

TRATAMIENTOS COMBINADOS PARA LA RECUPERACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS PETROLÍFEROS

Ing Marcelo A. Criado - OIL REC SRL, mcriado@consultant.com

Ing Daniel Ragazzini - SOL ENERGY SRL, dragazzini@sol-energy.com.ar

Ing Fernando Aun -QUINPE SRL, faun@quinpe.com

Introducción:

La deposición o incrustación de sólidos inorgánicos y orgánicos es un problema común en muchas de las etapas de producción de petróleo y gas, y las mismas pueden producirse en cañerías, wellbore, reservorio e instalaciones de superficie.

Estas deposiciones afectan la producción reduciendo los caudales de flujo y causando taponamiento y/o fallas en las cañerías e instalaciones, llegado a este punto son necesarios extensos y costosos métodos de remediación además de las pérdidas acumuladas por falta de producción.

La cantidad y tipo de incrustación depende de variados factores como la composición del Petróleo, Gas o salmuera, las condiciones de la formación, presiones, caudales, temperaturas y tipo de equipamiento de producción entre otros.

Algunos ejemplos de incrustación son hidratos de gas, parafinas o ceras, asfaltenos, sulfatos, carbonatos y sulfuros, los cuales pueden depositarse en forma aislada o en forma de mezcla o interestratificados. En algunos casos el análisis detallado de estos interestratificados nos puede contar acerca del historial de producción del pozo y de los tratamientos hechos durante su ciclo de vida útil.

La formación de estos depósitos comienza en forma de precipitados sólidos en la cercanía de una superficie apta para la depositación y adherencia de dichos compuesto. En el caso de cañerías o instalaciones de superficie necesitarán una superficie suficientemente rugosa, y en el caso de la formación la misma deberá tener una humectabilidad adecuada al tipo de solido a depositarse sea éste inorgánico u orgánico.

También cambios en Temperaturas, Presiones, Caudales y Patrones de Flujo favorecerán el inicio de estos depósitos. Cada uno de estos factores afectará en mayor o menor grado según la composición química del depósito a formarse. Por ejemplo las parafinas o ceras serán más propensas a depositarse en zonas con caída de Temperatura, los asfaltenos se ven mayormente afectados por caídas de Presión y las incrustaciones inorgánicas se ven afectadas por uno u otro factor según el tipo de sal u óxido formado (Carbonatos, Silicatos, Óxidos o Sulfatos).

La mayoría de los Fluidos de Reservorio como petróleo, gas, salmueras cambian su composición con el tiempo y con las condiciones de producción durante la vida del pozo.

El cambio de composición de las salmueras o aguas connatas va afectando el equilibrio entre sus componentes y sus constantes de solubilidad con lo cual la formación de precipitados se ve favorecida y la consecuente formación de incrustaciones.

En el caso de los hidrocarburos (Gas o Petróleo) al comenzar a producir el pozo y debido a las caídas de temperaturas y presiones que se producen del reservorio hacia el wellbore, punzados y cañerías, se irán primero los componentes más volátiles lo cual rompe el equilibrio del crudo original y favorece la precipitación de los componentes más pesados (parafinas y asfaltenos).

El presente trabajo pone énfasis fundamentalmente en la precipitación orgánica de parafinas y asfaltenos, fundamentalmente de estos últimos los cuales se tratan de moléculas orgánicas complejas con múltiples componentes, un alto peso molecular y estructuras que habitualmente poseen cargas electrónicas remanentes lo que favorece en determinadas condiciones su adherencia a las superficies de la formación y/o cañerías del pozo.

Desarrollo:

MODELO COLOIDAL DE ESTABILIZACION DE ASFALTENOS.

Los asfaltenos constituyen moléculas insolubles y dispersas en el crudo y se asocian en tres o cuatros moléculas para formar una micela o coloide.

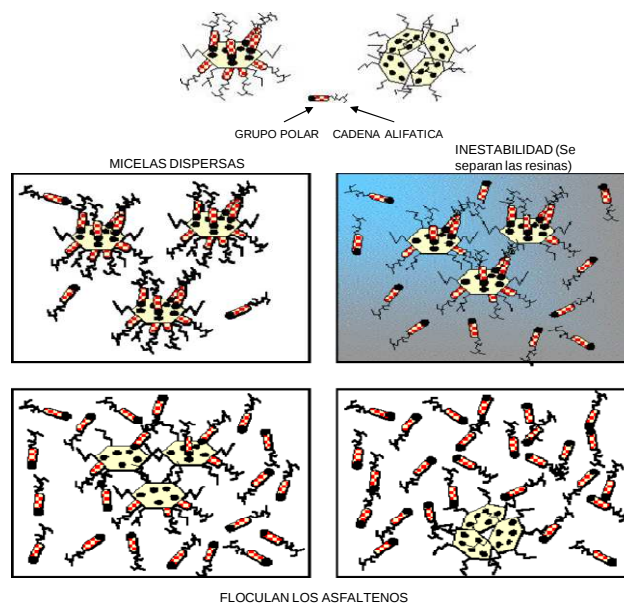
El modelo coloidal asume que los asfaltenos constituyen partículas sólidas de diferentes tamaños suspendidas en forma de coloide en el crudo y estabilizados por las moléculas de resinas adsorbidas en la superficie de los asfaltenos. Cuando las resinas adsorbidas se disuelven en solución, las partículas de asfaltenos se pueden someter a agregación y formar flóculos por la fuerzas de atracción de Van der Waals. Esta teoría se basa en experimentos de titulación, los cuales demuestran que cuando existe un equilibrio en la adsorción de resinas y asfaltenos, se causa floculación irreversible de asfaltenos una vez que se agregan solventes parafínicos a la fase Líquida.

Las resinas juegan un papel fundamental en la solubilización de los asfaltenos debido a que reducen su agregación. El grado de solubilidad de los asfaltenos depende del efecto peptizante de la concentración de resinas en el crudo.

Los modelos coloidales poseen su base en la termodinámica estadística y en la ciencia coloidal. El modelo propuesto asume que la transferencia de agentes peptizantes como las resinas de los asfaltenos al crudo y viceversa es la responsable de la agregación de asfaltenos en micelas y su floculación en grandes

Moléculas causan su suspensión. La capa externa de la micela sirve como un estabilizador que permite un equilibrio molecular con el resto de los componentes del crudo y evitan la floculación de los asfaltenos. El tamaño de la micela de los asfaltenos y el espesor de la capa peptizante en el “onset” depende de factores como la naturaleza de los asfaltenos y de las resinas, composición del crudo, temperatura, presión y otros.

MODELO DE FLOCULACION DE ASFALTENOS



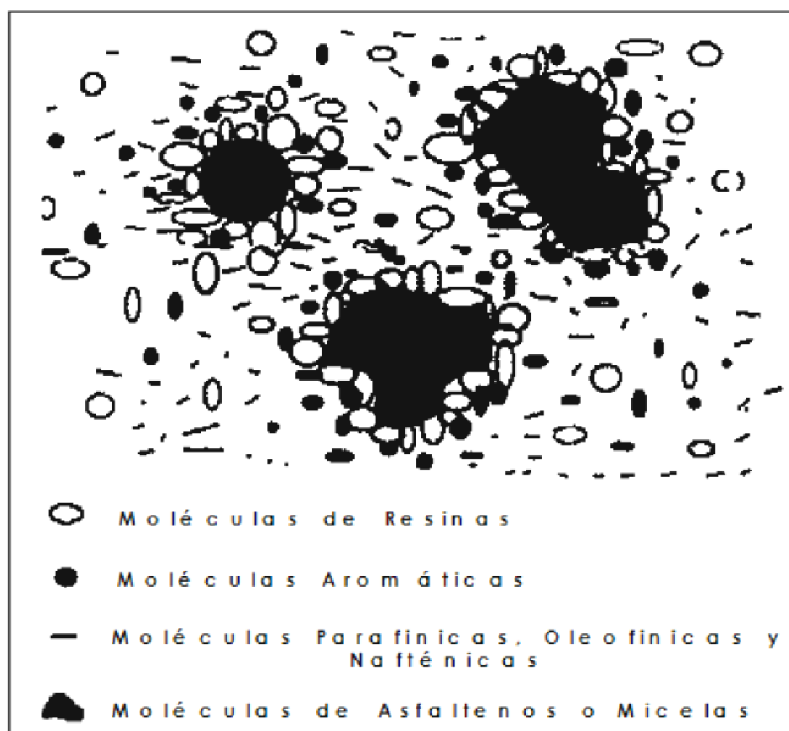


Figura 3. Representación del modelo Termodinámico Coloidal ^[7]

FACTORES QUE PRODUCEN LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.

Existen evidencias que la desestabilización de los asfaltenos, que causan la floculación y precipitación de asfaltenos, se deben a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánicos entre otros. Los principales parámetros que controlan la estabilidad de los asfaltenos se componen de la presión, temperatura y la composición del crudo por lo tanto ante cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que modifique dichos parámetros se ocasiona la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo.

- Factores Termodinámicos.

Los cambios graduales en las variables operacionales durante el proceso de producción como la presión y la temperatura influyen la solubilidad de los asfaltenos.

- Efecto de la presión.

La presión se considera uno de los factores más importantes que influyen en la precipitación de asfaltenos. Durante los procesos operacionales la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja provoca que los componentes más livianos como las cadenas de n-alcenos se expandan más que los componentes pesados. El incremento del volumen molar de los compuestos livianos continúa mientras que la presión del crudo descienda. A través de la despresurización por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas y se provoca una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos y el consecuente descenso en la concentración de los n-alcenos en el crudo.

La disminución de la presión y del volumen molar de los compuestos livianos en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfaltenos. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y las micelas de resina-asfaleno resulta mayor en

densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfaleno se agregan y forman grandes flóculos que pueden llegar a precipitarse.

El problema de los depósitos de asfalenos por cambios de presión se produce cuando la presión natural del pozo se agota o cuando existe alguna modificación en las condiciones operacionales y se manifiesta tanto en el yacimiento como en el pozo y facilidades de superficie. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a los depósitos orgánicos. Los depósitos de asfalenos se presentan en los chokes, en las líneas y en la tubería en forma de grumos o de esferas. Los grumos se componen de pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular.

- Efecto de la temperatura.

En general, la precipitación de asfalenos se considera independiente de la temperatura sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y las resinas o puede causar la precipitación de parafinas.

Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta también y provoca que los asfalenos sean menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfalenos, las micelas resina-asfaleno se desestabilizan y se agregan entre ellas en forma de flóculos.

Cuando ocurre una disminución en la temperatura, se desencadena la precipitación de parafinas, las cuales atrapan a los asfalenos durante su solidificación.

La temperatura de la cara de la formación puede cambiar por la inyección de líquidos y gases como agua caliente, vapor, dióxido de carbono u operaciones en el pozo.

Los primeros estudios acerca del comportamiento de los asfalenos con la temperatura corresponden a Hirschberg et al, que notaron que ante un incremento de temperatura, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos aumentan mientras que la solubilidad en asfalenos disminuye. Burke realizaron trabajos experimentales sobre el efecto de la temperatura en la estabilidad de los asfalenos y estableció que la solubilidad de los asfalenos aumentan cuando decrece la temperatura.

- Factores Químicos.

Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfalenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación de los asfalenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas.

Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfalenos se listan a continuación:

_ Inyección de dióxido de carbono: El dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo. Sin embargo el CO₂ representa una de las causas más comunes de floculación de asfalenos en pozos productores. El CO₂ produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y formación de turbulencias.

_ Inyección de gases ricos: La inyección de gases ricos desestabiliza a los asfalenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfálticas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.

_ Alteración del pH: los cambios en el pH se produce por la presencia de CO₂, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenará los depósitos de asfalenos.

Procesos de estimulación: El contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona e incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen componentes aromáticos, pueden causar la floculación de los asfaltenos a partir de la solución. En procesos de acidificación con ácidos minerales fuertes se causa cambios bruscos en el equilibrio químico local por pH y por liberación de dióxido de carbono, como también se eleva la concentración de iones.

- Factores Eléctricos.

El estudio de los depósitos orgánicos en el yacimiento ha mostrado que una de las principales causas de desestabilización de los asfaltenos constituye la presencia de un campo eléctrico que se generaba por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y de la tubería.

Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de la micela asfaltenos-resina, según el modelo coloidal. Las micelas se mantienen estabilizadas debido a las fuerzas de repulsión electrostáticas de los núcleos cargados de igual signo. La generación de un potencial eléctrico debido al flujo de partículas cargadas o la aplicación de un potencial externo grande, puede llegar a neutralizar las cargas eléctricas, perturbar el balance de fuerzas entre las micelas y causar la floculación de asfaltenos.

- Factores Mecánicos.

Los factores mecánicos incluyen los esfuerzos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo como bombas de varilla y bombas electrosumergible además de fuerzas de fricción y fuerzas de impacto entre partículas. Los esfuerzos se asocian a caídas de presión en el fondo del pozo y con el equipo de superficie.

- Otros factores.

Algunos sólidos suspendidos en el crudo como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Las pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de núcleos que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos. Se forman así grandes cadenas de moléculas que tienden a precipitarse más rápido de la solución. Este efecto ocurre a nivel de las perforaciones y a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para los depósitos orgánicos.

HUMECTABILIDAD Y PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS Y PARAFINAS

Los depósitos formados en la zona cercana a los punzados son una de las causas más frecuentes de daño a la formación, aunque en el caso de ser producido por depósitos orgánicos muy raramente son tenidos en cuenta a la hora de evaluar alguna caída anormal en la Curva de Producción.

Estas incrustaciones de origen orgánico pueden producir cambios en la Humectabilidad de las formaciones productivas de Hidrocarburos. La mayoría de la formaciones son acuohumectadas antes de ser puestas a producir y por lo tanto los hidrocarburos son libres de fluir entre los espacios porales debido a que es el agua la que esta adherida a las superficies de la roca.

Depósitos orgánicos como los asfaltenos pueden causar que la formación se vaya tornando parcial o totalmente oleo humectada y entonces los hidrocarburos comenzarán a adherirse a las superficies de la roca y no fluirán normalmente durante la producción del pozo.

Esta es una de las razones por la cual en los Tratamientos Combinados del presente trabajo no sólo se busca remover la deposición orgánica, sino que también se actúa sobre la Humectabilidad de la roca post tratamiento.

La otra razón fundamental según está demostrado en experiencias previas (paper SPE 101022) y a la fecha también podemos demostrarlo con los resultados obtenidos en Argentina, que dejando la formación correctamente acuohumectada luego de haber removido el depósito orgánico, la redeposición o reprecipitación posterior de los asfaltenos y/o parafinas se ve notablemente demorada en el tiempo (entre 8 meses a 1 año por lo menos). Como consecuencia de esto se logra espaciar notablemente las intervenciones de Pulling en estos pozos tratados, lográndose así un notable ahorro de costos de Intervenciones.

TRATAMIENTOS COMBINADOS:

La Tecnología de Tratamientos Combinados se trata de una Metodología efectiva y eficiente de Recuperación en Pozos de Petróleo cuya Producción ha caído en el tiempo, debido a las deposiciones Orgánicas (y también Inorgánicas en caso de comprobarse su existencia) en el medio poroso y punzados, que ocurren durante el proceso de Producción del Petróleo. Este tipo de daño es muy frecuente en pozos que producen hidrocarburos con altos niveles de saturados (parafinas) y asfaltenos, que abundan en las cuencas Neuquina y del Golfo.

Dicha Metodología incluye el bombeo de una secuencia Específica de Fluidos más Aditivos Químicos, para lograr incrementar la Producción a niveles similares a los esperados en condiciones ideales (sin daño).

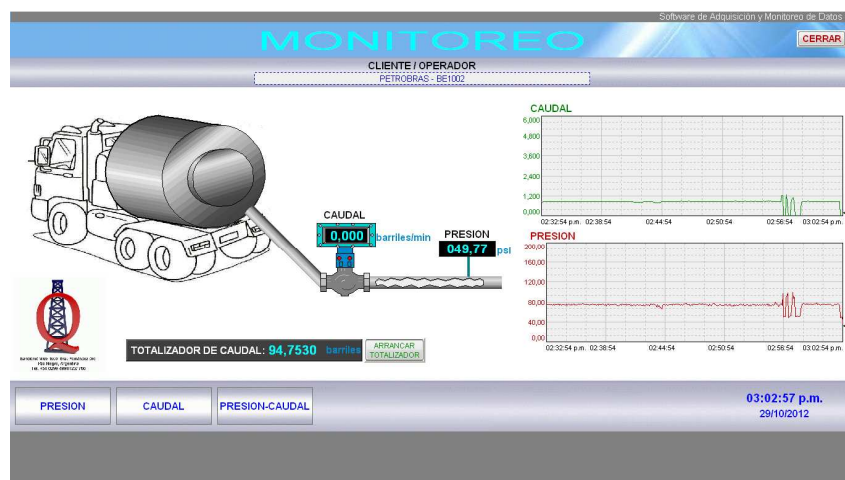
Además, debido a la particular composición de los productos químicos inyectados, este efecto de incremento de Producción se mantiene en el tiempo (entre 8 meses a 12 meses), evitando así tener que intervenir el Pozo periódicamente para hacer tareas de Limpieza (Pulling) con los altos costos que estas tareas traen asociados.

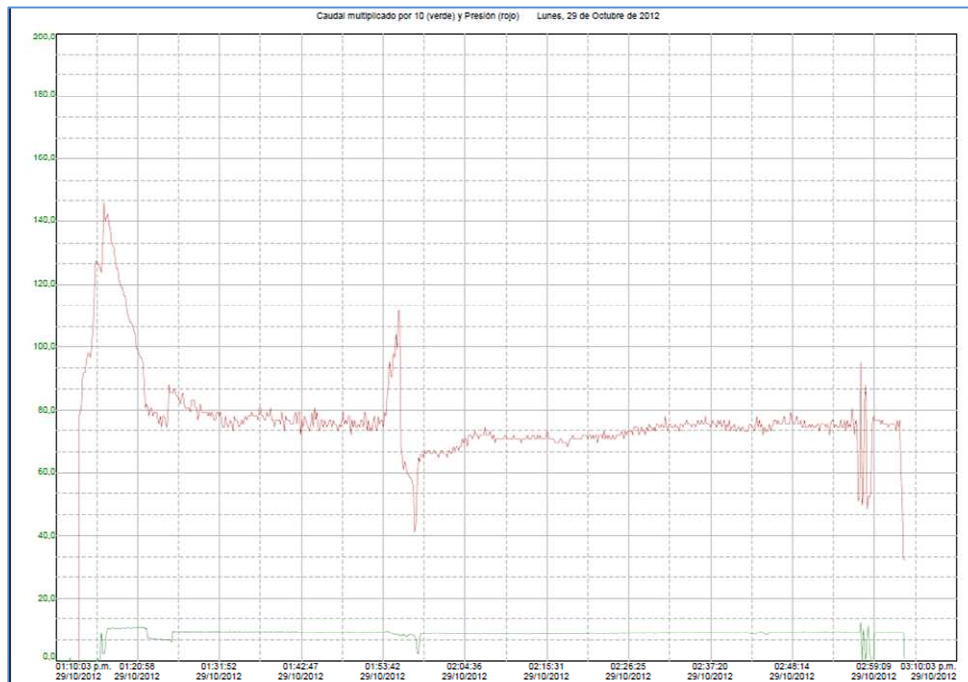
A la fecha con la experiencia hecha en los Yacimientos en Argentina donde se ha trabajado, se tiene una efectividad cercana al 100% y en todos los casos al menos se ha duplicado la producción del pozo previa al momento del tratamiento, incluso en algunos casos (dependiendo del potencial de pozo) se ha logrado quintuplicar esa producción.

El Proceso incluye un Estudio Previo para la preselección de candidatos donde se evalúa el tipo de crudo producido, su contenido de componentes pesados, parafinas, asfaltenos, resinoides y aromáticos (Análisis SARA), presión de fondo y el tipo de roca reservorio, además de datos históricos de producción y esquemas de pozo.

Una vez hecho este Estudio Previo se diseñan y seleccionan los Sistemas a utilizar, y se realiza la operación de bombeo con el correspondiente registro de Presiones y Caudales.

En las siguientes fotografías se muestra algunas operaciones y el tipo de Carta de Monitoreo:





Evaluación previa, análisis SARA:

Como se mencionara previamente una de las etapas fundamentales para la preselección de pozos candidatos a ser tratados con la tecnología de Tratamientos Combinados es la Caracterización del Crudo producido a través de un análisis SARA.

Dicho análisis se basa en la determinación a través de diferencias en solubilidad y polaridad de los siguientes componentes del Crudo: Saturados, Aromáticos, Resinoides y Asfaltenos.

Una vez obtenida el valor porcentual de cada uno de ellos se calcula el Índice de Inestabilidad Coloidal (IC), que es un indicativo de la factibilidad o no de tener precipitaciones orgánicas en formación y en el Wellbore.

El IC se calcula de la siguiente forma:

$$IC = \frac{\text{Saturados} + \text{Asfaltenos}}{\text{Resinas} + \text{Aromáticos}}$$

➤ **IC < 0.8 OK**

➤ **IC > 0.8 GRAVE**

Es decir si el IC es menor de 0,8 no existe riesgo de tener precipitación orgánica y por el contrario si es mayor a ese valor seguramente existen precipitados orgánicos en formación y/o wellbore con el consecuente daño que generará una caída en la producción.

A continuación se muestran valores característicos obtenidos en pozos de la cuenca Neuquina:

Pozo	a	b	c	d	e	f
Fecha	02-11-09	02-11-09	02-11-09	02-11-09	02-11-09	08-01-10
Saturados	67,6	67,6	65,7	70,1	70,4	64,08
Aromáticos	24,2	24,6	20,4	17,7	19,9	27,78
Resinas	3,3	2,5	2,5	1,7	2	4,35
Asfaltenos	4,4	4,4	10,8	1,8	5,6	3,3
Total	99,5	99,1	99,4	91,3	97,9	99,51
IC	2,62	2,66	3,34	3,71	3,47	2,10

Puede verse que en su mayoría presentan un IC > 2 con lo cual presentan daño orgánico, lo cual en efecto fue probado al hacerse los correspondientes Tratamientos Combinados y al obtenerse respuestas altamente positivas con notables incrementos de Producción post tratamiento.

Información previa complementaria:

Además de contar con esta caracterización del Crudo es importante contar también con cierta información complementaria para poder diseñar el Tratamiento más adecuado y ajustar el tipo de químicos a utilizar para cada pozo particular.

Por lo tanto la información mínima requerida sería:

1. Esquema de la Terminación del pozo (Profundidades, Tipo y Libraje de Cañerías, Espesor de Capas, Intervalos Punzados, capas Fracturadas, etc.)
2. Historial de Producción (Curva)
3. Descripción Litológica (Tipo de formación y Porosidades promedio, contenido de arcillas, descripción de la matriz, etc.)
4. Análisis del Crudo: Análisis SARA ó Cromatografía Extendida
5. Descripción y/o Muestras de Incrustaciones Inorgánicas.(en caso de existir)
6. Historia de tratamientos ya realizados (Ácidos, Lavados, Pulling, etc.).
7. Datos de Presión de Formación /niveles estáticos.

Con toda esta información se hace un Programa Tipo del Tratamiento para el pozo en cuestión.

Usualmente un Programa tipo de bombeo incluirá:

1. Tratamiento Humectante
2. Tratamientos Removedor de incrustación Orgánica
3. Desplazamiento

El Tratamiento Humectante incluirá un fluido base hidrocarburo refinado (diesel o gas oil) con un alto porcentaje de tensioactivos fuertemente acuohumectantes de la formación, que actuarán luego que se recupere en el flowback el Tratamiento Removedor junto con la incrustación inorgánica.

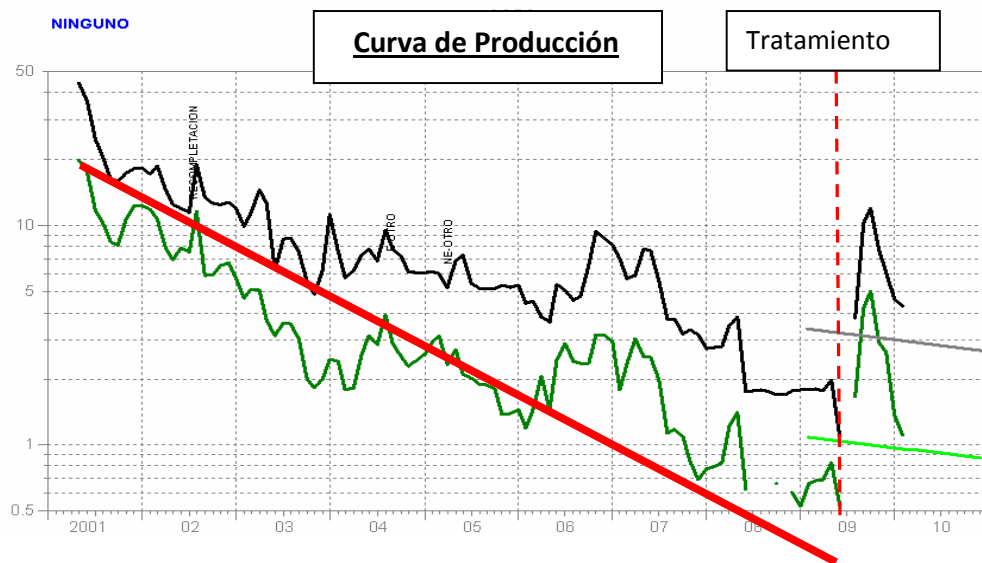
El Tratamiento Removedor en sí se trata de una emulsión de fase externa acuosa con una alta concentración de tensioactivos, surfactantes, solventes y cosolventes que remueven la incrustación orgánica luego de un tiempo de contacto (usualmente 6 horas) y dispersan en dicha emulsión las parafinas y asfaltenos logrando así que estos sean devueltos rápidamente una vez que el pozo es puesto en producción nuevamente. Además y para lograr una mejor movilización de finos y mejor remoción de las parafinas y asfaltenos al final del Desplazamiento se generan tres pulsos durante el bombeo con lo cual se aumenta la turbulencia y el efecto de los químicos en formación.

Estos Tratamientos Combinados han sido evaluados en una gran cantidad de pozos de la Cuenca Neuquina, lográndose hasta la fecha una respuesta altamente positiva de los pozos post tratamiento. Se han logrado incrementos de producción de al menos el doble de la producción previa al tratamiento y en algunos casos y según el potencial del pozo han llegado a quintuplicarse la producción previo.

Por otra parte y debido al efecto de la humectabilidad se ha logrado disminuir notablemente la necesidad de Intervenciones de Pulling, donde hoy se intervienen una vez al año en pozos que antes debían ser intervenidos cada cuatro meses. A continuación se muestra un caso real:

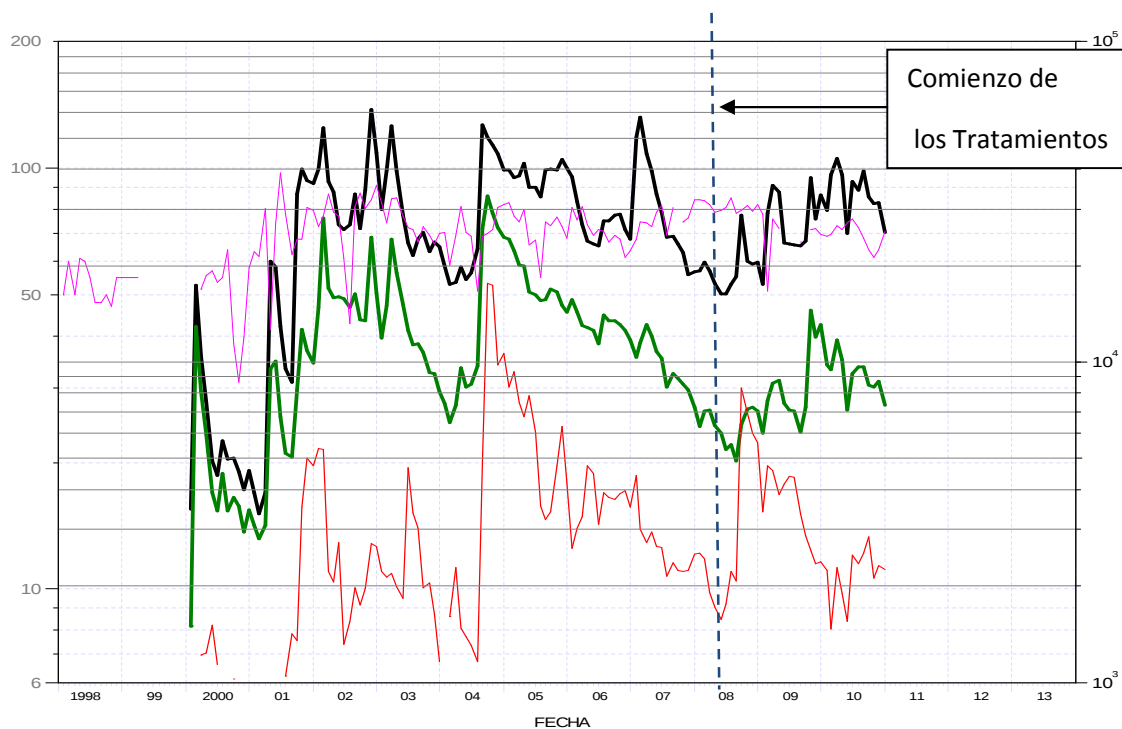
Análisis de Producción Post Tratamiento Pozo b
Fecha de Tratamiento: 05/07/2009
(Datos de Producción: m3/mes y total en m3 acumulados)

	Forecast		Real		Ganancia	
Fecha	Pet	Bruta	Pet	Bruta	Pet	Bruta
31/07/2009	31.651	98.27	51.5	117.57	19.849	19.3
31/08/2009	31.31	97.03	129.4	316.1	98.09	219.07
30/09/2009	30	93	150.3	357.32	120.3	264.32
31/10/2009	30.69	95.17	90.9	239.98	60.21	144.81
30/11/2009	29.43	90.9	79.1	182.04	49.67	91.14
31/12/2009	30.101	93	42.8	142.72	12.699	49.72
31/01/2010	29.822	92.07	34.3	133.27	4.478	41.2
Total	213	659.44	578.3	1489	365.3	829.56



Extendiendo esta evaluación a varios pozos del mismo yacimiento se pueden observar los siguientes resultados:

Evaluación Global de 11 pozos



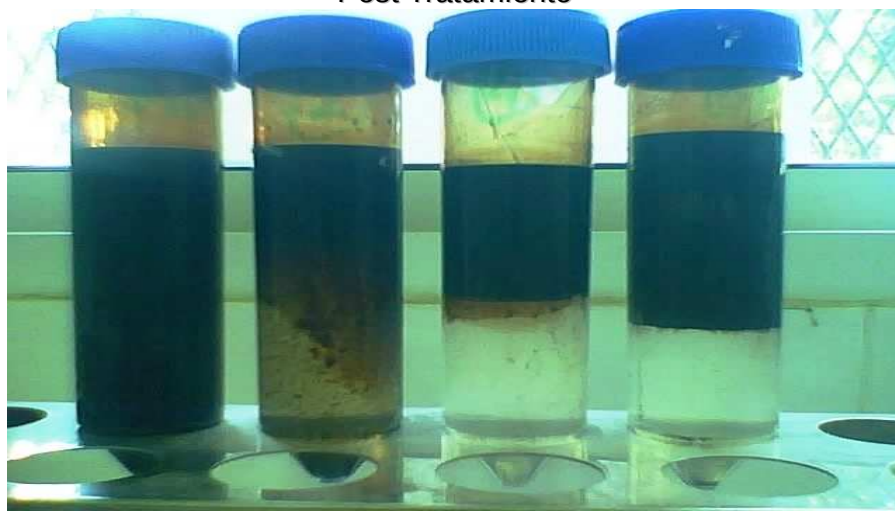
Como puede verse en el caso mencionado y en la evaluación global luego de iniciado los tratamientos se logra una notable recuperación de producción con un marcado cambio en la pendiente de las declinatorias normales de los pozos.

Esto es una muestra de la efectividad de los Tratamientos Combinados en los pozos que presentan condiciones de tipo de Crudo con componentes orgánicos pesados y que presentan un Índice de Inestabilidad Coloidal elevado.

En algunos de los pozos donde se hizo la prueba de los Tratamientos además de monitorear la producción post tratamiento, se fue muestreando el flow back y se estudiaron en Laboratorio dichas muestras lográndose resultados como se ejemplifican a continuación:

Estudio sobre muestras de Producción

Post Tratamiento



MUESTRA	PISTONEO	DIA 2	DIA 4	DIA 6
Corte de Agua	n/a	68 %	50%	37%
Interfase	n/a	Rígida	Semi Rígida	Fluída
Fondo	Oleohumectado	Parcialmente Oleohumectado	Mayormente Acuohumectado	Totalmente Acuohumectado
Sólidos en fondo	n/a	5 cc	Trazas	Trazas

Como puede observarse en estas muestras consecutivas post tratamiento el pozo se va limpiando progresivamente, removiendo la incrustación orgánica en forma dispersa en la fase acuosa y posteriormente produce un petróleo más limpio con una interfase fluida, bien definida y sin presencia de emulsión.

Conclusiones:

En todos los casos se obtuvo una respuesta positiva de la Producción Post Tratamiento

- Al menos se duplicó la Producción de Petróleo y en algunos casos hasta llegó a quintuplicarse.
- Dicho comportamiento se mantuvo en el tiempo sin presentar a la fecha síntomas de reprecipitación de Incrustaciones Orgánicas (12 meses o más en algunos pozos).
- El Crudo producido post Tratamiento presenta menor cantidad de emulsión y produce un crudo mucho más limpio, con menor contenido de sólidos en suspensión.

Los Tratamientos Combinados presentan las siguientes ventajas:

- Económico comparado con las Estimulaciones Tradicionales
- Al bombearse una emulsión en base agua es mucho menos riesgoso que bombear en locación solventes puros (Xyleno, Tolueno, etc.)
- Al trabajar en forma Combinada removiendo la Incrustación Orgánica y sobre la Humectabilidad de la Roca, la Reprecipitación Orgánica se ve notablemente retardada en el tiempo
- Al presentar propiedades Surfactantes la separación de las fases O/W se ve facilitada y lográndose así un Crudo más limpio y sin interfases o emulsiones indeseables.

Bibliografía:

- Aspectos generales del daño de formación por depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Teda Guillermo Ospino Caro, Universidad Nacional de Colombia
- Organic Deposits in Oil and Gas Production, Wayne W. Frenier, Murtaza Ziauddin, Ramachandran Venkatesan, SPE Book.
- **SPE 101022-PA.** Development and Field Use of a Novel Solvent/Water Emulsion for the Removal of Asphaltene Deposits in Fractured Carbonate Formations. Stephen Lightford, Halliburton; E. Pitoni, Eni SpA; F. Arnesi, Halliburton; and L. Mauri, Eni E&P
- **SPE 13796.** Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. M.E.Newberry and K.M.Barker.
- **SPE 69513.** Production restarting on asphaltene-plugged oil wells in a lake Maracaibo reservoir. M.C.García, N.Chiaravallo.