

REMEDIACIÓN, MITIGACIÓN Y CONTROL DE INCRUSTACIONES Anticlinal Grande - CGSJ

Eduardo Julián Vázquez, Pan American Energy Group, EVazquez@pan-energy.com;
Emiliano Ferri, Pan American Energy Group, EFerri@panenergy.com;
Facundo Niziewiz, Pan American Energy Group, JNiziewiz@pan-energy.com;
Lucas Nelson Echavarria, Pan American Energy Group, LEchavarria@pan-energy.com
Juan Canavas, TULSA Oilfield Equipment, JCanavas@tulsaoil.com.ar

Palabras claves

Incrustaciones, Tratamiento Químico, Capilar

Resumen

El Distrito 5 del Área Cerro Dragón, operado por Pan American Group (PAE) desde el año 1997, está ubicado en el flanco oeste de la cuenca del Golfo San Jorge en cercanías de la ciudad de Sarmiento. A febrero de 2019 cuenta con 460 pozos productores y 86 inyectores.

El yacimiento Anticlinal Grande es una de las zonas de mayor desarrollo, presentado problemáticas severas en la extracción de los pozos por incrustaciones de Carbonato de Calcio.

Durante 2018 fueron necesarias varias intervenciones de Workover por falla, observando los diseños de Tubing aprisionados con el Casing debido a la precipitación de incrustaciones en espacio anular, ocasionando un alto Down Time. Dichas intervenciones presentaron importantes desvíos respecto a lo programado debido a la severidad de las incrustaciones, extendiendo las maniobras de pesca y rotando grandes volúmenes de carbonato.

El presente trabajo tiene como objetivo exponer el plan de acción llevado a cabo y las lecciones aprendidas para la Remediación, Mitigación y Control de Incrustaciones, a partir de un análisis integral de la problemática identificando la causa raíz de la deposición, involucrando a los sectores de Ing de Producción, Reservorios, Operaciones, Tratamiento Químico y Laboratorio. El objetivo prioritario es detectar tempranamente los pozos con problemas de Incrustaciones y minimizar este modo de falla.

Algunas de las acciones llevadas cabo son: Rediseño de los tratamientos químicos, inyección de producto químico por tubo capilar al espacio anular, análisis físico químico de los ensayos por pistoneo de las capas en producción, instalación de Rotador de Tubing para Bombeo Mecánico, etc.

Para desarrollar el plan de acción se tuvieron en cuenta algunos trabajos previos desarrollados en la zona (compatibilidad de agua y eficiencia de inhibidores), además de las recomendaciones particulares de los proveedores de productos químicos.

Abstract

District 5 of the Cerro Dragón oilfield, operated by PAE since 1997, is located on the western flank of the Golfo San Jorge basin in the vicinity of the city of Sarmiento. As of February 2019 it has 460 producers wells and 86 injectors.

The Anticlinal Grande field is one of the most developed areas, presenting severe problems in the extraction of wells by scales of Calcium Carbonate.

During 2018 some Workover interventions were necessary due to failure, observing the Tubing designs imprisoned with the Casing due to the precipitation of scales in annular space, causing a high Down Time. These interventions showed important deviations from the programmed due to the severity of the scales, extending the fishing maneuvers and rotating large volumes of carbonate.

The objective of this paper is to present the action plan carried out and the lessons learned for the Remediation, Mitigation and Control of Scales, from a comprehensive analysis of the problem identifying the root cause of the deposition, involving the sectors of Production Engineering, Reservoirs, Operations, Chemical Treatment and Laboratory. The main objective is the early detection of Wells with scale precipitation problems and minimize this mode of failure.

Some of the actions carried out are: Redesign of the chemical treatments, injection of chemical product by capillary tube into the annular space, physicalchemical analysis of the water samples from the swabbing test of the layers in production, installation of Tubing Rotator for Sucker Rod Pumping, etc.

In order to develop the action plan, some preliminary work developed in the area (water compatibility and inhibitor efficiency) was considered, in addition to the specific recommendations of the suppliers of chemical products.

Introducción

Pan American Energy Group es una empresa Integrada con más de 20 años de trabajo ininterrumpido operando en todas las cuencas Productoras de la República Argentina y en la Región. El yacimiento Cerro Dragón está ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ). Este campo se encuentra geográficamente entre las provincias de Chubut y Santa Cruz, a 80 km al Oeste de la Costa Atlántica y de Comodoro Rivadavia la ciudad más próxima, y a 1850 km de la ciudad de Buenos Aires. Ocupa un área de 3842 Km².

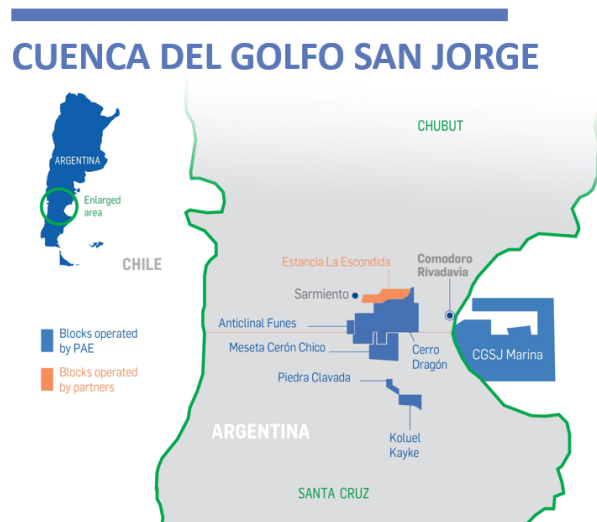


Fig. 1 – Áreas de la CGSJ operadas por PAE.

El área Cerro Dragón actualmente cuenta con más de 4000 pozos activos. En el 70% de los pozos productores se emplea técnicas de recuperación secundaria para mantener la presión de los reservorios. La producción de petróleo supera los 15000 m³/d con un crecimiento del 42% con respecto al año 2001.

La producción de gas fue de 8 Mm³/d en 2018, obteniendo un crecimiento del 166% respecto al año 2001. 255 pozos perforados en 2018. Los más de 30 campos de pozos verticales presentan entre 10 y 30 reservorios individuales cada uno. Alrededor de 9000 reservorios en total con un espesor promedio de 3m c/u. Permeabilidad: 10-50 md. Porosidad promedio: 22%.

USD 12.000 MM invertidos en el periodo 2000-2018.

El yacimiento Anticlinal Grande se ubica al oeste de la CGSJ, inició su explotación en 1956 y el desarrollo de la Recuperación Secundaria inició en 1969. Cuenta con 67 pozos productores y 27 inyectores. El Bombeo Mecánico (BM) es el sistema de extracción empleado para producir estos pozos que presentan un corte de agua promedio de 87%.

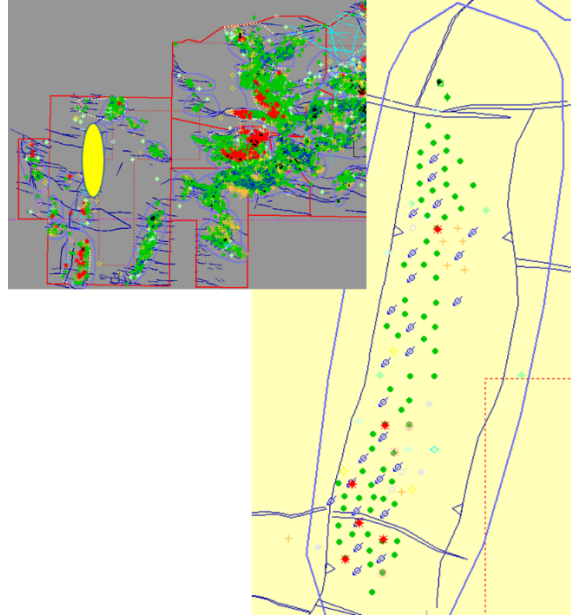


Fig. 2 – Anticlinal Grande en Cerro Dragón.

Desde octubre de 2017 el proyecto queda con un Down Time (DT) de 7m³/d de petróleo, hasta agosto de 2018 en Espera que Equipo de Workover (WO) para reparar falla con diseño de Tubing aprisionado en Casing debido a la precipitación de incrustaciones de carbonato de calcio en espacio anular. Resultando en una pérdida de producción de más de 1500m³ de oil e intervenciones con Workover con importantes desvíos a lo programado.

Plan de acción:

- Análisis de Causa Raíz y Revisión de Antecedentes.
- Rediseño de los tratamientos químicos.
- Análisis Físico Químico completo de los ensayos de punzado en completación de productores.
- Simulación/Análisis de compatibilidad de agua.
- Identificar pozos cuya agua producida arroje tendencia incrustante severa.
- Correlación de capas de pozos con antecedente al resto de los productores.
- Seguimiento de pH in situ de los ensayos por pistoneo.
- Montaje de tubo capilar para mejorar la eficiencia del tratamiento químico.
- Implementar otro tipo de mitigación (rotador de tubing)

Objetivos:

- Detectar tempranamente pozos con problemas de incrustación
- Analizar y proponer acciones sobre el 100 % del proyecto

- Disminuir intervenciones de WO por falla de 3 en 2018 a 1 en 2019
- Innovar en nuevas tecnologías de mitigación de incrustación / corrosión
- Reducción del OPEX de más de U\$S1,3MM.

Las intervenciones OPEX para reparar estas fallas fueron autorizadas para los meses de Julio y Agosto, las cuales presentaron importantes desvíos a lo programado debido a la severidad de las incrustaciones extendiendo las maniobras de pesca: PAE-928 25días, 456MU\$S / 234,5MU\$S de presupuesto. Esto sumado al riesgo de no cumplir el objetivo en la operación con WO por llevar los equipos, herramientas y materiales del pozo a las máximas condiciones de esfuerzos, ej. PAE-929, cuya propuesta era liberar 2 instalaciones en pesca, logrando solo recuperar parcial de la primera, quedando el pozo subexplotado con capas de secundaria por debajo de las instalaciones en pesca y un PBD en 639m.

Tabla 1 – Resumen Intervenciones WO 2018					
Pozo	Días WO	Costo WO (USD)	PPTO (USD)	Desvío	Objetivo
PAE-929	19	374.064	308.376	65.688	No Cumplido
PAE-928	25	456.362	234.519	221.843	Cumplido
PAE-882	17	381.759	354.231	27.528	No Cumplido

USD 1.212.185

La formación de incrustaciones es quizás el problema mas preocupante para la operación de yacimientos petroleros con importante producción de agua. La siguiente tabla presenta un resumen de cuantificación de la perdida ocasionada por esta problemática en Anticlinal Grande entre los años 2017 y 2018, teniendo en cuenta potencial de los pozos, OPEX de intervenciones con Pulling con Objetivo No Cumplido e Intervenciones con WO:

Tabla 2 – Total perdida por causa Carbonato							
Pozo	Potencial (m3/d)	Días en DT	DT+Incremental (m3oil)	Perdida (USD)	PU Obj No Cumplido	Costo WO (USD)	Total
PAE-929	4,70	55	258,5	56.908,78	82.780,00	374.064	513.752,95
PAE-928	6,00	281	1686	371.172,90	37.400,00	456.362	864.934,90
PAE-882	4,50	236	1062	233.799,30	85.725,00	381.759	701.283,30
							USD 2.079.971

Análisis Causa de Falla

Las fallas en si misma permitió identificar la ubicación del inicio de la precipitación de los minerales de Carbonato de Calcio (CaCO₃), lo cual es esencial para el diseño de un plan de remediación económicamente efectivo.

El CaCO₃, al igual que los diversos tipos de deposiciones minerales, tienen determinada solubilidad en agua. La solubilidad se define como la capacidad limitada de mantener un soluto en solución bajo ciertas condiciones de físicas. Los compuestos minerales que nos competen precipitan cuando las combinaciones de cationes y aniones formadores de las incrustaciones superan sus concentraciones de solubilidad, como así también cuando se perturban las condiciones físicas que hacen que este límite de solubilidad se vea alterado.

Los principales factores que influyen en la formación de incrustaciones son cambios en la Presión, la Temperatura, la Concentración de los iones en solución y el pH o carácter ácido del agua; otros para analizar son la mezcla de aguas y su compatibilidad, y la condición de flujo turbulento.

La precipitación de CaCO₃ se puede formar por la combinación de ion calcio Ca²⁺ con ion carbonato CO₃²⁻, o ion bicarbonato HCO₃⁻.

En base a la diferencia de las constantes de ionización de los iones CO_3^{2-} y HCO_3^- , se considera que el CO_3Ca no existe en solución a valores normales de pH como iones calcio y iones carbonato sino como iones calcio y iones bicarbonato. El bicarbonato de calcio $(\text{CO}_3\text{H})_2\text{Ca}$ es mucho más soluble que el carbonato de calcio y por ello pueden coexistir iones bicarbonato con iones calcio. El bicarbonato se descompone fácilmente con el aumento de la temperatura o disminución de la presión. En consecuencia la precipitación del carbonato de calcio puede expresarse por la ecuación:



La ecuación anterior significa que al aumentarse la temperatura o reducirse la presión, el bicarbonato se descompone generando agua, anhídrido carbónico (corrosivo), e ion carbonato. De acuerdo con ello, cualquier lugar donde se produzca un aumento de temperatura y/o disminución de la presión, aunque sea localizado, es susceptible de presentar problemas de incrustaciones de carbonato de calcio. Ejemplo de ello son: Zona de admisión de bombas. (depresión brusca o gran caída de presión), Cara de punzados en la vecindad del pozo.

Tabla 3 – Análisis equilibrio químico	
Variable	CaCO_3
ppCO ₂	Mayor presión parcial de CO ₂ , mayor Solubilidad
pH	Mayor pH, menor Solubilidad
Presión	Mayor Presión, mayor Solubilidad
Temperatura	Mayor Temperatura, menor Solubilidad
TDS	Mayor Salinidad en el agua, mayor Solubilidad

Efecto de la Presión Parcial de anhídrido carbónico.

El CO₂ se disuelve en agua formando ácido carbónico que ioniza a CO_3^{2-} y HCO_3^- . Que a valores de pH normales la especie HCO_3^- es más estable. Desplazando el equilibrio de la reacción a la izquierda, disminuyendo la posibilidad de formación de CaCO_3 . La cantidad de CO₂ que se disuelve en agua es función de la presión parcial de este gas. Siendo:

$$\text{Fracción Mol de CO}_2 = X_{\text{CO}_2} = \frac{pp_{\text{CO}_2}}{P_T}$$

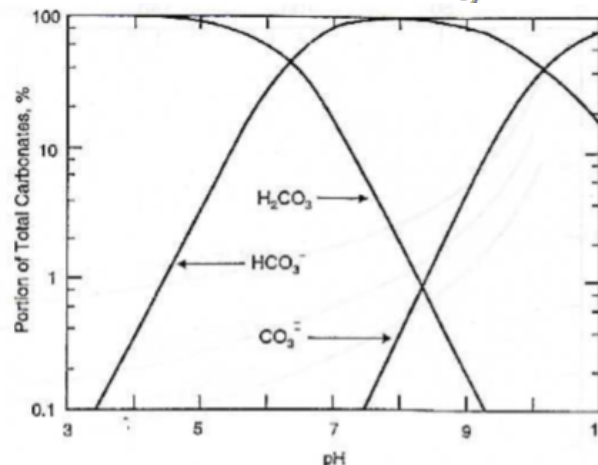


Fig. 1 – Diagrama ionización de Ac Carbónico

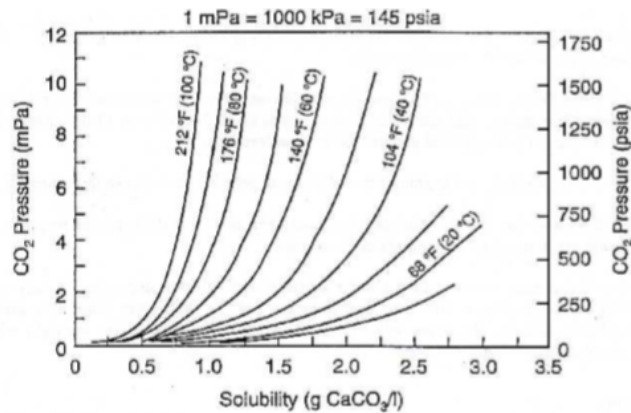


Fig. 2 – Solubilidad de CaCO₃ vs ppCO₂

Efecto del pH.

El pH se ve afectado por la presencia de CO₂, disminuye a medida que aumenta la presión parcial de CO₂ y, por lo tanto, disminuye la tendencia a la precipitación de CaCO₃.

Efecto de la Presión Total.

La Solubilidad de CaCO₃ sube con el aumento de la Presión. Como se detalla arriba, a cierta cantidad de CO₂ la presión parcial de CO₂ aumenta con el aumento de la presión total. Las caídas de presión en los sistemas es quizás la causa principal de formación de incrustaciones. Ej: Admisión de bombas, cara de punzados en la vecindad del pozo.

Efecto de la Temperatura.

A diferencia de la mayoría de los minerales el Carbonato de Calcio, disminuye su solubilidad con el aumento de la temperatura. Por lo tanto, el agua que no presenta incrustaciones en componentes del sistema en superficie puede precipitar en fondo de pozo.

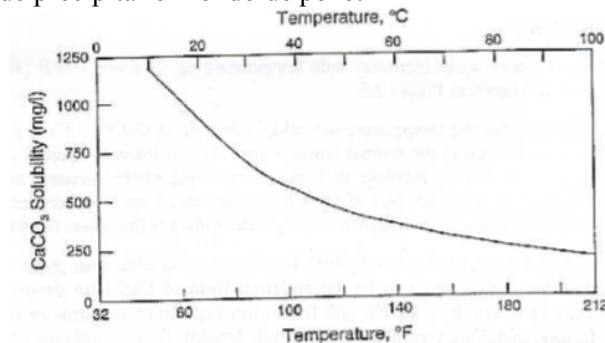


Fig. 3 – Solubilidad de CaCO₃ vs Temp.

La Profundidad Promedio de los pozos en el proyecto de Anticlinal Grande es de 1000m, donde la temperatura de fondo no supera los 45°C, por lo que no se considera esta variable como causante de las precipitaciones. Sin embargo, conociendo la tendencia severa es fundamental tener en cuenta este parámetro si se piensa diseñar bombeo electrosomergible como sistema de extracción artificial, el cual presenta zona de calentamiento en los motores de fondo.

Efecto de las Sales Disueltas.

La solubilidad de CaCO₃ aumenta al aumentar la salinidad. Ej.: al agregar 200g/L de NaCl al agua destilada, la solubilidad del CaCO₃ pasa de 100mg/L a 250mg/L. Para el caso de Anticlinal Grande se observa una salinidad promedio de los 5000ppm, comparado con los 9000ppm de Cerro Dragón y 15000ppm de yacimiento Meseta Catorce.

Se considera a este parámetro dentro los principales para definir un plan de mitigación.

Identificando la zona y profundidad donde comienza la precipitación de carbonatos y conociendo que factor de los mencionados es el determinante, podemos inhibir la deposición diseñando los tratamientos químicos efectivos con una inyección en flujo continua aguas arriba y lo más próxima del inicio de la precipitación.

Con este análisis, se seleccionaron los pozos con antecedente severos de incrustaciones en anular y se migraron los tratamientos a la inyección en continua ya sea en boca de pozo con porción de recirculado de producción desplazando el producto químico al fondo, o modificando el diseño de tubing con mandril de 2,7/8" en la profundidad del primer punzado con aporte de secundaria, donde se aloja punta de inyección de tubo capilar de un 1/4" sujetado a la columna de tubing y adaptando la cabeza de pozo para el pasaje del tubo.

A continuación, se detalla las acciones implementadas para completar este análisis en los pozos en falla (en particular pozo PAE929) debido a incrustaciones mencionados y el total de los pozos del proyecto Anticlinal Grande.

Caso Pozo PAE-929

El pozo es intervenido con equipo de Pulling en enero de 2018 para reparar falla en tubing. Esta intervención queda con Objetivo No Cumplido, dejando instalación de tubing en pesca aprisionada en casing con punto de pesca en 500m. Luego se interviene con WO con el objetivo de recuperar diseño en pesca dejar pozo en producción en su máximo potencial. Como ya fue mencionado esta intervención presento varias inconvenientes debido a la severidad del ataque, donde fueron necesarias varias maniobras de rotación, corte y pesca de material.

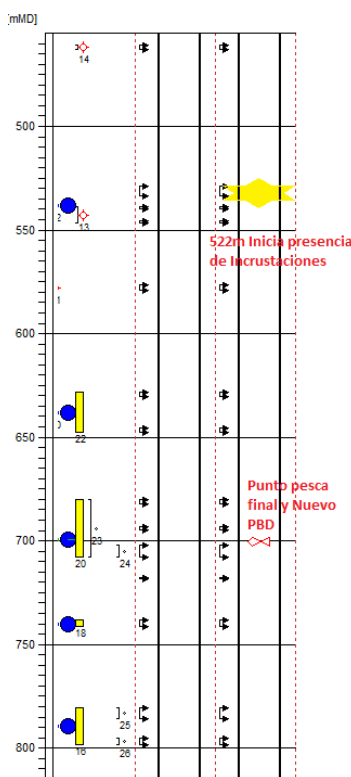


Fig. 4 – Esquema de PAE-929.



Fig. 5 – Incrustaciones PAE929

Incrustaciones muy duras y de baja permeabilidad. En laboratorio, se observó fuerte reacción al ácido sin emanación de olor fuerte. Características típicas de Carbonatos.



Fig. 6 – Reacción con HCl

El análisis Físico Químico del agua e interpretación de la tendencia incrustante utilizando el Índice de Stiff&Davies, arroja una tendencia incrustante severa.

Tabla 4 – Tendencia Incrustante PAE-929		
Temperatura [°C]	Index Stiff y Davies	P [mg/L]
20	1,0	846,3
50	1,6	1043,1
80	2,5	1115,6

Se procede a diseñar un tratamiento químico dosificando Inhibidor de Incrustaciones en inyección en continua en un punto lo más próximo posible al inicio de la formación de incrustaciones.

En el diseño de tubing a bajar en el pozo se monta un tubo capilar de ¼” con válvula de inyección en 520m al espacio anular entre tubing y casing, coincidiendo con la profundidad de primer punzado con aporte de secundaria.



Fig. 7 – Niple 2 7/8” y válvula de inyección de producto químico.

Para analizar la eficiencia del tratamiento aplicado se programa un seguimiento de las variables de laboratorio de concentración de Ca^{2+} y fosfonato empleado como materia activa en el producto Inhibidor de Incrustaciones.

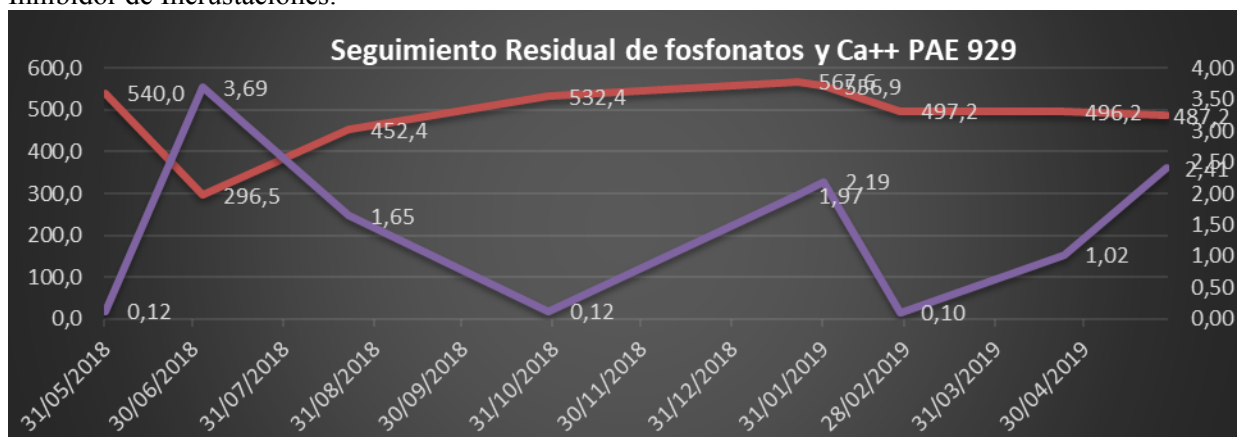


Fig. 8 – Seguimiento PAE929

Los valores relativamente estables de Ca^{2+} indican que el tratamiento no debe ser modificado y se debe continuar con un plan de seguimiento de laboratorio.

Prevención de Incrustaciones.

Las acciones que contempla esta sección son aquellas llevadas a cabo en el seguimiento de la completaciones de pozos productores:

pH, salinidad en test de pistoneo de las capas punzadas.

Dentro de los ensayos programados por el sector de Desarrollo de Reservas podemos tomar valores de test estabilizados con indicios que nos permitan decidir el diseño de un plan de mitigación mediante un tratamiento químico adecuado y un seguimiento de variables de laboratorio.

Tal como se mencionó anteriormente un valor de pH por encima de 8-9 favorece la presencia de ion CO_3^{2-} por sobre la presencia de HCO_3^- , tendiendo el equilibrio de la reacción hacia la derecha y formación de CaCO_3 . En la tabla siguiente se muestran algunos valores en los cuales se basó la aplicación del tratamiento químico por anular mediante tubo capilar en la proximidad de la capa identificada:

Tabla 5 - swabbing test				
Pozo	Tope	Base	Salinidad	pH
PAE-988	639.00	671.50	12100	10.00
PAE-988	696.50	723.00	8900	10.50
PAE-987	868.00	892.50	22300	9.00
PAE-923	768.00	771.50	11500	10.00
PAE-923	1,103.00	1,163.00	5000	11.00
PAE-884	935.60	942.60	11000	9.00
PAE-884	1,149.10	1,153.10	1200	9.00
PAE-884	1,199.60	1,204.10	12500	9.00
PAE-884	1,199.60	1,204.10	9500	9.00

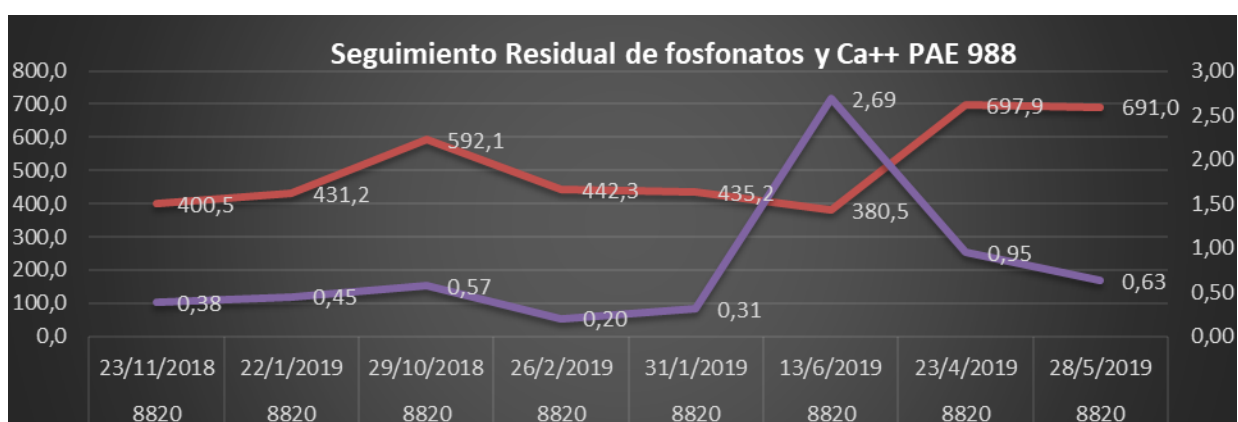


Fig. 8 – seguimiento PAE988

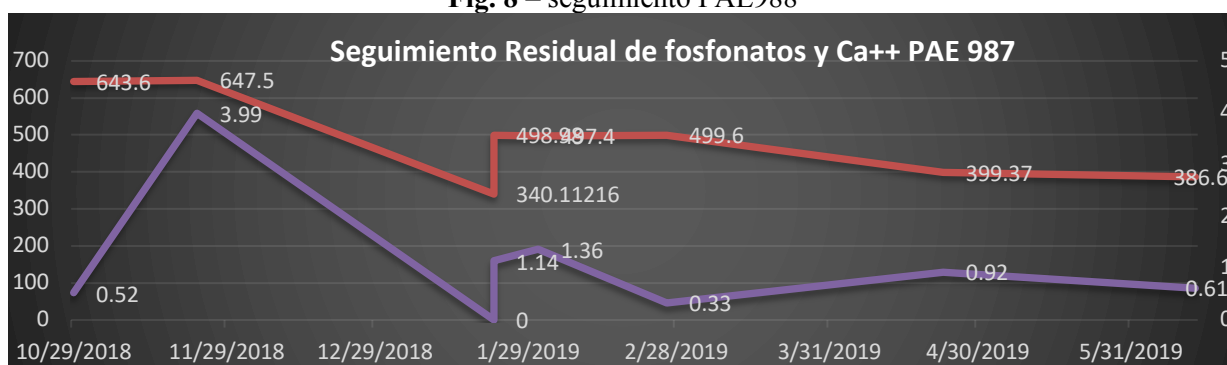


Fig. 8 – seguimiento PAE987

Análisis Físico Químico por capa y análisis de compatibilidad.

A su vez se avanzó con el muestreo y análisis del agua por intervalo de capas perforadas. En algunos pozos se tuvo la oportunidad de realizar mezclas con diferentes proporciones para observar la evolución del índice de Stiff&Davies.

Determinando la incompatibilidad de la mezcla si el valor de Índice de esta es superior al Índice de capa con mayor valor, es decir, mayor tendencia incrustante.

Tabla 6 – Análisis Compatibilidad de Agua										
Pozo	T [°C]	S y D	P [mg/L]	T [°C]	S y D	P [mg/L]	T [°C]	S y D	P [mg/L]	Comentarios
PAE-982	20,00	1,6	205	50,00	2,3	209	80,00	3,1	210	Zona 625/628
PAE-982	20,00	2,8	352	50,00	3,5	353	80,00	4,3	353	Zona 675/678
PAE-982	20,00	1,5	283	50,00	2,2	290	80,00	3,0	291	Zona 877/82-885/88
PAE-982	20,00	0,5	109	50,00	1,1	154	80,00	2,0	165	Zona 1025/1036.5
PAE-982	20,00	1,8	316	50,00	2,4	321	80,00	3,3	322	50% Zona 625/628 50% Zona 675/678
PAE-982	20,00	1,8	292	50,00	2,5	295	80,00	3,3	296	50% Zona 625/628 50% Zona 877/82-885/88
PAE-982	20,00	1,8	328	50,00	2,5	332	80,00	3,3	333	50% Zona 625/628 50% Zona 1025/1036.5
PAE-982	20,00	1,6	336	50,00	2,2	344	80,00	3,1	346	50% Zona 675/678 50% Zona 877/82-885/88
PAE-982	20,00	1,0	227	50,00	1,7	248	80,00	2,5	253	50% Zona 675/678 50% Zona 1025/1036.5
PAE-982	20,00	1,9	353	50,00	2,6	356	80,00	3,4	357	25% Zona 625/628 75% Zona 675/678
PAE-982	20,00	1,7	314	50,00	2,4	319	80,00	3,2	320	25% Zona 625/628 75% Zona 877/82-885/88
PAE-982	20,00	1,0	170	50,00	1,6	186	80,00	2,5	190	25% Zona 625/628 75% Zona 1025/1036.5
PAE-982	20,00	1,6	297	50,00	2,3	303	80,00	3,1	304	25% Zona 675/678 75% Zona 877/82-885/88
PAE-982	20,00	0,9	281	50,00	1,6	312	80,00	2,4	319	25% Zona 675/678 75% Zona 1025/1036.5
PAE-982	20,00	1,6	280	50,00	2,3	286	80,00	3,1	287	75% Zona 625/628 25% Zona 675/678
PAE-982	20,00	1,9	296	50,00	2,5	299	80,00	3,4	300	75% Zona 625/628 25% Zona 877/82-885/88
PAE-982	20,00	1,9	309	50,00	2,5	312	80,00	3,4	313	75% Zona 625/628 25% Zona 1025/1036.5

Como puede observarse para este caso particular no se presenta incompatibilidad de aguas producidas en los diferentes reservorios abiertos.

Análisis Físico Químico para el resto de los pozos del proyecto.

En el año 2016 se realizó el muestreo del total de los pozos productores del proyecto, y tomando en consideración los antecedentes de cada pozo se procedió a una caracterización inicial de la tendencia incrustante del pozo, dando como resultado:

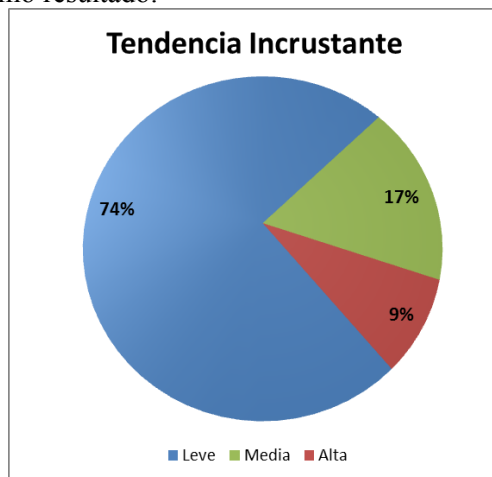


Fig. 9 – Caracterización del proyecto.

Resultados.

El desarrollo de este Plan implica el seguimiento del total de los pozos del proyecto. La metodología de trabajo consiste en la conformación de un equipo multidisciplinario en donde cada miembro presenta cierta responsabilidad en el seguimiento de las acciones acordadas. En principio, se opta por no superar un máximo de 20 pozos con acciones pendientes de cumplir en un 100%. Aquellos pozos donde se completó el análisis y acciones, deben ser considerado en una fase de control de variables de laboratorio.

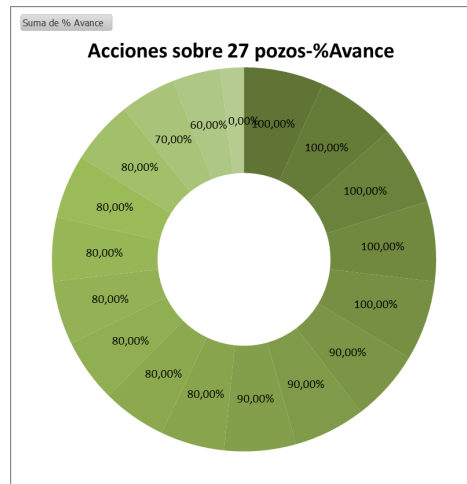


Fig. 10 – Plan de Acción.

El principal objetivo de este Plan es detectar tempranamente los pozos con futuras problematizas de incrustaciones. Mitigar de una manera rentable y factible.

Las acciones resultaron en una migración de los tratamientos aplicados Bach o Encapsulado a inhibición en continua directamente en zona afectada. Esto implica la reducción de tratamientos correctivos con productos que ponen en riesgo la integridad de las instalaciones.

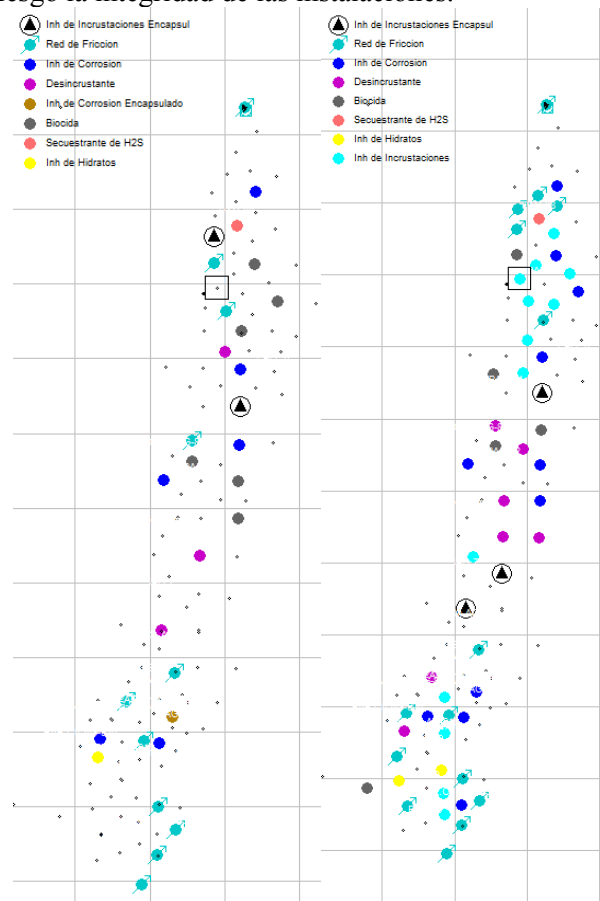


Fig. 11 – Tratamientos Químicos 2016 vs 2018

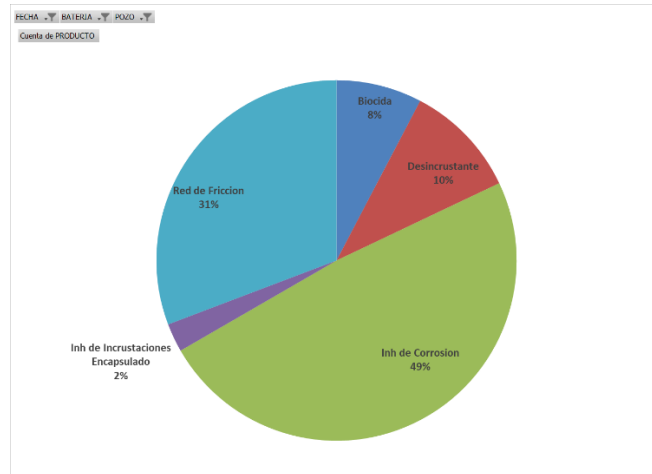


Fig. 12 – Distribución Tratamientos Oct-2017

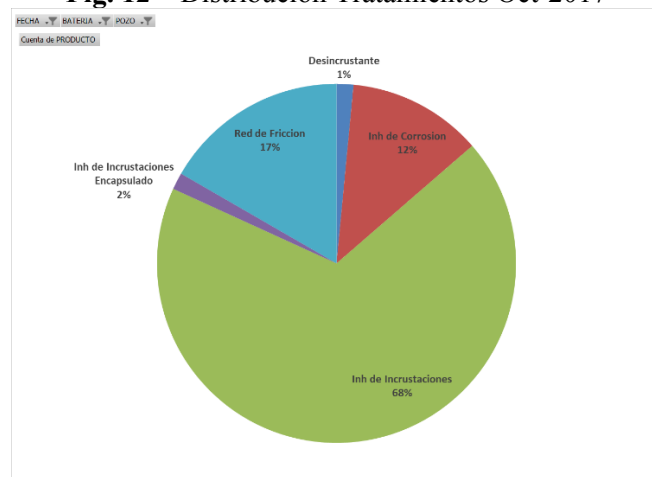


Fig. 13 – Distribución Tratamientos Jun-2019

En definitiva, es fundamental evitar los casos de intervenciones con WO costosas y de alto riesgo como las presentadas en el año 2018, que determina una importante de reducción del OPEX.

A la par de acciones de puesta en marcha de nuevos tratamientos, el Sector de Tratamiento Químico y Logística lleva a cabo una optimización de los mismos con el objetivo de cumplir con las recomendaciones y posterior certificación de productos químicos.



Fig. 14 – optimización TQ PAE923

Alternativa No Química de prevención de atascamiento.

El uso de Rotadores de Tubing en pozos con bombeo mecánico se utiliza con el objeto de ir cambiando la zona de desgaste por rozamiento con varillas o casing, para que sea de manera uniforme en toda su circunferencia, manteniendo el giro controlado por medio de un actuador, y finalmente, prolongar la vida útil de los mismos.

Los Rotadores de Tubing se instalan en Casing, en sección “C” sobre brida Serie3000. Se recomienda en pozos desviados o de servicio severo, con antecedente de incrustaciones en anular evitando futuros aprisionamientos o pozos convencionales antiguos.



Fig. 15 – Rotador de Tubing

Conclusiones

La operación de campos maduros y con gran desarrollo de recuperación secundaria presentaran problemáticas cada vez más severas conforme el proceso de agua sea reciclado, mezclado y rehusado, cada día. Es primordial tener un plan de trabajo que refleje la evolución de la problemática en los diferentes proyectos.

- Teniendo en cuenta las características de los reservorios de la CGSJ, resultado de gran soporte los datos obtenidos de los swabbing test.

- Hasta el momento no se han presentado casos y antecedentes de incompatibilidad de aguas coproducidas en Anticlinal Grande.
- La alternativa de dosificación en continua por anular se presenta como la mejor opción para llevar el producto químico directo al punto de inicio formación. Teniendo en cuenta el uso de tubo capilar si el pozo presenta producción de gas por espacio anular.
- Las causas de formación de incrustaciones son diversas y se debe identificar el tipo y equilibrio químico correspondiente.
- Esta problemática afecta a todo el sistema de producción, la conformación de un equipo multidisciplinario (DDR, Ing., de Producción, Ing. Recuperación Secundaria, Tratamientos Químicos) es muy favorable para avanzar en el plan.

Referencias :

Patton, CC Patton y Asociados, Dallas Texas, “*Applied Water Technology*”

M. Cabtree, Aberdeen Escocia., D. Eslinger., Tulsa1999, “*La lucha contra las incrustaciones*”.

Breve C.V.,:

Julian Vazquez, Ingeniero Químico, UN de Cuyo, Ingeniero de Producción, 5 años en PAE

Facundo Niziewiz, Técnico Químico, ENTec N°1 Ing. Baldrich, 10 años de experiencia en el sector de corrosión y tratamientos químicos en PAE, Profesor en Esc de Petróleo de la Patagonia.

Emiliano Ferri, Ing. Mecánico, UN del Sur, Ingeniero de Producción en PAE, experiencia en Integridad e Ing. de Producción en Yac Los Perales YPF Santa Cruz.

Lucas Echavarria, Ingeniero Electricista, UTN, Esp. en Producción de Petróleo y Gas, ITBA, actualmente Líder de Ing. de Producción en PAE, 15 años de experiencia en Ing. de Producción en diferentes Cuencas de la Argentina, Noreste, Neuquina y GSJ.

Juan Canavas, Técnico Electromecánico, EET N°1 Hipólito Bouchart, Asesor Técnico Comercial en Tulsa Oilfield Equipment, 8 años en la cia.