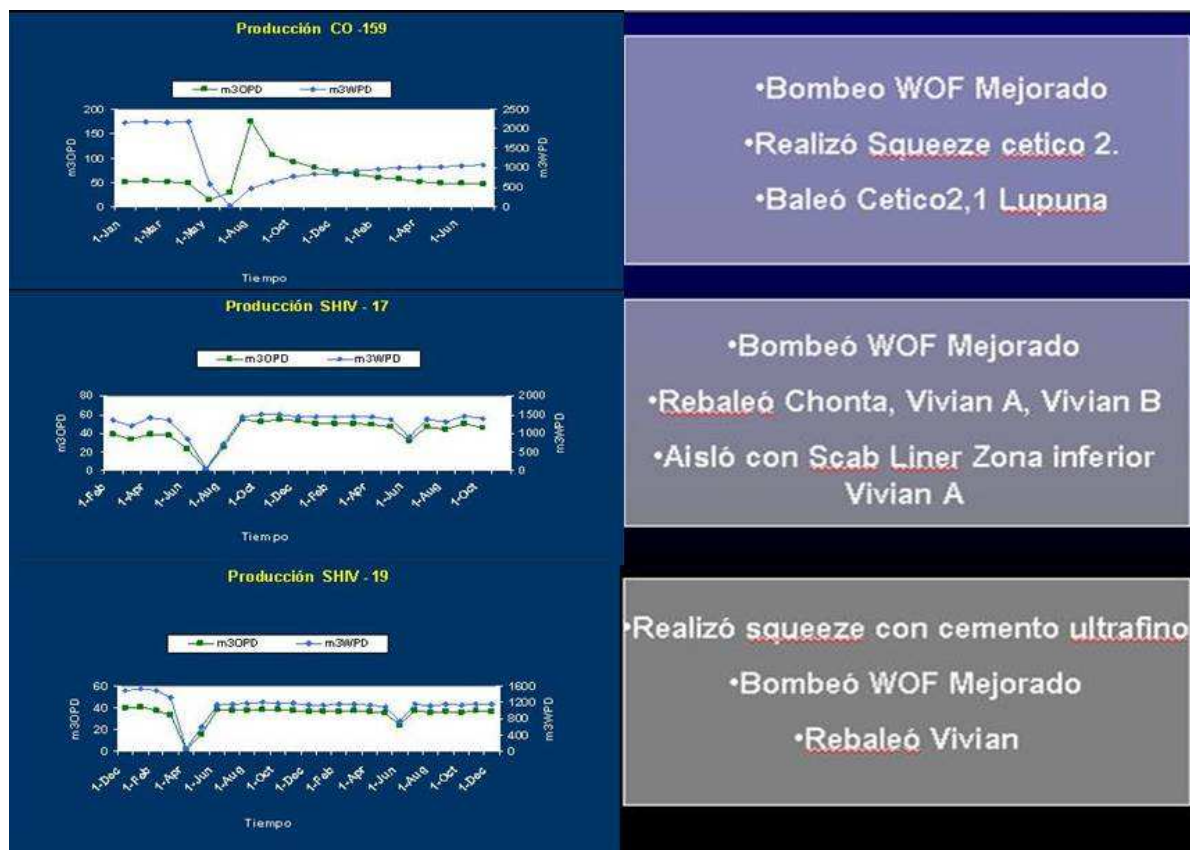


Fig.11

En Febrero 2010, la Cia. de Fluidos de Completación cambió el desemulsificante, por lo que se tuvo que efectuar nuevas pruebas de compatibilidad obteniendo un nuevo fluido de completación (NWO). Se pudo observar que con el desemulsificante usado se tenía mejores resultados en las pruebas de compatibilidad. Además del nuevo surfactante, conscientes de la alta probabilidad de que los fluidos puedan sufrir un ataque bacteriano, se decidió agregar al sistema un biocida, un secuestrante de oxígeno y un regulador de pH.

En todas las pruebas se usó agua de quebrada cercana a las locaciones de los pozos, y que es el agua que se usa en las intervenciones de los mismos, empezando con pozos del Lote 8, y luego del Lote 1AB. Ver Fig.12 y 13.

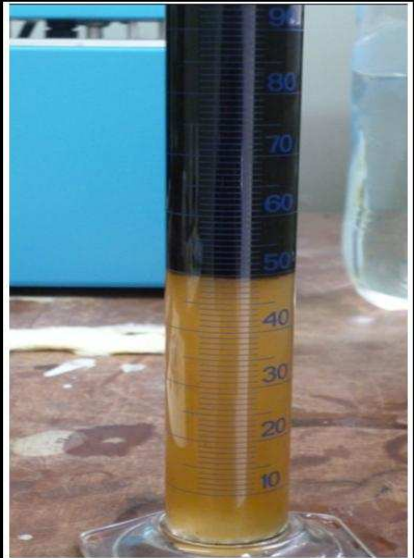
Formulación del WOF Modificado	
Aditivos	Concentración
Surfactante M	0.20 gal/bbl
Solvente Mutua B	1.26 gal/bbl
Secuestrante de oxígeno M	0.03 gal/bbl
Inhibidor de arcillas M	0.40 gal/bbl
Reductor tensión superficial M	0.10 gal/bbl
Biocida M	0.02 gal/bbl
Regulador de pH M	0.16 lb/bbl
Ensayo de Compatibilidad	
Tiempo	Porcentaje Ruptura
5	96%
10	100%
15	100%
30	100%



Compatibilidad Crudo- NWO F / Pozo Chambira -A

Fig.12

Formulación del WOF Modificado	
Aditivos	Concentración
Surfactante M	0.20 gal/bbl
Solvente Mutua B	0.60 gal/bbl
Secuestrante de oxígeno M	0.03 gal/bbl
Inhibidor de arcillas M	0.40 gal/bbl
Reductor tensión superficial M	0.10 gal/bbl
Biocida M	0.02 gal/bbl
Regulador de pH M	0.16 lb/bbl
Ensayo de Compatibilidad	
Tiempo	Porcentaje Ruptura
5	96%
10	98%
15	100%
30	100%

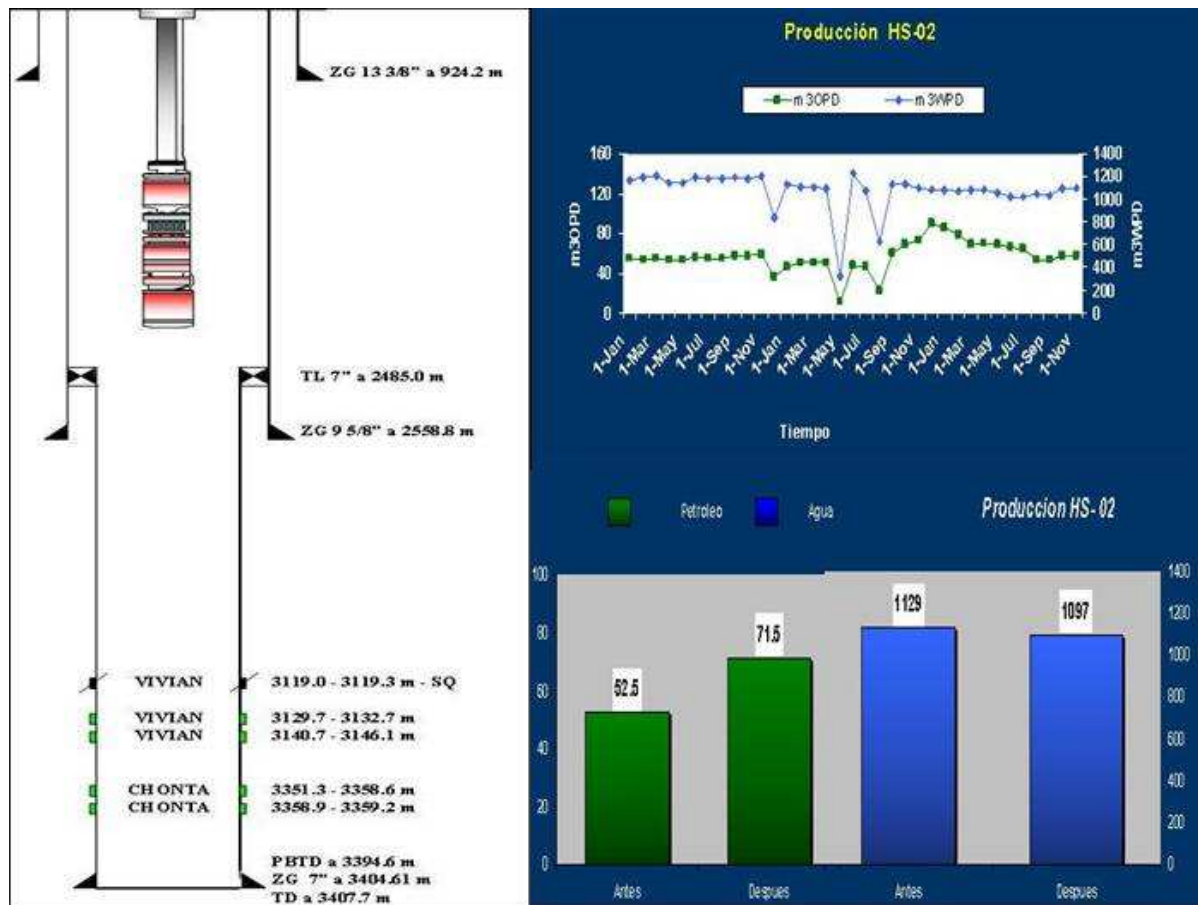


Compatibilidad Crudo- NWO F / Pozo Tambo- A

Fig.13

Como se puede observar en los resultados mostrados; la formulación del fluido de completación (NWO F) no es única para todos los casos analizados presentando variaciones de las concentraciones del surfactante y el solvente mutua dependiendo del crudo analizado.

Uno de los primeros pozos donde se usó el NWOFF, el bombeo se realizó a través del Intake de la Bomba Electrosumergible, con 4% de KCl, para que por hidrostática llegue a los perforados y tenga mayor densidad que el agua de formación. Los resultados, que fueron muy buenos, se pueden ver en la Fig.14.



Resultados del NWOFF en el pozo HS-2

Fig.14

En el Anexo 8 se encuentra la base de datos de los trabajos realizados en el Lote 1AB con el NWOFF.

En los anexos 9-12 se muestra alguno de los resultados donde se incluye el diagrama de completación de los pozos. Cabe mencionar dos casos resaltantes, el del pozo HN-1402, donde en el trabajo de Pulling en Abril, 2011 se bombeó el NWOFF, y el corte de agua disminuyó de 94.6% a 89.7%; en el Pulling de Agosto, 2012 no se usó el NWOFF, y el corte de agua se incrementó de 91.7% a 93.4% y hasta la fecha continua igual, por lo que concluimos que el principal mecanismo de daño en este pozo es el cambio de mojabilidad (Ver Anexo 10). El otro caso es del pozo HN-1X donde en el primer Pulling de Nov. 2011, se usó el NWOFF a través del Intake pero sin KCl, y donde no se recuperó la producción de petróleo que se tenía antes de su intervención; en el Pulling de Marzo, 2012 se usó el NWOFF con el agregado de 6 % de KCl para que el tratamiento llegue a los perforados por hidrostática, notándose una rápida recuperación en la producción de petróleo, por lo que se recomienda que cuando no podemos colocar el tratamiento frente a perforados se hace necesario densificar el tratamiento (Ver Anexo 13).

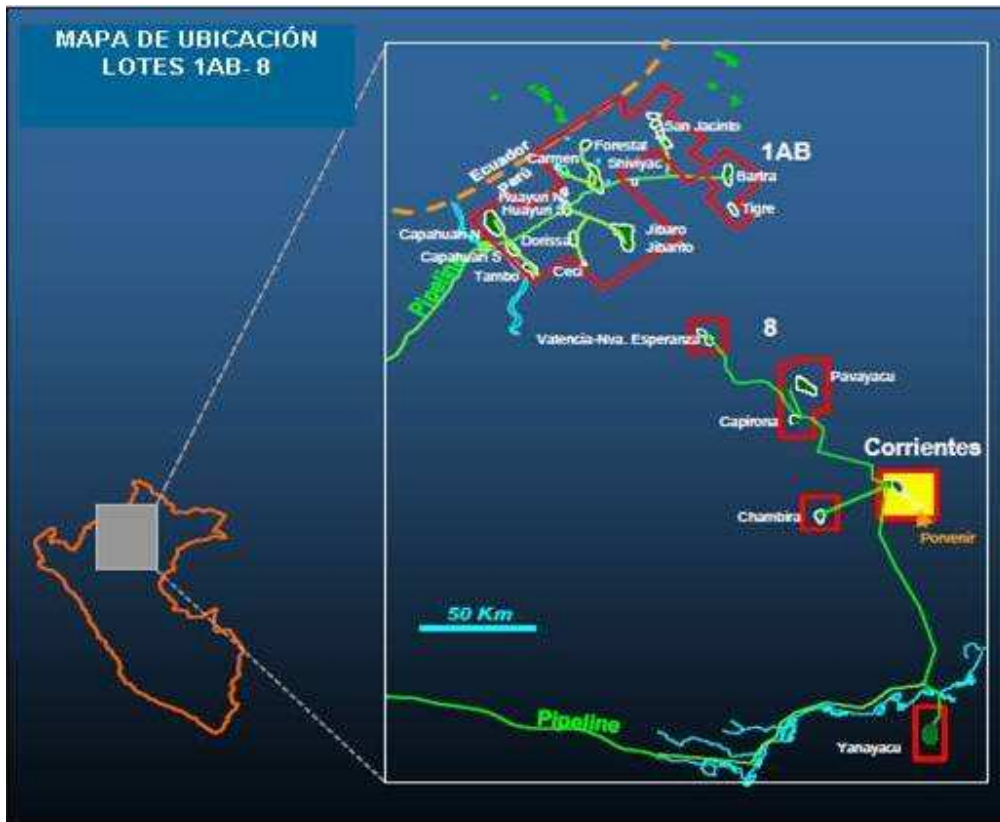
CONCLUSIONES

- 1.- El Fluido de Completación que durante muchos años fue usado, empezó a ocasionar daño en formaciones sensibles tales como Chonta y Vivian “B”, en el Lote 1AB y Cetico en el Lote 8.
- 2.- Los resultados de los ensayos realizados para evaluar el WOF indicaron que los mecanismos de daño de formación fueron principalmente cambio de mojabilidad y formación de emulsiones.
- 3.- Luego de caracterizar el crudo de las formaciones sensibles a daño, y realizar pruebas de Laboratorio, se consiguió diseñar un Fluido de Completación que no ocasionaba daño.
- 4.- En algunos pozos el daño formado por el Fluido de Completación era reversible, ya que después de varios meses, el pozo recuperaba su producción.
- 5.- La aplicación del nuevo Fluido de Completación es colocarlo al frente de los perforados (con un volumen determinado), de tal forma que el Fluido de Completación normal no haga contacto con el fluido de la Formación.
- 6.- En pozos que tenían una formación aislada con Packers, y el tratamiento tenía que ser en una formación inferior, el nuevo Fluido de Completación se tiene que colocar a la altura del Intake de la Bomba Electrosumergible ó en el Tope de Laina, incrementándole peso con Cloruro de Potasio para que por gravedad llegue al fondo.
- 7.- La concentración de Cloruro de Potasio que se incluye en la formulación del nuevo Fluido de Completación, es de acuerdo a la densidad del agua de formación.
- 8.- En los pozos sensibles a daño, luego de un cambio de BES el corte de agua se incrementaba y en algunos casos luego de 2-3 meses de producción recuperaba su corte. Con la aplicación del WOF modificado, en mucho de los casos se observó una recuperación rápida del corte de petróleo.
- 9.- La introducción del nuevo fluido de completación (NWOFF) en el 2010 y las siguientes aplicaciones hasta la fecha han traído mejoras significativas en la producción de ambos lotes; consiguiendo un incremento de 62 m³ OPD (390 BOPD) en el Lote 1AB y un mantenimiento de la producción del lote 8.
- 10.- Los mejores resultados se obtuvieron en pozos con completaciones simples.
- 11.- Considerando un volumen de uso promedio de 29 m³ usado como bache del nuevo Fluido de Completación, con un costo de 5300 US\$, y en base a un incremento de 3 m³ OPD luego del tratamiento, el tiempo de retorno de la inversión es de 5 días de producción.

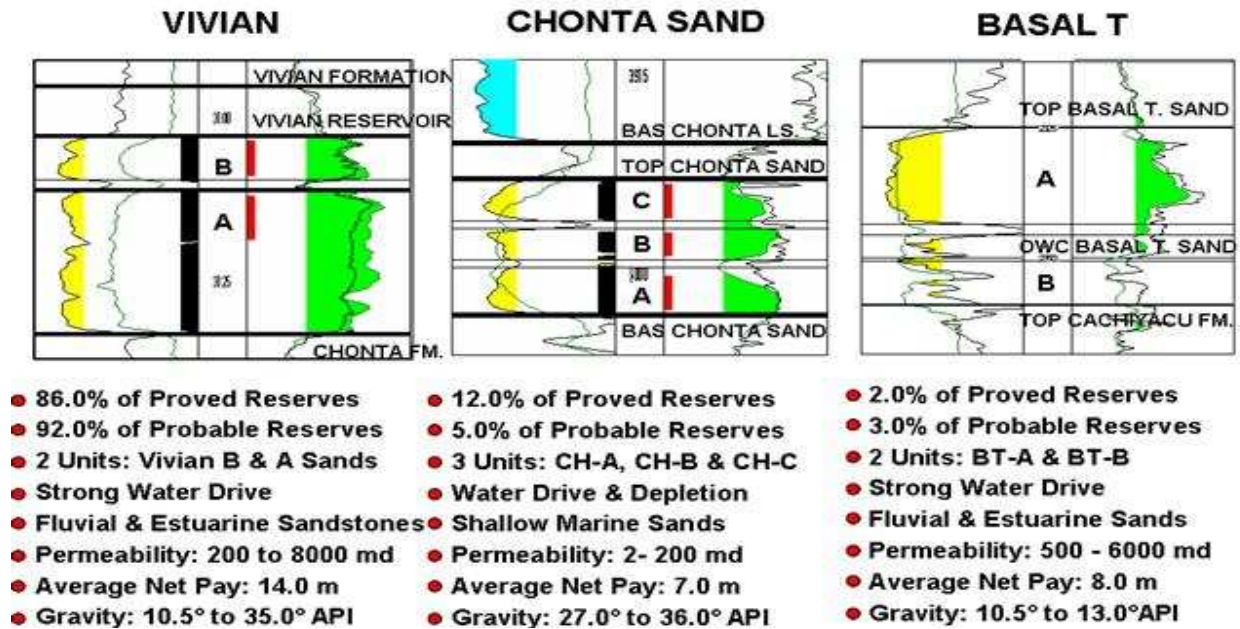
BIBLIOGRAFIA

Stratigraphic and Structural Seismic Interpretation Oil Fields, documento técnico interno de PLUSPETROL
Stimulation Support Manual, BJ Services Company
Tectonic Evolution along NE-SE Line 3D Carmen—Huayuri Norte /Sur Fields, documento técnico interno de PLUSPETROL
Formation Damage Manual, BJ Services Company

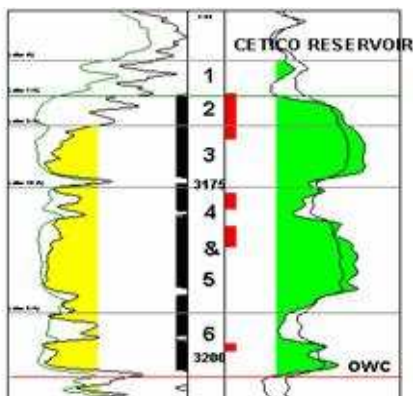
ANEXOS



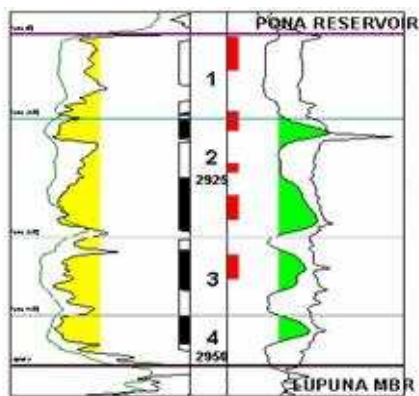
Mapa de Ubicación de los Lotes 1AB -8
Anexo1



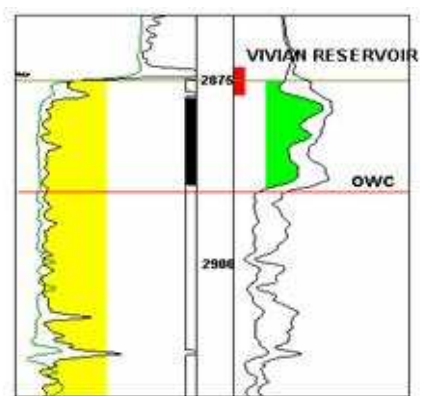
Características Petrofísicas y de Fluidos Lote 1AB
Anexo 2



- 67.8% of Proved Reserves
- 94.4% of Probable Reserves
- 3 units: Cetico 2-3, 4-5 & 6
- Active Water Drive
- Fluvial & Estuarine Sandstone
- Permeability: 300 to 1500 md
- Average Net Pay: 13.0 m
- Gravity: 24.5° to 26.5° API

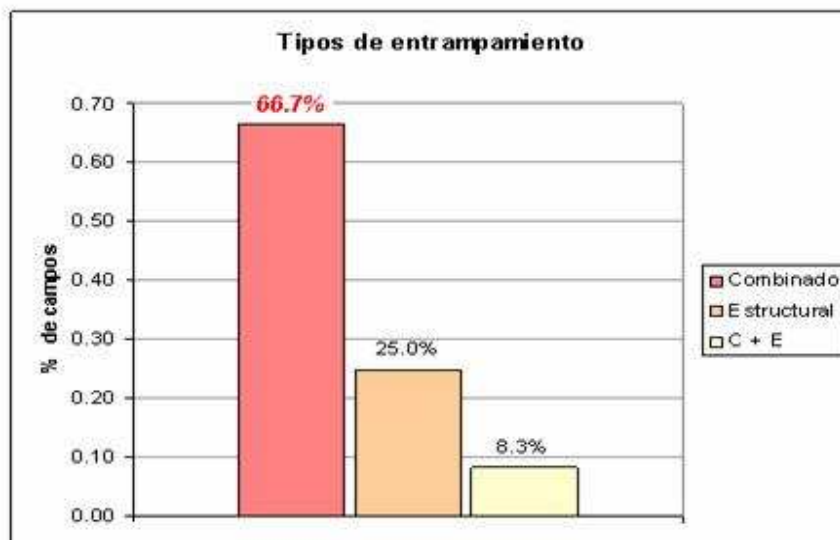


- 11.4% of Proved Reserves
- 0% of Probable Reserves
- 4 Units: Pona 1 to 4
- Water Drive & Depletion Drive
- Shallow Marine Sandstones
- Permeability: 50- 900 md
- Average Net Pay: 7.0 m
- Gravity: 24.5° to 35.5° API



- 16.6% of Proved Reserves
- 5.6% of Probable Reserves
- 4 Units: Vivian 1 to 4
- Bottom Water Drive
- Fluvial & Estuarine Sandstone
- Permeability: 500 - 1800 md
- Average Net Pay: 10 m
- Gravity: 19.0° to 44.0° API

Características Petrofísicas y de Fluidos Lote 8 Anexo 3



Combinado: San Jacinto, Bartra, Camen, Shivivacu, Huayuni Norte, Huayuni Sur, Jibarito, Tambo sur. Estructural: Capahuari norte, Capahuari sur. Estructural y combinado: Forestal.

Anexo 4

**PERU - NORTHERN MARAÑON BASIN
GENERALIZED STRATIGRAPHIC COLUMN**

A G E		FORMATION	LITHOLOGY	AVG. THICK. (M)
CENOZOIC	Q	ALLUVIUM		0-155
	TERTIARY	UPPER RED BEDS		460-3,660
		POZO FM POZO SHALE POZO SAND		137-305
		LOWER RED BEDS		305-1,220
		CACHIYACU FM		0-90 0-76
MESOZOIC	U. CRETACEOUS	VIVIAN FM		27-122
		CHONTA FM		152-853
		CHONTA SAND		
		AQUA CALIENTE FM		61-305
		RAYA FM		15-107
	L. CRET.	CUSHABATAY FM		30-457
	JR	SARAYAOUILLO FM		0-1,525
	TR	UPPER PUCARA FM		0-610
	PER	MITU GP		0-245
PALEOZOIC	CARB	TARMA GP AMBO GP		0-550
	DEV	CABANILLAS GP		0-530
	SILU			
	ORD	CONTAYA FM		0-200
	CAMB			
		PRE CAMBRIAN BASEMENT		



OIL SOURCE ROCKS



PRODUCTIVE HORIZON

Columna Estratigráfica Cuenca Marañón
Anexo 5

WATER ANALYSIS REPORT

Company	PLUSPETROL
Address	Lote 8
Lease	Corrientes
Well	CHA - 1502
Sample Pt.	WELL HEAD
BOPD	394
BWPD	3600
%W	90.1

Date	5-Nov-12
Date Sampled	5-Nov-12
Analysis No.	1
Analysis Hour	16:30
Solicitado por	B. Valdivia

ANALYSIS		mg/L	* meq/L	
1. pH	6.1	-	-	
2. H ₂ S (qualitative)		N.D.	-	
3. Specific Gravity	1.150	-	-	
4. Total Dissolved Solids	-	246341	-	
5. Total Suspended Solids	-	13.7	-	
Fase Oil	-			
Fase Water	-	15.2		
6. Dissolved Oxygen	-	0	-	
7. Dissolved CO ₂	-	440	-	
8. Oil In Water	-	N.D.	-	
9. Phenolphthalein Alkalinity (CaCO ₃)	-	0	-	
10. Methyl Orange Alkalinity (CaCO ₃)	-	147	-	
11. Sodium (calculated) (Na ⁺)	-	72348	3145.6	
12. Calcium (Ca ⁺²)	-	21600	1080.0	
13. Magnesium (Mg ⁺²)	-	486.0	40.5	
14. Iron (Fe ⁺²)	-	186.0	3.3	
15. Carbonate (CO ₃ =) pH=7.2	-	0.0	0.0	
16. Sulfate (SO ₄ =)	-	5	0.1	
17. Bicarbonate (HCO ₃ -)	-	179.3	2.9	
18. Chloride (Cl ⁻)	-	151337	4268.7	
19. Strontium (Sr ⁺²)	-	N.D.	-	
20. Barium (Ba ⁺²)	-	200	-	
21. Calcium Hardness (CaCO ₃)	-	54000	-	
22. Total Hardness (CaCO ₃)	-	56000	-	

Análisis Completo de Agua de Formación
Anexo 6

ANALISIS DE AGUA

Compañía Cliente: PLUSPETROL Solicitado Por: Fecha de Muestreo: Hora: Fecha de Recepción:	Muestra/Pozo: Chambira 1502 Locación: LO TE 8 Formación (ft): Cetico Fecha de Análisis: 05.11.12
--	---

ANALISIS: 08 MAR 2008

- pH: 6.1 - Densidad (gr/cc): 1.2 - Color : - Olor :	- Anhidrido Carbónico : -- - Sólidos suspendidos : -- - Sólidos disueltos : 245,341.0 mg/l - Sulfhídrico : NR
---	--

	mg/l	factor	meq/litro
1. Sodio (Na+)	72,328.51	0.0435	3146.29
2. Calcio (Ca++)	21,600.00	0.0499	1077.84
3. Magnesio (Mg++)	486.00	0.0822	39.95
4. Hierro (Disuelto)	186.00	0.0358	6.66
5. Cloruros (Cl-)	151,337.00	0.0282	4267.70
6. Sulfatos (SO4=)	5.00	0.0208	0.10
7. Bicarbonatos (CO3H-)	179.34	0.0164	2.94
8. Carbonatos (CO3=)	0.00	0.0333	0.00
9. Hidroxidos (OH-)	0.00	0.0588	0.00
10. Dureza total (CO3Ca)	55,934.21		
11. Salinidad	249,706.05		

Comentarios:

La tendencia incrustante del agua según el índice de estabilidad de Stiff y Davis,
 FORMA INCRUSTACIONES DE CaCO₃ @ 100 °F

A TEMPERATURAS CERCANAS Y MAYORES @ 140 °F, FORMA INCRUSTACIONES DE CaCO₃

NO FORMA INCRUSTACIONES DE CaSO₄ , según la solubilidad de Skillmann- Mc Donald-Stiff
 al ser la solubilidad mayor que la real a temperaturas de 100 y 140°F.

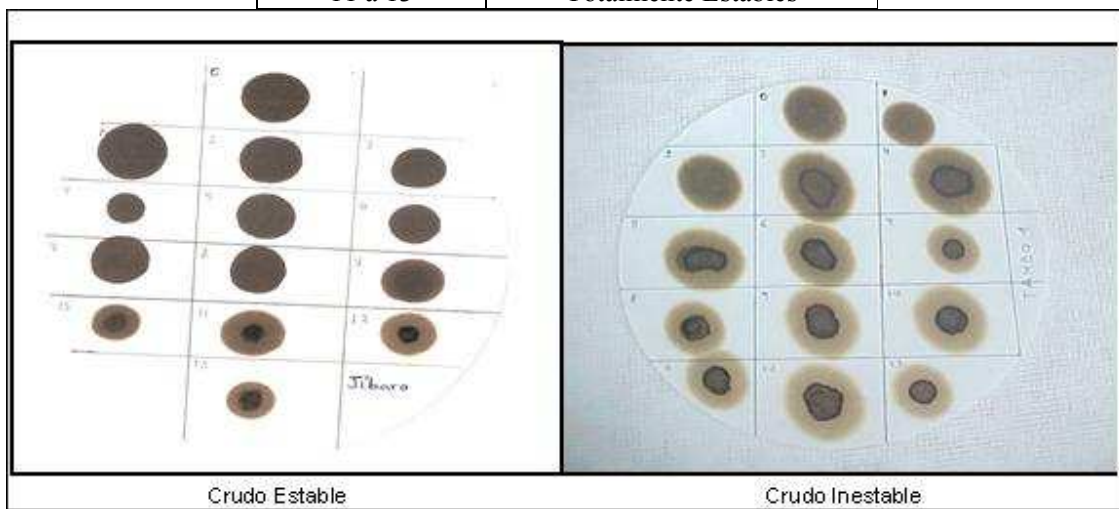
Tendencia a Formación de Incrustaciones
 Anexo 6A

PRUEBA DE OLIENSIS (Estabilidad de asfaltenos)

PROCEDIMIENTO

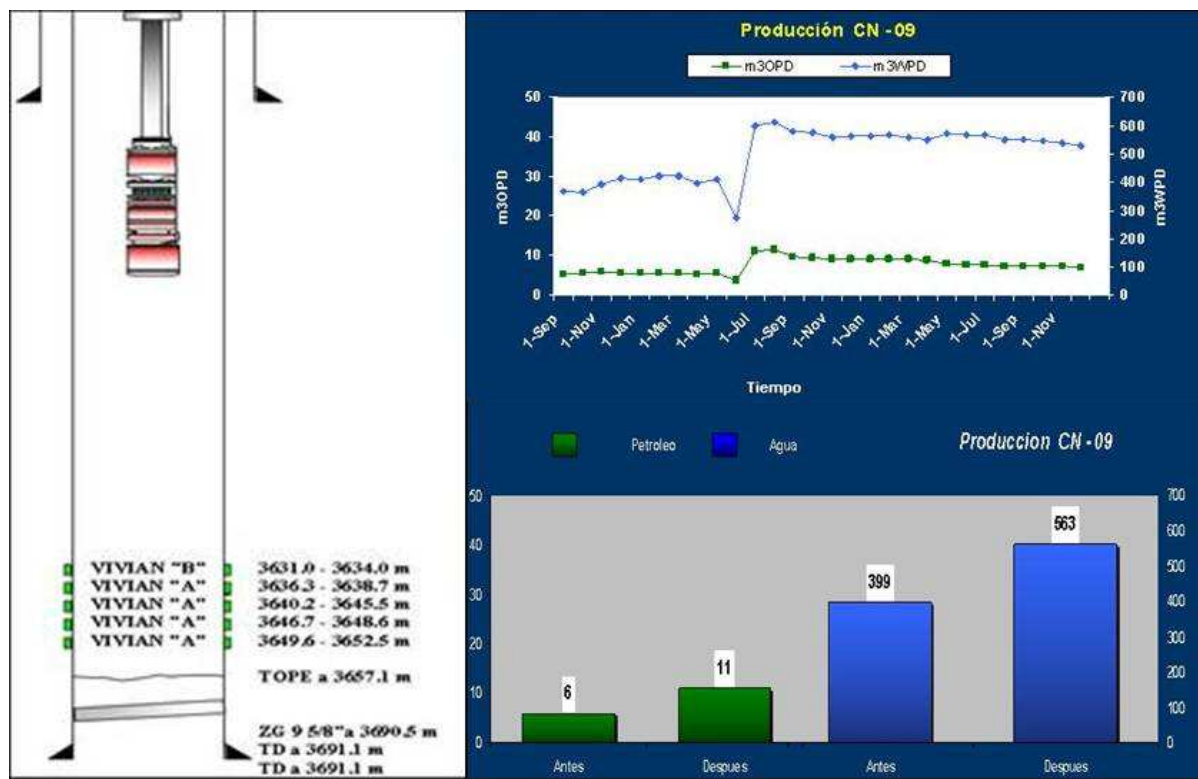
1. En un papel filtro absorbente (Whatman) de 17cm de diámetro se traza una cuadrícula, dicha cuadrícula debe ir numerada en orden ascendente desde 0.
2. Se toman 5ml de muestra (crudo ó crudo + aditivo) y se depositan en un Beaker.
3. Con un agitador magnético se realiza agitación a la muestra de crudo por espacio de 30 segundos, luego con una barra pescadora se toma una gota de dicha muestra y se deposita en el compartimiento cero de la cuadrícula realizada en el papel filtro.
4. Luego de agregar la primer gota de aceite al papel filtro, se agrega 1ml de N-Heptano a la muestra de crudo y se agita por espacio de 30 segundos, de nuevo se toma una gota de aceite con la barra y se deposita en el compartimiento del papel filtro numerado con uno.
5. De aquí en adelante se vuelve a realizar el paso cuatro, depositando la gota de aceite progresivamente en los espacios numerados del papel filtro; de igual forma por cada agitación se agrega 1ml de N-Heptano.
6. Una vez terminado este procedimiento, el papel filtro debe ser expuesto a 100°C por 15 minutos. Luego de esto se observa cada división donde se depositaron las gotas de aceite; la división en la cual se formo una especie de anillo interno, nos indicará la estabilidad ó inestabilidad de los asfaltenos en el aceite. Lo cual se determina con lo siguiente:

Número de División	Calificación de los Asfaltenos
0 a 3	Altamente Inestables
4 a 7	Inestables
8a10	Relativamente Estables
11 a 13	Totalmente Estables

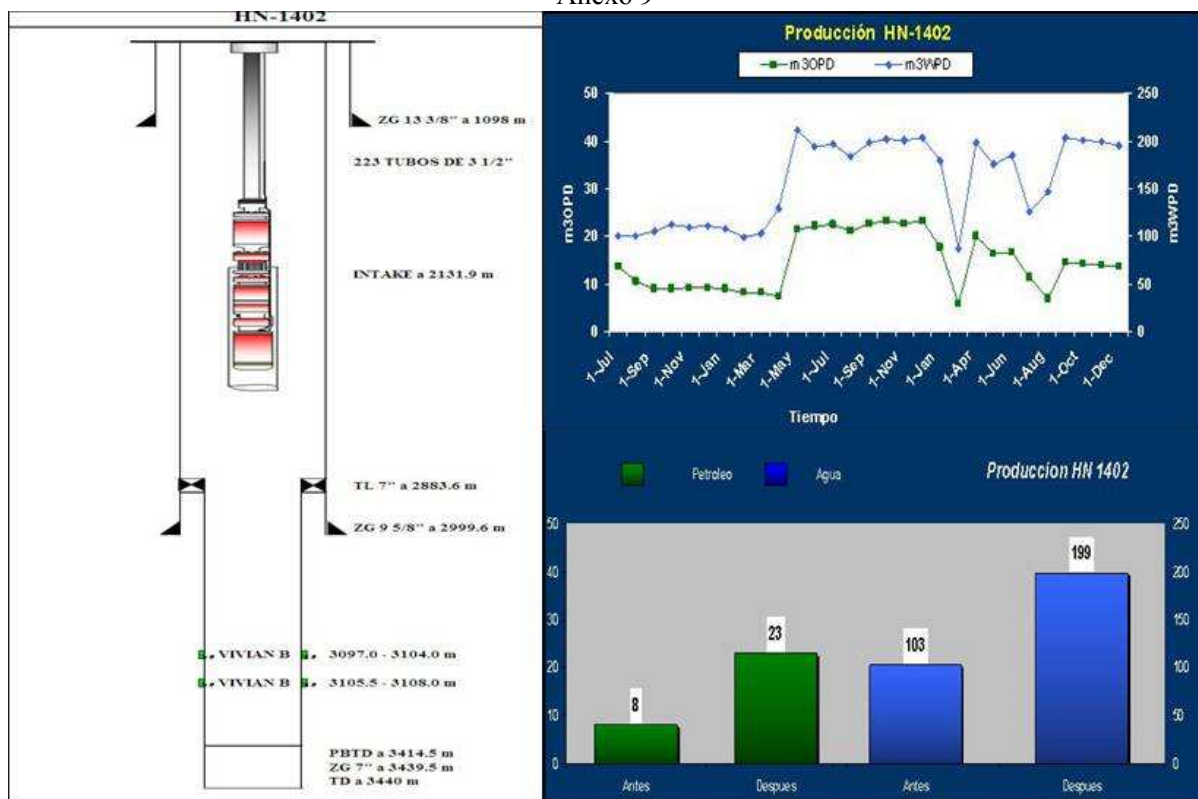


RESULTADOS DE PRODUCCION DE POZOS INTERVENIDOS CON EL USO DEL NUEVO FLUIDO DE COMPLETACION /LOTE 1AB

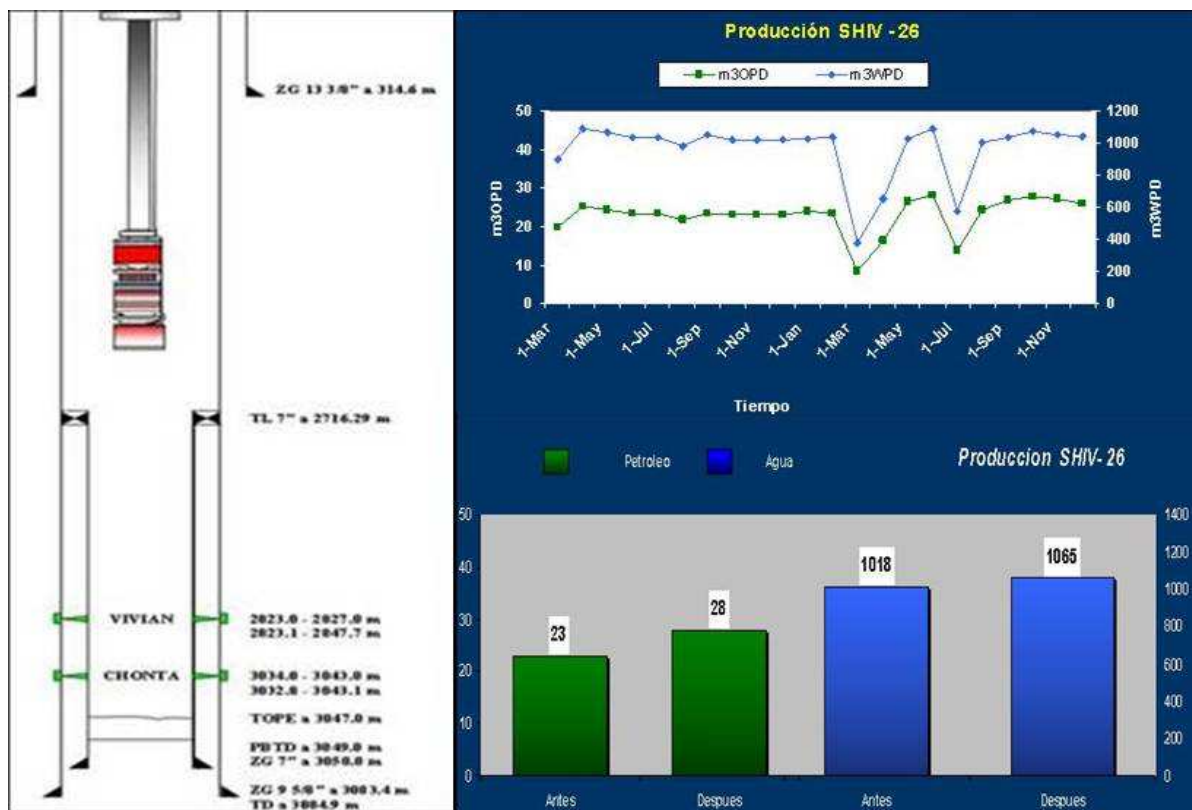
POZO	FORMACION	PRODUCCION ANTES			PRODUCCION DESPUES			OBSERVACIONES	INCREMENTAL PETROLEO (m ³ OPD)
		PETROLEO (m ³ OPD)	AGUA (m ³ WPD)	CORTE DE AGUA (%)	PETROLEO (m ³ OPD)	AGUA (m ³ WPD)	CORTE DE AGUA (%)		
CN-09	Vivian	6	399	98.6%	11	563	98.1%	2.4 m ³ . Ac. Ac +95.2 m ³ de WVOF+ 39.8 m ³ de NWOF(a través Tbg.31/2")	6
FO-09	Vivian + Chonta	24	1169	98.0%	25	1282	98.1%	Pulling(03/03/11) 4.8 m ³ NWOF+ 71 m ³ de WVOF para controlar el pozo (bombeo a través del intake)	1
HS-02	Vivian + Chonta	53	1107	95.4%	55	1228	95.7%	Pulling(28/5/11) 60.4 m ³ NWOF sin KCl (a través del intake)	2
HS-02	Vivian + Chonta	52	1129	95.6%	72	1097	93.9%	Pulling(14/6/11) 60.4 m ³ NWOF con 4% KCl (a través del intake)	19
Shiv-1603	Vivian + Chonta	27	807	96.8%	29	935	97.0%	Pulling(17/6/11) 36.6 m ³ NWOF (a través del intake)	2
Shiv-1606	Vivian "B"				304	0	0	Se usó NWOF en la completación 23.9 m ³ . Pozo Nuevo	
Shiv-30H	Vivian + Chonta	19	926	98.0%	17	989	98.3%	Pulling(28/10/11) 25.4 m ³ NWOF + 85.9 m ³ de WVOF . Por fuga en cabezal se tuvo que controlar el pozo con 31.8 m ³ de WVOF.	-2
HN-1402	Vivian "B"	8 Con 53Hz	103	92.9%	22	199	89.9%	Pulling(11/4/11) 26.2 m ³ NWOF con 2% KCl+ 10.2 m ³ de WVOF para dejar balanceado (a través Tbg. 31/2").	14
HN-1X	Vivian "B"	31 Con 53Hz	52	62.5%	28	62	68.6%	Pulling(19/11/11) 23.9 m ³ NWOF sin KCl (a través del intake)	-3
CS-11	Vivian "B" + "A"	27	653	96.1%	23	686	96.8%	Pulling(23/0/12) 31.8 m ³ NWOF con 2% KCl+ 14 m ³ de WVOF para dejar balanceado (a través Tbg. 41/2" en TOL). El Tbg. 41/2" se bajó con 5 DC, los cuales no se les hizo rattling.	-4
HN-1X	Vivian "B"	25 Con 53Hz	61	70.5%	32	68	68.1%	Se usó NWOF en el Pulling(26/3/12) 15.9 m ³ con 6% KCl (a través del intake)	6
Shiv-26	Vivian + Chonta	23	1018	97.8%	28	1065	97.5%	Se usó NWOF en el Pulling(10/4/12) 26.2 m ³ + 17 m ³ de WVOF para dejar balanceado (a través Tbg. 41/2")	5
CN- 13	Vivian "B" + "A"	21	674	97.0%	29	806	96.5%	Pulling(19/7/12) 30.2 m ³ NWOF + 14.3 m ³ de WVOF para dejar balanceado (a través DP 31/2")	8
SHIV1603	Vivian + Chonta	23	954	97.6%	30	1278	97.7%	Pulling(21/8/12) Balanceó 31.8 m ³ NWOF en el fondo, antes de Re-perforar Vivian y Chonta	7
CA-1503	Vivian + Chonta	17	480	96.5%	18	477	96.3%	Pulling(20/11/12) Balanceó 4.8 m ³ de solvente + 28.6 m ³ de NWOF Inyectó 3.2 m ³ de solvente en Fm. No se completó evaluación por falla de BES	1
DO-1202	Chonta	9 Se indica la producción con que fue cerrado en Oct. 2011	283	97.0%	35	431	92.6%	WVO(28/11/12) Balanceó 4.8 m ³ de solvente + 28.6 m ³ de NWOF Inyectó 7.2 m ³ de solvente en Fm. Re-perforó Chonta	26



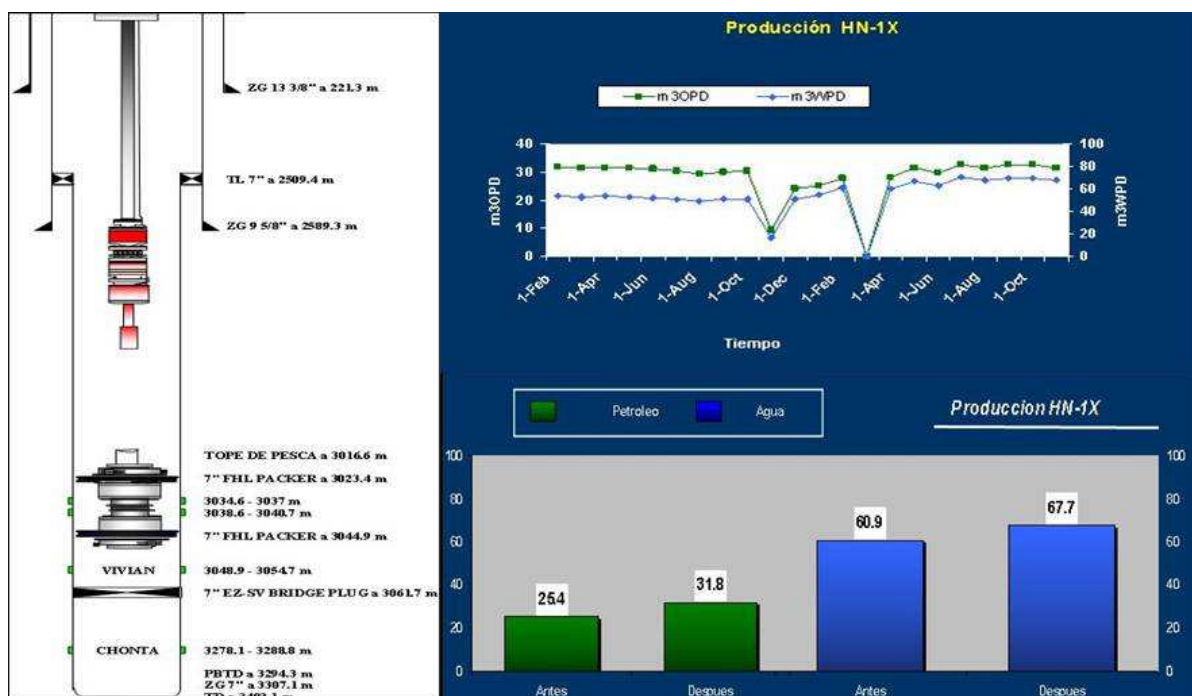
Resultados Nuevo Fluido de Completación Pozo CN-9
Anexo 9



Resultados Nuevo Fluido de Completación Pozo HN-1402
Anexo 10



Resultados Nuevo Fluido de Completación Pozo SHIV-26
Anexo 11



Resultados Nuevo Fluido de Completación Pozo HN-1X
Anexo 12