

Pregrado

Carrera:

Tecnología Superior en Petróleos.

Asignatura:

Seminario de Fin de Carrera.

Trabajo de titulación previo a la

Obtención del título:

Tecnólogo en Petróleos.

Tema:

Incrementar la producción en el pozo Mariann 56, bloque 52, mediante una técnica de limpieza controlada con unidad de coiled tubing o un cambio de zona productora en el año 2025.

Autores:

Verónica Aguilar Villena.

Robinson Falla Pugachi.

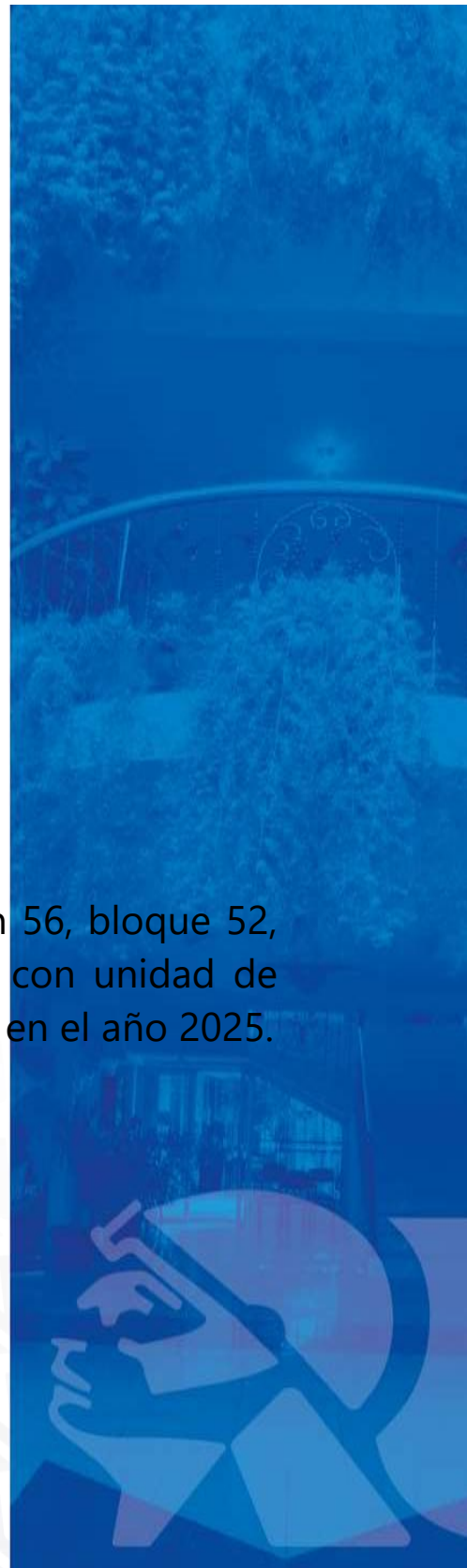
Betsabé Aguilar Freire.

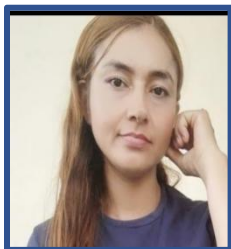
Tutor:

Ing. Luis Alvaréz.

Fecha:

19/03/2025.





Autor: Verónica Aguilar Villena.

Tecnólogo en Petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

veronica.aguilar@ister.edu.ec

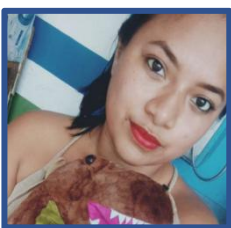


Autor: Robinson Falla Pugachi.

Tecnólogo en Petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

robinson.falla@ister.edu.ec



Autor: Betsabé Aguilar Freire.

Tecnólogo en Petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

iliana.aguilar@ister.edu.ec



Tutor: Ing. Luis Alvaréz.

Tutor de la carrera de Petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

luis.alvarez@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ – ECUADOR

Verónica Aguilar, Robinson Falla, Betsabé Aguilar.

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 19 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, Verónica Cristina Aguilar Villena, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: **INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN 56 BLOQUE 52, MEDIANTE UNA TÉCNICA DE LIMPIEZA CONTROLADA CON UNIDAD DE COILED TUBING O UN CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA EN EL AÑO 2025.** De la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Verónica Cristina Aguilar Villena.

C. I.: 1600590622

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

f i t y t i c www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 19 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, Robinson Antonio Falla Pugachi, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: **INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN 56 BLOQUE 52, MEDIANTE UNA TÉCNICA DE LIMPIEZA CONTROLADA CON UNIDAD DE COILED TUBING O UN CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA EN EL AÑO 2025.** De la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Robinson Falla P.
D. I.: 1500714785

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 19 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

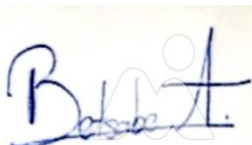
Presente

Por medio de la presente, yo, Betsabé Liliana Aguilar Freire, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: **INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN 56 BLOQUE 52, MEDIANTE UNA TÉCNICA DE LIMPIEZA CONTROLADA CON UNIDAD DE COILED TUBING O UN CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA EN EL AÑO 2025.** De la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Betsabé Aguilar F.

E. I.: 2200433072

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

f i t y t i c www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS.

AUTOR /ES:

VERÓNICA CRISTINA AGUILAR VILLENA, ROBINSON ANTONIO FALLA
PUGACHI, BETSABE LILIANA FREIRE AGUILAR.

TUTOR: ING. LUIS ALVAREZ.

CONTACTO ESTUDIANTE: 0989891289 – 0989852048

CORREO ELECTRÓNICO: Veritoaguilar1993@hotmail.com.

TEMA: INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN 56 BLOQUE 52,
MEDIANTE UNA TÉCNICA DE LIMPIEZA CONTROLADA CON UNIDAD DE
COILED TUBING O UN CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA EN EL AÑO 2025.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

TECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS.

RESUMEN EN ESPAÑOL:

Este proyecto tiene como objetivo analizar estrategias para incrementar la producción en el pozo Mariam 56, utilizando dos técnicas, de limpieza controlada con unidad de coiled Tubing y por medio de un cambio de zona productora.

Analizando los diferentes parámetros investigativos para implementar la mejor alternativa en el pozo. Este proyecto no solo nos ayuda a aplicar nuestros conocimientos adquiridos durante la carrera sino también a desarrollar nuestras habilidades de análisis para obtener buenos resultados en corto plazo y disminuir los costos operacionales.

PALABRAS CLAVE:

Mejoramiento, Rentabilidad, Aumento de la producción, Disminución de costos.

ABSTRACT:

This project aims to analyze strategies to increase production in the Mariam 56 well using two techniques: controlled cleanup with a coiled tubing unit and a production zone change. We analyze the different research parameters to implement the best alternative for the well. This project not only helps us apply the knowledge acquired during our studies but also develops our analytical skills to achieve good results in the short term and reduce operating costs.

PALABRAS CLAVE:

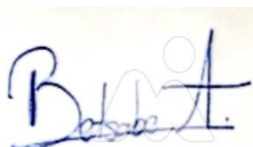
Improvement, Profitability, Increased production, Decreased costs.



Verónica Aguilar.
C.I.: 1600590622



Robinson Falla
C.I.: 1500714785



Betsabé Aguilar
C.I.: 2200433072.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de marzo del 2025.

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Verónica Cristina Aguilar Villena, con C.I.: 1600590622 alumna de la Carrera de PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Verónica Aguilar Villena.
C.I.: 1600590622

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de marzo del 2025.

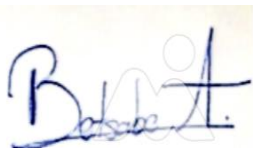
Sres.-

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Yo, Betsabé Liliana Aguilar Freire, con C.I.: 2200433072, alumna de la Carrera de PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Betsabé Aguilar Freire.
C.I.: 2200433072.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de marzo del 2025.

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Robinson Antonio Falla Pugachi, con C.I.: 150071485 alumna de la Carrera de PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Robinson Falla Pugachi.
C.I.: 1500714785

Incrementar la producción en el pozo Mariann 56, bloque 52, mediante una técnica de limpieza controlada con unidad de coiled tubing o un cambio de zona productora en el año 2025.

DEDICATORIA:

Dedico este proyecto a Dios, nuestro creador por la sabiduría que nos ha brindado para poder desarrollar este trabajo, a mi señora madre que es pilar fundamental en mi vida y la fortaleza que me imparte en mi largo camino, a mi hijo mi pequeño compañero y complice, quienes siempre me han acompañado y me han dado apoyo en cada objetivo propuesto.

Verónica Aguilar V.

A Dios, fuente de mi fortaleza y guía en cada paso de este camino, a mi padre, por ser un ejemplo de esfuerzo, dedicación y valentía. A mi madre, por su amor infinito, su ternura y su fortaleza inquebrantable. Tus sacrificios y enseñanzas han sido la base sobre la que he construido mis sueños.

A mi pareja y amigo, por caminar a mi lado en este viaje, por ser mi compañero en los momentos buenos y malos, y por recordarme siempre que soy capaz de lograr todo lo que me proponga.

A mis hermanas, por su amor, su alegría y su apoyo incondicional. Gracias por ser una fuente de inspiración y motivación, por estar siempre presentes con su cariño y por acompañarme en cada paso de este camino. Sus palabras y su confianza en mí han sido un impulso invaluable para alcanzar este logro.

Betsabé Aguilar F.

Dedico este proyecto de Fin de carrera a mis Padres, que han sido una guía en este largo trayecto de mi carrera, por sus consejos y sus palabras motivadoras, A mis hijos que son ese motor que me impulsa a mejorar y a lograr todas mis metas propuestas, Su apoyo incondicional han permitido que llegue a terminar mi carrera con éxito.

Robinsón Falla P.

AGRADECIMIENTO:

Los logros no se consiguen en soledad, sino más bien en conjunto y con trabajo en equipo, con constancia y sacrificio, las palabras motivadoras que siempre nos acompañan en este largo camino.

Hemos llegado a la parte final de este proceso, estamos cosechando el fruto de nuestro esfuerzo, de las malas noches, de las largas horas horas de trabajo, hoy con el corazón profundamente agradecido queremos expresar estas palabras de gratitud a quienes han colaborado en este largo proceso:

A Dios, por la sabiduría que nos ha dado, por la fortaleza que nos ha sostenido y la vida mismo para poder desarrollar nuestras metas.

A nuestra familia, pilar fundamental de nuestras vidas, el centro de motivación, quienes han estado constantemente a nuestro lado, nos han aconsejado y nos han motivado para seguir el camino muchas veces en medio de las dificultades.

A nuestros hijos, que son nuestra mayor motivación, a quienes forjamos el ejemplo de superación y crecimiento, por ellos que son ese motor de la vida, que ha pesar que no ha sido fácil, hemos luchado por ellos.

A nuestros instructores por la paciencia que nos han tenido durante este proceso, sus conocimientos nos han nutrido y nos han llevado a ser buenos profesionales.

A nuestros compañeros y amigos, con quienes hemos compartido durante esta carrera y hemos sido apoyo mutuo a lo largo de este proceso.

¡Muchas gracias por todo!.

Verónica Aguilar.
Robinson Falla.
Betsabé Aguilar.

ÍNDICE

1. CAPÍTULO.....	6
1.1 INTRODUCCIÓN.....	6
1.2 Planteamiento del problema.....	6
1.3 Justificación.....	6
1.4 Alcance.....	11
1.5 Objetivo General y específicos.....	11
1.5.1 Objetivo General.....	11
1.5.2 Objetivos específicos.....	11
2. CAPITULO II.....	12
2. Marco Teorico.....	12
2.1 Geología del campo Mariann 56.....	12
2.2. Propiedades petrofísicas de la formación.....	13
2.2.1. Porosidad.....	13
2.2.2. Permeabilidad	13
2.3. Grafico con barras de la producción del campo.....	14
2.4. Diagrama de completación del pozo Mariann 56.....	14
2.5. Sistemas de limpieza con unidad de coiled tubing o cambio de zona productora mediante estimulación de la zona Upper LU.....	15
2.5.1. Limpieza controlada con unidad de coiled tubing.....	15
2.5.2. Descripción técnica del equipo de coiled tubing.....	15
2.5.3. Componentes superficiales de una unidad de coiled tubing.....	15
2.5.4. Equipos de control de pozo.....	20
2.5.5. Principio de funcionamiento del equipo de coiled tubing.....	21
2.5.6. Aplicaciones del equipo de coiled tubing.....	21
2.5.7. Criterios de análisis para la aplicación de una limpieza con unidad de coiled tubing.....	22
2.5.8. Ventajas y desventajas de la unidad de coiled tubing.....	22
2.6. Cambio de zona productora mediante estimulación de la zona Upper LU y aislamiento de la zona UPPER T SST.....	23
2.6.1. Cambio de zona productora y aislamiento de la zona UPPER T SST.....	23
2.6.2 Descripción técnica de aislamiento y estimulación de zona nueva.....	23
2.6.3. Cementación.....	24
2.6.3.1. Objetivo de la cementación.....	24
2.6.3.2. Tipos de cemento “cemento TIPO G”	24
2.6.3.3. Aditivos químicos utilizados.....	24
2.6.3.4. Tipos de cementación “cementación forzada”	25
2.6.3.5. Herramientas usadas para una operación de cementacion.....	25
2.6.3.6. Análisis para una correcta selección de lechada para cementación.....	26
2.6.3.7 CIBP para aislar zona UPPER T SST.....	26

2.6.3.7.1. Unidad de CIBP.....	26
2.6.3.7.2. Usos del CIBP.....	26
2.6.3.7.3. Procedimiento de instalación del CIBP.....	26
2.6.3.7.4. Ventajas del CIBP.....	27
2.6.4. Estimulación de la zona de producción UPPER LU.....	27
2.6.4.1 Estimulación de nueva zona de producción.....	27
2.6.4.2. Descripción técnica del equipo de workover y BHA de TCP.....	28
2.6.4.3. Componentes superficiales de una unidad de WO.....	28
2.6.4.4 Componentes del BHA de TCP para cañonear nuevos punzados.....	29
2.6.4.5. Principios de funcionamiento.....	30
2.6.4.6. Aplicaciones del equipo de WO con el BHA de TCP.....	30
2.6.4.6. Criterios de análisis para el cambio de zona productora.....	30
2.6.4.7. Ventajas y desventajas del cambio de zona productora.....	31
CAPITULO III.....	32
3. DISEÑO E IMPLMENTACION.....	32
3.1 Introducción.....	32
3.2. Limpieza controlada con unidad de coiled tubing	32
3.2.1. Datos operacionales.....	32
3.2.2. Datos mecánicos del pozo.....	33
3.2.3. Características de la obstruccion.....	33
3.2.4. Parámetros del fluido de limpieza.....	33
3.2.5. Condiciones de seguridad y control del pozo.....	33
3.3. Equipos.....	33
3.4. Personal.....	34
3.5. Procedimiento Operacional.....	34
3.6. Formulas a utilizar.....	34
3.3. Cambio de zona productora.....	36
3.3.1. Datos operacionales.....	36
3.3.2. Datos mecánicos del pozo.....	36
3.3.3. Parámetros de cementación para el aislamiento.....	36
3.4. Datos de la zona UPPER LU.....	36
3.4.1. Datos petrofísicos y de producción de la nueva zona.....	36
3.4.2. Parámetros del punzado con BHA de TCP.....	36
3.5. Equipos.....	36
3.6. Personal que vamos a necesita.....	37
3.7. Procedimiento Operacional	37
3.8. Calculos a utilizar.....	38
CAPITULO IV.....	40
4.1 Análisis de Resultados.....	40

4.2. Evaluación de la producción inicial.....	40
4.3. Resultados de la limpieza controlada con unidad de coiled tubing.....	40
4.3.1 Índice de productividad.....	40
4.3.2. Porosidad.....	40
4.3.3. BSW.....	41
4.3.4 Presión de fondo fluyente.....	41
4.3.5. Daño de formación.....	41
4.4. Resultados del cambio de zona de producción.....	41
4.4.1 Índice de productividad.....	41
4.4.2. Porosidad.....	41
4.4.3. BSW.....	42
4.4.4 Presión de fondo fluyente.....	42
4.5 Tabla comparativas de resultados de la implementación de las propuestas.....	42
4.6. Comparación económica de los métodos para la recuperación de producción.....	43
4.6. Estrategia seleccionada.....	44
 CAPITULO V.....	 45
5.1. Conclusiones.....	45
5.2. Recomendaciones.....	46
 BIBLIOGRAFIA.....	 47

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

1.1. Planteamiento del Problema

En el campo Tarapoa, que se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, encontramos la locación Mariann 30 en la cual tenemos el pozo Mariann 56, que pertenece al Bloque 62, aquí encontramos la problemática de una disminución constante en su producción a lo largo del tiempo. En sus inicios cuando se realizó la perforación en el año 2019, su producción oscilaba entre 650 y 700 barriles diarios; Sin embargo, en la actualidad, esta cifra se ha reducido a 120 barriles diarios, lo que nos representa una caída del 70% en su producción.

En este pozo contamos con un sistema de levantamiento artificial (BES) PUMP DISC, BOH, PMP,400-1,3-1/2 8RD, CW, SS, SERIE 400, LOWER PUMP, PMP 400 SF900 CW 124S 15 XAR1 HSS SS, SERIE 400.

Entre las principales causas de esta disminución se encuentran la acumulación de sólidos como parafinas, asfáltenos, residuos de cementación, migración de finos y depósito de minerales derivados de la actividad bacteriana. Estos elementos generan obstrucciones en los poros de la formación, reduciendo la permeabilidad del yacimiento y afectando la capacidad productiva del pozo. Adicional, la disminución de la presión natural del yacimiento dificulta la extracción del crudo, lo que hace necesario un sistema de levantamiento artificial más eficiente para mantener niveles de producción adecuados.

Otro aspecto clave es el aumento del BSW (Basic Sediment and Water), el cual impacta la calidad del crudo producido y conlleva problemas adicionales, como corrosión en tuberías, daños en los equipos de producción y costos operativos más elevados debido al tratamiento y manejo del agua extraída. La combinación del incremento del BSW, la pérdida de presión en el yacimiento y la acumulación de sólidos ha contribuido al deterioro progresivo de la eficiencia productiva del pozo.

Ante este escenario, se han planteado dos estrategias principales para recuperar la producción del pozo Mariann 56.

La primera opción consiste en llevar a cabo una limpieza controlada mediante unidad de coiled tubing, esta técnica facilita la eliminación de obstrucciones en los punzados mediante la inyección de fluidos especializados y la aplicación de presión controlada. Este método tiene como objetivo restablecer la conectividad entre la formación y el pozo y de esta manera mejorar el flujo de hidrocarburos; Sin embargo, la efectividad de este tratamiento dependerá del nivel de daño que exista en la formación que lo vemos mediante los registros eléctricos y también del volumen de reserva remanente que tengamos en la arena UPPER TSST que es nuestra zona productora.

Si el análisis técnico revela que el daño en la formación es bastante alto o que la reserva remanente no justifica la limpieza, tenemos como segunda propuesta realizar un cambio de la zona UPPER T SST a la zona UPPER LU.

En este procedimiento procedemos a aislar la zona afectada y estimular la nueva sección con mayor potencial productivo. Este cambio permitiría acceder a una formación con mejores propiedades petrofísicas y una mayor capacidad de producción, garantizando la sostenibilidad del pozo en el mediano y largo plazo.

Para determinar la estrategia más adecuada, es necesario realizar un análisis exhaustivo de los parámetros de producción, los registros petrofísicos y las condiciones operativas del pozo. En este contexto, el presente estudio tiene como objetivo evaluar ambas alternativas y definir cuál representa la mejor solución tanto técnica como económicamente para optimizar la producción del pozo Mariann 56.

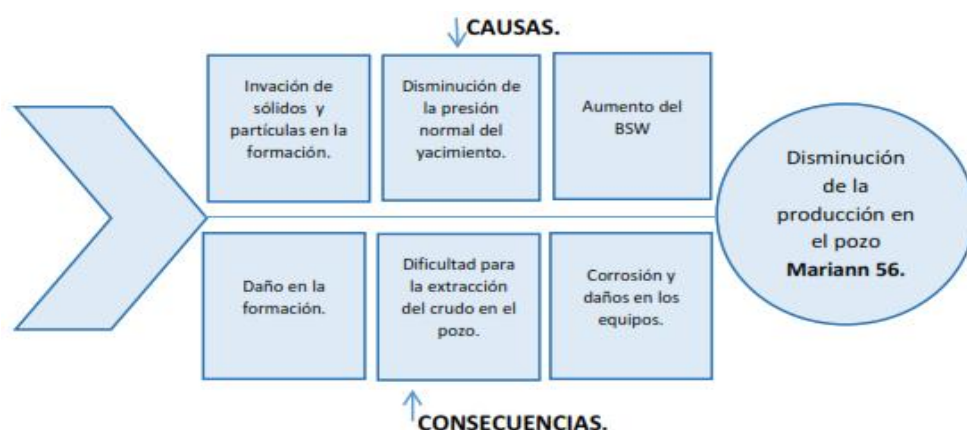


Figura 1. Diagrama de ishikawa de las causas y consecuencias de la disminución de producción del pozo Mariann.

El pozo Mariann 56 se extrae hidrocarburos de las Arenas U y T, que forman parte de la Formación Napo. Estas unidades geológicas están compuestas por areniscas finas a medianas con una cementación que varía de moderada a débil. La permeabilidad en estas arenas oscila entre 100 y 300 MD, lo que las ubica en la categoría de media a baja. Debido a esta característica, son propensas a sufrir obstrucciones ocasionadas por la migración de partículas finas y otros sólidos presentes en el yacimiento.

La infiltración de sólidos ocurre por la movilización de materiales como arcillas dispersas, asfáltenos, parafinas y residuos de cementación, los cuales se desplazan dentro de la formación y atraviesan los punzados del pozo. Este fenómeno se ve acentuado por procesos mecánicos, tales como el arrastre de partículas debido a la producción de fluidos y los cambios de presión en el yacimiento. Con el tiempo, estos sólidos se depositan en las paredes del pozo y los canales de flujo, disminuyendo la permeabilidad efectiva y ocasionando bloqueos que afectan la producción.

Las consecuencias de esta problemática incluyen una reducción en el caudal de hidrocarburos y un aumento en la presión de bombeo necesario para mantener la extracción. En situaciones más severas, la acumulación de partículas puede llegar a obstruir completamente los punzados, comprometiendo la operatividad del pozo y requiriendo intervenciones como la limpieza mediante tubería flexible.

A lo largo del tiempo, el pozo Mariann 56 ha experimentado una disminución gradual en su presión debido al agotamiento natural del yacimiento y la continua extracción de hidrocarburos sin una adecuada reposición de energía. Inicialmente, el pozo tenía una presión suficiente para mantener un flujo natural estable; Sin embargo, con la producción sostenida, la presión diferencial entre el yacimiento y el fondo del pozo se ha reducido, afectando la capacidad del fluido para desplazarse hasta la superficie.

En sus condiciones originales, la Formación Napo en esta zona presentaba presiones que oscilaban entre 3500 y 4000 psi. No obstante, con el avance de la explotación, estos valores han descendido por debajo de 2500 psi, lo que ha impactado negativamente el rendimiento del pozo. En formaciones con permeabilidad media a baja, como las Arenas U y T, la eficiencia de la producción depende en gran medida del diferencial de presión, por lo que esta reducción dificulta aún más la extracción del crudo.

Para mitigar estos efectos, se ha implementado un sistema de levantamiento artificial. Sin embargo, su rendimiento se ha visto afectado por la acumulación de sólidos y otras complicaciones mecánicas. La reducción de la presión no solo limita la producción de hidrocarburos, sino que también aumenta el riesgo de formación de emulsiones y la precipitación de sólidos, lo que agrava los desafíos operacionales del pozo.

Otro aspecto que ha afectado el desempeño del pozo Mariann 56 es el incremento en el contenido de agua y sedimentos en el fluido producido. En sus inicios, el BSW era inferior al 10%; Sin embargo, en la actualidad ha superado el 50%, lo que indica una mayor presencia de agua de formación o provenientes de zonas cercanas.

Las causas principales de este incremento incluyen la reducción de la presión en la zona productora ha favorecido la elevación del contacto agua-petróleo, facilitando el ingreso de agua en el pozo. La degradación de la cementación o problemas en la completación del pozo han permitido el paso de agua desde formaciones adyacentes. Y interacción entre el agua y el crudo ha propiciado la generación de emulsiones viscosas, lo que reduce la eficiencia de producción y aumenta la necesidad de aplicar tratamientos químicos.

El aumento en el BSW conlleva diversas complicaciones operativas, como el deterioro acelerado de tuberías y equipos debido a la corrosión, el incremento en los costos asociados a la separación y tratamiento del fluido, y la disminución de la calidad del crudo comercializable. Además, se eleva el riesgo de formación de incrustaciones en el sistema de producción, lo que puede generar fallos mecánicos y prolongados períodos de inactividad en el pozo.

1.2 Justificación

1.2.1 Hipótesis

Si implementamos una limpieza con la unidad de coiled tubing en la zona **Upper T SST** que es nuestra zona productora, obtendremos una mejor conectividad entre la formación y el yacimiento, lo cual mejorara la productividad del pozo Mariann 56 ya que por este método vamos a eliminar las obstrucciones en los punzados que afectan el flujo

de hidrocarburos. En el caso de que con nuestra primera propuesta que es la limpieza de los punzados no se logre recuperar producción de manera significativa, tenemos nuestra segunda opción que es el cambio de zona productora a la zona **Upper LU**, esto lo hacemos mediante el método de fracturamiento hidráulico aquí realizamos la instalación de un BHA, esto nos permitirá incrementar la producción al aprovechar que la nueva zona es una formación con mejores propiedades petrofísicas y mayor presión de yacimiento. Con esta estrategia, se espera poder optimizar la eficiencia operativa del pozo, reducir costos de mantenimiento y garantizar la continuidad de la explotación de hidrocarburos. Este enfoque nos permitirá evaluar el potencial de ambas zonas productoras y así poder seleccionar la mejor alternativa para maximizar la recuperación de hidrocarburos en el pozo Mariann 56 de manera eficiente y sostenible.

1.2.3 Justificación técnica

La reducción en la producción del pozo Mariann 56 ha sido causada por la acumulación de sólidos, la disminución de la presión de yacimiento y el aumento del BSW, lo que ha afectado el rendimiento del sistema de producción. Para mitigar estos problemas, se propone una intervención en dos fases: la primera consiste en la limpieza controlada de la zona **Upper T SST** mediante una unidad de coiled tubing, lo que permitirá restablecer la conectividad con la formación y mejorar la permeabilidad. Esta técnica es ampliamente utilizada en la industria petrolera debido a su capacidad para remover obstrucciones sin afectar significativamente la integridad del pozo. Además, la remoción de parafinas, asfáltenos e incrustaciones minerales favorecerá la movilidad de los fluidos, optimizando la eficiencia del pozo y prolongando su vida útil.

Si la limpieza no genera una mejora sustancial en la producción, se procederá con la segunda fase, que implica la migración de la producción hacia la **Upper LU**. Esta formación cuenta con mejores condiciones para la extracción de hidrocarburos, incluyendo una mayor permeabilidad y presión, lo que permitiría un flujo de producción más estable y rentable. El uso de un BHA permitirá optimizar la completación del pozo, mejorando la eficiencia del sistema de levantamiento y garantizando una producción sostenida a largo plazo. Este proceso incluirá la aplicación de técnicas avanzadas de perforación y terminación para asegurar una comunicación óptima con la formación, minimizando la caída de presión y maximizando la recuperación del crudo.

1.2.3 Justificación legal

La intervención en el pozo Mariann 56 debe realizarse en conformidad con la normativa vigente en Ecuador, que regula la exploración y explotación de hidrocarburos. Estas actividades deben cumplir con estándares de seguridad, gestión ambiental y eficiencia operativa para garantizar el uso responsable de los recursos naturales. La optimización de la producción mediante la limpieza con coiled tubing y el posible cambio de zona productora se enmarca dentro de los lineamientos técnicos y regulatorios establecidos por los organismos competentes.

El marco legal establece que los recursos naturales no renovables, incluyendo los hidrocarburos, son propiedad del Estado, lo que implica que cualquier intervención debe garantizar la sostenibilidad del recurso y maximizar su aprovechamiento de manera eficiente. Asimismo, las regulaciones en materia de seguridad operativa exigen que las actividades de mantenimiento y optimización de pozos se realicen con tecnologías y procedimientos que minimicen riesgos ambientales y laborales.

En cuanto a la gestión ambiental, se exige que todas las operaciones petroleras implementen medidas de mitigación para prevenir impactos negativos en el ecosistema. En este contexto, la aplicación de técnicas como el coiled tubing permite reducir el impacto ambiental al evitar la necesidad de intervenciones más invasivas.

La ejecución de este proyecto garantizará el cumplimiento de los requisitos legales y técnicos para la operación segura y eficiente del pozo Mariann 56, contribuyendo a la sostenibilidad de la producción de hidrocarburos y alineándose con las políticas de desarrollo energético del país.

1.3. Alcance

Este estudio se enfoca en el análisis y la optimización de la producción del pozo Mariann 56, ubicado en el Bloque 62, a través de la implementación de estrategias de intervención destinadas a recuperar su producción. Para esto, propusimos dos acciones principales a realizarse: la limpieza con coiled tubing en la zona Upper T SST y, en caso de que la producción no experimente una mejora significativa, el cambio de zona productora a la zona Upper LU mediante la instalación de un BHA. Este proyecto adopta un enfoque técnico-operativo basado en el análisis de registros de producción, modelado del yacimiento y evaluación de las condiciones actuales del pozo.

Se desarrolla en diversas fases fundamentales que incluyen la identificación del problema, el análisis de sus causas y efectos, la investigación de posibles soluciones y la aplicación de la alternativa más adecuada. Inicialmente, se realizó una evaluación detallada del comportamiento del pozo Mariann 56 utilizando datos históricos de producción, registros petrofísicos y pruebas de presión de fondo fluyente (Pwf), lo que permitió evidenciar una disminución considerable en su rendimiento y un incremento progresivo del BSW.

Se analizaron registros de producción donde se detectó una reducción en el aporte de hidrocarburos de este pozo, lo que nos alerta sobre posibles bloqueos en la zona productora. A través de pruebas de presión y estudios de fluidos, se confirmó la presencia de depósitos de parafinas, asfáltenos y residuos minerales que han limitado el flujo de hidrocarburos en la **Upper T SST**. Asimismo, el comportamiento de la presión del yacimiento mostró un declive continuo que ha afectado la capacidad del crudo para desplazarse hacia el pozo.

El análisis del problema permitió determinar que la caída en la producción responde a múltiples factores, tales como el bloqueo parcial de los punzados, la disminución de la presión diferencial y el aumento en la proporción de agua en la producción, lo que ha reducido la eficiencia del sistema de levantamiento artificial. Las principales consecuencias de esta situación incluyen la disminución en la eficiencia de

extracción, el incremento de costos operativos asociados a tratamientos químicos y mantenimiento, y la reducción de la rentabilidad del pozo.

En la etapa de investigación, se exploraron diversas opciones de intervención para resolver la problemática de la bajada de producción. Se llevaron a cabo simulaciones de producción y modelado del comportamiento del pozo bajo distintos escenarios de intervención. Los análisis determinaron tenemos la opción de limpieza controlada mediante la unidad de coiled tubing en la **Upper T SST**, utilizando solventes especializados para eliminar los depósitos sólidos y restaurar la conectividad con la formación. Si esta medida no logra recuperar la producción esperada, se procederá con el cambio de la zona productora a la zona **Upper LU**, para esto empleamos un BHA con sistemas de completación mejorada, lo que permitirá optimizar la penetración en la formación y mejorar la eficiencia del flujo de hidrocarburos.

Los resultados que se esperan obtener incluyen la restauración de la capacidad productiva del pozo Mariann 56, la optimización de la eficiencia en la extracción y la reducción de costos relacionados con intervenciones correctivas. Se prevé que la limpieza controlada con coiled tubing logre mejorar la producción, mientras que el cambio de zona productora a la Upper LU constituirá una alternativa más estable a largo plazo, ya que esta nos permite el acceso a una formación con propiedades petrofísicas superiores y una mayor presión de yacimiento. La ejecución de este proyecto contribuirá a la implementación de mejores prácticas en la explotación de hidrocarburos, alineando los objetivos técnicos con la gestión eficiente de recursos y el cumplimiento de las regulaciones del sector petrolero en Ecuador.

1.4 Objetivos General y Específicos

1.4.1. Objetivo General

Optimizar la producción del pozo Mariann 56 mediante la aplicación de técnicas avanzadas de intervención, como la limpieza controlada con unidad de coiled tubing en la zona Upper T SST, y en caso de que la recuperación de producción con esta técnica no sea significativa, proceder a realizar el cambio de zona productora a la zona Upper LU mediante la instalación de un BHA (Bottom Hole Assembly). La implementación de estas estrategias nos va a permitir mejorar la eficiencia operativa del pozo, reduciendo costos asociados a mantenimientos correctivos y optimizar la recuperación de hidrocarburos en el yacimiento, asegurando la sostenibilidad y continuidad de la explotación petrolera en el campo.

1.4.2. Objetivos Específicos

Diagnosticar las causas de la disminución de la producción en el pozo Mariann 56 esto después de realizar análisis de registros de producción, pruebas de presión de fondo fluyente, caracterización de fluidos y la evaluación de la acumulación de sólidos en la zona productora. Utilizaremos herramientas de

registro de pozo, modelado de simulaciones de producción y pruebas nodal para determinar las restricciones de flujo y posibles daños en la zona productora Upper T SST.

Ejecutar la limpieza controlada con la unidad de coiled tubing en la zona Upper T SST mediante la aplicación de solventes desparafinantes, agentes dispersantes de asfaltenos, esto para disolver depósitos de carbonatos o sedimentos que estén generando obstrucciones en los punzados y así mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo productor. Posterior a haber realizado la limpieza realizaremos un análisis PLT para evaluar las mejoras que hayamos obtenido, después de la intervención para determinar la efectividad del tratamiento.

Realizar el cambio de zona de productora a la zona Upper LU, para esto realizamos el análisis de registros petrofísicos, pruebas de presión y caracterización de la formación, estudiando parámetros como la permeabilidad, porosidad, presión de reservorio y factor de recobro para determinar el potencial de producción. En caso de obtener resultados que nos garanticen la viabilidad de la migración hasta esta zona, se procederá aislar la zona UPPER T SST mediante un tapón de cemento tipo G, y diseñamos e instalaremos un BHA optimizado para la explotación de nuestra nueva zona, esto nos asegura una transición eficiente y una mejora en la tasa de producción del pozo Mariann 56.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Generalidades del Campo

El campo Tarapoa, se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Tarapoa, en el Bloque 62. Fue descubierto en 1970 actualmente es operado por la empresa Andes Petroleum adjudicado hasta el año 2040. Sus coordenadas geográficas son $0^{\circ}08'44.1''$ S Y $76^{\circ}15'26.8''$ W. Este campo cuenta con un aproximado de 354 pozos y una producción de 30 mil bbl diarios con un BSW que oscila entre el 30% al 80% y el API de 18° a 22° . Las arenas productoras que predominan en este campo son Hollín, Napo, UI, US Y M. Los sistemas de levantamiento artificial principales son Bombeo mecánico, electro-sumergible (BES).

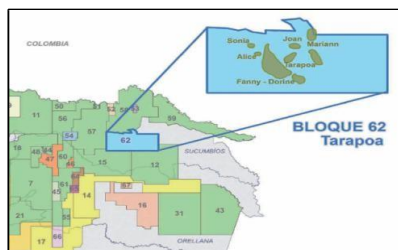


Fig. 2. Ubicación geográfica del bloque 62

Dentro de este campo se encuentra el pozo productor Mariann 56 en la locación Mariann 30, el cual fue perforado el 11/08/2019, con una producción inicial de 600 bbl diarios.

Este pozo tiene una profundidad de MD 10.983 ft y un TVD de 8.245,35 ft, con una inclinación máxima de $52,98^{\circ}$, cuenta con un levantamiento artificial (BES) PUMP DISCH, BOH, PMP, 400-1,3-1/2 8RD, CW, SS, BCKUP RNG, SERIE 400, UPPER PUMP, PMP 400 SF900 CW 124S 15 XAR1 HSS SS, SERIE 400, LOWER PUMP, PMP 400 SF900 CW 124S 15 XAR1 HSS SS, SERIE 400.

El pozo Mariann 56 produce de la arena (Upper T SST) que es parte de la formación Napo, su litología presenta arenisca de grano fino y medio, tiene buen grado de Compactación e intercalada con lutitas. Este tipo de arena tiene una porosidad del 18% al 25% que indica una buena capacidad para almacenar crudo.

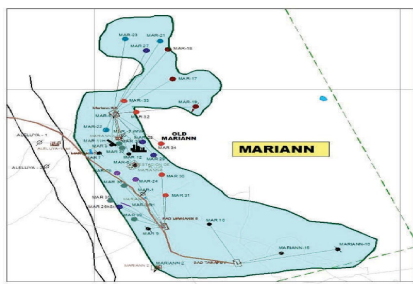


Fig.3. Campo mariann, Tarapoa.

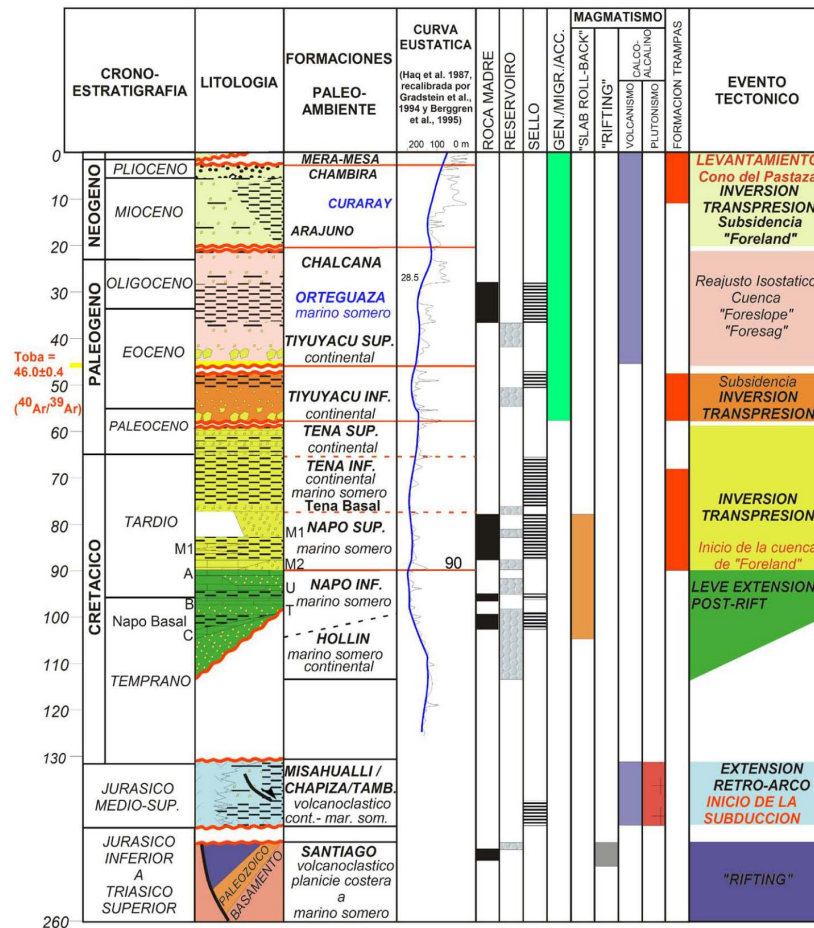


Fig.4. columna estratigráfica de la cuenca oriente

2.2 Propiedades Petrofísicas de las arenas LU y Upper T SST

2.2.1. Porosidad

El análisis petrofísico de este pozo en la arena LU nos dice que tenemos una porosidad del 19% lo que nos indica que tiene una capacidad moderada de almacenar hidrocarburos.

El análisis petroquímico de la arena UPPER T SST nos indica que nuestra arena tiene un nivel de porosidad que oscila entre el 15% y el 25% esto nos indica que se tiene una buena capacidad para almacenar fluidos.

2.2.2 Permeabilidad.

En la arena LU que tenemos una permeabilidad promedio de 369 mD lo que nos indica que esta arena tiene una buena capacidad de fluir entre las rocas.

En la arena UPPER T SST tenemos una permeabilidad que desde los 100 hasta los 1000mD lo que nos indica una mejor fluidez de los hidrocarburos entre las rocas hacia la formación.

2.3. Grafico con barras de la producción del campo

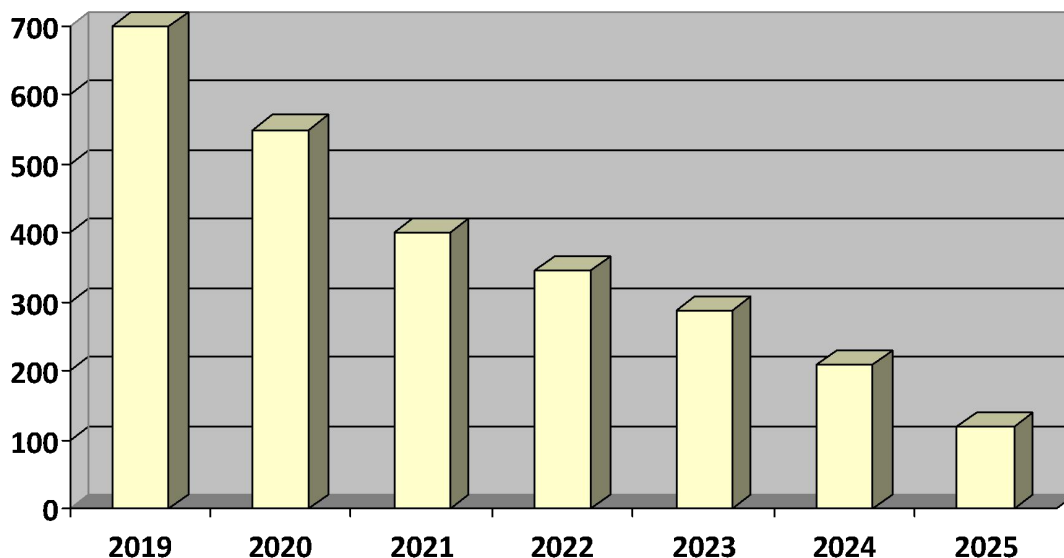


Fig.5. Grafico con barras de la producción del pozo, Mariann 56.

2.4. Diagrama de completación del pozo Mariann 56:

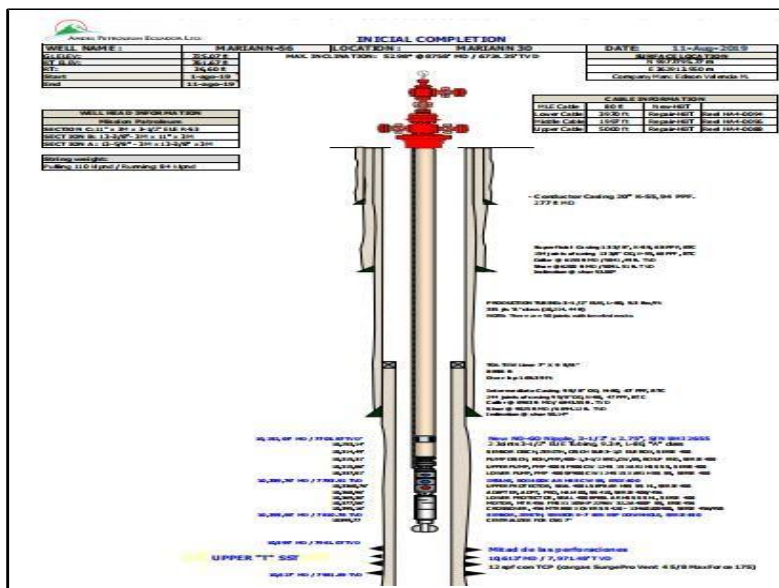


Fig. 6. Completación del pozo Mariann 56

2.5. Sistemas de limpieza con unidad de coiled tubing o cambio de zona productora mediante estimulación de la zona UPPER LU

2.5.1. Limpieza controlada mediante unidad de coiled tubing.

El coiled tubing lo definimos como una cadena continua de tubería de acero flexible la cual se conecta a una serie de equipos de superficie y es utilizada para realizar trabajos de perforación, completación, reparaciones, pesca, circulación de fluidos y también para re acondicionar pozos petroleros.

Esta herramienta nos ofrece la ventaja de poder trabajar con seguridad en pozos presurizados y a su vez este un servicio económico para mantenimiento en los pozos petroleros



Fig.7. Unidad de coiled tubing

2.5.2. Descripción técnica del equipo del coiled tubing.

El sistema de Coiled Tubing esta conformado por: una tubería continua de acero flexible de diámetro pequeño que va desde 1" hasta 2 7/8" estas se introducen en el pozo desde un carrete y son impulsadas mediante un cabezal de inyección. Esta tubería tiene la capacidad de resistir esfuerzos de compresión, tracción y flexión, lo que nos permite realizar operaciones a gran profundidad sin la necesidad de una torre de perforación.

2.5.3. Componentes de superficie de un equipo de coiled tubing (CT)

- Unidad de Potencia
- Carrete de tubería continua
- Cabina de control
- Sistema de inyección de tubería
- Unidad de bombeo
- Grúa

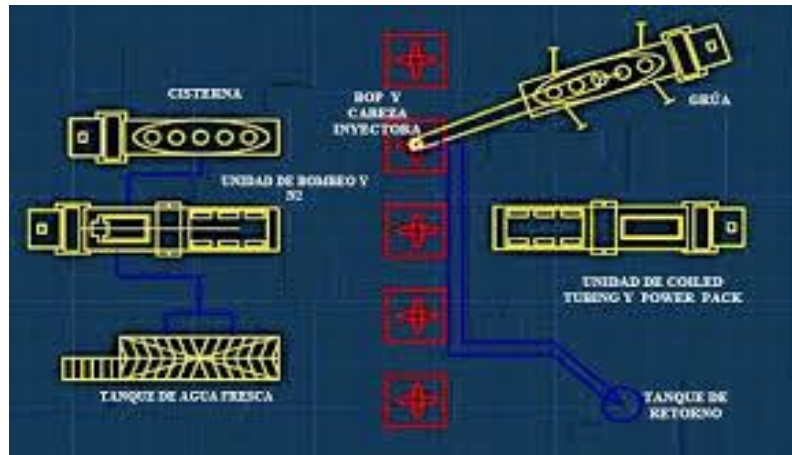


Fig.8. componentes de una unidad de coiled tubing

• Unidad de potencia: esta consiste en un motor de combustion interna diesel, para acoplar las bombas hidraulicas que suministran la potencia requerida, mediante mangueras de alta presion para operar. Los componentes del equipo. Esta diseñado para alimentar un generador de corriente alterna que a su ves suministra energia a los componentes electricos. Esta unidad consta de un compresor que suministra aire y opera todos los sistemas neumaticos de la unidad.

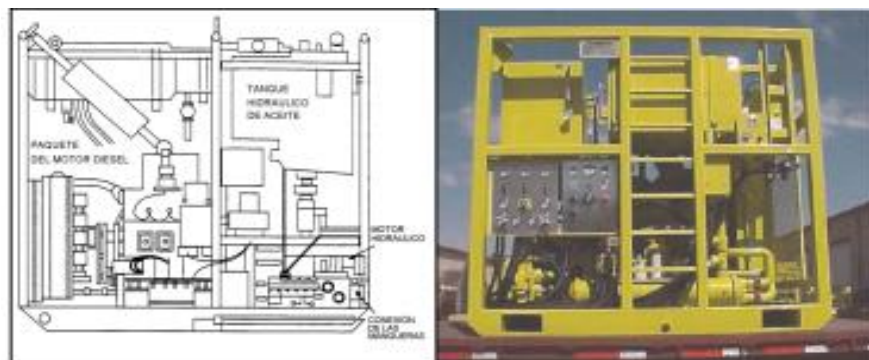


Fig.9. Unidad potencia de CT

- Carrete de tubería continua: esta tubería esta hecha de acero y cuenta con un tambor central de varios diámetros que dependen de la tubería que se va a usar, la junta rotativa esta asegurada en una sección de tubería estacionaria, para cuando se realice un bombeo continuo la circulación pueda mantenerse mientras estamos realizando la operación. El carrete no suministra la fuerza para introducir o recuperar la tubería que hemos enviado dentro del pozo. Pero la rotación del carrete es controlada mediante un motor hidráulico que actúa directamente sobre el eje del carrete.

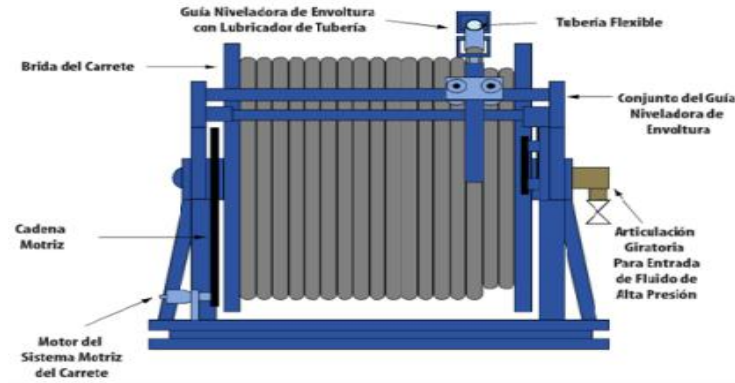


Fig.10. Carrete de tubería continua

- Cabina de control: esta es la estación donde el operador de la unidad de CT supervisa y controla la inyección y recuperación del CT en tiempo real. La cabina de control esta equipada con monitores que muestran datos de profundidad, presión, fuerza de tracción y velocidad de inyección. También consta de controles hidráulicos y eléctricos para manejar el cabezal de inyección y el carrete, también tiene sensores de seguridad que alertan al operador sobre cambios de presión o algún parámetro fuera del rango normal en la operación y proporciona un aislamiento seguro para proteger al operador en condiciones extremas.

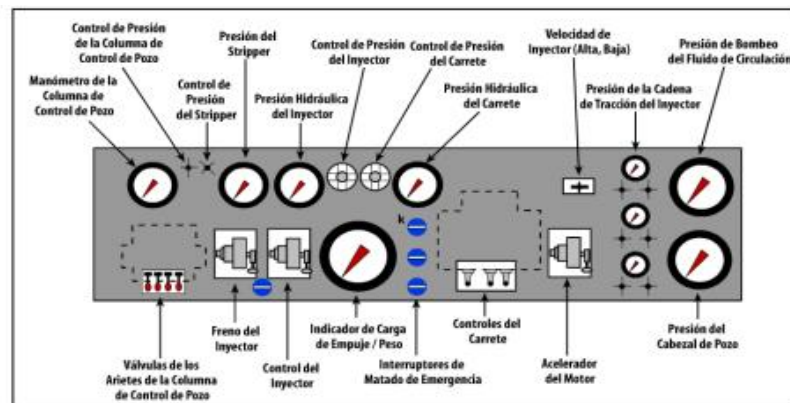


Fig.11. Cabina de control de unidad CT

- Sistema de inyección: este es el conjunto de equipos que son los encargados de introducir y extraer la tubería continua dentro del pozo de manera controlada. Su función es aplicar la fuerza necesaria para vencer la presión del pozo y permitir la circulación de fluidos dentro del coiled tubing evitando comprometer la integridad del equipo y la seguridad de la operación.

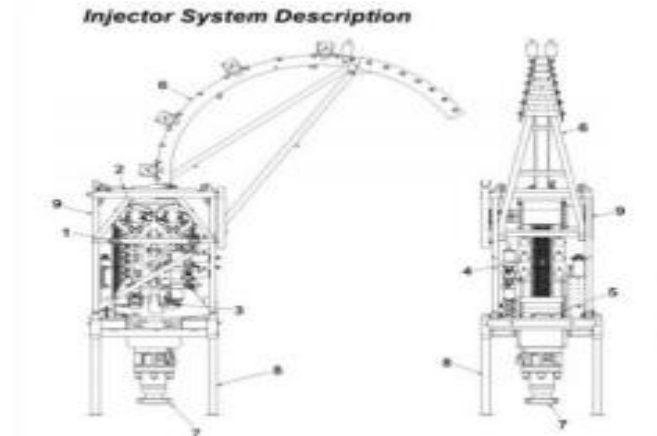


Fig.12. Sistema inyector de unidad CT

Este sistema consta de varios componentes que son:

- ✓ Cabeza inyectora este dispositivo agarra, empuja y extrae la tubería continua mediante rodillos hidráulicos que controlan la velocidad de entrada y salida de la tubería
- ✓ Rodillos de sujeción estos son rodillos hidráulicos que aplican presión sobre la tubería para sujetarla sin dañarla, asegurando su correcto desplazamiento
- ✓ Eslabón giratorio es un tubo curvado ubicado en la parte superior de la cabeza giratoria, que guía a la tubería desde el carrete hacia la entrada de la cabeza inyectora, evitando dobleces bruscos.
- ✓ Unidad hidráulica de control este sistema utiliza presión hidráulica para accionar la cabeza inyectora y los rodillos de sujeción estos a su vez permiten regular la fuerza aplicada sobre la tubería para evitar daños mecánicos.
- ✓ Sensores de tensión y velocidad estos dispositivos monitorean la fuerza de tracción y velocidad de inyección o extracción de la tubería.
- ✓ Chasis de soporte aquí se monta la cabeza inyectora y los demás componentes del sistema inyección para asegurar estabilidad y la alineación con el pozo.
- ✓ Bypass de flujo y válvulas de seguridad permite controlar y redirigir el flujo de fluidos dentro del coiled tubing, estos aseguran que la presión interna se mantenga dentro de los parámetros de seguridad.
- Unidad de bombeo: esta unidad es la encargada de inyectar fluidos dentro del coiled tubing para realizar la limpieza, estimulación o

- circulación dentro del pozo. Este equipo está compuesto de bombas tríplex o quintuplex de alta presión, tienen capacidad para manejar diferentes tipos de fluidos como lo son agua, solventes, nitrógeno, geles y ácidos, también regulan caudal y presión de acuerdo a cada operación y pueden operar a presiones superiores a 10.000 en pozos con alta presión.



Fig.13. Unidad de bombeo de CT

Tabla.1.
Capacidad de
la unidad de
bombeo

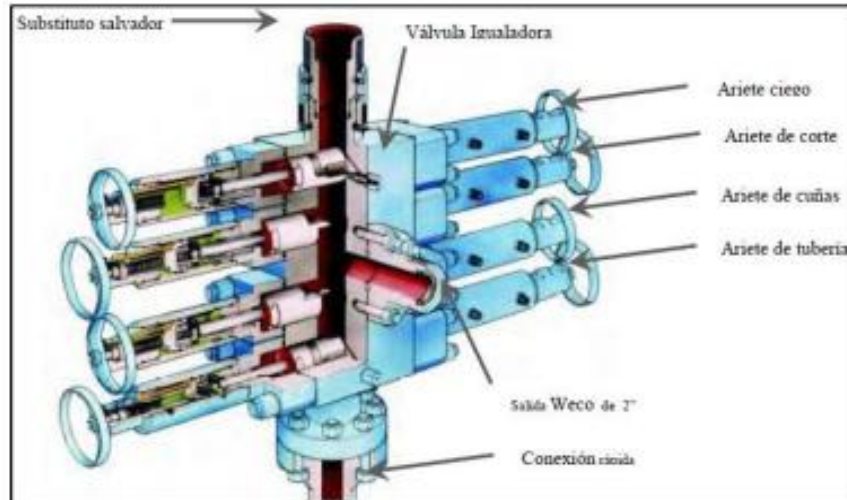
Capacidad de Tanques de las bombas	10 bbl de capacidad
Motor	550 HP
Bomba centrífuga	entrega a 10 bpm a 50 PSI

- Grúa: esta unidad es utilizada para levantar, posicionar e instalar equipos pesados de la unidad de coiled tubing en la boca del pozo. Tiene una capacidad para alzar hasta 50 toneladas para manipular el cabezal de inyección y el carrete de tubería y es fundamental para instalar el BOP y otros equipos pesados.



2.5.4. Equipos de control de pozo

- BOP (preventor de reventones) este es un equipo de seguridad que se instala en la boca del pozo y está diseñado para sellar el pozo en caso de sobrepresiones o blowout. Su función principal es controlar la presión y evitar la fuga incontrolada de fluidos durante las operaciones, este se instala debajo del stripper packer y sobre la cabeza del pozo, posee múltiples Rams hidráulicos que pueden cerrar el pozo con y sin la tubería dentro, puede operar en presiones de hasta 15.000 PSI todo depende de su diseño y es controlado de forma remota desde la cabina de control.



Los Rams que lo componen son:

- Rams ciegos cierran por completo el pozo cuando no hay tubería dentro
- Rams de corte están diseñados para cortar la tubería en casos de emergencia
- Rams de tubo sellan el pozo alrededor de la tubería sin cortarla
- Rams de retención sujetan la tubería para evitar que se desplace hasta el fondo del pozo.

- Stripper este es un dispositivo de sellado que permite el movimiento controlado de la tubería dentro y fuera del pozo manteniendo la presión bajo control este sello se ajusta dinámicamente mientras la tubería se mueve manteniendo contenida la presión.

2.5.5. Principio de funcionamiento del equipo de coiled tubing

La unidad de coiled tubing (CTU) opera bajo el principio de inyección y extracción continua de una tubería flexible dentro del pozo para realizar operaciones como limpieza, estimulación y pesca sin necesidad de detener la producción.

Su funcionamiento se basa en los siguientes principios:

- Aplicación de fuerza controlada
- Sello de presión
- Circulación de fluidos
- Monitoreo y control
- Recuperación de tubería

2.5.6. Aplicaciones del equipo de coiled tubing.

El coiled tubing es una tecnología versátil que se usa en diversas operaciones de intervención de pozos, tanto en producción como en perforación. Entre sus principales aplicaciones incluyen:

-  Limpieza de pozos
-  Estimulación de pozos
-  Pesca de herramientas y residuos
-  Levantamiento artificial asistido
-  Perforación y re acondicionamiento de Pozos
-  Sellado y abandonado de pozos

2.5.7. Criterios de análisis para la aplicación de una limpieza con unidad de coiled tubing.

Para poder seleccionar este tipo de propuesta debemos realizar análisis detallados que nos garanticen la efectividad del proceso. Primero debemos determinar la causa de la disminución de la producción para lo cual necesitamos una evaluación histórica de producción, un análisis de presión de fondo y presión de línea de flujo para detectar restricciones y determinamos el BSW para identificar posibles taponamientos, luego identificamos el tipo de obstrucción que tenemos que pueden, ser parafinas, asfaltenos, incrustaciones minerales o arenas y sólidos. Después constatamos las condiciones operativas del pozo como profundidad y diámetro de la tubería de producción, presión de fondo y temperatura del pozo y la compatibilidad de los fluidos que vamos a utilizar para la limpieza. Realizamos una cuidadosa selección de fluidos y de herramientas de limpieza como solventes químicos, ácidos, fluidos con nitrógeno y entre las herramientas las boquillas de chorro y herramientas mecánicas. Y finalmente realizamos simulación de mejoras en la permeabilidad con análisis NODAL para estimar la recuperación de

producción después de la limpieza y un plan de monitoreo post-intervención para verificar la efectividad del proceso.

2.5.8. Ventajas y desventajas de la unidad de coiled tubing.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Intervención sin detener la producción esto nos permite realizar las operaciones en pozos productores sin necesidad de cerrar el pozo, reduciendo tiempos muertos y pérdidas económicas	Limitación en profundidad ya que la tubería puede experimentar fatiga mecánica en operaciones profundas lo que reduce su eficiencia en comparación con la tubería convencional.
Nos permite una operación más rápida y eficiente en comparación con métodos tradicionales como el equipo de workover	Menor resistencia estructural en pozos de alta presión o con fluidos agresivos el equipo de CT puede sufrir deformaciones o desgaste prematuro.
Menor costo operativo ya que reduce la necesidad de equipos pesados como torres de perforación lo cual optimiza los costos de intervención	Dependencia de equipos especializados ya que requiere unidades especializadas lo que incrementa costos en ciertos escenarios
Es muy versátil ya que se puede utilizarse en diversas aplicaciones como limpieza, estimulación, pesca, perforación, etc.	Dificultad para maniobrar en pozos complejos con severos cambios de trayectoria, la fricción puede dificultar el descenso de la tubería
Mayor seguridad ya que el equipo se opera desde la superficie con sistema de control de presión, reduciendo riesgos para el personal.	El constante ciclo de flexión y compresión reduce la vida útil del CT lo cual requiere inspecciones y reemplazos frecuentes.
Su flexibilidad le permite operar en pozos altamente desviados o horizontales, donde la tubería convencional no podría alcanzar	No es ideal para trabajos pesados de perforación porque, aunque puede realizar perforaciones, su capacidad es limitada con comparación con métodos convencionales de drilling
Esta requiere menor infraestructura en superficie y genera menos residuos en comparación con los métodos tradicionales.	En pozos con alta presión, es necesario un estricto monitoreo para evitar fallas operativas y garantizar la seguridad.

Tabla.2. Ventajas y desventajas de la unidad de coiled tubing

2.6. Cambio de zona productora mediante estimulación de la zona Upper LU y aislamiento de la zona UPPER T SST.

2.6.1. Cambio de zona productora y aislamiento de la zona anterior

El proceso de cambio de zona productora inicia con la colocación de un CBIP

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

de 7" para aislar la zona de baja producción (Upper T SST), se coloca cemento tipo G con una densidad de 15,8 ppg, la cantidad de 3 ft de volumen utilizando una herramienta electro-hidráulica de wireline (Dump bailer).

2.6.2 Descripción técnica de aislamiento y estimulación de zona nueva

El aislamiento de la zona productora anterior se realiza mediante la colocación de un tapón de cemento **Tipo G** con una densidad de 15.8 ppg, el cual proporciona un sellado hidráulico y mecánico eficaz, este procedimiento es crucial por que con esto vamos a evitar la comunicación de fluidos entre zonas productoras lo que nos garantizara la estabilidad del pozo. La lechada de cemento es preparada con aditivos que mejoran su resistencia a la compresión y su estabilidad para garantizar una correcta adherencia a las paredes del pozo. Una vez haya fraguado el cemento se verifica su integridad mediante registros de CBL/VDL para asegurarnos que el aislamiento sea el adecuado antes de intervenir la nueva zona productora.

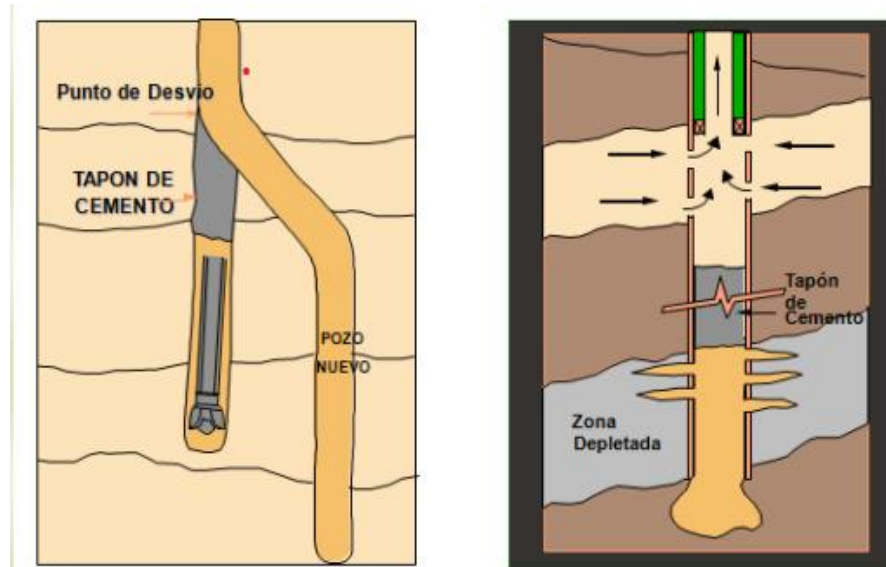


Fig.17. colocación de un tapón de cemento para aislar una zona productora

Como segundo paso tenemos la estimulación de la nueva zona para lo cual vamos a descender un BHA de TCP, el cual nos permite la apertura controlada de la formación a través de cargas perforantes. Este método está diseñado para realizar punzados en la nueva zona lo que nos permite establecer una comunicación efectiva con la formación.

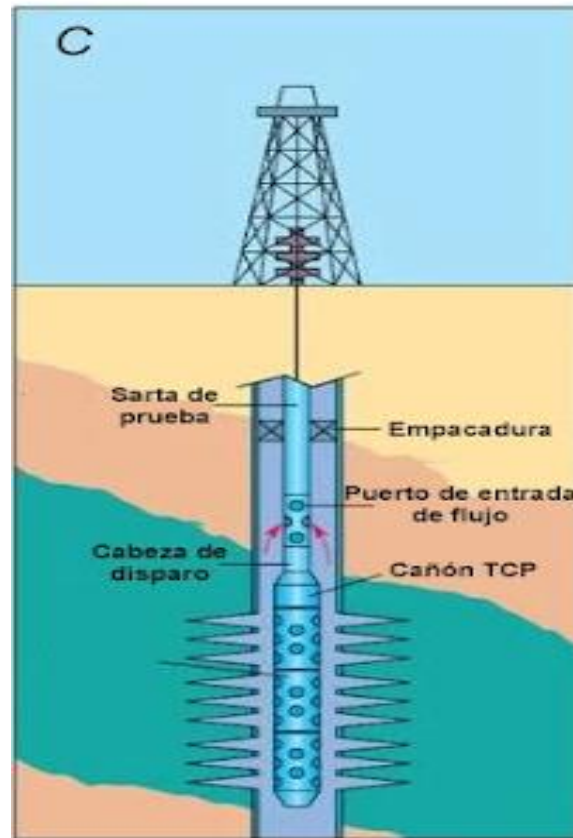


Fig. 18. Cañoneo por TCP

2.6.3. Cementación para aislar zona UPPER T SST

2.6.3.1 Objetivos de la cementación

- Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescador para o para iniciar perforación direccional
- Taponar una zona o abandonar un pozo
- Resolver un problema de pérdida de circulación

2.6.3.2. Tipos de cemento "TIPO G"

Este cemento también se lo conoce como cemento petrolero son cementos básicos, que se usan desde la superficie hasta 2240 m (8000 ft), tal como se fabrican. Pero pueden modificarse con aceleradores o retardadores de fragüe, para usarse en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. Son fabricados con moderada y alta resistencia a los sulfatos.

2.6.3.3. Aditivos químicos usados.

- ✚ Aceleradores
- ✚ Retardadores
- ✚ Extendedores
- ✚ Controladores de filtrados
- ✚ Antiespumantes
- ✚ Dispersantes

2.6.3.4. Tipos de cementación “Cementación forzada”

Para realizar este tipo de aislamiento usamos la cementación forzada ya que nuestro objetivo es sellar y aislar la zona productora UPPER T SST para evitar comunicación de fluidos.

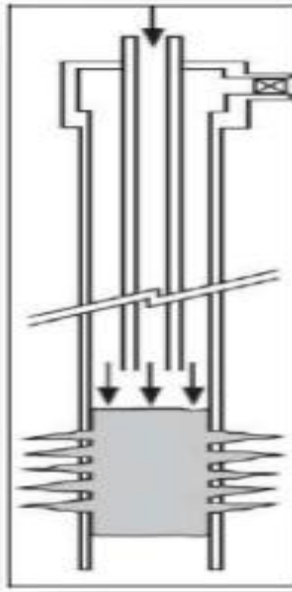


Fig.19. Cementación forzada

2.6.3.5. Herramientas para el proceso de cementación.

- ✚ Arañadores estos remueven el revoque de la pared del agujero para mejorar la adherencia del cemento
- ✚ Equipos de flotación estos reducen la carga de la tubería al permitir que esta “flote” en el fluido de perforación, para facilitar su colocación
- ✚ Zapatas que protegen la parte inferior de la tubería de revestimiento, esto facilita la entrada al pozo y distribuye el cemento de manera uniforme.

- ✚ Coples flotadores se ubican cerca de la zapata y permiten el asiento de los tapones de cementación y controlan el desplazamiento de del cemento.
- ✚ Tapones de cementación actúan como barrera de separación entre el cemento y otros fluidos, evitando su contaminación
- ✚ Centraores aseguran que la tubería de revestimiento quede bien alineada en el pozo para una cementación uniforme.
- ✚ Zapata guía esta protege la tubería, pero no incluye mecanismos de control de flujo.

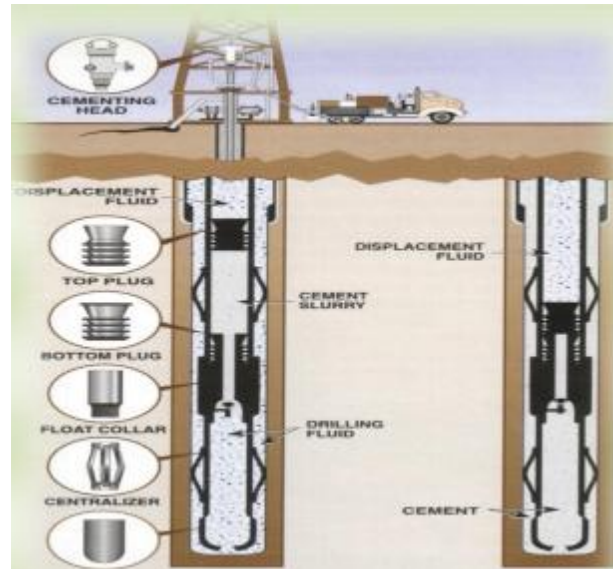


Fig.20. Herramientas para el proceso de cementación

2.6.3.6. Análisis para una correcta selección de lechada para cementación

Para garantizar una correcta selección de lechada para la cementación debemos tomar en cuenta varios parámetros como son las condiciones del pozo entre ellos su temperatura, profundidad, presión, y fluidos de formación. La lechada debe cumplir ciertos parámetros de densidad, tiempo de fraguado, resistencia a la compresión, reología, así como lo aditivos que vamos a utilizar y una vez que nos aseguremos que hemos tomado en cuenta todos estos parámetros y nuestra lechada este lista para inyectar debe pasar por pruebas que son; tiempo de espesamiento, resistencia a la compresión, compatibilidad con fluidos de perforación, todo esto para garantizar una cementación optima minimizando los riesgos de canalización de fluidos.

2.6.3.7 CIBP para aislar zona UPPER T SST

2.6.3.7.1. unidad de CIBP

Es un tapón mecánico fabricado en hierro fundido y sellos de goma, diseñado para proporcionar aislamiento mecánico en la tubería de revestimiento en un pozo

2.6.3.7.2. Usos del CIBP

Entre sus usos tenemos

- Aislar zonas productoras no deseadas
- Preparación para abandono de pozo
- Zonificación para cementación selectiva
- Reparación de revestimiento

2.6.3.7.3. Procedimiento de instalación del CIBP

1. Evaluación previa

Selección de diámetro del casing

Análisis de la profundidad de instalación

Revisión de condiciones de presión y temperatura

2. Corrida e instalación

- Se coloca dentro del pozo usando wireline
- Se posiciona en la zona deseada, generalmente con ayuda de herramientas de localización como tag bottom o correlación de registros
- Una vez posicionado se expande el anclaje mediante un mecanismo mecánico o hidráulico que sella contra la pared del casing

3. Verificación del sello

- realizar pruebas de presión para asegurar el aislamiento de la zona
- Se puede usar cement retainer arriba del CIBP o bombear directamente sobre el

2.6.3.7.4. Ventajas del CIBP

- Alta resistencia a presión diferencial
- Material quebradizo que facilita su perforación si se requiere

2.6.4. Estimulación de la zona de producción UPPER LU

2.6.4.1 Estimulación de nueva zona de producción

La estimulación de una nueva zona de producción es un procedimiento técnico que se lo aplica aislando una zona anterior de producción esto con el objetivo de mejorar la permeabilidad de la formación y así optimizar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Esta se lleva a cabo mediante punzados en el intervalo productivo y la inyección de fluidos de tratamiento para reducir algún daño en la formación, reducir restricciones y maximizar la producción.

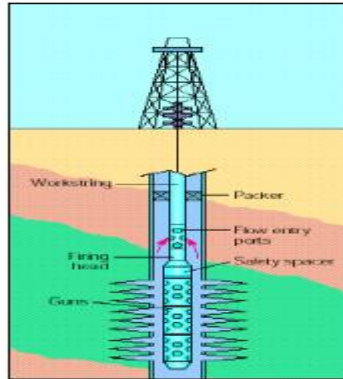


Fig.22. Completación con TCP

2.6.4.2. Descripción técnica del equipo de workover y BHA de TCP

 Workover esta unidad es un equipo especializado que nos permite realizar mantenimientos, recompletación, y reparaciones en pozos.



Fig.23. unidad de Workover

 BHA de TCP. El BHA de TCP en técnica bajo balance está diseñada para realizar punzados controlados en condiciones de presión reducida, lo que facilita el flujo de hidrocarburos desde la formación hacia el pozo de manera inmediata tras realizar el cañoneo. Con este

sistema obtenemos orificios limpios, simétricos y profundos ya que este nos permite utilizar cañones de un mayor diámetro, cargas de alta presión y alta densidad de disparos, sin límites en la longitud de intervalos a cañonear.

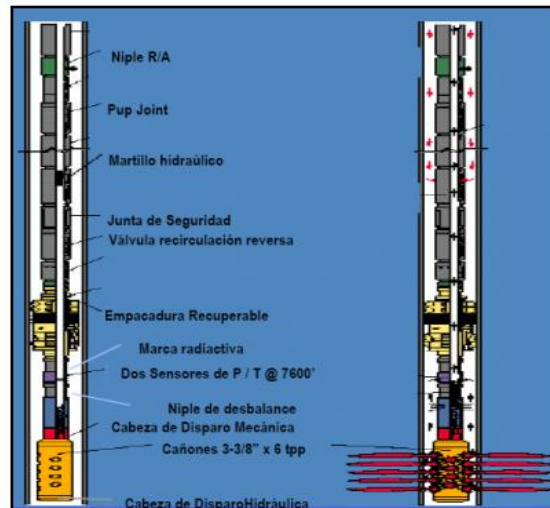


Fig.24. Sarta de cañoneo con TCP

2.6.4.3. Componentes principales de una unidad de WO

- Mástil o torre
- Malacate
- Mesa rotatoria
- Sistema de potencia
- BOP
- Sistema de circulación
- Cabina de control

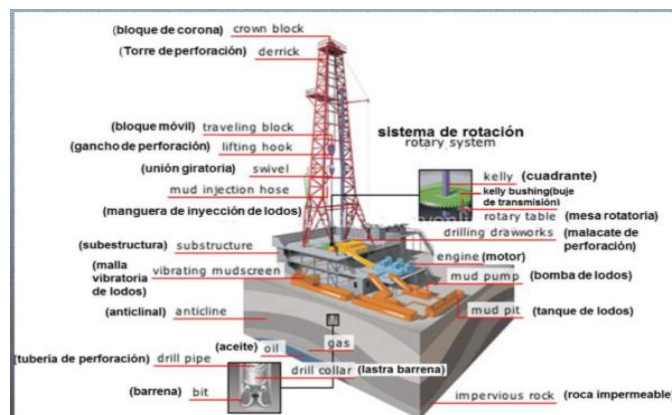


Fig.25. componentes principales de una torre de WO

2.6.4.4 Componentes del BHA de TCP para cañonear nuevos punzados.

- Memorias Fast gay encargadas de registrar el cambio de presión y temperatura al momento de la detonación, para garantizar la efectividad de los disparos.
- Cámara de surgencia, encargadas de almacenar los sólidos producidos luego de la detonación.
- Válvula UPS, se encarga de abrir la cámara de surgencia para el ingreso de los sólidos.
- Hydraulic head, se activa por medio de presión, es utilizada en caso de que falle la mechanical head.
- Cañones de 4.5” OD cargados a 5 tiros ft, por una longitud de 15 ft y 17,24” de espaciador para seguridad.
- Mechanical head, es activada por medio de un impacto producido a través de una barra que es lanzada desde superficie iniciando el tren explosivo.
- Sub desbalance BPV valve, esta válvula es encargada de ecualizar al momento de la explosión las columnas hidrostáticas para activar el colchón de agua y disminuir el impacto.
- Marca radioactiva, contiene una pequeña fuente de radiación al cual es leída por el sensor de la herramienta gamma ray, para correlacionarnos y colocarnos en profundidad.
- Packer tipo J de 7” es el encargado de sellar el espacio anular entre la tubería de producción tubing y el revestimiento o casing

2.6.4.5. Principios de funcionamiento.

2.6.4.6. Aplicaciones del equipo de WO con el BHA de TCP.

Este equipo de WO con BHA para TCP es usado para varias operaciones entre las cuales destacan:

- Cañoneo para apertura de nuevas zonas productoras.
- Recañoneo de zonas de baja profundidad.
- Punzado en operaciones de fracturamiento hidráulico.
- Pruebas de formación y evaluación de productividad.
- Optimización en pozos de inyección.

2.6.4.6. Criterios de análisis para el cambio de zona productora.

Para evaluar un cambio de zona productora tenemos que tener en cuenta varios estudios realizados al pozo entre los cuales tenemos:

- La estructura Petrofísica de nuestra arena UPPER LU.

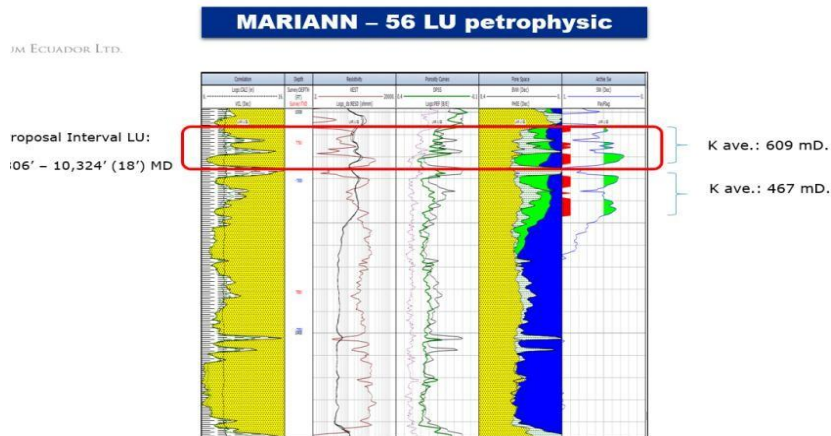


Fig.26. Análisis petrofísico de la arena UPPER LU

- Análisis NODAL para evaluar a profundidad nuestra zona productora y así garantizar la efectividad en su producción.

2.6.4.7. Ventajas y desventajas del cambio de zona productora

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Aumento de la producción ya que nos permite acceder a una zona con mayor presión y saturación de hidrocarburos	Aumenta los costos operativos ya que se requiere intervención con workover, cementación y cañoneo.
Se maximiza la recuperación de reservas antes de abandonar el pozo.	La formación no puede responder como se esperaba.
Se reduce la producción de gas y agua ya que se evita la conificación de agua o gas libre en la zona agotada	Puede ser necesario modificar el levantamiento artificial o el manejo de fluidos
Se extiende la vida útil del pozo ya que aprovechamos intervalos que aun no han sido explotados sin la necesidad de perforar un pozo nuevo	Durante el tiempo de intervención el pozo estará fuera de operación lo que afecta la producción.
Menor inversión que en un nuevo pozo ya que esta es una alternativa mas económica y rápida que la perforación de un pozo adicional	Podemos tener riesgo de daños mecánicos ya sea en el casing, tubing o herramientas durante la completación.

Tabla.2. Ventajas y desventajas del cambio de zona productora

CAPITULO III

3. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

3.1 Introducción

En este capítulo tenemos como objetivo presentar y analizar dos propuestas técnicas para realizar la recuperación de producción en el pozo Mariann 56, esto con el fin de buscar alternativas viables que nos permitan estimular la zona productora o inhabilitarla y realizar un cambio a otra zona superior.

La primera propuesta consiste en implementar técnicas de limpieza controlada, utilizando la unidad de coiled tubing con su tubería flexible y llegar a la profundidad exacta de la arena (Upper T SST) para realizar una limpieza de los punzados de producción, mediante este proceso se tratará de reducir considerablemente los daños en la formación y mejorar las propiedades del yacimiento para que facilite la salida del crudo desde la roca hacia el pozo.

Este proceso nos garantiza la optimización del tiempo y efectividad en la operación, pero se debe analizar las condiciones del pozo como la magnitud del daño de la zona productora y la extensión de la reserva, porque la escasez de reserva remanente puede ser una causa de la disminución de la producción

La segunda propuesta que planteamos se basa en el cambio de zona productora, aislando la zona Upper T SST y estimulando la zona Upper LU, donde primeramente se realiza un análisis nodal para evaluar a profundidad la nueva zona para garantizar la efectividad en su producción. El proceso de cambio de zona productora inicia con la colocación de un CBIP de 7" para aislar la zona de baja producción (Upper T SST), se coloca cemento tipo G con una densidad de 15,8 ppg, la cantidad de 3 ft de volumen utilizando una herramienta electro-hidráulica de wireline (Dump bailer). Para luego bajar el BHA de TCP

El objetivo final de esta investigación es determinar cual es la mejor estrategia para reestablecer la producción en el pozo Mariann 56, teniendo en consideración su factibilidad técnica, la relación costo-beneficio y el cumplimiento de las regulaciones de seguridad y eficiencia energética. La alternativa elegida debe ser integral y sostenible, permitiendo mejorar el rendimiento de pozo, optimizar recursos operativos y minimizar el impacto ambiental.

3.2. Limpieza controlada con unidad de coiled tubing

3.2.1. Datos operacionales.

- Producción actual del pozo: 120 BPD
- Corte de agua (BSW): 45% lo que nos indica un posible arrastre de sólidos o un daño en la formación.
- Presión de fondo (pwf): 850 PSI
- Presión de yacimiento (Pr): 1,750 PSI

- Diámetro de la tubería de producción: 3 ½" EUE, L-80 ,9.3 lbs/ft
- Análisis de muestras de producción: tenemos alto contenido de parafinas y asfaltenos con pequeñas partículas de arena.

3.2.2. Datos mecánicos del pozo

- Profundidad total MD y TVD hasta la zona a limpiar.
MD: 10,983 ft
TVD: 8,245 ft
- Diámetro de la tubería de producción y del casing
Tubería de producción 3 ½ " EUE
Casing:
9 5/8" N-80, 47 PPF hasta 9,025 ft
7" P-110, 26 PPF hasta 10.892 ft
- Registros geofísicos.
Gamma ray confirma intervalos con intervalos de acumulación de material
CBL/VDL: nos indica posible daño por incrustaciones
Spinner Log: detectan reducción en la sección de flujo por obstrucciones

3.2.3. Características de la obstrucción

En este pozo encontramos depósitos de parafinas y asfaltenos con incrustaciones minerales y arena fina, su mayor acumulación esta entre los 9.500 ft a los 10,200 ft en nuestra sección productora.

3.2.4. Parámetros del fluido de limpieza.

Vamos a necesitar ácido HCL al 15% con inhibidores de corrosión, solventes químicos con dispersantes, con una densidad de 8.6 a 9.0 ppg y una viscosidad de 20 a 40 cp, esto por un volumen total de 4 barriles de fluido.

3.2.5. Condiciones de seguridad y control del pozo

En base a las presiones que maneja el pozo esperamos una presión diferencial máxima de 900 psi teniendo en cuenta que la presión de yacimiento es de 1,750 psi y la presión de fondo fluyente es de 850 psi.

Por este motivo se va a instalar un BOP de 3,000 psi para garantizar el control de presión, esto compuesto con rams de corte y anulares y se verificara su operación mediante pruebas de cierre y fuga

3.3. Equipos

Para la ejecución de la limpieza en el pozo **Mariann 56**, se emplearon los siguientes equipos:

- Unidad de coiled tubing

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

- Tubería flexible, carrete de CT e inyector.
- Sistema de bombeo
- Bomba triplex o quintuplex y tanques de almacenamiento.
- Fluidos de limpieza
 - Petróleo y disolventes químicos.
- -Herramientas de fondo de pozo
 - Boquillas Jet, giratorias, bruces y check valve.
- Equipos de monitoreo
 - Sensores de presión y caudal
- Compresor
- Generador eléctrico

3.4. Personal

El equipo de trabajo requerido para la intervención del pozo incluye:

- Supervisor de Coiled Tubing
- Operadores de Coiled Tubing
- Ingeniero de Producción
- Técnico de Fluidos
- Personal de Seguridad (HSE)

3.5. Procedimiento Operacional

Para la ejecución de la limpieza con Coiled Tubing en el pozo Mariann 56, se siguió el siguiente procedimiento:

1. Preparación del sitio: Inspección de equipos, seguridad y revisión de parámetros operativos del pozo.
2. Instalación del BOP y cabezal de Coiled Tubing: Para control de presión durante la operación.
3. Ingreso del Coiled Tubing al pozo: Descenso progresivo hasta la zona afectada a 9,500 ft.
4. Inyección del fluido de limpieza: Se bombeó 120 bbl de solvente a una presión de 3,500 psi.
5. Extracción del Coiled Tubing: Se verificó la limpieza mediante pruebas de caudal y presión.
6. Monitoreo post-limpieza: Evaluación del caudal de producción y análisis de la respuesta del pozo.

3.6. Formulas a utilizar

- **Calculo de volumen de fluido de limpieza a inyectar**

$$V = A * Y_o$$

Donde

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

- V = volumen total de fluido a inyectar (bbl)
- A = Area interna del coiled tubing (πr^2) (en 2)
- Yo = Longitud del intervalo a limpiar (pies)

- **Bombeo para la circulación del Fluido**

$$PAG = \frac{Q \times micras \times Yo}{K \times d^4}$$

Donde

- PAG = presión de bombeo(psi)
- Q = Caudal de inyección (bpm)
- Micras = viscosidad del fluido de limpieza (cp)
- Yo = longitud del Coiled Tubing (ft)
- K = Factor de fricción del fluido
- d = Diámetro interno del Coiled Tubing (pulg)

- **Índice de Productividad antes y después de la limpieza**

$$Yo P = \frac{Q}{PAG_o - PAG_oF}$$

Donde

- Yo P = índice de productividad (bbl/día/psi)
- Q = Caudal de producción (BPD)
- PAG_o = Presión del yacimiento
- PAG_{oF} = Presión de fondo fluido (psi)

- **Velocidad de arrastre de solidos en la limpieza**

$$V_{el} = \frac{4 Q}{\pi d^2}$$

Donde

- V_{el} = velocidad del fluido en la tubería (ft/s)
- Q = Caudal de inyección (bpm)
- d= Diametro interno del coiled tubing(pulg)

- **Presión en la superficie y control de pozo**

$$PAG_{superficie} = PAG_{fondo} - (0,052 \times gamma_{fluido} \times T)$$

Donde

- $PAG_{superficie}$ = presión en la boca de pozo (psi)
- PAG_{fondo} = Presión de fondo antes de la limpieza (psi)
- 0.052 = factor de conversión de gradiente de presión
- γ_{fluido} = Densidad del fluido de limpieza (ppg)
- T = Profundidad de la limpieza (ft)

3.3. Cambio de zona productora

3.3.1. Datos operacionales

- Producción actual: 120 BPD.
- Presión de yacimiento (Pr): 1,750 psi
- presión de fondo fluyente (Pwf): 850 psi
- BSW (corte de agua %): 45%

3.3.2. Datos mecánicos del pozo

- Diámetro de la tubería de producción y del casing
Tubería de producción 3 ½ " EUE
Casing:
9 5/8" N-80, 47 PPF hasta 9,025 ft
7" P-110, 26 PPF hasta 10.892 ft

3.3.3. Parámetros de cementación para el aislamiento.

El proceso de cambio de zona productora inicia con la colocación de un CBIP de 7" para aislar la zona de baja producción (Upper T SST), se coloca cemento tipo G con una densidad de 15,8 ppg, la cantidad de 3 ft de volumen utilizando una herramienta electro-hidráulica de wireline (Dump bailer).

3.4. Datos de la zona UPPER LU

3.4.1. Datos petrofísicos y de producción de la nueva zona.

MARIANN 56- (LU)		
Reservoir	LU	
Interval	10,306' - 10,324'	ft MD
Mid Perf	10,315'	ft MD
Pr (@ datum)	3000	psi
IP (fluido)	0.50	b/p/d
BHT	200	°F
<i>Q_f expected (AVERAGE)</i>	519	bls
BSW expected	30%	%
API	19	°
Pb	599	psi
Viscosity @ Pr	10.4	cp
Average permeability	360	mD.
Porosity	19	%

Fig.28.Características de la nueva zona productora.

3.4.2. Parámetros del punzado con BHA de TCP

- Diseño de punzado

Cañones de 4.5" OD cargados a 5 tiros ft, por una longitud de 15 ft y 17,24" de espaciador para seguridad.

3.5. Equipos

Para la ejecución del cambio de zona productora se utilizan los siguientes equipos:

- Memorias Fast gay encargadas de registrar el cambio de presión y temperatura al momento de la detonación, para garantizar la efectividad de los disparos.
- Cámara de surgencia, encargadas de almacenar los sólidos producidos luego de la detonación.
- Válvula UPS, se encarga de abrir la cámara de surgencia para el ingreso de los sólidos.
- Hydraulic head, se activa por medio de presión, es utilizada en caso de que falle la mechanical head.
- Cañones de 4.5" OD cargados a 5 tiros ft, por una longitud de 15 ft y 17,24" de espaciador para seguridad.
- Mechanical head, es activada por medio de un impacto producido a través de una barra que es lanzada desde superficie iniciando el tren explosivo.
- Sub desbalance BPV valve, esta válvula es encargada de ecualizar al momento de la explosión las columnas hidrostáticas para activar el colchón de agua y disminuir el impacto.
- Marca radioactiva, contiene una pequeña fuente de radiación al cual es leída por el sensor de la herramienta gamma ray, para correlacionarnos y colocarnos en

profundidad.

- Packer tipo J de 7" es el encargado de sellar el espacio anular entre la tubería de producción tubing y el revestimiento o casing.

3.6. Personal que vamos a necesitar.

-  Supervisor de Workover: Coordina la operación y supervisa la seguridad.
-  Operadores de Workover: Encargados del manejo del equipo y la tubería.
-  Ingeniero de Producción: Evalúa los parámetros operacionales y optimiza la producción.
-  Especialista en Cementación: Diseña y ejecuta la colocación del tapón de cemento.
-  Técnico de TCP: responsable del ensamble y detonación del BHA de cañoneo.
-  Personal de Seguridad (HSE): Supervisa el cumplimiento de normas de seguridad.

3.7. Procedimiento Operacional

1. Evaluación inicial: Se analizan los datos del pozo y se determina la factibilidad del cambio de zona.
2. Aislamiento de la zona anterior: Se bombea cemento Tipo G (15.8 ppg) hasta cubrir completamente el intervalo a abandonar.
3. Verificación de cementación: Se corre un registro CBL/VDL para confirmar el sellado.
4. Descenso del BHA de TCP: Se baja el ensamble con cañones cargados a 5 tiros/ft en la nueva zona productora.
5. Correlación y posicionamiento: Se utiliza marca radioactiva y gamma ray para ubicar la profundidad exacta del punzado.
6. Detonación de cargas perforantes: Se activa el BHA mediante presión hidráulica o impacto mecánico.
7. Evaluación de la zona punzada: Se monitorean presión y caudal para verificar la respuesta de la formación.
8. Estimulación de la nueva zona: Se inyectan fluidos (ácidos o solventes) para mejorar la conectividad con la formación.
9. Optimización del levantamiento artificial: Se ajusta la configuración de bombas o gas lift para maximizar la producción.
10. Monitoreo post-intervención: Se analiza la estabilización del pozo y la producción obtenida.

3.8. Cálculos a utilizar

- **Profundidad de instalación del CIBP**

$$PAG_{CIBP} = PAG_{\text{zona de aislamiento}} - \text{Margen de seguridad}$$

Donde

- PAG_{CIBP} = Profundidad de instalación del CIBP
- $PAG_{\text{zonadeaislamiento}}$ = profundidad del tope de la arriba
- Margen de seguridad = 20-50 pies por encima del intervalo productivo para evitar la contaminación de la zona nueva

- **Cálculo de la presión de asentamiento del CIBP**

$$\Delta P_{CIBP} = PAG_{\text{yacimiento Upper T SST}} - PAG_{\text{columna de fluido}}$$

Donde

- ΔP_{CIBP} = Presión diferencial sobre el CIBP
- $PAG_{\text{yacimiento UPPER T SST}}$ = Presión del yacimiento en la zona a aislar
- $PAG_{\text{columna defluido}}$ = Presión ejercida por el fluido del pozo

- **Calculo de la densidad del fluido de desplazamiento**

$$\gamma_{\text{fluido}} = \frac{PAG_{\text{columna}}}{0.052 \times T}$$

Donde

- γ_{fluido} = Densidad del fluido de desplazamiento
- PAG_{columna} = Presión de la columna de fluido
- 0.052 = factor de gradiente de presión
- T = profundidad total del fluido en la tubería

- Profundidad de punzado de la nueva zona productora

$$PAG_{\text{punzado}} = PAG_{\text{parte superior LU superior}} + \text{Intervalo a punzar}$$

Donde

- PAG_{punzado} = Profundidad de inicio del punzado (ft MD)
- $PAG_{\text{parte superior LU superior}}$ = Tope de la zona productora (pies MD)
- Intervalo a punzar = sección efectiva de la formación a punzar (ft)

CAPITULO IV

4.1 Análisis de Resultados

En este proyecto evaluamos las dos propuestas técnicas a implementar en el pozo Mariann 56 las cuales eran la limpieza controlada con unidad de coiled tubing si en esta propuesta no conseguíamos nuestro objetivo que es recuperar la producción esperada procedíamos a la segunda propuesta que es la migración a una nueva zona productora para recuperar la producción, por lo tanto, realizamos comparaciones de los valores de producción antes y después de haber implementado nuestras propuestas.

4.2. Evaluación de la producción inicial

Antes de la implementación de nuestra propuesta de limpieza con unidad de coiled tubing, nuestro pozo Mariann 56 presentaba un bajo aporte de producción de tan solo 120 BPD en comparación a los 600 BPD que aportaba en el año 2019 que fue el año de su perforación, esto debido a varios factores entre los cuales teníamos, los taponamientos en los punzados que comunican el yacimiento con el pozo esto causado por invasión de sólidos como parafinas y asfáltenos, residuos de la cementación, migración de finos, precipitación de minerales y químicos, resultantes de la actividad bacteriana, todos estos sólidos causan el taponamiento de los poros de la formación, reduciendo considerablemente la permeabilidad y afectando a la productividad del pozo. También teníamos un corte de agua de 45%.

4.3. Resultados de la limpieza controlada con unidad de coiled tubing

4.3.1 Índice de productividad

Estado	Producción
Antes de la limpieza	120 bbls
Después de la limpieza	320 bbls

Tabla.3. Índice de productividad

4.3.2. Porosidad

Estado	Porosidad
Antes de la limpieza	65%
Después de la limpieza	75%

Tabla.4. Resultados de porosidad

4.3.3. BSW

Estado	Permeabilidad
Antes de la limpieza	50%
Después de la limpieza	45%

Tabla.5. Resultados de porosidad

4.3.4 Presión de fondo fluyente

Estado	Pwf
Antes de la limpieza	1500 psi
Después de la limpieza	1450 psi

Tabla.6. Resultados de Pwf

4.3.5. Daño de formación.

Estado	Factor SKIN
Antes de la limpieza	6
Después de la limpieza	3

Tabla.7. Resultados de factor de daño

4.4. Resultados del cambio de zona de producción

4.4.1 Índice de productividad

Estado	Producción
Antes de la limpieza	120 bbls
Después de la limpieza	600 bbls

Tabla.8. Índice de productividad

4.4.2. Porosidad

Estado	Porosidad
--------	-----------

Antes de la limpieza	15%
Después de la limpieza	19%

Tabla.9. Resultados de porosidad

4.4.3. BSW

Estado	Permeabilidad
Antes de la limpieza	50%
Después de la limpieza	30%

Tabla.10. Resultados de porosidad

4.4.4 Presión de fondo fluvente

Estado	Pwf
Antes de la limpieza	1500 psi
Después de la limpieza	1370 psi

Tabla.11. Resultados de Pwf

4.5. Tablas comparativas de resultados de la implementación de las 2 propuestas técnicas.

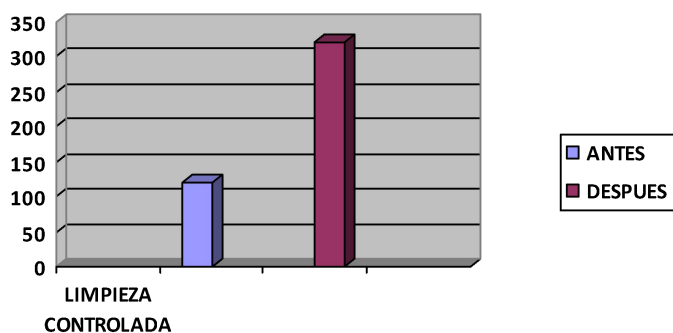


Tabla.12. comparación de la producción antes y después de la limpieza con CT

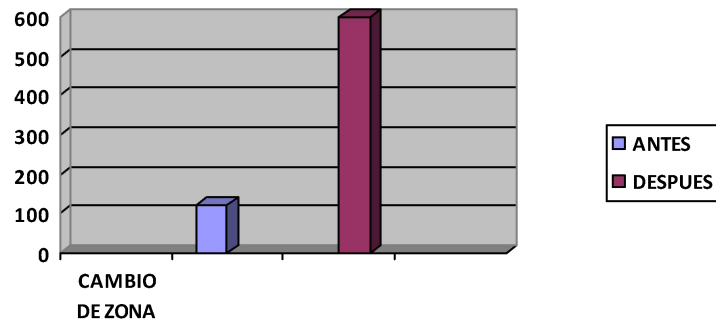


Tabla.13. Comparación de la producción antes y después del cambio de zona productora

4.6. Comparación económica de los métodos para la recuperación de producción.

PROPUESTA 1			
Movilización de Equipos	00	\$ 20.0	\$ 20.000 USD
Alquiler de unidad coiled tubing	00	\$ 80.0	\$ 80.000 USD
Servicio de limpieza y químicos	00	\$ 50.0	\$ 50.000 USD
Mano de obra	00	\$ 30.0	\$ 30.000 USD
Servicios adicionales	00	\$ 20.0	\$ 20.000 USD
TOTAL			\$ 200.000
			USD

Tabla.12. costos de implementación de propuesta 1

PROPUESTA 2										
WO	Torre de		\$ 40.000	\$ 120.000	40.000	\$ 40.000				USD \$ 120.000
	Movilización de equipos.			\$ 50.000						USD \$ 50.000
	Herramientas para aislar zona			\$ 100.000						USD \$ 100.000
	Cemento y químicos		\$ 35.000	\$ 70.000	35.000	\$ 5.000				USD \$ 70.000
TCP	BHA de			\$ 200.000	50.000	\$ 50.000	\$ 50.000			USD \$ 200.000
Obra	Mano de			\$ 50.000	10.000	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 10.000		USD \$ 50.000
	Servicios adicionales			\$ 8.300	3.000	\$ 1.000	\$ 1.000	\$ 2.000	\$ 1.300	USD \$ 8.300
TOTAL										\$ 598.300

Tabla.13. costos de implementación de propuesta 2

4.6. Estrategia seleccionada.

En base a la información analizada en este proyecto hemos llegado a la conclusión de que para la recuperación de producción en el pozo Mariann 56, se aplique la propuesta del cambio de la zona productora de la UPPER T SST a la zona UPPER LU, ya que en esta segunda propuesta obtenemos un incremento de producción de los 120 bbls a 650 bbls.

CAPITULO V

5.1. Conclusiones

Los resultados que se obtuvimos nos indican que el aislamiento de la zona UPPER T SST mediante cementación con lechada de 15.8 fue exitosa, evitando la comunicación de fluidos indeseados y asegurando la integridad del pozo. La verificación mediante CBL/VDL nos confirmaron un sellado adecuado permitiendo la estimulación posterior de la zona UPPER LU. Este proceso nos permitió restablecer la conectividad con la formación lo que nos generó un aumento en la producción de 650 BPD con respecto a los 120 BPD que teníamos antes de implementar nuestra propuesta.

El diseño de punzado con BHA de TCP de 5 SPF nos permitió optimizar la comunicación entre el pozo y la formación, logrando así una mejor eficiencia de flujo.

La intervención con coiled tubing mejoró parcialmente la capacidad productiva del pozo al remover parafinas y asfaltenos que generaban restricciones en los punzados. Sin embargo, el aumento de producción de los 120 BPD iniciales a 250 BPD nos indica que este método no fue suficiente para garantizar una producción sostenible a largo plazo, lo que valida la necesidad de un cambio de zona.

En el análisis económico y de viabilidad si bien nos indica que la propuesta de limpieza con unidad de coiled tubing es una alternativa de menor costo, su impacto en la producción no dio el resultado esperado. A comparación de nuestra segunda propuesta de migrar a la zona UPPER LU que nos representó una mayor inversión pero es un retorno económico más estable ya que con la producción que obtuvimos después de la intervención la inversión de rentabilidad nos indicó que es posible recuperar lo invertido en un periodo de hasta 12 meses.

5.2. Recomendaciones

Para maximizar la producción y garantizar la estabilidad del pozo. Se recomienda un monitoreo continuo de los parámetros del pozo que nos incluyen la medición de presión de fondo, corte de agua y caudal de producción, para poder ajustar el estrangulador en superficie y así optimizar el sistema de levantamiento artificial, asegurando una producción estable.

Tomando en cuenta el aumento de la producción de la zona UPPER LU se debe evaluar la eficiencia del BES instalado, ajustando la frecuencia de operación o reemplazando componentes según las nuevas condiciones de producción.

 Para reducir futuras restricciones de flujo se recomienda inyectar periódicamente inhibidores de parafinas, asfáltenos e incrustaciones minerales para reducir la frecuencia de las intervenciones correctivas y prolongar la vida útil del pozo. Además se recomienda limpiezas periódicas dependiendo de la tendencia del pozo a acumular sólidos.

BIBLIOGRAFIA

Drilling Manual. (s.f.). *Coiled tubing: Complete guide*.
<https://www.drillingmanual.com/coiled-tubing-complete-guide/>

Dynadrill. (s.f.). *Limpieza de pozos con coiled tubing*.
<https://www.dynadrill.com.ec/limpieza-de-pozos-con-coiled-tubing/>

Portal del Petróleo. (s.f.). *Cañoneo de pozos de petróleo*.
<https://portaldelpetroleo.com/canoneo-de-pozos-de-petroleo/>

Vigoroiltools. (s.f.). *How TCP works*. <https://www.vigoroiltools.com/es/news/how-tcp-works/>

SlideShare. (s.f.). *BHA para TCP* [Presentación].
<https://es.slideshare.net/slideshow/bha-para-tcp/30943302>

Flores Dilsa, E., Montesinos Maldonado, Y., & Quiroz Tacán, T. (s.f.). *Análisis de la producción en pozos petroleros utilizando coiled tubing* [Tesis de licenciatura, Instituto ISTER]. Repositorio ISTER.
<https://repositorio.ister.edu.ec/bitstream/68000/527/1/ERIQUE%20FLORES%20DILSA%2c%20MONTESINOS%20MALDONADO%20YONATHAN%20%26%20QUIROZ%20TAC%c3%81N%20THAL%c3%8da.PDF>

Castro Aguayo, C. A. (s.f.). [Título de la tesis] [Tesis de licenciatura, Instituto ISTER]. Repositorio ISTER.
<https://repositorio.ister.edu.ec/bitstream/68000/522/1/CASTRO%20AGUAYO%20CRISTIAN%20ANDR%c3%89S.pdf>

Yerovi Giler, S. A. (s.f.). *Proyecto de investigación* [Tesis de licenciatura, Universidad UTI]. Repositorio UTI.
<https://repositorio.uti.edu.ec/bitstream/123456789/1196/1/PROYECTO%20DE%20INVESTIGACI%C3%93N%20YEROVI%20GILER%20SYRIA%20ANDREA.pdf>

Autor desconocido. (s.f.). *Aplicaciones de la tubería flexible* [Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional]. IPN Repositorio.
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/16580/1/Aplicaciones%20de%20la%20tuber%C3%ADa%20flexible.pdf>

Autor desconocido. (s.f.). *Aplicación de tubería flexible en la inducción con nitrógeno de pozos petroleros* [Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional]. IPN Repositorio.
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/17499/1/Aplicaci%C3%B3n%20de%20tuber%C3%ADa%20flexible%20en%20la%20inducci%C3%B3n%20con%20nitr%C3%B3geno%20de%20pozos%20petroleros.pdf>

Autor desconocido. (s.f.). [Título del libro]. OpenEdition Books.
<https://books.openedition.org/ifea/2992>.