

Prueba tecnológica de estimulación de pozos petroleros mediante la tecnología ultrasónica (PU) en pozos del AIATG

*MI. Jaime Granados Cáliz
Dr. Fernando S. Flores Ávila
Pemex*

Información del artículo: Recibido enero 2012-aceptado diciembre 2012

Resumen

Entre los retos tecnológicos en explotación de pozos, se encuentran aquellos relacionados a la rápida declinación y baja productividad de pozos debido al **daño a la formación**. Esto ocurre de forma temprana en la mayoría de los pozos del AIATG de la Región Norte de PEMEX. La **tecnología de estimulación ultrasónica** busca el **restablecimiento de permeabilidad** al reducir o remover dicho daño, lo que resulta de particular interés para el AIATG. En este estudio, se analizan los resultados de pruebas realizadas, incluyéndose antecedentes, objetivos y alcances, marco teórico, desarrollo de las mismas, conclusiones y recomendaciones.

Acorde a comportamiento de la presión en cabeza de pozo como resultado de las pruebas, se observó mejora de productividad en dos pozos, por 10 y 25 días respectivamente; para otro no se observó respuesta alguna. La prueba en un cuarto pozo fue interrumpida por contingencia climatológica. Así, los **incrementos de producción esperados fueron temporales** e insuficientes para cumplir con la expectativa de al menos cuatro meses de permanencia del beneficio; por tanto, **los logros alcanzados se consideraron limitados**.

Cualitativamente, se puede mencionar que si todos los elementos requeridos se encuentran disponibles en tiempo y lugar, y si se procede acorde a programa, la instalación y operación del sistema, no resultan complicados y el tiempo empleado resulta adecuado; además, no se observaron evidencias de uso inseguro o dañino al medio ambiente, instalaciones o al personal. En el aspecto económico, los precios previamente conocidos hacen inviable la aplicación de esta tecnología, para los pozos estándar del AIATG.

Oil well stimulation test with ultrasonic technology, in AIATG wells

Abstract

Among technological challenges in oil fields exploitation, are those associated to fast declination and low productivity wells, associated to **formation damage**. This condition occurs early in most of the wells of AIATG asset, in the North Region of PEMEX. That is why oil well **stimulation with ultrasonic technology**, which offers **permeability reestablishment** by reducing or removing formation damage, becomes interesting, and four technological tests were performed in wells of this asset. Results of these tests were analyzed in this study, which includes background, objectives and scope of the tests, overview on theoretical frame of ultrasonic stimulation, tests progress, and related conclusions and recommendations.

According to well head pressure response as result of ultrasonic stimulation tests, productivity improvement was observed in two wells, but remaining only 10 and 25 days respectively, for a third case none reaction of the well was

obtained, and a fourth test was interrupted by climatological contingency; reflect of this circumstance, **production increases expected occurred only temporally**, not enough to satisfy the four months or longer projected benefit permanency; so **achievements were considered limited**.

As qualitative evaluation, it was noted that if all required elements are disposed on time in situ and proceeding according to action plans, installation of the equipment and operation by itself is easy and times spent are acceptable; besides, no evidence of unsafe or harmful use for personnel, facilities or environment was perceived. In the economic aspect, preliminary known prices makes unviable this technological application, unless for standard wells of the AIATG.

Introducción

Antecedentes

En el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), se presentan retos tecnológicos importantes, tales como: complejidad geológica, heterogeneidad y discontinuidad de la roca; baja energía del yacimiento y poca capacidad de flujo, debido principalmente a baja permeabilidad. Esto hace importante la identificación, evaluación e implementación de tecnologías que sirvan para enfrentar estos retos y al mismo tiempo optimizar los costos operativos, aspecto particularmente importante en el AIATG.

Una vez identificada y analizada la tecnología para estimulación de pozos denominada PU (Ultrasonic Technology), basada en la emisión de pulsos ultrasónicos, con objeto de restablecer la permeabilidad de los yacimientos al reducir o eliminar daño a la formación, se procedió a realizar una Prueba Tecnológica (PT) en pozos del AIATG, con la finalidad de evaluar su efectividad y efectos, en el logro de los propósitos principales siguientes:

- 1) Recuperar la productividad del pozo en gasto bruto fluyente (> 30%, al menos por cuatro meses) o reducir intermitencia y/o incrementar tiempos de afluencia en pozos intermitentes.
- 2) Evaluar el uso seguro, con personal y medio ambiente, facilidad/rapidez de instalación y versatilidad.
- 3) Optimización de costos.

Desarrollo del tema

Problemática general

Un yacimiento originalmente en equilibrio físico y químico puede alterarse por los fluidos presentes en los procesos de perforación, terminación, estimulación, e incluso en su fase de producción. Dichos fluidos comúnmente contienen diferentes tipos de materiales tales como: sales, sólidos del material densificante, arcillas y productos químicos para el control de filtrado, entre otros, los cuales pueden alterar significativamente las características petrofísicas en la vecindad del pozo. Del mismo modo: sólidos de perforación, partículas de cemento, residuos de perforación, óxidos de hierro, depósitos orgánicos e inorgánicos, grasa lubricante, material pulverizado de las arenas de fractura, parafinas, asfaltenos, inhibidores de corrosión, surfactantes, bacterias y emulsiones, por nombrar algunos, son también agentes causantes de daño.

Las alteraciones al yacimiento incluyen: cambio en la estructura de las arcillas, cambio en la mojabilidad de la roca y taponamiento por sólidos o emulsiones, con la caída consecuente de presión adicional en la zona de daño.

En el estudio de productividad de pozos, es necesario analizar los factores que inciden en el índice de productividad, a modo de dirigir esfuerzos a aquellos que pueden alterarse a favor de dicho índice; estos factores son los siguientes: presión disponible, permeabilidad y espesor del intervalo, relación de radios drene/pozo, factor de volumen y viscosidad de los fluidos, así como el “efecto de película”, **Figura 1⁽¹⁾⁽²⁾**.



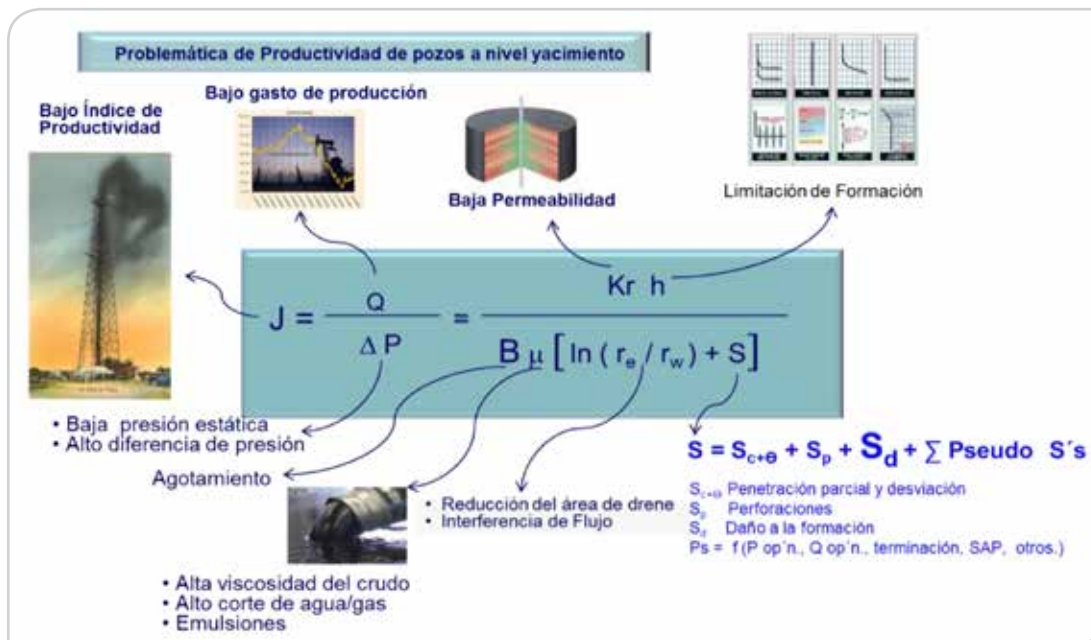


Figura 1. Factores que afectan el índice de productividad de pozos.

El “efecto de película” o “skin efect”, muchas veces referido como “factor de daño”, obedece no sólo al efecto de daño a la formación, sino a una combinación de varios efectos, como son la penetración parcial y desviación del pozo; efecto por perforaciones; algunos pseudo-efectos derivados de las condiciones de explotación, como la presión y el gasto; y el efecto de daño a la formación en sí, que en el presente caso es el foco de interés, ya que es el factor que la tecnología propuesta intenta alterar a modo de favorecer el índice de productividad⁽¹⁾.

En la práctica es posible estimar la producción esperada para un pozo mediante ciertas evaluaciones y correlaciones, normalmente con respecto a pozos vecinos con características similares. Sin embargo, hay situaciones comunes en los que el pozo analizado produce menos de lo esperado; la diferencia entre la producción esperada y la real se debe al efecto de la alteración de las propiedades petrofísicas de la formación, particularmente la permeabilidad en la vecindad del pozo. Este fenómeno se relaciona con el daño a la formación y es una de las causas principales de que muchos pozos de petróleo, gas o inyección de agua, presenten baja productividad o inyectabilidad.

Marco teórico de la tecnología

Como anteriormente se mencionó, durante la perforación, intervenciones en pozos y su misma producción, la zona cercana a la cara de la formación se ve afectada en su permeabilidad, y por tanto en el flujo de fluidos hacia el pozo; este es el efecto negativo de daño a la formación. Para corregir este daño, la estimulación ultrasónica crea un efecto de remoción de la capa de daño, mediante excitación con vibraciones elásticas de frecuencia ultrasónica emitidas hacia el medio líquido del espacio poroso afectado, restableciendo la permeabilidad y estimulando el flujo de aceite y gas hacia el pozo, y por ende recuperando la productividad del mismo.

PU (ULTRASONIC TECHNOLOGY) es una tecnología basada en la emisión de pulsos ultrasónicos que generan efectos de cavitación y resonancia, que combinados causan la eliminación de materiales que provocan el daño en la cara de la formación, reduciendo y restaurando su permeabilidad, y por ende la productividad o inyectabilidad del pozo, **Figura 2** ⁽³⁾. Es del tipo selectiva y ecológica, se recomienda en campos maduros, yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos areno arcillosos y yacimientos de crudo pesado. Desde el año 1990, más de 300 pozos se han tratado con esta tecnología ⁽³⁾.

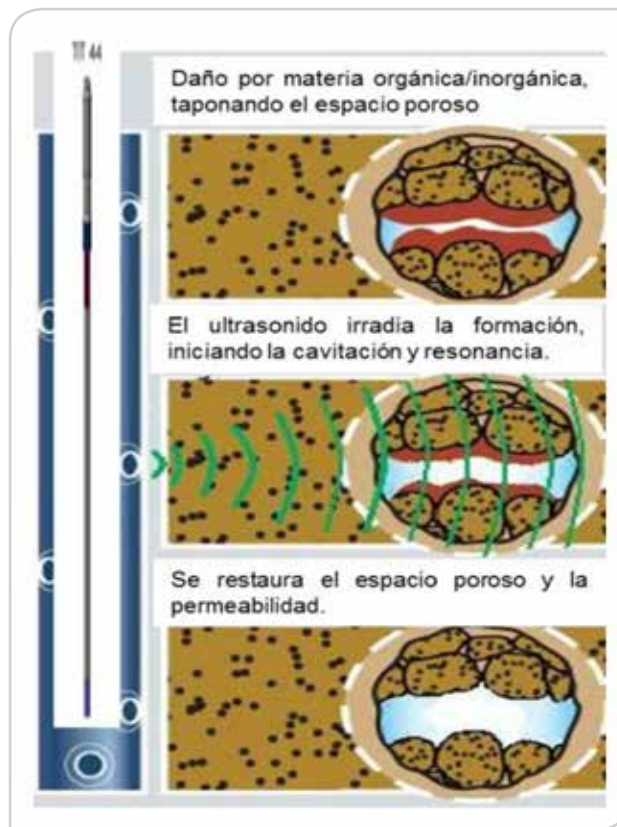


Figura 2. Efecto de la tecnología PU.

El concepto de resonancia se refiere a cuando dos o más cuerpos oscilan a la vez, bajo la acción de fuerzas externas relativamente débiles que actúan de modo periódico sobre estos; la cavitación es la formación y acción de cavidades en el interior de un líquido expuesto a un estímulo ultrasónico intenso. En un medio líquido las ondas ultrasónicas

generadas crean ondas de compresión y depresión, lo que origina el fenómeno de implosión (aparición de una burbuja, expansión lenta, contracción rápida y emisión de energía), que es el instante en el cual la velocidad de la burbuja alcanza la velocidad del sonido en el líquido, formando así una discontinuidad, **Figura 3.**⁽³⁾



Figura 3. Efectos de resonancia, cavitación e implosión.

Sección Técnica

Otros efectos.- Mecánico (vibración y choque de ondas con las partículas sólidas, energía cinética, cambios de tensión y presión), térmico (cambios de energía acústica a térmica, aumento de temperatura) y químico (reacciones físico-químicas exotérmicas).

Especificaciones y características técnicas ⁽³⁾

La tecnología está conformada por equipo principal para la generación de oscilaciones electromagnéticas de frecuencia 15-22 kilohercios y su transformación en oscilaciones mecánicas de gama ultrasónica, y por equipo auxiliar para el transporte de ondas, ajuste y la estabilización de operación del equipo principal para el control de las operaciones.

El equipo principal incluye:

Generador ultrasónico PG20250, Figura 4

- Dimensiones del generador PG20250 550x730x690 mm.
- Alcance del ultrasonido en campos: 20 khz a más de 2 m desde la pared del pozo; 4.5 a 14 Kw/m³
- Tiempo de fallo más de 4000 horas;
- Tiempo de vida más de 3 años.

ESPECIFICACIONES DE GENERADORES ULTRASONICOS		
Modelo	PG20150	PG20250
V, fuente de poder de voltaje	3x400 V; 50Hz/60 Hz	3x400 V; 50Hz/60 Hz
V, Fuente de alimentación	7500	15000
KHz, Frecuencia	20kHz ± 500 kHz	20kHz ± 500 kHz
W, potencia media de salida continua	5000	10000
V (AC), Salida de Voltaje	870 V	1250 V
mm, Dimensiones	270x150x150	400 x160x370
Kg, Peso	37	45

Figura 4. Ficha técnica del generador PG20250.

Sondas ultrasónicas, Figura 5

- Radiador piezocerámico eléctrico y dispositivos electrónicos **TIT-44**
- Radiador piezocerámico eléctrico y dispositivos electrónicos **TIT-76**
- Tiempo de fallo más de 500 horas
- Tiempo de vida más de 1 año

ESPECIFICACIONES DE RESONADORES S ULTRASONICOS		
MODELO	TIT-44	TIT-76
W, fuente de poder	500	1000
kW/m ² , Poder de densidad	4,5	9
KHz, Frecuencia	20	20
∅XL mm , Dimensiones	44 x 1600 (1,7" x 52 f)*	76 x 1200* (3" x 40 f)*
Kg, Peso	7,85 (17lb)	8 (17,7lb)

* Las dimensiones pueden cambiar dependiendo del material que sea usado en el dispositivo

Figura 5. Ficha técnica del resonador (TIT-44 y TIT-76).

Equipo auxiliar incluye:

Cable geofísico: PSKOVGEOCABLE, Figura 6

- Longitud de 2500 m.
- Capacidad..... 1000 voltios y hasta 6 amperes
- Resistencia de ruptura..... 60 kN
- Temperatura máxima de trabajo..... 150 °C
- Peso específico 415 kg/km
- Diámetro nominal 10.25 mm (0.404" ± 0.010")
- Voltaje nominal 1200 vdc
- Resistencia máxima de la armadura... 5.0 ohms/km
- Resistencia máxima del conductor..... 23,7 ohms/km
- Capacitancia del conductor..... 141±5 pikofaradios/m
- Tolerancia en longitud total +5% -3%
- Coeficiente de elongación 0.25 m/km/kN



Sección Técnica

Megahmetro m 4100/4
Multímetro rd-700
Oscilógrafo c1-72

Alimentación eléctrica:

3 Fases 400 V, 16Kw, 50-60 Hz, $\pm 10\%$, (Energía eléctrica requerida no mayor de 10 kw)

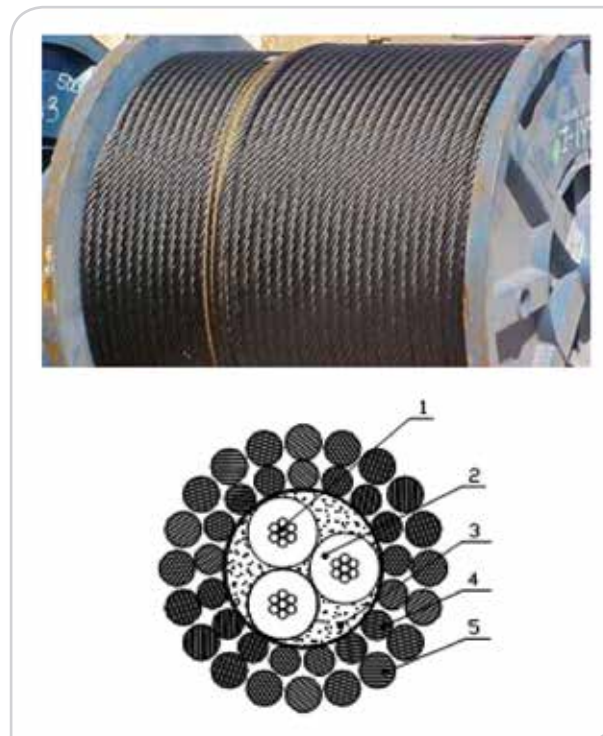


Figura 6. Cable geofísico.

Condiciones generales del área seleccionada (campos del AIATG) ⁽²⁾

Los campos Escobal y Agua Fría parte de los 29 campos del AIATG, se explotan desde finales de los 80's y principios de los 90's. Situados en municipios de los estados de Veracruz y Puebla, pueden considerarse particularmente representativos de los campos con mayor conocimiento y desarrollo actual del activo; corresponden al Paleocanal del Chicontepec y están constituidos por arenas y lutitas, en trampas interestratificadas del Paleoceno-Eoceno Inferior, con bajas porosidades, permeabilidades y presiones iniciales del orden del 10 %, 0.1 md y 80-360 kg/cm², respectivamente, producen aceite en el rango de

18-45 °API y su gas asociado, normalmente con presencia de permeabilidad del tipo secundario por acción de fracturamientos hidráulicos inducidos. La declinación de sus pozos es muy fuerte y su vida fluyente muy corta, con un promedio de cinco meses, lo cual se presume como un indicador de daño a la formación.

Condiciones de los pozos seleccionados ⁽²⁾

Los criterios de selección para la aplicación de la estimulación ultrasónica se exponen en la **Tabla 1**, así como las condiciones de los pozos seleccionados.

Tabla 1. Pozos seleccionados para prueba de estimulación ultrasónica en el Activo ATG.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA PRUEBAS DE ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA CON LA HERRAMIENTA "PU"											
POZO	DECLINACION DE PRODUCCION	DECLINAMIENTO SIGNIFICATIVO DE PRESION DE FONDO	POROSIDAD > 5%	RGA < 10 M3/M3 @ c.y.	VISCOSIDAD < 10 Cp @ c.y.	CORTE DE AGUA < 80%	°API > 20°	ARCILLA < 5%	TEMP < 90°C	PRESION DE FONDO < 255 kg/cm2	POSICIONAMIENTO +- 1 m
ESCOBAL- 576	OK	Si	11.4	5.19	≈ 2 (*)	5	25°	≈ 23.4 (+)	60	119 (cdo.)	OK
AGUA-FRIA - 632	OK	Si	10.5	2.40	≈ 4 (*)	74	15°	≈ 19.7 (+)	≈ 70 (*)	≈ 125 (c) (abto.)	OK
AGUA-FRIA - 652	OK	Si	8.1	3.27	≈ 4 (*)	3	19°	≈ 19.1 (+)	≈ 70 (*)	≈ 144 (c) (cdo.)	OK
AGUA-FRIA - 654	OK	Si	9.5	2.2	≈ 4 (*)	17	29°	≈ 32.6 (+)	≈ 75 (*)	≈ 150 (c) (abto.)	OK

(*) Dato por correlación; (+) Considera las capas de arcilla interestratificadas, la arcillosidad de las capas de arena se estima <<5%; (c) Dato estimado

Escobal 576: Se terminó en julio de 2009; se disparó y fracturó el intervalo 1507-1527 m, obteniéndose en su prueba de producción inicial un gasto de 97 bpd de aceite y 0.07 mmpcd de gas, fluyendo por estrangulador de 3 mm con $p_{th} \approx 24$ kg/cm². De datos históricos, se observó desde su inicio de producción un comportamiento pobre, que obligó a manejarlo como pozo intermitente, característico de los pozos de estos campos. Previamente a la estimulación ultrasónica se efectuó la calibración del pozo y registro de presión de fondo (cerrado), midiéndose las presiones en cabeza y fondo respectivamente de 25 y 119 kg/cm². Se detectó huella de arena a 1522 m, indicando intervalo productor obstruido parcialmente, como se ilustra en el estado mecánico, **Figura 7**. Este pozo (en su calidad de intermitente) se mantuvo cerrado previamente a la estimulación ultrasónica, con la finalidad de que la energía acumulada sirviera para el desalojo del material que teóricamente se precipitaría durante la estimulación, por lo que no se realizó medición previa. Se acordó entonces que el pozo se evaluaría en términos de reducción de la intermitencia, e incremento de los tiempos de afluencia.

Agua Fría 632: Terminado en julio de 2009, disparado y fracturado en el intervalo 1366-1385 m, obteniéndose en su prueba de producción inicial 237 bpd de aceite, fluyendo por estrangulador de 3 mm con $P_{th} \approx 46.4$ kg/cm². De datos históricos, se observó desde su inicio de producción un comportamiento regular, sin embargo, con rápida declinación, característico de los pozos de estos campos. Previamente a la estimulación ultrasónica se intentó la calibración del pozo y tomar el registro de presión de fondo con ULA, sin éxito, debido a que presentó resistencia por aceite viscoso; posteriormente se efectuó la calibración con URE, determinándose una profundidad interior de 1425 m, como se ilustra en el estado mecánico, **Figura 7**. Para obtener información de referencia previa a la prueba, se midió con equipo portátil "fluidor" fluyendo por estrangulador de 3 mm de diámetro, resultando gasto bruto promedio de 60 bpd (74% agua), dato que se utilizó como referencia para efectos de evaluación de la prueba **Figura 8**; para el mismo fin se contó con datos referenciales de presión en la cabeza del pozo con promedio de 20 kg/cm², y últimos valores previos a la prueba de 26 kg/cm².

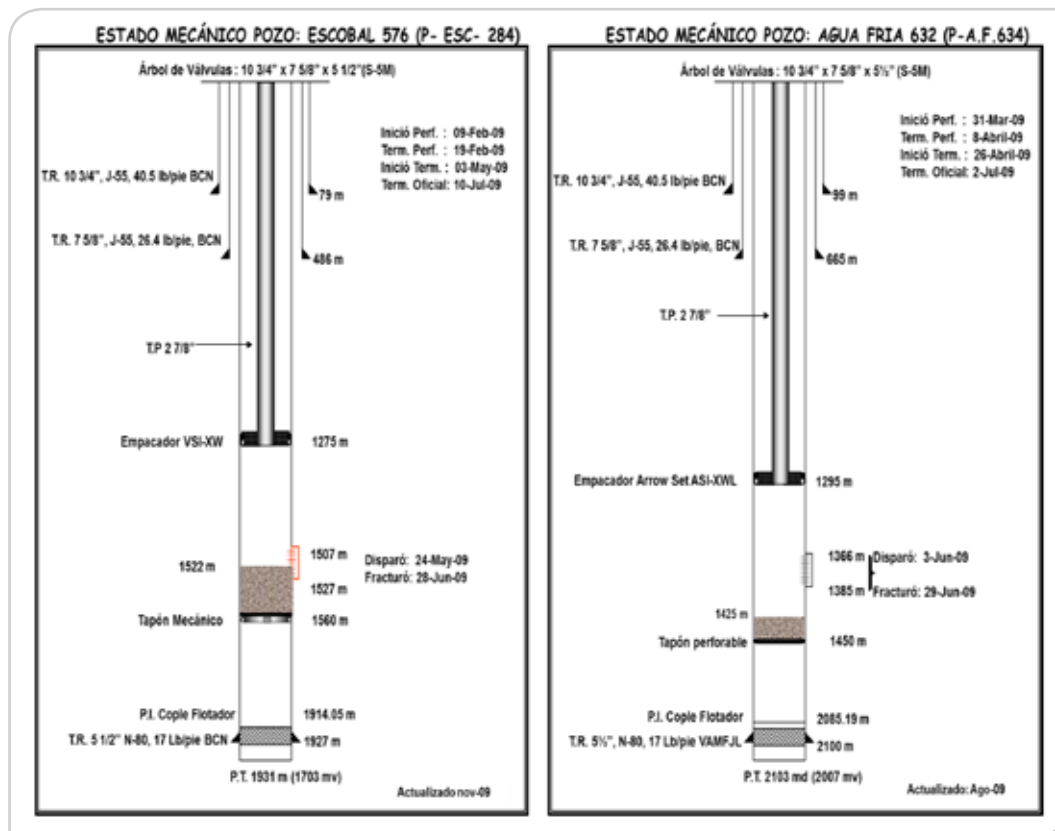


Figura 7. Estados mecánicos pozos Escobal 576 y Agua Fria 632.

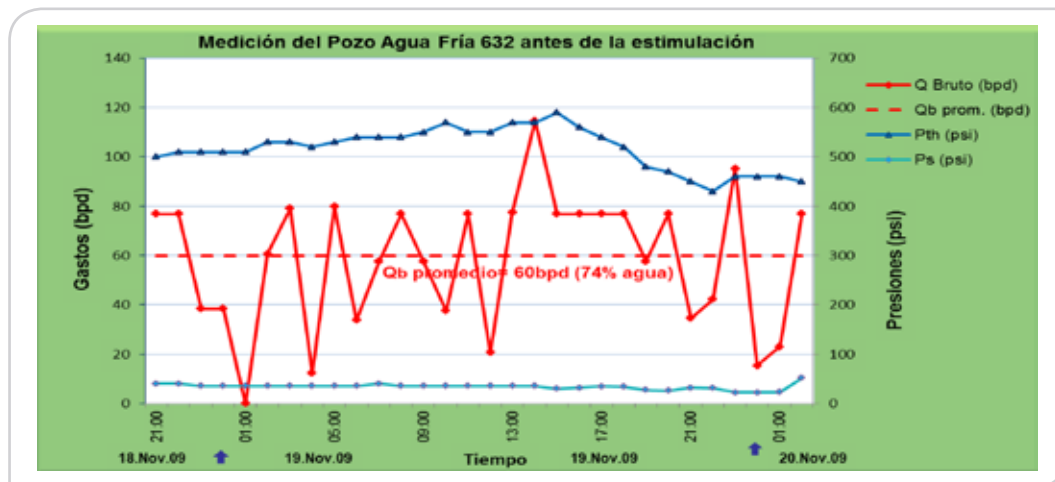


Figura 8. Mediciones del pozo Agua Fria 632 antes de la estimulación.

Agua Fría 652: Terminado en junio de 2009, se disparó y fracturó el intervalo 1422-1450 m, obteniéndose en su prueba de producción inicial 129.6 bpd de aceite, fluyendo por estrangulador de 3 mm con $P_{th} \approx 94.2 \text{ kg/cm}^2$. De datos históricos, se observó desde su inicio de producción un comportamiento regular; sin embargo, con declinación rápida hasta alcanzar el estado de intermitente. Previamente a la estimulación ultrasónica se efectuó calibración con URE, determinándose profundidad interior a 1437 m, indicando intervalo productor obstruido parcialmente, como se muestra en la **Figura 9**. Para obtener información de referencia previa a la prueba, se intentó medir, resultando que fluía apenas 0.002 MMpcd de gas, incluso alineado directamente a la presa metálica, lo que corroboró su baja presión de fondo fluyendo y su estado intermitente. Se determinó que este pozo caería en el criterio de evaluación de reducción de intermitencia e incremento de los tiempos de afluencia. Como datos referenciales de la presión en la cabeza del pozo (P_{th}), para efectos de evaluación de la prueba, se observó abatimiento desde los 34 kg/cm^2 al abrir y fluir con 12 kg/cm^2 , cayendo a presión de línea y dejando de fluir en máximo dos días.

Agua Fría 654: Terminado en agosto de 2009; se disparó y fracturó el intervalo 1755-1776 m, obteniéndose en su prueba de producción inicial 216.0 bpd de aceite y 0.134 MMpcd de gas, fluyendo por estrangulador de 4 mm con $P_{th} \approx 28.0 \text{ kg/cm}^2$. De datos históricos, se observó desde su inicio de producción un comportamiento regular, sin embargo, con declinación rápida hasta alcanzar un nivel muy cercano a condición de intermitente. Previamente a la estimulación ultrasónica se efectuó calibración con URE, determinándose la profundidad interior a 1760 m, indicando intervalo productor obstruido parcialmente, como se muestra en la **Figura 9**. Para obtener información de referencia previa a la prueba, se midió con equipo portátil "fluidor", fluyendo por estrangulador de 4 mm de diámetro, resultando gasto bruto promedio de 39 bpd (17% agua), dato que se utilizó de referencia para efectos de evaluación de la prueba **Figura 10**; para el mismo fin se contó con datos referenciales de presión en la cabeza del pozo (P_{th}), con promedio de 17 kg/cm^2 , y últimos valores previos a la pruebas de 15 kg/cm^2 .

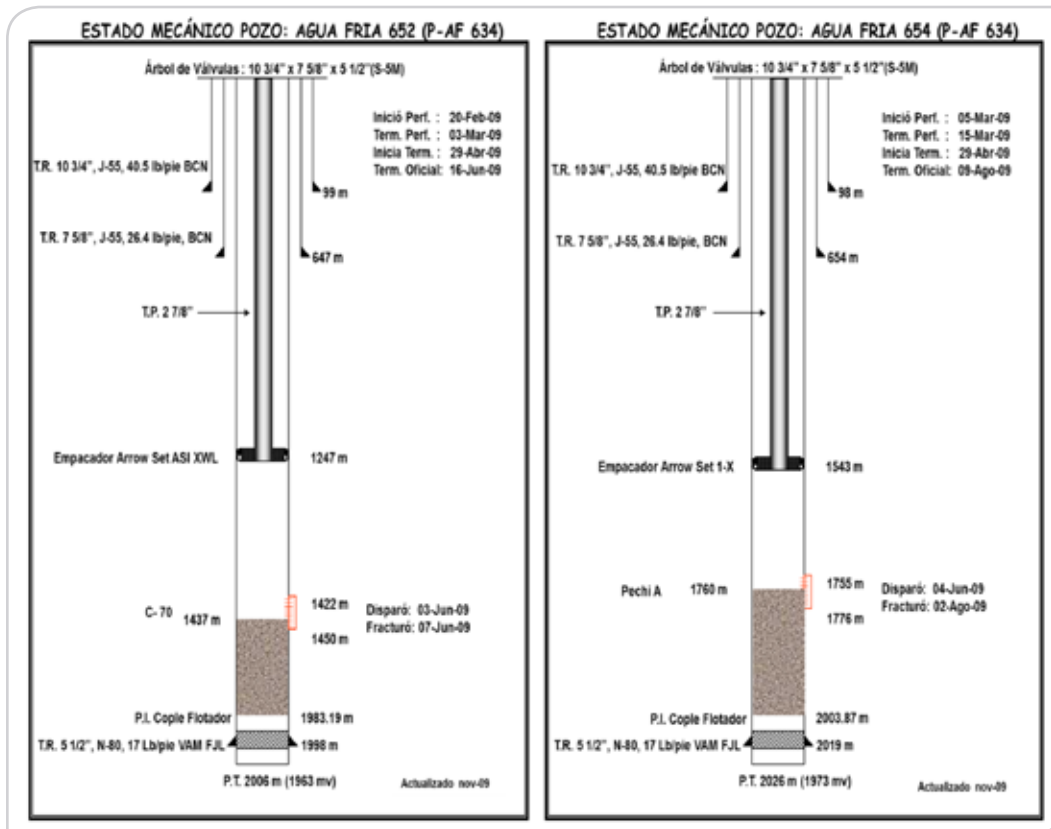


Figura 9. Estados mecánicos pozos Agua Fría 652 y 654.

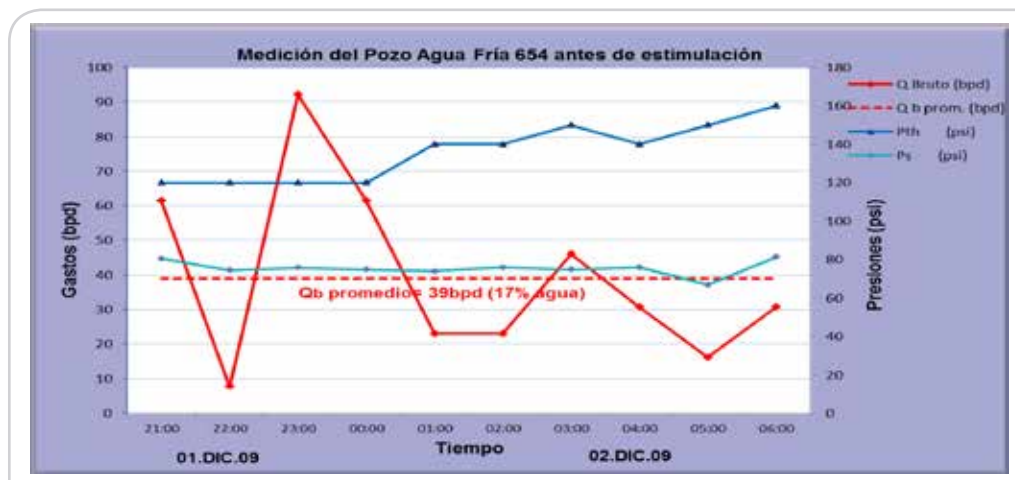


Figura 10. Mediciones del pozo Agua Fría 654 antes de la estimulación.

Desarrollo y resultados de la prueba ⁽²⁾

Del 10 al 21 de noviembre del 2009 se realizaron los trabajos previos a la PT, que consistieron básicamente en verificar la compatibilidad entre las herramientas que la compañía proveedora utilizaría y la URE de PEP (conectividad, accesorios, etc.). Se identificó la necesidad de adecuar algunos componentes como los hules del preventor, guía del cable y contrapesos. Al mismo tiempo, se procedió a “madurar” el cable eléctrico nuevo que proporcionó la compañía proveedora (se operó durante tres días en pozo expreso para tal fin, bajo condiciones de riesgo controlado). Así mismo, se efectuaron reuniones previas con personal de las áreas SIPA, COPIE y de la UOP, con la finalidad de consultar, informar y coordinar los trabajos que se realizarían.

Escobal 576: El día 22 de noviembre del 2009 se iniciaron los trabajos de estimulación ultrasónica, donde mediante previa calibración se detectó el intervalo productor parcialmente obstruido. Se efectuó una primera fase con la herramienta ultrasónica cónica por un tiempo aproximado de 3.5 horas. La compañía proveedora propuso operar la misma herramienta por estaciones de 50 min/m intervalo, en orden ascendente y descendente, para observar posibles efectos desde esta etapa. Al extraer la herramienta el cable eléctrico presentó daño en su compactación (“entorchamiento” o “jaula de pájaro”), lo que motivó suspender la segunda fase programada hasta verificarse disponibilidad,

compatibilidad y funcionalidad de otro cable por parte de UOP y de la compañía proveedora. Al intentar reanudar la segunda fase, debido a intensas lluvias la macropera quedó en pésimas condiciones, determinando el personal de la UOP a cargo que las condiciones eran inseguras para reinstalarse, decidiéndose el día 26 de noviembre suspender las operaciones en ese pozo.

Previo a su apertura para estimularse, el pozo registró 13 kg/cm², y después del inicio de la estimulación aportó fluidos hacia presa metálica por aproximadamente 24 hrs, fluyendo por estranguladores desde 3 mm hasta por 19 mm, práctica con la que se pretendía el desalojo de material sólido en su primera fase; observándose “cabeceo”, oscilando la p_{th} entre 11 y 0 kg/cm², y solo trazas de arena, aportando 40 barriles. Ya que la intervención se interrumpió al concluir su primera fase, debido a la falla del cable y a la contingencia climatológica que se presentó, además del comportamiento de flujo descrito; se cerró el pozo para recuperar presión y observar comportamiento, aunque finalmente se canceló la intervención por permanecer malas condiciones en la macropera. Aun así, considerando que podría haber presentado alguna respuesta positiva, se realizó la revisión del pozo después de haberse dejado cerrado para observación por espacio de aproximadamente 15 días, encontrándose con presión en la cabeza acumulada de 30 kg/cm², abatiéndose en menos de 10 horas hasta contrapresión de línea. Se presentan evidencias fotográficas, **Figuras 11 y 12:**



Figura 11. Herramienta ultrasónica para estimulación vertical.



Figura 12. Papel aluminio pulverizado en prueba de superficie.

Agua Fría 632: Después de detectarse que el intervalo productor estaba libre, el día 26 de noviembre del 2009 se iniciaron los trabajos de estimulación ultrasónica. Se efectuó solamente la fase de estimulación directa al intervalo de interés con la herramienta ultrasónica larga, emitiendo las ondas acústicas por estaciones de 3 hr/m en orden ascendente.

Fue necesario fluir el pozo hacia la presa metálica para depresionarlo de tal forma que se pudiera bajar la sonda ultrasónica. Con el inicio de operación de la herramienta ultrasónica, en forma simultánea se comenzó a observar el flujo a través del sistema portátil de medición, presentándose una primera etapa de estabilización del sistema de medición, una segunda etapa de comportamiento estabilizado y una tercera etapa en que se tuvo que derivar el flujo a batería por llenarse

la presa metálica. Asimismo, se observó una cuarta etapa con comportamiento variable, probablemente por presentarse eventuales obstrucciones del área de flujo en la zona del estrangulador, ya que al manipular éste ligeramente (estrangulador variable), se restablecía el flujo regular; incluso se observó obstrucción del estrangulador fijo al intentar fluir el pozo a través de él. Por estas razones, previamente a alinearlos de forma definitiva a batería, se derivó a presa por diferentes diámetros. De información obtenida con el equipo portátil de medición “fluidor” del 28 al 30 de noviembre del 2009, a través del estrangulador de 3 mm de diámetro, donde se tuvieron condiciones aceptablemente estables, se obtuvieron los resultados siguientes en valores promedio: q bruto = 274 bpd (83% agua), q_g = 0.06 MMpcd y p_{th} = 25 kg/cm², tomando valores al final de la medición de alrededor de 30 kg/cm², **Figura 13**.



Figura 13. Medición después de estimular pozo Agua Fría 632.

Sección Técnica

Para este pozo, el promedio de la presión en la cabeza durante el mes previo a la estimulación fue de 20 kg/cm², con últimos valores del orden de los 26 kg/cm²; al alinearse nuevamente a batería a condiciones normales de flujo después de la estimulación, la presión en la cabeza del pozo se observó hasta en 33 kg/cm², permaneciendo arriba de 26 kg/cm² hasta el día 6 de diciembre, lo cual significa que la respuesta positiva permaneció durante aproximadamente 10 días, a partir de donde se observa abatimiento paulatino a un último valor registrado de 14 kg/cm² el día 22 de febrero del 2010, **Figura 14**. Cabe mencionar que en este pozo previamente a la intervención se observaba flujo sumamente emulsificado, y fue la razón por la que la compañía proveedora propuso aumentar el tiempo de exposición de la herramienta ultrasónica, indicando que eran los tiempos recomendados para este tipo de pozos; asimismo, durante los días posteriores inmediatos a la intervención se observaron flujos con porcentajes de agua superiores al 85% y hasta de 100% puntuales, lo cual con el paso del tiempo fue variando hasta fluir 99% aceite, indicando los últimos datos un promedio de 40% agua. Se presentan evidencias fotográficas, **Figuras 15 y 16**.

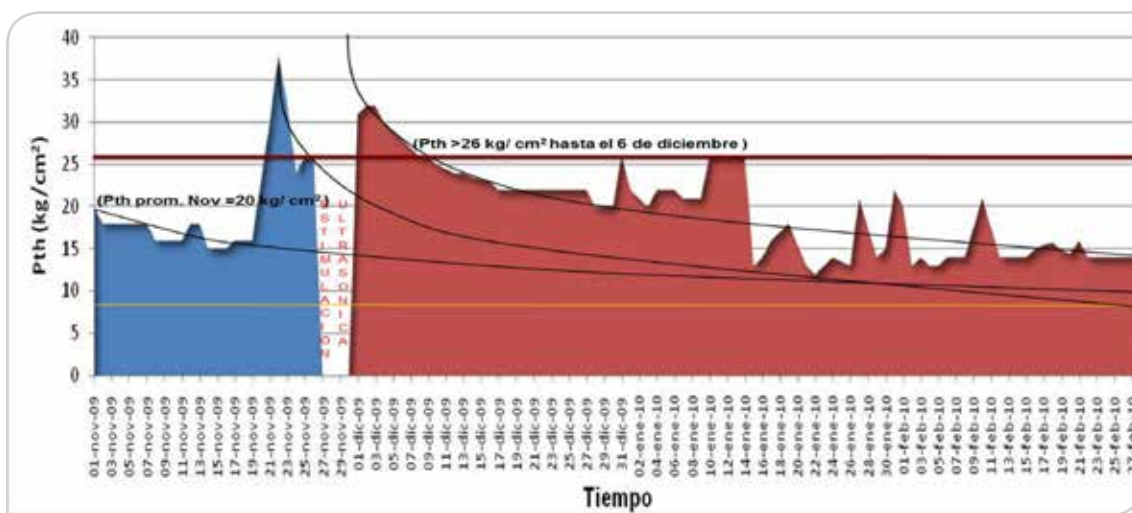


Figura 14. Registro de p_{th} antes y después de estimular pozo Agua Fría 632.



Figura 15. Hta. ultrasónica para estimulación lateral.



Figura 16. Aportando fluidos a presa metálica.

Agua Fría 652: El día 30 de noviembre del 2009 se iniciaron los trabajos de estimulación ultrasónica; durante la calibración previa se detectó el intervalo productor parcialmente obstruido. Se efectuó una primera fase ascendente con la herramienta ultrasónica “larga”, por estaciones de 3 hr/m al intervalo de interés, fase que se interrumpió en el tramo 1430.5-1429.5 m al no observarse respuesta positiva del pozo. Se ejecutó una segunda fase ascendente con la herramienta ultrasónica cónica, solamente en el tramo 1436.5-1435.5 m, resultando el mismo comportamiento del pozo, por lo que se decidió sacar la herramienta y concluir los trabajos en este pozo.

En este pozo se observó manifestación reducida de presión antes, durante y posterior a la estimulación ultrasónica. Simultáneamente a la estimulación se intentó inducir directamente hacia la presa metálica sin éxito, trabajando el pozo y resultando sólo acumulación de presión ($\approx 12-15 \text{ kg/cm}^2$) con flujo de gas, que se abatía rápidamente al reabrirse. Se alineó al equipo “fluidor” y directo a la presa metálica, sin manifestar flujo, por lo que se cerró para recuperar presión, y aunque recuperó al orden de los 14 kg/cm^2 , al reabrirse se abatía rápidamente, manifestando solamente flujo de gas, motivo por el cual se decidió dar por concluidos los trabajos. En revisiones posteriores se observó el mismo comportamiento hasta un evento de inducción con nitrógeno el 26 de diciembre, logrando fluir inicialmente con 30 kg/cm^2 , abatiéndose paulatinamente en 12 días

hasta dejar de fluir, sin lograr fluir nuevamente hasta el último reporte del día 2 de enero del 2010. Para este caso, debe establecerse que solamente se estimuló un 30% (8.5 de 28 m) de la longitud del intervalo de interés, por encontrarse obstruido parcialmente y también por la interrupción a causa de la mala respuesta del pozo.

Agua Fría 654: El día 2 de diciembre del 2009 se iniciaron los trabajos de estimulación ultrasónica; previamente a la calibración se detectó el intervalo productor parcialmente obstruido. Se efectuó una primera fase en forma ascendente con la herramienta ultrasónica “cónica”, por estaciones de 2 hr/m del intervalo de interés. Al revisar la profundidad interior 2 m más profundo, a 1760 m se operó con la misma herramienta en el tramo 1760-1758 m y finalmente otra fase de estimulación en orden ascendente con la herramienta ultrasónica “larga”; en el tramo 1759.5-1755.5 m. Se observó en la etapa final atrapamiento momentáneo de la herramienta, por lo que se sacó para evitar un atrapamiento definitivo posible.

Este pozo se requirió depresionarlo hacia la presa metálica para permitir bajar la sonda ultrasónica. Simultáneamente al inicio de operación de la herramienta ultrasónica, se alineó al sistema portátil de medición, presentándose una primera etapa de estabilización del sistema, una etapa que se derivó por estrangulador ampliado hacia fluidor y presa metálica, y posteriormente hacia batería por llenarse la presa metálica, por estrangulador de

Sección Técnica

4 mm. De información obtenida con equipo portátil de medición “fluidor” el 4 de diciembre del 2009 a través de estrangulador de 4 mm de diámetro, se obtuvieron los siguientes resultados en valores promedio: Q bruto = 116 bpd (0 % agua) y $p_{th} = 25 \text{ kg/cm}^2$, tomando valores al final de la medición en 24 kg/cm^2 , **Figura 17**.

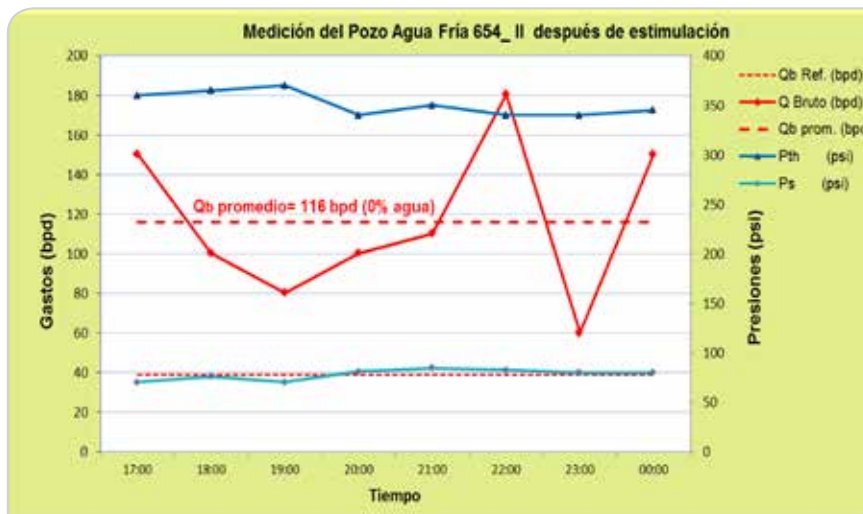


Figura 17. Medición después de estimular pozo Agua Fria 654.

Para este pozo, el promedio de la presión en la cabeza del pozo en el mes previo a la estimulación fue de 16 kg/cm^2 , con últimos valores en el orden de los 15 kg/cm^2 ; al alinearse nuevamente a batería a condiciones normales de flujo después de estimularse, la presión en la cabeza del pozo se observó hasta en 22 kg/cm^2 , permaneciendo arriba de 15 kg/cm^2 hasta el día 27 de diciembre, lo que significa que la respuesta positiva permaneció durante aproximadamente 25 días, a partir de donde se observa abatimiento

paulatino e incluso eventos de cierre por dejar de fluir, hasta un último valor registrado abierto con 16 kg/cm^2 el 1º de enero antes del primer cierre por BPF el 4 de enero del 2010, **Figura 18**. Para este caso cabe hacer mención de que, aunque se estimuló por dos ocasiones con las dos diferentes sondas, solamente se estimuló un 21 % (4.5 de 21 m) de la longitud del intervalo de interés, por encontrarse éste obstruido parcialmente. Se presentan evidencias fotográficas, **Figuras 19 y 20**.

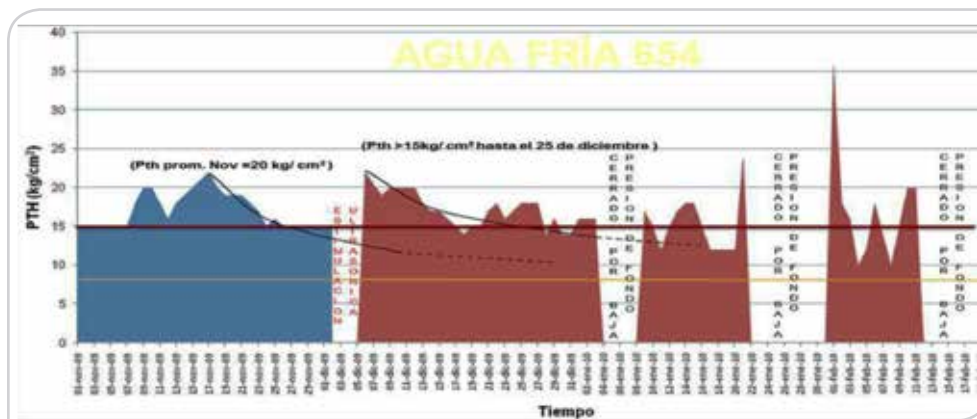


Figura 18. Registro de p_{th} antes y después de estimular pozo Agua Fria 654.



Figura 19. Concluyen trabajos en el pozo Agua Fría-654.



Figura 20. Aportando fluidos a segunda presa.

Sección Técnica

Respecto a los aspectos a evaluar de manera cualitativa de la tecnología probada, se puede señalar que durante los preparativos, las pruebas previas y la operación normal de las herramientas y equipos utilizados, no se observaron indicios de uso inseguro o dañino al medio ambiente ni al personal. Con relación a la facilidad y rapidez de instalación, se considera que una vez que se tengan previstos todos los accesorios necesarios, los tiempos y facilidad de instalación serán normales. Del mismo modo, se pudo corroborar la versatilidad de la herramienta ultrasónica cuando la compañía proveedora presentó dos tipos de la misma, con objetivos ligeramente diferentes, que permiten emplearla cuando se tiene obstruido el intervalo de interés.

Análisis de costos

Al exponer los costos cotizados por el proveedor, en función del número de intervenciones, a un contraste llano contra los costos de estimulaciones convencionales, los primeros se observan incompetentes o inviables en pozos de producción promedio representativos del AIATG, **Figura 21**⁽²⁾, no satisfaciéndose la expectativa de optimización de costos, requerida para este tipo de pozos.

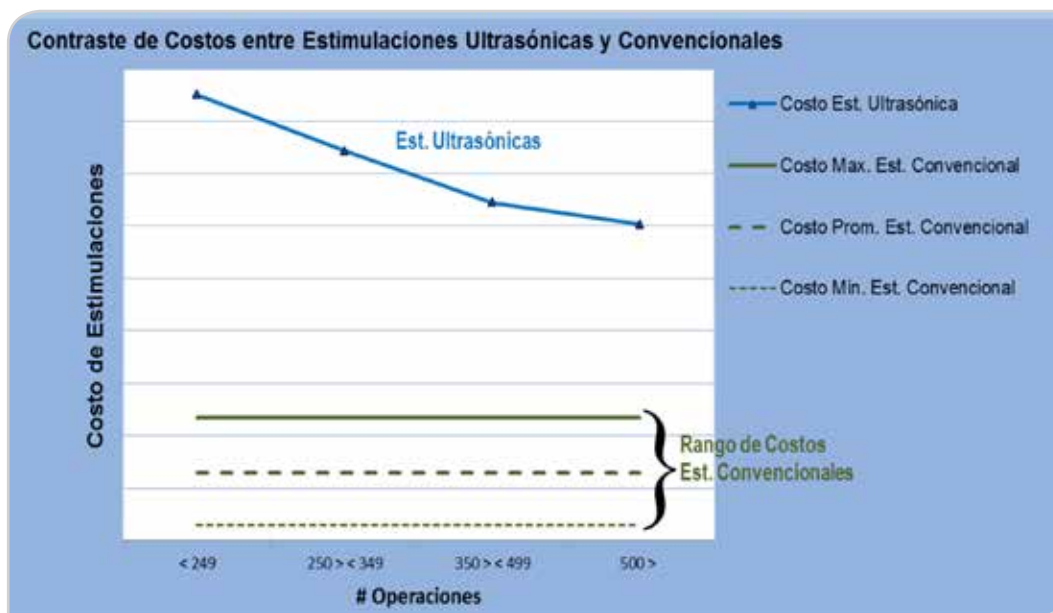


Figura 21. Costos de la tecnología PU vs costos de estimulaciones convencionales.

Conclusiones y recomendaciones

De los cuatro pozos intervenidos, en dos se observó un incremento de producción posterior a la estimulación ultrasónica superior al 30%, establecido como mínimo esperado, siendo del orden de 450% (274 vs 60 bpd) en el caso de pozo Agua Fría 632 y del orden del 300 % (116 vs 39 bpd) en el caso del pozo Agua Fría 654.

Los resultados en el pozo Agua Fría 632 indican que se tuvo una respuesta positiva del pozo a la estimulación ultrasónica durante 10 días; sin embargo, de acuerdo al comportamiento observado de la presión en la cabeza

del pozo, no se mantuvo al mediano plazo. Existe la posibilidad de que se estén presentando emulsiones a nivel de yacimiento que eventualmente fluyan al pozo, las cuales podrían explicar la respuesta inmediata positiva, pero que no permanece.

Los resultados en el pozo Agua Fría 654 indican que a pesar de que sólo se estimuló el 21% del intervalo de interés, se tuvo una respuesta positiva del pozo a la estimulación ultrasónica durante 25 días; sin embargo, de acuerdo al comportamiento observado de la presión en la cabeza del pozo, no se mantuvo al mediano plazo, por lo que al momento de la aplicación de esta tecnología no representa ventajas para este tipo de

pozos, con respecto a las técnicas convencionales de estimulación actuales.

Aun cuando el incremento mínimo esperado de producción bruta fue alcanzado y superado, los resultados o efectos sobre la productividad del pozo no se mantienen el tiempo ofertado (seis meses), por lo que no se cumplió el criterio de mejora de productividad.

En dos de los cuatro pozos intervenidos no se observó incremento de producción posterior a la estimulación ultrasónica, sin embargo, cabe aclarar que en el pozo Escobal 576, debido a contingencias ambientales, la intervención resultó inconclusa, sin haber iniciado la segunda fase, la cual es considerada la más importante, por lo que no se estima prudente emitir alguna conclusión de los resultados; y en el pozo Agua Fría 652, que sólo se estimuló un 30% y se confirmó que el pozo estaba demasiado abatido en su nivel de presión, se interpreta que esta condición no favoreció una mejor respuesta a la estimulación ultrasónica, al no contar con la energía requerida para desalojar los materiales que teóricamente se van liberando en la cara de la formación.

Se recomienda establecer claramente en los procedimientos de la compañía, los requerimientos de permanencia de la herramienta de fondo, los tiempos de observación para definir una posible reintervención, así como los criterios correspondientes.

Los aspectos complementarios evaluados en general se consideran aceptables, recomendándose únicamente no utilizar materiales que puedan desprenderse con el flujo del pozo y obstruir el estrangulador o los elementos de

medición, como ocurrió con el teflón observado en las turbinas de medición, así como establecer lo procedente para evitar estos casos, en los procedimientos de la compañía, así como lo relativo a la seguridad y el cuidado del medio ambiente.

Para casos futuros, prever con anticipación aspectos como la maduración del cable, la compatibilidad y funcionalidad de los equipos previos a las prueba, ya que en este caso sumando los tiempos que consumieron estos aspectos, resultaron en un aumento notable de la duración de la prueba.

Para casos futuros de PT de este tipo, asegurar el aspecto de medición volumétrica, fundamental para cualquier tipo de prueba tecnológica. Asimismo, incluir medición de presiones fluyendo de fondo y/o superficiales antes y después de la prueba, como parámetros complementarios u opcionales de evaluación; así como recopilar mayor información de apoyo para la selección de pozos (eligiendo preferentemente pozos que aún sean fluyentes), y valoración de resultados, como son la evaluación directa del daño a la formación a través de la toma de registros de presión de fondo.

El perfil de precios para estimulaciones ultrasónicas, expuesto por el proveedor, del orden de 460% superior al costo de estimulaciones convencionales en el AIATG (comparando los promedios de ambos casos), aunado a los resultados observados hace inviable la aplicación de esta opción tecnológica en pozos promedio del AIATG, no satisfaciendo la expectativa de optimización de costos. Se recomienda optimizar los alcances de la tecnología, costos y procedimientos en general.

Nomenclatura

∅ =	diámetro
°API=	grados de densidad API (American Petroleum Institute)
°C =	grados Celcius
AIATG=	Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
bpd=	barriles por día
COPIE=	Coordinación de operación de pozos e infraestructura de explotación

Sección Técnica

dc=	corriente directa
hr=	hora
Hz=	Hercios
kg=	kilogramos
kg/cm ² =	kilogramos sobre centímetro cuadrado
km=	kilómetro
kN=	kilonewtons
kw/m ³ =	kilowatts por metro cúbico
L=	longitud
Lb =	libras
m=	metros
md=	milidarcy
min=	minutos
mm=	milímetros
MMpcd=	millones de pies cúbicos por día (gas)
Pth=	presión en la tubería de producción, después del estrangulador
Ps=	presión de separación
psi=	libra sobre pulgada cuadrada
Q=	gasto
Qb=	gasto bruto
Qo=	gasto de aceite
Qg=	gasto de gas
RGA=	relación gas/aceite
SIPA=	seguridad industrial y protección ambiental
ULA=	unidad de línea de acero
UOP=	unidad operativa de perforación
URE=	unidad de registros eléctricos
V=	voltios

Agradecimientos

Se agradece la disponibilidad para el desarrollo de las pruebas de la compañía proveedora de la tecnología ultrasónica *Weaver de México S.A. de C.V.*, las compañías proveedoras de servicios auxiliares, así como también, todas las áreas de PEP participantes, particularmente el área de la UOP.

Referencias

Economides, M. y Nolte, K.G., eds. 2000. *Reservoir Stimulation*, third edition. Chichester, RU: John Wiley and Sons.

Granados, J. y Flores F. 2011. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del AIATG. Informe Interno y PPTS de PEP RN, Poza Rica, Veracruz (julio 2010–noviembre 2011).

Información Técnica General Proporcionada por la Cía. *Weaver de México S.A. de C.V.*, a Efecto de Documentar la Prueba de Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del AIATG. Archivos electrónicos, Poza Rica Veracruz (mayo 2008–diciembre 2010).

Semblanza

MI. Jaime Granados Cáliz

Ingeniero Petrolero y Maestro en Ingeniería Petrolera, en el área de Producción, ambos por parte de la UNAM.

En octubre de 1986 ingresó a Petróleos Mexicanos al Departamento de Ingeniería de Producción del Distrito Poza Rica, donde hasta 1991 laboró en las secciones de: Tecnología de Producción; Estudios y Proyectos; Operación de Pozos e Instalaciones y Medición de Hidrocarburos.

En septiembre del 2008 es comisionado, y transferido oficialmente a partir de marzo del año 2009, al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), Región Norte, al Grupo Multidisciplinario de Diseño de Proyectos, donde, donde laboró en la Coordinación de Ingeniería de Pozos e Infraestructura Superficial y en el área de Apoyo Tecnológico de Explotación, inicialmente como parte del AIATG y posteriormente como parte de la Gerencia de Proyectos de Explotación Norte, y actualmente como parte de la Coordinación Técnica de Laboratorios de Campo del AIATG; desempeñando actividades principalmente relacionadas con Sistemas Artificiales de Explotación, Planeación de Proyectos (FEL) y con el Mapa Tecnológico del AIATG, particularmente en identificación y selección de iniciativas tecnológicas, así como, implementación, supervisión y evaluación de pruebas de las mismas.

Miembro de la AIPM y del CIPM.

Dr. Fernando Sebastián Flores Ávila Ph. D. P.E.

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1998 Obtuvo el título de Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. En 2002 obtuvo el grado de Doctor en Filosofía en la rama de Ingeniería Petrolera de la Universidad Estatal de Louisiana en los Estados Unidos de Norteamérica.

Posee la especialidad en Geología, (área de Sedimentología y Ambientes de Depositación en Aguas Profundas) de la misma Universidad. Obtuvo el FCE de la Universidad de Cambridge, Inglaterra. Fue acreedor a la medalla Gabino Barreda de la UNAM en 1987.

Fue acreedor a la beca Fulbright por parte del gobierno de los Estados Unidos para cursar sus estudios de Doctorado.

Laboró 13 años para la compañía Halliburton Energy Services en México, Estados Unidos, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago, como Asesor Técnico en Terminación de Pozos y Control de Pozos, así como Gerente de Distrito. Fué profesor en la Universidad Estatal de Louisiana en la asignatura de Prevención de Descontrol de Pozos, a nivel licenciatura y maestría y en la DEPFI- UNAM en Terminación de Pozos, e instructor interno en Petróleos Mexicanos en el Diplomado de Terminación de Pozos impartido por la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

Para Petróleos Mexicanos ha laborado en la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación en la Gerencia de Desarrollo de Campos en la implementación, diseño y análisis de productividad de pozos no convencionales. En el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, fue Coordinador de Ingeniería de Pozos e Infraestructura Superficial y Coordinador de Apoyo Tecnológico de Explotación, así como Coordinador Técnico de Laboratorios de Campo del AIATG, por la Gerencia de Proyectos de Explotación Región Norte de la Subdirección Técnica de Explotación.

Actualmente, asignado como especialista de alto nivel a los proyectos AIATG y APPRA por parte de la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, es Coordinador de Gestión Tecnológica en la Subdirección de Producción Región Norte. Fue acreedor al premio "Engineering Project of the Year" en el 7th Latin American Leadership Forum en Houston Tx., en abril del 2009.

Ha publicado varios artículos técnicos en las áreas de control de pozos y productividad de pozos no convencionales en foros nacionales e internacionales. Es representante de Pemex ante el consorcio TAML (Technical Advancement of Multi-Laterals) y es miembro de la Society of Petroleum Engineers, PI-EPSILON-TAU Petroleum Engineering Honor Society, Asociación de Ingenieros Petroleros de México y Colegio de Ingenieros Petroleros de México.