



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Seguimiento y Análisis de tiempos no Productivos Durante Actividades de Perforación en Tiempo Real

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero petrolero

P R E S E N T A

María Guadalupe Sllim Calderón

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Horacio Andrés Ortega Benavides



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

CONTENIDO

Agradecimientos

Introducción

Capítulo 1 Antecedentes.....6

1.1. Perforación de un Pozo.....8

1.1.1. Alternativas de Desarrollo Según su Objetivo.....9

1.1.2. Tipos de Perforación.....12

1.1.3. Tipos de Tuberías.....12

1.1.4. Etapas de Perforación.....14

1.1.5. Equipos de perforación.....16

1.2. Terminación de un Pozo.....18

1.2.1. Tipos de Terminaciones.....18

1.3. Mantenimiento de Pozos.....19

1.3.1. Reparaciones Menores y Mayores.....19

1.4. Monitoreo Operativo.....20

1.4.1. Tiempos No Productivos.....20

Capítulo 2. Beneficios del Seguimiento Operacional en Tiempo Real.....22

2.1. Centro de Monitoreo en Tiempo Real (CMTR).....23

2.2. Transmisión, recepción y calidad de la información.....26

2.3. Beneficios del Seguimiento Operacional en Tiempo Real..... 29

2.3.1. Administración y Visualización de Parámetros en Tiempo Real.....30

2.3.2. Monitoreo de Parámetros en Tiempo Real.....30

2.3.3. Ingeniería Preventiva.....31

Capítulo 3. Análisis de los Tiempos Operacionales Durante la Perforación y Terminación.....33

3.1. Análisis Post-Mortem de los tiempos de perforación de 3 pozos.....35

3.1.1. Pozo A.....36

3.1.2. Pozo B.....49

3.1.3. Pozo C.....63

Capítulo 4. Evaluación Económica.....77

4.1. Construcción del flujo de efectivo.....77

4.1.1. Indicadores de rentabilidad.....80

4.2. Descripción de la evaluación económica realizada.....84

Conclusiones.....90

Bibliografía.....92

Lista de figuras

Lista de tablas

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi alma mater, por mi formación académica, personal y humana. Por todas las buenas experiencias que viví a lo largo de mi estancia, es un orgullo ser puma.

A mi madre, Elizabeth Calderón García por ser padre y madre para mí y mis hermanos. Por enseñarme a perseguir mis sueños y apoyarme sin importar lo descabellados que parezcan. Gracias por todos tus días de cansancio que pasaste en aquella pasajera blanca, por todas las noches que te robe preocupándote por mí a la distancia y gracias por ser la mejor mamá, amiga y sonsacadora del mundo. Todo esto es gracias a ti y por fin lo logramos... ¡Te amo ma!

A mi abuela materna, Guadalupe García por todos los años maravillosos que pasé a tu lado y por todo el amor que recibí de ti. Gracias abue.

A mi tía, Paula Calderón García por todo su amor y apoyo incondicional que siempre me ha ofrecido. Gracias por ser parte importante en este logro.

A mi asesor de tesina, M.I. Víctor Manuel Cortes Mejía, por ser parte importante de todo el aprendizaje durante mi servicio social y prácticas profesionales en PEMEX. Por todo su tiempo invertido y todo el apoyo recibido todo este tiempo. No tengo como agradecer todas las enseñanzas.

A la Dr. Erika Fabiola Cortes Rubio, por todo su apoyo a lo largo de mi estancia en la GPEO y de su asesoría para realizar este trabajo.

A la Lic. Pamela Saldaña, por el apoyo recibido a lo largo de mi estancia en la GPEO.

A la GPEO por abrirme las puertas y darme la oportunidad de llenarme de conocimiento, experiencias y nuevos retos en mi vida profesional.

A mis profesores por todo su tiempo y enseñanzas durante mi estancia universitaria.

Al ingeniero Daniel Marure por sus enseñanzas y todo su tiempo invertido durante la carrera, y sus clases de perforación, que de ahí nació el gusto por esta área.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se desarrolla el proceso que conlleva el monitoreo, seguimiento y análisis de la perforación y terminación de pozos en tiempo real, haciendo una comparación del programa del activo contra la intervención real.

El objetivo principal del presente escrito es mostrar como impactan los tiempos no productivos o tiempos muertos a lo largo de las intervenciones, a la par con el centro de monitoreo en tiempo real es posible tomar acciones que minimizan estos tiempos en la menor medida posible. La información es enviada al centro de monitoreo desde el pozo en tiempo real y esto es lo que les permite a los expertos tomar decisiones que solucionen estos tiempos no productivos (problemas, suspensiones, fallas y esperas) o simplemente minimizarlos.

Además, se lleva a cabo un análisis post mortem cuando el pozo ha terminado toda su intervención de perforación y terminación, dado que es necesario analizar de manera detallada que fue lo que más impactó en este pozo, así de este modo sirve como modelo para un siguiente pozo del mismo yacimiento, de tal forma que en la siguiente intervención se tengan tiempos no productivos en la menor cantidad posible.

Este trabajo está compuesto de cuatro capítulos:

En el capítulo uno llamado antecedentes, hablo de los conceptos básicos de perforación y terminación de pozos, los cuales son la base del monitoreo de la actividad física para llevar su seguimiento.

En el capítulo dos expongo el centro de monitoreo en tiempo real, su objetivo, como funciona, sus beneficios, como se administra y visualizan los parámetros.

El capítulo tres titulado: análisis de los tiempos operacionales durante la perforación y terminación. Analizo los tiempos normales y no productivos durante la perforación y terminación de tres pozos marinos. Comparo los tiempos programados y los tiempos reales de cada intervención para cada pozo. Así como expongo de manera detallada las principales causas de los tiempos no productivos, lo que se hizo en ese momento para solucionarlo y propuestas para esas circunstancias.

En el capítulo cuatro hago una evaluación económica con el objetivo de ver que tanto impacta el retraso de las intervenciones a la evaluación económica programada.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES.

Introducción

Es importante mencionar algunos conceptos básicos para tener un panorama claro y preciso de la magnitud de las intervenciones que se llevan a cabo, las cuales son la parte medular de la industria petrolera.

En este primer capítulo, se explica cómo se perfora y termina un pozo paso a paso, mencionando los elementos más importantes de dichas intervenciones.

Las regiones en donde se desarrolla la industria petrolera en México han sido agrupadas en: Región Marina Noroeste, Región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur.

Región Marina Noreste, RMNE:

Esta región se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en Aguas Territoriales Nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.

A su vez administra dos activos integrales, denominados Cantarell y Ku- Maloob- Zaap, comprende la administración de los yacimientos desde etapas exploratorias, en los programas de incorporación de reservas y delimitación, hasta las etapas de producción y abandono de los campos, “véase figura 1.1”.



Figura 1.1 Ubicación geográfica de la región noreste (un siglo de perforación en México).

Región Marina Suroeste, RMSOE:

Comprende una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales.

A su vez se divide en dos activos integrales, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de Exploración. Los activos integrales tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos, conducir los programas de incorporación de reservas, así como la delimitación de aquellas áreas ya descubiertas, véase figura “1.2”.



Figura 1.2 Ubicación geográfica de la región sureste (un siglo de perforación en México).

Región Norte, RN:

Se encuentra ubicada en la porción Norte y centro del país e incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a los dos millones de kilómetros cuadrados. Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán, que constituye el límite con la Región Sur.

Los activos integrales son Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, los cuales se encargan de la explotación de los campos, extender los campos ya descubiertos e incorporar reservas en las áreas cercanas a campos productores.



Figura 1.3 Ubicación geográfica de la región Norte (un siglo de perforación en México).

1.1. Perforación de un pozo

Una de las especialidades más importantes de la cadena de explotación, por el monto de la inversión y el alto riesgo que representa, es la perforación. Por ello es de suma importancia en la cadena de valor de los hidrocarburos, debido a que si realizamos una buena explotación de yacimientos con la infraestructura correcta se obtendrá una óptima producción, con el fin de aprovechar al máximo los recursos de manera eficiente.

Perforar, es el arte y ciencia de erogar la formación (hacer un agujero) por medio de una barrena y una sarta equipada con accesorios en el menor tiempo posible, con el objetivo de perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos.

Por lo tanto, un pozo se define como: El conducto mediante el cual se comunica el yacimiento con la superficie en tierra o en el lecho marino, así también con el que se pueden controlar los fluidos presentes en el mismo, para poder producir de una manera más óptima, minimizando gastos de operación y obteniendo el máximo beneficio económico, cumpliendo con las normas ambientales y términos de seguridad.

1.1.1. Alternativas de Desarrollo Según su Objetivo.

La infraestructura que se utiliza durante la perforación de un pozo dependerá de cada región y del objetivo productor que se busca, por ello existe una clasificación de pozos utilizados comúnmente en la industria petrolera, según las necesidades de cada yacimiento, “véase figura 1.4”.

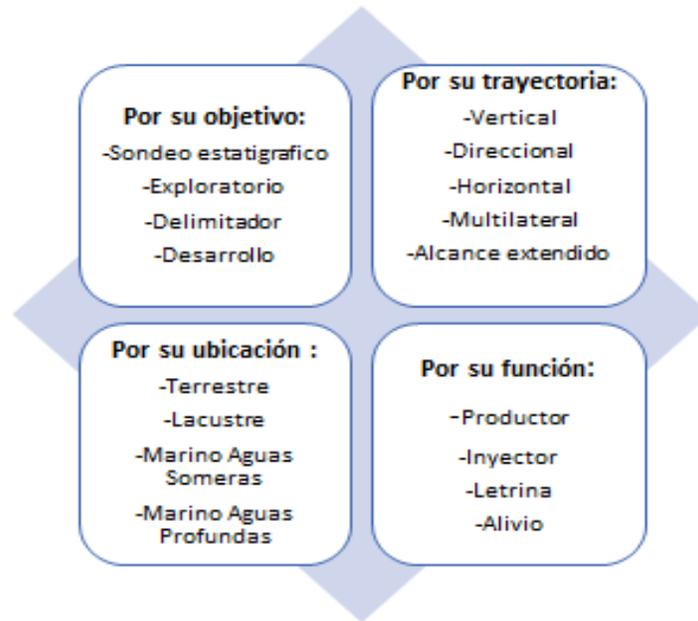


Figura 1.4 Esquematzación de tipos de desarrollo de pozos (María Guadalupe Sllim, 2019).

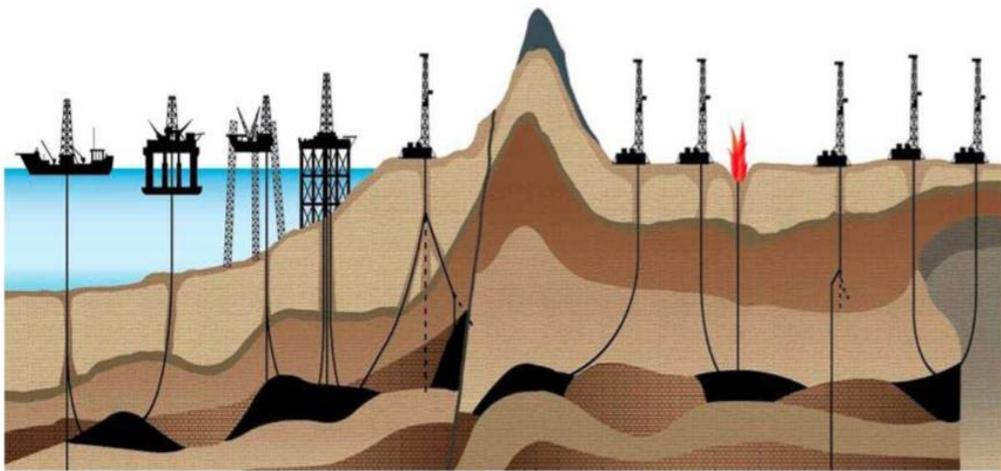


Figura 1.5 Tipos de pozos (Schlumberger, 2002).

A continuación, se enuncian los pozos que comúnmente se perforan en la industria petrolera:

- 1. Pozo Exploratorio:** Es aquel pozo que se perfora en zonas donde se prevé encontrar petróleo y gas con un alto grado de incertidumbre. Para obtener la mayor cantidad de información al menor costo.
- 2. Pozo Delimitador:** Es perforado para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos. Estos pozos mejoran la calidad de la información para permitir a los geólogos e ingenieros en yacimientos la mejor predicción de la producción a lo largo de la vida del campo.
- 3. Pozo de Desarrollo:** El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos.

Existen diferentes tipos de pozos de desarrollo los cuales son:

- a) Pozos de producción:** Son los más numerosos, el objetivo es optimizar la productividad del pozo.
- b) Pozos de inyección:** Estos pozos son menos numerosos, pero son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectoros son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para eliminar fluidos no deseados.
- c) Pozos de observación:** Sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento. Algunas veces pozos que son perforados y no se pueden usar para producción o inyección son utilizados como observadores.
- d) Pozos de alivio:** Estos pozos se perforan con la finalidad de controlar un pozo en descontrol, así contrarrestan las presiones que ocasionaron la explosión.

La ingeniería de perforación de pozos depende de varias razones, entre ellas se encuentra: el área geográfica, las características y estructura del yacimiento, la columna geológica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo.

Debido a esto, los pozos se pueden clasificar en:

1. Verticales: Estos pozos son los más comunes dentro de la industria petrolera siendo esto por las siguientes razones:

- Su perforación es la más sencilla.
- Son los menos costosos.
- Su operación es simple.
- Diseño óptimo para fracturamiento hidráulico.
- Ideales para yacimientos de espesor homogéneo.

2. Horizontales:

- Yacimientos de poco espesor.
- Para minimizar bajas en la producción.
- Para minimizar la perforación de pozos para el desarrollo de un campo
- En yacimientos fracturados donde un pozo horizontal da una mejor oportunidad de interceptar las fracturas.
- Para yacimientos propensos a la conificación de agua y gas.
- Para yacimientos propensos a la producción de arena.
- En combinación con la perforación de alcance extendido para drenar diferentes bloques o yacimientos, en un solo pozo.
- Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral y un pozo horizontal da una mejor oportunidad de encontrar los mejores puntos de extracción.
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

3. Desviados (de pequeño y gran ángulo):

- Yacimientos de espesor grande donde la relación gas- aceite es baja, y/o existen barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Yacimientos lenticulares.
- Yacimientos en capas.

4. **Multilaterales:** Un pozo multilateral, es aquel con uno o más laterales, es decir, uno o más pozos subsidiarios de un pozo principal. Los laterales son usualmente pozos horizontales o desviados.

- Mejora el drenaje en un yacimiento. Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento.
- El drenaje de más de un yacimiento en un pozo.
- Mejora la eficiencia de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada.
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

1.1.2. Tipos de Perforación.

Perforación convencional: Consiste en perforar un yacimiento o zona productora mediante la rotación de la sarta de trabajo, equipada con una barrena en el fondo, aplicando una fuerza de empuje a la formación. La presión hidrostática del lodo de perforación tiene que ser mayor que la presión de poro de la formación, para evitar que los fluidos de la formación entren o fluyan durante la perforación y además para poder suspender recortes de roca y limpiar el espacio anular.

Perforación bajo balance: Este tipo de perforación es diseñada para perforar por debajo de la presión hidrostática del yacimiento, este tipo operaciones requiere mayores medidas de seguridad debido a la poca estabilidad del agujero. Una de las ventajas de este tipo de perforación es que evita problemas relacionados con el fluido de perforación comparada con una perforación convencional.

Perforación direccional: Este tipo de perforación permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, en algunas ocasiones es el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal.

1.1.3. Tipos de Tuberías

Para llevar a cabo las intervenciones se utilizan diferentes tipos de tuberías para cada etapa específica dentro de las actividades de exploración, explotación y desarrollo.

1. Tubería de revestimiento: Constituye el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Protegiendo las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas durante la perforación.

Conductora: Primera tubería de revestimiento que puede ser hincada o cementada; establece el medio de circulación, el control del fluido de perforación que retorna el pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de lodos.

Superficial: Es la tubería que sirve para aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros. Es cementada típicamente hasta la superficie o lecho marino y sostienen las conexiones superficiales de control definitivas.

Intermedia: Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdidas de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal. Algunos pozos requieren de múltiples sartas intermedias.

Explotación: Es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión del fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión como resistir las presiones que se manejaran en caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad.

Tubería corta (Liners): Es una sarta que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra tubería de revestimiento. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas.

2. Tubería de producción: Son el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en el pozo o bien los fluidos inyectados de la superficie a yacimiento.

3. Tubería de perforación: Son elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la perforación, se les conoce generalmente como tuberías de trabajo porque están expuestas múltiples esfuerzos.

1.1.4. Etapas de perforación.

Podemos decir que la perforación independiente de sus etapas se desarrolla de la siguiente manera, con la ayuda de accesorios para llevar a cabo la perforación del pozo:

Para perforar un pozo se siguen los siguientes pasos de manera cíclica:

PROCESO DE LA PERFORACIÓN	
1. Armado de sarta y bajar a perforar.	- Se arma la sarta de trabajo (equipada), en el extremo inferior con una barrena, se perfora mediante movimiento rotatorio, fallando la roca por compresión o por esfuerzo de corte, según sea el tipo.
2. Circular y realizar viaje de reconocimiento.	<ul style="list-style-type: none"> -Una vez perforada la sección de interés y con el fin de limpiar el agujero, se bombea fluido de perforación que transporta a superficie los recortes. - Se levanta la barrena del fondo y se baja velocidad de rotación. -El volumen del espacio anular es circulado hasta que el hoyo este limpio. -El peso del lodo se revisa através de la circulación. -Tanque de viaje se llena. -Se detiene la circulación y se alineara el viaje y se circula através del hoyo. -Se hace un revisión de flujo en el top drive o kelly y posteriormente se desconectan.
3. Cambio de etapa	<p>Toma de registros electricos.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Toma de información, se corren registros, se cortan nucleos o se efectua alguna prueba de producción. -Escariar ultima T.R. -Baja cable con herramienta (sondas y cartuchos) a la profundidad programada. -Transmision de la información. -Circula. -Levanta a superficie.
	<p>Corrida de T.R.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Preparación de las roscas, se remueven los protectores de las rosacas de ambos lados, campo y cople. -Mide la tubería con una cinta metrica calibrada con pies decimales a los 0,01 ft más cercanos. -Aprietan cualquier cople y se engrasan todas las roscas. - La longitud de la tubería se calibra con mandriles. -Se monta verticalmente, centrando la tubería. -Baja la T.R. - La T.R. es llenada periodicamente con lodo, cuando se utiliza zapata y coples de llenado automatico no se llena la T.R.
	<p>Cementación</p> <ul style="list-style-type: none"> -Colocación de accesorios y revisión de tramos. -Introducción de la TR. -Llenado de tuberías y circulación. -Instalación de la cabeza de cementación y de tapones. -Verificación de sistema hidráulico de bombeo superficial. -Cementa y espera fraguado. -Prueba CBL-VDL. -La tubería se ancla en sus cuñas con un 30% de su peso.
	<p>Cambio de conexiones superficiales de control</p> <ul style="list-style-type: none"> -Se corta la T.R a la altura requerida y se bisela. -Se baja el cabezal y se asentarlo en la boca de la T.R. se nivela y se liberan los candados de las cuñas. -Realiza prueba de sellos de cabezal al 80%. -Se instala el carrete espaciador con bridas laterales para colocar las válvulas hidrúhlicas o neumáticas de apertura completa y cierre de las lineas de venteo. -Instala el desviador de flujo (preventor),proteger la boca del pozo mientras se instala. -Los preventores deberan permanecer centrados a la tubería de trabajo y de la mesa rotaria.

Tabla 1.1 Proceso de la perforación (María Guadalupe Sllim, 2019).

SEGUIMIENTO Y ANÁLISIS A LA ACTIVIDAD FÍSICA MARINA EN TIEMPO REAL.

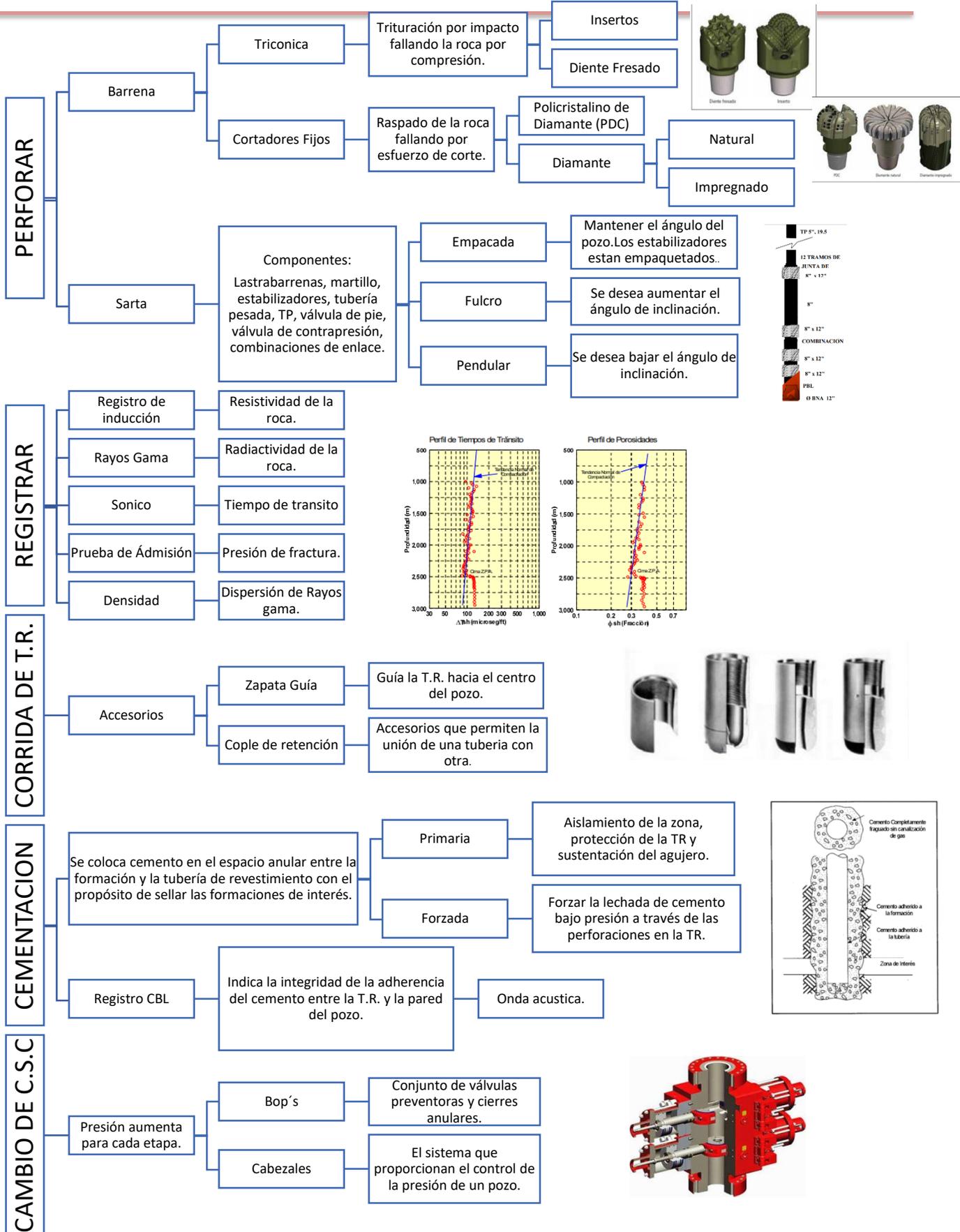


Figura 1.6 Proceso de perforación de un pozo (María Guadalupe Sillim, 2019).

1.1.5. Equipos de Perforación.

En la industria se utilizan diferentes equipos de perforación marina dependiendo la ubicación y las necesidades de cada campo a explotar por ello se clasifican en:

Semisumergibles: Plataformas utilizadas en actividades de exploración y desarrollo de pozos. Los equipos están diseñados para profundidades entre 600, 1000 y 1500 ft. Se sujetan al fondo marino con sistemas de líneas de amarre y anclas o posicionamiento dinámico, usando para ello conexiones submarinas. Estas plataformas pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse con su propia propulsión.



Figura 1.7. Plataforma semisumergible (Muralla IV, Grupo R).

Auto Elevables o “Jack-Up”: Las plataformas Auto elevables pueden ser de patas independientes y no independientes, las de patas independientes permanecen posicionadas hincando las patas en el lecho marino y las de patas no independientes asientan su pontón en el lecho marino, en los dos casos levantan la plataforma dejando un colchón de aire entre el casco y el nivel de agua.

Estas plataformas se utilizan para perforar y dar mantenimiento a los pozos, en aguas someras hasta una profundidad de 400 ft.



Figura 1.8. Plataforma Auto Elevable (Cantarell I, Grupo R).

Equipos Fijos: Se utilizan para la perforación, reparación, reentradas y/o profundización de pozos los cuales son instalados sobre las estructuras fijas.

Los equipos Convencionales, tienen mástil y cuentan con mayor caballaje para operar en pozos de mayor profundidad. Los equipos modulares tienen torre de perforación, están compuestos por módulos, que son instalados por su propia grúa y son equipos para operar en pozos someros menores a 100 metros (328 ft).

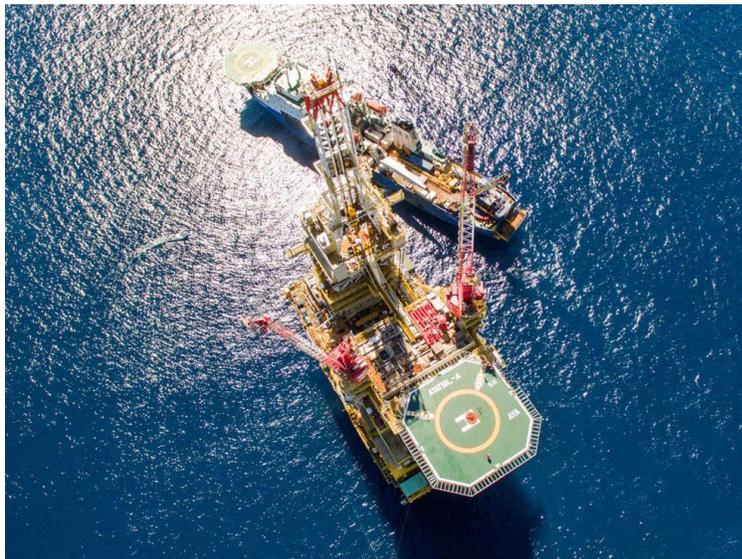


Figura 1.9. Plataforma Modular (Veracruz, Grupo México).

1.2. Terminación de un pozo:

La terminación de un pozo es el proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina. El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.

1.2.1. Tipos de terminaciones.

En cada tipo de pozo se pueden efectuar las siguientes terminaciones:

Tipos de Terminaciones			Características
Agujero Descubierto: No se reviste el agujero con tubería, formaciones no deleznales.	Sencilla	Con TP franca	<ul style="list-style-type: none"> La formación productora no sea deleznable. producción sea sólo de la zona de aceite.
		Con TP, empacador y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> Empacador sencillo recuperable o permanente. Depende profundidad y presiones.
Agujero revestido: El agujero en revestido con tubería, por ser una formación deleznable.	Sencilla	Con T.P.	<ul style="list-style-type: none"> Se dispara la T.R. para comunicar el yacimiento con el interior del pozo.
		Con T.P., empacador y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> Empacador recuperable o permanente. contactos gas -aceite o aceite-agua Se selecciona el intervalo para la terminación con la cementación.
	Sencilla Selectiva	Con T.P., dos empacadores y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> Se tiene más de un yacimiento. Tubería cementada. Dos empacadores un inferior Permanente y un superior recuperable.
	Doble	Con dos T.P., dos empacadores y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> Se tienen más de dos yacimientos productores con características diferentes (ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones) y se desea explotarlos al mismo tiempo.
	Doble Selectiva	Con dos T.P., más de dos empacadores y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> Se disponen de varios yacimientos en la misma estructura. Se pueden ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar u obturar el acceso correspondiente.
Tubería ranurada: Se ancla una tubería ranurada por medio de un empacador.	Sencilla	Con tubería ranurada y empacador.	<ul style="list-style-type: none"> Liner provee protección contra colapso del pozo. Los empacadores entre el liner o tubería ranurada evitan problemas con los contactos y conificación de agua y gas. Menor costo que la terminación con agujero revestido.
		Con liner ranurada y empacador.	

Tabla 1.2 Tipos de Terminaciones (María Guadalupe Sllim, 2019).

La terminación es la fase más importante en la vida de un pozo, comprende todas las operaciones entre la perforación y la puesta a producción, idealmente la terminación debe minimizar costo inicial de un pozo e incidir sobre la máxima rentabilidad a lo largo de su vida productiva.

1.3. Mantenimiento de Pozos.

Durante la vida productiva de un pozo es necesario su reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción o inyección, hasta llegar a su taponamiento definitivo.

De acuerdo con el objetivo de la intervención, el mantenimiento de pozos se clasifica como mayor o menor.

1.3.1. Reparaciones a pozos

Reparación Mayor: Es la intervención a pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas intervenciones se realizan con equipos de reparaciones convencionales o especiales (tubería flexible, unidades de registros).

- Reparar o sustituir equipos dañados.
- Reparar daños naturales dentro del pozo.
- Disparar para poner otra zona en producción.
- Aumentar la producción de una zona existente.
- Convertir el pozo de productor a inyector o viceversa.
- Sustituir el equipo de levantamiento artificial.

Reparación Menor: Es la intervención a pozo que implique la rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, sin modificar las propiedades petrofísicas de la zona productora o de interés.

1.4. Monitoreo operativo

La perforación presenta riesgos geológicos y operativos asociados a la perforación, para ayudar a mitigar estos riesgos se creó el centro de monitoreo en tiempo real CMTR, en donde los especialistas reciben, depuran y analizan la información proveniente de pozos, empleando herramientas de riesgo y de estadística para darle un mayor sustento a las tendencias observadas durante la ejecución de pozos y así tener los elementos más precisos para tomar las decisiones en tiempo real.

1.4.1. Tiempos no productivos

De acuerdo a Thonhause y Mathis los tiempos reales que se emplean para perforar un pozo generalmente son diferentes a los tiempos programados, debido a los tiempos perdidos y establece la clasificación de la figura 1.10.

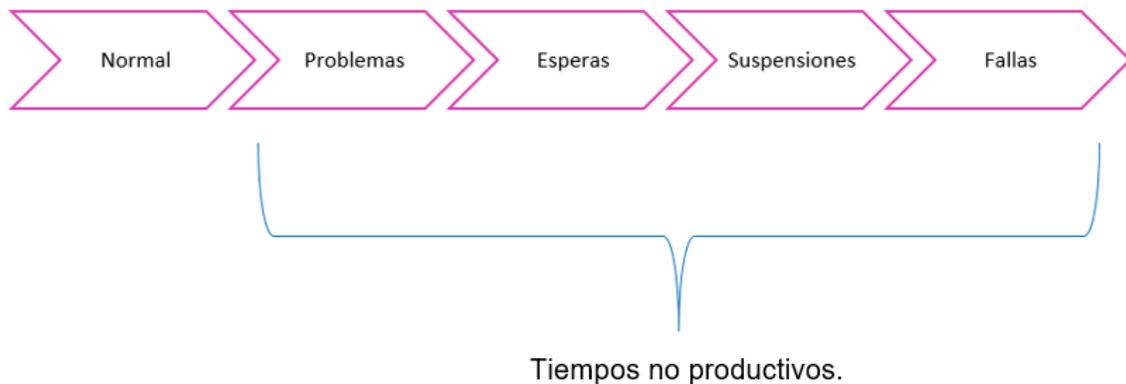


Figura 1.10. Clasificación de Tiempos de Perforación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Por otro lado, Bond estableció una clasificación que consiste en dividir a los tiempos normales en dos: tiempos programados de perforación y tiempos perdidos invisibles. En los primeros están todas las actividades que no suspenden la actividad de perforación y los tiempos invisibles que, aunque no generan suspensión ocasionan retraso operacional ya sea por falta de herramienta, capacitación del personal o por no aplicar correctamente las mejores prácticas operativas.

Los tiempos normales se pueden mejorar con la incorporación de nuevas herramientas o de nuevas tecnologías, pero sobretodo con el monitoreo de las operaciones realizadas en tiempo real. Por otro lado, vemos que los tiempos no productivos tienen una componente que no se puede eliminar, pero si reducir, las esperas que se refiere a malas condiciones climáticas.

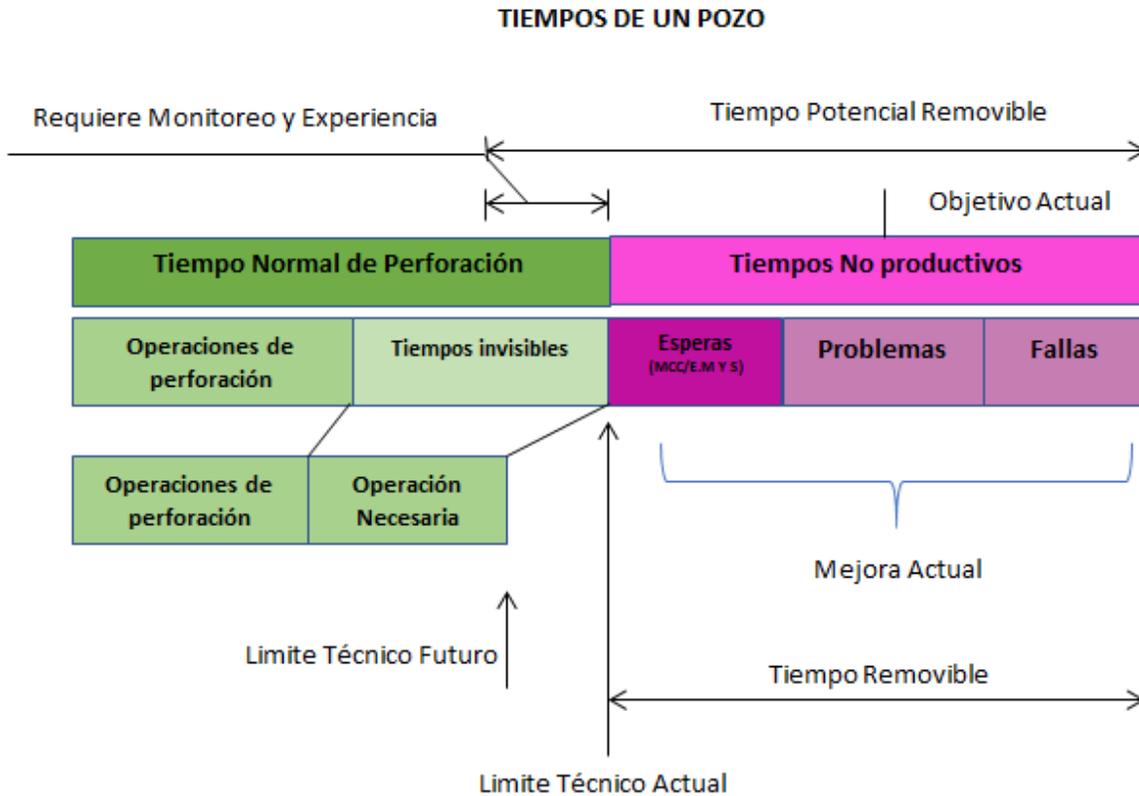


Figura 1.11. Nueva visión de la clasificación de tiempos de un pozo (Antonio Guzmán, 2017).

El impacto de los tiempos no productivos, de acuerdo a estudios realizados por Thohauser, son del orden del 20% al 30% y representan la mitad de los tiempos no productivos que se pueden remover, ya que las identificaciones de los mismos están basadas en los análisis de los reportes diarios de perforación. El reto consiste en identificarlos y analizarlos.

Capítulo 2. Beneficios del Seguimiento Operacional en Tiempo Real.

Actualmente la perforación de pozos representa un gran reto para la industria petrolera, debido principalmente a los riesgos geológicos y operativos que conlleva la perforación. Para ayudar a reducir los riesgos, se creó el Centro de Monitoreo en Tiempo Real (CMTR) con el objetivo de brindar soporte al proceso de seguimiento y evaluación de la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo.

Con la creación de los CMTR, se planteó la necesidad de un seguimiento riguroso de la construcción del pozo en tiempo real, en donde se involucra, un equipo de especialistas de las diferentes áreas relevantes a la planeación, geociencias e ingeniería de perforación, para lograr el acceso oportuno a toda la información necesaria, se facilita la toma de mejores decisiones aplicando la ingeniería preventiva, mediante el despliegue y visualización de múltiples pantallas, un solo equipo multidisciplinario provee soporte simultáneo a varias localizaciones de pozos.

Con la creación del centro de monitoreo en tiempo real hay una reducción significativa de los tiempos no productivos, mediante la mitigación de riesgos operativos asociados a la perforación y la integración de las diferentes especialidades durante la ejecución del trabajo. Así garantizando el cumplimiento de la perforación de los pozos en tiempo y forma.



Figura 2.1. El CMTR, brindan soporte simultáneo a pozos durante las 24 horas del día (Alfonso Mora y V.M. Cortes, 2013).

En la actualidad, es necesario incrementar la eficiencia de las operaciones de perforación de pozos exploratorios, minimizando costos y mejorando el desempeño con respecto a la seguridad y el medio ambiente. Para esto es necesario contar con una nueva generación de procesos, nuevas mediciones y accesos oportunos a toda la información necesaria que facilite la toma de mejores decisiones.

La toma de decisiones puede ir desde el ajustar la trayectoria del pozo, hasta ejecutar cualquier número de operaciones rutinarias o excepcionales, siempre en busca de aplicar la reingeniería en tiempo real para prevenir condiciones de operaciones de alto riesgo y proponer soluciones de ingeniería para enfrentarlas a tiempo.

2.1. Centro de Monitoreo en Tiempo Real (CMTR).

Con el afán de buscar mejoras continuas en el proceso de perforación para disminuir el costo de los proyectos de perforación y tiempos, las empresas empezaron a fortalecer los grupos multidisciplinarios de trabajo, para mejorar el grado de análisis de información de pozos.

Las operaciones en tiempo real, permiten la toma de decisiones oportunas y acertadas, actuando bajo la filosofía de trabajo en equipo para planear, medir, capturar y realimentar el conocimiento, de esta manera formar el círculo de mejoramiento continuo.

Los objetivos del Centro de Monitoreo en Tiempo Real son:

- Un mejor posicionamiento del agujero dentro del yacimiento, mediante el análisis de los registros proporcionados en tiempo real de las herramientas de fondo de pozo LWD “Logging while Drilling”.
- Trabajo multidisciplinario, en el cual interviene personal del área de geomecánica, petrofísica, geofísica e ingeniería de perforación, con el fin de tomar decisiones acertadas y de manera inmediata, concerniente a la construcción y posicionamiento del pozo.
- La disminución de tiempos no productivos mediante la planeación de modelos hidráulicos, modelos de torque y arrastre, y el análisis en tiempo real de datos de la herramienta de fondo PWD “Presión while Drilling” para

garantizar una correcta limpieza del agujero previniendo pegadas de tubería ocasionadas por acumulación de recortes y/o derrumbes en el anular, detección temprana de influjos o pérdidas de fluido de perforación.

- Realizar un seguimiento y análisis en tiempo real de datos de los sensores de vibración y de los diferentes parámetros de superficie; con el objetivo de prevenir fallas, fisuras o rompimiento de los componentes de la sarta de perforación, adicionalmente optimizar la cantidad de energía transmitida a la barrena, que se pierde y disipa cuando existen eventos de vibración afectando negativamente las tasas de penetración.
- Análisis de tiempos estadísticos para la cuantificación y seguimiento de problemas asociados al equipo de perforación, el cual, permite una toma de decisiones para el control y mitigación de fallas que se traducen en tiempos no productivos, con el objetivo de cumplir con el diseño establecido y mejorar de manera continua futuros proyectos pozos.

Hoy en día los factores que contribuyen a que los pozos sean tan costosos se deben a cuatro razones importantes:

- Carencia de personal especialista.
- Complejidad de la formación.
- Tecnología.
- Condiciones climatológicas.

Con ello se presentan NPT (No producing time) que son los tiempos en los que el equipo de perforación se encuentra detenido por cierto tiempo debido a estos factores.

Los centros de monitoreo en tiempo real retomaron fuerza y se les dio el valor que representan en la industria, porque cuentan con tecnología que permite recibir en tierra los datos provenientes del fondo del pozo y de superficie, y es con la ayuda de estos centros es que se pueden lograr optimizar las operaciones de perforación mediante:

- Monitorear parámetros críticos.
- Monitoreo multidisciplinario (perforación, geología y petrofísica) usando plataformas avanzadas y aplicando procedimientos que busquen la oportuna optimización de la perforación de pozos.
- Anticipar posibles problemas operativos.
- Mejorar la toma de decisiones a través de la aplicación de experiencias, conocimiento y aprendizaje.

- Reducir costos mediante la reducción de tiempos no productivos y tiempos perdidos invisibles.
- Creación de mapas de identificación de riesgos de perforación de pozos de correlación.

En los CMTR existe el siguiente grupo multidisciplinario de especialistas en perforación, geología, geofísica, geomecánica y petrofísica que consta de 3 etapas “véase figura 2.2”

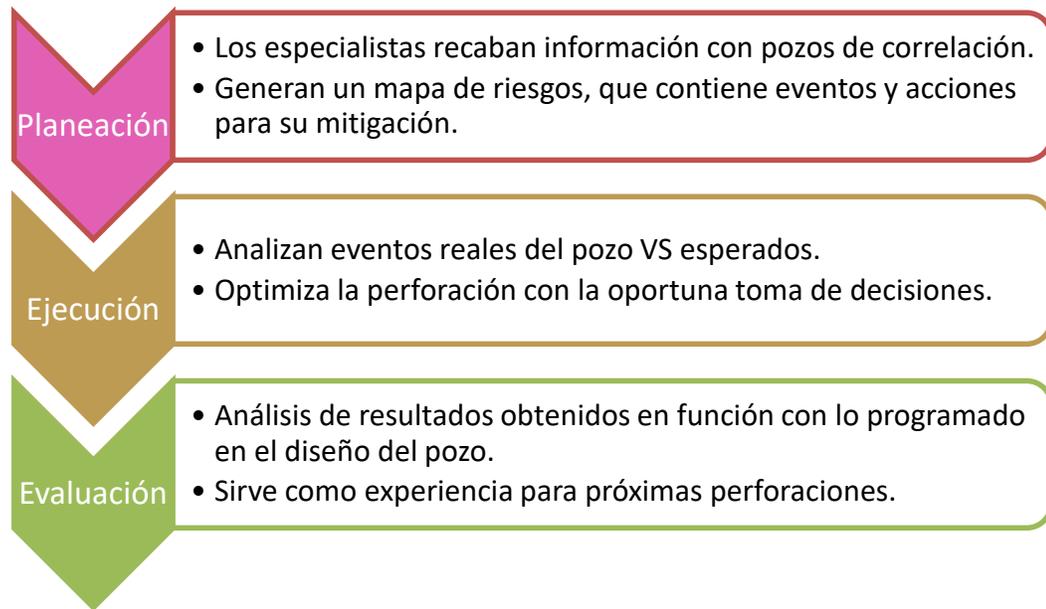


Figura 2.2. Etapas del grupo multidisciplinario de los CMTR (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la figura 1.12 se observa la cadena de valor de los CMTR:

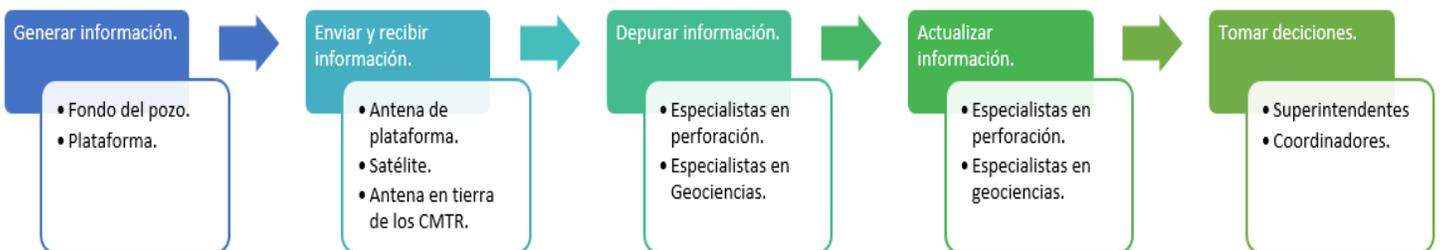


Figura 2.3. Cadena de valor de los CMTR (María Guadalupe Sllim, 2019).

2.2. Transmisión, recepción y calidad de la información.

El flujo de datos de una operación de perforación, es recolectada mediante los diversos sensores del equipo y herramienta de fondo (BHA) y en la plataforma se instalan sensores los cuales recaban información de diferentes parámetros durante la perforación como:

- Peso en la barrena
- Revoluciones por minuto.
- Galones por minuto.
- Torque.
- Carga de gancho.
- Volumen de las presas.
- Presión de las bombas.

Esta información se envía a una antena (transmisora) instalada en la plataforma a través de un protocolo internacional, una señal (WITS) hacia un satélite, el cual reenvía la información a otra antena (receptora) ubicado en el centro de monitoreo en tierra, en donde los datos son almacenados y procesados en un software específico. La información se direcciona a cada especialista, quienes analizan y elaboran los reportes correspondientes.

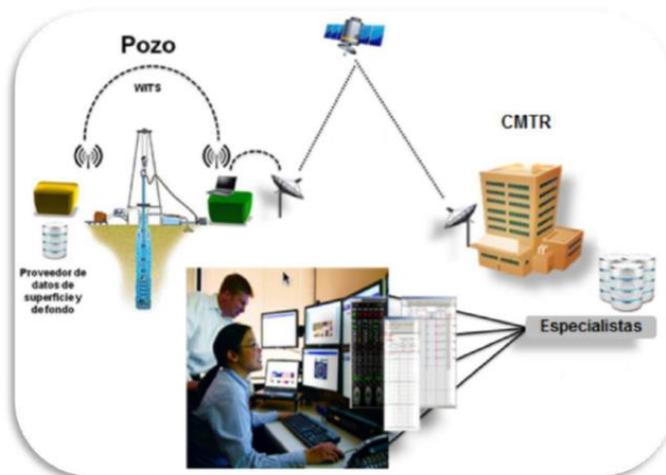


Figura 2.4. Generación, envío y recepción de datos (Alfonso Mora y V.M. Cortes, 2013).

En los CMTR existen tres factores importantes a la hora del análisis de la información, para lograr la eficiencia y optimización de la perforación.

Los tres elementos esenciales para la toma de decisiones oportunas y exitosas son: la tecnología, la metodología (calidad del dato) y la gente, “véase figura 2.5”.

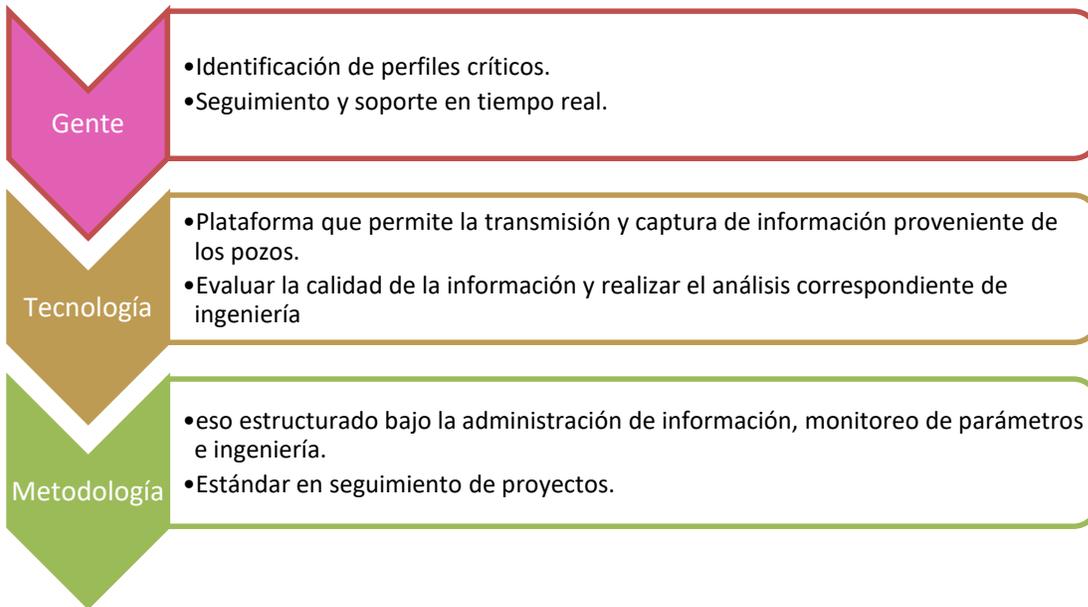


Figura 2.5. Factores en el análisis de la información de los CMTR (María Guadalupe Sllim, 2019).

La interpretación de la información recabada de los pozos, así como su análisis y evaluación inician con el seguimiento y visualización de los parámetros de perforación, para obtener una tendencia operativa de cada curva analizada.

Para garantizar la calidad y continuidad de los datos se realiza una supervisión rigurosa donde la información es verificada **continuamente** desde el CMTR y la compañía proveedora de datos, siempre verificando el buen funcionamiento de los sensores, porque estos son la clave de transmitir la información en tiempo real, por lo cual, es indispensable la calidad y veracidad de esta información para la toma de decisiones oportunas y acertadas.

Los principales problemas que se presentan son el funcionamiento y respuesta de la herramienta de fondo (LWD, MWD y PWD) que son las herramientas que generan los datos. Y a la par otra problemática radica en el procedimiento establecido para la entrega de datos de las herramientas (canal de transmisión/recepción) el cual se realiza una supervisión rigurosa para garantizar la calidad y continuidad de los datos, “véase figura 2.6”.



Figura 2.6. Seguimiento a la calidad de sensores (Alfonso Mora y V.M. Cortes, 2013).

El seguimiento a la calidad de los sensores, consiste básicamente, en un sistema de semaforización (color verde-amarillo-rojo) para clasificar el desempeño de los sensores.



Figura 2.7. Seguimiento a la calidad de sensores (María Guadalupe Sllim, 2019).

En esta etapa se puede monitorear la veracidad de los datos, por eso es de suma importancia su monitoreo.

2.3. Beneficios del Seguimiento Operacional en Tiempo Real.

Se desarrolló la metodología A.M.I, con el fin de minimizar los tiempos no productivos, así como documentar y aplicar sus mejores prácticas operacionales mediante un ciclo constante de aprendizaje, soportados con aplicaciones de ingeniería, trabajando de manera consistente, sistémica y multidisciplinaria para incrementar la probabilidad de éxito en las intervenciones programadas, basados en ideas tempranas, objetivos compartidos y decisiones oportunas.



Figura 2.8. Metodología A.M.I (María Guadalupe Sllim, 2019).

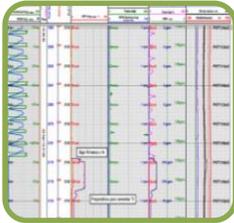
2.3.1. Administración y Visualización de Parámetros en Tiempo Real.

Los visualizadores de parámetros en superficie, son plantillas configuradas según el criterio de que cada pozo o en su defecto los parámetros disponibles para el monitoreo; esto lo podemos clasificar en dos plantillas:



Plantilla digital:

- Parámetros puntuales digitales.
- Visión rápida de la actividad operacional que se está ejecutando en el pozo.



Plantilla gráfica:

- Visión detallada de la actividad que se ejecuta antes y durante la construcción del agujero.
- Se puede evaluar alguna operación transcurrida durante la perforación del pozo.
- La información queda gráficamente grabada en la base de datos.

2.3.2. Monitoreo de Parámetros en Tiempo Real:

El monitoreo de los parámetros en tiempo real se clasifica en dos variables:



Parámetros Superficiales:

- Información directa e indirecta recabada por los diferentes sensores que son colocados en puntos estratégicos en el equipo de perforación.



Parámetros de Fondo: :

- Información que proporcionan las herramientas LWD, MWD, PWD, sensores de vibración entre otras.
- Proporciona información valiosa para el seguimiento en el área en geociencias y operaciones de perforación.

2.3.3. Ingeniería Preventiva

Durante la perforación se lleva el seguimiento y visualización de parámetros de perforación en tiempo real, de superficie como de fondo, así como las tendencias operativas actualizadas de modelos de ingeniería y aplicando la filosofía de planear, medir y optimizar, a cada herramienta de fondo (BHA) que ingresa al agujero, “véase figura 2.9”.

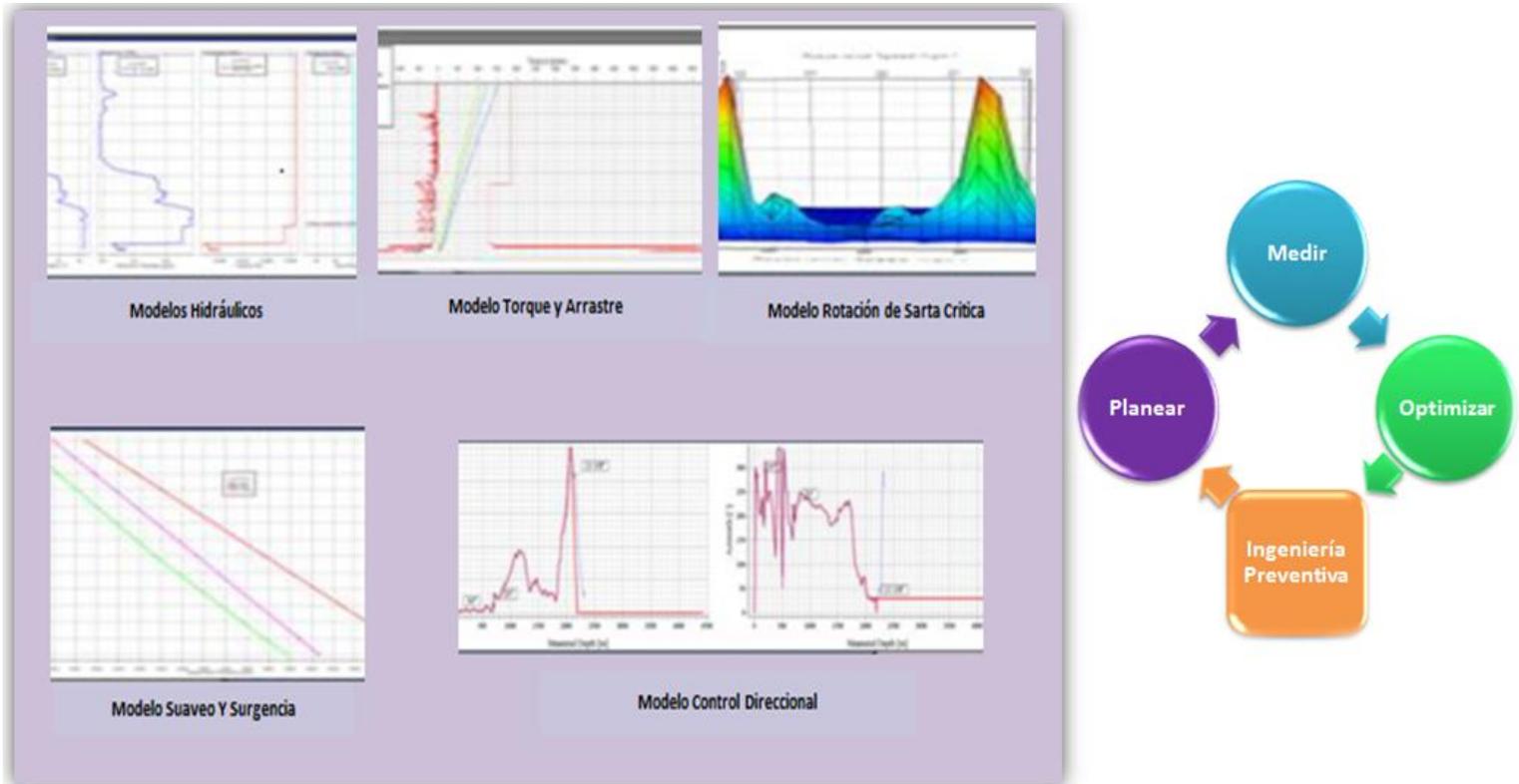


Figura 2.9. Modelo de Ingeniería Preventiva (Alfonso Mora y V.M. Cortes, 2013).

Para minimizar tiempos no productivos es importante manejar adecuadamente el riesgo y la colocación exacta del pozo, así previniendo problemas mecánicos como: la inestabilidad del agujero, influjos o pérdidas de circulación, como comúnmente pasa. Por otro lado, el monitoreo en tiempo real de los registros que proporcionan las herramientas de fondo -LWD- (Rayos Gama, Resistivo, Conductivo, Sónico, etc.) brindan al equipo de geociencias los datos necesarios para definir el ambiente geológico y el proceso de perforación, así confirman y se actualizan los modelos establecido en el diseño.

Se establecen guías operativas seguras, las cuales se monitorean, esto como parte fundamental del proceso de la Ingeniería Preventiva, cuando existe una variación que supera los límites establecidos y estas puedan desencadenar algún tipo de riesgo potencial al pozo, como seguridad del personal y medio ambiente (ganancia en volúmenes en presas, altos torques, resistencia y arrastre, derrumbes, acumulación de recorte en anular, altos choques y vibraciones en la sarta, gasificaciones, represionamientos, variación de parámetros de perforación, control direccional, etc.) se generan alertas operativas.

Estas alertas operativas son enviadas a un grupo de trabajo previamente establecido (Coordinadores de proyecto, coordinadores de pozo, ingenieros de seguimiento e ingenieros de pozo) a través de mensaje de texto al teléfono celular y vía correo electrónico.

Una alerta operativa ayuda a evitar problemas asociados a la operación que se esté realizando, se toman medida que lleven a optimizar la intervención en el pozo.

Capítulo 3. Análisis de los Tiempos Operacionales Durante la Perforación y Terminación.

Introducción:

Durante el proceso de perforación surgen tiempos no productivos y tiempos normales, los cuales tienen un gran impacto en los tiempos reales de ejecución. En la figura 3.1 se presenta gráficamente la clasificación de estos tiempos reales de perforación.

Tiempo real de perforación: es aquel tiempo necesario para ejecución óptima de todas las actividades de perforación, por lo que es la suma del tiempo productivo y no productivo.

La fase posterior de la ejecución de un proyecto se llama Post-Mortem, y es necesario hacer un análisis para evaluar la construcción del pozo, analizando los tiempos reales, verificando que se cumplió con la meta del plan de desarrollo.

Con este análisis se toman las medidas correspondientes a los tiempos reales de perforación, llegando a las causas y orígenes para aplicar en proyectos futuros, “véase figura 3.1”.

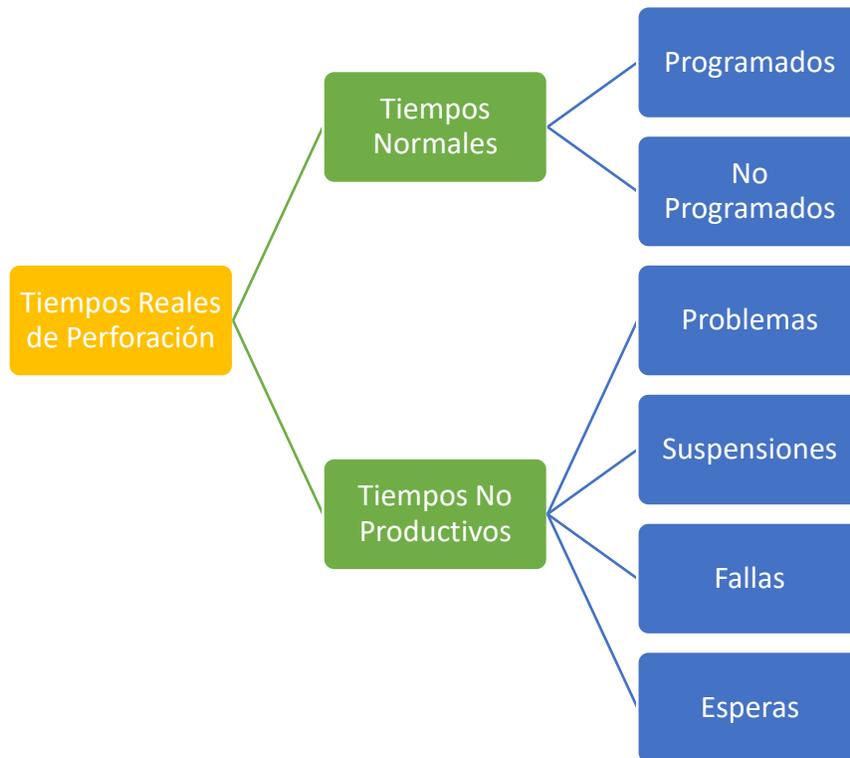


Figura 3.1. Clasificación tiempos reales de perforación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Tiempo normal de perforación: es el tiempo productivo de ejecución sin tomar en cuenta ningún retraso.

Tiempo programado: es el lapso que se planeó en el plan de desarrollo inicial, para cada actividad.

Tiempo no programado: es el lapso que no se planeó en el plan de desarrollo inicial.

Tiempo no productivo: tiempo muerto o tiempo invisible: es el lapso donde se presenta inactividad debido a los sucesos que se presentan, los cuales interrumpen la actividad, y la retrasan los tiempos programados del plan de desarrollo.

Tiempos por problemas: es el periodo inactivo que se presenta durante la perforación asociados a problemas mecánicos y operativos en el agujero como: brotes, atrapamientos, mala cementación, columna geológica inesperada, resistencias etc.

Tiempos por suspensiones: es el periodo inactivo en el cual se suspenden las actividades como: programa de diseño, clima, instalaciones, (libranza), cierres de localización, caminos etc.

Tiempos por fallas: es el periodo inactivo en donde se presentan fallas en las herramientas de perforación como: herramienta de registros, herramienta de navegable, herramientas de sarta de perforación, unidad de disparos, conexiones superficiales y accesorios de TR´S, etc.

Tiempos por esperas: es el periodo inactivo asociado a las esperas como: materiales, instalaciones, componentes de equipo, personal, servicios de compañía, condiciones climatológicas etc.

Para poder identificar el tipo de tiempo, se emplea la siguiente semaforización:



Figura 3.2. Semaforización de tiempos de perforación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Los tiempos de perforación son analizados por etapa y están clasificados por actividades, “véase figura 3.3”

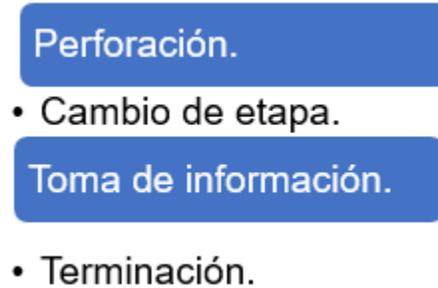


Figura 3.3. Actividades de los tiempos de perforación (María Guadalupe Sllim, 2019).

En el análisis Post-Mortem, los tiempos programados son comparados con los reales, para hacer un análisis de la distribución total por etapa, “véase figura 3.4”.



Figura 3.4. Proceso análisis post-mortem (María Guadalupe Sllim, 2019).

3.1. Análisis Post-Mortem de los tiempos de perforación de 3 pozos.

A continuación, se ejemplifican 3 pozos productores de aceite de la región noreste, se comparan estados mecánicos, columna geológica, reales y programados.

Por otro lado, se describen de manera precisa los tiempos no productivos y tiempos normales durante la perforación y terminación de cada pozo. Se describe a manera de bitácora los días en los que se presentan estos tiempos no productivos para un mejor seguimiento a la hora de analizar las causas de los retrasos que regularmente ocurren durante las operaciones de cada intervención.

3.1.1. Pozo A.

Como primer caso de análisis tenemos un pozo de desarrollo direccional de la región noreste, con una profundidad programada de 4,251 metros y una profundidad real alcanzada de 4,364 metros, en la figura 3.5 se presenta el estado mecánico programado, “véase figura 3.5”.

Estado Mecánico Programado:

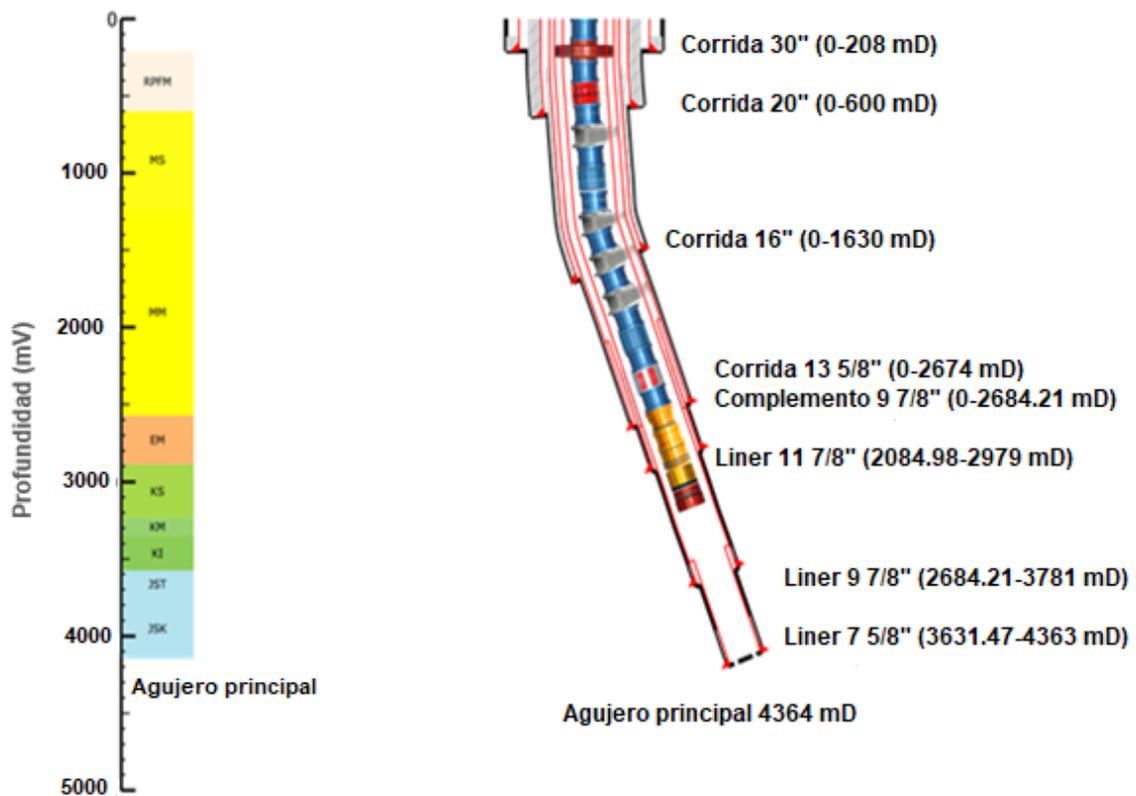


Figura 3.5. Estado mecánico programado (PEMEX,2019).

Se programaron 7 etapas de perforación con un complemento de 9 7/8" a 2,684.21 metros.

Estado Mecánico Real:

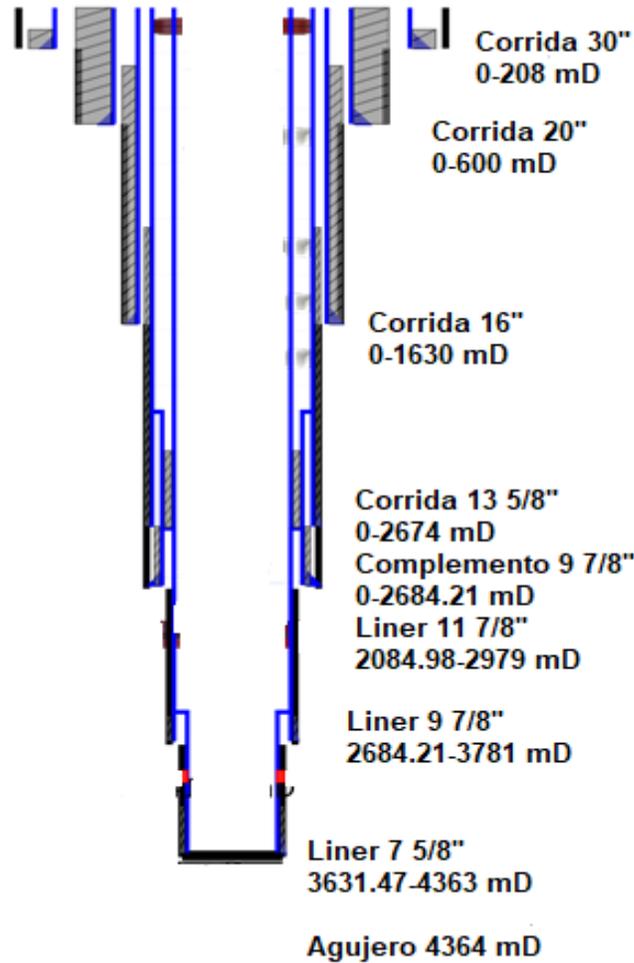


Figura 3.6. Estado mecánico rea (PEMAX,2019).

En la siguiente tabla se encuentra la descripción de cada etapa de perforación:

Etapa	Diámetro	Tipo TR	Clasificación TR	Profundidad m	Longitud m
1	30"	Corrida	Conductor	208	208.0
2	20"	Corrida	Superficial	600	600
3	16"	Corrida	Superficial	1,630	1,630
4	13 5/8"	Corrida	Intermedia	2,674	2,674
5	11 7/8"	Liner	Intermedia	2,979	8,94.02
6	9 7/8"	Liner	Intermedia	3,781	1,096.79
-	9 7/8"	Complemento	Intermedia	2,684.21	2,684.21
7	7 5/8"	Liner	Explotación/ Producción	4,363	731.53

Tabla 3.1. Tabla de distribución de tr's (María Guadalupe Sllim, 2019).

Tiempos normales de operación:

En la figura 3.7 se distribuyen los tiempos normales durante la perforación y cambio de etapa.

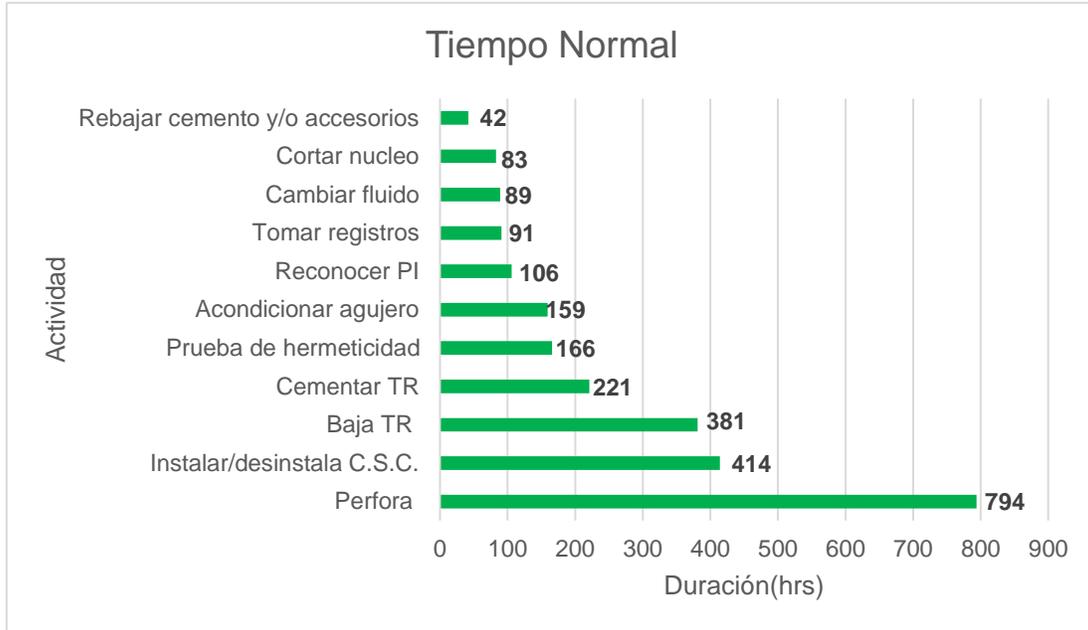


Figura 3.7. Distribución de tiempo normal de operación durante la perforación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Durante la perforación transcurrieron 794 horas de tiempo normal, que son 33 días. Durante el cambio de etapa en tiempo normal transcurrieron 1,752 horas, que son 73 días.

En la figura 3.8 se distribuyen los tiempos normales durante la terminación.

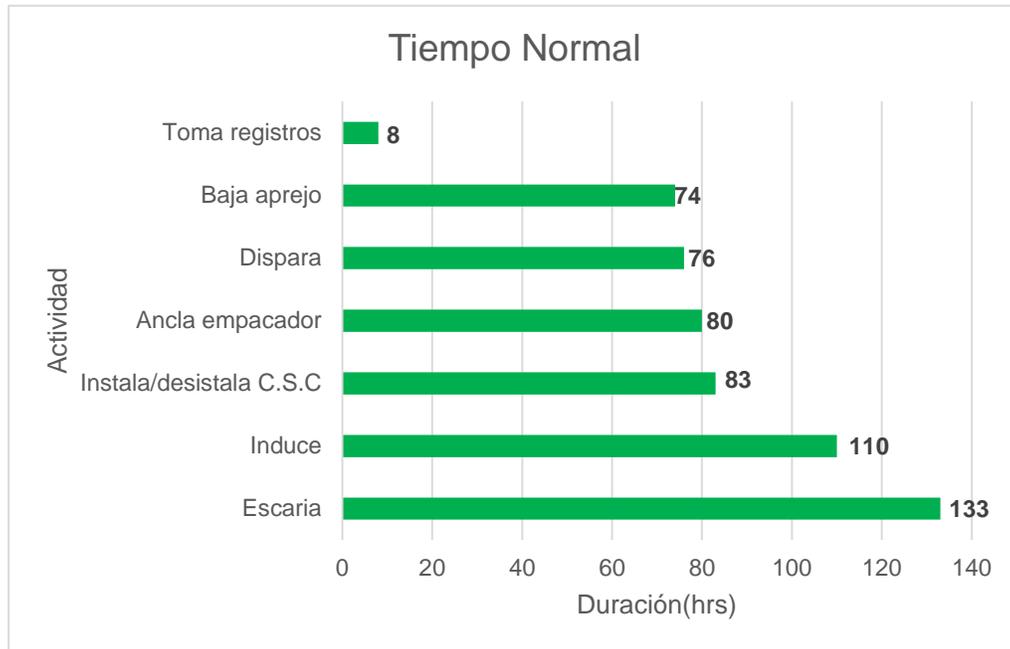


Figura 3.8. Distribución de tiempo normal de operación durante la terminación (María Guadalupe Sillim, 2019).

Durante la perforación transcurrieron 564 horas de tiempo normal, que son 23.5 días.

Tiempos no productivos de operación:

Como siguiente análisis, se identifican cuáles son las principales causas de los tiempos no productivos que se presentan durante la intervención a pozo.

En la figura 3.9 se grafica la profundidad vs la duración en días durante la perforación.

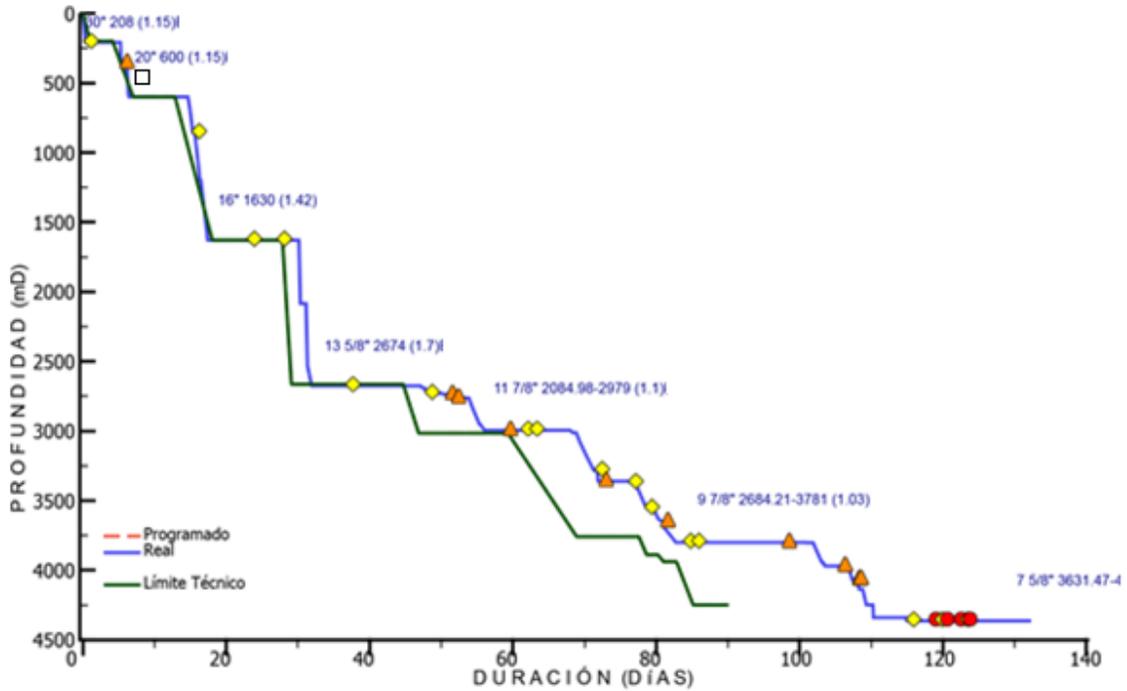


Figura 3.9. Grafica profundidad vs duración de perforación (PEMEX,2019).

En la figura 3.10 se grafica la profundidad vs la duración en días durante la terminación.

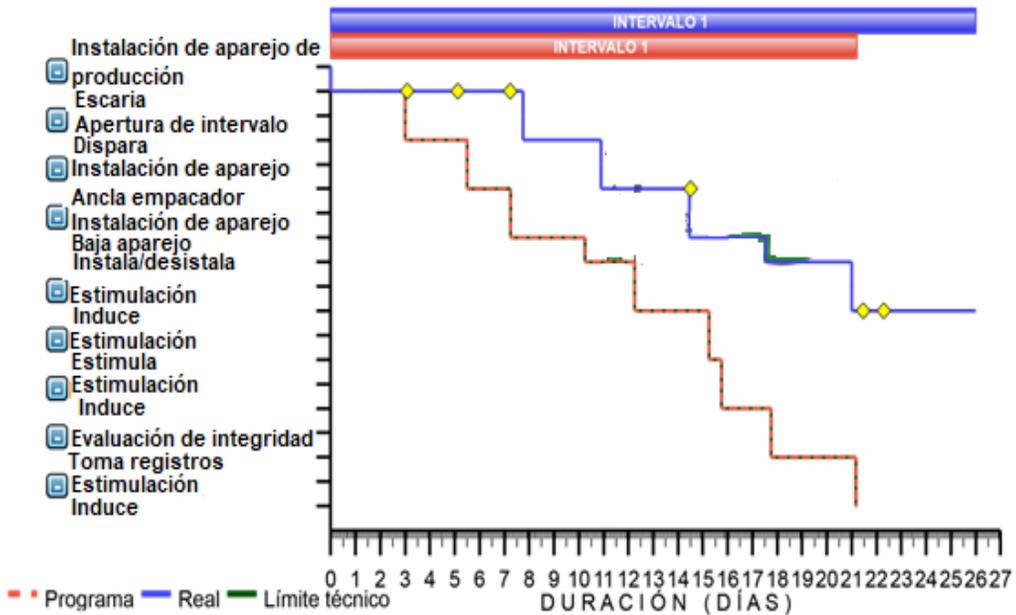


Figura 3.10. Grafica profundidad vs duración durante la terminación (PEMEX,2019).

En la tabla 3.2 se comparan los días programados de perforación, cambio de etapa y terminación contra los días reales de perforación, cambio de etapa y terminación. Posterior se muestra el cumplimiento de lo programado respecto a lo real en porcentaje.

Concepto	Programado días	Real días	Cumplimiento %
Perforación	26	33	-26.92
Cambio de etapa	64	99	-54.68
Terminación	21	26	-23.80
Total	111	158	-42.34

Tabla 3.2. Comparativo total de tiempos por concepto (María Guadalupe Sllim, 2019).

La figura 3.11 muestra de manera gráfica la comparación de los días reales respecto a los programados, para cambio de etapa, perforación y terminación respectivamente.

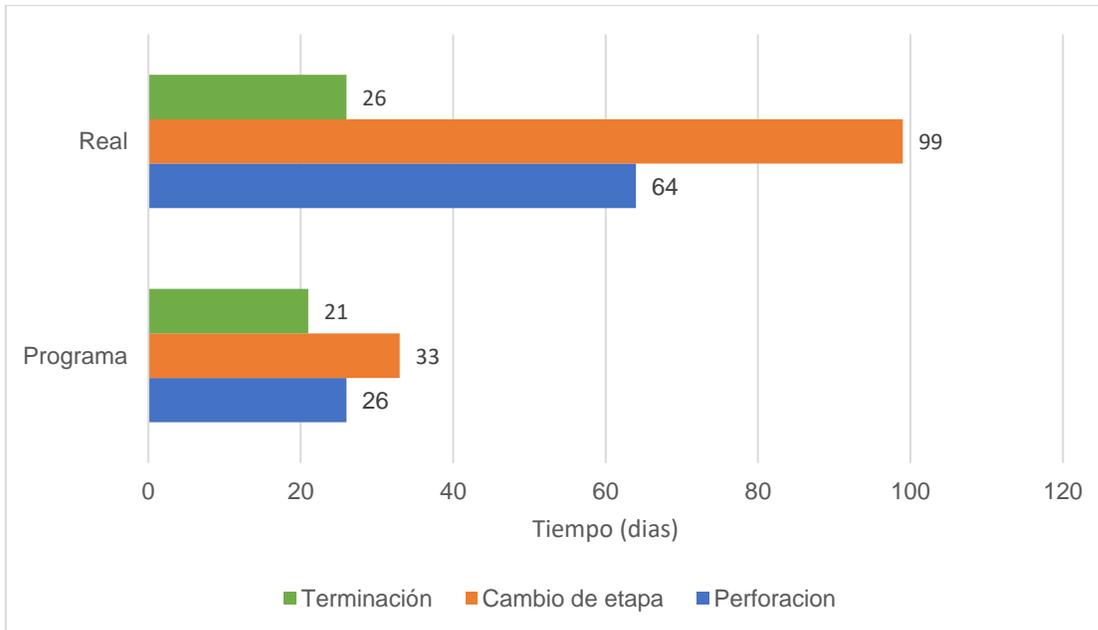


Figura 3.11. Comparativo total de tiempos por concepto (María Guadalupe Sllim, 2019).

En este caso el porcentaje de cumplimiento de lo programado respecto a lo real nos da un porcentaje negativo, esto debido a la diferencia marcada de días durante la perforación, cambio de etapa y terminación.

Teniendo esto en cuenta se obtienen en la figura 3.12, en donde se reflejan los porcentajes a los que equivale cada tiempo no productivo (problemas, suspensiones, fallas y esperas) y los tiempos normales durante las operaciones durante la perforación y cambio de etapa.

Para la perforación y cambio de etapa se programaron 90 días, después de presentar un 80.12% de tiempo normal, teniendo 132 días reales de perforación y cambio de etapa.

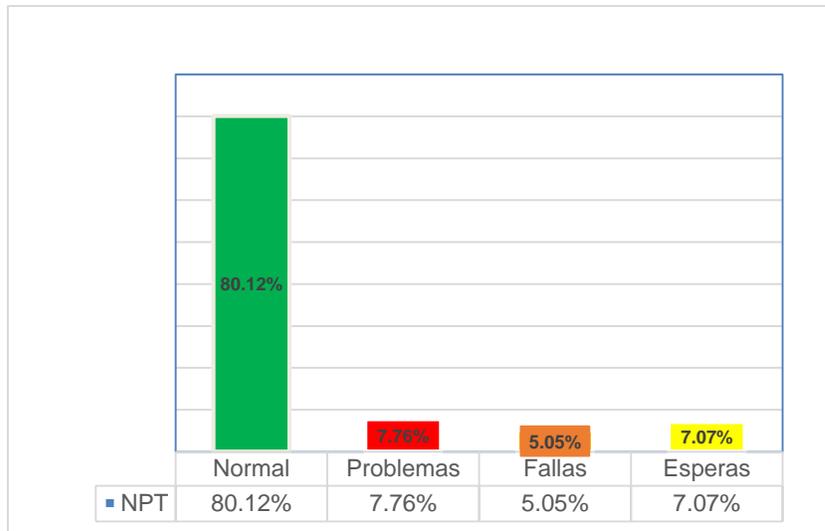


Figura 3.12. Distribución de los tiempos de operación durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Los problemas fueron los tiempos no productivos que más impacto tuvieron durante las operaciones, como segundo las esperas y en tercero las fallas.

Para la terminación se programaron 21 días, después de presentar un 90.22% de tiempo normal, teniendo 26 días reales de terminación.

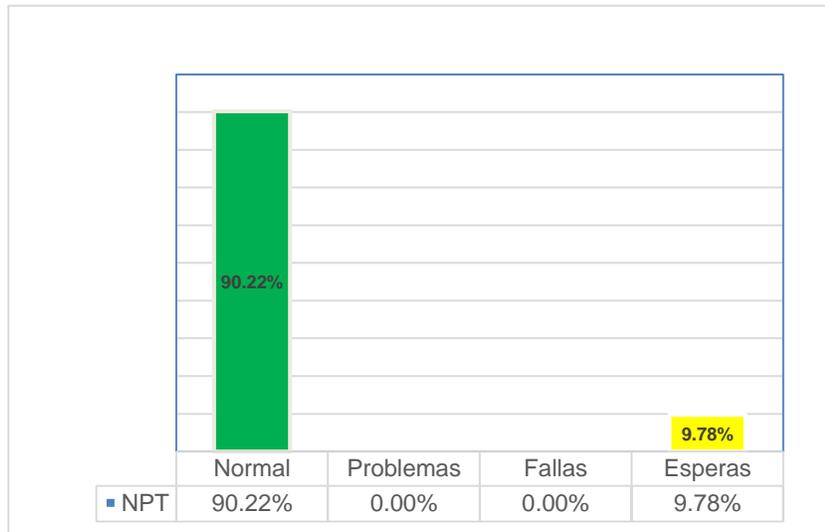


Figura 3.13. Distribución de los tiempos de operación durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Las esperas fueron los tiempos no productivos que más impacto tuvieron durante las operaciones.

En la tabla 3.3 se muestra por etapa los días reales y programados para cada una de las etapas.

Etapa	Diámetro pg	Profundidad m	Programado días	Real días	Cumplimiento %
1	30"	208	4	5	-25
2	20"	600	8.5	10	-17.64
3	16"	1,630	14.5	13	10.34
4	13 5/8"	2,674	17.5	18	-2.85
5	11 7/8"	2,979	14	21.5	-53.57
6	9 7/8"	3,781	18.5	34	-83.78
-	9 7/8"	2,684.21	-	-	-
7	7 5/8"	4,363	13	30.5	-134.61
Total			90	132	-46.66

Tabla 3.3. Comparativo total de tiempos por etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la figura 3.14 se muestra de manera gráfica los días reales y programados por etapa para cada operación.

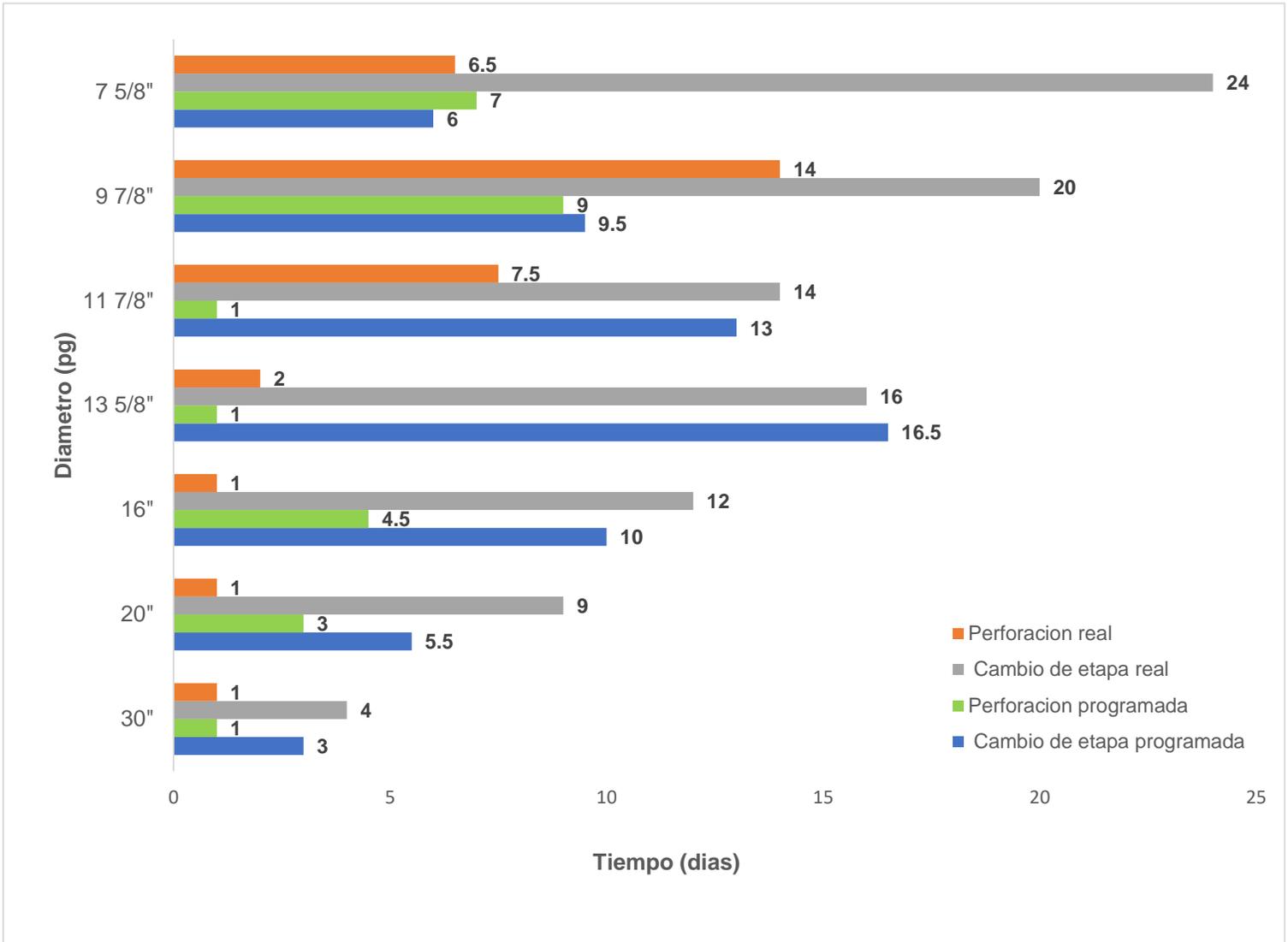
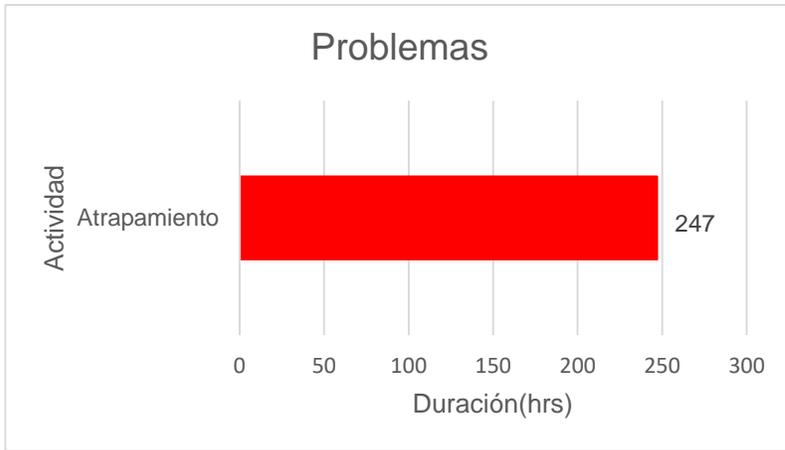


Figura 3.14. Comparativo total de tiempos por etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la etapa de 7 5/8" fue en la que más se mostró una diferencia de -134.61% respecto a lo programado de 13 días y reales de 30.5 días, teniendo 17.5 días fuera del programa para esta etapa.

En la figura 3.15 se muestran los tiempos no programados de manera específica para cada tipo de tiempo no productivo, analizando la causa de cada uno durante la perforación y cambio de etapa.



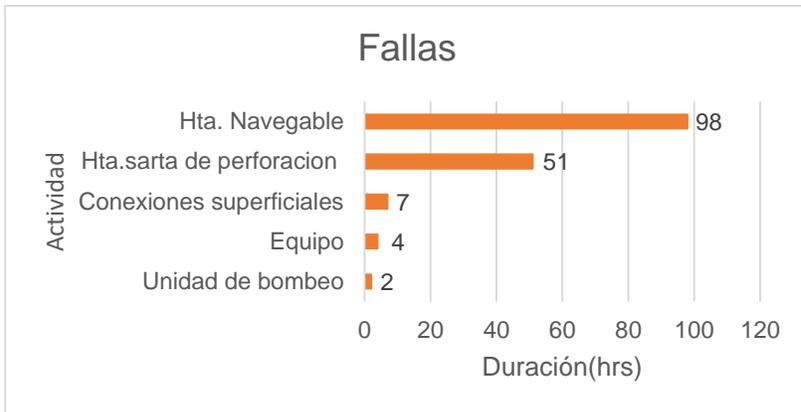
- Atrapamiento de cable 247 horas.

Figura 3.15. Problemas durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó cuando se recuperaba el cable a superficie.

Debido a que la formación que se presentó fue deleznable al momento de tomar la información correspondiente del pozo el cable se atrapaba, por lo que se debe circular el pozo de manera minuciosa para mantener limpio el espacio anular.



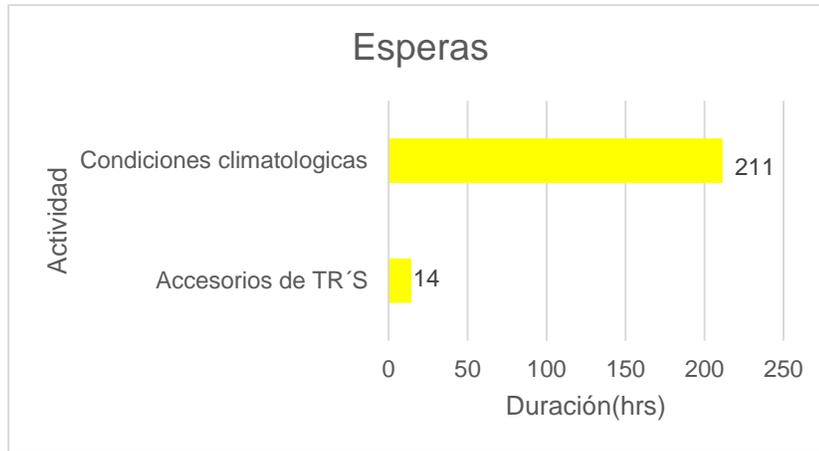
- Navegador 98 horas.
- Ampliador 51 horas.
- Cabeza rotatoria 7 horas.
- Sistema de presa de lodos 2 horas.
- Llave de manejo de tuberías 1 hora.
- Top drive 1 hora.
- Sistema hidráulico horas.

Figura 3.16. Fallas durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó cuando se perforaba.

Se presentó falla en la señal del navegador, por lo que se cambió el navegador por uno nuevo.



- Centraores 14 horas.
- Frente frio 177 horas.
- Vientos 31 horas.
- Lluvia fuerte 13 horas.

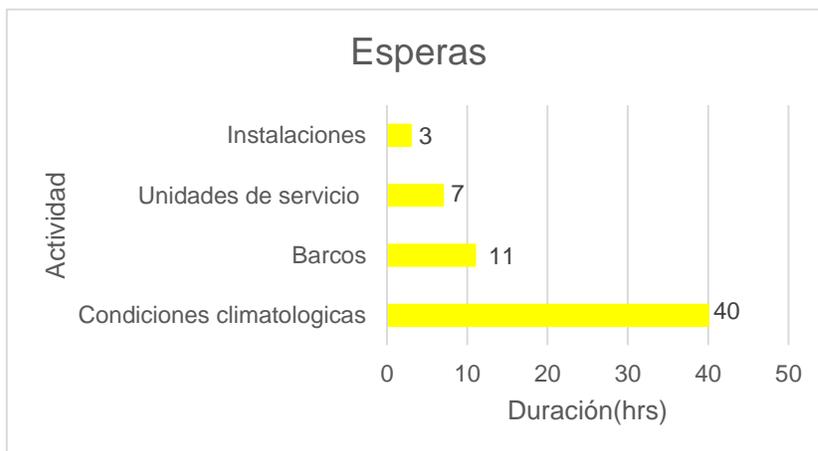
Figura 3.17. Esperas durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó debido a las condiciones climatológicas del lugar.

Las esperas se presentaron debido a las condiciones climatológicas sumando 211 horas de esperas que no se pueden controlar.

Las esperas de centraores se derivaron del mal tiempo y le fue imposible llegar a tiempo al barco abastecedor a plataforma.



- **Frente frio** 34 horas.
- Vientos 6 horas.
- Barco lodero 11 horas.
- Unidad de tubería flexible 7 horas.
- Libranza 3 horas

Figura 3.18. Esperas durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó debido a las condiciones climatológicas del lugar.

Durante la terminación las esperas fueron lo que más impacto en los tiempos no productivos con 40 horas.

Bitácora de tiempos no productivos.

NPT'S de mayor impacto durante la perforación.

Etapa	Día	Profundidad (m)	NPT	Motivo	Horas
Segunda	5	356	Falla 	Top Drive.	1
Tercera	16	857	Espera 	Lluvia fuerte.	1
	23	1,630	Espera 	Frente frio	11
	27	1,630	Espera 	Lluvia fuerte.	1
Cuarta	37	2,675	Espera 	Frente frio	40.5
Quinta	48	2,730	Espera 	Frente frio	46.5
	51	2,736	Falla 	Sistema hidráulico.	1.5
	52	2,762	Falla 	Amplificador.	50.5
	59	2,995	Falla 	Llave de manejo de tubería.	1
	61	2,995	Espera 	Vientos fuertes.	24.5
	63	2,995	Espera 	Vientos fuertes.	6
Sexta	72	3,285	Espera 	Frente frio.	2.5
	73	3,360	Falla 	Navegador.	95
	77	3,372	Espera 	Frente frio.	11.5
	79	3,556	Espera 	Frente frio.	14.5
	81	3,651	Falla 	Sistema de presa de lodos.	1.5
	84	3,800	Espera 	Accesorios TR	14
	86	3,800	Espera 	Frente frio	8.5
	98	3,800	Falla 	Cabeza rotatoria.	1
Séptima	106	3,970	Falla 	Navegador.	3
	108	4,065	Falla 	Cabeza rotatoria.	3
	115	4,364	Espera 	Frente frio.	18.5
	118	4,364	Problema 	Atrapamiento de cable.	22
	119	4,364	Espera 	Frente frio	16
	120	4,364	Problema 	Atrapamiento de cable.	44.5
	122	4,364	Problema 	Atrapamiento de cable.	22.5
	123	4,364	Espera 	Frente frio.	7.5
	124	4,364	Problema 	Atrapamiento de cable.	157.5

Tabla 3.4. Bitácora durante cada etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Aspectos relevantes:

En la perforación de la 3 etapa de 16” se logró una diferencia de 1.5 días respecto a los días programados, en esta etapa fue en la única que se logró reducir los tiempos no productivos y terminar la actividad antes de lo programado.

13 horas por esperas de condiciones climatológicas y se logró terminar la etapa a los 13 días de 14.5 programados.

Durante la terminación se presentó un retraso de 5 días. Con tiempo normal de 90.22%

Recomendaciones:

Para prevenir atrapamientos de cable o en general de la sarta de perforación se debe mantener la limpieza del agujero siempre de manera óptima.

Se debe dar mantenimiento periódicamente a las herramientas navegables, dada la sensibilidad de estas para transmitir señal desde el fondo del pozo a la superficie.

Las esperas no se pueden controlar por ello se deben prever los demás tiempos no productivos.

3.1.2. Pozo B.

Como segundo caso de análisis tenemos un pozo de desarrollo direccional de la región noreste, con una profundidad programada de 4,983 metros y una profundidad real alcanzada de 4,958 metros, en la figura 3.19 se presenta el estado mecánico programado.

Estado Mecánico Programado:

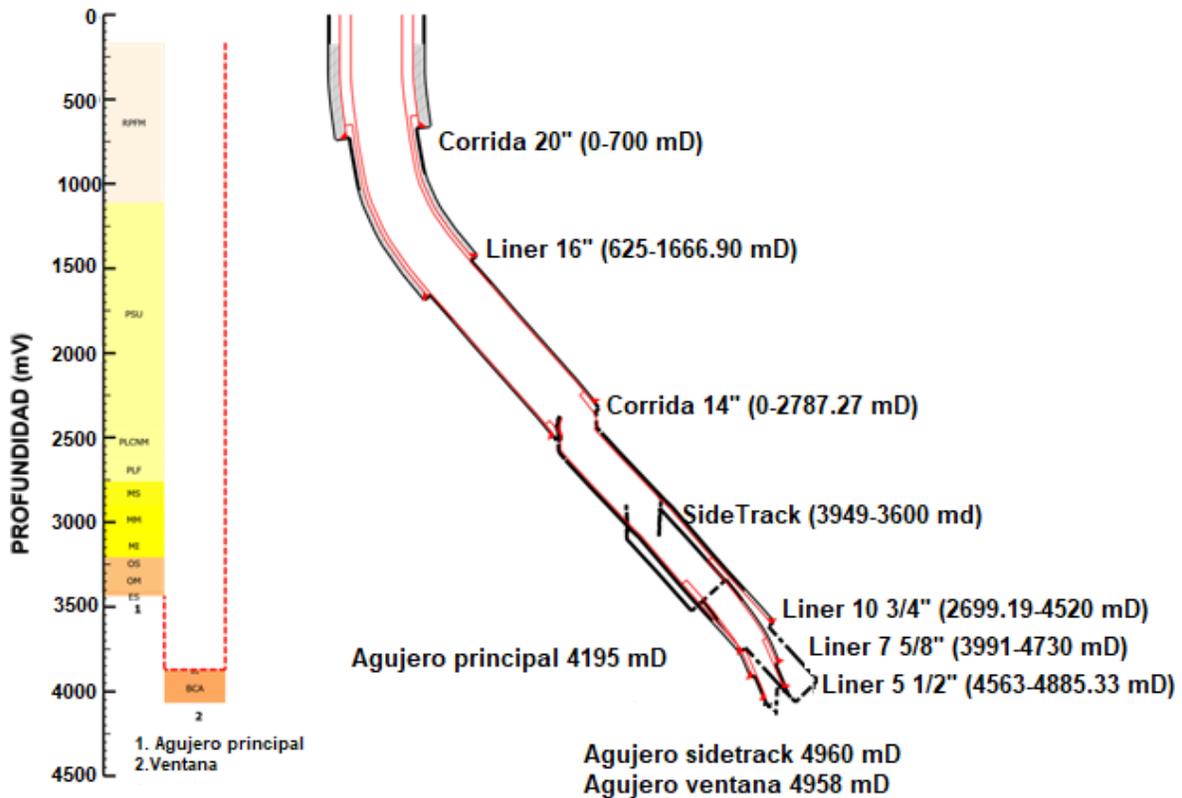


Figura 3.19. Estado mecánico programado (PEMEX.2019).

Se programaron 6 etapas de perforación con un sidetrack de 3,949 a 3,600 metros.

Estado Mecánico Real:

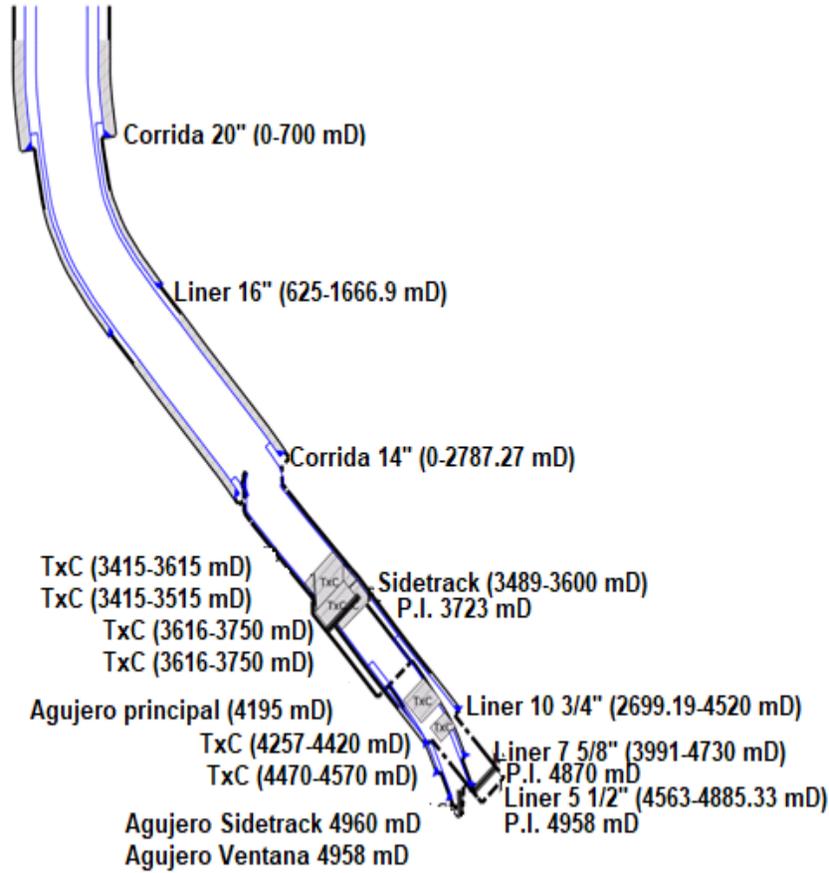


Figura 3.20. Estado mecánico real (PEMEX,2019)

Etapa	Diámetro pg	Tipo TR	Clasificación TR	Profundidad m	Longitud m
1	20"	Corrida	Conductor	700	700
2	16"	Liner	Intermedia	1,666.90	1,041.90
3	14"	Corrida	Superficial	2,787.27	2,787.271
4	10 3/4"	Liner	Intermedia	4,520	1,820.81
5	7 5/8"	Liner	Intermedia	4,730	739
6	5 1/2"	Liner	Explotación/ Producción	4,885.33	322.33

Tabla 3.5. Tabla de distribución de tr's (María Guadalupe Sllim, 2019).

Tiempos normales de operación:

En la figura 3.21 se distribuyen los tiempos normales durante la perforación y cambio de etapa.

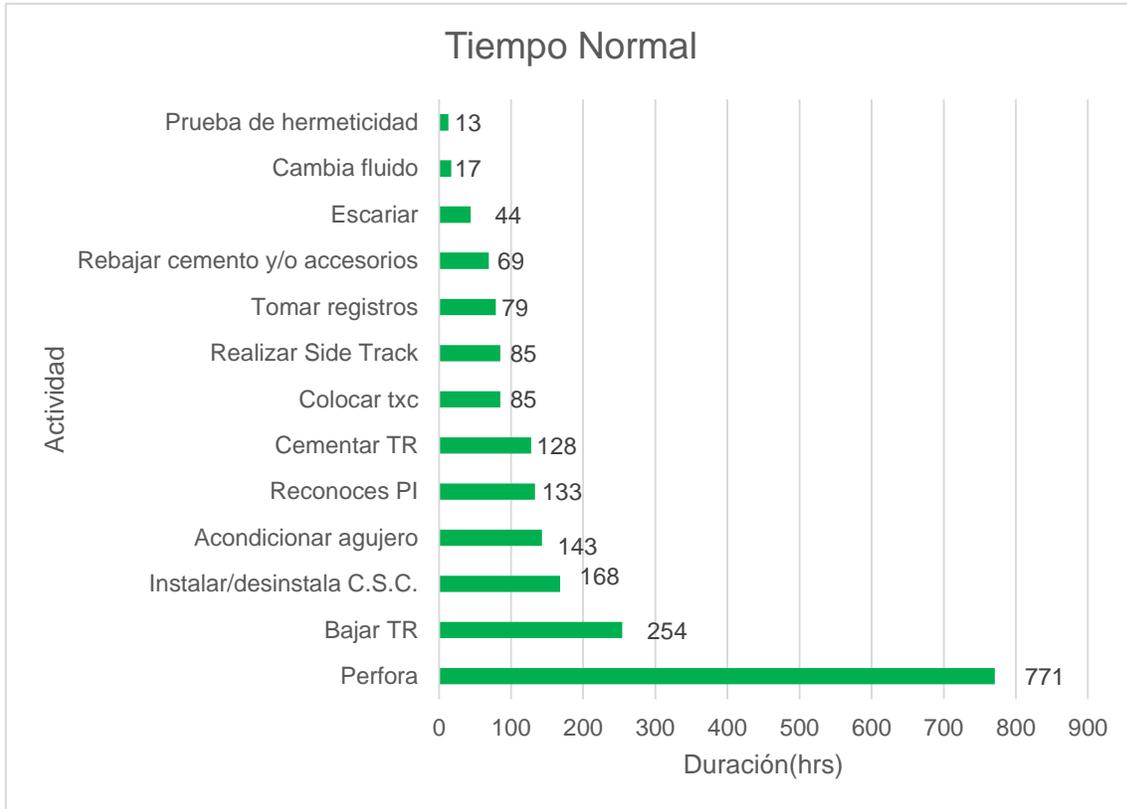


Figura 3.21. Distribución de tiempo normal de operación durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Durante la perforación transcurrieron 771 horas de tiempo normal, 32 días normales.

Durante el cambio de etapa en tiempo normal transcurrieron 1218 horas, 50 días normales.

En la figura 3.22 se distribuyen los tiempos normales durante la terminación.

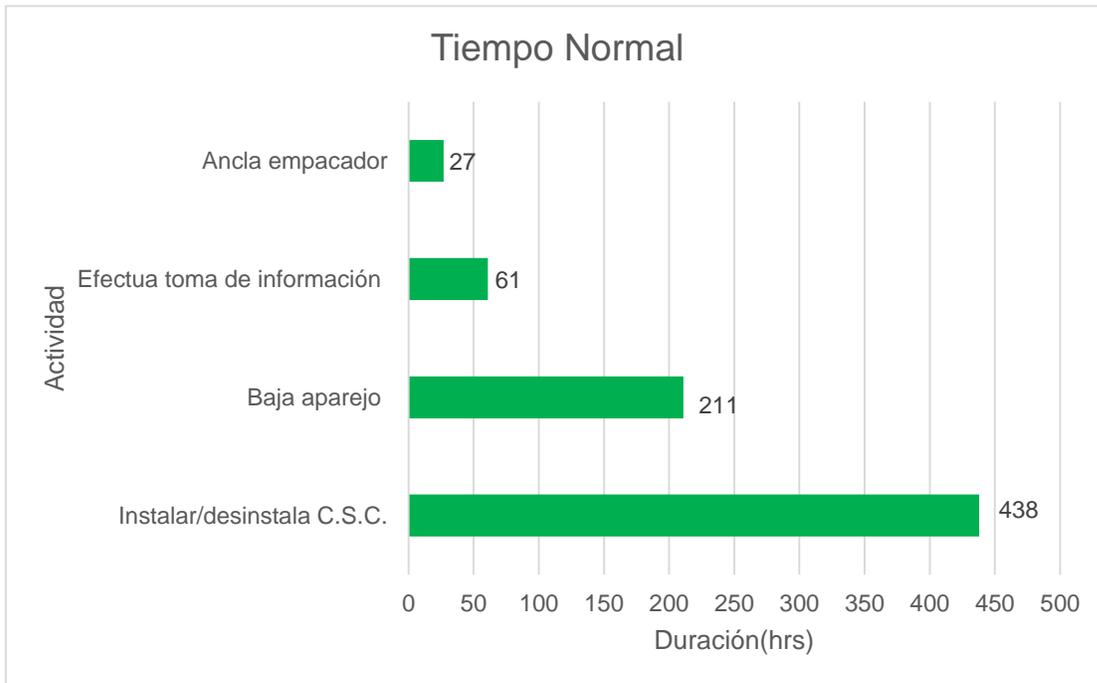


Figura 3.22. Distribución de tiempo normal de operación durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Durante la terminación transcurrieron 737 horas de tiempo normal, 30.5 días normales.

Tiempos no productivos de operación:

Como el siguiente análisis se identifican cuáles son las principales causas de los tiempos no productivos que se presentan durante la intervención a pozo.

En la figura 3.23 se grafica la profundidad vs la duración en días durante la perforación y cambio de etapa.

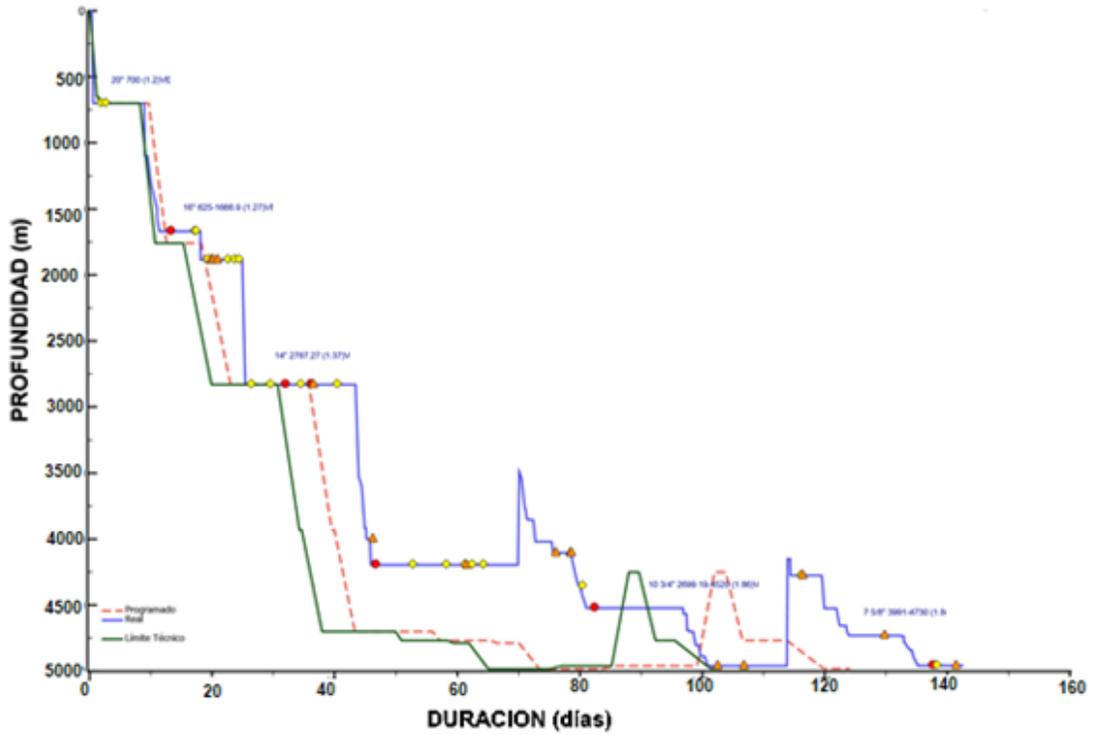


Figura 3.23. Grafica profundidad vs duración de perforación (PEMEX,2019).

En la figura 3.24 se grafica la profundidad vs la duración en días durante la terminación.

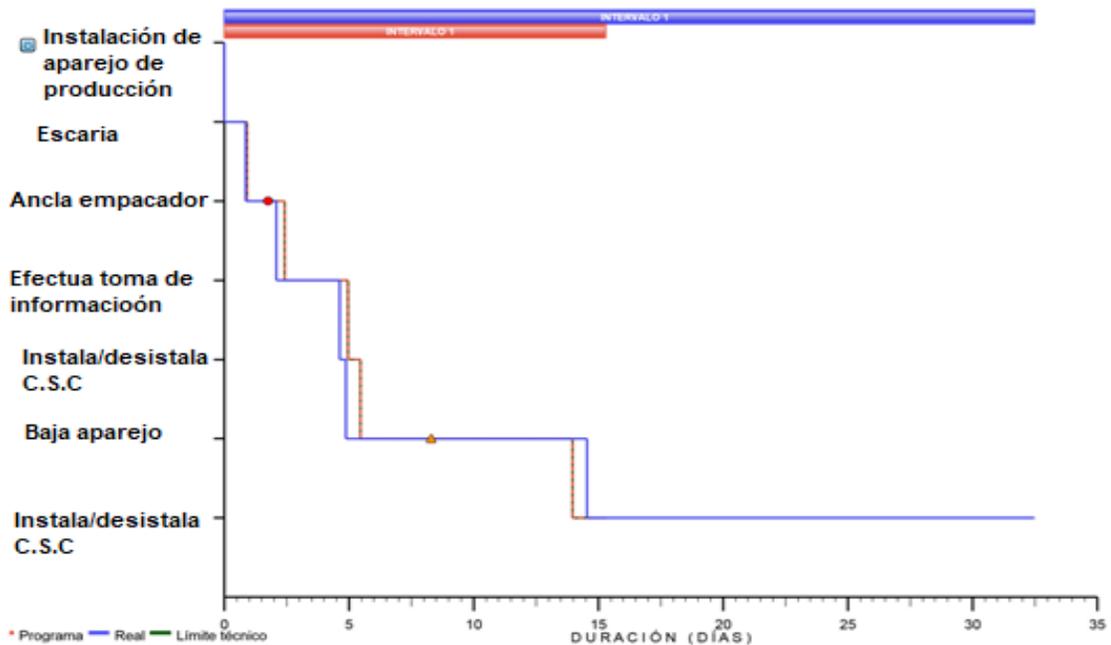


Figura 3.24. Grafica profundidad vs duración durante la terminación (PEMEX,2019).

En la siguiente tabla se comparan los días programados de perforación y cambio de etapa contra los días reales de perforación y cambio de etapa. Posterior se muestra el cumplimiento de lo programado respecto a lo real en porcentaje.

Concepto	Programado días	Real días	Cumplimiento %
Perforación	24	33	-37.5
Cambio de etapa	100	109.5	-9.5
Terminación	15	32.5	-116.66
Total	139	175	-25.89

Tabla 3.6. Comparativo total de tiempos por concepto (María Guadalupe Sllim, 2019).

La figura 3.23 muestra de manera gráfica la comparación de los días reales respecto a los programados, para cambio de etapa y perforación respectivamente.

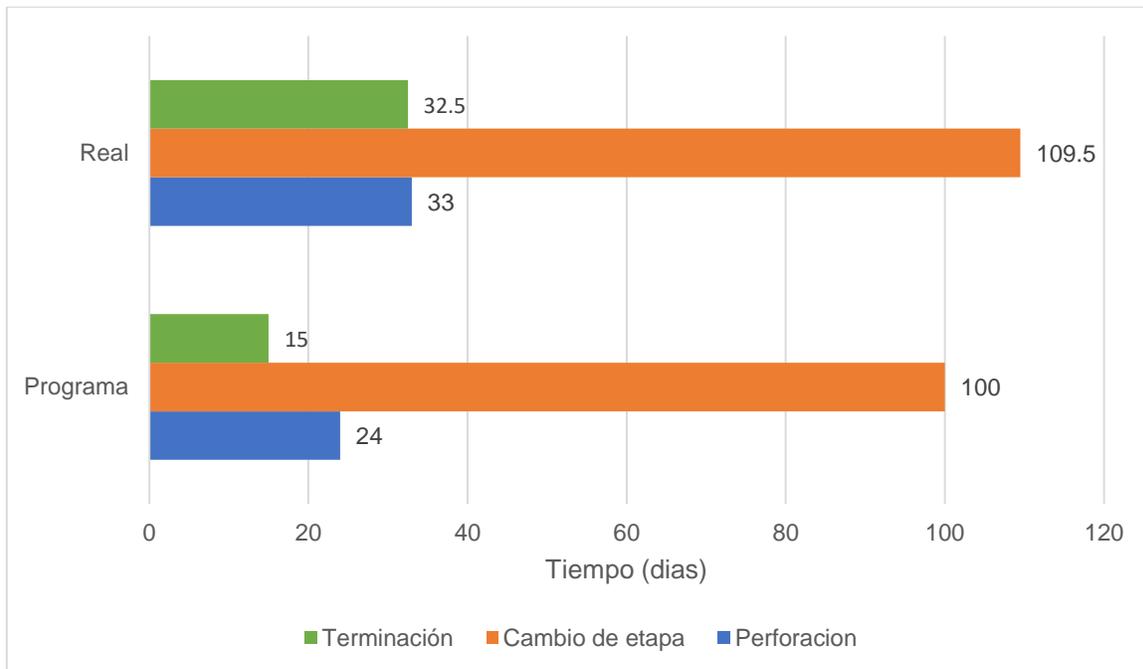


Figura 3.25. Comparativo total de tiempos por concepto (María Guadalupe Sllim, 2019).

En este caso el porcentaje de cumplimiento de lo programado respecto a lo real nos da un porcentaje negativo, esto debido a la diferencia marcada de días durante la perforación, cambio de etapa y terminación.

Teniendo esto en cuenta se obtienen en la figura 3.26, en donde se reflejan los porcentajes a los que equivale cada tiempo no productivo (problemas, suspensiones, fallas y esperas) y los tiempos normales durante las operaciones durante la perforación.

Para la perforación y cambio de etapa se programaron 124 días, después de presentar un 56.40% de tiempo normal, teniendo 142.5 días reales de perforación y cambio de etapa.

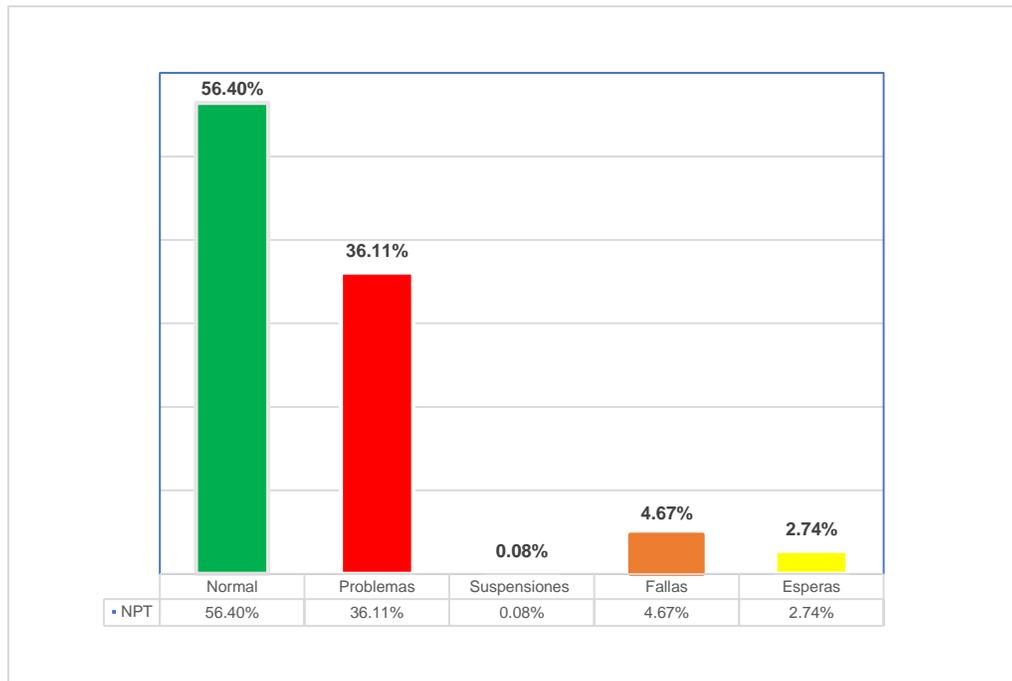


Figura 3.26. Distribución de los tiempos de operación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Los problemas fueron los tiempos no productivos que más impacto tuvieron durante las operaciones, como segundo las fallas, en tercero las esperas y como una muy pequeña parte las suspensiones.

Para la terminación se programaron 15 días, después de presentar un 96.99% de tiempo normal, teniendo 32.5 días reales de terminación.

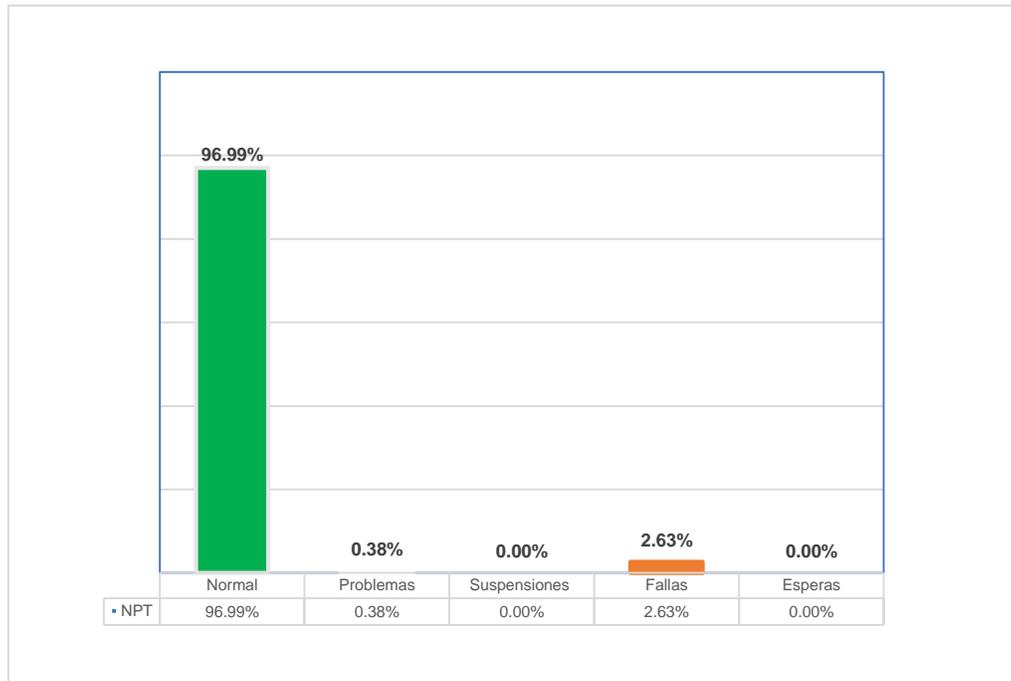


Figura 3.27. Distribución de los tiempos de operación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Las fallas fueron los tiempos no productivos que más impacto tuvieron durante las operaciones, como segundo los problemas.

En la siguiente tabla se muestra por etapa los días reales y programados para cada una de ellas.

Etapa	Diámetro pg	Profundidad m	Programado días	Real días	Cumplimiento %
1	20"	700	9.5	9	5.26
2	16"	1,666.90	10	16.5	-65
3	14"	2,787.27	14.5	23.5	-62.06
4	10 3/4"	4,520	66	51	22.72
5	7 5/8"	4,730	9	32	-255.55
6	5 1/2"	4,885.33	15	10.5	30
Total			124	142.5	-14.91

Tabla 3.7. Comparativo total de tiempos por etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la figura 3.28 se muestra de manera gráfica los días reales y programados por etapa para cada operación.

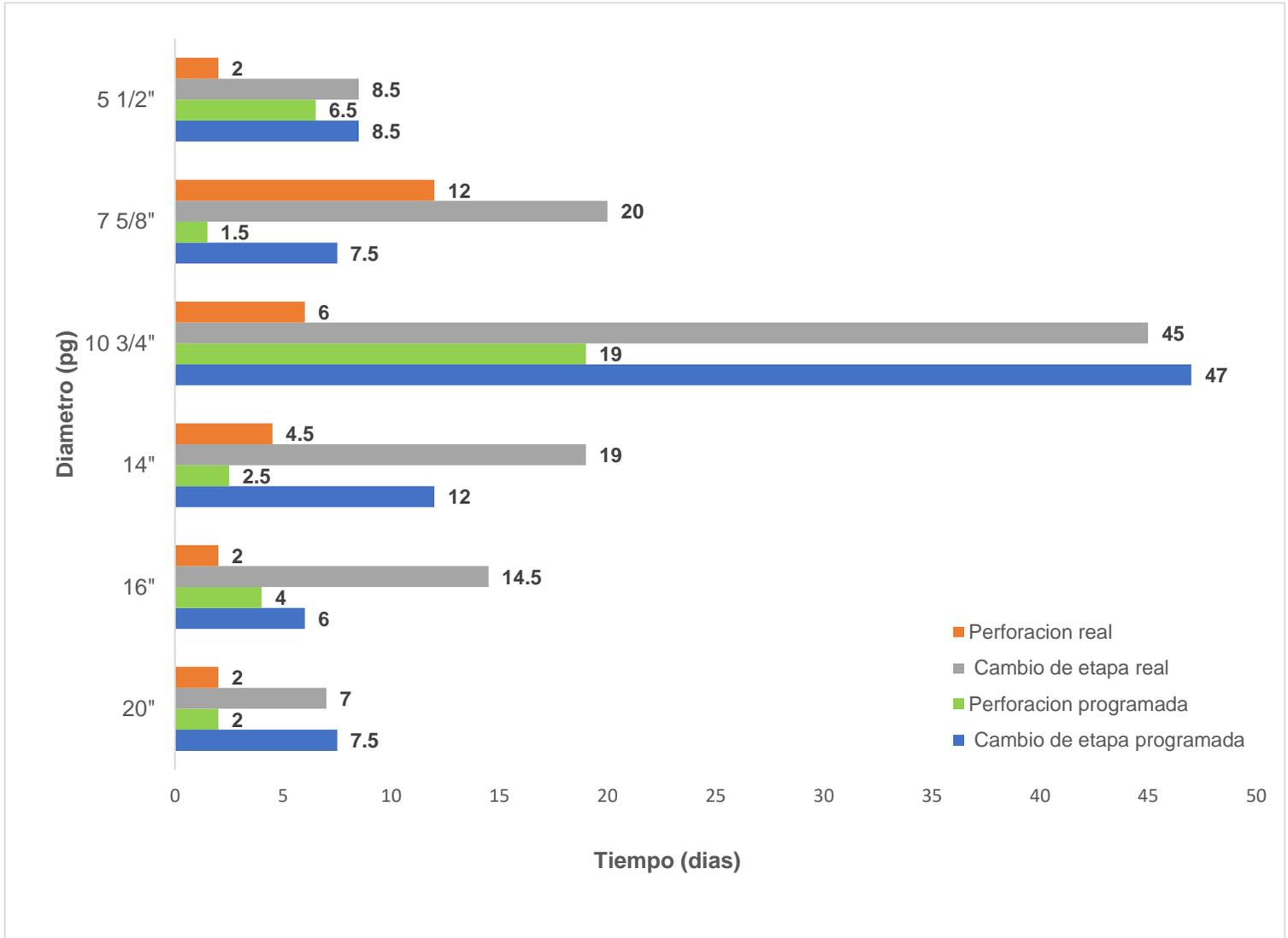
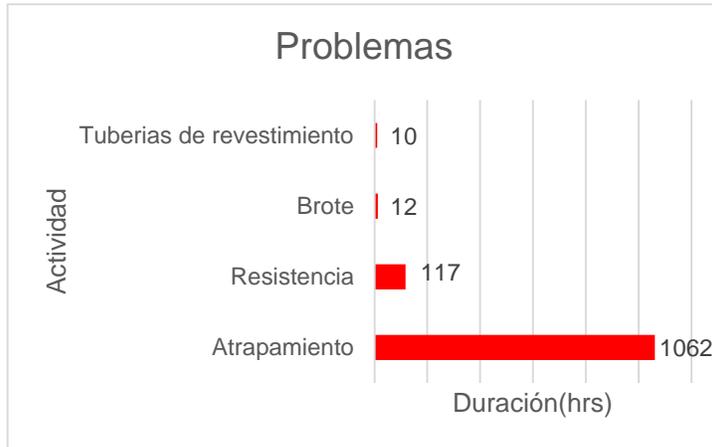


Figura 3.28. Comparativo total de tiempos por etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la etapa de 7 5/8" fue en la que más se mostró una diferencia de -255.55% respecto a lo programado de 9 días y reales de 32 días, teniendo 23 días fuera del programa para esta etapa.

En las siguientes figuras se muestran los tiempos no programados de manera específica para cada tipo de tiempo no productivo, analizando la causa de cada uno durante la perforación y cambio de etapa.



- Atrapamiento de sarta de trabajo 1062 horas.
- Resistencia de tubería de revestimiento 117 horas.
- Brote de aceite 12 horas.
- Anomalía de TR 10 horas.

Figura 3.29. Problemas durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

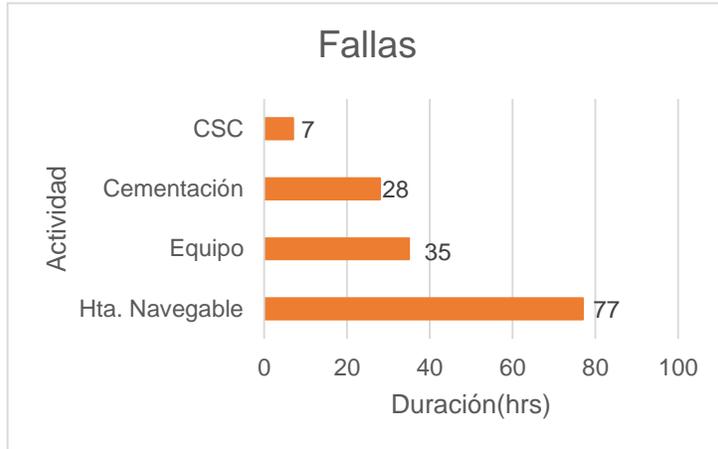
- Atrapamiento de sarta de trabajo, se presentó cuando se recuperaba la sarta a superficie y cuando se bajaba a fondo de pozo perforado.
- Resistencia de tubería de revestimiento, se presentó cuando se bajaba liner.

Se debe circular el pozo hasta acarrear los recortes a superficie para mantener limpio el espacio anular, en particular en este pozo se debía mantener lo más limpio posible, debido a la complejidad de la columna geológica.



- Tormenta eléctrica 3 horas.

Figura 3.30. Suspensiones durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

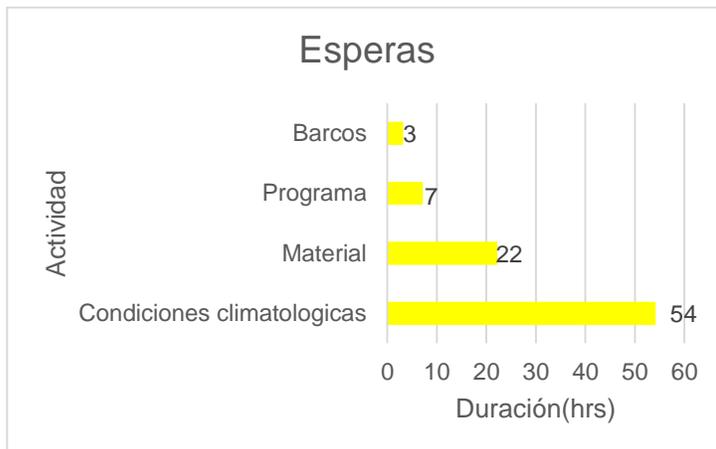


- MWD 77 horas.
- Tubo lavador 30 horas.
- Top drive 2 horas.
- Motor de CA. 1 hora.
- Malacate 1 hora.
- Líneas de abastecimiento 1 hora.
- Equipo de cementación 28 horas.
- Stand pipe 3 horas.
- Unidad para operar preventores 4 horas.

Figura 3.31. Fallas durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones

- Se presentó en la herramienta navegable, se dañó la herramienta navegable MWD al momento de perforar. Se cambió la herramienta MWD por una nueva.



- Barco a disposición 3 horas.
- Refacciones 20 horas.
- Explosivos 2 horas.
- Programada del activo 7 horas.
- Mareas 6 horas.
- Vientos 48 horas.

Figura 3.32. Esperas durante la perforación y cambio de etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones

Se presentaron espera debido a las condiciones climatológicas sumando 54 horas de esperas que no se pueden controlar.

En la figura 3.32 y 3.33 se muestra los tiempos no programados de manera específica para cada tipo de tiempo no productivo, analizando la causa de cada uno durante la terminación.



- Atrapamiento de empacador 3 horas.

Figura 3.33. Problemas durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones

- Se presentó atrapamiento de empacador debido a un brote de aceite.
Se optó por sustituir el empacador por uno nuevo.



- BEC 21 horas.

Figura 3.34. Fallas durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones

- Se presentó falla durante disparos debido a cable dañado.
Se cambió el cable del sistema BEC.

Bitácora de tiempos no productivos.

NPT'S de mayor impacto durante la perforación.

Etapa	Día	Profundidad (m)	NPT	Motivo	Horas	
Primera	2	700	Espera 	Barco.	1	
Segunda	16	1,885.46	Espera 	Programa del activo.	3	
	19	1,885.46	Espera 	Fuertes vientos.	2	
	20-21	1,885.46	Falla 	Tubo lavador/ uniflex.	30	
Tercera	28	2,860	Espera 	Vientos fuertes.	2	
	29	2,860	Espera 	Vientos fuertes.	8	
	31	2,860	Problema 	Tubería de revestimiento.	11	
	34	2,860	Espera 	Vientos fuertes.	11	
	36	2,860	Problema 	Anomalía de TR.	9	
	37	2,860	Falla 	Motor CA.	1	
	40	2,860	Espera 	Mareas fuertes.	6	
Cuarta	47	3,999	Falla 	MWD	12	
	48	4,195	Problema 	Atrapamiento de sarta.	280	
	53	4,195	Espera 	Explosivos.	2	
	58-62	4,195	Espera 	Vientos fuertes.	11	
	61	4,195	Falla 	Equipo de cementación.	28	
	64	4,195	Espera 	Barco.	2	
	SIDE TRACK					
	76-79	4,104	Falla 	MWD	67	
	80	4,356	Espera 	Vientos fuertes.	2	
	82	4,522	Problema 	Atrapamiento de sarta.	386	
Quinta	103	4,960	Falla 	Top drive.	1	
	107	4,960	Falla 	Líneas de abastecimiento	1	
	115	4,960	Espera 	Vientos fuertes.	0.5	
	116	4,960	Falla 	Malacate.	1	
	129	4,960	Falla 	Unidad para operar preventores.	4	
Sexta	137	4,960	Problema 	Resistencia de TR.	106	
	138	4,960	Espera 	Vientos fuertes.	1.5	
	140	4,960	Suspension 	Tormenta eléctrica.	3	
	141	4,960	Falla 	Top drive.	1	

Tabla 3.8. Bitácora durante cada etapa (María Guadalupe Sillim, 2019).

Aspectos relevantes:

En la perforación de la 6 etapa de 5 1/2" se logró una diferencia de 4.5 días respecto a los días programados, en esta etapa fue la que se logró reducir los tiempos no productivos y terminar la actividad antes de lo programado respecto al porcentaje.

En la etapa de 10 3/4" debido a la programación del sidetrack se logró manejar bien esta zona problema y de 66 días programados, se redujeron a 51 días.

Durante la terminación de 15 días programados se alargaron a 17.5 días más, teniendo un total de 32.5 días.

Recomendaciones:

Para prevenir atrapamientos de la sarta de perforación y resistencia de liners se debe mantener la limpieza del agujero siempre de manera óptima. Realizar viaje corto.

Se debe dar mantenimiento periódicamente a las herramientas navegables, dadas la sensibilidad de estas herramientas para transmitir señal desde el fondo del pozo a la superficie.

3.1.3. Pozo C.

Como tercer caso de análisis tenemos un pozo de desarrollo direccional de la región noreste, con una profundidad programada de 4,055 metros y una profundidad real alcanzada de 4,055 metros, en la figura 3.35 se presenta el estado mecánico programado.

Estado Mecánico Programado:

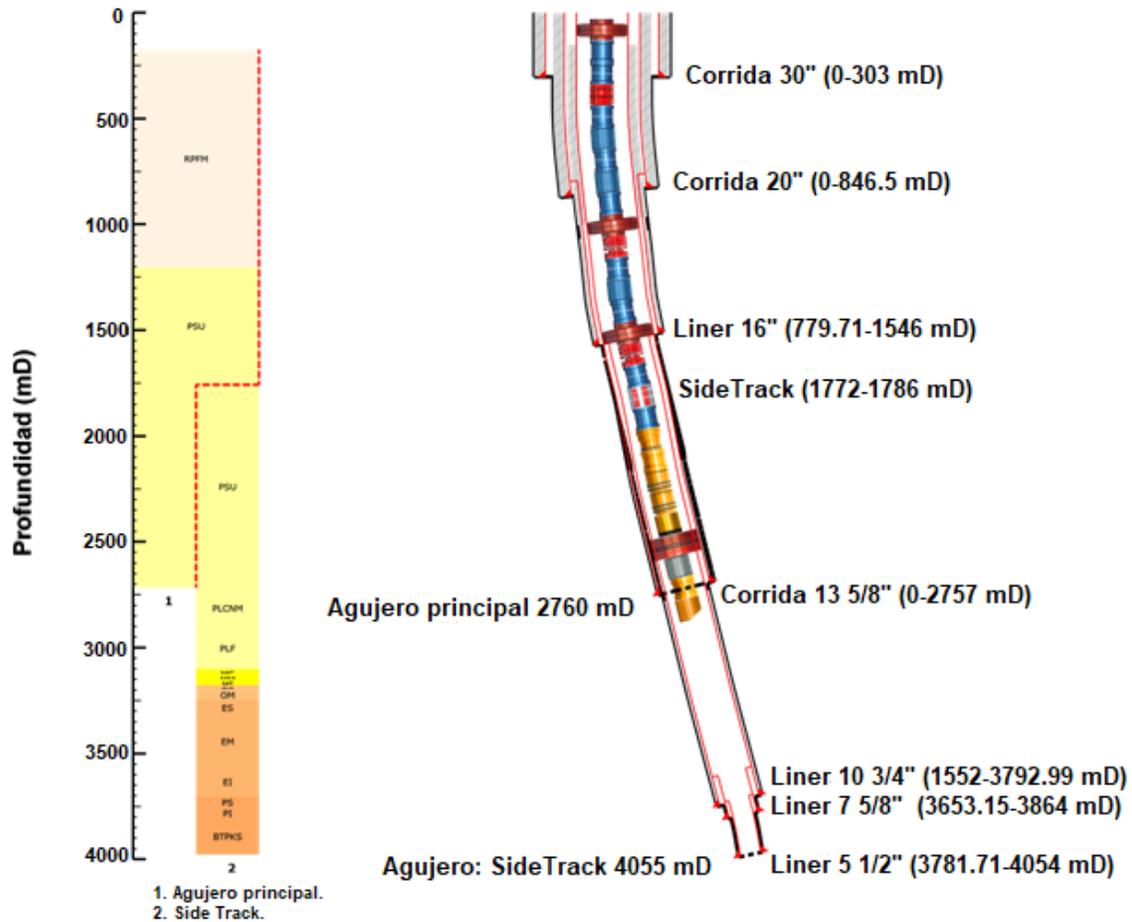


Figura 3.35. Estado mecánico programado (PEMEX,2019).

Se programaron 7 etapas de perforación con un sidetrack a (1,772.71-1,546 Md) .

Estado Mecánico Real:

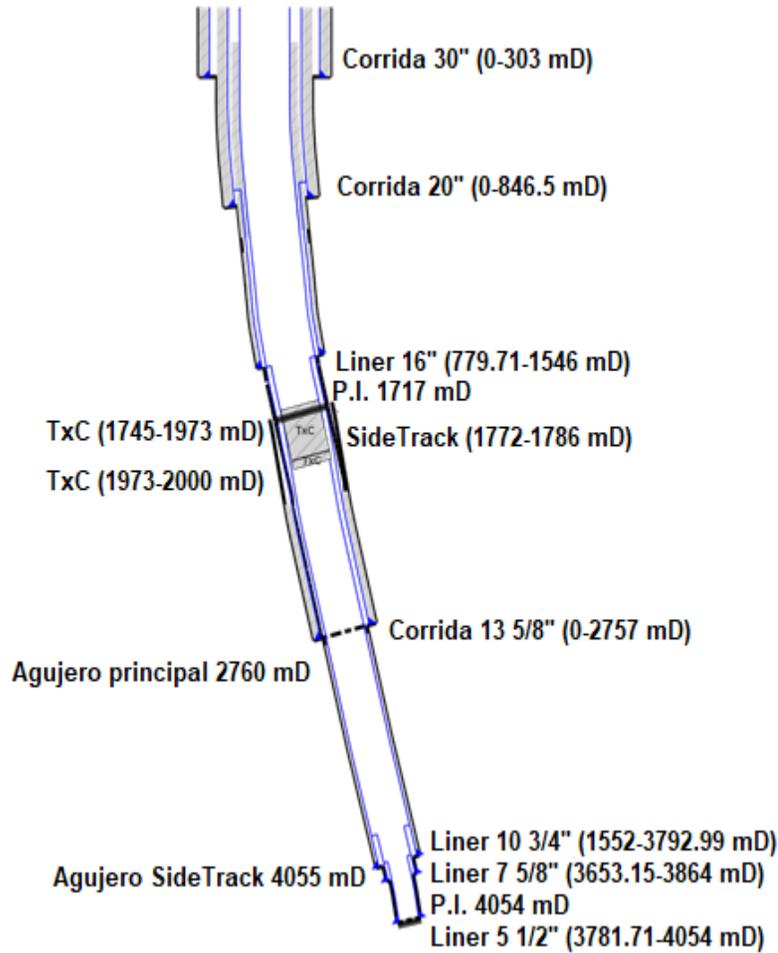


Figura 3.36. Estado mecánico real (PEMEX,2019).

En la siguiente tabla se encuentra la descripción de cada etapa de perforación:

Etapa	Diámetro pg	Tipo TR	Clasificación TR	Profundidad m	Longitud m
1	30"	Corrida	Conductor	303	303
2	20"	Corrida	Superficial	846.50	846.50
3	16"	Liner	Intermedia	1546	766.29
4	13 5/8"	Corrida	Intermedia	2757	2,757
5	10 3/4"	Liner	Intermedia	3,792.99	2,240.99
6	7 5/8"	Liner	Intermedia	3,864	210.85
7	5 1/2"	Liner	Explotación/ Producción	4,054	272.29

Tabla 3.9. Tabla de distribución de tr's (María Guadalupe Sllim, 2019).

Tiempos normales de operación:

En la figura 3.37 se distribuyen os tiempos normales durante la perforación y cambio de etapa.

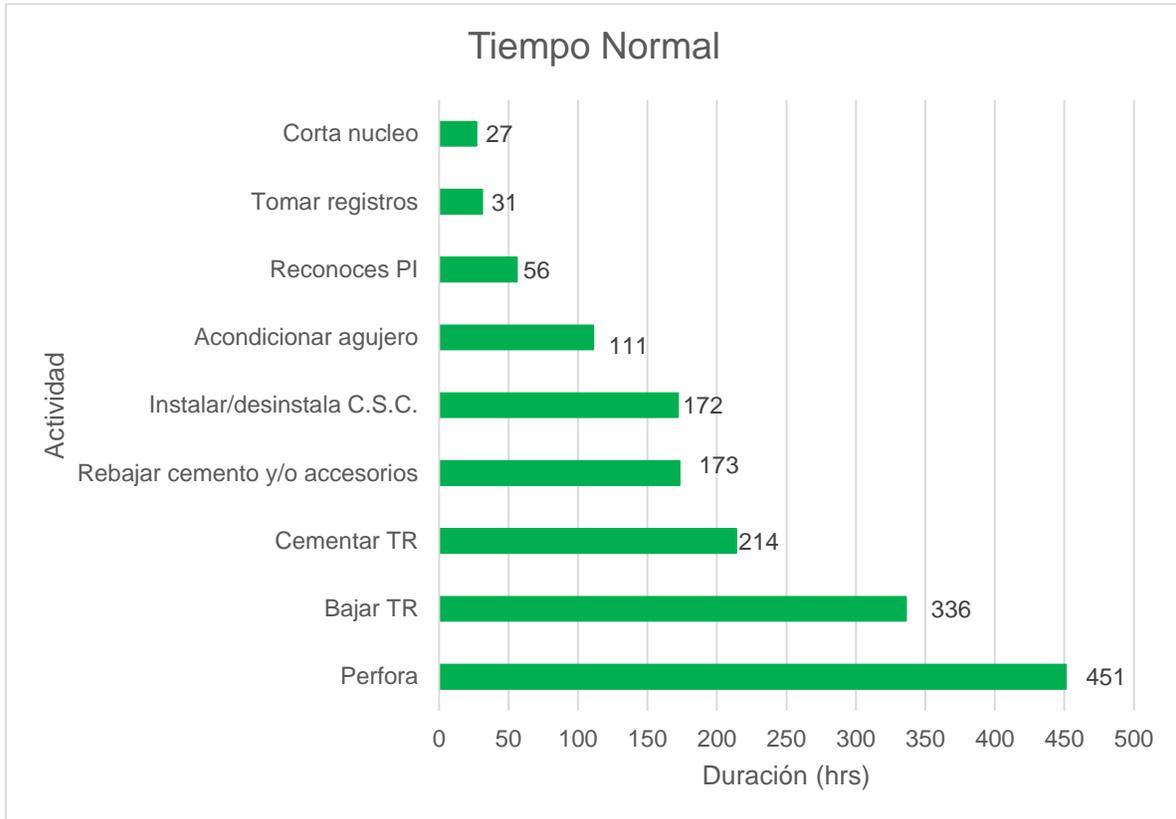


Figura 3.37. Distribución de tiempo normal de operación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Durante la perforación transcurrieron 451 horas de tiempo normal, que son 18.7 días.

Durante el cambio de etapa en tiempo normal transcurrieron 1,120 horas, que son 46.6 días.

En la figura 3.38 se distribuyen os tiempos normales durante la terminación.

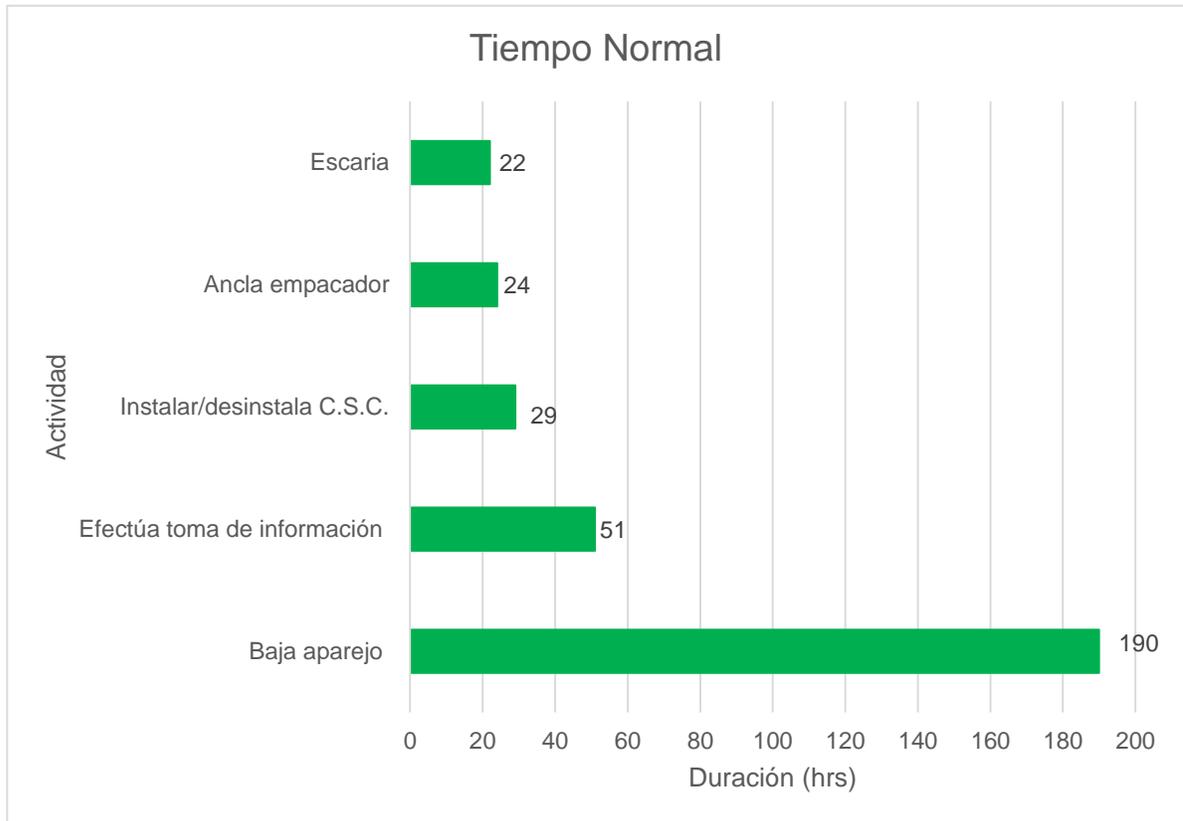


Figura 3.38. Distribución de tiempo normal de operación durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Durante la terminación transcurrieron 316 horas de tiempo normal, que son 13 días.

Tiempos no productivos de operación:

Como siguiente análisis, se identifican cuáles son las principales causas de los tiempos no productivos que se presentan durante la intervención a pozo.

En la figura 3.39 se grafica la profundidad vs la duración en días, durante la perforación y cambio de etapa.

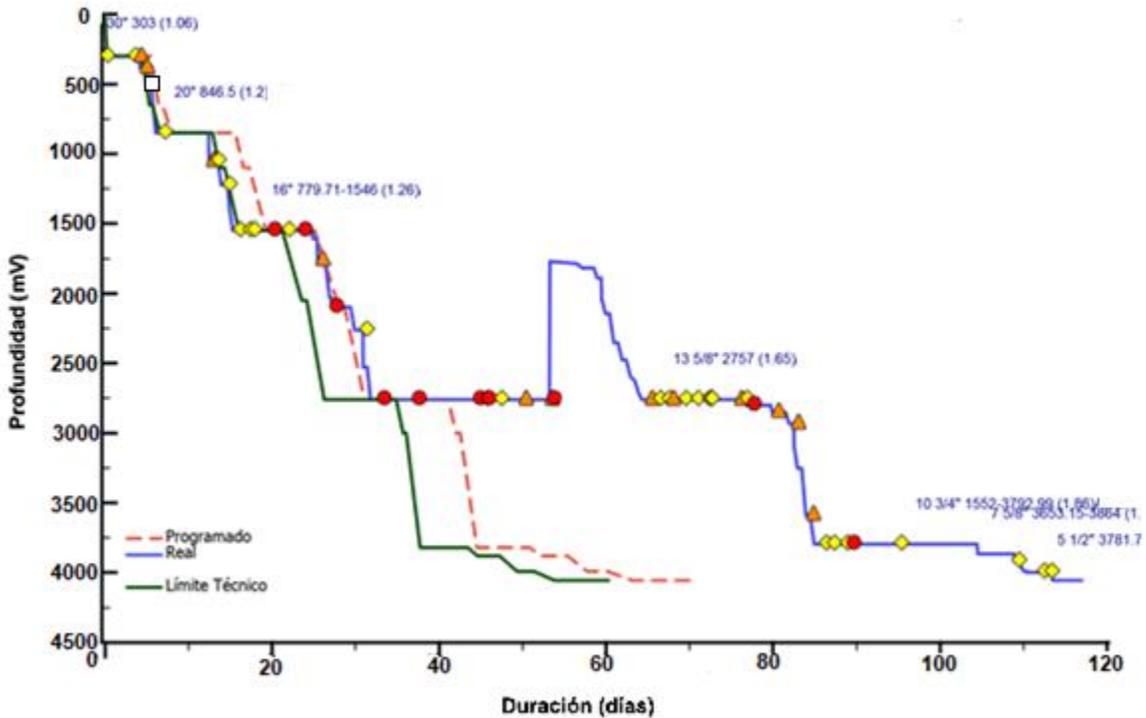


Figura 3.39. Grafica profundidad vs duración de perforación (PEMEX,2019).

En la figura 3.40 se grafica la profundidad vs la duración en días, durante la terminación.

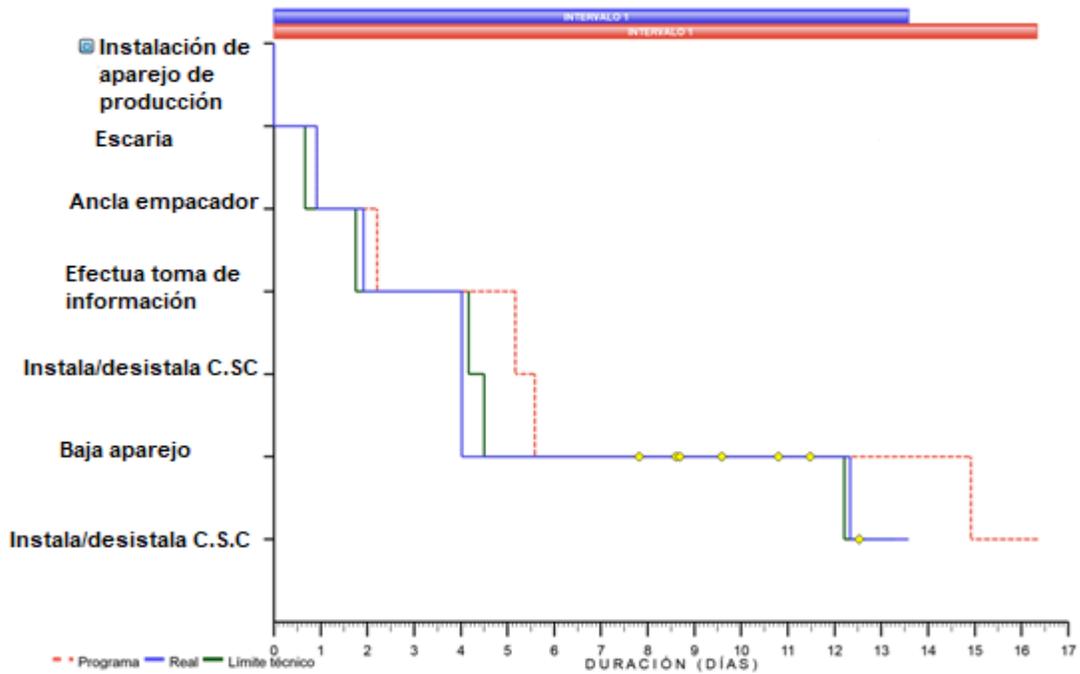


Figura 3.40. Grafica profundidad vs duración de perforación (PEMEX,2019).

En la siguiente tabla se comparan los días programados de perforación y cambio de etapa contra los días reales de perforación y cambio de etapa. Posterior se muestra el cumplimiento de lo programado respecto a lo real en porcentaje.

Concepto	Programado días	Real días	Cumplimiento %
Perforación	15	18.5	-23.3
Cambio de etapa	55	97.5	-77.27
Terminación	17	14	17.64
Total	87	130	-49.42

Tabla 3.10. Comparativo total de tiempos por concepto (María Guadalupe Sllim, 2019).

La figura 3.41 muestra de manera gráfica la comparación de los días reales respecto a los programados, para cambio de etapa y perforación respectivamente.

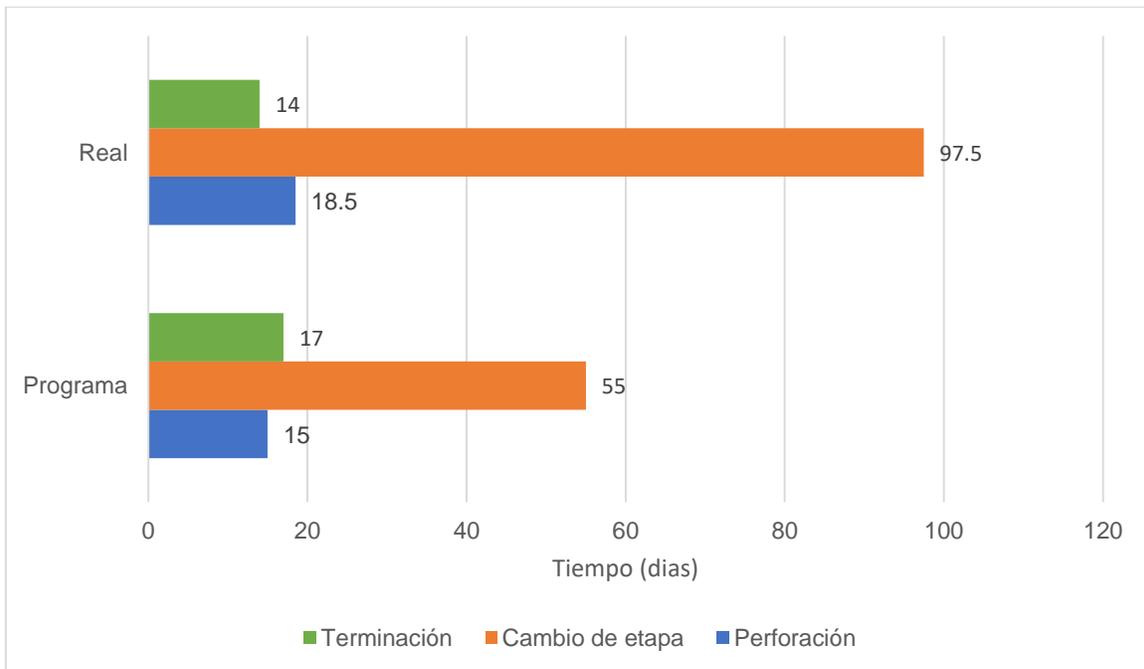


Figura 3.41. Comparativo total de tiempos por concepto (María Guadalupe Sllim, 2019).

En este caso el porcentaje de cumplimiento de lo programado respecto a lo real nos da un porcentaje negativo, esto debido a la diferencia marcada de días durante la perforación y cambio de etapa.

Teniendo esto en cuenta se obtienen en la figura 3.42, en donde se reflejan los porcentajes a los que equivale cada tiempo no productivo (problemas, suspensiones, fallas y esperas) y los tiempos normales durante las operaciones durante la perforación y cambio de etapa.

Para la intervención se programaron 70 días, después de presentar un 56.15% de tiempo normal, teniendo 116 días reales de perforación y cambio de etapa.

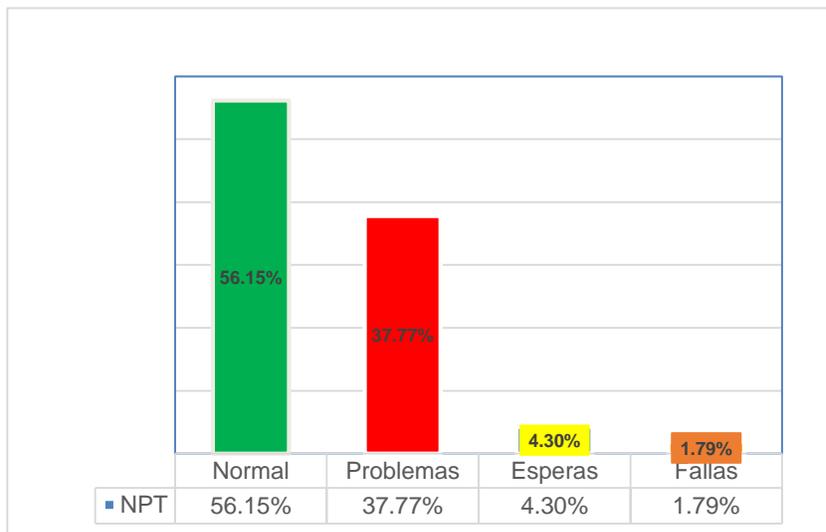


Figura 3.42. Distribución de los tiempos de operación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Los problemas fueron los tiempos no productivos que más impacto tuvieron durante las operaciones, como segundo las esperas y en tercero las fallas.

En la figura 3.43, en donde se reflejan los porcentajes a los que equivale cada tiempo no productivo (problemas, suspensiones, fallas y esperas) y los tiempos normales durante las operaciones durante la terminación.

Para la intervención se programaron 17 días, después de presentar un 96.63% de tiempo normal, teniendo 14 días reales de terminación.

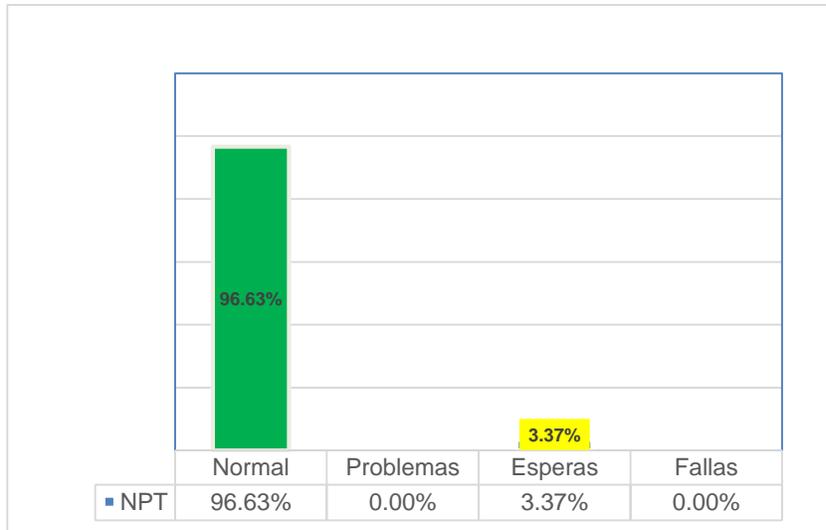


Figura 3.43. Distribución de los tiempos de operación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Las esperas fueron los tiempos no productivos que más impacto tuvieron durante las operaciones.

En la siguiente tabla se muestra por etapa los días reales y programados para cada una de ellas.

Etapa	Diámetro pg	Profundidad m)	Programado días	Real días	Cumplimiento %
1	30"	303	5.5	5	9.09
2	20"	846.50	8.5	7	17.64
3	16"	1,546	7	6	14.28
4	13 5/8"	2,757	18	48	-166.66
5	10 3/4"	3,792.99	9.5	28	-194.73
6	7 5/8"	3,864	4	9	-125
7	5 1/2"	4,054	17.5	13	25.71
Total			70	116	-65.71

Tabla 3.11. Comparativo total de tiempos por etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la figura 3.44 se muestra de manera gráfica los días reales y programados por etapa para cada operación.

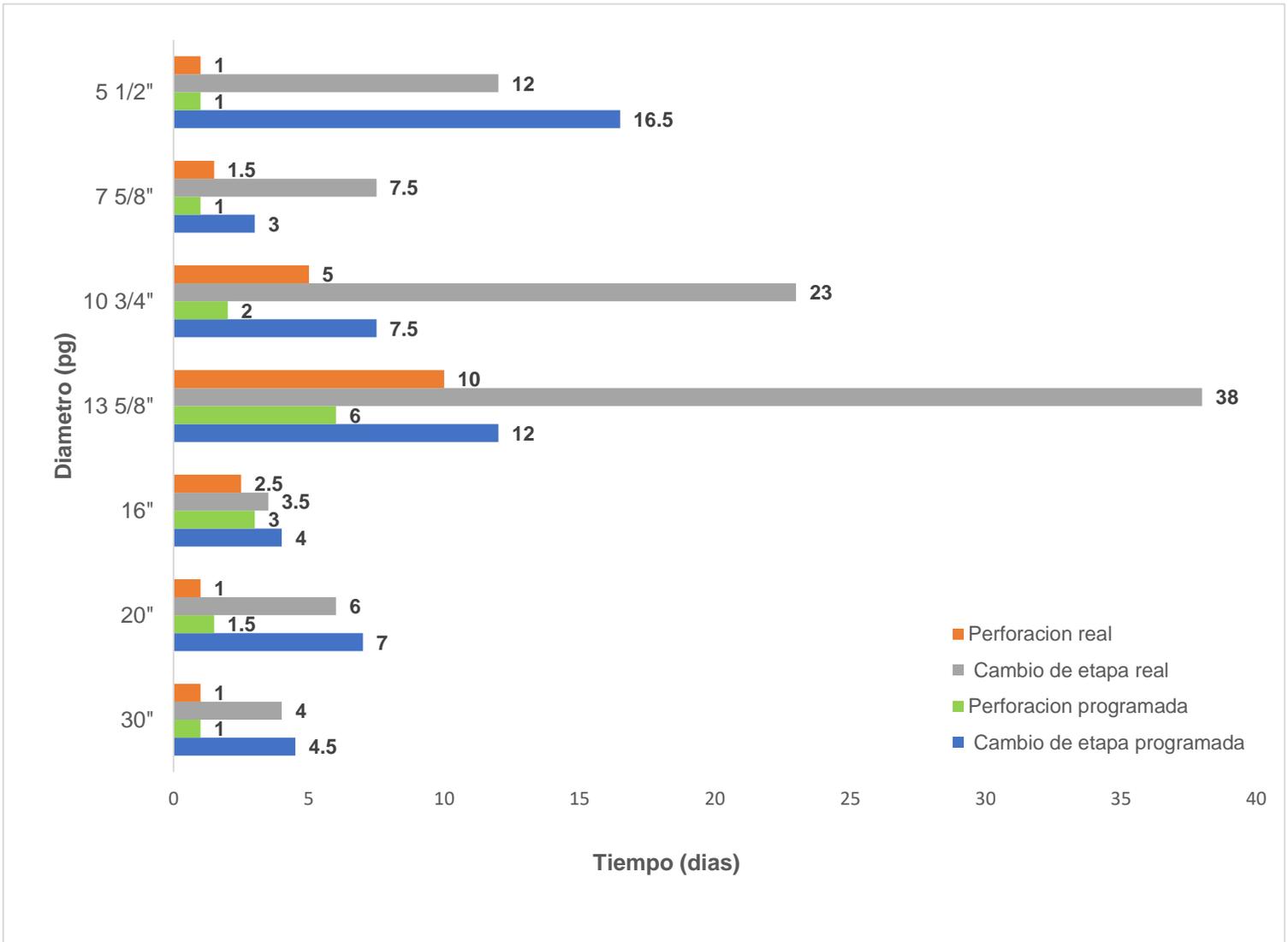


Figura 3.44. Comparativo total de tiempos por etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la etapa de 10 3/4" fue en la que más se mostró una diferencia de -194.73% respecto a lo programado de 9.5 días y reales de 28 días, teniendo 18.5 días fuera del programa para esta etapa.

En las siguientes figuras se muestran los tiempos no programados de manera específica para cada tipo de tiempo no productivo, analizando la causa de cada uno durante la perforación y cambio de etapa.



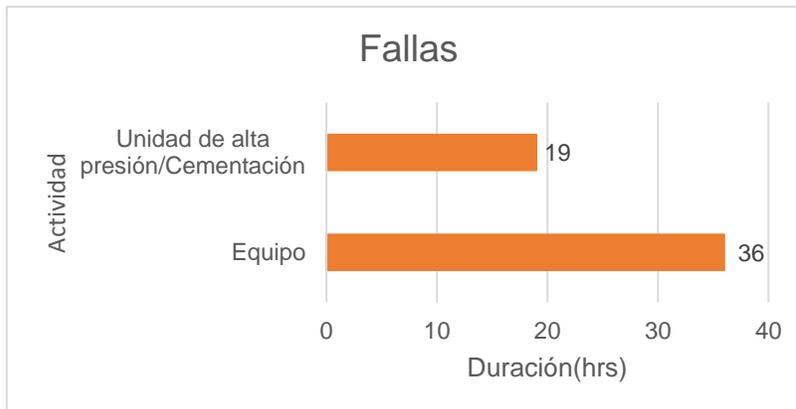
- Atrapamiento de sarta de trabajo 61 horas.
- Resistencia de tubería de revestimiento 189 horas.
- Brote de agua 673 horas.
- Perdida de circulación 110 horas.
- Tapón colocado en profundidad no programada 9 horas.
- Obturamiento de TR 15 horas.

Figura 3.45. Problemas durante la perforación y terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó cuando se realizaba el sidetrack.

Se debe tener un mejor diseño de pozo, a la hora de considerar la columna geológica con este nivel de complejidad. Dado los brotes de agua que se presentaron constantemente provocó la resistencia de la tubería de revestimiento y por lo mismo se presentó pérdida de circulación.

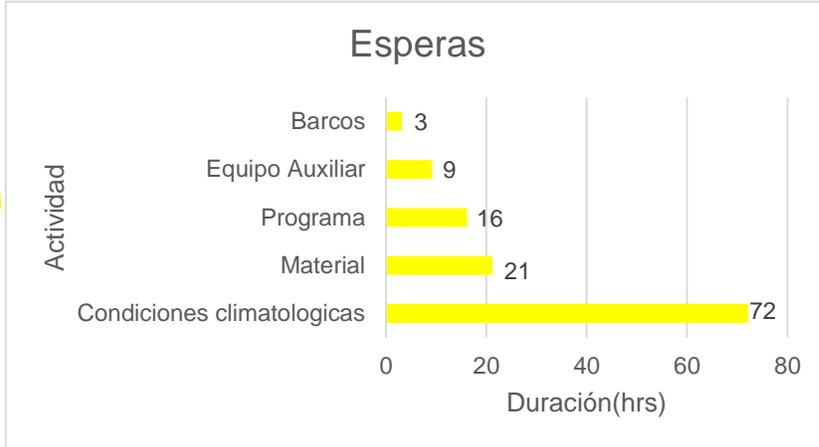


- Top drive 15 horas.
- Malacate 8 horas.
- Sistema de control de sólidos 4 horas.
- PCR/PDR 3 horas.
- Bomba de lodos 1 hora.
- Grúa estacionaria 5 horas.
- Sistema eléctrico 19 horas.

Figura 3.46. Fallas durante la perforación y terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó calentamiento de la unidad de cementación.
Se presentó debido a irrupción de agua. Se cambió el tipo de cable.
- Se presentó fuga de nitrógeno en el acumulador.
Se presentaron averías en la bolsa de goma. Se cambió la bolsa de goma.



- Barco estimulador 3 horas.
- Cajas de recortes 9 horas.
- Refacciones 21 horas.
- Programa del activo 16 horas.
- Frente frio 8 horas.
- Mareas 6 horas.
- Vientos 56 horas.
- Lluvia fuerte 2 horas.

Figura 3.47. Esperas durante la perforación y terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó mal tiempo.
Se suspendió la perforación por vientos fuertes, lluvias, frente frio y mareas. Debido a esto se estuvo en espera de refacciones, barcos y equipo auxiliar.
- En espera del programa del activo.
Fue necesario cambiar elementos en el diseño del pozo debido a la columna geológica real.

En la figura 3.48 se muestran los tiempos no programados de manera específica para cada tipo de tiempo no productivo, analizando la causa de cada uno durante la terminación.



- Vientos 5 horas.
- Lluvia fuerte 5 horas.
- Tormenta eléctrica 1 hora.

Figura 3.48. Esperas durante la terminación (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

- Se presentó mal tiempo.
Se suspendió la terminación por vientos fuertes, lluvias, y tormenta eléctrica por 11 horas.

Bitácora de tiempos no productivos.

NPT'S de mayor impacto durante la perforación.

Etapa	Día	Profundidad (m)	NPT	Motivo	Horas
Primera	1	305	Espera 	Fuertes vientos.	1.5
	3	305	Espera 	Frente frio.	3.5
	4	305	Falla 	Top drive.	4.5
Segunda	5	383	Falla 	Top drive.	6.5
	6	850	Espera 	Programa del activo.	15.5
Tercera	12	1,052	Falla 	Malacate.	5
	13	1,052	Espera 	Vientos fuertes.	11.5
	14	1,224	Espera 	Frente frio.	4.5
	16	1,550	Espera 	Caja de recortes.	9
	17	1,550	Espera 	Vientos fuertes.	4
	17	1,550	Espera 	Mareas fuertes.	6
	20	1,550	Problema 	Opturamiento de TR.	14.5
	21	1,550	Espera 	Refacciones.	20.5
	23	1,550	Problema 	Tapón de cemento mal colocado.	8.5
Cuarta	25	1,762	Falla 	Top drive.	3
	27	2,098	Problema 	Perdida de circulación.	51
	30	2,263	Espera 	Vientos fuertes.	2
	33	2,760	Problema 	Perdida de circulación.	58.5
	37	2,760	Problema 	Brote de agua.	175.5
	44	2,760	Problema 	Brote de agua.	63
	45	2,760	Problema 	Brote de agua.	152.5
	47	2,263	Espera 	Vientos fuertes.	12
	53	2,760	Falla 	Control de sólidos.	4
	54	2,760	Problema 	Brote de agua.	281.5

Tabla 3.12. Bitácora durante cada etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Etapa	Día	Profundidad (m)	NPT	Motivo	Horas
Quinta	65	2,760	Falla 	Malacate.	2
	66-67	2,760	Espera 	Vientos fuertes.	1.5
	67	2,760	Falla 	Grúa estacionaria.	0.5
	69,71,73,76	2,760	Espera 	Vientos fuertes.	10
	75	2,760	Falla 	Top drive.	1
Sexta	77	2,800	Problema 	Atrapamiento de la sarta.	61
	80	2,850	Falla 	Malacate.	1
	82	2,932	Falla 	Bomba de lodos.	1
	84	3,586	Falla 	PCR/PDR.	2.5
	85-86	3,795	Espera 	Vientos fuertes.	4
	88	3,795	Espera 	Barco estimulador.	3
	89	3,795	Problema 	Resistencia de TR.	189
	94	3,795	Espera 	Vientos fuertes.	0.5
Séptima	109	3,918	Espera 	Vientos fuertes.	1.5
	112	3,997	Espera 	Lluvia fuerte.	2
	113	3,997	Espera 	Vientos fuertes.	1.5

Tabla 3.13. Bitácora durante cada etapa (María Guadalupe Sllim, 2019).

Aspectos relevantes:

En la perforación de la 7° etapa de 5 1/2" se logró una diferencia de 4.5 días respecto a los días programados, en esta etapa fue en la que se logró reducir más los tiempos no productivos y terminar la actividad antes de lo programado.

5 horas por esperas de vientos fuertes y se logró terminar la etapa a los 13 días de 17.5 programados.

Las etapas más problemáticas fueron la 5° y 4°, debido al sidetrack que se realizó y con ello las complicaciones que arrastró en la siguiente etapa con el brote de agua.

En la 5° etapa se presenta una diferencia de cumplimiento de -194.73%, y en la 4° etapa se presenta una diferencia de -166.6%.

Durante la terminación se logró reducir 3 días de intervención, teniendo programados 17 días y se realizó la intervención en 14 días.

Recomendaciones:

Para prevenir brotes de agua, que en este caso fue lo que más impacto y desencadenó los demás problemas, se recomienda generar un modelo geológico tratando de minimizar incertidumbres al igual que el diseño de perforación para poder manejar adecuadamente la columna geológica a la hora de perforar y cambiar de etapa.

.

CAPITULO 4. Evaluación Económica.

Introducción:

En este último capítulo se realiza una evaluación económica de los tres casos de estudio del capítulo tres, en donde comparó dos escenarios que son el programado y el real de la evaluación económica.

Con el objetivo de visualizar el impacto que generan todos estos tiempos no productivos a lo largo de las ganancias del proyecto.

La evaluación económica de proyectos tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes, durante y después de la ejecución del mismo. Es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas.

Se propone describir los métodos actuales de evaluación que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, como la tasa interna de retorno y el valor presente neto.

4.1.1. Construcción del flujo de efectivo:

El principal flujo de efectivo se muestra en la figura 4.1.

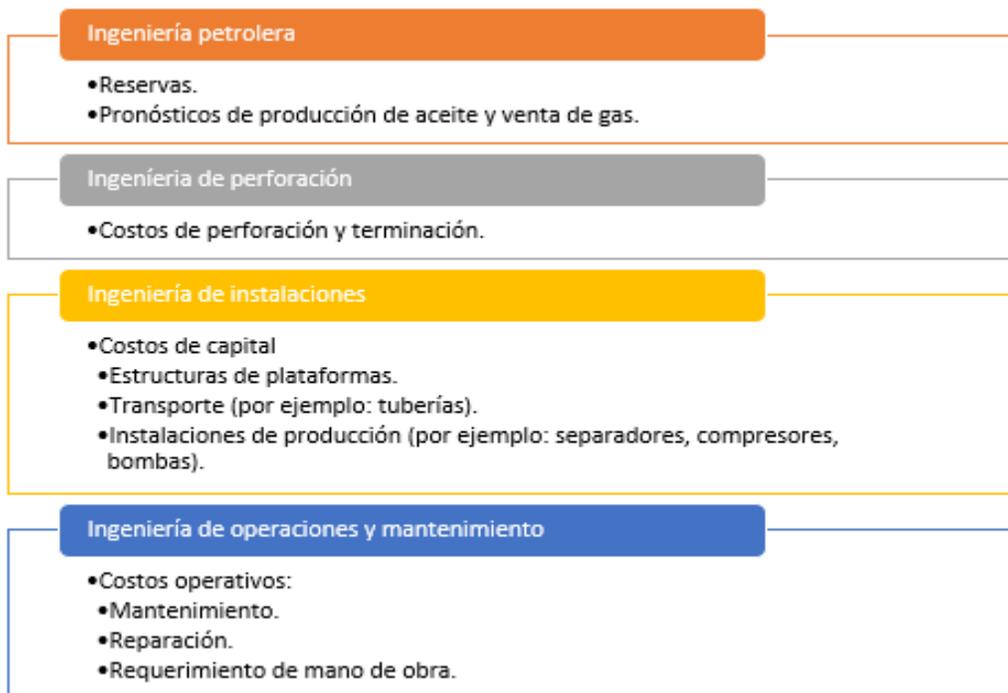


Figura 4.1. Elementos de flujo de efectivo de un proyecto (María Guadalupe Sllim, 2019).

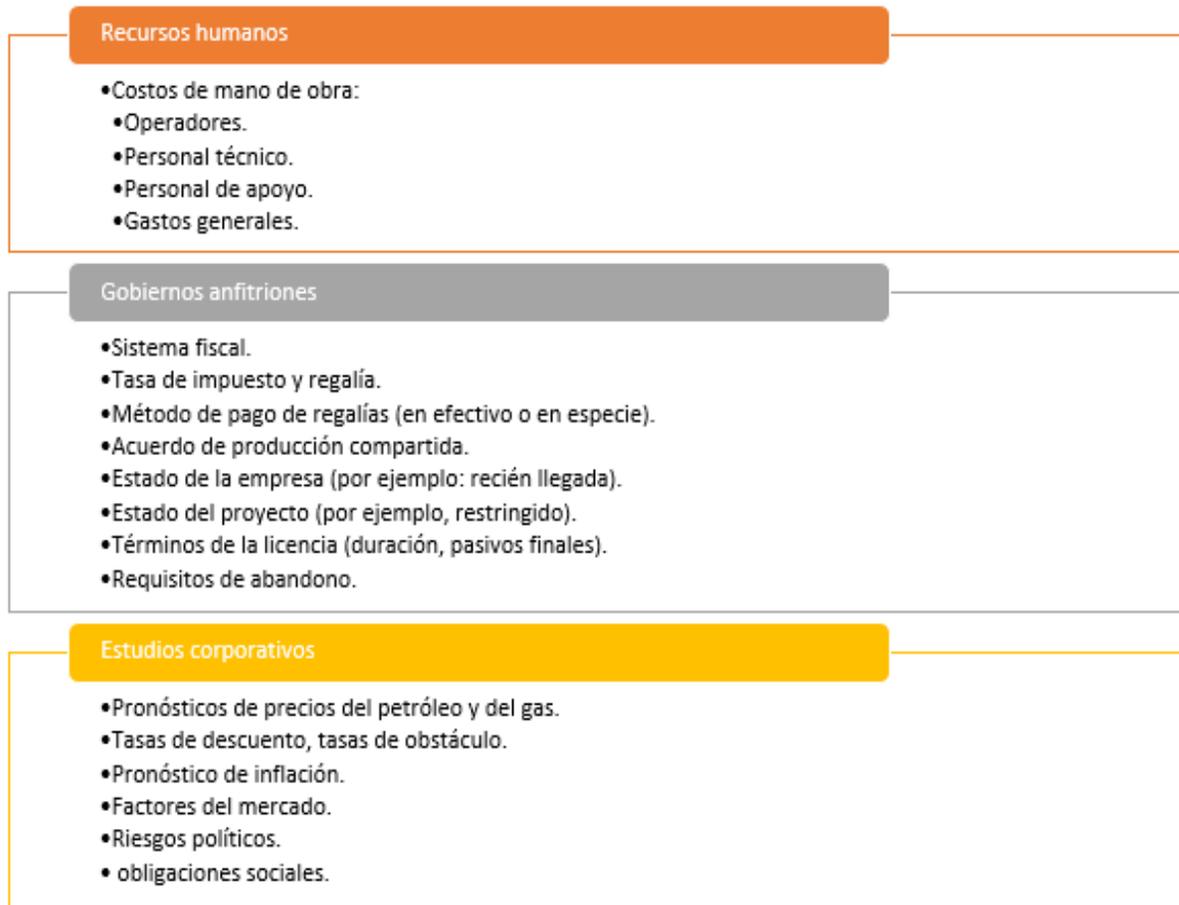


Figura 4.2. Elementos de flujo de efectivo de un proyecto (María Guadalupe Sllim, 2019).

El flujo de caja del proyecto se construye calculando anualmente los objetos de ingreso (los pagos recibidos por el proyecto) y luego restando los objetos de egreso (los pagos realizados por el proyecto: CAPEX, OPEX y los que el gobierno toma (impuestos)). Para cada año, el saldo es el flujo neto de efectivo del proyecto (o simplemente el flujo de efectivo del proyecto). Por lo tanto, sobre una base anual:

Flujo de efectivo del proyecto = Ingresos – Egresos.

En la figura 4.3 se muestran los ingresos y egresos típicos, en resumen.

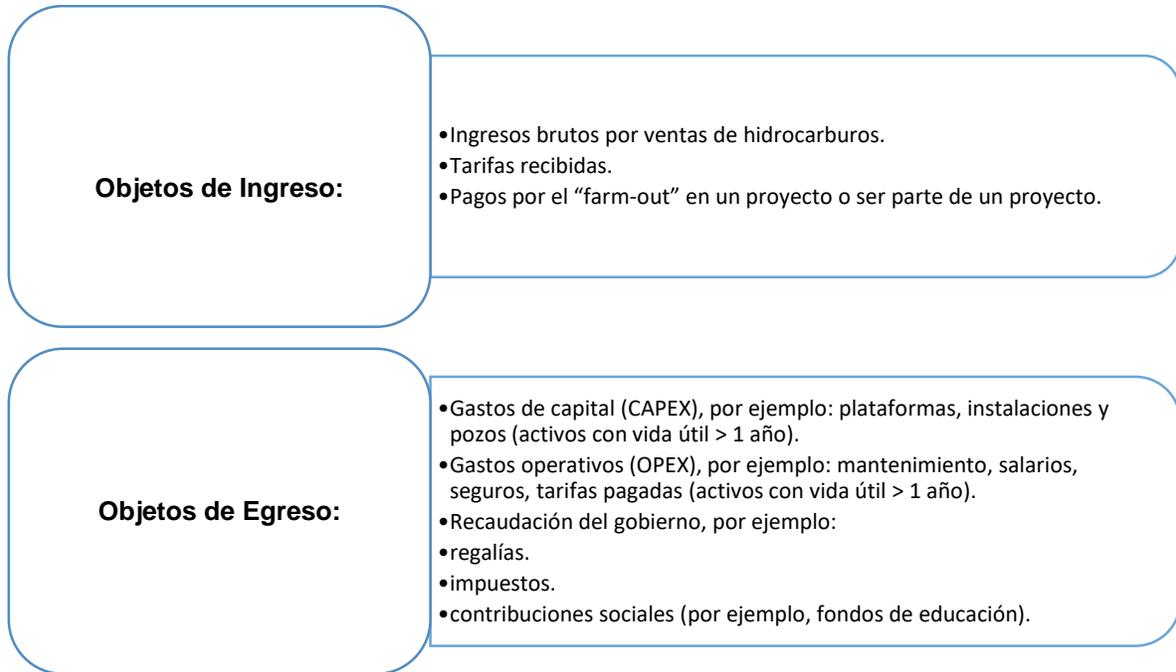


Figura 4.3. Elementos de flujo de efectivo de un proyecto (María Guadalupe Sllim, 2019).

OPEX y CAPEX:

El CAPEX se define como el gasto en objetos cuya vida útil supera 1 año, tales como costos de plataformas, ductos, pozos. Por otro lado, el OPEX se define como los objetos cuya vida útil sea inferior a 1 año (por ejemplo, químicos, servicios, mantenimiento, gastos generales, costos de seguro).

Recaudación del gobierno:

El sistema fiscal se refiere a la manera en que el gobierno reclama un derecho a los ingresos de la producción y venta de hidrocarburos en nombre de la nación. El más simple y tradicional es el sistema de impuestos y regalías. La regalía se cobra desde el inicio de la producción, pero el impuesto solo se paga una vez que hay un ingreso gravable positivo.

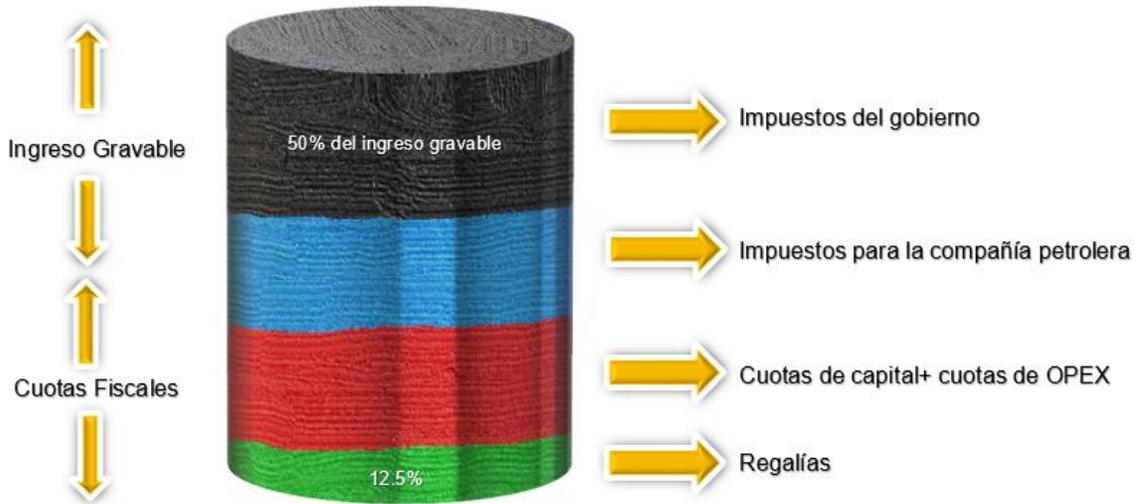


Figura 4.4. División del barril bajo un sistema típico de impuestos y regalías (Jahn Frank, Cook Mark y Graham Mark, 2008).

4.1.2 Indicadores de rentabilidad:

VPN:

Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivos futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con la inversión inicial.

Muestra los beneficios netos generados por el proyecto durante su vida útil después de cubrir la inversión inicial y obteniendo la ganancia requerida de la inversión.

Criterios de decisión:

1. Si el VPN es >0 , acepta el proyecto.
2. Si el VPN es <0 , rechaza el proyecto.
3. Si el VPN es $=0$, indiferente.

Ventajas del VPN:

1. Considera el valor del dinero en el tiempo.
2. Constituye el mejor criterio de optimización.
3. Permite evaluar un proyecto.

Desventajas del VPN

1. Se necesita conocer la tasa para poder evaluar los proyectos.
2. Un error en la determinación de la tasa de descuento repercute en la evaluación de los proyectos, favorece a los proyectos con un valor elevado, sea superior al valor presente de un proyecto de poco valor.
3. Un aumento o una disminución en la tasa de descuento puede cambiar la jerarquización de los proyectos.

Cálculo del VPN

La siguiente fórmula describe la definición de valor presente neto y evalúa el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión.

$$VPN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE}{(1+i)^t} \dots\dots\dots 4.1$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial

FE = Flujo de efectivo.

i = Tasa de intereses

$t = 1, 2 \dots n$: número de periodos de vida útil del proyecto



Figura 4.5. Diagrama de flujo de efectivo (María Guadalupe Sllim, 2019).

La relación entre el VPN y la inversión inicial puede representarse gráficamente como se muestra en la figura 4.6.

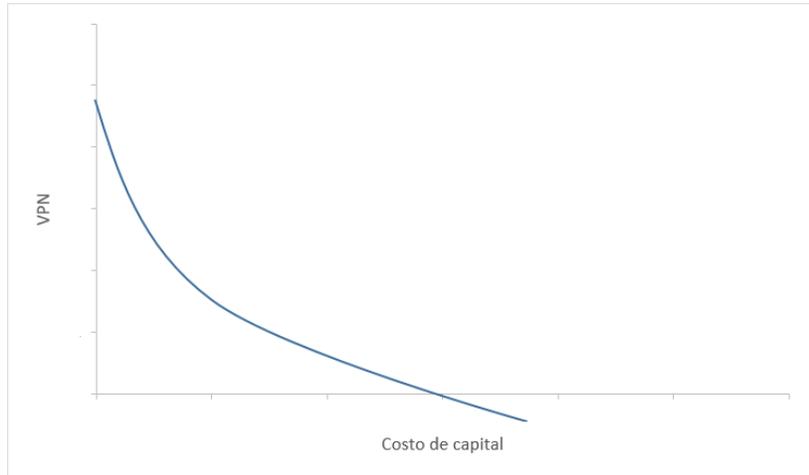


Figura 4.6. VPN vs costo de capital (María Guadalupe Sllim, 2019).

TIR:

Constituye la tasa de interés a la cual se debe descontar los flujos de efectivos generados por el proyecto a través de su vida económica para que estos se igualen con la inversión.

Es la tasa de descuento por la que el VPN es igual a cero.

Criterio de decisión:

1. Si la TIR es mayor a la tasa de interés, aceptar el proyecto.
2. Si la TIR es menor a la tasa de interés, rechazar el proyecto.
3. Si la TIR es igual a tasa de interés, aceptar el proyecto.

Ventajas de la TIR:

1. Permite jerarquizar los proyectos de inversión conforme a su tasa de rendimiento.
2. Considera el valor del dinero en el tiempo.
3. No requiere del conocimiento de la tasa de interés para poder calcularlo.

Desventajas de la TIR:

1. Se requieren cálculos tediosos cuando los flujos de efectivos no son uniformes.
2. Favorece a proyectos de bajo valor.
3. Conduce a conclusiones erróneas cuando los flujos del proyecto a través de los años cambian de signo.

Cálculo de la TIR:

Para encontrar la TIR de un proyecto de inversión que dure T años, debemos despejar la TIR de la expresión siguiente:

$$VPN = I_0 + \frac{FE_1}{1 + TIR} + \frac{FE_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FE_T}{(1 + TIR)^T} \dots \dots \dots 4.2$$

Para calcular la TIR, se sigue el método de prueba y error hasta encontrar el valor donde la el VPN es igual a cero.

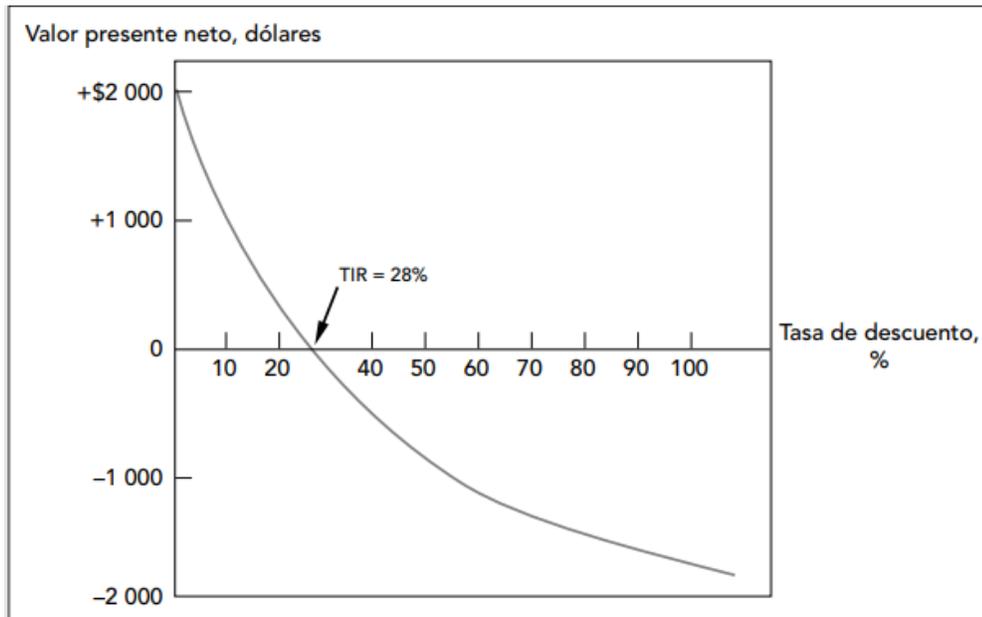


Figura 4.7. VPN vs tasa de descuento (tasa de interés), (Gabriel Vaca Urbina, 2001).

4.2. Descripción de la evaluación económica realizada.

Para llevar a cabo el siguiente análisis, utilicé una base de datos, la cual contenía la información necesaria de cada pozo para poder evaluar y comparar su evaluación económica programada y la evaluación económica real.

A manera de mostrar el impacto de los tiempos no productivos en la evaluación económica programada, igualé el costo del equipo en ambos escenarios con el fin de mostrar cómo afecta los días que no estaban programados en los indicadores de rentabilidad, el cual es el principal objetivo de esta evaluación económica.

Pozo A:

Para la evaluación de este pozo se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

Premisas:	
Año de referencia:	2018
Paridad(\$/dl)	19.4017
Tasa de descuento	7.5%
Aceite(dls/bl)	\$ 56.81
Gas(dls/mpc)	\$ 5.78

Teniendo esto en cuenta se construye el flujo de efectivo:

$$FE(MM\$) = Ingresos_{x\text{año}}(MM\$) - Costos_{x\text{año}}(MM\$) - Inversiones_{x\text{año}}(MM\$) \dots 4.3$$

En la siguiente tabla se muestran las fechas programadas y reales para el pozo A.

	Pozo	Intervención	Fecha inicio	Fecha termino	Días
Programado	A	Perf+Term	26/09/2018	16/01/2019	111
Real	A	Perf+Term	26/09/2018	04/03/2019	158

Tabla 4.1. Fechas programadas y reales (María Guadalupe Sllim, 2019).

Con la ayuda de una hoja dinámica proporcionada por el área, calculé el VPN antes de impuestos, VPE y los días que podría estar el equipo en renta cuando el VPN=0 y aun es aceptable.

	VPN AI (MMpesos)	VPE (MMpesos)	Días de equipo para VPN=0
Programado	\$4,977.58	\$786.89	226.21
Real	\$2,220.79	\$1,314.67	179.21

Tabla 4.2. VPN antes de impuestos (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la siguiente tabla se calculó el VPN después de impuestos, periodo de recuperación de la inversión, valor presente de la inversión y la TIR.

	VPN DI (MMpesos)	Periodo de recuperación de la inversión (meses)	VPI (MM MXN)	TIR %	Estatus
Programado	\$1,447.15	13	\$723	15.07	Rentable
Real	\$422.74	26.14	\$1,290	58.57	Rentable

Tabla 4.3. VPN Después de impuestos (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

Para el pozo A, al comparar la evaluación económica programada respecto a la real, a pesar de tener un retraso de 47 días de operación, el proyecto continuó siendo rentable, esto debido a la sensibilidad que se aplica al calcular el VPN, puesto que nos da un extra de días máximos a utilizar cuando el VPN=0, y a pesar de tener una baja en el VPN después de impuestos, la TIR aumentó y ahí podemos observar su comportamiento de manera inversa.

El tiempo de recuperación de la inversión se retrasó de un 1 año 1 meses a 2 años 2 meses.

Pozo B:

Para la evaluación de este pozo se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

Premisas:	
Año de referencia:	2019
Paridad(\$/dl)	19.4017
Tasa de descuento	7.5%
Aceite(dls/bl)	\$ 46.15
Gas(dls/mpc)	\$ 4.8

Teniendo esto en cuenta se construye el flujo de efectivo:

$$FE(MM\$) = Ingresos_{x\text{año}}(MM\$) - Costos_{x\text{año}}(MM\$) - Inversiones_{x\text{año}}(MM\$) \dots 4.4$$

En la siguiente tabla se muestran las fechas programadas y reales para el pozo B.

	Pozo	Intervención	Fecha inicio	Fecha termino	Días
Programado	B	Perf+Term	23/02/2019	12/06/2019	139
Real	B	Perf+Term	27/03/2019	17/09/2019	175

Tabla 4.4. Fechas programadas y reales (María Guadalupe Sllim, 2019).

Con la ayuda de una hoja dinámica, calculé el VPN antes de impuestos, VPE y los días que podría estar el equipo en renta cuando el VPN=0 y aun es aceptable.

	VPN AI (MMpesos)	VPE (MMpesos)	Días de equipo para VPN=0
Programado	\$5,087.16	\$549.10	334.00
Real	\$3,411.38	\$1,157.71	298.00

Tabla 4.5. VPN antes de impuestos (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la siguiente tabla se calculó el VPN después de impuestos, periodo de recuperación de la inversión, valor presente de la inversión y la TIR.

	VPN DI (MMpesos)	Periodo de recuperación de la inversión (meses)	VPI (MM MXN)	TIR %	Estatus
Programado	\$1,777.20	9.13	\$497.06	9.32	Rentable
Real	\$705.87	23.20	\$875.41	46.90	Rentable

Tabla 4.6. VPN Después de impuestos (María Guadalupe Slim, 2019).

Conclusiones:

En el caso del pozo B, se observó que, debido al retraso de 36 días, el VPN del proyecto disminuyó y la TIR aumentó su porcentaje, pero los días máximos establecidos con la sensibilidad calculada durante la programación solamente se ocuparon 36 días más de renta del equipo, por lo que el proyecto continuó siendo rentable, y los días de retraso no sobrepasaron los días estimados para cuando el VPN=0.

El tiempo de recuperación de la inversión paso de 9 meses a 1 año 11 meses, lo cual retrasa dicha recuperación.

Pozo C:

Para la evaluación de este pozo se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

Premisas:	
Año de referencia:	2019
Paridad(\$/dl)	19.4017
Tasa de descuento	7.5%
Aceite(dls/bl)	\$ 46.15
Gas(dls/mpc)	\$ 4.8

Teniendo esto en cuenta se construye el flujo de efectivo:

$$FE(MM\$) = Ingresos_{x\text{año}}(MM\$) - Costos_{x\text{año}}(MM\$) - Inversiones_{x\text{año}}(MM\$) \dots 4.5$$

En la siguiente tabla se muestran las fechas programadas y reales para el pozo C.

	Pozo	Intervención	Fecha inicio	Fecha termino	Días
Programado	C	Perf+Term	13/02/2019	12/05/2019	87
Real	C	Perf+Term	20/02/2019	13/08/2019	130

Tabla 4.7. Fechas programadas y reales (María Guadalupe Sllim, 2019).

Con la ayuda de una hoja dinámica, calculé el VPN antes de impuestos, VPE y los días que podría estar el equipo en renta cuando el VPN=0 y aun es aceptable.

	VPN AI (MMpesos)	VPE (MMpesos)	Días de equipo para VPN=0
Programado	\$ 5,461.19	\$560.48	351.34
Real	\$3,709.01	\$1,176.15	308.34

Tabla 4.8. VPN antes de impuestos (María Guadalupe Sllim, 2019).

En la siguiente tabla se calculó el VPN después de impuestos, periodo de recuperación de la inversión, valor presente de la inversión y la TIR.

	VPN DI (MMpesos)	Periodo de recuperación de la inversión (meses)	VPI (MM MXN)	TIR %	Estatus
Programado	\$1,925.06	8.65	\$504.87	25.77	Rentable
Real	\$816.56	21.55	\$874.18	54.94	Rentable

Tabla 4.9. VPN Después de impuestos (María Guadalupe Sllim, 2019).

Conclusiones:

En este caso el pozo C, continúa siendo rentable después de tener un retraso de 43 días, debido a que de sus días de equipo hasta que el VPN=0 fueron 351.34 días, el VPN del proyecto disminuyó y la TIR aumento.

Por otro lado, el tiempo de recuperación de la inversión paso de 8 meses a un año y 9 meses, el tiempo de recuperación de la inversión se vio afectada, pero se garantiza su recuperación.

CONCLUSIONES

Al analizar los tiempos no productivos de los 3 pozos marinos durante la perforación y terminación, una de las principales razones por las que se retrasaron las intervenciones era principalmente por las esperas debido a las condiciones climatológicas, espera de materiales y programa del activo, como segunda razón eran los problemas por columna geológica inesperada, atrapamiento, mala cementación, brote y resistencia de la sarta de trabajo o de la TR. Las fallas que principalmente se presentaban eran en la señal de la herramienta direccional, en el equipo como el top drive comúnmente, en la herramienta navegable y en las conexiones superficiales. Las suspensiones solo se presentaron en el pozo B y fueron por tormenta eléctrica con 3 horas de suspensión.

Al analizar la evaluación económica, igualé los costos del equipo para la evaluación programada, así como para la evaluación real de la intervención, esto para poder visualizar el impacto del costo del equipo a lo largo de los días que no estaban programados.

Al comparar los dos programas observé como cambiaban los valores de los indicadores de rentabilidad antes y después de impuestos, el VPN del proyecto disminuía y la TIR aumentaba su porcentaje, se aplicaba una sensibilidad, la cual determinaba el número máximo de días para el costo de la renta de equipo en los que el VPN era igual a cero y aún era aceptable y no se perdía, además el tiempo de recuperación de la inversión en los tres casos de análisis.

Los pozos más afectados para el tiempo de recuperación de la inversión fueron los pozos B y C. Para el pozo A el tiempo de recuperación de la inversión se duplico, para el pozo B el tiempo de recuperación paso de 9 meses programados a 1 año 11 meses de recuperación. Para el pozo C pasó de 8 meses programados a un año y 9 meses.

Los tres pozos continúan siendo rentables después realizar la intervención, a pesar de los días de retraso. Al realizar la evaluación económica del programa se toman en consideración todos esos tiempos no productivos que no se pueden controlar como las esperas por condiciones climáticas como: la lluvia, mareas, frentes fríos, tormentas eléctricas etc.

Se tomaron en cuenta estas consideraciones y se planeó de tal forma que los días que se retrasaron dichas intervenciones no impactaron en la rentabilidad del proyecto, de hecho, los días programados para el uso de equipo, cuando el VPN es igual a cero con la sensibilidad ya aplicada, los días reales de uso del equipo al finalizar la intervención fue menor a la mitad de los días máximos programados.

Por otro lado, existe el concepto de producción diferida, las pérdidas económicas que se tienen al momento de tener los tiempos no productivos que analicé a lo largo de todas las intervenciones para cada pozo.

Para cada pozo se tiene la siguiente producción diferida:

- Días diferidos x Producción diaria.

Pozo A:

Días reales	Días programados	Diferencia (Días)	Producción diaria (barriles/día)	Producción diferida (barriles/día)
158	111	47	4,470.92	210,133.24

Para el pozo A su producción diferida fue de 210,133.24 barriles por día.

Pozo B:

Días reales	Días programados	Diferencia (Días)	Producción diaria (barriles/día)	Producción diferida (barriles/día)
175	139	36	1,501.91	54,068.76

Para el pozo B su producción diferida fue de 54,068.76 barriles por día.

Pozo C:

Días reales	Días programados	Diferencia (Días)	Producción diaria (barriles/día)	Producción diferida (barriles/día)
130	87	43	1,776.37	76,383.91

Para el pozo C su producción diferida fue de 76,386.91 barriles por día.

El pozo A es el que presenta más producción y más días diferidos, por lo que cual presenta más volumen de crudo que se dejó de ganar a lo que se tenía planeado inicialmente. Con este análisis se puede ver de manera más detallada las pérdidas económicas que se tienen debido a los retrasos por los tiempos no productivos que se presentaron a lo largo de la intervención y afecto el tiempo de recuperación de capital.

REFERENCIAS

1. M.I. Rasso Zamora Carlos. Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 1, Tomo 2, Tomo 4, Tomo 5, Tomo 7, Tomo 8, Tomo 11.
2. Alfonso Mora y V.M. Cortes, 2013. Beneficios del seguimiento operacional en tiempo real de los pozos del AECST. AIPM revista petrolera, congreso mexicano del petróleo 2013.
3. Garaicochea P. Francisco y Benitez H. Miguel Ángel, 1983. Apuntes de terminación de pozos. Facultad de ingeniería UNAM.
4. Gumaro Antonio Guzmán Araiza, 2017. Impacto económico de los tiempos perdidos invisibles en la perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas en México. Tesis de maestría, CDMX.
5. Chávez Echeverría Francisco y Meraz Alcántar Joaquín, 2015. Operaciones críticas de perforación de pozos petroleros. Tesis de licenciatura, CDMX.
6. Gabriela Ávila García, 2016. El análisis de los tiempos no productivos como herramienta para la descripción de los problemas durante la perforación. Tesis de licenciatura, CDMX.
7. Canales Salinas Ricardo José Revista, 2015. Criterios para la toma de decisión de inversiones. Revista electrónica de investigación en ciencias económicas UNAM.
8. Jahn Frank, Cook Mark y Graham Mark. Hydrocarbon exploitation and production, 2° edition, 2008. Amsterdam, The Netherlands.
9. Gabriel Vaca Urbina, Evaluación de proyectos. Graw -hill, 4° Ed., 2001.
10. Brealey, Richard A., Allen Franklin y Myers, Stewart. Principios de Finanzas Corporativas. Mc Graw-Hill, 9° Ed., 2010.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la región noreste.	6
Figura 1.2 Ubicación geográfica de la región sureste.	7
Figura 1.3 Ubicación geográfica de la región Norte.	8
Figura 1.4 Esquematación de tipos de desarrollo de pozos.	9
Figura 1.5 Tipos de pozos.	9
Figura 1.6 Proceso de perforación de un pozo.	15
Figura 1.7 Plataforma semisumergible Muralla IV, Grupo R.	16
Figura 1.8 Plataforma Auto Elevable Cantarell I, Grupo R.	17
Figura 1.9 Plataforma Modular Veracruz, Grupo Mexico.	17
Figura 1.10 Clasificación de Tiempos de Perforación.	20
Figura 1.11 Nueva visión de la clasificación de tiempos de un pozo.	21
Figura 2.1. El CMTR, brindan soporte simultaneo a pozos durante las horas del día.	24 22
Figura 2.2. Etapas del grupo multidisciplinario de los CMTR.	25
Figura 2.3. Cadena de valor de los CMTR.	25
Figura 2.4. Generación, envío y recepción de datos.	26
Figura 2.5. Factores en el análisis de la información de los CMTR.	27
Figura 2.6. Seguimiento a la calidad de sensores.	28
Figura 2.7. Seguimiento a la calidad de sensores.	29
Figura 2.8. Metodología A.M.I.	29
Figura 2.9. Modelo de Ingeniería Preventiva.	31
Figura 3.1. Clasificación tiempos reales de perforación.	33
Figura 3.2. Semaforización de tiempos de perforación.	34
Figura 3.3. Actividades de los tiempos de perforación.	35
Figura 3.4. Proceso análisis post-mortem.	35

Figura 3.5. Estado mecánico programado.	36
Figura 3.6. Estado mecánico real.	37
Figura 3.7. Distribución de tiempo normal de operación durante la perforación.	38
Figura 3.8. Distribución de tiempo normal de operación durante la terminación.	39
Figura 3.9. Grafica profundidad vs duración de perforación.	40
Figura 3.10. Grafica profundidad vs duración durante la terminación.	40
Figura 3.11. Comparativo total de tiempos por concepto.	41
Figura 3.12. Distribución de los tiempos de operación durante la perforación y cambio de etapa.	42
Figura 3.13. Distribución de los tiempos de operación durante la terminación.	43
Figura 3.14. Comparativo total de tiempos por etapa.	44
Figura 3.15. Problemas durante la perforación y cambio de etapa.	45
Figura 3.16. Figura 3.16. Fallas durante la perforación y cambio de etapa.	45
Figura 3.17. Esperas durante la perforación y cambio de etapa.	46
Figura 3.18. Esperas durante la terminación.	46
Figura 3.19. Estado mecánico programado.	49
Figura 3.20. Estado mecánico real.	50
Figura 3.21. Distribución de tiempo normal de operación durante la perforación y cambio de etapa.	51
Figura 3.22. Distribución de tiempo normal de operación durante la terminación.	52
Figura 3.23. Grafica profundidad vs duración de perforación.	53
Figura 3.24. Grafica profundidad vs duración durante la terminación.	53
Figura 3.25. Comparativo total de tiempos por concepto.	54
Figura 3.26. Distribución de los tiempos de operación.	55
Figura 3.27. Distribución de los tiempos de operación.	56
Figura 3.28. Comparativo total de tiempos por etapa.	57
Figura 3.29. Problemas durante la perforación y cambio de etapa.	58
Figura 3.30. Suspensiones durante la perforación y cambio de etapa.	58

Figura 3.31. Fallas durante la perforación y cambio de etapa.	59
Figura 3.32. Esperas durante la perforación y cambio de etapa.	59
Figura 3.33. Problemas durante la terminación.	60
Figura 3.34. Fallas durante la terminación.	60
Figura 3.35. Estado mecánico programado.	63
Figura 3.36. Estado mecánico real.	64
Figura 3.37. Distribución de tiempo normal de operación.	65
Figura 3.38. Distribución de tiempo normal de operación durante la terminación.	66
Figura 3.39. Grafica profundidad vs duración de perforación.	67
Figura 3.40. Grafica profundidad vs duración de perforación.	67
Figura 3.41. Comparativo total de tiempos por concepto.	68
Figura 3.42. Distribución de los tiempos de operación.	69
Figura 3.43. Distribución de los tiempos de operación.	70
Figura 3.44. Comparativo total de tiempos por etapa.	71
Figura 3.45. Problemas durante la perforación y terminación.	72
Figura 3.46. Fallas durante la perforación y terminación.	72
Figura 3.47. Esperas durante la perforación y terminación.	73
Figura 3.48. Esperas durante la terminación.	73
Figura 4.1. Elementos de flujo de efectivo de un proyecto.	77
Figura 4.2. Elementos de flujo de efectivo de un proyecto.	78
Figura 4.3. Elementos de flujo de efectivo de un proyecto.	79
Figura 4.4. División del barril bajo un sistema típico de impuestos y regalías.	80
Figura 4.5. Diagrama de flujo de efectivo.	81
Figura 4.6. VPN vs costo de capital.	82
Figura 4.7. VPN vs tasa de descuento (tasa de interés).	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Proceso de la perforación.	14
Tabla 1.2 Tipos de Terminaciones.	18
Tabla 3.1. Tabla de distribución de TR´S .	37
Tabla 3.2. Comparativo total de tiempos por concepto.	41
Tabla 3.3. Comparativo total de tiempos por etapa.	43
Tabla 3.4. Bitácora durante cada etapa.	47
Tabla 3.5. Tabla de distribución de TR´S.	50
Tabla 3.6. Comparativo total de tiempos por concepto.	54
Tabla 3.7. Comparativo total de tiempos por etapa.	56
Tabla 3.8. Bitácora durante cada etapa.	61
Tabla 3.9. Tabla de distribución de TR´S.	64
Tabla 3.10. Comparativo total de tiempos por concepto.	68
Tabla 3.11. Comparativo total de tiempos por etapa.	70
Tabla 3.12. Bitácora durante cada etapa.	74
Tabla 3.12. Bitácora durante cada etapa.	75
Tabla 4.1. Fechas programadas y reales.	84
Tabla 4.2. VPN antes de impuestos.	85
Tabla 4.3. VPN Después de impuestos.	85
Tabla 4.4. Fechas programadas y reales.	86
Tabla 4.5. VPN antes de impuestos.	86
Tabla 4.6. VPN Después de impuestos.	87
Tabla 4.7. Fechas programadas y reales.	88
Tabla 4.8. VPN antes de impuestos.	88
Tabla 4.9. VPN Después de impuestos.	89