

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA**

SEMINARIO DE ACTUALIZACIÓN CON OPCIÓN A TITULACIÓN
DE “PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE
POZOS PETROLEROS”

TESIS

DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ACCIDENTE MECÁNICO
DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO ESIA - 2

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
EDWING HERNÁNDEZ SALAS

DIRECTORES
ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE



CIUDAD DE MÉXICO

FEBRERO 2019



Oficio número: DES/6989/2018

Ciudad de México, a 03 de diciembre de 2018

**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN
DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
P R E S E N T E**

Con fundamento en los Artículos 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional, todos del Instituto Politécnico Nacional; en respuesta a su Oficio DET/2369/2018, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con opción a Titulación:

"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"

Folio de Autorización: DES/ESIA-TIC/S/433-21/2010-2018
Vigencia del seminario: 22 de marzo de 2018 al 22 de marzo de 2020
Duración: 150 horas.
Período de impartición: Del 10 de diciembre del 2018 al 16 de febrero de 2019
Horario: Lunes a viernes de 14:00 a 20:00 y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede: ESIA-TICOMAN.
Expositores Ing. Manuel Torres Hernández, Quim. Rosa de Jesús Hernández
Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morfín Faure

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el número de registro correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.



"70 Aniversario de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas"
"40 Aniversario del CECYT 15 Diódoro Antúnez Echegaray"
"30 Aniversario del Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico en Cómputo"
"25 Aniversario de la Escuela Superior de Cómputo"

- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de la impartición del Seminario, como los datos de los participantes en la emisión de constancias, están sustentados en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificar a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
Dirección de Educación Superior

M. EN C. ROSALÍA MARÍA DEL CONSUELO TORRES BEZAURY
DIRECTORA

c.c.p.- Dr. Jorge Toro González- Secretario Académico del IPN.
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Director de Administración Escolar (DAE)
Lic. Cecilio Shamar Sánchez Nava. - Jefe de la División de Operación de Unidades Académicas de la DES
Expediente.
T- 22686

RMCTB/EC/2017 ymn

Prohibición de uso de obra

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe **Edwing Hernández Salas**, manifiesto ser autor (a) y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“Desarrollo y análisis del accidente mecánico durante la perforación del pozo ESIA - 2”**, en adelante **“La Tesis”** y de la cual se adjunta copia para efecto de cumplir con el requisito de titulación, motivo por el cual se hace entrega del ejemplar al IPN, mismo que podrá exhibir como material de consulta impreso dentro de sus instalaciones negando la posibilidad de su exhibición pública total o parcial por algún medio digital, por lo que, por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 de la Ley Federal del Derecho de Autor, se prohíbe el uso y/o explotación de **“La Tesis”** en las formas y medios descritos en el fundamento legal citado, en virtud de que cualquier utilización por una persona física o moral distinta del autor puede afectar o violar derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros distintos al autor de **“La Tesis”** al utilizar descripción de operaciones y datos técnicos restringidos al público para el desarrollo del material de investigación.

En virtud de lo anterior, **“El IPN”** deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de **“La Tesis”** y limitarse a su uso en la forma arriba señalada.

Ciudad de México a Febrero de 2019

Atentamente

Edwing Hernández Salas



Agradecimientos

A Dios y a la Virgen María: Por su infinito amor, por acompañarme en todo momento, por bendecirme con salud, paciencia y sabiduría para alcanzar esta importante meta

A mi país: Por darme la oportunidad de nacer en este hermoso lugar y por mostrarme que a pesar de la situación que se vive, aún es posible salir adelante con esfuerzo, compromiso y responsabilidad.

A mis padres: Por su esfuerzo y todos los sacrificios que han realizado para sacar adelante a nuestra familia, por darme la oportunidad de estudiar una carrera, por mostrarme lo que es la humildad, el trabajo duro, la responsabilidad, las ganas de aprender siempre y lo que es ser una persona de bien. Sin ustedes y su amor hoy no sería lo que soy, ni habría logrado lo que hoy tengo. Los amo con todo el corazón.

A mis hermanos: Por darme la oportunidad de ser un ejemplo para ambos, por permitir compartirles mis muchas o pocas experiencias; gracias a ustedes aprendí que el conocimiento adquirido si no se comparte no sirve de nada y que a pesar del orden en que nacimos en muchas ocasiones yo también aprendí de ustedes.

A mi Karla: Por ser mi confidente, por apoyarme y ayudarme en cada momento que lo he necesitado. Sin tus consejos muchas veces me hubiera perdido en este camino y jamás habría alcanzado mis metas. Gracias por mostrarme mis errores y como corregirlos y porque que a pesar de ser un cabeza dura siempre me has tenido la paciencia y el cariño necesarios para que salgamos adelante juntos.

A mis mentores: Gracias Ing. Manuel Veloz Nieto, Ing. Marco Antonio García Casas, Ing. José Antonio Aguilera López, Ing. José Manuel Reyes Casarreal, Lic. Luis Ramos Alvarado, Ing. Penélope Jaramillo González, Ing. Javier Almaraz

Márquez, Ing. Alejandro Betancourt Correa, Gabriel Castellanos Vázquez, Ing. Imelda Gutiérrez Sánchez, por todo el conocimiento que han compartido conmigo el cual está reflejado en este trabajo de tesis, así como todos y cada uno de sus consejos que les garantizo que con mucho cariño aplico en mi vida diaria.

A mis maestros: Por su pasión, su compromiso y su cariño para compartir sus conocimientos, así como para hacer de mi generación una excelente camada de ingenieros. Gracias por dar lo mejor de ustedes y por permitirme tener las bases suficientes para enfrentar la vida laboral de un ingeniero petrolero.

A los ingenieros Manuel Torres Hernández y Alberto Enrique Morfin Faure: Por ofrecerme un poco de su tiempo y su experiencia para la dirección y asesoramiento de este trabajo de tesis. Gracias por darme la oportunidad de demostrar mi capacidad y mi conocimiento para poder integrarme al gremio de ingenieros petroleros.

Al Instituto Politécnico Nacional y la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Unidad Ciencias de la Tierra: Por darme la oportunidad de pertenecer a una gran institución educativa, por darme las herramientas necesarias para sacar a mi país adelante y con ellas demostrar LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA.

Edwing Hernández Salas

DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ACCIDENTE MECÁNICO DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO ESIA - 2

CONTENIDO

Resumen	
Abstract	
Objetivo	
Introducción.....	1
CAPÍTULO 1: Conceptos básicos.....	2
1.1 Pozos petroleros.....	2
1.1.1 Clasificación de los pozos petroleros.....	2
1.1.1.1 Pozos verticales.....	2
1.1.1.2 Pozos direccionales.....	3
1.2 Perforación de pozos petroleros.....	6
1.2.1 Sistemas en la perforación de pozos petroleros.....	7
1.3 Problemas durante la perforación de pozos petroleros.....	12
1.4 Pescado.....	17
1.4.1 Operaciones de pesca.....	17
1.4.2 Tipos de herramientas para operaciones de pesca.....	18
1.4.3 Herramientas de corte.....	24
1.5 Sidetrack.....	28
1.6 Taponamiento de pozos petroleros.....	30
CAPÍTULO 2: Diseño original de la perforación del pozo ESIA – 2.....	33
2.1 Localización.....	33
2.2 Equipo.....	33
2.3 Objetivo y columna geológica.....	34
2.4 Estado mecánico propuesto.....	35
2.5 Duración.....	36

CAPÍTULO 3: Desarrollo de la perforación, atrapamiento de sarta y operaciones de pesca en el pozo ESIA – 2.....	42
3.1 Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros.....	42
3.2 Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros.....	44
3.3 Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros.....	47
3.4 Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros.....	51
3.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros.....	58
3.6 Atrapamiento, operaciones de pesca y de apertura de ventana.....	61
3.7 Taponamiento y abandono del pozo.....	68
CAPÍTULO 4: Análisis de los resultados del pozo.....	71
4.1 Comparativo Real vs Programas.....	71
4.1.1 Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros.....	72
4.1.2 Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros.....	74
4.1.3 Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros.....	76
4.1.4 Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros.....	78
4.1.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros.....	80
4.1.6 Actividad total.....	81
Conclusiones.....	83
Recomendaciones.....	84
Bibliografía.....	85

Resumen

En el presente trabajo de tesis se incluyen los conceptos básicos encaminados a los problemas que se pueden presentar durante la perforación de un pozo, con la intención de poder familiarizarse con las herramientas, actividades y procesos que se describirán más adelante.

Para el caso de estudio se incluyen los planes de trabajo y las condiciones que se esperaban previo a la perforación del pozo en cuestión, con la intención de demostrar que en el diseño original del pozo se deben considerar más información relacionada a la columna litológica esperada y así optimizar la ventana operativa de la construcción del pozo.

Se describen las actividades reales del pozo en estudio, así como las decisiones que se tomaron para intentar resolver los problemas que se presentaron durante los trabajos de perforación y su posterior abandono para ser declarado accidente mecánico.

Se presenta un análisis de los resultados en el que se comparan el diseño original del pozo y el resultado final para explicar cuáles son las áreas de oportunidad en trabajos posteriores.

Abstract

In the present thesis work, includes the basic concepts aimed at the problems that can occur during the drilling of a well, with the intention of becoming familiar with the tools, activities and processes that will be described later.

For the case study, the work plans and the conditions that were expected prior to the drilling of the well in question are included, with the intention of demonstrating that in the original design of the well, more information related to the expected lithological column should be considered thus optimize the operational window of the construction of the well.

The real activities of the well under study are described, as well as the decisions that were made to try to solve the problems that arose during the drilling work and its subsequent abandonment to be declared a mechanical accident.

An analysis of the results is presented in which the original design of the well is compared with the final result to explain what are the areas of opportunity in subsequent works.

Objetivo

Describir y analizar el caso de estudio de un accidente mecánico durante la perforación con la intención de conocer sus causas, las actividades necesarias para su remediación y porque no fueron efectivas.

Describir las actividades de soporte (transporte de materiales y herramientas, espera de servicios de fluidos de control, registros geofísicos, etc., y mantenimiento preventivo o de remediación de equipos en sitio) que afectan el tiempo de construcción de un pozo comparándolas con las contempladas en los planes de trabajo.

Presentar un análisis de resultados que permita observar el impacto de las actividades de pesca sobre la duración de la construcción de un pozo con la intención de resaltar la necesidad de la eficiencia en la elaboración de los planes de trabajo y el diseño de los pozos para optimizar el proceso de perforación de un pozo petrolero y que sea rentable.

Introducción

En la industria petrolera la perforación y construcción de pozos es un punto fundamental, ya que sin un medio de comunicación entre la superficie y un yacimiento de hidrocarburos es imposible su aprovechamiento. En este sentido la obligación del ingeniero petrolero es garantizar que la construcción de estos medios para la explotación de hidrocarburos sea económica y técnicamente sustentable, es decir, optimizar los costos aprovechando su capacidad técnica y poder adaptarse a las condiciones que presenta el pozo durante su perforación.

Derivado de la Reforma Constitucional del 20 de diciembre de 2013, en México se genera un ambiente de apertura hacia la competencia ya que el Estado Mexicano establece que Petróleos Mexicanos (Pemex) en específico Pemex Exploración y Producción (PEP) se convierta en una Empresa Productiva de Estado, por lo que debido a la Reforma Energética, surge la oportunidad de trabajar mediante alianzas, asociaciones o Contratos para la Exploración y/o Extracción de hidrocarburos (CEE's) los cuales son el mecanismo en el que el Estado Mexicano selecciona al mejor candidato para realizar actividades de exploración y desarrollo de los recursos petroleros del país.

La Reforma Energética tiene como finalidad atraer inversiones y modernizar el sector energético generando una transición hacia un modelo energético dinámico, basado en los principios de competencia, apertura, transparencia, sustentabilidad y responsabilidad fiscal a largo plazo, es decir, implica una transformación profunda del marco legal e institucional del sector energético, que busca promover el aprovechamiento sustentable y eficiente de los recursos naturales.

En este sentido se espera que las actividades de perforación de pozos en el desarrollo de campos petroleros sean más eficientes, mejorando la rentabilidad de los proyectos de explotación y generando una mayor ganancia para el Estado Mexicano.

CAPÍTULO 1

Conceptos básicos

1.1 Pozo petrolero

Un pozo petrolero se define como el medio de comunicación entre un yacimiento de hidrocarburos y las instalaciones superficiales de producción. Su finalidad es permitir la explotación de dichos recursos de manera rentable, es decir, que el valor de los hidrocarburos extraídos sea mayor que la suma de los costos de la construcción del pozo, las instalaciones superficiales y las actividades de mantenimiento durante el periodo de vida del pozo, así como su posterior taponamiento y abandono.

1.1.1 Clasificación de los pozos petroleros

Es posible clasificar los pozos petroleros con base en su diseño el cual es una variable que depende del área geográfica en donde se ubica el pozo, las características del yacimiento, la columna geológica, así como las capacidades y condiciones técnico - económicas del proyecto de exploración o de explotación.

1.1.1.1 Pozo vertical

Es el diseño más común ya que los primeros pozos petroleros se realizaron con esta geometría y en la actualidad se sigue usando en la industria (figura 1).

- Su construcción es relativamente sencilla.
- Demandan poco presupuesto con relación a otro tipo de diseños.
- Es posible terminar el pozo con un diámetro de tubería de revestimiento mayor y en consecuencia el diámetro de la tubería de producción se incrementa, permitiendo un mayor flujo de hidrocarburos.
- Recomendado para yacimientos de gran espesor.

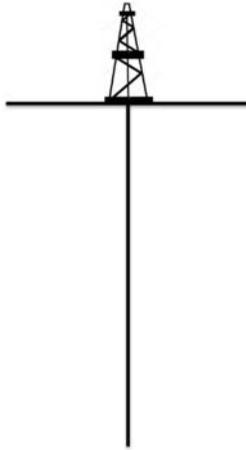


Figura 1. Diagrama de pozo Vertical

1.1.1.2 Pozo direccional

Son pozos cuya trayectoria es desviada a propósito con la intención de alcanzar un yacimiento objetivo debido a que las condiciones en superficie o en el subsuelo así lo requieren.

- Se recomienda cuando el área geográfica en donde se realizarán los trabajos de perforación no permite que el diseño del pozo sea vertical.
- La estructura del yacimiento requiere que el pozo lo atraviese de manera que se puedan aprovechar eficientemente las características petrofísicas del mismo.
- Es necesario desviar el pozo a fin de facilitar los trabajos de perforación mientras se atraviesa la columna estratigráfica, es decir, evitar zonas de alta presión, áreas donde se corra menor riesgo de atascamiento, se disminuya el tiempo de construcción del pozo.
- Permite alcanzar varios objetivos con un solo pozo, por lo que es más rentable perforar un solo pozo direccional y no múltiples pozos verticales.

Pozo tipo J

El pozo se mantiene vertical hasta cierta profundidad y después se desvía alcanzando un ángulo de inclinación que se mantiene de manera constante hasta el objetivo (figura 2).

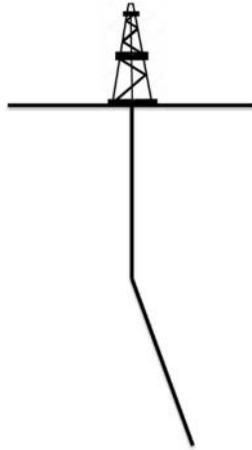


Figura 2. Diagrama de pozo direccional tipo J

Pozo tipo S

Al igual que en el tipo J, la perforación se mantiene vertical hasta cierta profundidad y se inicia la desviación hasta alcanzar un desplazamiento horizontal óptimo para después reducir el ángulo de inclinación y mantener el pozo vertical hasta el objetivo (figura 3).

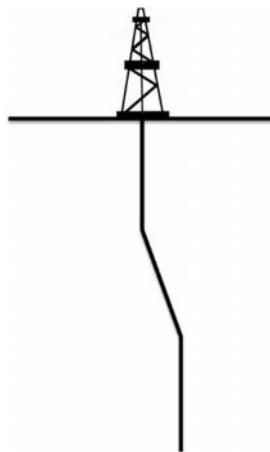


Figura 3. Diagrama de pozo direccional tipo S

Pozo horizontal

Se denomina pozo horizontal a todo aquel que alcance un ángulo mayor a los 86° con respecto a la vertical, se usan en la explotación de yacimientos de bajo

espesor en donde se busca alcanzar la mayor área de contacto posible con el mismo y hacer rentable la extracción de hidrocarburos (figura 4).

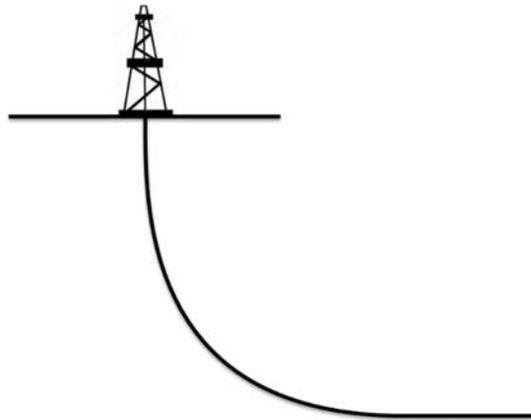


Figura 4. Diagrama de pozo horizontal

Pozo multilateral

Este tipo de pozos consta de una localización de donde parten diferentes pozos a fin de alcanzar varios objetivos en los que su explotación no es rentable su explotación a partir de múltiples localizaciones o que el área geográfica en superficie limita las actividades de explotación de hidrocarburos, es decir, las localizaciones se limitan en número dado que se perforara al interior de un área habitada o de una reserva ecológica (figura 5).

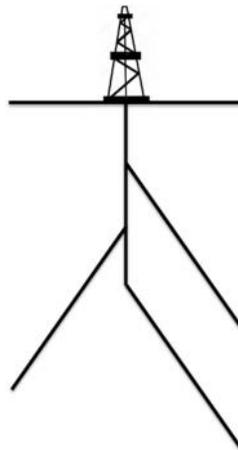


Figura 5. Diagrama de pozo multilateral

1.2 Perforación de pozos petroleros

La perforación de pozos petroleros se define como el proceso de hacer un agujero en el suelo hasta alcanzar un yacimiento de hidrocarburos con la finalidad de que estos fluyan a superficie y sean aprovechados. Esta definición se mantiene igual a pesar de que la tecnología, el costo y el conocimiento técnico necesarios han cambiado mucho desde la construcción del primero pozo petrolero en 1859 por “El Coronel” Edwin Laurentine Drake (figura 6), el cual alcanzó una profundidad de 21 metros con respecto a los pozos actuales con tirantes de agua de 3000 metros y más de 3000 metros de profundidad bajo el lecho marino (figura 7) o pozos terrestres que alcanzan más de 7000 metros de profundidad.



Figura 6. Pozo petrolero perforado por “El Coronel” Edwin Laurentine Drake, Oil Creek, Pensilvania, Estados Unidos



Figura 7. Plataforma semi-sumergible Eirik Raude en las Islas Malvinas

1.2.1 Sistemas en la perforación de pozos

La construcción de un pozo petrolero es un proceso complejo, peligroso y demanda grandes montos de dinero, por lo que se requiere de diferentes sistemas que faciliten y aseguren las actividades a realizar durante los trabajos de perforación y que permitan que la inversión realizada sea rentable.

Sistema de Izaje (figura 8): Son los componentes que permiten el manejo en el piso de perforación de herramientas, tubería o equipo necesario en la perforación del pozo, se compone de:

- Torre de perforación (Mástil).
- Corona.
- Malacate.
- Cable de perforación.
- Polea viajera.
- Gancho.
- Elevadores.

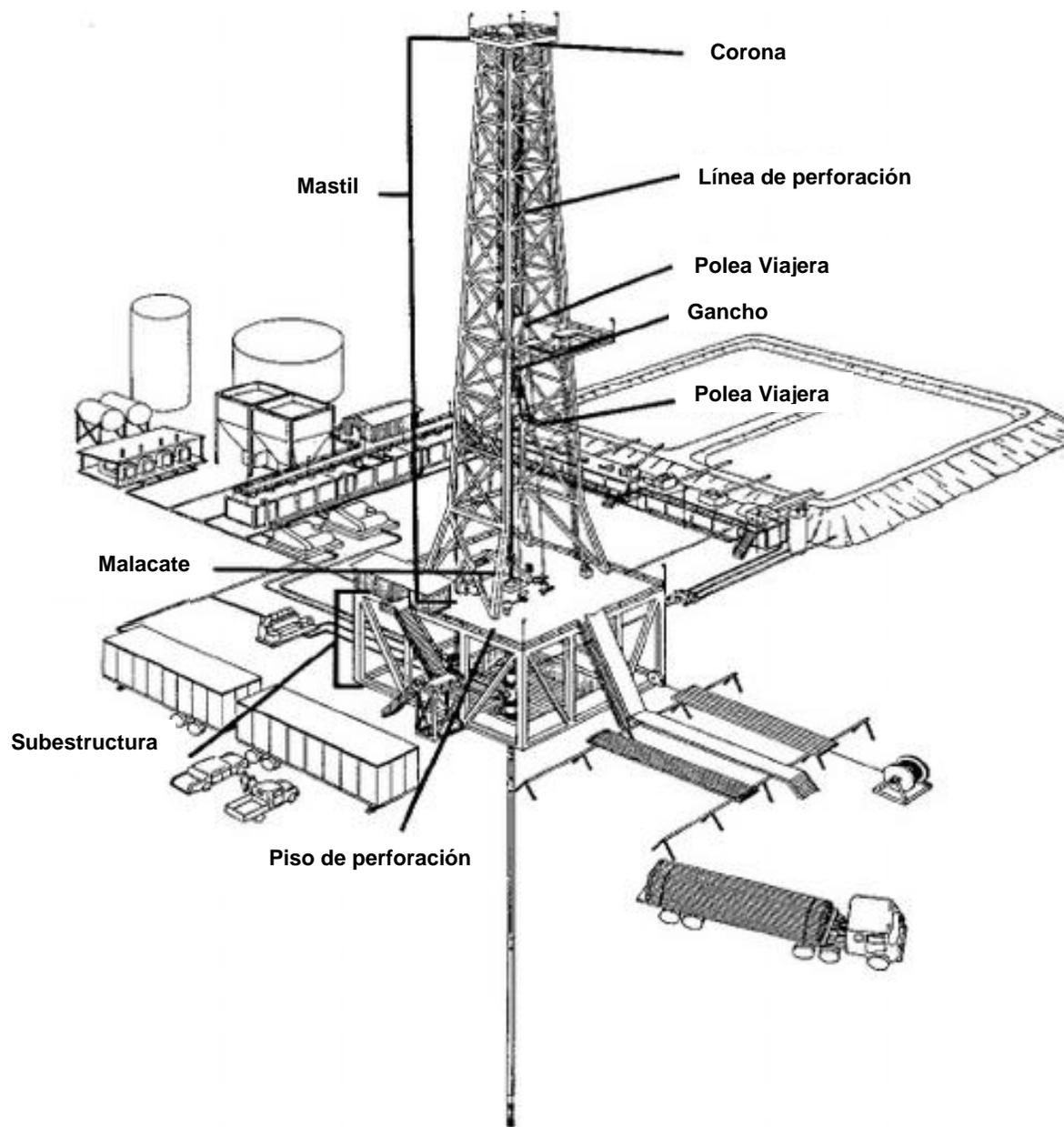


Figura 8: Sistema de izaje

Sistema de circulación (figura 9): Conjunto de elementos que permiten extraer los recortes de la roca generados durante la perforación con la finalidad de que la sarta de perforación no se atasque en el fondo del pozo, se compone de:

Superficial:

- Bombas de lodo.
- Presas de lodo.
- Stand pipe.
- Swivel.
- Flecha.
- Temblorinas.
- Desgasificador.
- Preventores.

Subsuperficial:

- Tubería de perforación.
- Accesorios de la sarta de perforación.
- Barrena.
- Pozo.

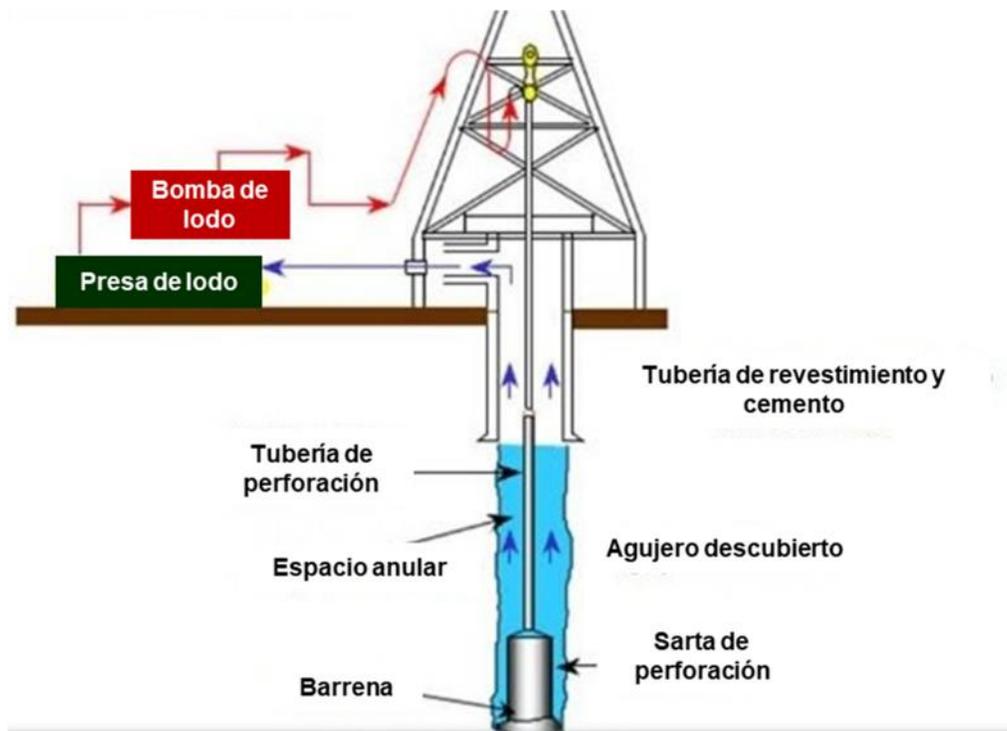


Figura 9: Sistema de circulación

Sistema rotatorio (figura 11): Conjunto de herramientas que se encargan de transmitir el movimiento de rotación y el torque necesario a la sarta de perforación y a la barrena con la finalidad de atravesar la roca y alcanzar la profundidad objetivo.

- Mesa rotaria: En equipos de última generación ha sido sustituida por el Top Drive (figura 10), el cual ya no se encuentra en el piso de perforación y ahora se ubica en la polea viajera, realizando además tareas de izaje de tubería y herramientas, se compone de:

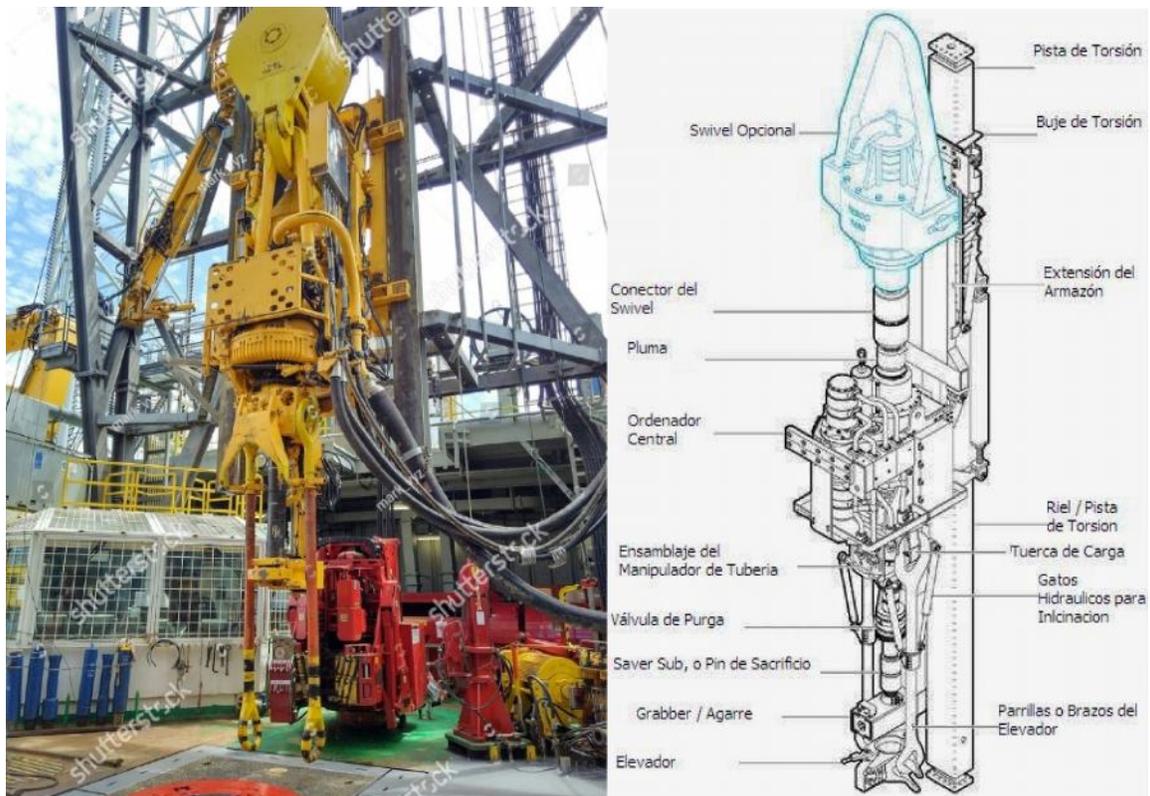


Figura 10: Top Drive

- Flecha Kelly.
- Sarta de perforación (tubería de perforación, lastrabarrenas, tubería pesada, estabilizadores, etc.).
- Barrena.

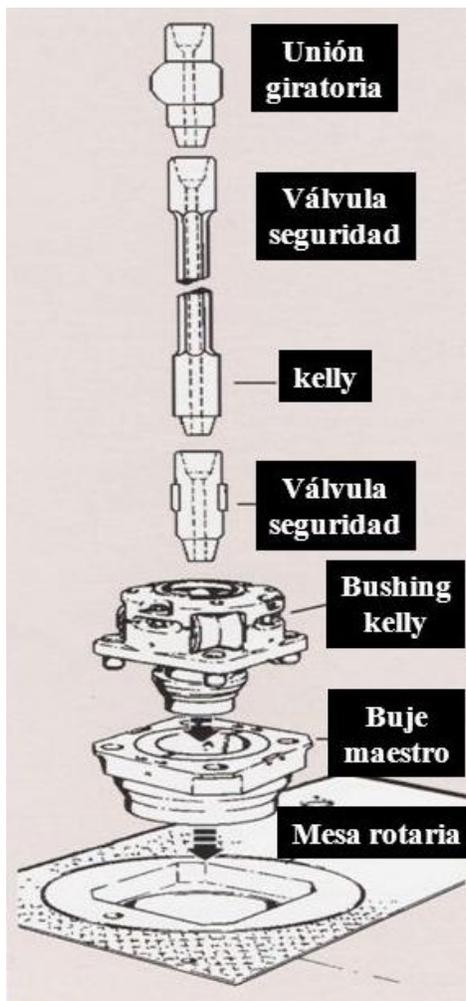


Figura 11: Sistema de rotación convencional

Sistema de seguridad (figura 12): Conjunto de elementos que permiten contrarrestar las variaciones de presión que se presentan durante el proceso de perforación, recuperar el control del pozo y en caso contrario permitir el cierre del mismo y su posterior desalojo dando seguridad tanto al personal que se encuentra en la localización como al equipo que se usa en las diferentes operaciones, se compone de:

- Múltiple de estrangulación.
- Conjunto de preventores.
- Línea de matar.

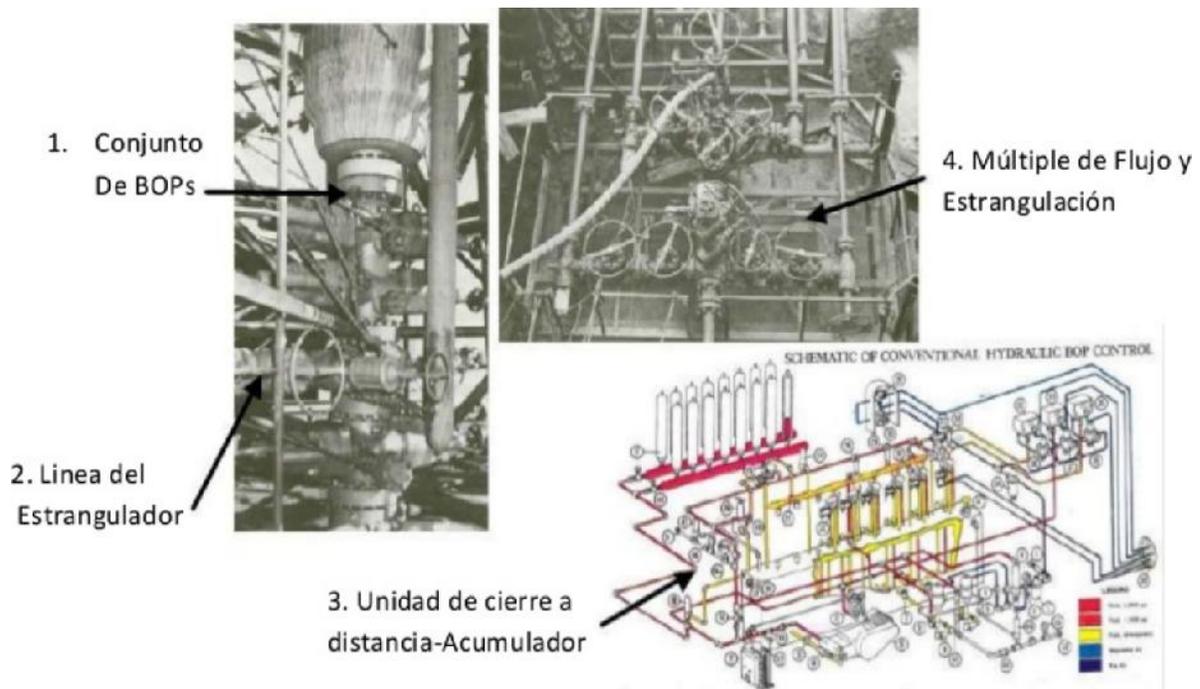


Figura 12: Sistema de control

1.3 Problemas durante la perforación de pozos petroleros

La construcción de un pozo es un proceso difícil que requiere además de un diseño óptimo del programa de perforación del pozo un monitoreo constante y en consecuencia de un control total de las condiciones al interior del mismo, cuando alguna de estas no se lleva a cabo de manera adecuada se pueden presentar infinidad de problemas y/o accidentes que pueden afectar el proceso de perforación ya sea en tiempo, costos, resultado y en última instancia en la pérdida del pozo.

- Pérdida de circulación (figura 13): Clasificada como filtración, pérdida parcial o total según el volumen de fluido de perforación que alcanza a retornar a superficie, se define como la reducción o ausencia de flujo en el espacio anular cuando se está bombeando fluido a través de la tubería de perforación. Esto se produce cuando la barrena encuentra fisuras en la formación que comienzan a admitir fluido de control o por un mal diseño de

dicho fluido en donde la presión que ejerce este sobre la formación provoca fracturas y en consecuencia la posterior admisión del mismo.

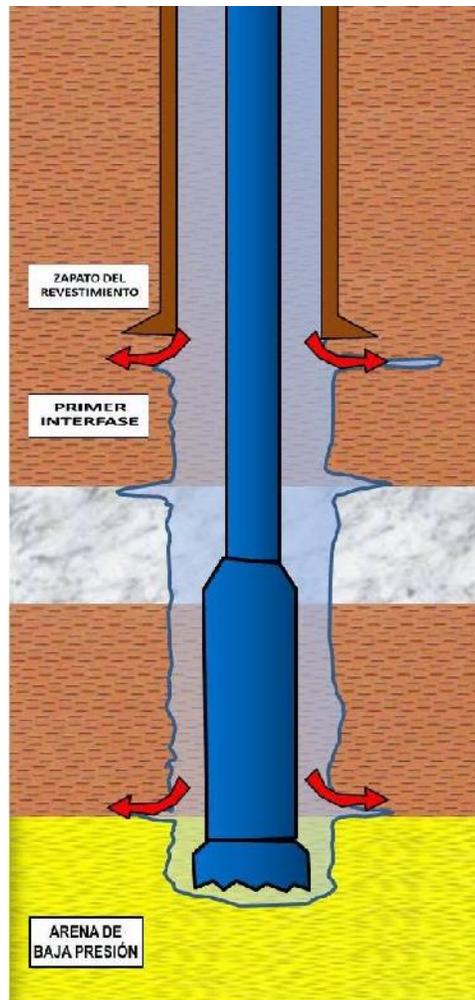


Figura 13: Causas comunes en la pérdida de circulación

- Pegadura (figura 14): Se define como la condición en la que la sarta de perforación no puede moverse en ningún sentido a lo largo del eje del pozo ya que se encuentra succionada por la pared del pozo. Este fenómeno se presenta cuando la presión hidrostática que genera el fluido de perforación sobrepasa la presión de poro de la formación provocando un fenómeno de succión hacia la sarta donde además el enjarre tiene una participación importante ya que comienza a acumularse alrededor de la tubería. Esta

condición se produce generalmente en zonas de baja presión cuando no se tiene un control adecuado del fluido de perforación.

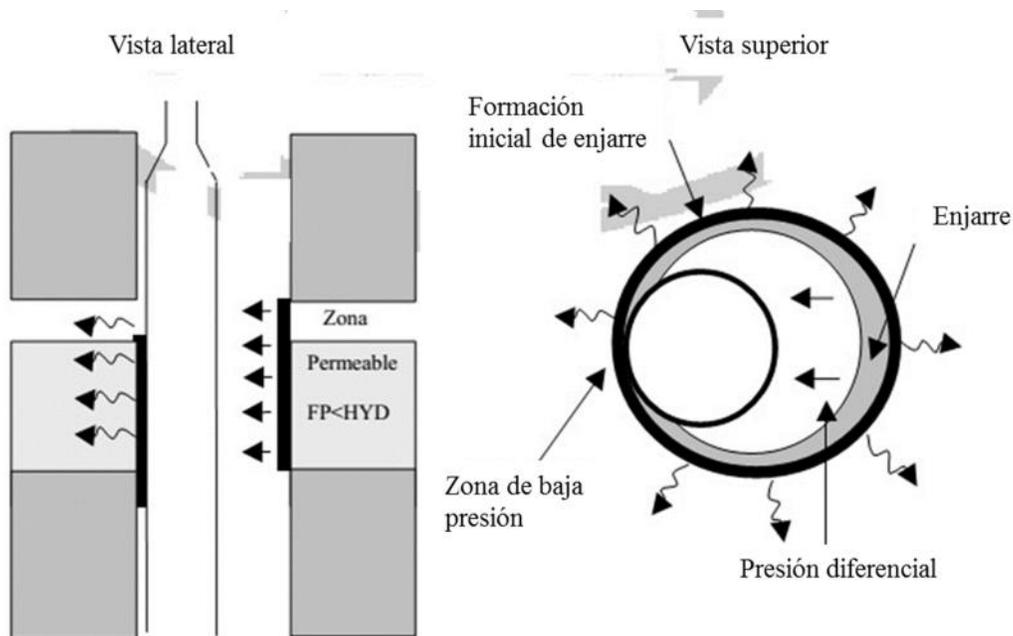


Figura 14: Pegadura diferencial

- Atascamiento (figura 15): Se denomina así a la limitación para poder levantar la sarta de perforación, a diferencia de la pegadura en ocasiones es posible rotar la sarta. Algunas causas de atascamiento suelen ser:
 - ✓ Acumulamiento de recortes al interior del pozo causado por un mal diseño del lodo de perforación el cual no puede transportarlos a superficie.
 - ✓ Durante procesos de perforación direccional cuando el pozo alcanza ángulos muy severos la sarta se atasca ya que la tubería no tiene la capacidad de adaptarse al ángulo del pozo.
 - ✓ Por colapso de la tubería de revestimiento.



Figura 15: Atascamiento de una sarta

- Brote (figura 16): Se produce cuando la presión en la formación generada por los fluidos contenidos en ella es mayor a la presión hidrostática en el interior del pozo, lo que genera una aportación de fluidos de formación hacia el pozo los cuales intentan viajar hacia la superficie. Este es uno de los problemas que generan mayor peligro para el personal que realiza los trabajos de perforación y para la integridad de los equipos y herramientas que se usan dado que si no se controla de manera oportuna puede derivar en un reventón del flujo descontrolado de fluidos de formación hacia superficie.

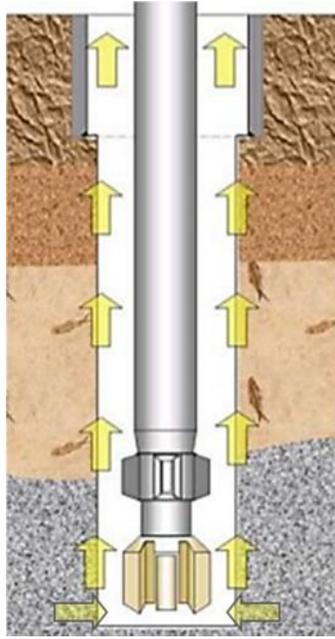


Figura 16: Brote de un pozo petrolero

- Inestabilidad en las paredes del pozo (figura 17): Cuando se perfora a través de formaciones poco consolidadas o muy deleznales (normalmente en zonas de arcilla, arena y grava), en ocasiones se puede generar derrumbes en el interior del pozo que atrapan la sarta de perforación o alguna herramienta que se ha bajado.

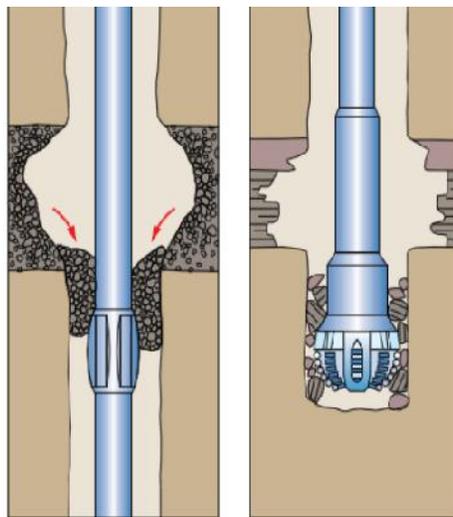


Figura 17: Inestabilidad en las paredes del pozo

1.4 Pescado

Se denomina a cualquier herramienta, tubería o material que queda atrapado en el interior del pozo y es necesario sean recuperados a fin de continuar con las actividades de perforación dado que impide que estas se realicen de manera normal.

Las principales causas de que exista un pescado son:

- Falla por fatiga en la tubería y los diferentes accesorios que se usan en la sarta de perforación.
- Pegaduras de la sarta de perforación: Las conexiones de los elementos pueden fallar por exceso de tensión durante los trabajos al intentar liberar la sarta.
- Falla en la barrena: La fatiga en los elementos de la barrena pueden ocasionar que estos se desprendan.
- Caída de chatarra: En ocasiones puede caer en el interior del pozo llaves, tuercas o tornillos.
- Ruptura del cable de registros geofísicos: Durante la operación de registros geofísicos si el cable se somete a cargas excesivas puede romperse provocando la pérdida de la herramienta.

1.4.1 Operaciones de pesca

Se define como operación de pesca al uso del equipo y técnicas con la finalidad de recuperar herramientas o basura del interior del pozo en proceso de perforación. Se requiere de herramientas especiales que se ajustan a las dimensiones del elemento perdido así como a las condiciones en las que se encuentra el mismo. Cabe mencionar que depende de las condiciones en las que se encuentra el pescado y la probabilidad de éxito en su recuperación, así como del costo de la operación dependerá si se decide realizar los trabajos de pesca, si se desvía el pozo dejando un tapón de cemento o si se perfora un nuevo pozo.

El proceso de pesca se considera como una de las operaciones más delicadas durante la perforación de un pozo, dado que de ello depende que se continúe a fin de llegar a la profundidad objetivo, que se siga perforando el pozo y en consecuencia que se presenten pérdidas económicas. Dicho proceso se puede dividir en 4 pasos:

1. Determinar la profundidad y las condiciones de la boca de pez.
2. Determinar el punto libre del pez mediante cálculos o por registros geofísicos.
3. Seleccionar la metodología y las herramientas de pesca más apropiadas al tipo de herramienta a recuperar y de las condiciones en las que se encuentra.
4. Proceder a realizar la pesca del elemento.

1.4.2 Tipos de herramientas para operaciones de pesca

Como se mencionó anteriormente las herramientas a usar durante las operaciones de pesca dependen del tipo de elemento perdido en el interior del pozo, así como las causas que provocaron que este ahí y las condiciones en las que se encuentra. En este sentido existe una gran gama de herramientas que facilitan dichas operaciones y se ajustan a cada condición.

- Sello de plomo: Esta herramienta se compone de un cuerpo tubular de acero con un bloque de plomo en la punta, esta se baja a la profundidad del pez, posteriormente se aplica peso con la intención de que el plomo adquiera la forma del extremo posterior del pez y dar una idea de que herramienta bajar para su extracción (figura 18).



Figura 18: Sello de plomo / bloque de impresión

- Herramientas de molienda: Estas herramientas se usan a fin de dar una forma y preparar en forma adecuada la parte del pescado de donde se agarraran las demás herramientas de pesca, así como para moler trozos de metal con la finalidad de reducir su tamaño y que la extracción sea más fácil (figura 19), se tiene las siguientes herramientas:
 - ✓ Fresas.
 - ✓ Molinos cónicos.
 - ✓ Molinos junk.
 - ✓ Zapatas dentadas.



Figura 19: Tipos de molinos

- Herramientas para pesca de chatarra: Se considera basura o chatarra todos aquellos elementos de metal de tamaño relativamente pequeño que pueden caer en el interior del pozo, como son tornillos hasta partes de barrenas o cuñas, las cuales por su tamaño y forma variada requieren de pescantes que los puedan recuperar independientemente de su forma (figura 20).



Figura 20: a) Canasta de chatarra, b) imán

- Herramientas de martilleo: Son herramientas que consisten en un percusor hidráulico para generar un movimiento de martilleo de abajo hacia arriba y/o viceversa. Dependiendo de las condiciones y el diseño de las actividades de perforación o de pesca se pueden bajar cuando el pescado ya existe o se puede incluir en el diseño de la sarta de perforación para prevenir situaciones de atrapamiento o pegadura (figura 21).



Figura 21: Martillo

Cuando el pescado corresponde a secciones de tubería que se ha desenroscado o que se cortan en alguna sección se pueden recuperar a través de dos tipos de pescantes:

- Herramientas de pesca de agarre externo

Son herramientas diseñadas para sujetar a la tubería o herramienta perdida por la parte exterior, por lo que es importante estudiar las condiciones en las que se encuentra el pescado antes de realizar las operaciones de pesca, ya que de dicho estudio dependerá si es posible utilizar este tipo de herramientas y en caso de ser así, las dimensiones y la variante del mismo más adecuada.

- ✓ Pescante Bowen Over Shot de agarre largo: Esta herramienta es de fácil operación debido a la facilidad para su conexión y desconexión, su alta resistencia y su sencilla configuración (figura 22).

Su mecanismo de agarre se compone de una cuña espiral que se puede ajustar dependiendo el diámetro del pescado, una vez que se entra en contacto con el mismo, se aplica tensión lo que cierra la cuña sobre el pez de forma que no se daña, permitiendo sujetar pescados con diámetros muy pequeños.

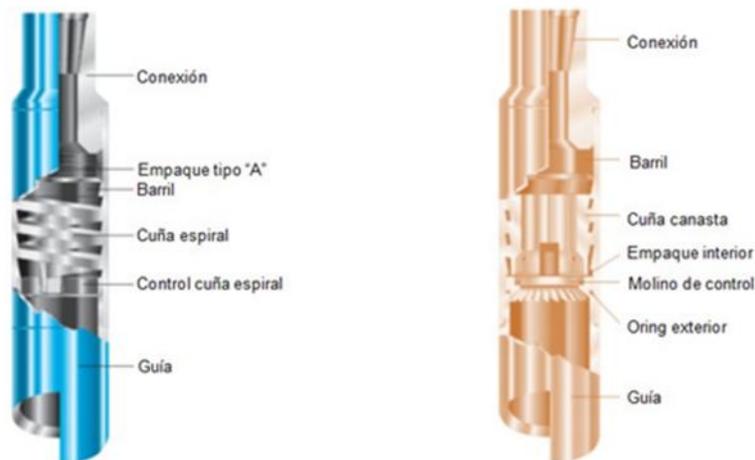


Figura 22: Pescante Bowen Over Shot de agarre largo

- ✓ Pescante Bowen Over Shot de agarre corto: Esta herramienta está diseñada para agarrar pescados cuya sección de agarre es muy corta.

Las condiciones de operación son las mismas que en el pescante Bowen Over Shot de agarre largo pero con la capacidad de enchufarse a pescados con secciones superiores expuestas muy cortas (figura 23).



Figura 23: Pescante Bowen Over Shot de agarre corto

- ✓ Tarrajas: Diseñadas para conectarse a bocas de pez con formas irregulares, limitándose a la recuperación de herramientas que no se encuentran en condición de girar ya que la metodología de conexión de estos pescantes implica torsión. Por su diseño tiene la capacidad de permitir el paso de cable eléctrico o líneas de acero (figura 24).



Figura 24: Pescante tarraja

- Herramientas de pesca de agarre interno
Estas herramientas están diseñadas para recuperar pescados conectándose desde su interior ajustándose a las diferentes condiciones del pescado ya sea que se encuentren ahí por efecto de colapsos o ruptura.
 - ✓ Machuelos: Esta herramienta está diseñada para recuperar pescados tubulares, conectándose mediante torsión. Se compone de una sección de forma cónica con una rosca especial que a mayor torsión se agarra con mayor fuerza del pescado (figura 25).



Figura 25: Machuelo

- Machuelos de agarre corto: Este tipo de pescantes se operan de la misma forma que los machuelos convencionales, con la condición de que están diseñados para conectarse a las cajas que conectan una tubería de otra. Se debe operar con mayor cuidado ya que la sección de agarre tiene menor longitud y es más fácil que se suelte del pescado (figura 26).



Figura 26: Machuelos de agarre corto

- Arpones: Se usan para recuperar tuberías, manejando diferentes diámetros mediante torsión en diferentes direcciones lo que permite activar el mecanismo de agarre desde el interior de la tubería (figura 27).



Figura 27: Arpón desprendible Bowen

1.4.3 Tipos de herramientas de corte

Durante las operaciones de pesca dependiendo de las condiciones del elemento atrapado perdido en el fondo del pozo, la forma y su longitud, en ocasiones es necesario que sea recuperado por secciones para facilitar las actividades de pesca y que la longitud del pescado se reduzca al máximo requiriendo una variedad de operaciones y herramientas para su extracción.

En este sentido en algunos casos no es posible trabajar al pescado para la desconexión de coples, tubería o herramientas, requiriendo del corte de los dichos elementos para su recuperación, actividad para la que existen diferentes herramientas que se adaptan a las actividades de pesca y al pescado.

- Cortadores de Flama: Basados en una tecnología de boquilla y mezcla de metales pulverizados (óxido de hierro más aluminio) para cortar tubería de perforación, revestimiento y producción sin el uso de explosivos o químicos dejando una superficie de corte sin deformaciones (figura 28).
 - ✓ El generador de temperatura inicia el proceso de óxido-reducción.
 - ✓ Es capaz de atravesar restricciones por ser un cortador de menor diámetro en relación a otros cortadores.



Figura 28: Cortador de flama

- Cortador Químico: Opera mediante una reacción química haciendo el uso de propelente para producir presión forzando el químico (Trifloruro de Bromo) a través de un catalizador que es expulsada a través de la cabeza de corte a una alta temperatura y presión, iniciando un proceso de óxido – reducción con la tubería, cortando las paredes de la tubería dejando un corte limpio sin deformación (figura 29).



Figura 29: Cortador químico

- Cortador Jet: Cortador de tipo explosivo compuesto de un ensamble de que consiste de una carga contenida en una carcasa, así como de un mandril de extensión de aluminio plegable para ayudar a absorber el impacto de la explosión para permitir el paso de cable eléctrico conectado al sistema CCL. Esto con la intención de incrementar la precisión de las operaciones de corte de tubería (figura 30).



Figura 30: Cortador jet

- Split Shot: Es un cortador tipo explosivo diseñado para ser operado donde los cortadores convencionales Jet no pueden ser usados por problemas de restricciones de tamaño por diámetro de la tubería o herramientas y

colapsos. Se acciona en los cuellos de la tubería o conexión, ayudado con imanes para su descentralización (figura 31).



Figura 31: Cortador Split shot

- Cable explosivo (String shot): Este es una metodología que se utiliza para desenroscar la tubería en el punto deseado, bajando un paquete de cable explosivo que se detona para provocar un golpe de martillo a la conexión de la tubería a desconectar, el tamaño del golpe debe ser lo suficientemente fuerte para desconectar la rosca de la unión sin dañar el cuerpo de la tubería (figura 32).



Figura 32: Cordón explosivo

- **Severing Tool:** Estos cortadores son diseñados para el disparo en las conexiones por encima del punto de aprisionamiento específicamente en la sección del piñón en la conexión para máxima efectividad, rompiendo la conexión entre piñón y la caja de la tubería para poder separarlas. Son usados principalmente cuando la tubería de perforación se atasca o para abandono del Pozo (figura 33).



Figura 33: Cortador severing tool

1.5 Sidetrack

Se define así a la desviación intencional de un pozo en la que se desee cambiar su trayectoria para alcanzar un objetivo diferente o que durante su perforación se presenten problemas y es necesario evitar un pescado que por sus condiciones no fue posible su recuperación, esto último siempre y cuando el análisis presupuestal lo permita.

Para cualquiera de los dos casos mencionados el proceso de realización de un sidetrack inicia con la toma de registros geofísicos para seleccionar la profundidad óptima para efectuar a apertura de ventana en la tubería de revestimiento, seguido de los pasos a continuación descritos (figura 34):

1. Una vez seleccionada la profundidad optima, se procede a bajar y anclar un retenedor por debajo de dicha profundidad.

2. Se arma un arreglo de sarta para apertura de ventana (figura 34), mismo que se baja y se orienta de acuerdo a la información obtenida por los registros geofísicos hasta enchufar la cuchara con el retenedor.

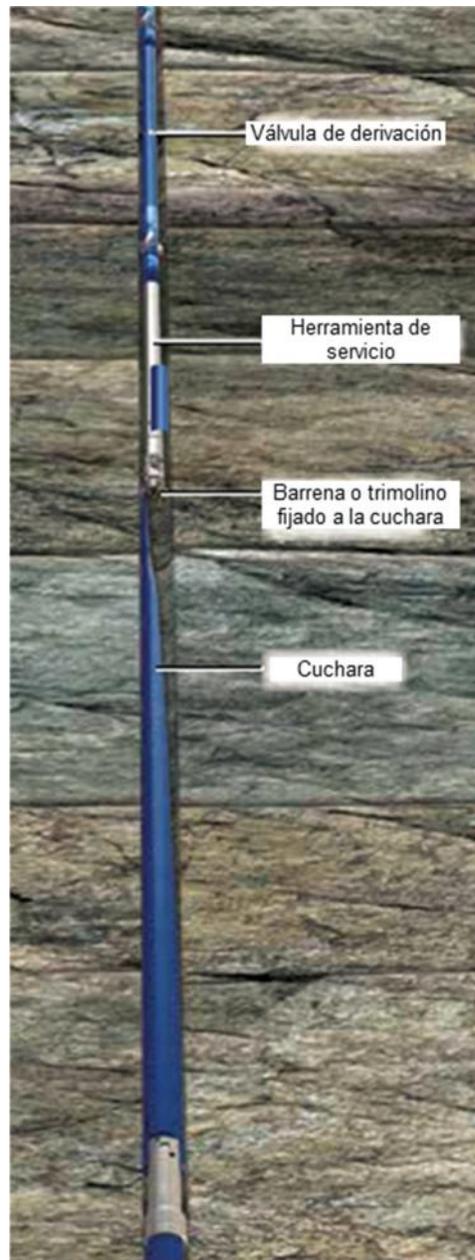


Figura 34: Arreglo básico de sarta para apertura de ventana

3. Trabajar la tubería de revestimiento para la apertura de ventana con un trimolino.

- Una vez abierta la ventana se recupera la cuchara y arma una sarta de perforación para continuar atravesando la columna geológica en forma normal (figura 35).

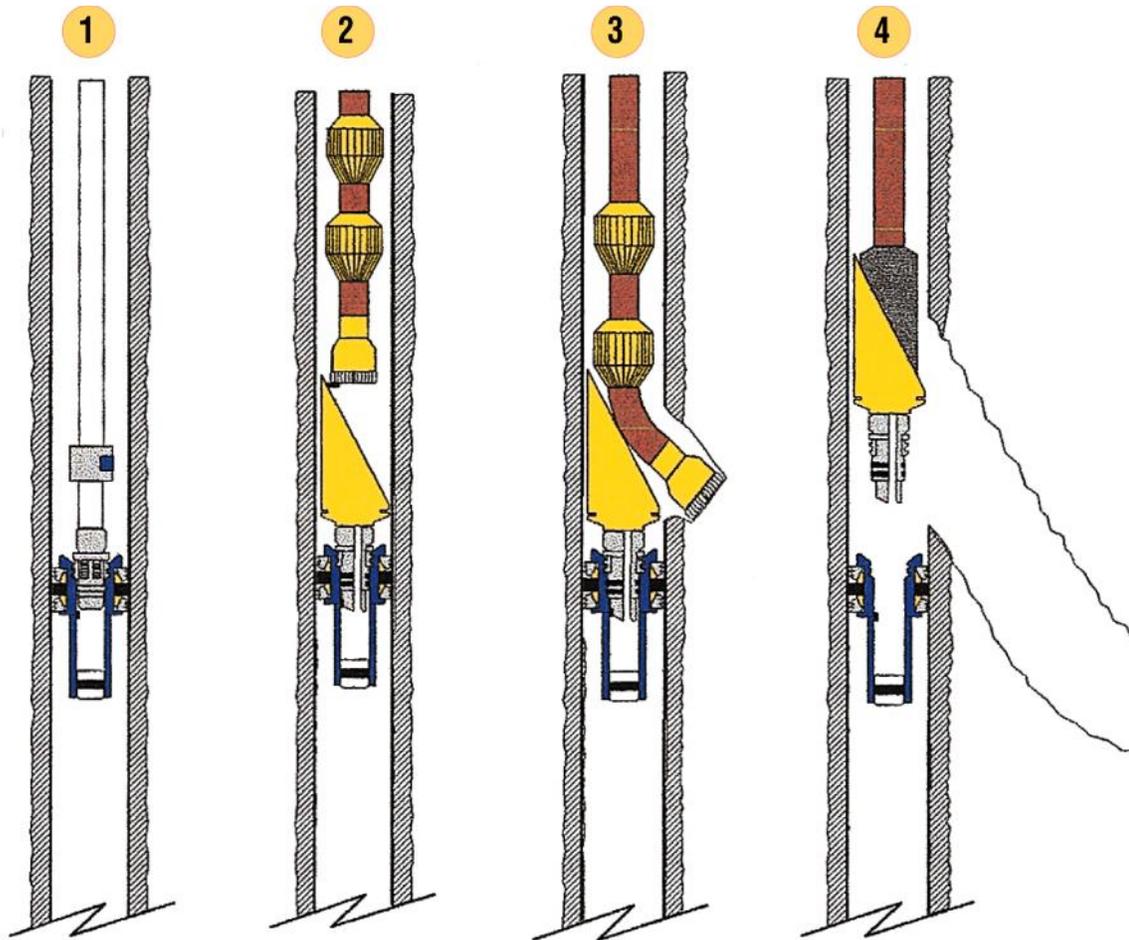


Figura 35: Proceso de apertura de ventana

1.6 Taponamiento de pozos petroleros

Se define como el proceso de colocar una columna de cemento en el interior del pozo en agujero descubierto o entubado como resultado de algún evento no deseado durante actividades de perforación, terminación o reparación, porque dicho pozo ha alcanzado el máximo de su vida productiva o porque representa un riesgo para alguna comunidad aledaña al mismo.

Existen múltiples técnicas para efectuar el taponamiento de un pozo, destacando:

- Tapón balanceado: Siendo la técnica más común para la colocación de tapones de cemento. Se efectúa bajando una tubería a la profundidad a la que se colocará el tapón y donde una vez realizado un diseño del cálculo de volúmenes para el desplazamiento de fluidos al interior del pozo, se combinan un conjunto de baches espaciador y lavador, a continuación lechada de cemento, nuevamente bache espaciador y fluido de control de tal manera que la cima y base de los baches, así como de la lechada de cemento sean las mismas al exterior y al interior de la tubería (figura 36).

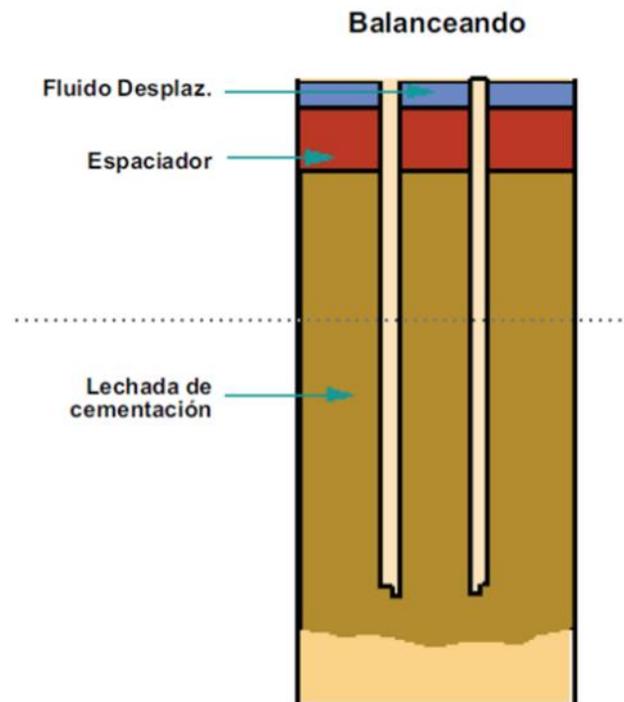


Figura 36: Tapón balanceado

- Tapones de desplazamiento: La metodología es muy similar a la anterior solo que en vez de utilizar baches de fluido, se usan tapones. Un tapón va al inicio el cual efectúa la limpieza del área a cementar, a continuación se bombea el cemento y por último se libera el segundo tapón que efectúa el desplazamiento del sistema (figura 37).

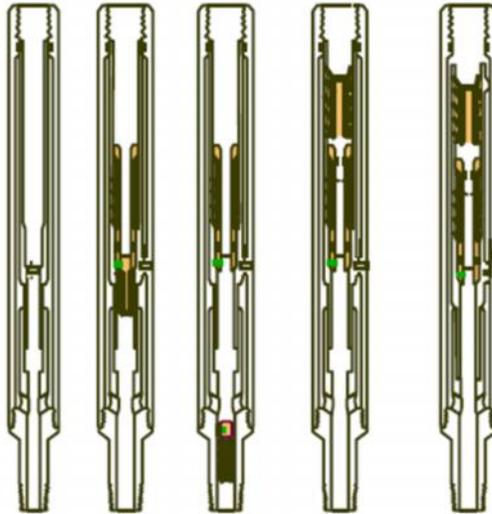


Figura 37: Tapones de desplazamiento

- Tapón mecánico: Este tipo de taponamiento se realiza por medio de una herramienta que se baja el fondo del pozo para aislar una zona con gran efectividad, estos tapones pueden ser recuperables o permanentes (figura 38).



Figura 38: Tapón mecánico

CAPÍTULO 2

Diseño original de la perforación del pozo ESIA – 2

2.1 Localización

El pozo ESIA -2 (figura 39) es de tipo terrestre ubicado en el municipio de Cárdenas, Tabasco a 59 km de Villahermosa, Tabasco y a 110 km al este de Coatzacoalcos, Veracruz.



Figura 39: Ubicación geográfica del pozo

2.2 Equipo

El pozo se perforó con un equipo de 4ta generación (figura 40) que cuenta con las siguientes características:

- Malacate de 1,200 HP de fuerza
- Mástil de 50 metros de altura
- Mesa rotatoria de 27 ½"
- Bombas de lodo de 1,300 HP de fuerza
- Equipo de control

- ✓ Preventor Anular para 5000 psi
 - ✓ Preventor de Ram sencillo para 5000 psi
 - ✓ Preventor de Doble Ram para 5000 psi
 - ✓ Choke de manifold de 5000 psi
-
- Capacidad de almacenamiento
 - ✓ 500 barriles de agua de perforación
 - ✓ 10,000 galones de diesel



Figura 40: Equipo de perforación utilizado

2.3 Objetivo y columna geológica

El pozo se programó para perforarse a 5700 m de profundidad desarrollada con objetivo en el Cretácico Medio (figura 41). A continuación se indica la columna geológica esperada:

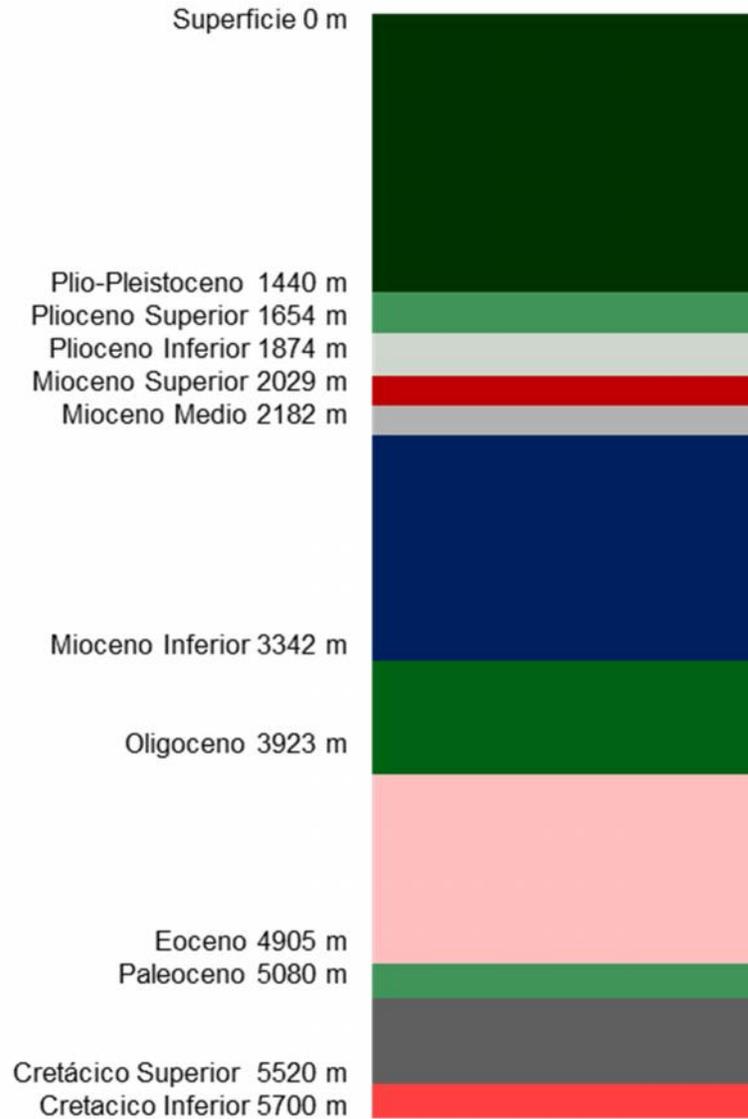


Figura 41: Columna geológica esperada en el pozo ESIA - 2

2.4 Estado mecánico propuesto

Se estableció el diseño del pozo en 5 etapas (figura 42):

- Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros
- Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros
- Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros
- Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros
- Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros

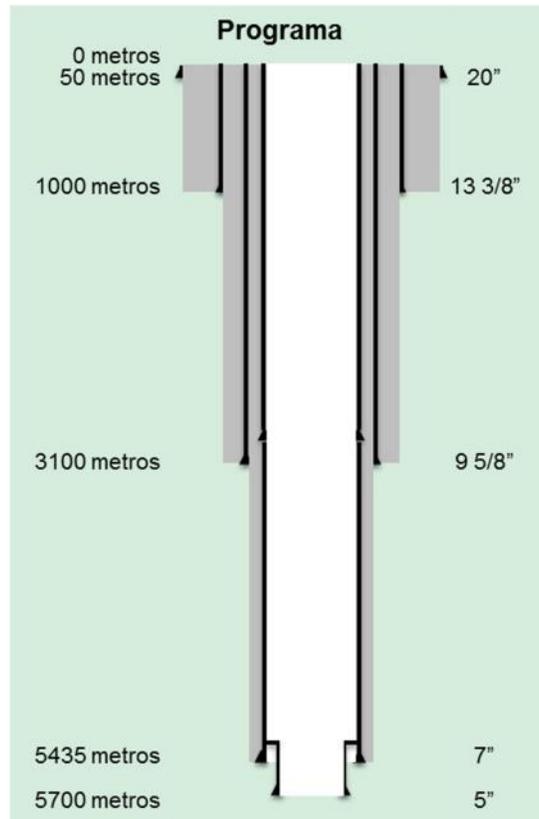


Figura 42: Estado mecánico del pozo ESIA - 2

2.5 Duración

El proceso de perforación del pozo se programó con una duración de 132 días, realizando un total de 75 actividades distribuidas en 5 etapas, las cuales se describen a continuación:

- Etapa de TR conductor de 20 pulgadas (0.0 - 50.0 metros)

Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase cambio de etapa			
1	Meter TR	0.5	0.5
Total Fase:		0.5	0.5
Total Etapa:		0.5	0.5

Tabla 1: Duración por actividad de la etapa de 20 pulgadas

- Etapa de TR intermedia de 13 3/8 pulgadas (50.0 – 1000.0 metros)

Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del Pozo			
2	Armar Sarta	0.5	1.0
3	Meter Sarta	0.5	1.5
4	Perforar	3.3	4.8
5	Circular y Acondicionar Fluido	1.0	5.8
6	Sacar Sarta	0.5	6.3
Total Fase:		5.8	6.3
Fase Cambio de Etapa			
7	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	0.8	7.2
8	Acondicionar Agujero	0.2	7.4
9	Meter TR	1.0	8.4
10	Cementar TR	0.5	8.9
11	Instalar líneas secundarias de control	0.8	9.7
12	Armar Sarta	0.5	10.2
13	Meter Sarta	0.5	10.7
14	Realizar Cambio de Fluido	0.2	10.9
15	Rebajar Cemento y Accesorios	0.3	11.2
16	Probar Integridad de Zapata	0.3	11.4
17	Sacar Sarta	0.5	11.9
Total Fase:		5.6	11.9
Total Etapa:		11.4	11.9

Tabla 2: Duración por actividad de la etapa de 13 3/8 pulgadas

- Etapa de TR de explotación de 9 7/8 pulgadas (1000.0 – 3100.0 metros)

Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del Pozo			
18	Armar Sarta	1.5	13.4
19	Meter Sarta	1.5	14.9
20	Perforar	11.7	26.6
21	Circular y Acondicionar Fluido	1.5	28.1
22	Sacar Sarta	1.5	29.6
Total Fase:		17.7	29.6
Fase Cambio de Etapa			
23	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	1.5	31.1
24	Acondicionar Agujero	0.2	31.3
25	Meter TR	1.5	32.8
26	Meter Liner	2.0	34.8
27	Cementar TR	1.0	35.8
28	Cementar Liner	1.0	36.8
29	Instalar líneas secundarias de control	0.5	37.3
30	Toma de Registros (Agujero Entubado)	0.8	38.0
31	Armar Sarta	0.5	38.5
32	Meter Sarta	0.5	39.0
33	Realizar Cambio de Fluido	0.2	39.3
34	Rebajar Cemento y Accesorios	0.3	39.5
35	Probar Integridad de Zapata	0.3	39.8
36	Probar Liner	0.3	40.0
37	Sacar Sarta	0.5	40.5
Total Fase:		10.9	40.5
Total Etapa:		28.6	40.5

Tabla 3: Duración por actividad de la etapa de 9 7/8 pulgadas

- Etapa de TR de explotación de 7 pulgadas (3100.0 – 5435.0 metros)

Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del Pozo			
38	Armar Sarta	3.0	43.5
39	Meter Sarta	3.0	46.5
40	Perforar	14.1	60.6
41	Circular y Acondicionar Fluido	3.0	63.6
42	Sacar Sarta	3.0	66.6
43	Cortar y Recuperar Núcleo	3.0	69.6
Total Fase:		29.1	69.6
Fase Cambio de Etapa			
44	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	2.0	71.6
45	Acondicionar Agujero	2.0	73.6
46	Meter Liner	2.0	75.6
47	Cementar Liner	1.0	76.6
48	Instalar líneas secundarias de control	3.0	79.6
49	Toma de Registros (Agujero Entubado)	1.0	80.6
50	Armar Sarta	1.0	81.6
51	Meter Sarta	2.0	83.6
52	Realizar Cambio de Fluido	2.0	85.6
53	Rebajar Cemento y Accesorios	0.5	86.1
54	Probar Integridad de Zapata	0.3	86.3
55	Probar Liner	0.3	86.6
56	Sacar Sarta	3.0	89.6
Total Fase:		20.0	89.6
Total Etapa:		49.1	89.6

Tabla 4: Duración por actividad de la etapa de 7 pulgadas

- Etapa de TR de explotación de 5 pulgadas (5435.0 – 5700.0 metros)

Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del Pozo			
57	Armar Sarta	1.0	90.6
58	Meter Sarta	1.0	91.6
59	Perforar	13.0	104.6
60	Circular y Acondicionar Fluido	1.0	105.6
61	Sacar Sarta	1.0	106.6
62	Cortar y Recuperar Núcleo	1.0	107.6
Total Fase:		18.0	107.6
Fase Cambio de Etapa			
63	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	3.0	110.6
64	Acondicionar Agujero	3.0	113.6
65	Meter Liner	2.0	115.6
66	Cementar Liner	1.5	117.1
67	Instalar líneas secundarias de control	5.0	122.1
68	Toma de Registros (Agujero Entubado)	2.0	124.1
69	Armar Sarta	1.5	125.6
70	Meter Sarta	2.0	127.6
71	Realizar Cambio de Fluido	2.0	129.6
72	Rebajar Cemento y Accesorios	0.5	130.1
73	Probar Integridad de Zapata	1.0	131.1
74	Probar Liner	0.5	131.6
75	Sacar Sarta	1.0	132.6
Total Fase:		25.0	132.6
Total Etapa:		43.0	132.6

Tabla 5: Duración por actividad de la etapa de 5 pulgadas

Descripción de la actividad	Días (Acum.)
Duración total de la perforación:	Días
	132.6

Tabla 6: Duración total del pozo ESIA - 2

CAPÍTULO 3

Desarrollo de la perforación, atrapamiento de sarta y operaciones de pesca en el pozo ESIA - 2

Previo al inicio de la perforación del pozo se realizó el movimiento del equipo del área de almacenamiento a la localización tardando un total de 23 días, por otro lado se tomó 102 días en la instalación del equipo y la corrección de diversas anomalías encontradas.

3.1 Conductor 20 pulgadas de 0.0 a 50.0 metros

- Construcción del pozo

Con barrena tricónica de 26 pulgadas y fluido de perforación base agua de 1.10 gr/cm^3 se perforó a 56 metros de profundidad. Se circuló para limpiar pozo con 86 epm (emboladas por minuto) y se levantó la barrena a superficie mientras se desmantela la sarta (figura 43).

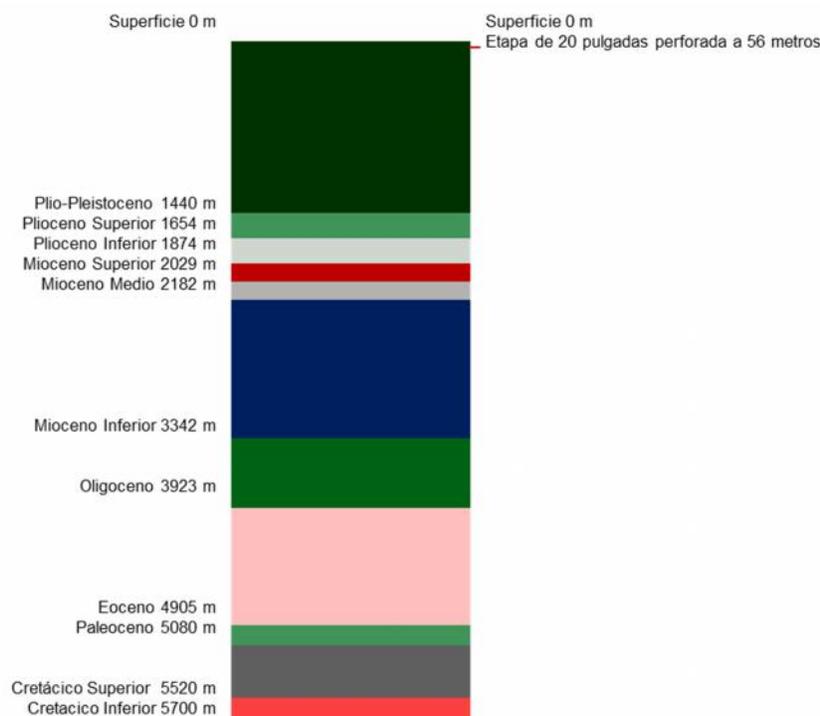


Figura 43: Profundidad perforada con respecto a la columna geológica en la etapa de 20 pulgadas

- Cambio de etapa

Bajó TR de 20 pulgadas a 56 metros, instaló cabeza de cementar y unidad de alta presión y realizó prueba a líneas superficiales de control.

Consideraciones para la cementación:

- ✓ 21.3 barriles de bache viscoso de 1.40 gr/cm^3
- ✓ 40.0 barriles de lechada de cemento de 1.95 gr/cm^3
- ✓ 41.5 barriles de fluido de control polimérico de 1.10 gr/cm^3
- ✓ Gasto de 4 bpm (barriles por minuto)

La cementación del pozo se desarrolló bombeando a una velocidad de 4 bpm, 18.8 bls (barriles) de bache viscoso seguidos de 40 bls de lechada de cemento, a continuación 2.5 bls de bache viscoso y 41.5 bls de fluido de control polimérico. Posteriormente esperando 12 horas de fraguado eliminó la cabeza de cementar.

Se suspendieron las operaciones durante 25 días por falta de presupuesto para continuar las actividades de perforación de la etapa de 18 3/8 pulgadas (figura 44).

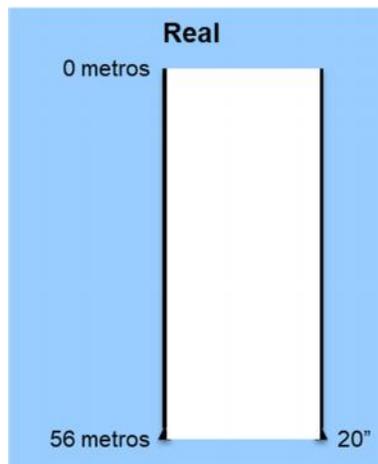


Figura 44: Estado mecánico propuesto vs real en la etapa de 20 pulgadas

3.2 Intermedia 13 3/8 pulgadas de 50.0 a 1,000.0 metros

- Construcción del pozo

Esperó reactivación de servicios (acondicionamiento de tráiler habitacional) y recepción de materiales para iniciar a perforar la siguiente etapa durante 2 días.

Características de la sarta de perforación (sarta estabilizada):

- ✓ Tubería Heavy Weight (HW) de 5 pulgadas
- ✓ Tubería Drill Collar (DC) de 9 ½ pulgadas
- ✓ Estabilizadores de 9 ½ pulgadas
- ✓ Barrena tricónica de 17 ½ pulgadas

Armó sarta de perforación con barrena tricónica de 17 ½ pulgadas y se bajó misma a 30 metros donde se observó resistencia y se probó cargando con 2 toneladas de peso. Se inició la perforación hasta alcanzar una profundidad de 521 metros usando fluido de control base agua de 1.22 gr/cm³ donde observo resistencia, para lo cual repasó en varias ocasiones hasta vencer dicha resistencia.

Se incrementó la densidad del fluido de perforación a 1.24 gr/cm³ y continuó perforando hasta 608 metros donde se levantó la barrena a superficie para su revisión llenando pozo cada 5 pulgadas recuperadas, donde observó desgaste normal.

Nuevamente se procedió a bajar la barrena hasta 608 metros donde toco fondo y repasó con rotación y circulación, donde inició perforación hasta alcanzar 1000 metros incrementando gradualmente la densidad del fluido de perforación de 1.24 gr/cm³ a 1.27 gr/cm³. Se bombeó 10 m³ de bache viscoso de 1.28 gr/cm³ y circuló a superficie.

Se levantó la barrena a 700 metros observando arrastre de 820 – 866 metros por lo que repasó dicho intervalo y bajó nuevamente la barrena a 1000 metros, se circuló nuevamente un bache viscoso de 1.27 gr/cm³ a superficie y levantó la barrena a superficie observando desgaste normal.

Con la barrena en superficie se armó sistema de registros AIT-GR-SP/DR-CAL-GR con una longitud de 23 metros, se realizó la corrida de registros de inducción y de geometría del pozo de 975.7 a 50 metros y se obtienen los registros.

Nuevamente bajó barrena tricónica de 17 ½ pulgadas a 970 metros y repasó el intervalo de 970 a 1000 metros, circuló bache viscoso de 1.28 gr/cm³ para posteriormente levantar la barrena a superficie (figura 45).

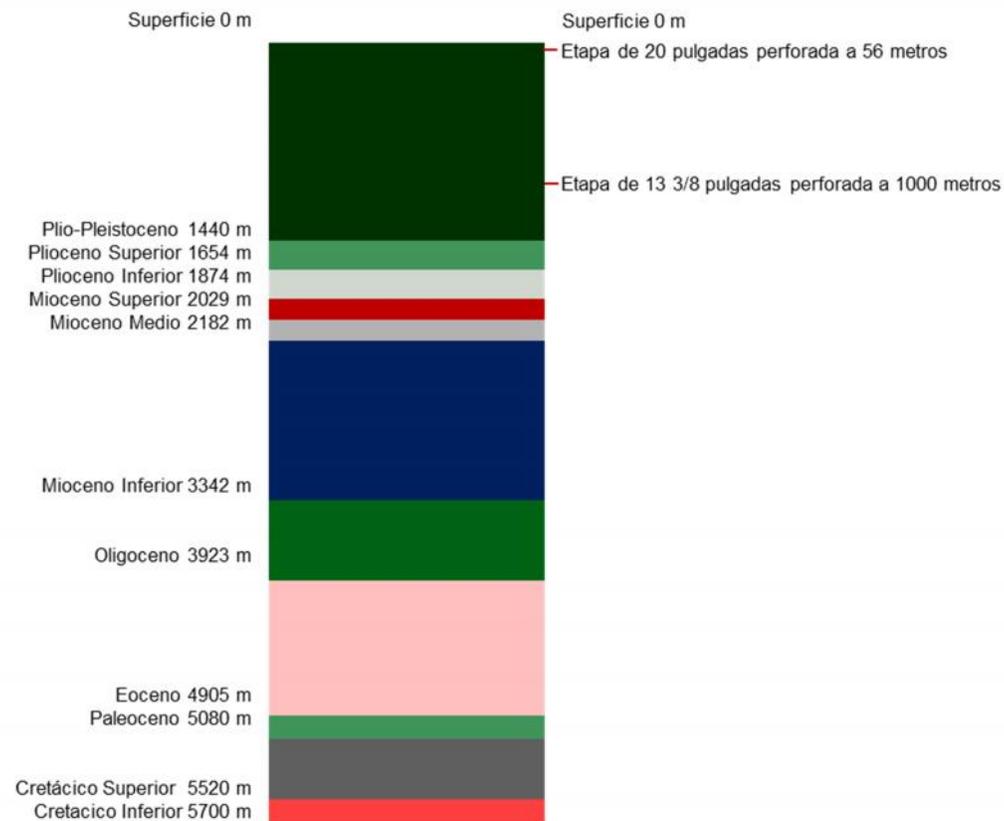


Figura 45: Profundidad perforada con respecto a la columna geológica en la etapa de 13 3/8 pulgadas

- Cambio de etapa

Consideraciones para la cementación:

- ✓ 62.9 bls de bache lavador de 1.02 gr/cm³
- ✓ 62.9 bls de bache espaciador 1.45 gr/cm³
- ✓ 391.6 barriles de lechada de llenado de 1.60 gr/cm³
- ✓ 95.5 barriles de lechada de amarre de 1.95 gr/cm³
- ✓ Tapón de desplazamiento
- ✓ 5 barriles de agua dulce
- ✓ 377.4 barriles de fluido de control de emulsión inversa de 1.38 gr/cm³

Se bajó TR de 13 3/8 pulgadas a 1000 metros e instaló cabeza de cementar, mientras se probaron las conexiones secundarias de control con 3500 psi.

Efectuó la cementación de la TR de 13 3/8 pulgadas bombeando 62.9 bls de bache lavador, 62.9 bls de bache espaciador, seguidos 391.6 bls de lechada de llenado, posteriormente 95.5 bls de lechada de amarre, a un gasto de 6 epm. Se soltó el tapón de desplazamiento seguido de 5 bls de agua dulce y 377.4 bls de fluido de control de emulsión inversa a un gasto de 4 bpm hasta que se observó alcanzar 1000 psi de presión al interior del pozo, se probó el equipo de flotación y se bombearon 2 barriles de fluido de control represionando a 500 psi, cerro válvula en cabeza de cementar y se esperó 12 horas de fraguado.

Finalmente se desmantelo equipo de cementación, retiró la cabeza de cementar y realizó corte definitivo en TR de 20 y 13 3/8 pulgadas, instaló el cabezal de 13 5/8 pulgadas, preventores de 13 5/8 pulgadas, separador de gas - lodo, presa de quema y el ensamble de estrangulación, probó este mismo y el conjunto de preventores. Estas actividades tomaron un total de 20 días (figura 46).

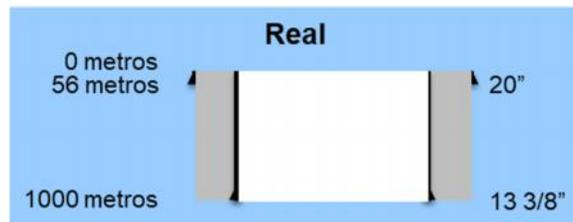


Figura 46: Estado mecánico propuesto vs real hasta la etapa de 13 3/8 pulgadas

3.3 Etapa de TR de 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

- Construcción del pozo

Características de la sarta de perforación (sarta navegable):

- ✓ Barrena PDC de 12 ¼ pulgadas
- ✓ Sistema direccional rotatorio MWD de 12 ¼ pulgadas
- ✓ Tubería Drill Collar (DC) de 9 ½ pulgadas
- ✓ Tubería de perforación de 5 pulgadas
- ✓ Tubería Heavy Weight (HW) de 5 pulgadas
- ✓ Estabilizadores de 8 ½ x 12 ¼ pulgadas

Se bajó barrena PDC de 12 ¼ pulgadas a 60 metros donde rebajó el tapón de desplazamiento, cople diferencial y cemento de regular a poca consistencia de 975 a 995 metros, se levantó la barrena a 994 metros donde circuló el pozo para su limpieza con 83 epm.

Probó la zapata de 13 3/8 pulgadas con 1000 psi durante 10 minutos observando bien y se suspenden las actividades durante 7 días por falta de presupuesto.

Una vez que se reanudaron las actividades de perforación, se bajó la barrena a 994 metros, circuló con 80 epm y rebajó cemento y zapata para TR de 13 3/8 pulgadas, donde continuó perforando hasta 1015 metros. Nuevamente efectuó circulación con 90 epm reciprocando sarta hacia arriba y hacia abajo.

Se perforó el pozo hasta 2013 metros bombeando 50 barriles de bache antiperdida cada 60 metros perforados. Se suspendió perforación para nivelar mástil y revisión de buje de desgaste, levantó la barrena a 1000 metros donde por programa se deslizaron 16.5 metros de cable de perforación de 1 3/8 pulgadas del carrete auxiliar al tambor del malacate y además se engrasaron corona y la polea viajera para posteriormente levantar la barrena a superficie.

Se realizaron durante 4 días trabajos para nivelar el equipo mientras se bajó TP (tubería de perforación) franca de 5 pulgadas a 1000 metros para protección del pozo.

Una vez nivelado el pozo se levantó TP franca a superficie y se bajó barrena PDC de 12 ¼ pulgadas, realizó circulación y perforó a 3100 metros con fluido de control de 1.49 gr/cm³, bombeando bache antiperdida cada 60 metros, bache viscoso para limpieza del pozo cada 200 metros y circulando durante 1 hora cada 100 metros.

Levantó la barrena a 1000 metros donde por programa se deslizaron 16.5 metros de cable de perforación de 1 3/8 pulgadas del carrete auxiliar al tambor del malacate y continuó levantando barrena a superficie.

Instaló unidad de registros geofísicos, armó sistema AIT/DR-CAL/GR, bajó misma a 3100 metros y realizó toma de registros. Se observó al final de la toma de registros escurrimiento del pozo de 2 litros/minuto por lo que se cerró el pozo con preventor ciego sin tubería al interior, se monitoreó a través del ensamble de estrangulación por 5 horas y se observó incremento de presión a 225 psi.

Bajó barrena de 12 ¼ pulgadas a 3100 metros rompiendo circulación cada 500 metros homogenizando columna de fluido de control de emulsión

inversa de 1.50 a 1.52 gr/cm³, después de una hora se observó pérdida parcial de 38 bls de fluido por lo que se bombearon 50 bls de bache antipérdida. Levantó barrena a superficie desconectando tramos de TP y se realizó acopio de materiales para el proceso de cementación de TR de 9 5/8 pulgadas (figura 47).

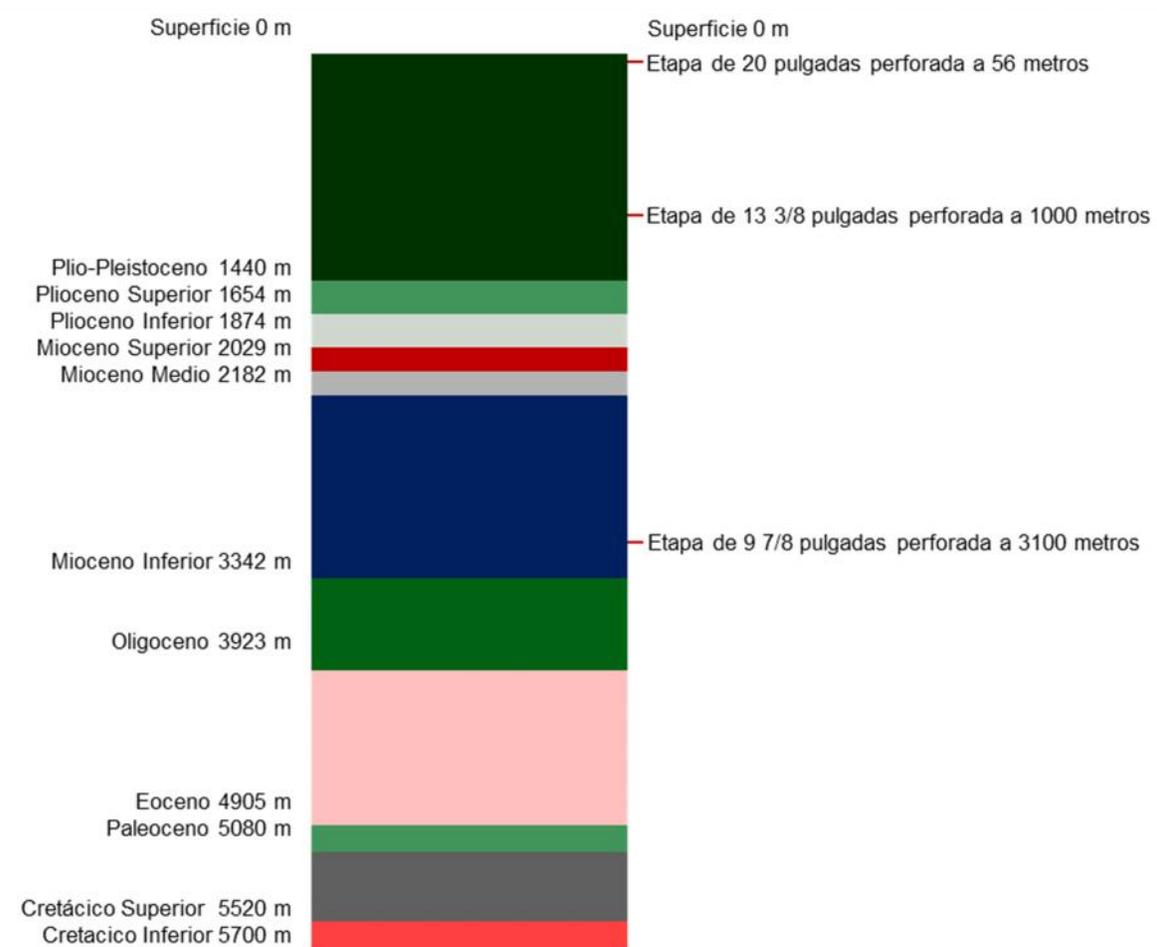


Figura 47: Profundidad perforada con respecto a la columna geológica en la etapa de 9 7/8 pulgadas

- Cambio de etapa

Consideraciones para la cementación:

- ✓ 50 bls de bache lavador de 1.12 gr/cm³
- ✓ 50 bls de bache espaciador de 1.57 gr/cm³

- ✓ 514 bls de lechada de cemento de 1.60 gr/cm^3
- ✓ 45 bls de lechada de amarre de 1.95 gr/cm^3
- ✓ 737 bls de fluido de emulsión inversa de 1.52 gr/cm^3

Se instaló zapata guía a TR de 9 5/8 pulgadas y se bajó misma a 3098 metros con velocidad controlada de 10 minutos por tramo. Se procedió a circular el pozo con un gasto de 17 epm para posteriormente eliminar el equipo para introducción de TR.

Una vez instalada la cabeza de cementar se realizó la cementación de la TR de 9 5/8 pulgadas bombeando a una velocidad de 5 epm, 50 bls de bache lavador, seguidos de 50 bls de bache espaciador, a continuación 514 bls de lechada de cemento, 45 bls de lechada de amarre, se soltó el tapón de desplazamiento y finalmente se bombearon 737 bls de fluido de emulsión inversa. Posteriormente se cerró el pozo para esperar 6 horas de fraguado, observando cima de lechada de amarre a 2,890 metros.

Después de 6 horas de fraguado se abrió el pozo desfogando presión a cero y se realizó el desmantelamiento de la línea de flote, la charola ecológica y las líneas secundarias de control (matar, estrangular, primaria y secundaria).

Se levantaron preventores de 13 5/8 pulgadas y efectuó corte y biselado de TR de 9 5/8 pulgadas, eliminó carrete espaciador y campana de 13 5/8 pulgadas para posteriormente instalar y apretar tornillería de cabezal y de preventores de 13 5/8 pulgadas. Al intentar probar hermeticidad de los preventores se observó fuga en empaques, por lo que se realizó cambio de los mismos y se probaron con 500 psi en baja y 8,000 psi en alta con éxito (figura 48).

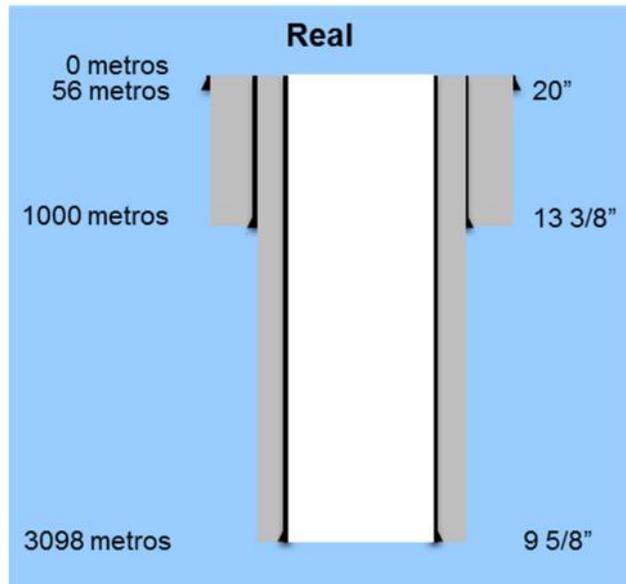


Figura 48: Estado mecánico propuesto vs real hasta la etapa de 9 5/8 pulgadas

3.4 Etapa de TR de 7 pulgadas de 3,100.0 a 5,435.0 metros

- Construcción del pozo

Características de la sarta de perforación (sarta navegable):

- ✓ Barrena PDC de 8 ½ pulgadas
- ✓ Motor de fondo con sistema MWD y PWD
- ✓ Tubería Drill Collar (DC) liso de 6 ½ pulgadas
- ✓ Tubería Heavy Weight (HW) de 5 pulgadas
- ✓ Tubería de perforación de 5 pulgadas

Conecto barrena de 8 ½ pulgadas a motor de fondo graduando mismo a 1.5°, se bajaron 30 metros donde probó MWD con 65 epm y 550 psi con éxito. Se bajó la barrena a 3070 metros, circuló para homogenizar columnas de fluido acondicionando el mismo hasta alcanzar una densidad 1.52 gr/cm³, posteriormente probó la hermeticidad de la TR de 9 5/8 pulgadas con 1000 psi durante 20 minutos con éxito.

Con barrena de 8 ½ pulgadas molió tapón de desplazamiento, el cople flotador y cemento de buena consistencia hasta 3095 metros, donde se

probó la hermeticidad de la TR de 9 5/8 pulgadas con 1800 psi con éxito y desplazó fluido de perforación de 1.52 gr/cm³ por 1.90 gr/cm³.

Se perforó a 3809 metros rotando y deslizado al corregir el ángulo a fin verticalizar el pozo, efectuó viaje corto a la zapata observando libre. Se continuó perforando hasta 3868 metros donde se suspendió las actividades por alcanzar la vida útil del motor de fondo con las siguientes mediciones en PWD:

- ✓ Profundidad vertical: 3,852 metros
- ✓ Densidad de fluido: 1.97 gr/cm³
- ✓ Tiempo de conexión: 218 horas

Se levantó barrena a superficie y efectuó ajustes a motor de fondo MWD y PWD, a continuación se bajó la barrena a 3868 metros y perforó mantenido la verticalidad del pozo hasta alcanzar 4500 metros, en donde inició KOP (kick off point) perforando y construyendo ángulo a 4724 metros, alcanzando la vida útil del motor de fondo con las siguientes mediciones en PWD:

- ✓ Profundidad vertical: 4709.5 metros
- ✓ Densidad de fluido: 1.96 gr/cm³
- ✓ Tiempo de conexión: 195 horas

Recuperó barrena a superficie, desmanteló sarta navegable y recuperó buje de desgaste para probar preventores y líneas secundarias de control con éxito. Se armó nueva sarta navegable con barrena de 8 ½ pulgadas y motor de fondo MWD - PWD y bajó mismos a 4724 metros, llenando interior de la tubería de perforación cada 500 metros.

Se perforó construyendo ángulo hasta 4798 metros donde se procedió a estabilizar el pozo por lo que se levantó la barrena 4 metros arriba del fondo perforando donde se observó deslizamiento de la sarta por falla eléctrica en

el malacate. Se activó el paro de emergencia, circuló pozo mientras se reparó falla de malacate, posteriormente se levantó la barrena a superficie para calibrar equipo direccional.

Continuó perforando y construyendo ángulo a 4966 metros donde se alcanzó la vida útil de la barrena, circuló con 80 epm y se procedió a recuperar la barrena a superficie. Se tienen las siguientes mediciones en PWD:

- ✓ Profundidad vertical: 4979.5 metros
- ✓ Densidad de fluido: 1.97 gr/cm³
- ✓ Tiempo de conexión: 109 horas

Recuperó barrena de 8 ½ pulgadas en superficie, se realizó cambio de la misma y bajó sarta navegable a fondo perforado llenando el interior de la tubería de perforación cada 500 metros. Se perforó construyendo ángulo a 5011 metros, donde suspendió actividades por observar falta de avance por lo que se recuperó sarta navegable a superficie desmantelándola y se armó sarta rotatoria con barrena de 8 ½ pulgadas y equipo MWD - PWD y bajo sarta a 5011 metros donde inició perforación hasta 5435 metros. Se efectuó circulación bombeando 63 bls de bache obturante de carbonato de calcio hasta observar salir a superficie; a continuación se levantó la barrena a 4700 metros en viaje corto observando fricción en el intervalo de 5435 – 5180 metros. Se bajó nuevamente la barrena a 5435 metros observando libre, circuló ciclo completo con movimiento de la sarta hacia arriba y hacia abajo, y recuperó la barrena a superficie.

Se instaló unidad de registros y equipo de control de presión para posteriormente realizar la 3 corridas de registros geofísicos:

1. Armó sistema AIT-DR-CAL-GR con 29 metros de longitud y 6 pulgadas de diámetro. Se realizó toma de registros de 3098 - 5435 metros y sección repetida de 3080 – 3200 metros.

2. Armó sistema LDL-CNL-GR con longitud de 20 metros y 6 pulgadas de diámetro. Se efectuó toma de registros de 3095 – 5435 metros y sección repetida de 3050 – 3500 metros.
3. Armó sistema DSI-CAL-GR en unión de martillo con longitud de 34 metros y 6 pulgadas de diámetro. Se efectuó toma de registros de 3095 – 5435 metros con activación de martillo a 5222, 5264, 5307, 5353, 5375 y 5438 metros y sección repetida de 3700 – 3950 metros.

Después de la toma de registros se probó el conjunto de preventores y líneas secundarias de control, instaló buje de desgaste corto de 11 pulgadas y armó sarta con barrena de 8 ½ pulgadas. Se bajó barrena a 5435 metros donde circuló homogenizando columnas de fluido a 1.90 gr/cm³, posteriormente se intentó levantar barrena a superficie sin éxito por observar arrastre de 25 a 30 toneladas por lo que se repasó el intervalo de 5406 – 5435 metros en repetidas ocasiones hasta observar sarta libre. Se bombearon 94 barriles de bache viscoso de 1.92 gr/cm³ y levantó barrena a superficie (figura 49).

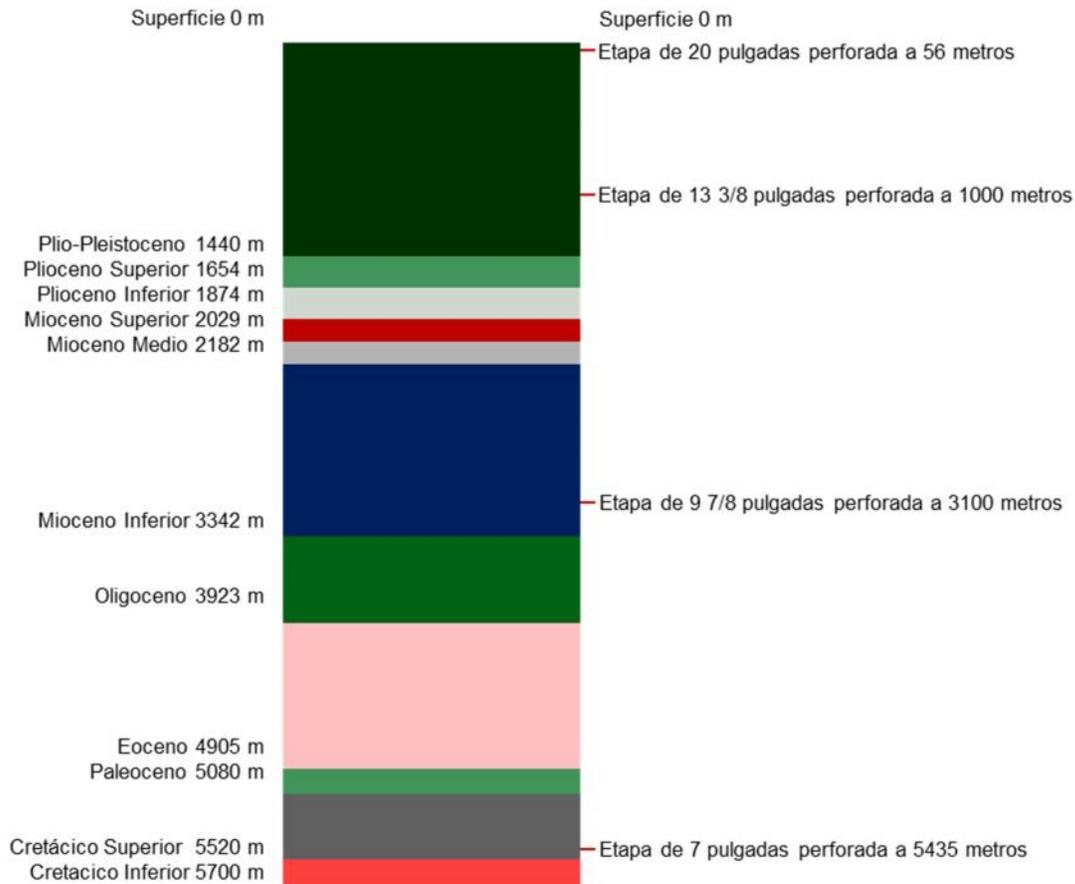


Figura 49: Profundidad perforada con respecto a la columna geológica en la etapa de 7 pulgadas

- Cambio de etapa

Consideraciones para la cementación:

- ✓ Liner de 7 pulgadas
 - 85 bls de bache espaciador de 1.95 gr/cm³
 - 172 bls de lechada de cemento de 2.0 gr/cm³
 - 66 bls de lechada de amarre de 2.0 gr/cm³
 - 425 bls de fluido de emulsión inversa de 1.90 gr/cm³
- ✓ Complemento de liner de 7 pulgadas
 - 31 bls de bache espaciador de 1.93 gr/cm³

- 240 bls de lechada de cemento de 1.95 gr/cm³
- 335 bls de fluido de emulsión inversa de 1.90 gr/cm³

Se efectuaron preparativos para correr liner (TR corta) de 7 pulgadas por lo que se instaló equipo para bajar TR, y se armaron herramientas necesarias (zapata flotadora de 7 pulgadas, cople flotador de 7 pulgadas, cople de retención de 7 pulgadas, tramos de liner de 7 pulgadas, conjunto colgador - soltador y conjunto de sellos tie back para liner de 7 pulgadas).

A continuación bajó liner de 7 pulgadas a 2480 metros y eliminó equipo básico para introducción de TR, después conectó el conjunto colgador – soltador, probó sellos del mismo con 400 psi con éxito y continuó bajando el liner de 7 pulgadas hasta 5435 metros (fondo perforado).

Posteriormente se lanzó canica de 1 ¾ pulgadas y mientras se esperó viaje de la misma, se instalaron las líneas secundarias de control y cabeza de cementar y se probaron con 5000 psi durante 10 minutos con éxito. Una vez que la canica terminó su viaje se activó el conjunto colgador – soltador para liner de 7 pulgadas cargando desde 2000 psi e incrementando hasta que se observó liberar el soltador con 2800 psi. A continuación con unidad de alta presión se expulsó la canica con 5000 psi observando circulación normal.

Con liner a 5435 metros y boca de liner teórica a 2944 metros, se circularon 2 ciclos para homogenizar columnas con fluido de control de 1.90 gr/cm³, a continuación efectuó la cementación de liner de 7 pulgadas bombeando 60 bls de bache espaciador, 172 bls de lechada de cemento, 66 bls de lechada de amarre, 10 barriles de bache espaciador, 266 bls de fluido de control de emulsión inversa, 15 barriles de bache espaciador, 159 barriles de bache espaciador y esperó 24 horas de fraguado, mientras tanto se levantó TP franca de 5 pulgadas a superficie y desconectó soltador.

Se armó sarta lisa con barrena tricónica de 8 ½ pulgadas, bajó misma a 2666 metros observando resistencia franca con 5 toneladas. A continuación rebajó cemento hasta 2950 metros donde tocó físicamente la boca de liner con 5 toneladas, se probó la hermeticidad de la boca de liner con 2000 psi exitosamente y levantó la barrena a superficie.

Se armó sarta con barrena tricónica de 5 7/8 pulgadas con rima para TR de 7 pulgadas, bajó mismas a 2950 metros, donde operó rima hasta 2953 metros en 6 ocasiones y cargó 8 toneladas por 2 minutos para revisar huella de trabajo en rima superior, se circuló para limpiar el pozo con 80 epm y se levantó la barrena a superficie.

Se instaló equipo para correr complemento de liner de 7 pulgadas, posteriormente armó tie back, tramos de TR y cople flotador de orificio, bajó mismos a 2950 metros donde realizó operaciones para enchufar tie back cargando con 25 toneladas y probó mismo con 1000 psi por 15 minutos con éxito.

A continuación efectuó cementación de complemento de TR de 7 pulgadas bombeando 31 bls de bache espaciador, seguido de 240 bls de lechada de cemento, liberó tapón de desplazamiento y 335 bls de fluido de emulsión inversa y esperó 5 horas de fraguado del cemento.

Se realizó corte y biselado de TR de 7 pulgadas, instaló conjunto de preventores de 13 5/8 pulgadas, líneas secundarias de control donde probó mismos con 8000 psi, se instaló buje de desgaste de 11 pulgadas y cabeza rotatoria de 13 5/8 pulgadas e inició preparativos para armar sarta de perforación (figura 50).

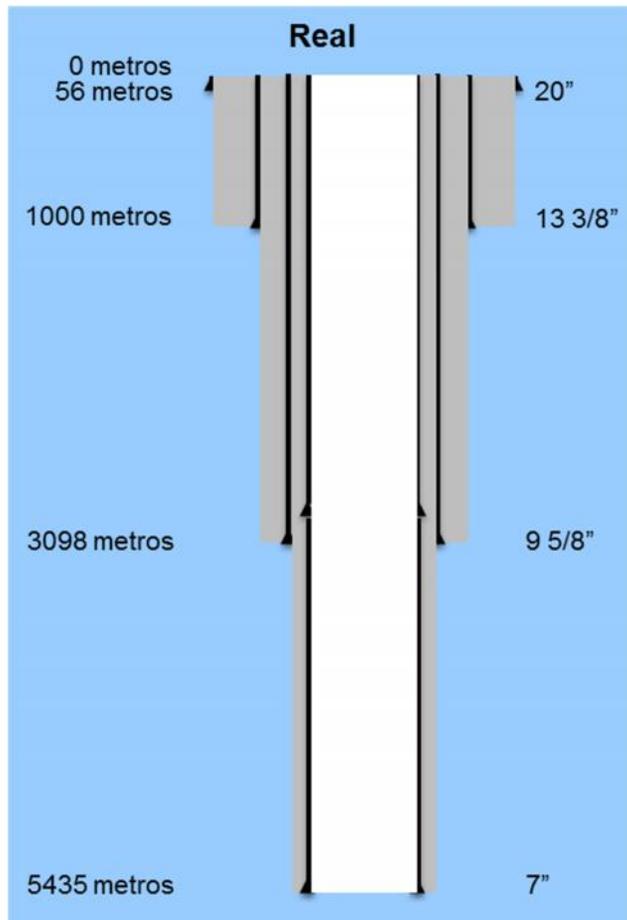


Figura 50: Estado mecánico propuesto vs real hasta la etapa de 7 pulgadas

3.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros

- Construcción del pozo

Características de la sarta de perforación (sarta lisa):

- ✓ Barrena PDC de 5 7/8 pulgadas
- ✓ Tubería Drill Collar (DC) liso de 3 1/8 pulgadas
- ✓ Tubería Heavy Weight (HW) de 3 1/2 pulgadas
- ✓ Tubería de perforación de 3 1/2 pulgadas
- ✓ Válvula contra presión
- ✓ Equipo MPD (equipo de perforación para gestión de presión)
- ✓ Equipo de generación de N2 (nitrógeno)

Se armó sarta con barrena PDC de 5 7/8 pulgadas y bajo a 2918 metros donde toco resistencia con 3 toneladas, circuló pozo y rebajó cemento hasta 2940 metros donde suspendió por observar represionamiento en TP de 3650 a 4000 psi por lo que levanto barrena a superficie, observando la barrena con 2 toberas tapadas.

Cambió barrena PDC de 5 7/8 pulgadas por barrena tricónica de 5 7/8 pulgadas sin toberas, bajo sarta a 2940 metros rompiendo circulación cada 500 metros, continuó rebajando cemento a 2965 metros hasta observar paso libre y bajó barrena con rotación y bombeo a 5393 metros, tocando cople de retención, probó la hermeticidad de la TR de 7 pulgadas con 3000 psi por 20 minutos, con éxito.

A continuación rebajó cople de retención, cople flotador y cemento hasta 5430 metros, circuló limpiando pozo y nuevamente probó la hermeticidad de la TR de 7 pulgadas con 3000 psi por 15 minutos con éxito.

Se continuó rebajando cemento y zapata de TR de 7 pulgadas a 5440 metros y perforó a 5441 metros, donde circuló para recuperar muestras de fondo y levantó barrena a superficie.

Instaló bajante de línea primaria del equipo bajo balance, se probó misma con 4000 psi durante 30 minutos con éxito, armó sarta con barrena PDC de 5 7/8 pulgadas, bajó misma a 5340 metros rompiendo circulación cada 500 metros, circuló tiempo de atraso con fluido de emulsión inversa de 0.95 gr/cm³, levantó barrena a 5435 metros instalando válvula de contra presión entre las lingadas 78 y 79. Posteriormente se estabilizó el pozo de 0.95 gr/cm³ a 0.80 gr/cm³.

Con el pozo alineado al equipo MDP perforó a 5532 metros con fluido de control de 0.78 gr/cm³ y bombeo de N₂, a continuación se levantó la

barrena a 5435 metros para cambio de elemento sellante de cabeza rotatoria, continuó perforando a 5560 metros y levantó la barrena a 5435 metros para nuevo cambio de elemento sellante de cabeza rotatoria. Se homogenizaron columnas de fluido de 0.95 gr/cm^3 a 0.62 gr/cm^3 y perforó a 5586 metros donde suspendió operaciones por observar pérdida total de circulación.

Se levantó la barrena a 5435 metros desalojando N_2 por espacio anular, a continuación preparó lodo de emulsión inversa de 0.95 gr/cm^3 y bache de N_2 estabilizando sistema a 0.33 gr/cm^3 a continuación bajo la barrena a 5560 metros donde se escuchó un fuerte golpe y se observa pérdida de peso en la sarta, depresionó el pozo y levantó extremo de la sarta a superficie, dejando pez de 2646 metros de longitud y boca de pez a 2940 metros (figura 51).

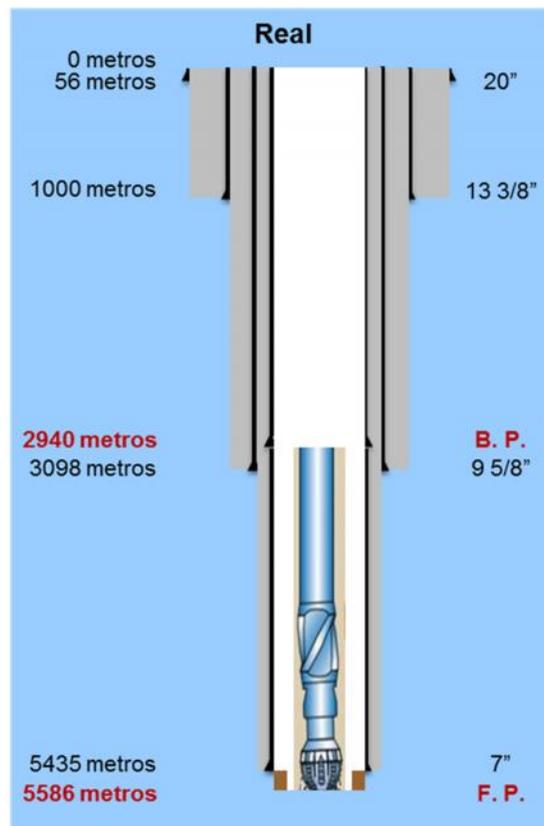


Figura 51: Atrapamiento de sarta a 5586 metros

3.6 Atrapamiento, operaciones de pesca y de realización de ventana

Se armó sarta de pesca con tubería HW de 3 ½ pulgadas y pescante bowen overshot de 5 7/16 pulgadas con cuñas de canasta y molino de control de 3 ½ pulgadas. A continuación se bajó pescante a 2938 metros donde operó mismo con 8 toneladas y una vuelta con éxito, observando en indicador recuperar peso de 167 toneladas. Se bombeo 44 bls de lodo a una velocidad de 34 epm para tratar de liberar la tubería de perforación notando represionamiento de 2000 psi por lo que se suspendió el bombeo y se procedió a trabajar la sarta hacia arriba y hacia abajo activando el martillo en 35 ocasiones y jalando hasta 232 toneladas sin éxito.

Posteriormente se descansó el peso de la sarta en cuñas mientras se instaló la unidad de registros. Se armó sonda con 2 barras de peso de 1 11/16 pulgadas, sistema CCL y troquelador de 1 ¾ pulgadas alcanzando una longitud total de 5 metros. Bajó sistema calibrando a 5473 metros donde toco resistencia, levantó sistema a superficie y procedió a armar sistema de registro de punto libre de 1 11/16 pulgadas y una longitud de 6 metros, bajó misma a 4000 metros y levantó a superficie. A continuación bajó varilla string shot de 1 11/16 pulgadas a 3447 metros donde efectuó disparó observando disminución de torque. Se verificó peso y agarre dando 8 vueltas sin observar soltar TP de pescante, levantó varilla a superficie y desmanteló unidad de registros. Levantó TP de 3 ½ pulgadas a superficie recuperando 532 metros y dejando boca de pez a 3469 metros.

Se bajó sarta lisa con 1 tramo de TP de 3 ½ pulgadas en la punta para enroscarse en la boca de pez a 3469 metros donde trabajó sarta con 10 rpm (revoluciones por minuto) para conectarse al pez con éxito. Bombeó 107 bls de fluido de control de 0.95 gr/cm³, observando represionar la sarta a 2000 psi, por lo que trabajó pez con 50 golpes de martillo y jalando con 50 toneladas sin liberar.

A continuación se instaló unidad de registros, armó sonda con 2 barras de peso de 1 11/16 pulgadas, sistema CCL y troquelador de 1 3/4 pulgadas alcanzando una longitud total de 5 metros, bajó sistema de calibración a 5487 metros donde toco resistencia y levantó a superficie. Posteriormente armó sistema de registro de punto libre de 1 11/16 pulgadas y bajó misma a 500 metros donde suspendió por observar arrastre de centralizadores, levanto sistema a superficie para reconfiguración de la herramienta, a continuación se bajó la sistema a 5350 metros donde observó pérdida de tensión de 4500 a 3000 libras, levantó el sistema a 5340 metros e intento bajar nuevamente en 2 ocasiones sin éxito. Se tensionó la sarta con 40 toneladas y levantó el equipo registrando punto libre de 5000 – 5340 metros y recuperó a superficie. Efectuó cambio de centradores, armó equipo de 1 3/4 pulgadas, bajó misma a 5468 metros observando resistencia y pérdida de peso, tensionó sarta con 45 toneladas, tomó registro de punto libre de 5000 – 5468 metros y recuperó a superficie.

Armó pistolas entubadas de 1 11/16 pulgadas con 12 cargas explosivas por metro fase 0°, CCL de 1 11/16 pulgadas, 2 barras de peso, alcanzando una longitud total de 5 metros. Bajó pistola y efectuó disparo puncher de 5467 – 5468 metros, recupero pistolas observando 100% en su disparo, Se intentó establecer circulación bombeando con 40 epm sin éxito, por lo que armó pistolas entubadas de 1 11/16 pulgadas con 12 cargas explosivas por metro fase 0°, CCL de 1 11/16 pulgadas, 2 barras de peso, alcanzando una longitud total de 5 metros, bajó misma, efectuó disparó puncher de 5467 – 5468 metros y levantó pistola a superficie observando 100% disparada. Posteriormente intentó establecer circulación en 2 ocasiones sin éxito por lo que armó cortador severing tool de 1 3/4 pulgadas con 44 cargas explosivas y una longitud de la herramienta de 7 metros, bajó misma a 5464 metros, realizó disparó y recuperó pistola a superficie 100% disparada. A continuación trabajó sarta con 50 toneladas y movimiento hacia arriba y hacia abajó sin observar liberar, coloco sarta en su peso y trabajó con torsión sin éxito, intento establecer circulación con fluido de control de 0.95 gr/cm³

y 60 epm observando salida de fluido en línea de flote sin residuos, continuó trabajando la sarta hacia arriba y hacia abajo con 50 toneladas sin éxito.

Armó cortador severing tool de 1 ¾ pulgadas con 44 cargas explosivas y una longitud de la herramienta de 7 metros, bajó misma a 5464 metros, tensionó sarta con 50 toneladas y efectuó disparo notando pérdida de peso de 50 toneladas, posteriormente recuperó pistola a superficie, levantó sarta observando libre y continuó extremo de TP recuperada a superficie, recuperando 1893 metros y dejando boca de pez teórica a 5453 metros y una longitud de 133 metros (figura 52).

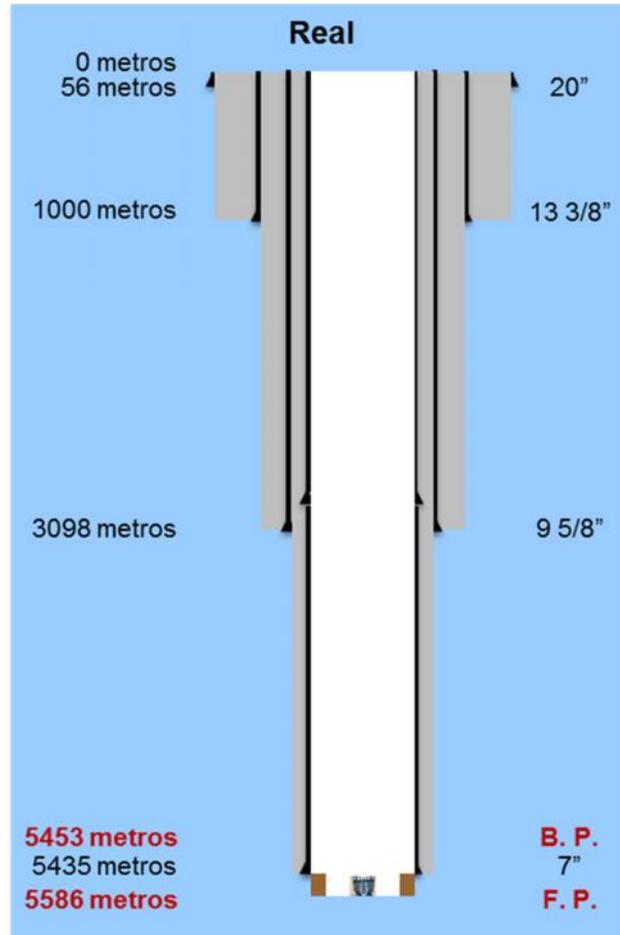


Figura 52: Fracción de la sarta de perforación abandonada

Se armó sarta con molino de 5 7/8 pulgadas y escariador para TR de 7 pulgadas, bajó a 5425 metros donde trabajo sarta hacia arriba y hacia debajo de 5401 – 5425 metros, circuló tiempo de atraso y levantó molino a superficie.

Armó sistema CBL/VDL/CCL/GR de 3 5/8 pulgadas con una longitud de 12 metros y tomó registros de 5100 – 5440 y sección repetida de 5200 – 5300 metros, recuperó sistema a superficie.

Se procedió a armar retenedor de cemento tipo K-1 para TR de 7 pulgadas, herramienta soltadora y TP de 3 ½ pulgadas, bajó mismos a 5425 metros con velocidad controlada (2 minutos por lingada) y observando desplazamiento normal. Rompió circulación con 19 epm, ancló retenedor con 18 vueltas a la derecha y tensionó 22 toneladas arriba de su peso y se probó la hermeticidad del retenedor por espacio anular en directo con 1500 psi con éxito. Liberó soltador mecánico con 15 vueltas a la derecha y probó retenedor como tapón ciego con 1500 psi por 10 minutos con éxito. A continuación se levantó soltador a superficie llenando el pozo por espacio anular cada 5 lingadas.

Recuperó buje de desgaste de 13 5/8 pulgadas, probó preventores y líneas secundarias de control con 500 psi en baja y 8000 en alta con éxito, a continuación armó sarta lisa con barrena sin toberas de 5 7/8 pulgadas, bajó misma a 5400 metros rompiendo circulación cada 500 metros y acondicionó fluido de control a 0.95 gr/cm³ con 50 epm, levantó la sarta a superficie.

A continuación armó sarta con cuchara desviadora para TR de 7 pulgadas, trimolino de 5 7/8 pulgadas, sistema track master y sistema MWD, bajó a 5419 metros, instaló unidad de alta presión e intentó orientar cuchara activando sistema MWD sin éxito por no tener señal estabilizada en el equipo (mucho ruido). Posteriormente se instaló unidad de registros, armó sistema de registro giroscópico y probó misma en superficie con éxito, bajó la herramienta a 5393 metros donde orientó cuchara desviadora, levantó el sistema a superficie y

desmanteló unidad de registros. Procedió a anclar cuchara desviadora a 5419 metros represionando con unidad de alta presión a 3800 psi exitosamente. Verificó anclaje de la cuchara rompiendo pernos con movimientos hacia arriba y hacia abajo tensionando con 21 toneladas hasta observar sarta libre y levantó misma a 5400 metros.

Con trimolino de 5 7/8 pulgadas realizó apertura de ventana en TR de 7 pulgadas de 5413 – 5414 metros, recuperando 9 kilos de rebaba metálica de 66 kilos programados con los siguientes parámetros de operación:

- 80 rpm (revoluciones por minuto)
- Torque de 5000 – 9000 lbs/pie
- 60 epm
- Bache viscoso de 0.96 gr/cm³ por 130 segundos cada 30 minutos

En el momento de alcanzar los 5414.46 metros se observó para súbito de rotaria hasta 12000 lbs/pie (límite de torque), liberó misma hasta 20 toneladas sobre el peso de la sarta y levantó misma a 5412 metros observando su atrapamiento, trabajó la sarta con 25 toneladas en repetidas ocasiones hasta liberar.

Reconoció apertura de ventana a 5413.26 metros observando nuevo paro de rotaria, trabajó con movimientos hacia arriba y hacia abajo liberando nuevamente, nuevamente reconoció apertura de ventana a 5414.46 metros con rotación y circulación y posteriormente levantó trimolino a 5412 metros.

Continuó apertura de ventana con trimolino de 5 7/8 pulgadas de 5414.46 – 5414.76 donde se observó vibración de sarta, el equipo de perforación e incremento de peso sobre el molino de 4 – 7 toneladas, disminución de presión de 3350 – 3150 psi y a continuación disminución se dejó se observar torque en la sarta. Levantó extremo de trimolino a superficie donde observó degollamiento al inicio del mismo, recuperando 0.20 metros y dejando boca de pez a 5414.10 metros y con longitud de pez de 0.66 metros.

Se armó sarta de pesca con machuelo derecho de 4 $\frac{3}{4}$ pulgadas con rango de 1 $\frac{1}{2}$ - 3 pulgadas, bajó mismo a 5413.09 metros con bombeo de 10 epm y rotación de 10 rpm, cargando peso paulatinamente de 1 - 5 toneladas, incremento de presión de 200 – 300 psi y torque de 2000 – 6000 lbs/pie, levantó a 5412 metros y nuevamente bajó sarta de pesca con rotación y bombeo a 5414.01 metros, sin bombeo cargo con 5 toneladas aplicando torsión con 6500 lbs/pie y levantó sarta de pesca a superficie donde se observó salir el pescado al 100%.

A continuación armó sarta para apertura de ventana con trimolino de 5 $\frac{7}{8}$ pulgadas, bajó mismo a 5400 metros, homogenizó columnas a 1.10 gr/cm³, continuó bajando reconociendo ventana de 5413.56 metros donde se observó paró de rotaria y bombeó bache viscoso de 1.10 gr/cm³ recuperando 1 kg de rebaba metálica.

Realizó apertura de ventana de 5415.06 metros donde se suspendió por falta de avance, se alcanzó 2.3 metros de apertura de ventana de 3.2 programados. Levantó trimolino de 5 $\frac{7}{8}$ pulgadas a superficie para cambio del mismo y reconoció a 5415.36 metros, continuó apertura de ventana hasta 5415.86 metros donde se observó paro de rotaria en 4 ocasiones con torque de 4000 – 10000 lbs/pie, liberó torque y tensionó sarta con 12 toneladas observando su liberación. Circuló pozo con bache de limpieza de 1.10 gr/ cm³, con trimolino de 5 $\frac{7}{8}$ pulgadas estabilizó ventana de 5413.06 - 5415.36 metros. Posteriormente, abrió ventana a 5416.26 metros y perforó formación a 5416.46 metros, levantó trimolino a 5415 metros y circuló para recuperar muestras de fondo, además de un total de 61 kilo de rebaba metálica y levantó trimolino a superficie.

Armó sarta lisa con trimolino de 5 $\frac{7}{8}$ pulgadas, bajo mismo y operó de 5416.46 – 5420.26 metros, levantó sarta a superficie sin salir el trimolino, quedando el mismo como pez y 5 centímetros de doble caja.

Armó pescante bowen over shot de 5 $\frac{3}{4}$ pulgadas, junta de seguridad de 4 $\frac{3}{4}$ pulgadas, 9 tramos de HW de 3 $\frac{1}{2}$ pulgadas, martillo de pesca y 3 tramos de HW de 3 $\frac{1}{2}$ pulgadas, bajó sarta de pesca a 5417 metros y operó pescante a 5417.98 metros cargando peso de 5 a 15 toneladas, verificó agarre de pez cargando 20 toneladas y levantó sarta a superficie sin recuperar pez, observando daño en el mismo que coincide por longitud y diámetro con los 11 centímetros de inicio de la rampa de la cuchara, por lo que desmanteló herramienta de pesca (figura 53).

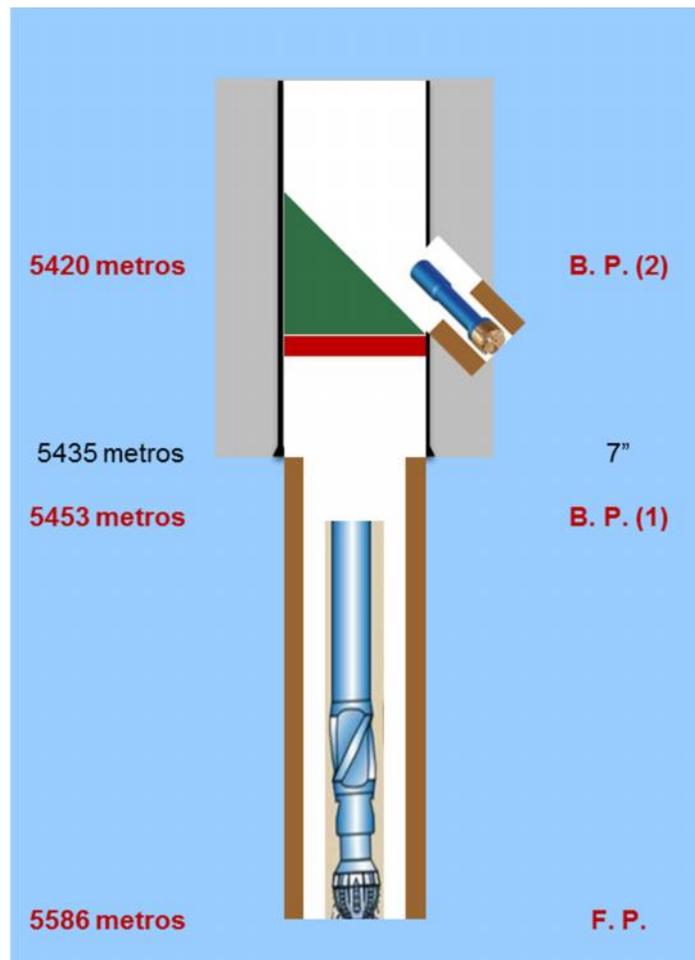


Figura 53: Ubicación de los 2 pescados

3.7 Taponamiento y abandono del pozo

Armó molino plano de 5 7/8 pulgadas con escariador para TR de 7 pulgadas, bajó mismo a 5410 metros, observando libre y levantó molino a superficie. Armó retenedor de cemento tipo K-1 para TR de 7 pulgadas, bajó mismo a 5405 metros y ancló con 14 vueltas a la derecha, tensionando y recargando con 20 toneladas, probó con 1500 psi durante 10 minutos, desconectó soldador con 14 vueltas a la derecha y levantó el mismo a superficie.

A continuación armó tubo difusor de 3 ½ pulgadas y TP de 3 ½ pulgadas, bajó mismo a 5398 metros, circuló homogenizando columnas a 1.10 gr/cm³ durante 15 minutos e instaló unidad de alta presión y líneas secundarias. Con sarta rotando de 15 - 20 rpm bombeo 40 bls de bache espaciador de fluido base aceite de 1.40 gr/cm³, liberó separador mecánico, 20 barriles de lechada de cemento de 1.95 gr/cm³, liberó segundo separador mecánico, desplazó con 11 bls de fluido base aceite de 1.40 gr/cm³, 99 bls de fluido de emulsión inversa de 1.10 gr/cm³, alcanzando una presión final de 1000 psi, desfogó a cero sin observar retorno en la unidad de alta presión, levantó tubo difusor a 4756 metros donde circuló en inversa observando salir fluido bache y fluido de emulsión inversa contaminado dejando cima teórica de tapón de cemento a 5231 metros, levantó tubo difusor a 3000 metros y esperó 24 horas de fraguado.

Al finalizar el tiempo de espera de fraguado de tapón de cemento para abandono de pozo (TXC), bajó tubo difusor de 3 ½ pulgadas a 4756 metros, probó tapón de cemento con 1500 psi por 30 minutos con éxito, a continuación desplazó fluido de emulsión inversa de 1.10 gr/cm³ por agua dulce con inhibidor de corrosión con 45 epm.

Levantó tubo difusor a 3176 metros, circuló ciclo completo, liberó separador mecánico, desplazando mismo 20 bls de bache espaciador de fluido base aceite de 1.10 gr/cm³, liberó segundo separador mecánico y desplazó mismo con 59 bls

de agua dulce, suspendió bombeo, levantó tubo difusor a 3015 metros donde circuló ciclo completo homogenizando columnas a 1.00 gr/cm³ y colocó segundo tapón de cemento bombeando 40 bls de bache espaciador de fluido base aceite de 1.02 gr/cm³, 20 barriles de lechada de cemento de 1.95 gr/cm³, seguidos de 11 bls de bache espaciador de fluido base aceite de 1.02 gr/cm³ y 48 bls de agua dulce, suspendió bombeo sin observar retorno a unidad de alta presión, levantó tubo difusor a 2396 metros (cima teórica de baches) circuló con 40 epm, dejando cima teórica de cemento a 2842 metros y levantó tubo difusor a superficie.

Armó Molino plano de 5 7/8 pulgadas y bajó a 2853 metros donde tocó cima física de cemento, levantó molino a 2850 metros y probó hermeticidad del tapón de cemento con 1500 psi por 30 minutos con éxito y levantó molino a superficie.

Se recuperó buje de desgaste de 13 5/8 pulgadas, a continuación se bajó tubería de producción a 1578 metros, instaló y sentó colgador de tubería de producción en cabezal de producción de 11 pulgadas, apretó yugos de bola colgadora e instaló válvula tipo "H". Posteriormente eliminó campana, líneas de 1 pulgada y conjunto de preventores e instaló bonete de 11 pulgadas, válvula maestra de 3 1/16 pulgadas, válvula de doble vía en bola colgadora y probó yugos de cabezal con 500 psi en baja y 8000 psi en alta exitosamente. Con esto se dieron por terminadas las operaciones en el pozo ESIA – 2 e inicia el desmantelamiento del equipo.

El pozo fue declarado taponado para abandono temporal por degollamiento de TP 3 ½ pulgadas al perforar la etapa de 5 pulgadas así como por degollamiento de trimolino 5 7/8 pulgadas y doble caja en la apertura de ventana en la TR de 7 pulgadas (figura 54).

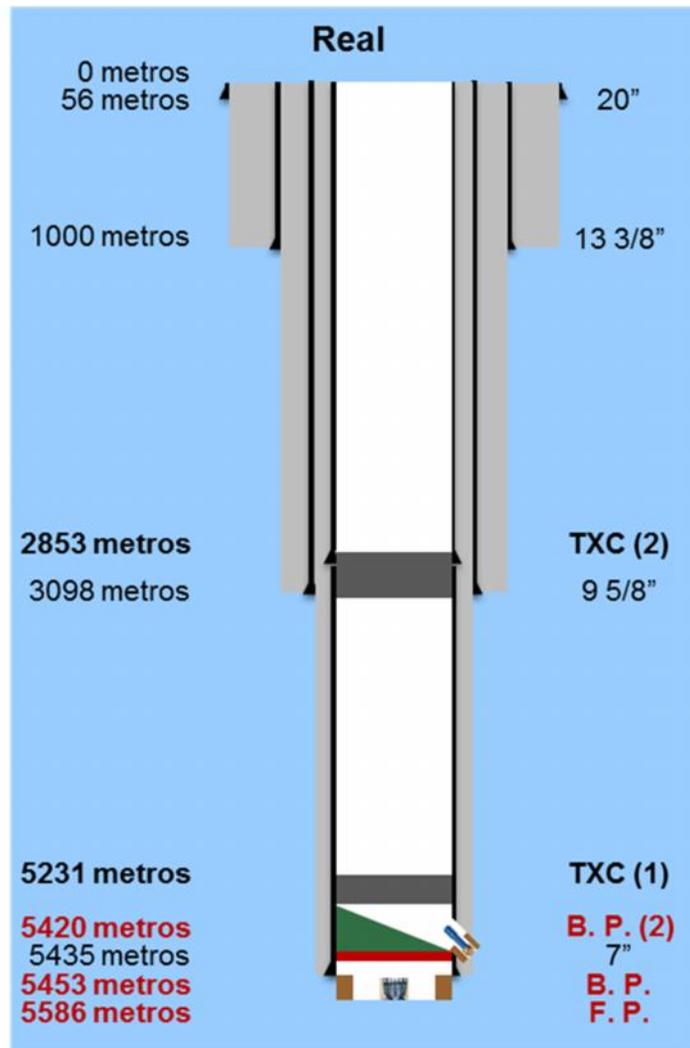


Figura 54: Ubicación de los 2 pescados

CAPÍTULO 4

Análisis de los resultados del pozo

4.1 Comparativo Real vs Programas

La pérdida de un pozo de igual forma representa la pérdida de dinero, dado que los gastos de compra de insumos, renta y mantenimiento del equipo así como de herramientas, la contratación de servicios y de personal son una inversión que se pierde cuando el objetivo final de la construcción de un pozo petrolero no se alcanza.

De la misma forma la falta de optimización en las actividades realizadas también representa un gasto que en algunas ocasiones no se recupera, ya que el volumen de hidrocarburos estimado a recuperar con la construcción del pozo no genera los ingresos necesarios que representen una ganancia al negocio.

Por esto es importante realizar los análisis necesarios antes y durante la perforación de un pozo para mantener un control de los gastos y tomar las decisiones de continuar la construcción del pozo o cancelar la misma.

4.1.1 Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros

- Construcción del pozo

Se estimó terminar la perforación del pozo en menos de 1 día, pero como resultado de la falla en el top drive y la posterior corrección de anomalías tomo un día completo alcanzar los 50 metros de profundidad programados.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
1.0	0.5	0.5	50%

Tabla 7: Diferencia y cumplimiento días programados de perforación vs días reales

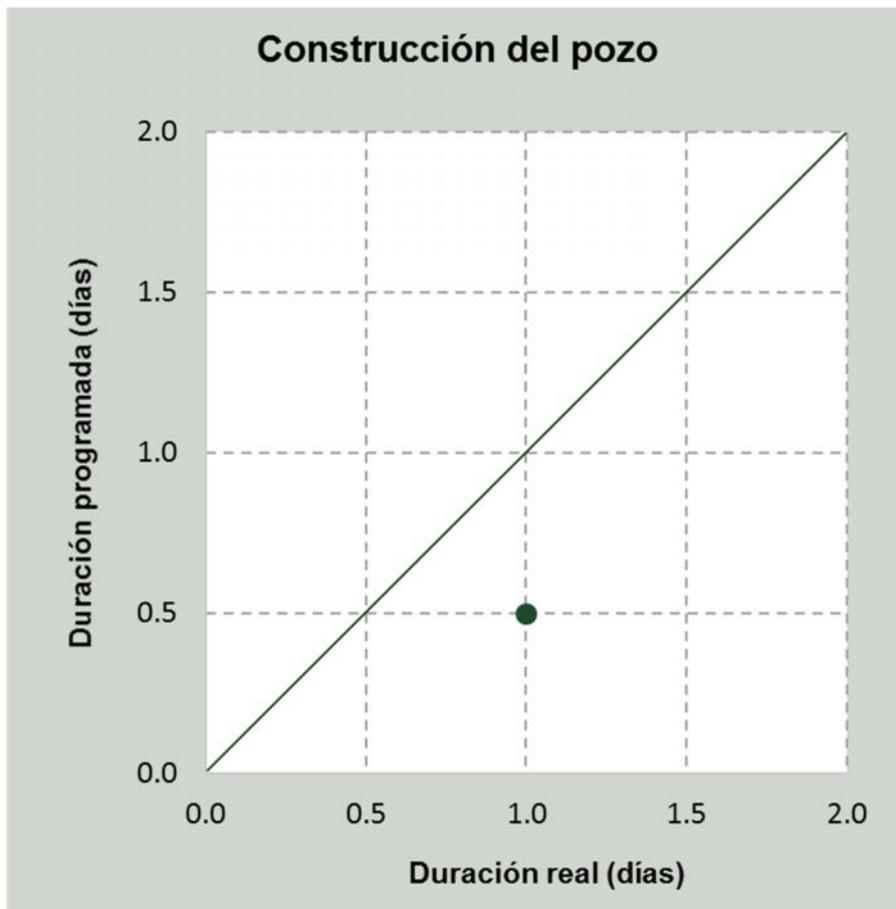


Gráfico 1: Comparativo días programados de perforación vs días reales

- Cambio de etapa

La introducción de la TR de 20 pulgadas y su respectiva cementación tomó menos de un día como estaba programada, pero por falta de presupuesto se suspendió toda actividad con lo que no se alcanzó a probar la hermeticidad del cemento, por lo que las actividades terminaron durando 26 días adicionales a lo programado.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
27.0	1.0	26.0	4%

Tabla 8: Diferencia y cumplimiento días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

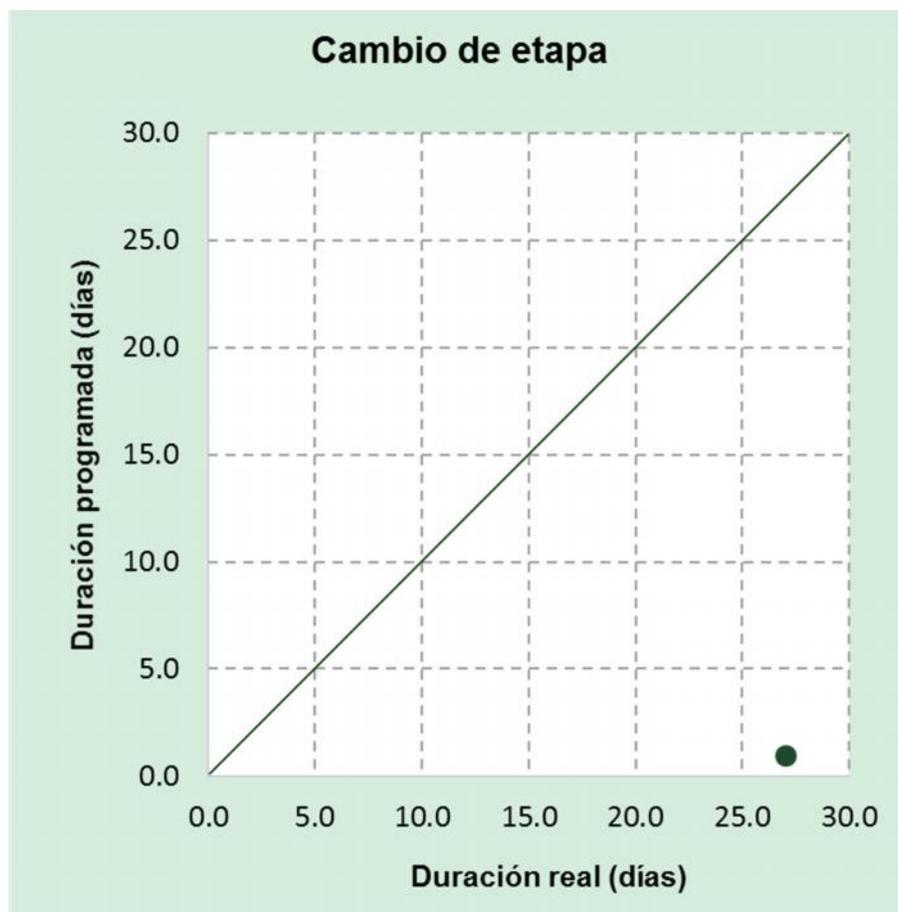


Gráfico 2: Comparativo días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

4.1.2 Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros

- Construcción del pozo

Las múltiples fallas en el sistema rotatorio del top drive provocaron que las actividades se demoraran 5 días más con respecto a lo programado.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
11.0	5.8	5.2	53%

Tabla 9: Diferencia y cumplimiento días programados de perforación vs días reales

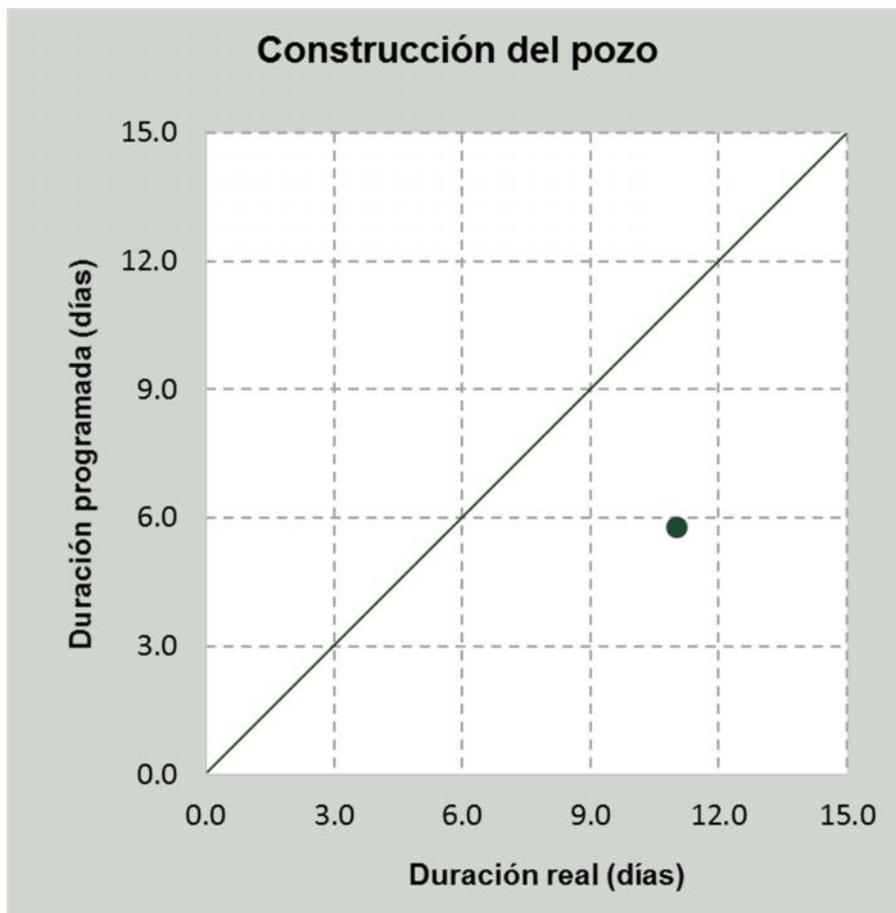


Gráfico 3: Comparativo días programados de perforación vs días reales

- Cambio de etapa

El proceso de cementación y prueba de la TR de 13 5/8 pulgadas tuvo una exagerada demora debido al retraso de 22 días en la instalación de las líneas secundarias de control, así como del conjunto de preventores de 13 5/8 pulgadas y sus respectivas pruebas.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
24.9	5.6	19.3	22%

Tabla 10: Diferencia y cumplimiento días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

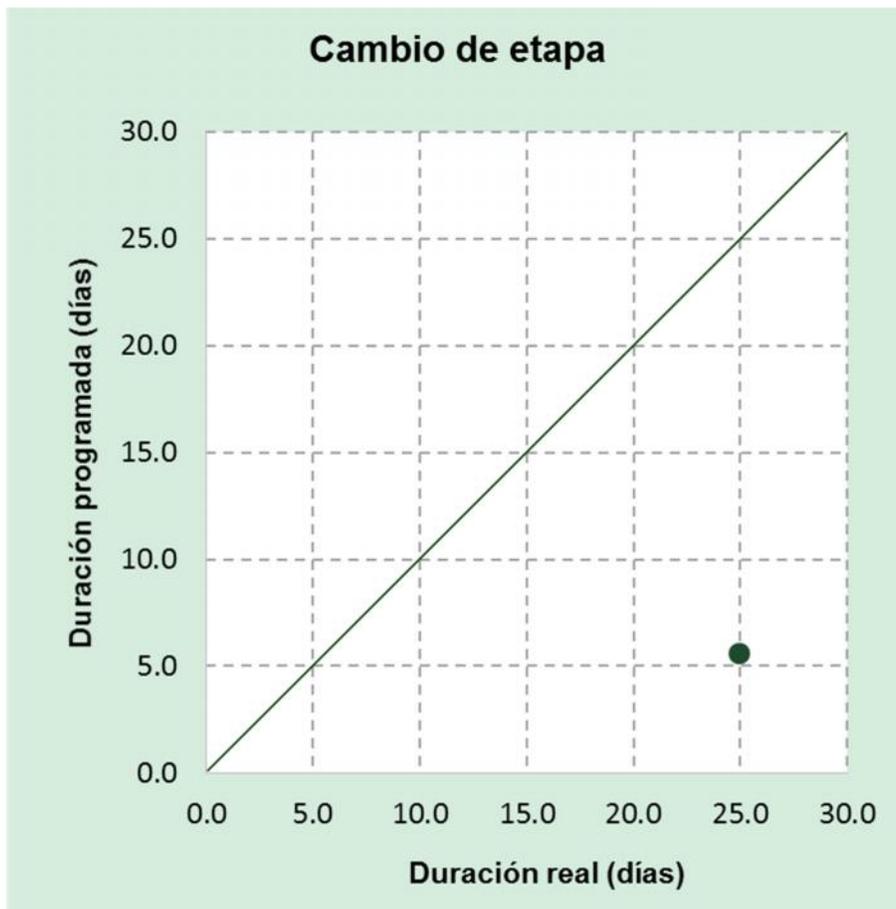


Gráfico 4: Comparativo días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

4.1.3 Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

- Construcción del pozo

Nuevamente se presentó un retraso de 8 días en las actividades de perforación debido a la falta de presupuesto para continuar la construcción del pozo. Por otro lado se presentó pérdida de potencia en gatos hidráulicos que permitían mantener nivelado el equipo de perforación en el centro, por lo que los trabajos de nivelar el mismo demoraron un total de 5 días.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
27.0	17.7	9.3	66%

Tabla 11: Diferencia y cumplimiento días programados de perforación vs días reales

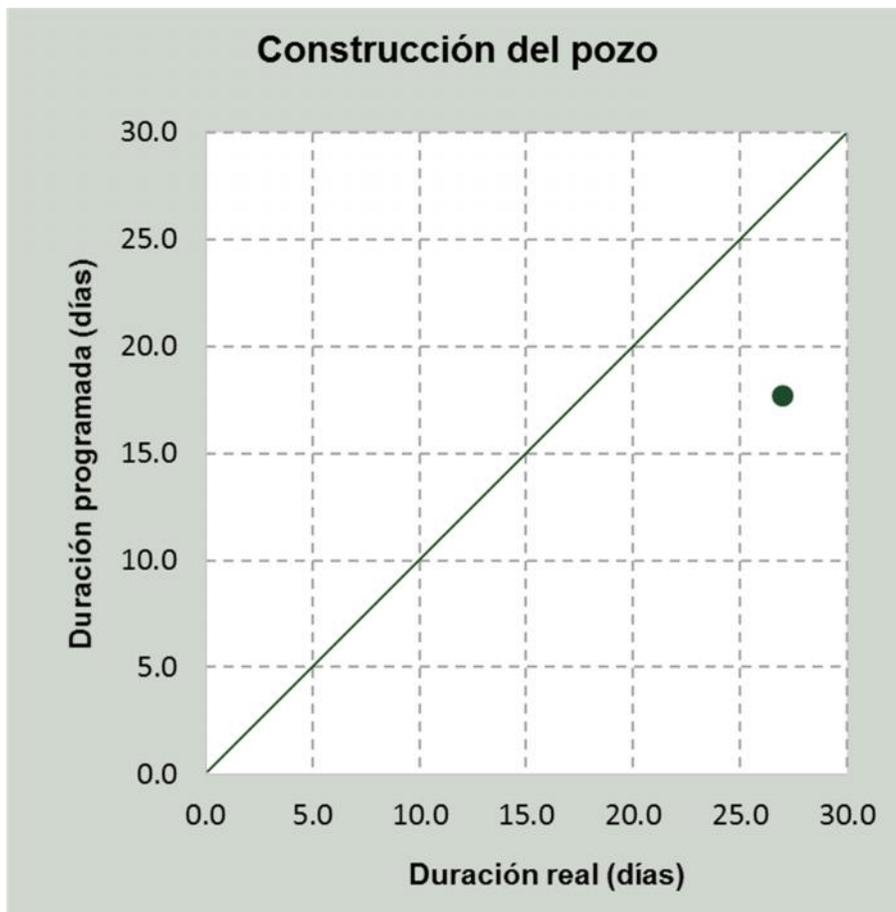


Gráfico 5: Comparativo días programados de perforación vs días reales

- Cambio de etapa

Aunque durante la cementación de la TR de 9 7/8 pulgadas no se presentaron demoras, el incremento en el tiempo de su realización se puede adjudicar a la falta de optimización en las actividades.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
12.0	10.9	1.1	91%

Tabla 12: Diferencia y cumplimiento días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

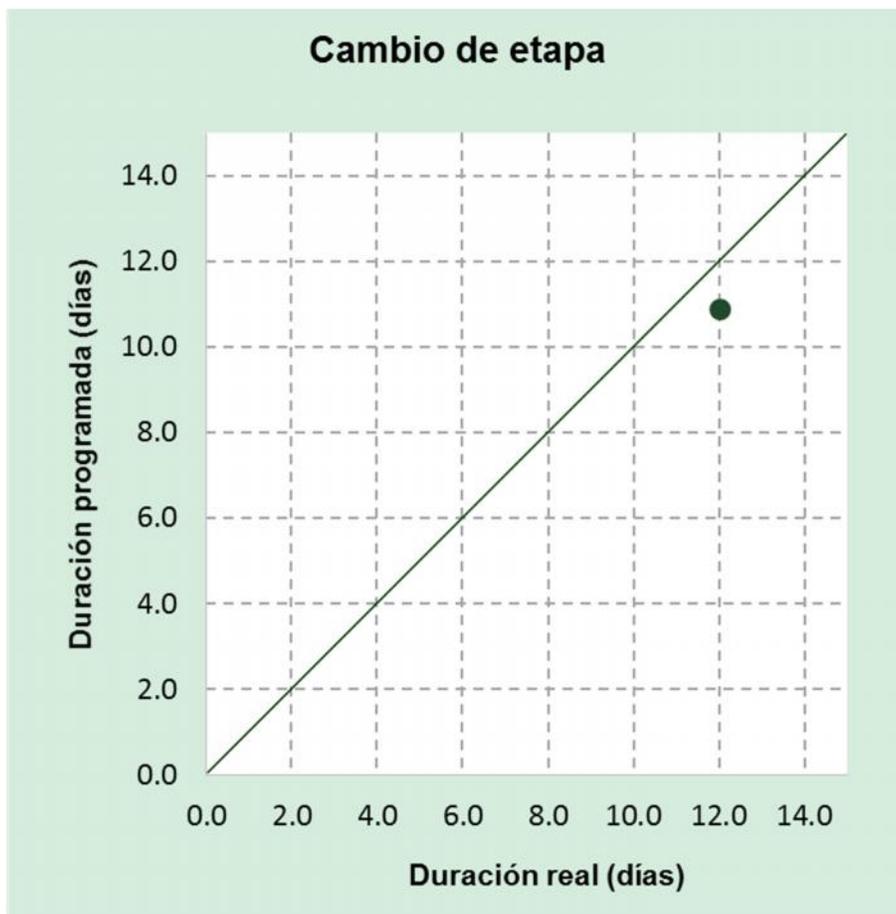


Gráfico 6: Comparativo días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

4.1.4 Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros

- Construcción del pozo

El retraso de 21 días en la construcción del pozo para la etapa de 7 pulgadas se debió a la realización lenta de las actividades de perforación como resultado de múltiples fallas en las bombas, el top drive y el malacate.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
50.0	29.1	20.9	58%

Tabla 13: Diferencia y cumplimiento días programados de perforación vs días reales

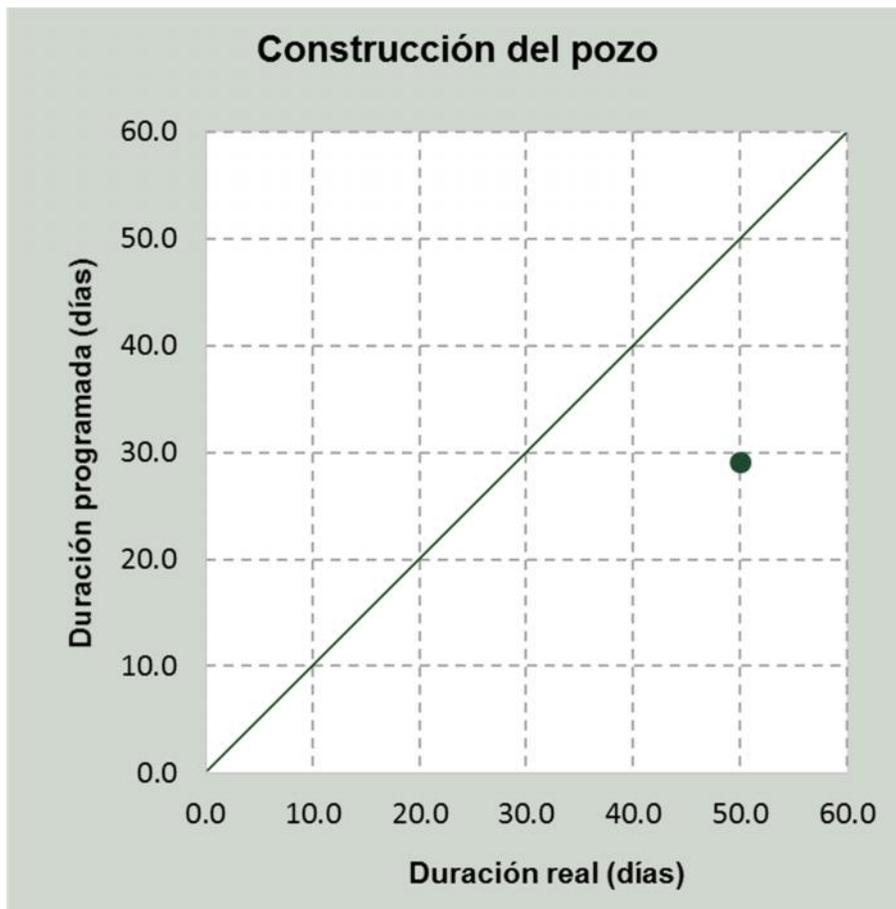


Gráfico 7: Comparativo días programados de perforación vs días reales

- Cambio de etapa

Con base en los retrasos generados hasta este punto, se optimizó la cementación de la TR de 7 pulgadas generándose una ganancia de 4 días.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
16.0	20.0	-4.0	125%

Tabla 14: Diferencia y cumplimiento días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

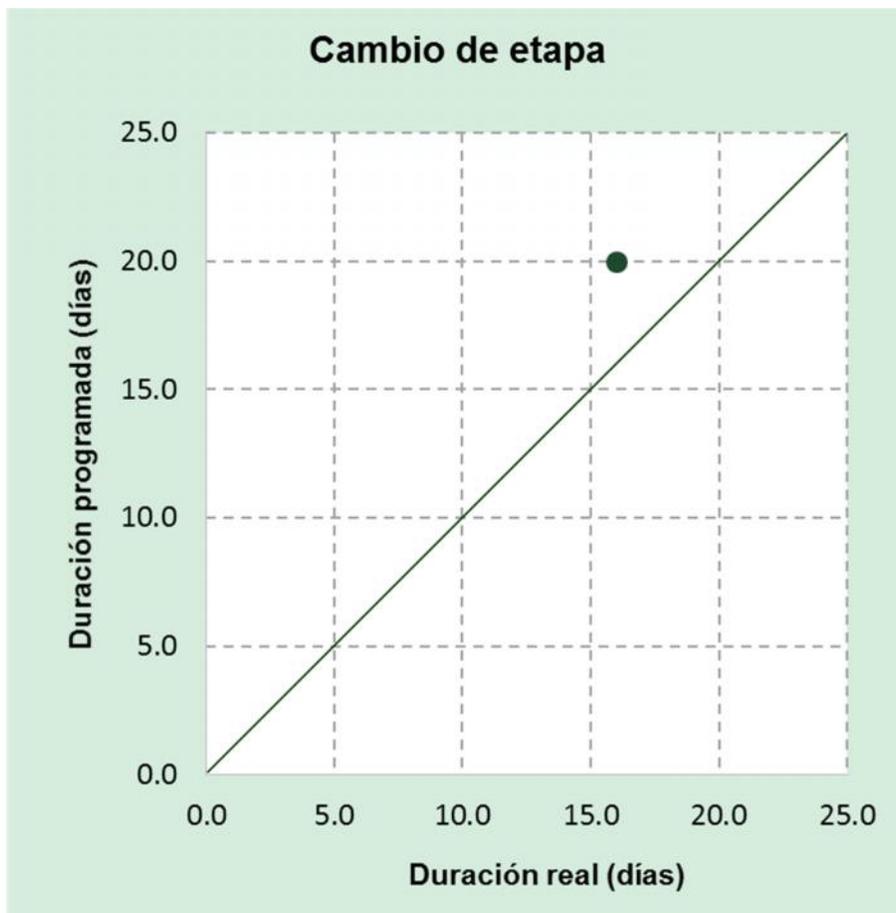


Gráfico 8: Comparativo días programados de aislamiento de la etapa perforada vs días reales

4.1.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros

- Construcción del pozo

Antes de presentarse el atrapamiento de la sarta de perforación a 5586 metros ya se tenía un retraso de 5 días con respecto a la duración total programada para la construcción del pozo en la etapa de 5 pulgadas, es decir, dichas actividades ya había tomado 23 días.

Por otro lado la duración de las operaciones de pesca y taponamiento se puede descomponer su duración de la siguiente manera:

1. Pesca de sarta con barrena PDC de 5 7/8 pulgadas atrapada a 5586 metros con longitud de 2646 metros (8 días)
2. Apertura de ventana en TR de 7 pulgadas de 5413 – 5416 metros (41 días)
3. Pesca de trimolino de 5 7/8 pulgadas atrapado a 5417 metros (2 días)
4. Taponamiento temporal del pozo (13 días)

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
87.0	18.0	69.0	21%

Tabla 15: Diferencia y cumplimiento días programados de perforación vs días reales

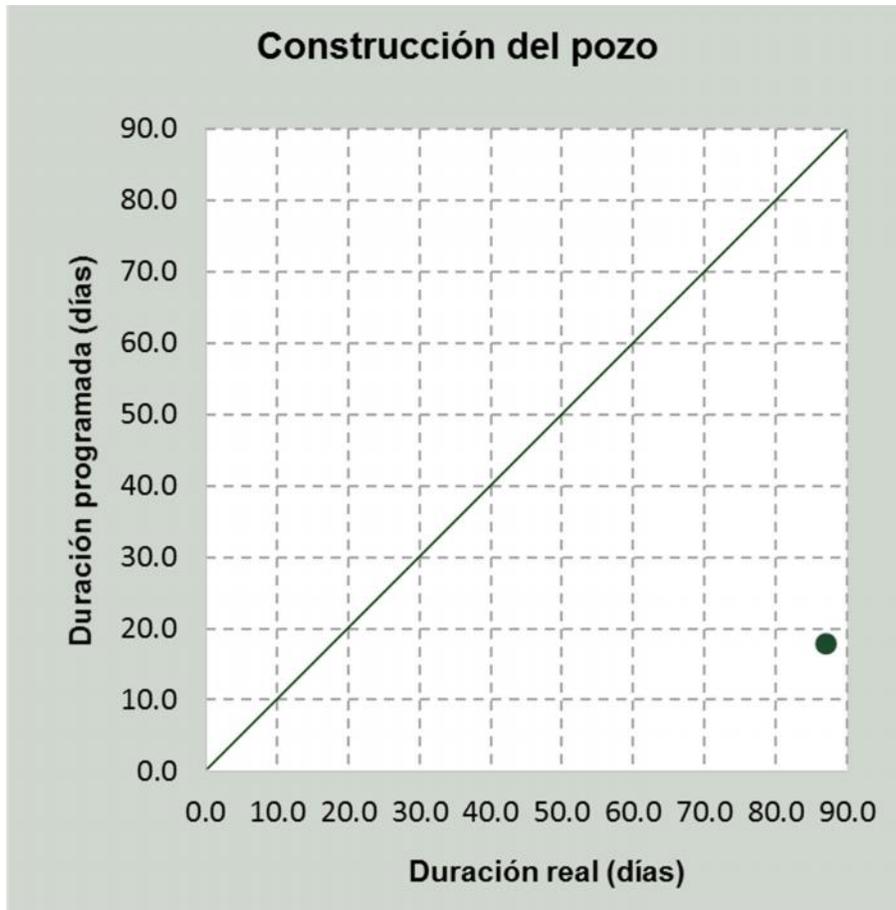


Gráfico 9: Comparativo días programados de perforación vs días reales

4.1.6 Actividad total

Como se puede observar en la tabla y gráfico siguientes, la duración de las actividades contempladas en la construcción del pozo ESIA – 2, representan casi el doble de lo que se había programado. Con esto es fácil observar que se dio la perdida una inversión que de la misma manera fue mayor a la estimada con la intención de alcanzar el objetivo del pozo, situación que no se dio tomando en cuenta que a la fecha se encuentra taponado.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
256.0	132.0	124.0	52%

Tabla 16: Diferencia y cumplimiento total de actividades del pozo ESIA – 2

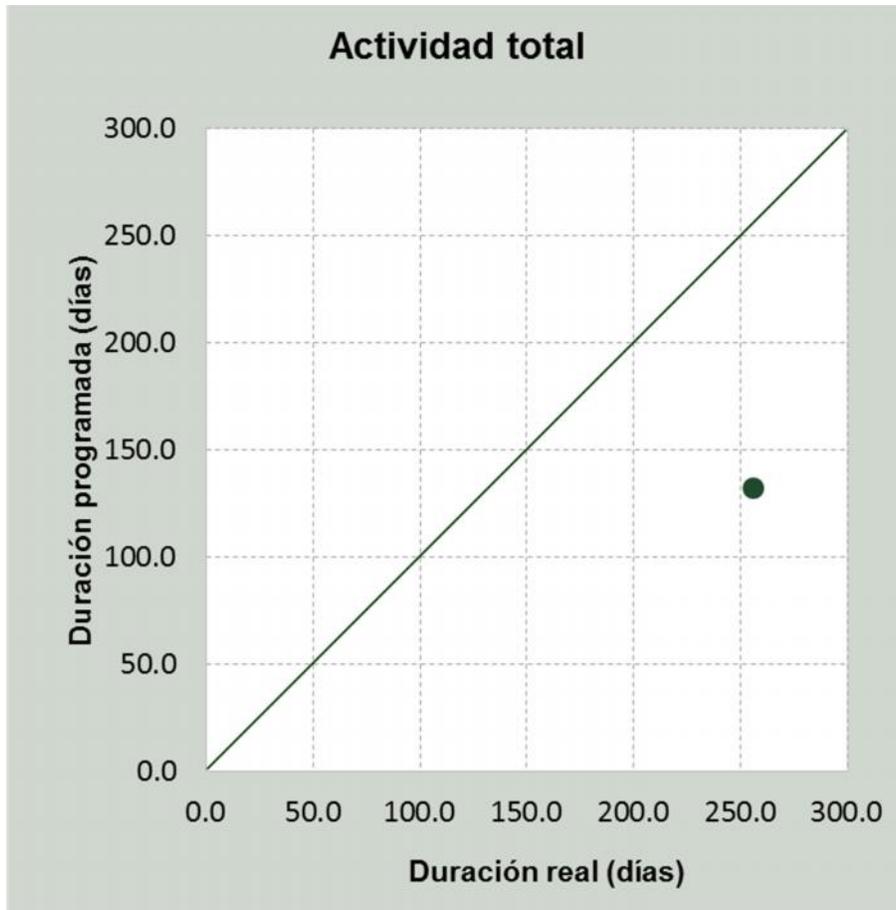


Gráfico 10: Comparativo total de actividades del pozo ESIA – 2

Conclusiones

Se concluye que la causa del atrapamiento de la sarta de perforación en primera instancia, así como la del trimolino durante la apertura de la ventana en la TR de 7 pulgadas se debió a un efecto de pegadura diferencial.

Como se mencionó, durante la perforación de la etapa de 5 pulgadas se presentó pérdida total de fluido de control, por lo que se tomó la decisión de disminuir la densidad del fluido de control inyectándole un mayor volumen de N_2 y así evitar pérdida, situación que no remedió la situación ya que finalmente se presentó la pegadura de la sarta de perforación.

No se contó con suficiente información para el diseño de los fluidos de control, ya que aunque se utilizó el sistema MDT, aplicado principalmente en la perforación bajo balance y que permite trabajar con una densidad de fluido de control baja, no fue posible evitar la pegadura diferencial de la sarta.

Recomendaciones

Se recomienda enfocarse en recabar una mayor cantidad de información referente al Cretácico Medio para ser integrado en el diseño previo a la perforación del pozo, ya que como se observó en el caso de estudio, el diseño de fluidos de control no fue el óptimo al no evitar la pegadura diferencial de la sarta y la constante pérdida de herramientas.

Es de suma importancia utilizar el pozo ESIA – 2 como una fuente de información, ya que al haberse taponado en forma temporal es posible recuperar el pozo, efectuar la toma de registros geofísicos necesarios, así como la toma de muestras de fondo y el corte de núcleos. Esto permitirá ser más efectivos en la perforación de pozos nuevos que tengan el mismo objetivo que el del caso de estudio y como se ha mencionado en repetidas ocasiones hacer su construcción económicamente rentable.

BIBLIOGRAFÍA

1. Schlumberger, (2004), "Introducción a la perforación".
2. UOR – 01, (2004), "Guía práctica para recuperación de tuberías".
3. IADC, (2000), "Programa de acreditación en control de pozos Wellcap".
4. DATALOG, (2001), "Manuel de procedimientos y operaciones en el pozo".
5. Weatherford, (2011), "Sistema MPD o cómo mantener el pozo bajo control sin fracturar las formaciones durante la perforación".
6. INSTIPETROL, (2013), "Sistemas básicos del equipo de perforación".



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA**



**SEMINARIO DE ACTUALIZACIÓN CON OPCIÓN A TITULACIÓN DE:
“PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS”**

Presentación

**DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ACCIDENTE MECÁNICO DURANTE LA
PERFORACIÓN DEL POZO ESIA - 2**

**A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

EDWING HERNÁNDEZ SALAS

DIRECTORES

**ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE**

CIUDAD DE MÉXICO

FEBRERO 2019



DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ACCIDENTE MECÁNICO DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO ESIA - 2



CONTENIDO

Resumen

Abstract

Objetivo

Introducción

CAPÍTULO 1: Conceptos básicos

CAPÍTULO 2: Características técnicas del pozo ESIA - 2

CAPÍTULO 3: Desarrollo de la perforación, atrapamiento de sarta y operaciones de pesca en el pozo ESIA - 2

CAPÍTULO 4: Análisis de los resultados del pozo

Conclusiones

Recomendaciones

Bibliografía



Resumen

En el presente trabajo de tesis se incluyen los **conceptos básicos** encaminados a los **problemas que se pueden presentar durante la perforación de un pozo**, con la intención de poder **familiarizarse con las herramientas, actividades y procesos** que se describirán más adelante.

Para el caso de estudio se incluyen los **planes de trabajo y las condiciones que se esperaban** previo a la perforación del pozo en cuestión, con la intención de **demostrar que en el diseño original del pozo** se deben considerar más información relacionada a la **columna litológica esperada** y así **optimizar la ventana operativa** de la construcción del pozo.

Se describen las **actividades reales** del pozo en estudio, así como las **decisiones que se tomaron para intentar resolver los problemas** que se presentaron durante los trabajos de perforación y su posterior **abandono para ser declarado accidente mecánico**.

Se presenta un **análisis de los resultados** en el que se comparan el **diseño original del pozo y el resultado final** para explicar cuáles son las **áreas de oportunidad en trabajos posteriores**.



Abstract

In the present thesis work, includes the **basic concepts** aimed at the **problems that can occur during the drilling of a well**, with the intention of becoming **familiar with the tools, activities and processes** that will be described later.

For the case study, the **work plans and the conditions that were expected** prior to the drilling of the well in question are included, with the intention of **demonstrating that in the original design of the well**, more information related to the **expected lithological column** should be considered thus **optimize the operational window** of the construction of the well.

The **real activities** of the well under study are described, as well as **the decisions that were made to try to solve the problems** that arose during the drilling work and its subsequent **abandonment to be declared a mechanical accident**.

An **analysis of the results** is presented in which the **original design of the well is compared with the final result** to explain what are the **areas of opportunity in subsequent works**.



Objetivo

Describir y analizar el caso de estudio de un accidente mecánico durante la perforación con la intención de conocer sus causas, las actividades necesarias para su remediación y porque no fueron efectivas.

Describir las actividades de soporte (transporte de materiales y herramientas, espera de servicios de fluidos de control, registros geofísicos, etc., y mantenimiento preventivo o de remediación de equipos en sitio) **que afectan el tiempo de construcción de un pozo** comparándolas con las contempladas en los planes de trabajo.

Presentar un **análisis de resultados** que permita observar **el impacto de las actividades de pesca** sobre **la duración de la construcción de un pozo** con la intención de resaltar la necesidad de la **eficiencia en la elaboración de los planes de trabajo y el diseño de los pozos** para **optimizar el proceso de perforación** de un pozo petrolero y que sea **rentable**.



Introducción

En la **industria petrolera la perforación y construcción de pozos es un punto fundamental**, ya que sin un medio de comunicación entre la superficie y un yacimiento de hidrocarburos es imposible su aprovechamiento. En este sentido la **obligación del ingeniero petrolero es garantizar que la construcción de estos medios para la explotación de hidrocarburos sea económica y técnicamente sustentable**, es decir, **optimizar los costos aprovechando su capacidad técnica** y poder adaptarse a las condiciones que presenta el pozo durante su perforación.

Derivado de la **Reforma Constitucional del 20 de diciembre de 2013**, en México se genera un ambiente de apertura hacia la competencia ya que el **Estado Mexicano establece que Petróleos Mexicanos (Pemex)** en específico Pemex Exploración y Producción (PEP) **se convierta en una Empresa Productiva de Estado**, por lo que debido a la Reforma Energética, surge la oportunidad de trabajar mediante **alianzas, asociaciones o Contratos para la Exploración y/o Extracción de hidrocarburos (CEE's)** los cuales son el mecanismo en el que el **Estado Mexicano selecciona al mejor candidato para realizar actividades de exploración y desarrollo de los recursos petroleros del país.**

La **Reforma Energética** tiene como **finalidad atraer inversiones y modernizar el sector energético generando una transición hacia un modelo energético dinámico**, basado en los principios de **competencia, apertura, transparencia, sustentabilidad y responsabilidad fiscal a largo plazo**, es decir, implica una transformación profunda del **marco legal e institucional del sector energético**, que busca promover el **aprovechamiento sustentable y eficiente de los recursos naturales.**

En este sentido se espera que las **actividades de perforación de pozos** en el desarrollo de campos petroleros sean más **eficientes, mejorando la rentabilidad de los proyectos de explotación** y generando una **mayor ganancia para el Estado Mexicano.**



CAPÍTULO 1: Conceptos básicos



DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ACCIDENTE MECÁNICO DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO ESIA - 2



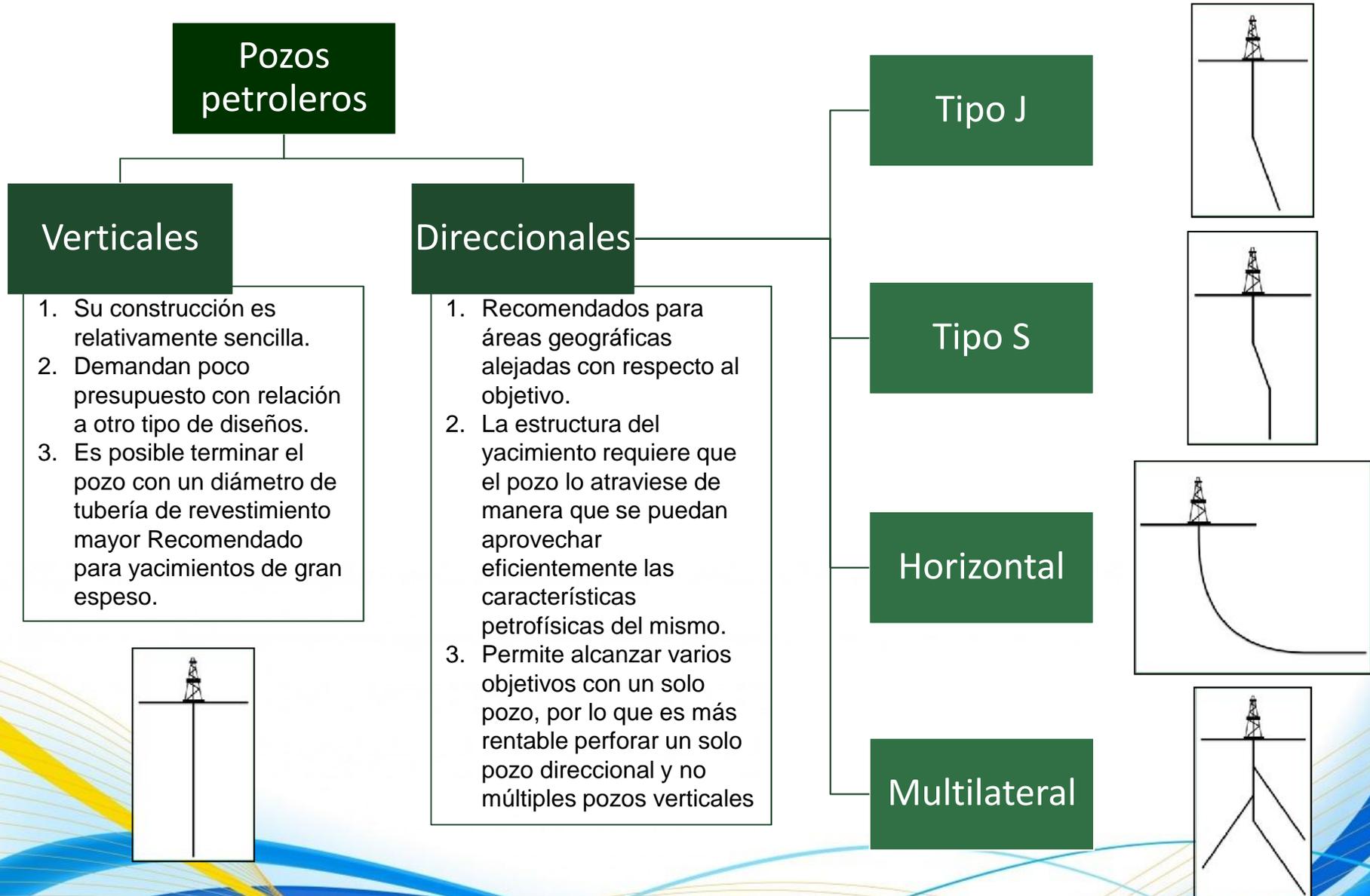
1.1 Pozo petrolero

Un **pozo petrolero** se define como el medio de comunicación entre un yacimiento de hidrocarburos y las instalaciones superficiales de producción. Su finalidad es permitir la explotación de dichos recursos de manera rentable, es decir, que el valor de los hidrocarburos extraídos sea mayor que la suma de los costos de la construcción del pozo, las instalaciones superficiales y las actividades de mantenimiento durante el periodo de vida del pozo, así como su posterior taponamiento y abandono.





1.1.1 Clasificación de los pozos petroleros





1.2 Perforación de pozos petroleros

La perforación de pozos petroleros se define como el **proceso de hacer un agujero en el suelo hasta alcanzar un yacimiento de hidrocarburos** con la finalidad de que estos **fluyan a superficie y sean aprovechados**. Esta definición se mantiene igual a pesar de que **la tecnología, el costo y el conocimiento técnico necesarios** han cambiado mucho desde la construcción del **primer pozo petrolero en 1859 por “El Coronel” Edwin Laurentine Drake**, el cual alcanzó una profundidad de 21 metros con respecto a los **pozos actuales con tirantes de agua de 3000 metros y más de 3000 metros de profundidad** bajo el lecho marino o pozos terrestres que alcanzan más de 7000 metros de profundidad.





1.2.1 Sistemas en la perforación de pozos petroleros

La construcción de un pozo petrolero es un **proceso complejo, peligroso y demanda grandes montos de dinero**, por lo que se requiere de diferentes **sistemas que faciliten y aseguren las actividades** a realizar durante los trabajos de perforación y que **permitan que la inversión realizada sea rentable**.

Sistema de Izaje

- Son los componentes que permiten el **manejo en el piso de perforación de herramientas, tubería o equipo** necesario en la perforación del pozo.

Sistema de circulación

- Conjunto de elementos que permiten **extraer los recortes de la roca generados durante la perforación** con la finalidad de que la sarta de perforación no se atasque en el fondo del pozo.

Sistema rotatorio

- Herramientas que se encargan de **transmitir el movimiento de rotación y el torque necesario a la sarta de perforación y a la barrena** con la finalidad de atravesar la roca y alcanzar la profundidad objetivo.

Sistema de seguridad

- Elementos que permiten **contrarrestar las variaciones de presión que se presentan durante el proceso de perforación**, recuperar el control del pozo y en caso contrario permitir el cierre del mismo.



1.3 Problemas durante la perforación de pozos petroleros

La **construcción de un pozo** es un proceso difícil que requiere además de un **diseño óptimo del programa de perforación** del pozo un **monitoreo constante** y en consecuencia de un **control total de las condiciones al interior** del mismo, cuando alguna de estas no se lleva a cabo de manera adecuada se pueden **presentar infinidad de problemas y/o accidentes** que pueden afectar el proceso de perforación ya sea en **tiempo, costos, resultado** y en última instancia en la **pérdida del pozo**.

Pérdida de circulación

- **Reducción o ausencia de flujo en el espacio anular** cuando se está bombeando fluido a través de la tubería de perforación.
- Esto se produce cuando la **barrena encuentra fisuras en la formación que comienzan a admitir fluido de control** o por un **mal diseño del mismo** en donde la **presión que ejerce este sobre la formación, provoca fracturas** y en consecuencia la posterior admisión del mismo.

Pegadura

- Condición en la que **la sarta de perforación no puede moverse en ningún sentido a lo largo del eje del pozo** ya que se encuentra **succionada por la pared del pozo**.
- Se presenta cuando **la presión hidrostática que genera el fluido de control sobrepasa la presión de poro de la formación** provocando un fenómeno de succión hacia la sarta

Atascamiento

- Se denomina así a la **limitación para poder levantar la sarta de perforación**, en donde a diferencia de la pegadura en ocasiones **son posibles los movimientos de rotación**.

Brote

- Se produce cuando **la presión en la formación** generada por los fluidos contenidos en ella **es mayor a la presión hidrostática** en el interior del pozo, generando una **aportación de fluidos desde la formación hacia el pozo** y a su vez intentan viajar hacia la superficie



1.4 Pescado

Se denomina **pescado** a cualquier **herramienta, tubería o material que queda atrapado en el interior del pozo** y es necesario que se **recuperen a fin de continuar con las actividades de perforación** dado que impide que estas se realicen de manera normal.

Las principales causas de que exista un pescado son:

- **Falla por fatiga en la tubería y accesorios** de la sarta de perforación.
- **Falla de conexiones** de la sarta por **exceso de tensión** durante pegaduras.
- **Fatiga en los elementos de la barrena** ocasionando desprendimientos.
- **Caída de chatarra al pozo** (llaves, tuercas o tornillos).
- Ruptura del **cable de registros geofísicos por cargas excesivas** durante tomas de información.



1.4.1 Operaciones de pesca

Se define como operación de pesca al **uso del equipo y técnicas con la finalidad de recuperar herramientas o basura del interior de un pozo en proceso de perforación**. Se requiere de **herramientas especiales** que se ajustan a las **dimensiones del elemento perdido así como a las condiciones en las que se encuentra** el mismo.

El proceso de pesca se considera como una de las **operaciones más delicadas durante la perforación de un pozo**, dado que de ello depende que se continúen las actividades a fin de **llegar a la profundidad objetivo, que se siga perforando el pozo** y en consecuencia que **no se presenten pérdidas económicas**. Dicho proceso se puede dividir en 4 pasos:

1

- Determinar la profundidad y las condiciones de la boca de pez.

2

- Determinar el punto libre del pez mediante cálculos o por registros geofísicos.

3

- Seleccionar la metodología y las herramientas de pesca más apropiadas al tipo de herramienta a recuperar y de las condiciones en las que se encuentra.

4

- Proceder a realizar la pesca del elemento.



1.4.2 Tipos de herramientas para operaciones de pesca

Como se mencionó anteriormente **las herramientas a usar durante las operaciones de pesca dependen del tipo de elemento perdido en el interior del pozo, así como las causas que provocaron que este ahí y las condiciones en las que se encuentra.**



Sello de plomo



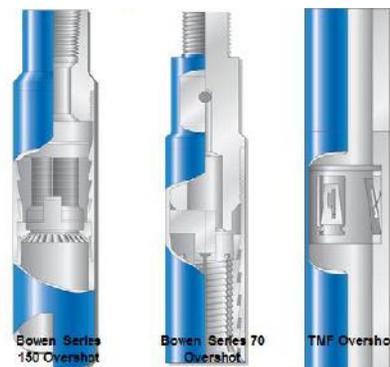
Herramientas de molienda



Herramientas para pesca de chatarra



Herramientas de martillo



Herramientas de pesca de agarre externo



Herramientas de pesca de agarre interno



1.4.3 Tipos de herramientas de corte

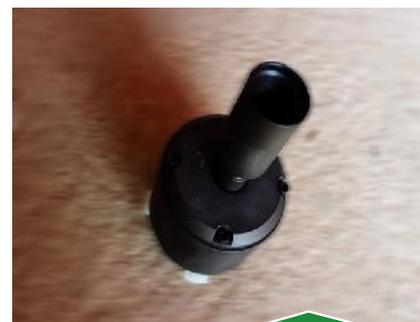
En algunos casos **no es posible trabajar al pescado** para la **desconexión de coples, tubería o herramientas**, requiriendo del **corte de los dichos elementos** para su recuperación, actividad para la que existen **diferentes herramientas que se adaptan a las actividades de pesca y al pescado**.



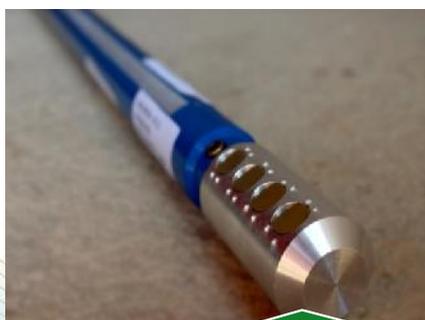
Cortadores de Flama



Cortador Químico



Cortador Jet



Split Shot



Cable explosivo (String shot)



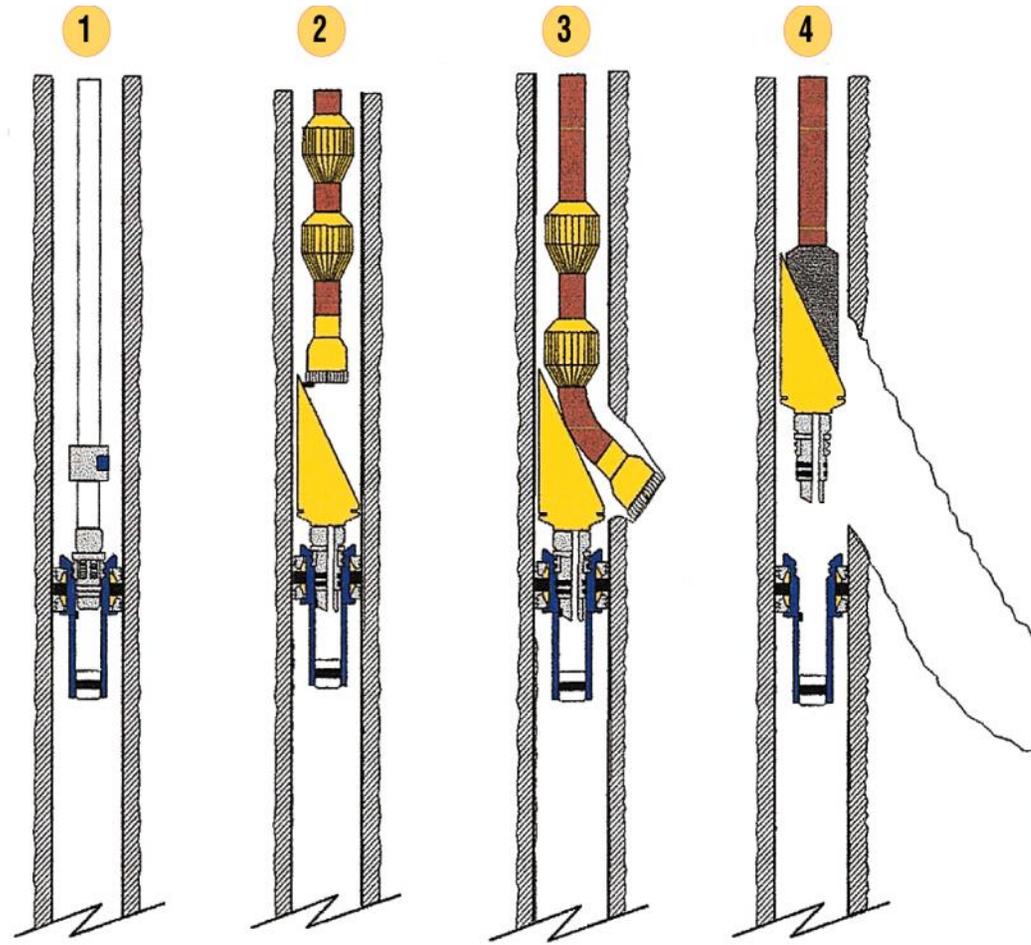
Severing Tool

1.5 Sidetrack

Se define así a la **desviación intencional de un pozo** en la que se desee **cambiar su trayectoria** para alcanzar un **objetivo diferente** o que durante su perforación se presenten problemas y **es necesario evitar un pescado** que por sus condiciones no fue posible su recuperación, esto último siempre y cuando el análisis presupuestal lo permita.

El proceso de realización de un **sidetrack** **inicia con la toma de registros geofísicos** para seleccionar la **profundidad óptima** para efectuar el mismo y a continuación se efectúan los siguientes pasos:

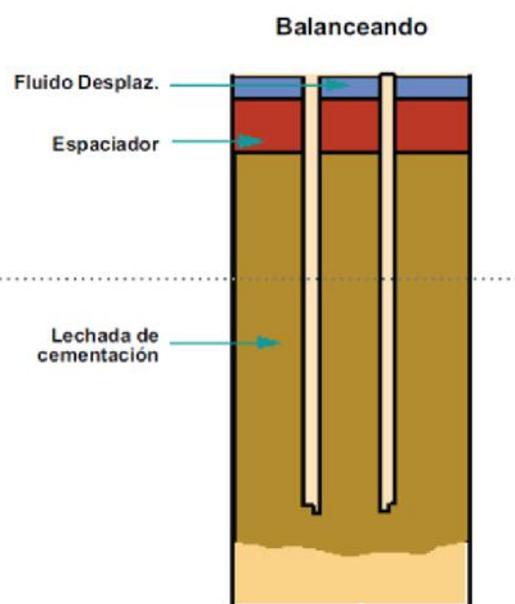
1. **Bajar y anclar un retenedor** por debajo de la **profundidad seleccionada**.
2. **Armar un arreglo de sarta para apertura de ventana y bajar** hasta enchufar la cuchara con el retenedor.
3. **Trabajar la tubería de revestimiento para la apertura de ventana** con un trimolino.
4. **Recuperar la cuchara** y **armar una sarta de perforación** para continuar **atravesando la columna geológica en forma normal**.



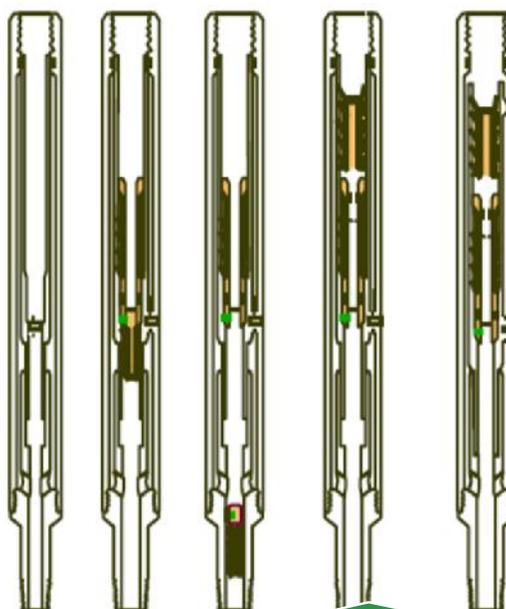


1.6 Taponamiento de pozos petroleros

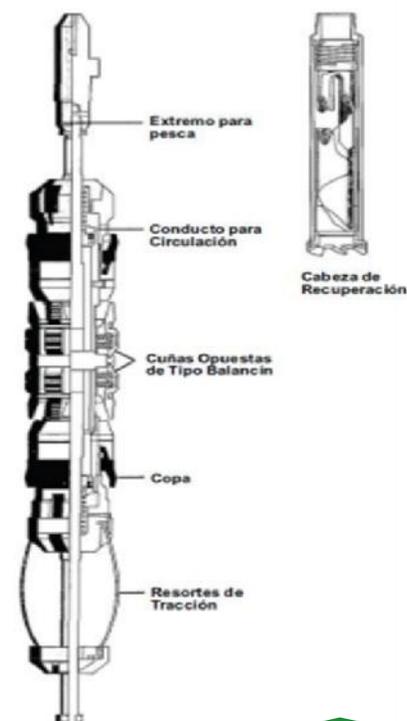
Se define como el proceso de colocar una columna de cemento en el interior del pozo en agujero descubierto o entubado como resultado de algún evento no deseado durante actividades de perforación, terminación o reparación, porque dicho pozo ha alcanzado el máximo de su vida productiva o porque representa un riesgo para alguna comunidad aledaña al mismo.



Tapón balanceado



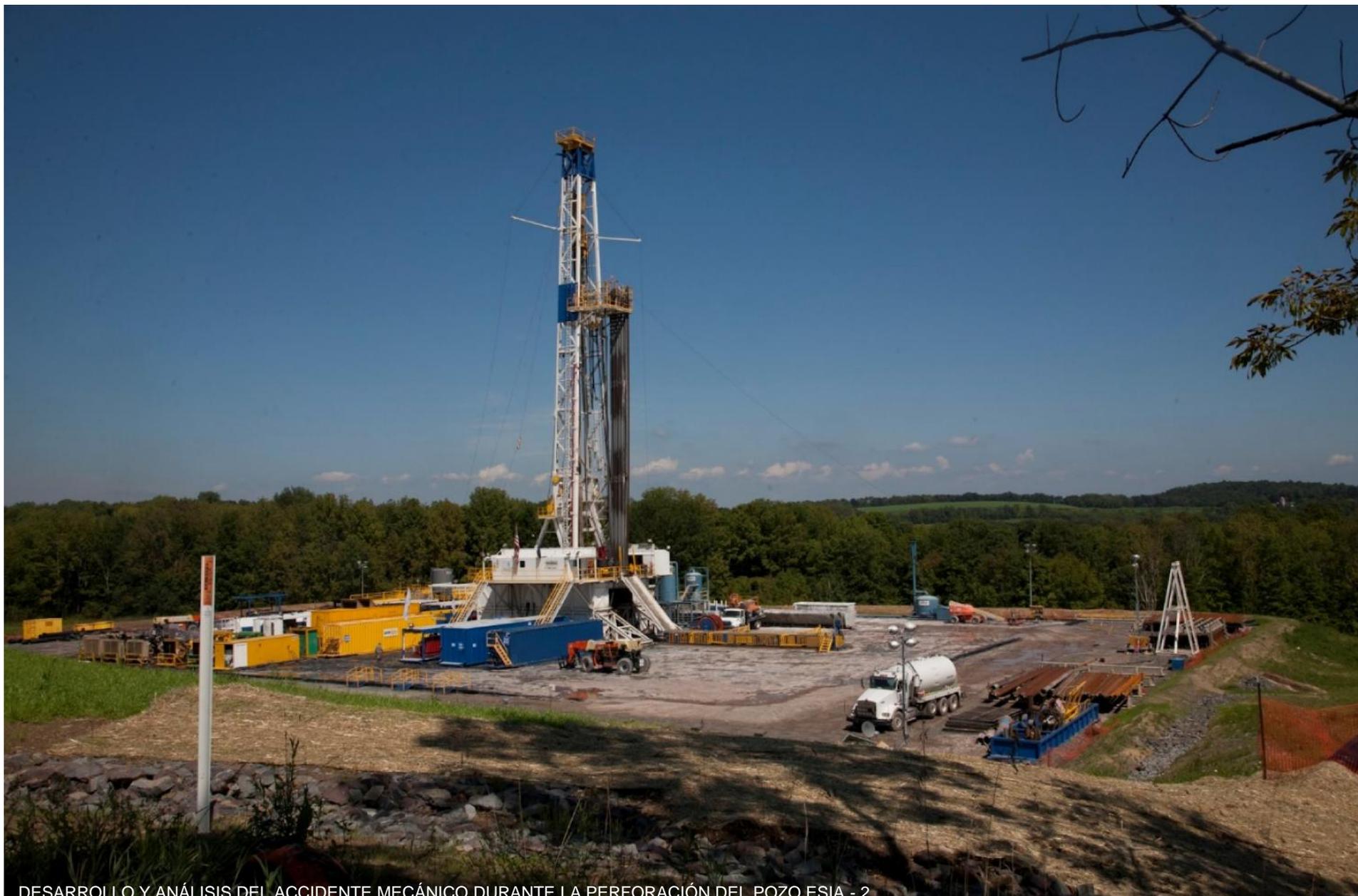
Tapones de desplazamiento



Tapón mecánico



CAPÍTULO 2: Diseño original de la perforación del pozo ESIA - 2





2.1 Localización

El pozo ESIA -2 es de tipo terrestre ubicado en el municipio de Cárdenas, Tabasco a 59 km de Villahermosa, Tabasco y a 110 km al este de Coatzacoalcos, Veracruz





2.2 Equipo

El pozo se perforó con un **equipo de 4ta generación** que cuenta con las siguientes características:

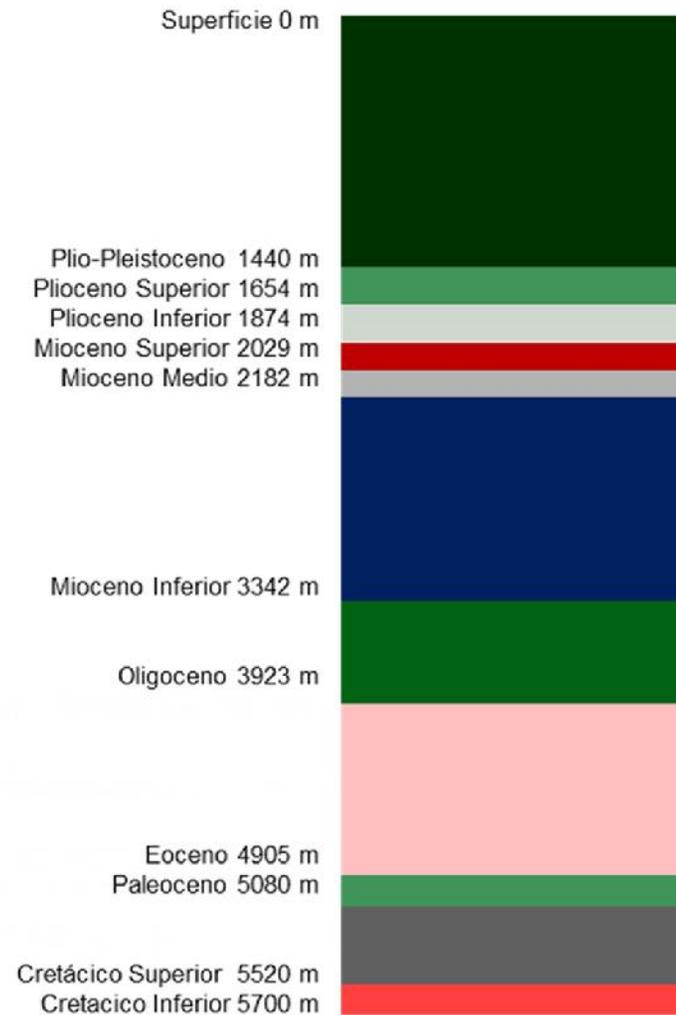
- Malacate de 1,200 HP de fuerza
- Mástil de 50 metros de altura
- Mesa rotatoria de 27 ½”
- Bombas de lodo de 1,300 HP de fuerza
- Equipo de control
 - ✓ Preventor Anular para 5000 psi
 - ✓ Preventor de ram sencillo para 5000 psi
 - ✓ Preventor de doble ram para 5000 psi
 - ✓ Choke de manifold de 5000 psi
- Capacidad de almacenamiento
 - 500 barriles de agua de perforación
 - 10,000 galones de diesel





2.3 Objetivo y columna geológica

El pozo se programó para **perforarse a 5700 m** de profundidad desarrollada con objetivo en el **Cretácico Medio**.

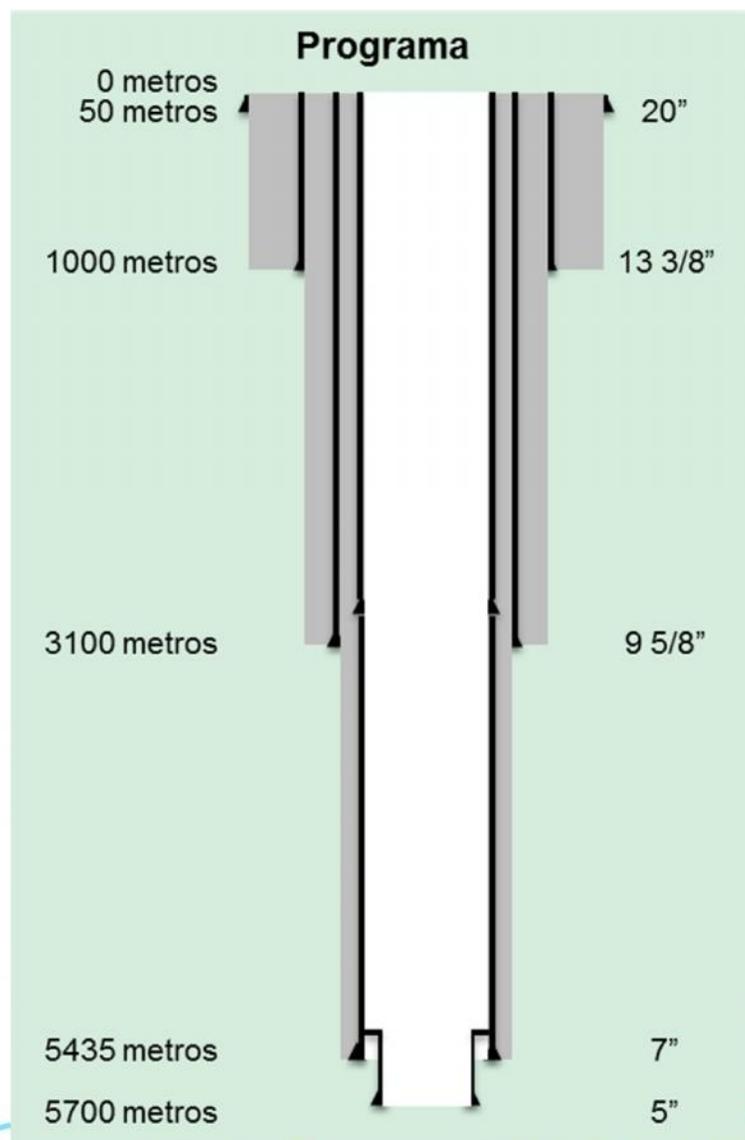




2.4 Estado mecánico propuesto

Se estableció el diseño del pozo en 5 etapas:

- Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros
- Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros
- Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros
- Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros
- Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros





2.5 Duración



El proceso de perforación del pozo se programó con una **duración de 132 días**, realizando un total de **75 actividades distribuidas en 5 etapas**, las cuales se describen a continuación:

Etapa de TR conductor de 20 pulgadas (0.0 - 50.0 metros)			
Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase cambio de etapa			
1	Meter TR	0	0.5
Total Fase:		0	0.5
Total Etapa:		0	0.5



2.5 Duración



Etapa de TR intermedia de 13 3/8 pulgadas (50.0 – 1000.0 metros)			
Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del pozo			
2	Armar Sarta	0.5	1.0
3	Meter Sarta	0.5	1.5
4	Perforar	3.3	4.8
5	Circular y Acondicionar Fluido	1.0	5.8
6	Sacar Sarta	0.5	6.3
Total Fase:		5.8	6.3
Fase Cambio de Etapa			
7	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	0.8	7.2
8	Acondicionar Agujero	0.2	7.4
9	Meter TR	1.0	8.4
10	Cementar TR	0.5	8.9
11	Instalar líneas secundarias de control	0.8	9.7
12	Armar Sarta	0.5	10.2
13	Meter Sarta	0.5	10.7
14	Realizar Cambio de Fluido	0.2	10.9
15	Rebajar Cemento y Accesorios	0.3	11.2
16	Probar Integridad de Zapata	0.3	11.4
17	Sacar Sarta	0.5	11.9
Total Fase:		5.6	11.9
Total Etapa:		11.4	11.9



2.5 Duración

Etapa de TR de explotación de 9 7/8 pulgadas (1000.0 – 3100.0 metros)			
Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del pozo			
18	Armar Sarta	1.5	13.4
19	Meter Sarta	1.5	14.9
20	Perforar	11.7	26.6
21	Circular y Acondicionar Fluido	1.5	28.1
22	Sacar Sarta	1.5	29.6
Total Fase:		17.7	29.6
Fase Cambio de Etapa			
23	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	1.5	31.1
24	Acondicionar Agujero	0.2	31.3
25	Meter TR	1.5	32.8
26	Meter Liner	2.0	34.8
27	Cementar TR	1.0	35.8
28	Cementar Liner	1.0	36.8
29	Instalar líneas secundarias de control	0.5	37.3
30	Toma de Registros (Agujero Entubado)	0.8	38.0
31	Armar Sarta	0.5	38.5
32	Meter Sarta	0.5	39.0
33	Realizar Cambio de Fluido	0.2	39.3
34	Rebajar Cemento y Accesorios	0.3	39.5
35	Probar Integridad de Zapata	0.3	39.8
36	Probar Liner	0.3	40.0
37	Sacar Sarta	0.5	40.5
Total Fase:		10.9	40.5
Total Etapa:		28.6	40.5



2.5 Duración

Etapa de TR de explotación de 7 pulgadas (3100.0 – 5435.0 metros)			
Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del pozo			
38	Armar Sarta	3.0	43.5
39	Meter Sarta	3.0	46.5
40	Perforar	14.1	60.6
41	Circular y Acondicionar Fluido	3.0	63.6
42	Sacar Sarta	3.0	66.6
43	Cortar y Recuperar Núcleo	3.0	69.6
Total Fase:		29.1	69.6
Fase Cambio de Etapa			
44	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	2.0	71.6
45	Acondicionar Agujero	2.0	73.6
46	Meter Liner	2.0	75.6
47	Cementar Liner	1.0	76.6
48	Instalar líneas secundarias de control	3.0	79.6
49	Toma de Registros (Agujero Entubado)	1.0	80.6
50	Armar Sarta	1.0	81.6
51	Meter Sarta	2.0	83.6
52	Realizar Cambio de Fluido	2.0	85.6
53	Rebajar Cemento y Accesorios	0.5	86.1
54	Probar Integridad de Zapata	0.3	86.3
55	Probar Liner	0.3	86.6
56	Sacar Sarta	3.0	89.6
Total Fase:		20.0	89.6
Total Etapa:		49.1	89.6

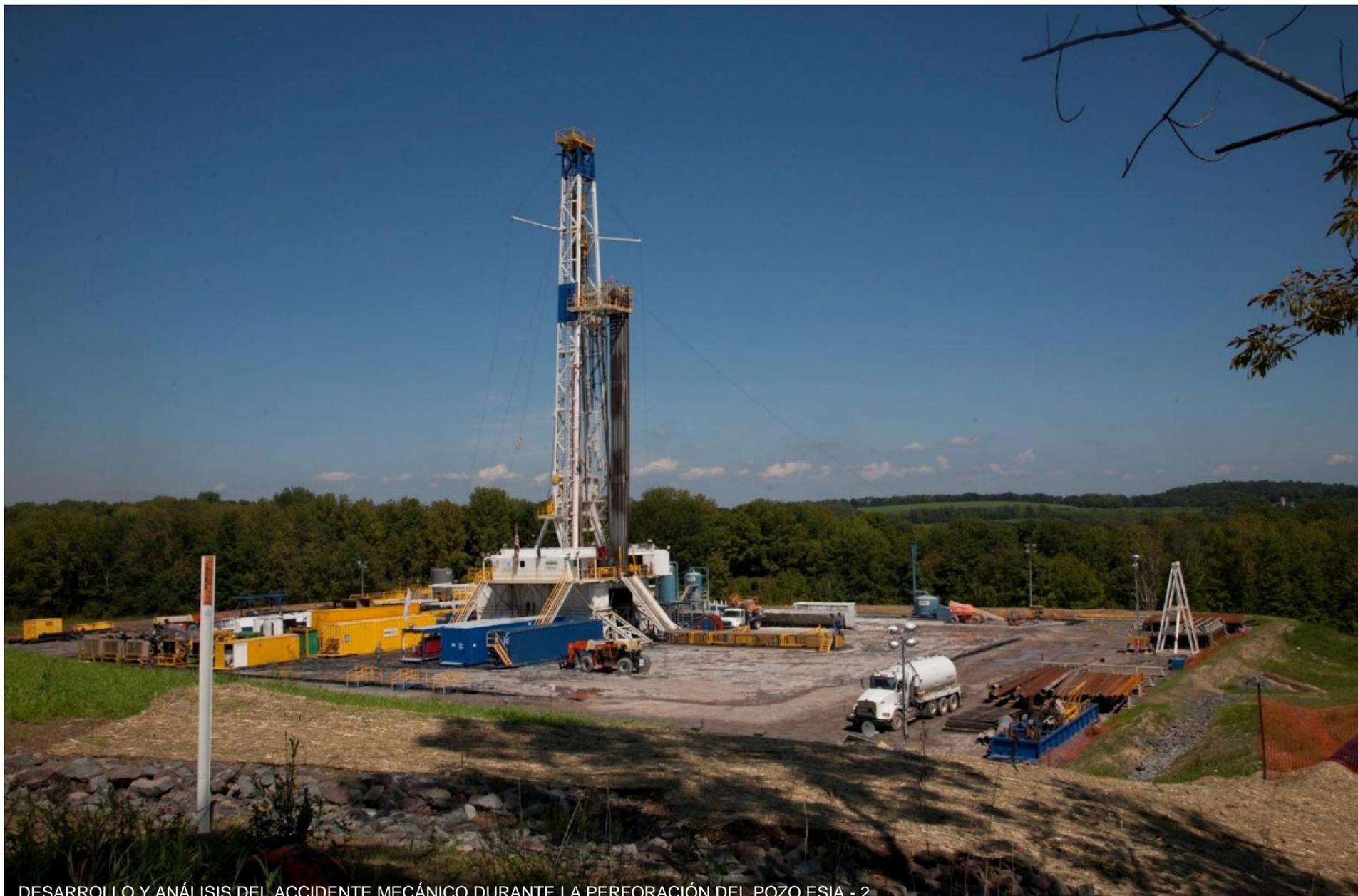


2.5 Duración

Etapa de TR de explotación de 5 pulgadas (5435.0 – 5700.0 metros)			
Descripción de la actividad		Días (Act.)	Días (Acum.)
Fase Construcción del pozo			
57	Armar Sarta	1.0	90.6
58	Meter Sarta	1.0	91.6
59	Perforar	13.0	104.6
60	Circular y Acondicionar Fluido	1.0	105.6
61	Sacar Sarta	1.0	106.6
62	Cortar y Recuperar Núcleo	1.0	107.6
Total Fase:		18.0	107.6
Fase Cambio de Etapa			
63	Toma de Registros (Agujero Descubierta)	3.0	110.6
64	Acondicionar Agujero	3.0	113.6
65	Meter Liner	2.0	115.6
66	Cementar Liner	1.5	117.1
67	Instalar líneas secundarias de control	5.0	122.1
68	Toma de Registros (Agujero Entubado)	2.0	124.1
69	Armar Sarta	1.5	125.6
70	Meter Sarta	2.0	127.6
71	Realizar Cambio de Fluido	2.0	129.6
72	Rebajar Cemento y Accesorios	0.5	130.1
73	Probar Integridad de Zapata	1.0	131.1
74	Probar Liner	0.5	131.6
75	Sacar Sarta	1.0	132.6
Total Fase:		25.0	132.6
Total Etapa:		43.0	132.6



CAPÍTULO 3: Desarrollo de la perforación, atrapamiento de sarta y operaciones de pesca en el pozo ESIA - 2





3.1 Conductor 20 pulgadas de 0.0 a 50.0 metros

Construcción del pozo

Con **barrena tricónica de 26 pulgadas** y fluido de perforación base agua de 1.10 gr/cm³ se **perforó a 56 metros de profundidad**. Circuló para limpiar pozo con 86 epm (emboladas por minuto) y levantó la barrena a superficie.

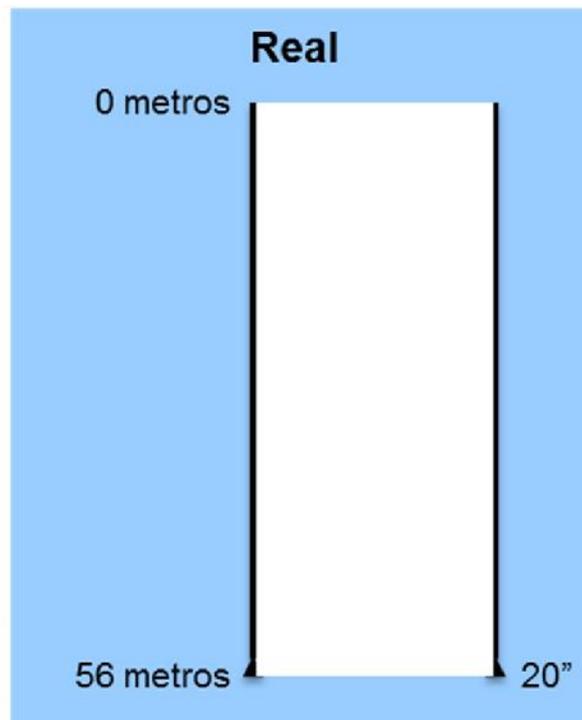




3.1 Conductor 20 pulgadas de 0.0 a 50.0 metros

Cambio de etapa

- 21.3 barriles de bache viscoso de 1.40 gr/cm^3 .
- 40.0 barriles de lechada de cemento de 1.95 gr/cm^3 .
- 41.5 barriles de fluido de control polimérico de 1.10 gr/cm^3 .
- Gasto de 4 bpm (barriles por minuto).





3.2 Intermedia 13 3/8 pulgadas de 50.0 a 1,000.0 metros

Construcción del pozo

Elementos de la sarta de perforación

Barrena tricónica de
17 1/2 pulgadas



Tubería de
perforación de 5
pulgadas



Tubería Heavy Weight
de 5 pulgadas



Tubería Drill Collar de
9 1/2 pulgadas



Estabilizadores de 9
1/2 pulgadas



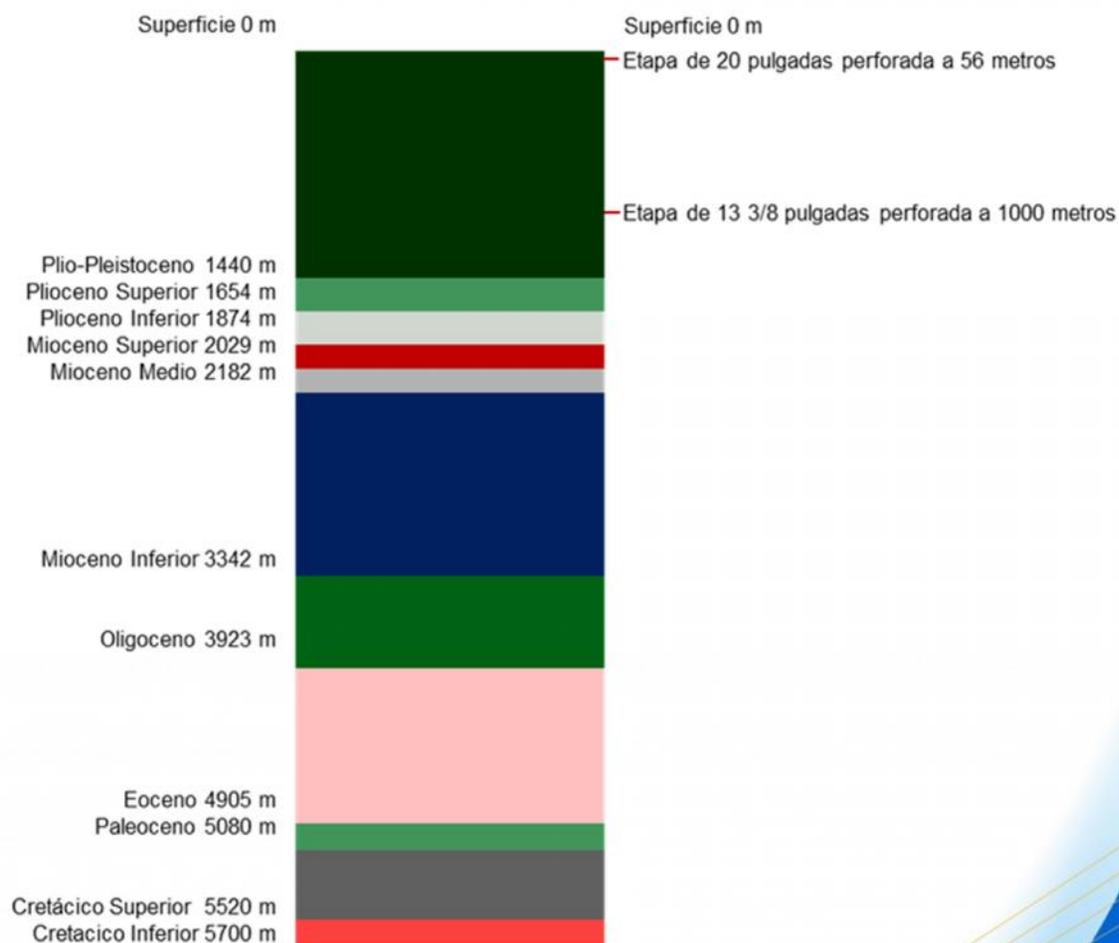


3.2 Intermedia 13 3/8 pulgadas de 50.0 a 1,000.0 metros



Las actividades de perforación en esta etapa se pueden resumir de la siguiente manera:

1. **Se armó sarta lisa y rebajó cemento.**
2. **Perforó a 521 metros** donde observó resistencia, por lo que repasó en repetidas ocasiones.
3. **Incremento densidad de fluido de perforación de 1.22 a 1.24 gr/cm³** y levanto barrena a superficie para su revisión.
4. **Continuó perforando hasta 1000 metros** incrementado gradualmente la **densidad del fluido de perforación de 1.24 a 1.27 gr/cm³.**



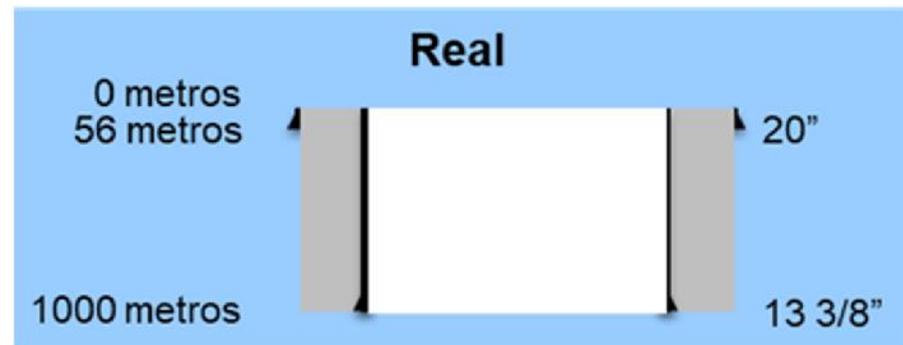


3.2 Intermedia 13 3/8 pulgadas de 50.0 a 1,000.0 metros



Cambio de etapa

- 62.9 bls de bache lavador de 1.02 gr/cm³
- 62.9 bls de bache espaciador 1.45 gr/cm³
- 391.6 barriles de lechada de llenado de 1.60 gr/cm³
- 95.5 barriles de lechada de amarre de 1.95 gr/cm³
- Tapón de desplazamiento
- 5 barriles de agua dulce
- 377.4 barriles de fluido de control de emulsión inversa de 1.38 gr/cm³





3.3 Etapa de TR de 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

Construcción del pozo

Elementos de la sarta de perforación

Barrena PDC de 12 ¼ pulgadas



Tubería de perforación de 5 pulgadas



Tubería Heavy Weight de 5 pulgadas



Tubería Drill Collar de 9 ½ pulgadas



Estabilizadores de 8 ½ X 12 ¼ pulgadas



Sistema MWD

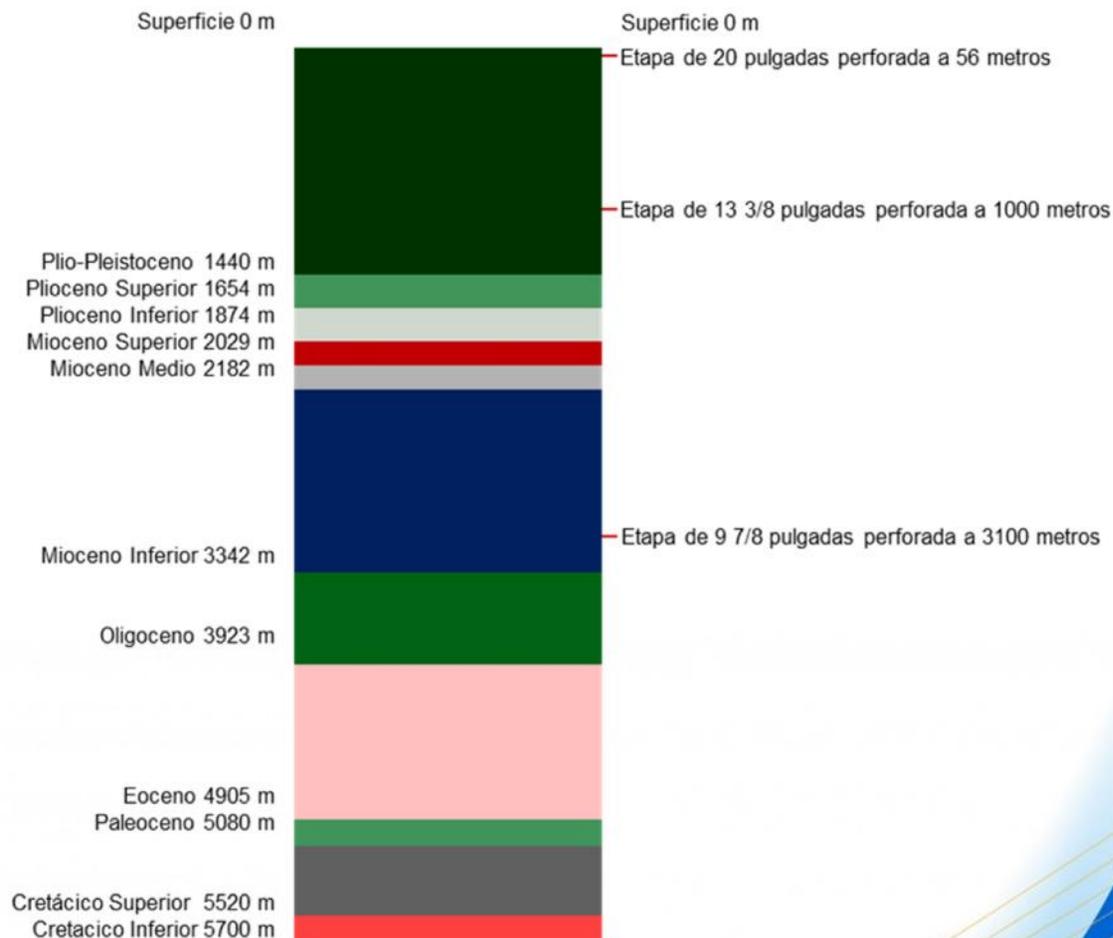




3.3 Etapa de TR de 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

Las actividades de perforación en esta etapa se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Se armó sarta lisa y **rebajó cemento a 995 metros** donde **probó zapata de TR de 13 5/8 pulgadas con 1000 psi** por 10 minutos **con éxito.**
2. **Perforó a 3100 metros** con fluido de control de 1.49 gr/cm³
3. **Realizó toma de registros geofísicos AIT/DR-CAL/GR.**
4. **Bajó sarta a 3100 metros** donde circuló **incrementando densidad de fluido de control de emulsión inversa de 1.50 a 1.52 gr/cm³ con 50 bls de bache antiperdida.**

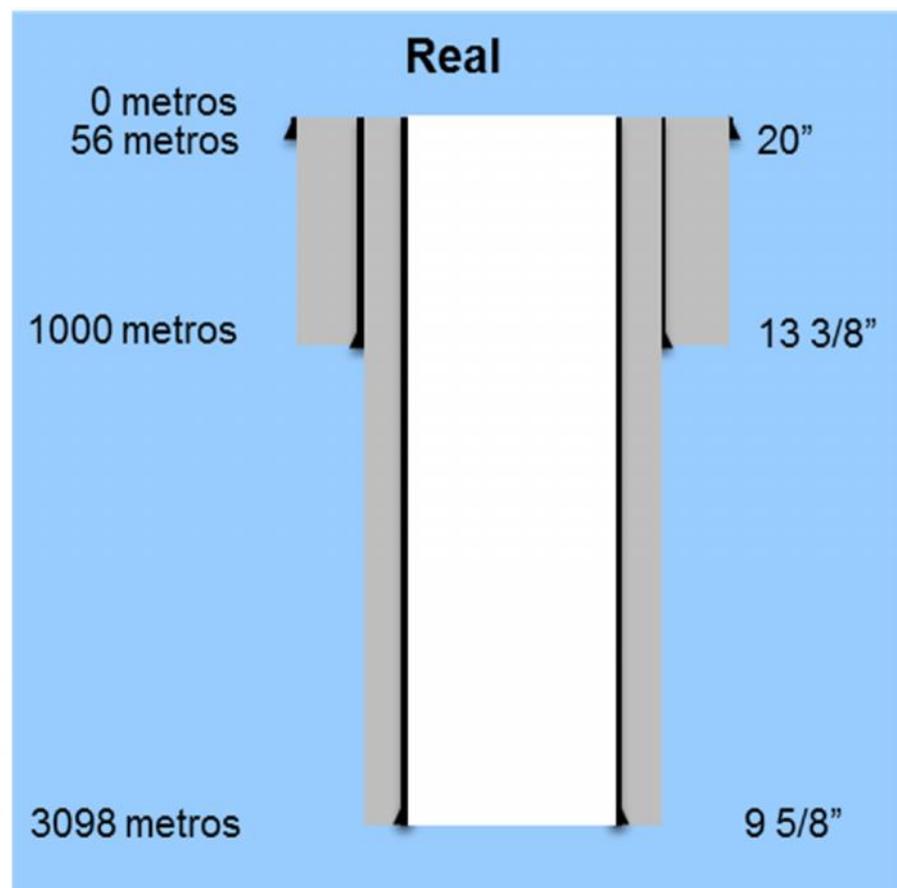




3.3 Etapa de TR de 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

Cambio de etapa

- 50 bls de bache lavador de 1.12 gr/cm³
- 50 bls de bache espaciador de 1.57 gr/cm³
- 514 bls de lechada de cemento de 1.60 gr/cm³
- 45 bls de lechada de amarre de 1.95 gr/cm³
- 737 bls de fluido de emulsión inversa de 1.52 gr/cm³





3.4 Etapa de TR de 7 pulgadas de 3,100.0 a 5,435.0 metros

Construcción del pozo

Elementos de la sarta de perforación

Barrena PDC de 6
½ pulgadas



Tubería de
perforación de 5
pulgadas



Tubería Heavy
Weight de 5
pulgadas



Tubería Drill
Collar de 6 ½
pulgadas



Motor de fondo



Sistema PWD -
MWD

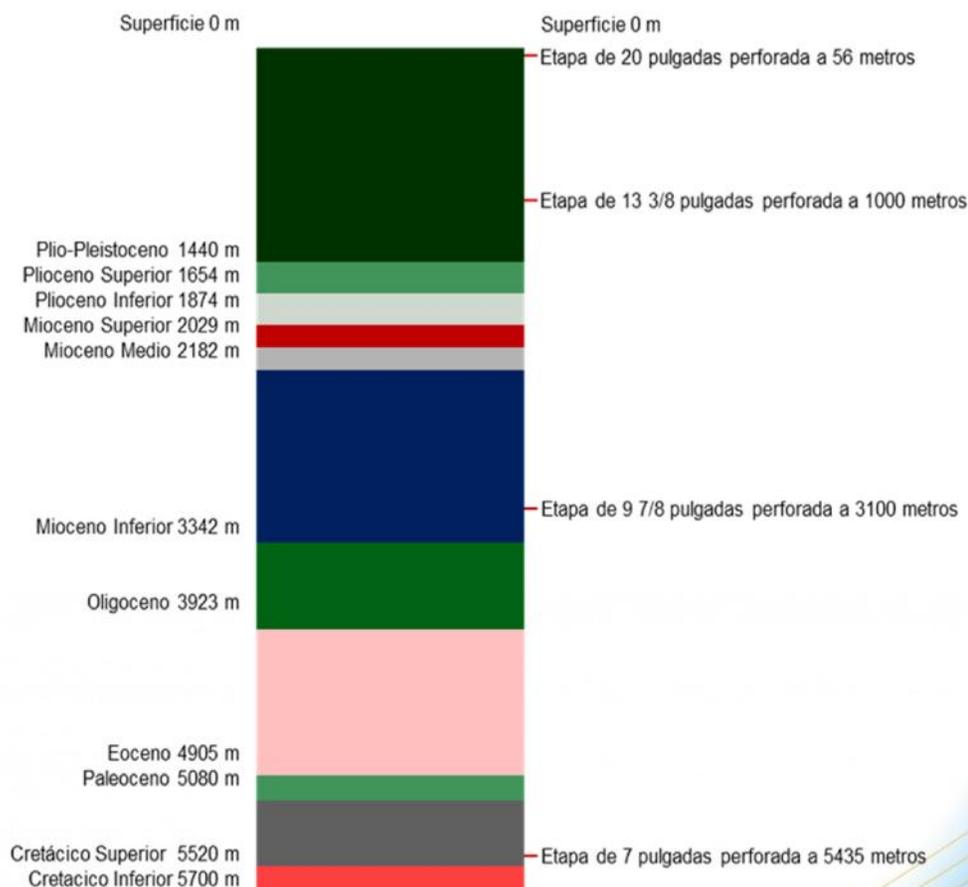




3.4 Etapa de TR de 7 pulgadas de 3,100.0 a 5,435.0 metros

Las actividades de perforación en esta etapa se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Armó sarta navegable y bajó a 3070 metros, probó hermeticidad de TR de 9 5/8 pulgadas con 1000 psi con éxito.
2. **Rebajó cemento a 3095 metros donde probó zapata con 1800 psi por 20 minutos con éxito.**
3. **Desplazó fluido de perforación de 1.52 a 1.90 gr/cm³.**
4. **Perforó a 4500 metros donde inició KOP.**
5. **Perforó construyendo ángulo a 5011 metros.**
6. Continúo perforando verticalizando pozo a 5435 metros.
7. Realizó toma de registros geofísicos en 3 corridas:
 - **AIT-DR-CAL-GR** de 3098 – 5435 y de 3080 – 3200 metros.
 - **LDL-CNL-GR** de 3095 – 5435 y de 3050 – 3500 metros.
 - **DSI-CAL-GR** de 3095 – 5435 y de 3700 – 3950 metros

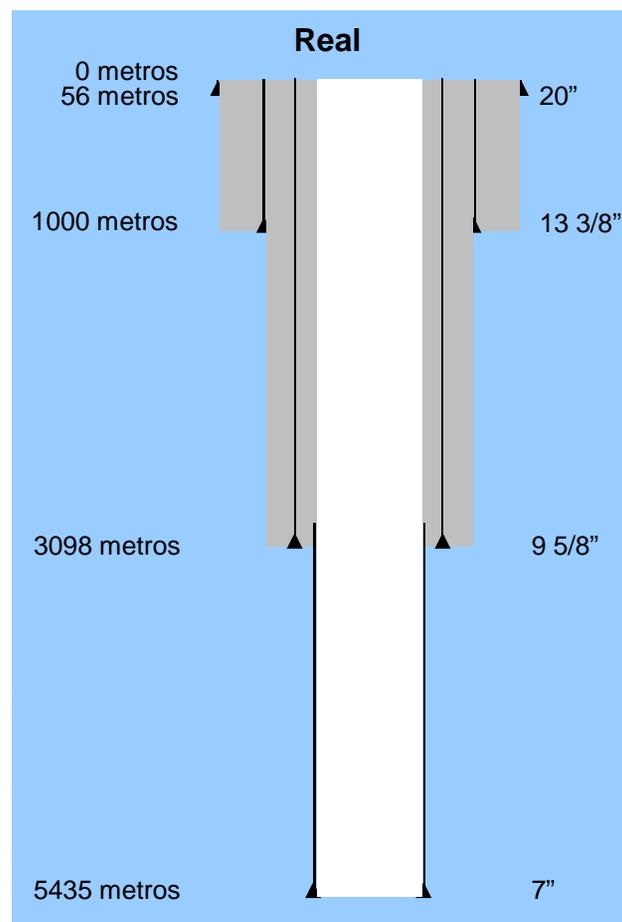




3.4 Etapa de TR de 7 pulgadas de 3,100.0 a 5,435.0 metros

Cambio de etapa

- 85 bls de bache espaciador de 1.95 gr/cm³
- 172 bls de lechada de cemento de 2.0 gr/cm³
- 66 bls de lechada de amarre de 2.0 gr/cm³
- 425 bls de fluido de emulsión inversa de 1.90 gr/cm³

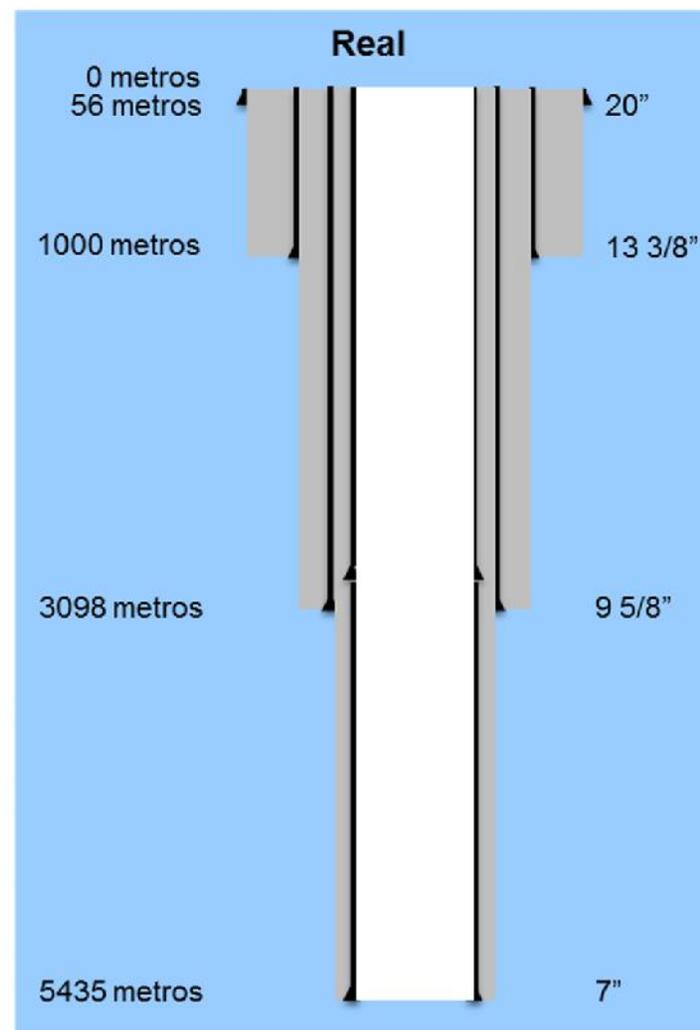




3.4 Etapa de TR de 7 pulgadas de 3,100.0 a 5,435.0 metros

Complemento de TR de 7 pulgadas

- 50 bls de bache lavador de 1.12 gr/cm³
- 50 bls de bache espaciador de 1.57 gr/cm³
- 514 bls de lechada de cemento de 1.60 gr/cm³
- 45 bls de lechada de amarre de 1.95 gr/cm³
- 737 bls de fluido de emulsión inversa de 1.52 gr/cm³





3.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros

Construcción del pozo

Elementos de la sarta de perforación

Barrena PDC de 5
7/8 pulgadas



Tubería de
perforación de 3
1/2 pulgadas



Tubería Heavy
Weight de 3 1/2
pulgadas



Tubería Drill
Collar de 3 1/8
pulgadas



Válvula de
contrapresión

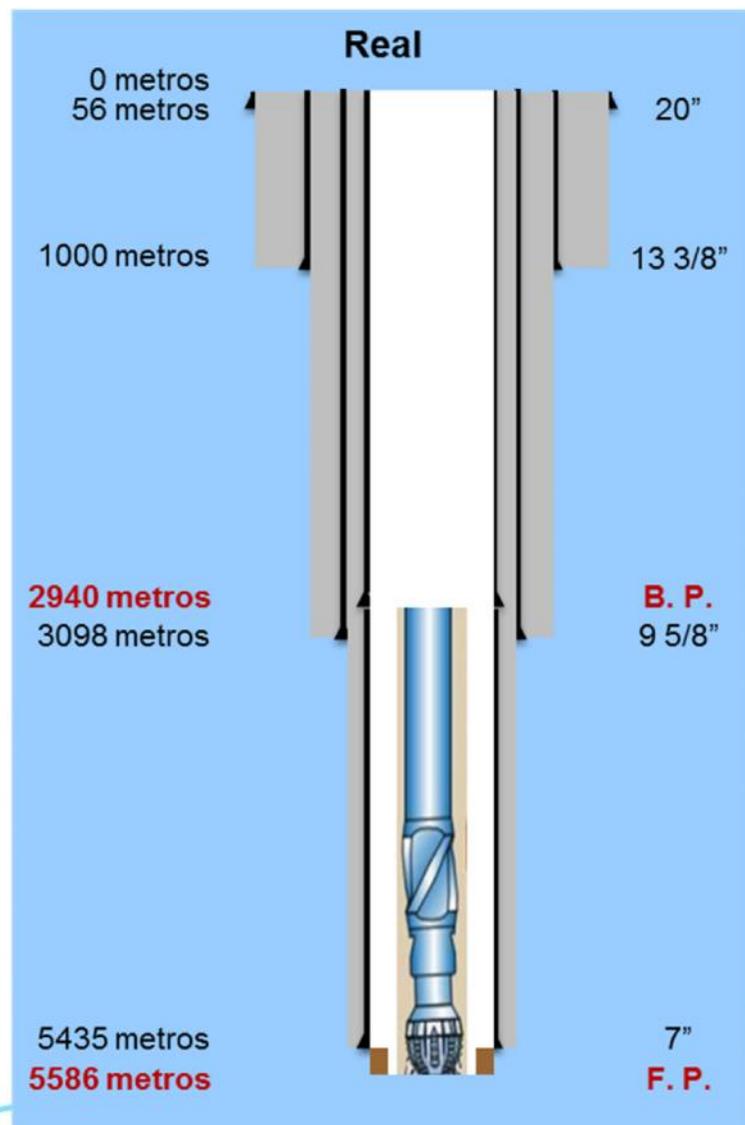




3.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros

Las actividades de perforación en esta etapa se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Se armó sarta lisa y **rebajó cemento a 2965 metros**, observó paso libre y bajó a 5393 metros.
2. **Probó hermeticidad de TR de 7 pulgadas con 3000 psi por 20 minutos con éxito.**
3. **Rebajó cemento a 5430 metros y probó hermeticidad de TR de 7 pulgadas con 3000 psi por 20 minutos con éxito**
4. Conecto bajante a **equipo bajo balance**, armó sarta lisa con **válvula de contra presión y bajó misma a 5435 metros.**
5. **Perforó a 5586 metros** con fluido de perforación de 0.95 gr/cm^3 donde **observó pérdida de circulación.**
6. Levantó barrena a 5435 metros, circuló y **bajó a 5560 metros** donde escuchó un fuerte golpe y observó **pérdida de peso en la sarta.**
7. Levantó sarta a superficie dejando **pez de 2646 metros de longitud** y **boca de pez a 2940 metros.**



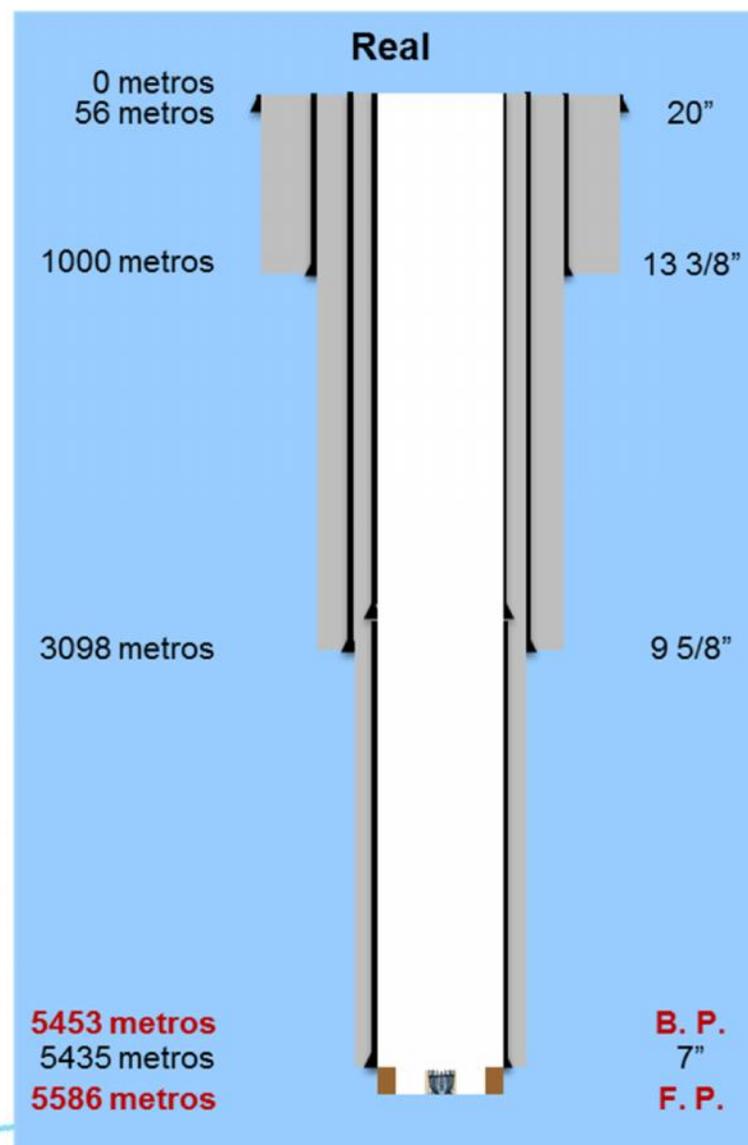


3.6 Atrapamiento, operaciones de pesca y de apertura de ventana



Las actividades de taponamiento se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Armó sarta de pesca con pescante bowen over shot de 5 7/16 pulgadas, bajó a 2938 metros, operó mismo hasta observar incrementar peso a 167 toneladas.
2. **Tomó registro CCL a 5473 metros.**
3. **Tomó registro de punto libre a 4000 metros.**
4. **Realizó string shot a 3447 metros, con lo que se pudieron recuperar 532 metros de tubería.**
5. **Bajó TP de 3 ½ pulgadas a 3469 metros y trabajó para conectarse a pescado con éxito.**
6. **Tomó registro de punto libre a 5468 metros.**
7. **Realizó disparo puncher de 5467 – 5468 metros en 2 ocasiones sin lograr cortar la tubería.**
8. **Efectuó corte con severing tool de 1 ¾ pulgadas en 2 ocasiones hasta observar tubería liberada, recuperando 1893 metros.**
9. **Dejó boca de pez teórica a 5453 metros y una longitud de 133 metros**



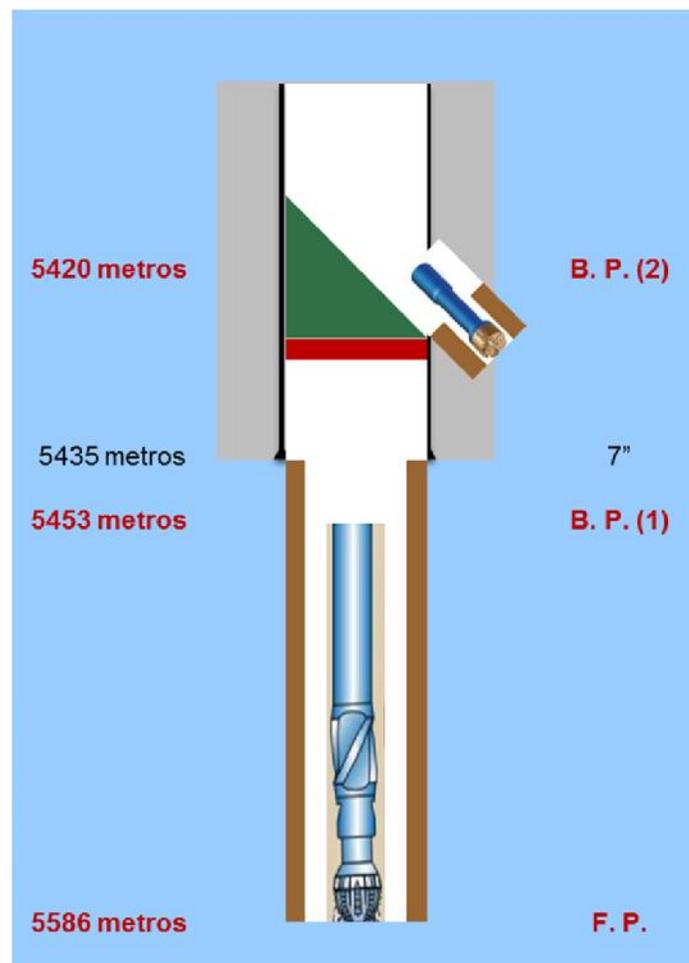


3.6 Atrapamiento, operaciones de pesca y de apertura de ventana



Las actividades de pesca se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Realizó toma de registros **CBL/VDL/CCL/GR de 5100 a 544 y de 5200 a 5300 metros.**
2. Armó y ancló retenedor tipo K-1 a 5425 metros.
3. Armó **ensamble para apertura de ventana**, bajó mismo y ancló a 5419 metros.
4. **Con trimolino de 5 7/8 pulgadas realizó apertura de ventana de 5413.26 a 5414.76 metros** donde observó vibración en la sarta, **dejando trimolino como pescado a 5414.10.**
5. **Armó sarta de pesca con machuelo derecho de 4 3/4 pulgadas**, bajó a 5413.09, operó mismo y levantó a superficie **recuperando trimolino.**
6. Continuó apertura de ventana **con trimolino de 5 7/8 pulgadas a 5420.26 metros**, levantó el mismo a superficie observando **no salir trimolino.**
7. **Armó sarta de pesca con pescante bowen over shot**, trabajó mismo intentando recuperar pez sin éxito.

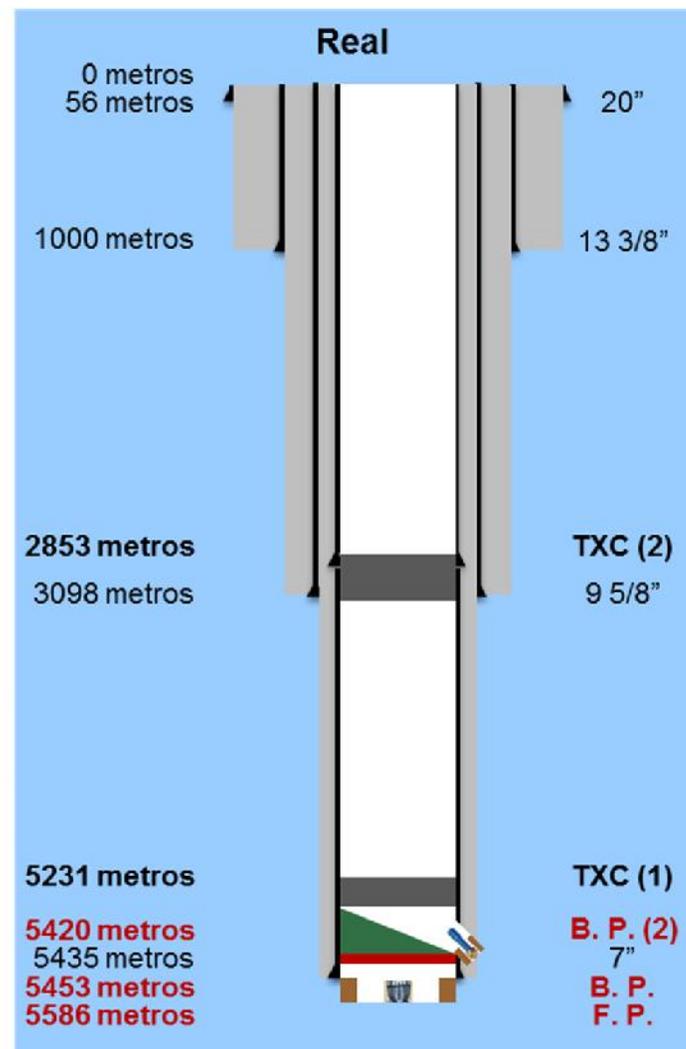




3.7 Taponamiento y abandono del pozo

Las actividades de pesca se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Armó y **ancló retenedor tipo K-1 a 5405 metros**, probó mismo con 1500 psi con éxito.
2. Colocó **primer tapón de cemento** con cima a **5231 metros**.
3. Esperó fraguado de cemento y **probó con 1500 psi por 30 minutos con éxito**.
4. Colocó **segundo tapón de cemento** dejando cima a **2853 metros** y base a **3015 metros**.
5. Esperó fraguado de cemento y **probó con 1500 psi por 30 minutos con éxito**.
6. Eliminó conjunto de preventores e **instaló cabezal de producción para asegurar el pozo**.
7. El pozo fue declarado **taponado para abandono temporal** por **degollamiento de TP 3 ½ pulgadas** al perforar la etapa de **5 pulgadas** así como por **degollamiento de trimolino 5 7/8 pulgadas** y **doble caja** en la apertura de **ventana en la TR de 7 pulgadas**.





CAPÍTULO 4: Análisis de los resultados del pozo





4.1 Comparativo Real vs Programas

La **pérdida de un pozo** de la misma manera representa la **pérdida de una importante suma de dinero**, ya que los gastos de compra de insumos, renta y mantenimiento del equipo así como de herramientas, la contratación de servicios y de personal son **una inversión que se pierde cuando el objetivo final** de la construcción de un pozo petrolero **no es alcanzado**.

De la misma forma la **falta de optimización en las actividades** realizadas también representa un gasto que en algunas ocasiones no se recupera, ya que **el volumen de hidrocarburos estimado** a recuperar con la construcción del pozo **no genera los ingresos necesarios** que representen una **ganancia al negocio**.

Por esto es importante realizar los **análisis necesarios antes y durante la perforación** de un pozo para mantener un **control de los gastos** y tomar las decisiones de **continuar la construcción del pozo o cancelar la misma**.

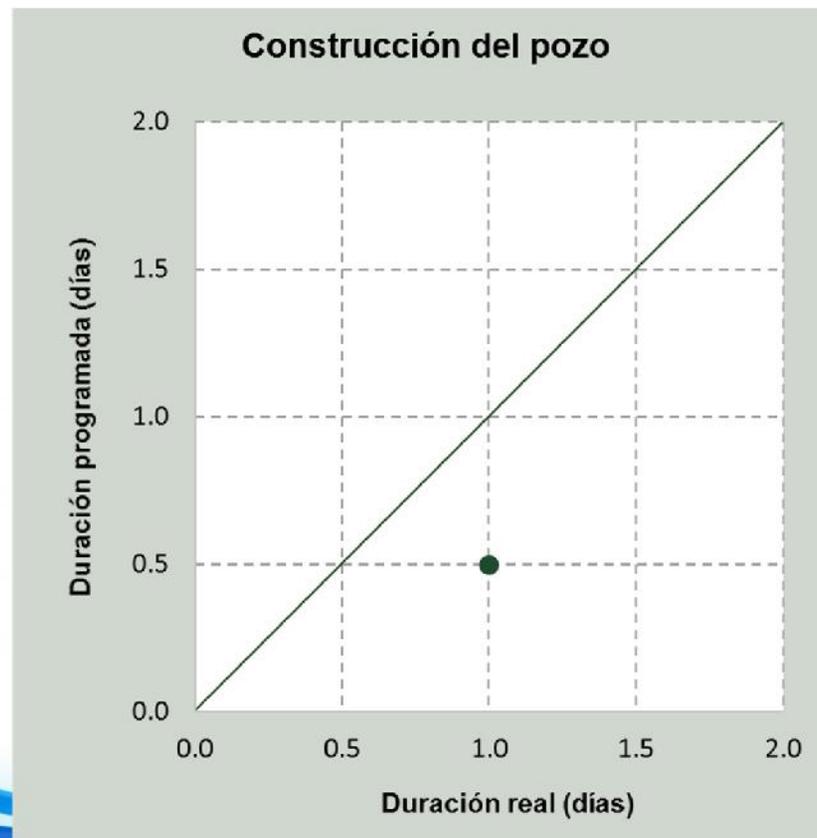


4.1.1 Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros

Construcción del pozo

Se estimó terminar la perforación del pozo en menos de 1 día, pero como resultado de la falla en el top drive y la posterior corrección de anomalías tomo un día completo alcanzar los 50 metros de profundidad programados.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
1.0	0.5	0.5	50%



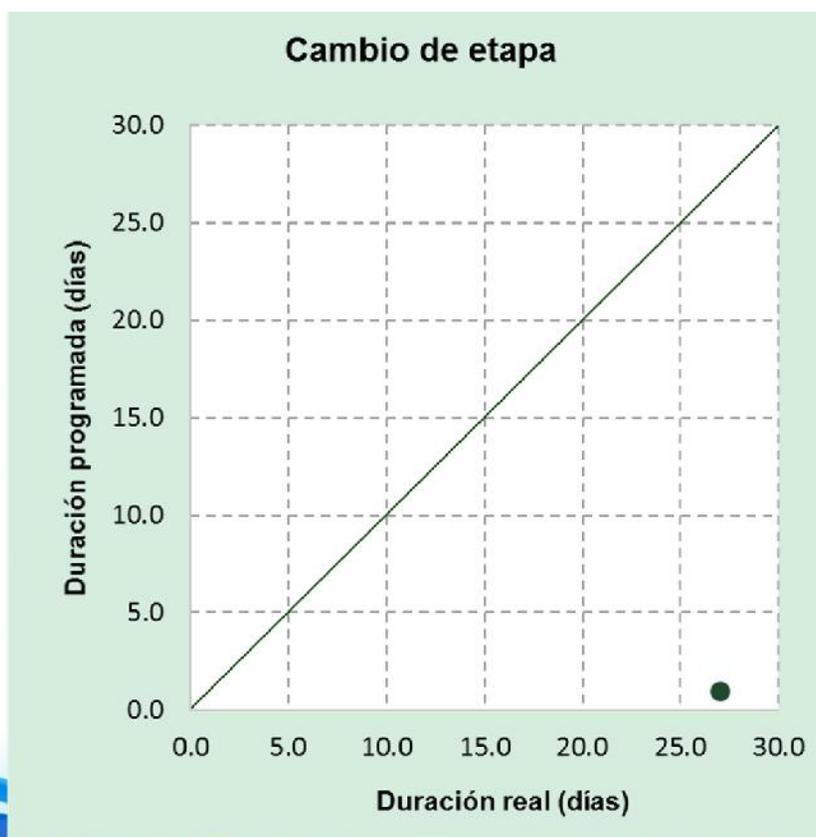


4.1.1 Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros

Cambio de etapa

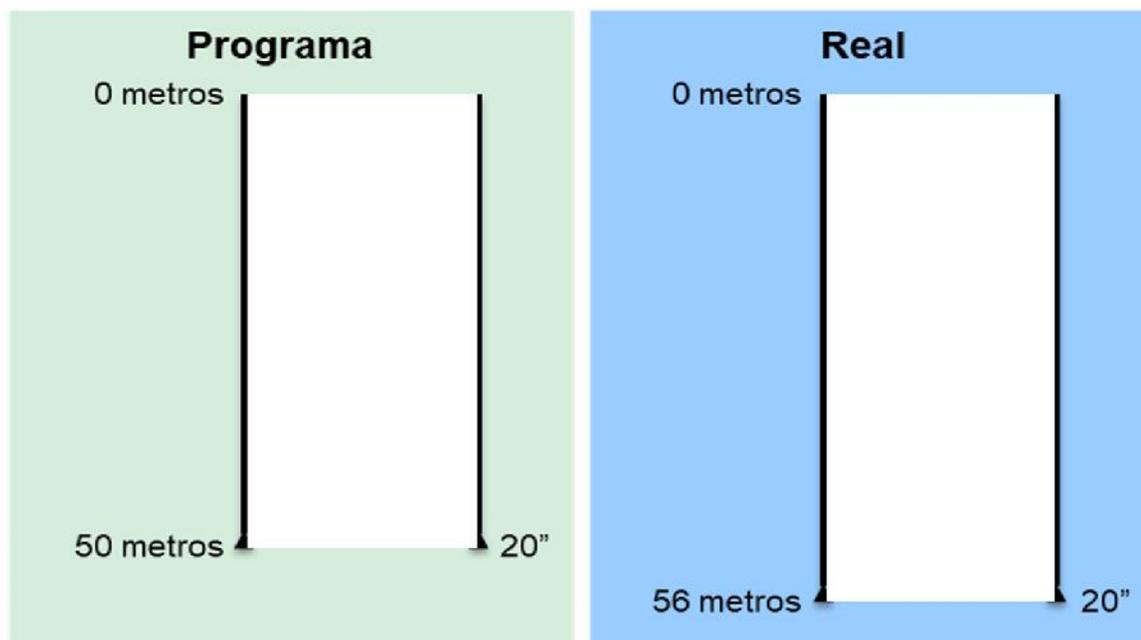
La introducción de la TR de 20 pulgadas y su respectiva cementación tomó menos de un día como estaba programada, pero por falta de presupuesto se suspendió toda actividad con lo que no se alcanzó a probar la hermeticidad del cemento, por lo que las actividades terminaron durando 26 días adicionales a lo programado.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
27.0	0.5	26.5	2%





4.1.1 Conductor 20" de 0.0 a 50.0 metros



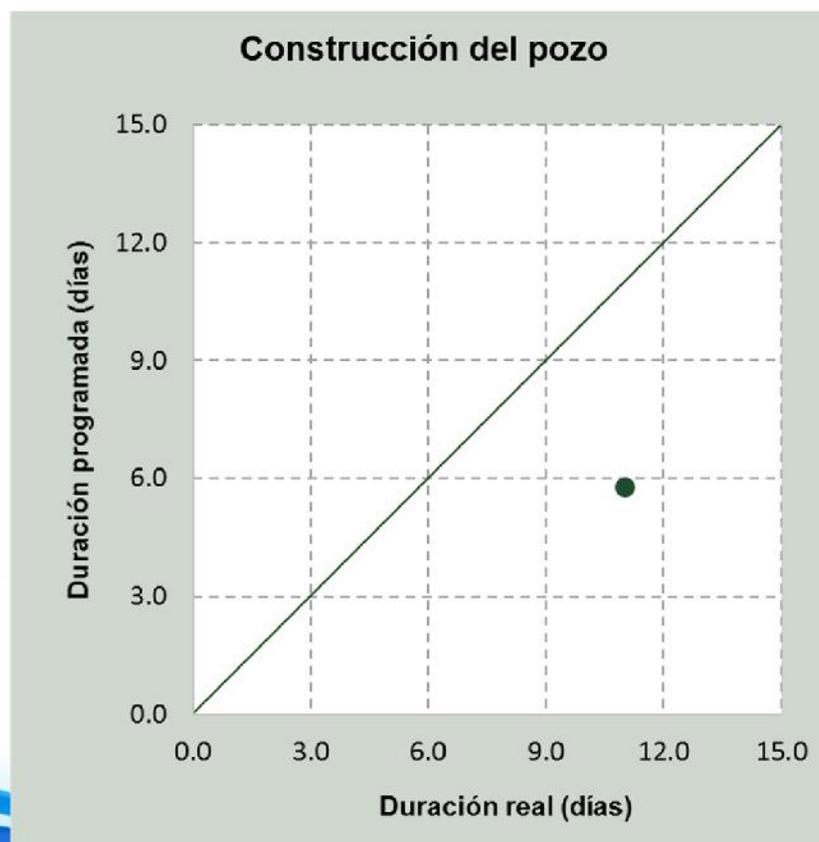


4.1.2 Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros

Construcción del pozo

Las múltiples fallas en el sistema rotatorio del top drive provocaron que las actividades se demoraran 5 días más con respecto a lo programado.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
11.0	5.8	5.2	53%



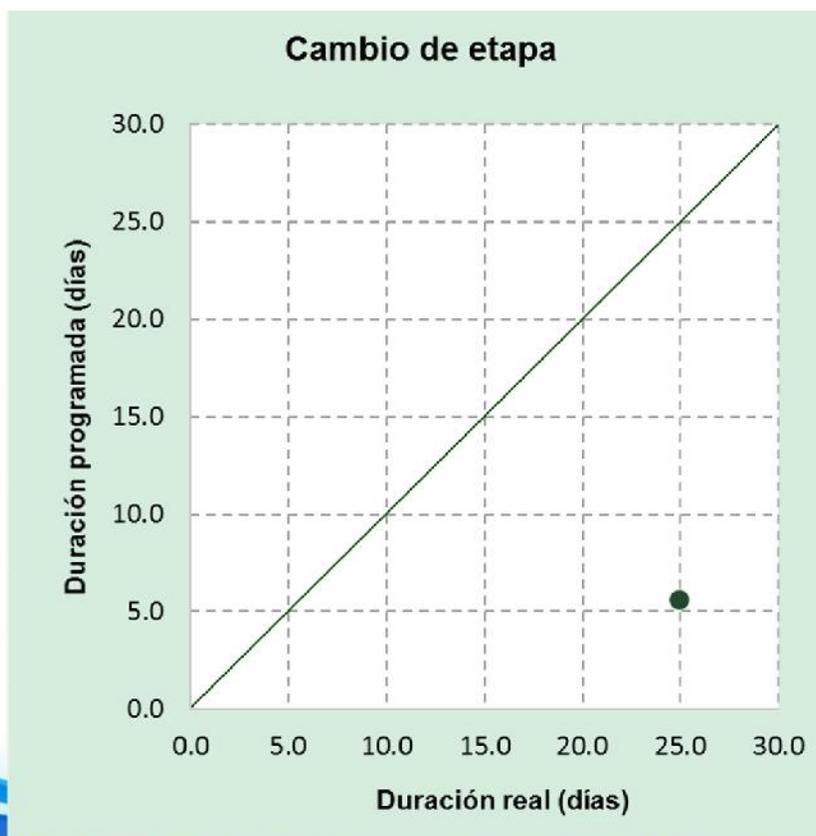


4.1.2 Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros

Cambio de etapa

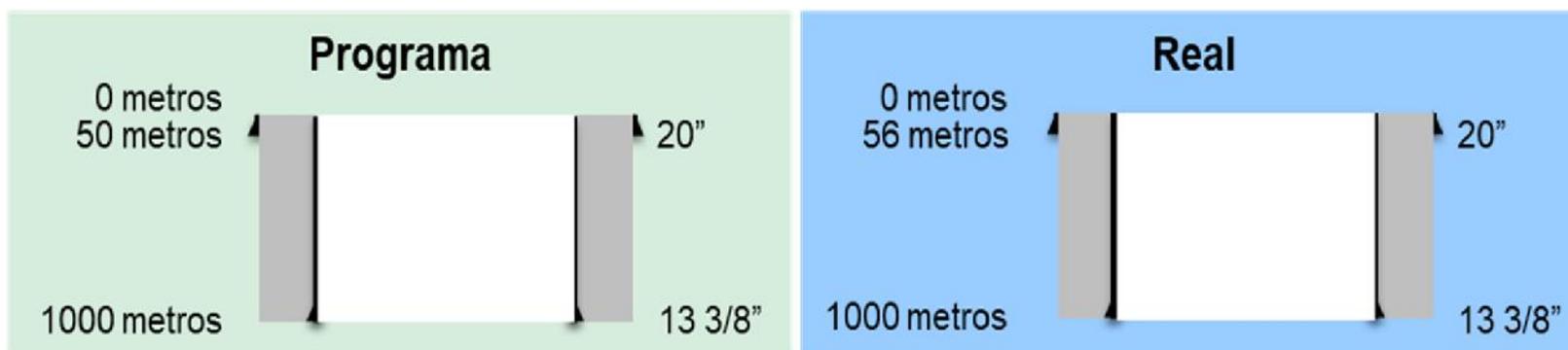
El proceso de cementación y prueba de la TR de 13 5/8 pulgadas tuvo una exagerada demora debido al retraso de 22 días en la instalación de las líneas secundarias de control, así como del conjunto de preventores de 13 5/8 pulgadas y sus respectivas pruebas.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
24.9	5.6	19.3	22%





4.1.2 Intermedia 13 3/8" de 50.0 a 1,000.0 metros



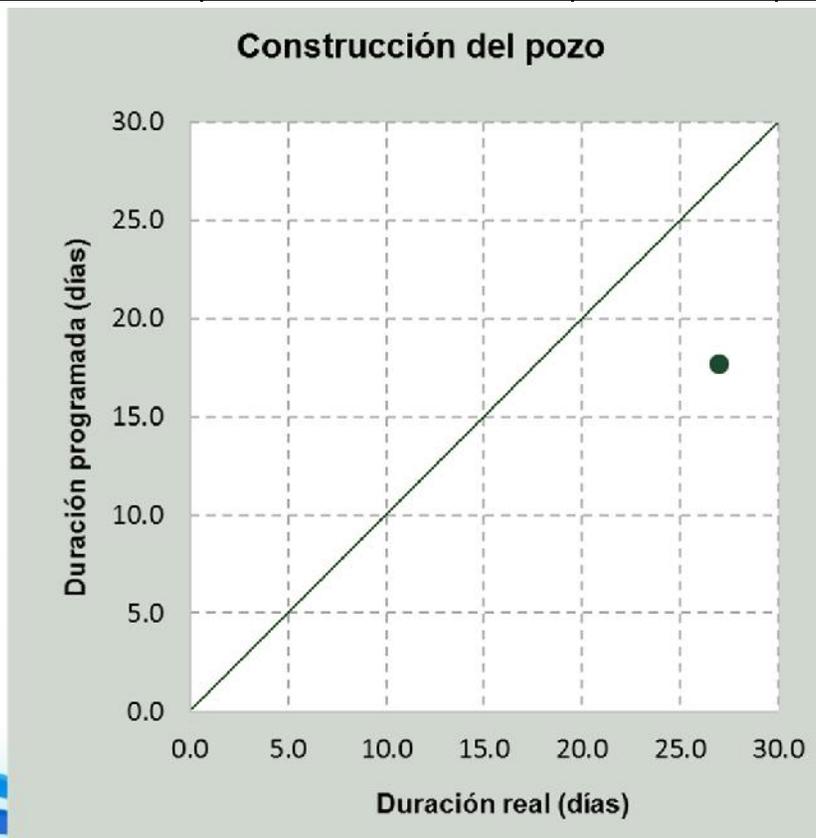


4.1.3 Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

Construcción del pozo

Nuevamente se presentó un retraso de 8 días en las actividades de perforación debido a la falta de presupuesto para continuar la construcción del pozo. Por otro lado se presentó pérdida de potencia en gatos hidráulicos que permitían mantener nivelado el equipo de perforación en el centro, por lo que los trabajos de nivelar el mismo demoraron un total de 5 días.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
27.0	17.7	9.3	66%



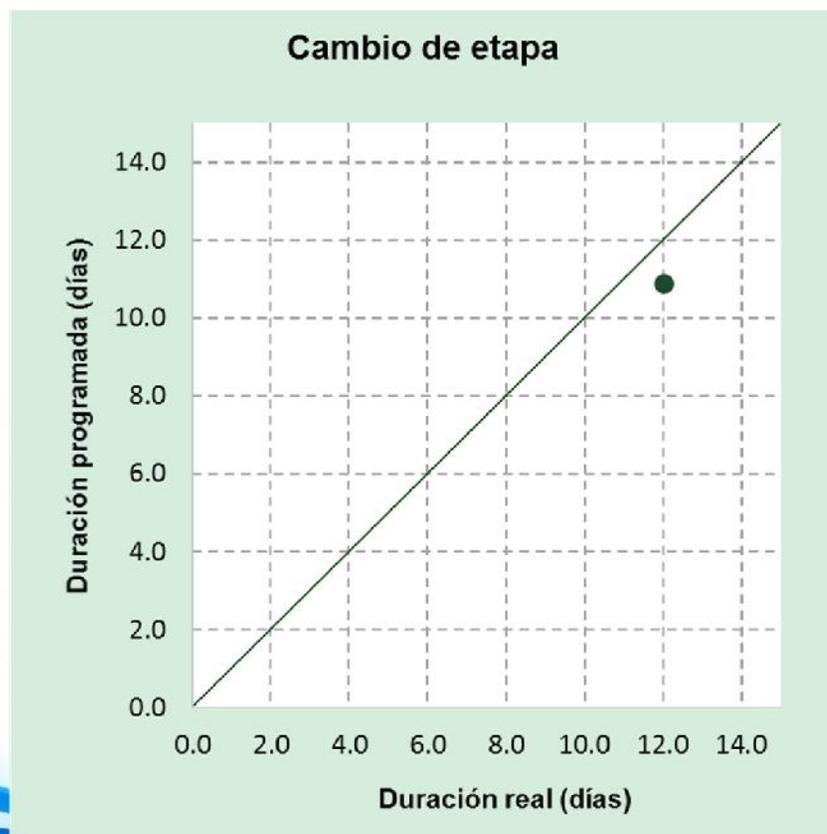


4.1.3 Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros

Cambio de etapa

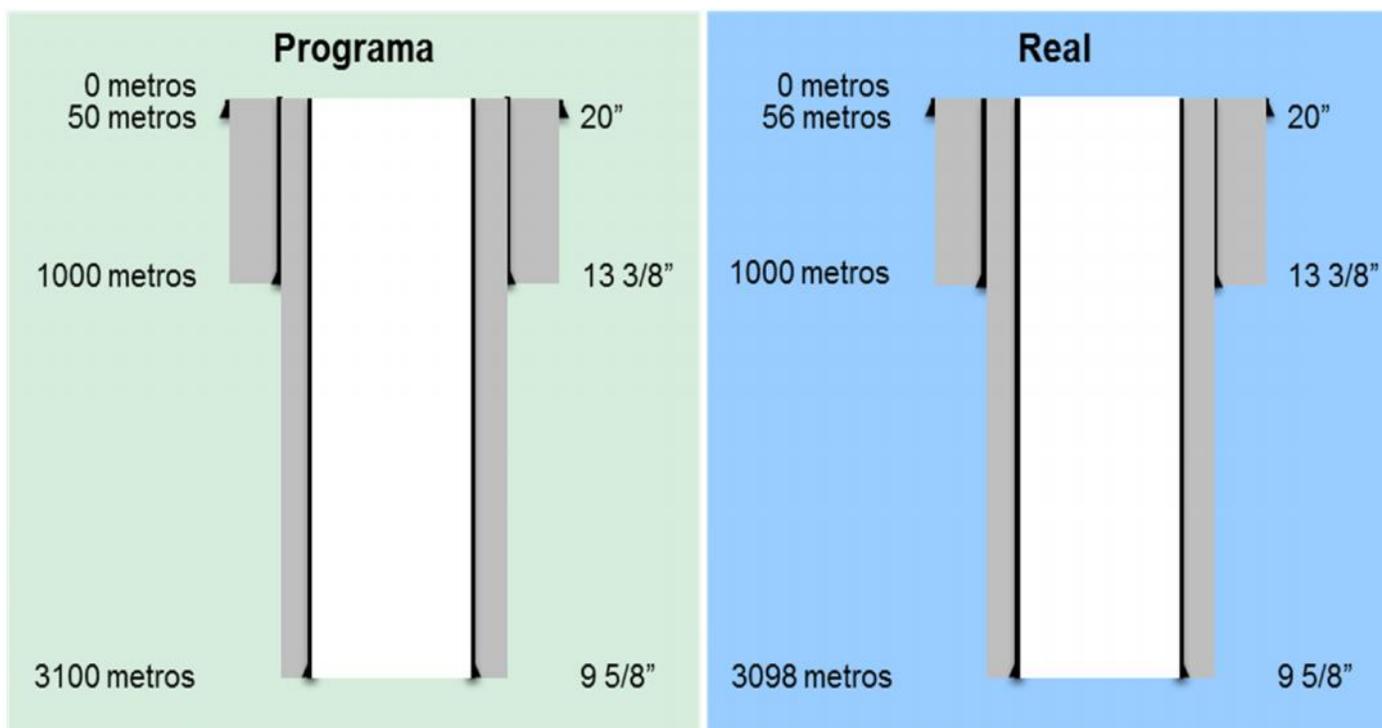
Aunque durante la cementación de la TR de 9 7/8 pulgadas no se presentaron demoras, el incremento en el tiempo de su realización se puede adjudicar a la falta de optimización en las actividades.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
12.0	10.9	1.1	91%





4.1.3 Explotación 9 7/8" de 1,000.0 a 3,100.0 metros



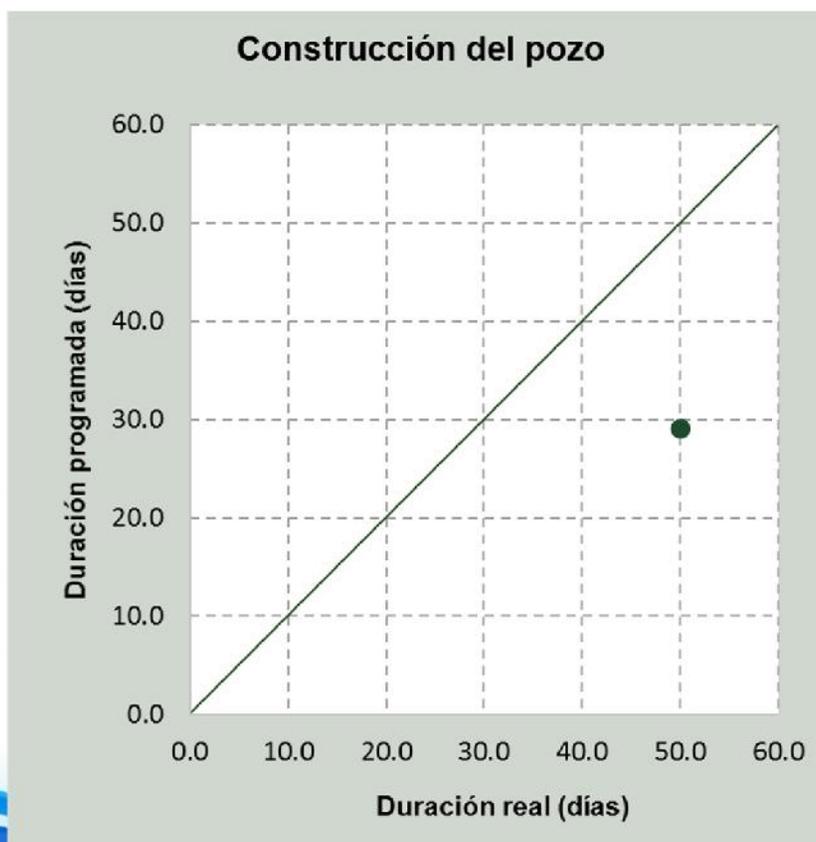


4.1.4 Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros

Construcción del pozo

El retraso de 21 días en la construcción del pozo para la etapa de 7 pulgadas se debió a la realización lenta de las actividades de perforación como resultado de múltiples fallas en las bombas, el top drive y el malacate.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
50.0	29.1	20.9	58%



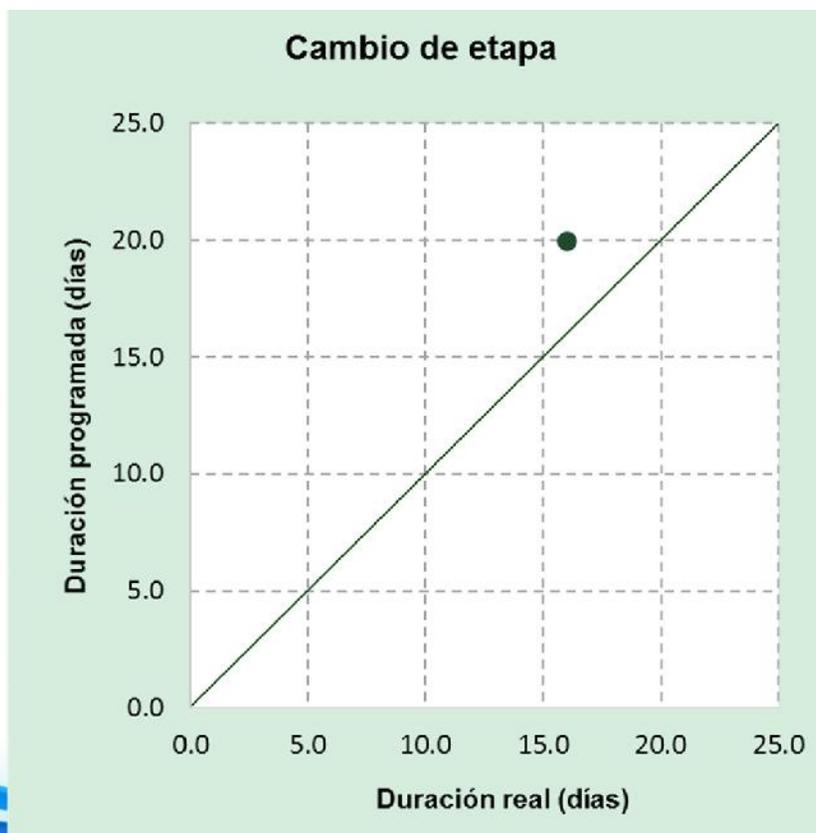


4.1.4 Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros

Cambio de etapa

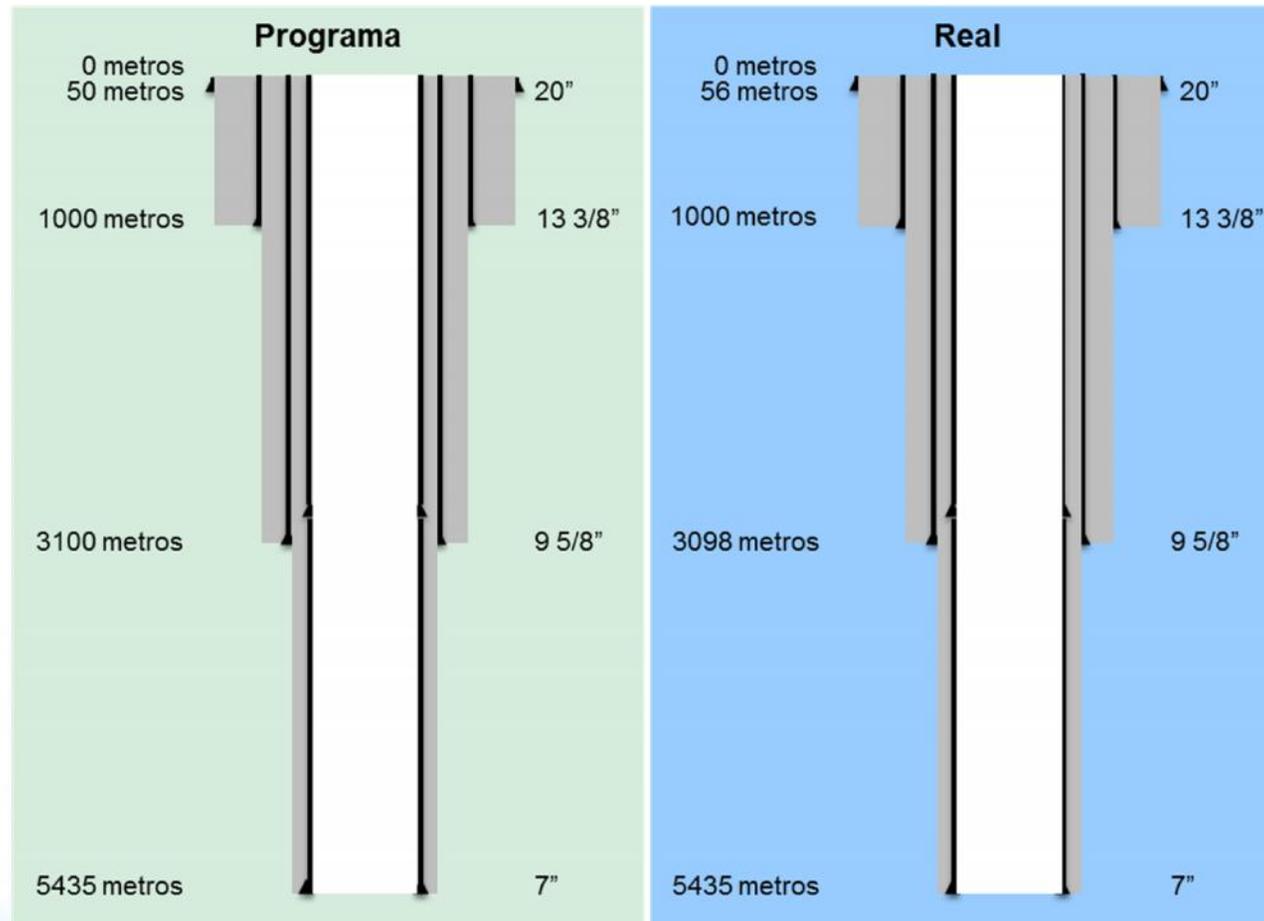
Con base en los retrasos generados hasta este punto, se optimizó la cementación de la TR de 7 pulgadas generándose una ganancia de 4 días.

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
16.0	20.0	-4.0	125%





4.1.4 Explotación 7" de 3,100.0 a 5,435.0 metros





4.1.5 Explotación 5" de 5,435.0 a 5,700.0 metros

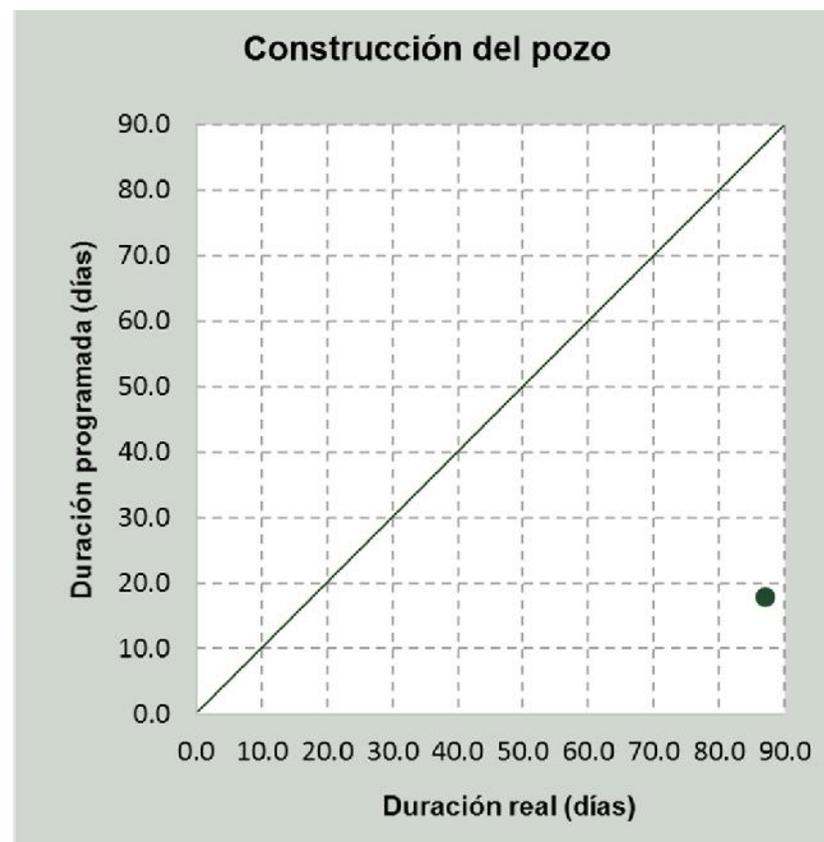
Construcción del pozo

Antes de presentarse el atrapamiento de la sarta de perforación a 5586 metros ya se tenía un retraso de 5 días con respecto a la duración total programada para la construcción del pozo en la etapa de 5 pulgadas, es decir, dichas actividades ya había tomado 23 días.

Por otro lado la duración de las operaciones de pesca y taponamiento se puede descomponer su duración de la siguiente manera:

1. Pesca de sarta con barrena PDC de 5 7/8 pulgadas atrapada a 5586 metros con longitud de 2646 metros (8 días).
2. Apertura de ventana en TR de 7 pulgadas de 5413 – 5416 metros (41 días).
3. Pesca de trimolino de 5 7/8 pulgadas atrapado a 5417 metros (2 días).
4. Taponamiento temporal del pozo (13 días).

Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
87.0	18.0	69.0	21%

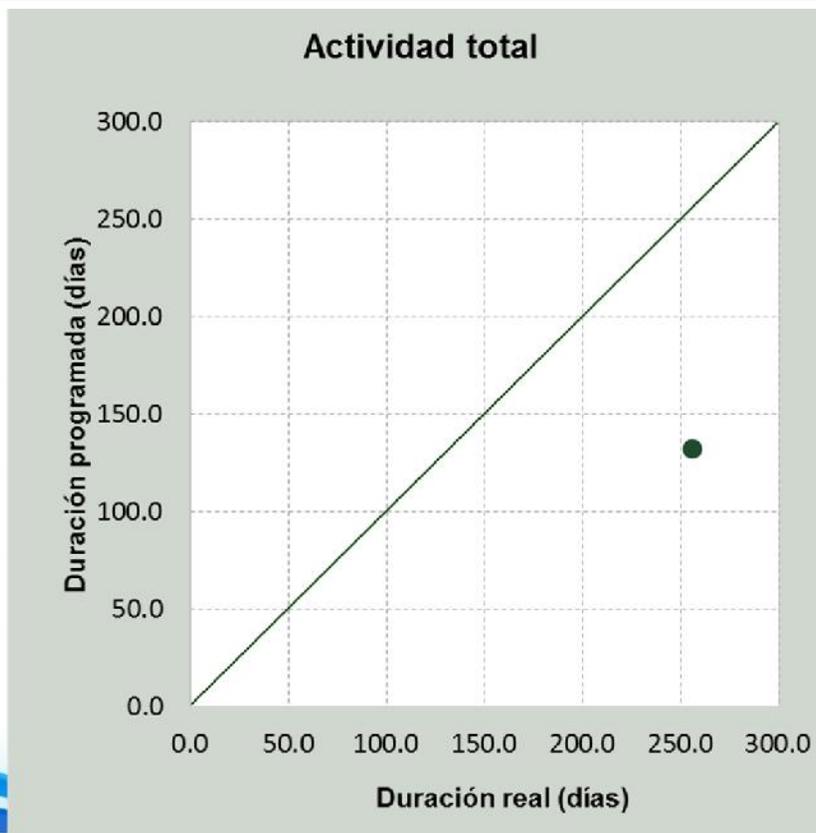




4.1.6 Actividad total

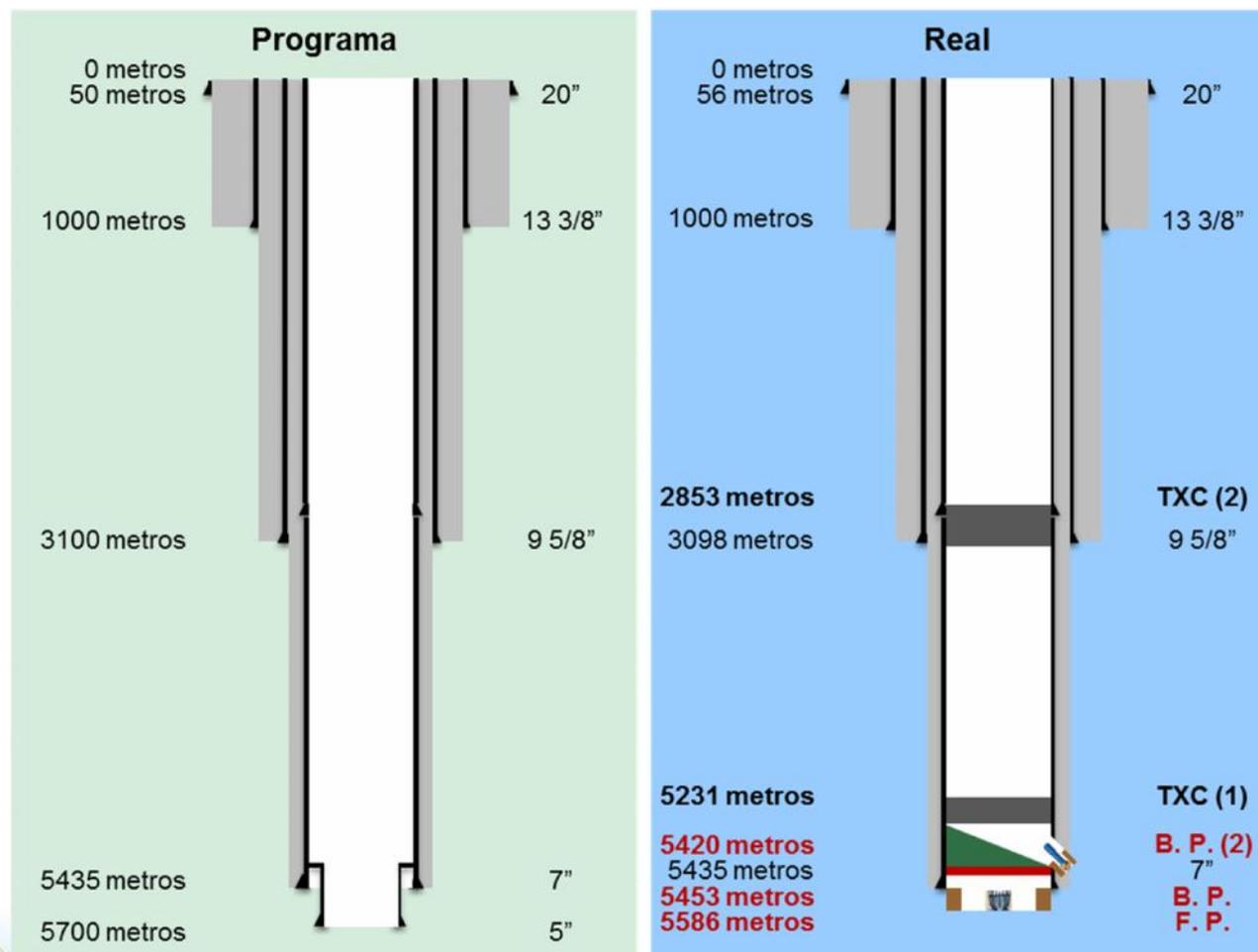
Como se puede observar en la tabla y gráfico siguientes, la duración de las actividades contempladas en la construcción del pozo ESIA – 2, representan casi el doble de lo que se había programado. Con esto es fácil observar que se dio la pérdida una inversión que de la misma manera fue mayor a la estimada con la intención de alcanzar el objetivo del pozo, situación que no se dio tomando en cuenta que a la fecha se encuentra taponado.

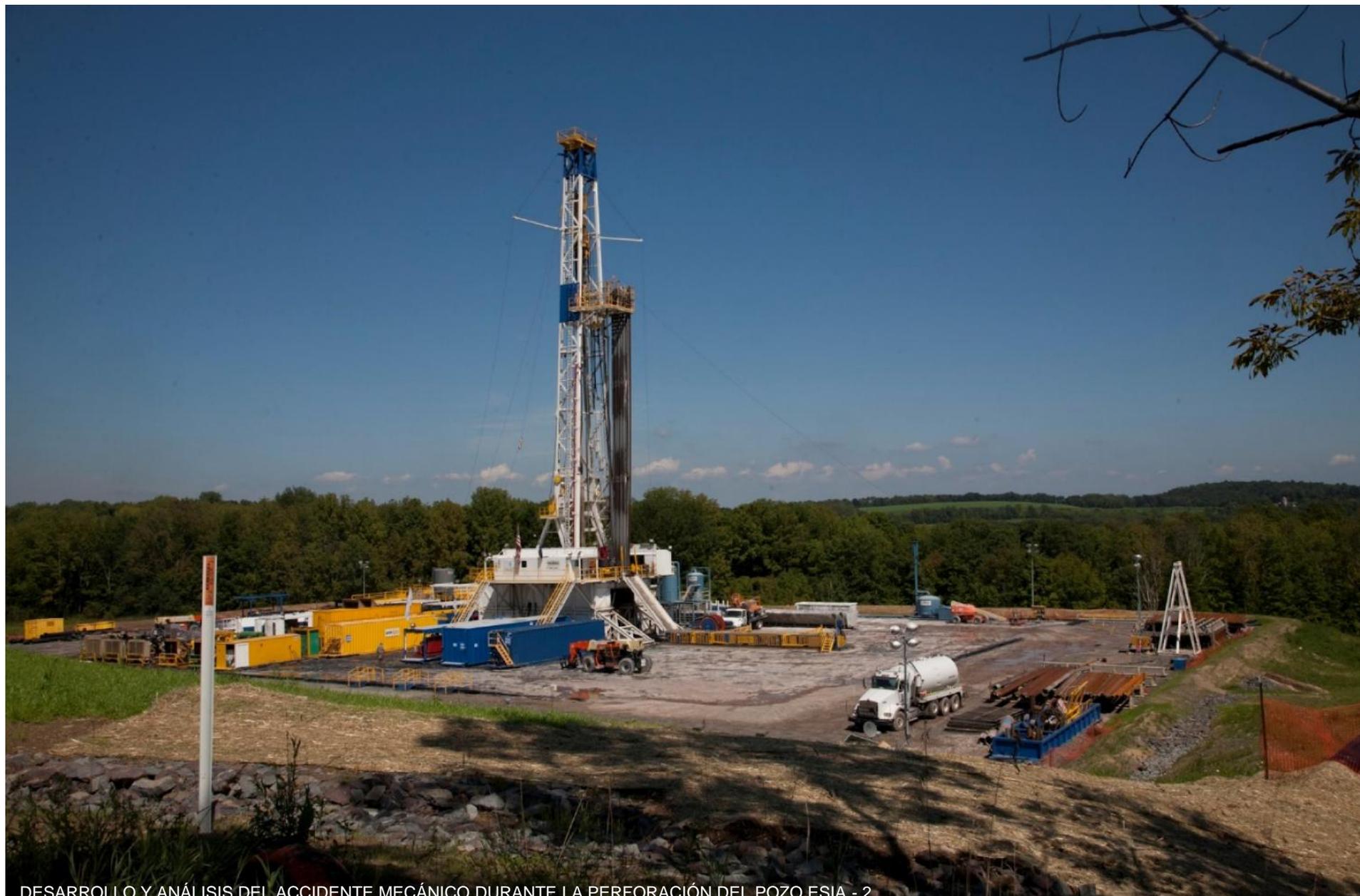
Duración real (días)	Duración programada (días)	Diferencia (días)	Cumplimiento
256.0	132.0	124.0	52%





4.1.6 Actividad total





DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ACCIDENTE MECÁNICO DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO ESIA - 2



Conclusiones

Se concluye que la causa del atrapamiento de la sarta de perforación en primera instancia, así como la del trimolino durante la apertura de la ventana en la TR de 7 pulgadas se debió a un efecto de pegadura diferencial.

Como se mencionó, durante la perforación de la etapa de 5 pulgadas se presentó pérdida total de fluido de control, ocasionando que se disminuyera la densidad del fluido de control inyectándole un mayor volumen de N₂ y así evitar pérdida, situación que no remedió la situación ya que finalmente se presentó la pegadura de la sarta de perforación.

No se contó con suficiente información para el diseño de los fluidos de control, ya que aunque se utilizó el sistema MDT, aplicado principalmente en la perforación bajo balance y que permite trabajar con una densidad de fluido de control baja, no fue posible evitar la pegadura diferencial de la sarta.



Recomendaciones

Se recomienda enfocarse en recabar una mayor cantidad de información referente al Cretácico Medio para ser integrado en el diseño previo a la perforación del pozo, ya que como se observó en el caso de estudio, el diseño de fluidos de control no fue el óptimo al no evitar la pegadura diferencial de la sarta y la constante pérdida de herramientas.

Es de suma importancia utilizar el pozo ESIA – 2 como una fuente de información, ya que al haberse taponado en forma temporal es posible recuperar el pozo, efectuar la toma de registros geofísicos necesarios, así como la toma de muestras de fondo y el corte de núcleos. Esto permitirá ser más efectivos en la perforación de pozos nuevos que tengan el mismo objetivo que el del caso de estudio y como se ha mencionado en repetidas ocasiones hacer su construcción económicamente rentable.