CMP2018_PR93

Tubería flexible, principales problemas enfrentados en pozos con bombeo neumático en campos maduros bloque norte

José Roberto Sosa Cruz jose.roberto.sosa@pemex.com, Jessica Magaly Flores Morales jessica.magaly.flores@pemex.com, Daniel Carrillo Moreno Daniel.carrillom@pemex.com, Luis Fernando Aguilera Naveja luis.fernando.aguilera@pemex.com, Gioswald Ramón Inciarte Fermín pexgrinciartef01@pemex.com (Pemex)

Resumen

El impacto de las intervenciones con tubería flexible se ve reflejado directamente en el mantenimiento a la producción base del Activo de Producción Bloque Norte 02 (APBN02), por lo que costo y tiempo de las mismas deben ser rentables en términos de indicadores económicos como: TIR, VPN, VPI.

El objetivo de este trabajo es recalcar y mejorar los puntos para la selección de los pozos a intervenir; así como, tipo de tratamiento, herramienta y fluidos a usar basado en estadística y experiencia en campo presentada específicamente durante 2016 y 2017 en pozos de BN de los campos HALLAZGO, ESCOLIN y POZA RICA.

Las propuestas técnicas, operativas y el análisis de pozos realizados por parte del equipo multidisciplinario, previo a la formación del tren de pozos a intervenir permitió mejorar la rentabilidad de las operaciones, considerando el histórico de pozo (últimas dos intervenciones con UTF y última RME con equipo), huella de calibración (mayor a menor diámetro y RPFC), ecómetros TP y TR, válvula operante, análisis stiff, histórico de producción. Identificando el problema como: carbonatos de calcio e inclusive bario en la tubería de producción lo que ocasiona que restricciones al aporte de hidrocarburos del pozo a batería de producción. Una vez analizado y definido el tipo de obstrucción y precipitado (s) en la tubería de producción, se plasma en el programa detallado de la intervención las acciones de limpieza con sistemas químicos conjuntamente con acciones mecánicas para restituir la producción del pozo.

Introducción

La problemática que se presenta en los campos HALLAZGO, ESCOLIN y POZA RICA en los pozos con Sistema Artificial de Producción (SAP), específicamente BN, es la presencia de precipitados de carbonatos de calcio / bario en la tubería de producción, cada vez que un pozo de gas o petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad que se formen

incrustaciones de estos tipo, complicando el ascenso de fluidos a la superficie desde el fondo del pozo.

El método para disolver o eliminar la presencia de carbonato de calcio / bario en la tubería de producción es el uso de ácidos en diferentes concentraciones, aunque en algunos casos no es suficiente, ya que se llega a formar una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones solidas impermeables que revisten las tuberías de producción llegando a bloquearlas parcial y hasta totalmente, por lo que resulta más complicado eliminarlas. En este caso se recurre a técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, se llegan a formar incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO4) que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. No se omite señalar que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura y el método empleado para la limpieza en algunos casos, parte de la incrustación se mantiene adherida a las paredes de la tubería, generando como consecuencia que se formen nuevas incrustaciones en un periodo menor.

Es aquí donde el estudio del pozo con problemas de incrustaciones en tubería de producción juega un papel importante para el desarrollo exitoso de la intervención, viéndose beneficios en tiempo y costo de forma inmediata. Llevando este trabajo al desarrollo de las intervenciones realizadas en 2016 (20) y los beneficios representados en las operaciones realizadas hasta la fecha en 2017 (12) con un tren de 10 pozos en análisis para su intervención con UTF.

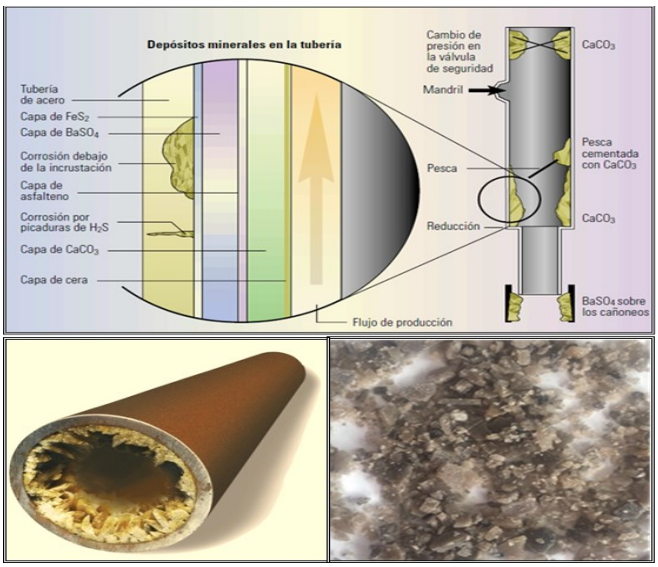

Fig. 1. Problemas de incrustación en tubería de producción.

Selección de pozo

La selección del pozo se lleva a cabo por medio de un trabajo multidisciplinario entre las coordinaciones de GPP, CMyL, Gestores CAEC, MEDYSA, CDE, COPIE y CDCEI, partiendo con un programa de toma de información por campo, realizando la calibración y el RPFF de mayor a menor diámetro así como el muestreo y seguimiento por parte del personal de producción, verificando los parámetros de operación de los pozos ajustando las descargas por hora para aprovechar óptimamente el nivel dinámico del pozo.

Una síntesis del proceso es la generación de la base de usuarios, la ejecución y finalmente la asignación de la producción; de acá destaca la interacción de las diferentes coordinaciones para la consecución de la asignación de producción.

Pozos tipo a intervenir

Los pozos tipo a intervenir pertenecen a los campos del denominado Proyecto Integral Jurásico (Hallazgo) y Poza Rica (Poza Rica y Escolin) de Bloque Norte 02. Seguidamente se presentan estados mecánicos tipo de dichos pozos a intervenir.

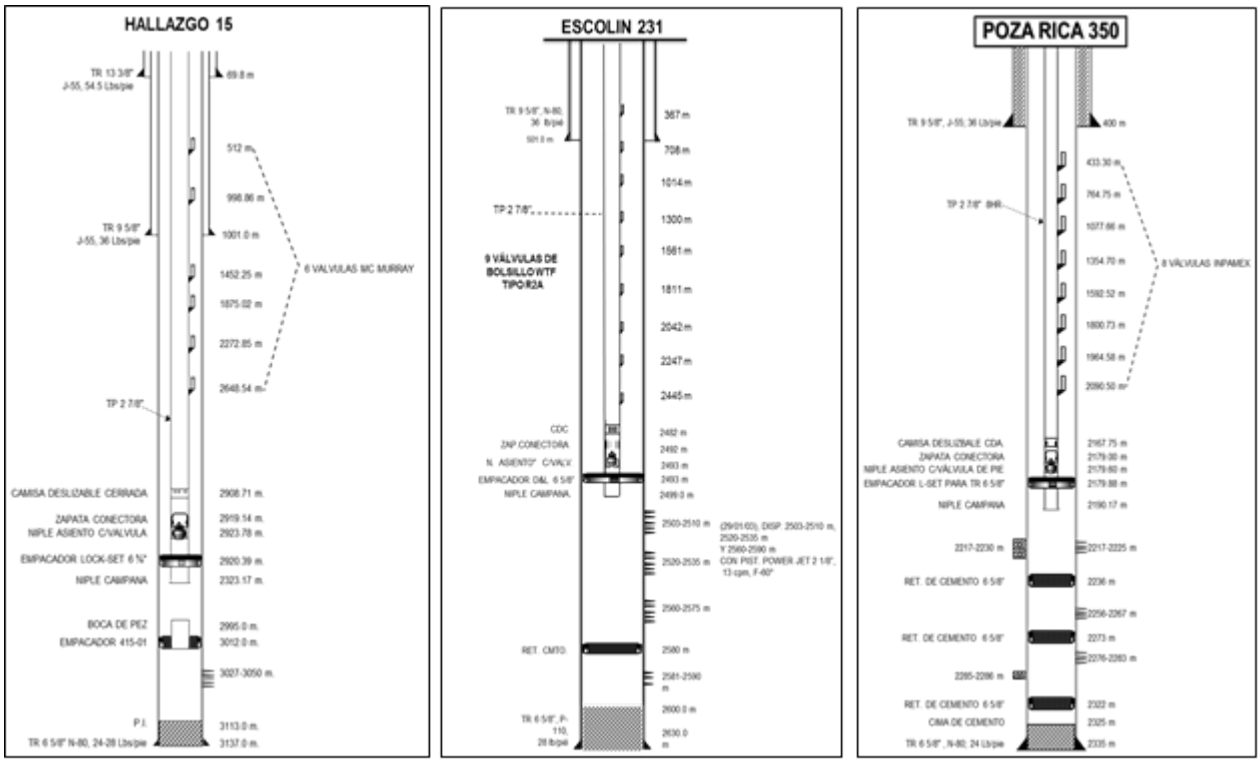

Fig. 2. Estados mecánicos de pozos tipo, HALLAZGO, ESCOLIN, POZA RICA.

Dichos pozos tienen diferencias en profundidad, campo Hallazgo; por ejemplo, su profundidad media de los intervalos productores es 3000-3200 m, campo Escolin tiene profundidades de 2400-2600 m y Poza Rica está en el orden de 2100-2200 m. También podemos encontrar diferencias en los tipos de válvulas de BN llámese de bolsillo, Mc Murray o Inpamex.

Principales problemas de pozos a intervenir

Una vez identificado el pozo, se procede a realizar una investigación a detalle de sus antecedentes con base en los reportes SIOP (sistema de información operativa de Perforacion). Verificar en detalle los antecedentes del pozo ayuda para confirmar cuanto tiempo tiene desde su última limpieza (frecuencia de intervenciones), su último cambio de aparejo, los fluidos que se bombearon, herramientas empleadas para realizar la limpieza, tiempo que duró la intervención, problemas que se presentaron durante la operación y si fue con o sin éxito. Algún colapso en TP, reducción o combinación de tubería, problemas de circulación, pase en válvula de pie o que no tenga una. La recopilación de esta información nos permitirá realizar un programa operativo completo permitiendo identificar problemas antes que se presenten, es decir, algún pozo que presente una reducción, colapso o la falta de una válvula de pie ya sabremos de antemano que diámetro de herramienta utilizar para evitar un atrapamiento o el uso de N2 para ayudar a la circulación del pozo para recuperar los fluidos de limpieza.

Los antecedentes permiten optimizar la intervención del pozo para evitar problemas operativos adicionales que se vean reflejados en tiempos de espera, cambios de programa, y sobre todo en el incremento de la operación de acuerdo al costo programado, ya que son factores que no fueron tomados en cuenta que pudieron ser evitados o incluso descartar el pozo para la limpieza con UTF ya que sería un mejor candidato para una intervención RME con equipo TRP. Todo lo anterior con la única finalidad de mejorar rentabilidad del proyecto y maximizar el retorno de la inversión. Entre los principales problemas presentados en los campos se tiene:

1 presencia de incrustaciones de carbonato de calcio

2 presencia de incrustaciones de sulfato de bario

3 incremento en el corte de agua de los pozos

4 limitaciones en el trineo de inyección

5 presencia de pez, herramientas en el aparejo no reportadas

6 reducciones en el cierre de tubería por colapso en los aparejos

7 reducción de diámetros de aparejos por combinaciones no reportadas

8 presencia de fluidos viscosos

9 plataformas reducidas

10 zona urbana

Toma de información

En la mayoría de los pozos previo a las limpiezas (de ser posible) y en lo general se realiza las siguientes actividades:

Calibraciones: Realizar calibración de mayor a menor diámetro, nos permite identificar si el pozo esta obstruido total o parcialmente, ayudando a definir con que diámetro podemos iniciar la limpieza, desde que profundidad y el tipo de herramienta a emplear.
Las huellas recuperadas de la calibración en muchas ocasiones coinciden directamente con la profundidad de las válvulas de BN de acuerdo al estado mecánico del pozo. Dando un indicio de la válvula operante del sistema reforzando la calibración con la toma del registro ecómetro tanto por TP y TR que nos ayuda a corroborar ese dato.

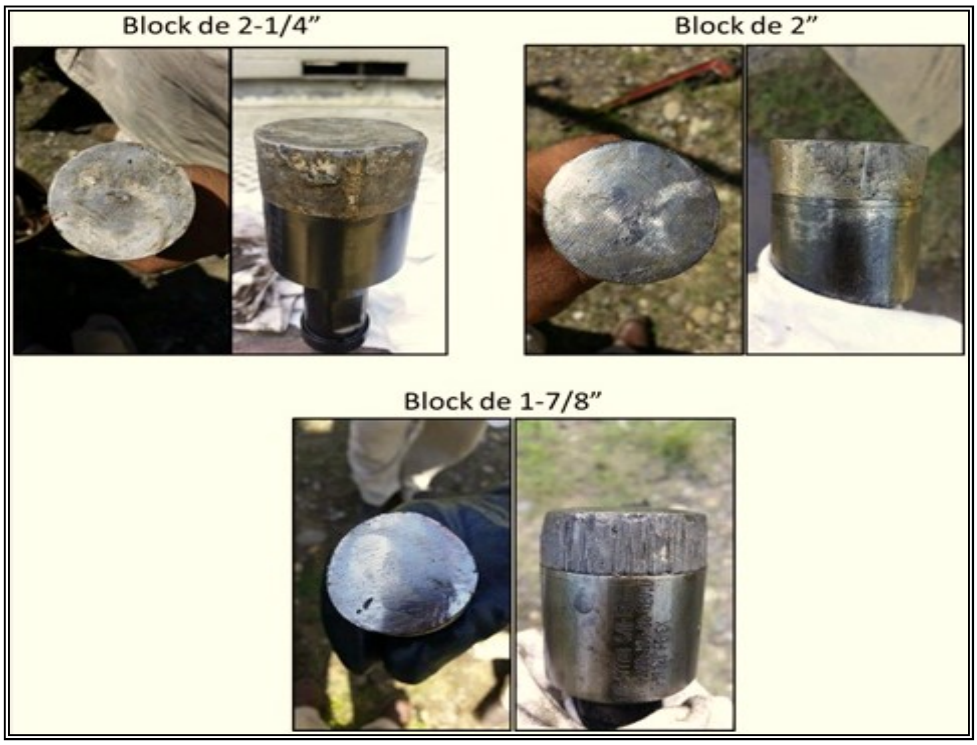

Fig. 3. BI 2-1/4" a 24 m, BI 2" a 27 m, BI 1-7/8" a 1420 m todos huella de carbonato.

Toma de Ecómetros: La toma de ecómetro por TR ayuda a confirmar la válvula que se encuentra operando de acuerdo al estado mecánico y su distribución, registra el cierre y apertura de las mismas de acuerdo a la presión de calibración. Si las válvulas se encuentran descalibradas o inoperantes limitaría el uso del BN durante la limpieza, lo que incrementa el costo al usar unidades de N2, mientras que el ecómetro por TP ayuda en el proceso de limpieza identificando el nivel del fluido en el pozo y su recuperación, ya que es un factor preponderante en el proceso de circulación de los fluidos de limpieza durante la intervención.

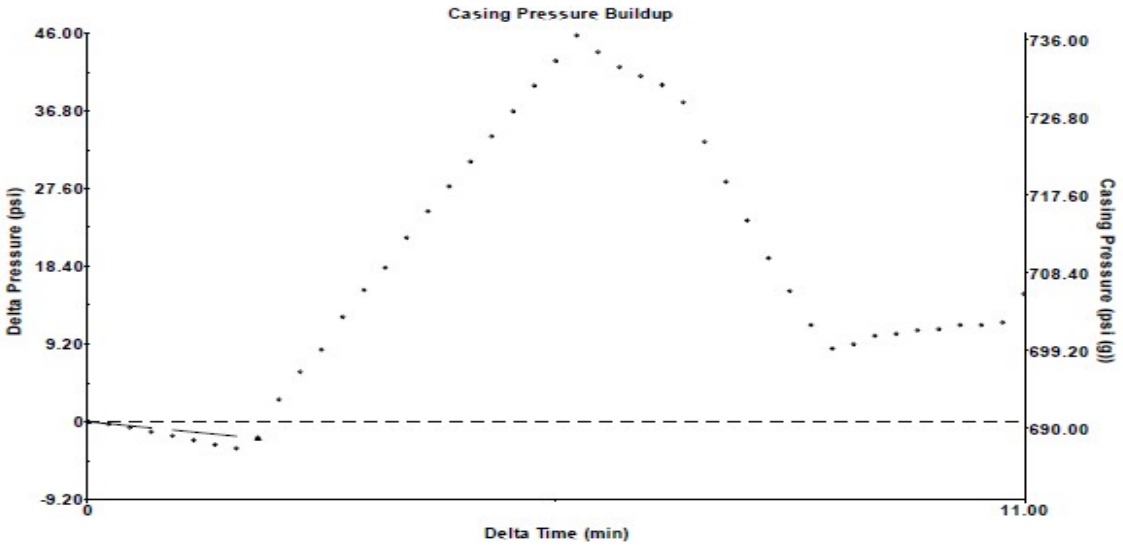

Fig. 4. Ecómetro por TR mostrando la apertura y cierre de válvula de BN.

RPFF / RPFC: La toma del registro de presión de fondo permite conocer la temperatura a la que serán expuestos los sistemas químicos, la presión y potencial que tiene el pozo, confirmando también la densidad del fluido presente en la tubería y el comportamiento estático y dinámico del mismo

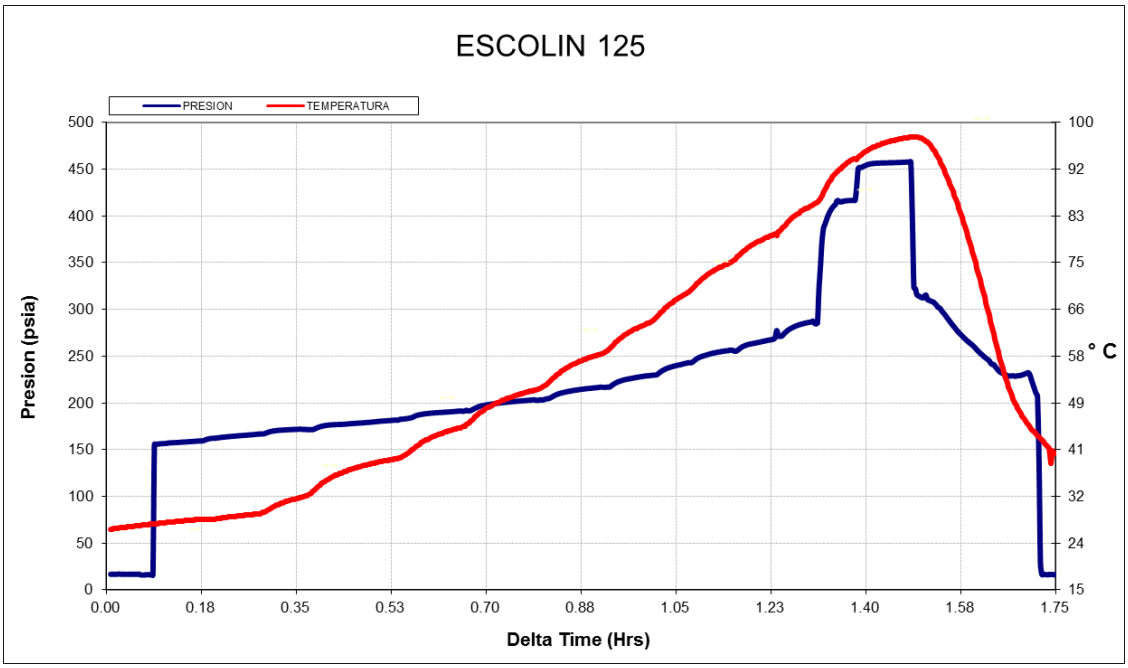

Fig. 5. Registro de presión y temperatura.

Muestras de fondo: aporta datos exactos respecto al porcentaje de agua presente, los grados API del aceite (si es ligero o viscoso), de igual manera el porcentaje de asfáltenos, parafinas y resinas asfálticas presentes en el aceite, la salinidad del agua y el PH que presenta. Datos importantes en cuanto a la selección de fluidos de limpieza.

Aceite		
Corte	%	20
Densidad	gr/cc	0.9567
Grados API	°API	14.8842
Asfaltenos	%	16.2573
Parafinas	%	7.0671
Resinas Asfálticas	%	14.5324

Agua		
Corte	%	80
Densidad	gr/cc	1.0741
Potencial Hidrógeno	pH	8
Salinidad	ppm	29,820

Emulsión	%	75
Sólidos Orgánicos	%	0
Sólidos Inorgánicos	%	0

Fig. 6. Análisis de muestra de fondo.

Selección de sistemas

Diferentes sistemas o aditivos se emplean durante el proceso de limpieza dependiendo del tipo de incrustaciones a remover; generalmente se emplean los siguientes aditivos o combinaciones de estos: gel lineal, surfactantes, ácidos, diésel, inhibidores de corrosión, nitrógeno.

Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen en agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interfaz líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de una concentración critica micelar, la cual para el caso del petróleo permite que éste penetre el corazón de las micelas formando un sistema de microemulsión.

Los inhibidores de corrosión son surfactantes empleados para minimizar la reacción de los ácidos con el hierro de las tuberías, accesorios del pozo mismo y de la tubería flexible. Estos inhibidores trabajan bajo el mecanismo de adsorción en la superficie metálica, interfiriendo el contacto del ácido con el metal, a altas temperaturas, estos

surfactantes se pueden degradar por lo que también se emplean otros aditivos, llamados intensificadores de inhibición, que no son por si mismos inhibidores, pero en forma, evitan la degradación de los inhibidores de corrosión a altas temperaturas.

Los Ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un anión en agua (disociación o rompimiento de la molécula) los iones hidrógeno son los elementos activos entre más completa y rápida sea la disociación el ácido será más fuerte y tendrá mayor poder de disolución de minerales, el PH de los ácidos es menor a siete, los productos de reacción entre un ácido y los minerales de la roca son solubles en agua, son controlables sus efectos dañinos. En el proceso de limpieza se utiliza en concentraciones del 10-15% dependiendo de la dureza que presente la incrustación a limpiar.

El diésel, también denominado gasoil, es un hidrocarburo líquido de densidad sobre 0,832 g/cm³, compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible. En el proceso de limpieza con tubería flexible se utiliza como bache donde los pozos presentan problemas de fluido viscoso ayudando a la circulación y limpieza de la tubería de producción.

El nitrógeno gaseoso ha sido empleado como agente de limpieza, de inertización y generador de presión en la industria petrolera, ayuda energizando los fluidos de limpieza inyectados al pozo mejorando la circulación de los mismos a presa metálica evitando con esto dejar residuos de agentes químicos en la tubería de producción que repercutan en la integridad de la misma, también para desplazar la columna de agua en la tubería para reducir la columna hidrostática.

El agente gelificante o gel lineal es usado en las intervenciones como lechada que se auto hidrata a través de dispersantes internos para proporcionar una mezcla sin grumos en tratamientos base agua. El 85-90 % de su viscosidad se alcanza dentro de los primeros 5 min de mezclado y el 100% en menos de 10 min. La rápida hidratación permite seguir mezclando sobre la marcha evitando la necesidad de premezclar. Este gel se usa como medio de trasporte o acarreo de las incrustaciones, sólidos y partículas que se encuentran y se generan durante la limpieza de la tubería de producción.

Selección de herramientas

La selección de la herramienta que se va a utilizar es uno de los que ameritan especial atención para su selección en este proyecto, de acuerdo a la estadística 2016 en el cual

se realizaron 20 operaciones con UTF. Teniendo el antecedente del pozo verificando como fue su comportamiento en limpiezas anteriores y comparando con la estadística y el éxito que presentaron algunas herramientas para atacar las incrustaciones de carbonatos en la tubería, se hacen las siguientes deducciones por campo.

Campo Hallazgo: se presentó una mayor eficacia con el uso de herramienta tipo rotomartillo y motor de fondo 2 1/8”apoyada con el bombeo de ácido clorhídrico (HCl 10-15%) y N2.

Campo Escolin: El uso de una herramienta de menor diámetro molino 1 ¾” para desbastar la capa de carbonato, posterior incrementar el diámetro hasta llegar a molino 2 ¼” apoyada con bombeo de ácido clorhídrico (HCl 10-15%).

Campo Poza Rica: El uso de herramienta molino 2 ¼” y motor de fondo 1 11/16” apoyada con el bombeo de ácido clorhídrico (HCl 10%).

Fig. 7. Variedad de molinos para limpieza de TP.

El alcance que ha tenido este trabajo se ve reflejado principalmente en el incremento de actividades en el año 2017, en el cual al mes de marzo ya se tienen 12 actividades con éxito y un tren de pozos que se están evaluando con la toma de información, antecedentes y evitando contratiempos operativos apoyados en la selección de la herramienta adecuada para realizar la limpieza de incrustaciones en la tubería de producción.

Estadística 2016-2017

La estadística del año 2016 contempla los días operativos, herramienta utilizada, viajes realizados con la UTF, volumen utilizado de HCl y en qué porcentaje (10-15%) ayudando a identificar los pozos problema en base al número de días operativos. Basado en esto, se tiene: los pozos del campo Poza Rica suelen ser de rápida intervención a diferencia de los pozos campo Escolin y Hallazgo en los cuales se ha tenido mayor días de operación.

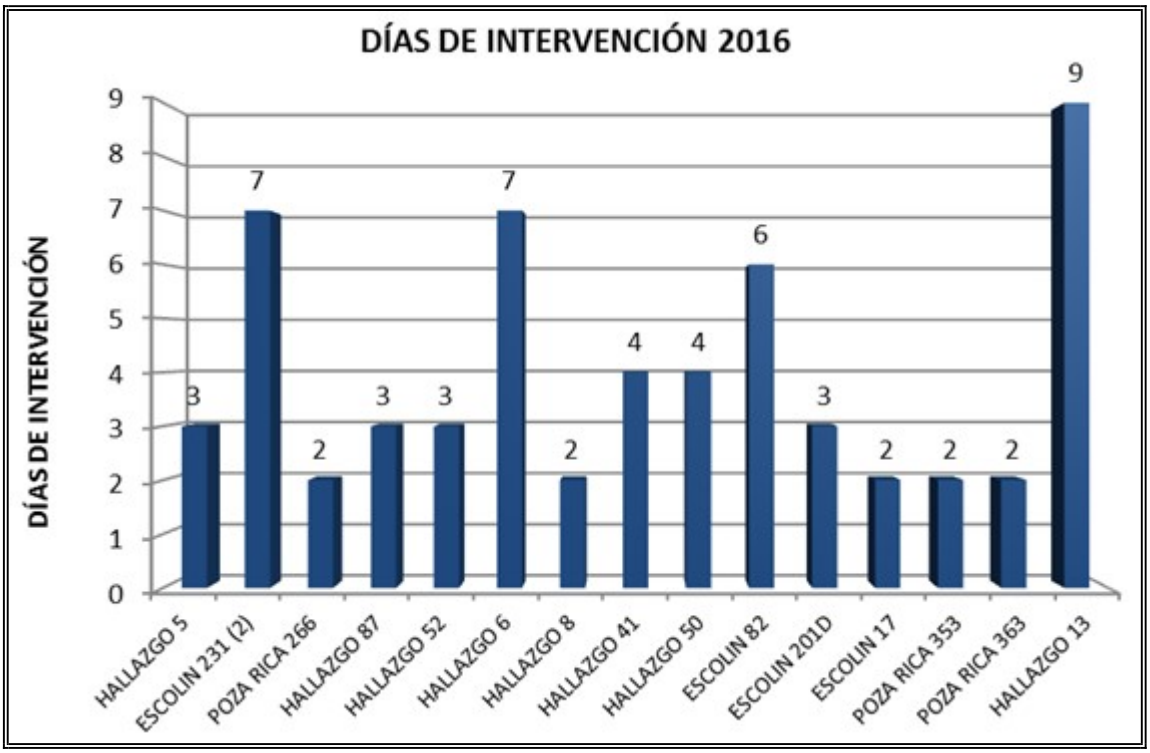

Fig. 8. Gráfica días de intervención 2016.

La estadística se complementa con el tren de pozos a intervenir donde se toman en cuenta los días programados versus los días reales de la operación. También se toman

a consideración las solicitudes que se requieren para liberar los servicios en tiempo y forma, partiendo primero de la generación de la base usuario por parte del grupo de productividad de pozos (GPP).

Teniendo la base de usuario se procede a la generación de órdenes internas de trabajo, es decir, la selección de las partidas de los contratos que se tienen vigentes en el activo, utilizando el programa SAP seleccionando los servicios de la operación y con eso apartar el monto correspondiente. Los supervisores de contrato del área de Residencia de Contratos son los encargados de darle el seguimiento para su carga en el RAF (Registro de Actividad Física) y posterior la autorización, liberando a la compañía prestadora de servicio para ejecutar la actividad.

En el año 2016 se intervino un total de 20 pozos de BN, con un promedio de volumen utilizado por campo de HCl 10% de 15 bls Hallazgo, 6 bls Escolin y 8 bls Poza Rica mientras que el HCl al 15% represento 3 bls Hallazgo, 11 bls Escolin y no se utilizó en Poza Rica. Estadísticamente los días promedio de operación por campo son para Hallazgo 4-5 días, Escolin 3-4 días y Poza Rica 2-3 días.

El incremento en días de operación en algunos pozos de Campo Hallazgo como Escolin se debe a la dureza que presento la incrustación y longitud de la misma a lo largo de la tubería de producción, caso específico pozo Escolin 231 el cual ya se realizó una limpieza en el 2017 mejorando los tiempos de operación del año 2016 de 7 a 3 días. Para el caso del pozo Hallazgo 13 está en programa realizar su limpieza para este año, esperando resultados positivos como el caso mencionado.

El costo de las intervenciones en el año 2016 representó un promedio de $ 950,000.00 pesos mientras que para el año en curso se tienen 12 operaciones realizadas con éxito al mes de marzo con ahorro de un 30% que se ve reflejado en un costo promedio de operación de $650,000.00 pesos. Mejorando en días operativos de un promedio de 4-5 días que se tenía a un promedio de 2-3 días que se tienen en 2017.

MES	POZO	STATUS DE INTERVENCIÓN	P	R	BASE DE USUARI	PROGRAMA	LOCALIZACION	OBSERVACIONES
Marzo	ESCOLIN 201D	CONCLUIDA	4	4	S	100%	100%	OPERACIÓN CON ÉXITO
Marzo	ESCOLIN 110	CONCLUIDA	4	1	S	100%	100%	OPERACIÓN CON ÉXITO
Marzo	HALLAZGO 61	CONCLUIDA	1	1	S	100%	100%	OPERACIÓN CON ÉXITO
Marzo	POZA RICA 299	CONCLUIDA	2	1	S	100%	100%	OPERACIÓN CON ÉXITO
Marzo	HALLAGO 52	CONCLUIDA	4	2	S	100%	100%	OPERACIÓN CON ÉXITO
Marzo	HALLAZGO 4	CONCLUIDA	4	1	S	100%	100%	OPERACIÓN CON ÉXITO
Marzo	ESCOLIN 26	CONCLUIDA	2	1	S	100%	100%	LOCALIZACION EN CONDICIONES
Abril	HALLAZGO 5	PROGRAMA	3		S	100%	100%	LOCALIZACION EN CONDICIONES
Abril	HALLAZGO 15	PROGRAMA	3		S	100%	100%	PLATICA A LA COMUNIDAD
Abril	HALLAZGO 64	PROGRAMA	3		N	50%	100%	LOCALIZACION EN CONDICIONES
Abril	HALLAZGO 68	PROGRAMA	3		N	50%	100%	LOCALIZACION EN CONDICIONES
Abril	HALLAZGO 121	PROGRAMA	3		N	50%	100%	LOCALIZACION EN CONDICIONES
Abril	POZA RICA 293	PROGRAMA	2		N	0%		FALTA REVISIÓN DE LOCALIZACIÓN Y A.V.
Abril	POZA RICA 308	PROGRAMA	2		N	0%		FALTA REVISIÓN DE LOCALIZACIÓN Y A.V.
Abril	ESCOLIN 31	PROGRAMA	3		N	0%		FALTA REVISIÓN DE LOCALIZACIÓN Y A.V.
Mayo	HALLAZGO 87	PROGRAMA	3		N	0%		FALTA REVISIÓN DE LOCALIZACIÓN Y A.V.

Fig. 9. Tren de pozos 2017.

Conclusiones

Identificar la problemática de los pozos de BN y tenerla caracterizada por campo, ha sido factor importante para la ejecución con éxito de las operaciones de limpieza con UTF, lo que se ve reflejado en un incremento en las actividades para el 2017, una disminución en los costos de operación.
Priorizar y descartar pozos que no sean candidatos para un trabajo de limpieza permitirá mejorar la rentabilidad económica de las intervenciones.

Valorar la aplicación de productos químicos para inhibir y evitar la formación de incrustaciones durante el proceso de producción del pozo de manera simultánea, en pozos donde la formación de incrustaciones se presente con mayor severidad.

Jerarquizar y atender prioritariamente los principales problemas presentados en los campos permitirá optimizar la ruta de intervenciones a pozos, planificar, diseñar e intervenir los mismos de una manera eficiente y segura.

Agradecimientos

Al equipo de trabajo de los ingenieros de la Coordinación de Diseño, Control, Evaluación de Intervenciones a pozos.

Referencias

1. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevencion. MIKE CRABTREE, ABERDEEN, ESCOCIA 1999.
2. Estadistica operativa 2016-2017. Coordinación Operativa de Intervenciones a pozos (COIAP) del Activo de producción Poza Rica Altamira (APPRA). PEMEX.
3. Herramientas de molienda Weatherford. 2008 WEATHERFORD.
4. Aditivos de fluidos de fracturas Weatherford. 2007 WEATHERFORD.
5. Instructivo operativo para limpieza de aparejos de produccion y zona de disparos con equipo de tuberia flexible IO-SP-OP-0016-2015. GERENCIA DE SERVICIO A POZOS. VERSION: PRIMERA. 2015.
6. Programas operativos de intervenciones de pozos con equipos especiales: 2016-2017 Coordinación Operativa de Intervenciones a pozos (COIAP) del Activo de producción Poza Rica Altamira (APPRA). PEMEX.
7. Programas operativos de intervenciones de pozos con equipos especiales: 2018 Coordinación de Diseño, Control, Evaluación de Intervenciones a pozos (CDCEI).

Trayectoria profesional del autor y coautores:

Autor

JOSE ROBERTO SOSA CRUZ

Ingeniero Petrolero egresado en el 2012 del Instituto Politécnico Nacional. Inició su vida laboral como Ingeniero de outsourcing en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) en el área de Productividad, especializándose en pozos con Sistema Artificial de Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático. Un año después ingresó a la actual empresa productiva del Estado: Petróleos Mexicanos.

En Septiembre de 2013 inició a laborar como Ingeniero de Diseño de Intervenciones con Equipos Especiales en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira (APPRA) en la Ciudad de Poza Rica, específicamente intervenciones con equipo varillero. En Noviembre, del mismo año, participó como coautor en el "Primer Foro de Productividad de Pozos 2013" realizado en la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, con el trabajo técnico "Implementación de nuevas tecnologías con equipos varilleros en intervención de pozos en el APPRA", tema que por novedoso y trascendental fue parte de las ponencias del Congreso Mexicano del Petróleo 2015, realizado en la Ciudad de Guadalajara.

De Septiembre de 2014 a Octubre de 2015 laboró en el área alejada Cerro Azul-Naranjos, donde se especializó en el reforzamiento de conexiones superficiales de pozos con válvulas Darling y Chapman, elaborando el trabajo técnico de las actividades realizadas, mismo que fue presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo 2016, realizado en la ciudad de Monterrey. Desde el 2016 labora en la Ciudad de Poza Rica como Ingeniero de Diseño de Intervenciones de Bombeos Diversos y con Tubería Flexible e igualmente en apoyo a las actividades de perforación e intervenciones a pozos en materia de conexiones superficiales de control, árboles y cabezales. Es miembro del CMP desde el 2016.

Coautor

JESSICA MAGALY FLORES MORALES

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), de la carrera de Ingeniería Petrolera en Noviembre del 2006. Iniciando laboralmente en Poza Rica, Veracruz con la compañía Baker Hughes, en el área de Baker Oil Tools, como ingeniero de campo con participación en el ensamble, mantenimiento y revisión de los mecanismos de operación de empacadores mecánicos e hidráulicos y retenedores de cemento, en la terminación y reparación de pozos, para asegurar su correcto funcionamiento; complementando su capacitación con el curso "Quick Start Field Training", en el período de Junio a Agosto del 2009, en las instalaciones de Baker Oil Tools, Las Morochas, Venezuela. En Noviembre de 2009, ingresó a Petróleos Mexicanos en el "Diplomado para Formación de Ingeniero de Pozo", en la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Posteriormente, continuando su desarrollo profesional, en la Región Marina Noreste, en el área de perforación en los Activos de Producción Ku-Maloob-Zaap y Cantarell como Ingeniero de Proyecto, de Abril 2010 a Agosto de 2013. Actualmente, se desempeña como Ingeniero de Diseño e Ingeniero Supervisor de Proyecto en el APPRA, en COIaP, en intervenciones con equipos de Reparaciones mayores y menores e intervenciones especiales, particularmente en el frente de Tubería Flexible.

Coautor

DANIEL CARRILLO MORENO

Ingeniero Petrolero, egresado del Instituto Politécnico Nacional. En el año 2012 inició a trabajar en Petróleos Mexicanos en el Activo de Producción Poza Rica Altamira (APPRA) en el área de Diseño de la Unidad Operativa Poza Rica – Altamira (UOPRA), en el área de reparación con equipos especiales, llevando a cabo diseño y supervisión de estimulaciones, operaciones con tubería flexible y taponamiento de pozos, del 2012 al 2017 ha continuado en la misma área desempeñando diseño y supervisión de reacondicionamientos de bombeo mecánico y conversiones a bombeos mecánicos (RBM y CBM) con equipos varilleros, así como realizando diseños de bombeos diversos e inducciones mecánicas. Desde mediados de 2017 se desempeñó como ingeniero de pozo en equipos de Terminación y reparación de pozos. En el área de Cerro Azul- Naranjos realizó diseño y supervisión de pozo en estimulaciones y moliendas de cemento con tubería flexible. En el área de Altamira Tamaulipas, realizando diseño de reparaciones menores y supervisión de campo, así como encargado de taller de árboles y válvulas. Actualmente trabaja en el área de la Coordinación de Diseño, Control, Evaluación de Intervenciones a pozos (CDCEI) en toma de información con Unidad de Línea de Acero e intervenciones a pozos con equipos de tipo flush by (equipo varillero) y tubería flexible. Es miembro del colegio de ingenieros petroleros de México CIPM.

Coautor

LUIS FERNANDO AGUILERA NAVEJA

Es Ingeniero Petrolero, egresado del Instituto Politécnico Nacional, con Post Grado en la especialidad de perforación de pozos en la UNAM. Igualmente cuenta con dos Diplomados por parte del Tecnológico de Monterrey: el primero en Desarrollo de Competencias Directivas y el segundo en Planeación, Evaluación y Administración de Proyectos.; así, como Evaluación de Proyectos en el ITAM. Con mención honorifica cuenta en PEMEX con dos Diplomados Técnicos en Diseño Perforación Avanzada de Pozos y en Estimulaciones y Fracturamiento Avanzado. Durante su desarrollo profesional se desempeñó como Ingeniero de Materiales, de Operaciones en el Departamento de Ingeniería Petrolera Zona Norte, Ingeniero de Cementaciones y Superintendente Regional, desarrollando importantes mejoras a los proceso de cementaciones y estimulaciones orgánicas, fracturas ácidas y optimización en equipos de TF y Cementadores, presentando al menos 10 trabajos técnicos.

En la parte de perforación, se desempeñó como Ingeniero de Proyecto y Diseño en pozos de Altamira, Reynosa y Veracruz. Igualmente ocupó la Jefatura de Diseño de la Unidad Operativa Poza Rica – Altamira (UOPRA), donde desarrollo técnicas de perforación horizontal en campos de Poza Rica, Carpa y Bagre, con presión controlada, colocación de válvulas DDV con uso del Drilling-With Liner (DWL), en la Faja de Oro Marina, en pozos con alta pérdida de circulación, trabajo presentado en SPE Holanda-2013. Laboró como Líder de Proyecto Faja de Oro Marino, donde aplicó el proceso metodológico FEL - VCDSE, para campos maduros marinos. Actualmente se desempeña como Coordinador de la Coordinación de Diseño, Control, Evaluación de Intervenciones a pozos (CDCEI). Es miembro del CIPM y SPE.

Coautor

GIOSWALD RAMON INCIARTE FERMIN

Ingeniero en Petróleos con Maestría en Ciencias de la Ingeniería de Petroleo; egresado en la Universidad del Zulia en Maracaibo, Venezuela en 1993 y 2000 respectivamente. Cuenta con diplomados: en Gerencia para Ingenieros en el Instituto de Estudios Superiores de la Administración (IESA), en 2002 en Caracas, Venezuela y también con dos Diplomados en Desarrollo de Competencias Directivas; y, en Planeación, Evaluación y Administración de Proyectos con el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) en el 2015 y 2016 en Tamaulipas, México. Cuenta con varias publicaciones técnicas entre las que destacan: Congresos de la SPE de Trinidad y Tobago en 2002, SPE Holanda 2013, WORLD OIL® 2013, CMP 2014, Academia Journal 2014. Inició como Ingeniero de Campo en Petróleos de Venezuela (PDVSA) en Rehabilitación y Reparación de Pozos en el Lago de Maracaibo en 1993. Entre 1996-2002 trabajó como Ingeniero de Planificación y Campo para pozos direccionales lacustres y terrestres de gas en Campo Mara en la frontera Colombiana – Venezolana. Trabajó como Ingeniero de Perforación en el Proyecto Laboratorio Integral de Campo (LIC) Lagomar en áreas lacustres. En el 2002 fue asignado por PDVSA a empresas Halliburton y Hydrill en Texas y Oklahoma; Estados Unidos.

Desde el 2003 labora en México y hasta el 2008 laboró como Ingeniero Especialista en Perforación y Optimización de Reparación para empresas: Ingeniería y Geociencias, BJ y Forbes Energy Services. Desde el 2009 ha laborado como Ingeniero Especialista Senior en reparación, perforación y terminación para: Key Energy Services y Spectrum. Laboró en Proyectos FEL– VCDSE en la Faja de Oro Marina (FOM). Desde 2015 a 2017 labora en OPP–H.A. Global como Ingeniero especialista Senior de optimización de intervenciones a pozos. En la actualidad labora para la empresa Vallen Proveedora Industrial, asignado en Pemex como técnico especialista Senior.