



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**EVALUACIÓN DEL REDISEÑO APLICADO EN LA
COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-I119 PARA PREVENIR
LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS**

AUTOR

ING. MEDRANO ESPINOSA EDISON BOLÍVAR

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTOR

ING. SALAS BARZOLA XAVIER ALEXANDER, PhD

La Libertad, Ecuador

Año 2025



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Econ. Álvarez Acosta Roxana, PhD.
COORDINADORA (E) DEL
PROGRAMA**

**Ing. Salas Barzola Xavier, PhD
TUTOR**

**Ing. Gutiérrez Hinestroza Marllelis, PhD.
DOCENTE
ESPECIALISTA 1**

**Ing. Ordoñez Andrade Jorge, PhD.
DOCENTE
ESPECIALISTA 2**

**Ab. Rivera González María, Mgtr.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por EDISON BOLÍVAR MEDRANO ESPINOSA, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR

ING. SALAS BARZOLA XAVIER ALEXANDER, PhD

26 días del mes de agosto del año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, EDISON BOLÍVAR MEDRANO ESPINOSA

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, EVALUACIÓN DEL REDISEÑO APLICADO EN LA COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-I119 PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 26 días del mes de agosto del año 2025

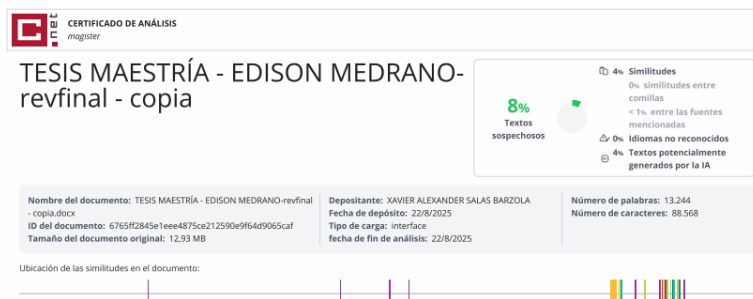
EL AUTOR

Edison Bolívar Medrano Espinosa



UPSE
UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **EVALUACIÓN DEL REDISEÑO APLICADO EN LA COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-I119 PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS**, presentado por el estudiante, **EDISON BOLÍVAR MEDRANO ESPINOSA** fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al **8%**, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



TUTOR

ING. SALAS BARZOLA XAVIER ALEXANDER PhD



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, EDISON BOLÍVAR MEDRANO ESPINOSA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

La Libertad, a los 26 días del mes de agosto del año 2025

EL AUTOR

Edison Bolívar Medrano Espinosa

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la Senescyt por darme la oportunidad de cursar la Maestría en Petróleos de la UPSE Cohorte IV, al personal de Operaciones del Activo Shushfindi de la Empresa Petroecuador, por su apoyo y ayuda para avanzar y finalizar la Maestría. A mi tutor el Ing. Javier Alexander Salas Barzola por su dirección y consejos durante el desarrollo de este Informe de Investigación. A todos los docentes que formaron parte de este Programa, quienes compartieron su experticia para mejorar habilidades y conocimientos que permitirán mejorar nuestro perfil profesional en bien del país

Edison Bolívar, Medrano Espinosa

DEDICATORIA

Esta superación profesional, la dedico a mis padres Segundo Medrano (+) y María Espinosa por su apoyo firme e incondicional para la obtención de mis objetivos y proyectos, a mis hermanos y familiares, quienes con sus consejos y apoyo me ayudaron a culminar este Programa de Maestría

Edison Bolívar, Medrano Espinosa

ÍNDICE GENERAL

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	VI
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	VII
AUTORIZACIÓN	VIII
AGRADECIMIENTO	IX
DEDICATORIA	X
ÍNDICE GENERAL	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
LISTA DE ABREVIATURAS	XVI
RESUMEN	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1
Planteamiento de la investigación.....	2
Formulación del problema de investigación	2
Objetivo General	2
Objetivos Específicos.....	3
Planteamiento hipotético.....	3
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	4
1.1. Generalidades de los depósitos inorgánicos en pozos.....	4

1.2.	Mecanismos de formación de incrustaciones.....	6
1.3.	Métodos de tratamiento y control de incrustaciones	6
1.3.1.	Tratamientos químicos	6
1.3.2.	Tratamientos mecánicos.....	7
1.3.3.	Métodos preventivos operacionales	8
1.4.	Técnicas de completación de pozos para evitar incrustaciones	8
1.4.1.	Uso de sistemas de inyección de inhibidores a profundidad.....	8
1.4.2.	Selección adecuada de materiales	9
1.4.3.	Optimización del equipo de fondo	9
1.4.4.	Completación selectiva o dual	9
1.5.	Importancia del monitoreo y análisis continuo	10
1.6.	Concepto de daño de formación	10
1.7.	Descripción del Campo Shushufindi.....	24
1.7.1.	Historia.....	24
1.7.2.	Descripción geológica.....	25
1.7.3.	Descripción estratigráfica.....	25
1.7.4.	Producción y desarrollo.....	26
1.7.5.	Retos actuales.....	26
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA		29
2.1.	Contexto de la investigación	29
2.2.	Diseño y alcance de la investigación	29
2.3.	Tipo y métodos de investigación.....	32
2.4.	Población y muestra	32
2.4.1.	Población de estudio:	32
2.4.2.	Muestra.....	33
2.4.3.	Variables	33
2.5.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	35
2.6.	Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.	36
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		38
3.1.	Caracterización del pozo SHSI-119	38

3.2. Identificación de las variables de operación del equipo de bombeo electrosumergible	47
3.3. Determinación de la dosificación del tratamiento químico inhibidor de escala posterior al rediseño de la completación del pozo SHSI-119	50
3.4. Evaluación del potencial del pozo mediante pruebas de producción.....	53
3.4.1 Análisis Económico del Proyecto	55
CONCLUSIONES	56
RECOMENDACIONES	58
REFERENCIAS.....	60
ANEXOS.....	65
Anexo 1: Historial de Producción Pozo SHSI-119.....	65
Anexo 2: Diagrama Oficial Pozo SHSI-119.....	68
Anexo 3: Sumario de Operaciones pozo SHSI-119 WO#14.....	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Relación del Índice de saturación de Langelier y la tendencia del agua.....</i>	13
Tabla 2. <i>Resumen de Índices de saturación de aguas duras</i>	18
Tabla 3. <i>Normas ASTM para investigación de aguas industriales.....</i>	21
Tabla 4. <i>Métodos APHA utilizados para caracterización de aguas</i>	21
Tabla 5. <i>Resumen estratigráfico de los reservorios del Campo Shushufindi</i>	25
Tabla 6. <i>Producción pozo SHSI-119 de abril a junio de 2025</i>	28
Tabla 7. <i>Resultados del análisis de laboratorio del agua de producción</i>	41
Tabla 8. <i>Resumen de trabajos de reacondicionamiento del pozo SHSI-119</i>	42
Tabla 9. <i>Problemas encontrados en el pozo SHSI-119 Reacondicionamiento #14.....</i>	44
Tabla 10. <i>Formaciones en producción en el pozo SHSI-119.....</i>	46
Tabla 11. <i>Características del tratamiento antiescala aplicado.....</i>	51
Tabla 12. <i>Características del tratamiento anticorrosivo aplicado.....</i>	51
Tabla 13. <i>Análisis químico de calidad de agua de formación y tendencia incrustante.</i>	53
Tabla 14. <i>Potencial del pozo SHSI-119 antes y después del Reacondicionamiento #14</i>	54
Tabla 15. <i>Costos herramientas y servicios del Reacondicionamiento #14 SHSI-119 ...</i>	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. <i>Escala y sulfuros obstruyendo diámetro interno de tubería de producción</i>	4
Ilustración 2. Acumulación de escala en Completación de fondo de Pozo.....	5
Ilustración 3. Skit para inyección de química antiescala y anticorrosivo SHSI-119	7
Ilustración 4. Unidad de Coiled Tubing y BHA de molienda con junk mill y motor de fondo para limpieza de tuberías de superficie y fondo de pozo Rigless.....	7
Ilustración 5. Armado BHA moledor con Junk mill para molienda de escala con Torre de Reacondicionamiento pozo SHSI-119	8
Ilustración 6. Armado de equipo BES con doble tubo capilar y mandril para inyección	9
Ilustración 7. Efecto del daño de formación con relación al perfil de presión.....	10
Ilustración 8. <i>Efecto skin negativo y positivo con relación al perfil de presión</i>	12
Ilustración 9. Reducción de la permeabilidad por efecto de la incrustación.....	23
Ilustración 10. Reducción de la porosidad por efecto de la incrustación	23
Ilustración 11. Ubicación geográfica del Campo Shushufindi- Bloque 57.....	27
Ilustración 12. Cabezal de producción pozo SHSI-119	28
Ilustración 13. Variables intervinientes dentro del estudio	34
Ilustración 14. Estado inicial del pozo SHSI-119 con obstrucción por incrustaciones.	38
Ilustración 15. Acumulación de escala en cable eléctrico del equipo BES y diámetro interno de la tubería de producción.....	39
Ilustración 16. Escala y sulfuros taponando línea de superficie	39
Ilustración 17. Crecimiento anular de escala y sulfuros en línea de superficie del pozo	40
Ilustración 18. <i>Estimación de la tendencia incrustante y corrosiva del agua de formación del pozo SHSI-119</i>	41

Ilustración 19. Depósitos de escala en bombas encontrados durante el pulling BES...	45
Ilustración 20. Depósitos de escala en el VGA, housing del motor y housing del protector encontrados durante el pulling BES	46
Ilustración 21. Resultado de análisis de los depósitos encontrados en los componentes del equipo BES durante el pulling	47
Ilustración 22. Parámetros de funcionamiento BES periodo Junio a Octubre de 2024 antes de iniciar el Reacondicionamiento #14	48
Ilustración 23. Parámetros de funcionamiento BES periodo de Noviembre de 2024 a Mayo de 2025 luego del Reacondicionamiento #14.....	49
Ilustración 24. Instalación final luego de Reacondicionamiento #14 del 28-Oct-2024	50

LISTA DE ABREVIATURAS

EP PEC	EP ETROECUADOR
SSFD	ACTIVO SHUSHUFINDI
CSSFD	CONSORCIO SHUSHUFINDI
SHSI-119	POZO SHUSHUSHUFINDI-1119
BFPD	BARRILES DE FLUIDO POR DÍA
BPPD	BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA
BAPD	BARRILES DE AGUA POR DÍA
BSW	PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS
BES	EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
PIP	PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA (BES)
PDP	PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA (BES)
HZ	FRECUENCIA DEL EQUIPO BES
AMP	CORRIENTE DEL EQUIPO BES

RESUMEN

Esta investigación se desarrolló en el pozo SHSI-119, ubicado en la plataforma “I” del Campo Shushufindi, durante el período 2024–2025, con el objetivo de evaluar la efectividad de un rediseño de completación orientado a prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas. Históricamente, el pozo presentaba una alta incidencia de incrustaciones minerales, principalmente carbonatos y sulfatos, lo cual reducía la eficiencia del sistema de levantamiento artificial tipo BES y comprometía la continuidad productiva. Tras identificar que el sistema de inyección química presentaba deficiencias en cobertura y dosificación, se ejecutó el trabajo de reacondicionamiento #14, que incluyó la reubicación del punto de inyección del inhibidor SI-42067 (basado en ácidos aminofosfónicos), la reinstalación del BES y el rediseño de la completación con doble capilar IS e IC. Los resultados fueron significativos: la producción del pozo aumentó de 308 BFPD (86 BPPD y 222 BAPD) con una PIP de 227 psi antes de la intervención (septiembre 2024), a 1200 BFPD (444 BPPD) y una PIP de 575 psi inmediatamente después (noviembre 2024). Para junio de 2025, la producción se mantuvo en 1362 BFPD, con 449 BPPD y una PIP estable de 492 psi, demostrando la sostenibilidad del tratamiento aplicado. Adicionalmente, el análisis de sólidos extraídos confirmó la presencia predominante de carbonatos solubles (78.2%) e interacción positiva con el inhibidor, sin presencia de sílice ni sulfuros. El Modelo de simulación basado en la reducción de permeabilidad relativa por acumulación de incrustaciones mostró que, de no intervenir, el pozo habría sufrido una reducción progresiva de permeabilidad de hasta 9% en menos de un año, afectando su productividad. En conjunto, la aplicación del rediseño de completación, el uso correcto de inhibidores y el monitoreo riguroso de parámetros químicos y operativos permitieron restablecer la producción y extender la vida útil del pozo, sentando una base metodológica replicable para otros pozos con condiciones similares en campos maduros del Ecuador.

Palabras claves: índices de saturación, inhibidores químicos, incrustaciones inorgánicas, corrosión, rediseño de completación.

ABSTRACT

This research was conducted in the SHSI-119 well, which is located on Platform I of the Shushufindi Field. The study took place from 2024 to 2025 and aimed to evaluate the effectiveness of a completion redesign intended to prevent the formation of inorganic scale. The well had historically experienced a high incidence of mineral scale, primarily carbonates and sulfates. This reduced the efficiency of the BES artificial lift system and compromised production continuity. After identifying deficiencies in coverage and dosing in the chemical injection system, work was carried out on workover #14. This work included relocating the injection point of the SI-42067 inhibitor (based on aminophosphonic acids), reinstalling the BES, and redesigning the completion with double IS and IC capillaries. The results were significant. Well production increased from 308 BFPD (86 BOPD and 222 BWPD), with a PIP of 227 psi, before the intervention in September 2024, to 1,200 BFPD (444 BOPD) with a PIP of 575 psi, immediately after the intervention in November 2024. By June 2025, production had stabilized at 1,362 BFPD (449 BOPD) with a PIP of 492 psi, demonstrating the treatment's sustainability. Additionally, analysis of the extracted solids confirmed the predominant presence of soluble carbonates (78.2%) and a positive interaction with the inhibitor; no silica or sulfides were present. The simulation model based on the reduction in relative permeability due to scale accumulation showed that, if not intervened, the well would have suffered a progressive reduction in permeability of up to 9% in less than a year, affecting its productivity. Overall, applying the completion redesign, using inhibitors correctly, and rigorously monitoring chemical and operational parameters allowed us to restart production and extend the well's useful life. This establishes a methodological basis that can be replicated for other wells with similar conditions in mature fields in Ecuador.

Keywords: chemical inhibitors, completion redesign, corrosion, inorganic scale, saturation index.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, uno de los principales desafíos que afectan la continuidad operativa y la eficiencia en la producción de crudo es la formación de incrustaciones inorgánicas. Estas incrustaciones, constituidas por la precipitación de minerales presentes en el agua de formación, se depositan a lo largo del sistema de producción, tanto en el subsuelo como en superficie, afectando componentes críticos como los cañoneos, tuberías, válvulas, bombas y equipos de fondo. Su acumulación genera obstrucciones que disminuyen la eficiencia del flujo de fluidos, provocan fallas operativas, aumentan los costos de mantenimiento y, en casos extremos, pueden conducir a la paralización o abandono del pozo (Saychenko et al., 2021).

El pozo SHSI-119, el cual corresponde a la nomenclatura identificadora de la plataforma “I” del Campo Shushufindi, ha presentado históricamente este tipo de problemas, especialmente en las arenas productoras U Superior y T Inferior, cuya producción se caracteriza por un alto contenido de compuestos incrustantes y corrosivos. La acumulación de escala en el diámetro interno del casing y en el equipo BES ha generado una disminución progresiva en la producción, requiriendo intervenciones frecuentes y costosas. Esta situación no solo compromete la eficiencia del pozo, sino que también representa un riesgo para la integridad de los equipos y el medio ambiente, debido a la posible corrosión inducida por bacterias sulfato reductoras.

Ante esta problemática, se implementó un rediseño de la completación del pozo SHSI-119, con el objetivo de alcanzar una mayor profundidad de inyección del químico antiescala, optimizando la cobertura y efectividad del tratamiento. Esta intervención técnica busca no solo prevenir la formación de incrustaciones en las zonas críticas, sino también incrementar la producción del pozo mediante una mejor sumergencia del equipo BES y la regulación precisa de sus parámetros operativos.

La presente investigación se enmarca en la necesidad de evaluar la efectividad de este rediseño, mediante el análisis comparativo de variables operativas, químicas y de producción antes y después de la intervención. Los resultados esperados contribuirán a validar la aplicabilidad de este tipo de soluciones en pozos con condiciones similares, promoviendo prácticas operativas más eficientes, seguras y sostenibles dentro de los campos petroleros del Ecuador.

Planteamiento de la investigación

En el pozo SHSI-119, ubicado en la plataforma “T” del Campo Shushufindi, se ha evidenciado un patrón repetitivo de formación de incrustaciones a lo largo de su historial productivo, particularmente en las arenas productoras U Superior y T Inferior. Durante intervenciones previas, se ha identificado acumulación de hasta 1000 pies de incrustaciones en el casing, así como afectación directa al equipo de bombeo electrosumergible (BES), situación que ha requerido frecuentes reacondicionamientos con herramientas de molienda y reemplazo de componentes, generando costos elevados, paros operativos prolongados y riesgos ambientales por la posible corrosión inducida.

La causa principal de esta problemática radica en la limitada efectividad del sistema de inyección de inhibidor de incrustaciones, cuyo punto de descarga de química no alcanzaba las zonas más críticas del sistema productivo. Como respuesta técnica, se implementó un rediseño de la completación del pozo, desplazando el punto de inyección del inhibidor a mayor profundidad, en cercanía a la base de las zonas productoras, e instalando un nuevo equipo BES con mayor capacidad y sumergencia.

Si bien esta intervención tiene fundamentos técnicos sólidos y representa una estrategia innovadora para la prevención de incrustaciones, no se dispone aún de una evaluación técnica integral que permita cuantificar su efectividad en términos de mitigación de depósitos minerales, estabilidad operativa del BES, reducción en la dosificación de químicos y, sobre todo, su impacto en la recuperación de la productividad del pozo.

Formulación del problema de investigación

El rediseño de la completación del pozo SHSI-119 mejorará significativamente la eficiencia operativa y la producción del pozo, al prevenir la acumulación de incrustaciones inorgánicas en las zonas críticas del sistema de producción.

Objetivo General

Evaluar el rediseño de la completación aplicada en el pozo SHSI-119 para evitar la acumulación de incrustaciones inorgánicas.

Objetivos Específicos

1. Caracterizar los datos del pozo SHSI-119: historial de producción, historial de reacondicionamiento, parámetros de operación equipo BES, datos del yacimiento (presiones de fondo y de reservorio), análisis fisicoquímico de las arenas productoras, historiales de inyección de químico inhibidor de incrustaciones
2. Identificar la tendencia actual de las variables del equipo BES mediante el monitoreo en tiempo real con el software Avalon
3. Determinar la dosificación de químico inhibidor de escala luego de aplicar el rediseño de completación por medio de los informes y análisis fisicoquímicos del Departamento de Tratamiento Químico Shushufindi
4. Evaluar el potencial del pozo por medio de pruebas de producción con unidad Vx (unidad móvil de evaluación) antes y después de la intervención

Planteamiento hipotético

¿Rediseñar la completación del pozo SHSI-119 mejorará significativamente la eficiencia operativa y la producción del pozo al prevenir la acumulación de incrustaciones inorgánicas en las zonas críticas del sistema de producción?

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Generalidades de los depósitos inorgánicos en pozos

Las incrustaciones inorgánicas, también conocidas como "escala mineral", son depósitos sólidos formados por la precipitación de sales disueltas en el agua de formación o de inyección, cuando se produce un cambio en las condiciones fisicoquímicas del sistema (presión, temperatura, pH, mezcla de aguas incompatibles, etc.) (MacAdam & Jarvis, 2015). Estos depósitos pueden generarse en cualquier parte del sistema de producción: en la formación, dentro del casing, en el equipo de bombeo, líneas de flujo, separadores y otros componentes de superficie (Kamal et al., 2018; Zhang et al., 2015).

Las sales más comunes involucradas en estos depósitos son:

- Carbonato de calcio (CaCO_3)
- Sulfato de bario (BaSO_4)
- Sulfato de calcio (CaSO_4)
- Sulfato de estroncio (SrSO_4)
- Silicatos y hierro en formas oxidadas o reducidas

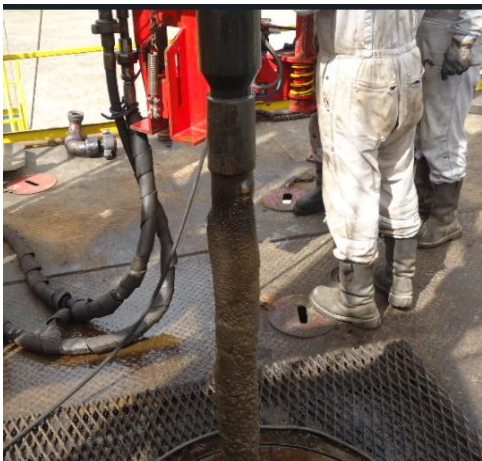
Estas incrustaciones no solo restringen el flujo de los fluidos del pozo, sino que también pueden causar corrosión localizada, interferir con los sistemas de levantamiento artificial y generar altos costos operativos por limpieza, reacondicionamientos y paros no programados (Abdalsamed et al., 2022).

Ilustración 1. *Escala y sulfuros obstruyendo diámetro interno de tubería de producción*



Fuente: EP PETROECUADOR (2022)

Ilustración 2. *Acumulación de escala en Completación de fondo de Pozo*



Fuente: EP PETROECUADOR (2024)

1.2. Mecanismos de formación de incrustaciones

De acuerdo con MacAdam y Jarvis (MacAdam & Jarvis, 2015), la formación de incrustaciones se debe principalmente a:

- **Incompatibilidad de aguas de formación:** la mezcla de aguas de diferente composición química puede llevar a la sobresaturación y precipitación de sales.
- **Cambios de presión y temperatura:** al ascender los fluidos del pozo, la disminución de presión y temperatura puede provocar la precipitación de minerales.
- **Variaciones de pH:** ciertos minerales precipitan en condiciones alcalinas o ácidas.
- **Evaporación parcial del agua:** particularmente en sistemas de producción de gas.

Estos mecanismos alteran el equilibrio químico de los fluidos, favoreciendo la formación de incrustaciones.

1.3. Métodos de tratamiento y control de incrustaciones

1.3.1. Tratamientos químicos

- **Inhibidores de incrustaciones:** compuestos que interfieren con los procesos de nucleación y crecimiento de cristales minerales. Ejemplos incluyen fosfonatos (Karaly et al., 2024; Mady et al., 2022, 2023) y polímeros orgánicos (Chen et al., 2025; Zhao et al., 2024).
- **Disolventes o limpiadores:** soluciones químicas que disuelven las incrustaciones existentes, como el ácido clorhídrico para carbonatos (Al-Shargabi et al., 2023).

Ilustración 3. *Skid para inyección de química antiescala y anticorrosivo SHSI-119*



Fuente: EP PETROECUADOR (2025)

1.3.2. Tratamientos mecánicos

- Raspado y cepillado mecánico (Kamal et al., 2018)
- Molienda mediante herramientas específicas (Hussein, 2023a)
- Limpieza por chorro de agua a alta presión (Olajire, 2015)

Ilustración 4. *Unidad de Coiled Tubing y BHA de molienda con junk mill y motor de fondo para limpieza de tuberías de superficie y fondo de pozo Rigless*



Fuente: CÍA. DYNADRILL ECUADOR (2025)

Ilustración 5. Armado BHA moledor con Junk mill para molienda de escala con Torre de Reacondicionamiento pozo SHSI-119



Fuente: EP PETROECUADOR (2024)

1.3.3. Métodos preventivos operacionales

- Control de compatibilidad de aguas inyectadas (Abdelaal, 2019; Pei et al., 2014)
- Manejo de presiones para evitar condiciones de sobresaturación (Kumar et al., 2018)
- Optimización de la dosificación de químicos mediante monitoreo en tiempo real (Wang & Chen, 2022)

1.4. Técnicas de completación de pozos para evitar incrustaciones

La completación del pozo influye directamente en la formación o mitigación de incrustaciones (Gustavsen et al., 2010). Algunas estrategias incluyen:

1.4.1. Uso de sistemas de inyección de inhibidores a profundidad

Implementación de líneas de inyección que permiten entregar el químico directamente en la zona productora, cubriendo áreas con mayor presencia de incrustaciones (Mpelwa & Tang, 2019).

Ilustración 6. Armado de equipo BES con doble tubo capilar y mandril para inyección de química en fondo de pozo



Fuente: TEARDOWN SOLUTIONS ECUADOR (2024)

1.4.2. Selección adecuada de materiales

Utilización de tuberías y componentes resistentes a la corrosión e incrustaciones, como aleaciones con contenido de cromo o níquel (Patel & Nagar, 2022).

1.4.3. Optimización del equipo de fondo

Diseño de bombas sumergibles con componentes más resistentes a sólidos y depósitos minerales, así como protectores de motor que reduzcan zonas de acumulación.

1.4.4. Completación selectiva o dual

Permite controlar la producción de zonas con alto potencial incrustante, aislándolas o gestionando individualmente cada una.

Estas técnicas buscan minimizar la formación de incrustaciones y mantener la eficiencia operativa del pozo.

1.5. Importancia del monitoreo y análisis continuo

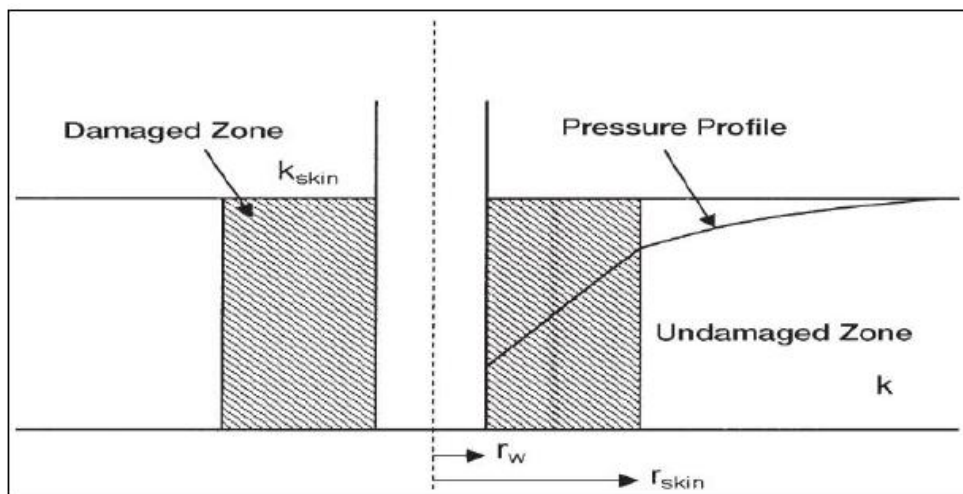
El monitoreo en tiempo real de parámetros operativos como presión, temperatura y caudal permite detectar la formación de incrustaciones en etapas tempranas. Tecnologías modernas como sistemas SCADA y software especializado facilitan la toma de decisiones para ajustar la dosificación de inhibidores y prevenir fallos en el sistema de producción.

1.6. Concepto de daño de formación

El daño de formación se refiere a la disminución de la productividad de un pozo debido a la reducción de la permeabilidad efectiva del yacimiento en la vecindad del pozo. Cuando ocurre precipitación de sales minerales dentro del sistema poroso, los poros pueden bloquearse parcial o totalmente, reduciendo el flujo de fluidos hacia el pozo.

El daño por incrustaciones inorgánicas puede ocurrir durante la producción (flujo hacia el pozo) o durante la inyección (como en procesos de recuperación secundaria). Los minerales precipitados se depositan en el espacio poroso, interfiriendo con el paso de hidrocarburos.

Ilustración 7. Efecto del daño de formación con relación al perfil de presión



Fuente: A. Tarek, *Reservoir Engineering*, Third., vol. Sigma. ELSERVIER, 2006

1.6.1. Modelamiento del daño: reducción de permeabilidad

La relación entre el daño de formación y la reducción de permeabilidad puede modelarse mediante el factor de daño (Skin), que representa una resistencia adicional al flujo causada por alteraciones en la vecindad del pozo (Civan, 2007):

$$S = \frac{k}{k_d} - 1 \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde

S = factor de daño o Skin (adimensional)

k = permeabilidad original del yacimiento, mD.

k_d = permeabilidad efectiva con daño, mD.

Este aumento del skin tiene un impacto directo en la ecuación de productividad de un pozo (Raji et al., 2020):

$$q_o = \frac{0,00708 \times k \times h \times (P_r - P_{wf})}{\mu \times B_o \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde

q_o = tasa de producción (STB/d)

h = espesor neto productivo (pies)

P_r = presión promedio del reservorio (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyente (psi)

μ = viscosidad del fluido (cP)

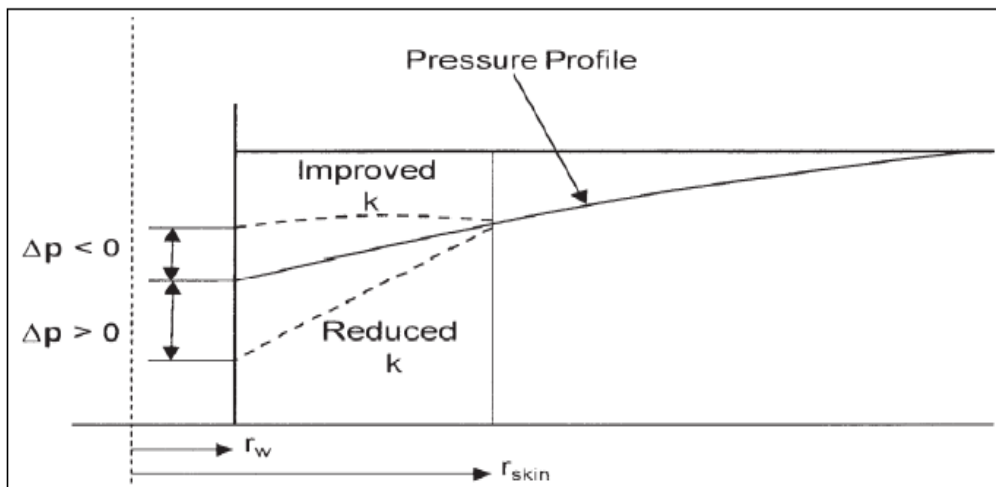
B_o = factor volumétrico del petróleo (RB/STB)

r_e = radio de drenaje (pies)

r_w = radio del pozo (pies)

Una mayor cantidad de depósitos implica un mayor valor de skin, lo que se traduce en una disminución significativa de presión y caudal de producción como podemos apreciar en la Ilustración 8

Ilustración 8. Efecto skin negativo y positivo con relación al perfil de presión



Fuente: A. Tarek, *Reservoir Engineering*, Third., vol. Sigma. ELSERVIER, 2006

1.6.2. Métodos para estimación de la tendencia del agua de formar incrustaciones

1.6.2.1. Índice de Saturación de Langelier (LSI)

Este índice evalúa si el agua tiene tendencia a disolver o precipitar carbonato de calcio (CaCO_3). Se basa en la comparación entre el pH real del agua y el pH en equilibrio (pH_s) (Baloitcha et al., 2022; Royani et al., 2018).

$$LSI = pH - pH_s \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde

pH = valor real del agua.

pH_s = pH en el cual el agua está en equilibrio con CaCO_3

El índice de saturación de Langelier, que oscila entre el cero y el uno, indica la capacidad de un agua para alcanzar un equilibrio. Un valor positivo indica una naturaleza incrustante, mientras que un valor negativo sugiere una tendencia corrosiva. A medida que el valor se aleja más de cero, se evidencia una mayor propensión hacia una de estas dos tendencias. Es improbable alcanzar un valor de índice de Langelier de cero. Se puede inferir que el agua es equilibrada cuando su valor se encuentra dentro del rango entre -0,3 y +0,3 (Villegas-Mendoza et al., 2020). En la Tabla 1 se relacionan por intervalos el índice de Langelier y la tendencia incrustante del agua.

Tabla 1. *Relación del Índice de saturación de Langelier y la tendencia del agua*

Valor del Índice de saturación de Langelier	Tendencia del agua
+0.3 a +2.0	Incrustación alta.
0.0 a +0.3	Incrustación ligera con corrosión.
0.0	Equilibrada. Puede ocurrir corrosión ligera.
0.0 a -0.3	Corrosión ligera. No se forman incrustaciones.
-0.3 a -2.0	Corrosión alta.

Fuente: (Hernández-Suárez & León, 2021)

El pH_s depende de la alcalinidad total, la dureza total, los sólidos disueltos totales y la temperatura del agua en cuestión. Se calcula a través de gráficas, tablas o correlaciones publicadas por diversos autores. Algunos recursos en internet tienen calculadoras disponibles para hacerlo.

Royani y Nuraini (Royani et al., 2018) presentan la siguiente correlación:

$$pH_s = 9.3 + A + B - C - D \quad \text{Ec. (4)}$$

En donde:

$$A = (\log STD - 1)/10$$

$$B = 34.55 - (13.12 \log T)$$

$$C = \log DC - 0.4$$

$$D = \log AT$$

En las cuales, tenemos:

STD = sólidos totales disueltos, mg/L

T = temperatura, K

DC = dureza cálcica, mg CaCO₃/L

AT = alcalinidad total, CaCO₃/L

1.6.2.2. Índice de Saturación de Stiff y Davis (SDI)

Se enfoca en carbonato y sulfato de calcio. Requiere análisis detallado del agua, pero presenta limitaciones para valores de índice entre -0.5 y 0.5, donde la predicción se vuelve incierta. Es una mejora del LSI para aguas salinas (con alta TDS) donde el modelo de Langelier pierde precisión. Aunque no tiene una fórmula única publicada en el documento, se basa en coeficientes ajustados empíricamente para salinidades elevadas, y su resultado también se interpreta como (Knap-Bałdyga, 2022):

- $SDI > 0 \rightarrow$ Agua sobresaturada (riesgo de incrustaciones).
- $SDI < 0 \rightarrow$ Agua subsaturada (tendencia a disolver CaCO₃).

1.6.2.3. Índice de propensión a la incrustación de Puckorius

El Índice de Propensión de Incrustación de Puckorius (Puckorius Scaling Index, PSI) es un método diseñado para predecir la tendencia del agua a formar incrustaciones, principalmente de carbonato de calcio (CaCO₃), al tomar en cuenta no solo el pH actual del agua, sino también su capacidad de amortiguación (*buffering capacity*). Fue desarrollado por Paul Puckorius como una alternativa más realista frente al índice de

saturación de Langelier (LSI), ya que considera cómo el agua puede cambiar de pH en condiciones operativas reales (Ahmed et al., 2021a).

La ecuación que describe este índice es la siguiente:

$$PSI = 2pH_{eq} - pH \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde

PSI = Índice de Puckorius

pH_{eq} = pH de equilibrio, es decir, el pH al cual el agua estaría en equilibrio con el carbonato de calcio, considerando su alcalinidad total.

pH = pH actual del agua

A diferencia del pHs del índice de Langelier, el pH_{eq} no tiene una fórmula única y directa, ya que depende del sistema buffer del agua, especialmente de su alcalinidad total (principalmente por iones bicarbonato HCO_3^- , carbonato CO_3^{2-} y ácido carbónico H_2CO_3). El valor de pH_{eq} se estima en función de la alcalinidad total y otros parámetros químicos del agua (como el contenido de carbonatos y bicarbonatos), y puede calcularse con gráficos o software especializado. Sin embargo, puede ser estimado de forma empírica mediante la siguiente ecuación (Mortezazadeh & Gholami-Borujeni, 2024):

$$pH_{eq} = 1,465 \times \log_{10}(\text{Alcalinidad}) + 4,54 \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde

Alcalinidad: expresada en ppm como $CaCO_3$

Esta fórmula es válida para aguas con alcalinidad entre 10 y 500 ppm

El valor de pH_{eq} representa el pH que alcanzaría el agua al estar en equilibrio con su contenido de carbonato, luego de liberar CO_3 . Es útil en aguas tratadas térmicamente, aguas de formación petrolera y en sistemas que atraviesan descompresión o desgasificación (como líneas de producción).

Este índice se interpreta así:

- $PSI < 6$: Agua incrustante; alta tendencia a precipitar carbonato de calcio.
- $PSI \approx 6-7$: Condición próxima al equilibrio.
- $PSI > 7$: Agua agresiva o corrosiva; con capacidad de disolver incrustaciones de $CaCO_3$.

Entre las principales ventajas del método de Puckorius, se tienen:

- Considera la capacidad tampón del agua, no solo su estado instantáneo.
- Más representativo en sistemas dinámicos (como pozos con variaciones de presión y temperatura).
- Utilizado en la industria del petróleo, tratamiento de aguas y torres de enfriamiento.

1.6.2.4. Índice de Oddo y Tomson

Este índice permite predecir la formación de varios tipos de incrustaciones como carbonatos y sulfatos de calcio, bario y estroncio. Se basa en el índice de sobresaturación (SI), que compara la concentración iónica con el producto de solubilidad (K_{sp}) de la sal (Flórez-Ortiz et al., 2025). La ecuación representativa, se presenta a continuación:

$$SI = \log_{10} \left(\frac{[M^{n+}] \cdot [A^{m-}]}{K_{sp}} \right) \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

- $[M^{n+}]$: concentración del catión (Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+}).
- $[A^{m-}]$: concentración del anión (CO_3^{2-} , SO_4^{2-}).
- K_{sp} : constante de solubilidad del compuesto a las condiciones dadas.

Interpretación:

- $SI > 0 \rightarrow$ Solución sobresaturada, precipitación probable.

- $SI = 0 \rightarrow$ Equilibrio.
- $SI < 0 \rightarrow$ Solución subsaturada, sin precipitación.

1.6.2.5. Índice de Ryznar (RSI)

Este índice se utiliza junto con el LSI para refinar la interpretación. Se basa también en el pH del agua y el pH de saturación (Kuznietsov, 2024). La ecuación de este modelo es la siguiente:

$$RSI = 2pH_s - pH \quad \text{Ec. (8)}$$

Interpretación:

- $RSI < 6$: Alta tendencia a incrustaciones.
- $RSI = 6 - 7$: Ligera tendencia.
- $RSI > 7$: Agua corrosiva.

1.6.2.6. Índice de Larson-Skold (Lal)

El Índice de Larson–Skold (Lal) es un parámetro desarrollado originalmente para evaluar la tendencia del agua a causar corrosión por picadura (pitting) en sistemas industriales, especialmente en sistemas de enfriamiento con alta salinidad. Sin embargo, en contextos de producción petrolera, este índice también puede ser útil como indicador complementario en la evaluación de riesgo de incrustaciones y corrosión combinadas, ya que analiza el equilibrio entre iones agresivos (Cl^- y SO_4^{2-}) y cationes protectores (Ca^{2+} y Mg^{2+}) (Ahmed et al., 2021b). La ecuación de este modelo es la siguiente:

$$Lal = \frac{[Cl^-] + [SO_4^{2-}]}{[Ca^{2+}] + [Mg^{2+}]} \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde todas las concentraciones están expresadas en miliequivalentes por litro (meq/L).

Interpretación:

- $Lal < 0.8$: Agua no agresiva. Bajo riesgo de corrosión localizada.
- $0.8 \leq Lal \leq 1.2$: Agua potencialmente agresiva. Riesgo moderado.
- $Lal > 1.2$: Agua agresiva. Alta probabilidad de corrosión localizada.

Aplicación en la industria petrolera:

Aunque su uso original fue en sistemas de enfriamiento, hoy se emplea también para evaluar el comportamiento químico del agua de formación o de inyección, especialmente cuando se considera su impacto en:

- Integridad del sistema de producción (corrosión),
- Propensión combinada a incrustaciones,
- Compatibilidad química al mezclar diferentes aguas (inyección).

En resumen, en la Tabla 2 se presentan los modelos revisados que pueden caracterizar de la tendencia a la incrustación del agua:

Tabla 2. *Resumen de Índices de saturación de aguas duras*

Índice	Evalúa	Principal uso	Límite clave
Langelier (LSI)	CaCO ₃ (carbonato de calcio)	Agua dulce	LSI = 0
Ryznar (RSI)	CaCO ₃	Refina predicción del LSI	RSI = 6–7
Stiff y Davis	CaCO ₃ en aguas salinas	Alta TDS	SDI = 0
Oddo y Tomson (SI)	CaCO ₃ , BaSO ₄ , SrSO ₄ , etc.	Multicomponente	SI = 0

Puckorius (PSI)	Tendencia del agua a formar incrustaciones considerando su capacidad buffer.	Sistemas dinámicos con variaciones de pH y alcalinidad	PSI < 6: incrustante PSI > 7: corrosive
Larson-Skold (Lal)	Relación entre iones agresivos (Cl ⁻ , SO ₄ ²⁻) y cationes protectores (Ca ²⁺ , Mg ²⁺)	Indicador de riesgo de corrosión localizada (pitting)	Lal < 0.8: Agua no agresiva Lal > 1.2: Alta agresividad

1.6.3. Modelamiento químico de la precipitación

El proceso de formación de incrustaciones puede analizarse usando el índice de sobresaturación (SI), el cual indica si un sistema está en condiciones de precipitación (Hernández Pinto et al., 2020):

$$SI = \log \left(\frac{IAP}{K_{sp}} \right) \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde

SI = índice de sobresaturación

IAP = producto iónico de actividad de los iones formadores del mineral

K_{sp} = producto de solubilidad del mineral

La interpretación del valor del SI es la siguiente:

- SI < 0: solución insaturada (disolución)
- SI = 0: equilibrio
- SI > 0: sobresaturación (precipitación)

Por ejemplo, para el carbonato de calcio (CaCO_3):



Si el producto $[\text{Ca}^{2+}][\text{CO}_3^{2-}]$ excede K_{sp} , se genera precipitación. Esta sobresaturación puede ser promovida por aumentos de pH, reducción de presión o cambios de temperatura en el sistema de flujo.

1.6.4. Normas de calidad de agua para la industria petrolera extractiva

Las principales normas de calidad del agua aplicadas para la prevención de incrustaciones inorgánicas, particularmente en contextos industriales y de producción petrolera, corresponden a los estándares ASTM y APHA (Rice et al., 2017).

Estas normas permiten detectar condiciones que favorecen la sobresaturación y formación de incrustaciones (como altos niveles de Ca^{2+} , SO_4^{2-} y alcalinidad), además proveen datos confiables para calcular índices como LSI, PSI, RSI y otros modelos predictivos. Son requeridas para el diseño adecuado de programas de inyección química, selección de inhibidores y monitoreo de desempeño (Centeno-Bordones et al., 2021). En las Tablas 3 y 4 se presenta una descripción de las normas ASTM y APHA que más se utilizan para investigar y caracterizar aguas industriales y que además son muy utilizadas en el tratamiento de aguas de producción en campos petroleros.

Tabla 3. Normas ASTM para investigación de aguas industriales

Norma ASTM	Descripción
D1125	Métodos estándar para medir la conductividad eléctrica del agua.
D1293	Método estándar para determinar el pH del agua.
D4327	Determinación de aniones inorgánicos (Cl ⁻ , SO ₄ ²⁻ , NO ₃ ⁻ , etc.) por cromatografía iónica.
D511	Determinación de calcio y magnesio por EDTA (complejometría).
D4191	Método para estimar el potencial de formación de incrustaciones por CaCO ₃ .
D1067	Análisis de alcalinidad total, bicarbonato y carbonato en aguas.

Fuente: (Rice et al., 2017)

Tabla 4. Métodos APHA utilizados para caracterización de aguas

Método APHA	Parámetro evaluado
APHA 4500-H ⁺ B	Medición de pH (potenciométrico).
APHA 2340 B	Alcalinidad total (titulado con H ₂ SO ₄ o HCl).
APHA 3500-Ca B/C	Determinación de calcio (volumétrica y espectrofotométrica).
APHA 3111 B	Análisis de metales por espectrofotometría de absorción atómica.
APHA 4500-SO ₄ ²⁻ E	Cuantificación de sulfatos por turbidimetría.

Fuente: (Rice et al., 2017)

1.6.5. Dinámica del taponamiento de medios porosos

La pérdida de permeabilidad se puede modelar a través de ecuaciones de flujo multifásico o mediante modelos empíricos basados en la concentración de sólidos precipitados (Elrahmani et al., 2023). Uno de los enfoques más comunes en simulación es el uso del modelo de reducción de permeabilidad relativa:

$$k_{r,dañada} = k_{r,original} \times (1 - \phi_{precip.})^{\alpha} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde:

$k_{r,dañada}$ = permeabilidad relativa efectiva con daño

$k_{r,original}$ = permeabilidad relativa efectiva sin daño

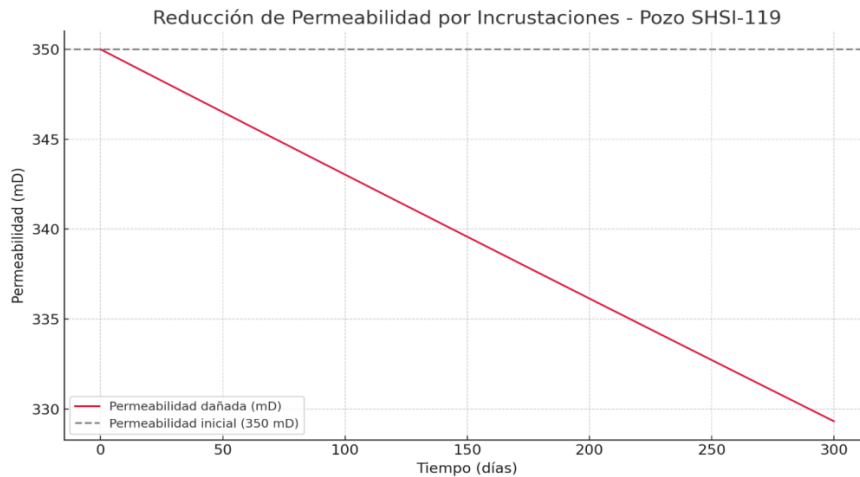
$\phi_{precip.}$ = fracción de porosidad bloqueada por depósitos

α = parámetro empírico que depende de la geometría del depósito

Este tipo de modelamiento puede implementarse en simuladores como CMG-STARs, ECLIPSE o mediante códigos personalizados en MATLAB o Python.

Con datos provenientes del comportamiento de la producción del pozo, se simula, entonces, el comportamiento de la reducción de la permeabilidad de la formación bajo condiciones reales, en un modelo simplificado, es decir, cuando $\alpha = 1$. La simulación, que se presenta en la Ilustración 9, muestra como luego de 300 días de exposición, la permeabilidad pasa de 350 mD a aproximadamente 300 mD, demostrando que, si no se trata el problema de forma adecuada, la permeabilidad del pozo se vería seriamente afectada y por ende la producción del mismo se reduciría.

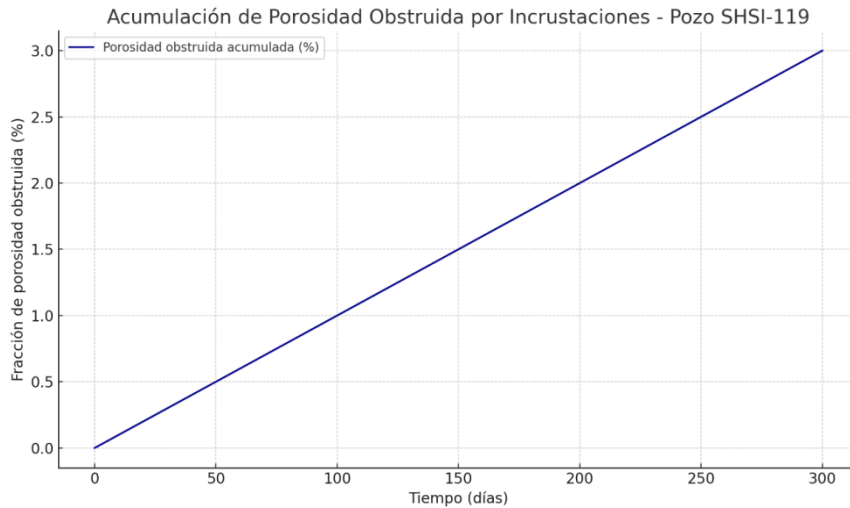
Ilustración 9. *Reducción de la permeabilidad por efecto de la incrustación*



Nota: Datos para la simulación Porosidad = 17%, permeabilidad = 350 mD, pH = 7,01, TDS = 17000, T = 180° F, caudal = 1030 barriles/día, tiempo = 300 días, $[Ca^{2+}] = 1200$.

De la misma manera, el comportamiento de la porosidad se vería afectado por el efecto de las incrustaciones depositadas en el interior de la roca reservorio, lo cual se presenta a continuación en la Ilustración 10, con los mismos datos de entrada según las condiciones de producción del pozo SHSI-119. En ella se puede identificar, que la fracción de porosidad obstruida llegaría hasta un 3% aproximadamente, lo cual indica que este problema es crítico a nivel operacional y productivo.

Ilustración 10. *Reducción de la porosidad por efecto de la incrustación*



Nota: Datos para la simulación de Arena T: Porosidad = 17%, permeabilidad = 350 mD, pH = 7,01, TDS = 17000, T = 180° F, caudal = 1030 barriles/día, tiempo = 300 días, $[Ca^{2+}] = 1200$.

1.6.6. Implicaciones operativas

De acuerdo con Hussein (Hussein, 2023b), la presencia de daño por incrustaciones implica:

- Disminución de la producción y eficiencia del pozo.
- Aumento en la frecuencia de reacondicionamientos.
- Mayor consumo de químicos inhibidores.
- Riesgo de taponamiento irreversible en formaciones de baja permeabilidad.

1.7. Descripción del Campo Shushufindi

1.7.1. Historia

Descubierto en diciembre de 1968 por el consorcio TEXACO-GULF mediante la perforación del pozo SSF-01, el campo entró en producción comercial en 1972 con una tasa inicial de 19,200 barriles de petróleo por día (BPPD) sin presencia de agua. Durante los primeros cinco años, se perforaron alrededor de 50 pozos, incrementando la producción a 100,000 BPPD. En 1984, se implementó un proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en los yacimientos “U” y “T”, aunque fue suspendido por falta de resultados significativos. Actualmente, se lo denomina campo Shushufindi-Aguarico, y está ubicado en el Bloque 57, el mismo que se encuentra en producción

actualmente y se lo considera como un yacimiento maduro con más de 49 años de producción continua. Cuenta con un petróleo original en sitio (POES) estimado en 5.438 millones de barriles, de los cuales se han extraído aproximadamente 1.403 millones de barriles, provenientes principalmente de dos reservorios clave (Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, 2022).

1.7.2. Descripción geológica

El campo se asienta sobre un anticlinal asimétrico con orientación norte-noroeste, cubriendo un área aproximada de 240 km² y un cierre estructural de 300 pies en la base de la caliza A. Está limitado al este y norte por fallas inversas principales, con fallas secundarias asociadas. Los yacimientos se encuentran en formaciones del Cretácico Medio a Superior, incluyendo las arenas Basal Tena, U superior e inferior, y T superior e inferior.

1.7.3. Descripción estratigráfica

A continuación, se presenta una tabla que resume las características estratigráficas de los principales reservorios del Campo Shushufindi:

Tabla 5. *Resumen estratigráfico de los reservorios del Campo Shushufindi*

Reservorio	Características
T	<ul style="list-style-type: none"> - Grano medio a grueso - Minerales similares a los de la arenisca U - Porosidad promedio 17% - Permeabilidad absoluta: 300 – 600 mD - Salinidad: 15,000 – 40,000 ppm NaCl
U	<ul style="list-style-type: none"> - Arenisca cuarzosa - Presencia de fragmentos líticos, circón, muscovita y glauconita - Arcilla predominante: caolinita - Porosidad total promedio 19% - Permeabilidad: 250 – 400 mD

	- Salinidad: 45,000 – 65,000 ppm NaCl
	- Estructura de grano decreciente
Basal Tena	- Menor espesor (1–22 pies)
	- Porosidad promedio: ~15%

Fuente: (Quirumbay Pozo & Tomalá Suárez, 2023)

1.7.4. Producción y desarrollo

Shushufindi ha sido una fuente importante de crudo liviano, con valores de gravedad API entre 24 y 32. En sus primeros años, mantuvo una producción promedio de 100,000 BPPD. Sin embargo, con el tiempo, la producción declinó debido al aumento del corte de agua y la madurez del campo. En 2011, la producción cayó a 45,000 BPPD. Para revitalizar el campo, en 2012 se formó el Consorcio Shushufindi S.A., integrado por Schlumberger, Tecpetrol y KKR, en colaboración con EP PETROECUADOR. Este consorcio implementó nuevas tecnologías y estrategias de inversión, logrando aumentar la producción a 90,000 BPPD para 2016.

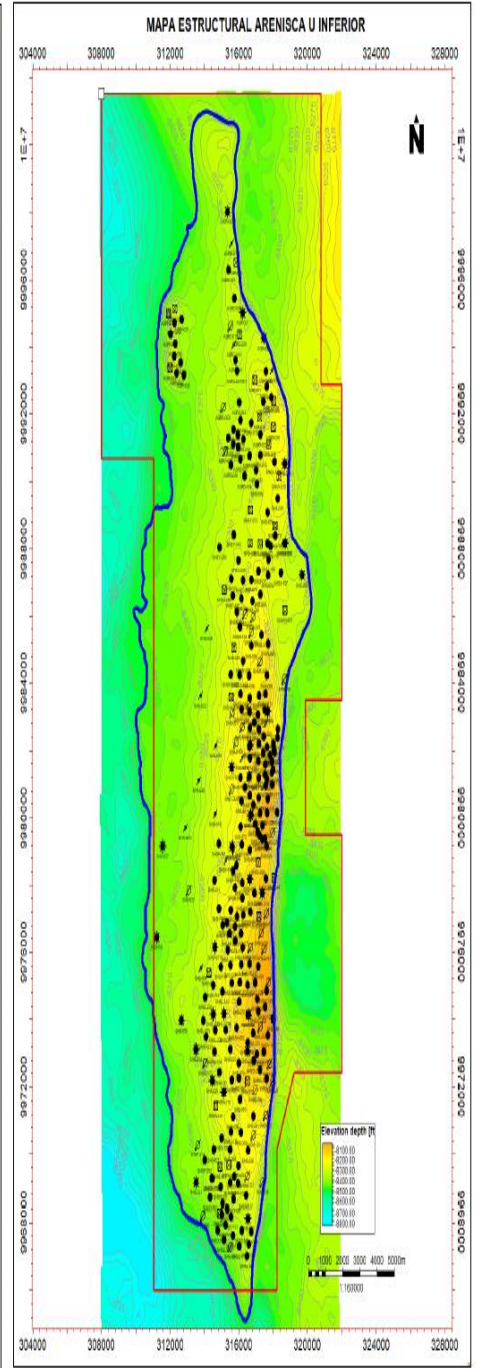
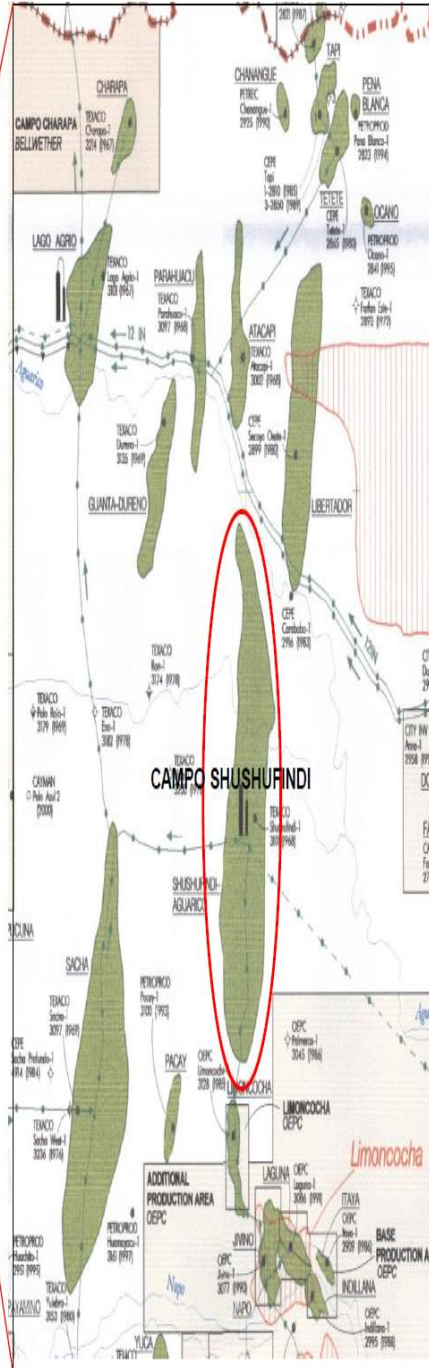
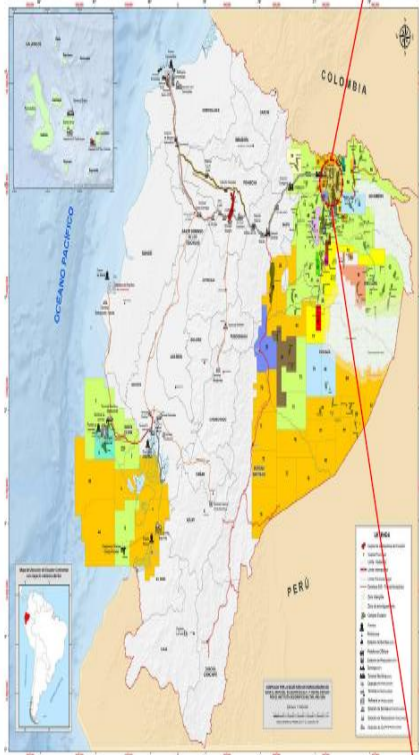
1.7.5. Retos actuales

Actualmente, el campo enfrenta desafíos relacionados con su etapa de madurez, como el incremento en la producción de agua, lo que complica los procesos de producción y aumenta los costos operativos. Además, se requiere una gestión eficiente de las instalaciones de superficie para manejar el aumento de producción y mitigar problemas ambientales.

Ilustración 11. Ubicación geográfica del Campo Shushufindi- Bloque 57

UBICACIÓN

BLOQUE 57- CAMPO SHUSHUFINDI



1.7.6. Pozo Shushufindi-I119

El pozo SHSI-119 objeto de este estudio, pertenece a la plataforma “I” del Sector Central de Shushifindi, en esta plataforma también encontramos los pozos: SHSI-133, SHSI-134, SHSI-162, SHSI-164, SHSI-256, SHSI-272, estos pozos se caracterizan por la producción de fluidos incrustantes y corrosivos, el pozo SHSI-119 produce en conjunto de las arenas “Usup” y “Tinf”; desde el mes abril a junio de 2025, alcanza una producción promedio de petróleo de 478 BPPD como podemos observar en la Tabla 6.

Tabla 6. Producción pozo SHSI-119 de abril a junio de 2025

FECHA	ZON A	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	PIP	Frecuencia BES (Hz)
7-Apr-25	TI+US	1321	436	885	67	460	157
20-Apr-25	TI+US	1316	434	882	67	470	157
28-Apr-25	TI+US	1320	436	884	67	473	157
10-May-25	TI+US	1369	452	918	67	474	157
24-May-25	TI+US	1368	451	917	67	498	157
6-Jun-25	TI+US	1362	449	913	67	492	157

Presión de Reservoirio: Arena “Ti” = 1900 psi, “Us” = 1300 psi

Fuente: EPP Petroecuador (2025)

El 28 de octubre de 2024 finaliza el WO #14 última intervención del pozo SHSI-119, bajaron en el pozo equipo BES D2000HS - SERIE 400 / 38 ETAPAS / 138 HP en tubería combinada 3-1/2" y 2 7/8" TSH BLUE, Cr3%, TN-80, Clase "A" alcanzando una Profundidad de Intake de 9682 pies

Ilustración 12. Cabezal de producción pozo SHSI-119



CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

La presente investigación se desarrolló en el pozo SHSI-119, ubicado en la plataforma “I” del Campo Shushufindi, durante el período 2024–2025. Este pozo ha mostrado históricamente una alta susceptibilidad a la formación de incrustaciones inorgánicas, particularmente de carbonatos y sulfatos, lo que ha afectado negativamente el rendimiento del sistema de levantamiento artificial, principalmente el bombeo electro-sumergible (BES), y ha reducido de forma progresiva su productividad. Ante la evidencia de un punto de inyección del inhibidor químico mal posicionado y de baja cobertura efectiva, se ejecutó un rediseño integral de la completación del pozo. Este incluyó la reubicación del sistema de inyección a mayor profundidad y la separación de tratamientos químicos para dos problemas detectados como incrustaciones y corrosión, en cercanía directa con las zonas productivas más afectadas, y la optimización del equipo de bombeo electro-sumergible (BES).

2.2. Diseño y alcance de la investigación

Esta investigación adopta un enfoque cuantitativo y un diseño no experimental de tipo longitudinal y descriptivo-explicativo. No se manipulan las variables del fenómeno, sino que se analizan de manera retrospectiva y comparativa los datos obtenidos antes y después del rediseño de la completación del pozo SHSI-119.

Se recopiló información técnica de campo proveniente de registros operacionales, reportes de producción, análisis fisicoquímicos del agua de formación, registros de presión, comportamiento eléctrico del equipo BES, dosificación de inhibidores y parámetros de fondo. A través del procesamiento de estos datos se buscó identificar la variación en la eficiencia operativa del pozo, la incidencia de incrustaciones inorgánicas y el desempeño del sistema de producción tras la intervención técnica. El procedimiento experimental se compone de los siguientes pasos (Hernández-Sampieri et al., 2014):

Recolección y Caracterización de Muestras

Las muestras de agua de producción fueron recolectadas directamente en cabeza de pozo y separadores de producción, asegurando representatividad mediante:

- Toma de muestras en botellas plásticas limpias de polietileno de alta densidad (HDPE).
- Identificación de fecha, hora, pozo, etapa del proceso y temperatura en sitio.
- Conservación en condiciones controladas (4 °C) para su transporte al laboratorio.
- En algunos casos, se añadieron conservantes químicos (ácido nítrico o clorhídrico) para preservar los iones metálicos en solución.

También se consideraron registros de análisis históricos proporcionados por el operador del campo, para establecer una línea base comparativa con periodos previos al rediseño de completación.

Caracterización fisicoquímica

El análisis de las muestras incluyó los siguientes parámetros:

- pH, conductividad eléctrica y temperatura.
- Alcalinidad total, como CaCO_3 .
- Concentraciones de cationes: calcio (Ca^{2+}), magnesio (Mg^{2+}), bario (Ba^{2+}), estroncio (Sr^{2+}), hierro ($\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$).
- Concentraciones de aniones: bicarbonato (HCO_3^-), sulfato (SO_4^{2-}), carbonato (CO_3^{2-}), cloruros (Cl^-).
- Sílice disuelta, cuando aplicable.

Las pruebas se realizaron en laboratorios certificados bajo normas ASTM y APHA, utilizando métodos como espectrometría de absorción atómica, titulaciones volumétricas, y cromatografía iónica.

Evaluación de la tendencia incrustante

Con base en los resultados obtenidos, se calcularon diversos índices de tendencia incrustante:

- Índice de Saturación de Langelier (LSI)
- Índice de Ryznar (RSI)
- Índice de Puckorius (PSI)

- Índice de Oddo y Tomson para sales como CaCO_3 , BaSO_4 y SrSO_4

Estas herramientas permitieron predecir la propensión del agua de producción a formar incrustaciones bajo diferentes condiciones de presión y temperatura del sistema.

Validación

La validación de los resultados obtenidos en esta investigación se realizó mediante un análisis comparativo y técnico de variables antes y después del rediseño de la completación del pozo SHSI-119. El propósito fue verificar si la intervención aplicada contribuyó efectivamente a la mitigación de incrustaciones inorgánicas, mejora operativa del sistema de levantamiento artificial y sostenibilidad de la producción.

a. Análisis comparativo de variables operativas

Se utilizaron datos históricos y actuales relacionados con:

- Presión de admisión y descarga del equipo BES.
- Corriente eléctrica del motor y carga del sistema.
- Sumergencia dinámica y niveles de fluido.
- Variación en la tasa de producción de líquidos y crudo.

Los valores fueron analizados en intervalos mensuales, identificando patrones y desviaciones que permitieran establecer correlaciones con el comportamiento de incrustaciones detectadas anteriormente.

b. Validación química

Se compararon los resultados de la caracterización fisicoquímica del agua de producción con valores previos al rediseño, enfocados en la concentración de iones incrustantes (Ca^{2+} , Ba^{2+} , SO_4^{2-} , etc.) y la evaluación de los índices LSI, RSI y PSI.

La disminución de la tendencia incrustante, reflejada en una menor sobresaturación o estabilización del agua, se interpretó como evidencia del impacto positivo del nuevo punto de inyección del inhibidor químico.

c. Confirmación del desempeño mediante software

Se utilizó modelamiento mediante Hoja de Cálculo de Excel para predecir la propensión a la formación de incrustaciones en condiciones de fondo, y para simular la eficacia de la nueva estrategia de inyección. Los resultados simulados se contrastaron con datos reales de operación para validar su consistencia.

d. Retroalimentación técnica del operador

Como complemento, se consideró la opinión técnica de los ingenieros de producción del campo Shushufindi y la documentación interna de seguimiento post-rediseño, que permitió validar de manera práctica y operativa la efectividad del rediseño de completación.

2.3. Tipo y métodos de investigación

La presente investigación es de tipo aplicada, ya que busca dar solución a una problemática operativa concreta en un entorno real de producción petrolera: la formación de incrustaciones inorgánicas en el pozo SHSI-119. El estudio está orientado a generar conocimientos prácticos que puedan ser utilizados para optimizar las estrategias de completación de pozos en campos maduros.

Además, se enmarca en un enfoque cuantitativo, puesto que se apoya en la recolección, procesamiento y análisis estadístico de datos numéricos provenientes de registros de campo, análisis fisicoquímicos y parámetros operacionales. Su diseño es no experimental y longitudinal, ya que se analizan variables existentes sin manipulación directa, comparando su comportamiento en diferentes momentos temporales (antes y después del rediseño de completación).

2.4. Población y muestra

2.4.1. Población de estudio:

La población de esta investigación está constituida por el conjunto de pozos productores pertenecientes al Campo Shushufindi-Aguarico, específicamente aquellos con historial operativo afectado por la formación de incrustaciones inorgánicas. Estos pozos presentan condiciones similares en cuanto a tipo de crudo, régimen de producción, características

de los reservorios (arenas U y T), y sistemas de levantamiento artificial (principalmente BES). En particular, se consideran aquellos pozos intervenidos con tratamientos químicos o rediseños de completación como parte de estrategias de recuperación o mantenimiento de productividad.

2.4.2. Muestra

La muestra es de tipo intencional y no probabilística, seleccionada por conveniencia técnica y relevancia del caso de estudio. En este caso, el análisis se enfocó en el pozo SHSI-119, considerado representativo por su historial recurrente de formación de incrustaciones, la afectación al sistema BES, y la implementación reciente de un rediseño de completación como medida correctiva.

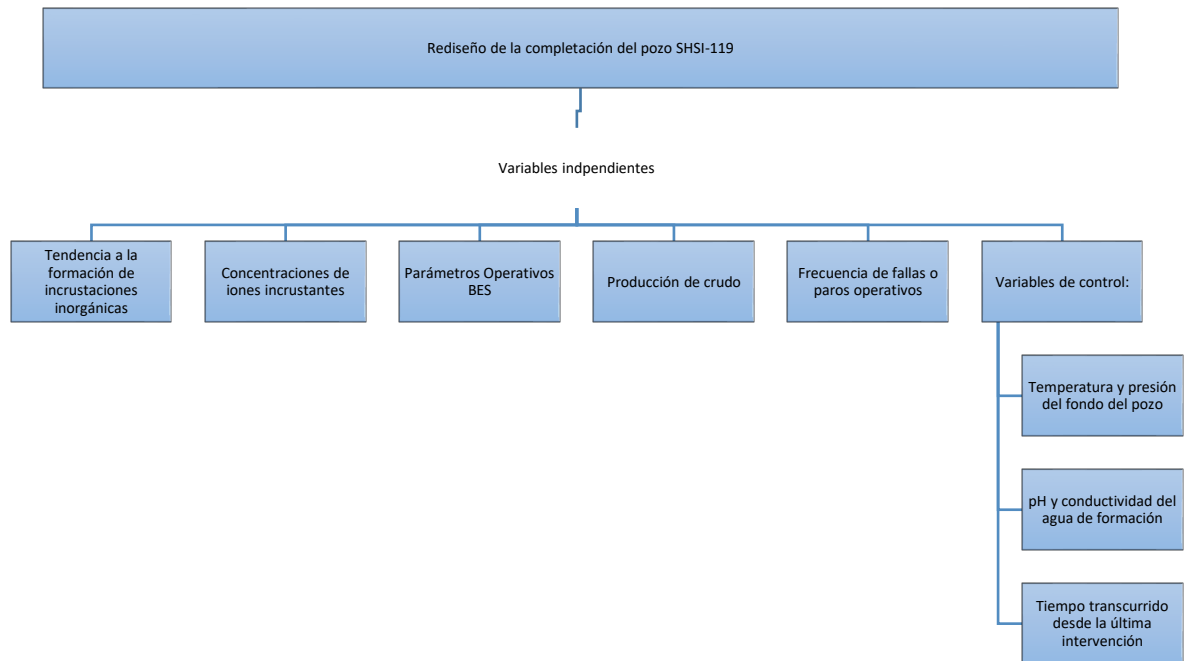
Este pozo fue seleccionado debido a:

- Su historial documentado de problemas de incrustación severa.
- La disponibilidad de registros operacionales y fisicoquímicos detallados antes y después de la intervención.
- La viabilidad de evaluar los efectos del rediseño sobre la producción, el comportamiento del sistema de levantamiento y la tendencia química del agua de formación.

2.4.3. Variables

En esta investigación se identificaron y analizaron variables de tipo cuantitativo, relacionadas con el comportamiento operativo, químico y productivo del pozo SHSI-119 antes y después del rediseño de completación. Estas variables permiten evaluar la efectividad de la intervención técnica aplicada, las mismas que se presentan, a continuación, en la Ilustración 10.

Ilustración 13. Variables intervinientes dentro del estudio



a. Variable Independiente

- **Rediseño de la completación del pozo**

- Esta variable corresponde a la acción técnica aplicada, que incluye la reubicación del punto de inyección del inhibidor químico, el cambio del equipo de bombeo electro-sumergible (BES) y el ajuste de los parámetros de operación.

b. Variables Dependientes

- **Tendencia a la formación de incrustaciones inorgánicas**

- Evaluada mediante índices como LSI (Langelier), RSI (Ryznar), PSI (Puckorius) y el índice de Oddo y Tomson.

- **Concentraciones de iones incrustantes**

- Calcio (Ca^{2+}), Bario (Ba^{2+}), Sulfato (SO_4^{2-}), Estroncio (Sr^{2+}), Bicarbonato (HCO_3^-), entre otros.

- **Parámetros operativos del BES**

- Presión de admisión y descarga, corriente eléctrica, eficiencia volumétrica, sumergencia dinámica.
- **Producción de crudo**
 - Volumen diario de petróleo (BPPD) antes y después del rediseño.
- **Frecuencia de fallas o paros operativos**
 - Número de intervenciones por año asociadas a incrustaciones.

c. Variables de Control

- Temperatura y presión del fondo del pozo
- pH y conductividad del agua de formación
- Tiempo transcurrido desde la última intervención

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La investigación se fundamentó en la recopilación y análisis de datos operacionales, químicos y productivos del pozo SHSI-119, con el fin de evaluar la efectividad del rediseño de completación como estrategia para la prevención de incrustaciones inorgánicas. Para ello, se aplicaron técnicas de recolección documental, análisis de laboratorio y procesamiento digital especializado.

a. Técnicas de recolección de datos

- **Revisión documental técnica**
 - Se recopilaron reportes históricos de producción, fichas técnicas de diseño de completación, registros de intervención del pozo, hojas de parámetros BES, y documentación interna de EP PETROECUADOR.
- **Muestreo directo de fluidos de producción**
 - Se realizaron toma de muestras de agua de formación directamente en cabeza de pozo o separadores, siguiendo protocolos establecidos por normas ASTM y API.

- **Análisis fisicoquímico de laboratorio**
 - Las muestras recolectadas fueron sometidas a ensayos químicos para determinar la concentración de iones incrustantes, alcalinidad, pH, conductividad y TDS, entre otros parámetros relevantes.
- **Monitoreo de parámetros operativos**
 - Se utilizaron sistemas SCADA y registros digitales del sistema BES para obtener valores de presión, temperatura, corriente, sumergencia y eficiencia volumétrica del equipo.
- **Simulación predictiva**
 - Se aplicaron modelos matemáticos e índices (LSI, RSI, PSI, Oddo-Tomson) y simulaciones mediante Hoja de Cálculo Excel para estimar la tendencia a formar incrustaciones bajo diferentes condiciones.

b. Instrumentos utilizados

- **Fichas de registro técnico:** para consolidar datos de operación del pozo, curvas de producción y registros de intervenciones.
- **Formularios de muestreo:** para el control y trazabilidad de la toma de muestras de fluidos.
- **Espectrofotómetros y tituladores automáticos:** utilizados en laboratorio para análisis de iones metálicos y aniones.
- **Registros electrónicos SCADA:** para la obtención de parámetros de fondo y superficie en tiempo real.
- **Hojas de cálculo:** como Excel, para procesar y graficar resultados.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

La rigurosidad metodológica de esta investigación se fundamentó en la utilización de instrumentos técnicamente validados y confiables para la recolección, análisis e interpretación de los datos relacionados con el comportamiento operativo, químico y

productivo del pozo SHSI-119. El objetivo principal fue garantizar que los resultados obtenidos representen con precisión la realidad del fenómeno investigado.

Validez

Para este estudio, se consideraron las siguientes formas de validez:

- **Validez de contenido:** Los instrumentos empleados (formularios de campo, fichas técnicas, reportes SCADA y protocolos de laboratorio) fueron diseñados y seleccionados con base en estándares técnicos de la industria petrolera, garantizando la pertinencia y cobertura de las variables de estudio.
- **Validez técnica:** Los análisis fisicoquímicos del agua de formación se realizaron en laboratorios certificados, utilizando métodos normalizados conforme a normas ASTM y APHA. Los equipos de medición como espectrofotómetros, tituladores y sensores digitales aseguraron exactitud en los resultados.
- **Validez contextual:** Los índices de tendencia incrustante aplicados (LSI, RSI, PSI, Oddo y Tomson) han sido ampliamente utilizados en campos maduros similares al Campo Shushufindi, lo que respalda su aplicabilidad y relevancia en el contexto operativo ecuatoriano.

Confiabilidad

Para asegurarla, se aplicaron los siguientes controles:

- **Repetibilidad de mediciones:** Se realizaron análisis por duplicado y controles de calidad internos en el laboratorio, verificando la consistencia en la medición de parámetros como pH, alcalinidad, concentración de iones, entre otros.
- **Verificación cruzada de datos:** Se compararon registros diarios de producción, presión y operación del equipo BES con los reportes históricos del operador del campo, para validar la consistencia de las variables operativas analizadas.
- **Automatización de cálculos:** Los índices de incrustación fueron calculados mediante hojas de cálculo validadas, evitando errores manuales y asegurando coherencia entre las distintas evaluaciones.

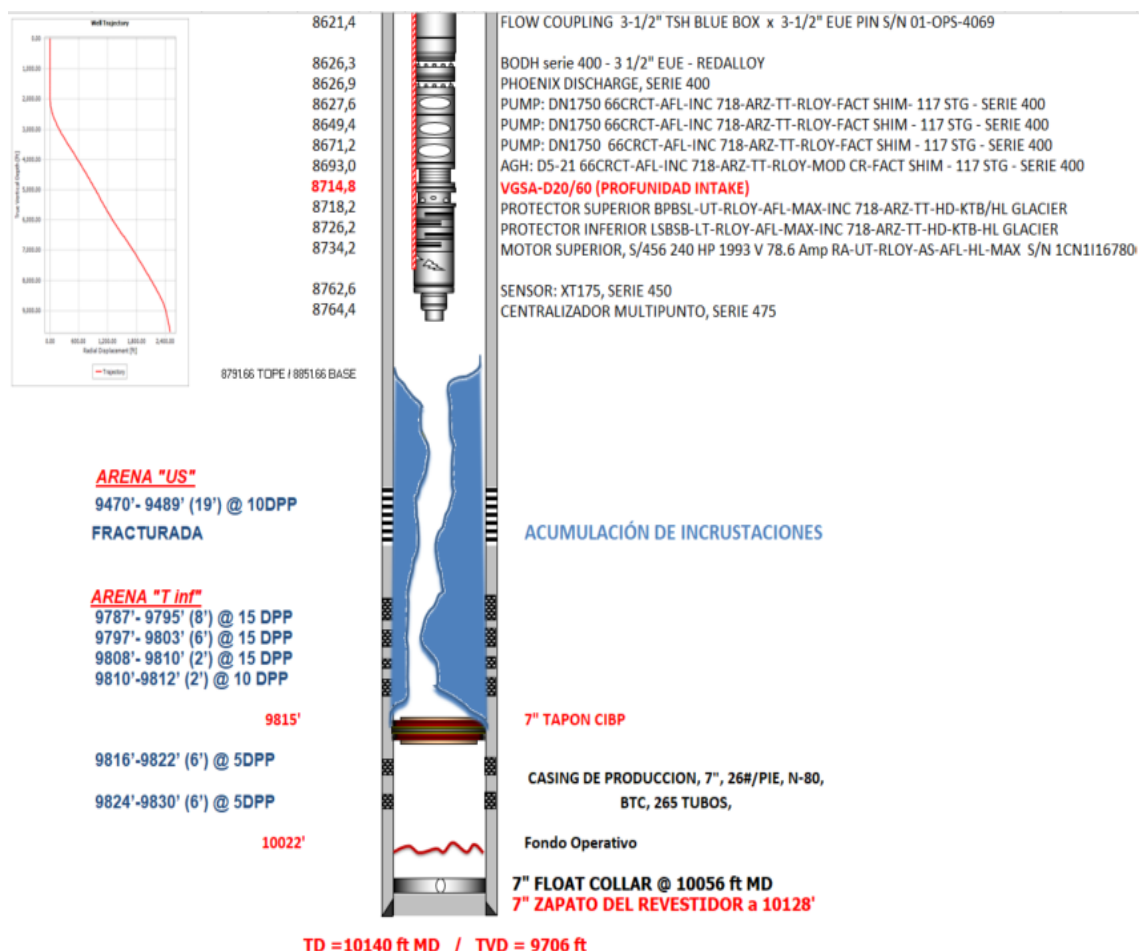
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se presentan los resultados luego del proceso de análisis, rediseño de la completación, diseño y aplicación del tratamiento químico inhibidor de escala (incrustaciones inorgánicas).

3.1. Caracterización del pozo SHSI-119

Los efectos de acumulación de escala y obstrucción en la instalación de fondo y superficie, se representan por medio de las Ilustraciones 14-15. El problema de fondo con presencia de escala se extendió hasta superficie, en donde se puede evidenciar la obstrucción de las líneas de superficie que dirigen la producción del pozo hasta las facilidades de producción de la estación Central del campo Shushufindi.

Ilustración 14. Estado inicial del pozo SHSI-119 con obstrucción por incrustaciones.



Nota: el intervalo con incrustaciones (representado en color azul), abarca desde la Arena T Inferior hasta la Arena U Superior en diámetro interno del casing de 7". **Fuente:** Elaboración propia

Ilustración 15. *Acumulación de escala en cable eléctrico del equipo BES y diámetro interno de la tubería de producción*



Nota: los depósitos de escala afectan las instalaciones de subsuelo, afectando la operación del equipo BES y perjudicando el aporte del pozo.

Fuente: EP PETROECUADOR (2025)

Ilustración 16. *Escala y sulfuros taponando línea de superficie*



Nota: los depósitos de escala también han afectado líneas de superficie que dirigen la producción del pozo con la Estación Central, afectando la producción al estrangular las líneas de flujo y por ende la producción del pozo .

Ilustración 17. *Crecimiento anular de escala y sulfuros en línea de superficie del pozo*



Nota: se visualiza otro segmento de la línea de flujo de superficie afectado con el crecimiento anular de escala y sulfuros, disminuyendo la luz de la tubería.

Fuente: EP PETROECUADOR (2025)

El análisis de laboratorio y el cálculo para la determinación de la tendencia del agua de formación se presentan en la Tabla 7 e Ilustración 18. Los resultados del análisis de los indicadores permiten demostrar que el agua de formación es muy dura, con alcalinidad muy alta, con tendencia fuertemente incrustante y de corrosión elevada. Por tanto, es necesario un tratamiento diseñado especialmente para atender estas características del agua de formación para minimizar los riesgos inherentes a problemas de incrustación, afectación a las instalaciones de subsuelo y el daño de formación por alteración de la permeabilidad por la precipitación de depósitos inorgánicos además de taponamiento de los punzados.

Tabla 7. Resultados del análisis de laboratorio del agua de producción

Fecha:	25-Aug-24
Pozo:	SHSI-119TIUS
Locación:	SHUSHUFINDI CENTRAL
Campo:	BLOQUE 57
Na⁺, mg/l	9.621
Mg²⁺, mg/l	216
Ca²⁺, mg/l	1040
Total Fe, mg/l	52
Cl⁻, mg/l	16700
SO₄²⁻, mg/l	90
Bicarbonatos, mg/l HCO₃	1013
Ácidos carboxílicos, mg/l	125
TDS (Medido), mg/l*	28.825
pH (Medido)	6,7
CO₂ Gas, %	14
CO₂ Agua, mg/l	480
H₂S Gas, ppm	15
H₂S Agua, mg/l	0,1

Fuente: Tratamiento Químico SSFD EP PETROECUADOR (2025)

Ilustración 18. Estimación de la tendencia incrustante y corrosiva del agua de formación del pozo SHSI-119

#	Index	Parámetros utilizados	Valor	Valoración
1	Dureza (mg CaCO ₃ /L)	Ca ²⁺ , Mg ²⁺	3482.97	Muy dura
2	Alcalinidad (mg CaCO ₃ /L)	HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻	830.95	Muy alta
3	Índice de Langelier simplificado (LI)	pH, CE, T, HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻ , TDS, Ca ²⁺	2.19	Tendencia incrustante
4	Índice de Saturación (LSI)	pH, CE, T, HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻ , TDS, Ca ²⁺	2.13	Incrustante
5	Índice de Ryznar (RSI)	pH, CE, T, HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻ , TDS, Ca ²⁺	2.31	Fuertemente incrustante
6	Índice de Puckorius (PSI)	pH, CE, T, HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻ , TDS, Ca ²⁺	0.19	Tendencia incrustante
7	Índice de Larson-Skold (Lal)	HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻ , Cl ⁻ , SO ₄ ²⁻	28.48	Corrosión elevada

Nota: cálculos realizados mediante Scalsim® LITE

Fuente: <https://condorchem.com/es/scalsim-scalparam/>

En la Tabla 8 se presenta el resumen de trabajos de reacondicionamientos realizados en el pozo shsi-119, los tres tipos de fallas más recurrentes son: Fallas mecánicas del equipo BES (incluyendo desgaste y sobrecarga), Daños por incrustaciones y obstrucciones internas, y Problemas de integridad de completación (comunicación tbg-csg, desprendimiento de tubería).

Tabla 8. *Resumen de trabajos de reacondicionamiento del pozo SHSI-119*

Nº.W.O.	Fecha	Actividad principal	Producción (BPPD / BSW%)	Zona trabajada	Observaciones
#1	Oct 2009	Reparación BES (desprendimiento tubing-casing)	1830 / 52%	Ti	Recuperación parcial del equipo, reinstalación de BES
#2	Jun 2011	Reparación por baja carga (eje roto)	2353 / 100%	Ti	Reemplazo de bomba y verificación
#3	May 2012	Obstrucción interna / Limpieza con CT y ácido	441 / 80%	Ti	Recuperación exitosa y tubing pickling
#4	Nov 2012	Cambio completación (comunicación TBG- CSG)	203 / 90%	Ti	Cambio de MLE, reparación eléctrica y cañoneo
#5	Jul 2013	Cambio completación (comunicación TBG- CSG)	349 / 84%	Ti	Pozo con alta carga de agua (100% BSW inicial)
#6	Feb 2016	Estimulación matricial y repunzonamiento	741 / 60%	Ti	Estimulación con ácido, cañoneo adicional, mejor rendimiento

Nº.W.O.	Fecha	Actividad principal	Producción (BPPD / BSW%)	Zona trabajada	Observaciones
#7	Abr 2017	Repunzonamiento arena “T inf.” y reinstalación BES	696 / 100%	Ti	Cementación selectiva, múltiples limpiezas
#8	Mar 2018	Atascamiento mecánico, limpieza y prueba producción	1536 / 100%	T inf	Limpieza con broca y nueva instalación BES
#9	Abr 2018	Pulling por comunicación tubing- casing	1920 / N.D.	T inf	Cable dañado, nuevo BES, evaluación eléctrica y mecánica
#10	Ene– Jul 2019	Pesca, cambio de zona, fractura hidráulica en arena “US”	528 / 100%	US + Ti	Fractura arena US y recompletación con nueva bomba
#11	Ene 2022	Pulling por comunicación TBG- CSG	528 / 100% (última lectura)	U sup	Cambio completo de BES por DN1750, limpieza e instalación
#12	Abr 2022	Estimulación química en arena Ti y limpieza	1608 / 100%	US + Ti	Estimulación mixta (ácido acético + HCl), buen BFPD
#13	Dic 2023	Estimulación química + Pulling y nuevo BES	1248 / 72%	US + Ti	Limpieza con acidificación especial, BES DN1750 instalado

Fuente: Tomado de Historial de Reacondicionamiento EP PETROECUADOR (2025)

Para el Reacondicionamiento #14 del pozo SHSI-119, se presenta a continuación en la Tabla 9, el resumen de la última intervención del pozo realizada en Octubre del año 2024.

Tabla 9. Problemas encontrados en el pozo SHSI-119 Reacondicionamiento #14

Tipo de trabajo	Problemas encontrados	Trabajos realizados
W.O. #14	<ul style="list-style-type: none">• Apagado manual del pozo por posible comunicación tubing– casing (no confirmada).• Baja producción y presencia de sólidos en el sistema de fondo.	Recuperación del equipo BES. Molienda de +/- 700 ft de escala acumulada en diámetro interno del casing de 7". Limpieza de punzados realizada con unidad CTU (Coiled Tubing Unit). Corrida de equipo BES con asentamiento a mayor profundidad

Fuente: EP PETROECUADOR (2025)

Los resultados de la inspección mecánica de equipos presentaron los siguientes indicadores:

- **Tubería 3 ½” TSH BLUE, 9.2 LPP, L-80, CR1%:**
 - Visualmente en buen estado hasta 4000 ft.
 - Desgaste leve a moderado desde 4000 ft.
 - Algunas juntas con presencia leve de sólidos.
- **Equipo BES:**
 - Bomba DN-1750S: funcionamiento mecánico correcto, sin obstrucción grave.
 - Presencia de sólidos adheridos en *housing* del AGH, separador de gases, protectores, motor y sensor.
 - El equipo fue desarmado completamente para limpieza y evaluación.
 - Ocho fallas reportadas en IS, con continuos liqueos en pistón y férula.

En las Ilustraciones 19 y 20 se presentan evidencias de depósitos de origen mineral en los componentes de la completación de fondo de pozo. Del análisis de la muestra sólida tomada de los diferentes componentes del equipo BES, se tienen los siguientes resultados (ver Ilustración 21):

- 78.2% de los sólidos son solubles en ácido acético (carbonatos),
- 21.8% corresponde a hidrocarburos adheridos,
- 0% de sulfuros, sílice, arcillas, materia orgánica calcinable o materiales magnéticos,
- Resultado da positivo a fosfonatos, lo que confirma interacción con inhibidores químicos previamente inyectados.

Ilustración 19. Depósitos de escala en bombas encontrados durante el pulling BES



(a)



(b)



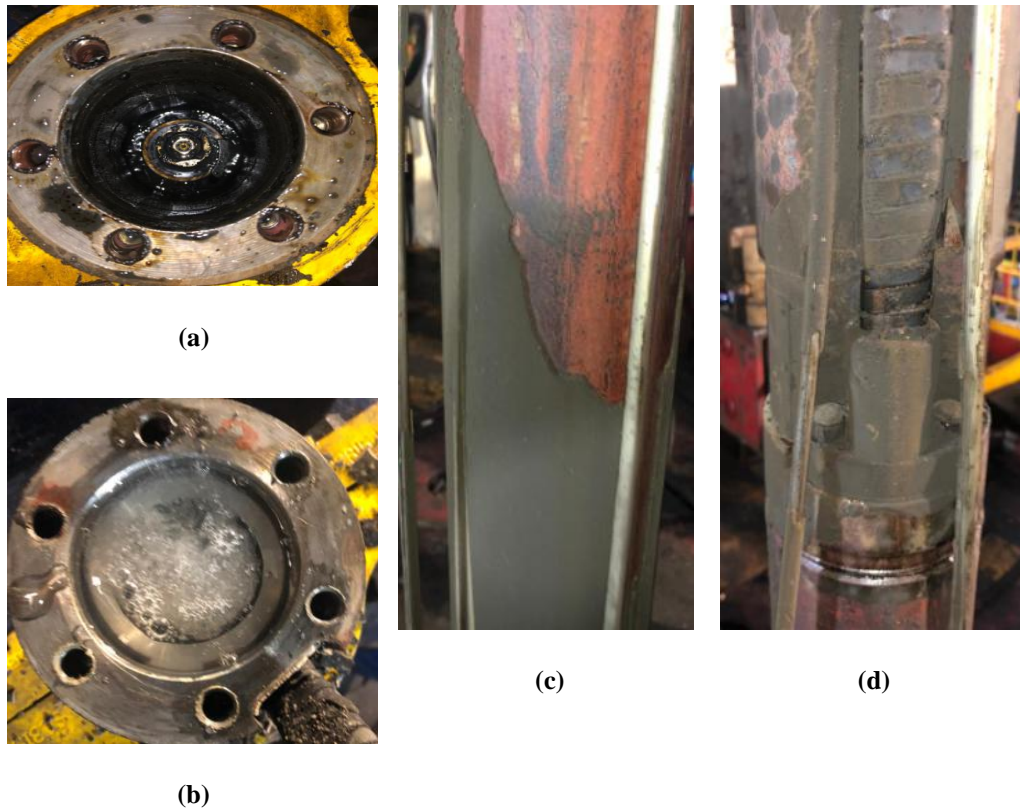
(c)



(d)

Nota: las imágenes corresponden a: (a) bomba superior, (b) bomba intermedia, (c) bomba inferior, (d) AGH. En las cuatro imágenes se presenta en diferentes medidas la depositación de escala.

Ilustración 20. Depósitos de escala en el VGA, housing del motor y housing del protector encontrados durante el pulling BES



Nota: las imágenes corresponden a: (a) VGA, (b) cabeza de protector con aceite dieléctrico, (c) housing del protector, (d) cabeza del motor con acople del cable BES y capilares. En las cuatro imágenes se presenta en diferentes medidas la depositación de escala y aceite dieléctrico del protector

Fuente: EP PETROECUADOR (2025)

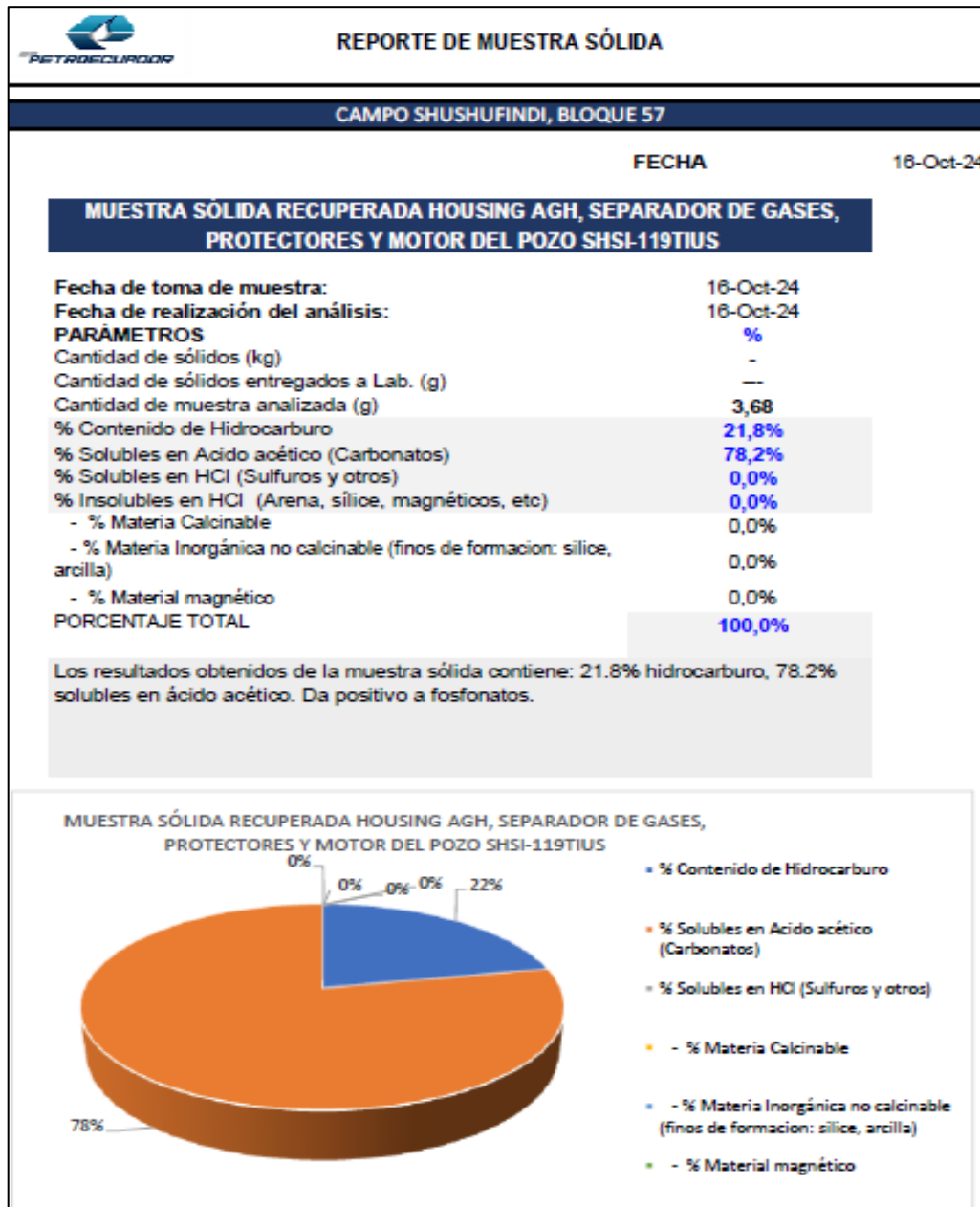
En cuanto a las características de las formaciones en producción en el pozo SHSI-119 se presentan a continuación en la Tabla 10. Como se puede apreciar, la formación con mayor aporte (82%) es la arena T Inferior, seguida de la arena U Superior.

Tabla 10. Formaciones en producción en el pozo SHSI-119

Arena	WPH	Q total	Qo	Qw	Qg	BSW	F	RGP	PIP	Corriente	Voltaje	SAL.
	Psi	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	%	Hz	MSCF/bbl	psi	A	V	ppm
TI	160	1.083	357,5	725,8	106,6	67	157	298	460	47,2	437	17.000
US	160	238	78,5	159,3	23,40	67	157	298	460	47,2	437	17.000

Nota: Tabla elaborada en base a los informes de producción de EP PETROECUADOR (2025)

Ilustración 21. Resultado de análisis de los depósitos encontrados en los componentes del equipo BES durante el pulling



Fuente: Tratamiento Químico SSFD EP PETROECUADOR (2024)

3.2. Identificación de las variables de operación del equipo de bombeo electrosumergible

La tendencia actual de las variables del equipo BES mediante el monitoreo en tiempo real con el software Avalon, en el cual presentan los parámetros de funcionamiento antes y después del trabajo de reacondicionamiento, donde se profundizó el equipo BES y punto

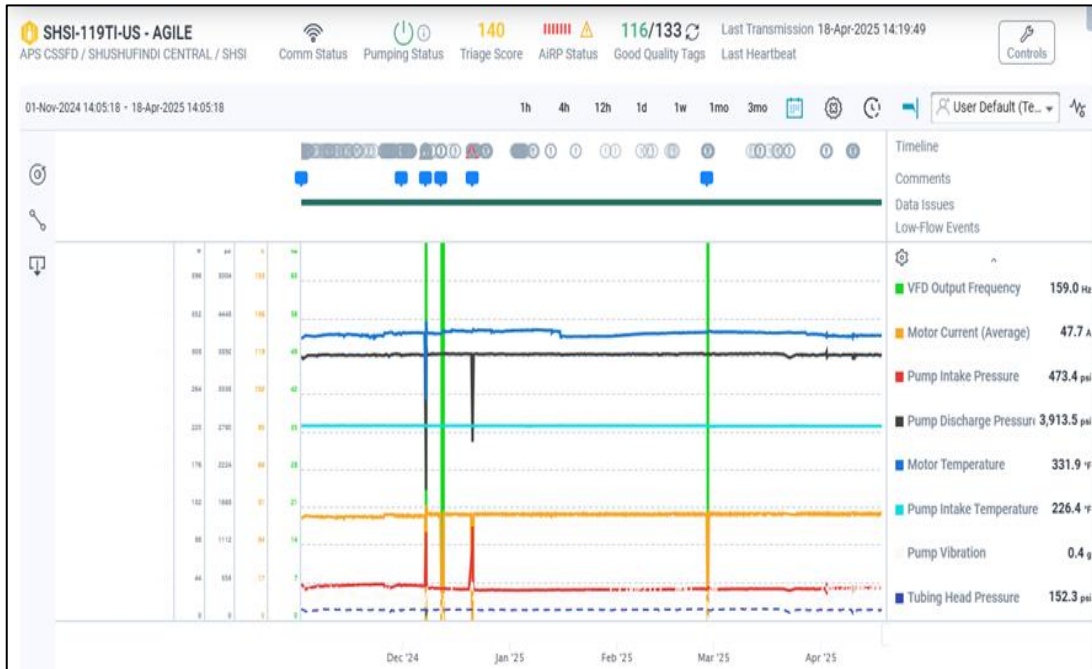
de inyección de química para eliminar la precipitación de incrustaciones inorgánicas y la presencia de corrosión, lo cual se presenta en las Ilustraciones 22 y 23.

Ilustración 22. Parámetros de funcionamiento BES periodo Junio a Octubre de 2024 antes de iniciar el Reacondicionamiento #14



Nota: captura del programa Avalon para monitoreo de variables BES del pozo SHSI-119.

Ilustración 23. *Parámetros de funcionamiento BES periodo de Noviembre de 2024 a Mayo de 2025 luego del Reacondicionamiento #14*

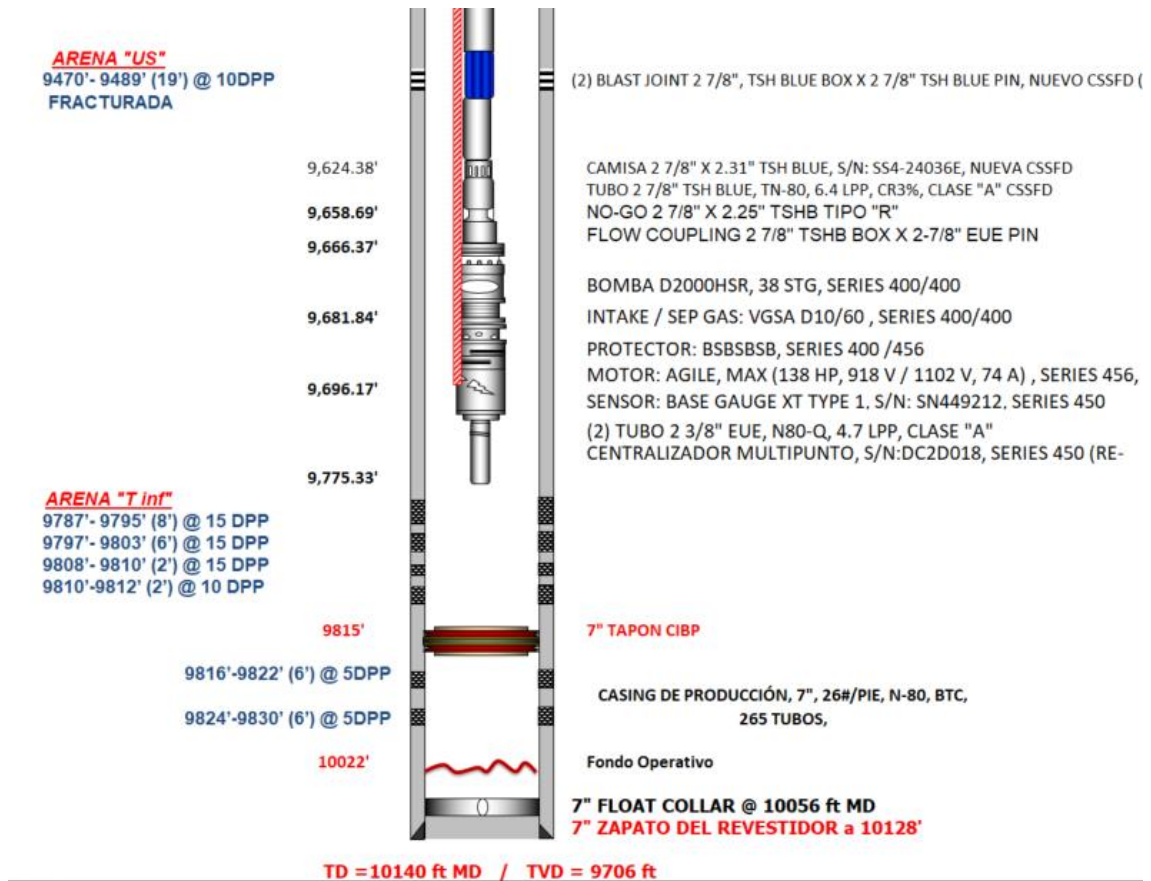


Nota: captura del programa Avalon para monitoreo de variables BES del pozo SHSI-119.

En la Ilustración 23, se puede evidenciar el mejoramiento de las presiones de succión y de descarga de la bomba, lo cual en primera instancia representa un mejoramiento de la operación y funcionamiento general de la instalación de bombeo electrosumergible del pozo SHSI-119.

En la Ilustración 24, se presenta la completación final, luego del trabajo de Reacondicionamiento #14.

Ilustración 24. Instalación final luego de Reacondicionamiento #14 del 28-Oct-2024



Nota: el reacondicionamiento del pozo SHSI-119 consistió en molienda y remoción de escala del diámetro interno del casig de 7", limpieza de punados con CTU. Los datos presentados aquí representan los resultados finales del procedimiento con la instalación del equipo BES a mayor profundidad

Fuente: Elaboración propia

3.3. Determinación de la dosificación del tratamiento químico inhibidor de escala posterior al rediseño de la completación del pozo SHSI-119

La composición y función del inhibidor de incrustación es el presentado en la Tabla 11, donde también se incorpora la clasificación CAS correspondiente de cada componente como trazabilidad de calidad química.

Tabla 11. *Características del tratamiento antiescala aplicado*

Componente	CAS N°	% en peso	Función
Ácido aminofosfónico	5995-42-6	15–40%	Inhibidor principal de incrustaciones (CaCO ₃ , CaSO ₄)
Aminoetanol	141-43-5	5–10%	Agente estabilizante / ajustador de pH
Ácido fosforoso	10294-56-1	1–5%	Aditivo para aumentar complejación
Cloruro de hidrógeno	7647-01-0	1–5%	Control de pH y limpieza superficial

Fuente: reporte campo de Schlumberger (2024)

En la Tabla 12 se presenta las características del tratamiento anticorrosivo aplicado.

Tabla 12. *Características del tratamiento anticorrosivo aplicado*

Nombre del químico	No. CAS	% en peso
2-mercaptanol	60-24-2	15-40
Alcohol isopropílico	67-63-0	7-13
Compuestos de amonio cuaternario, benzil-C12-14 (número pares)-alkildimetil, cloruros	RM1003944	3-7
Ácido acético	64-19-7	3-7
Aminas, C12-16-alkildimetil (impurezas)	68439-70-3	0.1-1

Fuente: reporte campo de Schlumberger (2024)

Tratamiento químico aplicado: Inhibidor de Incrustaciones

Tipo y uso

- **Producto:** SI-42067
- **Tipo:** Inhibidor de incrustaciones inorgánicas (principalmente carbonatos y sulfatos)
- **Uso recomendado:** Prevención de incrustaciones en sistemas de producción de petróleo.
- **Proveedor:** Schlumberger Production Technologies

La dosificación de químico inhibidor de escala y de corrosión luego de aplicar el rediseño de completación por medio de los informes y análisis fisicoquímicos del Departamento de Tratamiento Químico Shushufindi, se diseñó de la siguiente manera:

Inyección por Capilares:

- Capilar 1: inyección de inhibidor de corrosión (IC) hasta el sensor, dosificación: 20 ppm.
- Capilar 2: inyección de inhibidor de incrustaciones (IS) hasta cabeza multipunto, dosificación: 80 ppm.

En la Tabla 13, se presenta el informe técnico-químico del Departamento de Tratamiento Químico Shushufindi, donde se recomienda la dosificación de cada producto químico para atender la especificidad del problema encontrado en el pozo.

Tabla 13. Análisis químico de calidad de agua de formación y tendencia incrustante

INFORME TÉCNICO QUÍMICO			
BSW	72 %		
SALINIDAD	17000 ppm		
QUIMICA EN POZO			
QUIMICOS INYECTADOS	CONCENTRACION (ppm)	PUNTO DE INYECCION	DOSIS (gpd)
Inhibidor de Incrustación	64	Capilar	3
Anticorrosivo	40	Capilar	2
Demulsificante	155	LF	5.5
TENDENCIA			
Tendencia incrustante fondo			LEVE
Tendencia incrustante cabeza			LEVE
Corrosividad cabeza			Baja
Corrosividad de fondo			Baja a media
ANALISIS DE SOLIDOS			
	ppm		PTB
Sólidos totales	83		29.1
Arena	N/D		N/D

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico B57 SSFD (2025)

3.4. Evaluación del potencial del pozo mediante pruebas de producción

El potencial del pozo por medio de pruebas de producción con unidad Vx (unidad móvil de evaluación), antes y después de la intervención se presenta en el Anexo 1.

En la Tabla 14, se puede encontrar los resultados de la evaluación de las formaciones bajo producción, posterior al trabajo de Reacondicionamiento WO#14 realizado.

Tabla 14. *Potencial del pozo SHSI-119 antes y después del Reacondicionamiento #14*

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	PIP	Hz
22-May-24	TI+US	1243	348	895	72	268	57
24-Jun-24	TI+US	1248	349	899	72	264	57
29-Jun-24	TI+US	1256	352	904	72	261	57
18-Jul-24	TI+US	1250	350	900	72	263	57
28-Aug-24	TI+US	1248	349	899	72	235	57
1-Sep-24	TI+US	1092	306	786	72	237	57
16-Sep-24	TI+US	616	172	444	72	227	57
17-Sep-24	TI+US	308	86	222	72	227	57
13-Oct-24	Inicio WO#14: PULLING BES POR POSIBLE COMUNICACIÓN TBG-CSG, LIMPIEZA DE PUNZADOS CON CTU						
28-Oct-24	Finaliza WO#14: Baja equipo BES D2000HS - SERIE 400 / 38 ETAPAS / 138 HP						
1-Nov-24	TI+US	1200	444	756	63	575	152
2-Nov-24	TI+US	1320	449	871	66	501	155
3-Nov-24	TI+US	1368	451	917	67	473	157
26-Dec-24	TI+US	1356	447	909	67	473	157
28-Dec-24	TI+US	1337	441	896	67	473	157
30-Jan-25	TI+US	1338	442	896	67	449	157
22-Feb-25	TI+US	1330	439	891	67	460	157
7-Apr-25	TI+US	1321	436	885	67	460	157
20-Apr-25	TI+US	1316	434	882	67	470	157
28-Apr-25	TI+US	1320	436	884	67	473	157
10-May-25	TI+US	1369	452	918	67	474	157
24-May-25	TI+US	1368	451	917	67	498	157
6-Jun-25	TI+US	1362	449	913	67	492	157

Fuente: EP Petroecuador (2025)

Al 17 de septiembre de 2024, la producción del pozo SHSI-119 estuvo en 308 BFPD, con 86 BPPD y 222 BAPD, y una PIP de 227 psi con 57 Hz de frecuencia en el equipo BES. En cambio, al 1 de noviembre de ese mismo año, luego de finalizar la intervención del pozo con el WO #14 se tuvieron 1200 BFPD, con 444 BPPD y 756 BAPD, y una PIP de 575 psi con 152 Hz de frecuencia en el equipo BES. Transcurrido el tiempo, a fecha de 6 de junio de 2025, los parámetros se encuentran en 1362 BFPD, con 449 BPPD y 913 BAPD, y una PIP de 492 psi 157 Hz de frecuencia. Con estos datos, se demuestra que el tratamiento aplicado ha sido el adecuado para recuperar e incrementar la producción del pozo SHSI-119 y superados los problemas inicialmente detectados.

3.4.1 Análisis Económico del Proyecto

El análisis económico que presentamos a continuación, se basa principalmente en la inversión realizada durante el Reacondicionamiento#14 y el tiempo necesario para recuperar la misma, no se considera la declinación de producción anual, debido a que el aporte del pozo se ha mantenido estable desde Noviembre de 2024 hasta Junio de 2025 con un promedio de 444 BPPD como podemos observar en la Tabla 14

Tabla 15. Costos herramientas y servicios del Reacondicionamiento #14 SHSI-119

COMPANÍA	SERVICIO / MATERIALES	COSTO
CSSFD – RIG SINOPEC-903	MOVILIZACIÓN RIG ENTRE POZOS	\$11.900,00
CSSFD – RIG SINOPEC-903	OPERACIÓN TORRE	\$141.636,00
CSSFD SLB	FLUIDO DE CONTROL	\$57.586,92
EP PETROECUADOR	DIESEL RIG	\$10.152,60
CSSFD - SLB	TUBERÍA 3 ½” TSHB Y 2 7/8” TSHB	\$315.013,57
EP PETROECUADOR	HERRAMIENTAS PEC	\$913,90
DYGOIL	SLICK LINE	\$455,00
SERTECPET	LLAVE HIDRÁULICA	\$24.901,80
SERTECPET	ASENTAMIENTO DE PACKER	\$6.588,00
SERTECPET	BHA MOLEDORA / BHA DE LIMPIEZA	\$14.430,24
MISSION PETROLEUM	REPARACIÓN CABEZAL	\$17.040,70
CSSFD - SLB	LIMPIEZA DE PUNZADOS CON CTU	\$109.893,11
CSSFD-SNP	RENTA DRILL PIPE	\$3.456,00
	COSTO TOTAL	\$713.967,84

Fuente: EP Petroecuador (2025)

La inversión preproducción del proyecto ascendió a \$713.967,84, el precio promedio del barril de petróleo de Enero a Julio año 2025 es \$61,04 (fuente, www.eppetroecuador.ec), multiplicamos por la producción promedio del pozo, obtenemos un ingreso diario por la venta de crudo de \$27.101,76.

El costo de producción por barril promedio de Enero a Junio del 2025 en Petroecuador fue \$27,35 por barril, es decir que el costo diario de producción del pozo SHSI-119 es \$12.143,4, restamos este valor del ingreso diario por la venta de crudo, obtenemos \$14.958,36 de ingresos netos diarios, es decir que en 48 días se recuperó la inversión realizada en la intervención del pozo SHSI-119.

CONCLUSIONES

Una vez terminado el trabajo de investigación y con los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

1. El rediseño de la completación y el tratamiento aplicado en el pozo SHSI-119 permitieron una recuperación efectiva de su productividad. Los resultados operacionales posteriores al WO#14, evidencian una mejora significativa en el caudal de producción y la estabilidad de los parámetros del sistema BES, lo que valida la intervención ejecutada.
2. Antes del trabajo de reacondicionamiento, al 17 de septiembre de 2024, el pozo presentaba condiciones críticas, con una producción total de apenas 308 BFPD (86 BPPD y 222 BAPD), una presión de succión de la bomba (PIP) de 227 psi y una frecuencia de operación del equipo BES de 57 Hz. Estos indicadores reflejaban una severa afectación por incrustaciones y bajo rendimiento del sistema de levantamiento artificial.
3. Luego de la última intervención del pozo en el W.O. #14, al 1 de noviembre de 2024, la producción se elevó a 1200 BFPD (444 BPPD y 756 BAPD), la PIP subió a 575 psi y la frecuencia del BES aumentó a 152 Hz, mostrando una reactivación efectiva del sistema productivo y mayor eficiencia de bombeo.
4. Al 6 de junio de 2025, el pozo alcanzó una producción total de 1362 BFPD, con 449 BPPD, confirmando la sostenibilidad de la intervención en el mediano plazo. La frecuencia del BES estabilizada en 157 Hz y una PIP de 492 psi evidencian condiciones operativas estables y sin signos de daño recurrente.
5. El análisis fisicoquímico de los sólidos y del agua de formación, junto con los resultados del modelo de daño por incrustaciones, confirmaron que el principal mecanismo de afectación es la precipitación de carbonatos, en especial CaCO_3 , debido a condiciones de sobresaturación y deficiente distribución del inhibidor de incrustaciones debido a la ubicación del punto de inyección, muy alejado de la formación productora, con lo cual se tiene una longitud considerable del pozo que no está protegida por la química antiescala, ni anticorrosiva y con ello la formación y acumulación de incrustaciones en la zona desprotegida de la química.

6. El reposicionamiento del punto de inyección química y el uso del inhibidor SI-42067 (basado en ácidos aminofosfónicos) fueron determinantes para la efectividad del tratamiento, al permitir una cobertura más directa sobre la zona productiva crítica y evitar la formación de nuevas incrustaciones.
7. Se demuestra que la integración de criterios químicos, operacionales y de diseño de completación puede prolongar la vida útil del pozo, optimizar su aporte y reducir la frecuencia de fallas mecánicas o químicas asociadas a la producción en campos maduros como Shushufindi
8. Por tanto, estas evidencias respaldan la pertinencia del estudio centrado en el rediseño de completación como estrategia para prevenir incrustaciones inorgánicas, promoviendo la mejora de la vida útil del equipo BES y de esta manera reducir las intervenciones correctivas.
9. La inversión preproducción del proyecto ascendió a \$713.967,84, la misma que se recuperó en 48 días de producción considerando el precio promedio del barril de petróleo de \$61,04 y costo de producción diario \$27,35 demostrando la alta rentabilidad de la intervención del pozo SHSI-119 con la cuál, la producción incrementó de 86 BPPD A 444 BPPD.

RECOMENDACIONES

A continuación, se presentan las siguientes recomendaciones para próximas investigaciones sobre este mismo tópico:

1. Mantener el sistema de inyección química dual, con líneas independientes para inhibidor de incrustaciones (IS) e inhibidor de corrosión (IC), asegurando una correcta distribución del producto en las zonas de mayor exposición al daño por incrustaciones y mecánico de los componentes de la completación de fondo.
2. Monitorear periódicamente la concentración iónica del agua de formación (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^-), así como pH y TDS, utilizando métodos normados (ASTM/APHA), para ajustar oportunamente la dosificación del inhibidor de incrustaciones SI-42067 o productos equivalentes.
3. Optimizar el punto de inyección del inhibidor de incrustaciones, manteniéndolo lo más cercano posible al área de contacto con zonas productoras críticas (zona Ti y US), para maximizar la eficiencia del tratamiento preventivo.
4. Luego de la intervención de un pozo continuar con el monitoreo de indicadores operativos, como frecuencia del equipo BES, presión de succión (PIP), presión de descarga (PD), Corriente de motor BES (AMP), producción total y porcentaje de agua, con al menos una frecuencia semanal para detectar posibles desviaciones de la operación normal de un pozo.
5. Revisar periódicamente los componentes de superficie para la inyección de química como son: bombas de inyección, líneas capilares y acoples, bulk tanks, válvulas de retención y cabezales de inyección de químicos, para detectar fugas o pérdida de eficiencia en la entrega del producto químico.
6. Aplicar análisis de sólidos recolectados en cada intervención futura, para verificar la eficacia del inhibidor y detectar a tiempo cambios en la composición mineral, especialmente si aparecen sulfuros, sílice o nuevos contaminantes.
7. Replicar el modelo de rediseño aplicado en el pozo SHSI-119 en otros pozos con comportamiento similar dentro del campo Shushufindi, especialmente aquellos con historial de acumulación de incrustaciones, alta carga de agua y fallas mecánicas asociadas al equipo BES.
8. Evaluar la incorporación de sensores adicionales o sistemas inteligentes de monitoreo de incrustaciones, como parte de un enfoque predictivo de

mantenimiento, reduciendo la dependencia de intervenciones correctivas y extendiendo la vida útil de los pozos.

REFERENCIAS

- Abdalsamed, I. A., Amar, I. A., Sharif, A. A., Ghanem, M. A., Farouj, A. A., & Kawan, J. A. (2022). Scale Corrosion of Metallic Materials in Water Systems-A Review. In *Journal of Chemical Reviews* (Vol. 4, Issue 1, pp. 67–80). Sami Publishing Company.
<https://doi.org/10.22034/jcr.2022.326770.1141>
- Abdelaal, A. S. A. (2019). *SCALING AND WATER PROBLEMS IN OIL AND GAS FIELDS AND REMEDIAL ACTIONS* [Thesis of Master of Science in Petroleum and Gas Engineering, Near East University]. <https://docs.neu.edu.tr/library/6812295388.pdf>
- Ahmed, S., Sultan, M. W., Alam, M., Hussain, A., Qureshi, F., & Khurshid, S. (2021a). Evaluation of corrosive behaviour and scaling potential of shallow water aquifer using corrosion indices and geospatial approaches in regions of the Yamuna river basin. *Journal of King Saud University - Science*, 33(1), 101237.
<https://doi.org/10.1016/J.JKSUS.2020.101237>
- Ahmed, S., Sultan, M. W., Alam, M., Hussain, A., Qureshi, F., & Khurshid, S. (2021b). Evaluation of corrosive behaviour and scaling potential of shallow water aquifer using corrosion indices and geospatial approaches in regions of the Yamuna river basin. *Journal of King Saud University - Science*, 33(1), 101237.
<https://doi.org/10.1016/J.JKSUS.2020.101237>
- Al-Shargabi, M., Davoodi, S., Wood, D. A., Ali, M., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2023). A critical review of self-diverting acid treatments applied to carbonate oil and gas reservoirs. *Petroleum Science*, 20(2), 922–950.
<https://doi.org/10.1016/J.PETSCI.2022.10.005>
- Baloitcha, G. M. P., Mayabi, A. O., & Home, P. G. (2022). Evaluation of water quality and potential scaling of corrosion in the water supply using water quality and stability indices: A case study of Juja water distribution network, Kenya. *Heliyon*, 8(3), e09141.
<https://doi.org/10.1016/J.HELIYON.2022.E09141>
- Centeno-Bordones, G., Labrador, H., & Lara Moreno, G. (2021). Aguas agrias en el procesamiento de crudos pesados: caracterización fisicoquímica y prognosis de su

impacto ambiental. *NOVASINERGIA REVISTA DIGITAL DE CIENCIA, INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA*, 4(1), 115–135. <https://doi.org/10.37135/ns.01.07.07>

Chen, W., Zhang, Y., Yan, Y., Qin, S., Ma, J., You, J., & Zheng, W. (2025). Preparation and scale inhibition mechanism of phosphorus-free carboxy-rich polymer scale inhibitors. *Journal of Molecular Structure*, 1339, 142408.

<https://doi.org/10.1016/J.MOLSTRUC.2025.142408>

Civan, F. (2007). DETERMINATION OF FORMATION DAMAGE AND PSEUDO-DAMAGE FROM WELL PERFORMANCE-IDENTIFICATION, CHARACTERIZATION AND EVALUATION. *Reservoir Formation Damage*, 889–936. <https://doi.org/10.1016/B978-075067738-7/50024-5>

Elrahmani, A., Al-Raoush, R. I., & Seers, T. D. (2023). Clogging and permeability reduction dynamics in porous media: A numerical simulation study. *Powder Technology*, 427, 118736. <https://doi.org/10.1016/J.POWTEC.2023.118736>

Flórez-Ortiz, H., García-Rueda, W., Juzga-León, G., & Corzo-Alvarez, F. (2025). CIC-SCALES: HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA PREDICCIÓN DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES CIC-SCALES: COMPUTATIONAL TOOL FOR THE PREDICTION OF SCALE FORMATION. *Journal of Energy, Engineering, Optimization and Sustainability*, 9(1), 1–16. <https://doi.org/10.19136/Jeeos.a9n1.6373>

Gustavsen, O., Selle, O., Fadnes, F., Svela, P., Gudding, E., & Stene, K. (2010). *Inflow-Control-Device Completion in a Scaling Environment: Findings and Experiences Obtained During Production Logging in the Heidrun Field*.

<https://doi.org/10.2118/134994-MS>

Hernández Pinto, V., Rodríguez Muchati, M., & Castillo Campos, L. (2020). Nueva metodología para la evaluación de productos inhibidores de incrustación basada en modelos existentes. *TecnoLógicas*, 23(49), 161–184.

<https://doi.org/10.22430/22565337.1648>

Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (M. Toledo-Castellanos & M. I. Rocha-Martínez, Eds.; 6th ed.). Mc Graw Hill.

- Hernández-Suárez, M., & León, F. A. (2021). Indirect calculation of langelier saturation index and sodium adsorption ratio for remineralised waters from data on electrical conductivity and ph prior to and following remineralisation. *Desalination and Water Treatment*, 230, 33–37. <https://doi.org/10.5004/dwt.2021.27464>
- Hussein, A. (2023a). Mineral Scales in Oil and Gas Fields. *Essentials of Flow Assurance Solids in Oil and Gas Operations*, 199–296. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99118-6.00004-6>
- Hussein, A. (2023b). Principles of Flow Assurance Solids Formation Mechanisms. *Essentials of Flow Assurance Solids in Oil and Gas Operations*, 143–197. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99118-6.00017-4>
- Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., Sultan, A. S., & Saad, M. A. S. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 127–139. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2018.07.037>
- Karaly, A. H., Kelland, M. A., & Mady, M. F. (2024). Phosphonated Polyetheramine-Coated Superparamagnetic Iron Oxide Nanoparticles: Study on the Harsh Scale Inhibition Performance of Calcium Carbonate and Barium Sulfate. *ACS Omega*. <https://doi.org/10.1021/ACSOMEGA.4C07018>
- Knap-Bałdyga, A. (2022). Analiza metod wyznaczania wskaźników stabilności wody. *GAZ, WODA I TECHNIKA SANITARNA*, 1(3), 21–27. <https://doi.org/10.15199/17.2022.3.4>
- Kumar, S., Naiya, T. K., & Kumar, T. (2018). Developments in oilfield scale handling towards green technology-A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 428–444. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.068>
- Kuznietsov, P. (2024). Evaluation of the scaling and corrosive potential of the cooling water supply system of a nuclear power plant based on the physicochemical control dataset. *Data in Brief*, 54, 110347. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.dib.2024.110347>
- MacAdam, J., & Jarvis, P. (2015). Water-Formed Scales and Deposits: Types, Characteristics, and Relevant Industries. *Mineral Scales and Deposits: Scientific and Technological Approaches*, 3–23. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63228-9.00001-2>
- Mady, M. F., Abdelaal, A. T., Kelland, M. A., Liakaki-Stavropoulou, S., & Demadis, K. D. (2023). Flexible, Linear, and Systematically Expanded Tetrakisphosphate

- Bolaamphiphiles and Their Inhibition Performance against Calcite and Barite Scale Formation. *Energy and Fuels*, 37(13), 9176–9184.
<https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.3C01428>
- Mady, M. F., Haukereid, E., Abdel-Azeim, S., Hussein, I. A., & Kelland, M. A. (2022). A sustainable approach to synthesize phosphonated chitosan using ball milling and its application for oilfield scale management. *Green Chemistry*, 24(18), 7171–7183.
<https://doi.org/10.1039/D2GC02102A>
- Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. (2022). *EP Petroecuador incorporó a la producción 3 362 barriles diarios de petróleo del pozo Shushufindi 231*. EP PETROECUADOR.
- Mortezazadeh, F., & Gholami-Borujeni, F. (2024). Evaluating the Effects of Polyphosphate Cartridge at Point-of-Entry on Scaling and Corrosion Indices of Household Water. *Avicenna Journal of Environmental Health Engineering*, 11(1), 19–26.
<https://doi.org/10.34172/ajehe.5374>
- Mpelwa, M., & Tang, S. F. (2019). State of the art of synthetic threshold scale inhibitors for mineral scaling in the petroleum industry: a review. In *Petroleum Science* (Vol. 16, Issue 4, pp. 830–849). China University of Petroleum Beijing.
<https://doi.org/10.1007/s12182-019-0299-5>
- Olajire, A. A. (2015). A review of oilfield scale management technology for oil and gas production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 723–737.
<https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2015.09.011>
- Patel, J., & Nagar, A. (2022). Oil Field Scale in Petroleum Industry. *International Journal of Innovative Research in Engineering & Management*.
<https://doi.org/10.55524/ijirem.2022.9.2.42>
- Pei, G., Wang, C., & Liu, L. (2014). Experimental Study on the Cause of Inorganic Scale Formation in the Water Injection Pipeline of Tarim Oilfield. *Journal of Chemistry*, 2014, 1–4. <https://doi.org/10.1155/2014/619834>
- Quirumbay Pozo, C. D., & Tomalá Suárez, D. E. (2023). *Evaluación del factor de recobro en la fase de desplazamiento y almacenamiento de CO2 en un yacimiento del Campo Shushufindi-Bloque 57* [Tesis de ingenieros en petróleo, Universidad Estatal Península

- de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/10094/1/UPSE-TIP-2023-0013.pdf>
- Raji, A., Ogolo, O., & Anochie, V. (2020, August 11). Effect of Skin Factor on a Pressure Maintenance Project. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/203743-MS>
- Rice, E. W., Baird, R. B., & Eaton, A. D. (2017). *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (23rd ed.). American Public Health Association, American Water Works Association, Water Environment Federation.
- Royani, A., Nuraini, L., Priyotomo, G., & Prifiharni, S. (2018). Corrosion Rate of Various Carbon Steels in Raw Water for Water Cooling System at Ammonia Plant. *Article in International Journal of Engineering Trends and Technology*, 59. <https://doi.org/10.14445/22315381/IJETT-V59P209>
- Saychenko, L., Tananykhin, D., & Ashena, R. (2021). Prevention of scale in the downhole equipment and productive reservoir during the oil well operation. *Journal of Applied Engineering Science*, 19(2), 363–368. <https://doi.org/10.5937/jaes0-29696>
- Villegas-Mendoza, I., Piña-Soberanis, M., Alvillo-Rivera, A., & Silva-Luna, C. (2020). Remineralización de agua osmotizada mediante un contactor de calcita de flujo continuo ascendente. *Tecnología y Ciencias del Agua*, 11(3), 277–308. <https://doi.org/10.24850/j-tyca-2020>
- Wang, Q., & Chen, T. (2022). Oilfield iron sulfide scale formation and mitigation. *Water-Formed Deposits: Fundamentals and Mitigation Strategies*, 307–323. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822896-8.00028-5>
- Zhang, P., Kan, A. T., & Tomson, M. B. (2015). Oil Field Mineral Scale Control. *Mineral Scales and Deposits: Scientific and Technological Approaches*, 603–617. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63228-9.00024-3>
- Zhao, L., Wang, F., Zhang, X., Han, Y., Wang, Y., Yang, Z., Cao, Z., Wu, Y., & Xu, Y. (2024). Syntheses, properties and mechanistic studies of 8-aminooctanoic acid-modified polyaspartic acid polymers for calcium scale inhibition. *Arabian Journal of Chemistry*, 17(4), 105717. <https://doi.org/10.1016/J.ARABJC.2024.105717>

ANEXOS

Anexo 1: Historial de Producción Pozo SHSI-119

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SHSI - 119

PRUEBAS INICIALES

FECHA	ZONA	BPPD	BSW	METODO
17-abr-09	"Ti"	1606	3	PPH

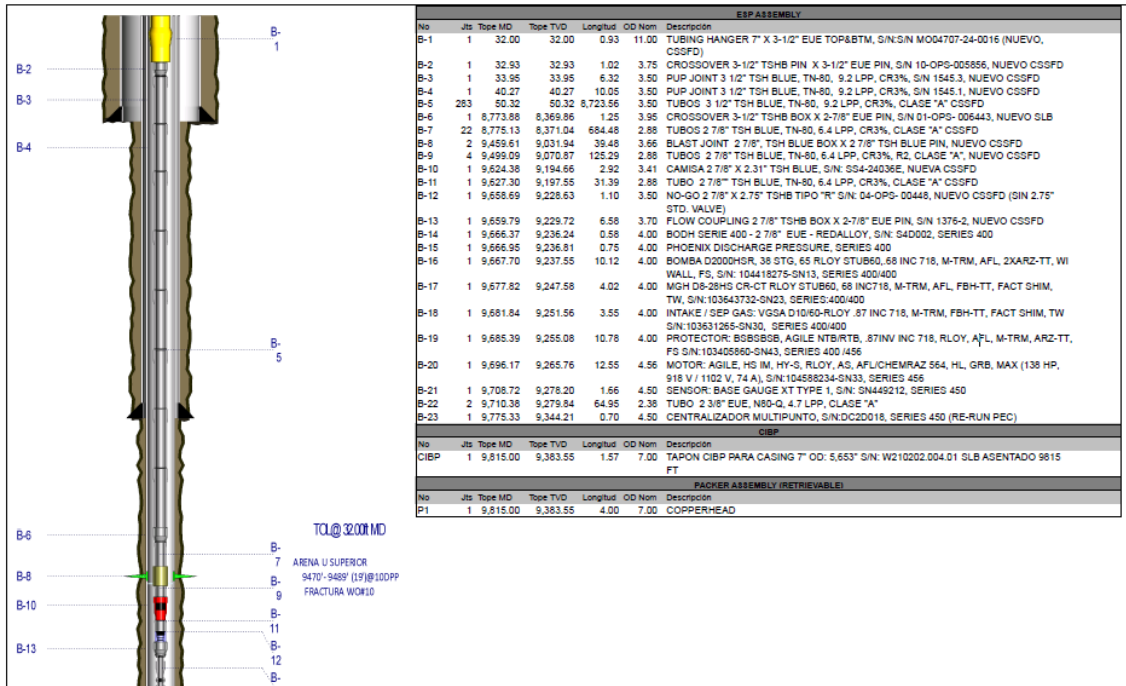
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	PWF P Inyección	Hz BIPD	OBSERVACIONES
24-Mar-22	Inicio WO#12: PULLING BES BAJO APORTE							
28-Apr-22	Finaliza WO#12: Baja equipo BES DN3550(89+89+89 ETAPAS). Motor: 240HP-1993V-78.6A SERIE 456							
28-Apr-22	TI+US	1445	375,7	1069,3	74	523	56	
29-Apr-22	TI+US	1198	551,08	646,92	54	510	56	
2-May-22	TI+US	1198	503,16	694,84	58	516	56	
6-May-22	TI+US	1192	476,8	715,2	60	538	56	
9-May-22	TI+US	1192	452,96	739,04	62	511	56	
11-May-22	TI+US	1192	452,96	739,04	62	510	56	
12-May-22	TI+US	1192	357,6	834,4	70	511	56	
17-May-22	TI+US	1192	298	894	75	524	56	
20-Jun-22	TI+US	1196	299	897	75	609	56	
15-Jul-22	TI+US	1189	297,26	891,75	75	609	56	
12-Aug-22	TI+US	1175	293,76	881,26	75	570	56	
14-Aug-22	TI+US	1175	352,5	822,5	70	570	56	
17-Sep-22	TI+US	1174	352,2	821,8	70	570	56	
4-Nov-22	TI+US	1165	349,5	815,5	70	565	56	
24-Nov-22	TI+US	1150	345	805	70	522	56	
25-Nov-22	TI+US	1150	345	805	70	522	56	
12-Dec-22	TI+US	1147	344,1	802,9	70	502	56	
31-Dec-22	TI+US	1148	344,4	803,6	70	512	56	
9-Jan-23	TI+US	1214	364,2	849,8	70	504	57	
19-Jan-23	TI+US	1207	362,1	844,9	70	503	57	
30-Jan-23	TI+US	1210	363	847	70	490	57	
31-Jan-23	TI+US	1264	379,2	884,8	70	419	58	
5-Feb-23	TI+US	1320	396	924	70	416	58	
23-Feb-23	TI+US	1388	416,4	971,6	70	409	59	
1-Mar-23	TI+US	1388	416,4	971,6	70	409	59	
9-Mar-23	TI+US	1467	440,1	1026,9	70	274	60	
25-Mar-23	TI+US	1460	438	1022	70	280	60	
21-Apr-23	TI+US	1465	439,5	1025,5	70	277	60	
5-May-23	TI+US	1453	435,9	1017,1	70	277	60	

21-May-23	TI+US	1446	433,8	1012,2	70	291	60	
6-Jun-23	TI+US	1372	411,6	960,4	70	328	60	
30-Jun-23	TI+US	1372	411,6	960,4	70	328	60	
10-Jul-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	329	60	
17-Jul-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	329	60	
28-Jul-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	329	60	
19-Aug-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	329	60	
20-Aug-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	329	60	
9-Sep-23	TI+US	1369,6	410,88	958,72	70	302	60	
24-Sep-23	TI+US	1363	408,9	954,1	70	302	60	
5-Oct-23	TI+US	1370	411	959	70	306	60	
23-Oct-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	306	60	
10-Nov-23	TI+US	1365	409,5	955,5	70	312	60	
27-Nov-23	Con unidad de slickline se baja calibrador de 2.79" hasta 8608 ft (profundidad del no-go). Se baja bloque impresor de 1.75" hasta 8646 ft herramienta sale a superficie con marca de la descarga. Se baja sand bailer de 1.5" hasta 8646 ft, se toma muestra, sale sin sólidos. Con running tool de 3" se asienta std valve de 2.75" hasta 8606 ft. Con camión bomba de Cia Petrotech se realiza bacheo vpia anular de 25 galones de surfactante ácido + 25 galones de surfactante no ionico + 1000 galones de Jp1 a un caudal de 2BPM con 100 psi. Se arranca equipo y dura encendido 3 horas, equipo Presenta evento de apagado por alarma DC Over Currente. Se da arranque al equipo al llegar a 40 hz se observa un pico de corriente de 120 amp, la placa del motor es de 78.6 amp. Equipo BES queda apagado por posible atascamiento y en espera de tratamiento químico a fondo.							
28-Nov-23	Con unidad de slickline se baja sand bailer de 1.5 hasta 8645 ft, se toma muestra sin presencia de sólidos. Se baja Pulling tool y se recuperar std valve de 2.75" @ 8608 ft. Se arranca equipo @ 50 hz y se apaga por sobrecorriente hasta 125 amp. Se medi backspin en la caja de venteo si tiene backspin. Se vuela arrancar equipo hasta 48.2 hz y se apaga nuevamente por sobre corriente (DC Overcurrent). MNT eléctrico realiza prueba de cortocircuito de los equipos de superficie obteniendo 510 amp de 727 de placa de VSD.							
29-Nov-23	Se realiza tratamiento químico por directa con camión bomba: 10 Bls de HCL al 10%, 13 Bls al 2.4% de KCL + 10% de U066+13 bls de solvente + 39 bls de agua dulce. Luego de trabajos realizado se arranca equipo BESS hasta 55 hz y se observa variación de corriente presentando un pico de +/- 126 amp, se apaga por alarma Overcurrente por dos ocasiones. SE baja standing valve sin novedad, se arranca equipo y se vuelve apagar por la misma alarma. Con la finalidad de descartar daño de VSD personal eléctrico realiza cambio de VSD de 600 KVA a 815 KVA.							
30-Nov-23	Se arranca equipo BES llevandolo a la frecuencia de operaciúon de 60 hz con un amperaje de 48 amp y con aporte en superficie con 250 psi en cabeza, en 1 hora vuelve a presentar variación de amperaje de 44 @ 49.5 ampo, se baja frecuencia @ 58 hz y se oberva picos de corriente y se apaga por la misma alarma DC Overcurrente. Se vuelve arranca pozo a menor frecuencia 53 hz presentando variaciones de amperaje y en 10 minutos presento un pico de corriente hasta 174 amp apagando el equipo por la misma alarma. Se arranca equipo por dos ocasiones más, pero se vuelve apagar por la misma alarma. Se mide integridad eléctrica del equipo FF:7.5 ohm balanceado, FT:75 Mohm. Equipo BES queda apagado por sobrecorriente en fondo, por posible atascamiento o daño mecánico. Pozo EWO.							
1-Dec-23	Inicio WO#13: PULLING BES							
14-Dec-23	Finaliza WO#13: Baja equipo BES DN-1750S - 400 / 351 STG / 240 HP							
14-Dec-23	TI+US	1200	192	1008	84	438	57	
16-Dec-23	TI+US	1318	237	1081	82	334	57	
17-Dec-23	TI+US	1318	290	1028	78	318	57	
18-Dec-23	TI+US	1280	320	960	75	324	57	
19-Dec-23	TI+US	1258	365	893	71	324	57	
28-Dec-23	TI+US	1258	377	881	70	324	57	
10-Jan-24	TI+US	1252	376	876	70	312	57	
31-Jan-24	TI+US	1250	375	875	70	263	57	
5-Feb-24	TI+US	1252	351	901	72	312	57	
26-Feb-24	TI+US	1243	348	895	72	268	57	

18-Mar-24	TI+US	1243	348	895	72	286	57	
5-Apr-24	TI+US	1248	349	899	72	275	57	
26-Apr-24	TI+US	1254	351	903	72	264	57	
10-May-24	TI+US	1254	351	903	72	268	57	
22-May-24	TI+US	1243	348	895	72	268	57	
24-Jun-24	TI+US	1248	349	899	72	264	57	
29-Jun-24	TI+US	1256	352	904	72	261	57	
18-Jul-24	TI+US	1250	350	900	72	263	57	
28-Aug-24	TI+US	1248	349	899	72	235	57	
1-Sep-24	TI+US	1092	306	786	72	237	57	
16-Sep-24	TI+US	616	172	444	72	227	57	
17-Sep-24	TI+US	308	86	222	72	227	57	
10-Oct-24	TI+US	A partir del 15 de agosto de acuerdo a la data descargada se puede evidenciar que se empieza a tener variaciones en el comportamiento de la carga del equipo de +/- 0.4 A, de 54.5 A a 54.1 Para el 20 de agosto la variación de carga es más evidente de +/- 1.2 A, de 52.5 A a 53.7 A, en este punto la se evidencia que es a consecuencia a la variación de la PIP El 12 de septiembre la carga baja de 54 A a 45 A, aunque la frecuencia se mantiene en 57 Hz, y la PIP se mantiene estable en los 231 psi, lo que se podría presumir es que las características del fluido cambiaron, a partir del 14 de septiembre de +/- 9 A con un salto de 45 A a 54 A, y de igual manera corresponde a los cambios en la PIP. Pozo en EWO con bajo aporte por posible comunicación TBG-CSG.						
13-Oct-24	Inicio WO#14: PULLING BES POR COMUNICACIÓN TBG-CSG, LIMPIEZA DE PUNZADOS CON CTU							
28-Oct-24	Finaliza WO#14: Baja equipo BES D2000HS-SERIE 400 / 38 ETAPAS / 138 HP							
1-Nov-24	TI+US	1200	444	756	63	575	152	
2-Nov-24	TI+US	1320	449	871	66	501	155	
3-Nov-24	TI+US	1368	451	917	67	473	157	
26-Dec-24	TI+US	1356	447	909	67	473	157	
28-Dec-24	TI+US	1337	441	896	67	473	157	
30-Jan-25	TI+US	1338	442	896	67	449	157	
22-Feb-25	TI+US	1330	439	891	67	460	157	
7-Apr-25	TI+US	1321	436	885	67	460	157	
20-Apr-25	TI+US	1316	434	882	67	470	157	
28-Apr-25	TI+US	1320	436	884	67	473	157	
10-May-25	TI+US	1369	452	918	67	474	157	
24-May-25	TI+US	1368	451	917	67	498	157	
6-Jun-25	TI+US	1362	449	913	67	492	157	

Fuente: EPP Petroecuador (2025)

Anexo 2: Diagrama Oficial Pozo SHSI-119



Formación	Topo MD (ft)	Topo TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (g/cc)	Cargas	Face	Penetración	Diámetro	Fecha	Estado	Comentarios
ARENA U SUPERIOR	9,470.00	9,042.18	9,459.00	9,060.92	19.00	5.00	POWER JET NOVA 4505	72.00	13.51	4.50	04/24/2022	OPEN	RE-CAÑONEO WO#12
ARENA T INFERIOR	9,791.00	9,359.75	9,792.00	9,360.74	1.00	5.00	POWER JET NOVA 4505	72.00	13.51	4.50	04/23/2022	OPEN	RE-CAÑONEO WO#12
ARENA T INFERIOR	9,787.00	9,355.78	9,791.00	9,359.75	4.00	5.00	POWER JET NOVA 4505	72.00	13.50	4.50	04/23/2022	OPEN	RE-CAÑONEO WO#12
ARENA T INFERIOR	9,792.00	9,360.74	9,795.00	9,363.71	3.00	5.00	POWER JET NOVA 4505	72.00	13.50	4.50	04/23/2022	OPEN	RE-CAÑONEO WO#12
ARENA T INFERIOR	9,797.00	9,365.69	9,803.00	9,371.65	6.00	5.00	POWER JET NOVA 4505	72.00	13.50	4.50	04/23/2022	OPEN	RE-CAÑONEO WO#12
ARENA T INFERIOR	9,808.00	9,376.60	9,812.00	9,380.57	4.00	5.00	POWER JET NOVA 4505	72.00	13.50	4.50	04/23/2022	OPEN	RE-CAÑONEO WO#12
ARENA U SUPERIOR	9,470.00	9,042.18	9,459.00	9,060.92	19.00	5.00	POWER JET OMEGA 4505				07/07/2019	OPEN	DISPARA ARENA U SUPERIOR
ARENA T INFERIOR	9,787.00	9,355.78	9,795.00	9,363.71	8.00	5.00	POWER JET NOVA 4505 HMX				02/07/2016	OPEN	
ARENA T INFERIOR	9,797.00	9,365.69	9,803.00	9,371.65	6.00	5.00	POWER JET NOVA 4505 HMX				02/07/2016	OPEN	
ARENA T INFERIOR	9,808.00	9,376.60	9,810.00	9,378.59	2.00	5.00	POWER JET NOVA 4505 HMX				02/07/2016	OPEN	
ARENA T INFERIOR	9,797.00	9,365.69	9,803.00	9,371.65	6.00	5.00	S/I				03/31/2009	OPEN	
ARENA T INFERIOR	9,808.00	9,376.60	9,812.00	9,380.57	4.00	5.00	S/I				03/31/2009	OPEN	
ARENA T INFERIOR	9,816.00	9,384.54	9,822.00	9,390.49	6.00	5.00	S/I				03/31/2009	OPEN	

DETALLE CASING				COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER					
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Peso	Comentarios	Desarrollado	Nom. OD (in)	Topo MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
CONDUCTOR CASING	40.0	20.000	H-45	94	FLAT COLLAR	7.000	10,049.00	10,051.00	
SURFACE CASING	5,697.0	9.625	C-95	47	CASING FLOAT SHOE	7.000	10,126.00	10,128.00	
PRODUCTION LINER	10,128.0	7.000	C-95	26					

	Pozo: SHSI-119 Tipo de Pozo: Direccional No. Trabajo: 14 Evento: WORKOVER Completación: B E S SIMPLE	Fecha Inicio Operación: 10/13/2024 Fecha Fin: 10/28/2024	Preparado por: EDISON MEDRANO Revisado por: MAURO SARANGO	Aprobado por: LUIS ALABUELA Fecha Aprobación: 10/29/2024	Max Ang. Deev. & Max DLS: 24.73° @6,555.00ft MD & 2.63°/100ft @2,227.00ft MD Taladro en Operación: SINOPEC, SINOPEC-903,	Fecha Fin Perforación: 03/27/2009 Fecha Fin Completación: 04/21/2009 Taladro Perforación: CPEB-50112
--	---	---	--	---	---	---

Anexo 3: Sumario de Operaciones pozo SHSI-119 WO#14

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES	AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO				CORPORACIÓN VECINALES DE PETROLIO										
RESULTADO DE TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO															
DCTH-EE-F014		FECHA DE ENTREGA		2024-11-11											
				Número de oficio de acuso recibo SH											
				MEM-SEEPGN-2024-2162-OF											
				Número de Resolución de aprobación SH											
				PETRO-SSF-2024-0590-O											
1. DATOS GENERALES															
COMPAÑIA		BLOQUE		CAMPO											
EP PETROECUADOR		57		SHUSHUFINDI											
FECHAS DE OPERACION (año - mes - día)		CON TORRE		SIN TORRE											
		<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>											
FECHAS DE OPERACION (año - mes - día)		REACONDICIONAMIENTO Nro.		CONTRATISTA RIG											
2024-10-13		2024-10-28		14											
INICIO		SUSPENSIÓN		REINICIO											
2024-10-13				2024-10-28											
FINALIZACIÓN		REACONDICIONAMIENTO Nro.		CONSORCIO SSFD											
2024-10-28		14		CONSORCIO SSFD											
EQUIPO		SINOPEC-903													
2. OBJETIVO															
PULLING BES POR POSIBLE COMUNICACIÓN TBG-CSG, LIMPIEZA DE PUNZADOS CON CTU															
3. CUMPLIMIENTO DEL OBJETIVO															
EXITOSO SE RECUPERA PRODUCCIÓN															
4. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN															
4.1 ANTES DEL TRABAJO															
PRUEBA Nro.	FECHA (año - mes - día)	YACIMIENTO	P. Cab (psi)	P. Man (psi)	BFPD	BOPD	BWPD	Salinidad (ppm Cl ⁻)	BS&W (%)	* Apl (80 °F)	TIPO DE BOMBA (MODELO - SERIE / ETAPAS / HP)				
1	2024-09-16	US+TI	130	-	618,00	172,48	443,52	16800	72	29,1	DN1750 - SERIE 400 / 117 ETAPAS / 240 HP				
2	2024-09-17	US+TI	143	-	307,94	86,24	221,70	16800	72	29,1	DN1750 - SERIE 400 / 117 ETAPAS / 240 HP				
3	2024-10-10	US+TI	160	-	310,00	86,80	223,20	16800	72	29,1	DN1750 - SERIE 400 / 117 ETAPAS / 240 HP				
4.2 DESPUÉS DEL TRABAJO															
PRUEBA Nro.	FECHA (año - mes - día)	YACIMIENTO	P. Cab (psi)	P. Man (psi)	BFPD	BOPD	BWPD	Salinidad (ppm Cl ⁻)	BS&W (%)	* Apl (80 °F)	TIPO DE BOMBA (MODELO - SERIE / ETAPAS / HP)				
1	2024-11-01	US+TI	150	-	1200,00	444,00	756,00	17000	63	29,1	D2000HS - SERIE 400 / 38 ETAPAS / 138 HP				
2	2024-11-02	US+TI	150	-	1320,00	448,80	871,20	17000	66	29,1	D2000HS - SERIE 400 / 38 ETAPAS / 138 HP				
3	2024-11-03	US+TI	140	-	1368,00	451,44	916,56	17000	67	29,1	D2000HS - SERIE 400 / 38 ETAPAS / 138 HP				
5. BOMBEO ELÉCTRICO															
PRUEBA Nro.	FECHA (año - mes - día)	YACIMIENTO	P. Cab (psi)	P. Man (psi)	P. Sep (psi)	Temp Sep (°F)	BFPD	BOPD	Salinidad (ppm Cl ⁻)	BS&W (%)	* Apl (80 °F)	Gas (Mud)	GOR (scf/stb)	GOR (scf/stb)	Typo Bomba
1	2024-11-01	US+TI	150	-	-	-	1200	444,00	17000	63	29,1	-	-	-	D2000HS - 400/38 STG/138 HP
2	2024-11-02	US+TI	150	-	-	-	1320	448,80	17000	66	29,1	-	-	-	D2000HS - 400/38 STG/138 HP
3	2024-11-03	US+TI	140	-	-	-	1368	451,44	17000	67	29,1	-	-	-	D2000HS - 400/38 STG/138 HP
5.1 PARÁMETROS															
PRUEBA Nro.	FECHA (año - mes - día)	P Intake (psi)	P Descarga (psi)	T Intake (°F)	T Motor (°F)	Frecuencia (Hz)	Amperaje (A)	Voltaje (V)							
1	2024-11-01	473	3962	227	324	152	44	420							
2	2024-11-02	501	3972	227	323	155	45	420							
3	2024-11-03	575	3885	227	323	157	47	437							
5.2 TIEMPO DE EVALUACIÓN															
PRUEBA Nro.	HORAS	OBSERVACIÓN													
1	24	Estabiliza BOW de 75% a 63%													
2	24	Estabiliza producción													
3	24	Estabiliza producción													
7. COSTOS REALES															
COMPANIA	SERVICIO	MATERIAL	GASTO	INVERSION											
CSSFD - SINOPEC-903	MOVILIZACION ENTRE POZOS		\$ 11.900,00												
CSSFD - SINOPEC-903	OPERACION TORRE		\$ 141.636,00												
CSSFD - SLB	FLUIDO DE CONTROL		\$ 57.886,92												
EP PETROECUADOR	DIESEL RIG		\$ 10.721,00												
CSSFD - SLB		Tubing 3-1/2" TSH Blue y 2 7/8" TSH Blue	\$ 315.013,57												
EP PETROECUADOR	HERRAMIENTAS PEC		\$ 913,90												
DYNOIL	SUCK LINE		\$ 455,00												
SERTECPET	LLAVE HIDRAULICA		\$ 24.901,80												
SERTECPET	ASENTAMIENTO DE PACKER		\$ 6.588,00												
SERTECPET	BHA MOLEADORA / BHA DE LIMPIEZA		\$ 14.430,24												
CSSFD - SLB	INSPECCION REPARACION CABEZAL		\$ 17.040,70												
CSSFD - SLB	LIMPIEZA DE PUNZADOS		\$ 109.893,11												
CSSFD-SNP	RENTA DRILL PIPE		\$ 3.840,00												
TOTAL INC. IVA			\$ 714.920,24												
8. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN															
<p>Movilizan Rig SINOPEC-903 desde el pozo AGRA-024 hasta el pozo SHSI-119, 19,7 Km. Levantan la Torre e Inician operaciones en el pozo SHSI-119 WO#14 el 13-October-2024 18:00 hrs.</p> <ol style="list-style-type: none"> Retiran quick conector sobre cabezal. Arman líneas de control de pozo, desgasifican pozo hacia poor boy y mechero P.inicial 98 psi. Toma nivel de fluido por casing @ 6114 ft , tubing @ 6102 ft. Despresuriza pozo quema gas al mechero Preparan 200 bis de fluido de control especial de 8.4 lpg. Controla el pozo por niveles, bombea 40 bis de fluido por CSG y 20 bis por el tubing, toma nivel de fluido con echometer casing 4378 ft, tubing 4300 ft. Monitore pozo estático. OK Retiran cabezal 7-1/16" X 5MIL POR 3-1/8" 5M. Arman subestructura, ranfia, planchada. Instalan BOP 11" x 5000 psi, prueban funcionamiento. Levantan llave hidráulica a la mesa, arman unidad de potencia. Levanta sarta con 110 kibs, retira hanger de 7-1/16" X 3 1/2" EUE con 3-1/2" EUE PIN X 3 -1/2" X-Over. Cortan cable y verifican condición eléctrica F-F: 4.6 ohm; F-T: 214 Mohm. Saca equipo BES DN1750 en tubería de 3 1/2" TSH BLUE 9.2 ppf L-80 CR1, quebrando a los caballetes, tubería sale con sobre torque y corrosión interna, lo que causa colapso de varios tubos. Desarman BHA de producción: - CAMISA DE CIRCULACION DE 3-1/2" TSH BLUE BOX x PIN (CERRADA) - (1 JUNTA) 3-1/2" TSH BLUE 9.20 LB/FT L80 CR-1% - NO-GO 3-1/2" EUE TIPO R" (SIN STD VALVE) - (1 JUNTA) 3-1/2" TSH BLUE 9.20 LB/FT L80 CR-1% - FLOW COUPLING 3-1/2" TSH BLUE BOX x 3-1/2" EUE PIN 															

- 5.- Desarmar equipo BES DN1750
- BODH serie 400 - 3 1/2" EUE - Redalloy
 - PHOENIX DISCHARGE
 - PUMP: DN1750 66CRCT-AFL-INC 718-ARZ-TT-RLOY-FACT SHIM Con giro suave del eje, Sin juego radial, internamente cabeza con restos de material.
 - PUMP: DN1750 66CRCT-AFL-INC 718-ARZ-TT-RLOY-FACT SHIM Con giro suave del eje, Sin juego radial, internamente cabeza sin sólidos
 - PUMP: DN1750 66CRCT-AFL-INC 718-ARZ-TT-RLOY-FACT SHIM Con giro suave del eje, Sin juego radial internamente cabeza sin sólidos
 - AGH: D5-21 66CRCT-AFL-INC 718-ARZ-TT-RLOY-MOD CR-FACT SHIM Con giro suave del eje, Sin juego radial
 - VGSA-D20/60-EXTD HEAD-RLOY-INC 718-ES-TT-FACT SHIM Con giro suave del eje, Sin juego radial
 - PROTECTOR: BPSBL-UT-RLOY-AFL-MAX-INC 718-ARZ-TT-HD-KTB Con giro suave del eje, sin juego radial, housing con capa de material sólido,
 - PROTECTOR: LSBSB-LT-RLOY-AFL-MAX-INC 718-ARZ-TT-HD-KTB Con giro suave del eje, housing con capa de material sólido.
 - MOTOR: RA-S-RLOY-AS-AFL-HL-GRB-MAX Con giro suave del eje, con aceite limpio, housing con capa de material sólido, electricamente Ok
 - SENSOR: XT175 Acoplado al motor. Externamente sin sólidos
 - CENTRALIZADOR MULTIPUNTO
- Nota: Se recuperan 272 protectores, 275 Mid Joint, 53 bandas (quedan dentro del pozo 9 bandas)
- 6.- Slick line baja bloque impresor de 5-1/2" hasta 8775 ft donde localiza apoyo, intenta pasar sin éxito, sacan y se observa marca de bandas. Baja bloque impresor de 4-1/2" hasta 8775 ft, intenta pasar sin éxito, sale marcas de bandas en los costados. Sube llave hidráulica. Arma kelly swivel cuelga a la torre
- 7.- Cia STP Arma y baja BHA#1 molder con 6-1/8" broca plana en 3-1/2" DP subiendo tubo a tubo hasta 8759 ft, donde topan obstrucción con SKlbs. Conecta kelly&swivel toma pesos de la sarta: subiendo 140 klbs, bajando 124 klbs
- 8.- Preparan 600 bls de fluido especial de control y 20 bls de píldora antipérdida. Arman líneas de inyección y bombean por directa 10 bls de píldora antipérdida, desplazan con 65 bls de fluido de control especial. Llenan pozo con 80 bls, observan retorno en superficie, continúan circulando tbg-csg por presencia de gas y crudo, quema gas en el mechero, continúan circulando hasta retornos limpios a 2 bpm y 300 psi, total bombeado 225 bls
- 9.- Baján rotando, limpiando desde 8759 ft hasta 9812 ft (base de arena "Ti", 7" Tapón CIBP a 9815 ft), reversando 2 capacidades del DP cada 38 ft a 4 bpm y 400 psi - 600 psi para recuperar escala en zarandas, total escala recuperada +/- 2500 lbs, pozo toma 3.8 bls/hr
Bombee por directa 30 bls de píldora viscosa a 2 bpm y 0 psi, reversa 3 capacidades para recuperar píldora viscosa en zarandas, continúa circulando hasta retornos limpios. Saca BHA#03 molder con 6 1/8" broca plana en 3 1/2" DP en paradas hasta superficie, broca presenta 60% de desgaste
- 10.- Arma y baja BHA#2 de limpieza para csg 7" con 6-1/8" broca plana de Cia STP en 3-1/2" DP en paradas hasta 9812 ft. Cambia fluido del pozo por fluido especial de control a 3.5 bpm y 800 psi, total bombeado 355 bls con retornos al tanque del Rig. Bombee por directa 20 bls de píldora removedora a 1 bpm con 0 psi, desplaza con 72 bls de fluido de control especial @ 2.5 bpm con 400 psi en bomba, deja píldora removedora espoteada en fondo para actuar en arenas "Usup" y "TinF", total bombeado 92 bls. Saca BHA#02 limpieza en 3 1/2" DP en paradas
- 11.- Técnico PCA toma echometer: nivel en casing @ 1720 ft. Arma y baja BHA#3 de prueba con 7" PKR MECÁNICO HD en tubería 3-1/2" DP en pardas, Técnico Seertcept asienta PKR @ 9677 ft, aplica 25 klbs de peso sobre PKR.
- 12.- Cia SLB arma equipos y unidades de CTU, bajan tubería flexible realizando pull test cada 2000 ft y rompiendo circulación a 0.3 bpm con 2 bbl KCl 2% hasta 9812 ft (Base de arena "TinF"). Realizan prueba de admisión en arena "TinF" con 0.3 bpm y 900 psi (baja admisión), bombee 12 bls de HCL 7.5 - ACETIC 10% y dejan espoteado en fondo para mejorar admisión de arena "TinF", con tratamiento en la punta del CTU y espacio anular cerrado bombee 8 bbl de HCL 7.5 - ACETIC 10% a 1 bpm y wph = 0 psi, seguido de 20 bbl de KCl, admisión de arena "TinF" mejora
- 13.- Cia Slb prepara tratamiento principal, 24 BBL DE HCL 7.5 - ACETIC 10% - L065 para limpieza de punzdos y antiescala con:
- 802 GAL AGUA FRESCA
 - 110 LB L041
 - 5 GAL A261
 - 220 GAL H034
 - 49 GAL U066
 - 110 GAL L400
 - 100 GAL L065
 - 2 GAL F112
- Y 47 BBL de KCl 2% - L065 CON:
- 1850 GAL AGUA FRESCA
 - 330 LB M117
 - 196 GAL L065
 - 4 GAL F112
- Con tratamiento en la punta del CTU y espacio anular cerrado bombee como sigue:
- 24 BBL DE HCL 7.5 A ACETIC 10%-L065 A 1BPM Y WPH = 0 PSI
 - 47 BBL KCL 2%-L065 A 1 BPM Y WPH = 0 PSI
 - 29 BBL KCL 2% A 1 BPM Y WPH = 0 PSI
- NOTA: durante todo el bombeo del tratamiento la presión anular DP-CTU se mantiene en 0 psi
- 14.- Cia slb saca tubería flexible a superficie, desarma equipo y unidades de CTU. Técnico seertcept desasienta 7" PKR MECÁNICO HD @ 9677 ft, saca BHA#03 de prueba quebrando 3 1/2" drill pipe hasta superficie.
- 15.- Técnico de Cia SLB-ALS realizó reunión de seguridad y armó equipo BES como sigue:
- CENTRALIZADOR MULTIPUNTO, S/N: DC2D018, SERIE 450, REUTILIZADO
 - COLA DE INYECCIÓN (2) JTS 2 3/8" EUE NUEVO
 - BASE GAUGE: XT TYPE 1, S/N SN449212, SERIE 450
 - MOTOR: 456, 9, 4091HN, AGILE 1M, HY-S, RLOY, M-TRM, AS, AFL, HL, OIL 6, GRB, MAXJOINT, VOLT 918-1102, AMP 74, HP 115/138, S/N 104588234-SN33, SERIE 456
 - PROTECTOR: BSBSBSB, AGILE, 400/456, NTB/RTB, .87INV INC 718, RLOY, AFL, M-TRM,
 - ARZ-TT, FS, S/N 103405860-SN43, SERIE 400/456
 - VGSA AGILE D10-60, 400/400 RLOY .87 INC 718, M-TRM, FBH-TT, FACT SHIM, TW, S/N 103631265-SN30, SERIE 400/400
 - MGH: AGILE D8-28, CR-CT 400/400 RLOY STUB60, .68 INC718, M-TRM, AFL, FBH-TT, FACT SHIM, TW, S/N 103643732-SN23, SERIE 400/400
 - PUMP D2000HSR CR-CT, 38 STG, 400/400 65 RLOY STUB60, .68 INC 718, M-TRM, AFL, 2XARZ-TT, WI WALL, FS, S/N 104418275-SN13
 - PHOENIX DISCHARGE, SERIE 400
 - BODH serie 400 - 2 7/8" EUE - Redalloy
- NOTAS:
- MAXIMO OD ENTRE CABEZA MOTOR, PROTECTOR Y CABLE MLE = 5- 3/16"
 - OD ENTRE LOS BLAST JOINTS Y PROTECTOR DE CABLE = 5"
 - CAPILAR IZQUIERDO 3/8" DESDE CENTRALIZADOR MULTIPUNTO

- 16.- Técnico CSSFD (SLB- CPS), arma BHA de producción como sigue:
- FLOW COUPLING, 2-7/8IN 6.4PPF TSH-BLUE BOX X 2-7/8IN 6.5PPF EUE PIN, 6FT SN:1376-2 (NUEVO, SLB)
 - NIPPLE, 2-7/8IN 6.4PPF TSH-BLUE BOX X PIN, 2.25IN R SN: 04-OPS- 004481(NUEVO, SLB) CON 2.75" STD VALVE (SN: VPB-0018 PEC)
 - (1) TUBING 2-7/8" TSH BLUE, 6.4#, TN-80, CR3 %, CLASE "A"
 - SLIDING SLEEVE, 2-7/8IN 6.4PPF TSH-BLUE BOX X PIN, 2.31IN L, SN: SS4-24036E (NUEVA, SLB)
 - (4) TUBING 2-7/8" TSH BLUE, 6.4#, TN-80, CR3 %, CLASE "A"
 - (2) BLAST JOINT 2-7/8" TSH BLUE BOX X PIN, 12#, 20FT, SN: 1474-2 / 1474-3 (NUEVOS, SLB).
 - (22) TUBING 2-7/8" TSH BLUE, 6.4#, TN-80, CR3 %, CLASE "A"
 - CROSSOVER, 3-1/2 TSH BLUE-BOX P X 2-7/8 TSH BLUE-PIN SN: 01-OPS- 006443
- NOTAS:
- INSTALA 9 protectores de cable en blast joints KONDA SN: SOK-BJP368-F0423-35 (NUEVOS, SLB)
 - Longitud del BHA y BES 1002.15 ft.
 - Realiza prueba de integridad del bha, presurizando con 2000 psi por 10 minutos ok.
- 17.- Bajando equipo BES D2000HSR en tubing 3-1/2" TSH BLUE, 9.2 ppf, Cr-3%, TN-80, Clase "A" subiendo tubo x tubo hasta 9681.84 ft (Prof. Intake). Instala 2 pup joint bajo el tubing Hanger para espaciar tubería y ubicar los blast joint al frente de la arena "Usup" MEGADA FINAL: FF = 7.0 OHM, FT = 180 MOHM, PIP = 2425 PSI, PD = 2479 PSI, TI = 222 °F, TM 225 °F
- 18.- Retira BOP y subestructura. Arma sección C del cabezal 7 1/16"5M psi x 3 1/8" 5M. Técnico Adrialpetro Instala Quick Connector sobre el cabezal.
- 19.- Técnico Slb -Als arranca BES D2000HSR y realiza prueba de rotación @ 146 Hz con pozo alineado al tanque de lodos del Rig, Giro 1 el de mayor aporte
- 20.- Slickline de Cia. Dygoil baja pulling tool y recupera 2.75" Std. valve desde 3 1/2" NO-GO 3-1/2" TSHB a 9658.69 ft, Ok.
- 21.- Arrancan BES D2000HSR y realizan prueba de producción de arenas "Usup" + "Tinf" con pozo alineado a la estación Shushuffindi Central:
V FF = 2340 / 2355 / 2312. V FT = 1340 / 1357 / 1340, PIP = 755 PSI, PDP = 4029 PSI, TI = 225 F, TM = 316 F, FRE = 143 HZ, AMP = 47 / 42 / 43, THE = 7, BSW = 100%
- 22.- FINALIZAN OPERACIONES EN EL POZO SHSI-119 WO#14 EL 28 DE OCTUBRE DE 2024 A LAS 06:00 HRS