

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“Informe Técnico Económico de
la eliminación de la fuga de
Gas en el Pozo 7404 Rio Bravo”**

Titulación por Examen Profesional

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUÍMICO**

Luis Alberto Sánchez Valqui

Promoción 1981 - 1

LIMA - PERÚ
1995

El presente trabajo lo dedico de todo corazón

A la memoria de mis queridos padres que forjaron mi futuro.

A mi entrañable hermano Andrés por sus sanos consejos.

A mis hermanos Esther, Hilda, Carmen, Irma, Augusto y Guillermo.

A mi querida esposa Carmen por su amor, abnegación y dedicación, y a mis adorables hijos Christian, Jessica y Luis Andrés.

INDICE

- I. SUMARIO
- II. OBJETIVO
- III. ANTECEDENTES
- IV. ANALISIS DE PROPUESTAS Y DISCUSION
- V. EJECUCION DEL TRABAJO
- VI. ENSAYOS DE LABORATORIO
- VII. CONCLUSIONES
- VIII. RECOMENDACIONES
- IX. ANEXOS
- X. TABLAS
- XI. FOTOS

INFORME TÉCNICO ECONÓMICO DE LA ELIMINACIÓN DE FUGA DE GAS EN EL POZO 7404- RÍO BRAVO

I. SUMARIO

El presente informe contempla la descripción detallada de los trabajos que se realizaron para poder eliminar la fuga de gas en el pozo 7404-Río Bravo, en los campos petroleros del Noroeste de Perú; en el año 1989.

Se efectuaron trabajos previos de análisis, sobre la mejor manera de matar el pozo, sin ocasionar daño a la formación productiva.

En dicho análisis, contempló pruebas de laboratorio de simulación, que nos garanticen la mejor técnica para nuestro objetivo.

La ejecución del trabajo así como los problemas presentados, son descritos en el presente informe y para tener una mejor idea de la magnitud de la surgencia violenta de gas en el pozo, se contó con la ayuda de un vídeo, copia de la cual adjunto .

El control del pozo 7404-Río Bravo, nos dejó enseñanzas valiosas y una buena experiencia para solucionar problemas similares.

INFORME DE ELIMINACIÓN DE FUGA DE GAS EN POZO 7404-RÍO BRAVO

II. OBJETIVO

Eliminación de fuga de gas en la válvula de baleo del pozo 7404-Río Bravo, que permita matar el pozo y cambiar la actual instalación de superficie por un cabezal de producción de 5 1/2" x 2 3/8" x 5000 psi.

III. ANTECEDENTES

En el mes de abril de 1989, se abrieron y fracturaron arenas de la Formación Mogollón Repetido II, asignándole un RPI de pozo de gas con una producción de 898 MPCD x 1 1/8" x 1800 psi.). En estas condiciones este pozo fue transferido a la Planta de Gas Natural para su operación.

En el mes de mayo se intentó efectuar pruebas isocronales para determinar el potencial gasífero del reservorio; sin limpiar previamente la arena del fracturamiento.

En una de las maniobras de apertura de la válvula de baleo superior marca LO TORC se trabó el pin e inmediatamente por acción de la arena y presión, se creó una ruptura de +/- 2 pulg² en su parte superior. Como consecuencia de ello se presentó fuga de gas a través de la abertura al no haber sello de la válvula

inferior marca WKM, obstruida también por la arena de frac. La secuencia de los hechos se detallan en el adjunto I.

En el mes de julio se descarta la recomendación para matar el pozo con lodo de perforación, teniendo en cuenta que este pozo estaba fracturado y el daño que se originaría sería irreversible. Finalmente se decidió poner el pozo a producción para disminuir su energía y posteriormente cuando el pozo lo permita, cambiar el cabezal; para ello se colocó en una de las válvulas laterales de la válvula WKM dos estranguladores (1/8" y 1/4") y a través de la línea de flujo se presurizó con 550 psi para evitar la salida o acarreo de la arena de fracturamiento.

Los resultados fueron satisfactorios y el pozo inició su producción de gas el 10-06-89 a un rate de 700 MPCD a la Planta de Gas Natural de Pariñas, con una presión de 2100 psi en la cabeza; y posteriormente enviada a la Planta de Fertilizantes como materia prima para la obtención de urea.

El pozo continuó produciendo en estas condiciones (con fuga de gas por la abertura de la válvula superior LO TORC) hasta mediados de agosto de 1989, fecha en que se cerro el pozo debido a la parada por mantenimiento de la Planta de Fertilizantes.

Con memorando GASN-RC-278-89, la Planta de Gas Natural solicitó a la Superintendencia Exploración Producción, eliminar la fuga de gas en el mencionado pozo por representar una condición insegura.

Al Departamento Técnico de Petróleo se le encomendó el trabajo para estudiar la solución al problema, con el menor riesgo y evitando en lo posible causar daño a la formación productiva.

Para tal fin se invitó a las tres Cías. especialistas en completación, existentes en las Operaciones Noroeste para que, en base a su experiencia en diversos casos similares puedan recomendar la solución mas adecuada.

IV. ANÁLISIS DE PROPUESTAS Y DISCUSIÓN

A. **CIA. ESTEPSA:** Presentó como alternativa de solución, la de desfogar el pozo, instalando para ello un quemador, bombear agua de mar hasta matar el pozo y cambiar la válvula dañada. Se desestimó esta propuesta por las siguientes razones:

- El pozo mantenía una presión casi constante de 2050 psi, en dos meses de producción sólo disminuyó 50 psi, por lo que desfogar el pozo iba a demandar un tiempo muy prolongado y con pérdida de una cantidad apreciable de gas.

- No es recomendable el uso de agua de mar, debido a los problemas de daño a la formación, originados por la presencia de finos insolubles y de compuestos orgánicos (bacterias).

-Densidad de 8.6 lb/gal no es suficiente para matar el pozo.

B. **CIA. DOWELL:** Recomendó el uso de una salmuera con una resina divergente ó bloqueadora para eliminar la fuga de gas, luego matar el pozo con una solución de cloruro de sodio de 10.0 lb/gal y proceder a cambiar la válvula.

Para comprobar la eficiencia del producto se efectuaron pruebas de laboratorio con equipo de filtrado a 1000 psi, a diferentes concentraciones, con resultados negativos.

Por esta razón de descartó dicha propuesta.

C. **CIA HUGHES SERVICES:** Recomendó el uso de una mezcla de resina copolimerizada (SAF MARK III) con salmuera de cloruro de calcio para sellar la fuga de gas, luego bombear solución de cloruro de sodio (9.8 lb/gal) para matar el pozo y cambiar la válvula.

Se efectuaron las pruebas de laboratorio, comprobándose la eficiencia de esta mezcla sellante en un equipo de filtrado y una presión de 1500 psi.

RECOMENDACIÓN

Del análisis de las propuestas anteriormente señaladas, recomendamos efectuar el trabajo de eliminación de fuga de gas en el pozo 7404-Rio Bravo con la Cía. Hughes Services, utilizando la mezcla de resina copolimerizada (SAF MARK III)

Previa a esta acción se ha considerado el intento de conseguir el cierre de la válvula de baleo inferior WKM, mediante la limpieza de arena de frac que obstruye el cierre, circulando agua de formación a través de las válvulas de baleo WKM Y LO-TORC.

Los detalles de la operación se indican en la recomendación adjunta. Los gastos que involucran este trabajo se estimaron en 11,342 US\$.

En el Anexo V se indica la coordinación de los trabajos y responsables de los mismos.

V. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Después de efectuar las coordinaciones, con la Cía. Hughes Services y demás departamentos de Petróleos del Perú involucrados, se determinó la fecha del trabajo para el día lunes 2 de octubre 1989.

Se preparó 250 bls de salmuera de 9.8 lb/gal (agua de formación con cloruro de sodio)

Se procedió entonces con los pasos 1 y 2 de la recomendación, inyectando 135 bls de agua de formación de 8.35 lb/gal y 135 bls de salmuera de 9.8 lb/gal con resultados satisfactorios ya que no fue necesario el uso del producto químico SAF MARK III.

INCIDENTE:

Habían transcurrido aproximadamente 1 1/2 hora y el pozo continuaba muerto con 0 psi, entonces se decidió sacar la válvula superior LO-TORC, que estaba completamente deteriorada (tenía pase y dos agujeros) con la ayuda del personal de la Cia. Hughes Services.

En su lugar y sobre la brida de la válvula inferior WKM se colocó el cabezal que se encontraba en el pozo y para sellar la parte superior, se puso una válvula de contrabaleo de la Cía. Hughes.

Lamentablemente cuando se terminaba de colocar los pernos de la brida del cabezal, el pozo empezó a soplar y al cerrar las laterales se observó una fuerte fuga por la válvula de la Cía. Hughes.

Desafortunadamente no se contó en esos instantes ni con personal, ni con material para poder cambiar o sellar esta válvula, lo cual era factible de hacerlo, ya que cuando se desfogaba por las laterales la presión en la fuga de la válvula disminuía notoriamente.

Se trató de evitar el arranque del gas, inyectando agua por las laterales inferiores, lo cual se logró hasta que se terminó el agua (300 bls). A partir de esos momentos el pozo quedó fuera de control y empezó a botar arena de frac y gas con condensado a presión dañando seriamente el cabezal. Inmediatamente se tuvo que parar motores de los camiones de la Cía Hughes así como evacuar toda el área por medida de seguridad, ya que cualquier chispa pudo tener consecuencias fatales para los que en esos momentos nos encontrábamos en la locación. Todos los vehículos quedaron atrapados en medio de una nube de gas con condensados que bañaron a los mismos.

Por disposición de la Superintendencia del área Exploración Producción se suspendieron los trabajos hasta el día siguiente, debido al peligro de la oscuridad y la presencia de gas en la locación.

Inmediatamente se dispusieron las siguientes medidas de seguridad:

- a. Evitar el paso de cualquier vehículo con escape roto a +/- 5.0 km a la redonda.
- b. Colocar letreros para prevenir el uso de cigarrillos o el de prender fósforos cerca a la locación
- c. Comunicar a los pobladores de zonas aledañas, ubicados en la Quebrada de Pariñas para evitar que prendan fuego así como retirar a su ganado para evitar que se contaminen con el gas.

Al día siguiente por la tarde, recién se contó con los materiales requeridos para continuar con los trabajos, tales como: tinajas de mayor capacidad, agua, sal, válvulas, etc.

Al caer la tarde se intentó controlar el pozo, inyectando agua de formación saturada con sal al 10.0 lb/gal, sin resultados; debido que la presión del pozo la botaba por los agujeros de las válvulas.

En vista de lo avanzado de la hora, se dejó la alternativa de emplear el material sellante (SAF MARK III) para el día siguiente.

El día miércoles 4, después de tener todo listo y coordinado en el pozo, se dió inicio a los trabajos a las 10:30 hrs, para sellar las rupturas de las válvulas y matar el pozo, con resultados satisfactorios. Para ello se alimentó por una de las líneas solución de cloruro de calcio espaciado con agua, seguido de material sellante SAF MARK III, agregando asimismo, bolas de nylon de 7/8" y algodón.

Se observó como inmediatamente dicha mezcla taponeo todas las rupturas, prosiguiendo con bombear aproximadamente 150 bls de agua de formación con sal para matar el pozo.

Personal de cabezales procedió a cambiar las válvulas en +/- 15 minutos, dando por concluido el trabajo.

Posteriormente, se efectuaron las conexiones entregándose el pozo al Dpto. de Gas Natural, para su administración y explotación.

NOTA: El pozo 7404 de Rio Bravo, se encuentra cerrado desde abril de 1992 debido al cierre de la Planta de Fertilizantes. ; habiendo acumulado 442.13 MMPC de gas.

Cabe señalar asimismo que en este pozo, aún quedan por abrir arenas de la formación Pariñas con reservas estimadas de 30,000 bls de petróleo.

VI ENSAYOS EFECTUADOS EN EL LABORATORIO

ANÁLISIS DE FILTRADO

En el laboratorio se efectuó ensayos con equipo de filtrado, tal como se realiza para pruebas de cementación de pozos, así se colocó la solución de SAF MARK III y se agregó solución de cloruro de calcio haciéndolo pasar por una malla 325 y una presión de 1000 psi, se observó que inmediatamente se taponeo la malla, con un filtrado de 0 cc/30 min.

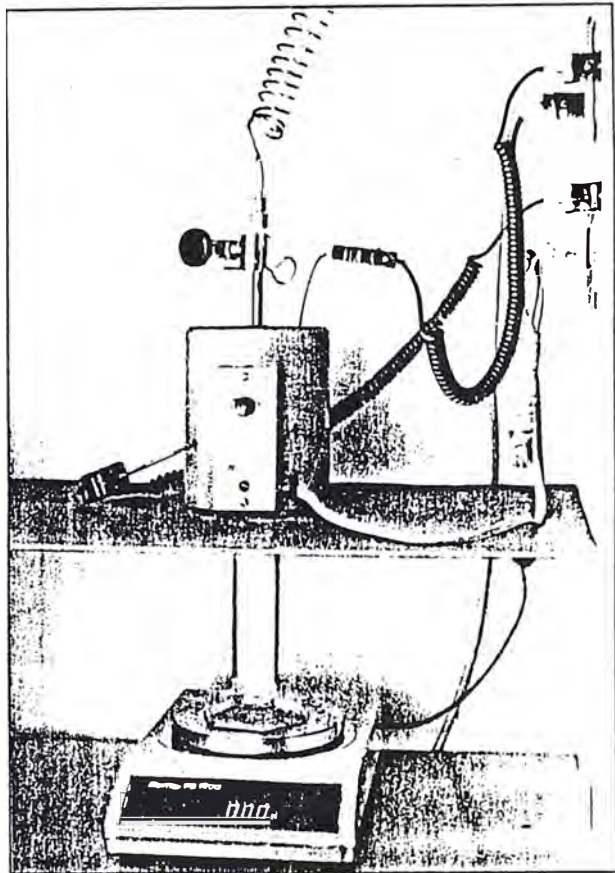
Se repitió el ensayo con diferentes concentraciones de SAF MARK III y aumentando la presión hasta 1800 psi, observándose el taponamiento casi instantáneo.

Finalmente se efectuó el ensayo en el equipo de filtrado pero sin malla y 1500 psi, simulando la abertura de la válvula de baleo en el pozo 7404 - Río Bravo ,observándose que también tenía el mismo efecto que lo señalado anteriormente.

Se comprobó asimismo que dicha solución es poco soluble al petróleo e insoluble al agua.

Como conclusión se determinó que el SAF MARK III era lo mas recomendable para poder bloquear la fuga de gas por la abertura de la válvula de baleo en el pozo 7404 -Río Bravo, quedo también definido que este producto, para bombearlo era necesario dispersarlo para evitar que se bloquee en la línea de flujo .

EQUIPO DE FILTRADO



VII CONCLUSIONES

1. El producto químico SAF MARK III, diseñado para este tipo de trabajo y utilizado por primera vez en nuestras operaciones, funcionó de acuerdo al programa y resultados de prueba de laboratorio.
2. Quedó plenamente comprobado que no es buena práctica programar pruebas de presión en cabeza de pozo, cuando este contiene arena de frac; mas aún si se trata de pozos gasíferos con alta presión.
3. Coordinar mejor con el personal de cabezal, para que puedan entrar en el momento oportuno, evitando de esta manera que se agudicen los problemas como los ocurridos en el pozo 7404-Río Bravo.
4. El éxito de este trabajo, permitió matar el pozo 7404 Río Bravo, sin ocasionar daño a la formación productiva, quedando el pozo con un rate de producción de 950 mpcd y una presión de 2000 psi. Esta producción representó el 10 % de las necesidades de la Planta de Fertilizantes para la obtención de urea.

VIII. RECOMENDACIONES

1. Usar el producto químico SAF MARK III en pozos gasíferos que presenten problemas de ruptura de válvula de baleo y/o cabezal.
2. El uso del producto químico SAF MARK III, es una buena alternativa para usar en pozos para aislar zonas de agua, debido a que este taponea los perforados y además no es soluble en agua.
3. Para matar pozos de gas, es necesario efectuar ensayos de laboratorio que permitan un mejor diseño, evitando riesgos de causar daño en la formación.
4. No es recomendable el uso de lodo de perforación para matar pozos de gas, debido a que este puede causar daño a la formación por sólidos presentes en el lodo.
5. Promover trabajos en grupo a nivel de los Departamentos de la Superintendencia Exploración Producción, con el fin de mejorar nuestras coordinaciones y la asunción de responsabilidades.

ANEXO I

ESTIMADO DE COSTO DEL TRABAJO

A. CIA HUGHES SERVICES

| | | |
|--|------|--------------|
| -Millaje de la unidad de bombeo | US\$ | 87.50 |
| -Millaje de camión cisterna | | 87.50 |
| -Millaje pick up (operador) | | 70.00 |
| -Cargo por cisterna | | 420.00 |
| -Cargo por transporte de agua | | 842.00 |
| -Cargo por transporte de bomba | | 1262.00 |
| -Transporte de material envasado | | 126.00 |
| SUB TOTAL | | US\$ 2895.00 |
| | | |
| -SAF MARK III 10gls x 60 \$/gl | | 600.00 |
| -Cloruro de sodio 23000 lbs x 0.15 \$/lb | | 3450.00 |
| -Bombeo 250 bls x 42 gls/bl x 0.13 \$/gl | | 1365.00 |
| TOTAL HUGHES | | US\$ 8310.00 |

B. SERVICIO DE POZOS

| | | |
|--------------------|--------------------|---------|
| -Unidad Pesada | 130 \$/hr x 20 hrs | 2600.00 |
| -Bomba Patín | 20 \$/hr x 4 hrs | 80.00 |
| -BOP | 10 \$/hr x 20 hrs | 200.00 |
| -Unidad suabeadora | 38 \$/hr x 4 hrs | 152.00 |

TOTAL SERV. DE POZOS US\$ 3032.00

TOTAL TRABAJO (A + B) 11342.00

ANEXO II
COSTO REAL DEL TRABAJO

| | |
|---|------------------|
| -Millaje de la unidad de bombeo | US\$ 87.50 |
| -Millaje de camión cisterna | 87.50 |
| -Millaje pick up (operador) | 70.00 |
| -Cargo por cisterna | 420.00 |
| -Cargo por transporte de agua | 842.00 |
| -Cargo por transporte de bomba | 1,262.00 |
| -Transporte de material envasado | 126.00 |
| -SAF MARK III 10gls x 60 \$/gl | 600.00 |
| -Cloruro de sodio 60000 lbs x 0.15 \$/lb | 9,000.00 |
| -Bombeo 1000 bls x 42 gls/bl x 0.13 \$/gl | 5,460.00 |
| TOTAL US \$ | 17,955.00 |

Se gastó US \$ 6,613 adicionales a lo estimado debido a los problemas que se presentaron, siendo necesario el uso de mayor cantidad de cloruro de sodio y agua de formación

No fue necesaria la participación de Unidad de Servicio de Pozos debido a que el pozo pudo controlarse con el material sellante SAF MARK III, e inmediatamente el pozo se puso a producción.

ANEXO III

SOLUCION SAF MARK III

INFORMACION GENERAL

La solución SAF MARK III, esta diseñada para sellar zonas de agua en la formación. puede ser usada bajo diferentes condiciones de subsuelo, tales como zonas ladronas, en pozos inyectoros, así como para aislar las zonas de agua en pozos productores de petróleo ó gas.

La solución SAF MARK III base agua, penetra a la formación como un fluído de baja viscosidad (+/- 1.2 cp) y al contacto con agua salada forma inmediatamente un sólido de apariencia ligosa en la interfase entre el SAF MARK III y el agua.. Este sólido sella la permeabilidad y reduce el movimiento del fluído en la formación.

Presiones adicionales permitirán que este sólido se consolide como un bloque firme en la formación a altas temperaturas y diferenciales de presión.

El producto no es afectado quimicamente por el agua, ácido ó altas temperaturas.

MEZCLADO

1. Los tanques de mezclado, bombas y líneas deben estar limpias y libres de sal, ácidos ó cualquier química.

Para limpiar, pulverize el equipo con una solución al 1 % de soda ash ó soda cáustica.

Esta solución neutralizará todos los restos de ácido y removerá los inhibidores ó agentes de cambio de mojabilidad remanente. Despues de esta operación, enjuagar el equipo con agua fresca.

2. Llene el tanque de mezclado con la cantidad de agua necesaria para mezclar el SAF MARK III requerido.

NOTA: Una solución con bajo pH, puede causar una cuagulación prematura del SAF MARK III en el tanque de mezclado.

Este problema puede ser minimizado agregando aprox. ½ pinta de soda al agua y hacerla débilmente ácida.

El pH de la solución puede ser chequeado por el método del indicador de fenolftaleína.

3. Si usa el sistema retardado, adicionar una cantidad de S-400 y Ferrotrol 300 al tanque de mezclado, mientras se agita el agua durante 5 minutos.

4. Si se usa el sistema retardado, agregar lentamente la cantidad requerida de soda cáustica y mezclar por lo menos durante 5 minutos.

En este punto, chequear el pH.

5. Agregar lentamente la cantidad requerida de SAF MARK III concentrado mientras se agita la mezcla. Continúe mezclando por 5 a 10 minutos ó hasta que la mezcla obtenida sea uniforme.

OBTENCION DEL pH CON EL INDICADOR FONOLPHTALEINA

El indicador es incoloro en soluciones ácidas y muestra un color rosado a rojo en medio alcalino. Este color cambia a entre un pH de 8.0 y 9.6.

Después que la soda cáustica ha sido agregada al agua, tomar una muestra de 100 a 200 ml de solución y adicionar 5 a 8 gotas del indicador fenolphtaleína. Una solución incolora, indicará que es necesario seguir agregando más soda. Un cambio de color a rosado ó rojo indicará el pH de la solución.

DISCUSION.

El SAF MARK III, es una resina copolimerizada dispersada en agua y tiene apariencia lechosa.. Este material no debe usarse a temperaturas de congelamiento, debido a que este se degrada y pierde sus propiedades.

Asimismo El SAF MARK III no debe estar en contacto con sales y químicas (.surfactantes, inhibidores, etc.) en los equipos de superficie.. En contacto con dichos materiales, puede provocar que el SAF MARK III cuagule prematuramente ó desactive los otros ingredientes.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

1. Determinar si el agua fresca es adecuada para la mezcla.

Adicionar 5 ml de SAF MARK III concentrado a 45 ml de agua fresca y mezclar.

Se debe formar un fluído lechoso de baja viscosidad. La cuagulación del SAF MARK II, indicará que el agua usada no es la adecuada.

2. Determinar si la salinidad del agua de formacion provoca cuagulación del SAF MARK III.

Adicionar 10 ml de agua de formación a la mezcla. La formación de una sustancia ligosa que no sea soluble al agua, indicará que dicha solución se puede usar.

INGREDIENTES PARA 500 GALONES

| | SISTEMA REGULAR | SISTEMA ACELERADO |
|-------------------------------|--------------------|----------------------|
| Agua fresca ó agua con 2% Kcl | 445 | 445 |
| S-400, gls | ---- | 0.25 |
| Ferrotrol 300, lbs | ---- | 50 |
| Soda cáustica, gls | ---- | 5 |
| SAF MARK III concentrado, gls | 55 | 55 |

NOTA: El pH de la solución acuosa debe ser básica (pH= 8.0 a 9.5), antes que el SAF MARK III concentrado sea adicionado. Mientras tanto, más soda cáustica puede requerirse para ajustar el pH.

ANEXO IV

SECUENCIA DE LOS ACONTECIMIENTOS

17-05-89 Departamentos Técnico de Petróleo y Servicio de Pozos, armaron línea de 2" en válvula lateral de forros de 5 1/2" para efectuar pruebas isocronales.

18-05-89 Técnico de Petróleo con apoyo de Servicio de Pozos desfogon con bean de 1/4" y 2100 psi en la cabeza. La presencia de arena erosiona la tubería lateral de salida.

24-05-89 Dpto. de Gas Natural cambia toda la instalación de la salida de la válvula lateral por otra de alta.

29-05-89 Técnico de Petróleo y Servicio de Pozos prueban la limpieza de arena sin bean y con 1500 psi. A los 10 minutos se detecta pequeña fuga en unión tuerca de la línea de salida. Se suspenden las pruebas por excesiva erosión de arena.

30-05-89 Servicio de Pozos cambia instalación del cabezal reemplazando el "flow control", ubicada sobre la válvula de baleo del pozo por otra marca Lo Torc de 5 1/2" de 1/4 de vuelta y adiciona un tubo vertical de salida de 5 1/2"x10 (cachimba)

01-06-89 Técnico de Petróleo y Servicio de Pozos intentan limpiar nuevamente la arena sin bean y con 2000 psi con las dos válvulas de baleo abiertas.

Al cabo de 10 minutos, la presencia de arena erosiona y perfora la pared de la válvula superior Lo Torc.

Se suspende la operación, pero las dos válvulas en posición cerradas quedaron con fuga de gas, la parte superior por 2 perforados y la inferior por los sellos ; como consecuencia de la erosión de la arena de frac.

ANEXO V

COORDINACION DE TRABAJOS

| TRABAJO | RESPONSABLEº |
|--|--|
| 1. Instalación y conexiones de superficie | Cía. Hughes |
| 2. Transporte de tina de 450 bls | Cía. Hughes |
| 3. Transporte y filtrado de agua de formación | Cía. Hughes |
| 4. Transporte e instalación de cabezal, BOP, RBP, "chanchas", tubería 2 7/8" | Dpto. Serv. Pozos |
| 5. Unidad de Contra incendio y extinguidores | Unidad Segurd./ Cía Hughes |
| 6. Operación de eliminación de fuga de gas y matar el pozo | Dpto. Técnico de Petróleo/Cía. Hughes |
| 7. Operación de Limpieza de arena por circulación | Dpto. Serv. Pozos |
| 8. Operación de suabeo | Dpto. Serv. Pozos |
| 9. Puesta en producción del pozo | Gas Natural |

COMITE DE PRODUCCION N.O.

DE: UNIDAD INGENIERIA DE PETROLEO
DPTO. TECNICO DE PETROLEO N.O.

CARGO:

API: 8-2491
APG:

N: P89-043

CEROS:
EBF: 15.4' EBT: 14.0'

MATERIAL NECESARIO

PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

- AGUA DE FORMACION FILTRADA: 450 BLS
- CLORURO DE SODIO: 26.500 LBS
- CLORURO DE CALCIO: 150 LBS
- SAF MARK III: 10 GLS
- RBP DE 5 1/2"

1. INSTALAR CONEXIONES DE ALTA FOR LA LINEA LATERAL "B", SEGUN ESQUEMA ADJUNTO.
2. ABRIR LIGERAMENTE LA VALVULA DE BALEO HKM Y CIRCULAR CON AGUA DE FORMACION A TRAVES DE LAS VALVULAS HKM Y LO TORC PARA INTENTAR LA LIMPIEZA DE ARENA.
3. CERRAR LA VALVULA HKM.
ALTERNATIVAS:
A. SI SE LOGRA ELIMINAR FUGA DE GAS, CAMBIAR VALVULA LO-TORC, DEJAR EL POZO EN PRODUCCION Y DAR POR TERMINADO EL TRABAJO.
B. SI CONTINUA LA FUGA DE GAS, CERRAR VALVULA HKM Y CONTINUAR CON EL PASO 4.

EQUIPO REQUERIDO

- SET DE CEMENTACION
- CABEZAL DE 5 1/2"x 5000 PSI
- UNID. SERV. DE POZOS
- TUBERIA 2 7/8"

4. COLOCAR EN LA LINEA LATERAL "B" 5 GLS DE MEZCLA SELLANTE (SAF MARK III+ CLORURO DE CALCIO).
5. DESPLAZAR LENTAMENTE CON SOLUCION DE CLORURO DE CALCIO HASTA SELLAR LAS FUGAS.
ALTERNATIVAS:
A. SI NO SE SELLA LA FUGA, REPETIR PASOS 4 Y 5.
B. SI SELLA LA FUGA, CONTINUAR CON EL PASO 6.
6. INYECTAR AL POZO +/- 150 BLS DE AGUA DE FORMACION FILTRADA PARA MATAR EL POZO.

PRESIONES Y RATE

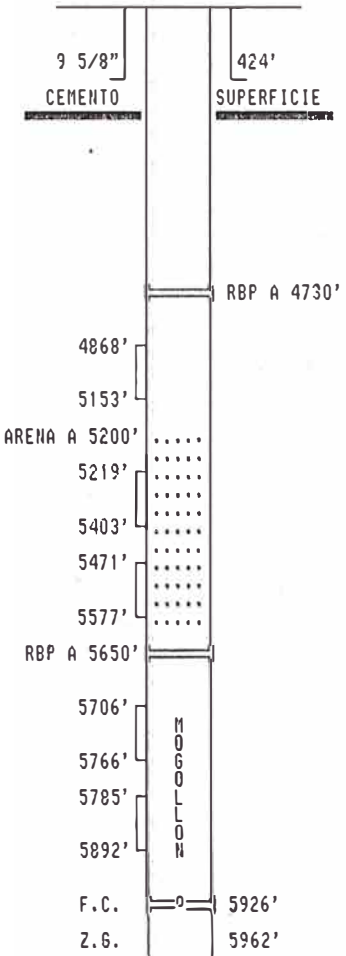
- GRADIENTE DE FRAC: 0.74 PSI/PIE
- P. MAX : 2600 psi
- RATE: 1-2 BPM

7. BOMBEAR 140 BLS DE SALMUERA PARA MATAR EL POZO (AGUA DE FORMACION FILTRADA AL 30 % DE CINa, DENSIDAD: 9.8 LB/GL)
8. ESPERAR +/- 4 HRS Y OBSERVAR REACCION DEL POZO.
A. SI EL POZO REACCIONA, REGRESAR AL PASO 7 Y CONTINUAR BOMBEANDO SALMUERA HASTA MATAR EL POZO.
B. SI EL POZO NO MOLESTA, CONTINUAR CON EL PASO 9.

EQUIPO EN EL POZO

- VALVULAS DE BALEO HKM Y LO-TORC

9. SACAR VALVULAS DE BALEO LO-TORC Y HKM. COLOCAR BOP.
10. BAJAR RBP Y SENTARLO A 4730'. PROBAR RBP CON 2000 PSI.
11. CAMBIAR VALVULAS MALAS.
12. BAJAR TUBERIA CON PESCANTE DE RBP Y PESCAR RBP SENTADO A 4730' Y EXTRAERLO.
13. BAJAR TUBERIA CON PESCANTE DE RBP, LIMPIAR ARENA POR CIRCULACION CON AGUA DE FORM. HASTA RBP SENTADO A 5650' Y EXTRAERLO.
14. DEJAR POZO EN PRODUCCION CON BEAN DE 1/4".



FORROS: 5 1/2"
N-80x17.0#/PIE: 15.4'-460'
K-55x17.0#/PIE: 460'-5962'

ING. COMPLETACION:

REVISADO POR:

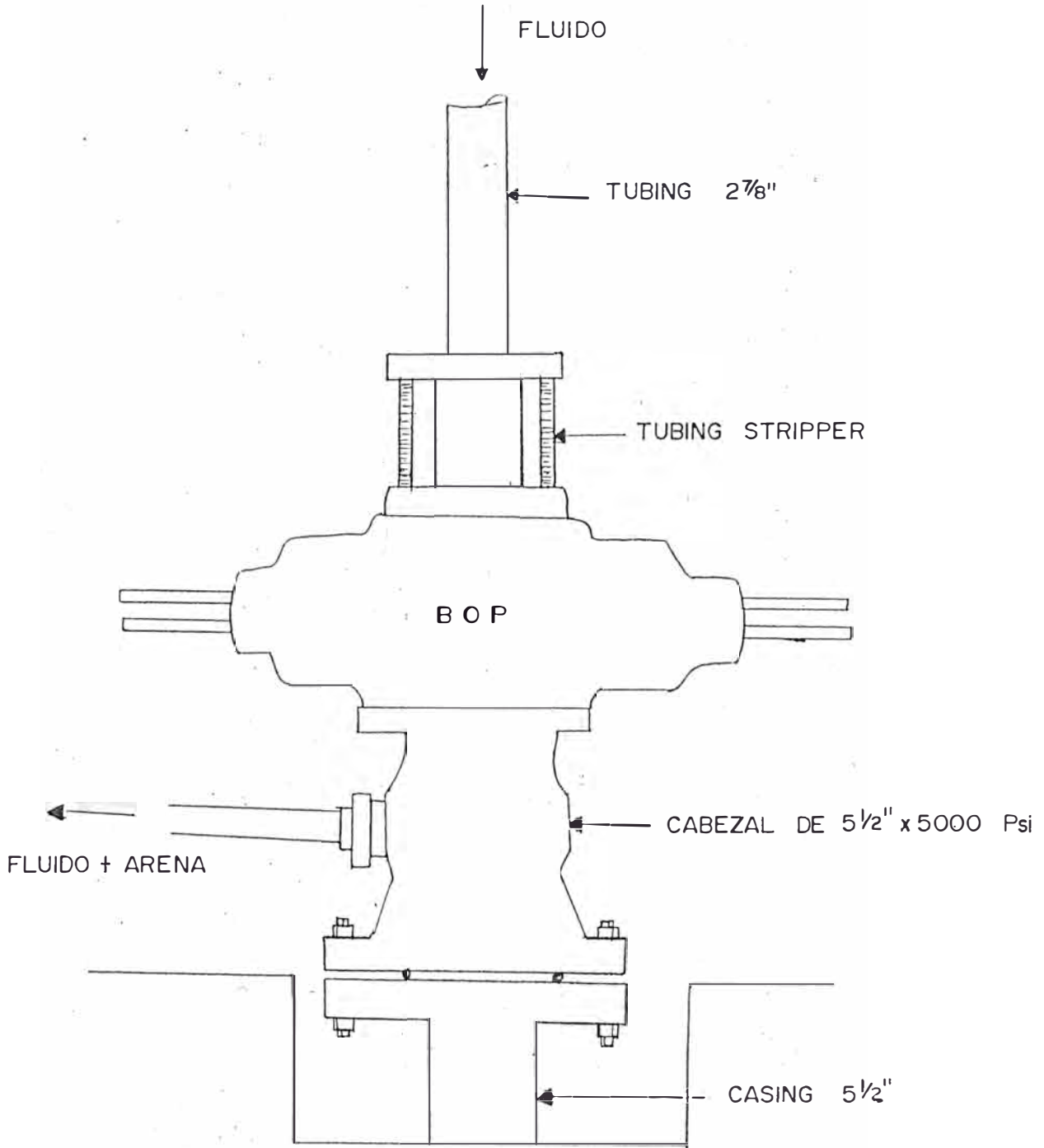
APROBADO POR:

FIRMA :
NOMBRE: LUIS SANCHEZ V.

FIRMA :
NOMBRE: MAURO CATARO O.

FIRMA :
NOMBRE:

INSTALACION PARA LIMPIEZA DE ARENA



ESQUEMA DE INSTALACION DE SUPERFICIE

POZO 7404 - RIO BRAVO

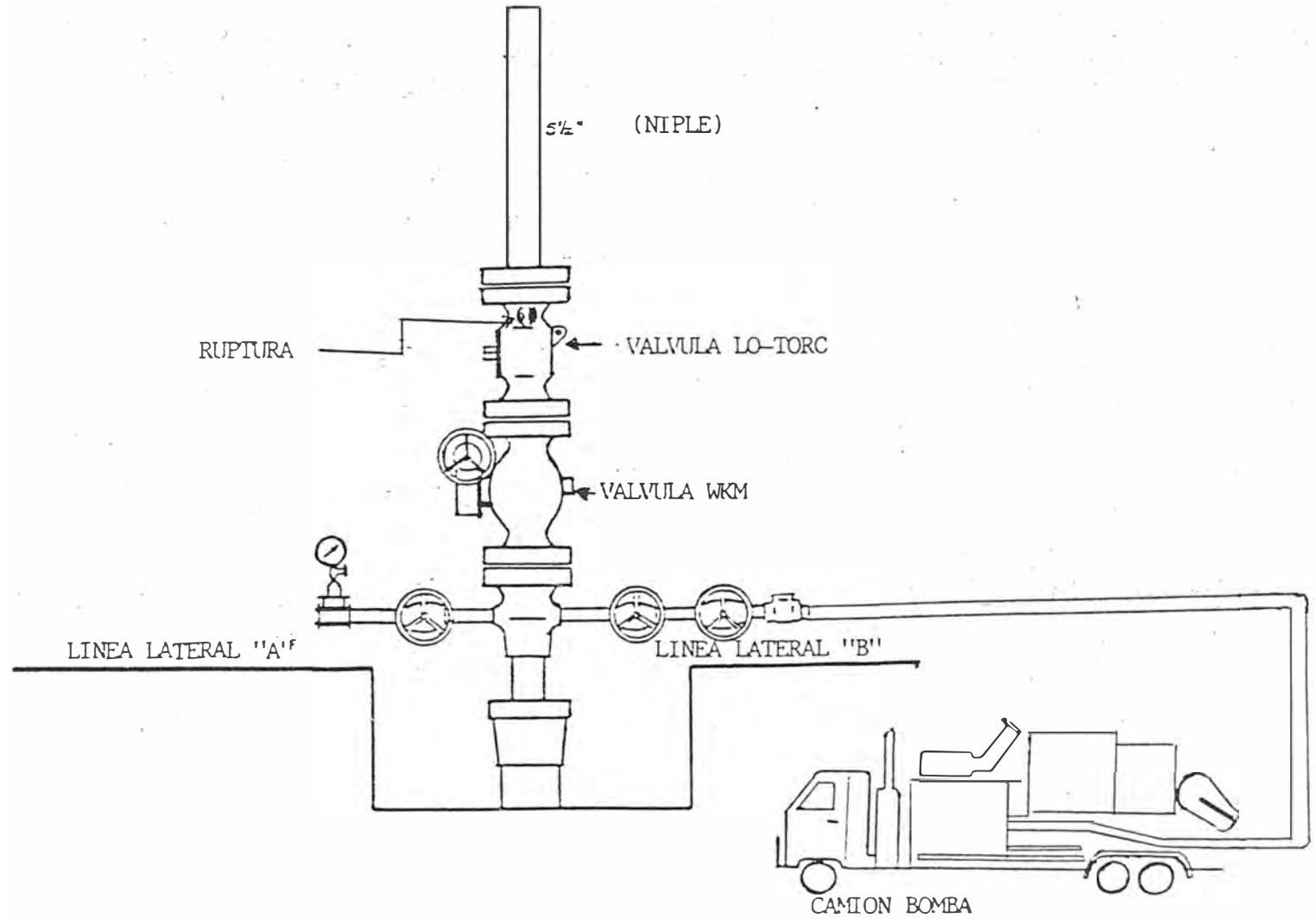


TABLA I
ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL GAS PRODUCIDO

FORMACION : MOGOLLON REPETIDO II

INTERVALO : 5577 -4868

| COMPONENTES | % |
|--------------------|---------------|
| Metano | 96.61 |
| Etano | 1.54 |
| Propano | 0.90 |
| Iso butano | 0.30 |
| n-butano | 0.35 |
| iso-pentano | 0.00 |
| n-pentano | 0.16 |
| oxígeno | 0.01 |
| nitrógeno | 0.13 |
| TOTAL | 100.00 |

Gravedad específica a 60 °F 0.58

Poder calorífico total 1057.46 BTU/PIE³

Poder calorífico neto 953.60 BTU/PIE³

CONCLUSION DEL ANALISIS:

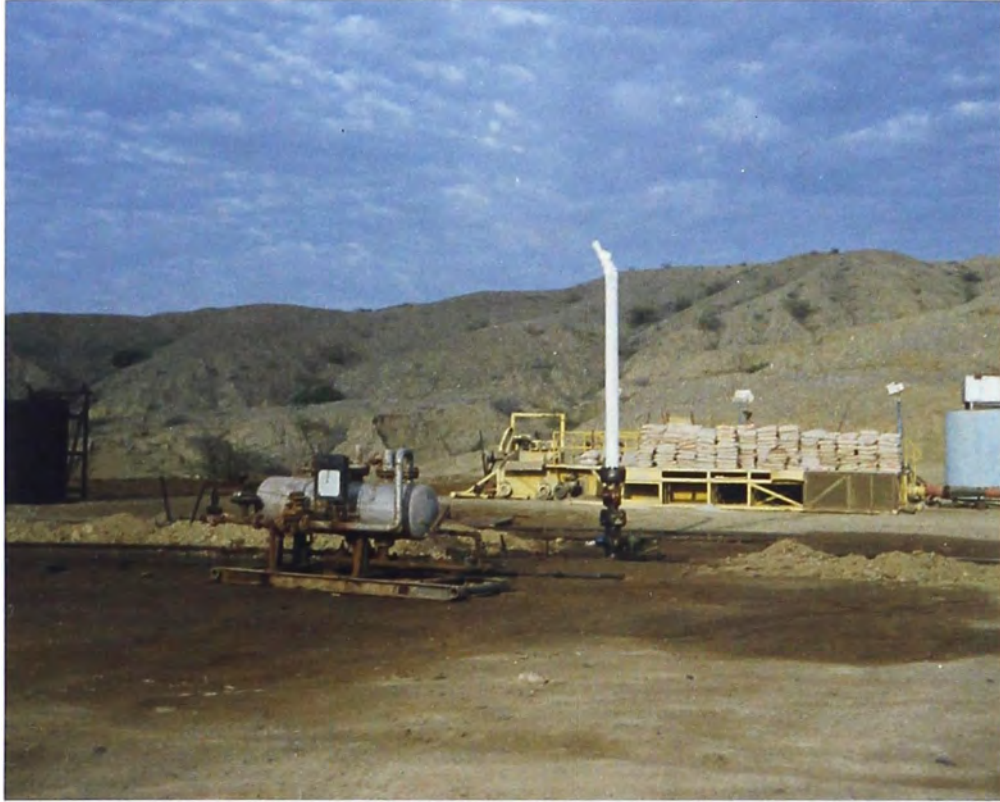
Los resultados de los análisis cromatográficos efectuados, indican que el gas es seco con alto contenido de metano, típico para ser usado como materia prima en la Planta de Fertilizantes.

INDICE



POZO 7404 RIO BRAVO

Personal de la Cía. Halliburton, en trabajos
previos para tomar BHP y Presiones Con Paradas



POZO 7404 RIO BRAVO

Pozo provisto de un niple vertical de desfogue de 5 1/2" x 10', totalmente congelado. En el fondo se observa los sacos de baritina, con los cuales se pretendía matar el pozo, asimismo se observa el Rolo de producción.



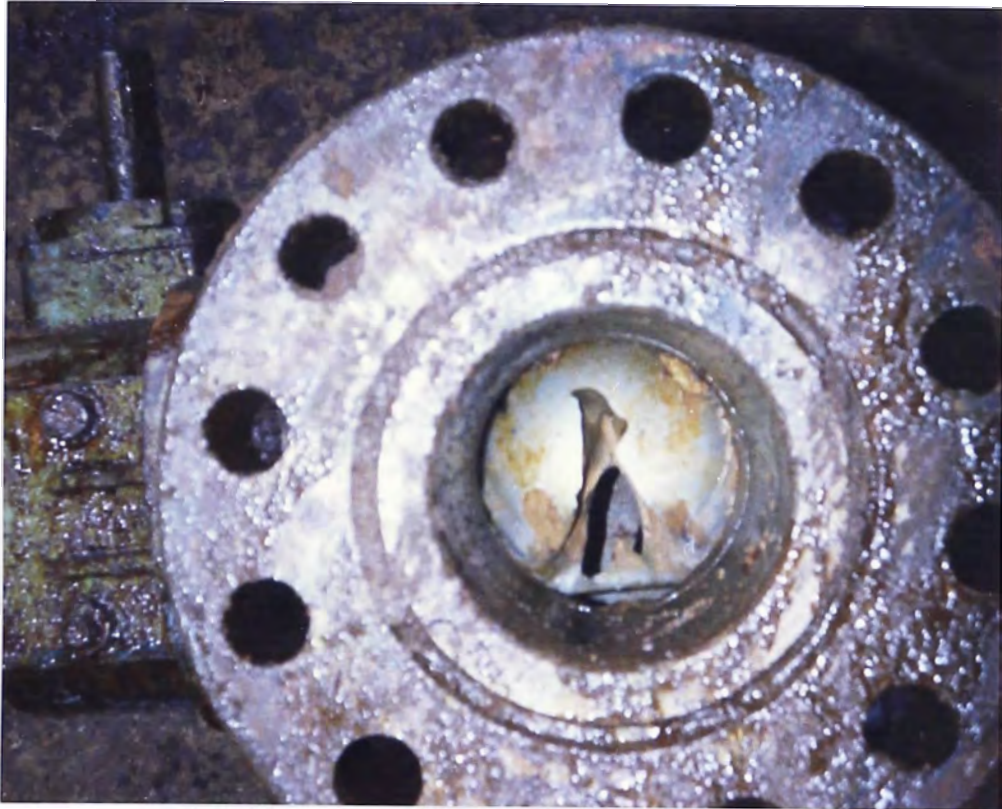
POZO 7404 RIO BRAVO

Observe la fuga de gas a través del Flow Control, antes de colocar la válvula Lo-Torc



VALVULA LO-TORC RECUPERADA

Observese la ruptura que presenta en la parte superior



VALVULA WKM RECUPERADA

Observese la ruptura de la bola, debido a la erosión de la arena de frac.



VALVULA WKM RECUPERADA

Observese la ruptura que presenta en el cuerpo