

DESINCRUSTACION DE POZOS DE ALTA TEMPERATURA

Víctor H. Hamdan, Damián D. Ramallo
Pluspetrol S.A.

INTRODUCCION

Palmar Largo es un yacimiento de petróleo de 45 °API que se encuentra en la provincia de Formosa en el Norte de Argentina.

Se inició su explotación en 1984 con la perforación de YPF del pozo PL X-1.

La zona pertenece a la cuenca cretácica incluida en la cuenca del Noroeste de la llanura Chacopampeana.

Los pozos producen principalmente de la formación Palmar Largo, de origen volcánico erosionado y resedimentado, conformando lo que se conoce como Miembro Vulcanoclástico.

A la fecha ha producido más de 31000 barriles de petróleo con un corte de agua promedio actual del 83%.

Con profundidades superiores a los 3800 metros y con temperaturas por encima de los 160 °C, el elevado contenido de sales en el agua de producción, ha llevado a la deposición de incrustaciones tanto en la formación como en los punzados, el tubing e incluso las líneas de superficie.

TEXTO PRINCIPAL

Debido a la presencia de un acuífero de elevada actividad en contacto con la formación Palmar Largo, el corte de agua de los pozos productores fue incrementándose paulatinamente y, por su alto contenido salino (Cloruros > 160.000 ppm), ocasionó un efecto también creciente afectando la producción de petróleo.

Se diseñaron diversos tratamientos para eliminar o reducir dichas incrustaciones, pero debido al cambio de la composición de las mismas con el tiempo, los tratamientos se fueron rediseñando y refinando hasta obtener los resultados más satisfactorios para cada caso.

En este estudio se analizará la evolución de las incrustaciones y su efecto en la producción, los métodos de diagnóstico y finalmente los tratamientos desarrollados para permitir una explotación rentable del campo.

DETECCION DE LAS INCRUSTACIONES

Ante la necesidad de contar con datos de presiones de fondo estáticas y dinámicas, tanto para actualizar el balance de materiales del campo, como para evaluar la eficiencia de las completaciones, se diseñó y se llevó a cabo una campaña de gradientes de presión y temperatura. En uno de los pozos se combinó este procedimiento con un control de producción con orificios de boca de diámetro creciente para definir el potencial del mismo. Al analizar la información registrada se observó que las presiones a mayores diámetros se hacían independientes del diámetro del orificio de boca.

Del análisis surgió que el pozo estaba obstruido al nivel de los punzados y de la formación.

MECANISMO DE FORMACION DE LAS INCRUSTACIONES

La mezcla de aguas incompatibles puede causar la precipitación de incrustaciones de sulfato de calcio. El tipo más común de incrustación de sulfato de calcio depositadas en los pozos es la forma hidratada ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), o yeso. Una caída en la presión reduce la solubilidad y provoca incrustamiento. La mezcla de dos agua, una conteniendo iones Ca^{2+} y otra conteniendo iones SO_4^{2-} en general produce la precipitación de yeso. Problemas de integridad en la cañería de

aislación o cementaciones defectuosas pueden permitir la mezcla de agua diferentes en el pozo, con las consecuencias antes mencionada.

También la evaporación de agua debido al avance de gas libre cerca o en el pozo puede provocar sobresaturación y depositación de incrustaciones. También la agitación y turbulencia de una vena fluída tiene un efecto similar.

METODOS PARA EL TRATAMIENTO DE LAS INCRUSTACIONES

La única incrustación no soluble en ácido y que es químicamente reactiva es el sulfato de calcio hidratado o yeso. El yeso puede ser tratado de dos formas: Convirtiéndolo en CaCO_3 , luego, en una segunda etapa, se disuelve con ácido clorhídrico o acético. La otra manera es disolver directamente sin convertirlo en carbonato. Para ello se usan compuestos como el EDTA (Etilen-diamin-tetra-acético).

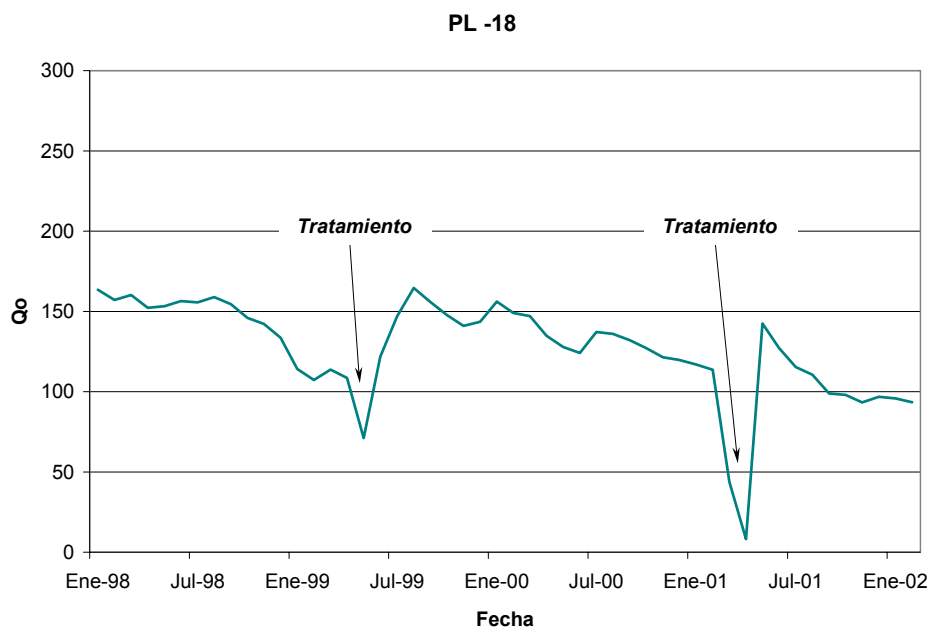
Este último es más costoso que el anterior por lo que su uso es más restringido.

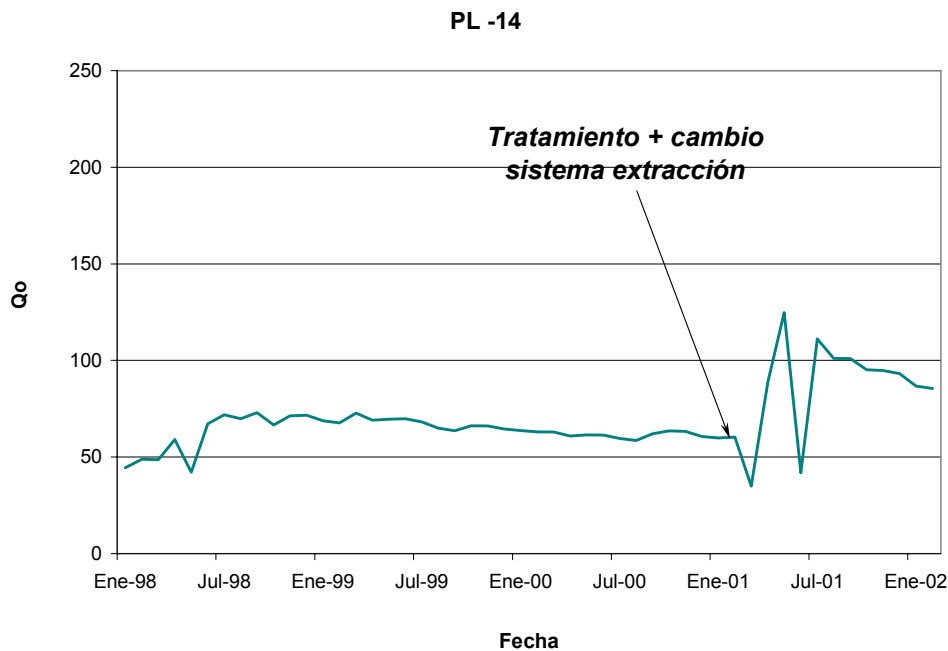
Las incrustaciones de BaSO_4 y SrSO_4 son químicamente inertes, y el método más común para eliminarlas era la limpieza mecánica. Sin embargo, recientemente han ingresado al mercado una serie de productos para tratar este tipo de sólidos.

NECESIDAD DE DESINCRUSTAR

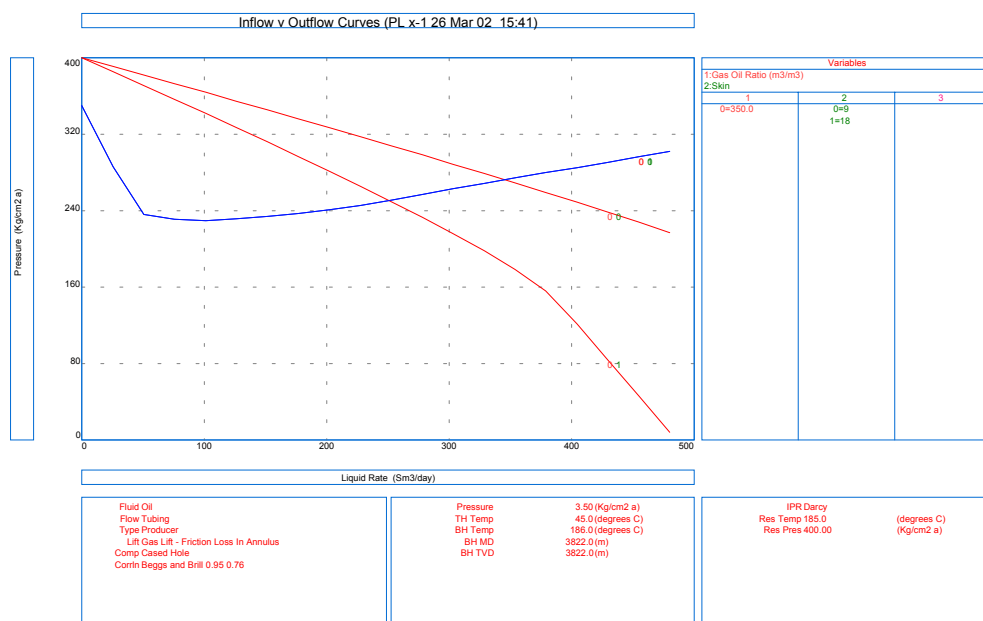
Al transcurrir la vida productiva de los pozos y al aumentar el corte de agua se observaron algunos comportamientos anormales que llevaron a estudiar con profundidad cada caso. Dichas anomalías pueden clasificarse, a grandes rasgos, en cuatro casos:

Declinación anormal de la producción: a través del seguimiento con curvas declinatorias se observaron caídas anormales, respecto de lo que sería la declinación normal del campo, de la producción de fluidos. A continuación se muestra un ejemplo con los pozos PL-18 y PL-14.





Análisis de curvas de IPR: las actualizaciones de las curvas de IPR mostraban sistemáticamente una caída en los valores de AOF. En el pozo PL x-1 puede verse la variación en la performance del sistema luego de la realización de un tratamiento de desincrustación.



Calibraciones de pozo: en las operaciones con slickline se reducían paulatimanemte los diámetros de herramienta con los que era posible calibrar la tubería de producción.

Disminución de pasaje en la zona de orificios: en varias oportunidades, para aumentar la producción se evaluó la posibilidad de ampliar el diámetro de orificio. Sin embargo, al momento de realizar el cambio se observaron las cajas portaorificios con cantidad importantes de incrustaciones y sólidos que se encontraban obstruyendo el pasaje de fluidos.

ANÁLISIS DE LAS INCRUSTACIONES

Los análisis de laboratorio realizados sobre el agua producida indican que posee gran cantidad de compuestos iónicos en solución, capaces de combinarse y precipitar en los espacios porales de la formación, en la zona punzada, en las cajas portaorificios y en cualquier lugar donde se produzcan cambios de presión y/o temperatura.

Durante varios de los trabajos fue posible extraer muestras de sólidos depositados en fondo que, luego de minuciosos análisis de laboratorio permitieron definir el tipo de incrustaciones presentes. Los ensayos de caracterización realizados demostraron que se trata principalmente de sulfato de calcio (anhidrita, CaSO_4). Estudios realizados posteriormente a través del método de difracción de rayos X han detectado la presencia de celestina de bario (BaSrSO_4) y de baritina (BaSO_4), aunque en proporciones menores al 5%.

TIPOS DE TRATAMIENTOS EMPLEADOS

Los sistemas empleados en los tratamientos para remover incrustaciones de sulfato de calcio se dividen en dos tipos, de acuerdo a su mecanismo de acción. Uno de los sistemas (tipo A) disuelve completamente las incrustaciones de sulfato de calcio acomplejando el ion calcio. La remoción del calcio provee un mecanismo por el cual el material precipitado se disuelve. El otro sistema (tipo B) es del tipo “convertidor”, ya que transforma el sulfato de calcio a carbonato de calcio. Luego es necesaria una segunda etapa, que comprende el bombeo de ácido clorhídrico. Ambos sistemas son base agua.

Durante los primeros tratamientos se empleaba un precolchón de gasoil. Dicho precolchón tenía dos finalidades: desplazar el agua presente en el pozo para evitar la disolución del tratamiento principal, y segundo para bombear un solvente de parafinas, que era soluble en hidrocarburo. Desde principios del 2001 se dejó de utilizar el precolchón debido a que se desarrolló un solvente de parafinas soluble en agua, por lo tanto se agrega directamente a la formulación del tratamiento. Esto representa una ventaja tanto ambiental como económica. Sin embargo, en algunos casos el tratamiento puede incluir un precolchón de petróleo como espaciador.

En Palmar Largo se emplea comúnmente una combinación de los dos tipos de tratamientos. Se bombea en primer lugar el tratamiento tipo A y se mantiene el pozo cerrado por 24 horas. Luego se abre a batería y se recupera la totalidad del fluido vertido. Finalmente se bombea HCl al 7.5% para estimular la formación.

SELECCIÓN DE POZOS A DESINCRUSTAR

El procedimiento de selección de pozos a desincrustar comienza con la realización de un gradiente dinámico de presión y temperatura, junto con un control de producción. Si bien es posible realizar un ajuste de caudales y presiones con el programa de análisis nodal, es importante la realización de mediciones para establecer si los sistemas de gas lift están trabajando correctamente o si está quedando agua sin producir en el fondo de pozo. Estos efectos son importantes a la hora de estimar el daño total del pozo, ya que tanto la inyección de gas a una profundidad diferente a la de diseño como el aumento de la presión dinámica de fondo pueden considerarse como efectos de pseudodaño. Es decir que pueden estimarse valores de skin mayores a los reales, y en el peor de los casos seleccionar pozos para ser tratados en forma innecesaria.

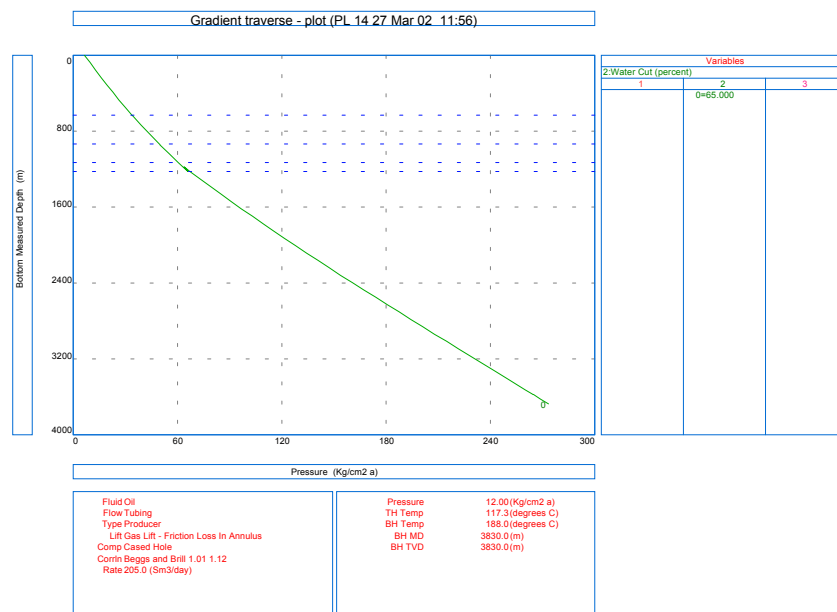
Con los resultados obtenidos, se establece la profundidad de inyección de gas (en los pozos con gas lift) y se elige una correlación para trabajar con el programa de análisis.

Se ajustan los valores de producción tomando como variable el daño total de pozo y en función a dicho índice se opta por intervenir o no el pozo para tratamiento.

A continuación se describe en forma completa uno de los tratamientos realizados en el yacimiento, más precisamente el del pozo PL a-14.

DESCRIPCION DE UN TRATAMIENTO TIPO

A diferencia de otros pozos la decisión de desincrustar el pozo PL a-14 surge de un análisis realizado con Prosper (de Petroleum Experts), ya que no era posible realizar mediciones físicas en el mismo a causa de una obstrucción en el tubing. A partir de la última medición registrada (mayo de 1999) y con controles de producción actuales se generó un gradiente dinámico sintético, según se muestra a continuación.



Con este gradiente se realizó una corrida de ajuste con las condiciones actuales y se calculó la curva de IPR actual, la cual indicaba la presencia de un daño de formación importante.

La intervención se realizó con equipo de workover e instalación de ensayo, pues el tratamiento se realizaría previo a un cambio de sistema de extracción. La instalación de ensayo constó en esa oportunidad de tubing de 2 7/8", y packer de ensayo fijado en 3800 mbbp, 30 metros por encima del tope de los punzados.

En esta oportunidad se optó por emplear un tratamiento tipo A aditivado con 4% de solvente de parafinas soluble en agua para eliminar el preflujo base gasoil con un 10% de solvente de parafinas soluble en hidrocarburo. Dicho preflujo tenía por finalidad eliminar los restos de agua presentes en el pozo para evitar la dilución del tratamiento y regular el pH del sistema. Esto permitió evitar el uso de 5 m³ de gasoil, lo cual representa una ventaja desde el punto de vista ambiental y económico.

Para el tratamiento del pozo PL-14 se bombearon los siguientes volúmenes de fluidos:

Fecha	Pozo	Volúmen Tipo A (bbl)	Volúmen HCl (bbl)	Desplazam . Petróleo (bbl)
27/03/01	PL-14	33	0	73
29/03/01		0	33	73
Totales		33	33	146

Evolución de la presión durante el bombeo

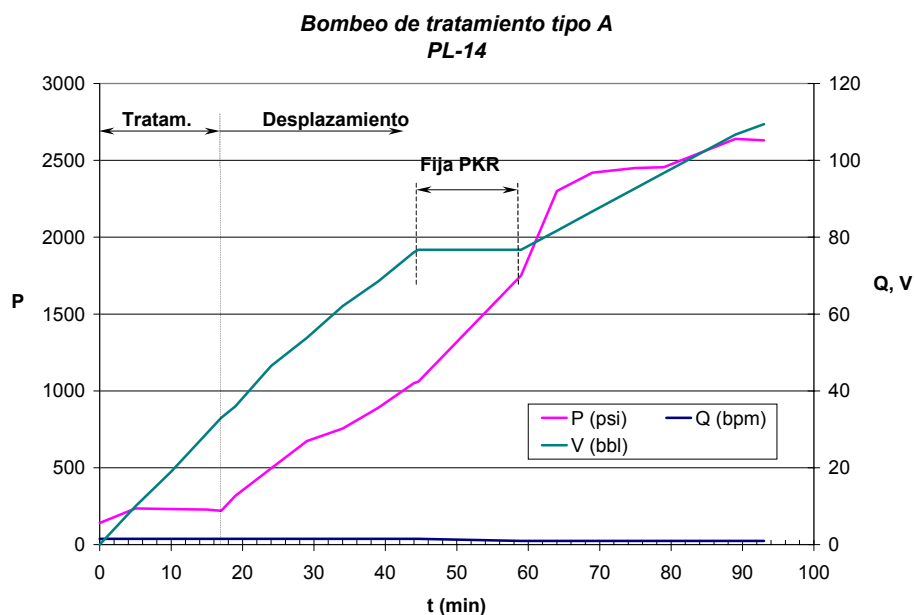
Durante el bombeo de tratamiento, se observa una presión de superficie prácticamente constante. Al cambiarse el fluido por petróleo de desplazamiento, se manifiesta un aumento gradual de la presión, hasta que se fijó el packer. Allí la presión crece en forma importante, pero se estabiliza en aproximadamente 2400 psi, la que podría considerarse la presión de admisión de la formación. A partir de allí crece paulatinamente hasta llegar a la presión máxima (2630 psi).

Durante el bombeo de ácido, se registra un comportamiento muy similar con un marcado aumento al cambiar el fluido bombeado de ácido a petróleo. Sin embargo, al llevarse bombeados 79 bbl (46 bbl de desplazamiento) se manifiesta un descenso paulatino de la presión. Esto puede deberse a una disminución de la pérdida de carga en los punzados o en la formación por la acción del tratamiento ácido.

A continuación se resumen las presiones registradas:

Tratamiento	$P_{m\acute{a}x}$ (psi)	P_{final} (psi)	ISIP (psi)	$P_{10'}$ (psi)
Tipo A	2630	2630	2460	1640
Acido	2620	2380	2215	N/I

Se muestran también las cartas de bombeo de cada etapa:



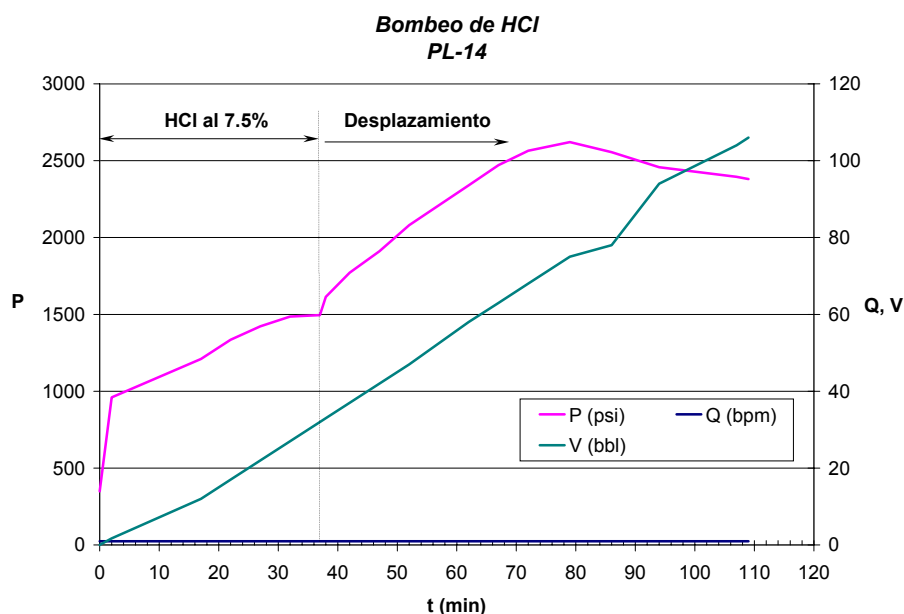
Las pérdidas de carga registradas en ambos casos son de 14 psi/1000 ft.

Comparativas antes y después del tratamiento

Finalizado el tratamiento, y luego de normalizar pH en 5, se procedió a controlar el pozo en batería para obtener un control que permitiera verificar la eficiencia del tratamiento, ya que luego de poner en servicio la BES el efecto del mismo se vería enmascarado y no podría ser verificado. Luego de realizar un control de 12 horas en batería, se obtuvo:

	Choke mm	Bruta m³/d	Neta m³/d	Agua m³/d	% agua	Pbp kg/cm²	Gas inyec. m³/d
Antes	Libre	189	65	124	66	6.5	16400
Después	Libre	279	117	162	58	17	0
Diferencia		90	52	38	-8	10.5	-16400

Se compara el control post-tratamiento con el ultimo control realizado antes de la intervención.



Puede observarse una mejora notable en la producción de fluidos y la presión de boca, aún considerando que antes el pozo se encontraba produciendo con sistema de gas lift y se controló con pozo en surgencia natural.

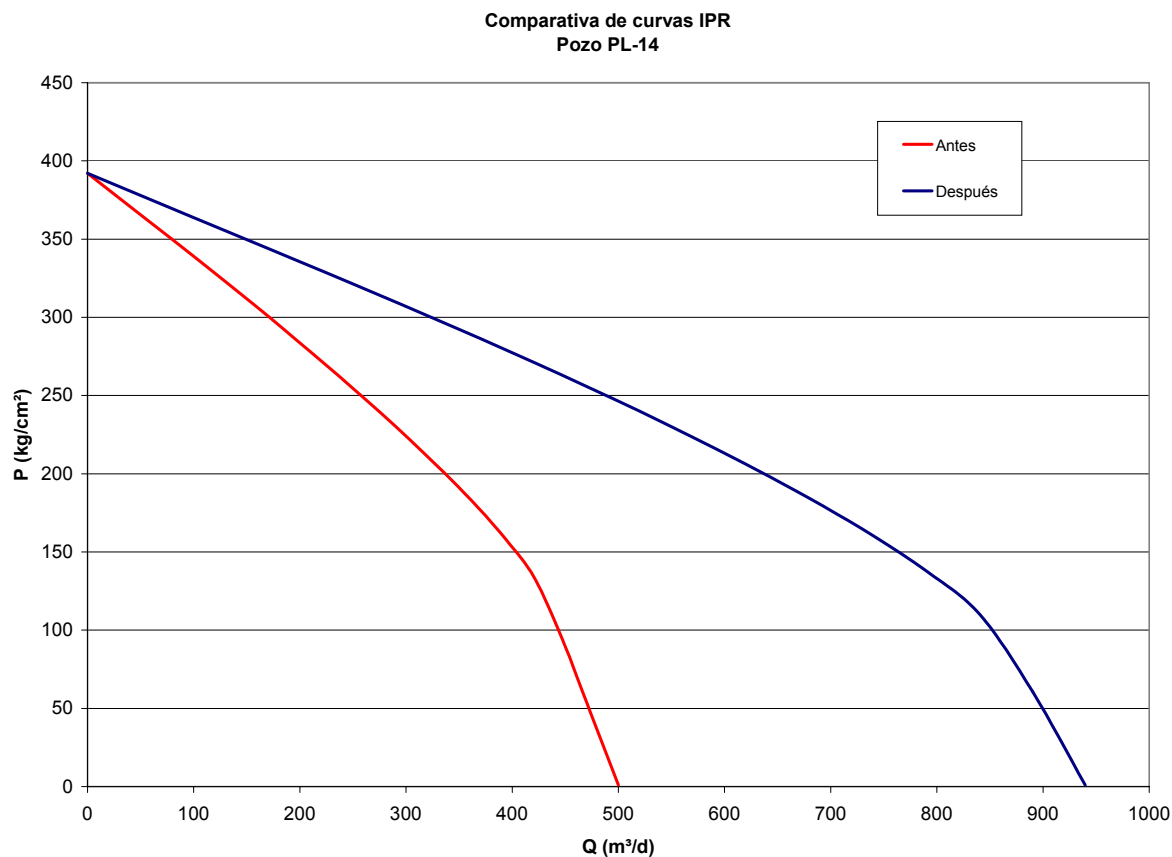
De acuerdo a los datos presentados en el informe de mediciones físicas de febrero de 2001, previo al tratamiento tenemos un índice de productividad de:

$$\begin{aligned} &Q_l: 197 \text{ m}^3/\text{d} \\ &P_{ws}: 392 \text{ kg/cm}^2 \quad \Rightarrow \quad IP: 1.88 \text{ (m}^3/\text{d)/(kg/cm}^2\text{)} \\ &P_{wf}: 287 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$$

Y luego del tratamiento de desincrustación, con datos del control en batería:

$$\begin{aligned} &Q_l: 280 \text{ m}^3/\text{d} \\ &P_{ws}: 392 \text{ kg/cm}^2 \quad \Rightarrow \quad IP: 3.54 \text{ (m}^3/\text{d)/(kg/cm}^2\text{)} \text{ (88\% mayor)} \\ &P_{wf}: 313 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$$

Con los mismos datos, es posible estimar una curva de IPR:



	AOF (m³/d)
<i>Antes de tratamiento</i>	500
<i>Después de tratamiento</i>	940
Diferencia	440

A continuación se incluyen las tablas donde se comparan las producciones antes y después de los tratamientos en otros dos pozos del yacimiento Palmar Largo, el PL-18 y PL x-1:

PL-18

	Orif mm.	Bruta m3/d	Neta m3/d	Agua m3/d	% agua %	Gas m3/d	PBP kg/cm2
Antes	11.5	217	109	108	49.9	8146	39
Después	11.5	290	151	139	47.9	14819	56
Diferencia		73	42	31	-2	6673	17

PL x-1

	Bruta M3/d	Neta m3/d	Agua m3/d	% agua %	Gas m3/d	PBP kg/cm2	Gas inyec. m3/d
Antes	322	54	268	83.4	27198	6	4000
Después	411	61	350	85.1	28066	7.5	6000
Diferencia	89	7	82	1.7	868	1.5	2000

CONCLUSIONES

La comparación del control post-tratamiento con los controles previos al mismo indican que el tratamiento fue muy efectivo para reducir el daño existente.

El análisis de los IP y las curvas IPR antes y después del tratamiento muestra incrementos de productividad superiores al 80%.

Esto demuestra que la pérdida de productividad debida a las incrustaciones se puede solucionar contando con la información necesaria sobre el tipo y extensión de las mismas y diseñando un tratamiento acorde con la composición de las sales depositadas.

Evaluable los resultados de los últimos tratamientos efectuados en el yacimiento, se observa que los realizados con instalación de ensayo resultaron más efectivos que aquellos realizados con instalación de producción.

APORTE TECNICO

1. Se desarrollaron los tratamientos adecuados para cada tipo de problema de pozo.
2. Se logró recuperar el potencial productivo de los pozos afectados lográndose un mayor factor de recuperación final.
3. Se mantuvo el nivel de producción del campo por un tiempo más prolongado.
4. Se elaboró un programa de mediciones para detectar los pozos con incrustaciones.
5. Se realizó un cronograma anual de los tratamientos necesarios.

BIBLIOGRAFIA

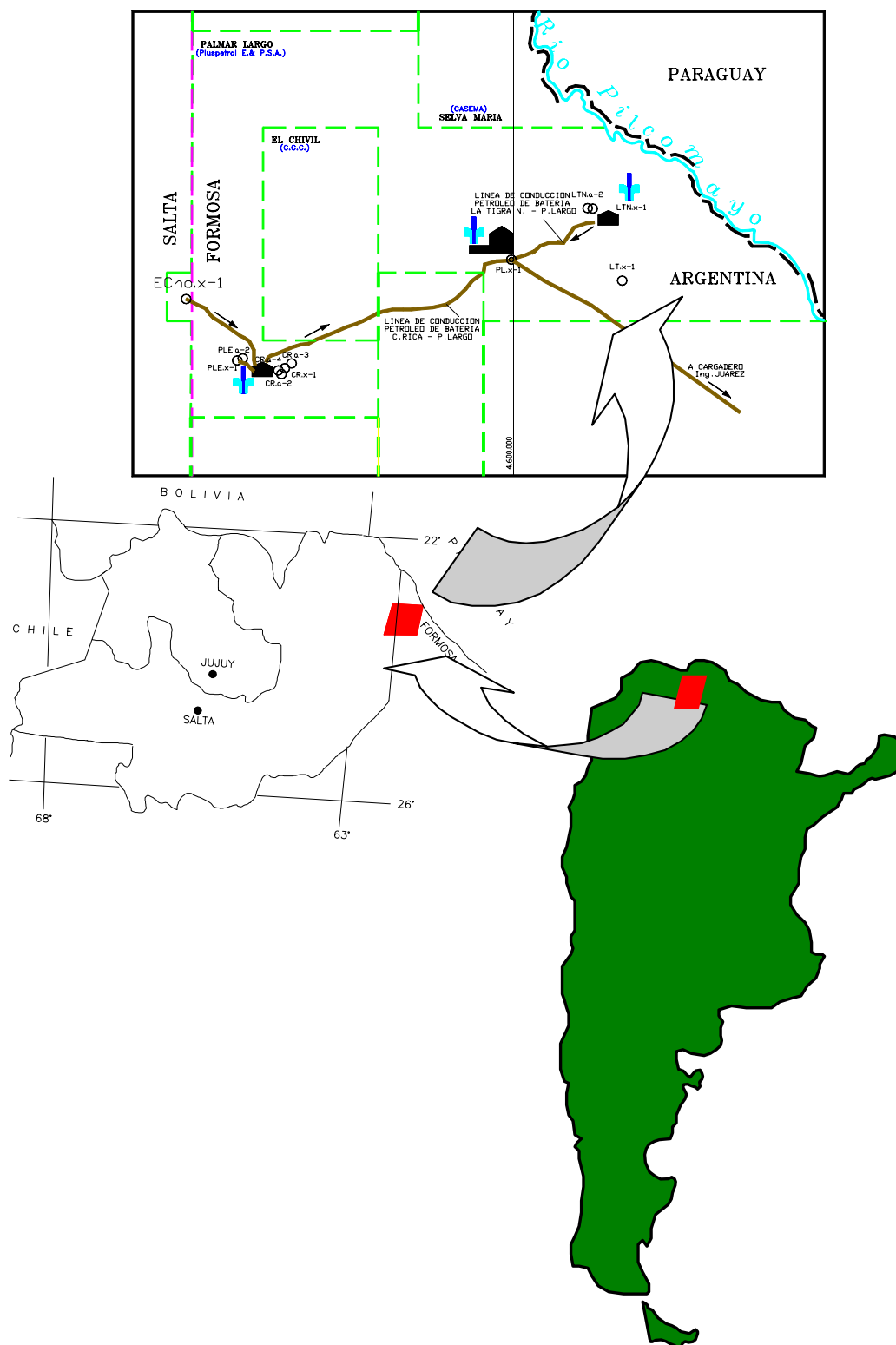
J. R. Becker, “Corrosion & Scale Handbook”, Ed. PennWell.

W. D. McCain Jr., “The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition”, Ed. PennWell.

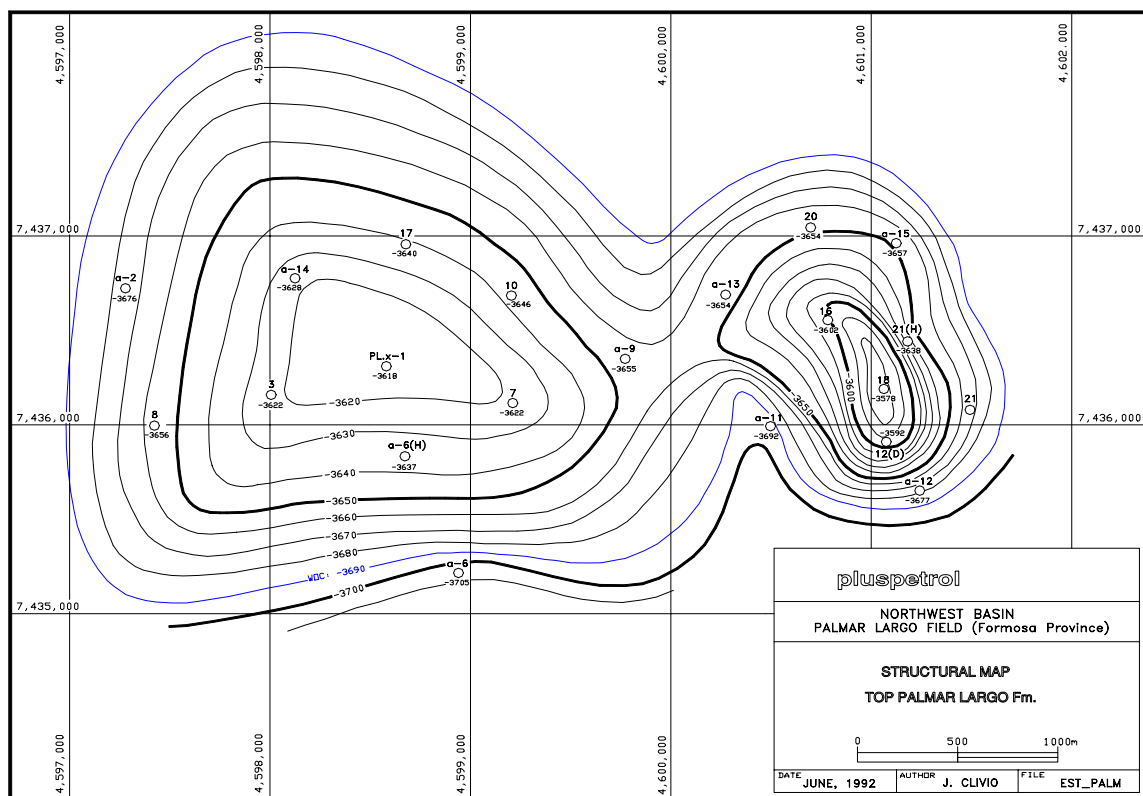
B. B. Williams, J. L. Gidley, R. S. Schechter, “Acidizing Fundamentals”, Henry Doherty Series, SPE.

YACIMIENTO PALMAR LARGO

MAPA DE UBICACION



MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACION PALMAR LARGO



INSTALACIONES DE PRODUCCION DEL YACIMIENTO PALMAR LARGO

