

ACIPET

Intervención anular para remediación de problemas de integridad en pozos maduros

Autor: Andres Felipe Ramírez, Ecopetrol
Autor: Carolina Charry Rivera, Ecopetrol
Autor: Germán Lucuara, Ecopetrol
Autor: Javier Leon Herrera, Ecopetrol
Autor: Aldir Octavio Santiago Rojas
Autor: Jesús Minakata, Expro
Autor: Diana Jazmín Garzón, Expro

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Abstract

Ante la problemática creciente del aumento de casos en los que existe pérdida de integridad en pozos en producción, y con el incremento en la demanda de producción de hidrocarburos a nivel global, se ha hecho inminente la creación de nuevas técnicas y tecnologías que permitan la solución de dichos problemas sin la disrupción del ciclo productivo del pozo. Bajo esta perspectiva, se presenta una nueva técnica de mitigación de fugas y corrección de anomalías en los pozos mediante el uso de un sistema de intervención directa en el espacio anular que permite la introducción de un capilar flexible por la válvula lateral de acceso para realizar diferentes operaciones como circulación de fluidos, cambio de columnas hidrostáticas, colocación de tapones de resina o gel elastomérico, identificación de puntos de comunicación entre anulares y evaluaciones localizadas de puntos de producción no deseada. Aquí analizamos dos casos específicos de pérdida de integridad o potencial pérdida de integridad y las soluciones generadas para cada caso mediante la utilización del sistema de Intervención Anular con menores costos y tiempos operativos, en comparación con otras alternativas convencionales.

Introducción

Durante la última década, los sistemas de gestión de integridad de pozos y el alcance de la normatividad reguladora han evolucionado desde un enfoque meramente correctivo hacia un enfoque preventivo y predictivo. La adición de nuevas tecnologías a la cartera de opciones de remediación ha permitido que éstas sean más variadas y que los procedimientos tradicionales que no eran efectivos o seguros, puedan ser sustituidos por procedimientos eficientes y con mayores probabilidades de éxito.

En este documento nos enfocamos en la solución de presiones sostenidas en el espacio anular mediante el restablecimiento de las barreras de pozo. Normalmente las opciones disponibles en el mercado involucran procedimientos de lubricación y purga cuando la columna de gas y los límites de diseño lo permiten, se utilizan explosivos para abrir orificios a través del casing que permitan circular cemento, se utilizan equipos de WO o se emplean técnicas de corrección de anomalías mediante bombeo desde superficie o colocación de parches; sin embargo, hasta ahora no era posible intervenir directamente los espacios anulares desde su interior. El

paquete de Intervención Anular del sistema Octopoda™ permite la corrección de los problemas de integridad sin detener la producción del pozo, sin la necesidad de intervenciones que modifican las condiciones del yacimiento y mediante la utilización de equipos con una menor huella de carbono, menor área de emplazamiento y menor requerimiento de personal.

Existen condicionantes que limitan la utilización de los sistemas de Intervención Anular como las dimensiones internas del cabezal, las dimensiones del contrapozo, y los elementos de diseño del pozo; sin embargo, la gran mayoría de los pozos permiten su acceso con algunas modificaciones que suelen ser menores.

En este documento se muestran dos ejemplos de operaciones de Intervención Anular realizadas en Colombia y con estos casos de estudio se pretende mostrar los beneficios de la utilización del sistema Octopoda™ como una alternativa a las técnicas tradicionales de corrección de problemas de integridad.

Metodología y Datos

Equipo de Intervención Anular – Sistema Octopoda™

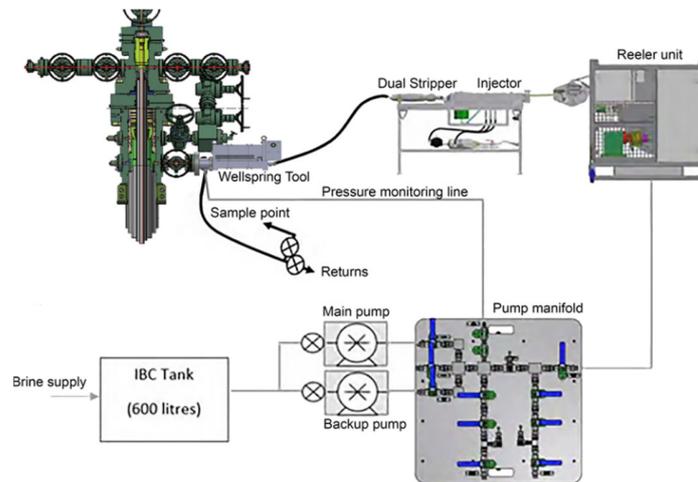


Fig. 1. Esquemático de conexión del equipo de Intervención Anular

Ejemplo 1 – Pozo Inyector “A”

Antecedentes

El pozo inyector “A” se inactivó desde noviembre de 2019 debido a la presencia de un leve burbujeo en el contrapozo. Posteriormente, en diciembre de 2020 se realizó una intervención de WO con el fin de retirar la sarta de inyección, evaluar la integridad del pozo y dejarlo en estado de “preservación” para una futura intervención de reactivación. La operación llevada a cabo incluyó el aislamiento de los intervalos abiertos para inyección mediante la instalación de un tapón EZ como elemento de barrera. Este tapón, y el revestimiento de 7" en donde fue instalado, fueron probados con presión para verificar su sello e integridad en forma efectiva. A pesar de haber verificado la integridad del revestimiento de producción/inyección del pozo, a mediados del mes de marzo de 2021, y luego de una revisión manométrica realizada en el anular B (entre revestimiento 9 5/8" – 7"), se observó una presión que al ser drenada manifestó la presencia intermitente de fluido (gas y crudo), con incremento de presión desde 0 psi hasta 95 psi. Se descartó un aumento de presión por expansión térmica y se catalogó como una presión sostenida en el espacio anular.

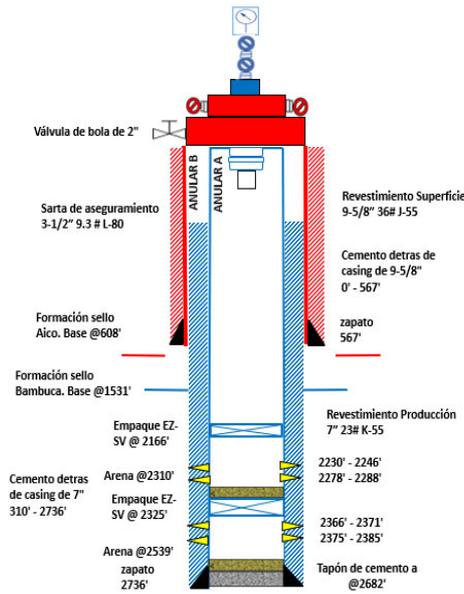


Fig. 2. Esquemático del pozo

Se realizó un análisis de riesgos para evaluar el nivel de criticidad de la falla de integridad y se obtuvo un nivel H, el cual define el potencial de generación de incumplimiento legal y/o pérdida de contención (Dentro de la matriz de identificación de riesgos - RAM corresponde a gravedad 4 y 3 con nivel H, siendo el resultado un Riesgo de Acción Urgente – RAU). Esta condición fue considerada anómala y de un alto potencial de riesgo en el caso de una liberación no controlada de hidrocarburos en superficie, debido al daño en la integridad del pozo y posible afectación a personas y medio ambiente.

CONSECUENCIAS					No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Sucede varias veces al año en el Departamento*. Puede ocurrir en el transcurso del año	
CATEGORÍAS					PRIORIDAD					
PERSONAS	ECONÓMICA (US\$)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN	G R A V E D A D	A	B	C	D	E
Sin o Max. Potenciales de trabajadores o sus dependientes	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	M	H	H	H	VI
Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores o Incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millón y Menor o Igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o estratégico	Nacional y con riesgo de un apuro de interés	4	L	H	M	H	H
Incapacidad temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de Trabajo Menor (Sin Incapacidad) en trabajadores o Primeros Auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 100,000 y Menor o Igual a 1 Millón	Trastornada	Desabastecimiento entre Parásitos de Clientes	Nacional y sin riesgo de un grupo de interés	3	N	L	M	M	H
Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10,000	Leve	Quejas y/o Reclamos	Nacional y baja importancia	2	N	N	L	M	H
Sin Lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	0	N	N	N	N	N

Fig. 3. Matriz RAM

Diagnóstico

Se tomaron registros de cementación, de integridad del revestimiento (MFC) y de ruido para evaluar la integridad del revestimiento de 7" y del cemento. Los registros mostraron buena calidad del cemento desde fondo hasta 1800 ft dentro del casing de 7" y una adherencia parcial de cemento desde 1800 ft hasta 320 ft. Para complementar el análisis, se tomó un registro de ruidos-temperatura para identificar la procedencia de los fluidos causantes de la presión sostenida. Se registró un perfil base de referencia con el pozo cerrado y un perfil adquirido con el anular "B" fluyendo. Posteriormente se utilizó una herramienta electromagnética de detección

de espesores para corroborar la falla de integridad observada a 43,4 ft.

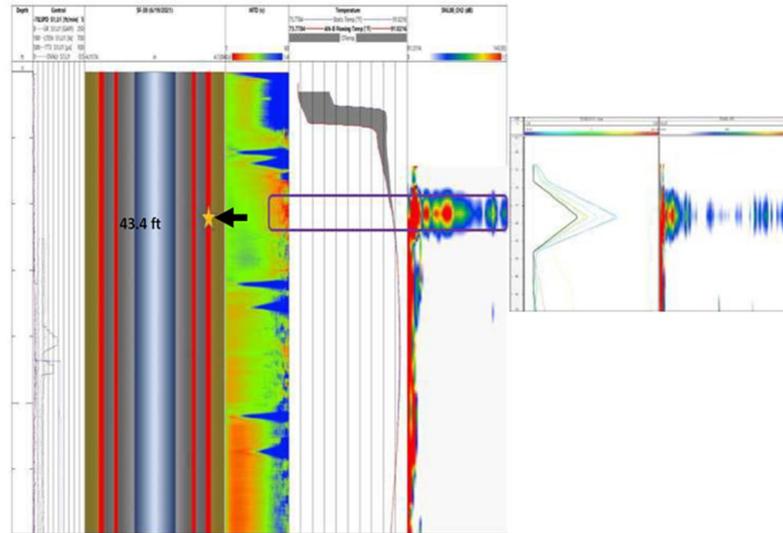


Fig. 4 Punto de entrada de fluidos al Anular B

Alternativas para la solución

Después de la evaluación de antecedentes y registros eléctricos, se evaluaron tres opciones posibles:

1. Intervención mediante WO para cañonear a una profundidad por debajo de la intrusión de fluidos y circular cemento,
2. Bombeo de cemento por anular para forzarlo hacia el punto de ingreso de fluido, y
3. Utilización de la tecnología de Intervención Anular del sistema Octopoda (Marca Registrada de compañía de servicios), consistente en el ingreso a través del anular "B" de una manguera flexible con el fin de circular fluidos y colocar un tapón de resina para generar una barrera efectiva en los puntos de comunicación en el anular "B".

A continuación, se presenta un cuadro comparativo con las opciones evaluadas:

Técnica	Tiempo (días)	Ventajas	Desventajas
Workover y cementación forzada	10		Daño a integridad del casing por cañoneo. Posible barrera no efectiva por canalización de gas en el cemento Riesgo de daño de formación Tiempo de intervención
Bombeo de cemento por anular	4	Costo	No admisión del cemento Riesgo de colapso en el casing
Octopoda	6	Posibilidad de colocar tapones puntuales dentro del espacio anular No hay Producción /inyección diferida.	Nueva tecnología

Tabla 1. Comparación tecnologías de remediación

El grupo interdisciplinario consideró que la utilización de la tecnología Octopoda representaba la opción con menor riesgo y mayor

probabilidad de éxito para la realización de la operación de remediación.

Criterios de diseño

Para el cálculo de volúmenes en espacio anular y el diseño de los tapones de resina, se consideró una cima de cemento en el espacio anular B a 320 ft, obtenida del registro sónico de cementación tomado en el pozo.

Objetivo de la operación:

Recuperar integridad de espacio anular corrigiendo migración de hidrocarburos a través del cemento y corregir la anomalía identificada en la tubería de 9 5/8" a 43.4 ft de profundidad.

Descripción de la operación de intervención anular

Después de descartar una fuga en el colgador del casing, se optó por colocar dos tapones de resina, el primero sobre la cima de cemento para detener la migración de hidrocarburos en fondo, y posteriormente un tapón balanceado de resina para taponar la ruptura detectada a 43,4 ft de profundidad.

Se logró bajar hasta 98 ft donde se detectó una obstrucción y se comenzó a bombear salmuera de 9.26 ppg para circular y desplazar la columna completa de agua/crudo en el espacio anular. Se bombearon 5692 litros (35.8 bbl) de salmuera para obtener una densidad homogénea. Se verificó presión con pozo cerrado por 30 minutos obteniendo una presión máxima de 4 psi.

Posterior al monitoreo, se bombearon 50 galones de resina de 10 ppg para colocar un tapón en fondo de 40 pies lineales. Se esperó curado de la resina por 24 horas y se probó el tapón. Después de desplazar la columna de salmuera con agua fresca desde 62 ft hasta superficie, se bombearon 50 galones de resina (8,7 ppg) para colocar un tapón balanceado de 40 pies lineales (62-22 ft). Se esperó curado del tapón por 48 horas y se probó el tapón con 350 psi. Luego, se realizó un cierre de la válvula anular y se monitoreó la presión durante 7 horas, verificando la ausencia de incremento de presión (0 psi) y considerando una operación de remediación exitosa.

Ejemplo 2 – Pozo Productor “B”

Antecedentes

El pozo productor “B”, se perforó a finales de los años 90 como un pozo inyector de gas y fue convertido a pozo productor después de 12 años. Después de una intervención de mantenimiento en el pozo, se observaron presiones sostenidas en los espacios anulares “A” y “B”. Debido a los parámetros de diseño, existía la posibilidad de colapso en el casing intermedio debido a la pérdida de columna hidrostática y el aumento de las presiones sostenidas. Los límites operativos de la tubería impedían el cierre del pozo ya que el aumento en la presión en cabeza podría exceder el límite máximo de presión del espacio anular y colapsar el revestimiento de 13 3/8". Esta condición se agravó debido a la presencia de roscas BTC en los revestimientos exteriores, las cuales no son herméticas al paso de gas. Una potencial migración de gas hacia el espacio anular “C” a través del revestimiento de 13 3/8" hubiese requerido matar el pozo para realizar una intervención urgente con equipo de WO y de esta manera evitar el colapso del zapato, o la posible pérdida del pozo. Por todo esto, se consideró prioritario el aseguramiento de la integridad del espacio anular “C” para mantenerlo por debajo de sus límites operativos.

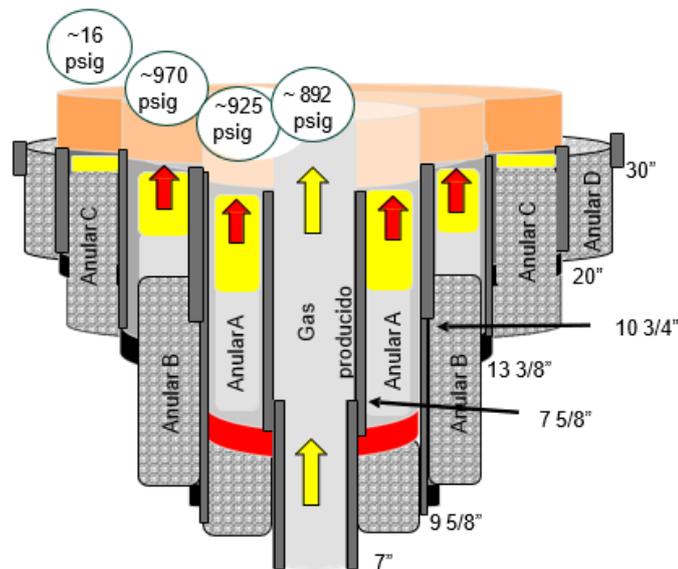


Fig 5. Esquemático del pozo

La guía de integridad de pozos utilizada para evaluar esta condición y que se enmarca dentro de las normas ISO, API y NORSOK, describe los elementos y buenas prácticas de la industria, enfocados en el aseguramiento de las condiciones operativas de los pozos durante su ciclo de vida, y considera el gerenciamiento de las presiones anulares como un elemento fundamental en la gestión de los activos de producción.

		Envolvente Barrera Primaria		
		Efectiva	Parcialmente efectiva	No efectiva
Envolvente Barrera Secundaria	Condición Integridad Envoltante			
	No efectiva	B	C	C
	Parcialmente efectiva	B	B	C
	Efectiva	A	B	C

Fig 6. Matriz RAM

1. El elemento 1 de la guía se enfoca en el estado de salud de las barreras de subsuelo. El pozo "B" se ubicó dentro de la clasificación C, con barreras primaria y secundaria no efectivas por comunicación entre anulares y tubing.
2. El elemento 3 de la guía establece la metodología para determinar la fuente de presión en los anulares ya sea inducida, impuesta o sostenida y los límites operativos de los componentes del completamiento. El pozo "B" se clasificó dentro de la categoría de presión sostenida en espacios anulares por comunicación directa con el completamiento de producción, con riesgo de comunicación con el anular C a través de conexiones no diseñadas para el manejo de gas, con el potencial riesgo de superar los límites operativos para este espacio anular.
3. El elemento 4 de la guía establece el tipo de anomalía, los planes de acción recomendados y las posibles soluciones para la desviación. En este elemento se establece el principio de ALARP ("As Low As Reasonable Practicable") como parte del ejercicio de priorización de las alternativas de mitigación y medidas de mejoramiento de la condición de integridad.

Siguiendo la metodología establecida en la guía de integridad se determinó que el plan de intervención para el espacio anular C, era una solución para mitigar los riesgos identificados y continuar con la producción del pozo.

Diagnóstico

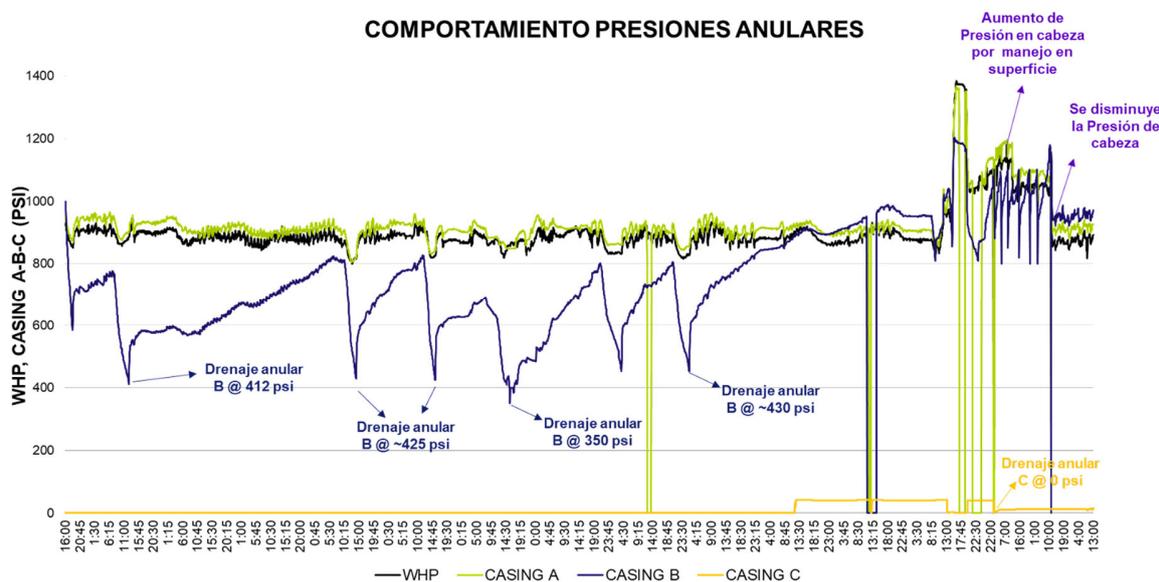


Fig 7. Historial de presiones – pozo “B”

Mediante el comportamiento de las presiones anulares se determinó comunicación entre los anulares A y B, lo que determinó la necesidad de aseguramiento del anular C para mantener la producción.

Alternativas de solución

Técnica	Tiempo (días)	Ventajas	Desventajas
Workover y reparación	Mayor a 10	Control operativo Mayores recursos	Mayores costos y tiempos Operaciones con afectación del completamiento. Posible barrera no efectiva por canalización de gas en el cemento Riesgo de daño de formación Mayor diferida de producción Mayor riesgo HSE
Lubricación y purga	4	No tan efectiva para este caso	No admisión de fluidos Riesgo de colapso en el casing
Octopoda	6	Menor producción diferida Menores costos y tiempos vs la alternativa convencional Menores riesgos HSE	Atascamiento capilar Fugas No limpieza efectiva

Tabla 2. Comparación tecnologías de remediación

Criterios de diseño

Al no contar con registros de cementación de los revestimientos exteriores y ante la incertidumbre de la ubicación de la cima de cemento (TOC) en el espacio anular "C", fueron planteados tres escenarios de intervención:

1. Cima de cemento estimada a 7327 ft (Máxima profundidad a la cual se generaría colapso con columna de agua)
2. Cima de cemento estimada a 6178 ft (TOC reportada en el reporte de cementación de esa sección)
3. Cima de cemento estimada a 1583 ft (Mínima profundidad considerando volúmenes bombeados durante la cementación con desplazamientos uniformes y sin canalización durante el bombeo)

Objetivo de la operación:

Reducir el riesgo de falla del revestimiento y evitar la comunicación con el anular C a través de conexiones no diseñadas para manejo de gas.

Descripción de la operación de intervención anular

Debido a la incertidumbre acerca de la localización de la cima de cemento, y al no ser posible bombear una salmuera muy pesada que permitiera cuantificar la cima de cemento midiendo volúmenes de retorno fue necesario evaluar la cima de cemento analizando el gradiente de cambio en la densidad de fluido debido a la solución de salmuera en agua dulce desde el punto de inyección hasta el tope de cemento.

Para realizar estos cálculos fue necesario evaluar el índice de solubilidad de la salmuera de 9.2 ppg en el coctel de 8.27 ppg.

Se efectuó la evaluación del cambio de densidad generado en un diferencial de volumen inyectado al espacio anular a la altura de la zapata de 20".

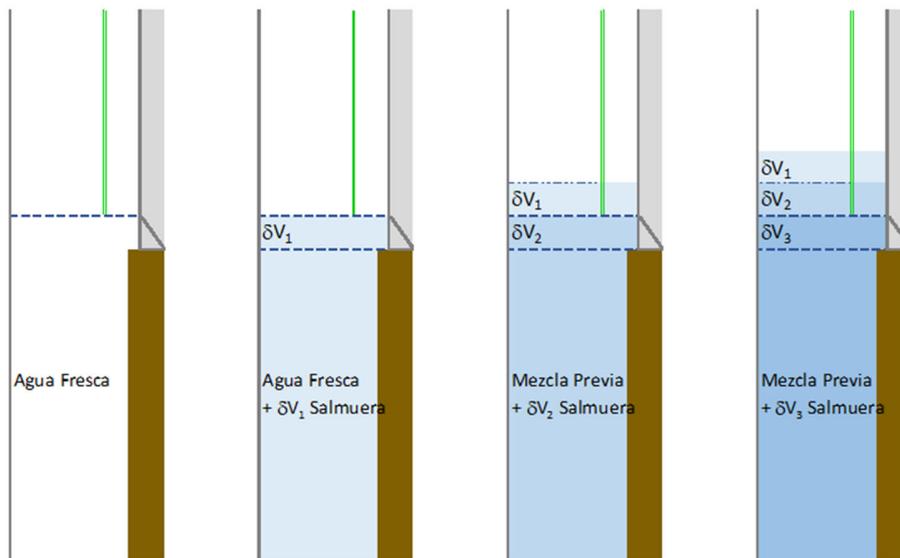


Fig 8. Distribución de densidades en una columna combinada de agua y salmuera con bombeo puntual

Al introducir un diferencial de volumen al espacio anular, este diferencial de volumen se mezcla con el agua fresca desde el punto de inyección hacia abajo. Esto genera una mezcla con una densidad que es equivalente al volumen de salmuera mezclada con el volumen total de agua fresca desde el punto de inyección hasta la cima de cemento.

Cuando un segundo diferencial de volumen es bombeado dentro del espacio anular, el espacio anular desde el punto de inyección hacia abajo ya cuenta con una nueva densidad generada por la mezcla de agua fresca y el diferencial de volumen de salmuera, esta nueva densidad se considera en el volumen total encontrado entre el punto de inyección y la cima de cemento. Este proceso se repite mientras exista diferencia entre la densidad de la salmuera y la densidad del líquido contenido en el espacio anular desde el punto de inyección hasta la cima de cemento.

A su vez, cada vez que un diferencial de volumen de salmuera es inyectado, la columna que sube a superficie es desplazada hacia afuera del pozo, de esta forma mientras se siga bombeando salmuera se generará un gradiente de densidades que tendrá una pendiente equivalente al volumen existente por debajo del punto de inyección, y este volumen es equivalente a la profundidad a la cual se encuentra el tope de cemento.

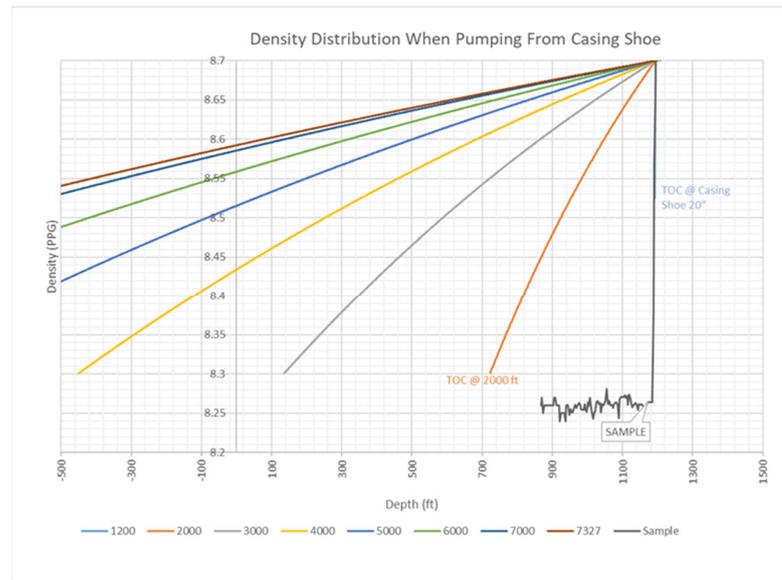


Fig 9. Distribución de densidades para diferentes profundidades con bombeo cercano a fondo

Se generaron curvas para diferentes profundidades de la cima de cemento para poder ajustar la curva de gradiente de densidades a la curva más cercana generada con profundidades preestablecidas.

Esta curva comparada con las curvas generadas por cálculos de volumen referidos a la cima de cemento se pudo deducir que la cima de cemento se encontraba muy cerca de la zapata de 20", ya que la pendiente de variación en el gradiente de densidades fue extremadamente rápida con respecto al caudal bombeado y la profundidad lineal alcanzada con estos caudales.

Con esta información fue posible definir la cima de cemento a la altura de la zapata de 20", y de esta manera continuar con la colocación del tapón de fondo para asegurar la zapata y el sello hidráulico en el anular C.

Se ingresó al espacio anular C con una manguera de 11.5 mm alcanzando una profundidad máxima de 1148 pies, se inició bombeo de Formiato de Sodio de 9,2 ppg hasta completar 148 barriles, una vez homogenizada la columna hidrostática, se inició el bombeo de resina de 10 ppg para colocar un tapón de 2.64 barriles sobre la cima de cemento.

Una vez finalizado el bombeo de resina se procedió a bombear formiato de Sodio (SG 9,2 ppg) para desplazar la resina de las mangueras de succión, bombeo y garantizar que el tramo de manguera dentro del espacio anular quedara lleno de resina, se procedió a cortar la manguera quedando dentro del espacio anular 1148 pies de manguera. Se procedió a realizar un lavado interno del equipo de Intervención Anular alineando la descarga a la línea de retornos. Se esperó curado de la resina por 24 horas. Posterior a esto, se realizó una prueba hidrostática para corroborar la integridad en el cabezal y se dio por concluida la operación.

Discusión

La posibilidad de realizar intervenciones directas dentro del espacio anular abre las opciones de remediación a un variado número de operaciones. Las dos remediaciones realizadas en Colombia fueron las primeras a nivel global donde se llevaron a cabo las actividades aquí descritas. La operación en el pozo "A" representó la primera vez que se colocaron dos tapones de resina en el mismo espacio anular en el mundo. Gracias a la planeación de gradientes de densidad y la manipulación de fluidos dentro del espacio anular, fue posible la

colocación de un tapón de fondo y posteriormente un tapón balanceado en una sola corrida.

La operación en el pozo “B” fue la operación más profunda hasta ese momento, con lo cual se rompió la marca de máxima profundidad alcanzada en un pozo, y fue también la primera operación del sistema Octopoda™ realizada en el continente americano.

La utilización del gradiente de densidades en el retorno de fluidos posibilita la medición de parámetros adicionales en el pozo como la cima de cemento en caso de no conocerse; y con la predicción de las densidades de retorno antes de la operación es posible detectar condiciones inestables o aportes no identificados durante la operación.

El bombeo de resinas y otros productos sellantes en el espacio anular a profundidades específicas permite la colocación de barreras adicionales posicionadas a profundidades específicas y evita la contaminación de los líquidos bombeados, en el caso de bombeo forzado desde superficie, por la presencia de flujos turbulentos en la parte anterior al punto de inyección.

Conclusiones

El uso de gradientes de densidad para la localización de restricciones y definición de ubicación de las columnas de fluidos ha sido una herramienta muy útil para el control y corrección de problemas de integridad en los espacios anulares. Así mismo, permite la colocación en forma precisa de tapones en columnas donde no es posible monitorear los niveles con métodos tradicionales.

En el pozo “A”, el uso de la tecnología Octopoda™, nos permitió finalizar la operación de colocación de dos tapones de resina en forma segura y con la certeza de que ambos tapones fueron ubicados en los puntos requeridos para detener la migración de hidrocarburos hacia espacios no deseados, garantizando una barrera efectiva en el espacio anular donde se tenía un daño por integridad.

En el pozo “B” fue posible agregar una barrera de pozo adicional al anular C, extendiendo la vida productiva del pozo y sin afectar la producción del mismo.

Con la comparación entre este sistema y los métodos convencionales de remediación de daños de integridad se puede concluir que, para los casos aquí descritos y analizados, fue la opción más adecuada desde los puntos de vista económico, operativo y de seguridad. Se adaptó perfectamente a las necesidades que se presentaron en ambos pozos y permitió la remediación de las fallas de integridad sin necesidad de adicionar riesgos por exposición a cambios de presión, sin afectar la producción por cierre o sin causar daño de formación por exposición a fluidos de control durante un trabajo de workover.

Referencias

ISO 16530-1:2017 Petroleum and natural gas industries - Well integrity - Part 1: Life cycle governance

API RP 90-2 Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells

NORSOK STANDARD D-010 Well integrity in drilling and well operations