

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LOS TRABAJOS DE
REACONDICIONAMIENTO REALIZADOS EN LA ARENA
HOLLÍN DEL CAMPO SACHA EN EL PERIODO 2016**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

VÁSCONEZ GARCÍA FREDDY GIOVANNY
geova_es@hotmail.com

DIRECTOR: ING. PABLO TREJO
pablo.trejo@epn.edu.ec

Quito, JULIO 2017

DECLARACIÓN

Yo, Freddy Giovanni Vásquez García, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

FREDDY GIOVANNY VÁSQUEZ GARCÍA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Freddy Giovanni Vásconez García, bajo mi supervisión.

**PABLO TREJO.
DIRECTOR DE TRABAJO**

AGRADECIMIENTOS

Quisiera primero agradecer a Dios, por darme la fuerza que necesitaba para afrontar todos los momentos más difíciles de mi vida y permitirme lograr todas mis metas.

A mi familia por todo el apoyo que me supieron brindar durante toda mi vida, por los consejos y las lecciones de vida que los llevare conmigo siempre.

A mi madre que es la persona más importante en mi vida, que me ha sabido guiar y apoyar en todas las etapas de mi vida, agradecerle por todos los sacrificios que realizó para que yo logre alcanzar mis metas y sobre todo por todo el amor que me brinda cada día.

A mis hermanas por estar junto a mí, por estar siempre pendientes y cuidarme cuando lo necesitaba.

Gracias por siempre confiar en mí y darme la oportunidad de culminar una etapa mas en mi vida.

Al Ingeniero Pablo Trejo, director de mi proyecto de titulación, además de ser un gran persona es un gran profesional, agradezco toda su ayuda y tiempo que me brindo para poder culminar con éxito este proyecto.

Al Ingeniero Franklin Gómez, co-director de mi proyecto de titulación, que de igual manera supo ayudarme y guiarme durante la realización del proyecto.

A todos los ingenieros que conforman la carrera de Petróleos por guiarme durante toda mi carrera y prepararme para ser un excelente profesional.

Finalmente agradezco a la Compañía PETROAMAZONAS EP, especialmente al Ing. Camilo Cárdenas por brindarme todas las facilidades para obtener la información necesaria para poder desarrollar este trabajo de titulación.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mi familia y especialmente a mi madre Susana García que fue la persona que siempre estuvo ahí dándome la fuerza y levantándome para que lograra cumplir mis metas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
CONTENIDO DE TABLAS.....	VI
CONTENIDO DE FIGURAS.....	VII
RESUMEN.....	1
Palabras clave.....	1
ABSTRACT.....	2
Keywords.....	2
1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1. Área de estudio.....	5
1.2. Generalidades del Campo.....	6
2. METODOLOGÍA.....	9
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	13
3.1. Análisis de los trabajos de Reparación y Cambio de Equipo de Fondo (Pulling) ..	16
3.2. Análisis de los trabajos de Fracturamiento Hidráulico.....	18
3.3. Análisis de los trabajos de Estimulación Matricial Ácida.....	25
3.4. Análisis de los trabajos de Cambio de Zona.....	30
3.5. Análisis de los trabajos de Redisparo.....	32
3.6. Análisis de los trabajos de Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial.....	33
4. CONCLUSIONES.....	35
5. RECOMENDACIONES.....	37
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	38
7. ANEXOS.....	41

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1.1 Estado actual de los pozos al 2017	6
Tabla 1.2 Número de pozos produciendo por sistema de levantamiento	6
Tabla 1.3. Profundidades promedio de las principales arenas	7
Tabla 1.4. Principales características petrofísicas de la Arena Hollín.....	8
Tabla 1.5. Características principales de los fluidos de la Arena Hollín.....	9
Tabla 2.1. Rangos de valores para evaluación de la eficacia.....	11
Tabla 2.2. Rangos de valores para evaluación de la eficiencia	12
Tabla 3.1. Trabajos de reacondicionamientos satisfactorios y no satisfactorios	14
Tabla 3.2. Cálculo de eficacia, efectividad para los trabajos de reparación y cambio de equipo de fondo.....	16
Tabla 3.3. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento Fracturamiento hidráulico	18
Tabla 3.4. Parámetros petrofísicos antes y después del fracturamiento hidráulico	19
Tabla 3.5. Datos del pozo Sac-198 para el cálculo de la curva de índice de productividad	21
Tabla 3.6. Cálculo del índice de productividad antes del reacondicionamiento.	22
Tabla 3.7. Cálculo del índice de productividad estimado del trabajo fracturamiento.....	23
Tabla 3.8. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento estimulación matricial acida.....	25
Tabla 3.9. Características petrofísicas del pozo.....	25
Tabla 3.10. Datos del pozo Sac-238 para el cálculo de la curva de índice de productividad	27
Tabla 3.11. Cálculo del índice de productividad previo abajo de estimulación matricial ácida.....	28
Tabla 3.12. Cálculo del índice de productividad estimado después de la estimulación matricial ácida.....	29
Tabla 3.13. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento cambio de zona.....	31
Tabla 3.14. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento redisparo	33

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de Ubicación del Campo Sacha	5
Figura 1.2. Distribución de las reservas en el Campo Sacha	7
Figura 3.1. Trabajos de reacondicionamiento en la arena Hollín en el periodo 2016	14
Figura 3.2. Éxito o fallo por tipo de trabajo de reacondicionamiento	15
Figura 3.3. Evaluación petrofísica del pozo Sac-198D	20
Figura 3.4. Curva de índice de productividad del pozo Sac-198.	24
Figura 3.5. Masterlog de Hollín Pozo Sac-238	27
Figura 3.6. Curva de índice de productividad pozo Sac-238.	30
Figura 3.7. BHA de pesca con presencia de daño	34

EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LOS TRABAJOS DE RECONDICIONAMIENTO REALIZADOS EN LA ARENA HOLLÍN DEL CAMPO SACHA EN EL PERIODO 2016

RESUMEN

Una planificación adecuada tomando en cuenta todos los parámetros tanto operacionales como del yacimiento previo a la realización y ejecución de los trabajos de reacondicionamientos es fundamental para lograr el éxito en la optimización de producción de un campo. Por tal motivo en este artículo se realizó una evaluación técnico-estadística que permitió realizar un análisis global de las condiciones del pozo y las operaciones llevadas a cabo durante los trabajos de reacondicionamiento, pudiendo así identificar las causas y los problemas por las cuales algunos reacondicionamientos no tuvieron el éxito esperado en el aumento de producción, lo que permitirá tomar los correctivos necesarios para futuros trabajos a realizar dentro del campo. Dentro del análisis de todos los trabajos de reacondicionamientos realizados se presentaron diferentes problemas evidenciando que la principal falla radica en la falta de monitoreo de las características del yacimiento, pozo y fallas operacionales. Como resultado se obtuvo que el cambio y reparación de equipo de fondo es el trabajo de reacondicionamiento que presenta resultados menos exitosos. Todo este análisis permitió determinar la efectividad de los trabajos de reacondicionamiento evaluando operativa, técnica y económicamente. Lo que permitió definir cuáles son los trabajos de reacondicionamiento más efectivos que se realizaron en el campo Sacha en el 2016 y así poder tomar futuras decisiones con el objetivo de maximizar la producción del campo, concluyendo que el redisparo y fracturamiento hidráulico son los trabajos más efectivos para maximizar la producción del campo Sacha.

Palabras clave: trabajos de reacondicionamiento, cambio y reparación de equipo de subsuelo, fracturamiento hidráulico, redisparo, estimulación

ABSTRACT

Adequate planning taking into account all the parameters both operational and the reservoir prior to the execution of workover is fundamental to achieve success in production optimization in a field. In this article a technical-statistic evaluation was made which allowed an overall analysis of well conditions and operations carried out during the workover, thus being able to identify the causes and problems why some workovers did not have the expected success in increase production, which make it possible to take the necessary corrective for future works to be done in the field. Within the analysis of all the workovers that were performed, different problems were presented evidencing that the main failure lies in lack of monitoring in the characteristics of the reservoir, well and operational failures. As a result, was obtained that pulling the one that presents less successful results. All this analysis made it possible to determine the effectiveness of the workovers by evaluating operationally, technically and economically. This allowed us to define the most effective workovers that were carried out in Sacha field in 2016 and take future decisions with the objective of maximizing production, concluding that perforating and hydraulic fracturing the most effective works to maximize Sacha field production.

Keywords: workover, pulling, hydraulic fracturing, perforating, stimulations

1.INTRODUCCIÓN

El 6 de julio de 1972 se inicia la producción del Campo Sacha con una tasa promedio diaria para ese mes de 29,269 BPPD y se alcanza la máxima producción registrada con una tasa promedio de 117,591 BPPD en noviembre del mismo año. La compañía mixta de Operaciones Rio Napo CEM entró a operar el Campo Sacha en el mes de noviembre del 2009, la producción en este periodo incrementó en un 53% desde 50,000 BPPD hasta 75,080 BPPD en julio del 2014. Para el período de agosto del 2016, Petromazonas EP da inicio a sus operaciones en el campo, alcanzando una producción promedio de 72,007 BPPD al mes de diciembre del 2016 (PETROAMAZONAS EP, 2017).

En la vida del pozo es frecuente la depletación y el agotamiento de la zona productora, así como los diferentes cambios que puede presentar el estado mecánico del pozo, que afecta la productividad. Es por ello que las operaciones de reacondicionamiento son una solución factible para solucionar dichos inconvenientes, debido a que su principal objetivo es mantener o aumentar la producción (Bohorquez & Cadena, 2011). Las operaciones de reparación y mantenimiento de pozos es para la industria petrolera una de las mejores opciones para alargar la vida productiva de los yacimientos, ya que no requieren una inversión tan alta; por esto, existe la necesidad de mantener un constante análisis de la planificación, ejecución y resultados de estas operaciones (Llorenty, 2014).

Durante la vida productiva de un campo maduro, como es el caso del Campo Sacha, se han implementado diferentes trabajos de reacondicionamiento para abordar las continuas fallas que se han presentado durante su producción. En el periodo 2016 se realizaron 110 trabajos de reacondicionamiento, entre los cuales se puede identificar principalmente: cambio de zona, recañoneo, estimulación acida, fracturamiento hidráulico, reparación y cambio de equipo de fondo (pulling), de los cuales algunos de estos han resultado exitosos y otros no han tenido el éxito esperado, lo que ha generado pérdidas en la producción o incluso se han presentado algunos casos en los cuales su aporte ha sido completamente nulo (PETROAMAZONAS EP, 2017).

Se pueden presentar diversos factores por los cuales la operación de reacondicionamiento falla, entre los cuales están las actividades relacionadas con el desarrollo de la operación tales como: pegas, pescas, fallas del equipo de superficie, operación inadecuada del equipo y herramientas (Arenas, 2009). Otro factor

predominante es el fluido de control que es preparado de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura que presenta el yacimiento. El incorrecto diseño de este fluido ocasiona muchas veces que se originen altos diferenciales de presión en contra de la formación al exceder el peso del lodo, produciendo un daño de la misma originando pérdida de producción (Eaton, & Smithey, 1971).

Además de lo expuesto anteriormente, se debe conocer sobre los diferentes problemas de producción que se presentan en un yacimiento. De aquí la necesidad de mantener una constante planificación sobre los pozos por reparar, para lo cual se debe conocer todas las características del yacimiento que permitirá analizar los problemas específicos en cada pozo y el tipo de intervención que se ha de realizar para el mantenimiento o generación de potencial (CIED, 1996).

Actualmente en el desarrollo de trabajos de reacondicionamiento, si bien se obtienen resultados aceptables, la no planeación en cuanto a los factores que intervienen en estos procesos, dan como resultado una demora en la toma de decisiones afectando los resultados esperados. Por ende se debe considerar la mayor cantidad de factores que intervienen en los trabajos de reacondicionamiento con lo cual se logra una eficiencia en la planeación y ejecución dando resultados óptimos (Nnanna, & Ajenka, 2005).

El objetivo general de este estudio es evaluar la efectividad de los trabajos de reacondicionamiento realizados en la arena Hollín del Campo Sacha en el periodo 2016 para determinar los mejores tipos de trabajos y así maximizar la producción.

Entre los objetivos específicos se encuentran:

- Determinar la eficiencia de los trabajos de reacondicionamiento realizados en el periodo 2016 en la arena Hollín.
- Determinar causas por las cuales los reacondicionamientos resultaron no satisfactorios.
- Determinar cuáles son los trabajos más eficaces para maximiza la producción del campo.
- Proponer recomendaciones y alternativas para resolver los problemas presentados en los pozos del campo Sacha.

1.1. Área de estudio

El estudio se desarrolló en el campo Sacha, el cual se encuentra ubicado al nororiente de la región Amazónica, en la provincia de Orellana, en el Cantón “La Joya de los Sachas”. Está situada geográficamente entre las coordenadas Latitud Sur: 00°11'00” a 00°24'30” y Longitud Oeste: 76°49'40” a 76°54'16”, comprendiendo una extensión aproximada de 41524 acres, siendo uno de los campos petrolíferos más importantes que posee el Ecuador, está delimitado de la siguiente manera:

- Al norte por las Estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista
- Al sur por el campo Culebra- Yulebra
- Al este por los Campos Mauro Davalos Cordero, Shushufndi
- Al oeste por los campos Pucuna Paraiso y Huachito

Tal como se muestra en la fig.1.1

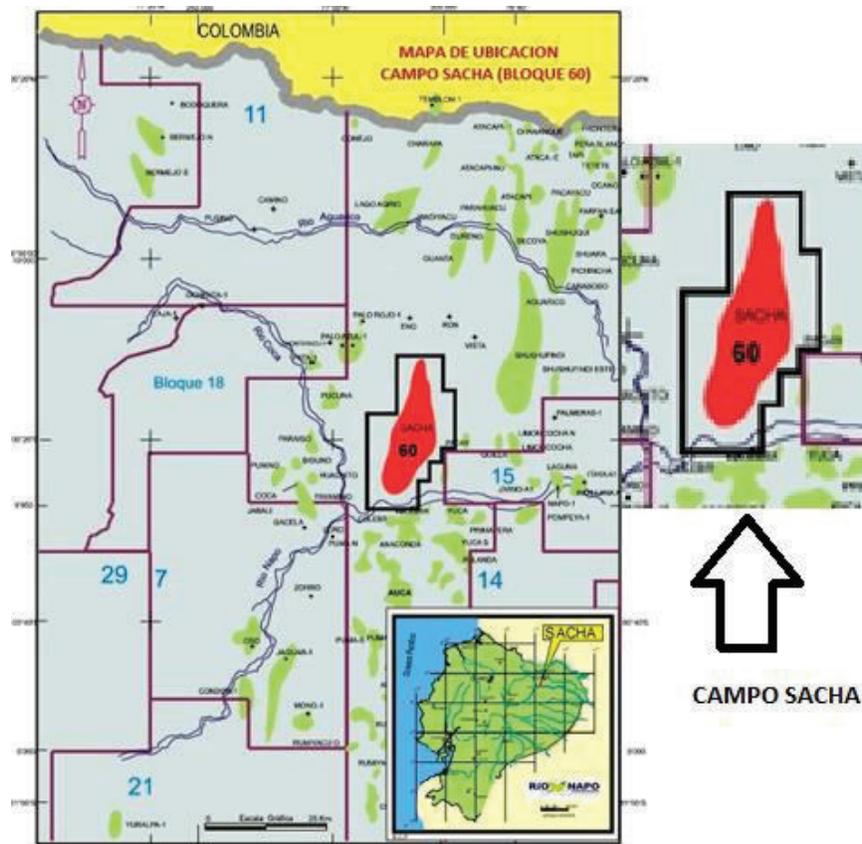


Figura 1.1. Mapa de Ubicación del Campo Sacha
Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP

1.2. Generalidades del Campo

Con el forecast del mes de Abril del 2017, el estado de los pozos en el Campo Sacha es de 231 pozos en producción, 167 pozos cerrados, 10 pozos abandonados, 6 pozos inyectoros y 10 pozos re-inyectoros, sumando un total de 424 pozos perforados hasta la actualidad tal como se detalla en el Tabla. 1.1.

Tabla 1.1 Estado actual de los pozos al 2017

ESTADO	CANTIDAD DE POZOS
Produciendo	231
Cerrados	167
Abandonados	10
Reinyectores	10
Inyectores	6
TOTAL	424

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

Elaboración: Giovanni Vásconez

La producción bajo los diferentes métodos de sistema de levantamiento artificial abarcan: 203 pozos produciendo por bombeo electrosumergible, 27 pozos se encuentran produciendo por bombeo hidráulico, 1 pozo produciendo por bombeo mecánico tal como se detalla en la Tabla.1.2.

Tabla 1.2 Número de pozos produciendo por sistema de levantamiento

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	POZO
Bombeo Electrosumergible	203
Bombeo Hidráulico	27
Bombeo Mecánico	1
TOTAL	231

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP.

Elaboración: Giovanni Vásconez

Los principales reservorios de campo Sacha son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín los cuales se encuentran a las siguientes profundidades promedio descritas en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Profundidades promedio de las principales arenas

Reservorio	Profundidad (pies)	
	Tope	Base
Basal Tena	7800	8900
Napo U	8530	9520
Napo T	8765	9790
Hollín	8975	9890

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP

Elaboración: Giovanni Vásconez

Tomando en cuenta las reservas hidrocarburíferas en el campo Sacha, éste es el segundo campo más grande del país, contando con 5066 millones de barriles de petróleo original en sitio, 1722 millones de barriles de reservas probadas y 578 millones de barriles de reservas remanentes divididos de la siguiente manera:

- El 3.36% en la arena Basal Tena.
- El 21.78% en la arena Napo “U”.
- El 13.80% en la arena Napo “T”.
- El 61.05% en la arena Hollín.

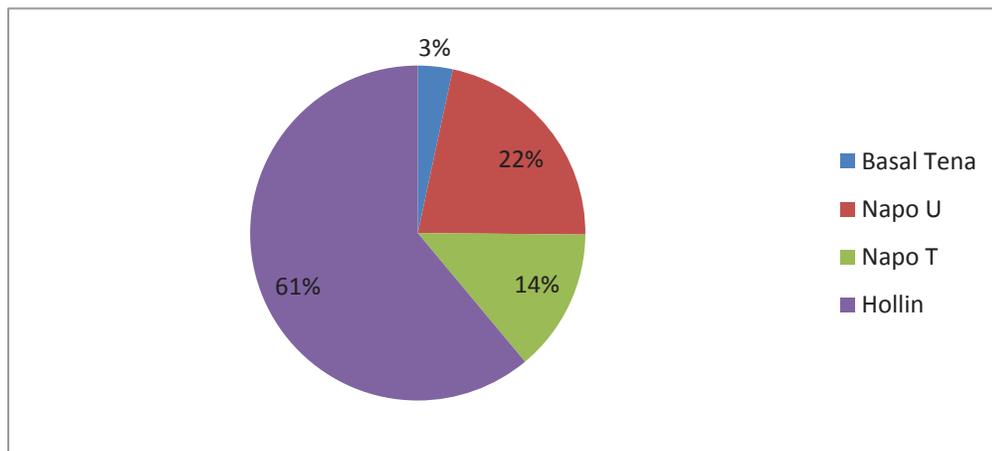


Figura 1.2. Distribución de las reservas en el Campo Sacha

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP

El estudio se enfocó en la arena Hollín debido a la cantidad de reservas y al ser el reservorio con más producción del campo, con un aproximado del 58%, por lo cual es

necesario conocer las principales características del reservorio además de las propiedades de la roca y el fluido para esta arena.

La formación Hollín está conformada principalmente por areniscas intercaladas con niveles de lutitas y calizas hacia la parte superior:

- **Hollín Superior:** consiste en una arenisca glauconítica de grano fino y de color gris claro a verdoso, intercaladas por finos niveles de calizas y lutitas.
- **Hollín Inferior:** comprendido por un cuerpo principal de arenisca de grano fino a medio con intercalaciones de carbón y lutita.

El mecanismo principal de producción en el reservorio es el empuje hidráulico, este es generado por un acuífero de comportamiento infinito, que va lateralmente de oeste a este y conectado en el fondo. Este acuífero presenta un afloramiento en superficie que mantiene recargándose constantemente debido a la cordillera por lo que se le considera un acuífero de tipo artesiano. Otro tipo de mecanismo de producción que se encuentra presente es el de expansión de la roca y los fluidos, sin embargo es considerado despreciable debido a que la caída de presión es muy baja.

Entre las principales características y propiedades de la Arena Hollín se describe las más importantes en la tabla. 1.4.

Tabla 1.4. Principales características petrofísicas de la Arena Hollín

Parámetro	Reservorio	
	Hollín Superior	Hollín Inferior
Espesor neto promedio, (ft)	10 – 40	30 – 130
Permeabilidad, k (md)	130	350
Porosidad, ϕ (%)	14.2	17.1
Saturación de agua, S_w (%)	30 - 40	30 – 40
Factor de recobro, F_r (%)	32.33	32.33
Temperatura de la formación, ($^{\circ}$ F)	225	225

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP

Elaboración: Giovanni Vásconez

Entre las principales características y propiedades principales de los fluidos de la arena Hollín se describe las más importantes en la tabla. 1.5.

Tabla 1.5. Características principales de los fluidos de la Arena Hollín

Parámetro	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión inicial, P_i (psi)	4450	4450
Presión de burbuja, P_b (psi)	550	80
Factor Volumétrico del petróleo, B_o (BY/BF)	1.13	1.16
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	1.4	3.7
Gravedad específica del petróleo, ($^\circ$ API)	27.3	29.7
Compresibilidad del petróleo, $C_o \cdot 10^{-6}$ (psi^{-1})	9.2	5.7
Relación gas-petróleo, GOR (PSC/BF)	124	24
Gravedad específica del gas, (γ_g)	1.35	1.58
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0,2–0-3	0,2–0-3
Salinidad (ppm)	1000-4000	>1000

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas EP

Elaboración: Giovanny Vásconez

2. METODOLOGÍA

El presente estudio es de tipo descriptivo, bibliográfico y documental, debido a que realizó un estudio que permitió evaluar la efectividad de los trabajos de reacondicionamiento del Campo Sacha en base a sus datos operativos y fuentes teóricas, además, es de tipo transversal debido a que el estudio se realizó del periodo 2016 y prospectivo ya que los resultados obtenidos servirán para futuros estudios.

El universo de estudio es el Campo Sacha con 110 trabajos de reacondicionamiento llevados a cabo en el periodo 2016. Estos pozos deberán disponer de la suficiente información para dicho análisis, para la cual se verificará la disponibilidad de información de los programas, resultados, reportes diarios de los trabajos de reacondicionamiento, estado mecánico del pozo, días de operación y costos, todos estos datos permitirán un correcto cálculo de la efectividad. Además en base a la información de los pozos como evaluaciones petrofísicas, pruebas de presión, pruebas producción, registros eléctricos, historiales de reacondicionamiento y operaciones realizadas en los pozos; se realizará un análisis técnico que permitirá determinar las razones por las cuales fallaron los reacondicionamientos.

Para la primera parte de la investigación se procedió a utilizar el método KDD (*Knowledge Discovery in Databases*) o el proceso de minería de datos que se refiere a extraer información de calidad de una gran cantidad de datos que puede usarse para determinar conclusiones basadas en relaciones o modelos dentro de los datos. La información puede utilizarse para diferentes aplicaciones que van desde análisis de mercado hasta control de producción y exploración científica. (Han, Kamber, 2001).

El esquema de trabajo constó de las siguientes etapas:

1. **Selección de datos.** se extrajo los datos las pruebas de producción más importantes para realizar el análisis entre los que constan la producción de fluido, producción de petróleo, corte agua, arena productora, gravedad API del petróleo de las evaluaciones de producción antes y después del trabajo de reacondicionamiento. Además de los programas de reacondicionamiento y los resultados de los trabajos se obtuvo la información del tipo de reacondicionamiento llevado a cabo, objetivo del reacondicionamiento, estimación de producción, días de operación y costos.
2. **Pre-procesamiento.** se realizó una limpieza de los datos extraídos previamente de las distintas fuentes. Para las pruebas de producción se realiza un análisis de las tasas de producción debido a que existen diferentes valores que son erróneos en las lecturas tomadas durante la evaluación por lo cual es importante determinar el valor correcto para obtener al final una estructura de datos adecuada para su posterior análisis.
3. **Data Mining.** Una vez obtenida la base de datos se procedió a separar información obtenida de los trabajos de reacondicionamiento que producen de la arena Hollín ya que es el área de estudio planteado.
4. **Interpretación:** Una vez delimitado el área de estudio se procedió a verificar si los trabajos de reacondicionamiento resultaron satisfactorios, para esto se realizó una comparación de la producción antes y después del trabajo de reacondicionamiento mediante el análisis de las pruebas de producción, reportes de operaciones llevadas a cabo y el estado mecánico del pozo, historial de reacondicionamiento, historial de producción todo esto permite la correcta evaluación del proceso. (Ver anexo I).

En la segunda parte se realizó el cálculo de la efectividad, este concepto involucra la eficiencia y eficacia, es decir, el logro de los resultados programados en el tiempo y con los costos más razonables posibles. Supone hacer lo correcto con gran exactitud y sin ningún desperdicio de tiempo y dinero. Es importante entonces conocer las definiciones de eficacia y eficiencia

- Eficacia: es realizar todas las actividades y procesos de la mejor manera para alcanzar los objetivos y metas planteados, es decir que porcentaje de los resultados esperados se logró, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Eficacia = \frac{PA}{PE} \quad (2.1)$$

Dónde:

PA: producción alcanzada

PE: producción esperada

Se evalúa de la siguiente manera como se observa en la tabla.2.1.

Tabla 2.1. Rangos de valores para evaluación de la eficacia

RANGO	PUNTOS
0-20%	0
21-40%	1
41-60%	2
61-80%	3
81-90%	4
91%	5

Elaboración: Giovanny Vásquez

Ejemplo de cálculo datos tomados del pozo Sac-11

$$Eficacia = \frac{147}{150}$$

$$Eficacia = 98\%$$

$$\text{Puntaje} = 5$$

- Eficiencia: es lograr un objetivo buscando el uso óptimo de los recursos disponibles, es decir realizar una actividad al menor costo unitario posible y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Eficiencia = \frac{(PA/CA) * TA}{(PE/CE) * TE} \quad (2.2)$$

Dónde:

CA: Costo alcanzado

TA: Tiempo alcanzado

CE: Costo esperado

TE: Tiempo esperado

Se mide en los valores que se observan en la tabla. 2.1.

Tabla 2.2. Rangos de valores para evaluación de la eficiencia

RANGO	PUNTOS
Muy Eficiente >1	5
Eficiente =1	3
Ineficiente <1	1

Elaboración: Giovanni Vásconez

Ejemplo de cálculo datos tomados del pozo Sac-11

$$Eficiencia = \frac{(147/200077) * 2.9}{(150/480500) * 6.0}$$

$$Eficiencia = 1.13$$

$$Puntaje = 5$$

Para determinar la efectividad se utilizó la siguiente ecuación expresada en porcentaje:

$$Efectividad(\%) = \frac{Puntaje\ de\ eficiencia + Puntaje\ de\ eficacia}{2} \div \frac{Máximo\ Puntaje}{2} \quad (2.3)$$

Ejemplo de cálculo datos tomados del pozo Sac-198

$$Efectividad(\%) = \frac{\frac{5+5}{2}}{5}$$

$$Efectividad(\%) = 100\%$$

Cada uno de estos cálculos se realizó para cada tipo de trabajo de reacondicionamiento y al final se obtuvo la eficacia y efectividad promedio de acuerdo al tipo de trabajo realizado que servirá para determinar si se cumplió con objetivos planificados.

En el análisis y la interpretación de datos se expondrán los resultados de los reacondicionamientos seleccionados mediante gráficos y tablas generadas.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el campo Sacha en el periodo 2016 se realizaron 110 trabajos de reacondicionamiento en las diferentes arenas productoras que posee este campo. Una vez realizado el proceso de minado de datos se obtiene una muestra de 36 trabajos de reacondicionamiento en 33 pozos que producen de la arena Hollín la cual se divide en Hollín superior y Hollín inferior.

Con el análisis realizado se obtuvo el Anexo I el cual permitió determinar la cantidad y tipos de trabajos de reacondicionamientos realizados en el campo, además de determinar si estos fueron o no satisfactorios en base a los resultados de producción, obteniendo lo siguiente:

De la muestra de 36 trabajos de reacondicionamiento se identifican 6 grupos principales los cuales son:

- Fracturamiento Hidráulico
- Cambio de Zona
- Redisparo
- Estimulación
- Reparación y Cambio de equipo de fondo (Pulling)
- Cambio de sistema de levantamiento

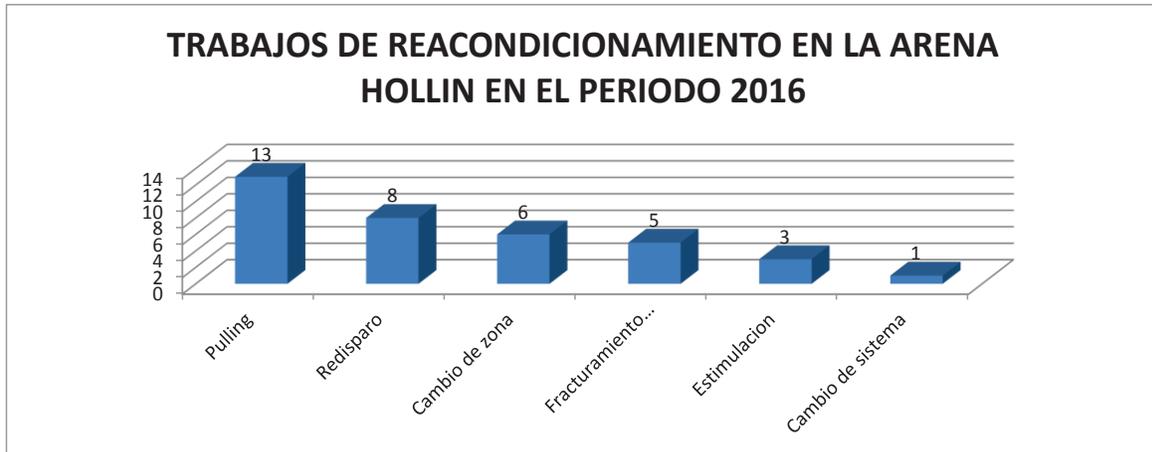


Figura 3.1. Trabajos de reacondicionamiento en la arena Hollín en el periodo 2016
Elaboración: Giovanni Vásconez

Se obtiene que el tipo de trabajo que más se ha realizado en dicho periodo es la reparación y cambio de equipo de fondo (Pulling) con un porcentaje de 36.1%, como se observa en la fig. 3.1. El segundo trabajo más utilizado en el campo Sacha es el Redisparo con un 22.2%. Este resultado se debe a que son considerados como trabajos de gasto operativo (OPEX), el cual se refiere a los costos de mantenimiento en los que se incurre de forma continua. Además se obtuvo el 16.7% para el cambio de zona, el 13.9% para el fracturamiento hidráulico, el 8.3% en la estimulación y el 2.8% en el cambio de sistema de levantamiento.

Se obtuvo la cantidad de trabajos que fueron satisfactorios es decir los trabajos que lograron un aumento en su producción, con un total de 27 y los trabajos que no fueron satisfactorios es decir que después del trabajo de reacondicionamiento existió pérdida de producción con un total de 9 como se especifica en la tabla.3.1.

Tabla 3.1. Trabajos de reacondicionamientos satisfactorios y no satisfactorios

ESTADO	CANTIDAD
NO SATISFACTORIO	9
SATISFACTORIO	27
Total general	36

Elaboración: Giovanni Vásconez

Se determina que el 69% de los trabajos de reacondicionamiento realizados en la arena Hollín en el periodo 2016 fueron satisfactorios logrando mantener o incluso incrementar su producción. Esto se debe a una correcta planificación y elaboración de un plan operativo que describió la ejecución de las actividades requeridas, siguiendo una secuencia técnica que permitió el éxito en el trabajo de reacondicionamiento.

Una vez establecido la cantidad de trabajos satisfactorios y no satisfactorios en general se determinó, el éxito y fallo para cada tipo de trabajo reacondicionamiento como se observa en la fig. 3.2.

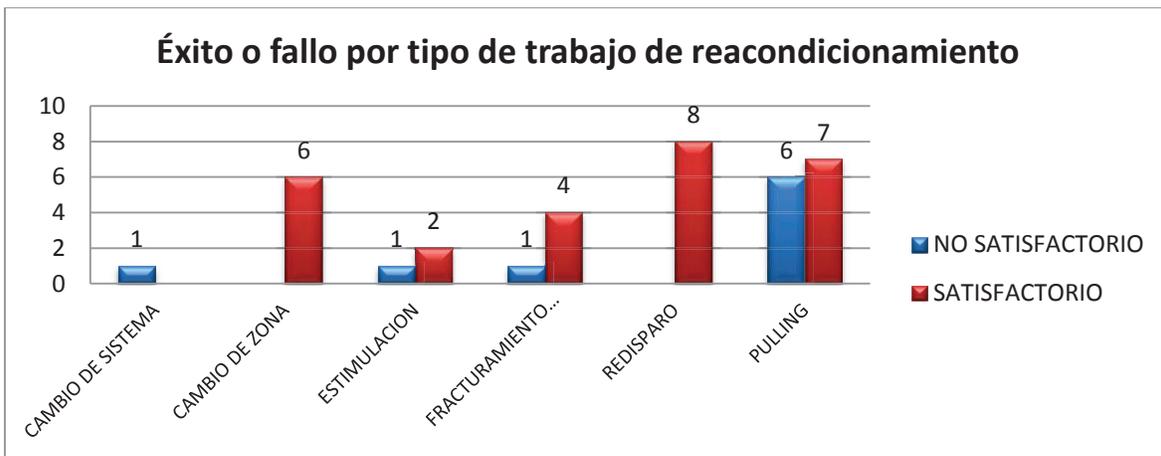


Figura 3.2. Éxito o fallo por tipo de trabajo de reacondicionamiento
Elaboración: Giovanni Vásconez

Los trabajos de reacondicionamiento que tuvieron el 100% de éxito fueron el cambio de zona y redisparo, mientras que el 46.1 % de los trabajos de reparación y cambio de equipo de fondo no fueron satisfactorios; que corresponde a la mayor cantidad de trabajos que no tuvieron éxito.

A continuación se determinará la efectividad de los diferentes tipos de trabajos de reacondicionamiento en base a los datos de producción, tiempo de operaciones y costos planificados comparando con los resultados obtenidos en los reacondicionamientos, además se realizará un análisis que permitirá determinar las probables causas en los casos en que los reacondicionamientos resultaron no satisfactorios determinados previamente en el Anexo I y así poder proponer recomendaciones para solucionar dichos problemas.

3.1. Análisis de los trabajos de Reparación y Cambio de Equipo de Fondo (Pulling)

Se realizó un total de trece trabajos de cambio y reparación de equipo de fondo de lo cual se obtuvo un porcentaje de eficacia de 96.3% como se observa en la tabla. 3.2, indicando que la producción esperada para estos trabajos resultó muy buena, debido a que la mayoría de trabajos fueron realizados para mantener la producción mas no para realizar un aumento de la misma, por lo cual estos trabajos podrían ser considerados dentro del rango de satisfactorio. Además se obtiene una efectividad del 78.5% que relaciona las operaciones globalmente en donde se incluye los parámetros de costos y tiempo de operación.

Tabla 3.2. Cálculo de eficacia, efectividad para los trabajos de reparación y cambio de equipo de fondo

N° POZO	TRABAJO	Estado	Producción Antes (BPPD)	RESULTADOS ALCANZADOS			RESULTADOS ESPERADOS			EFICACIA	EFECTIVIDAD
				BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)	BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)		
Sac-11	PULLING	Satisfactorio	146	147	200077	2,9	150	480500	6,0	98,00%	100,00%
Sac-45	PULLING	Satisfactorio	139	137	48290	8,1	150	38290	6,0	91,33%	60,00%
Sac-106	PULLING	Satisfactorio	290	304	296212	6,5	180	446700	6,0	168,89%	100,00%
Sac-164	PULLING	No satisfactorio	287	268	345488	5	280	444487	6,0	95,71%	80,00%
Sac-218	PULLING	Satisfactorio	149	359	79609	6	300	260000	6,0	119,67%	100,00%
Sac-236	PULLING	Satisfactorio	102	123	228165	5,5	180	320850	6,0	68,33%	60,00%
Sac-239	PULLING	Satisfactorio	127	273	219269	4,9	250	396750	6,0	109,20%	100,00%
Sac-239	PULLING	No satisfactorio	289	265	298773	6	290	396750	6,0	91,38%	70,00%
Sac-246	PULLING	No satisfactorio	317	295	248827	8,3	350	390000	6,0	84,29%	50,00%
Sac-251	PULLING	No satisfactorio	434	329	266284	6,4	440	382000	6,0	74,77%	80,00%
Sac-303	PULLING	No satisfactorio	377	162	293891	6,9	400	428950	6,0	40,50%	20,00%
Sac-353	PULLING	No satisfactorio	429	415	226677	4,8	400	386400	6,0	103,75%	100,00%
Sac-452	PULLING	Satisfactorio	495	528	225601	4,2	500	258750	6,0	105,60%	100,00%
RESULTADOS										96,3%	78,5%

Elaboración: Giovanni Vásconez

En los seis casos que se consideran no satisfactorios como se observa en la tabla. 3.2, uno de ellos presenta una disminución de producción grande además que su efectividad es baja. Esto sucedió en el Pozo Sac-303, el cual tenía una producción de 377BPPD y un BSW de 1% antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento. Una vez realizado el cambio el trabajo de reacondicionamiento el pozo presentó una producción de 162 BPPD y un BSW de 6%.

Se determinó que no existieron problemas durante la operación en el cambio de bomba, como se observa en el reporte de operaciones (Anexo II). Por lo cual se realizó el análisis del reservorio, el cual permitió determinar que el pozo se encuentra en una zona de presión de formación baja como se observa en el Anexo III. Estimando que la presión de

reservorio del pozo es de 2000 psi, la cual es inferior a la presión de reservorio de la formación promedio que se encuentra en 3800 psi.

Se realizó el análisis del fluido de control y se determinó que se utilizó un fluido de control convencional. Para la formación Hollín el fluido de control es una solución acuosa de cloruro de potasio y con un peso es de 8.5 lpg como se observa en el Anexo II. Las características del fluido de control no presentaron variación con respecto a los otros pozos en los cuales se realizó el mismo tipo de trabajo. Por lo que se determina que la causa de la disminución de producción es que el fluido de control causó daño en la formación debido al diferencial grande de presión producido en contra de la formación ocasionando que el fluido invada a la misma, lo que puede producir formación de emulsiones, hinchamiento de arcillas, precipitación de sólidos, cambio de mojabilidad de la roca debido a incompatibilidades entre el fluido de control, los fluidos del yacimiento y la formación generando un daño severo.

Después del trabajo de reacondicionamiento no se realizó una prueba de presión para para estimar el daño generado en la formación ya que el pozo mantiene la producción hasta la fecha. Se recomienda realizar una prueba de presión que permita cuantificar el daño para determinar si es beneficioso realizar una estimulación a la arena para remover el daño y así poder recuperar la producción.

De los cinco casos en los cuales presentaron una leve disminución de producción, existen dos casos que presentaron problemas operacionales durante el trabajo de reacondicionamiento. Lo que generó que los pozos estén sometidos más tiempo a la acción del fluido de control, además de generar más tiempo y costos operativos, estos se presentaron en los pozos Sac-251, Sac-246.

El problema fue debido a un mal manejo en la instalación y corrida dentro del pozo del equipo BES, en donde observaron presencia de daño en el cable de potencia y sin aislante. Esto pudo haberse producido debido a golpes durante la instalación del cable de potencia por la falta de protectores o una carga excesiva en el amperaje creando altas temperaturas en los conductores lo que ocasionó roturas en el material aislante y a su vez provocando daño en el motor tal como se observa en los reportes de operaciones de los anexos IV y V respectivamente.

En estos cinco casos debido a que no se realizó ninguna intervención directa en el reservorio que pueda cambiar las propiedades del mismo, se puede concluir que la causa que genere la disminución de producción leve fue debido a un daño ligero generado por el fluido de control.

Ya que no se realiza ninguna intervención dentro del reservorio para incrementar producción en los trabajos de reparación y cambio de equipo de fondo, se recomienda tomar muy en cuenta el diseño del fluido de control para no causar daño a la formación, ya que el fluido de control deber ser determinado de acuerdo a las características conocidas de cada pozo a intervenir, no se puede generalizar las propiedades de todos los pozos a pesar de que estos cuenten con características en común, además, debido a los problemas presentados especialmente en con el cable de potencia el momento de la instalación y corrida en el pozo, es necesario colocar la mayor cantidad de protectores para no incurrir de nuevo en estos problemas generando costos y tiempos adicionales en las operaciones.

3.2. Análisis de los trabajos de Fracturamiento Hidráulico

Se realizaron cinco trabajos de fracturamiento hidráulico en el campo Sacha, de los cuales se obtuvo que el 80% resultaron satisfactorios ya que lograron incrementar su producción. Al realizar el cálculo de la eficacia y efectividad se obtiene un porcentaje de 85.2% y 78% respectivamente tal como se observa en la tabla. 3.3. Esto permite determinar que existió algunos inconvenientes en los objetivos propuestos tanto en incremento de producción como en la parte operativa y financiera.

Tabla 3.3. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento Fracturamiento hidráulico

N° POZO	TRABAJO	Estado	Producción Antes (BPPD)	RESULTADOS ALCANZADOS			RESULTADOS ESPERADOS			EFICACIA	EFECTIVIDAD
				BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)	BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)		
Sac-119	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	Satisfactorio	0	451	793904	29,3	420	905970	30	107,38%	100,00%
Sac-198	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	No satisfactorio	192	116	623215	17	400	848700	17,3	29,00%	30,00%
Sac-227	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	Satisfactorio	239	346	415161	17	500	848700	17,3	69,20%	80,00%
Sac-305	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	Satisfactorio	0	473	1115379	23	420	912598	17,3	112,62%	80,00%
Sac-456	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	Satisfactorio	271	431	519427	12,3	400	905970	17,3	107,75%	100,00%
RESULTADOS										85,2%	78,00%

Elaboración: Giovanni Vásquez

Se determinó previamente un caso en el cual el fracturamiento hidráulico no fue satisfactorio y se presentó en el Pozo Sac-198, el cual después del trabajo de reacondicionamiento se presentó una caída de producción de 192 BPPD a 116 BPPD, además, generó un aumento de BSW de 15.8% a 48.1%.

Se realizó la verificación de las operaciones llevadas a cabo pero se descarta que la falla haya sido debido a esta causa como se observa en el reporte de operaciones Anexo VI. Por lo tanto cuando se produce un tratamiento que fue operacionalmente exitoso pero con pobres resultados de producción, se pueden presentar diversos factores por los cuales el fracturamiento hidráulico no resultó, una de ellas es cuando la fractura se encuentra en la zona productora pero la mayor parte de ella se creó por fuera de esta zona, otra es la inadecuada conductividad de la fractura debido a la pobre suspensión del agente de soporte, otra de las razones es que haya sido contactadas zonas de agua, tamaño adecuado de la fractura pero pobre conductividad debido a la baja conductividad del agente de soporte, además de otras causas como arenamiento prematuro. (Hernández, Soto, 2009).

Una vez realizado el análisis de los parámetros petrofísicos, pruebas de presión, perfil de producción estimada, pruebas de producción y geología del pozo se obtiene la siguiente tabla. 3.4:

Tabla 3.4. Parámetros petrofísicos antes y después del fracturamiento hidráulico

	P reservorio (psi)	k (md)	S	Q (BPPD)	Q esperado (BPPD)
Antes	2400	65	4.2	192	400
Después	2800	45	1,8	116	

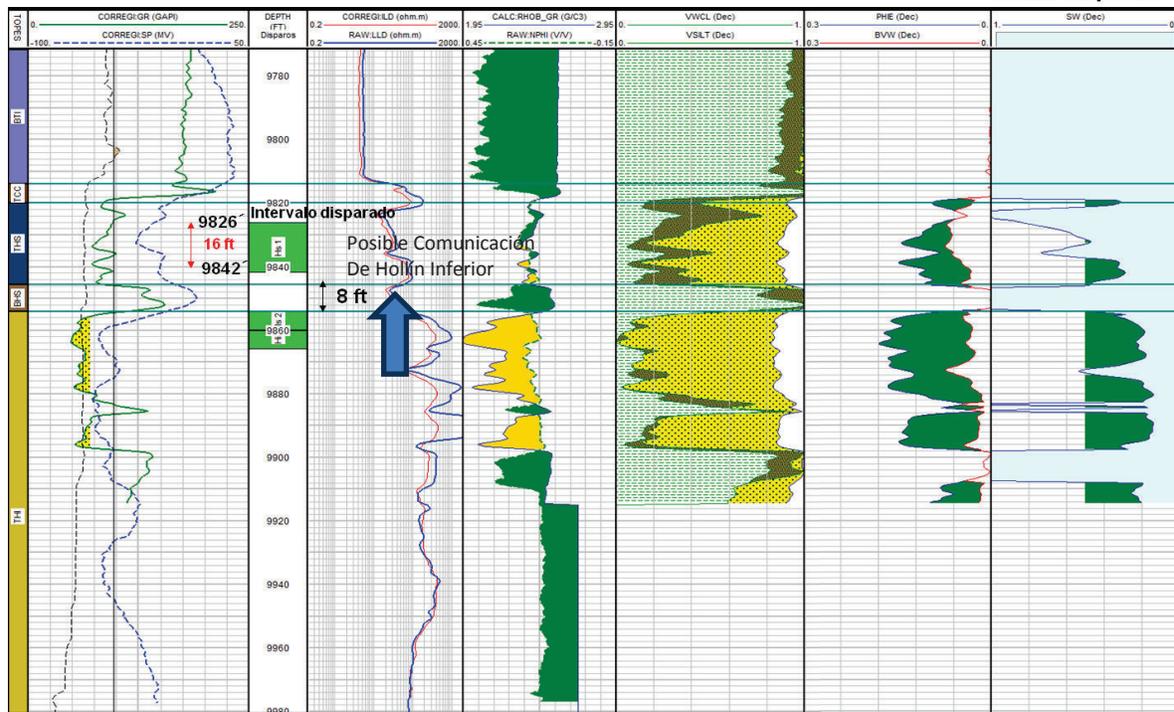
Elaboración: Giovanni Vásquez

Con esta información se concluye que las causas por las que el reacondicionamiento falló es debido a que el fracturamiento hidráulico no resultó como estaba planificado. Se puede observar en la fig.3.3 que el intervalo propuesto para realizar el fracturamiento hidráulico se encuentra cerca de la formación Hollín inferior, al realizar la fractura, esta se extendió hasta la formación Hollín inferior comunicando las arenas, además sólo se logró realizar una fractura de pequeña longitud esto se puede estimar debido a que se logró remover parcialmente el daño y estaba estimado mediante simulación que el daño post-fractura sería de -4, otra de las razones es debido a la geología de la formación Hollín superior ya

que está compuesta por una matriz arcillosa, lo que pudo generar la liberación de finos taponando los canales creados después de la fractura produciendo pérdida de producción, esto pudo haber sido causado por una falla en el fluido de soporte lo que genere que los canales creados por la fractura no se mantengan, disminuyendo la permeabilidad y por ende su producción.

La evaluación crítica de los tratamientos de fractura hidráulica en los últimos años ha puesto de manifiesto frecuentes discrepancias entre los resultados de campo y las predicciones teóricas. (Shlyapobersky, Chudnovsky, 1992).

EVALUACIÓN PETROFÍSICA SAC-198D
Hollin Superior



Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
SAC-198	Hs_1	MD	ft	9826	9842	16	4.25	0.126	0.319	0.318

Figura 3.3. Evaluación petrofísica del pozo Sac-198D

El perfil de producción estimado que se realiza para determinar el incremento de producción que se puede obtener al eliminar el daño después de realizar el fracturamiento hidráulico se determina en base a la curva de índice de productividad. Por lo cual se realizó el cálculo teórico para obtener la producción esperada del pozo. Para esto se tomó la información del pozo Sac-198 y se procedió a realizar los cálculos teóricos necesarios para la obtención de la curva de índice de productividad.

Los datos necesarios para el cálculo del índice de productividad se encuentran en la tabla. 3.5.

Tabla 3.5. Datos del pozo Sac-198 para el cálculo de la curva de índice de productividad

Datos pozo Sac-198		
Pr	2400	Psi
Pwf	630	Psi
Pb	77	Psi
Qo	196	BPPD
K	65	Md
H	16	Ft
μo	4,05	Cp
Bo	1,1	BY/BN
Rw	0,33	Ft
Re	31124,9	Ft
s (antes)	4,2	
s (estimado)	-4	

Elaboración: Giovanni Vásconez

Para el cálculo del índice de productividad se utilizó el Método de Vogel en el caso en donde la presión de fondo fluente (Pwf) es mayor o igual a la presión de burbuja (Pb).

Se determina el índice de productividad (J) mediante la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (3.1)$$

$$J = \frac{196 \text{ BPPD}}{(2400 - 630) \text{ psi}}$$

$$J = 0.11 \text{ BPPD/psi}$$

Se determina el caudal de petróleo al punto de burbuja mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{ob} = J(P_r - P_b) \quad (3.2)$$

$$Q_{ob} = 0.11(2400 - 77)$$

$$Q_{ob} = 257.6 \text{ BPPD}$$

Se determina el cálculo del caudal de petróleo (Q_o) para diferentes valores de presión que sean iguales o bajo la presión de burbuja con la siguiente ecuación:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (3.3)$$

$$Q_o = 257.6 + \frac{0.11 * 77}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{77}{77} \right) - 0.8 \left(\frac{77}{77} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 257.6 \text{ BPPD}$$

Se genera la curva de índice de productividad antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento para diferentes valores de presión como se observa en la tabla.3.6.

Tabla 3.6. Cálculo del índice de productividad antes del reacondicionamiento.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
2400	0
2200	22,2
2000	44,4
1800	66,5
1600	88,7
1400	110,9
1200	133,1
1000	155,3
800	177,4
600	199,6
400	221,8
200	244,0
100	255,1
77	257,6
50	260,1
0	262,3

$Q_o = J(P_r - P_b)$

$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right)^2 \right]$

Elaboración: Giovanni Vásconez

Para determinar la curva de índice de productividad estimada se realiza el cálculo del caudal de petróleo considerando la eliminación del daño, para el caso del pozo el Sac-198 se determinó que después de realizar la fractura hidráulica el daño será de -4. El caudal de petróleo se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}$$

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 65 * 16 * (2400 - 630)}{4.05 * 1.1 * \left(\ln \frac{31124.9}{0.33} - 0.75 + (-4) \right)}$$

$$Q_o = 436.35 \text{ BPPD}$$

Se determina el índice de productividad con el dato de caudal de petróleo previamente obtenido, siguiendo el procedimiento previamente explicado se obtiene los siguientes resultados:

$$J = \frac{436.5 \text{ BPPD}}{(2400 - 630) \text{ psi}}$$

$$J = 0.25 \text{ BPPD/psi}$$

$$Q_{ob} = 0.25(2400 - 77)$$

$$Q_{ob} = 527.7 \text{ BPPD}$$

Se determina los valores de caudal de petróleo para diferentes valores de presión obteniendo la tabla.3.7:

Tabla 3.7. Cálculo del índice de productividad estimado del trabajo fracturamiento.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
2400	0
2200	49,3
2000	98,6
1800	147,9
1600	197,2
1400	246,5
1200	295,8
1000	345,1
800	394,4
600	443,7
400	493,0
200	542,4
100	567,0
77	572,7
50	578,3
0	583,2

$$Q_o = J(P_r - P_b)$$

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Elaboración: Giovanni Vásconez

Se procede a graficar la curva de índice de productividad para los dos casos obteniendo la gráfica. 3.4.

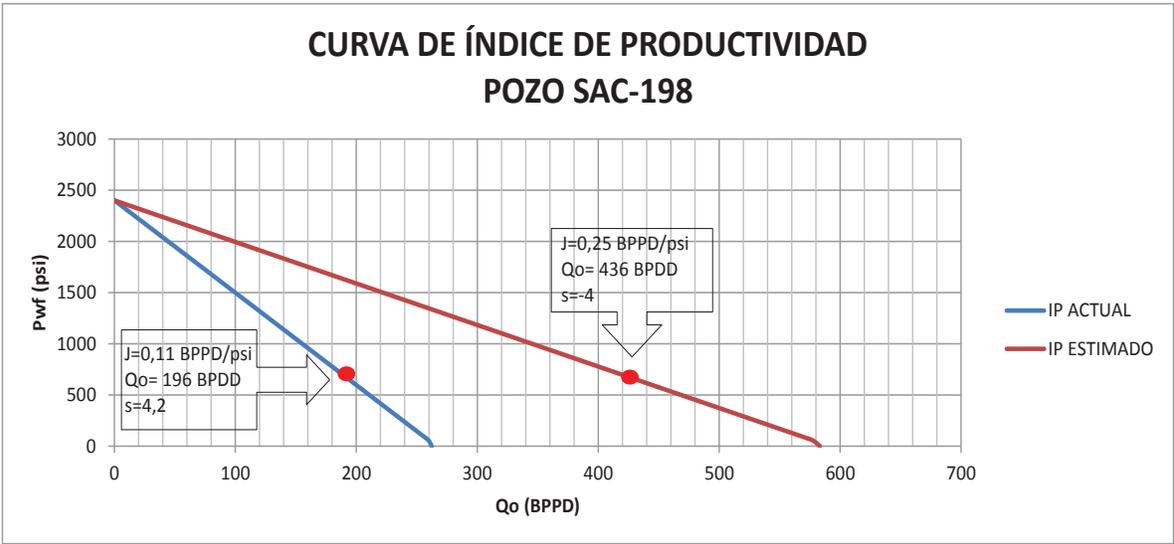


Figura 3.4. Curva de índice de productividad del pozo Sac-198.
Elaboración: Giovanni Vásconez

Se puede observar en la tabla.3.3 que en el Pozo Sac-305D el tiempo de operaciones superó al tiempo planificado para realizar el trabajo de reacondicionamiento debido a que existieron problemas operacionales. El problema fue debido a inconvenientes al sacar a superficie la completación de fondo, la cual se quedó atascada, por tal motivo tuvieron que realizar varias operaciones de pesca para recuperar toda la completación de fondo, lo que produjo un aumento en el tiempo de operaciones y en los costos como se observa en el Anexo VII. Estas demoras no afectaron el resultado final ya que se logró el objetivo de incrementar la producción en el pozo.

Existen muchos parámetros que deben ser tomados en cuenta antes de la realización de un fracturamiento hidráulico por lo tanto se debe realizar un análisis exhaustivo de las propiedades del yacimiento, el fluido de soporte que es el principal factor que determina el éxito en un fracturamiento y de las operaciones mientras se realiza el fracturamiento en la formación.

3.3. Análisis de los trabajos de Estimulación Matricial Ácida

Se realizaron tres trabajos de estimulación matricial ácida presentando una eficacia y efectividad del 78.8% y 66.7% respectivamente como se puede observar en la tabla. 3.8, estos valores de efectividad son debido a que se obtuvo un trabajo de estimulación que no resultó exitoso y presentó en el pozo Sac-238D.

Tabla 3.8. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento estimulación matricial acida.

N° POZO	TRABAJO	Estado	Producción Antes (BPPD)	RESULTADOS ALCANZADOS			RESULTADOS ESPERADOS			EFICACIA	EFECTIVIDAD
				BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)	BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)		
Sac-235	ESTIMULACION	Satisfactorio	166	306	407005	8,1	300	415000	8,3	102,00%	100,00%
Sac-238	ESTIMULACION	No satisfactorio	178	148	462866	15,5	250	562000	8,3	59,20%	30,00%
Sac-287	ESTIMULACION	Satisfactorio	98	226	397900	8,5	300	405000	8,3	75,33%	70,00%
RESULTADOS										78,8%	66,7%

Elaboración: Giovanni Vásconez

El trabajo de reacondicionamiento en el pozo Sac-238D se realizó operacionalmente sin problemas, se procedió a analizar, parámetros petrofísicos, litológicos para determinar la causa que no permitió el éxito del trabajo.

El pozo mantenía una producción de la arena Hollín superior de 178 BPPD y un BSW de 8%, se esperaba que después del trabajo de estimulación se logre aumentar la producción a 250 BPPD. Después de realizar el trabajo de estimulación se obtuvo una producción de 148 BPPD y un BSW del 16%.

El pozo tenía las siguientes características que se observan en la tabla. 3.9:

Tabla 3.9. Características petrofísicas del pozo

P reservorio (psi)	3800
k (md)	30
S	2
φ (%)	14

Elaboración: Giovanni Vásconez

Mediante el análisis litológico se determina que Hollín superior contiene una matriz arcillosa, cemento calcáreo e inclusiones de glauconita como se puede observar en la fig.3.5. La receta química utilizada consistió en un preflujo (Clayfix-5), el cual está compuesto principalmente por ácido acético que es utilizado como preflujo para la remoción de carbonatos. El fluido de tratamiento (Volcanic Acid II), se lo realizó con una

receta compuesta por bifloruro de amonio (ABF) que al reaccionar con el agua forma ácido fluorhídrico además de aditivos para prevenir la formación de precipitados alcalinos (ALCHECK), surfactantes y agentes de control de arcilla y finos que evita que la formación se vuelva a tapar por arcillas.

Por las características que presenta la arena el preflujo posiblemente no logró remover totalmente los carbonatos presentes en la formación. Por lo que al entrar en contacto el ácido fluorhídrico con el carbonato pudo producir precipitados insolubles obturando los canales porosos. Otra causa es que la solución matricial ácida no logró penetrar lo suficiente dentro de la arena, sino que lavó parcialmente algo de la cara del pozo y de los disparos, esto es debido a la gran relación de área mojada por el ácido a su volumen, lo que produce un rápido gasto del ácido, este problema generalmente se presenta en arenas que contienen una matriz arcillosa, esto se puede llegar a concluir debido a la evaluación de producción que se realizó a la arena en donde se observa un aumento de producción durante las primeras 29 horas seguido por una disminución de producción en las en las siguientes evaluaciones. Por lo tanto no fue efectiva la acción química como se observa en las pruebas de producción realizadas. Anexo. VIII.

Durante la evaluación se realizó varios cambios de bomba esto fue debido a que la producción cayó varias veces por lo que realizaron varios diseños de geometrías de bombas Jet sin resultados exitosos. Para tratar de recuperar la producción inicial del pozo decidieron bajar a disparar con tubería de producción (TCP), pero de igual manera el trabajo no fue exitoso.

Por lo expuesto anteriormente en casos en los que exista presencia de carbonatos en la formación se recomienda utilizar una receta acida que permita la disolución eficaz de los carbonatos esto se puede lograr mediante una mezcla de ácido fluorhídrico y ácido clorhídrico (HF-HCL), de esta manera permitirá un correcto desempeño del ácido fluorhídrico (HF) en la remoción de arcillas.

El éxito de una estimulación matricial ácida depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento, su selección depende de diversos factores tales como localización y severidad del daño, compatibilidad con los fluidos y roca de la formación por lo que se recomienda verificar todos estos parámetros mediante pruebas de laboratorio que permitan determinar el mejor tratamiento para la formación en la cual se va a realizar el trabajo.

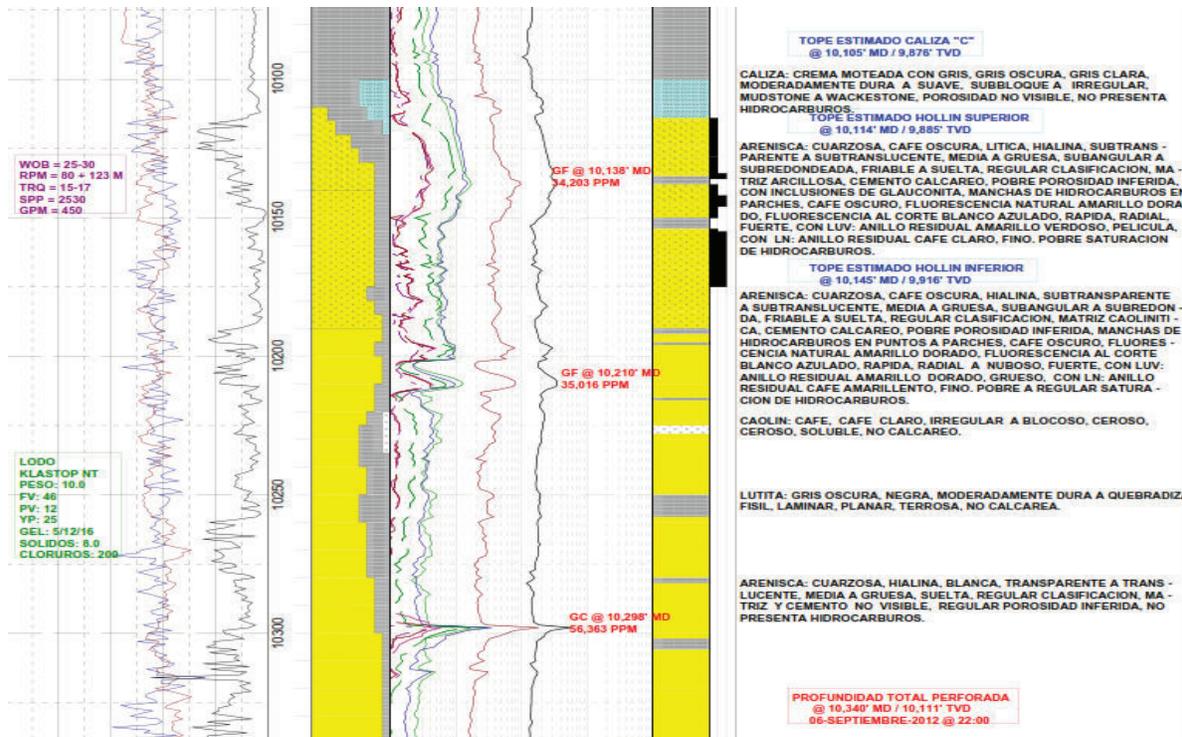


Figura 3.5. Masterlog de Hollín Pozo Sac-238

Se determinó el perfil de producción estimado para el pozo Sac-238, mediante el cálculo teórico de la curva de índice de productividad con los datos de la tabla 3.10, obteniendo los siguientes resultados en base al procedimiento previamente explicado.

Tabla 3.10. Datos del pozo Sac-238 para el cálculo de la curva de índice de productividad

Datos pozo Sac-238	
Pr	3800 Psi
Pwf	1000 Psi
Pb	78 Psi
Qo	178 BPPD
K	30 Md
H	16 Ft
μo	3,8 Cp
Bo	1,11 BY/BN
Rw	0,33 Ft
Re	31124,9 Ft
s (antes)	2
s (después)	-2

Elaboración: Giovanni Vásconez

Se determinó el índice de productividad (J) mediante la siguiente ecuación:

$$J = \frac{178 \text{ BPPD}}{(3800 - 1000)\text{psi}}$$

$$J = 0.063 \text{ BPPD/psi}$$

Se determinó el caudal de petróleo al punto de burbuja obteniendo el siguiente resultado:

$$Q_{ob} = 0.063(3800 - 78)$$

$$Q_{ob} = 236.0 \text{ BPPD}$$

Se realizó el cálculo del caudal de petróleo (Qo), para diferentes valores de presión, para obtener la curva de índice de productividad previo al trabajo de estimulación matricial ácida como se observa en la tabla.3.11.

Tabla 3.11. Cálculo del índice de productividad previo abajo de estimulación matricial ácida.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3800	0
3400	25,4
3000	222,0
2600	76,1
2200	101,5
1800	126,8
1400	152,2
1000	177,6
800	190,3
600	202,9
400	215,6
200	228,3
100	234,6
78	236,0
50	237,5
0	238,8

$$Q_o = J(P_r - P_b)$$

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Elaboración: Giovanni Vásquez

Se realizó el cálculo del caudal de petróleo considerando la eliminación del daño, para el caso del pozo el Sac-238 se determinó que después de realizar la estimulación matricial ácida el daño será de -2. Se obtuvo el siguiente resultado

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 30 * 16 * (3800 - 1000)}{3.8 * 1.11 * \left(\ln \frac{31124.9}{0.33} - 0.75 + (-2) \right)}$$

$$Q_o = 259.2 \text{ BPPD}$$

Se determinó el índice de productividad estimado (J) con el dato de caudal de petróleo previamente obtenido:

$$J = \frac{259.2 \text{ BPPD}}{(3800 - 1000) \text{ psi}}$$

$$J = 0.093 \text{ BPPD/psi}$$

Se determinó los valores de caudal de petróleo para diferentes valores de presión obteniendo la tabla.3.12:

Tabla 3.12. Cálculo del índice de productividad estimado después de la estimulación matricial ácida.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3800	0
3400	37,0
3000	324,0
2600	111,1
2200	148,1
1800	185,1
1400	222,1
1000	259,2
800	277,7
600	296,2
400	314,7
200	333,2
100	342,5
78	344,5
50	346,7
0	348,5

$$Q_o = J(P_r - P_b)$$

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Elaboración: Giovanni Vásconez

Se realizó el gráfico de la curva del índice de productividad para el pozo Sac-238, obteniendo la figura 3.6.

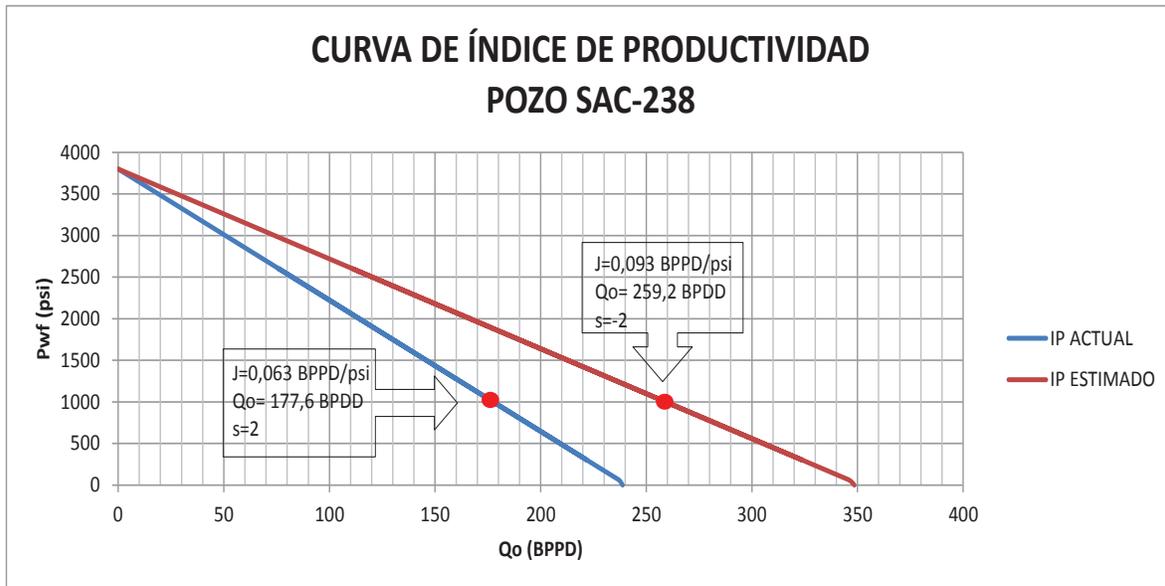


Figura 3.6. Curva de índice de productividad pozo Sac-238.

Elaboración: Giovanni Vásconez

3.4. Análisis de los trabajos de Cambio de Zona

Se realizaron seis trabajos de cambio de zona obteniendo que el 100% de los trabajos de reacondicionamiento resultaron satisfactorios. Se puede observar en la tabla. 3.13, que el promedio de eficacia es del 96%, indicando que en la mayoría trabajos hubo un incremento de la producción con respecto al estado anterior a la operación de reacondicionamiento pero no necesariamente se logró alcanzar el objetivo planteado en todos los casos. Si se analiza todas la operaciones globalmente en donde se incluye los parámetros de costos y tiempo de operación se obtiene un 75% de eficiencia, esto se debe a que dentro del desarrollo de las operaciones se pueden presentar diferentes situaciones que afectan directamente a la operación causando retrasos dentro de lo planificado y elevando los costos; estas situaciones no son tomadas en cuenta dentro del plan de trabajo, dando como resultado variaciones entre los tiempos de operación y los tiempos reales.

Tabla 3.13. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento cambio de zona

N° POZO	TRABAJO	Estado	Producción Antes (BPPD)	RESULTADOS ALCANZADOS			RESULTADOS ESPERADOS			EFICACIA	EFECTIVIDAD
				BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)	BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)		
Sac-9	CAMBIO DE ZONA	Satisfactorio	0	324	193268	7,8	300	317400	14,9	108,00%	100,00%
Sac-218	CAMBIO DE ZONA	Satisfactorio	92	183	327986	17	150	356700	14,9	122,00%	90,00%
Sac-231	CAMBIO DE ZONA	Satisfactorio	145	253	375432	12,1	450	378350	14,9	56,22%	30,00%
Sac-285	CAMBIO DE ZONA	Satisfactorio	30	241	544405	15,5	410	448500	14,9	58,78%	30,00%
Sac-352	CAMBIO DE ZONA	Satisfactorio	10	385	559006	15	300	549700	14,9	128,33%	100,00%
Sac-448	CAMBIO DE ZONA	Satisfactorio	90	205	415161	10	200	549700	14,9	102,50%	100,00%
PROMEDIO										96,0%	75,00%

Elaboración: Giovanni Vásconez

Se presentaron dos casos en los cuales no se logró obtener los resultados de producción esperados:

En el pozo Sac-231 antes del trabajo de reacondicionamiento se tenía una producción de 145 BPPD y un BSW de 76%, se esperaba que exista un incremento de producción a 450 BPPD, después del trabajo de reacondicionamiento se obtiene una producción de 253 BPPD y un BSW de 69% obteniendo un incremento de producción pero no como se esperaba. Durante las operaciones se presentaron inconvenientes. Se realizó una operación de tubig puch que permite la comunicación entre la tubería de producción y el anular para control el pozo debido a que no se logró abrir la camisa de circulación como se observa en el reporte de operaciones (Anexo IX). Se realizó el cañoneo con cable (wireline) y en sobrebalance lo que pudo haber generado un daño a la formación debido a la mala limpieza de los punzados después del disparo ya que es difícil que se produzca un diferencial de presión que logre limpiar los orificios perforados, produciendo una reducción de la permeabilidad inicial, además por las características de la arena se pudo haber producido un taponamiento de la formación debido a las partículas procedentes de las arcillas, reduciendo la productividad del pozo. Otra causa es el daño producido por invasión del fluido de control a la formación el momento del cañoneo. Por lo cual se recomienda realizar pruebas de restauración de presión para conocer el estado actual del pozo y estimar el daño que se pudo haber causado.

El pozo Sac-285 estuvo produciendo de la formación Hollín inferior 30 BPPD con un BSW de 76% por lo que se decidió realizar el cambio de zona, se esperaba una producción de 410 BPPD, después del trabajo de reacondicionamiento, se obtuvo una producción de Hollín superior de 241 BPPD y un BSW de 0.81%, el cañoneo se realizó con tubería de producción (TCP) y en bajo balance, los cañones salieron 100% detonados, además, se produjo problemas operacionales al bajar el equipo BES al pozo, el cable de potencia presentó golpes lo que ocasionó retraso en las operaciones y un aumento en los costos de operación debido al tiempo adicional como se observa en el reporte de operaciones (Anexo X). Mediante la prueba de presión realizada después del cañoneo se determinó un daño de 3, se concluye que la causa por la cual no se logró obtener la producción esperada es debido a que se generó un daño a la formación, debido a que cuando las cargas son disparadas tienden a llenar con roca triturada, sólidos de lodo y residuos la formación taponado la misma, estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo haciendo que un gran número de disparos permanezcan obstruidos evitando que se drenen algunas zonas específicas, esto se produce en formaciones constituidas por lutita y arena como es el caso de la formación Hollín superior.

Se recomienda realizar un tratamiento ácido para remover el daño provocado por los punzamientos, además se debe seleccionar un fluido de control compatible con el reservorio para no generar un daño adicional debido a incompatibilidades con el sistema roca-fluido.

3.5. Análisis de los trabajos de Redisparo

Se realizaron ocho trabajos de redisparo siendo el segundo trabajo que más se realiza en la arena Hollín obteniendo el 100% de los trabajos satisfactorios. En todos los trabajos de redisparo se obtiene resultados muy positivos, incrementando la producción en todos los pozos en donde se realizó este trabajo. Se obtiene el 169.7% y 98.8% de eficacia y efectividad como se observa en la tabla. 3.14. Globalmente es la operación más efectiva para aumentar la producción como se observa en cada uno de los pozos en donde se realizó este trabajo, la producción sobrepasa las estimaciones de perfil de producción estimado y en general las operaciones son muy buenas en el momento de llevarlas a cabo.

Tabla 3.14. Cálculo de eficacia, eficiencia y efectividad para el trabajo de reacondicionamiento redisparo

N° POZO	TRABAJO	Estado	Producción Antes (BPPD)	RESULTADOS ALCANZADOS			RESULTADOS ESPERADOS			EFICACIA	EFECTIVIDAD
				BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)	BPPD	COSTO (\$)	TIEMPO (días)		
Sac-158	REDISPARO	Satisfactorio	178	265	209978	7	300	462875	7,2	88,33%	90,00%
Sac-161	REDISPARO	Satisfactorio	231	514	557165	12,1	230	499100	7,2	223,48%	100,00%
Sac-235	REDISPARO	Satisfactorio	93	586	317379	7,4	300	389850	7,2	195,33%	100,00%
Sac-250	REDISPARO	Satisfactorio	48	246	259659	9	200	474000	7,2	123,00%	100,00%
Sac-453	REDISPARO	Satisfactorio	96	849	350109	4,8	300	322000	7,2	283,00%	100,00%
Sac-454	REDISPARO	Satisfactorio	275	766	180248	6	700	290000	7,2	109,43%	100,00%
Sac-457	REDISPARO	Satisfactorio	600	1286	415210	6,6	700	514000	7,2	183,71%	100,00%
Sac-458	REDISPARO	Satisfactorio	226	757	236819	5,1	500	493350	7,2	151,40%	100,00%
RESULTADOS										169,7%	98,8%

Elaboración: Giovanni Vásquez

3.6. Análisis de los trabajos de Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial

En la formación Hollín sólo se realizó un cambio de sistema de levantamiento artificial y se lo realizó en el pozo Sac-331, el cual tenía una producción promedio de 93 BFPD y un corte de agua de 100% hasta enero del 2017, por lo cual decidieron cerrar el pozo por no existir aporte de petróleo. El trabajo de reacondicionamiento consistía en el cambio sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo hidráulico, resultando fallido. El problema se dio durante las operaciones, al tratar de desasentar ancla hidráulica a 9659 ft MD, realizaron maniobras para desatascamiento de la herramienta varias veces sin éxito. Armaron BHA de pesca para recuperar ancla hidráulica, maniobraron con peso y rotación sin obtener éxito, la operación se realizó en dos oportunidades más con diferentes configuraciones de BHA, logrando recuperar ancla. Se procedió a sacar completación de fondo, realizaron maniobras para desasentar packers hidráulicos en varias ocasiones sin éxito. Debido que las operaciones de pesca no tuvieron éxito decidieron suspender actividades en el pozo como se observa en el reporte de operación (Anexo XI).

Además al sacar y desarmar BHA de pesca observaron varios golpes en la guía del Overshot como se observa en la fig. 3.7.



Figura 3.7. BHA de pesca con presencia de daño

En razón de lo expuesto anteriormente se recomienda realizar un estudio técnico-económico para la realización de la perforación de un pozo de re-entrada. La cual es una técnica que se realiza en pozos que han sido abandonados o se han perdido como consecuencia de obstrucciones mecánicas o pescados con el objetivo de recuperar las reservas remantes en el yacimiento.

4. CONCLUSIONES

En la formación Hollín se realizaron 36 trabajos de reacondicionamiento obteniendo 27 trabajos satisfactorios y 9 trabajos no satisfactorios.

El 69% de los trabajos de reacondicionamiento realizados en la arena Hollín en el periodo 2016 fueron satisfactorios logrando mantener o incluso incrementar su producción, debido a una correcta planificación tomando en cuenta factores como las características del reservorio como a nivel operacional.

Los trabajos de reacondicionamiento más efectivos para incrementar la producción en el campo Sacha son el re-disparo y el fracturamiento hidráulico obteniendo una efectividad del 98,75% y 78% respectivamente.

El fracturamiento hidráulico es uno de los mejores métodos para incrementar producción en el campo Hollín pero el éxito dependerá de un correcto análisis de las condiciones del pozo y la formación previo a la ejecución del trabajo.

A pesar de que se determinó que el 100% de los trabajos de cambio de zona resultaron satisfactorios siendo uno de los mejores métodos para recuperar producción de un pozo, sólo se obtuvo un resultado de efectividad 75% debido a que no se logró obtener el resultado de producción esperado. Por lo cual es primordial realizar una correcta selección en el sistema y diseño de los disparos, además de las características del pozo que permita minimizar el daño a la formación.

La reparación y cambio de equipo de fondo es el trabajo de reacondicionamiento que más se realiza en la formación Hollín con un porcentaje de 36% y se lo realiza con el objetivo de recuperar y mantener la producción mas no como trabajo para incrementar la producción del campo esto demuestra el resultado de eficacia obtenido que es del 96.3%.

En la reparación y cambio de equipo de fondo el 46.1% de sus trabajos no resultaron satisfactorios debido al daño generado por el fluido de control, además de los problemas con la instalación de los equipos dentro del pozo lo que genera más tiempo de operación haciendo que el fluido control permanezca más tiempo en contacto con la formación generando daño a la misma.

Las principales razones por las cuales se realizaron la mayoría de trabajos de reparación y cambios de equipo de fondo en la formación Hollín fueron debido al desgaste o taponamiento de las etapas de la bomba debido a la deposición de sólidos, desbalance en el voltaje del motor y daño en el cable de potencia debido a la mala instalación y desgaste del mismo.

Uno de los factores más importantes para obtener resultados satisfactorios en todo tipo de trabajos de reacondicionamiento es el fluido de control por lo cual se debe determinar el peso adecuado para cada uno de los pozos a intervenir evitando así causar daño a la formación.

Los trabajos de estimulación matricial ácida realizados en la formación Hollín fueron con el objetivo de mantener la producción, además se determinó que el éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están: tipos de severidad y localización del daño y su compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Solo se realizó un trabajo de cambio de sistema de levantamiento artificial resultando fallido debido a que no se logró recuperar la completación de fondo, por lo motivo decidieron suspender actividades en el pozo.

Dentro del desarrollo de las operaciones se pueden presentar inconvenientes tales como pegas, pescas, fallas en el equipo de fondo; estas situaciones no son tomadas en cuenta dentro del plan de trabajo causando retrasos dentro de lo planificado, aumentando tanto el tiempo como los costos de operación.

5. RECOMENDACIONES

Realizar pruebas de presión en la mayor cantidad de pozos que sea operativamente posible ya que estas proporcionan información valiosa del reservorio como lo es la presión del reservorio, magnitud del daño del pozo, permeabilidad, lo que permitirá realizar estudios con el fin de mejorar la productividad.

Para el pozo Sacha-303 se recomienda realizar una prueba de presión que permita cuantificar el daño para determinar si es beneficioso realizar una estimulación a la arena con el fin de remover el daño y así poder recuperar la producción.

Para los trabajos de estimulación matricial ácida se recomienda realizar pruebas de laboratorio para determinar el mejor tratamiento ácido que se puede aplicar de acuerdo a las características que presenta el sistema roca-fluido de la formación.

En los pozos en los cuales se realizó cambio de zona y no se logró obtener la producción esperada se recomienda realizar un tratamiento ácido para remover el daño provocado por los disparos a la formación.

Utilizar fluido de control que sea compatible con los fluidos de la formación para la operación de cañoneo en estado de sobrevalance, para que este no genere un daño adicional a la formación.

En el pozo Sac-331 se recomienda realizar un estudio técnico económico para la realización de la perforación de un pozo de re-entrada con el objetivo de recuperar las reservas remanentes en el yacimiento.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CIED, (1996), *Completación y Reacondicionamiento de Pozos*, Maracaibo, Venezuela, Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
- PETROAMAZONAS EP, (2017), *Departamento de Producción*, Quito, Ecuador.
- Dusseault, M., Hayes, K., Kremer, M., & Wallin, C. (2004). *Workover Strategies in CHOPS Wells*. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/04-09-GE.
- Islas, C., (1991). *Manual de Estimulación Matricial de pozos Petroleros*. México D.C. México. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Bohorquez, O., & Cadena, M., (2011). *Metodología para la Evaluación de Riesgos Durante Operaciones de Workover y Servicios a Pozos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Nnanna, E. J., & Ajienska, J. A. (2005). *Critical Success Factors for Well Stimulation*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/98823-MS.
- Shlyapobersky, J., & Chudnovsky, A. (1992). *Fracture mechanics in hydraulic fracturing*. American Rock Mechanics Association.
- Scarth, B. R., & Vozniak, C. R. (1989). *Production Problems Associated With Over-Stressed Hydraulic Fracture Treatments*. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/89-40-79.
- Eaton, B. A., & Smithey, M. (1971, January 1). *Formation Damage from Workover and Completion Fluids*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/3707-MS.
- Devine, C. S., Kalfayan, L. J., & Ali, S. A. (2003). *Method for Proper HF Treatment Selection*. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/03-07-05
- León, C., & Bohada, M., (2009). *Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo Colorado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

- Vistin, J., (2013). *Análisis de causa- raíz en los trabajos de reacondicionamiento de pozos del bloque Pindo, valoración de resultados y lecciones aprendidas*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Cortes, E., (2015). *La evaluación de los resultados y su importancia*. Recuperado el 9 de Junio del 2017 de <https://www.administrabien.com/la-evaluacion-de-los-resultados-y-su-importancia/>.
- Allen, T. O., & Atterbury, J. H. (1954). *Effectiveness of Gun Perforating*. Society of Petroleum Engineers.
- Pérez, A., (2007). *Evaluación de resultados*. Recuperado el 9 de Junio del 2017 de <http://www.educando.edu.do/articulos/docente/evaluacin-de-los-resultados/>.
- Llorenty, G., (2014). *Análisis de la Planificación y Ejecución de los trabajos de reacondicionamiento para pozos petroleros en los campos MDC y PBHI- oriente ecuatoriano operados por la compañía ENAP SIPEC*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Mejía, C., (2009). *Indicadores de efectividad y eficacia*. Recuperado el 9 de Junio del 2017 de <http://www.ceppia.com.co/Herramientas/INDICADORES/Indicadores-efectividad-eficacia.pdf>.
- Centeno, A., (2016). *Estudio Técnico Económico para optimizar la producción en el Campo Sacha Norte 1 mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Quisnancela, M., (2014). *Análisis de los procedimientos de control de pozos en operaciones de reacondicionamiento realizadas en pozos petroleros del distrito amazónico*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Hernandez, C., & Soto, J., (2009). *Evaluacion del Preceso de Fracturamiento Hidraulico aplicado a algunos pozos del campo Yaragui-Cantagallo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Arenas, C., (2009). *Rehabilitación y Reacondicionamiento de pozos*. Recuperado el 14 de junio del 2017 de: <https://es.scribd.com/document/249729914/Reacondicionamiento-y-Rehabilitacion>.

Diaz, J., & Sanchez, C., (2007). *Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

7. ANEXOS

Anexo I Análisis de los trabajos de reacondicionamiento realizados en la Arena Hollín en el periodo 2016

Nro. POZO	Nro. W.O	MES	DIAS W.O	ARENA	TIPO	TRABAJO	OBJETIVO	Estado	Tiempo de producción	ESTADO	PRODUCCIÓN ANTES				PRODUCCIÓN DESPUÉS				API	Incremento de Producción	PRODUCCIÓN ABRIL 2017		OBSERVACIONES	
											Fluido (BPPD)	OIL (BPPD)	BSW (%)	S.L	Fluido (BPPD)	OIL (BPPD)	BSW (%)	S.L			OIL (BPPD)	BSW (%)		
Sac-9	10	MAYO	7,8	HI+HS	CAPEX	CAMBIO DE ZONA	PUNZONAR OTRA ZONA	SATISFACTORIO	7	PRODUCIENDO	BH	225	0	100	BH	359	324	9,7	24,2	324	149	9	HASTA ABRIL DEL 2017 SE OBSERVA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	
Sac-11	13	MARZO	2,9	HI	OPEX	PULLING	REPARAR EQUIPO BES	SATISFACTORIO	13	PRODUCIENDO	BES	1215	146	88	BES	1386	147	90	28,1	1	109	92	MANTUVO LA PRODUCCIÓN LUEGO DE W.O. AL 2017 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, INCREMENTO DE BSW A 92%	
Sac-45	3	MAYO	8,1	HS	OPEX	PULLING	CAMBIAR VARILLAS EN MAL ESTADO Y EQUIPO DE FONDO	SATISFACTORIO	2	CERRADO	BM	146	139	5	BM	144	140	5	28,5	1	0	0	0	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO, LA PRODUCCIÓN DECLINÓ HASTA JULIO 2016 DONDE CERRO EL POZO
Sac-106	7	MAYO	6,5	HS	OPEX	PULLING	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TBG-CSG	SATISFACTORIO	11	PRODUCIENDO	BES	725	290	60	BES	760	304	60	26,8	14	358	58	SE MANTENE LA PRODUCCIÓN HASTA ABRIL DEL 2017	
Sac-119	7	JUNIO	29,3	HS	CAPEX	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	SATISFACTORIO	10	PRODUCIENDO	BM	0	0	2,65	BES	470	451	4	26,9	451	289	4	HASTA ABRIL DEL 2017 SE OBSERVA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	
Sac-158	7	SEPTIEMBRE	7	HI	OPEX	REDISPARO	REDISPARAR ARENA HI	SATISFACTORIO	6	PRODUCIENDO	BES	194	178	8	BES	265	191	28	28,6	13	173	26	DESPUÉS DE W.O. HUBO UN AUMENTO LEVE DE PRODUCCIÓN. AL 2017 DECLINACIÓN LEVE DE PRODUCCIÓN	
Sac-161	6	ABRIL	12,1	HS	OPEX	REDISPARO	REDISPARAR ARENA HS	SATISFACTORIO	12	PRODUCIENDO	BES	246	231	6	BES	514	283	45	26,2	52	140	60	DESPUÉS DE W.O. HUBO UN AUMENTO LEVE DE PRODUCCIÓN. AL 2017 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, AUMENTO DE BSW A 60%	
Sac-164	3	FEBRERO	5	HI	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	NO SATISFACTORIO	14	PRODUCIENDO	BES	3593	287	92	BES	3352	268	92	27,9	-19	230	94	DESPUÉS DEL W.O. LA PRODUCCIÓN DISMINUYÓ LEVEMENTE. AL 2017 EXISTE UNA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, BSW 94%	

Sac-198	7	AGOSTO	17	HS	CAPEX	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	NO SATISFACTORIO	7	PRODUCIENDO	BES	228	192	15,8	BES	224	116	48,21	30,5	-76	113	60	BAJO LA PRODUCCIÓN, INCREMENTO EL BSW. SE REALIZÓ W.O#8 (CAMBIO BES) EN MAYO 2017
Sac-218	5	NOVIEMBRE	6	HS	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	SATISFACTORIO	5	PRODUCIENDO	BES	372	149	60	BES	898	359	60	25,6	210	131	88	AL 2017 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, INCREMENTO DE BSW A 88%
Sac-218	4	AGOSTO	17	HS	CAPEX	CAMBIO DE ZONA	REALIZAR SQUEEZE HI, DISPARAR HS	SATISFACTORIO	2	PRODUCIENDO	BES	164	92	44	BES	352	183	48	25,6	91	149	60	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, INCREMENTO DE BSW A 60%, SE REALIZÓ W.O#5 EN NOVIEMBRE
Sac-227	5	OCTUBRE	17	HS	CAPEX	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	SATISFACTORIO	6	PRODUCIENDO	BES	254	239	6	BES	1080	346	68	26,3	107	310	68	INCREMENTO EL BSW PERO SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN
Sac-231	3	JULIO	12,1	HI+HS	CAPEX	CAMBIO DE ZONA	AISLAR HI REPUNZONAR HI Y PUNZONAR HS	SATISFACTORIO	9	PRODUCIENDO	BES	604	145	76	BES	842	253	69	24,1	108	140	72	HASTA ABRIL DEL 2017 SE OBSERVA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
Sac-235	3	MAYO	7,4	HI	OPEX	REDISPARO	REDISPARAR HI Y COMPLETAR	SATISFACTORIO	11	PRODUCIENDO	BES	123	93	24	BES	586	445	26	25,3	352	231	28	AL 2017 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, INCREMENTO DE BSW A 28%
Sac-235	2	FEBRERO	8,1	HI	OPEX	ESTIMULACION	Realizar estimulación matricial Ácida arena "Hi" con CT a través de Y-TOOL	SATISFACTORIO	3	PRODUCIENDO	BES	203	166	18	BES	402	306	24	25,3	140	112	24	BUEN RESULTADO DEL W.O., SE PRODUJO UNA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN RÁPIDA, SE REALIZÓ W.O.#3 DEPUÉS DE 3 MESES
Sac-236	4	MAYO	5,5	HI	OPEX	PULLING	CAMBIO DE BHA POR COMUNICACIÓN TBG-CSG	SATISFACTORIO	11	PRODUCIENDO	BES	426	102	76	BES	817	123	85	24,8	21	244	80	AL 2017 SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN
Sac-238	3	JUNIO	15,5	HS	OPEX	ESTIMULACION	ESTIMULACION MATRICIAL ÁCIDA CON CTU HS, EVALUAR Y BAJAR BES	NO SATISFACTORIO	10	PRODUCIENDO	BES	193	178	8	BES	176	148	16	25,3	-30	131	16	DESPUÉS DE W.O. SE PRODUCE UNA DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, AL 2017 SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN Y EL BSW
Sac-239	1	FEBRERO	4,9	HS	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	SATISFACTORIO	2	PRODUCIENDO	BES	579	127	78	BES	1138	273	76	23,7	146	289	76	DESPUÉS W.O. AUMENTO PRODUCCIÓN PERO SE REALIZÓ W.O.#2 EN ABRIL.
Sac-239	2	ABRIL	6	HS	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	NO SATISFACTORIO	12	PRODUCIENDO	BES	1206	289	76	BES	1104	265	76	23,7	-24	187	84	DESPUÉS DE W.O. SE PRODUCE UNA DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, AL 2017 LA PRODUCCIÓN DECLINA Y AUMENTA BSW A 84%

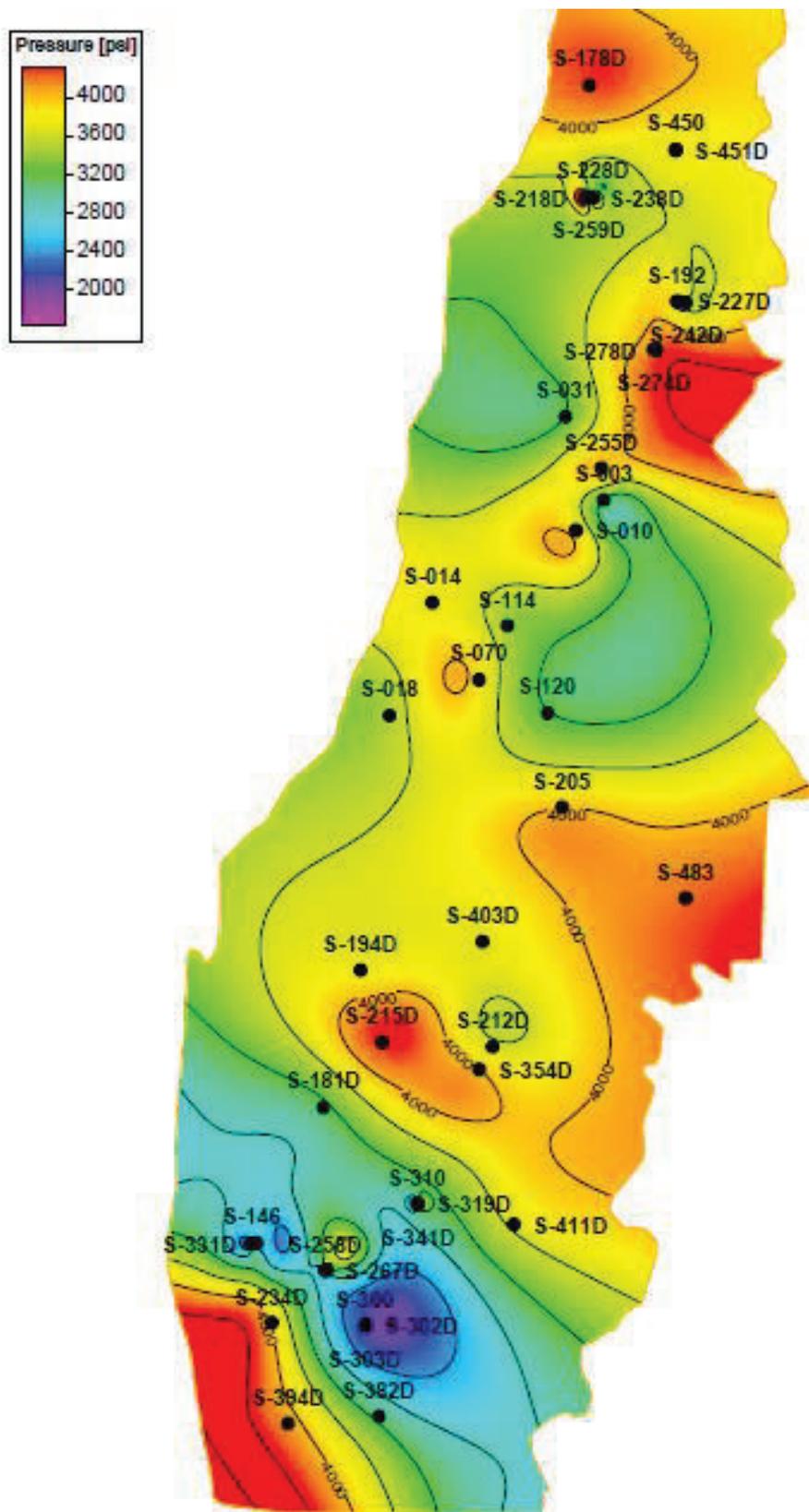
Sac-246	2	ENERO	8,3	HI	OPEX	PULLING	REPARAR EQUIPO BES	NO SATISFACTORIO	15	PRODUCEANDO	BES	511	317	38	BES	492	295	40	27,6	-22	193	52	DESPUÉS DE W.O SE PRODUCE UNA DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE. AL 2017 LA PRODUCCIÓN DECLINA, AUMENTA BSW 52%
Sac-250	5	FEBRERO	9	HI	OPEX	REDISPARO	REDISPARAR, LIMPIAR ESTABILIZAR	SATISFACTORIO	10	CERRADO	BES	104	48	54	BES	246	162	34	26,1	114	0	0	AL 2017 AUMENTÓ EL BSW A 60% Y LA PRODUCCIÓN BAJÓ DRÁSTICAMENTE POR LO QUE CERRO EL POZO
Sac-251	2	MARZO	6,4	HI	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	NO SATISFACTORIO	13	PRODUCEANDO	BES	1669	434	74	BES	1497	329	78	27,4	-105	293	84	DESPUÉS DEL W.O. DISMINUYÓ LA PRODUCCIÓN. AL 2017 SE PRODUJO UNA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, AUMENTO EL BSW A 84%
Sac-285	6	MAYO	15,5	HS	CAPEX	CAMBIO DE ZONA	AISLAR HI Y PUNZONAR HS	SATISFACTORIO	11	PRODUCEANDO	BES	127	30	76	BES	243	241	0,82	25,1	211	240	1	SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN
Sac-287	3	MARZO	8,5	HI	OPEX	ESTIMULACION	REALIZAR ESTIMULACIÓN MATRICIAL ACIDA A ARENA "HI" CON UNIDAD CTU A TRAVÉS DE LA F-TOOL.	SATISFACTORIO	13	PRODUCEANDO	BES	144	98	32	BES	333	226	32	24,5	128	126	36	AL 2017 SE PRODUCE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, AUMENTO DE BSW 36%
Sac-303	2	JUNIO	6,9	HS	OPEX	PULLING	REPARAR EQUIPO BES	NO SATISFACTORIO	10	PRODUCEANDO	BES	381	377	1	BES	172	162	6	27,2	-215	211	6	BAJO LA PRODUCCIÓN DESPUÉS W.O. AL 2017 SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN Y BSW
Sac-305	2	ABRIL	23	HS	CAPEX	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	SATISFACTORIO	8	PRODUCEANDO	BES	0	0	1	BES	514	473	8	28,6	473	122	32	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, PRODUCE HASTA DICIEMBRE, SE REALIZA W.O#3 EN ENERO FALLIDO, W.O#4 EN MARZO SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN
Sac-331	3	ENERO	37,3	HS	OPEX	CAMBIO DE SISTEMA	CAMBIO DE SISTEMA DE PPM/A PPH	NO SATISFACTORIO	0	CERRADO	BM	150	144	5	BH	30	0	100	29,9	-144	0	0	DESPUÉS DEL W.O. NO PRODUCE EL POZO, SE DECIDE CERRAR. EN JULIO REALIZAN W.O.#4 SIN ÉXITO, MANTIENE CERRADO

Sac-352	1	MAYO	15	HI	CAPEX	CAMBIO DE ZONA	AIJAR HI Y PUNZONAR HS	SATISFACTORIO	11	PRODUciendo	BES	71	10	86	BES	406	385	4	24,6	375	340	2	SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN
Sac-353	1	ENERO	4,8	HI	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	NO SATISFACTORIO	15	PRODUciendo	BES	2144	429	80	BES	2074	415	80	28,7	-14	247	86	AL 2017 DISMUYÓ LA PRODUCCIÓN Y AUMENTO EL BSW A 86%
Sac-448	1	SEPTIEMBRE	10	HS	CAPEX	CAMBIO DE ZONA	AIJAR UI, PUNZONAR HS	SATISFACTORIO	7	PRODUciendo	BES	91	90	1,1	BES	166	116	30	22,6	26	74	30	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ALTA, RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO DE RECONDICIONAMIENTO
Sac-452	1	FEBRERO	4,2	HI	OPEX	PULLING	CAMBIO DE EQUIPO BES	SATISFACTORIO	14	PRODUciendo	BES	1125	495	56	BES	1200	528	56	24,3	33	384	68	DESPUÉS DEL W.O. MANTUVO LA PRODUCCIÓN. AL 2017 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, AUMENTO DEL BSW A 68%
Sac-453	1	MAYO	4,8	HI	OPEX	REDISPARO	REDISPARAR HI Y COMPLETAR	SATISFACTORIO	11	PRODUciendo	BES	101	96	5	BES	849	815	4	25,5	719	756	18	AL 2017 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE, BSW AUMENTÓ A 18%
Sac-454	1	SEPTIEMBRE	6	HS	OPEX	REDISPARO	REPARAR EQUIPO BES	SATISFACTORIO	6	PRODUciendo	BES	278	275	1	BES	766	728	5	25,1	453	714	5	AL 2017 MANTUVO LA PRODUCCIÓN Y BSW
Sac-456	2	FEBRERO	12,3	HS	CAPEX	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO	SATISFACTORIO	14	PRODUciendo	BES	173	171	1,16	BES	479	431	10	23,9	260	419	4	SE MANTIENE LA PRODUCCIÓN
Sac-457	2	ABRIL	6,6	HS	OPEX	REDISPARO	Redisparar con TCP. Evaluar y completar con BES	SATISFACTORIO	12	PRODUciendo	BES	632	600	5	BES	1286	1235	4	26	635	1197	34	AL 2017 SE PRODUCE UNA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN LEVE Y UN AUMENTO DE BSW DE 34%
Sac-458	1	JULIO	5,1	HS	OPEX	REDISPARO	REDISPARA HS, COMPLETAR CON BES	SATISFACTORIO	10	PRODUciendo	BES	228	226	0,88	BES	757	721	4,8	24,9	495	468	28	AL 2017 SE PRODUCE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN, AUMENTO DE BSW 2,8%

Anexo II. Reporte de operaciones del pozo Sac-303D

SACHA-303D	PROCEDIMIENTO	W.O. N°02
<p>1.- Rig Inicia operaciones de WO # 02 en el pozo SAC-303D el día 14 de junio de 2016 a las 15:00 hrs.</p> <p>2.- Cia. SDT abre camisa de circulación a 9986 ft, Cia. Adrialpetro desconecta Quick connector.</p> <p>3.- Controlan pozo en reversa por 3 1/2" camisa de circulación a 9986 ft con fluido de control convencional de 8.5 lpg. Desarman cabezal. Instalan BOP, prueban Ok.</p> <p>4.- Sacan equipo BES D460N de Cia. Schlumberger en 3 1/2" EUE tubería N-80 clase "B" en paradas desde 10130 ft hasta 136 ft; quiebran BHA de producción y equipo BES</p> <p>5.- Técnicos de Cia. SLB desarman equipo BES D460N como sigue: 3 1/2" DESCARGA EUE DESCARGA DE PRESION SERIE 400 BOMBA SUPERIOR D460N S/N: 2FN0B00623 BOMBA SUPERIOR D460N S/N: 2FN2C00866 AGH 32 STG S/N: 8DN4F01953 ADAPTER400/540 INTAKE BOI ARZ SERIE 540 S/N: RDS2E112139-03 PROTECTOR SUPERIOR BPBSL S/N: 3FN4G02384 PROTECTOR INFERIOR BPBSL S/N: 3FN4G02385 MOTOR 188 HP S/N: 1HN4F02301 SENSOR PHOENIX S/N: S113XC14N04468 CENTRALIZADOR 7" 2 3/8" EUE PATA DE MULA. NOTA: EMPATE DE CABLE MLE CON CABLE 2/1 PERFORADO, FASE A TIERRA EN DOS DE SUS FASES.</p> <p>6.- Arman y bajan BHA de limpieza en tandem para liner de 7" y casing de 9 5/8" de Cia. Sertecpet en 3 1/2" EUE tubería, N-80, clase "B" , en paradas midiendo calibrando hasta 10280 ft, Circulan el pozo en reversa a 10280 ft con fluido de control de 8.3 LPG, sacan BHA de limpieza en tandem desde 10280 ft hasta superficie. En 9 5/8" magneto se recuperan 7 lbs de limallas, 7" canasta se recupera una banda metálica y 6 lbs de limallas en magneto.</p> <p>7.- Técnico de Cia. GE arma equipo BES como sigue: PATA DE MULA CENTRALIZADOR DE CAMISA 6" OD. CAMISA DE REFRIGERACIÓN 5 1/2" OD SENSOR, SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH, S/N: TB5005 MTR,DURA+456 113\1337\56 UT, HSS, HIGH TEMP, MNL, S/N: 1E5G67135P SEAL,TR4 AR L/2BP HL-HT AFL HSS, S/N: 3F6D00565Q KIT, ADAPTER TR4 SEAL/SEAL 4SS SEAL,TR4 AR L/2BP HL-HT AFL HSS, S/N: 3F6D00566Q GAS,SEPARATOR TR4 AR MAGS-3 HSS ASSY, SST H&B, AR H&B, S/N: 4F6F00250Q PUMP,TD 460 AR MODULAR 184/30B #12, HSS, SST H&B, AR H&B,MNL, S/N: 2F6E00748Q PUMP,TD 460 AR MODULAR 184/30B #12, HSS, SST H&B, AR H&B,MNL S/N: 2F6E00758Q PUMP,TD 460 AR MODULAR 184/30B #12, HSS, SST H&B, AR H&B,MNL S/N: 2F6E00759Q HEAD, PUMP BO TR4 2 -7/8" 8RD EUE 4SS SUB, TRANSFER DISCHARGE PRESSURE 2- 7/8"</p> <p>8.- Arman BHA de producción sobre equipo BES como sigue: 3 1/2" CAMISA DE CIRCULACION S/N: SPN-269 3 1/2" TUBING N-80, 9,3 LPP CLASE "B" NO-GO CON 2-75 STD S/N: VTN-036 3 1/2" TUBING N-80, 9,3 LPP CLASE "B" 2 7/8" EUE PIN X 3 1/2" EUE BOX</p> <p>9.- Bajam equipo BES de Cia. GE en 3 1/2" EUE tubería clase "B" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 2000 ft hasta 10149 ft punta de pata de mula, Datos de la última megada: FF= 5.9 ohm FT= 200 M ohm Pi= 3120 psi Pd= 3111 psi Ti= 237°F Tm= 245 °F.</p> <p>10.- Instalan tubing hanger en sarta y pasan cable del quick connector, asientan tubing hanger en sección "B" del cabezal, 10117 ft profundidad INTAKE. Retiran BOP. Arman cabezal eléctrico.</p> <p>11.- Tec. Adrialpetro realiza conexión de conector P-3000-1 sobre cabezal eléctrico. Desarman y retiran subestructura. Instrumentista de ORN conectó capilar para dosificar químicos.</p> <p>12.- Realizan prueba de rotación de equipo BES TD 460 de Cia. GE al tanque del rig, giro correcto FWR. Realizan prueba de producción a la arena "H sup" con equipo BES TD 460 de Cia. GE al tanque bota del rig. FF=1366 V, AMP= 41 A, Pi= 1200 psi Pd= 4150 psi Ti= 273°F Tm= 350 °F. Total Rec= 84 bls. Prod hrs= 23 bls. Prod dia=552 bls. BSW= 100%</p> <p>13.- Finalizan operaciones de WO # 02 en el pozo SAC-303D el 21 de junio de 2016 a las 13:00 con el equipo CCDC-41.</p>		

Anexo III. Mapa Isobárico de Hs



Anexo IV. Reporte de operaciones del pozo Sac-215

PROCEDIMIENTO
<p>1.- Se inicia operaciones en el pozo SAC-251D_W.O #02 con el Rig CCDC-41 el 08-marzo-2016 a las 18:00 hrs.</p>
<p>2.- Arma líneas de control de pozo al tanque bota. Controla pozo con fluido de control convencional de 8.5 ppg. Retira sección "C" del cabezal. Arma BOP + Prueba OK. Retira tubing hanger 11" x 3 1/2".</p>
<p>3.- Saca equipo BES P-23 de Cía. BAKER, saca total 4 paradas, pozo fluye a 0.5 bpm. Densifica peso de fluido de 8.5 ppg a 8.6 ppg + Controla pozo OK.</p>
<p>4.- Saca y quiebra equipo BES P-23 de Cía. BAKER, giro del conjunto suave, motor eléctricamente con bajo aislamiento y desbalanceado, cable MLE en buen estado.</p>
<p>5.- Tec. Cía. Sertecpet arma BHA de limpieza en tandem para csg de 7" y 9 5/8" con broca de 6 1/8" + Baja en 3 1/2" EUE TBG hasta 10428'. Baja slick Line y recupera 2.75" Std-Valve a 8804'. Circula pozo en reversa a través de la broca a 10428' con fluido de 8.6 ppg. Saca BHA de limpieza desde 10428' hasta superficie, recupera 4 lbs de limallas en magneto de 7" + 4 lbs en magneto 9-5/8" + 2 lbs en canasta de 7".</p>
<p>6.- Tec. Cía. NOVOMET arma equipo BES: 3 1/2" EUE Sub-descarga, 3 1/2" EUE BOH, 3 Bombas NH1600, Intake N4061, Protector N406TMT, Motor N512PM, Sensor NDS2, Centralizador, Mule shoe. Arma BHA de circulación: 3 1/2" EUE Camisa cerrada ID: 2.81", 3 1/2" EUE (1) TBG, 3 1/2" EUE No-Go con Std-valve, 3-1/2" EUE (1) TBG.</p>
<p>7.- Baja equipo BES NH1600 3 1/2" EUE TBG desde 131' hasta 8046'. Conecta tubing hanger + Prueba con 2500 psi OK. Instala mandril lower connector. Asienta tubing hanger en sección "B" del cabezal multibowl.</p>
<p>8.- Retira BOP. Instala sección "C" del cabezal multibowl + Prueba con 1500 psi OK. Instala upper quick conector. Realiza prueba de rotación de equipo BES NH1600, con éxito.</p>
<p>9.- Retira subestructura. Conecta bayoneta de producción. Intenta realizar prueba de producción a la arena "Hi", sin éxito, se detecta bajo aislamiento del equipo BES. Revisa eléctricamente desde superficie hasta fondo se mantiene bajo aislamiento. Desconecta conexión eléctrica del quick conector y revisa hasta el fondo se mantiene bajo aislamiento.</p>
<p>10.- Desarma líneas de producción + Sección "C" del cabezal, se observa cable eléctrico sin aislante. Arma subestructura. Arma BOP + Prueba OK. Levanta sarta + Corta cable eléctrico y prueba con 2500 psi OK. Realiza pase de cable eléctrico bajo el tubing hanger. Asienta sarta en sección "B" del cabezal multibowl.</p>
<p>11.- Retira BOP. Instala sección "C" del cabezal multibowl + Prueba con 1500 psi OK. Realiza conexión eléctrica upper quick conector. Retira subestructura. Arma línea de producción y prueba con 150 psi OK.</p>
<p>12.- Realiza prueba de rotación con equipo BES NH1600. Giro óptimo Forward, Frecuencia 120 HZ. PI (PSI) =3188. TI (°F) =209. PD (PSI) =3394. TM (°F) =223.</p>
<p>13.- Realiza prueba de producción a la arena "Hi" con equipo BES NH1600 NOVOMET a la Estación Sacha Norte 1. Parámetros: PI (PSI) =1740. PD (PSI) =3350. TI (°F) =224. TM (°F) =251. HZ =120. PC (PSI) =190. Datos de producción: Bls/hora =71. Bls/día =1704. BSW formacion: 100 %. Camisa de circulación: 7921' No-Go (con Std-valve): 7954' Intake: 8015'</p>
<p>14.- Finaliza operaciones de reacondicionamiento en el pozo SAC-251D_WO #02 el 14-marzo-2016 a las 14:30 hrs.</p>

Anexo V. Reporte de operaciones del pozo Sac-246

SAC-246D	PROCEDIMIENTO	WO #02
1.-	INICIA OPERACIONES EN EL POZO SACHA 246-D WO# 02 EL DÍA JUEVES 07 DE ENERO DEL 2016 A LAS 18:00 HORAS.	
2.-	ARMAN LÍNEAS DE CONTROL. PREPARAN 800 BLS DE FLUIDO DE 8.5 PPG Y 2.0 NTU CON QUÍMICA CONTRONLAN POZO CSG-TBG A TRAVÉS DE 2-7/8" EJE CAMISA @ 8704' CON FLUIDO DE CONTROL CONVENCIONAL @ 3.4 BPM Y 400 PSI EN LA BOMBA DE LODOS CON RETORNO AL TANQUE BOTA. TOTAL BOMBEADO 800 BLS.	
3.-	INSTALAN 3 " VALVULA BPV EN HANGER. DESARMAN 13-5/8" X 3000 PSI CABEZAL ELÉCTRICO. INSTALAN DSA DE 13-5/8" X 3000 PSI X 11" X 5000 PSI EN SECCIÓN "B" Y 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN FUNCIONAMIENTO "OK". LEVANTAN SARTA CON 84 KLBS, RETIRA 3" VALVULA BPV Y 11" X 5000 PSI X 3-1/2" EJE TUBING HANGER.	
4.-	SACAN EQUIPO BES TD1000 DE GENERAL ELECTRIC EN 2-7/8" EJE TUBERIA MIDIENDO CADA 20 PARADAS DESDE 8859.4' HASTA SUPERFICIE. SE RECUPERAN 281 TUBOS 2-7/8" EJE SOBRE LA CAMISA. DESARMA BHA DE PRODUCCIÓN. BAJAN POLEA API DE B&S DE LA TORRE. DESARMA EQUIPO BES COMO SIGUE: 2 7/8" DESCARGA DE PRESION SERIE 400 + 2 7/8" DESCARGA SERIE 400 + BOMBA TD 1000, SERIE 400, 133 ETAPAS, BOMBA TD 1000, SERIE 400, 133 ETAPAS, + SEPARADOR DE GAS SERIE 400, + ADAPTER SERIE 400-513 + PROTECTOR SERIE 513, + PROTECTOR SERIE 513, + MOTOR 100 HP, 2127 VLTS, 29 AMP, SERIE 540, SENSOR TB 2559, SERIE 540 + 6" CENTRALIZADOR + 2-3/8" PATA DE MULA. NOVEDADES DEL PULLING: MOTOR CON ACEITE LIMPIO, GIRO SUAVE, ELECTRICAMENTE EN MAL ESTADO: F-T: 0 M-OHM, F-F: 2.3/1.6/1.6 OHM DESBALANCEADO. SENSOR ELECTRICAMENTE EN MAL ESTADO. CABLE DEL SEGUNDO CARRETO ELECTRICAMENTE EN MAL ESTADO F-T: 0-2000-2000 M-OHM UNA FASE A TIERRA Y F-F: 1.1/1.0/1.2 OHM DESBALANCEADO.	
5.-	TÉCNICO DE CIA. GE OIL & GAS CHEQUEAN EQUIPO EN SUPERFICIE, REALIZA REUNIÓN DE SEGURIDAD Y ARMA EQUIPO BES TD 1000 COMO SIGUE: - 2-3/8" PATA DE MULA - 6" CENTRALIZADOR - SENSOR SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH, SERIE 540 - MOTOR TR5-92 UT 120 HP/ 2165 V/ 33 A, SERIE 540 - PROTECTOR INFERIOR TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB HL SST, SERIE 513 - PROTECTOR SUPERIOR TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB HL SST, SERIE 513 - INTAKE PUM TR4, SERIE 513, - ADAPTER, SERIE 400/513. - BOMBA INFERIOR TD1000 133 ETAPAS, SERIE 400, - BOMBA SUPERIOR TD1000 133 ETAPAS, SERIE 400, - 2 7/8" DESCARGA EUE, SERIE 400 - 2 7/8" DESCARGA DE PRESIÓN, SERIE 400	
6.-	SUBEN POLEA API DE CIA. B&S Y CUELGA EN LA TORRE. TÉCNICO DE CIA. GE OIL & GAS CONECTA MLC EN EL MOTOR. ARMAN BHA DE PRODUCCIÓN SOBRE EQUIPO BES COMO SIGUE: 2 7/8" EUE (1) TUBO, N-80, 6.5 LB/FT + 2 7/8" X 2.25" EUE NO-GO, S/N: NRB-001-15; CON 2.25" STD-VALVE, + 2 7/8" EUE (1) TUBO, N-80, 6.5 LB/FT + 2 7/8" X 2.31" CAMISA TIPO L.	
7.-	BAJAN EQUIPO BES TD 1000 DE CIA. GE OIL & GAS EN 2 7/8" EJE TUBING, MIDIENDO, CALIBRANDO DESDE LA TORRE, PROBANDO CON 3000 PSI CADA 20 PARADAS, "OK" Y MEGANDO EL CABLE CADA 2000' HASTA 9690.41' (PROF. INTAKE: 9649.88') + TÉCNICO DE CIA. B&S INSTALA PROTECTORES CANNON Y MID JOINT EN CADA JUNTA.	
8.-	INSTALAN 2 7/8" EJE PIN X 3 1/2" EJE PIN X-OVER + 11" X 3-1/2" X 5000 PSI TUBING HANGER EN LA SARTA Y PRUEBA CON 3000 PSI, "OK". INSTALAN QUICK CONNECTOR P3000-2 BAJO EL HANGER Y ASIANTAN SARTA EN SECCIÓN "B" DE CABEZAL ELÉCTRICO: PESO DE LA SARTA SUBIENDO: 86 KLB Y BAJANDO: 70 KLB.	
9.-	RETIRAN BOP 11" X 5000 PSI + DSA 13 5/8" X 3M X 11" X 5M PSI. ARMA CABEZAL ELÉCTRICO DE 13 5/8" X 3000 PSI Y PRUEBA CON 1500 PSI, "OK". TÉCNICO CIA ADRIALPETRO INSTALA QUICK CONNECTOR P3000-2 SOBRE EL CABEZAL ELÉCTRICO.	
10.-	PREVIO AL ARRANQUE DEL EQUIPO BES TD1000 EL PANEL ZENITH NO REGISTRA PARÁMETROS DE FONDO. CAMBIAN PANEL ZENITH POR UNO NUEVO Y CAJA CHOQUE, SIN ÉXITO. CAMBIAN CABLES DE CONEXIONES A TIERRA DESDE LA CAJA CHOQUE HASTA EL PANEL ZENITH, CON ÉXITO. SE VISUALIZA PARÁMETROS DE FONDO EN EL PANEL.	
11.-	REALIZAN PRUEBA DE ROTACIÓN DEL EQUIPO BES TD1000 DE CIA. GENERAL ELECTRIC CON RETORNO AL TANQUE DE LODOS DEL RIG. GIRO CORRECTO: FORWARD TEC. CÍA GENERAL ELECTRIC ARRANCA EQUIPO BES TD1000 EN EL GIRO "FORWARD" Y REALIZAN PRUEBA DE PRODUCCIÓN DE ARENA "HI" AL TANQUE BOTA DEL RIG. DESPUÉS DE REALIZAR LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN POR 40 MINUTOS EL EQUIPO BES TD1000 PIERDE SEÑAL DEL SENSOR.	
12.-	TÉCNICO CIA GENERAL ELECTRIC MEGA CABLE ELECTRICO DE FONDO + EQUIPO BES CON LOS SIGUIENTES VALORES: F-F= 5.9 / 5.9 / 5.8 OHM; F-T= 0 M-OHM Y NO REGISTRA DATOS DE PARÁMETROS DE FONDO, TÉCNICO DETERMINA QUE EL EQUIPO ESTÁ CON UNA FASE A TIERRA + MEGA CABLE DE SUPERFICIE CON BUENOS RESULTADOS F-T= 2000 M-OHM.	
13.-	ARMAN SUBESTRUCTURA. DESARMAN 13-5/8" X 3000 PSI CABEZAL ELÉCTRICO. LEVANTAN SARTA CON 86 KLBS Y TÉCNICO DE CIA. GE OIL & GAS CORTA CABLE BAJO TUBING EL HANGER + MEGA EL CABLE Y EQUIPO BES TD1000: F-F: 5.7 / 5.7 / 5.8 OHM; F-T: 0 M-OHM (SIN AISLAMIENTO).	
14.-	INSTALAN DSA DE 13-5/8" X 3000 PSI X 11" X 5000 PSI Y 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN "OK". RETIRAN 11" X 5000 PSI X 3-1/2" EJE TUBING HANGER. S/LINE ABRE 2-7/8" CAMISA @ 9538.58'. SUBEN POLEA API DE CIA. B&S Y CUELGA EN LA TORRE.	
15.-	SACAN EQUIPO BES TD1000 DE GENERAL ELECTRIC EN 2-7/8" EJE TUBERIA MIDIENDO CADA 20 PARADAS DESDE 9690.41' HASTA SUPERFICIE. TÉCNICO DE B&S DESINSTALA UN PROTECTOR CANNON Y UN MID JOINT DE CADA JUNTA. DESARMAN BHA DE CIRCULACIÓN. NO SE EVIDENCIA NINGÚN GOLPE EN EL EMPALME DEL MLC.	
16.-	BAJAN POLEA API DE LA TORRE. TÉCNICO DE CIA. GE OIL & GAS REALIZA REUNIÓN DE SEGURIDAD Y DESARMAN EQUIPO BES TD 1000 CON LAS SIGUIENTES NOVEDADES: PULLING EQUIPO BES TD1000: 4343' DE CABLE # 2 DE GENERAL ELECTRIC DEL TERCER CARRETO SALE CON UNA FASE A TIERRA: F-F: 1.5 / 1.5 / 1.5 OHM Y F-T: 2000 / 2000 / 0 M-OHM Y SALE CON 5 AFLASTAMIENTOS PEQUEÑOS EN LA PARTE LATERAL DEL CABLE A 3.70', 15.20', 22.40', 34.75' Y 49.20' MEDIDOS DESDE EL EMPALME DEL MLC HACIA ARRIBA QUE CORRESPONDE A LA PROFUNDIDAD DEL BHA DE CIRCULACIÓN, SITIO DONDE NO SE INSTALO PROTECTORES NI MID JOINTS, SOLO BANDAS, QUE PUEDA FROBOCAR ESTOS AFLASTAMIENTOS SE DEBE A UNA MALA REPARACIÓN DEL CABLE.	
17.-	TÉCNICO DE CIA. GE OIL & GAS CHEQUEAN EQUIPO EN SUPERFICIE, REALIZA REUNIÓN DE SEGURIDAD Y ARMA EQUIPO BES TD 1000 COMO SIGUE: - 2-3/8" PATA DE MULA - 6" CENTRALIZADOR - SENSOR SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH, SERIE 540 - MOTOR TR5-92 UT 120 HP/ 2165 V/ 33 A, SERIE 540 - PROTECTOR INFERIOR TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB HL SST, SERIE 513 - PROTECTOR SUPERIOR TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB HL SST, SERIE 513 - INTAKE PUM TR4, SERIE 513, - ADAPTER, SERIE 400/513. - BOMBA INFERIOR TD1000 133 ETAPAS, SERIE 400, - BOMBA SUPERIOR TD1000 133 ETAPAS, SERIE 400, - 2 7/8" DESCARGA EUE, SERIE 400 - 2 7/8" DESCARGA DE PRESIÓN, SERIE 400	
18.-	SUBEN POLEA API DE CIA. B&S Y CUELGA EN LA TORRE. TÉCNICO DE GE OIL & GAS REALIZA EMPALME Y CONECTAN MLC EN EL MOTOR. ARMAN BHA DE CIRCULACIÓN SOBRE EQUIPO BES.	
19.-	BAJAN EQUIPO BES TD 1000 DE CIA. GE OIL & GAS EN 2 7/8" EJE TUBING, MIDIENDO, CALIBRANDO DESDE LA TORRE, PROBANDO CON 3000 PSI CADA 20 PARADAS, "OK" Y MEGANDO EL CABLE CADA 2000' + INSTALAN PROTECTORES CANNON Y MID JOINT EN CADA JUNTA HASTA 9685.1' (PROF. INTAKE: 9649.9').	
20.-	INSTALAN 2 7/8" EJE PIN X 3 1/2" EJE PIN X-OVER + 11" X 3-1/2" X 5000 PSI TUBING HANGER EN LA SARTA Y PRUEBAN CON 2500 PSI, "OK". INSTALAN QUICK CONNECTOR P3000-2 BAJO EL HANGER Y ASIANTAN SARTA EN SECCIÓN "B" DE CABEZAL ELÉCTRICO: PESO DE LA SARTA SUBIENDO: 96 KLB Y BAJANDO: 74 KLB.	
21.-	DESARMAN Y RETIRAN BOP 11" X 5000 PSI + DSA 13 5/8" X 3M X 11" X 5M PSI. ARMAN CABEZAL ELÉCTRICO DE 13 5/8" X 3000 PSI Y PRUEBAN CON 1500 PSI, "OK". INSTALAN CAPLAR 3/8" EN EL CABEZAL PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS. INSTALAN QUICK CONNECTOR P3000-2 SOBRE EL CABEZAL ELÉCTRICO.	
22.-	REALIZAN PRUEBA DE ROTACIÓN Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL EQUIPO BES TD1000 DE LA ARENA "HI" CIA. GENERAL ELECTRIC CON RETORNO AL TANQUE DE LODOS DEL RIG. GIRO CORRECTO: REVERSA. DATOS ELECTRICOS P= 2337 PSI ; PD= 3972 PSI; TH= 223 °F; TM= 279 °F; F-F= 1815 - 1821 - 1822V; F-T= 1050 - 1052 - 1048 V ; AMP= 20 - 19 - 19.	
23.-	DATOS DE EVACUACIÓN DE FLUIDO DE CONTROL PC= 15 PSI; BFP= 53; BFPD= 1272; BSW=100%; TBREC= 318; THE= 6; HZ=47; FINALIZAN OPERACIONES EN EL POZO SACHA 246D WO#2 EL DIA SABADO 16 DE ENERO DEL 2016 A LAS 00:00H.	

Anexo VI. Reporte de operaciones del pozo Sac-198

SACHA- 198	PROCEDIMIENTO	WO # 07
1.- RIG CCDC - 51 INICIA OPERACIONES EN EL POZO SAC- 198 _W.O # 07 EL 16-JULIO-2016.		
2.- SLICK LINE ABRE CAMISA DE 3-1/2" @ 9508.8'. CONTROLAN POZO CSG-TBG A TRAVÉS DE 3-1/2" CAMISA DE CIRCULACIÓN CON FLUIDO DE CONTROL CONVENCIONAL CON QUIMICOS DE HALLIBURTON 8.4 LPG Y 2.2 NTU, CON BOMBAS DE LODOS CON RETORNO A AL TANQUE BOTA DEL RIG: TOTAL BOMBEADO: 420 BLS. POZO LLENA CON 90 BLS. DESARMA SECCIÓN "C" DEL CABEZAL ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN + RETIRA 10-3/4" X 5000 PSI TUBING HANGER + DESARMA Y RETIRA SECCIÓN "B" (CASING SPOOL DE 11" X 5000 PSI DE SISTEMA ELÉCTRICO DE 11" X 3000 PSI) + INSTALA CASING SPOOL DE 11" X 5000 PSI HIDRAULICO + INSTALAN DONALD HANGER DE 7-1/16" EN LA SARTA + ASIENTA EN SECCIÓN "B"; INSTALA 7-1/16" X 5000 PSI BOP + PRUEBA FUNCIONAMIENTO CON 1500 PSI OK.		
3.- LEVANTA SARTA CON 90 KLBS DE PESO + RETIRA 7-1/16" X 3-1/2" DONALD HANGER, SACAN EQUIPO BES DN1100 DE CIA. SCHLUMBERGER EN TUBERÍA 3 1/2" EUE EN PARADAS A LA TORRE. DESARMA BHA DE PRODUCCIÓN SOBRE EQUIPO BES COMO SIGUE: CAMISA TIPO "L" 3 1/2" X 2.81" (ABIERTA), (1) TUBO 3 1/2" EUE, NO-GO 3 1/2" X 2.75" CON S/VALVE 2.75", (1) TUBO 3 1/2" EUE		
4.- TÉCNICO DE CIA SCHLUMBERGER DESARMA EQUIPO BES: - 3-1/2" EUE DESCARGA S/400 (parte externa e interna limpia) - DESCARGA PHOENIX S/400 (parte externa e interna limpia) - BOMBA DN1100 DE 179 ETAPAS; SERIE 400; S/N: 4-341801 (Giro duro, internamente presencia de escala, externamente limpio) - BOMBA DN1100 DE 198 ETAPAS SERIE 400; S/N: 2FN1C00888 (Giro suave, internamente y externamente limpio) - SEPARADOR DE GAS SERIE 400; S/N: 4BN0E01631 (limpio) - ADAPTER SERIE 540/400 - (1) PROTECTOR SERIE 540; S/N: 3FN2A00307 (giro suave, internamente con fluido, externamente con limpio, camara #1,2 y 3 con agua) - (1) PROTECTOR SERIE 540; S/N: 3FN2A00308 (giro suave, internamente con fluido, externamente con fluido del pozo, camara #1 exteriormente trabajado, #2 y #3 interior y exterior vacio) - MOTOR SERIE 562; 150HP / 39.5 A / 2300 VOLT; S/N: 1HN2D01234 (sale con aceite limpio, giro suave, housing con recalentamiento, - ADAPTER SERIE 562/450 - SENSOR PHOENIX XT150 SERIE 450 (electricamente en buen estado) - 6" CENTRALIZADOR (limpio)		
5.- BAJA BHA DE LIMPIEZA 7" DE CIA. CCD CON BROCA TRICONICA 6-1/8" EN TUBERÍA 3 1/2" EUE CLASE "B" EN PARADAS DESDE LA TORRE. S/LINE RECUPERA STD VALVE DE NO-GO DE 3-1/2" @ 9745' OK. CIRCULA POZO CSG-TBG A TRAVÉS DE 6-1/8" BROCA @ 9837.18' CON FLUIDO DE CONTROL CONVENCIONAL DE HALLIBURTON 8.4 LPG Y 2.2 NTU. TOTAL BOMBEADOS: 480 BLS. SACA Y DESARMA BHA DE LIMPIEZA. RECUPERA (1) BANDA METÁLICA DE 3/4" + (1) LBS DE SOLIDOS EN LA CANASTA.		
6.- W/LINE CIA WEATHERFORD BAJA CON HERRAMIENTA 5-3/4" CANASTA CALIBRADORA CON GR-CCL A VERIFICAR PROFUNDIDAD DEL POZO CORRELACIONA Y ENCUNTRA FONDO @ 9848' + SACA HERRAMIENTA A SUPERFICIE. TÉCNICO DE CIA. WEATHERFORD W/LINE BAJA EQUIPO CON HERRAMIENTA GR-CCL + 7" TAPÓN CIBP + CORRELACIONAN PROFUNDIDAD Y ASIENTAN 7" TAPÓN CIBP @ 9846', OK + SACAN HERRAMIENTA A SUPERFICIE. BAJA PRIMERA CORRIDA Y CORRELACIONA PROFUNDIDAD CON GR-CCL + RE-CAÑONEA INTERVALO DE ARENA "HSUP" @ 9826'- 9842' (16') @ 5 DPP + SACA HERRAMIENTA A SUPERFICIE. CAÑÓN SALE DETONADO 100%. BAJA SEGUNDA CORRIDA CON 4-1/2" CAÑÓN @ 5 DPP + BAJA CON GR-CCL Y CORRELACIONA PROFUNDIDAD + CAÑONEA INTERVALO DE ARENA "HSUP" @ 9818'- 9826' (8') @ 5 DPP + SACA HERRAMIENTA A SUPERFICIE Y DESARMA EQUIPO, CAÑÓN SALE DETONADO 100%		
7.- BAJA BHA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE CIA HALLIBURTON EN 3-1/2" EUE TUBERÍA CLASE "B" MUDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO HASTA 9703'. TECNICOS DE HALLIBURTON PRUEBAS SUS LINEAS CON 7000 PSI + SARTA DE FRACTURAMIENTO EN DIRECTA CON 6000 PSI. OK. ASIENTA PACKER RTTS @9694'+ PRUEBA CON 800 PSI OK. Y QUEDA POSICIONADO PARA FRACTURAMIENTO ASI: 3-1/2" EUE (310) TUBING + (1) PUP JOINT DE 3-1/2" EUE 2-7/8" EUE PIN X 3-1/2" EUE BOX X-OVER 3-7/8" CAS PIN X 2-7/8" EUE BOX X-OVER 5" X 3-7/8" VALVULA TST CAS P-B 5" X 3-7/8" JAR BIG JOHN HIDRAULICO 7" X 3-7/8" CAS P-B SAFETY JOINT 2-7/8" EUE PIN X 3-7/8" CAS BOX X-OVER 2-7/8" RTTS CIRCULATING VALVE 7" X 2-7/8" PACKER RTTS MECÁNICO DE CIA. HALLIBURTON @9694' 2-7/8" TUBO CORTO 2-7/8" PATA DE MULA		
8.- TECNICOS DE HALLIBURTON REALIZAN PRUEBA DE DFIT CON 1000 GLS DE FLUIDO DE CONTROL 8.4 LPG PROPORCIONADO POR ORN, POZO TOMA 55 BLS DE FLUIDO. ANALIZAN DECLINATORIA DE PRESIÓN OBTENIENDO LOS SIGUIENTES PARAMETROS DE PRUEBA DE DFIT: PRESIÓN DE RUPTURA = 3410 PSI; PRESIÓN MÁXIMA = 3678 PSI; ISIP INICIAL = 2266 PSI; PRESIÓN PROMEDIO = 3410 PSI; Q PROMEDIO = 7 BPM; Q MÁXIMO = 7 BPM. TOTAL FLUIDO BOMBEADO = (2000) BLS DE FLUIDO TRATADO DE 8.4 LPG DE ORN.		
9.- TECNICOS DE HALLIBURTON INICIA BOMBEO PARA MINIFRAC DE 5000 GLS DE SISTEMA HYBOR + ANALIZAN DECLINATORIA DE PRESIÓN Y OBTIENEN LOS SIGUIENTES PARAMETROS: PRESIÓN DE RUPTURA = 2850 PSI; PRESIÓN MÁXIMA = 4311 PSI; ISIP INICIAL = 1673 PSI; PRESIÓN PROMEDIO = 3700 PSI; Q PROMEDIO = 18 BPM; Q MÁXIMO = 18 BPM; FRICCIÓN TOTAL = 2511 PSI; FRICCIÓN ENTRADA = 1395 PSI; FRICCIÓN EN PERFORADOS = 550 PSI; FRICCIÓN TORTUOSIDAD = 845 PSI.		
10.- TECNICOS DE HALLIBURTON REALIZAN FRACTURA HIDRÁULICA CON 8000 GAL DE COLCHÓN + 3340 GLS ETAPAS CON ARENA Y 3660 GLS DE DESPLAZAMIENTO GEL HYBOR G + APUNTALANTE RESINADO 20/40. TOTALES: 15000 GLS DE SISTEMA HYBOR G + 12800 LBS DE APUNTALANTE RESINADO (arena de fractura) 20/40, (12100 LBS EN FORMACIÓN) FIN DE BOMBEO FRACTURA HIDRÁULICA. ANALIZAN Y OBTIENEN LOS SIGUIENTES PARÁMETROS: PRESION INICIAL = 0 PSI; PRESION MAXIMO = 4294 PSO; PRESIÓN PROMEDIO = 3300 PSI; Q PROMEDIO = 16 BPM; Q MÁXIMO = 16 BPM; ISIP FINAL 2820 PSI. P FINAL = 0 PSI. **** FRACTURA HIDRAULICA A HOLLIN SUPERIOR: 9818'-9842' (24') TOTAL DE QUIMICA UTILIZADA POR HALLIBURTON PARA DFIT, MINIFRACT Y FRACTURA PARA 20000 GLS DE SISTEMA HYBOR G + 12800 LBS DE APUNTALANTE RESINADO (5818.18 KGS): 18 GLS CLAWEB + 5 GLS CL-37 + 70 GL VICON NF + 15 GLS EXPEDITE A +15 GLS EXPEDITE B + 30 GLS DE MUSOL + 1 GL D-AIR 3000L + 30 GLS LOSURF 300 + 18.93 LT DE METANOL + 3 GAL BA-20 + 6 LBS DE SP BEAKER + 468 LBS DE BUFFER (BA-40) + 28 GL DE BORATO (CL-31) + 950 LB WG-18. DESASIENTA PACKER RTTS Y SACA BHA DE FRACTURAMIENTO EN 3 1/2" EUE TUBERÍA EN PARADAS A LA TORRE Y DESARMA.		
11.- BAJA BHA COMBINADO DE LIMPIEZA ROTATORIO Y MOLIENDA CON 6 1/8" BROCA TRICONICA + 5 1/2" BIT SUB +7" CANASTA + 7" SCRAPPER +7" MAGNETO + 7" CEPILLO+ HASTA 9803'. MUELE CAMARA DE ARENA DE FRACTURAMIENTO 20/40 HASTA 9844'. SACA BHA COMBINADO A SUPERFICIE Y DESARMA. RECUPERA APROXIMADAMENTE 700 LBS DE ARENA DE FRACTURA 20/40.		
12.- BAJA BHA DE EVALUACION. CON 2 7/8" EUE PATA MULA + 7" X 2 7/8" PACKER PHD + X-OVER 2 7/8" EUE PIN X 3 1/2" EUE BOX + (1) TUBO 3 1/2" EUE + 3 1/2" EUE NO-GO CON STD VALVE + (1) TUBO 3 1/2" EUE + 3 1/2" EUE CAMISA 2.81", ASIENTA PKR @ 9628'+ PRUEBA CON 800 PSI OK. SLICK LINE ABRE 3 1/2" X 2.81" CAMISA DE CIRCULACION @ 9560', PRUEBA CIRCULACION OK. DESPLAZA JET 10A DE SOLIPET HASTA CAMISA DE CIRCULACION. SOLIPET ESTABILIZA PARAMETROS EN MTU		

13.-	INICIA EVALUACION SIN ÉXITO, NO INCREMENTA PRESION EN UNIDAD DE MTU. PRUEBA CON BOMBAS DEL RIG SIN ÉXITO, NO INCREMENTA PRESION. INTENTA RECUPERAR JET 10A SIN ÉXITO. BAJA CALIBRADOR NO PASA @ 280'. DESASIENTA PKR, SACA 9 TUBOS Y DETECTA COLAPSO DE TUBERIA. REEMPLAZA Y BAJA NUEVAMENTE. ASIENTA PKR MECANICO 7" X 2 7/8" @ 9626'+ PRUEBA POR ANULAR CON 700 PSI OK. DESPLAZA JET 10 A HASTA CAMISA DE CIRCULACION 3 1/2" X 2.81" @ 9563'
14.-	ESTABILIZA PARAMETROS. REINICIA EVALUACION A LA ARENA "HOLLIN SUPERIOR" EN EL INTERVALO 9818' - 9842' (24') CON BOMBA JET Y GEOMETRIA 10-A CON UNIDAD MTU DE CIA. SOLIPET CON RETORNO AL TANQUE BOTA DEL RIG. DATOS DE PRODUCCIÓN: TOTAL RECUPERADO = 587 BLS / PRODUCCIÓN POR DÍA = 288 BFPD / BSW DE FORMACIÓN (REAL) = 81 % / SALINIDAD: 4400 ppm CL / BSW RETORNO DE CASING = 96 % / TOTAL HORAS EVALUADAS = 41 HORAS "SIN ELEMENTOS. EXISTE ABUNDANTE PRESENCIA DE GAS
15.-	S/LINE CIA SDT RECUPERA JET 10A DE 3-1/2" CAMISA @ 9560' OK. RECUPERA STD VALVE DE NOGO 2.75" @ 9593'. BAJA STD VALVE CON ELEMENTOS DE CIA SERTECPET Y ASIENTA NO-GO @ 9593'. ASIENTA JET 10A DE SOLIPET EN CAMISA @ 9508'. ESTABILIZA PARAMETROS Y REINICIA EVALUACION. DATOS DE PRODUCCIÓN: TOTAL RECUPERADO = 1112 BLS / PRODUCCIÓN POR DÍA = 264 BFPD / BSW DE FORMACIÓN (REAL) = 57 % / BSW RETORNO DE CASING = 74 % / SALINIDAD: 2400 ppm CL EVALUACION "SIN ELEMENTOS" = 41 HORAS EVALUACION "CON ELEMENTOS" = 44 HORAS TOTAL HORAS EVALUADAS = 85 HORAS SUSPENDE EVALUACION POR BAJO APORTE DEL POZO Y REDISEÑAN NUEVA GARGANTA
16.-	SLICK LINE RECUPERA JET 10A DE 3-1/2" CAMISA @ 9560'. ESTABILIZA PARAMETROS Y REINICIA EVALUACION CON JET "10 A"-REDISEÑADA DATOS DE PRODUCCIÓN: TOTAL RECUPERADO = 1528 BLS / PRODUCCIÓN POR DÍA = 360 BFPD / BSW DE FORMACIÓN / SALINIDAD: 6500 ppm Cl- / BSW RETORNO = 18 % EVALUACION "SIN ELEMENTOS" = 41 HORAS EVALUACION "CON ELEMENTOS" = 69 HORAS TOTAL HORAS EVALUADAS = 110 HORAS CIERRA POZO POR 30 HRS PARA "B' UP" A LA ARENA HOLLIN SUPERIOR
17.-	REVERSAN JET "10A-" DE CAMISA DE CIRCULACION CON BOMBAS DEL RIG. RECUPERA STD VALVE CON ELEMENTOS DE PRESION DE NO-GO 2.75" @ 9593'. CONTROLA POZO CON FLUIDO CONVENCIONAL 8.4 LPG DE CPVEN A TRAVEZ DE CAMISA DE CIRCULACION @ 9560' CON BOMBAS DEL RIG CON RETORNO AL TANQUE BOTA DEL RIG. DESASIENTA PACKER DE EVALUACION + SACA BHA EN 3 1/2" EUE TUBERIA+ DESARMA BHA
18.-	TECNICOS DE G.E BAJA QUIPO BES (TD1000) EN 3 1/2" EUE EN PARADAS DESDE LA TORRE, MIDIENDO, CALIBRANDO, PROBANDO Y MEGANDO CABLE ELECTRICO CADA 2000'. BES QUEDA POSICIONADO: - 3-1/2" EUE TUBING: 279 TUBOS - 3-1/2" EUE CAMISA DE CIRCULACIÓN: (3.14') @ 8722.91' (BASE) - 3-1/2" EUE TUBING: (29.32') - 3 1/2" EUE NO-GO CON STD VALVE 2.75": (1.02') @ 8753.25' (BASE) - 3-1/2" EUE TUBING: (31.30') SUB, TRANSFER DISCHARGE PRESSURE 2 7/8", TR4; P/N PT007550D 4" LONG 0.86'(NUEVO) DESCARGA TR4 BO MACH 3 1/2"; P/N 132161 OD 4"; LONG 0.63'(NUEVO) PUMP, TD1000 AR MDLR 133/28B #15, HSS, SST H&B, AR H&B, MNL; S/N 2F6G00794Q; OD 4"; LONG 21.85'(NUEVO) PUMP, TD1000 AR MDLR 133/28B #15, HSS, SST H&B, AR H&B, MNL; S/N 2F6G00795Q; OD 4"; LONG 21.85'(NUEVO) INTAKE TR4; RS STL ASSY, HSS S/N 8H6E005588; OD 4"; LONG 1'(NUEVO) @ 8830.74' (BASE) PROTECTOR TR4 AR L/28P HL-HT-AFL-HSS; S/N 3F6F00619Q; OD 4"; LONG 7.62'(NUEVO) KIT ADAPTER TR4; P/N 740457; OD 4"; LONG 0.34'(NUEVO) PROTECTOR TR4 AR L/28P HL-HT-AFL-HSS; S/N 3F6F00620Q; OD 4"; LONG 7.62'(NUEVO) MOTOR, DURA+456, 113/113/56 UT, HSS, HIGH TEMP, MNL; S/N 1E6G00252Q; OD 4.5" LONG 13.71'(NUEVO) SENSOR TR4; SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH; S/N TB11843; OD 4.5"; LONG 2.81'(NUEVO) CENTRALIZADOR, MOTOR 5" OD; P/N 132204; OD 5"; LONG 0.76'(NUEVO) (NUEVO) CAMISA DE REFRIGERACION P/N 1052327; OD 5.5" LONG 11.64'(NUEVO) CENTRALIZADOR (EN BASE DE CAMISA DE REFRIGERACION) P/N 132204; OD 6"; LONG 0.6' (NUEVO) 2 3/8" PATA DE MULA TR4; P/N PM9446 OD 2 3/8"; LONG 5.25' (NUEVO) @ 8881.09' (BASE) ULTIMA MEGADA: PI= 2033 PSI; PD= 2027 PSI; T= 213 °F; TM = 222 °F; F-F = 5.1 OMH; F-T = 400 M-OMH
19.-	DESARMA Y RETIRA BOP 7 1/16X 5M PSI. ASIENTA TUBING HANGER EN SECCION "B". INSTALA SECCION "C" DEL CABEZAL ELECTRICO + PRUEBA CON 2000 PSI. TECNICO DE ADRIALPETRO INSTALA DE QUICK CONNECTOR SOBRE SECCION "C" DEL CABEZAL ELECTRICO E INSTRUMENTISTA DE ORNCEM CONECTA TUBO CAPILAR PARA INYECCION DE QUIMICOS. DESARMA Y RETIRA SUBESTRUCTURA.
20.-	GENERAL ELECTRIC REALIZA PRUEBA DE PRODUCCION A LA ARENA "HS" CON BES DOS BOMBAS TD1000 EN LOS INTERVALOS RECAÑONEADOS: 9818-9842' (24') @ 5 DPP AL TANQUE BOTA DEL RIG PC = 0 PSI; BFPH = 11; BFPD 264; BSW = 100%; TBREC = 44; THE = 6; HZ = 40; PI= 1359 PSI; PD= 3751 PSI; TI= 227 °F; TM = 283 °F; F-F = 1124-1120-1130 ;
21.-	RIG CCDC - 51 FINALIZA OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO N° 07, EN EL POZO SAC-198 EL DIA 02 DE AGOSTO DEL 2016

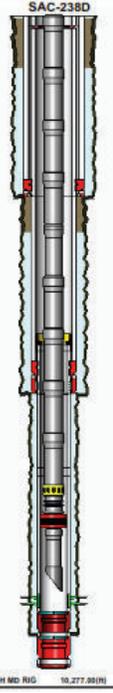
Anexo VII. Reporte de operaciones del pozo Sac-305

SAC-305D	PROCEDIMIENTO	WO.02
<p>1.- Inician operaciones en el pozo Sacha 305-D WO# 02 el día viernes 26 de febrero del 2016</p>		
<p>2.- S/line bajan a abrir 3-1/2" EUE camisa de circulación @ 9414', realiza varios intentos, sin éxito. Bajan tubing punch @ 9350', ok; preparan fluido de control especial de 8.5 LPG y 2 NTU de la cia. Schlumberger; controlan el pozo Tubing - Casing con fluido de control especial de 8.5 LPG y 2 NTU de la cia. Schlumberger.</p>		
<p>3.- Instalan tubing hanger y desarman cabezal, instala 11" x 5000 psi BOP, instalan 3-1/2" landing joint en 11" x 5000 psi hanger + levantan sarta con 106 klbs, ok, sacan equipo BES D800N de Cia. Schlumberger en 3-1/2" EUE tubing hasta superficie. Técnico de cia. Schlumberger realiza reunión de seguridad + desarman equipo Bes D800N: Novedades del pulling: Giro del conjunto BES: semiduro con leve arrastre Separador de gas: giro suave, internamente limpio y externamente con presencia de químicos Motor: giro suave del eje, aceite trabajado, eléctricamente presenta bajo aislamiento y fases desbalanceadas: F-F= 1.8 / 2.3 / 2.2 OHM desbalanceadas; F-T= 0 Mohm</p>		
<p>4.- Bajan BHA de pesca WTFRD con 3-1/2" EUE Pin On-off en 3-1/2" Eue tubing hasta 9564.5'; técnico de cia. Weatherford maniobra sarta y engancha pescado (conjunto TcP) + trabaja sarta tensionando, se saca (4) paradas +/- (245'); sarta se ancla nuevamente; tensionan desde 210 Klbs hasta 225 Klbs, sarta se arranca 15' bajo la mesa. S/line baja 6" bloque impresor a tomar muestra de cabeza de pescado y encuentran @ 15'.</p>		
<p>5.- Bajan BHA de pesca con 5-3/4" Over Shot con 7-7/8" guía, 3-1/2" grampa y 3-5/8" Mill control, maniobran para pescado, ok + desconecta 4-3/4" (1) Drill collar; cia. Summapet s/line baja calibrador de 1.74" de OD hasta 1638', herramienta no pasa. Desconectan Over Shot de pescado @ 15'; retiran 11" x 5000 psi BOP, arman cabezal eléctrico. Suspenden operaciones el día martes 01 de marzo del 2016.</p>		
<p>6.- Re-inicia operaciones con el Rig CCDC 51 el día Viernes 18 de Marzo del 2016</p>		
<p>7.- Preparan fluido de control normal 8.5 LPG Y 3.87 NTU, tratado con químicos de Cia. Halliburton + (Se usan 60 gls de LOSURF-300D (Surfactante no ionico) + 5 gls de Aldacide (bactericida) + 25 sxs de KCl.</p>		
<p>8.- Desarman sección "C" del cabezal eléctrico 13 5/8" X 5M. Arman adapter. Instalan conjunto BOP 11" X 5 M + prueban funcionamiento, ok. Téc de Cia Wtf Arma bha # 1 de pesca con 8-1/8" OVER SHOT Y UP EXTENSIÓN; 4-3/4" (1) DRILL COLLAR, maniobra con éxito. Tensionan sarta de 80 Klbs hasta 90 Klbs y desconecta 3-1/2" pin de ON-OFF, quedando en el pozo 5-1/2" X 3-1/2" campana ON-OFF sola con conjunto TCP de Cia SLB (Pescado). Sacan BHA de pesca a superficie, circulan Csg-Tbg debido a que tubería sale contaminada, a través de 3-1/2" pin ON-OFF.</p>		
<p>9.- Sacan 3-1/2" pin ON-OFF solo, giro izquierdo en 3-1/2" EUE tubing hasta superficie. Nota: Tubería de 3-1/2" EUE deformados. Se recuperan 304 tubos de 3-1/2" eue clase "B". Desarman BHA de pesca</p>		
<p>10.- Arman Bha de pesca como sigue: 3-1/2" EUE PIN ON-OFF solo operativo. Baja BHA de pesca con 3-1/2" EUE pin ON-OFF en 2-7/8" EUE, tubing clase "A", maniobra sarta y engancha pin en campana ON-OFF @ 9387.8' con pescado (CONJUNTO TCP), por varias ocasiones, con éxito. Realiza dos corridas para recuperar 2.25" st-valve en 2-7/8" EUE No-go @ 9428', Tensiona línea hasta 1300 lbs, martilla para enganchar no agarra sin éxito, bajan bloque impresor de 2" hasta 9428' toma muestra. Nota: Bloque impresor sale con residuos de chatarra y muestra de la misma.</p>		
<p>11.- W/Line de Cia Schlumberger, arma cortador químico de 2-1/4" con CCL y baja hasta 9408', donde la herramienta se apoya, decide realizar corte químico a 9394' "OK". Sacan herramienta a superficie.</p>		
<p>12.- Sacan BHA de pesca con 5-1/2" X-3-1/2" campana ON-OFF en 2-7/8" EUE, tubing quebrando tubo por tubo desde 9394' hasta superficie. Bajan BHA # 2 de pesca en 3-1/2" IF drill pipe, trabajan martillando sarta para liberar pescado tensionando desde 148 Klbs hasta 240 Klbs (92 Klbs de Over Pull), por varias ocasiones con éxito sarta se libera peso normal 148 klbs subiendo. Saca bha #2 EN 3-1/2" IF drill pipe en paradas a la torre, desarma bha # 2 de pesca. Se recupera parte del pescado: 3-1/2" EUE (1) TUBO CORTADO DE 13'; 2-7/8" PIN EUE X 3-1/2" EUE BOX X-OVER; 2-7/8" MANDRILL DEL PACKER HIDRAULICO WH-6.</p>		
<p>13.- Cia Weatherford baja BHA # 1 moledor con 4-3/4" OD HYD FISHING JAR; 5" MAX FORCE (MAGNETO), 5" MAX FORCE (MAGNETO); 4-3/4" BIT SUB; 6-1/8" JUNK MILL con insertos Quick Cut WTF6647 hasta 9402.86' (tope de pescado packer WH6). Muelen packer WH6 con junk mill 6-1/8" desde 9402.8' hasta 9408.8' (6'), se intenta continuar moliendo sin éxito. Sacan BHA moledor hasta superficie, desarman.</p>		
<p>Bajan BHA # 2 moledor con 4-3/4" OD HYD FISHING JAR; 5" MAX FORCE (MAGNETO); 5" MAX FORCE (MAGNETO); 4-3/4" BIT SUB; 5" CANASTAS; 6-1/8" JUNK MILL (nuevo) hasta 9408', intenta circular sin éxito, sarta se asienta @ 9387', decide sacar Bha moledor #2 en dp 3-1/2" IF, en paradas a la torre de 9387' hasta superficie, tubería sale llena orificios de junk mill semitaponados.</p>		
<p>14.- Bajan BHA # 3 moledor con 6-1/8" TWO POD MILL; 4-3/4" BIT SUB; 5" MAX FORCE; 5" MAX FORCE; 4-3/4" OD HYD FISHING JAR; 4-3/4" (6) DRILL COLLARS hasta 9411.8'. Muelen herramienta y tubo de 3-1/2" EUE, desde 9411.8' hasta 9417.3' (5.5'), bombea 20 bls de pildora viscosa. Sacan BHA. S/line baja 6" bloque impresor para tomar muestra de cabeza de pescado y encuentra @ 9417', sacan herramienta a superficie. Nota: Bloque sale con marca circular de 3-1/2", recostado para un lado.</p>		

SAC-305D	PROCEDIMIENTO	WO.02
15.-	<p>Bajan BHA #3 de pesca con 5-3/4" OVER SHOT, (ARMADO CON 3-1/2" OD GRAPPA (NUEVA DE CIA WTF), 3-5/8" OD MILL CONTROL) en 2-7/8" EUE, clase "A", hasta 9417.3'. Téc de Cia Wtf maniobra sarta engancha overshot 5-3/4" en cabeza de pescado a 9417' 'OK'. Téc Wtf maniobra sarta, rotando y con tensión para desconectar overshot 5-3/4" de pescado @ 9417'. Tensiona sarta hasta 85 klbs con (25 de overpull), sarta empieza a salir con arrastre de 12 klbs. Saca BHA # 3 de pesca hasta superficie. PESCADO RECUPERADO 100%.</p>	
16.-	<p>Bajan BHA de limpieza Sertecpet con broca triconica 6-1/8" en drill pipe 3 1/2" EUE, midiendo hasta 10311'. Circulan pozo csg-dp a través de 6-1/8" broca triconica para cambio de fluido contaminado por fluido limpio de control convencional de 8.5 LPG. Sacan BHA de limpieza</p>	
17.-	<p>Halliburton Wire Line arma, baja, correlaciona con GR- CCL y asientan tapon Ez- drill 7" @ 9912'. Bajan BHA con retenedor de cemento(EZ-drill) + setting tool + 2.25" No-Go con 2.25" std valve, en tbg 2 7/8" EUE para squeeze, hasta 9790'. Circulan por directa. Asientan retendor de cemento @ 9780'. Con tbg en punto neutro prueba integridad con 3500 psi por directa, luego anular con 800 psi ok. Desconectan stinguer y prueba en directa y reversa a travez de maanifold squeeze de Halliburton. ok.</p>	
18.-	<p>Realizan prueba de admision, admite @0.7 bpm, 7 bbls 3450 psi. Admision no favorable. bombean acido MCA al10% 6 bbls + 6 bbls de Clay fix @ 3.5 bpm, 900 psi. Halliburton realiza SQUEEZE a Uinferior bombea 5 bbls de MUD FLUSH III @ 3 BPM, 800 Psi. + 7 Bls de FINECEM 13.5 LPG CON SISTEMA AUTOMATICO DE DENSIDAD ADC-RECIRCULADOR DE LECHADA @ 3 BPM, 850 PSI. + 5 BBLs DE MUD FLUSH III @ 3 BPM, 800 PSI. Desplaza fluidos de cementacion forzada 43.5 BBLs @ 3.5 BPM, 110 PSI. Conecta stinguer y presuriza anular con 800 PSI. Realiza squeeze @ 0.2 BPM, 3700 PSI DE CIERRE. VOL 5 BBLs. Quedan 3.4 BLS de cemento microfino en la camara + 1 BLS detras de csg 7". Saca Stinguer en 2 7/8" EUE quebrando.</p>	
19.-	<p>Bajan BHA molidor y limpieza con broca 6 1/8" triconica + Bit Sub 5" + canasta 5,5" + Scrapper 5.875" + Magneto 5.75" + Cepillo 5.812", muelen cemento duro desde 9778' hasta 9780' + retenedor de cemento EZ-Drill 7" hasta 9783' + muele cámara de cemento hasta 9870' (87') + muele tapón EZ-Drill 7" a 9912', baja limpiando hasta 10311' (LC @ 10322'). Circulan csg-tbg 50 BBLs de pildora viscosa, cambian fluido convencional de 8.5 LPG previo a la fractura preparado con químico de Halliburton. Sacan BHA a superficie.</p>	
20.-	<p>Wire Line baja, correlaciona con GR- CCL y repunzona arena Hollin Superior @ 10232' @ 10248' (16') a 5 DPP. Bajan BHA de fractura en 3 1/2" EUE tubería calibrando y probando con 300 PSI cada 2000' hasta 10092.</p>	
21.-	<p>Asientan 2 7/8" packer RTTS @ 10082'. Realiza prueba DFIT con unidad de Halliburton a 7 BPM, 4116 PSI, 30.36 BBLs, analizan declinación de presión. Con unidad de Halliburton realizan MiniFrac @ 16 BPM, 4781,25 PSI, 20 GLS; químicos de Halliburton usados 5041 GLS de Gel lineal HYBOR G. Realizan fractura hidráulica, parámetros: 16 BPM, 3517 PSI, 632.57 BBLs. Químicos usados: 8327 GAL DE PRE-COLCHÓN + 8669 GAL DE COLCHÓN + 897 GAL @ 0.63 PPG + 1025 GAL @ 1.03 PPG + 913 GAL @ 2.12 PPG + 731 GAL @ 2.38 PPG + 992 GAL @ 4.06 + 1346 GAL @ 2.73 + 3668 GAL DE GEL HYBOR G + APUNTALANTE CERÁMICO 20/40 (arena de fractura 20/40) TOTALES: 26568 GAL HYBOR G + 14000 LBS DE APUNTALANTE CERÁMICO MALLA 20/40 (13000 LBS EN FORMACIÓN) QUIMICOS USADOS: 31609 GLS SISTEMA HYBOR G (5041 GLS MINIFRAC+ 26568 GLS FRACTURA): 19 GLS CLAWEB + 35 GLS CL-31+11 GLS CL-37 + 65 GLS VICON-NF + 30 GLS BA-40L + 5 GLS EXPEDITE "A" + 13 GLS EXPEDITE "B". ADITIVOS ADICIONALES (DOSIFICADOS A SISTEMA HYBOR G PARA ACTIVACION, RUPCION DE GEL Y APUNTALAMIENTO DE LA FRACTURA): 1 CN ALDACIDE + 900 LBS WG-18 + 9 LBS SP-BREAKER + 82 LBS OPTIFLO + 2 GLS BA-20 + 35 GLS LOSURF 300 + 64 LTS DE METANOL + 5 GLS D-AIR 3000L + 12 GLS MUSOL-A (SOLVENTE MUTUAL) + 6364 KG (14000 LBS) CERAMICO 20/40 (ARENA DE FRACTURA 20/40)</p>	
22.-	<p>Circulan 150 BBLs de fluido de control 8.5 LPG para recuperar arena de fractura al tanque de Halliburton, recuperando 446 Kg de arena. Sacan BHA de fractura en 3 1/2" EUE quebrando + desarma BHA OK. Pozo cierra por 3 HRS por pedido de técnicos de Halliburton. écnico de Sertecpet arma BHA combinado molidor y limpieza en 3 1/2" IF DP tubo a tubo midiendo y calibrando hasta 10271'. Muele desde 10271' hasta 10311' con 70 RPM TQ 100/120, peso sobre la broca 2000 - 3000 LBS @ 4.5 BPM y 500 PSI en bomba. Circula pozo csg-tbg @ 4 BPM y 500 PSI en bomba con fluido de 8.5 LPG al tanque bota del Rig. Total bombeado 700 BLS. Pozo toma 200 BLS. Recupera en superficie aproximadamente 100 LBS de arena de fractura 20/40. saca y desarma BHA combinado molienda + limpieza de Sertecpet en 3 1/2" IF DP quebrando + desarma; Se recupera 10 LBS de limalla en magneto y 10 LBS de arena de fractura 20/40 en las canastas</p>	
23.-	<p>Bajan BHA de evaluación. Summapet Slick Line recupera Standing Valve @ 10083'. Baja elementos de presión de 10000 PSI de Sertecpet. Abre camisa de circulación @ 10050'. Prueba circulación OK.</p>	
24.-	<p>Desplaza Jet 12K de Sertecpet hasta 3 1/2" camisa de circulación @ 10050' + estabiliza parámetros. Inicia evaluación @ areana Hollin Superior en el intervalo 10232' @ 10248' (16') con camión bomba de Sertecpet, elementos de presión en fondo y Jet 12K al Tanque bota del Rig. DATOS DE PRODUCCIÓN TOTAL RECUPERADO = 1986 BLS /PRODUCCIÓN POR DÍA = 864 BFPD / BSW DE FORMACIÓN (REAL) = 30% / SALINIDAD: 5400 ppm CL / BSW RETORNO DE CASING = 36% / TOTAL EVALUADAS = 54 HORAS Cierra pozo por 12 hrs para B'UP a arena Hollin Superior</p>	
25.-	<p>Recupera st valve 2.75" con elementos de No-Go @ 10082' y baja std valve 3 1/2" sin elementos y asienta en Nogo @ 10082'. Desplaza jet "12K" hasta la camisa de circulación @ 10050' y estabiliza parametros.</p>	

SAC-305D	PROCEDIMIENTO	WO.02
26.-	<p>Evalua arena "Hs" en el intervalo : 10232'-10248' (16') con bomba jet 12K, sin elementos de presión y camión bomba de cia Sertecpet con retorno al tanque bota del rig. <i>P.INY= 2000 PSI; BFPD= 840; BPPD= 739; BSW FOR= 12%; SAL= 3100 PPM CL_; TBREC= ; THE= 86</i></p>	
27.-	<p>Reversan bomba jet 12-K. Controla pozo con fluido convencional 8.45 lpg.Total bomeados 750 bls. Téc de Weatherford desasienta packer mecánico giro derecho 7"x 3 1/2" con 27 klbs de overpull; Sacan BHA de evaluación en tubing de 3 1/2" EUE clase "B" en paradas a superficie, desarman ok,</p>	
28.-	<p>Bajan equipo BES NF(1300-2000) F de CIA NOVOMET, Al bajar las 11 paradas se descartan y cambian 7 tubos 3-1/2" EUE CLASE "B", en cada parada respectivamente, debido a que no pasa el drift. Se decide cambiar sarta para completar con 2-7/8" tubing clase "A".</p>	
29.-	<p>Bajan equipo BES NF(1300-2000) H DE CIA. NOVOMET en 2 7/8" EUE, clase "A", midiendo, calibrando, probando con 3000 psi cada 20 paradas y megando el cable cada 2000' HASTA 9969' (intake)+ Téc de Cia BYS instala protectores grippy 2 7/8" F16-19/56 y mid joint grippy 2 7/8" F16-19/56, en cada junta . Ultima megada: <i>F-F= 9.1 OMH; F-T= 110 M-OHM; PI= 3321 PSI; PD= 3263 PSI; TI= 214 °F; TM= 215 °F.</i> Se usan 317 protectores grippy 2 7/8" F16-19/56; 317 mid joint 2 7/8" F16-19/56; 35 bandas metálicas de 3/4" en equipo; 11 bandas metálicas de 3/4" en BHA de circulación, 11 bandas metálicas de 3/4" en tubería 1 protector lizer serie 521, 90' de MLE.</p>	
30.-	<p>Instalan tubing hanger en la sarta y prueba con 3000 PSI, "Ok", Cia Adrialpetro realiza empalme de cable eléctrico # 4 de fondo con quick conector, bajo el tubing hanger. Desarman BOP. Arma cabezal eléctrico y prueba con 2000 PSI, "OK". Cia Adrialpetro instala quick conector sobre el cabezal e instrumentista de ORN CEM. Conecta capilar de 3/8", para inyección de quimicos.</p>	
31.-	<p>Cia. Novomet arranca equipo BES NF(1300-2000)H y realiza prueba de giro, dando un mejor flujo con el giro "Forward". <i>HZ=50 ; PI= 3237 PSI , PD= 4164 PSI ; TI= 222 °F ; TM= 234 °F ; F-F= 2093-2086-2094 V ; F-T= 1208-1196-1201 V ; AMP= 25.4-26.1-26.9.</i></p>	
32.-	<p>Realizan prueba de producción de arena "Hs" con equipo BES NF(1300-2000)H. <i>PC= 10 PSI ; BFPH= 34 ; BFPD= 816; BSW=100%; TBREC= 262 ; THE= 6; HZ=40 ; PI= 2351 PSI , PD= 3720 PSI ; TI= 235 °F ; TM= 267 °F ; F-F= 1686-1686-1681V ; F-T=974-972-973 V ; AMP= 21-20.5-21.4.</i></p>	
33.-	<p>Finalizan Operaciones de Reacondicionamiento N^o 02 , en el pozo SAC-305-D el día 19 de Abril de 2016.</p>	

Anexo. VIII. Reporte diario de operaciones, evaluación de "Hs" después de Estimulación

	Pozo: SACHA-238D AFE: 96.6010 FECHA: 05-jun-2016 REACONDIC. No.: 3 EQUIPO: CCDC/41 6.00 DÍAS + 14.00 HRS																																													
	OBJETIVO: 03. ESTIMULAR ARENA "Hs". EVALUAR, BAJAR BES																																													
Inicia Operación: 29-mayo-2016 0:00 Combustible Disponible: 1,850.00 GAL Termina Operación: Usado: 70.00 GAL																																														
	Fluido: AGUA + KCL Peso (LPG): 8.40 Problemas Equipo: NO Filtros Trabajando: NO Problemas Cía. Serv: NO Cambios Filtros: Turbidez (NTU): 5.00 Tiem. Perd Hoy (Hrs): Tiem. Perd Acum (Hrs):																																													
	Agua Filtrado Hoy (bbf): Acum.(bbf): 0.00 Costo Hoy Total Acum. Pozo toma hoy (bbf): Acum.(bbf): 0.00 \$ 82,803.86 \$ 142,931.49																																													
	Resumen Operacional: EVALUANDO ARENA "HSUP" BOMBA JET 11-J + REVERSANDO BOMBA JET 11-J DE 3 1/2" + CAMBIA GEOMETRIA 10-J + KIT DE REPARACION + DESPLAZA BOMBA JET 10-J + EVALUA POZO + REVERSANDO BOMBA JET 10-J DE 3 1/2" + CAMBIA GEOMETRIA A 11-K + KIT DE REPARACION + EVALUA POZO																																													
	Próxima Operación: CONTINUA EVALUANDO POZO SAC 238D W043 Completación en Pozo 06:00 am: EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-K Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU CIA SERTECPET																																													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>De</th> <th>A</th> <th>Hrs</th> <th>Detalles de las operaciones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>06:00</td> <td>14:00</td> <td>8.00</td> <td>EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-J Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN. DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3600 PSI TOTAL REC = 459,7 BLS TOTAL INY =2378 BLS PROD HORA = 9,5 BLS HORA INY = 83,4 BLS PROD DIA = 228 BLS DIA INY = 2001,6 BLS BSW FOR = 51 % BSW INY = 100 % BSW RET = 95% SALINIDAD FOR = 11050 PPMCL HRS EVAL C/E = 29 HRS EVAL S/E = 0 TOTAL HORAS EVAL= 29 </td> </tr> <tr> <td>14:00</td> <td>15:30</td> <td>1.50</td> <td>REVERSANDO BOMBA JET 11-J DE 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE CIA SERTECPET</td> </tr> <tr> <td>15:30</td> <td>16:30</td> <td>1.00</td> <td>TECNICOS DE CIA SERTEC DESARMAN BOMBA JET INSPECCIONAN SE OBSERVA GEOMETRIA CAVITADA, NOZZLE OK + CAMBIA DE GEOMETRIA A 10-J + KIT DE REPARACION OK</td> </tr> <tr> <td>16:30</td> <td>18:00</td> <td>1.50</td> <td>DESPLAZANDO BOMBA JET 10-J HASTA 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE SERTECPET</td> </tr> <tr> <td>18:00</td> <td>00:00</td> <td>6.00</td> <td>EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 10-J Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN. DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3500 PSI TOTAL REC = 488,4 BLS TOTAL INY =2744 BLS PROD HORA = 4,5 BLS HORA INY = 61 BLS PROD DIA = 108 BLS DIA INY = 1464 BLS BSW FOR = 71 % BSW INY = 100 % BSW RET = 98% SALINIDAD FOR = 11050 PPMCL HRS EVAL C/E = 35 HRS EVAL S/E = 0 TOTAL HORAS EVAL= 35 </td> </tr> <tr> <td>00:00</td> <td>01:00</td> <td>1.00</td> <td>REVERSANDO BOMBA JET 10-J DE SERTECPET , CON BOMBA DEL RIG DESDE 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT , @ 3.5 BPM 600 PSI OK</td> </tr> <tr> <td>01:00</td> <td>01:30</td> <td>0.50</td> <td>TECNICOS DE CIA SERTEC DESARMAN BOMBA JET + CAMBIA DE GEOMETRIA A 11-K + KIT DE , THROAT CON PRINCIPIOS DE CAVITACION , NOZZLE "OK"</td> </tr> <tr> <td>01:30</td> <td>02:00</td> <td>0.50</td> <td>DESPLAZANDO BOMBA JET 11-K HASTA 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE SERTECPET</td> </tr> <tr> <td>02:00</td> <td>03:00</td> <td>1.00</td> <td>ESTABILIZA PARAMETROS EN SUPERFICIE CON 3100 PSI</td> </tr> <tr> <td>03:00</td> <td>06:00</td> <td>3.00</td> <td>EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-K Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN ACTIVIDAD EN PROGRESO DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3100 PSI TOTAL REC = 508,5 BLS TOTAL INY =2984 BLS PROD HORA = 6,7 BLS HORA INY = 80 BLS PROD DIA = 160,5 BLS DIA INY = 1920 BLS BSW FOR = 74 % </td> </tr> </tbody> </table>	De	A	Hrs	Detalles de las operaciones	06:00	14:00	8.00	EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-J Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN. DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3600 PSI TOTAL REC = 459,7 BLS TOTAL INY =2378 BLS PROD HORA = 9,5 BLS HORA INY = 83,4 BLS PROD DIA = 228 BLS DIA INY = 2001,6 BLS BSW FOR = 51 % BSW INY = 100 % BSW RET = 95% SALINIDAD FOR = 11050 PPMCL HRS EVAL C/E = 29 HRS EVAL S/E = 0 TOTAL HORAS EVAL= 29	14:00	15:30	1.50	REVERSANDO BOMBA JET 11-J DE 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE CIA SERTECPET	15:30	16:30	1.00	TECNICOS DE CIA SERTEC DESARMAN BOMBA JET INSPECCIONAN SE OBSERVA GEOMETRIA CAVITADA, NOZZLE OK + CAMBIA DE GEOMETRIA A 10-J + KIT DE REPARACION OK	16:30	18:00	1.50	DESPLAZANDO BOMBA JET 10-J HASTA 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE SERTECPET	18:00	00:00	6.00	EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 10-J Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN. DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3500 PSI TOTAL REC = 488,4 BLS TOTAL INY =2744 BLS PROD HORA = 4,5 BLS HORA INY = 61 BLS PROD DIA = 108 BLS DIA INY = 1464 BLS BSW FOR = 71 % BSW INY = 100 % BSW RET = 98% SALINIDAD FOR = 11050 PPMCL HRS EVAL C/E = 35 HRS EVAL S/E = 0 TOTAL HORAS EVAL= 35	00:00	01:00	1.00	REVERSANDO BOMBA JET 10-J DE SERTECPET , CON BOMBA DEL RIG DESDE 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT , @ 3.5 BPM 600 PSI OK	01:00	01:30	0.50	TECNICOS DE CIA SERTEC DESARMAN BOMBA JET + CAMBIA DE GEOMETRIA A 11-K + KIT DE , THROAT CON PRINCIPIOS DE CAVITACION , NOZZLE "OK"	01:30	02:00	0.50	DESPLAZANDO BOMBA JET 11-K HASTA 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE SERTECPET	02:00	03:00	1.00	ESTABILIZA PARAMETROS EN SUPERFICIE CON 3100 PSI	03:00	06:00	3.00	EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-K Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN ACTIVIDAD EN PROGRESO DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3100 PSI TOTAL REC = 508,5 BLS TOTAL INY =2984 BLS PROD HORA = 6,7 BLS HORA INY = 80 BLS PROD DIA = 160,5 BLS DIA INY = 1920 BLS BSW FOR = 74 %	
De	A	Hrs	Detalles de las operaciones																																											
06:00	14:00	8.00	EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-J Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN. DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3600 PSI TOTAL REC = 459,7 BLS TOTAL INY =2378 BLS PROD HORA = 9,5 BLS HORA INY = 83,4 BLS PROD DIA = 228 BLS DIA INY = 2001,6 BLS BSW FOR = 51 % BSW INY = 100 % BSW RET = 95% SALINIDAD FOR = 11050 PPMCL HRS EVAL C/E = 29 HRS EVAL S/E = 0 TOTAL HORAS EVAL= 29																																											
14:00	15:30	1.50	REVERSANDO BOMBA JET 11-J DE 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE CIA SERTECPET																																											
15:30	16:30	1.00	TECNICOS DE CIA SERTEC DESARMAN BOMBA JET INSPECCIONAN SE OBSERVA GEOMETRIA CAVITADA, NOZZLE OK + CAMBIA DE GEOMETRIA A 10-J + KIT DE REPARACION OK																																											
16:30	18:00	1.50	DESPLAZANDO BOMBA JET 10-J HASTA 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE SERTECPET																																											
18:00	00:00	6.00	EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 10-J Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN. DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3500 PSI TOTAL REC = 488,4 BLS TOTAL INY =2744 BLS PROD HORA = 4,5 BLS HORA INY = 61 BLS PROD DIA = 108 BLS DIA INY = 1464 BLS BSW FOR = 71 % BSW INY = 100 % BSW RET = 98% SALINIDAD FOR = 11050 PPMCL HRS EVAL C/E = 35 HRS EVAL S/E = 0 TOTAL HORAS EVAL= 35																																											
00:00	01:00	1.00	REVERSANDO BOMBA JET 10-J DE SERTECPET , CON BOMBA DEL RIG DESDE 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT , @ 3.5 BPM 600 PSI OK																																											
01:00	01:30	0.50	TECNICOS DE CIA SERTEC DESARMAN BOMBA JET + CAMBIA DE GEOMETRIA A 11-K + KIT DE , THROAT CON PRINCIPIOS DE CAVITACION , NOZZLE "OK"																																											
01:30	02:00	0.50	DESPLAZANDO BOMBA JET 11-K HASTA 3 1/2" CAMISA @ 10006 FT CON UNIDAD MTU DE SERTECPET																																											
02:00	03:00	1.00	ESTABILIZA PARAMETROS EN SUPERFICIE CON 3100 PSI																																											
03:00	06:00	3.00	EVALUANDO ARENA "HSUP" CON BOMBA JET 11-K Y ELEMENTOS DE PRESIÓN + UNIDAD MTU SERTECPET EN LOS INTERVALOS 10130'-10146' (16') 10146'-10166' (20') AL TANQUE DE BOTA DEL RIG EN LOCACIÓN ACTIVIDAD EN PROGRESO DATOS DE INYECCION DATOS DE PRODUCCION PRESION INY= 3100 PSI TOTAL REC = 508,5 BLS TOTAL INY =2984 BLS PROD HORA = 6,7 BLS HORA INY = 80 BLS PROD DIA = 160,5 BLS DIA INY = 1920 BLS BSW FOR = 74 %																																											

Anexo IX. Reporte de operaciones del pozo Sac-231

PROCEDIMIENTO
1.- Rig Dygoil 20 inicia operaciones en el pozo Sac-231 D WO # 3 el día 04 de julio de 2016 a las 18:00 hrs.
2.- Bajan abrir camisa de circulación 3-1/2", sin éxito. Realizan tubing punch @ 9080'. Prueba circulación, ok.
3.- Controlan pozo csg-tbg con fluido de control 8.5 PPG tratado con químicos a través de tubing punch @ 9080' con retorno a la estación. Bomba: 3.0 BPM @ 600 psi Total bombeado = 700 bls. Pozo fluye, se bombea por directa 10 BLS de fluido 8.9 PPG. Pozo en observación, ok.
4.- Retiran sección "C" del cabezal 11" X 5M. Arman adapter 11" X 5M X 11" X 3M + BOP 11" X 3M. Prueba funcionamiento, ok. Coloca tubo de maniobra y levanta sarta con 135 KLBS. Retira tubing hanger 11" X 3 1/2" EUE.
5.- Sacan equipo BES D1100N en tubería 3 1/2" EUE en paradas a la torre hasta superficie. Desarman BHA de producción sobre equipo BES: <i>Camisa 3 1/2" x 2.81" cerrada // (1) tubo 3 1/2" EUE // no-go 3 1/2" x 2.75" con Std-valve 2.75" // (1) tubo 3 1/2" EUE.</i>
6.- Cia. Slb desarma equipo BES sale con la siguientes novedades: <ul style="list-style-type: none"> - 3-1/2" EUE descarga: externamente e internamente limpia - Descarga de presión: externamente e internamente limpia - Giro de todo el conjunto suave. - Bomba: giro suave, cabeza de bomba con presencia de fluido del pozo, sin presencia de sólidos, mecánicamente "ok". - Separador de gas: giro libre, interna y externamente limpio, malla limpia. - Protector superior: giro suave, aceite contaminado en la cabeza: Cámara (1) internamente contaminada y externamente con agua, cámara (2) internamente contaminada y externamente con agua, cámara (3) Interna y externamente con agua. - Protector inferior: externamente housing limpio, cámara (1) interna y externamente aceite contaminado, cámara (2) internamente aceite trabajado y externamente aceite contaminado, cámara (3) Internamente aceite trabajado y externamente con aceite contaminado. - Motor: giro libre, aceite trabajado en cabeza, eléctricamente balanceado F-F: 1.6 OHM / 1.6 OHM / 1.6 OHM (fases balanceadas), con bajop aislamiento F-T: 0 MOHM - Sensor mecánicamente OK. - Centralizador mecánicamente OK.
7.- Arman y bajan BHA de limpieza 3-1/2" EUE tubing en paradas desde la torre, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 paradas hasta 10349.0' (sarta subiendo: 118 KLbs y sarta bajando: 75 KLbs). S/line recupera 2.75" Std-valve desde 3-1/2" No-Go @ 10135.88". "OK".
8.- Llenan pozo con 40 Bls + recirculan pozo csg-tbg a través de 6-1/8" broca @ 10349' con fluido de control de 8.5 LPG tratado con química de cia. CPVEN @ 3.0 BPM y 200 PSI en la bomba, se observa pozo fluyendo, se desplazan en directa 25 Bls de fluido 8.9 LPG, se verifica pozo estático. Sacan BHA de limpieza en paradas y desarman (canastas vacías, 7 Lbs de limallas en magneto). Cambian niple de flujo e instalan niple de disparo.
9.- Con unidad wire line asientan EZ-DRILL @ 10258' (centro de gomas, delay 10.7'). Arman equipo con GR-CCL acopladas a 4-5/8" cañón @ 5DPP, bajan sarta y registran desde 10258' hasta 10000', correlacionan profundidad de disparo y punzonan el intervalo "Hi": 10242' - 10250' (8') @ 5DPP , cañones 100% detonados. Bajan en tercera corrida con GR-CCL acopladas a 4-5/8" cañón con 12' de carga, bajan sarta y registran hasta 10000', correlacionan profundidad y punzonan el intervalo "Hs": 10216' - 10228' (12') @ 5DPP , sacan cañones 100% detonados.
10.- Arman y bajan BHA de evaluación en 3 1/2" tbg en paradas desde la torre, midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI c/20 paradas hasta A 10201.13', giran sarta (2) vueltas a la derecha y asienta packer @ 10167.25' (centro de gomas) con 15 Klbs de peso, presurizan a anular con 600 PSI por 5 min, ok. S/line baja 2.75" Std-valve acoplado elementos y asientan en 3-1/2" NO-GO @ 10130.40', presurizan en directa con 1000 PSI durante 5 min "OK". Abren 3-1/2" camisa de circulación @ 10095.60'.
11.- Desplazan bomba jet 9-A evaluan arena "Hi" con unidad MTU: P. INY: 3100 PSI; BFPH: 29 BLS; BFPD: 696 BLS; BSW: 64 %; SALINIDAD: 4800 ppm; THE: 78 horas.
12.- Reversan bomba jet con bomba del rig: garganta y nozzle "OK", se recupera todos los chevron packing. S/Line recupera 2.75" Std-valve acoplado elementos + asienta 2.75" Std valve acoplado elementos de presión hasta 3 1/2" NO-GO @ 10130.40'. Información registrada en elementos de presión: Pwf: 2382 PSI @ 229 °F Pwf: 2384 PSI @ 229 °F

13.- Desplazan bomba jet 9-A evalúan arena "Hi" con unidad MTU:

P. INY: 3300 PSI; BFPH: 31 BLS; BFPD: 744 BLS; BSW: 65 %; SALINIDAD: 2500 ppm; THE: 110 horas.

14.- Reversan bomba jet: garganta y nozzle en buen estado, se recupera todos los chevron packing en mal estado. Controlan pozo csg-tbg a través de 3-1/2" camisa @ 10095.6' con fluido de control normal tratado con químicos densificado @ 8.5 LPG @ 3.5 BPM y 500 PSI en la bomba (total bombeados 720 Bls). Liberan 15 KLbs de peso, tensionan sarta desde 80 KLbs hasta 100 KLbs y desasientan packer. Sacan BHA de evaluación en 3 1/2" EUE tbg en paradas hasta superficie y desarman.

15.- Cia. GE OIL & GAS arman equipo BES como sigue:

- GUIA PARA EQUIPO (PATA DE MULA); N/P MS2903; TR5 250: (5.10')
- CENTRALIZER, MOTOR 6.00 OD STL PIN*PIN; N/P 132204; TR5 600: (0.80')
- SENSOR, SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH; N/P PT00490; N/S TB12010; TR5 456:(3.47')
- MTR, TR5-92 UT 180 / 2260 / 50, HIGH TEMP, MNL; N/P 111859; N/S 115A01616B; SERIE 562: (26.76')
- SEAL, TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB HL SST; N/P 540101; N/S 315E03248B; TR5 513: (5.57')
- SEAL, TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB HL SST; N/P 540101; N/S 315E03247B; TR5 513: (5.57')
- GAS SEP, ROT TR5-3TC SST ASSY, HSS, SST H&B, AR H&B; N/P 141254; TR5 538: (3.57')
- BOMBA, TD1250 AR FLT 161 # 11HSG, HSS, SST H&B; N/P 192401; S/N 2F6F00766Q; TR 400: (16.18')
- BOMBA, TD1250 AR FLT 161 # 11HSG, HSS, SST H&B; N/P 192401; S/N 2F6F00765Q; TR 400: (16.18')
- HEAD, PUMP BO TR4 3-1/2 8RD EUE 4SS; S/N 150089; (0.64')
- SUB TRANSFER DISCHARGE PRESSURE 3-1/2"; TR5; N/P PT00491 (0.87')

16.- Arman BHA de producción sobre equipo BES como sigue:

- 3-1/2" EUE (1) N-80 TUBO (31.22')
- 3-1/2" EUE NO-GO (NPN-342) CON 2.75" ST-VALVE (VTN302 NUEVO DE CIA SERTECPET): (1.0')
- 3-1/2" EUE (1) N-80 TUBO: (32.30')
- 3-1/2" EUE CAMISA DE CIRCULACIÓN (SPN-044 REPARADA DE CIA SERTECPET): (3.10')

17.- Bajaron equipo BES en 3-1/2" EUE, midiendo, calibrando y megando con 3000 PSI c/20 paradas + megando cable c/2000' + instalando (1) protector cannon 3500 A13 N6.3 reparado y (1) mid joint 3500 C13 reparado en c/junta desde 152.67' hasta 9272.46' (pata de mula).

NOTA: En el ingreso a Liner @ 8804' (tope) sarta encuentra apoyo + se asienta con 2000 Lbs + con tec. Cia. GE OIL & GAS se manobra sarta y logra pasar libre.

Se instalan: (287) protectores CANNON 3500 A13 reparados, (291) mis joint 3500 C13 reparados, (41) bandas en equipo, (12) bandas en BHA, (70') de MLE, (2) protectores LIZER S/513, (1) protector LIZER S/400., (6) guardacables.

18.- Retiran 3-1/2" coupling + instalan 11" @ 3-1/2" EUE tubing hanger + instalan BPV. Realizan pase de cable #2 bajo hanger y asientan sarta en sección "B" (peso de sarta subiendo 125 KLbs // bajando 100 KLbs). Retiran BOP, adapter y DSA. ARMAN 13-5/8" X 3000 PSI @ 3-1/2" cabezal eléctrico, retiran BPV y prueban con 3000 PSI "Ok". Conecta QCI P-3000-2 sobre cabezal eléctrico. Conectan capilar 3/8" para inyección de químicos. Instalan bayoneta.

19.- Realiza prueba de rotación giro FORWARD y producción de la arena "Hi" y "Hs" con equipo con retorno al tanque bota del rig: **BFPH:** 56.95 BLS; **BFPD:** 1366.8 BLS; **BSW:** 100 %; **Frec:** 42 Hz; **Pint:** 2497PSI; **Tm:** 234 °F; **Pdes:** 3766 PSI; **A:** 23 / 24 / 24; **THE:** 5 HRS.

20.- Rig Dygoil-20 finalizan operaciones en pozo SAC-231D W.O # 03 el día sábado 16 de julio del 2016 a las 20:00 Hrs.

Anexo X. Reporte de operaciones del pozo Sac-285

PROCEDIMIENTO
1.- Inician operaciones de WO-02 en el pozo SAC-285D a las 16:00 hrs. el día 28 de Abril de 2016
2.- Slick line Summapet recupera Std.valve desde 3½" camisa a 8925,1' + abre 3½" camisa a 8925,1' . OK.
3.- Controlan pozo con fluido de control convencional de 8.6 lpg. Desarman Cabezal. Instalan BOP, prueban Ok.
4.- Sacan equipo BES PF-10X + Y-Tool de Baker en 3½" EUE tubería clase "B", quiebran BHA de producción y equipo BES.
5.- Weatherford baja BHA de limpieza para liner 7" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 40 tubos hasta 10840', circulan en reversa con fluido de control convencional de 8.6 lpg. Sacan BHA de limpieza, se recuperan 2 lbs de limalla en el magneto y 2 lbs de sólidos en la canasta.
6.- Halliburton baja y asienta 7" tapón CIBP a 10755' .
7.- Halliburton baja conjunto TCP en 3½" EUE tubería clase "B" midiendo y calibrando hasta 10743', conjunto TCP ingresa y pasa liner de 7" sin problemas. Bajan GR-CCL, correlacionan profundidad de marca radioactiva, corrigen profundidad, asientan packer a 10538', lanzan barra y punzonan: "Hs" : 10724' - 10739' (15') @ 5 DPP soplo moderado.
8.- Slick line Summapet baja elementos de presión de Sertecpet acoplados a St. Valve al No-Go a 10501'. OK. Abren camisa de circulación a 10466', circulan pozo en reversa para limpieza de esquirlas, desplazan bomba jet 10i. Evalúan "Hs" al Tk-bota del Rig: TBR = 768, BFPD = 439, BSW = 35 %, Salinidad = 11600 ppmCl-, THE = 41 Cierran pozo para B'UP, reversan bomba jet, recuperan St. Valve con elementos, desplazan St. Valve al No-Go a 10501', sueltan bomba jet 10i y se asienta a 10466', con Camion Bomba continúan evaluando "Hs" al Tk-bota del Rig: TBR = 103, BFPD = 336, BSW = 19 %, Salinidad = 12600 ppmCl-, THE = 57
9.- Reversan bomba jet 10i. Controlan el pozo en reversa a través de la camisa a 10446' con fluido convencional de 8,4 lpg.
10.- Sacan conjunto TCP de Halliburton en 3½" EUE tubería clase "B" , cañones salen 100% disparados.
11.- Téc. de General Electric arma equipo BES TD-650 encamisado, 2 bombas (176+176) etapas. Arman BHA de producción sobre equipo BES, bajan en 3½" tubería clase "B" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas instalando protectores Cannon y mid joints hasta 9595,85' . Instalan tubing hanger, pasan cable del Quick conector, asientan Hanger en sección "B" de Cabezal. Retiran BOP, Arman Cabezal.
12.- Desarman y retiran subestructura, Técnico de Cía. Adrialpetro instala Quick conector sobre el Cabezal, Tco. GE chequea equipo, está Fase a tierra. Retiran Quick conector, megan cable, Fase Tierra. Retiran Cabezal. Arman subestructura, instalan BOP, prueban Ok.
13.- Sacan equipo BES TD-650 en 3½" tubería a superficie, desarmando BES TD-650 de Cía. General electric , se observó golpe y daño en plomo que cubre cable a 265'.
14.- Técnico de General Electric arma equipo BES TD-650, 2 Bombas (176+176) etapas. Arman BHA de producción sobre la BES. Bajan equipo BES en 3½" tubería clase "B" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi y megando cable cada 2000'. Instalan tubing hanger, pasan cable del Quick conector, asientan Hanger en sección "B" del Cabezal. Retiran BOP. Arman sección "C" de Cabezal.
15.- Desarman y retiran subestructura, Técnico de Cía. Adrialpetro instala Quick conector sobre el Cabezal, Tco. mega cable Ok.
16.- Realizan prueba de rotación de la Bes a 45 Hz y Prueba de producción de "Hs" con la BES TD-650 al Tk-bota el Rig: TBR = 134, BFPD = 480, BSW = 100 %, FREC = 45 HZ, Pi = 1728 psi, THE = 6
17.- Finalizan operaciones a las 17:00 hrs. de 13 de mayo de 2016.

Anexo XI. Reporte de operaciones del pozo Sac-331

SAC-331D	PROCEDIMIENTO	W.O # 4
1.-	Inicia operaciones el 20 de junio de 2016 a las 18:00 hrs.	
2.-	Desplazan (200 Bls) de fluido de control normal de 8.3 lpg por anular y se desplazan en directa tubing (se llena con 2 Bls). Monitorean pozo y verifican pozo estático.	
3.-	G&E OIL AND GAS retira lubricador LUFKIN con varillón pulido de 300" de longitud de stroke y OD de 7/8". Ubican carrier, elevan la torre, levantan la sarta con 27 KLBS y desasientan bomba mecánico de subsuelo.	
4.-	Sacan sarta de varillas de bombeo mecánico acoplado bomba de subsuelo desde niple de asiento hasta superficie. (16) Varillas lisas sin centralizador de 1" // (81) Varillas con centralizador de 1" // 7/8" Box X 1" Box x-over // (13) Varillas con centralizador de 7/8" // (23) Varillas lisas de 7/8" // (73) Varillas centralizadas de 7/8" // 7/8" Box 3/4" Box x-over // (20) Varillas centralizadas de 3/4" // (133) Varillas lisas de 3/4" // 7/8" Box X 3/4" Box x-over // (1) Varilla lisa de 7/8" // 1" Box X 7/8" Box x-over // (20) Varillas lisas de 1" // 1" Box X 7/8" Box x-over // (1) Pony read de 2' de 7/8" // 3/4 X 7/8" x-over Longitud de las varillas 25'. (16) Varillas lisa de 1" y (81) varillas centralizadas, salen con presencia de crudo y se saca limpiando.	
5.-	Desarma bomba mecánica como sigue: X over 11" X 7/8" // (1) Ponyrod 7/8" // Bomba mecánica, S/N: 25-175-RHBC-36-4	
6.-	Arman subestructura y controlan pozo csg-tbg con fluido de control 8.3 ppg tratado con químicos a través de separador de gas @ 9697' con retorno al tanque bota. Total bombeado: 670 bls. Pozo toma: 230 bls.	
7.-	Desarman BOP de bombeo mecánico. Coloca tubo de maniobra y levantan sarta con 72 KLBS. Intentan desasentar ancla hidráulica 7" X 2 7/8" @ 9659.5' sin éxito, se tensiona sarta desde 72 KLBS hasta 145 KLBS (73 KLBS de overpull), se realiza varios intentos, se trabaja sarta hacia abajo y se asienta con 25 KLBS de peso. Arman BOP 11" X 3M. Prueba funcionamiento.	
8.-	Trabajan sarta con tensión desde 72 klbs hasta 140 Klbs (68 Klbs de overpull) para desasentar ancla hidráulica 7" X 2 7/8" @ 9659.5' (WTF) sin éxito. Realizan varios intentos, sin éxito	
9.-	W/L arma equipo con CCL con cortador. Bajan hasta 9696' para verificar profundidad de ancla hidráulica 7" X 2 7/8". Tensionan la sarta desde 72 klbs hasta 90 klbs y se realiza corte químico @ 9619' (10' por encima del ancla). Se observa caída de peso desde 90 Klbs hasta 65 Klbs.	
10.-	Sacan parte del BHA de bombeo mecánico en tubería clase "B" quebrando tubo x tubo a los caballetes hasta superficie. Desarman. X OVER 2 7/8" EUE BOX X 3 1/2" EUE PIN // (1) TUBO 3 1/2" EUE, N-80, CLASE "B" CON TBG. CLAMP 3 1/2" + SENSOR C2 (GE.), S/N: P3890 // (1) TUBO 3 1/2" EUE, N-80, CLASE "B" // X OVER 3 1/2" EUE BOX X 2 7/8" EUE PIN // (5) TUBO 2 7/8" EUE, N-80, CLASE "B" // NIPLE DE ASIENTO 2 7/8" EUE, ID: 2.28" (GE), S/N: QP-89NA112204 // (1) TUBO 2 7/8" EUE, N-80, CLASE "B" // NO GO 2 7/8" X 1.87", PERFIL "F" (GE), S/N: GE-NG-187-001 // TUBO 3 1/2" EUE, N-80 (REALIZADO CORTE QUIMICO, 22 FT)	
11.-	Arman y bajan BHA de pesca #1 en drill pipe 3 1/2" IF midiendo, calibrando hasta 8630' (tope de liner 7"). Sarta se asienta y no pasa. Maniobrando sarta para pasar tope de liner @ 8630'. Establecen circulación y bajan con rotación para pasar tope de liner, sin éxito. Sacan BHA de pesca. Nota: guía del overshot sale con bastantes golpes.	
12.-	Bajan bloque impresor 5.62" hasta 8636' (Top liner), bloque no pasa y se asienta. Se observa marca en el centro del bloque. Bajan bloque impresor 4.26" hasta 8636', se golpea y se baja hasta 8648', se trata de pasar con golpes sin éxito.	
13.-	Arman y bajan BHA acondicionador #1 en drill pipe 3 1/2" IF midiendo y calibrando hasta 8630' (Tope de liner 7"). Establece circulación y baja con rotación taper mill 6 1/8" desde 8630' hasta 8631'. Atraviesa obstrucción y baja libre la sarta hasta 9623' (tope de pescado). Saca BHA acondicionador #1 hasta superficie y desarman.	
14.-	Baja bloque impresor 4 3/4" y 4 1/4" hasta 8650'. Se golpea en la entrada al tope del liner. Sacan y desarman. No se observa marca.	
15.-	Arman y bajan BHA de pesca #2 en drill pipe 3 1/2" IF en paradas desde la torre, midiendo y calibrando hasta 9623'. Maniobran sarta girando a la izquierda para enganchar al pescado @ 9623', ok. Pescado se engancha desde 145 KLBS hasta 200 KLBS. Se observa caída de peso hasta 145 KLBS, se vuelve a bajar y se asienta a la misma profundidad, el pescado se suelta. Se trabaja sarta con rotación con varios intentos, sin éxito.	
16.-	Bajan bloque impresor 4.5" hasta 9623'. Sacan y desarman equipo. Se observa marca circular del pescado (tbg 2-7/8").	
15.-	Arman y bajan BHA de pesca #3 en drill pipe 3 1/2" IF en paradas desde la torre, midiendo hasta 9623'. Maniobra sarta con rotación a la izquierda y aplica 20 KLBS de peso para enganchar pescado @ 9623', ok. Trabajando sarta para liberar ancla 7" X 2 7/8" con martillo hidráulico tensionando sarta desde 148 KLBS hasta 230 KLBS (82 KLBS de overpull). Baja libre la sarta con el pescado hasta 9772' (tope pin on-off 2 7/8"). Sube sarta 15 FT y ancla se agarra. Se realiza varios intentos, sin éxito.	
16.-	Recircula csg-tbg. Continúa trabajando sarta para liberar ancla con éxito. Ancla se libera y sacan BHA de pesca #3 + pescado en drill pipe 3 1/2" IF desde 9623' hasta superficie. Desarman, se recupera todo el pescado. Nota: pescado sale con arrastre hasta el tope del liner	
17.-	Arman y bajan bloque impresor hasta 9808'. Se observa marca circular de pin on-off 2 7/8" EUE.	
18.-	Arman y baja BHA de pesca #4 en drill pipe 3 1/2" IF midiendo, y calibrando hasta 9772' (PIN on-off 2 7/8" EUE). Peso subiendo = 145 KLBS. Peso bajando = 120 KLBS.	
19.-	Maniobran sarta para conectar campana 5 1/2" X 2 7/8" en pin on-off. Enganchan herramienta y trabajan sarta para desasentar (2) packers hidráulicos 7" X 2 7/8" @ 9806' Y 9969' con martillo hidráulico tensionando sarta desde 145 KLBS hasta 230 KLBS (85 KLBS de overpull), se libera, ok. Se baja (1) parada y se vuelve a sacar y packer se agarran nuevamente. Intenta circular pozo en directa y reversa, sin éxito. Continúa trabajando sarta para desasentar (2) packers hidráulicos aplicando 50 KLBS de peso hacia abajo y activando martillo hidráulico con tensión desde 145 KLBS hasta 230 KLBS (85 KLBS de overpull), sin éxito.	
20.-	Sacan BHA de pesca #4 en drill pipe 3 1/2" IF quebrando tubo por tubo a 9772' hasta superficie. Desarma BHA de pesca.	
21.-	Bajan punta libre TBG 2 7/8" EUE, clase "B" midiendo y calibrando hasta 9565.02'. Colocan Hanger. Aseintan sección "B" del cabezal. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, Ok.	
22.-	Finalizan operaciones con el rig Dygoil 20 el día 3 de julio de 2016 a las 18:00.	