

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL



TRABAJO DE TITULACIÓN

**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE
EMPRESAS**

**MODELO DE CONTROL DE COSTOS DE PERFORACIÓN
DE POZOS PARA LOS CAMPOS CUYABENO - VHR DE LA
PETROAMAZONAS EP.**

**AUTOR: Ing. Diego Vicente Molina Álvarez.
TUTOR: PhD. René Alberto Cañete Bajuelo**

**Quito - Ecuador
Septiembre 2014**

APROBACIÓN DEL TUTOR

En calidad de Tutor del Trabajo de Graduación, nombrado por la Comisión Académica de Posgrados de la Universidad Tecnológica Israel certifico:

Que el presente trabajo de investigación: “MODELO DE CONTROL DE COSTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA LOS CAMPOS CUYABENO - VHR DE LA PETROAMAZONAS EP”, presentado por el maestrante: Ing. Diego Vicente Molina Álvarez, estudiante del programa de la Maestría en Administración y Dirección de Empresas Doceava Promoción “MBA-12”, reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la evaluación del Tribunal de Grado que la Comisión Académica de Posgrados designe.

Quito, Septiembre 2014

TUTOR

PhD. René Alberto Cañete Bajuelo

AUTORÍA DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN

El abajo firmante, en calidad de estudiante de la Maestría en Administración y Dirección de Empresas Doceava Promoción “MBA-12”, declaro que los contenidos de este Trabajo de Graduación, requisito previo a la obtención del Grado de Magister en Administración y Dirección de Empresas, son absolutamente originales, auténticos y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

Quito, Septiembre 2014

AUTOR

Ing. Diego Vicente Molina Álvarez

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Graduación, con mucho amor y cariño a mi esposa Diana y mi hijo David

Quito, Septiembre 2014

Ing. Diego Vicente Molina Álvarez

AGRADECIMIENTOS

“El agradecimiento es la parte principal de un hombre de bien. Francisco de Quevedo (1580-1645) Escritor español.” Y es la oportunidad en el logro de este título, agradecerle a ti Señor por todas las bendiciones que derramas en mí. Gracias a ti mi amor por tu compañía, tu cariño y maravilloso amor; por esas palabras de aliento y de sabiduría que siembras en mi y que edifican nuestro hogar. A ti, mi hijo; por ser luz que me guía siempre hacia nuevos derroteros. Gracias a mis padres que junto a la bendición del Señor compartimos estos momentos.

Agradezco al personal docente de la Maestría en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Tecnológica Israel en especial al PhD René Alberto Cañete Bajuelo, por su guía y dirección en este trabajo de investigación.

Quito, Septiembre 2014

Ing. Diego Vicente Molina Álvarez

ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS

Aprobación del tutor	ii
Autoría del trabajo de graduación	iii
Dedicatoria	iv
Agradecimientos	v
Índice general de contenidos	vi
Índice de cuadros	x
Índice de gráficos	xiv
Índice de anexos	xv
Resumen	1
Abstract	2
Introducción	3

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA	5
Introducción	5
MARCO REFERENCIAL	7
El costo de perforación de pozos	7
Misión y visión de Petroamazonas	8
Estudios preliminares del campo VHR – CUYABENO	9
Análisis y control de costos por procesos	12

La contabilidad en la empresa	13
Clasificación del costo	19
Mejora continua de procesos	20
El modelo SAMME	21
Marco conceptual	22

CAPÍTULO II

CARACTERISTICAS DE LA EMPRESA PETROAMAZONAS EP	29
Alineamiento estratégico	30
Perspectivas estratégicas	31
Crecimiento	31
Salud, seguridad y ambiente	31
Marco legal	31
Responsabilidad social	31
Solvencia financiera	31
Eficiencia	31
Objetivos estratégicos	32
Estructura organizacional por procesos	34
Estructura descriptiva	35
Gerencia de planificación y control	35
Gerencia de legal	36
Gerencia de perforación	36

Gerencia de facilidades y construcciones	38
Gerencia financiera	38
Generalidades de los campos	38
Descripción geológica del campo CUYABENO	38
Estratigrafía del campo CUYABENO	39
Descripción geológica del campo V.H.R.	41
Estratigrafía del campo VHR	42
Esquema mecánico para la perforación de pozos campo CUYABENO –VHR.	42
Definición del KPI de perforación para el campo CUYABENO Y VHR.	44
KPI para los servicios de perforación en función de tiempo	44
Formulación del KPI de perforación	45
Estimación de los tiempos de construcción de pozos en los campos CUYABENO, VHR con aplicación del límite técnico del área	49
Análisis de las variables de perforación que inciden en el tiempo no productivo en la perforación en los campos CUYABENO – VHR	60

CAPÍTULO III

PROPUESTA DEL MODELO SUGERIDO	65
Identificación de los costos de perforación en los campos CUYABENO – VHR en función del KPI propuesto	65
Identificación del proceso clave de perforación	70

Método de proceso de mejora continua (PMC)	75
Modelo SAMME	75
Control de costos por procesos claves	77
Determinación del costo estándar perforación en función al KPI incorporado	108
Determinación del costo estándar servicio de taladro de perforación	108
Determinación del costo estándar servicio de perforación direccional	110
Determinación del costo estándar servicio de fluidos de perforación.	111
Determinación del costo estándar del servicio de mudlogin	112
Determinación del costo estándar del servicio de control de sólidos	113
Determinación del costo estándar del servicio de gerenciamiento	115
Determinación del costo estándar de combustible	116
Determinación del costo estándar servicio de vacuum y montacarga	117
Determinación del costo estándar de perforación del pozo direccional tipo en el campo CUYABENO –VHR	118
Comparación del costo estándar con el costo real de los campos CUYABENO-VHR ...	121
CONCLUSIONES	123
RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	125
ANEXOS	127

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1: Balance General - Plan de Cuentas Petroamazonas	15
Cuadro N° 2: Costos y Gastos - Plan de Cuentas Petroamazonas	16
Cuadro N° 3: Inversiones - Plan de Cuentas Petroamazonas	17
Cuadro N° 4: KPI de perforación campo CUYABENO	47
Cuadro N° 5: KPI de perforación Campo VHR	48
Cuadro N° 6: Códigos Operacionales Normales y No Productivos de la Perforación de un pozo en Petroamazonas	50
Cuadro N°7: Actividades de Perforación pozo tipo “CUYABENO”	51
Cuadro N°8: Actividades de Perforación pozo tipo “VHR”	56
Cuadro N° 9: Tiempo no productivo en operaciones de perforación PAM año 2013	60
Cuadro N° 10: Tiempo no productivo reportado en operaciones de perforación RIG CCDC39	61
Cuadro N° 11: Tiempo no productivo de perforación en campo CUYABENO	63
Cuadro N° 12: Tiempo no productivo de perforación en campo VHR	64
Cuadro N° 13: Costos de perforación, campo CUYABENO-VHR año 2013	66
Cuadro N° 14: Costos de perforación CUYABENO en porcentaje y acumulados	67
Cuadro N° 15: Costos de perforación VHR en porcentaje y acumulados	68
Cuadro N° 16: Costos de Perforación del Campo Cuyabeno en función del tiempo	69
Cuadro N° 17: Costos de Perforación del Campo VHR en función del tiempo	69
Cuadro N°18: Distribución total del tiempo productivo pozo CUYABENO	71
Cuadro N°19 : Tiempo productivo pozo CUYABENO	72

Cuadro N°20: Distribución total del tiempo productivo pozo VHR	73
Cuadro N°21: Tiempo productivo pozo VHR	74
Cuadro N° 22: Proceso de mejora continua cadena PROVEEDOR – PRODUCTOR – CLIENTE campo CUYABENO – VHR	76
Cuadro N° 23: Control de costos por procesos claves Campo CUYABENO	77
Cuadro N° 24: Control de costos por procesos claves Campo VHR	81
Cuadro N°25: Identificación de causas de las tareas sin valor agregado del proceso Drilling	84
Cuadro N°26: Tareas y subtareas del proceso “Drilling” en el Campo CUYABENO	85
Cuadro N°27: Tareas y subtareas del proceso “Drilling” en el Campo VHR	88
Cuadro N°28: Flujograma del proceso “Drilling” en el Campo CUYABENO	94
Cuadro N°29: Flujograma del proceso “Drilling” en el Campo VHR	99
Cuadro N°30: Determinación del costo estándar del servicio de Taladro de Perforación del Campo Cuyabeno	109
Cuadro N°31: Determinación del costo estándar del servicio de Taladro de Perforación del Campo VHR	109
Cuadro N°32: Determinación del costo estándar del servicio Direccional del Campo Cuyabeno	110
Cuadro N°33: Determinación del costo estándar del servicio Direccional del Campo VHR	110
Cuadro N°34: Determinación del costo estándar del servicio Fluidos de Perforación del Campo CUYABENO	111

Cuadro N°35: Determinación del costo estándar del servicio Fluidos de Perforación del Campo VHR	112
Cuadro N°36: Determinación del costo estándar del servicio de Mudlogging del Campo CUYABENO	113
Cuadro N°37: Determinación del costo estándar del servicio de Mudlogging del Campo VHR	113
Cuadro N°38: Determinación del costo estándar del servicio de Control de Sólidos del Campo CUYABENO	114
Cuadro N°39: Determinación del costo estándar del servicio de Control de Sólidos del Campo VHR	114
Cuadro N°40: Determinación del costo estándar del servicio de Gerenciamiento del Campo CUYABENO	115
Cuadro N°41: Determinación del costo estándar del servicio de Gerenciamiento del Campo VHR	116
Cuadro N°42: Determinación del costo estándar de Combustibles en el Campo CUYABENO	116
Cuadro N°43: Determinación del costo estándar de Combustibles en el Campo VHR..	117
Cuadro N°44: Determinación del costo estándar de Vacuum y Montacarga en el Campo CUYABENO	117
Cuadro N°45: Determinación del costo estándar de Vacuum y Montacarga en el Campo VHR	118
Cuadro N°46: Determinación del costo estándar de Perforación en el Campo	

CUYABENO	119
Cuadro N°47: Determinación del costo estándar de Perforación en el Campo VHR	120
Cuadro N°48: Comparación del costo estándar con el costo real de los Campos	
CUYABENO-VHR	121
Cuadro N°49: Promedio del costo estándar con el costo real de los Campos	
CUYABENO-VHR	122

ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Gráfico N° 1: Relación entre el límite técnico y tiempo removible	10
Gráfico N°2: Modelo sistemático de PMC (SAME)	21
Gráfico N° 3: Perspectivas Estratégicas PAM. EP	32
Gráfico N° 4: Estrategia Corporativa PAM. EP	33
Gráfico N° 5: Ubicación geográfica de los Campos CUYABENO-V.H.R.	39
Gráfico N°6: Columna estratigráfica Campo CUYABENO	40
Gráfico N° 7: Columna estratigráfica Campo V.H.R	41
Gráfico N° 8: Perfiles pozos Cuyabeno-VHR	43
Gráfico N°9: Tiempo Vs Profundidad pozo Tipo CUYABENO	55
Gráfico N°10: Tiempo Vs Profundidad pozo Tipo VHR	59
Gráfico N°: 11 NPT visibles y no visibles campo CUYABENO (hrs)	63
Gráfico N°: 12 NPT visibles y no visibles Campo VHR (hrs)	64
Gráfico N°13: Distribución tiempo productivo pozo TIPO CUYABENO	72
Gráfico N°14: Distribución tiempo productivo pozo TIPO VHR	74

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: Cálculo de la energía específica Campo CUYABENO	127
ANEXO 2: Cálculo de la energía específica Campo VHR	129
ANEXO 3: Costos de perforación campo CUYABENO	131
ANEXO 4: Costo de perforación campo VHR	135
ANEXO 5: Método de cálculo de la media y desviación de la medida de los costos de perforación pozo CUYABENO	136
ANEXO 6: Determinación del promedio de uso de montacargas en operaciones de perforación y completación de un pozo	137

RESUMEN

Petroamazonas EP en el 2014, apunta a reducir los costos operativos, a 9.17 USD por cada barril de crudo producido e incrementar la producción de crudo diaria a 327.528 barriles (bpd) de crudo a nivel nacional, con un presupuesto de alrededor de 3.200 millones de dólares. Como una herramienta para poder cumplir el Plan Operativo Anual, se establecerá un modelo de control de costos para la perforación de pozos en los Campos Cuyabeno - VHR (Víctor Hugo Ruales) el cual asegurará el control de los recursos financieros y la maximización de los beneficios a generarse, permitirá mostrar un modelo de control de costos de perforación para otros activos y generará información para la toma de decisiones a nivel gerencial, se podrá optar por medidas correctivas que aseguren el éxito de la construcción de los pozos, se podrá realizar el seguimiento de actividades que permitirán suspender una operación problema en la perforación y buscar alternativas antes de que se produzcan pérdidas cuantiosas a la empresa.

PALABRAS CLAVE: “Modelo de Control de Costos para la Perforación de Pozos”.

ABSTRACT

Petroamazonas in 2014, aims to reduce operating costs, to \$9.17 for each barrel of oil produced and increase daily oil production to 327,528 barrels nation wide. With a budget of around 3,200 million dollars. As a tool to meet the annual operating plan, a model of cost control for drilling wells in the fields Cuyabeno – VHR, which will ensure the control of financial resources and maximizing the benefits to be generated. The study will show a cost control drilling model to other fields and will generate information for decision-making at the management level. The model may choose remedial measures to ensure the success of the drilling of wells, will may track activities and to suspend an problem to seeking others alternatives before generating costly company losses.

KEY WORDS: “Cost Control Drilling Models”

INTRODUCCIÓN.

Tras la crisis económica mundial o gran recesión mundial a partir del año 2008, los costos de las materias primas se incrementaron, particularmente la del precio del petróleo, causando verdaderos daños económicos y amenazando a las economías de los países en desarrollo.

La volatilidad de los precios del crudo; ha superando los \$100 por cada barril, alcanzando \$147 el costo del barril en julio del 2008, registrándose varias caídas del precio del “Crudo Napo” con una cotización en el WTI de \$92.83 por barril a septiembre del 2014, una abrupta caída del más del 60%, en estos últimos años provocando desempleo y graves consecuencias a las empresas que giran al entorno a las industria del petróleo.

Las ventas de una operadora depende de la producción y del precio del crudo, en los últimos años el superávit originado por la venta del crudo se ha dado aun más por la variación de los precios del crudo en el tiempo, que por la producción.

Al verse afectado las ventas por las diferentes crisis económicas, las ganancias también se ven afectadas, normalmente porque las empresas no pueden ajustarse a la proporción en la que disminuye los precios de sus productos. Si los precios siguen disminuyendo las empresas que no tienen un proceso de control de costos de producción óptimos, entrarían en pérdidas y pararían de producir.

El control de costos es una actividad crítica que refleja la eficiencia y competitividad, calidad de la gestión de la empresa en múltiples aspectos. El siguiente proyecto de investigación muestra el desarrollo de “MODELO DE CONTROL DE COSTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA LOS CAMPOS CUYABENO - VHR DE LA PETROAMAZONAS EP”, desarrollado en tres capítulos. En el capítulo I; se realiza un diagnóstico y características de la empresa Petroamazonas EP, se pretende encontrar cual es el alineamiento estratégico y los elementos estratégicos que me permitirán conocer las perspectivas que se alinean al control de costos, identificando a los responsables del costo, se definirá un nuevo KPI de perforación para el campo CUYABENO – VHR, como un indicador de eficiencia y eficacia en los procesos de perforación, identificando a uno de los procesos claves de perforación y sus costos inmersos en la operación, comparando el costo real con el costo estándar de perforación, considerando los tiempos no productivos que pudieran generarse en esta actividad . En el Capítulo II se realiza la propuesta del modelo sugerido ; considerando el análisis a uno de los procesos claves de perforación el cual es identificado por el alto costo y por su variación por el tiempo, a este proceso se lo somete a un modelo de mejora continua y con la utilización de métodos estadísticos de predicción de consumo de los costos se establece el costo estándar de perforación en los campos CUYABENO y VHR; por último se establecerán las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA

INTRODUCCIÓN

Mediante, Decreto Ejecutivo 1351-A, suscrito por el Presidente de la República el 01 de noviembre del 2012, la Empresa Estatal de Petróleos Petroamazonas asume de manera oficial las operaciones de los Campos: Lago Agrio, Libertador, Shushufindi, Auca, Cuyabeno y de gas natural en el Litoral Ecuatoriano, que pertenecían a la Ex Gerencia de Exploración y Producción de la EP Petroecuador, dentro del proceso de fusión por absorción iniciado en enero del 2010.

El proceso de absorción se apunta a reducir los costos operativos, a USD9,17 por cada barril de crudo producido para el 2014, e incrementar la producción de crudo diaria a 327.528 barriles (bpd) de crudo a nivel nacional, con un presupuesto para inversiones y gastos de alrededor de 3.200 millones de dólares. Con el objetivo y razón de generar divisas entregando ganancias al país.

Desde el punto de vista económico, la captación de divisas a través de las exportaciones ha constituido el elemento vital de la economía ecuatoriana, y una de las fuentes más importante es la exportación de crudo y derivados, que para el 2012 fue de 133.454 millones de barriles equivalentes de petróleo, además representa el 90% de la producción total de energía primaria.

Para poder llegar al objetivo de mantener la tasa de producción de crudo diaria, tanto para consumo interno, exportación y generar ganancias al Estado Ecuatoriano, Petroamazonas ha establecido el “Plan Operativo 2014”, estableciéndose como metas y objetivos para la Gerencia de Perforación la construcción de 189 pozos petroleros para el 2014 , mediante una organización económica y administrativa de los recursos que se dispondrán para la ejecución de las tareas de perforación, que para este 2014 será de USD 1.210.266.260.

El modelo de control de costos propuesto para la perforación de pozos, en dos de los campos de Petroamazonas EP. “Cuyabeno, VHR (Víctor Hugo Ruales)”, busca ser replica en otros campos, mediante la aplicación de la teoría, familiarizar o reforzar los fundamentos, métodos, procedimientos e indicadores aplicados en el control de costos de perforación de pozos.

Tiene como propósito ofrecer la base de conocimientos sobre la estructura organizacional de Petroamazonas EP y la manera como estos se relacionan entre sí para la ejecución de la construcción de Pozos; integrando los objetivos de perforación a la estrategia corporativa de la empresa.

Será un instrumento para racionalizar recursos y asegurar utilidades al Estado , asegurará el control de los recursos financieros propuestos en el presupuesto y permitirá la maximización de los beneficios a generarse en el Activo Norte (Campos Zona Norte de Petroamazonas), por la pronta incorporación de las reservas probadas, probables y posibles a la producción diaria estimada del Activo Cuyabeno, que para

el 2014, está establecida en 25.875 bbl/día de petróleo, se establecerá la secuencia de actividades de perforación en los Campo Cuyabeno, VHR, que permitirá hacer el seguimiento en el día a día de las actividades en desarrollo, y permitirá tomar decisiones de cuándo suspender una operación problema en la perforación, buscar una alternativa y en el peor de los casos cuándo abandonar un pozo, antes de que se produzcan pérdidas cuantiosas a la empresa, generará información para la toma de decisiones a nivel gerencial, donde se podrán optar por medidas correctivas que aseguren el éxito de la construcción de los pozos propuestos en el los diferentes Activos.

MARCO REFERENCIAL

EL COSTO DE PERFORACIÓN DE POZOS

El costo del petróleo en los últimos años ha sido variable en todo el mundo, resultado de las fuertes crisis económicas, que han afectado la cotización del crudo en las grades bolsas de valores donde cotizan este producto, el cómo se estima el precio del crudo depende de varios factores y entre uno de los más comunes, el costo de producción del crudo de las productoras y otro es el de la oferta y la demanda establecida a largo y corto plazo esto hace que el costo de construcción de los pozos sean variables y cada vez mas alto.

MISIÓN Y VISIÓN DE PETROAMAZONAS

En este entorno, la misión y visión de Petroamazonas EP, es gestionar el sector hidrocarburífero y generar divisas para el “Estado Ecuatoriano” con la mayor eficiencia posible:

“Misión: Desarrollar actividades estratégicas de exploración y explotación de hidrocarburos, de manera eficiente, sustentable y segura, con responsabilidad social y ambiental, con el aporte del mejor talento humano para contribuir al desarrollo energético del Ecuador.”

“Visión: Ser la Empresa referente del Estado ecuatoriano y líder de la industria de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional y regional, por nuestra eficiencia, integridad y confiabilidad, a la vanguardia de la responsabilidad social y ambiental.” Petroamazonas. (2014). Valore, Misión y Visión. *Visión*, Recuperado de: <http://www.petroamazonas.gob.ec/mision/>

Huarcaya, G. (2011). *Aplicación de un modelo de control de costos para una empresa minera*. Recuperado: <http://www.slideshare.net/perumin30/ppt-guido-huarcaya>; muestra un modelo para poder integrar el control de costos a la estrategia de la empresa, disponer de un modelo de mejora continua, aplicar un control de costos por procesos, elaborar modelos “Value Tree Driver”, elaborar modelos estadísticos de predicción y realizar benchmarks en forma constante. Metodología que fundamenta el control aplicado a nuestro medio controlando los altos costos de

operación en las fases de exploración y perforación; Es importante establecer los costos asociados directamente a la actividad de perforación en cada una de sus fases y en forma detallada, al ser esta una de las aéreas de mayor costo de inversión para Petroamazonas, donde los costos de Perforación se ven afectados constantemente por la variación del precio de crudo, encareciendo el costo de utilidad por barril producido, siendo necesario diferenciar entre el costo de lo planificado y lo realmente acontecido en relación a la producción que se prevé obtener del pozo perforado.

Nuestro estudio, determinará una metodología para el control de los costos de perforación para cualquier campo, para ello es imprescindible realizar estudios previos de ingeniería en los Campo de estudio cuyas conclusiones nos proporcionaran la información necesaria para conocer el campo e identificar las variables de perforación propias del área y los costos que los involucra.

ESTUDIOS PRELIMINARES DEL CAMPO VHR - CUYABENO

El primer estudio a realizarse es: “El Cálculo del Límite Técnico de las Operaciones de Perforación del Campo”. El concepto de límite técnico fue inicialmente usado por la compañía Woodside, en el Noroeste de Australia en 1990, basado en las mejoras logradas por UNOCAL-Tailandia a finales de los 80 y principios de los 90, a partir de estas fechas Shell adoptó este conocimiento similar al que lo llamó “Drilling The Limit” (DTL) y Amerada Hess lo llamó “To The Limit”.

Bonilla, M. & Buestán, A. (2012). *Estudio del Límite Técnico en la Perforación de los Campos Cuyabeno, VHR*. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito. Aplican el límite técnico a los Campos CUYABENO y VHR mediante un proceso que incrementa el desempeño, basado en la ingeniería y la planificación, aplicado al diseño y la ejecución de la construcción del pozo.

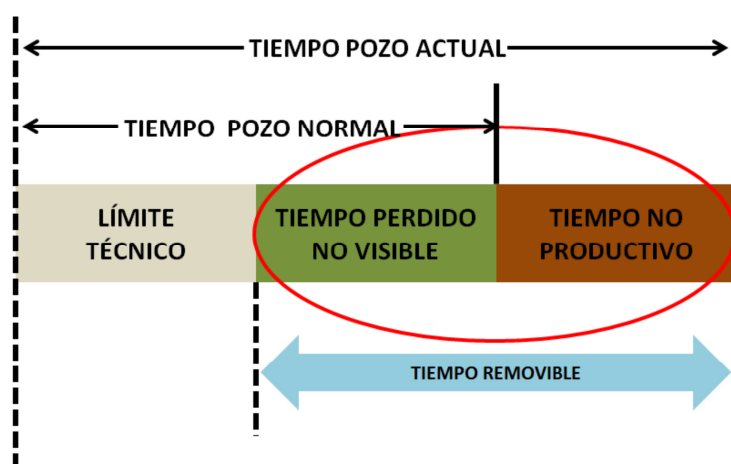


Gráfico N° 1: Relación entre el límite técnico y tiempo removible

El análisis del límite técnico propuesto, es en base a las operaciones de perforación realizadas en los campos CUYABENO y VHR, en las campañas de perforación con un taladro de perforación en el año 2008-2010 a cargo de la Ex Gerencia de Exploración y Producción de la EP PETROECUADOR, genera una información confiable y aplicable a las futuras perforaciones en el Área. El estudio del límite técnico contempla la descripción estratigráfica y los topes formacionales de los campos CUYABENO y VHR, estima un promedio de las profundidades de

los pozos perforados considerando el asentamiento de la tubería de revestimiento en base a la geología y al diseño que se ha desarrollado en estos campos.

Mediante el análisis de los reportes diarios de perforación, se establece la relación entre el límite técnico y tiempo removible visible y no visible de las operaciones de perforación (Gráfico N°1), estableciendo los tiempos utilizados en las diferentes actividades para la perforación de los pozos direccionales con perfiles tipo “S” y “J” de dos, tres y cuatro secciones así como también para pozos verticales de dos secciones; conociendo los problemas suscitados en la perforación junto a las acciones remediales y prácticas preventivas utilizadas en la perforación de los pozos, marcando una curva de aprendizaje que se la puede utilizar con seguridad para las perforaciones futuras en el área, generando un lineamiento o estándar técnico de los tiempos a seguir en las operaciones de perforación.

El segundo estudio, que se debe realizar al campo, es establecer una metodología de selección de brocas tricónicas y PDC para la perforación. Haro,W. (2012). *Metodología de selección de brocas para los Campos Cuyabeno y VHR*. (Tesis de Pregrado) Escuela Politécnica Nacional, Quito. Establece un estudio que se refiere a la selección del programa de brocas, en el estudio se selecciona el programa de brocas óptimo y describe la forma en la que se realiza dicha selección aplicando el cálculo de la energía mecánica específica “Es”. El tipo de broca óptimo, tricónicas o PDC, según este método será el que requiera menor cantidad de energía mecánica específica.

Por otro lado con este estudio se estableció cual es el punto en el cual debe ser remplazada una broca que está perforando en estos campos; es decir cuando la energía mecánica específica de la broca que se utilizó empezó a aumentar su valor, mientras que otro diferente tipo de broca mejoró su desempeño (Anexo N°1 y Anexo N°2). Con este criterio se realiza una propuesta diferente para el control de las variables de perforación, mostrándolas como “KPI” “Keep performance indicator” para las operaciones de perforación, desarrollado en el Capítulo N° 1 de este estudio el cual junto al modelo de control de costos propuesto se controlará a una de las variables más importantes de la perforación que es el tiempo.

ANÁLISIS Y CONTROL DE COSTOS POR PROCESOS

L. Rodríguez. (2012). *Lo que debe saber sobre costos por procesos*, Universidad Central del Ecuador Facultad de Ciencias Administrativas. Clasifica a las empresas por la actividad económica en:

- Industriales
- Comerciales
- Servicios

La Empresa Estatal de Petróleos Petroamazonas, desde el punto de vista económico, tiene la captación de divisas a través de las exportación de crudo y derivados; el cual se ha constituido el elemento vital de la economía ecuatoriana ; con la producción que para el 2012 fue de 133.454 millones de barriles equivalentes de petróleo, representó el 90% de la producción total de energía primaria.

Para poder llegar al objetivo de mantener la tasa de producción de crudo diaria, tanto para consumo interno, exportación y generar ganancias al Estado Ecuatoriano, Petroamazonas ha establecido el “Plan Operativo 2014”, estableciéndose como metas y objetivos para la Gerencia de Perforación la construcción de 189 pozos petroleros , mediante una organización económica y administrativa de los recursos que se dispondrán para la ejecución de las tareas de perforación, que para este 2014 será de USD 1.210.266.260.

LA CONTABILIDAD EN LA EMPRESA

Petroamazonas maneja un plan maestro de cuentas (Cuadro N°1). Con la contabilidad de costos, determina su costo de producción de crudo a nivel nacional. La contabilidad de costos utilizada, entrega datos relacionados con la producción los cuales llegan a la presentación de estados financieros. Estos datos son necesarios para conocer lo que le cuesta la empresa producir un barril de crudo.

Según balance general las cuentas en Petroamazonas se dividen en:

- Activos
- Pasivos y Patrimonio
- Ingresos
- Costos y Gastos

En el Plan de cuentas, PAM (Cuadro N°1) clasifica a los activos en la cuenta 13400 y la subcuenta 7xxx-9xx x , estos costos corresponden a exploración y perforación, desarrollo. Rodríguez, L.(2012). Lo que se debe saber sobre: Costos por Procesos, *Universidad Central del Ecuador Facultad de Ciencias Administrativas*, 1(1.5), 7-8. indica que “ El costo es sinónimo de inversión, por lo tanto, retorna a la empresa con un margen de ganancia, cuando hemos vendido el bien o servicio”, la venta del barril de crudo, genera la ganancia materia de dicho costo; por otro lado el gasto es un concepto eminentemente económico, los saldos de estas cuentas figuran en el Estado de Resultados.

Petroamazonas, en el plan de cuentas, clasifica a los costos como cuentas (OPEX) (Cuadro N° 2), estas son identificadas por el centro de costos y subcuentas con el número 8XXX, con partida presupuestaria correspondiente y centro de costos 5210 con (AFP), número 9XXXXXX y sub-cuentas con número 9XXX.

Cuadro N° 1: Balance General - Plan de Cuentas Petroamazonas.

PETROAMAZONAS EP
Plan de Cuentas

PETROAMAZONAS EP			
CUENTA	SUBCUENTA	DESCRIPCION	PP
ACTIVOS			
01XXX		CAJA Y BANCOS	
03XXX		CUENTAS POR COBRAR	
04XXX		INVENTARIO DE CRUDO	
05XXX		INVENTARIO MATERIALES Y SUMINISTROS	
07XXX		GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	
13XXX		PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO- PROYECTOS EN PROCESO	
13200	5XXX	SISMICA Y GEOFISICA	
13300	7XXX	PERFORACION - EXPLORACION	
13400	7XXX-9XXX	PERFORACION DESARROLLO	
13500	6XXX	FACILIDADES DE PRODUCCION	
13600	6XXX	OLEODUCTOS Y ESTACIONES DE BOMBEO	
138XX		PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO CAPITALIZADO	
13820		SISMICA Y GEOFISICA	
	1382	Sismica y Geofísica	
13830		PERFORACION - EXPLORACION	
	1383	Perforación - Exploración	
13840		PERFORACION DESARROLLO	
	1384	Perforación - Desarrollo	
13850		FACILIDADES DE PRODUCCION	
	1385	Facilidades de Producción	
13860		OLEODUCTOS Y ESTACIONES DE BOMBEO	
	1386	Oleoductos y Estaciones de Bombeo	
13890		ABANDONO DE CAMPO	
	1389	Abandono de Campo	
14XXX		ACTIVO FIJO	
15XXX		DEPRECIACIONES	
15XXX		AMORTIZACIONES	
18XXX		OTROS ACTIVOS	
PASIVO Y PATRIMONIO			
2XXXX		PASIVO Y PATRIMONIO	
20XXX		PASIVO	
		PASIVOS LARGO PLAZO	
29XX		PATRIMONIO	
INGRESOS			
30XXX		INGRESOS POR VENTAS	
4XXXX		COSTOS DE PRODUCCION Y OTROS	
401XX		OPERACIONES DE PRODUCCION	
41XXX		GASTOS GENERALES ADMINISTRATIVOS Y DE OPERACION	
42XXX		OTROS COSTOS DE OPERACION	
42300		POZOS SECOS	
	4231	Costos de Pozos Secos	
43XXX		DEPRECIACION	
PROD		CUENTA ESTADISTICA DE PRODUCCION	

Fuente: Petroamazonas
Elaborado por: Diego Molina A

Cuadro N° 2: Costos y Gastos - Plan de Cuentas Petroamazonas.

PETROAMAZONAS EP (Fusión)
Plan de Cuentas - Costos y Gastos

COSTOS Y GASTOS -OPEX

CUENTA	CENTRO DE COSTOS			DESCRIPCION
	2007	2013	COMENTARIO	
40100	50XX	50XX		GASTOS DE OPERACIONES
40110	51XX	51XX		MANTENIMIENTO
40120	52XX	52XX		REACONDICIONAMIENTO DE POZOS
40130	53XX	53XX		SOPORTE
41100	90XX	90XX		GENERALES ADMINISTRATIVOS
41101				GENERALES OTROS
41110	91XX	91XX		GENERALES OPERACION
	9101	9101		Gerencia Nacional de Operaciones
	9110	9110		Perforación
	9111	9111		Operaciones Zona Centro
	9118	9112		Operaciones Zona Oeste
	9113	9113		Operaciones Zona Norte
	9114	9114		Facilidades
	9115	9115		Mantenimiento
	9116	9116		Otros - Nómina
		9117		Laboratorio Quito
		9118		Laboratorio Guayaquil
		9119		Operaciones Gas
		9120		Operaciones Aviación
		9121		Regímenes Especiales
41120	92XX	92XX		EXPLORACION

Nota: Para la fusión se incrementó un dígito 0 PAM 1 PEC.

CAMPOS (LOCACIONES) - PETRÓLEO

Bloques 58 y 59:

rango 140-159 incluye 197

BLOQUES 58 y 59			
2007 - R11 LOCACION	2013 - R12 CAMPO	COMENTARIO	DESCRIPCION
	140		B58 - VHR (Víctor Hugo Ruales)
	141		B58 - Sansahuari
	142		B58 - Cuyabeno
	143		B58 - Blanca
	144		B58 - Tipishca Huaico (Incluye Calumeña)
	145		B58 - AED (Amílcar Espinel Díaz)
	146		B59 - Vinita
	197		B58 - Bloque 58 - Asignación Cuyabeno

Fuente: Petroamazonas
Elaborado por: Diego Molina A

Las inversiones “Activos”, son llamados (CAPEX) (Cuadro N°3, N°4) , estas contienen la sub-cuentas AFP 2XXXXXX - 3XXXXXX que corresponden a (EXPLORACION-PERFORACION) con CUENTAS 13300 -13400 .

Cuadro N° 3: Inversiones - Plan de Cuentas Petroamazonas.

PETROAMAZONAS EP (Fusión)				
Plan de Cuentas -Inversiones				
INVERSIONES - CAPEX (Activo)				
CUENTA	TIPO AFP's	subcuenta		DESCRIPCION
13200	0XXXXXX	5XXX		Sismica y Geofísica
13300	2XXXXXX	7XXX		Perforación Exploración
13400	3XXXXXX	7XXX		Perforación Desarrollo
13400	7XXXXXX	9XXX		Perforación Cambios de Zona
13500	4XXXXXX	6XXX		Facilidades de Producción
13600	5XXXXXX			Inversiones de Transporte
14000	6XXXXXX	0010		Activo Fijo

ESTRUCTURA CONTABLE

Segmento	EJEMPLO	# Dígitos	Comentario
Compañía	A5	2	A5
Unidad de Negocio	P1	2	00 en Activos (excepto inversiones, inventarios y activos fijos), Pasivos y Patrimonio, P1 - Petróleo y G1 - Gas
Cuenta	40100	5	
Subcuenta	8201	4	Unicamente con sub-cuentas 8XXXX (excepto cc 5210 con subcuentas 9XXX)
Centro de Costo	5010	4	
AFP	0000000	7	Unico valor 0000000 excepto centro de costos 5210 con AFP 9XXXXX) Se incrementó un dígito.
Campo (Locación)	002	3	El bloque es la suma de los campos.- Se incrementó un dígito
Partida presupuestaria	27	2	
Futuro1	00	2	Unicos valores 00
Futuro2	00	2	Unicos valores 00

ESTRUCTURA CONTABLE

Segmento	EJEMPLO	# Dígitos	Comentario
Compañía	A5	2	A5
Unidad de Negocio	P1	2	00 en Activos (excepto inversiones, inventarios y activos fijos), Pasivos y Patrimonio, P1 - Petróleo y G1 - Gas
Cuenta	13500	5	Unicamente cuentas 13XX-14XX
Subcuenta	6310	4	Subcuenta depende del tipo de AFP
Centro de Costo	0000	4	Siempre valor 0000
AFP	4300401	7	El tipo de AFP depende de la cuenta se incrementó un dígito 0XX (el bloque es la suma de los campos)
Campo (Locación)	002	3	
Partida presupuestaria	88	2	Siempre valor 88
Futuro1	00	2	Unicos valores 00
Futuro2	00	2	Unicos valores 00

AFP: Autorización de fondos para Proyectos

Ejemplo de estructura de AFP: 4300401

- 4 Tipo de AFP (Inversión de facilidades)
- 3 Año de creación AFP (2013)
- 004 Campo-locación (Eden)
- 01 Consecutivo (Uno)

TOTAL 7 DIGITOS

PETROAMAZONAS EP

Sub-cuentas AFP 2XXXXXX - 3XXXXXX (EXPLORACION-PERFORACION) CUENTAS 13300 -13400

PLAN DE CUENTAS PERFORACION	
DESCRIPCION	SUBCUENTA
GENERALES	
SALARIOS	7001
BENEFICIOS SOCIALES	7002
TIEMPO EN ESPERA TALADRO	7101
SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	7102
ASISTENCIA COMUNITARIA	7103
SERVICIO DE CAMION VACCUM	7104
PERMISOS DNH	7105
SERVICIO DE ING GEOLOGIA	7106
MEDIO AMBIENTE	7107
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS	7108
MANTENIMIENTO DE LOCACIONES Y CARRETERAS	7109
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS YGUARDIAS	7110
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACION	7111
FISHING	7112
SIDE TRACK	7113
PERDIDA DE EQUIPOS EN EL HOYO	7114
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES SERV. GENERALES	7115
REEMBOLSABLES	7116
SERVICIOS	
SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	7201
SERVICIO TRANSPORTES TRASTEIO TALADRO	7202
SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION	7203
SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION	7204
MOVILIZACION SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	7205
MOVILIZACION SERVICIO LODOS	7206
MOVILIZACION CONTROL DE SOLIDOS	7207
MOVILIZACION MUD LOGGING	7208
RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION	7260
MATERIALES	
COMBUSTIBLES MOVILIZACION	7270
SERVICIOS	
SERVICIO TALADRO PERFORACION	7301
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	7302
SERVICIO DE DIRECCIONAL	7303
SERVICIO LODOS PERFORACION	7304
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	7305
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	7306
SERVICIO DE GYRO	7307
SERVICIO DE CATERING PERFORACION	7308
SERVICIO INSPECCION & REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	7309
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	7310
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	7311
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	7312
SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	7313
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	7314
SERVICIO DE LINER HANGER	7315
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	7316
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	7317
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO (QUIMICA Y MECANICA) (DRL)	7318
SERVICIO DE COILED TUBING (DRL)	7319
SERVICIO DE SLICKLINE (DRL)	7320
RENTAS	
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	7360
MATERIALES	
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	7370
COMBUSTIBLES PERFORACION	7371
TUBERIA DE PERFORACION	7372
ACEITES Y GRASAS PERFORACION	7373
BROCAS BODEGA	7374

PETROAMAZONAS EP
Sub-cuentas AFP 2XXXXXX - 3XXXXXX (EXPLORACION-PERFORACION) CUENTAS 13300 -13400

PLAN DE CUENTAS PERFORACION		
	DESCRIPCION	SUBCUENTA
	78XX	
	SERVICIO TALADRO PERFORACION	7801
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	7802
	SERVICIO DE DIRECCIONAL	7803
	SERVICIO LODOS PERFORACION	7804
	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	7805
	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	7806
	SERVICIO DE GYRO	7807
	SERVICIO DE CATERING PERFORACION	7808
	SERVICIO INSPECCION & REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	7809
	SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	7810
	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	7811
	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	7812
	SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	7813
	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	7814
	SERVICIO DE LINER HANGER	7815
	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	7816
	SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	7817
	SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO (QUIMICA Y MECANICA) (ST-REENTRY)	7818
	SERVICIO DE COILED TUBING (ST-REENTRY)	7819
	SERVICIO DE SLICKLINE (ST-REENTRY)	7820
	RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	7860
	MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	7870
	COMBUSTIBLES PERFORACION	7871
	TUBERIA DE REVESTIMIENTO	7872
	ACEITES Y GRASAS PERFORACION	7873
	BROCAS DE BODEGA	7874
	SUBCUENTA DE COMPENSACIÓN DE PROYECTOS	7880
	79XX CONTROL	
	TRANSFERENCIA POZOS SECOS	7996
	CAPITALIZACIÓN	7997
	IMPREVISTOS	7998
	PROVISIONES (ACCRUALS)	7999

Fuente: Petroamazonas
Elaborado por: Diego Molina A

CLASIFICACIÓN DEL COSTO.

Existen varios criterios para clasificar el costo, L. Rodríguez. (2012). Lo que debe saber sobre costos por procesos, *Universidad Central del Ecuador Facultad de Ciencias Administrativas*, 1(1.6.5),13, Quito, Ecuador. Clasifica al costo: “Por el Origen del Dato”.

Para Petroamazonas, el costo de un pozo; se lo calcula una vez terminado el pozo y la otra forma es aplicando la fórmula de cálculo histórico real, “costos históricos o reales” donde para conocer el costo de perforación de un pozo, nos anticipamos al hecho y se calcula antes de la construcción, para ello se utiliza una base histórica de datos proyectados a futuro predeterminando el costo de perforación, ya sea con base en “estimaciones” o “estándares”. Al hablar de estimaciones no se refiere a una forma de cálculo empírico pues se está partiendo de una base de datos, a su vez los costos estándares se refieren a los costos que deben ser producto de ingenierías de procesos en la cual se calcula las cantidades y los costos más razonables de materiales, equipos, mano de obra etc.

Actualmente al realizar una comparación de los costos estándares de los reales generalmente nuestros costos superan la relación del 5%, lo que nos indica que los costos estándares están mal determinados, para ello es importante conocer se controla las variaciones y la contabilización de los mismos.

MEJORA CONTINUA DE PROCESOS

Chang, R. (1996), *Mejora Continua de Procesos: Guía Práctica para Mejorar Procesos y Lograr Resultados Medibles*. Buenos Aires, Argentina: Ediciones Granica S.A., nos detalla el método de encontrar el camino de la mejora de la calidad mediante la aplicación del PMC en siglas “Procesos de Mejoramiento Continuo” el cual requiere:

- El deseo de mejorar sus actuales procesos y obtener resultados exitosos.
- La disposición a tomar las medidas necesarias para lograr los objetivos.

El PMC es un enfoque sistemático que se puede utilizar con el fin de lograr crecientes e importantes mejoras a los procesos que proveen productos y/o servicios a los clientes, consiste en identificar los puntos donde comienza el procesos (INSUMO) y finaliza (RESULTADOO PRODUCTO) determinando los límites del proceso, manteniendo la cadena que para Petroamazonas se la identifica: PROVEEDOR (Contratistas)-PRODUCTOR (PAM CAMPO)-CLIENTE(PAM QUITO)

EL MODELO SAMME



Gráfico N°2: Modelo sistemático de PMC (SAME)

Término que en siglas significa “Seleccionar, Analizar, Medir, Mejorar, Evaluar” (Gráfico N°2), es un enfoque práctico el cual cada fase permitirá ajustar los esfuerzos de mejoramiento PMC a los requerimientos de la empresa.

El concepto de proceso, define un conjunto de actividades, además de los análisis de las fortalezas y debilidades de la empresa, las oportunidades y amenazas del entorno, el análisis de las brechas entre otras que de forma armónica (siguiendo una metodología) permite marcar una clara diferencia en el mercado. Estos análisis serán base para la evaluación del control de costos de perforación en los Campos VHR – CUYAVENO, donde se describirán los criterios de evaluación básicos para ayudar en la toma de decisiones durante la perforación de los pozos.

Se trata de realizar la estrategia de mejora continua, como una forma de vida propia, una actividad continua en la cual se evalúan de manera constante las situaciones de formular y reformular estrategias. El análisis de la situación hace referencia a las cuestiones internas como externas de la compañía.

MARCO CONCEPTUAL

La terminología de mayor importancia para la Tesis se menciona a continuación:

Activos: Los constituyen lo que posee una empresa: Instalaciones, muebles, inmuebles, conocimientos, tecnología propia, experiencias. En el caso de compañías

petroleras de explotación, abarca por ejemplo los pozos, las facilidades de superficie, la memoria técnica, etc.

Activo Fijo: Toda propiedad de larga duración. Una planta, un pozo, un patio de tanques. También representa aquellos bienes adquiridos por la empresa, no con el ánimo de venderlos, sino de dedicarlos a la explotación de la empresa.

Activo Norte. Es la administración de los campos que comprende la Zona Norte de la Petroamazonas EP.: Shushufindi, Libertador, Lago Agrio, Cuyabeno (Cuyabeno, VHR, Sansahuari, Tipishca).

AMS: Acuerdos Maestros de Servicio, pagos por servicios y materiales con contratistas calificadas en Petroamazonas EP.

Barril (Petróleo). Unidad de volumen igual a 42 galones USA. Utilizada en la industria petrolera.

Campo Petrolero. Es el área geológicamente limitada, en la cual en el corte geológico vertical se tiene una o más acumulaciones de hidrocarburos.

Campo Cuyabeno. Está localizado en la región amazónica ecuatoriana, específicamente en la Reserva Faunística del Cuyabeno, al noroeste de la Provincia de Sucumbíos, aproximadamente a unos 23 km al norte de la población Tarapoa, a 900 m sobre el nivel del mar.

Campo VHR. El Campo VHR(Víctor Hugo Rúaes), se localiza al norte de la Cuenca Oriente en la Subcuenca Napo cercana a la frontera con Colombia, a 16 Km al norte del Campo Sansahuari, entre los Ríos San Miguel y Putumayo, en la Provincia de Sucumbíos, al norte de la población Tarapoa.

Cliente. Es cualquier persona, grupo de trabajo o departamento que recibe el producto y determina sus requisitos o requerimientos.

Cliente Externo. Es una persona grupo de trabajo o departamento que no trabaja en la misma organización que el productor.

Cliente Interno. Es una persona grupo de trabajo o departamento que trabaja para la misma organización que el productor.

Costo. Sinónimo de inversión, es un concepto financiero, los saldos de estas cuentas figuran en el balance de situación en la parte de activo corriente realizable, constituye todos aquellos egresos de valores dirigidos a cumplir con las actividades de la función productiva de la empresa. Estos se incorporan al costo de producción del artículo terminado.

Costo estándar: Son costos científicamente predeterminados que sirven de base para medir la actuación real. Los costos estándar contables no necesitan incorporarse al sistema de contabilidad. Recuperado de:

<http://www.monografias.com/trabajos30/costos-estandar/costos-estandar.shtml#defin#ixzz36I3Pz6Ae>.

Costo estimado: Los Costos Estimados son la técnica más rudimentaria de los Costos Predeterminados, pero muy necesaria, ya que su cálculo u obtención se basa en la experiencia habida, en el conocimiento más o menos amplio del costo que se desea predeterminar, y quizá en algunas partes se empleen métodos científicos, pero de ninguna manera en su totalidad.

Contabilidad de Costos. Constituye un subsistema o rama especializada de la contabilidad General, cuyos procedimientos y técnicas, aplicados consistentemente en un período, permiten conocer el costo de producción de un artículo o lote de productos terminados en el cien por cien.

Contratista. Es la compañía que ha celebrado contratos para operaciones hidrocarburíferas.

Crudo. Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como se encuentra en las formaciones productoras.

Egreso. No es sinónimo de gasto como tampoco de costo, se identifica con el movimiento físico de salida de bienes o valores.

Energía mecánica específica (Es).La energía requerida para remover una unidad de volumen de roca se define como energía mecánica específica.

Empresa. Es la reunión u organización de personas naturales o jurídicas, quienes aportan a sus capitales, trabajo e intelecto, para emprender en una actividad económica que les permita entregar bienes y/o servicios a la sociedad, para satisfacer necesidades humanas y obtener ganancia o lucro,

Fases de Perforación. Conjunto de operaciones para perforar un pozo por secciones.

Fluido de Perforación. Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo y transportar a superficie los ripios de perforación.

Formación. Es el conjunto de capas estratigráficas genéticamente relacionadas entre sí.

Gasto. Es un concepto eminentemente económico, los saldos de estas cuentas figuran en el Estado de Resultados, se identifica con todos aquellos egresos dirigidos a cumplir funciones administrativas y de comercialización.

Onshore. Operaciones de perforación de pozos con taladros de perforación en continentes

Offshore. Operaciones de perforación de pozos con taladros de perforación en el mar

PAM. EP. : Petroamazonas Empresa Pública dedicada a la gestión de las actividades del Estado en el sector estratégico de los hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en las fases de exploración y explotación, con un patrimonio propio, autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión.

PMC. En siglas “Proceso de Mejora Continua” es un modelo de mejora continua de procesos.

Planificación Estratégica. Es un conjunto de técnicas mediante las cuales una organización planifica el uso de sus recursos y habilidades para asegurar su existencia y desempeño. Anticipándose ante cambios del entorno externo (amenazas /oportunidades), considerando las características del entorno interno (fortalezas / debilidades). Precise más: Misión, visión, objetivos

Pozo Petrolero. Cavidad perpendicular, o direccional hecha en el suelo y subsuelo hasta encontrar uno o varios yacimientos que contengan hidrocarburos, en cualquiera de sus formas.

Pozo de exploración: Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

Pozo exploratorio: Es aquel que perfora luego de haberse descubierto entrapamientos de hidrocarburos luego estructura (s) con el fin de delimitar el yacimiento (s).

Pozo de avanzada. Es aquel que permite delimitar el tamaño de una estructura o yacimiento.

Pozo de desarrollo. Es aquel que se perfora en un campo hidrocarburífero con el propósito de realizar la explotación de sus yacimientos.

Pozo inyector. Es aquel que se perfora o acondiciona para inyectar un fluido a fin de confinarlo o para implementar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Precio de mercado. Precio al que se cotiza un título en el mercado de valores en un momento determinado.

Precio de referencia. Es el precio mínimo que se debe declarar por una mercadería importada, este es establecido por las autoridades competentes con el fin de contrarrestar prácticas desleales al comercio.

Proceso. Es una serie de tareas de valor añadido que se vinculan entre sí para transformar un insumo (INGRESO O ENTRADA) en un producto (BIEN O SERVICIO).

Productor. Es cualquier persona, grupo de trabajo o departamento que asegure una operación de proceso fluida y eficaz.

Proveedor. Debe suministrar el insumo de acuerdo con los requisitos o requerimientos del productor.

Pesca. Dícese del proceso por el cual se recupera herramientas perdidas, o sartas de perforación durante los procesos de perforación y reacondicionamiento de pozos.

Rentabilidad. Es el rendimiento o retorno valorado en unidades monetarias, que la empresa obtiene a partir de sus recursos; es decir, es la utilidad del período expresada como un porcentaje de las ventas, de los activos, del patrimonio o del capital. Para saber si la rentabilidad de una empresa es adecuada, se puede comparar la rentabilidad obtenida en el periodo con la rentabilidad que se habría obtenido del capital si se hubiera depositado a plazo por el mismo periodo. En general, una empresa tiene que alcanzar una mejor rentabilidad que las alternativas que ofrece el sistema financiero.

Sarta de perforación. Tuberías de acero de aproximadamente 10000 ft. Consta de broca, tubería pesante, tubería flexible o de transición, herramientas direccionales tubería de perforación hasta la superficie; el conjunto gira para llevar a cabo la operación de perforación y sirve además como conducto para el lodo de perforación.

SAMME. Modelo de un PMC de procesos, en siglas “Seleccionar, Analizar, Medir, Mejorar, Evaluar”

Setting Tool: Herramienta de servicio que asiste la corrida y/o la cementación del Revestidor o Liner de 7”.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA PETROAMAZONAS EP.

El 6 de abril del 2010 mediante decreto ejecutivo N° 314, vigente en Registro Oficial N° 171 del 14 de abril del 2010 se creó la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP dedicada a la gestión de las actividades del sector estratégico de los hidrocarburos sustancias que lo acompañan. PAM EP asume la gestión de los campos: Bloque 15, Eden Yuturi y Limoncocha, Pacay, Quilla, Aguajal, Panacocha, Paka Norte, Paka sur. El 20 de julio de 2010, el “Ministerio de Recursos Naturales No Renovables”, declara la caducidad del contrato y convenios suscritos con Petreco Ecuador y Burlington, y encarga a E. Petroecuador y a través de PETROAMAZONAS EP la operación de los Bloques 7 y 21 y campo unificado Coca – Payamino. El 16 de agosto del 2010, la Secretaría de Hidrocarburos mediante Resolución 036 asignó la gestión directa de los bloques 7 y 21 a Petroamazonas EP. El 25 de noviembre del 2010 mediante Resolución 285 emitida el 25 de noviembre de 2010, se da por terminado el contrato del Bloque 18 operado por Ecuador TLC S:A/Petrobras; y se designa a PETROAMAZONAS EP como la empresa encargada de asumir la gestión en las áreas revertidas. Mediante resolución N° 565 de 20 de junio de 2012, la secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, resolvió asignar el Bloque Armadillo para la operación directa a PETROAMAZONAS EP en la exploración y/o explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas.

Con decreto Ejecutivo N° 1351-A publicado en el Registro N° 860 de 2 de enero 2012, se dispuso que PAM EP. a partir de la vigencia del Decreto Ejecutivo N° 1351-A asumirá todos los derechos y obligaciones que se generen en virtud de licencias, autorizaciones, concesiones, contratos y demás actos que se encuentren en vigor, en trámite o en ejecución por parte de las áreas administrativas de EP. PETROECUADOR correspondientes a la Gerencia de Exploración y Producción, Coordinación General de Aviación; y áreas de exploración y producción de la Gerencia de Gas Natural.

Petroamazonas EP. asume en total la operación de 20 bloques, 17 en la Cuenca Oriente y 3 en el Litoral (producción de gas natural). Inicia su trabajo diario con una producción de 88.000 barriles (2007), en el presente año, nuestra operación asegurará al país una producción a septiembre del 2014 de 359116 barriles de petróleo por día, la misma representa un aporte del 77 por ciento a la producción total nacional. Además se prevé la incorporación de 73.77(mmbo) en reservas.

ALINEAMIENTO ESTRATÉGICO

Petroamazonas ha declarado su misión y visión corporativa en el Plan operativo anual de Producción.

Dentro de la “Estrategia Corporativa” de Petroamazonas, se ha declarado seis perspectivas que hacen que los costos de producción de barril de crudo generen rentabilidad al estado y estas son:

PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS

CRECIMIENTO.- Capacidad de promover el mantenimiento, crecimiento / mejoramiento de las operaciones de la organización.

SALUD, SEGURIDAD Y AMBIENTE.- Indicadores relacionados con el sistema de salud, seguridad y ambiente

MARCO LEGAL.- Cumplimiento de políticas y leyes aplicables a la industria

RESPONSABILIDAD SOCIAL.- Programas de responsabilidad social y las relaciones con las comunidades de la zona de influencia.

SOLVENCIA FINANCIERA.- Utilización de los recursos económicos.

EFICIENCIA.- Utilización de los recursos y los resultados obtenidos.

En esta perspectiva Petroamazonas EP. (Grafico N°3), busca el control de los costos y de los recursos en busca de sus resultados.

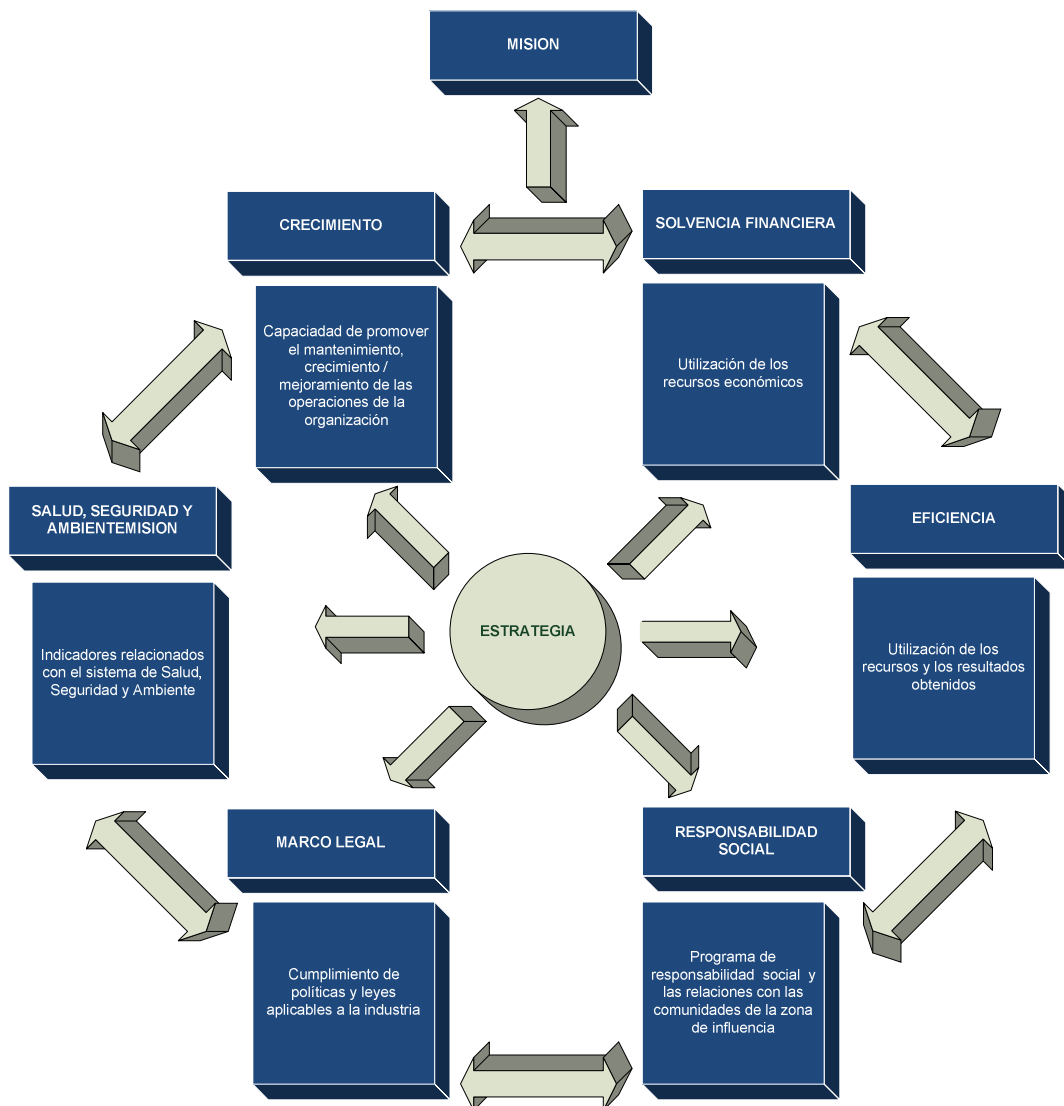


Gráfico N° 3: Perspectivas Estratégicas PAM. EP.

Los objetivos estratégicos que han permitido mantener la eficiencia operativa son:

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Petroamazonas en resumen tiene los siguientes objetivos estratégicos:

- Incrementar la producción.
- Incrementar el nivel de reservas
- Expandir las actividades de E&P.

La estrategia corporativa de Petroamazonas (Gráfico N°4) es incrementar el nivel de reservas y explotación de hidrocarburos y optimizar la gestión operativa en forma eficaz, ética socialmente responsable mediante la adopción de las mejores prácticas de la industria, que permitan la sustentabilidad en el tiempo con una estricta política de respeto ambiental y social.



Gráfico N° 4: Estrategia Corporativa PAM. EP.

El costo es una variable crítica que siempre se debe controlar, es importante conocer la estructura organizacional de la empresa y conocer la responsabilidad que tiene cada una de ellas en el control del costo.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL POR PROCESOS

Para entender cuál es el grado de responsabilidad que tiene el costo dentro de la estructura interna de la empresa es necesario conocer como está establecida la estructura básica alineada a la misión de la empresa.

Petroamazonas tiene procesos internos que están gobernados por:

- Procesos gobernantes
- Procesos de cadena de valor
- Procesos de soporte

Los Procesos gobernantes, permiten realizar la planificación, control y normativa de la empresa y permiten entre otros:

- Reformar o reprogramar presupuesto
- Definir y administrar el modelo de control interno
- Controlar la ejecución del presupuesto

Los procesos de cadena de valor permiten: Expandir, explorar, desarrollar, producir, abandonar, investigar e innovar.

Los procesos de soporte de Petroamazonas son:

- Gestión de talento humano.
- Gestión de abastecimiento.
- Gestión tecnológica de información.
- Gestión financiera

La Gestión financiera, administra políticas y procedimientos de contabilidad y control presupuestario así como administra y controla costos y control de pagos.

ESTRUCTURA DESCRIPTIVA

Las principales atribuciones y actividades de los distintos procesos internos relacionados al control de costos de perforación tienen las siguientes funciones y atribuciones.

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Provee las herramientas analíticas, estratégicas, funcionales y de control para reducir la incertidumbre en la toma de decisiones; define, coordina e implementa los procesos de planificación estratégica, presupuesto anual y de evaluación de proyectos de inversión; identifica, prioriza, lidera proyectos de alto impacto para la empresa.

Como funciones y atribuciones, optimiza el proceso presupuestario de Petroamazonas mediante el diseño de un modelo eficiente y efectivo, un sistema de

control oportuno que permita la detección temprana de desvíos, una pronta corrección y un plan de seguimiento de los mismos.

Provee las herramientas analíticas, estratégicas, funcionales y de control para reducir la incertidumbre en la toma de decisiones.

Define, coordina e implementa los procesos de planificación estratégica presupuesto anual y evaluación de proyectos de inversión.

GERENCIA DE LEGAL

Asesora internamente, participa en los comités, comisiones y junta ejecutiva, brinda soporte y defiende jurídicamente los intereses de Petroamazonas EP frente a terceros.

Como funciones y atribuciones, revisar contratos y enmiendas a ser ejecutados con compañías locales e internacionales.

GERENCIA DE PERFORACIÓN

La gerencia de Perforación planifica y ejecuta el plan de perforación, completación y reacondicionamiento en base a los requerimientos realizados por las gerencias de exploración, diseñando el plan de perforación y geometría del pozo óptima, garantizando el cumplimiento de los programas de inversión en cuanto a

costo, calidad y tiempo, identificando innovaciones tecnológicas que garanticen la mejor utilización de recursos de Petroamazonas EP.

Como funciones y atribuciones, dirige y coordina actividades de perforación con el fin de asegurar que los objetivos empresariales se cumplan.

Confirma que la perforación de pozos se encuentre en días aceptables y ahorro de costos, mediante la implementación de métodos, estándares y buenas prácticas reconocidas en la industria, asegurando el cumplimiento de las políticas y normas dentro del proceso de perforación de la empresa.

Planificar y coordinar las actividades de perforación con los departamentos involucrados.

Realizar la supervisión que las modificaciones y los diseños/ programas de pozos estén en cooperación con los requerimientos de la empresa.

Contribuir al cumplimiento de la proyección de producción mediante la puesta en marcha de los pozos a ser perforados y reparados a través del cumplimiento del plan de perforación aprobado y minimizando el daño del yacimiento mediante el uso de tecnología de nueva generación.

Dirigir la perforación, ingeniería de pozos y trabajo de empresas de servicio.

GERENCIA DE FACILIDADES Y CONSTRUCCIONES

Desarrolla y mantiene todas las facilidades necesarias para las operaciones de superficie, en base a requerimientos o identificando mejoras, seleccionando los mejores materiales y servicios, por medio de personal altamente calificado, haciendo hincapié en la integración de recursos humanos de las comunidades; poniendo foco en minimizar los riesgos.

GERENCIA FINANCIERA

Administra los recursos de Petroamazonas EP de manera efectiva eficiente y económica. Busca mantener la liquidez necesaria que permita desarrollar una operación sostenida y solvente. Controla y ejecuta los presupuestos de costos y gastos e inversiones en función de costo beneficio. Realiza los pagos a Proveedores, bajo estrictas normas de control interno. Tiene a su cargo de los Estados Financieros y los reportes exigidos por entidades de control.

GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO CUYABENO

El campo Cuyabeno está ubicado en la región amazónica ecuatoriana, al norte de la provincia de Sucumbíos, Cantón Lago Agrio, aproximadamente a 23 Km al noreste de la población de Tarapoa, específicamente en la Reserva Faunística del Cuyabeno.

Los límites de Cuyabeno (Gráfico N° 5) son: al norte el campo Sansahuari, al sur Tarapoa y el campo Libertador al Oeste

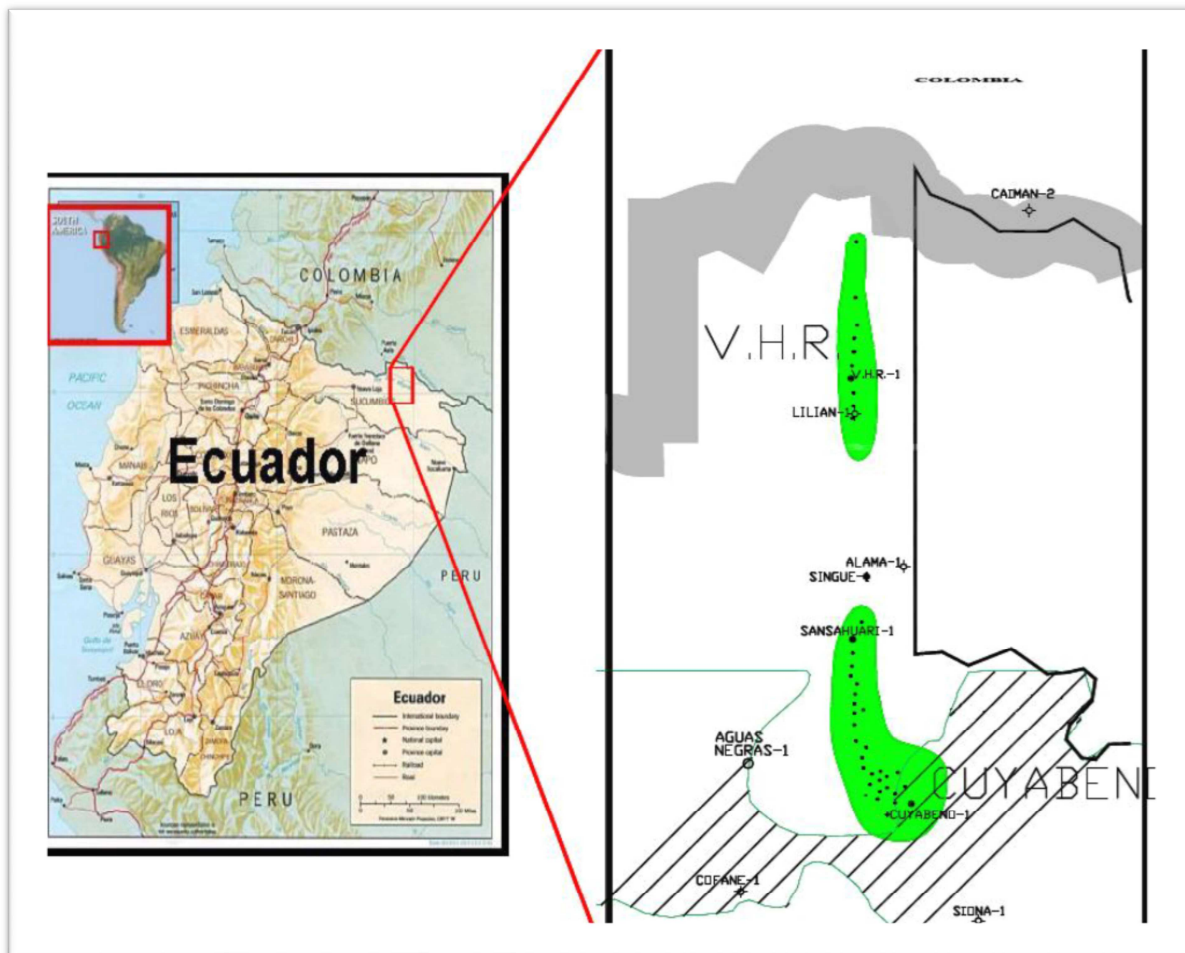


Gráfico N° 5: Ubicación geográfica de los Campos CUYABENO-V.H.R.

ESTRATIGRAFÍA CAMPO CUYABENO

El campo Cuyabeno tiene una estratigrafía que está constituida por rocas que corresponden al periodo cretácico medio superior representadas por sus arenas

principales: U inferior, U superior y T superior, pertenecientes a la formación Napo
(Gráfico N° 6).

CRONO-ESTRATIGRAFIA		FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO
■	PLIOCENO			
	MIOCENO	CHALCANA		CHALCANA SUPERIOR CHALCANA INFERIOR
■	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		ORTEGUAZA
	EOCENO	TIYUYACU		CONGL. INFERIOR TIYUYACU
	PALEOCENO	TENA		BASE CONGL. INFERIOR TENA ARENISCA BASAL TENA
■	TARDIO	NAPO		NAPO
				CALIZA "M1"
				CALIZA "M2"
	TEMPRANO			CALIZA "A"
				ARENISCA "U" SUPERIOR
				ARENISCA "U" MEDIO
				ARENISCA "U" INFERIOR
				BASE "U" INFERIOR
				CALIZA "B"
				ARENISCA "T" SUPERIOR
	ARENISCA "T" INFERIOR			
	BASE "T" INFERIOR			
	CALIZA "C"			
	HOLLIN SUPERIOR			
	HOLLIN			
	PRE-K			

Gráfico N°6: Columna estratigráfica Campo Cuyabeno

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO V.H.R.

El campo V.H.R. está ubicado en el Nororiente del país, provincia de Sucumbíos, cantón Lago Agrio, entre los ríos San Miguel y Putumayo .

CRONO-ESTRATIGRAFIA		FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO
NEOCENO	PLIOCENO			
	MIOCENO	CHALCANA		CHALCANA SUPERIOR CHALCANA INFERIOR
PALEOCENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		ORTEGUAZA
	EOCENO	TIYUYACU		TIYUYACU CONGL. SUPERIOR BASE CONGL. SUPERIOR
				CONGL. INFERIOR TIYUYACU
PALEOCENO	TENA		TENA ARENISCA BASAL TENA	
CRETACICO	TARDIO	NAPO		NAPO
				ARENISCA "M-1"
			CALIZA "M1"	
			CALIZA "M2"	
			ARENISCA "M2"	
			CALIZA "A"	
			ARENISCA "U" SUPERIOR	
			ARENISCA "U" MEDIO	
			ARENISCA "U" INFERIOR	
			CALIZA "B"	
TEMPRANO			ARENISCA "T" SUPERIOR	
			ARENISCA "T" INFERIOR	
			CALIZA "C"	
			HOLLIN SUPERIOR	
	HOLLIN		BASAMENTO	

Gráfico N° 7: Columna estratigráfica Campo V.H.R

ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO VHR

El campo V.H.R. tiene una estratigrafía que está constituida por rocas que van en edad desde el Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario, representadas por la siguientes formaciones. En la formación Napo se encuentran las mejores zonas productoras de petróleo como la Arenisca “T”, “U” y “M-2” (Gráfico N° 6).

ESQUEMA MECÁNICO PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS CAMPO CUYABENO –VHR.

En los campos Cuyabeno - VHR, se han realizado la perforación de pozos tipos “S”, “J” y “verticales”, cuyo objetivo es alcanzar, en el Pre-Cretácico con el tope del Basamento.

El esquema mecánico para pozos tipos “S”, “J” y/o “verticales” (Gráfico N°8), para el campos CUYABENO puede ser configurados de la siguiente manera:

Se perforará verticalmente una sección de 26’’ hasta 200’, para asentar un revestidor conductor de 20’’ @ 200’ MD.

Se continuará perforando una sección de 16’’ hasta alcanzar aproximadamente a 3883 pies MD. El revestidor de 13 3/8’’ será asentado @ 3883’ MD.

Se continuará perforando una sección de 12.25’’ hasta alcanzar la profundidad aproximadamente a 7646 pies MD. El revestidor de 9 5/8’’ será asentado @ 7646’ MD.

Finalmente se perforará una sección de 8 ½', hasta el TD. El liner de 7" será asentado @ 8190' MD.

De la misma forma en el campo VHR, se planea perforar pozos tipo "S" y "J" de cuatro secciones (Gráfico N° 8), teniendo como objetivo alcanzar el Pre-Cretácico con el tope de Basamento a un promedio de 8762 pies MD de la siguiente manera:

Primero se piloteará verticalmente un revestidor de 20" por rechazo por aproximadamente 44', como Casing conductor del pozo.

Se continuará perforando la sección de 16" hasta 400' KOP 1 para luego construyendo el ángulo del pozo hasta 2550 pies MD (KOP#2).

La sección de 12.25" termina en la formación Tiyuyacu a una profundidad de 7850 pies MD. El revestidor de 9 5/8" será asentado @ 7850' MD.

Finalmente se perforará verticalmente un hueco de 8 ½', hasta el TD. El liner de 7" será asentado @ 8762' MD.

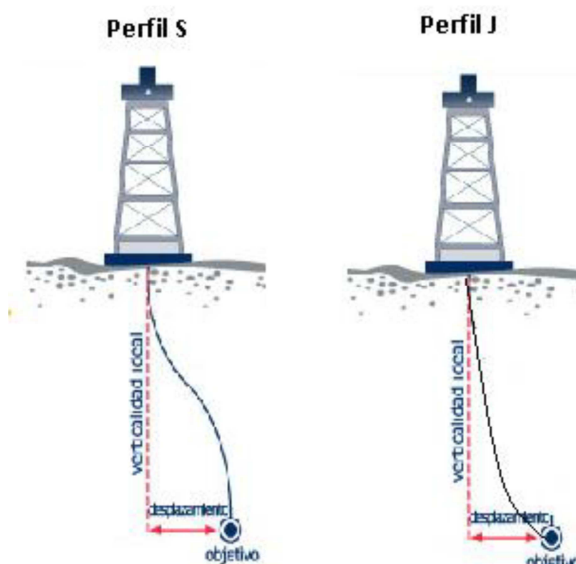


Gráfico N° 8: Perfiles pozos Cuyabeno-VHR

DEFINICIÓN DEL KPI DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO CUYABENO Y VHR.

El KPI (Keep Performance Indicator), para el modelo de control de costos de perforación en los Campos CUYABENO – VHR el cual evaluará la perspectiva “eficiencia” de la empresa, reflejando el nivel de desempeño de los procesos de perforación, centrándose en el “Cómo” e indicando el rendimiento de los procesos, de forma que se pueda alcanzar los objetivo estratégicos, se lo realizará mediante la siguiente propuesta:

KPI PARA LOS SERVICIOS DE PERFORACIÓN EN FUNCIÓN DE TIEMPO.

Mediante la definición de un nuevo indicador clave de desempeño o (KPI), se elimina la manera como Petroamazonas ha venido evaluado sus servicios en las operaciones de perforación en las áreas de brocas, servicios de perforación direccional, fluidos de perforación y taladro de perforación.

El nuevo indicador , (KPI) consiste en determinar el costo de perforación por pie de las brocas utilizadas, y calcular la energía mecánica específica que requiere las brocas, para la perforar estos campos; mide la eficiencia y eficacia para las brocas tricónicas y/o PDC, permite conocer la eficiencia del servicio direccional y de los fluidos de perforación así como los servicios recibidos en la perforación de un pozo por el taladro de perforación en base al tiempo de ejecución del servicio.

FORMULACIÓN DEL KPI DE PERFORACIÓN

Según, W Haro (2012) en su tesis “Metodología para la selección de brocas tricónicas y PDC para el campo CUYABENO y VHR”, el criterio del costo de perforación por pie, C , que es determinado con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{C_B + (t_v + t_p) \times C_E}{H}$$

Donde:

C_B = Costo de la broca, [\$].

C_E = Costo del equipo, [\$/hr].

t_p = Tiempo de perforación de la broca, [hr].

t_v = Tiempo de viaje, [hr].

H = Intervalo perforado, [ft].

La eficacia, es medido mediante el costo por pie perforado, encierra variables que evalúan como una broca perforó un intervalo y en qué tiempo, permitiéndonos mediante este KPI medir costo en relación al tiempo.

Para medir la eficiencia de la perforación y de sus diferentes servicios utilizaremos, la energía mecánica específica, “ E_s ”, que es la energía requerida para remover una unidad de volumen de roca se definida por la siguiente ecuación.

$$E_s = \frac{20 * WOB * N}{d * ROP}$$

Donde:

WOB = Peso sobre la broca, [klbs].

N = Velocidad de la rotaria, [rpm].

d = Diámetro de la broca, [in].

ROP = Rata de penetración, [ft/hr].

La energía específica “Es”, no encierra variables dependientes del tipo de broca utilizada en la perforación o del diseño de la misma; si no encierra variables de la roca. Conjuntamente con el costo de perforación por pie, son la base para decidir el tipo de broca a ser utilizada. Por otro lado también nos permite determinar el punto en el cual debe ser remplazada la broca que está perforando, siendo el punto exacto para cambiar la broca cuando la energía mecánica específica de la broca utilizada empieza a aumentar su valor mientras que un diferente tipo de broca mejora su desempeño.

En el Cuadro N°4 y Cuadro N°5; se establecen los KPI de perforación para este estudio, en base a las variables de perforación que se tiene para el Campo CUYABENO - VHR, estableciendo el performance de cada área. Cada indicador posee un porcentaje (%) el cual evaluará la eficiencia y eficacia de que tan cercano se perfora con la mayor precisión posible en el área.

Cuadro N° 4: KPI de perforación campo Cuyabeno

KPI DE PERFORACION CAMPO CUYABENO

SECCION	PROFUNDIDAD	KPI BROCAS /DIRECCIONALES/FLUIDOS DE PERFORACION					
		Indicador de Costo [USD/ft]			indicador de Es [in-bf/m ³]		
		DESDE	HASTA	KPI%	DESDE	HASTA	KPI%
26"	356	99,1 <	> 99	50% 100%	7,1 <	> 7	50% 100%
12,25"	587	215	>	11%	31,1	>	11%
		215	>	23%	28,1	31	23%
		159	>	34%	25,1	28	34%
		134	>	45%	19,1	25	45%
		172	>	56%	13,1	19	56%
		117	>	67%	10,1	13	67%
		213	>	78%	6,1	10	78%
		128	>	89%	5,1	6	89%
		<	47	100%	<	5	100%
12,25"	3601	32	>	12,50%	11,1	>	12,50%
		32	>	25%	10,1	11	25%
		20	>	37,50%	7,1	10	37,50%
		18	>	50%	6,1	7	50%
		17	>	62,50%	5,1	6	62,50%
		17	>	75%	4,1	5	75%
		18	>	87,50%	3,1	4	87,50%
		<	14	100%	<	3	100%
12,25"	5568	49	>	11%	37,1	>	11%
		49	>	23%	22,1	37	23%
		30	>	34%	15,1	22	34%
		33	>	45%	13,1	15	45%
		32	>	56%	12,1	13	56%
		31	>	67%	11,1	12	67%
		34	>	78%	10,1	11	78%
		29	>	89%	8,1	10	89%
<	29	100%	<	8	100%		
12,25"	6646	82	>	11%	79,1	>	11%
		82	>	23%	65,1	79	23%
		58	>	34%	36,1	65	34%
		41	>	45%	35,1	36	45%
		48	>	56%	28,1	35	56%
		73	>	67%	25,1	28	67%
		41	>	78%	23,1	25	78%
		44	>	89%	21,1	23	89%
<	59	100%	<	21	100%		
8,5"	7020	183,1	>	10%	138,1	>	10%
		183	>	20%	115,1	138	20%
		152	>	30%	99,1	115	30%
		136	>	30%	94,1	99	30%
		157	>	40%	85,1	94	40%
		150	>	50%	64,1	85	50%
		143	>	60%	60,1	64	60%
		155	>	70%	53,1	60	70%
		131	>	80%	51,1	53	80%
		97	>	90%	42,1	51	90%
<	121	100%	<	42	100%		
8,5"	8567	117,1	>	10%	686	>	10%
		117	>	20%	107,1	686	20%
		52	>	30%	103,1	107	30%
		69	>	30%	87,1	103	30%
		66	>	40%	78,1	87	40%
		70	>	50%	77,1	78	50%
		63	>	60%	70,1	77	60%
		61	>	70%	69,1	70	70%
		69	>	80%	64,1	69	80%
		62	>	90%	54,1	64	90%
<	56	100%	<	54	100%		

Elaborado por: Ing. Diego Molina

Fuente: Metodología de selección de brocas Campo Cuyabeno VHR

Cuadro N° 5: KPI de perforación Campo VHR

KPI DE PERFORACION CAMPO VHR

SECCION	PROFUNDIDAD	KPI BROCAS /DIRECCIONALES/FLUIDOS DE PERFORACION					
		Indicador de Costo [USD/ft]			indicador de Es [in-lbf/in ³]		
		DESDE	HASTA	KPI%	DESDE	HASTA	KPI%
26"	356	99,1	>	50%	7,1	>	50%
		<	99	100%	<	7	100%
12,25"	396	73,1	>	20%	24,1	>	20%
		>	73	36%	6,1	24	36%
		>	93	52%	4,1	6	52%
		>	68	68%	3,1	4	68%
		>	66	84%	2,1	3	84%
		<	65	100%	<	2	100%
12,25"	3646	19,1	>	20%	15	>	20%
		>	19	36%	11,1	15	36%
		>	17	52%	9,1	11	52%
		>	22	68%	8,1	9	68%
		>	15	84%	7,1	8	84%
		<	16	100%	<	7	100%
12,25"	5763	45,1	>	16%	41,1	>	16%
		>	45	30%	21,5	41	30%
		>	34	44%	20,1	21	44%
		>	42	58%	18,1	20	58%
		>	30	72%	13,1	18	72%
		>	29	86%	12,1	13	86%
		<	31	100%	<	12	100%
12,25"	6813	75,1	>	12,50%	149,1	>	12,50%
		>	75	25%	64,1	149	25%
		>	99	37,50%	57,1	64	37,50%
		>	87	50%	53,1	57	50%
		>	82	62,50%	50,1	53	62,50%
		>	59	75%	45,1	50	75%
		>	78	87,50%	28,1	45	87,50%
		<	77	100%	<	28	100%
8,5"	7338	157,1	>	16%	181,1	>	16%
		>	157	30%	179,1	181	30%
		>	170	44%	103,1	179	44%
		>	119	58%	81,1	103	58%
		>	169	72%	76,1	81	72%
		>	127	86%	70,1	76	86%
		<	134	100%	<	70	100%
8,5"	8705	999,1	>	19%	365,1	>	19%
		<	999	28%	257,1	365	28%
		>	164	34%	239,1	257	34%
		>	123	40%	119,1	239	40%
		>	103	46%	99,1	119	46%
		>	111	55%	94,1	99	55%
		>	81	64%	93,1	94	64%
		>	69	73%	91,1	93	73%
		>	78	82%	67,1	91	82%
		>	97	91%	56,1	67	91%
		<	89	100%	<	56	100%

Elaborado por: Ing. Diego Molina

Fuente: Metodología de selección de brocas Campo Cuyabeno VHR

ESTIMACIÓN DE LOS TIEMPOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN LOS CAMPOS CUYABENO, VHR CON APLICACIÓN DEL LÍMITE TÉCNICO DEL ÁREA.

Para establecer el tiempo de perforación de un pozo y la realización de un presupuesto en base a un costo estándar, la aplicación del “Límite Técnico” en las operaciones de perforación constituye la herramienta que cuantifica el tiempo para cada actividad de perforación y determina el primer control de costos en las operaciones de perforación.

Existen 45 procesos de perforación tipificados en códigos que representan el tiempo productivo y no productivo visible que Petroamazonas usa en sus proyectos de perforación (Cuadro N°6), estos códigos se dividen en 24 procesos productivos y 21 procesos no productivos visibles los cuales dependen de las actividades de perforación que se apliquen en cada área para la construcción de un pozo.

La no remoción de los tiempos no productivos visibles y no visibles al tiempos de operación actual, hace que se extiendan injustificadamente las operaciones de perforación teniendo como resultado incrementos en los presupuestos planificados, desencadenando problemas operacionales e incrementos a los costo de perforación.

Cuadro N° 6: Códigos operacionales normales y no productivos de la perforación de un pozo en Petroamazonas EP.

CÓDIGOS DE PERFORACIÓN PETROAMAZONAS

1	Mueve / Desliza equipo	Operaciones Normales	
2	Arma / Desarma y prueba BOP		
3	Limpia conductor		
4	Levanta, arma desarma y prueba BHA		
5	Muele cemento		
6	Perfora		
7	Saca core		
8	Perfora elementos flotadores		
9	Viaje de limpieza		
10	Lava y rima		
11	Viaje a superficie		
12	Acondiciona lodo / Circula		
13	Servicio al equipo / Corta cable de perforación		
14	Arma / Desarma y baja registros		
15	Arma / Desarma y baja revestidor / Liner		
16	Arma / desarma equipo / cementa		
17	Trabaja en boca del pozo, wear bushing		
18	CIT/ FIT / LOT		
19	Reunión de seguridad, surveys, otros		
20	Completación		
21	Baja BHA		
22	Espera por fraguado		Esto puede ser modificado en cualquier tiempo
23	Asienta colgador del liner		
24	Arma paradas		
25	Limpia línea de flujo gumbo		
26	Corrida de registros fallida	Tiempo No Productivo (NPT)	
27	Cambio de bha / broca		
28	Suministro de aire koomey		
29	Pega de tubería / registros		
30	Problema de motor y MWD		
31	Problemas control de sólidos / lodo		
32	Problemas de cementación		
33	Problemas revestidor, liner, cabeza del pozo		
34	Reparación del equipo		
35	Problemas del hoyo, lava / rima		
36	Problemas de embolamiento broca / estab.		
37	Problemas del TDS		
38	Prueba insatisfactoria del BOP		Esto puede ser modificado en cualquier tiempo
39	Viaje no planificado		
40	M/U & L/D BHA		
41	M/U & PRUEBA BOP's		
42	Instalando Wear Bushing / Cortando Cable de Velocidad		
43	Liqueo de la línea de flujo/ Taponamiento de la línea de flujo		
44	Bajo Rendimiento de cuadrilla		
45	Registrando con el método del Toolpusher (TPL)		

Elaborado por: Diego Molina Álvarez

Fuente: Petroamazonas

A las actividades de perforación de los campos CUYABENO – VHR (Cuadros N°7, N°8) de un pozo direccional “TIPO” se les ha asignado un tiempo específico de ejecución, en base al diseño del pozo propuesto y al cálculo del límite técnico de perforación de cada campo ; como una nueva propuesta para determinar el “ROP”

óptimo o rata de perforación óptima de cada sección se ha utilizado el cálculo de la energía específica “Es” e indirectamente se ha seleccionado el valor de ROP que ha permitido alcanzar el valor más bajo de “Es” para la perforación de un intervalo específico.

Para el Campo CUYABENO, se han establecido 154 actividades (Cuadro N°7) desde el armado de paradas (Tubería de perforación) hasta sacar el setting tool (Herramienta para asistir la corrida del Liner de 7”) a superficie en un tiempo de 14.5 días, y para el campo VHR se han establecido 113 actividades (Cuadro N°8), para la construcción de un pozo direccional “TIPO”.

La utilización de estas técnicas y parámetros de trabajo junto al seguimiento de las operaciones de perforación establecidos en los programas iniciales, pueden ser monitoreadas y controladas diariamente utilizando los diagramas de “Profundidad Vs Tiempo” (Gráfico N°9, N°10) para el campo CUYABENO y campo VHR respectivamente.

Cuadro N°7: Actividades de perforación pozo tipo “CUYABENO”

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO CUYABENO		ROP	Planned Time	Cumm. Days
	<i>Terminación de operaciones previa movilizacion del rig</i>	0	0,0	0,0
	R/D to skid, Skid rig & R/U to spud	0	0,0	0,0
	Instalar csq 20" conductor	0	0,0	0,0
	Cont. R/U, Instalar cellar jet, Inspeccion del rig & Aceptacion del rig previa perforación	0	0,0	0,0
1	Armado de Paradas (DP, DC, HWDP)	0	14,5	0,6

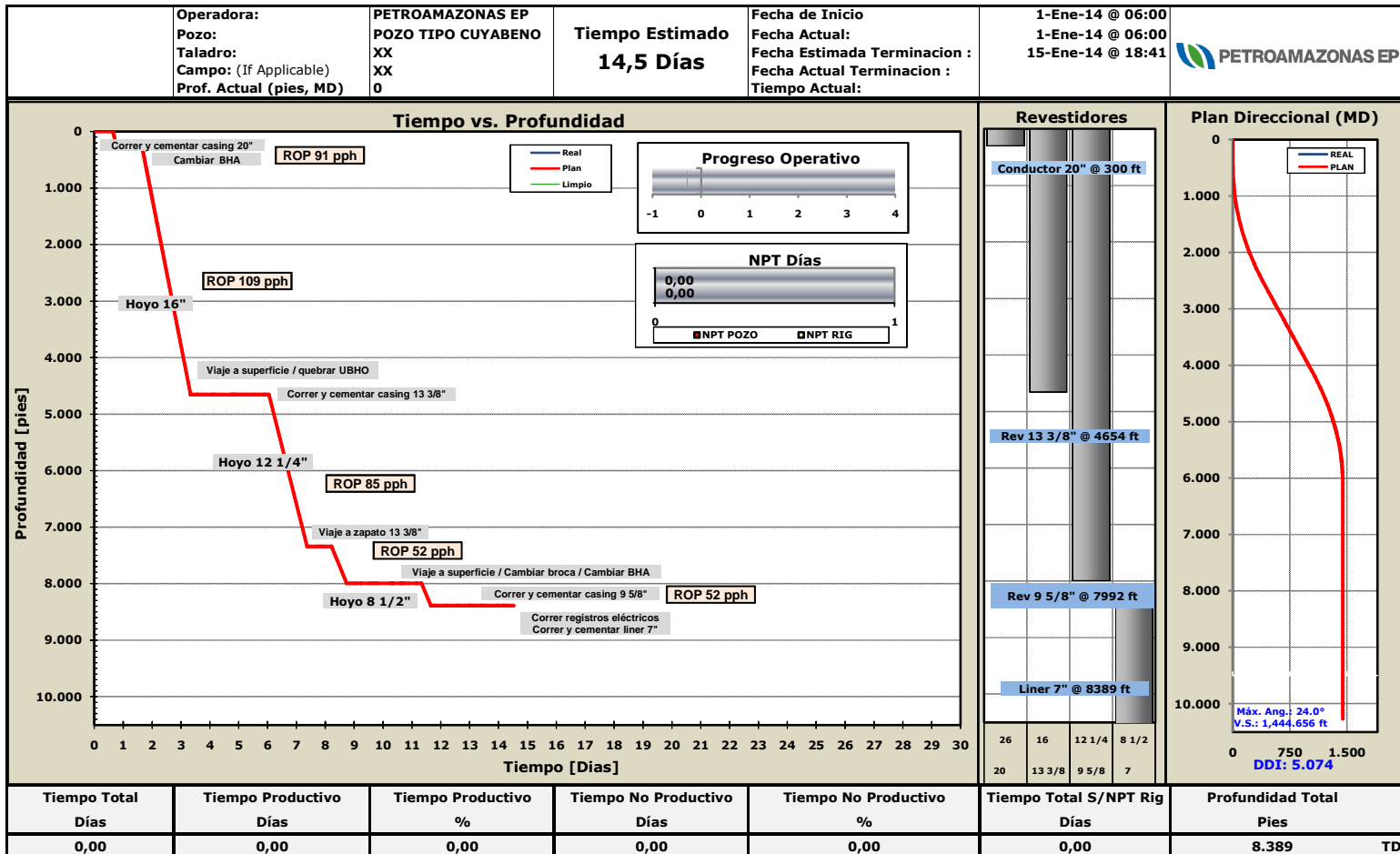
ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO CUYABENO			ROP	Planned Time	Cumm. Days
PERFORACIÓN SECCIÓN 26".		0		0,0	0,6
2	Armar BHA #1 convencional con broca triconica 26".	0		1,0	0,6
3	Perforar desde superficie hasta 300'. (ROP: +/- 120,31 pph)	300	91,2	3,3	0,8
4	Bombear 40 bls pildora viscosa, circular	300		1,0	0,8
5	Realizar viaje de calibración a la superficie+ Retorna a fondo BHA #1 convencional (820 pies/hora)	300		0,7	0,9
6	Bombea 40 bls de pildora viscosa,circular + Espotea pildora viscosa pesada	300		0,5	0,9
7	Saca BHA #1 convencional desde fondo hasta superficie.(828 pies/hora)	300		0,4	0,9
8	Desarmar BHA #1 convencional con broca Triconoca de 26"	300		0,5	0,9
9	Realizar reunión de seguridad	300		0,5	0,9
10	Armar equipos para correr casing 20".	300		1,0	1,0
11	Armar, probar equipos de flotación	300		1,0	1,0
12	Correr casing 20" desde superficie hasta 300'.	300		1,0	1,1
13	Desarmar herramientas de corrida de casing 20".	300		1,0	1,1
14	Conectar Stinger y RIG DP 5 1/2" con Stinger desde superficie hasta 300' / acoplar (Conectar stinger en zapato 20" Stab in).	300		1,0	1,1
15	Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.	300		0,5	1,2
16	Reunión de seguridad	300		0,5	1,2
17	Armar y probar líneas de cementación.	300		0,5	1,2
18	Cementar casing 20" según programa.	300		0,5	1,2
19	Esperar fraguado / Desconectar stinger / Retirar líneas de cementación y sacar DP 5 1/2" con stinger a superficie.	300		1,5	1,3
20	Woc / limpiar tanques, trampa de arena, canaletas / cortar y biselar casing 20" / soldar casing 20" / instalar valvula de 2".	300		2,5	1,4
21	Woc / instalar conductor de 20" / flow line / camisa / tensores.	300		3,0	1,5
PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 16"		300		0,0	1,5
22	Reunión de seguridad para armar BHA #2 convencional.	300		0,5	1,5
24	Armar BHA #2 direccional con broca triconica 16".	300		2,0	1,6
26	Bajar BHA #2 direccional desde superficie hasta +/-160' (Tope de cemento). Moler cemento y zapato de 20" desde 160' hasta 300'. (550 pies/hora)	300		0,5	1,6
28	Moler cemento y zapato de 20" desde 160' hasta 300'.	300		0,5	1,7
30	Perforar desde 300' hasta 4654 ' (ROP: 153,87+/- pph)	4654	108,9	40,0	3,3
32	Bombear pildora viscosa y circular.	4654		2,0	3,4
34	Sacar BHA #2 en viaje de control desde 4654' hasta zapato 20" a 300'.(Velocidad: 1228,57 pies/hora)	4654		3,8	3,6
36	Rig service.	4654		0,5	3,6
38	Bajar BHA #2 hasta fondo. (Velocidad: 1075 pies/hora)	4654		4,3	3,8
40	Bombear pildora viscosa y circular + espotear pildora lubricante	4654		2,5	3,9
42	Sacar BHA #2 desde 4654' hasta superficie.(Velocidad: 1228,57 pies/hora)	4654		3,8	4,0
44	Quebrar BHA #2 direccional y broca PDC 16".	4654		1,5	4,1
46	Corrida de casing 13 3/8".	4654		0,0	4,1
48	Armar herramientas para correr casing 13 3/8".	4654		1,5	4,2
50	Reunion de seguridad + armar equipo de flotacion: Zapato + 1 junta + collar flotador + 1 junta / probar equipo de flotacion.	4654		1,0	4,2
52	Correr casing 13 3/8" desde superficie hasta 4654'. (Velocidad: 360 pies/hora)	4654		12,9	4,7
54	Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.	4654		1,0	4,8
56	Instalar cabeza y líneas de cementacion.	4654		0,5	4,8
58	Circular para estabilizar presiones y acondicionar reología.	4654		1,0	4,8
60	Probar líneas de cementacion.	4654		0,5	4,9
62	Reunion de seguridad previo a cementar casing 13 3/8".	4654		0,5	4,9
64	Cementar casing 13 3/8" de acuerdo a programa.	4654		3,0	5,0
66	Cortar casing 20", asentar casing 13 3/8" y soldar medias lunas entre casing 20" y casing 13 3/8".	4654		2,0	5,1
68	Retirar cabeza y líneas de cementacion / realizar corte bruto en casing 13 3/8".	4654		1,0	5,1
70	Cortar en frio casing 13 3/8" / instalar seccion "A" del cabezal / probar presion entre cabezal y casing 13 3/8".	4654		2,5	5,2
72	Realizar top job (de ser necesario) y dejar presurizado.	4654		1,5	5,3
74	Armar BOP's 13 5/8" x 5000 psi. Conectar: DSA, SPOOL, Mud cross, Doble rams, Anular, Niple campana, Flow line, Valvulas de kill line y HCR manual e hidraulica y choke manifold.	4654		3,0	5,4
76	Probar BOP's en baja y alta presion: 500/1500 Anular, 500/3000 Pipe Rams, 500/3000 Blind Rams, 500/3000 valvulas HCR y Choke Manifold.	4654		3,0	5,6

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO CUYABENO		ROP	Planned Time	Cumm. Days
	PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 12,25"	4654	0,0	5,6
77	Reunion de seguridad para armar BHA #3 direccional.	4654	0,5	5,6
78	Armar BHA #3 direccional con broca pdc 12 1/4" / Probar herramientas direccionales.	4654	3,0	5,7
79	Bajar BHA #3 desde superficie hasta tope de cemento (Velocidad: 1358,75 pies/hora)	4654	3,4	5,8
80	Perforar cemento + Collar flotador + Cemento	4654	0,5	5,9
81	Circular y probar casing 13 3/8" con 1500 psi por 10 min.	4654	0,5	5,9
82	Perforar cemento + zapato + cemento + 10' de formacion hasta 4654'.	4654	1,5	5,9
83	Relizar cambio de fluido	4654	2,0	6,0
84	Realizar prueba de integridad de formacion con 700 psi por 10 min.	4654	0,5	6,0
85	Perforar rotando y deslizando desde 4654' hasta 7342'. (ROP: 110,28 +/- pph)	7342	85,0	31,6
86	Bombear pildora viscosa y circular	7342	3,0	7,5
87	Sacar BHA #3 hasta superficie.(Velocidad: 1223,33 pies/hora)	7342	6,0	7,7
88	Rig service.	7342	0,5	7,8
89	Desarmar BHA #3 direccional con broca PDC de 12,25"	7342	1,5	7,8
90	Reunion de seguridad para armar BHA #4 direccional broca PDC de 12,25".	7342	0,5	7,8
91	Armar BHA #4 direccional con broca PDC 12 1/4" / Probar herramientas direccionales.	7342	2,5	8,0
92	Bajar BHA #4 desde superficie hasta 7343'.(Velocidad: 1244,44 pies/ hora)	7342	5,9	8,2
93	Bombear pildora viscosa y circular.	7342	0,5	8,2
94	Perforar seccion 12 1/4" desde 7342' hasta 7992'.(ROP: 60,45 +/- pph)	7992	52,1	12,5
95	Bombear pildora viscosa y circular	7992	3,0	8,9
96	Sacar BHA #4 desde 7992 hasta zapato 13 3/8"(Velocidad Prom: 1133,33pies/hr)	7992	2,9	9,0
97	Rig service	7992	0,5	9,0
98	Bajar BHA #4 desde zapato 13 3/8" hasta 7992'.(Velocidad Prom: 1244,44 pies/hr)	7992	2,7	9,1
99	Bombear pildora viscosa y circular.	7992	3,0	9,2
100	Espotear pildora con lubricante en fondo.	7992	0,5	9,3
101	Sacar BHA #4 desde 7992' hasta superficie.(Velocidad Prom: 1223,33 pies/hr)	7992	6,5	9,5
102	Quebrar BHA #6 direccional y broca PDC 12 1/4".	7992	2,0	9,6
103	Corrida de casing 9 5/8".	7992	0,0	9,6
104	Recuperar wear bushing y cambiar rams.	7992	1,0	9,7
105	Armar herramientas y equipo para correr casing 9 5/8".	7992	1,5	9,7
106	Reunion de seguridad previo a correr casing 9 5/8".	7992	0,5	9,7
107	Armar equipo de flotacion: Zapato + 1 junta + Collar flotador + 1 junta / probar equipo de flotacion.	7992	2,0	9,8
108	Correr casing 9 5/8" desde superficie hasta 7992'.(Velocidad 816,3 pies /hora)	7992	9,8	10,2
109	Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.	7992	1,0	10,3
110	Instalar cabeza y lineas de cementacion.	7992	0,5	10,3
111	Circular para estabilizar presiones y acondicionar reologia.	7992	1,0	10,3
112	Probar lineas de cementacion.	7992	0,5	10,4
113	Reunion de seguridad previo a cementar casing 9 5/8".	7992	0,5	10,4
114	Cementar casing 9 5/8" de acuerdo a programa.	7992	5,0	10,6
115	Desarmar cabeza y lineas de cementacion	7992	0,5	10,6
116	Retirar tubo de maniobra de 9 5/8" con el running tool.	7992	0,5	10,6
117	Desarmar y bajar equipo de corrida de casing 9 5/8".	7992	1,0	10,7
118	Instalar brazos al top drive y colocar elevador 5 1/2".	7992	0,5	10,7
119	Bajar washing tool hasta el mandrel casing / lavar secciones "a" y "b" del cabezal + mandrel casing hanger / sacar washing tool / conectar plug tester / probar sellos inferiores y superiores / sacar plug tester / instalar wear bushing.	7992	1,0	10,7

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO CUYABENO		ROP	Planned Time	Cumm. Days
	PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8,5"	7992	0,0	10,7
120	Reunion de seguridad para armar BHA #5 direccional con broca PDC 8 1/2".	7992	0,5	10,8
121	Armar BHA #5 direccional con broca pdc 8 1/2" / probar herramientas direccionales.	7992	3,0	10,9
122	Bajar BHA #5 desde superficie hasta tope de cemento (Velocidad: 1358,75 pies/hora)	7992	5,9	11,1
123	Realizar prueba de integridad del casing 9 5/8" con 1000 psi por 10 min.	7992	0,5	11,1
124	Moler taponos, collar flotador, cemento, zapato y perforar 10' de formacion	7992	1,0	11,2
125	Circular y desplazar lodo Drill-in.	7992	3,0	11,3
126	Realizar prueba de integridad de formacion con 800 psi por 10 min.	7992	0,5	11,3
127	Perforar seccion 8 1/2" desde 7992' hasta 8389' (ROP: 60,77 +/- pph)	8389	52,0	11,7
128	Circular fondo arriba	8389	3,0	11,8
129	Realizar viaje de calibración a zapato 9-5/8" (Velocidad: 1563,56 pies/hora)	8389	0,3	11,8
130	Bajar a fondo desde zapato 9-5/8" (Velocidad: 1640 pies/hora)	8389	0,2	11,8
131	Circular + Dejar espoteada pildora lubricante en fondo	8389	3,0	11,9
132	Sacar BHA #5 hasta superficie (Velocidad:1532,73 pies/horas)	8389	5,5	12,1
133	Quebrar BHA #5 direccional y broca pdc 8 1/2".	8389	2,5	12,3
134	Corrida de registros electricos hoyo abierto seccion 8 1/2".	8389	0,0	12,3
135	Armar y correr registros electricos.	8389	8,0	12,6
136	Armar BHA #6 de acondicionamiento.	8389	1,5	12,6
137	Bajar BHA #6 para acondicionar hoyo. (Velocidad: 1659 pies/hora)	8389	5,0	12,9
138	Circular para limpieza del hoyo.	8389	3,0	13,0
139	Sacar BHA #6 desde 8389' hasta zapato 9 5/8" (Velocidad Prom: 1140,93pies/hr)	8389	0,3	13,0
140	Rig service	8389	0,5	13,0
141	Bajar BHA #6 desde zapato 9 5/8" hasta 8389'.(Velocidad Prom: 1436,67 pies/hr)	8389	0,3	13,0
142	Bombear pildora viscosa y circular.	8389	3,0	13,2
143	Espotear pildora con lubricante en fondo.	8389	0,5	13,2
144	Sacar BHA #6 de acondicionamiento hasta superficie.(Velocidad: 1675,60 pies/hora)	8389	5,0	13,4
145	Quebrar BHA #6 de acondicionamiento.	8389	1,0	13,4
146	Reunión de seguridad bajar liner de 7".	8389	0,5	13,4
147	Armar equipos para corrida del liner de 7"	8389	2,0	13,5
148	Bajar liner 7" y colgador de liner hasta zapata de 9 5/8".	8389	10,0	13,9
149	Bajar liner 7" y colgador de liner hasta fondo.	8389	1,0	14,0
150	Circular para limpieza del pozo.	8389	4,0	14,2
151	Relalizar prueba de lineas de cementacion.	8389	0,5	14,2
152	Reunion de seguridad previo a cementar liner 7".	8389	0,5	14,2
153	Realizar cementacion de liner de 7" y asentar colgador	8389	3,0	14,3
154	Sacar tubería hasta superficie y quebrar setting tool	8389	5,0	14,5

Elaborado por: Diego Molina Álvarez
Fuente: Petroamazonas

Gráfico N°9: Tiempo Vs Profundidad pozo "Tipo" CUYABENO



Cuadro N°8: Actividades de Perforación pozo tipo “VHR”

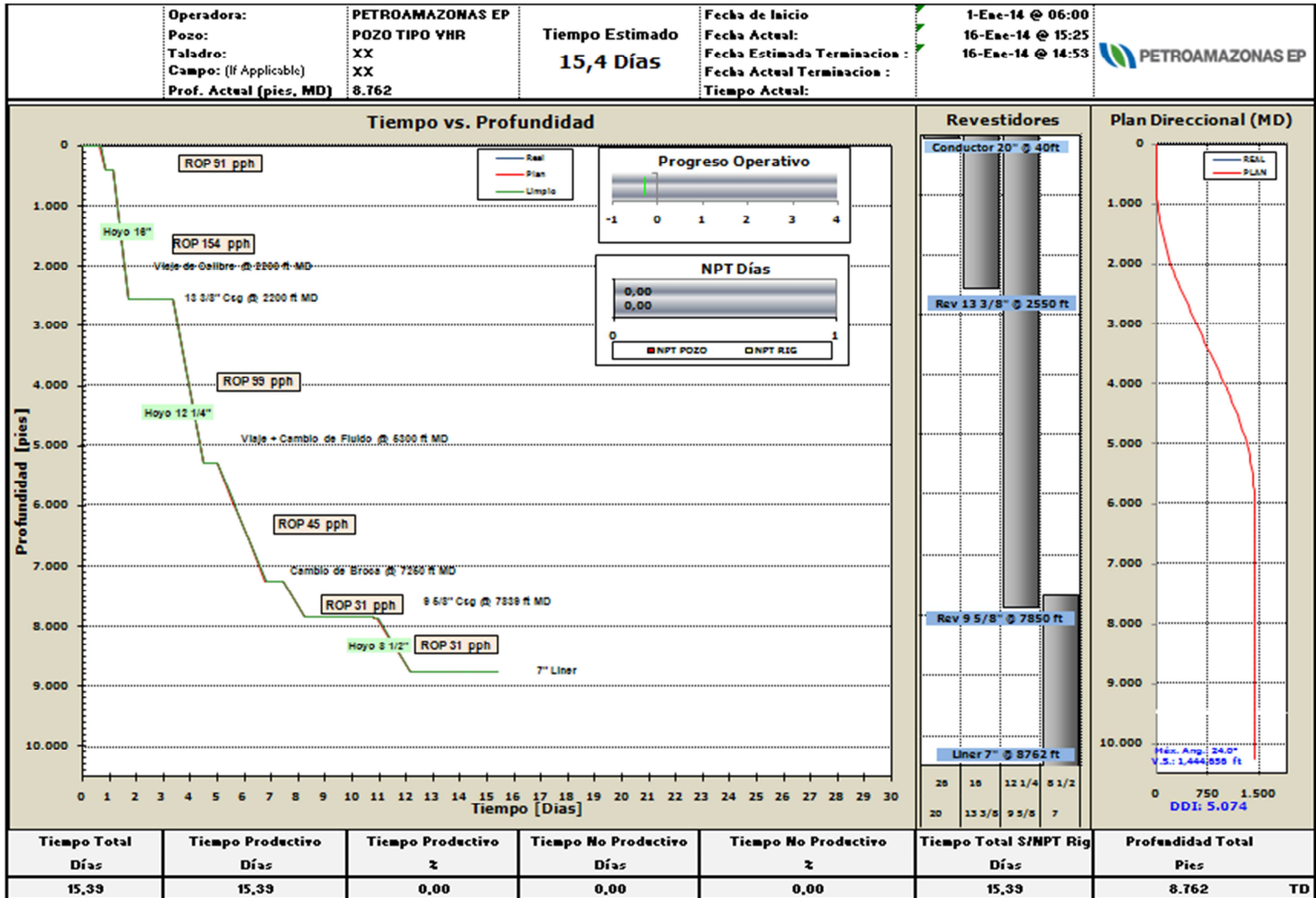
ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO VHR			ROP	Planned Time	Cumm. Days
	Terminación de operaciones previa movilización del rig	0		0,0	0,0
	R/D to skid, Skid rig & R/U to spud	0		0,0	0,0
	Instalar csg 20" conductor	0		0,0	0,0
	Cont. R/U, Instalar cellar jet, Inspeccion del rig & Aceptacion del rig previa perforación	0		0,0	0,0
1	Armado de Paradas (DP, DC, HWDP)	0		14,5	0,6
	PERFORACIÓN SECCIÓN 16".	0		0,0	0,6
2	Reunión de seguridad previo armado del BHA #1 con broca Triconica de 16"	0		0,5	0,6
3	Armar BHA #1 convencional con broca triconica 16".	0		1,0	0,6
4	Perforar desde superficie hasta 400'. (ROP: 124 +/- pph)	400	92	4,3	0,8
5	Bombea pildora viscosa, circular + espotear pildora viscosa en el fondo	400		1,0	0,9
6	Realizar viaje de calibración a la superficie (Velocidad. 800 pies/hora)	400		0,5	0,9
7	Armar equipo para toma de registros de desviación con Gyro. Tomar registro de desviación y azimuth	400		0,7	0,9
8	Reunión de seguridad	400		0,5	0,9
9	Arma BHA #2 direccional con Broca PDC de 16"	400		3,0	1,1
10	Retorna a fondo BHA #2 direccional (571 pies/hora)	400		0,7	1,1
11	Bombea 40 bls de pildora viscosa,circular	400		0,5	1,1
12	Perforar desde superficie hasta 400' hasta 2550 profundidad de revestimiento de 13 3/8". (ROP: 261,54 +/- pph)	2550	154	14,0	1,7
13	Bombea 40 bls de pildora viscosa,circular	2550		1,5	1,8
14	Saca BHA # 2 direccional a la superficie. (Velocidad: 1180 pies/hora)	2550		2,2	1,9
15	Retorna al fondo con BHA # 2 direccional desde superficie hasta el fondo. (Velocidad: 1416,80pies/hora)	2550		1,6	1,9
16	Bombea 40 bls de pildora viscosa,circular + Deja pildora pesada en el fondo.	2550		2,0	2,0
17	Sacar BHA # 2 direccional a la superficie. (Velocidad: 1539,50 pies/hora)	2550		1,7	2,1
18	Preparar y armar mesa con equipo para corrida de revestimiento de 13 3/8".	2550		0,5	2,1
19	Realizar reunión de seguridad	2550		0,5	2,1
20	Armar equipos para correr casing 13 3/8".	2550		1,5	2,2
21	Armar, probar equipos de flotación	2550		1,0	2,2
22	Bajar revestimiento superficial de 13 3/8" hasta 2550'. (velocidad: 744 pies/hora)	2550		3,4	2,4
23	Levantar la cabeza de cementación, las líneas y circular hastan retornos limpios y presión estable.	2550		1,0	2,4
24	Reunión de seguridad previa cementación del CSG de 13 3/8"	2550		1,0	2,4
25	Armar y probar líneas de cementación.	2550		1,0	2,5
26	Cementar casing 13 3/8" de acuerdo a programa.	2550		1,5	2,5
27	Cortar casing 20", asentar casing 13 3/8" y soldar medias lunas entre casing 20" y casing 13 3/8".	2550		1,0	2,6
28	Retirar cabeza y lineas de cementacion / realizar corte bruto en casing 13 3/8".	2550		1,0	2,6
29	Cortar en frío casing 13 3/8" / instalar seccion "A" del cabezal / probar presion entre cabezal y casing 13 3/8".	2550		2,0	2,7
30	Realizar top job (de ser necesario) y dejar presurizado.	2550		1,0	2,8
31	Armar BOP's 13 5/8" x 5000 psi. Conectar: DSA, SPOOL, Mud cross, Doble rams, Anular, Niple campana, Flow line, Valvulas de kill line y HCR manual e hidraulica y choke manifold.	2550		1,0	2,8
32	Probar BOP's en baja y alta presion: 500/1500 Anular, 500/3000 Pipe Rams, 500/3000 Blind Rams, 500/3000 valvulas HCR y Choke Manifold.	2550		4,5	3,0

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO VHR		ROP	Planned Time	Cumm. Days
33	Reunión de seguridad para armar BHA #3 direccional	2550	0,5	3,0
34	Armar BHA #3 direccional con broca PDC de 12,25".	2550	2,0	3,1
35	Bajar BHA #3 direccional desde superficie hasta tope de cemento. Moler cemento y zapato de 13 3/8" (1276,50 pies/hora)	2550	2,0	3,2
36	Moler cemento, collar y shoe track con parámetros controlados desde ' hasta 2560 '.	2560	20	3,2
37	Realizar prueba de integridad del CSG de 9 5/8"	2560	0,5	3,2
38	Perforar zapato de 9 5/8" + 10' de nueva formacion	2560	1,0	3,3
39	Circular pozo hasta retornos limpios de trazas de cemento + realiza cambio de fluido	2560	1,5	3,3
40	Realizar prueba de integridad de formación por 10 min.	2560	0,5	3,3
41	Continuar perforando desde 2560 ft MD hasta 5300 ft MD (ROP:111,67 +/- pph)	5300	99	27,8
42	Circular el pozo a 5300 ft MD hasta retornos limpios. Realizar cambio de fluido	5300	2,5	4,6
43	Realizar viaje de acondicionamiento hasta superficie + cambio de broca. (Velocidad: 1181,56 pies/hora)	5300	4,5	4,8
44	Regresar a fondo con BHA # 3 a 5300 ft MD (Velocidad: 1276,50)	5300	4,2	5,0
45	Bombear pildora viscosa +circular	5300	1,0	5,0
46	Perforar desde 5300 ft MD hasta 5950 ft MD (ROP:53,04 +/- pph)	5950	46	14,0
47	Continuar perforando el Conglomerado Superior desde 5950 ft MD hasta 6100 ft MD (ROP: 51,78 +/- pph)	6100	45	3,3
48	Continuar perforando desde 6100 ft MD hasta 6600 ft MD (ROP: 51,78+/- pph)	6600	45	11,0
49	Continuar perforando Conglomerado Inferior desde 6600 ft MD hasta 7250 ft MD (ROP: 51,37+/- pph)	7250	45	14,4
50	Bombear pildora viscosa + circular	7250	2,5	6,9
51	Sacar el BHA Nro. 3 a superficie para posible cambio de broca y evaluar desgaste de la broca, camisa del motor y estabilizador. (Velocidad: 1180,67 pies/hora)	7250	6,1	7,1
52	Reunion de seguridad	7250	0,5	7,2
53	Armar y bajar BHA Nro. 4: 12 ¼" broca PDC	7250	1,5	7,2
54	Bajar BHA #4 direccional desde superficie hasta 7250(1416,80 pies/hora)	7250	5,1	7,4
55	Perforar desde 7550 ft MD hasta 7850 ft MD (Profundidad de revestimiento de 9 5/8" por recomendación de Geología) ROP: +/- 33,73 pph	7850	31	19,4
56	Bombear pildora viscosa y circular.	7850	2,5	8,4
57	Realizar viaje de acondicionamiento del hoyo hasta el zapato de 13 3/8" (Velocidad: 1186,60 pies/hora)	7850	4,5	8,5
58	Bajar BHA #4 direccional desde zapato de 13 3/8" hasta 7850 (Velocidad: 1416,80 pies/hora)	7850	3,7	8,7
59	Limpiar el hoyo. Incrementar el peso de lodo desde 10 ppg hasta 10.2 ppg y dejar en fondo pildora viscosa pesada con lubricante.	7850	3,0	8,8
60	Sacar BHA #4 a superficie y evaluar broca, camisa del motor y estabilizador. (Velocidad: 1539,50 pies/hora)	7850	5,1	9,0
61	Desarma BHA # 4 direccional	7850	1,0	9,1
62	Preparar y armar mesa con equipo para corrida de revestimiento de 9 5/8".	7850	0,5	9,1
63	Reunion de seguridad	7850	0,5	9,1
64	Arma equipos de corrida de CSG de 9 5/8"	7850	2,5	9,2
65	Arma + Prueba equipos de flotación de CSG de 9 5/8"	7850	1,0	9,3
66	Realiza corrida de CSG de 9 5/8" desde superficie hasta 7850 + asentar CSG en Hanger de 9 5/8" (Velocidad : 810pies/hora)	7850	10,7	9,7
67	Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.	7850	2,5	9,8
68	Instalar cabeza y líneas de cementación.	7850	0,5	9,8
69	Circular para estabilizar presiones y acondicionar reología.	7850	1,0	9,9
70	Probar líneas de cementacion.	7850	0,5	9,9
71	Realizar reunión de seguridad entre todo el personal	7850	0,5	9,9
72	Proceder con el trabajo de cementación del CSG de 9 5/8" de acuerdo al programa	7850	6,0	10,2
73	Desarmar cabeza y líneas de cementacion	7850	0,5	10,2
74	Retirar tubo de maniobra de 9 5/8" con el running tool.	7850	0,5	10,2
75	Desarmar y bajar equipo de corrida de casing 9 5/8".	7850	1,0	10,2
76	Instalar brazos al top drive y colocar elevador 5 1/2".	7850	0,5	10,3
77	Bajar washing tool hasta el mandrel casing / lavar secciones "a" y "b" del cabezal + mandrel casing hanger / sacar washing tool / conectar plug tester / probar sellos inferiores y superiores / sacar plug tester / instalar wear bushing.	7850	1,0	10,3

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN POZO TIPO VHR		ROP	Planned Time	Cumm. Days
	PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 1/2"	7850	0,0	10,3
78	Reunión de seguridad para armar BHA #5 direccional.	7850	0,5	10,3
79	Armar y bajar BHA # 5 8 1/2" broca PDC y Probar herramientas direccionales.	7850	3,0	10,5
80	Bajar BHA # 5 desde superficie hasta tope de cemento (Velocidad: 1152,64 pies/hora)	7850	6,8	10,7
81	Moler cemento, collar y shoe track con parámetros controlados	7850	0,5	10,8
82	Circular y probar casing 13 3/8" con 1500 psi por 10 min.	7850	0,5	10,8
83	Perforar cemento + zapato + cemento + 10' de formación hasta 7860'.	7860	10	10,8
84	Relizar cambio de fluido	7860	2,0	10,9
85	Realizar prueba de integridad de formación con 700 psi por 10 min.	7860	0,5	10,9
86	Perforar desde 7860 ft MD hasta 8762 ft MD (profundidad de revestimiento de 7" por recomendación de Geología) (ROP: 33,43 +/- pph)	8762	31	12,2
87	Circular hoyo hasta retornos limpios bombeando tren de píldoras	8762	3,0	12,3
88	Realizar viaje de acondicionamiento del hoyo hasta 7850 ft MD (Velocidad: 1626,75 pies/hora)	8762	0,6	12,3
89	Realizar viaje de regreso al fondo (Velocidad: 1382 pies/hora)	8762	0,7	12,3
90	Circular el hoyo. Incrementar el peso de lodo desde 9.6 ppg hasta 9.8 ppg. Dejar en fondo píldora viscosa pesada con lubricante.	8762	3,0	12,5
91	Sacar BHA # 5 a superficie y evaluar broca, camisa del motor y estabilizador.(Velocidad: 1576,18 pies/hora)	8762	5,6	12,7
92	Desarmar BHA # 5 direccional con broca PDC de 8 1/2"	8762	1,5	12,7
93	Corrida de registros eléctricos hoyo abierto sección 8 1/2".	8762	0,0	12,7
94	Armar y correr registros electricos.	8762	8,0	13,1
95	Armar BHA #6 de acondicionamiento.	8762	1,5	13,1
96	Bajar BHA #6 para acondicionar hoyo. (Velocidad: 1575,45 pies/hora)	8762	5,6	13,4
97	Circular para limpieza del hoyo.	8762	3,0	13,5
98	Sacar BHA #6 desde 8762 9' hasta zapato 9 5/8" (Velocidad Prom:1626,75 pies/hr)	8762	0,6	13,5
99	Rig service	8762	0,5	13,5
100	Bajar BHA #6 desde zapato 9 5/8" hasta 8762 '(Velocidad Prom: 1770 pies/hr)	8762	0,5	13,6
101	Bombear píldora viscosa y circular.	8762	3,0	13,7
102	Espotear píldora con lubricante pesada en fondo.	8762	0,5	13,7
103	Sacar BHA #6 de acondicionamiento hasta superficie.(Velocidad: 1784,40 pies/hora)	8762	4,9	13,9
104	Quebrar BHA #6 de acondicionamiento.	8762	1,0	14,0
105	Reunión de seguridad bajar liner de 7".	8762	0,5	14,0
106	Armar equipos para corrida del liner de 7"	8762	2,5	14,1
107	Bajar liner 7" y colgador de liner hasta zapata de 9 5/8".	8762	12,0	14,6
108	Bajar liner 7" y colgador de liner hasta fondo.	8762	1,5	14,6
109	Una vez en el fondo, levantar la cabeza de cementación, las líneas y circular hasta retornos limpios y presión estable.	8762	4,0	14,8
110	Relalizar prueba de líneas de cementación.	8762	0,5	14,8
111	Reunion de seguridad previo a cementar liner 7".	8762	0,5	14,8
112	Realizar cementación de liner de 7" y asentar colgador	8762	5,5	15,1
113	Sacar tubería hasta superficie y quebrar setting tool retira el niple campana, flow line y línea de choque, desarma el BOP + instalar sección "C" del cabezal	8762	7,0	15,4

Elaborado por: Diego Molina Álvarez
Fuente: Petroamazonas

Gráfico N°10: Tiempo Vs Profundidad pozo Tipo VHR



**ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE PERFORACIÓN QUE INCIDEN EN EL
TIEMPO NO PRODUCTIVO EN LA PERFORACIÓN EN LOS CAMPOS
CUYABENO – VHR**

Petroamazonas mantiene operaciones de perforación con 28 taladros de perforación en el distrito amazónico y costa ecuatoriana, en el 2013, en un estudio sobre los problemas operativos reportados en el sistema de adquisición de datos “Open Wells” de los taladros de perforación de Petroamazonas, (Latorre,2013), determinó que el 8.25% del total de tiempo de operaciones de los taladros reportados en el 2013 son tiempo no productivo visible, con un total de 18045 horas que representa \$81.934.680,28 (Cuadro N°9) costo el cual no se recupera en su totalidad por las coordinaciones y gerencias de perforación de Petroamazonas.

Cuadro N° 9. Tiempo no productivo en operaciones de perforación PAM año 2013

TIEMPO NO PRODUCTIVO TALADROS 2013			
PROBLEMA	TIPO NPT	TOTAL NPT (HR)	TOTAL COSTO (USD)
RIG	1	3006,5	13.359.576
DIRECC	2	2208,5	8.812.831
FLUIDOS	3	877,5	8.678.871
BROCAS	4	227,5	4.512.310
CEMENTACION	5	328	1.099.439
REGISTROS	6	720	3.237.950
TUBERIA	7	547	2.107.427
CASING	8	364	1.393.494
PAM	9	1836,9	6.251.166
OTROS	10	5643,05	24.315.403
PESCA	11	2241,5	8.166.213
TOTAL		18000,45	81.934.680,28

Fuente: Open Wells
Realizado por: Ing. Eduardo Latorre

Los tiempos no productivos visibles, reportados en el sistema adquisición de datos de Petroamazonas para las operaciones de perforación “Open Wells” con el RIG CCDC 39 en los campos VHR y Cuyabeno en el 2013, son mostrados en el (Cuadro N°10), entre ellos podemos determinar que la causa de los tiempos no productivos están relacionados por daños de equipos en los diferentes servicios, retraso en entrega del servicio en las diferentes líneas y espera por órdenes de Petroamazonas entre otros.

Cuadro N° 10. Tiempo no productivo reportado en operaciones de perforación RIG CCDC39 año 2013

PROBLEMA	RIG	TOTAL NPT (HR)	TOTAL COSTO
RIG	CCDC-039	140	\$420.000
DIRECCIONAL	CCDC-039	31,5	\$94.500
FLUIDOS	CCDC-039	0	\$0
BROCAS	CCDC-039	8	\$24.000
CEMENTACIO	CCDC-039	3,5	\$10.500
REGISTROS	CCDC-039	5,5	\$16.500
TUBERIA	CCDC-039	0	\$0
CSG	CCDC-039	0	\$0
PAM	CCDC-039	48	\$144.000
OTROS	CCDC-039	1,5	\$4.500
PESCA	CCDC-039	0	\$0
TOTAL		238	\$714.000,00

Fuente: Open Wells
Realizado por: Ing. Eduardo Latorre

Actualmente existen tiempos no productivos (NPT) no visibles en las operaciones de perforación que no han sido determinados y cuantificados en los proyectos de perforación, asumiendo Petroamazonas estos costo como parte de sus operaciones

en sus campos. El costo por el tiempo no productivo no visible representa igual o mayor costo que los tiempos no productivos visibles anteriormente cuantificados.

Una de las herramienta que nos permite identificar las variables de perforación que inciden en el tiempo no productivo no visible en la perforación en los Campos es el límite técnico, con el que se establece la causa raíz del problema que inciden en el tiempo no productivo de la perforación las cuales son:

BHA/BROCA: (Viajes por baja ROP, falla herramientas de fondo).

LODO: (Puntos/intervalos apretados, pérdida de circulación, pega de tubería, apoyo de casing/herramientas, circulación).

OTROS: (Daño del taladro, esperar fraguado, falla de equipos)

La cuantificación del tiempo no productivo en las operaciones de perforación de 10 pozos perforados en el campo Cuyabeno y 7 pozos perforados en el campo VHR se puede observar en el (Cuadro N°11, N°12), clasificados en tres grupos:

BHA/Broca, Lodos y Otros. El mayor porcentaje de tiempo no productivo no visible en la perforación de los pozos en esta área fue a causa del Fluido de Perforación y/o fallas los equipos en el taladro de perforación.

La determinación del nuevo indicador o KPI (Keep Performance Indicator) en base a la energía específica de las formaciones “Es” es otra manera de poder evaluar tiempo no óptimo que se dejó de alcanzar en la perforación de pozos, este tiempo

representaría un costo en las operaciones, que se sería motivo de análisis de ingeniería para poder alcanzar los objetivos deseados.

Cuadro N° 11. Tiempo no productivo de perforación en campo CUYABENO

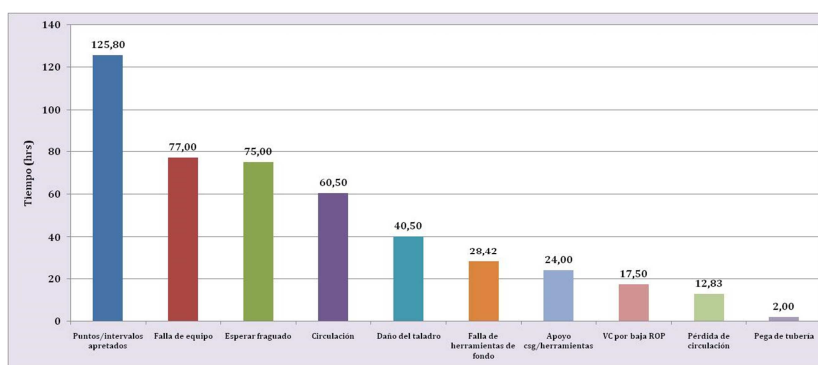
DETALLE / POZOS	CUY-13D	CUY-34D	CUY-35D	CUY-29D	CUY-30D	CUY-31D	CUY-32D	CUY-36D	CUY-33D	TOTAL	%
Puntos/intervalos apretados	10,97	14,95	24,99	21,75	6,47	12,17	11,40	10,47	12,63	125,80	27,1%
Falla de equipo	0,50	60,00		15,50			1,00			77,00	16,6%
Esperar fraguado	5,50	2,50	11,50	15,50	4,00	11,50	1,00	14,00	9,50	75,00	16,2%
Circulación	9,50	3,00	8,50	5,50	1,50	5,50	8,50	8,00	10,50	60,50	13,1%
Daño del taladro	0,50	1,00	6,00		2,00	0,50		19,00	2,50	40,50	8,7%
Falla de herramientas de fondo	15,92	6,00	2,50			1,00	2,00		1,00	28,42	6,1%
Apoyo csg/herramientas					24,00					24,00	5,2%
VC por baja ROP							17,50			17,50	3,8%
Pérdida de circulación					5,00			7,83		12,83	2,8%
Pega de tubería					2,00					2,00	0,4%
TOTAL	42,89	87,45	53,49	58,25	44,97	30,67	50,40	59,30	36,13	463,55	100,0%

CLASIFICACION NPT VISIBLES Y NO VISIBLES CAMPO CUYABENO

CAUSA	NTP	%
BHA/BROCA	(Viajes por baja ROP, falla herramientas de fondo)	9,9%
LODO	(Puntos/intervalos apretados, pérdida de circulación, pega de tubería, apoyo de casing/herramientas, circulacion)	48,6%
OTROS	(Daño del taladro, esperar fraguado, falla de equipos)	41,5%
TOTAL		100,0%

Fuente: Petroamazonas
Realizado por: A. Buestán, M. Bonilla

Gráfico N° 11: NPT visibles y no visibles Campo Cuyabeno (hrs)



Fuente: Petroamazonas
Realizado por: A. Buestán, M. Bonilla

Cuadro N° 12. Tiempo no productivo de perforación en campo VHR

TIEMPO NO PRODUCTIVO DE PERFORACION CAMPO VHR

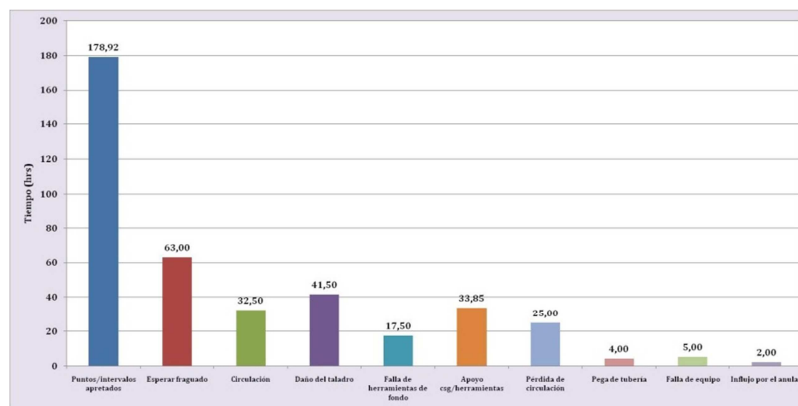
DETALLE / POZOS	VHR-12D	VHR-19D	VHR-18D	VHR-21D	VHR-22D	VHR-24D	TOTAL	%
Puntos/intervalos apretados	107,32	6,50	4,00	21,01	24,49	15,60	178,92	44,4%
Esperar fraguado		16,50	21,50	24,00		1,00	63,00	15,6%
Circulación	4,00	6,50	15,50	5,00	1,50		32,50	8,1%
Daño del taladro	1,00	12,00	6,00	5,00	12,00	5,50	41,50	10,3%
Falla de herramientas de fondo				17,50			17,50	4,3%
Apoyo csg/herramientas	4,00	10,35			11,00	8,50	33,85	8,4%
Pérdida de circulación	2,50	7,00		1,50	11,50	2,50	25,00	6,2%
Pega de tubería			4,00				4,00	1,0%
Falla de equipo	2,00				3,00		5,00	1,2%
Influjo por el anular	2,00						2,00	0,5%
TOTAL	122,82	58,85	51,00	74,01	63,49	33,10	403,27	100,0%

CLASIFICACION NPT VISIBLES Y NO VISIBLES CAMPO VHR

CAUSA	NTP	%
BHA/BROCA	(Circulación, falla herramientas de fondo)	4,3%
LODO	(Puntos/intervalos apretados, pérdida de circulación, pega de tubería, apoyo de casing/herramientas, influjo por el anular)	68,5%
OTROS	(Daño del taladro, esperar fraguado, falla del equipo)	27,2%
TOTAL		100,0%

Fuente: Petroamazonas
Realizado por: A. Buestán, M. Bonilla

Gráfico N° 12: NPT visibles y no visibles Campo VHR (hrs)



Fuente: Petroamazonas
Realizado por: A. Buestán, M. Bonilla

CAPÍTULO III

PROPUESTA DEL MODELO SUGERIDO

Una vez realizado los estudios preliminares en cada campo, el modelo de control de costos propuesto avista identificar los costos de perforación en función del KPI propuesto, es decir consiste en identificar el proceso clave de perforación que dependa del tiempo, para luego optimizarlo sometiéndolo a procesos de mejora continua y control de costos.

IDENTIFICACIÓN DE LOS COSTOS DE PERFORACIÓN EN LOS CAMPOS CUYABENO – VHR EN FUNCIÓN DEL KPI PROPUESTO

En el 2013 Petroamazonas, ha construido ocho pozos en al campo CUYABENO y dos pozos en el campo VHR. Los costos reales obtenidos en base a los 46 procesos de perforación (Cuadros N°13, N°14, N°15), considera las diferentes fases de perforación desde el inicio de las operaciones de perforación con el armado de paradas y terminando las operaciones de perforación con el desarmado del setting tool en superficie.

Cuadro N° 13: Costos de perforación, campo CUYABENO-VHR año 2013.

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBG-042	3384246,33
CYBG-051	2855678,87
CYBH-055	3652892,09
CYBI-043	3104219,79
CYBI-044	3297221,58
CYBI-053	2740290,37
CYBJ-041	2996208,10
CYBK-058	2701449,91
Total general	24732207,04

COSTOS DE PERFORACION CAMPO VHR	
COSTOS POZO VHR	COSTO TOTAL
VHRE-029	3246220,82
VHRE-031	2564912,88
Total general	5811133,7

Elaborado por: Diego Molina Álvarez

Fuente: Petroamazonas

Los costos de perforación han sido detallados, agrupados y ordenados de mayor a menor valor (Cuadro N°18 y N°19) para los campos Cuyabeno y VHR respectivamente, de manera de poder identificar los mayores costos acumulados en la perforación de una campaña de 10 pozos, en ambos campos.

A estos costos se le han asignado cuentas de perforación y/o cuentas generales, junto a subcuentas de servicios, rentas y materiales mostrados en el cuadro N° 3. Los mayores porcentajes de los costos acumulados son mostrados en los cuadros N°18 y N°19

Cuadro N° 14: Costos de perforación CUYABENO en porcentaje y acumulados.

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO AÑO 2013		
SERVICIOS	% COSTOS ACUMULADO	COSTO ACUMULADO
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	32,06%	7929788,58
SERVICIO TALADRO PERFORACION	18,03%	4459844,18
SERVICIO DE DIRECCIONAL	9,81%	2427229,12
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	7,13%	1763415,8
SERVICIO LODOS PERFORACION	5,93%	1467214,77
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	4,67%	1154792,45
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	4,25%	1051173,7
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	3,67%	907257
SERVICIO DE LINER HANGER	2,84%	703589,37
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	1,81%	448600,52
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	1,64%	406552,85
COMBUSTIBLES PERFORACION	1,44%	355413,35
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	1,43%	352900,65
SERVICIO LWD	0,69%	170000
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	0,60%	149340
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	0,55%	134979,8
SERVICIO DE GYRO	0,50%	124144,6
SERVICIO DE CAMION VACCUM	0,50%	122550
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	0,44%	109032,7
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	0,43%	107306,71
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS	0,42%	105000
PERMISOS DNH	0,32%	78000
SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	0,27%	67001,1
SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	0,24%	60000
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO (QUIMICA Y MECANICA)	0,16%	39795,35
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	0,11%	28430,54
SERVICIO DE CATERING PERFORACION	0,01%	3200
SERVICIO DE ING GEOLOGIA	0,01%	2900
SERVICIO DE TRANSPORTE	0,01%	2000
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES SERVICIOS DRILLES	0,00%	753,9
Total general	100%	24.732.207,04

POZOS: CYBG-042,CYBG-051,CYBH-055,CYBI-043,CYBI-044,CYBI-053,CYBJ-041,CYBK-058

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N° 15: Costos de perforación VHR en porcentaje y acumulados

COSTOS DE PERFORACION CAMPO VHR AÑO 2013		
SERVICIOS	% COSTOS ACUMULADO	COSTO ACUMULADO
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	24,40%	1417845,16
SERVICIO TALADRO PERFORACION	19,55%	1136112,52
SERVICIO DE DIRECCIONAL	11,42%	663808,91
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	8,42%	489434,56
SERVICIO LODOS PERFORACION	6,60%	383775,49
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	6,01%	349000
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELI	5,80%	337219,79
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	5,71%	332086,57
SERVICIO DE LINER HANGER	3,27%	189963,12
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	1,41%	81668,5
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	1,33%	77179,4
COMBUSTIBLES PERFORACION	1,31%	76302,5
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS	1,01%	58706,3
SERVICIO DE GYRO	0,76%	44000
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	0,74%	42777,18
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	0,51%	29723,26
TIEMPO EN ESPERA TALADRO	0,41%	23701,5
SERVICIO DE CAMION VACCUM	0,33%	19360
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	0,26%	15257,6
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	0,25%	14480
SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	0,22%	12937,5
SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	0,16%	9135
COMBUSTIBLES MOVILIZACION	0,05%	2653,05
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CA'	0,04%	2279,07
RENTA DE EQUIPOS MOVILIZACION	0,02%	1440
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORA'	0,00%	286,72
Total general	100,00%	5.811.133,70

POZOS: VHRE-029,VHRE-031

Elaborado por: Diego Molina A.

Fuente: Petroamazonas

Seleccionamos los costos que dependen del KPI propuesto en base a la energía específica “Es” donde se relaciona la ROP obtenido con el tiempo. Es decir seleccionamos los costos que dependen de la variable tiempo.

Cuadro N° 16: Costos de Perforación del Campo Cuyabeno en función del tiempo.

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO EN FUNCION DEL TIEMPO		
SERVICIOS	% COSTOS ACUMULADO	COSTO ACUMULADO
SERVICIO TALADRO PERFORACION	18,03%	4459844,18
SERVICIO DE DIRECCIONAL	9,81%	2427229,12
SERVICIO LODOS PERFORACION	5,93%	1467214,77
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	4,67%	1154792,45
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	1,64%	406552,85
COMBUSTIBLES PERFORACION	1,44%	355413,35
SERVICIO DE CAMION VACCUM	0,50%	122550
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	0,44%	109032,7
Total general	42%	\$ 10.502.629

POZOS: CYBG-042,CYBG-051,CYBH-055,CYBI-043,CYBI-044,CYBI-053,CYBJ-041,CYBK-058

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N° 17: Costos de Perforación del Campo VHR en función del tiempo.

COSTOS DE PERFORACION CAMPO VHR AÑO 2013		
SERVICIOS	% COSTOS ACUMULADO	COSTO ACUMULADO
SERVICIO TALADRO PERFORACION	19,55%	1136112,52
SERVICIO DE DIRECCIONAL	11,42%	663808,91
SERVICIO LODOS PERFORACION	6,60%	383775,49
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	5,71%	332086,57
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	1,33%	77179,4
COMBUSTIBLES PERFORACION	1,31%	76302,5
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	0,51%	29723,26
SERVICIO DE CAMION VACCUM	0,33%	19360
Total general	49,69%	2.887.533,63

POZOS: VHRE-029,VHRE-031

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Al identificar los costos de perforación que pueden ser controlados en base a al KPI propuesto se procede a identificar el proceso que abarca a estos costos para someterlo a un proceso de mejora continua (PMC); donde la aplicación de los estándares técnicos ya definidos a los servicios de perforación obtenidos del KPI nos permitirá controlar a nuestros procesos de perforación y controlar los costos inmersos a la operación.

IDENTIFICACIÓN DEL PROCESO CLAVE DE PERFORACIÓN

Las actividades de perforación, son agrupadas en procesos (Cuadro N° 18, N°20), los tiempos empleados en las actividades de perforación son acumulados y ordenados (Cuadro N° 19, N°21) para identificar qué proceso clave que emplea mayor cantidad de tiempo, los porcentajes calculados (Gráfico N° 13, N°14) muestran que el proceso “Drilling” abarca 27% de tiempo en las actividades de perforación en CUYABENO y el 37% de tiempo en las actividades en el campo VHR.

Identificado al proceso “Drilling” como proceso clave, aplicamos el proceso de mejora continua en siglas PMC, evaluándolo con la herramienta SAMME (Seleccionar, Analizar, Medir, Mejorar, Evaluar) para tener resultados de la incorporación de estándares a los procesos de perforación propios del área optimizando así tiempo, recursos y costos.

Cuadro N°18: Distribución total del tiempo productivo pozo CUYABENO

DISTRIBUCIÓN TOTAL DEL TIEMPO PRODUCTIVO POZO CUYABENO

Hole Size	Mueve / Desliza equipo	Arma / Desarma y prueba BOP	Limpia conductor	Levanta, arma desarma y prueba BHA	Muele cemento	Perfora	Saca core	Perfora elementos flotadores	Viaje de limpieza	Lava y rima	Viaje a superficie	Acondiciona lodo / Circula	Servicio al equipo / Corta cable de perforación	Arma / Desarma y baja registros	Arma / Desarma y baja revestidor / Liner	Arma / desarma equipo / cemento	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	CIT/FIT / LOT	Reunion de seguridad, surveys, otros	Completacion	Baja BHA	Espera por fraguado	Asienta colgador del liner	Arma paradas
26	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	3,3	0,0	0,0	0,7	0,0	0,4	2,0	0,0	0,0	3,0	3,5	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	5,5	0,0	14,5
16	0,0	6,0	0,0	3,5	0,5	40,0	0,0	0,0	3,8	0,0	3,8	6,5	0,5	0,0	14,4	6,5	4,5	0,0	2,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0
12 1/4	0,0	0,0	0,0	9,0	0,5	44,1	0,0	1,5	2,9	0,0	12,5	14,5	0,5	0,0	14,8	6,5	1,0	0,5	2,5	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0
8 1/2	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	7,6	0,0	1,0	0,6	0,0	15,5	19,5	0,5	8,0	13,0	3,0	1,0	1,0	1,5	0,0	11,4	0,0	0,5	0,0
6 1/8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	0,0	6,0	0,0	22,5	1,0	95,0	0,0	2,5	8,0	0,0	32,1	42,5	1,5	8,0	45,2	19,5	6,5	1,5	7,0	0,0	28,2	5,5	0,5	14,5

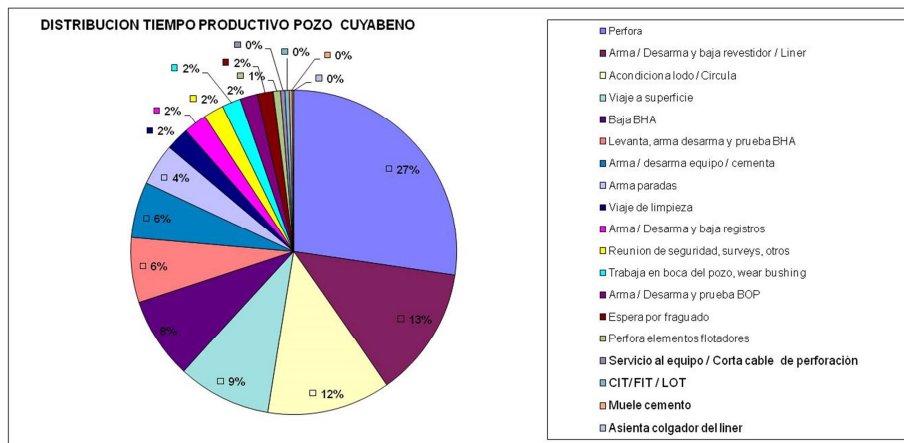
Elaborado por: Diego Molina Álvarez
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°19: Tiempo productivo pozo CUYABENO

N°	ACTIVIDAD	DIAMETRO DEL HOYO					TOTAL
		26"	16"	12.25"	8 1/2"	6 1/8"	
1	Perfora	3,29	40,00	44,10	7,63	0,00	95,02
2	Arma / Desarma y baja revestidor / Liner	3,00	14,42	14,79	13,00	0,00	45,21
3	Acondiciona lodo / Circula	2,00	6,50	14,50	19,50	0,00	42,50
4	Viaje a superficie	0,36	3,78	12,53	15,47	0,00	32,14
5	Baja BHA	0,00	4,86	11,99	11,39	0,00	28,24
6	Levanta, arma desarma y prueba BHA	1,50	3,50	9,00	8,50	0,00	22,50
7	Arma / desarma equipo / cemento	3,50	6,50	6,50	3,00	0,00	19,50
8	Arma paradas	14,54	0,00	0,00	0,00	0,00	14,54
9	Viaje de limpieza	0,73	3,79	2,94	0,59	0,00	8,05
10	Arma / Desarma y baja registros	0,00	0,00	0,00	8,00	0,00	8,00
11	Reunion de seguridad, surveys, otros	1,00	2,00	2,50	1,50	0,00	7,00
12	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	0,00	4,50	1,00	1,00	0,00	6,50
13	Arma / Desarma y prueba BOP	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	6,00
14	Espera por fraguado	5,50	0,00	0,00	0,00	0,00	5,50
15	Perfora elementos flotadores	0,00	0,00	1,50	1,00	0,00	2,50
16	Servicio al equipo / Corta cable de perforación	0,00	0,50	0,50	0,50	0,00	1,50
17	CIT/ FIT / LOT	0,00	0,00	0,50	1,00	0,00	1,50
18	Muele cemento	0,00	0,50	0,50	0,00	0,00	1,00
19	Asienta colgador del liner	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,50
TOTAL HORAS		35,4	96,8	122,9	92,6	0,0	347,7
TOTAL DIAS		1,5	4,0	5,1	3,9	0,0	14,49

Elaborado por: **Diego Molina Álvarez**
Fuente: **Petroamazonas**

Gráfico N°13: Distribución tiempo productivo pozo TIPO CUYABENO



Elaborado por: **Diego Molina Álvarez**
Fuente: **Petroamazonas**

Cuadro N°20: Distribución total del tiempo productivo pozo VHR

DISTRIBUCION TOTAL DEL TIEMPO PRODUCTIVO DEL POZO VHR

Hole Size	Mueve / Desliza equipo	Arma / Desarma y prueba BOP	Limpia conductor	Levanta, arma desarma y prueba BHA	Muele cemento	Perfora	Saca core	Perfora elementos flotadores	Viaje de limpieza	Lava y rima	Viaje a superficie	Acondiciona lodo / Circula	Servicio al equipo / Corta cable de perforación	Arma / Desarma y baja registros	Arma / Desarma y baja revestidor / Liner	Arma / desarma equipo / cemento	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	CIT/ FIT / LOT	Reunion de seguridad, surveys, otros	Completacion	Baja BHA	Espera por fraguado	Asienta colgador del liner	Arma paradas	
26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5
16	0,0	5,5	0,0	4,0	0,0	18,3	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,0	0,0	0,7	6,4	5,5	3,0	0,0	2,5	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
12 1/4	0,0	1,0	0,0	5,5	0,5	89,9	0,0	1,0	4,5	0,0	15,7	16,5	0,0	0,0	16,2	7,5	1,5	1,0	2,0	0,0	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8 1/2	0,0	1,5	0,0	4,5	1,5	29,4	0,0	0,0	1,1	0,0	17,5	19,0	0,0	8,0	16,0	5,5	0,0	0,5	2,0	0,0	14,5	0,0	0,5	0,0	0,0
6 1/8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	0,0	8,0	0,0	14,0	2,0	137,6	0,0	1,0	5,6	0,0	37,5	40,5	0,0	8,7	38,6	18,5	4,5	1,5	6,5	0,0	29,8	0,0	0,5	0,0	14,5

Elaborado por: Diego Molina Álvarez
Fuente: Petroamazonas

MÉTODO DE PROCESO DE MEJORA CONTINUA (PMC)

Para aplicar el método de procesos de mejora continua (PMC), se identifica las principales cadenas Proveedor – Productor – Cliente, las cuales forman parte del lugar de trabajo.

Para la cadena Proveedor - Productor – Cliente, del procesos de perforación de pozos, se asigna como “Proveedor”, a las diferentes contratistas que con listas de precios y/o acuerdos maestros de servicios, ofrecen los diferentes servicios de perforación; al “Productor” se lo identifica como Petroamazonas en el Campo, quien con las contratistas construyen el pozo físicamente y al “Cliente” se lo identifica como Petroamazonas Quito, quien recibe como resultado un pozo perforado.

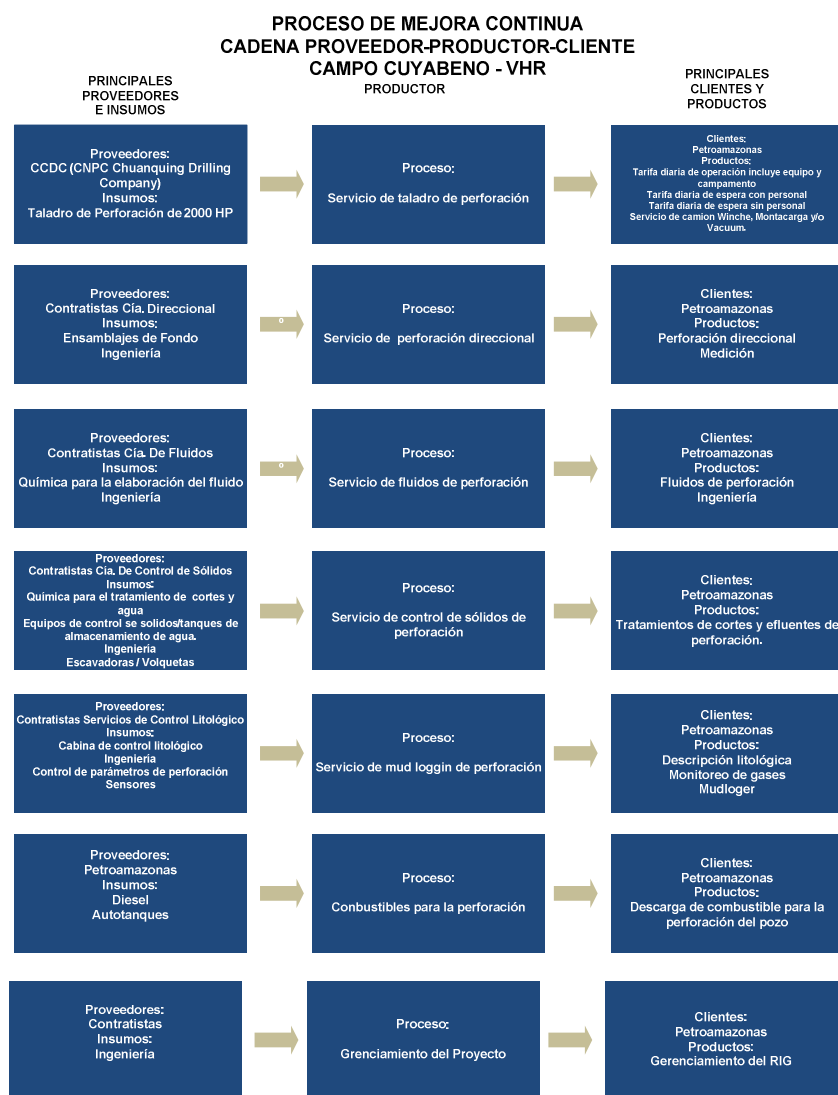
Los servicios de perforación, que dependen del tiempo de ejecución (Cuadro N°22), son analizados para determinar cuáles son los insumos que se requiere para cada proceso así como el resultado o producto que se obtiene de los servicios recibidos.

MODELO SAMME

El modelo SAMME (Seleccionar, Analizar, Medir, Mejorar, Evaluar) es una herramienta sistemática aplicada al proceso de mejora continua (PMC), muchas de la

fases de su aplicación, se han desarrollado ya a lo largo del estudio propuesto, sin embargo su aplicación es fundamental para mejoramiento de los procesos.

Cuadro N° 22: Proceso de mejora continua cadena PROVEEDOR-PRODUCTOR-CLIENTE campo CUYABENO-VHR.



Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

CONTROL DE COSTOS POR PROCESOS CLAVES.

El siguiente paso dentro de la SAMME, es analizar como actualmente realizamos el proceso “Drilling”, identificando las tareas con valor agregado inmersas en el proceso (Cuadros N° 23 y N°24).

Cuadro N° 23: Control de costos por procesos claves Campo CUYABENO.

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO CUYABENO	
Procesos: <ul style="list-style-type: none">• Drilling	
Tareas con valor agregado	Tareas sin valor agregado
<p>PERFORACIÓN SECCIÓN 26".</p> <ul style="list-style-type: none">• Armar BHA #1 convencional con broca triconica 26".• Perforar desde superficie hasta 300'.• Bombear 40 bls píldora viscosa, circular• Realizar viaje de calibración a la superficie+ Retoma a fondo BHA #1 convencional (820 pies/hora)• Bombea 40 bls de píldora viscosa,circular + Espotea píldora viscosa pesada• Saca BHA #1 convencional desde fondo hasta superficie. (828 pies/hora)• Desarmar BHA #1 convencional con broca Tricónica de 26" Realizar reunión de seguridad• Armar equipos para correr casing 20".• Armar, probar equipos de flotación• Correr casing 20" desde superficie hasta 300'.• Desarmar herramientas de corrida de casing 20".• Conectar Stinger y RIG DP 5 1/2" con Stinger desde superficie hasta 300' / acoplar (Conectar stinger en zapato 20" Stab in).• Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.• Reunión de seguridad• Armar y probar líneas de cementación.• Cementar casing 20" según programa.• Esperar fraguado / Desconectar stinger / Retirar líneas de cementación y sacar DP 5 1/2" con stinger a superficie.• Woc / limpiar tanques, trampa de arena, canaletas / cortar y biselar casing 20" / soldar casing 20" / instalar válvula de 2".• Woc / instalar conductor de 20" / flow line / camisa / tensores.	<p>Perforar desde superficie hasta 300' a un ROP no óptimo</p>

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO CUYABENO

Procesos:

- Drilling

Tareas con valor agregado

Tareas sin valor agregado

PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 16"

- Reunión de seguridad para armar BHA #2 convencional
- Armar BHA #2 direccional con broca triconica 16".
- Bajar BHA #2 direccional desde superficie hasta +/-160' (Tope de cemento).
- Moler cemento y zapato de 20' desde 160' hasta 300'. (550 pies/hora).
- Moler cemento y zapato de 20' desde 160' hasta 300'.
- Perforar desde 300' hasta 4654 '.
- Bombear píldora viscosa y circular.
- Sacar BHA #2 en viaje de control desde 4654' hasta zapato 20" a 300'.(Velocidad: 1228,57 pies/hora)
- Rig service.
- Bajar BHA #2 hasta fondo. (Velocidad: 1075 pies/hora)
- Bombear píldora viscosa y circular + espotear píldora lubricante
- Sacar BHA #2 desde 4654' hasta superficie.(Velocidad: 1228,57 pies/hora)
- Quebrar BHA #2 direccional y broca PDC 16".
- Corrida de casing 13 3/8".
- Armar herramientas para correr casing 13 3/8".
- Reunion de seguridad + armar equipo de flotacion: Zapato + 1 junta + collar flotador + 1 junta / probar equipo de flotacion.
- Correr casing 13 3/8" desde superficie hasta 4654'. (Velocidad: 360 pies/hora)
- Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.Instalar cabeza y lineas de cementacion.
- Circular para estabilizar presiones y acondicionar reologia.
- Probar líneas de cementación.
- Reunión de seguridad previo a cementar casing 13 3/8".
- Cementar casing 13 3/8" de acuerdo a programa.
- Cortar casing 20", asentar casing 13 3/8" y soldar medias lunas entre casing 20" y casing 13 3/8".
- Retirar cabeza y líneas de cementación / realizar corte bruto en casing 13 3/8".
- Cortar en frío casing 13 3/8" / instalar sección "A" del cabezal / probar presión entre cabezal y casing 13 3/8".
- Realizar top job (de ser necesario) y dejar presurizado.
- Armar BOP's 13 5/8" x 5000 psi. Conectar: DSA, SPOOL, Mud cross, Doble rams, Anular, Niple campana, Flow line, Válvulas de Kill line y HCR manual e hidraulica y Choke manifold.
- Probar BOP's en baja y alta presión: 500/1500 Anular, 500/3000 Pipe Rams, 500/3000 Blind Rams, 500/3000 válvulas HCR y Choke Manifold.

- Perforar desde 300' hasta 4654 ' a un ROP no óptimo.

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO CUYABENO

Procesos:

- Drilling

Tareas con valor agregado

PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 12,25"

- Reunión de seguridad para armar BHA #3 direccional.
- Armar BHA #3 direccional con broca PDC 12 1/4" / Probar herramientas direccionales.
- Bajar BHA #3 desde superficie hasta tope de cemento (Velocidad: 1358,75 pies/hora)
- Perforar cemento + Collar flotador + Cemento
- Circular y probar casing 13 3/8" con 1500 psi por 10 min.
- Perforar cemento + zapato + cemento + 10' de formación hasta 4654'.
- Realizar cambio de fluido
- Realizar prueba de integridad de formación con 700 psi por 10 min.
- Perforar rotando y deslizando desde 4654' hasta 7342'.
- Bombear pildora viscosa y circular
- Sacar BHA #3 hasta superficie. (Velocidad: 1223,33 pies/hora)
- Rig service.
- Desarmar BHA #3 direccional con broca PDC de 12,25"
- Reunión de seguridad para armar BHA #4 direccional broca PDC de 12,25"
- Armar BHA #4 direccional con broca PDC 12 1/4" / Probar herramientas direccionales.
- Bajar BHA #4 desde superficie hasta 7343'. (Velocidad: 1244,44 pies/hora)
- Bombear pildora viscosa y circular.
- Perforar sección 12 1/4" desde 7342' hasta 7992'.
- Bombear pildora viscosa y circular
- Sacar BHA #4 desde 7992' hasta zapato 13 3/8" (Velocidad Prom: 1133,33 pies/hr)
- Rig service Bajar BHA #4 desde zapato 13 3/8" hasta 7992'. (Velocidad Prom: 1244,44 pies/hr)
- Bombear pildora viscosa y circular.
- Espotear pildora con lubricante en fondo.
- Sacar BHA #4 desde 7992' hasta superficie (Velocidad Prom: 1223,33 pies/hr)
- Quebrar BHA #3 direccional y broca PDC 12 1/4".
- Corrida de casing 9 5/8".
- Recuperar wear bushing y cambiar rams.
- Armar herramientas y equipo para correr casing 9 5/8".
- Reunión de seguridad previo a correr casing 9 5/8".
- Armar equipo de flotación: Zapato + 1 junta + Collar flotador + 1 junta / probar equipo de flotación.
- Correr casing 9 5/8" desde superficie hasta 7992'. (Velocidad 816,3 pies/hora)
- Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones. Instalar cabeza y líneas de cementación.
- Circular para estabilizar presiones y acondicionar reología.
- Probar líneas de cementación.
- Reunión de seguridad previo a cementar casing 9 5/8".
- Cementar casing 9 5/8" de acuerdo a programa.
- Desarmar cabeza y líneas de cementación
- Retirar tubo de maniobra de 9 5/8" con el running tool.
- Desarmar y bajar equipo de corrida de casing 9 5/8".
- Instalar brazos al top drive y colocar elevador 5 1/2".
- Bajar washing tool hasta el mandrel casing / lavar secciones "A" y "B" del cabezal + mandrel casing hanger / sacar washing tool / conectar plug tester / probar sellos inferiores y superiores / sacar plug tester / instalar wear bushing.

Tareas sin valor agregado

- Perforar rotando y deslizando desde 4654' hasta 7342' a un ROP no óptimo.
- Perforar sección 12 1/4" desde 7342' hasta 7992' a un ROP no óptimo.

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO CUYABENO

Procesos:

- Drilling

Tareas con valor agregado

PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8,5"

- Reunión de seguridad para armar BHA #5 direccional con broca PDC 8 1/2".
- Armar BHA #5 direccional con broca pdc 8 1/2" / probar herramientas direccionales.
- Bajar BHA #5 desde superficie hasta tope de cemento (Velocidad: 1358,75 pies/hora)
- Realizar prueba de integridad del casing 9 5/8" con 1000 psi por 10 min.
- Moler tapones, collar flotador, cemento, zapato y perforar 10' de formación
- Circular y desplazar lodo Drill-in.
- Realizar prueba de integridad de formación con 800 psi por 10 min.
- Perforar sección 8 1/2" desde 7992' hasta 8389'.(ROP: 60,77 +/- pph)
- Circular fondo arriba
- Realizar viaje de calibración a zapato 9-5/8"(Velocidad: 1563,56 pies/hora)
- Bajar a fondo desde zapato 9-5/8" (Velocidad: 1640 pies/hora)
- Circular + Dejar espoteada pildora lubricante en fondo.Sacar BHA #5 hasta superficie (Velocidad:1532,73 pies/horas)
- Quebrar BHA #5 direccional y broca pdc 8 1/2".
- Corrida de registros eléctricos hoyo abierto sección 8 1/2".
- Armar y correr registros electricos.Armado BHA #6 de acondicionamiento.
- Bajar BHA #6 para acondicionar hoyo. (Velocidad: 1659 pies/hora)
- Circular para limpieza del hoyo.
- Sacar BHA #6 desde 8389' hasta zapato 9 5/8" (Velocidad Prom: 1140,93pies/hr)
- Rig serviceBajar BHA #6 desde zapato 9 5/8" hasta 8389'.(Velocidad Prom: 1436,67 pies/hr)
- Bombear pildora viscosa y circular.
- Espotear pildora con lubricante en fondo.Sacar BHA #6 de acondicionamiento hasta superficie.(Velocidad: 1675,60 pies/hora)
- Quebrar BHA #6 de acondicionamiento.
- Reunión de seguridad bajar liner de 7".
- Armar equipos para corrida del liner de 7"
- Bajar liner 7" y colgador de liner hasta zapata de 9 5/8".
- Bajar liner 7" y colgador de liner hasta fondo.
- Circular para limpieza del pozo.
- Realizar prueba de líneas de cementación.
- Reunión de seguridad previo a cementar liner 7".Realizar cementación de liner de 7" y asentar colgador
- Sacar tubería hasta superficie y quebrar setting tool

Tareas sin valor agregado

- Perforar sección 8 1/2" desde 7992' hasta 8389' a un ROP no óptimo

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N° 24: Control de costos por procesos claves Campo VHR

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO VHR

Procesos:

- Drilling

Tareas con valor agregado

Tareas sin valor agregado

PERFORACIÓN SECCIÓN 16"

- Reunión de seguridad previo armado del BHA #1 con broca Tricónica de 16".
- Armar BHA #1 convencional con broca tricónica 16".
- Perforar desde superficie hasta 400'.
- Bombear píldora viscosa, circular + espotear píldora viscosa en el fondo.
- Realizar viaje de calibración a la superficie (Velocidad: 800 pies/hora).
- Armar equipo para toma de registros de desviación con Gyro.
- Tomar registro de desviación y azimuth.
- Reunión de seguridad.
- Arma BHA #2 direccional con Broca PDC de 16".
- Retorna a fondo BHA #2 direccional (571 pies/hora).
- Bombea 40 bls de píldora viscosa,circular.
- Perforar desde superficie hasta 400' hasta 2550 profundidad de revestimiento de 13 3/8".
- Bombea 40 bls de píldora viscosa,circular.
- Saca BHA #2 direccional a la superficie. (Velocidad: 1180 pies/hora)
- Retorna al fondo con BHA #2 direccional desde superficie hasta el fondo. (Velocidad: 1416,80 pies/hora)
- Bombea 40 bls de píldora viscosa,circular + Deja píldora pesada en el fondo.
- Sacar BHA #2 direccional a la superficie. (Velocidad: 1539,50 pies/hora)
- Preparar y armar mesa con equipo para corrida de revestimiento de 13 3/8".Realizar reunión de seguridad.
- Armar equipos para correr casing 13 3/8".
- Armar, probar equipos de flotación.
- Bajar revestimiento superficial de 13 3/8" hasta 2550'. (velocidad: 744 pies/hora)
- Levantar la cabeza de cementación, las líneas y circular hastan retornos limpios y presión.
- Reunión de seguridad previa cementación del CSG de 13 3/8"
- Armar y probar líneas de cementación.
- Cementar casing 13 3/8" de acuerdo a programa.
- Cortar casing 20", asentar casing 13 3/8" y soldar medias lunas entre casing 20" y casing 13 3/8".
- Retirar cabeza y líneas de cementación / realizar corte bruto en casing 13 3/8".
- Cortar en frío casing 13 3/8" / instalar sección "A" del cabezal / probar presión entre cabezal y casing 13 3/8".
- Realizar top job (de ser necesario) y dejar presurizado.
- Armar BOPs 13 5/8" x 5000 psi.
- Conectar: DSA, SPOOL, Mud cross, Doble rams, Anular, Niple campana, Flow line, Válvulas de Kill line y HCR manual e hidráulica y choke manifold.Probar BOPs en baja y alta presión: 500/1500 Anular, 500/3000 Pipe Rams, 500/3000 Blind Rams, 500/3000 válvulas HCR y Choke Manifold.

- Perforar desde superficie hasta 400' a un ROP no óptimo.
- Perforar desde superficie hasta 400' hasta 2550 profundidad de revestimiento de 13 3/8" a un ROP no óptimo.

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO VHR

<p>Procesos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Drilling
--

Tareas con valor agregado

Tareas sin valor agregado

- PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 12,25"**
- Reunión de seguridad para armar BHA #3 direccional
 - Armar BHA #3 direccional con broca PDC de 12,25".
 - Bajar BHA #3 direccional desde superficie hasta tope de cemento.
 - Moler cemento y zapato de 13 3/8" (1276,50 pies/hora)
 - Moler cemento, collar y shoe track con parámetros controlados hasta 2560'.
 - Realizar prueba de integridad del CSG de 9 5/8"
 - Perforar zapato de 9 5/8" + 10' de nueva formación
 - Circular pozo hasta retornos limpios de trazas de cemento + realiza cambio de fluido
 - Realizar prueba de integridad de formación por 10 min.
 - Continuar perforando desde 2560 ft MD hasta 5300 ft MD
 - Circular el pozo a 5300 ft MD hasta retornos limpios.
 - Realizar cambio de fluido
 - Realizar viaje de acondicionamiento hasta superficie + cambio de broca. (Velocidad: 1181,56 pies/hora)
 - Regresar a fondo con BHA # 3 a 5300 ft MD (Velocidad: 1276,50)
 - Bombear píldora viscosa +circular
 - Perforar desde 5300 ft MD hasta 5950 ft MD
 - Continuar perforando el Conglomerado Superior desde 5950 ft MD hasta 6100 ft MD
 - Continuar perforando desde 6100 ft MD hasta 6600 ft MD
 - Continuar perforando Conglomerado Inferior desde 6600 ft MD hasta 7250 ft MD
 - Bombear píldora viscosa + circular
 - Sacar el BHA Nro. 3 a superficie para posible cambio de broca y evaluar desgaste de la broca, camisa del motor y estabilizador. (Velocidad: 1180,67 pies/hora)
 - Reunión de seguridad
 - Armar y bajar BHA Nro. 4: 12 1/4" broca PDC
 - Bajar BHA #4 direccional desde superficie hasta 7250(1416,80 pies/hora)
 - Perforar desde 7250 ft MD hasta 7850 ft MD (Profundidad de revestimiento de 9 5/8" por recomendación de Geología)
 - Bombear píldora viscosa y circular.
 - Realizar viaje de acondicionamiento del hoyo hasta el zapato de 13 3/8" (Velocidad: 1186,60 pies/hora).
 - Bajar BHA #4 direccional desde zapato de 13 3/8" hasta 7850 (Velocidad: 1416,80 pies/hora).
 - Limpiar el hoyo.
 - Incrementar el peso de lodo desde 10 ppg hasta 10,2 ppg y dejar en fondo píldora viscosa pesada con lubricante.
 - Sacar BHA #4 a superficie y evaluar broca, camisa del motor y estabilizador. (Velocidad: 1539,50 pies/hora)
 - Desarma BHA # 4 direccional
 - Preparar y armar mesa con equipo para corrida de revestimiento de 9 5/8".
 - Reunión de seguridad
 - Arma equipos de corrida de CSG de 9 5/8"
 - Arma + Prueba equipos de flotación de CSG de 9 5/8"
 - Realiza corrida de CSG de 9 5/8" desde superficie hasta 7850 + asentar CSG en Hanger de 9 5/8" (Velocidad : 810pies/hora)
 - Circular para limpieza del pozo y estabilizar presiones.
 - Instalar cabeza y líneas de cementación.
 - Circular para estabilizar presiones y acondicionar reología.
 - Probar líneas de cementación.
 - Realizar reunión de seguridad entre todo el personal.
 - Proceder con el trabajo de cementación del CSG de 9 5/8" de acuerdo al programa
 - Desarmar cabeza y líneas de cementación
 - Retirar tubo de maniobra de 9 5/8" con el running tool.
 - Desarmar y bajar equipo de corrida de casing 9 5/8".
 - Instalar brazos al top drive y colocar elevador 5 1/2"
 - Bajar washing tool hasta el mandrel casing / lavar secciones "A" y "B" del cabezal + mandrel casing hanger / sacar washing tool / conectar plug tester / probar sellos inferiores y superiores / sacar plug tester / instalar wear bushing.

- Continuar perforando desde 2560 ft MD hasta 5300 ft MD a un ROP no óptimo
- Perforar desde 5300 ft MD hasta 5950 ft MD a un ROP no óptimo
- Continuar perforando el Conglomerado Superior desde 5950 ft MD hasta 6100 ft MD a un ROP no óptimo
- Continuar perforando desde 6100 ft MD hasta 6600 ft MD a un ROP no óptimo
- Continuar perforando Conglomerado Inferior desde 6600 ft MD hasta 7250 ft MD a un ROP no óptimo.
- Perforar desde 7250 ft MD hasta 7850 ft MD a un ROP no óptimo (Profundidad de revestimiento de 9 5/8" por recomendación de Geología)

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPO VHR

Procesos:

- Drilling

Tareas con valor agregado

Tareas sin valor agregado

PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 1/2"

- Reunión de seguridad para armar BHA #5 direccional.
- Armar y bajar BHA # 5 : 8 1/2" broca PDC y probar herramientas direccionales.
- Bajar BHA #5 desde superficie hasta tope de cemento (Velocidad: 1152,64 pies/hora)
- Moler cemento, collar y shoe track con parámetros controlados
- Circular y probar casing 13 3/8" con 1500 psi por 10 min.
- Perforar cemento + zapato + cemento + 10' de formación hasta 7860'.
- Realizar cambio de fluido
- Realizar prueba de integridad de formación con 700 psi por 10 min.
- Perforar desde 7860 ft MD hasta 8762 ft MD (profundidad de revestimiento de 7" por recomendación de Geología)
- Circular hoyo hasta retornos limpios bombeando tren de píldoras
- Realizar viaje de acondicionamiento del hoyo hasta 7850 ft MD (Velocidad: 1626,75 pies/hora)
- Realizar viaje de regreso al fondo (Velocidad: 1382 pies/hora)
- Circular el hoyo. Incrementar el peso de lodo desde 9,6 ppg hasta 9,8 ppg.
- Dejar en fondo píldora viscosa pesada con lubricante.
- Sacar BHA # 5 a superficie y evaluar broca, camisa del motor y estabilizador. (Velocidad: 1576,18 pies/hora)
- Desarmar BHA #5 direccional con broca PDC de 8 1/2"
- Corrida de registros eléctricos hoyo abierto sección 8 1/2".
- Armar y correr registros eléctricos.
- Armar BHA #6 de acondicionamiento.
- Bajar BHA #6 para acondicionar hoyo. (Velocidad: 1575,45 pies/hora)
- Circular para limpieza del hoyo.
- Sacar BHA #6 desde 8762 9' hasta zapato 9 5/8" (Velocidad Prom:1626,75 pies/hr)
- Rig service Bajar BHA #6 desde zapato 9 5/8" hasta 8762'. (Velocidad Prom: 1770 pies/hr)
- Bombear píldora viscosa y circular.
- Espotear píldora con lubricante pesada en fondo.
- Sacar BHA #6 de acondicionamiento hasta superficie. (Velocidad: 1784,40 pies/hora)
- Quebrar BHA #6 de acondicionamiento.
- Reunión de seguridad bajar liner de 7".
- Armar equipos para corrida del liner de 7"
- Bajar liner 7" y colgador de liner hasta zapata de 9 5/8".
- Bajar liner 7" y colgador de liner hasta fondo.
- Una vez en el fondo, levantar la cabeza de cementación, las líneas y circular hasta retornos limpios y presión estable.
- Realizar prueba de líneas de cementación.
- Reunión de seguridad previo a cementar liner 7". Realizar cementación de liner de 7" y asentar colgador
- Sacar tubería hasta superficie y quebrar setting tool retira el niple campana, flow line y línea de choque, desarma el BOP + instalar sección "C" del cabezal

- Perforar desde 7860 ft MD hasta 8762 ft MD a un ROP no óptimo (profundidad de revestimiento de 7" por recomendación de Geología)

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°25: Identificación de causas de las tareas sin valor agregado del proceso Drilling

SELECCIÓN DE TAREAS SIN VALOR AGREGADO DEL PROCESO PERFORACION		
Tareas sin valor agregado	Causas posibles	Formas de Reducir o Eliminar
<p>CAMPO CUYABENO</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.-Perforar desde superficie hasta 300' a un ROP no óptimo. 2.-Perforar desde 300' hasta 4654' a un ROP no óptimo. 3.-Perforar rotando y deslizando desde 4654' hasta 7342' a un ROP no óptimo. 4.-Perforar sección 12 1/4" desde 7342' hasta 7992' a un ROP no óptimo. 5.-Perforar sección 8 1/2" desde 7992' hasta 8389' a un ROP no óptimo. 	<p>No haber establecido el "Limite Técnico del área" para la perforación de los intervalos, en base a la "Es" Energía Especifica del campo, obteniendo el background eficaz y efectivo para selección de las mejores brocas, ensamblajes de fondo, hidráulicas y parámetros de perforación</p>	<p>Aplicación del limite técnico en las operaciones de perforación en el campo Cuyabeno, metodología de selección de BHA,Broca,Hidraulicas en base al calculo de la energia especifica del Campo.</p>
<p>CAMPO VHR</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Perforar desde superficie hasta 400' a un ROP no óptimo. 2.- Perforar desde superficie hasta 400' hasta 2550 profundidad de revestimiento de 13 3/8" a un ROP no óptimo. 3.-Continuar perforando desde 2560 ft MD hasta 5300 ft MD a un ROP no óptimo. 4.- Perforar desde 5300 ft MD hasta 5950 ft MD a un ROP no óptimo. 5.-Continuar perforando el Conglomerado Superior desde 5950 ft MD hasta 6100 ft MD a un ROP no óptimo. 6.-Continuar perforando desde 6100 ft MD hasta 6600 ft MD. 7.-Continuar perforando Conglomerado Inferior desde 6600 ft MD hasta 7250 ft MD a un ROP no óptimo. 8.- Perforar desde 7550 ft MD hasta 7850 ft MD (Profundidad de revestimiento de 9 5/8" porrecomendación de Geología) a un ROP no óptimo. 9.- Perforar desde 7860 ft MD hasta 8762 ft MD (profundidad de revestimiento de 7" porrecomendación de Geología) a un ROP no óptimo. 	<p>No haber establecido el "Limite Técnico del área" para la perforación de los intervalos, en base a la "Es" Energía Especifica del campo, obteniendo el background eficaz y efectivo para selección de las mejores brocas, ensamblajes de fondo, hidráulicas y parámetros de perforación</p>	<p>Aplicación del limite técnico en las operaciones de perforación en el campo VHR metodología de selección de BHA,Broca,Hidraulicas en base al calculo de la energia especifica del Campo.</p>

Elaborado por: **Diego Molina A.**

Fuente: **Petroamazonas**

Junto a las tareas sin valor agregado que repercute en la calidad de los productos para su principal cliente, seleccionamos a las tareas sin valor agregado e identificamos las causas posibles, así como también las formas como se puede reducir o eliminar la tarea (Cuadro N°25).

Ahora identificado que proceso se debe mejorar, se debe documentar, de manera que se pueda analizar cómo funciona; se enumera las tareas más importantes del proceso, identificando subtareas y decisiones (Cuadro N° 26, N° 27).



























Cuadro N°26: Tareas y subtareas del proceso “Drilling” en el Campo CUYABENO.

PERFORACION DE UN POZO TIPO CAMPO CUYABENO

PRODUCTOR: Departamento de Perforacion PAM
 PROCESO: Drilling
 INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación, Gerenciamiento del Proyecto.

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
1	Perforar desde superficie hasta 300 a un ROP no óptimo.		
1a		Cinco sistemas del taladros operativos	
1b		Habilitar sistema de taladro	
1c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
1d		Solicitar combustible para operaciones	
1e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
1f		Acondicionar fluido	
1g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
1h		Solicitar Volquetas adicionales	
1i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
1j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
1k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
1l		Diseñar BHA/Utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
1m		Gerenciamiento externo	
2	Perforar desde 300' hasta 4654' a un ROP no óptimo.		
2a		Cinco sistemas del taladros operativos	
2b		Habilitar sistema de taladro	
2c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
2d		Solicitar combustible para operaciones	
2e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
2f		Acondicionar fluido	
2g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
2h		Solicitar Volquetas adicionales	
2i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
2j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
2k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parámetros establecidos	
2l		Diseñar BHA/Utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
2m		Gerenciamiento externo	
3	Perforar rotando y deslizando desde 4654' hasta 7342' a un ROP no óptimo.		
3a		Cinco sistemas del taladros operativos	
3b		Habilitar sistema de taladro	
3c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
3d		Solicitar combustible para operaciones	
3e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
3f		Acondicionar fluido	
3g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
3h		Solicitar Volquetas adicionales	
3i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
3j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
3k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parámetros establecidos	
3l		Diseñar BHA/Utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
3m		Gerenciamiento externo	
4	Perforar sección 12 1/4" desde 7342' hasta 7992' a un ROP no óptimo.		
4a		Cinco sistemas del taladros operativos	

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
4b		Habilitar sistema de taladro	
4c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
4d		Solicitar combustible para operaciones	
4e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
4f		Acondicionar fluido	
4g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
4h		Solicitar Volquetas adicionales	
4i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
4j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
4k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
4l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidraulicas establecidas	
4m		Gerenciamiento externo	
5	Perforar sección 8 1/2" desde 7992' hasta 8389' a un ROP no óptimo.		
5a		Cinco sistemas del taladros operativos	
5b		Habilitar sistema de taladro	
5c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
5d		Solicitar combustible para operaciones	
5e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
5f		Acondicionar fluido	
5g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
5h		Solicitar Volquetas adicionales	
5i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
5j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
5k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
5l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidraulicas establecidas	
5m		Gerenciamiento externo	

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°27: Tareas y subtareas del proceso “Drilling” en el Campo VHR.

PERFORACION DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforacion PAM




























PROCESO: Drilling

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación ,Grenciamiento del Proyecto.

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
1	Perforar desde superficie hasta 400' a un ROP no óptimo.		
1a		Cinco sistemas del taladros operativos	
1b		Habilitar sistema de taladro	
1c		Taladro tiene mas de 10000 gis de combustible	
1d		Solicitar combustible para operaciones	
1e		Fluidos de perforación cumple reologia establecida	
1f		Acondicionar fluido	
1g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
1h		Solicitar Volquetas adicionales	
1i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
1j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
1k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
1l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidraulicas establecidas	
1m		Gerenciamiento externo	
2	Perforar desde superficie hasta 400' hasta 2550 profundidad de revestimiento de 13 3/8" a un ROP no óptimo.		
2a		Cinco sistemas del taladros operativos	
2b		Habilitar sistema de taladro	
2c		Taladro tiene mas de 10000 gis de combustible	
2d		Solicitar combustible para operaciones	
2e		Fluidos de perforación cumple reologia establecida	
2f		Acondicionar fluido	
2g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
2h		Solicitar Volquetas adicionales	
2i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
2j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
2k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parámetros establecidos	
2l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
2m		Gerenciamiento externo	
3	Continuar perforando desde 2560 ft MD hasta 5300 ft MD a un ROP no óptimo.		
3a		Cinco sistemas del taladros operativos	
3b		Habilitar sistema de taladro	
3c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
3d		Solicitar combustible para operaciones	
3e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
3f		Acondicionar fluido	
3g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
3h		Solicitar Volquetas adicionales	
3i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
3j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
3k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parámetros establecidos	
3l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
3m		Gerenciamiento externo	
3m		Gerenciamiento externo	
4	Perforar desde 5300 ft MD hasta 5950 ft MD a un ROP no óptimo.		
4a		Cinco sistemas del taladros operativos	
4b		Habilitar sistema de taladro	
4c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
4d		Solicitar combustible para operaciones	
4e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
4f		Acondicionar fluido	
4g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la depositación de cortes perforación de la sección	
4h		Solicitar Volquetas adicionales	
4i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
4j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
4k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parámetros establecidos	
4l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
4m		Gerenciamiento externo	
5	Continuar perforando el Conglomerado Superior desde 5950 ft MD hasta 6100 ft MD a un ROP no óptimo.		
5a		Cinco sistemas del taladros operativos	
5b		Habilitar sistema de taladro	
5c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
5d		Solicitar combustible para operaciones	
5e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
5f		Acondicionar fluido	
5g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la depositación de cortes perforación de la sección	
5h		Solicitar Volquetas adicionales	
5i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
5j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
5k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parámetros establecidos	
5l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
5m		Gerenciamiento externo	
6	Continuar perforando desde 6100 ft MD hasta 6600 ft MD.		
6a		Cinco sistemas del taladros operativos	
6b		Habilitar sistema de taladro	
6c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
6d		Solicitar combustible para operaciones	

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
6e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
6f		Acondicionar fluido	
6g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
6h		Solicitar Volquetas adicionales	
6i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
6j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
6k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
6l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
6m		Gerenciamiento externo	
7	Continuar perforando Conglomerado Inferior desde 6600 ft MD hasta 7250 ft MD a un ROP no óptimo.		
7a		Cinco sistemas del taladros operativos	
7b		Habilitar sistema de taladro	
7c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
7d		Solicitar combustible para operaciones	
7e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
7f		Acondicionar fluido	
7g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la deposición de cortes perforación de la sección	
7h		Solicitar Volquetas adicionales	
7i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
7j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
7k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
7l		Diseñar BHA/utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
7m		Gerenciamiento externo	
8	Perforar desde 7250 ft MD hasta 7850 ft MD (Profundidad de revestimiento de 9 5/8" por recomendación de Geología) a un ROP no óptimo.		
8a		Cinco sistemas del taladros operativos	
8b		Habilitar sistema de taladro	
8c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	

TAREA N°	TAREAS MÁS IMPORTANTES DEL PROCESO	SUBTAREAS Y DECISIONES	SÍMBOLO
8d		Solicitar combustible para operaciones	
8e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
8f		Acondicionar fluido	
8g		Se tiene en cuenta la distancia y el número de volquetas para la depositación de cortes perforación de la sección	
8h		Solicitar Volquetas adicionales	
8i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
8j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
8k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
8l		Diseñar BHA/Utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
8m		Gerenciamiento externo	
9	Perforar desde 7860 ft MD hasta 8762 ft MD (profundidad de revestimiento de 7" por recomendación de Geología) a un ROP no óptimo.		
9a		Cinco sistemas del taladros operativos	
9b		Habilitar sistema de taladro	
9c		Taladro tiene mas de 10000 gls de combustible	
9d		Solicitar combustible para operaciones	
9e		Fluidos de perforación cumple reología establecida	
9f		Acondicionar fluido	
9g		Se tiene en cuenta la distancia y el numero de volquetas para la depositación de cortes perforación de la sección	
9h		Solicitar Volquetas adicionales	
9i		Cabina de control litológico y sensores habilitados	
9j		Habilitar cabina y solicitar sensores adicionales	
9k		BHA convencional y/o direccional diseñado/broca e hidráulica cumple parametros establecidos	
9l		Diseñar BHA/Utilizar broca/ utilizar hidráulicas establecidas	
9m		Gerenciamiento externo	

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Al elaborar la lista de tareas y decisiones del proceso “Drilling” vemos que el tiempo estimado para cada una de las subtareas deben realizarse necesariamente en el tiempo de planificación antes de la ejecución del proyecto o en el transcurso del proyecto por fases sin que afecte directamente al tiempo estimado de perforación.

La efectividad con que se aplique cada una de las tareas nos permitirá establecer la rata de perforación óptima prevista para la perforación de cada sección.

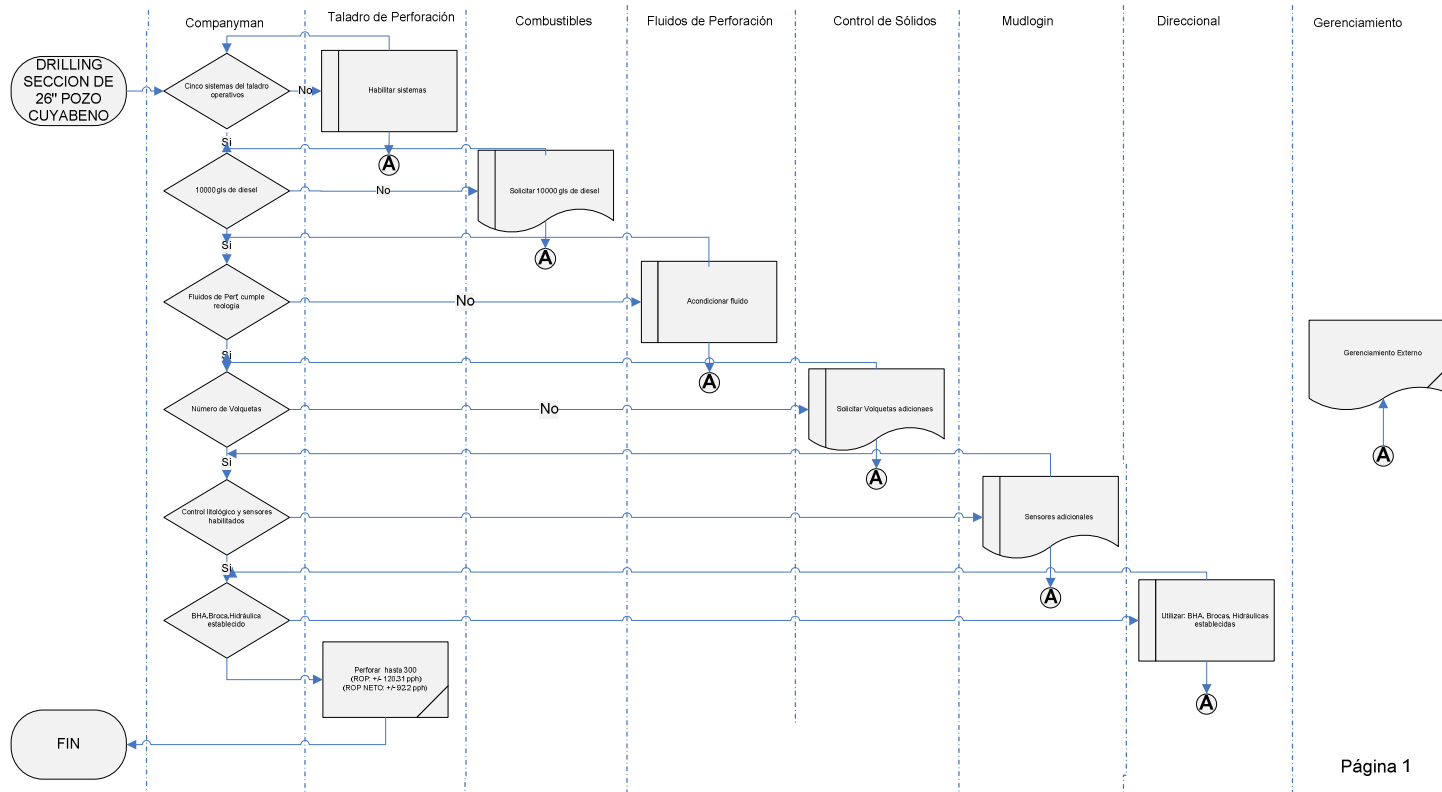
La mejora del proceso de “Drilling” se la identifica con la incorporación de los parámetros de perforación establecidos en los campos, que nos permitan llegar al KPI propuesto. Con la incorporación de las brocas, diseños de hidráulicas, BHA’S, parámetros de perforación y de fluido de perforación definidos en los estudios preliminares; con los que se alcanzó el menor valor de “Es”, podemos documentar el proceso mediante la creación de flujogramas mostrando la ROP optimizado por el actual (Cuadros N° 28, N°29) junto las tareas con valor agregado y subtareas de decisión requeridas para establecer este proceso para cada intervalo de perforación.

La medición de la mejora del proceso “Drilling” se la evalúa con los resultados obtenidos en las diferentes perforaciones en las que se ha llegado establecer en los tiempos y costos determinados en área de trabajo.

Cuadro N°28: Flujoograma del proceso “Drilling” en el Campo CUYABENO.

FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO CUYABENO

PRODUCTOR: Departamento de Perforacion PAM
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación ,Grenciamiento del Proyecto.
PROCESO: Drilling

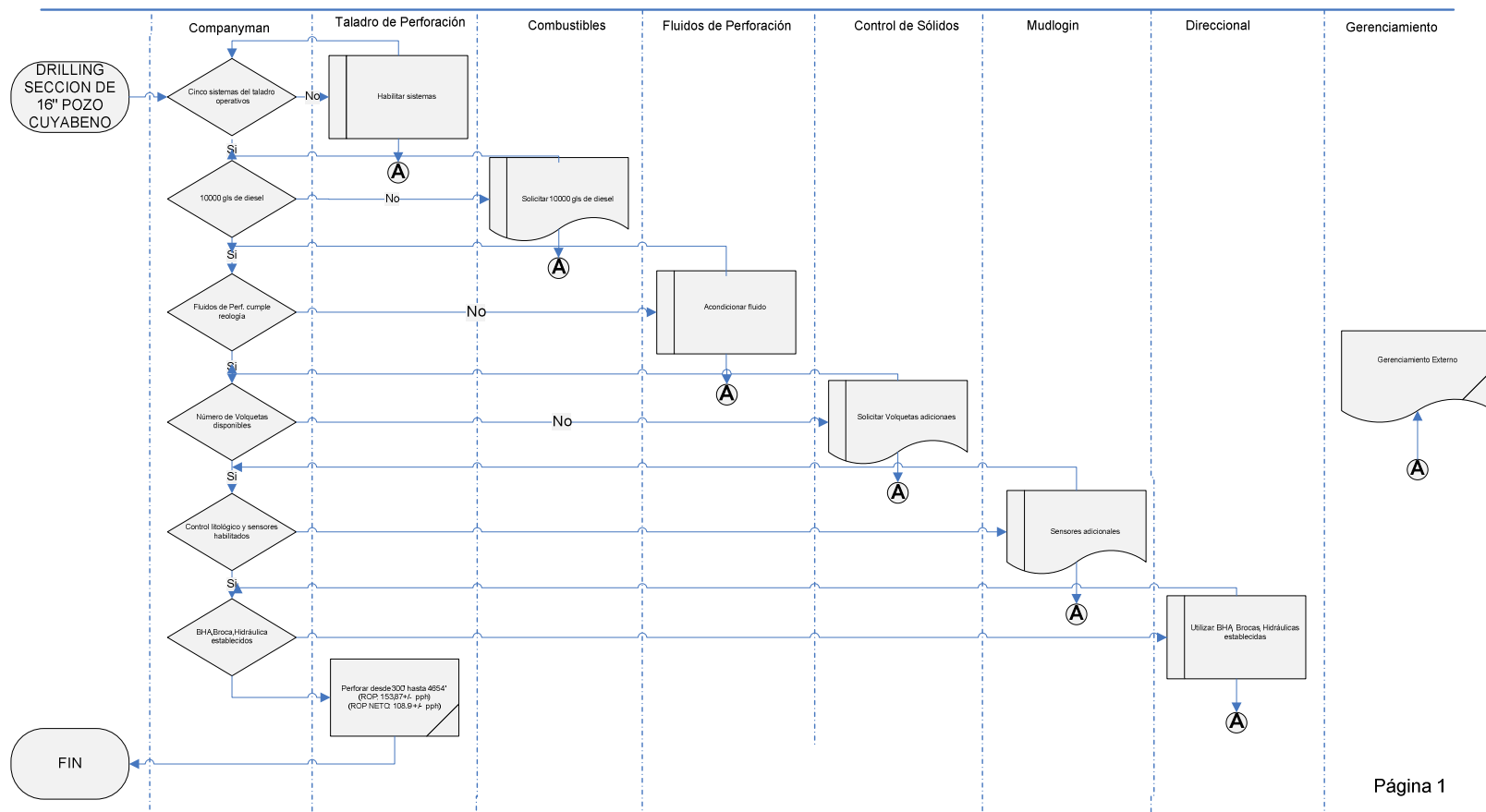


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO CUYABENO

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación ,Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

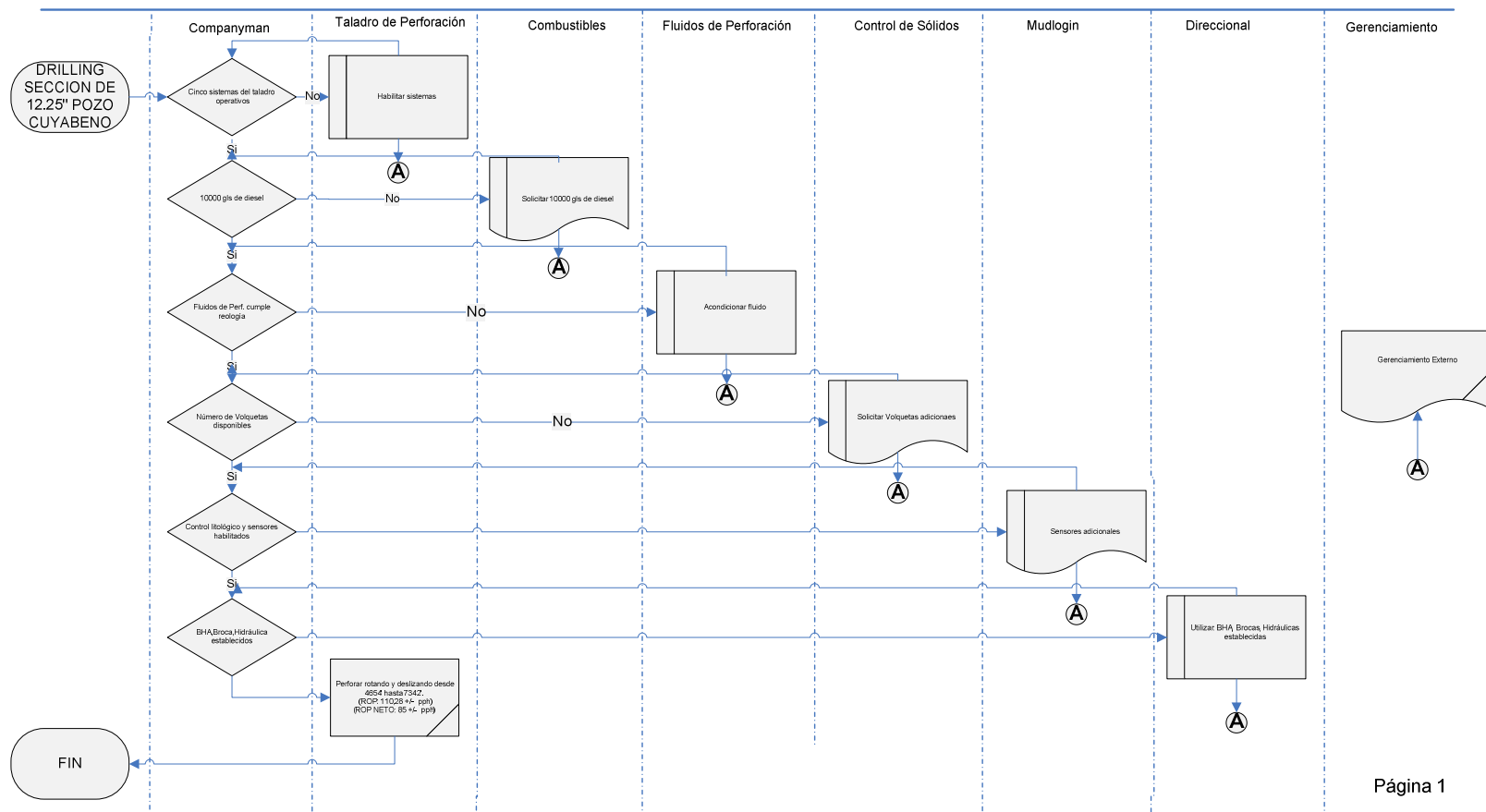


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO CUYABENO

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

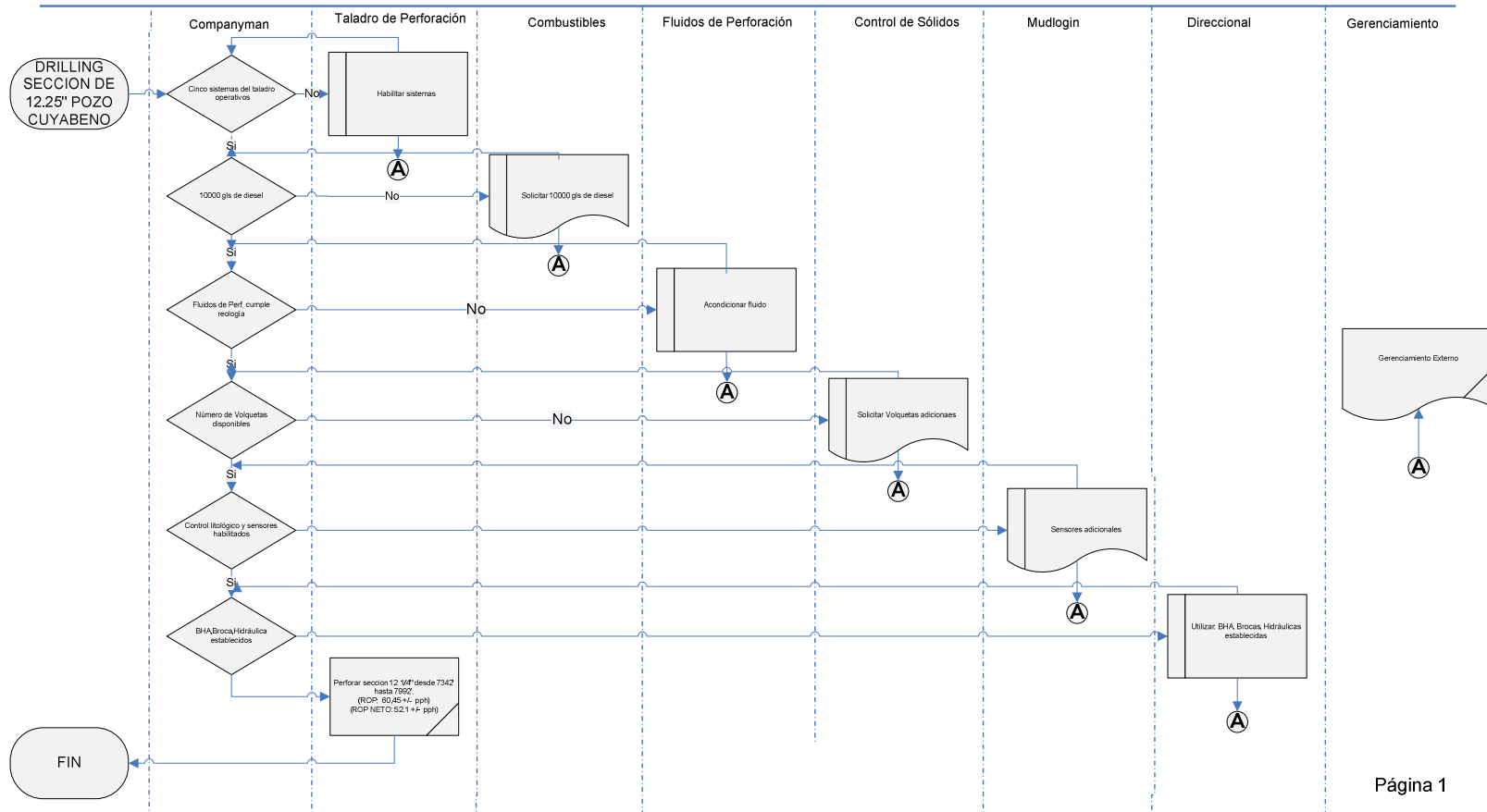
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling



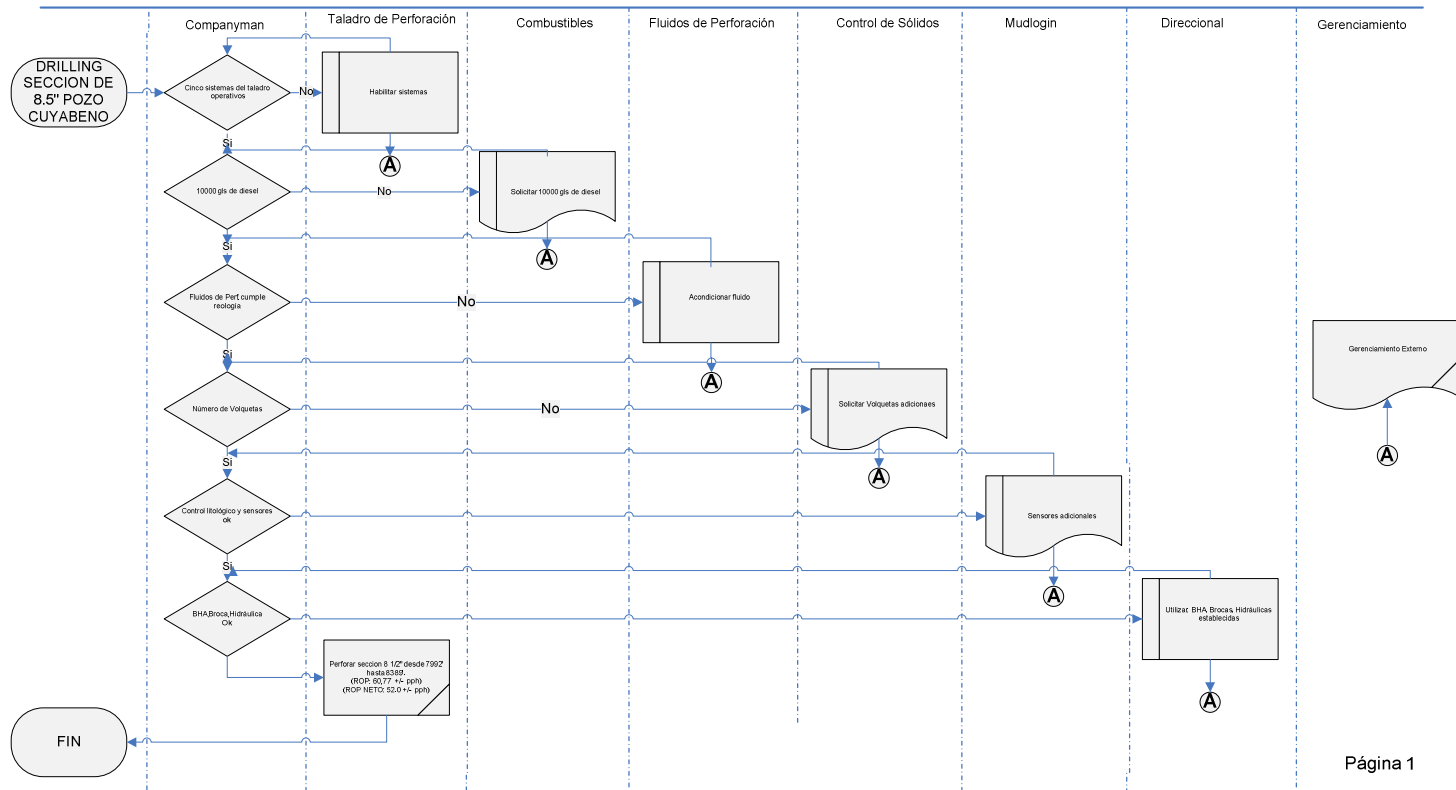
FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO CUYABENO

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mudloggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.
PROCESO: Drilling



FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO CUYABENO

PRODUCTOR: Departamento de Perforacion PAM
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación ,Grenciamiento del Proyecto.
PROCESO: Drilling

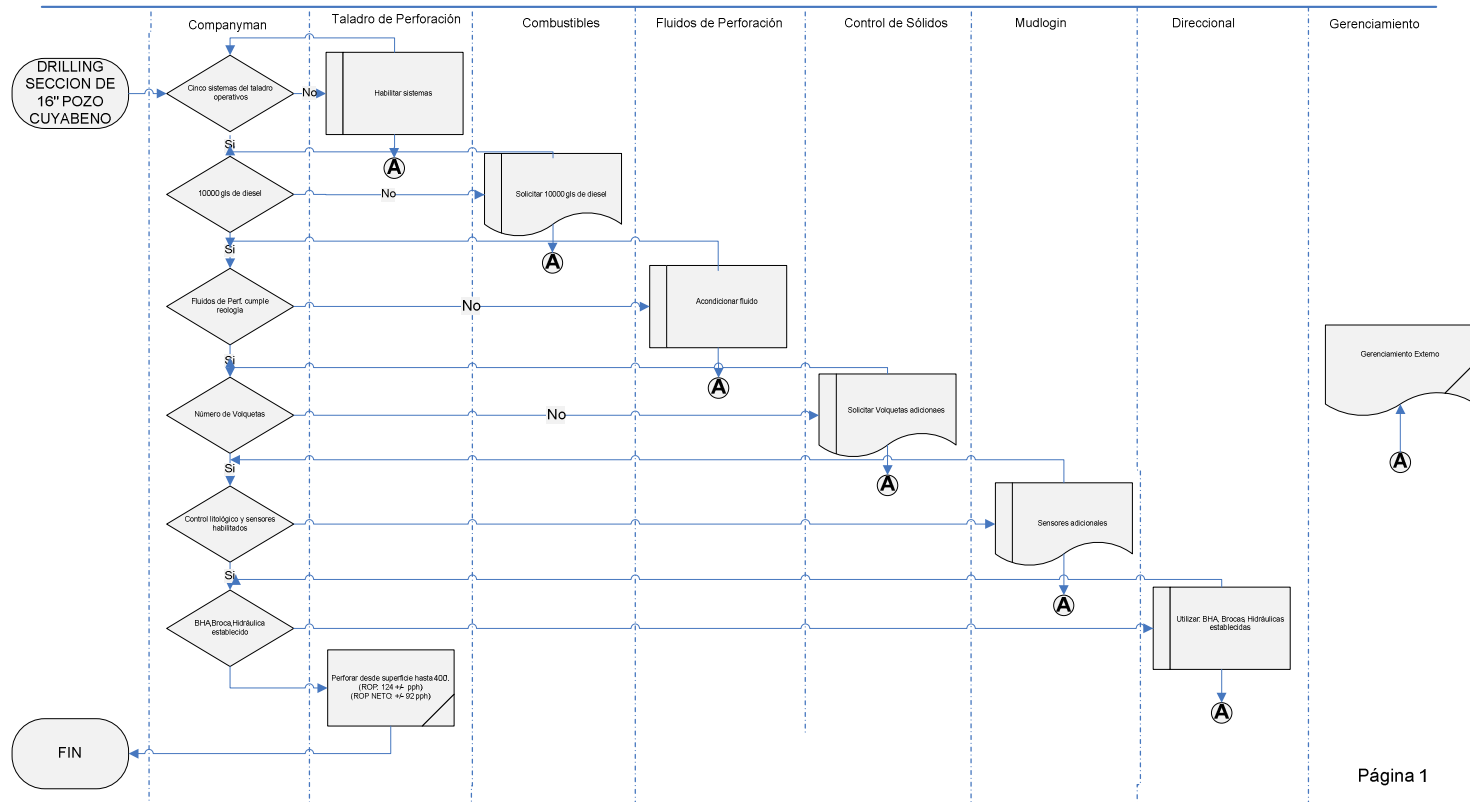


Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°29: Flujoograma del proceso “Drilling” en el Campo VHR

FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mudloggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.
PROCESO: Drilling

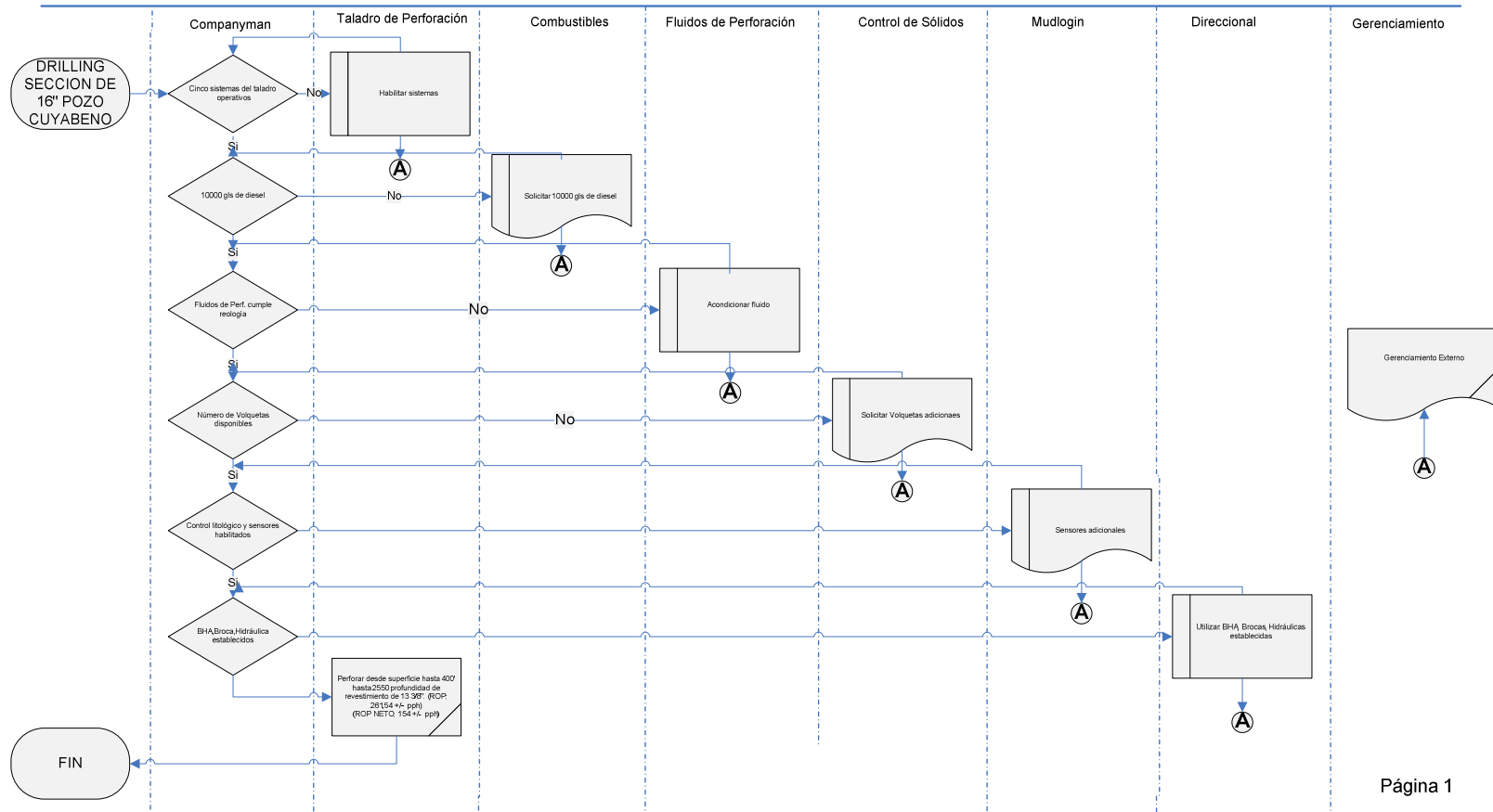


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación ,Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

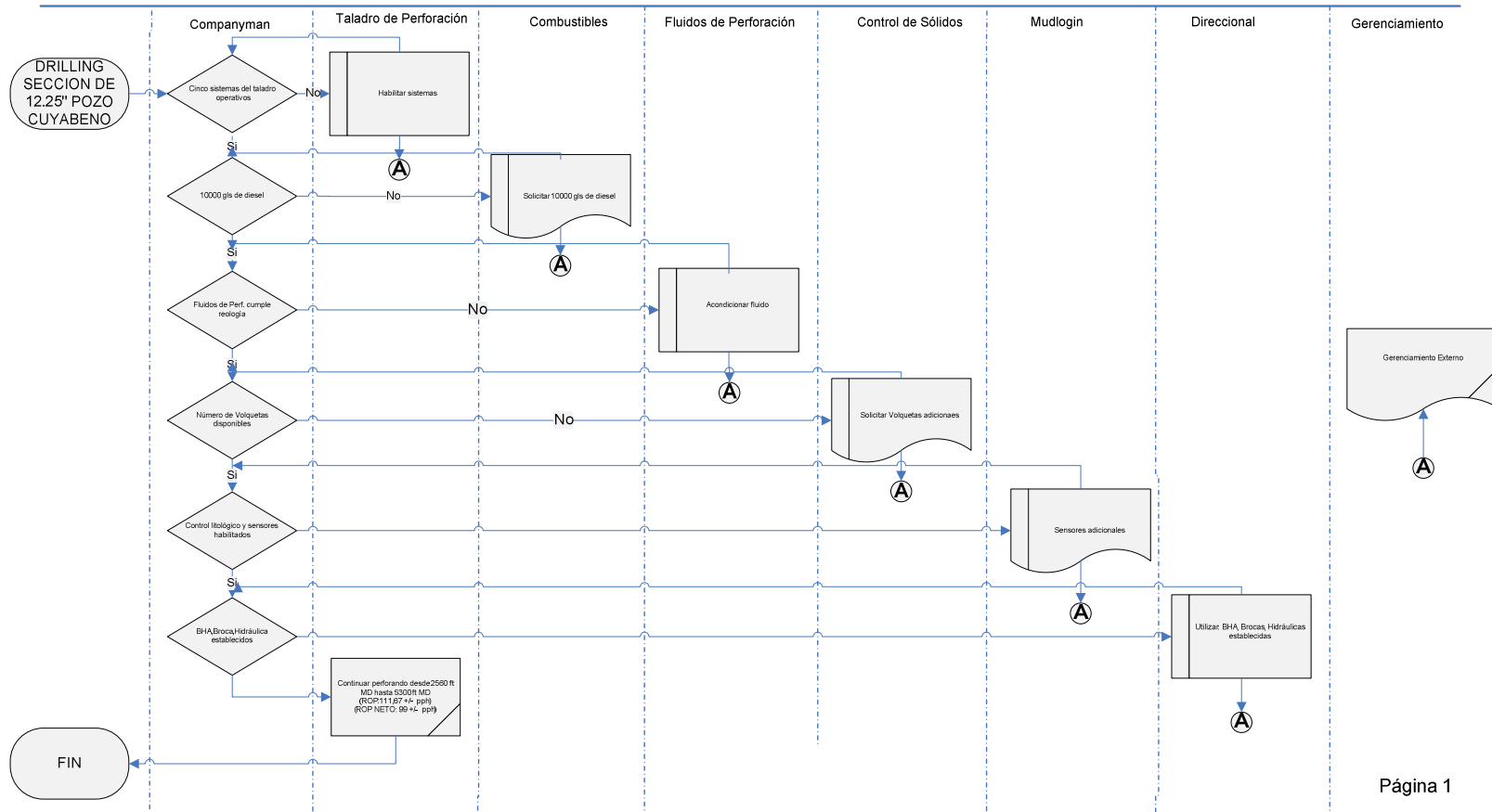


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación, Grenciamento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

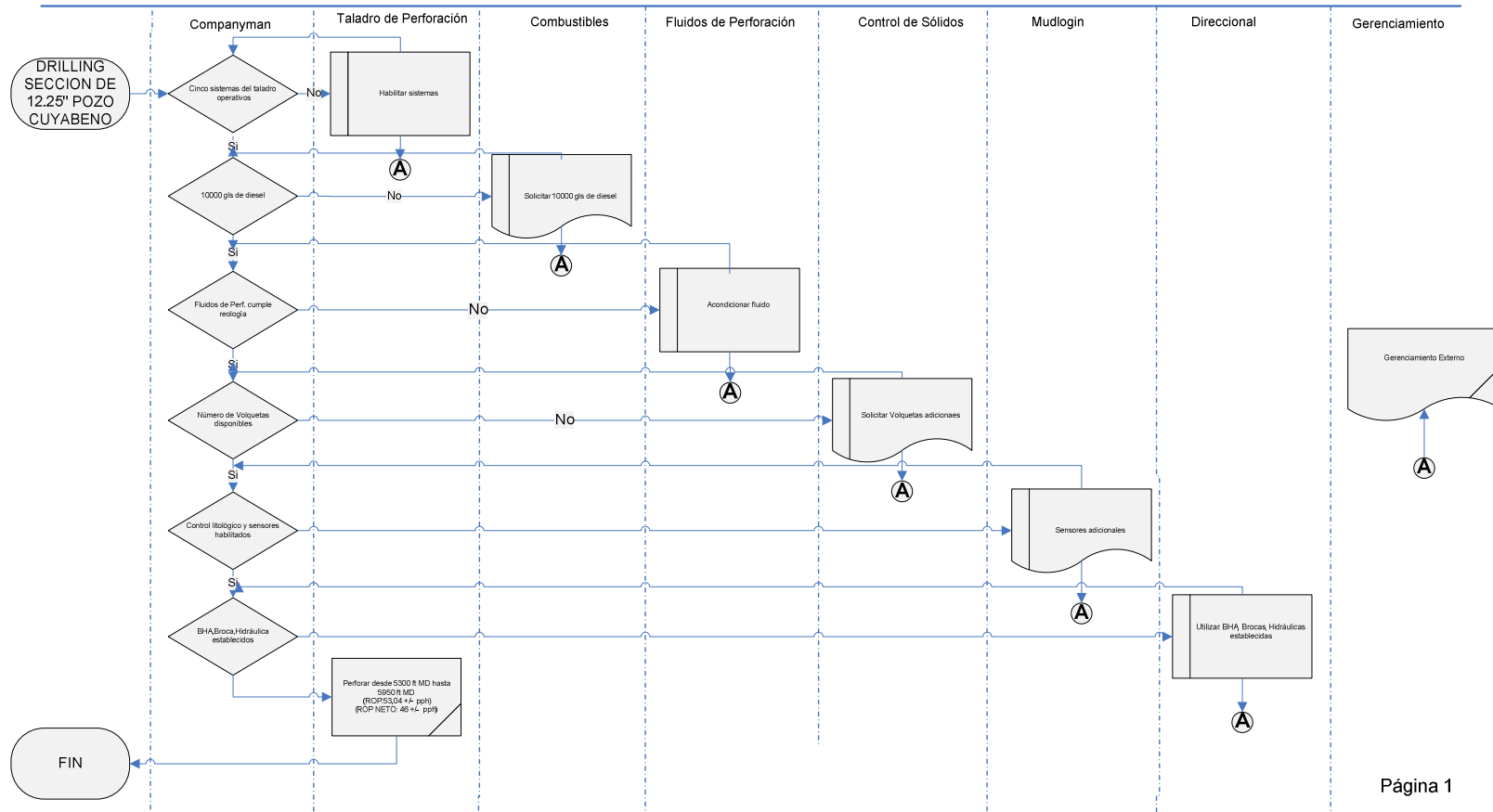


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

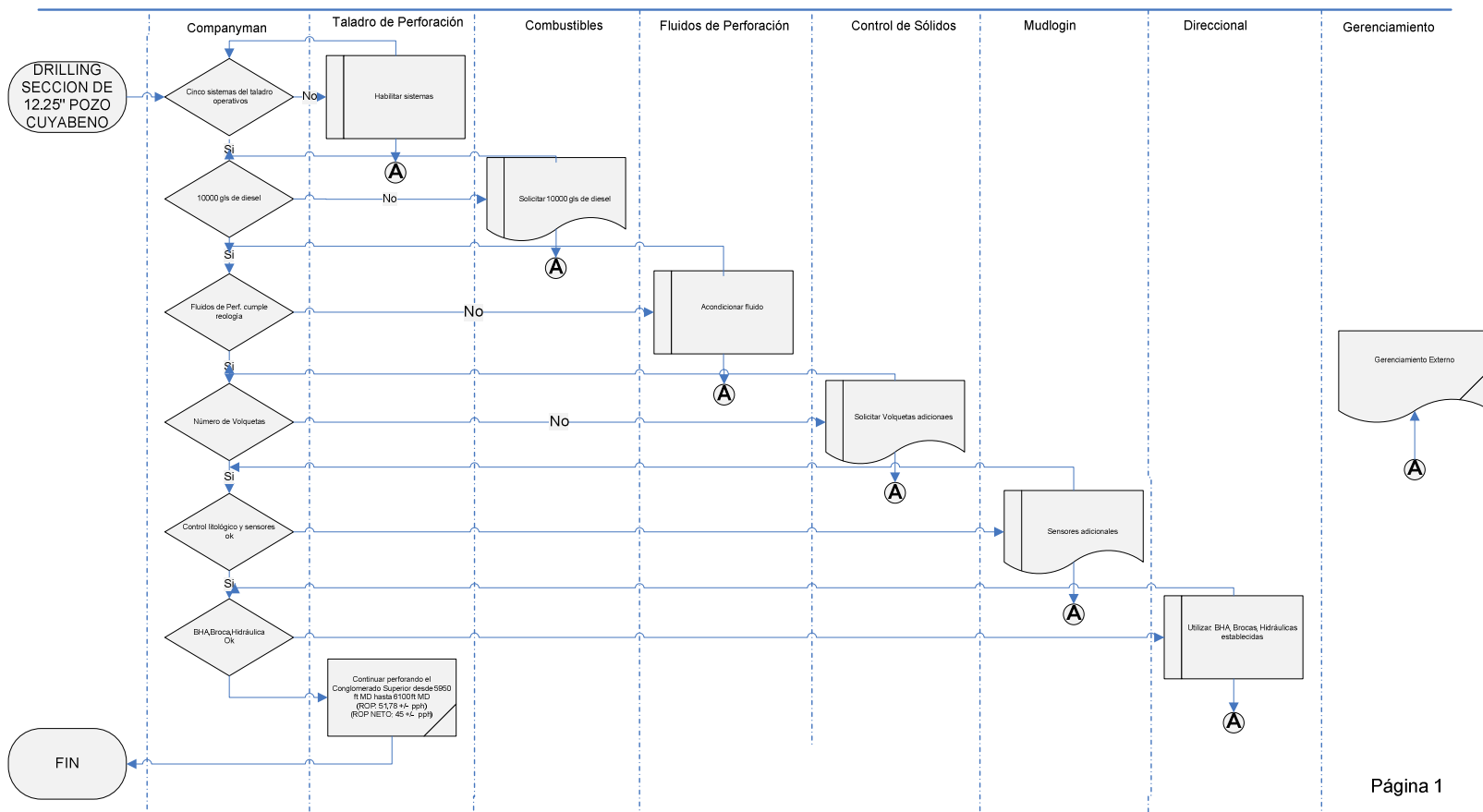


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mudloggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

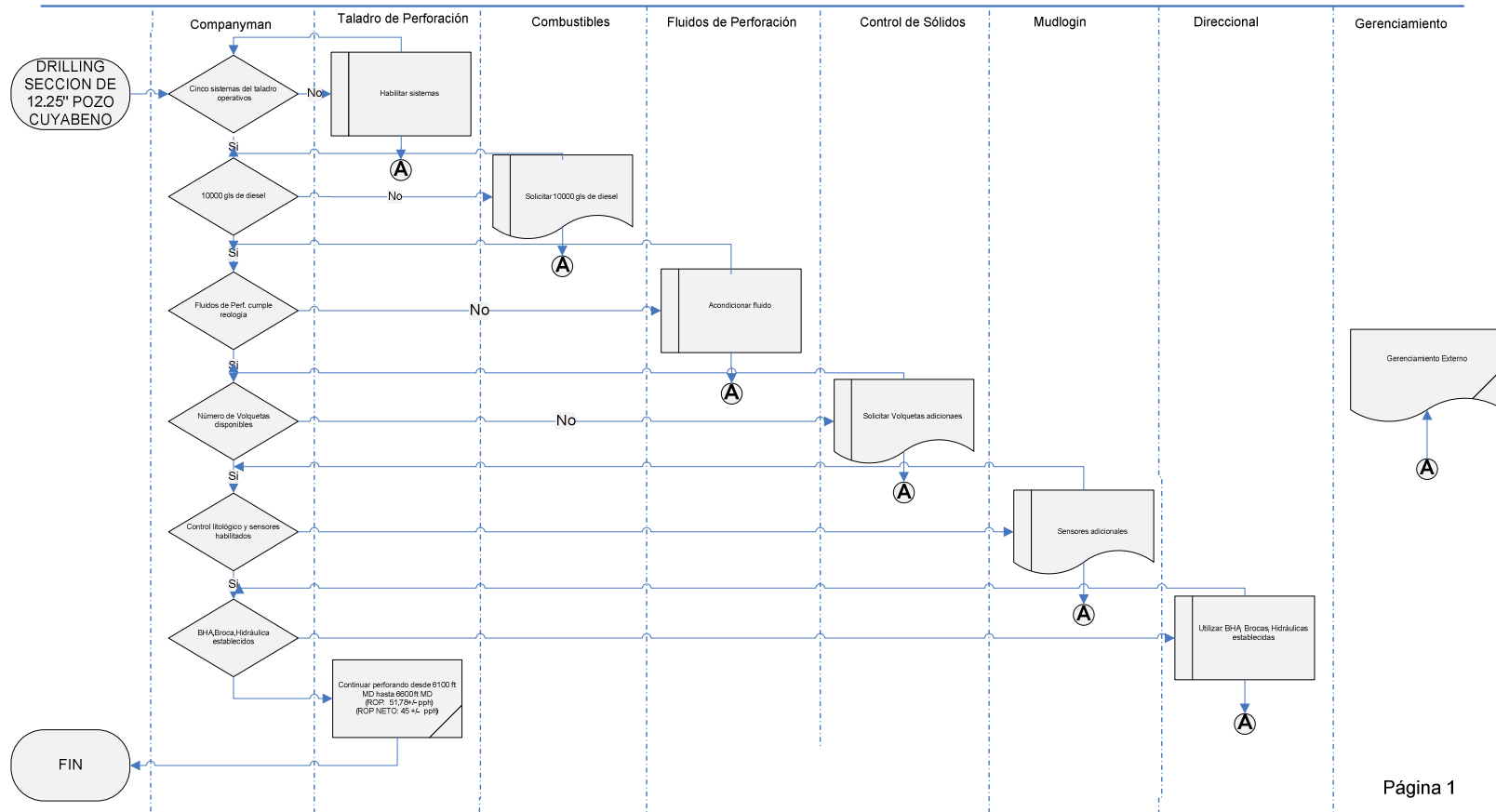


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

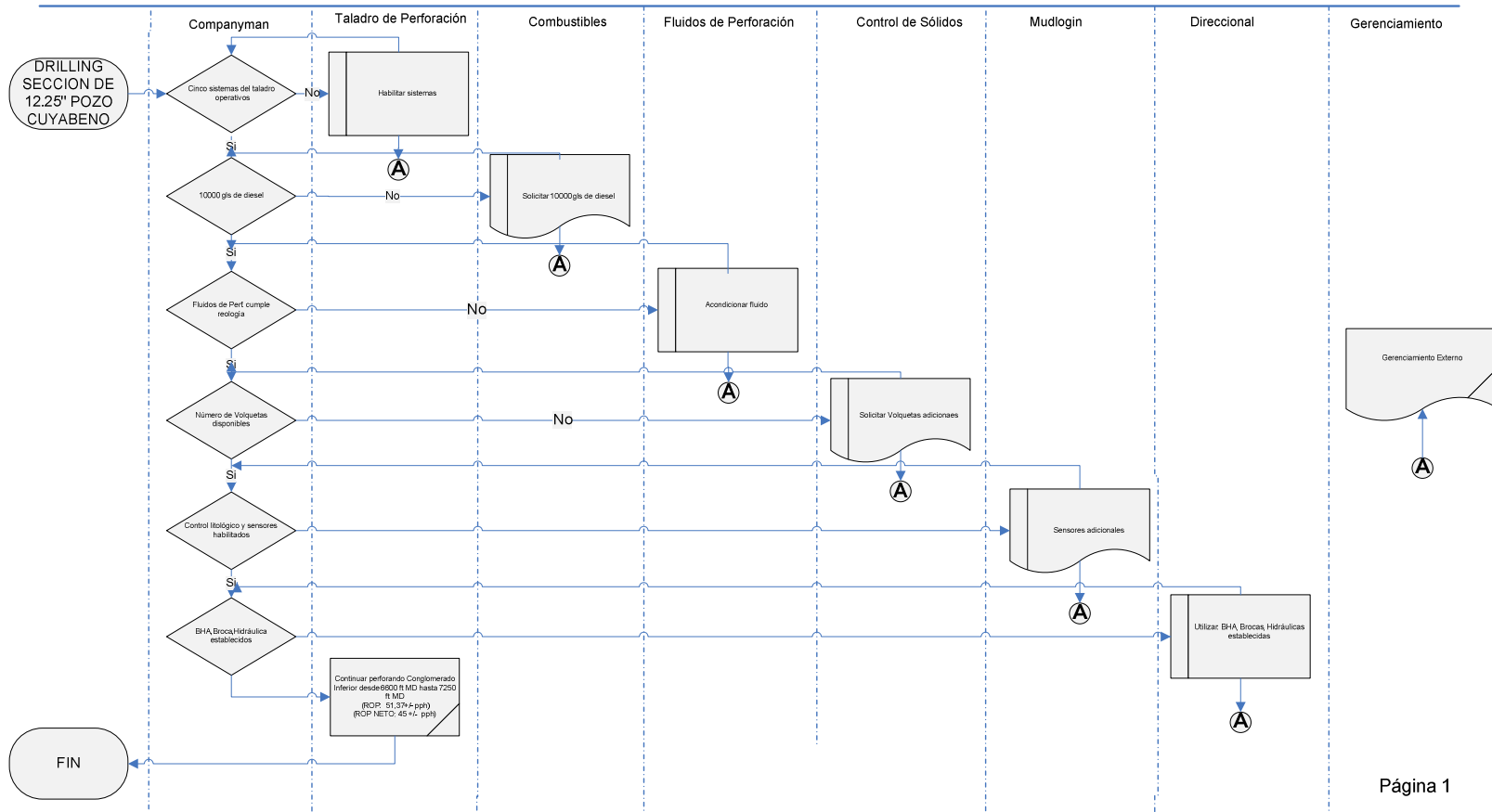


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mudloggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling

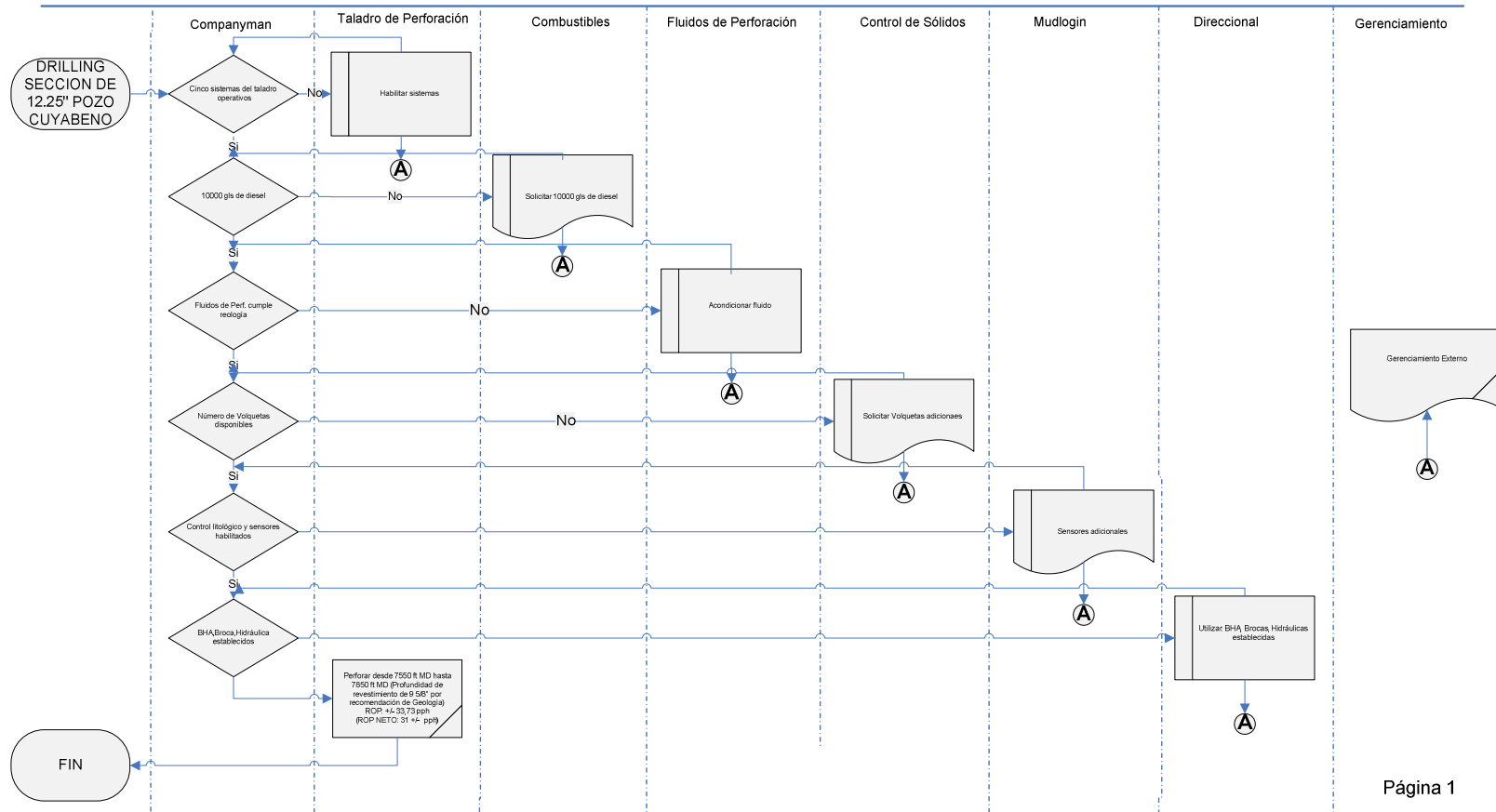


FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforación PAM

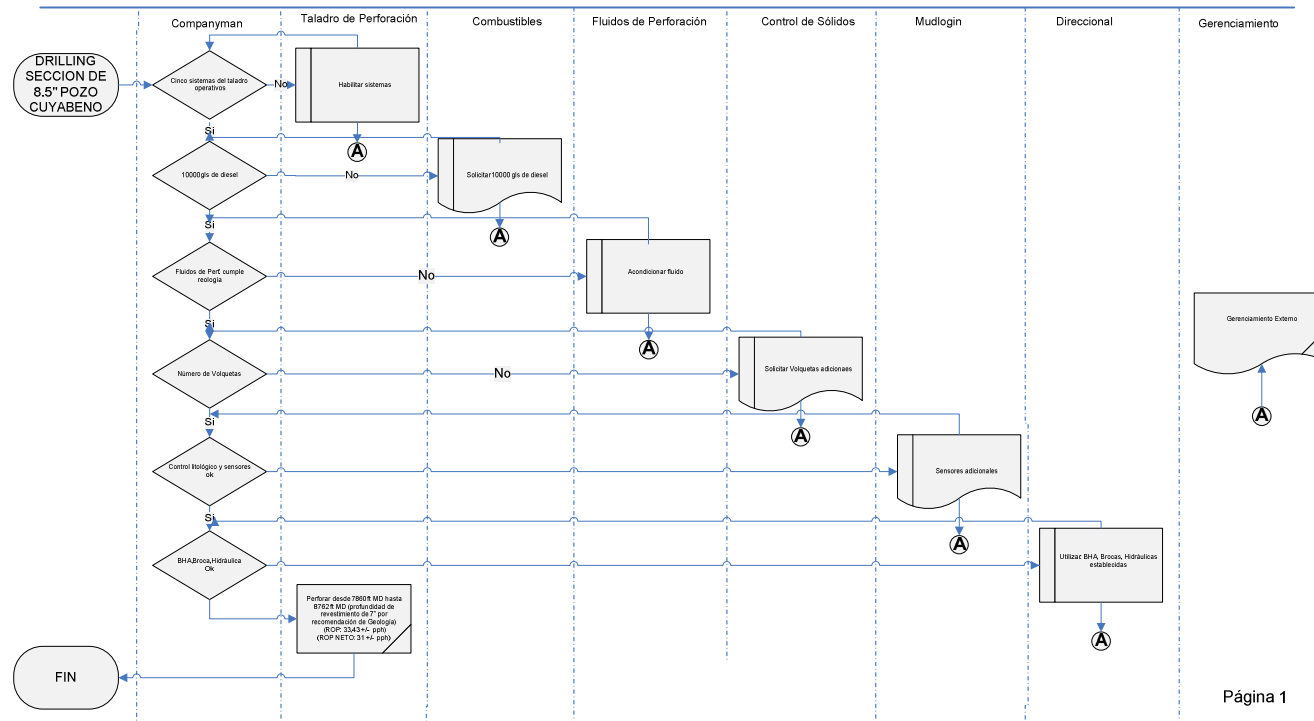
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mud loggin, Combustibles para la perforación, Grenciamiento del Proyecto.

PROCESO: Drilling



FLUJOGRAMA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO CAMPO VHR

PRODUCTOR: Departamento de Perforacion PAM
INSUMO: Servicio de taladro de perforación, Servicio de perforación direccional, Servicio de fluidos de perforación, Servicio de control de sólidos de perforación, Servicio de mudloggin, Combustibles para la perforación, Grenciamento del Proyecto.
PROCESO: Drilling



Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR PERFORACIÓN EN FUNCIÓN AL KPI INCORPORADO.

El presupuesto de perforación para un pozo nuevo en base al costo estimado, tiene limitaciones en su elaboración, la existencia de varias variables de perforación como el tiempo, hace que el costo estimado de renta y materiales fluctúe, haciendo que el costo de perforación no sea fijo. Con el cumplimiento del KPI propuesto y la aplicación de las consideraciones de ingeniería necesarias en cada campo se puede establecer los costos estándar para la perforación de un pozo.

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR SERVICIO DE TALADRO DE PERFORACIÓN

Según el costo negociado en la tarifa diaria de operaciones establecidos en los contratos de perforación con Petroamazonas EP, el costo estándar para este servicio se calcula multiplicando el costo diario de tarifa por el tiempo establecido en este estudio considerando la aplicación del límite técnico e incorporación del KPI propuesto a las operaciones de perforación para los campos CUYABENO y VHR (Cuadro N°30).

Cuadro N°30: Determinación del costo estándar del servicio de Taladro de Perforación del Campo Cuyabeno.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION DE POZO TIPO CUYABENO			
SERVICIO	TALADRO DE PERFORACION CCDC 39		
ACTIVIDAD	DIAS	COSTO DIARIO	TOTAL
TASA OPERACIÓN (PERF)	14,5	28750	416.875,00
SKIDING EN EL MISMO PAD	0	65000	0
0-25.0 KM (10 DIAS)	0	218750	0
25.1-50.0 KM (12 DIAS)	0	243750	0
50.1-75.0 Km (14 DIAS)	0	268750	0
75.1-100.0 Km (15 DIAS)	0	300000	0
TARIFA STAND BYE CON PERSONAL	0	28980	0
OTROS	0	0	0
TOTAL TALADRO			416.875,00

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°31: Determinación del costo estándar del servicio de Taladro de Perforación del Campo VHR

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION DE POZO TIPO VHR			
SERVICIO	TALADRO DE PERFORACION CCDC 39		
ACTIVIDAD	DIAS	COSTO DIARIO	TOTAL
TASA OPERACIÓN (PERF)	15,4	28750	442.750,00
SKIDING EN EL MISMO PAD	0	65000	0
0-25.0 KM (10 DIAS)	0	218750	0
25.1-50.0 KM (12 DIAS)	0	243750	0
50.1-75.0 Km (14 DIAS)	0	268750	0
75.1-100.0 Km (15 DIAS)	0	300000	0
TARIFA STAND BYE CON PERSONAL	0	28980	0
OTROS	0	0	0
TOTAL TALADRO			442.750,00

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

Para la determinación del costo estándar del servicio de perforación direccional, se calculó la media y su desviación estándar de los costos pagados en cada fase de perforación empleo medidas de tendencia central para datos agrupados (Anexo N°5) lo multiplicamos en base al número de días que se utiliza el servicio en base al tiempo establecido en este estudio para cada campo (Cuadro N° 32, N° 33).

Cuadro N°32: Determinación del costo estándar del servicio Direccional del Campo Cuyabeno

COSTOS ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO							
SERVICIO DIRECCIONAL	DIA INICIAL Y FINAL DE RENTA			DIA NORMAL DE RENTA			COSTO TOTAL
SECCION	DIAS	DESVIACION	MEDIA	DIAS	DESVIACION	MEDIA	
16"	1,0	1691,78	7196,96	4,00	4562,00	20851,10	110541,1
12,25"	1,0	4418,53	10089,92	4,00	3136,55	23024,27	119151,7
8,5"	1,0	4226,74	18780,89	1,00	4142,37	19289,73	46439,7
TOTAL							276132,6

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°33: Determinación del costo estándar del servicio Direccional del Campo VHR

COSTOS ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR							
SERVICIO DIRECCIONAL	DIA INICIAL Y FINAL DE RENTA			DIA NORMAL DE RENTA			COSTO TOTAL \$
SECCION	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA 4	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	
16"	1,0	1691,78	7196,96	2,00	4562,00	20851,10	59714,9
12,25"	1,0	4418,53	10089,92	6,00	3136,55	23024,27	171473,4
8,5"	1,0	4226,74	18780,89	4,00	4142,37	19289,73	116736,0
TOTAL							347924,3

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR SERVICIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Para la determinación del costo estándar del servicio de fluidos de perforación, se calculó la media y su desviación estándar de los costos pagados en el día en que se realiza un nuevo fluido de perforación en cada fase, así como también se considera el costo de mantenimiento del fluido en función del tiempo mediante el empleo medidas de tendencia central para datos agrupados (Anexo N°5), lo multiplicamos en base al número de días que se utiliza el servicio en base al tiempo establecido en el estudio para cada campo (Cuadro N° 34, N° 35).

Cuadro N°34: Determinación del costo estándar del servicio Fluidos de Perforación del Campo Cuyabeno

COSTOS ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO							
SERVICIO	FLUIDOS DE PERFORACION						
	DÍA DE PREPARACION Y MEZCLA			DIA DE MANTENIMIENTO DE PROPIEDADES			
SECCION	DÍAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	DÍAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	COSTO TOTAL
26"	1	620,80	2458,85	1	839,77	3165,82	7085,24
16"	0	10012,79	14997,94	4	2434,14	5394,44	31314,32
12,25"	1	14466,54	37477,75	4	3932,55	6817,13	94943,01
8,5"	1	12265,8	33424,76	3	2033,28	4349,94	64840,22
TOTAL							198182,79

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°35: Determinación del costo estándar del servicio Fluidos de Perforación del Campo VHR

COSTOS ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR							
SERVICIO	FLUIDOS DE PERFORACION			DIA DE MANTENIMIENTO DE PROPIEDADES			COSTO TOTAL
	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	
16"	1	10012,79	14997,94	2	2434,14	5394,44	40667,89
12,25"	1	14466,54	37477,75	6	3932,55	6817,13	116442,37
8,5"	1	12265,8	33424,76	4	2033,28	4349,94	71223,44
TOTAL							228333,7

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR DEL SERVICIO DE MUDLOGIN

Para la determinación del costo estándar del servicio de mudlogin , se calculó la media y su desviación estándar de los costos pagados en el día en que se moviliza y desmoviliza la cabina de geología, así como también se considera el costo de de servicio en función del tiempo mediante el empleo medidas de tendencia central para datos agrupados (Anexo N°5), lo multiplicamos en base al número de días que se utiliza el servicio en base al tiempo establecido en el estudio para cada campo (Cuadro N° 36, N° 37).

Cuadro N°36: Determinación del costo estándar del servicio de Mudlogging del

Campo Cuyabeno

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO							
SERVICIO	MUDLOGING			COSTO DIARIO DE RENTA Y MATERIALES			
SECCION	COSTO DIARIO DE MOVILIZACION/DESMOVLIZAC			COSTO DIARIO DE RENTA Y MATERIALES			COSTO TOTAL
	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	
26"	1	1039,46	6097,82	1	6,73	1792,43	8936,44
16"	0	0	0	4	6,73	1792,43	7196,64
12,25"	0	0	0	4	6,73	1792,43	7196,64
8,5"	0	0	0	2	6,73	1792,43	3598,32
TOTAL							26928,04

Elaborado por: Diego Molina A.

Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°37: Determinación del costo estándar del servicio de Mudlogging del

Campo VHR

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR							
SERVICIO	MUDLOGING			COSTO DIARIO DE RENTA Y MATERIALES			
SECCION	COSTO DIARIO DE MOVILIZACION/DESMOVLIZAC			COSTO DIARIO DE RENTA Y MATERIALES			COSTO TOTAL
	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	
16"	1	1039,46	6097,82	2	6,73	1792,43	10735,6
12,25"	0	0	0	7	6,73	1792,43	12594,12
8,5"	0	0	0	5	6,73	1792,43	8995,8
TOTAL							32325,52

Elaborado por: Diego Molina A.

Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR DEL SERVICIO DE CONTROL DE SÓLIDOS

Para la determinación del costo estándar del servicio de control de sólidos, se calculó la media y su desviación estándar de los costos pagados por el servicio en

función del tiempo mediante el empleo medidas de tendencia central para datos agrupados (Anexo N°5), lo multiplicamos en base al número de días que se utiliza el servicio en base al tiempo establecido en el estudio para cada campo (Cuadro N° 38, N° 39).

Cuadro N°38: Determinación del costo estándar del servicio de Control de Sólidos del Campo Cuyabeno.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO				
SERVICIO CONTROL DE SOLIDOS				
SECCION	DIAS	COSTO DIARIO DE RENTA Y MATERIALES		
		DESVIACION \$	MEDIA \$	COSTO TOTAL \$
26"	2	2558,8	4464,51	14046,62
16"	4	2558,8	4464,51	28093,24
12,25"	5	2558,8	4464,51	35116,55
8,5"	4	2558,8	4464,51	28093,24
TOTAL				105349,65

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazona

Cuadro N°39: Determinación del costo estándar del servicio de Control de Sólidos del Campo VHR

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR				
SERVICIO CONTROL DE SOLIDOS				
SECCION	DIAS	COSTO DIARIO DE RENTA Y MATERIALES		
		DESVIACION \$	MEDIA \$	COSTO TOTAL \$
16"	3	2558,8	4464,51	21069,93
12,25"	7	2558,8	4464,51	49163,17
8,5"	5	2558,8	4464,51	35116,55
TOTAL				105349,65

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR DEL SERVICIO DE GERENCIAMIENTO

Para la determinación del costo estándar del servicio de gerenciamiento, se calculó la media y su desviación estándar de los costos pagados por el servicio en función del tiempo mediante el empleo medidas de tendencia central para datos agrupados (Anexo N°5), lo multiplicamos en base al número de días que se utiliza el servicio en base al tiempo establecido en el estudio para cada campo (Cuadro N° 40, N° 41).

Cuadro N°40: Determinación del costo estándar del servicio de Gerenciamiento del Campo Cuyabeno.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO				
SERVICIO	GERENCIAMIENTO			
SECCION	COSTO INGENIERO DE PERFORACION			COSTO TOTAL \$
	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	
26"	2	0	1024,94	2049,88
16"	4	0	1024,94	4099,76
12,25"	5	0	1024,94	5124,7
8,5"	4	0	1024,94	4099,76
TOTAL				15374,1

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°41: Determinación del costo estándar del servicio de Gerenciamiento del Campo VHR.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR				
SERVICIO	GERENCIAMIENTO			
SECCION	COSTO INGENIERO DE PERFORACION			COSTO TOTAL \$
	DIAS	DESVIACION \$	MEDIA \$	
16"	3	0	1024,94	3074,82
12,25"	7	0	1024,94	7174,58
8,5"	5	0	1024,94	5124,7
TOTAL				15374,1

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR DE COMBUSTIBLE

Para la determinación del costo estándar del combustible, se calculó la media y su desviación estándar de los costos pagados por el servicio en función del tiempo, mediante el empleo medidas de tendencia central para datos agrupados (Anexo N°5), lo multiplicamos en base al número de días que se utiliza el servicio en base al tiempo establecido en el estudio para cada campo (Cuadro N° 42, N° 43).

Cuadro N°42: Determinación del costo estándar de Combustibles en el Campo Cuyabeno.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO					
SERVICIO	COMBUSTIBLE				
SECCION	DIESEL PARA OPERACIONES DE PERFORACION				COSTO TOTAL \$
	DIAS	DESVIACION gls	MEDIA gls	VALOR \$	
26"	2	952,06	2226,75	1,15	7311,263
16"	4	952,06	2226,75	1,15	14622,526
12,25"	5	952,06	2226,75	1,15	18278,1575
8,5"	4	952,06	2226,75	1,15	14622,526
TOTAL					54834,473

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°43: Determinación del costo estándar de Combustibles en el Campo VHR.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR					
SERVICIO	COMBUSTIBLE				
SECCION	DIESEL PARA OPERACIONES DE PERFORACION			VALOR \$	COSTO TOTAL \$
	DIAS	DESVIACION gls	MEDIA gls		
16"	3	952,06	2226,75	1,15	10966,8945
12,25"	7	952,06	2226,75	1,15	25589,4205
8,5"	5	952,06	2226,75	1,15	18278,1575
TOTAL					54834,473

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR SERVICIO DE VACUUM Y MONTACARGA

Según el costo negociado por los servicios de Vacuum y Montacarga establecidos en los contratos de perforación con Petroamazonas EP, el costo estándar para este servicio se calcula multiplicando el costo diario de tarifa por el tiempo establecido en (Anexo N° 6) (Cuadro N°44, N°45).

Cuadro N°44: Determinación del costo estándar de Vacuum y Montacarga en el Campo Cuyabeno.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO CUYABENO				
SERVICIO	VACUUM / MONTACARGA			
	COSTO SEGÚN CONTRATO 2012015			COSTO TOTAL \$
	DIAS	HORAS	VALOR \$	
VACUUM	14,5	11	95	15152,5
MONTACARGA	14,5	5	80	5800
TOTAL				20952,5

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°45: Determinación del costo estándar de Vacuum y Montacarga en el Campo VHR.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION POZO TIPO VHR				
SERVICIO	VACUUM / MONTACARGA			
	COSTO SEGÚN CONTRATO 2012015			COSTO TOTAL \$
	DIAS	HORAS	VALOR \$	
VACUUM	15,4	11	95	16093,0
MONTACARGA	15,4	5	80	6160,0
TOTAL				22253,0

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

DETERMINACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR DE PERFORACIÓN DEL POZO DIRECCIONAL TIPO EN EL CAMPO CUYABENO -VHR

En base al plan maestro de cuentas de perforación de Petroamazonas, y los costos estándar calculados con la incorporación del nuevo KPI de perforación, se determina el costo estándar de perforación, de un pozo direccional tipo para los campos CUYABENO –VHR, considerando además los costos fijos determinados por listas de precios y/o acuerdos maestros de servicios actuales y vigentes con las contratistas .(Cuadros N° 46, N°47)

Cuadro N°46: Determinación del costo estándar de Perforación en el Campo

Cuyabeno.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION DE POZO TIPO					
POZO:	Cuyabeno	TALADRO:	CCDC 39		
TIEMPO ESTIMADO	DIAS				
PERFORACION	14,5				
TIEMPO TOTAL	14,5				
EVENO	SUB CUENTA	DESCRIPCION	TOTAL	IVA	TOTAL (IVA)
PERFORACION	SERVICIOS				
		7301 SERVICIO TALADRO PERFORACION	416.875,00	12%	466900
		7302 SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	15374,1	12%	17218,992
		7303 SERVICIO DE DIRECCIONAL	276132,608	12%	309268,521
		7304 SERVICIO LODOS PERFORACION	198182,79	12%	221964,7248
		7305 SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	105349,65	12%	117991,608
		7306 SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	26928,04	12%	30159,4048
		7307 SERVICIO DE GYRO	22000	12%	24640
		7308 SERVICIO DE CATERING PERFORACION	28700	12%	32144
		7309 SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION	16500	12%	18480
		7310 SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	62200	12%	69664
		7311 SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)	275000	12%	308000
		7312 SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	64700	12%	72464
		7313 SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	0	12%	0
		7314 SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE	102400	12%	114688
		7315 SERVICIO DE LINER HANGER	96200	12%	107744
		7316 SERVICIO LUMP SUM BROCCAS PERFORACION	170600	12%	191072
		7317 SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	7300	12%	8176
		7318 SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO (QUIMICA Y MECANIC/	0	12%	0
		7319 SERVICIO DE COILED TUBING (DRL)	0	12%	0
		7320 SERVICIO DE SLICKLINE (DRL)	0	12%	0
		7321 SERVICIO LWD	0	12%	0
	RENTAS				0
		7360 RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	38808,82	12%	43465,8784
	MATERIALES				0
		7370 MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	42800	0%	42800
		7371 COMBUSTIBLES PERFORACION	54834,4725	0%	54834,4725
		7372 TUBERIA DE REVESTIMIENTO	518200	0%	518200
		7373 ACEITES Y GRASAS PERFORACION	5000	0%	5000
		7374 BROCCAS BODEGA	0	0%	0
Subtotal			2544085,481		2774875,602
GENERALES					
		7101 TIEMPO EN ESPERA TALADRO	0	12%	0
		7102 SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	2000	0%	2000
		7103 ASISTENCIA COMUNITARIA	0	0%	0
		7104 SERVICIO DE CAMION VACCUM	20952,5	0%	20952,5
		7105 PERMISOS DNH	23882,35	0%	23882,35
		7106 SERVICIO DE ING GEOLOGIA	3200	0%	3200
		7107 MEDIO AMBIENTE	5200	12%	5824
		7108 SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS (GEOMECANICA)	0	12%	0
		7109 MANTENIMIENTO DE LOCACIONES Y CARRETERAS	17400	0%	17400
		7110 SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	5200	12%	5824
		7111 MATERIALES GENERALES DE LA OPERACION	11200	0%	11200
		7112 FISHING	0	0%	0
		7114 LOST IN HOLE	0	0%	0
		7115 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES SERVICIOS GENERALES	0	0%	0
		7116 REEMBOLSABLES	0	0%	0
		7117 COMUNICACIONES	1000	12%	1120
		7118 INSPECCION TORRE	0	0%	0
		7001 NOMINA	0	0%	0
Subtotal			90034,85		91402,85
		Sub Total			2634120,331
		10 % Imprevistos			0
		12 % IVA			232158,121
		TOTAL			2866278,452

Elaborado por: Diego Molina A.

Fuente: Petroamazonas

Cuadro N°47: Determinación del costo estándar de Perforación en el Campo VHR.

COSTO ESTANDAR DE PERFORACION DE POZO TIPO					
POZO:	VHR	TALADRO:	CCDC 39		
TIEMPO ESTIMADO	DIAS				
PERFORACION	15,4				
TIEMPO TOTAL	15,4				
EVENTO	SUB CUENTA	DESCRIPCION	TOTAL	IVA	TOTAL (IVA)
PERFORACION	SERVICIOS				
		7301 SERVICIO TALADRO PERFORACION	442.750,00	12%	495880
		7302 SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	15374,1	12%	17218,992
		7303 SERVICIO DE DIRECCIONAL	347924,348	12%	389675,2698
		7304 SERVICIO LODOS PERFORACION	228333,7	12%	255733,744
		7305 SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	105349,65	12%	117991,608
		7306 SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	32325,52	12%	36204,5824
		7307 SERVICIO DE GYRO	22000	12%	24640
		7308 SERVICIO DE CATERING PERFORACION	28700	12%	32144
		7309 SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION	16500	12%	18480
		7310 SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	62200	12%	69664
		7311 SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)	275000	12%	308000
		7312 SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	64700	12%	72464
		7313 SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	0	12%	0
		7314 SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE	102400	12%	114688
		7315 SERVICIO DE LINER HANGER	96200	12%	107744
		7316 SERVICIO LUMP SUM BROCCAS PERFORACION	170600	12%	191072
		7317 SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	7300	12%	8176
		7318 SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO (QUIMICA Y MECANICA/	0	12%	0
		7319 SERVICIO DE COILED TUBING (DRL)	0	12%	0
		7320 SERVICIO DE SLICKLINE (DRL)	0	12%	0
		7321 SERVICIO LWD	0	12%	0
	RENTAS				
		7360 RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	38808,82	12%	43465,8784
	MATERIALES				
		7370 MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	42800	0%	42800
		7371 COMBUSTIBLES PERFORACION	54834,4725	0%	54834,4725
		7372 TUBERIA DE REVESTIMIENTO	518200	0%	518200
		7373 ACEITES Y GRASAS PERFORACION	5000	0%	5000
		7374 BROCCAS BODEGA	0	0%	0
Subtotal			2677300,611		2924076,547
GENERALES					
		7101 TIEMPO EN ESPERA TALADRO	0	12%	0
		7102 SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	2000	0%	2000
		7103 ASISTENCIA COMUNITARIA	0	0%	0
		7104 SERVICIO DE CAMION VACCUM	22253	0%	22253
		7105 PERMISOS DNH	23882,35	0%	23882,35
		7106 SERVICIO DE ING GEOLOGIA	3200	0%	3200
		7107 MEDIO AMBIENTE	5200	12%	5824
		7108 SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS (GEOMECANICA)	0	12%	0
		7109 MANTENIMIENTO DE LOCACIONES Y CARRETERAS	17400	0%	17400
		7110 SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	5200	12%	5824
		7111 MATERIALES GENERALES DE LA OPERACION	11200	0%	11200
		7112 FISHING	0	0%	0
		7114 LOST IN HOLE	0	0%	0
		7115 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES SERVICIOS GENERALES	0	0%	0
		7116 REEMBOLSABLES	0	0%	0
		7117 COMUNICACIONES	1000	12%	1120
		7118 INSPECCION TORRE	0	0%	0
		7001 NOMINA	0	0%	0
Subtotal			91335,35		92703,35
		Sub Total			2768635,961
		10 % Imprevistos			0
		12 % IVA			248143,9366
		TOTAL			3016779,897

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

COMPARACIÓN DEL COSTO ESTÁNDAR CON EL COSTO REAL DE LOS CAMPOS CUYABENO-VHR

Si los costos estándares establecidos están dentro de la variación del 5% de eficiencia dicho costos pueden ser utilizados en los cálculos de presupuestos estimados para la perforación en el área.

Al existir una mayor relación (Cuadro N° 47) es motivo de ingresar estos costos a un análisis y/o aplicar el modelo de control de costos sugerido con la finalidad de optimizar los costos de perforación.

Cuadro N°48: Comparación del costo estándar con el costo real de los Campos

CUYABENO-VHR

COMPARACION DE LOS COSTOS DE PERFORACION REALES CON EL COSTO ESTANDAR							
CAMPOS CUYABENO- VHR							
POZO	DIAS PERFORADOS	COSTOREAL	DIAS ESTÁNDAR	COSTO ESTANDAR	DIFERENCIA	% EFICACIA	
CYBG-042	23	3384246,33	14,5	2634120,331	750125,999	77,8%	
CYBH-055	24,5	3652892,09	14,5	2634120,331	1018771,76	72,1%	
CYBI-043	16,67	3104219,79	14,5	2634120,331	470099,459	84,9%	
CYBI-044	15,75	3297221,58	14,5	2634120,331	663101,249	79,9%	
CYBI-053	16,75	2740290,37	14,5	2634120,331	106170,039	96,1%	
CYBK-058	13,4	2701449,91	14,5	2634120,331	67329,5795	97,5%	
VHR-029	22,25	3246220,82	15,4	2768635,961	477584,859	85,3%	
VHR-031	15,56	2564912,88	15,4	2768635,961	-203723,08	107,9%	

Elaborado por: Diego Molina A.

Fuente: Petroamazonas

Con un costo adicional en las operaciones de perforación en el Campo CUYABENO de \$ 512.599,68 y con una desviación estándar de \$ 374.309,07 por pozo, la diferencia promedio, del costo real con relación al costo estándar calculado con la aplicación de la metodología propuesta, existe una optimización

de 7'982.178.84\$ en la perforación de 9 pozos programados para el área CUYABENO en el 2015. Es decir se podría perforar 3 pozos adicionales si se recurriría a la metodología propuesta con relación al tiempo actual de perforación del área.

Cuadro N°49: Promedio del costo estándar con el costo real de los Campos

CUYABENO-VHR

DIFERENCIA CAMPO CUYABENO	
PROMEDIO	512599,681
DESVIACION	374309,079

DIFERENCIA CAMPOS VHR	
PROMEDIO	136930,889
DESVIACION	481757,464

Elaborado por: Diego Molina A.
Fuente: Petroamazonas

CONCLUSIONES.

- La perspectiva “Eficiencia” declarada en la Planificación Estratégica de la Empresa se relaciona con la utilización de los recursos y los resultados obtenidos, en esta perspectiva Petroamazonas , busca el control de los costos y de los recursos en busca de sus resultados.
- La propuesta de un nuevo KPI (Keep performance indicator) como indicador del cumplimiento de los objetivos estratégicos de la empresa en el área de perforación optimiza el diseño de perforación de pozos en los campos Cuyabeno y VHR; optimizando tiempos de perforación en base a la aplicación del límite técnico y las mejores aplicaciones de ingeniería empleadas en el área de estudio .
- El proceso clave de perforación que depende del tiempo “Drilling” sometido a un PMC optimiza los costos de perforación.
- El modelo de control de costos de perforación establecido para el campos CUYABENO y VHR es aplicado en base a dos estudios de ingeniería preliminares del área y su control y evaluación está basado en el control de procesos claves de perforación que influyen en el costo de perforación a través del tiempo.
- Un contrato de perforación destinado para campos específicos donde se conozca el límite técnico de las operaciones de perforación y se aplique la metodología de control de costos propuesta establece oportunidades de mejora y

beneficios en la optimización de costos de perforación al conocer variables que aumentan o encarecen el monto de negociación de tarifas para servicios de perforación.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda ampliar la aplicación de estudio propuesto a otros campos de de la Gerencia de Perforación de Petroamazonas EP.

BIBLIOGRAFÍA

Luis Muñiz, (2009). *Control Presupuestario, Planificación, elaboración y seguimiento del presupuesto*. Profit editorial

Fernández Romero, A. (2004). *Dirección Y Planificación Estratégicas En Las Empresas Y Organizaciones: Un Manual Práctico Para Elaborar Un Plan Estratégico*. Ediciones Díaz de Santos.

Muñiz , L.& Monfort, E. (2005). *Aplicación Práctica del Cuadro de Mando Integra.*, Ediciones Gestión 2000.

Llanes, H. (2008), *Contratos Petroleros, Inequidad en el reparto de la producción* Segunda edición.

Petroamazonas. (2014). Valores, Misión y Visión. *Visión*, Recuperado de:
<http://www.petroamazonas.gob.ec/mision/>

Petroamazonas . (2013). *Estatuto orgánico de gestión organizacional por procesos de Petroamazonas EP*. Capítulo I.

Petroamazonas. (2013), *Estatuto orgánico de gestión organizacional por procesos de Petroamazonas EP*. Capítulo I, 2013.

Petroamazonas. (2012), *Informe de Gestión, 2012*

Petroamazonas. (2014). *Plan estratégico Petroamazonas EP.* , 2014-2017

Senplades.(2013). *Estrategia del buen vivir*, Recuperado de:

<http://plan.senplades.gob.ec/estrategia7>

Wiki pedía. (2014). *KPI*, Recuperado de: es.wikipedia.org/org/wiki/KPI

Rodríguez, L.(2012). Lo que se debe saber sobre: Costos por Procesos, *Universidad Central del Ecuador Facultad de Ciencias Administrativas*, 1(1.5), 7-8.

Rodríguez, L (2012). Lo que se debe saber sobre costos por ordenes de producción, *Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ciencias Administrativas*, Cuadernos Académicos N°1.

Chang, R. (1996), *Mejora Continua de Procesos: Guía Práctica para Mejorar Procesos y Lograr Resultados Medibles*. Buenos Aires, Argentina: Ediciones Granica S.A

ANEXOS

ANEXO 1: Cálculo de la energía específica Campo CUYABENO

BROCA Nº 1 DE 16" UTILIZADA EN EL CAMPO CUYABENO

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [kibs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
CUY 28D	GT-1	315	TID	315	3	91	10	40	24.870	0,00	99	7
CUY 13D	T11	330	TID	284	6	50	-	-	-	-	-	-
CUY 34D	T11	334	TID	290	5	57	-	-	-	-	-	-
CUY 35D	T11	372	TID	372	6	60	-	-	-	-	-	-
CUY 29D	T11	367	TID	367	6	62	-	-	-	-	-	-
CUY 31D	T11	407	TID	360	10	36	-	-	-	-	-	-
CUY 30D	T11	326	TID	326	6	52	-	-	-	-	-	-
CUY 32D	T11	410	TID	363	6	60	-	-	-	-	-	-
CUY 36D	T11	288	TID	244	7	34	-	-	-	-	-	-
CUY 33D	T11	415	TID	370	7	57	-	-	-	-	-	-

BROCA Nº 2 DE 12,25" UTILIZADA EN EL CAMPO CUYABENO

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [kibs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
CUY 28D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUY 13D	TC11P	500	TID	170	3	53	16	50	16.429	0,33	134	25
CUY 34D	TC11P	500	TID	166	5	34	10	40	19.167	0,33	172	19
CUY 35D	DSX519M	600	TID	228	5	44	5	30	19.167	0,37	128	6
CUY 29D	TC11P	550	TID	183	5	35	10	60	19.167	0,37	159	28
CUY 31D	TC11	648	TID	241	19	12	8	30	16.429	0,41	215	31
CUY 30D	TC11P	518	TID	192	3	64	10	50	16.429	0,33	117	13
CUY 32D	S11GP	500	TID	90	1	82	12	40	16.429	0,41	213	10
CUY 36D	S11GP	882	TID	594	5	126	10	40	19.167	0,29	47	5
CUY 33D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

BROCA Nº 3 DE 12,25" UTILIZADA EN EL CAMPO CUYABENO

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [kibs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
CUY 28D	QD605X	3.377	TID	3.062	20	154	16	60	24.870	0,32	20	10
CUY 13D	DSR419M	1.291	TID	791	6	132	4	40	16.429	0,50	36	2
	DSR419M	4.026	TID	2.735	18	156	14	40	16.429	1,29	18	6
CUY 34D	DSX117GJ	4.030	TID	3.530	23	153	14	40	19.167	0,50	17	6
CUY 35D	RSX519M	3.191	TID	2.591	15	169	17	40	19.167	0,60	18	7
CUY 29D	RSR519M	3.710	TID	3.160	18	172	10	60	19.167	0,55	17	6
CUY 31D	DSR419S	2.026	TID	1.378	14	101	10	60	16.429	0,65	31	10
	RSR519M	3.901	TID	1.875	22	86	10	60	16.429	2,03	32	11
CUY 30D	RSRM519M	3.185	TID	2.667	20	134	10	60	16.429	0,52	20	7
CUY 32D	DSR519M	3.753	TID	3.253	21	153	12	40	16.429	0,50	17	5
CUY 36D	DSX117GJ	4.116	TID	3.234	20	161	10	40	19.167	0,88	18	4
CUY 33D	RSR519M	4.299	TID	3.884	14	284	12	40	28.750	0,42	14	3

BROCA Nº 6 DE 8,5" UTILIZADA EN EL CAMPO CUYABENO

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lb/in ³]
CUY 28D	GT-S09	7.055	TIY	342	14	24	20	70	24.870	6,71	183	138
CUY 13D	TD44HMFDPH	6.800	TIY	326	9	36	30	50	16.429	6,47	136	99
CUY 34D	TD44HMKPR	6.740	TIY	328	11	31	30	50	19.167	6,41	152	115
CUY 35D	DJ30FKPR	6.932	TIY	324	10	33	30	40	19.167	6,61	150	85
CUY 29D	R01AP	6.981	TIY	361	9	39	22	40	19.167	6,62	132	53
CUY 31D	TD41AMPC	7.036	TIY	353	8	44	20	40	16.429	6,68	121	42
CUY 30D	DJ30FKPR	6.985	TIY	325	10	33	22	40	16.429	6,66	143	64
CUY 32D	DJ30FKPR	7.252	TIY	328	13	26	26	40	16.429	6,92	157	94
CUY 36D	R09AP	7.040	TIY	320	10	31	20	40	19.167	6,72	155	60
CUY 33D	DSR619S	7.380	TIY	1.112	38	30	16	40	28.750	6,27	97	51
CUY 33D	RSR519M	6.268	TID/ORT/TIY	1.969	22	91	12	50	28.750	4,30	38	11

BROCA Nº 5 DE 12,25" UTILIZADA EN EL CAMPO CUYABENO

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lb/in ³]
CUY 28D	HC504ZX	6.713	ORT/TIY	1.586	18	90	17	80	24.870	5,13	41	36
CUY 13D	DSX104HG	6.474	ORT/TIY	851	24	36	20	60	16.429	5,62	82	79
CUY 34D	RSX192HF	6.412	ORT/TIY	812	10	80	14	50	19.167	5,60	59	21
CUY 35D	RSR516M	6.608	ORT/TIY	1.093	19	58	20	80	19.167	5,52	58	65
CUY 29D	RSX192HFGSW	6.620	ORT/TIY	1.090	14	78	14	60	19.167	5,53	50	25
CUY 31D	DS619S	6.683	ORT/TIY	1.178	14	85	14	60	16.429	5,51	44	23
CUY 30D	DSX104HG	6.660	ORT/TIY	1.388	18	79	14	60	16.429	5,27	41	25
CUY 32D	RSR519M	6.924	ORT/TIY	996	25	40	12	40	16.429	5,93	73	28
CUY 36D	DSX619S	6.720	ORT/TIY	1.079	13	86	18	70	19.167	5,64	48	35
CUY 33D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

BROCA Nº 7 DE 8,5" UTILIZADA EN EL CAMPO CUYABENO

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lb/in ³]
CUY 28D	HC506Z	8.587	TEN/NAP/HLLN/BAS	1.532	38	40	22	80	24.870	7,06	69	103
CUY 13D	DSX70FGPV	8.378	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.578	30	53	30	80	16.429	6,80	52	107
CUY 34D	RSR616M	8.295	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.555	38	41	24	50	19.167	6,74	64	70
CUY 35D	DSR619M	8.430	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.498	29	52	20	60	19.167	6,93	56	54
CUY 29D	DSR619S	8.526	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.545	35	45	22	60	19.167	6,98	61	70
CUY 31D	RSR616M	8.510	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.474	40	37	18	60	16.429	7,04	69	69
CUY 30D	RSX616M	8.525	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.540	38	40	22	60	16.429	6,99	63	77
CUY 32D	DSX616M	8.772	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.520	39	39	16	90	16.429	7,25	66	87
	DJ30FKPR	8.800	PR-C	28	7	4	30	40	16.429	8,77	117	686
CUY 36D	MSX616M	8.570	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.530	35	44	20	60	19.167	7,04	62	64
CUY 33D	RSR616M	8.850	TIY/TEN/NAP/HLLN/PR-C	1.470	34	43	24	60	28.750	7,38	70	78

ANEXO 2: Cálculo de la energía específica Campo VHR

BROCA N° 1 DE 16" UTILIZADA EN EL CAMPO VHR

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
VHR 12D	HCD605Z	280	TID	280	3	109	4	40	21.328	0,00	93	2
VHR 18D	QD605X	400	TID	400	7	58	5	40	24.870	0,00	93	6
VHR 19D	HC605Z	500	TID	500	4	121	4	40	24.870	0,00	65	2
VHR 24D	HCM605ZX	400	TID	400	4	91	22	60	21.328	0,00	73	24
VHR 22D	HCM605ZX	400	TID	400	4	91	5	30	18.653	0,00	66	3
VHR 21	RSX519M	400	TID	396	6	67	5	30	16.429	0,00	68	4

BROCA N° 2 DE 12,25" UTILIZADA EN EL CAMPO VHR

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
VHR 12D	HCD605Z	3.542	TID	3.262	22	147	22	60	21.328	0,28	19	15
VHR 18D	QD605X	4.110	TID	3.710	21	176	15	80	24.870	0,40	17	11
VHR 19D	HC605Z	3.447	TID	2.947	17	172	13	60	24.870	0,50	19	7
VHR 24D	HCM605ZX	3.287	TID	2.887	22	129	12	60	21.328	0,40	22	9
VHR 22D	HCM605ZX	3.571	TID	3.171	18	177	12	60	18.653	0,40	16	7
VHR 21	RSR519M	3.920	TID	3.520	25	141	18	40	16.429	0,40	15	8

BROCA N° 3 DE 12,25" UTILIZADA EN EL CAMPO VHR

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
VHR 12D	QD605X	6.158	TID/ORT/TIY	2.616	50	53	22	60	21.328	3,54	45	41
VHR 18D	QD605X	5.933	TID/ORT/TIY	1.823	25	73	22	40	24.870	4,11	42	20
VHR 19D	HC605Z	5.962	TID/ORT/TIY	2.515	30	85	18	60	24.870	3,45	34	21
VHR 24D	HCM605ZX	5.317	TID/ORT	2.030	19	108	20	60	21.328	3,29	30	18
VHR 22D	HCM605ZX	5.106	TID/ORT	1.535	13	121	15	60	18.653	3,57	31	12
VHR 21	RSX516S	6.103	TID/ORT	2.183	25	87	18	40	16.429	3,92	29	13

BROCA N° 4 DE 8,5" UTILIZADA EN EL CAMPO VHR

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [klbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
VHR 12D	HC605S	6.900	TIY	742	18	42	17	60	21.328	6,16	87	57
VHR 18D	HC605S	6.780	TIY	847	17	51	15	40	24.870	5,93	77	28
VHR 19D	HC605S	6.778	TIY	816	15	53	17	60	24.870	5,96	78	45
VHR 24D	HC604	6.923	ORT/TIY	1.606	36	45	16	60	21.328	5,32	59	50
VHR 22D	HC605Z	6.717	ORT/TIY	1.611	52	31	22	90	18.653	5,11	75	149
VHR 21	DSX104HG	6.507	ORT/TIY	404	7	59	20	80	16.429	6,10	99	64
	RSX619M	7.090	TIY	583	11	53	20	60	16.429	6,51	82	53

BROCA Nº 5 DE 8,5" UTILIZADA EN EL CAMPO VHR

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [kbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
VHR 12D	MX-S18	7.407	TIY	507	29	17	22	60	21.328	6,90	170	179
VHR 18D	GX-09H	7.156	TIY	376	15	25	22	40	24.870	6,78	169	81
VHR 19D	GX-30DX0	7.238	TIY	460	19	24	26	70	24.870	6,78	157	181
VHR 24D	MXL-S11	7.560	TIY	637	23	27	30	40	21.328	6,92	119	103
VHR 22D	GX-09	7.210	TIY	493	20	25	15	50	18.653	6,72	134	70
VHR 21	TD41M	7.462	TIY	372	10	37	30	40	16.429	7,09	127	76

BROCA Nº 6 DE 8,5" UTILIZADA EN EL CAMPO VHR

Pozo	Tipo de Broca	Profundidad de Salida [ft]	Formación	Intervalo Perforado [ft]	Tiempo de Perforación [hrs]	ROP [ft/hrs]	W [kbs]	N [rpm]	Costo de la Broca [\$]	Tiempo de Viaje [hrs]	Costo [USD/ft]	Es [in-lbf/in ³]
VHR 12D	HC506Z	8.294	TIY/TEN/NAP	887	29	31	22	40	21.328	7,41	97	67
	HR-S09	8.922	NAP/HLLN/BAS	628	37	17	37	50	21.328	8,29	164	257
VHR 18D	HCM506Z	8.669	TIY/TEN/NAP/HLLN/BAS	1.513	44	34	22	60	24.870	7,16	78	91
VHR 19D	HCM506Z	8.675	TIY/TEN/NAP/HLLN/BAS	1.437	44	33	22	60	24.870	7,24	81	94
VHR 24D	HC805S	8.347	TIY/TEN/NAP	787	26	30	22	70	21.328	7,56	103	119
	HCM506Z	9.260	NAP/HLLN/BAS	913	25	37	22	40	21.328	8,35	89	56
VHR 22D	HC805Z	7.970	TIY/TEN	760	34	22	25	90	18.653	7,21	123	239
	HCM506Z	8.901	TEN/NAP/HLLN/BAS	931	39	24	20	50	18.653	7,97	111	99
	MXL-S11	8.945	BAS	44	5	9	22	60	18.653	8,90	999	365
VHR 21	DSX70FGPV	9.020	TIY/TEN/NAP/HLLN/BAS	1.558	43	36	24	60	16.429	7,46	69	93

ANEXO 3: Costos de perforación campo CUYABENO

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBG-042	3384246,33
COMBUSTIBLES PERFORACION	57526,45
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	3935,60
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	163172,92
SERVICIO DE CAMION VACCUM	10340,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	149368,75
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	58600,44
SERVICIO DE DIRECCIONAL	349478,23
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	4734,00
SERVICIO DE LINER HANGER	77876,10
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	163341,27
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	170489,10
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	17080,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	19773,19
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO (QUIMICA Y MECANICA) (DRL)	39795,35
SERVICIO LODOS PERFORACION	171108,39
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	111550,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	637890,63
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	1178185,91

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBG-051	2855678,87
COMBUSTIBLES PERFORACION	48218,10
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES SERVICIOS DRILLES	753,90
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	196413,49
SERVICIO DE CAMION VACCUM	28320,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	158264,75
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	92459,45
SERVICIO DE DIRECCIONAL	328566,17
SERVICIO DE GYRO	21386,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	2715,44
SERVICIO DE LINER HANGER	169102,20
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	30979,90
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	116704,17
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	16600,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	20075,00
SERVICIO LODOS PERFORACION	166191,19
SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	60000,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	673229,11
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	725700,00

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBH-055	3652892,09
COMBUSTIBLES PERFORACION	54802,10
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	64985,76
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	9660,80
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	336692,52
SERVICIO DE CAMION VACCUM	11132,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	207784,60
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	63292,90
SERVICIO DE DIRECCIONAL	443345,43
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	18448,92
SERVICIO DE GYRO	22000,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	2113,47
SERVICIO DE LINER HANGER	94966,56
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	46711,20
SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	67001,10
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	99838,30
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	11280,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	14915,61
SERVICIO LODOS PERFORACION	265460,97
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	197200,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	704375,00
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	916884,85

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBI-043	3104219,79
COMBUSTIBLES PERFORACION	40894,35
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	87200,00
PERMISOS DNH	25000,00
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	67700,00
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	177157,49
SERVICIO DE CAMION VACCUM	17340,00
SERVICIO DE CATERING PERFORACION	3200,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	116285,75
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	54753,94
SERVICIO DE DIRECCIONAL	249827,11
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	26352,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	2363,82
SERVICIO DE LINER HANGER	80934,20
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	33701,68
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	170000,00
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	56820,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	20075,00
SERVICIO LODOS PERFORACION	178159,22
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	111600,00
SERVICIO LWD	170000,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	471380,19
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	943475,04

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBI-044	3297221,58
COMBUSTIBLES PERFORACION	41636,90
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	165301,04
SERVICIO DE CAMION VACCUM	18240,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	113227,00
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	44675,50
SERVICIO DE DIRECCIONAL	259999,08
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	23241,70
SERVICIO DE GYRO	21084,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	4663,39
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	23205,80
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	75609,49
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	13200,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	20075,00
SERVICIO LODOS PERFORACION	125456,88
SERVICIO TALADRO PERFORACION	452813,00
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	1894792,80

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBI-053	2740290,37
COMBUSTIBLES PERFORACION	38677,95
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	77900,00
PERMISOS DNH	25000,00
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	8913,51
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	181964,53
SERVICIO DE CAMION VACCUM	19380,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	119201,50
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	37682,00
SERVICIO DE DIRECCIONAL	257651,05
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	12299,28
SERVICIO DE GYRO	21084,00
SERVICIO DE ING GEOLOGIA	2900,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	5802,23
SERVICIO DE LINER HANGER	92108,44
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	44506,00
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	71644,72
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	13280,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	20075,00
SERVICIO LODOS PERFORACION	167334,23
SERVICIO LUMP SUM BROCCAS PERFORACION	111600,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	470781,25
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	940504,68

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBJ-041	2996208,10
COMBUSTIBLES PERFORACION	40739,90
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	80037,71
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	5836,80
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	245259,28
SERVICIO DE CAMION VACCUM	9768,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	146707,52
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	50967,04
SERVICIO DE DIRECCIONAL	257367,91
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	13316,70
SERVICIO DE GYRO	16590,60
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	2113,47
SERVICIO DE LINER HANGER	94966,56
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	34802,00
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	264050,80
SERVICIO DE TRANSPORTE	2000,00
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	12880,00
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	19991,00
SERVICIO LODOS PERFORACION	185487,15
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	168507,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	618125,00
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS	105000,00
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	621693,66

COSTOS DE PERFORACION CAMPO CUYABENO	
COSTO POZO CUYABENO	COSTO TOTAL
CYBK-058	2701449,91
COMBUSTIBLES PERFORACION	32917,60
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	42777,18
PERMISOS DNH	28000,00
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	11260,00
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	297454,53
SERVICIO DE CAMION VACCUM	8030,00
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	143952,58
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	46169,25
SERVICIO DE DIRECCIONAL	280994,14
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	15374,10
SERVICIO DE GYRO	22000,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	3924,72
SERVICIO DE LINER HANGER	93635,31
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	29305,00
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	82837,12
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	8200,00
SERVICIO LODOS PERFORACION	208016,74
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	206800,00
SERVICIO TALADRO PERFORACION	431250,00
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	708551,64

ANEXO 4: Costo de perforación campo VHR

COSTOS DE PERFORACION CAMPO VHR	
COSTOS POZO VHR	COSTO TOTAL
VHRE-029	3246220,82
COMBUSTIBLES PERFORACION	45015,6
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	42777,18
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	9420,8
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	265338,37
SERVICIO DE CAMION VACCUM	10648
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	182142
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	40834,25
SERVICIO DE DIRECCIONAL	344244,59
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	15374,1
SERVICIO DE GYRO	22000
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASIN	2279,07
SERVICIO DE LINER HANGER	94966,56
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	40944,2
SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	9135
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	246842,1
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	8080
SERVICIO LODOS PERFORACION	187739,5
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	198200
SERVICIO TALADRO PERFORACION	629912,52
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS	58706,3
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	791620,68

COSTOS DE PERFORACION CAMPO VHR	
COSTOS POZO VHR	COSTO TOTAL
VHRE-031	2564912,88
COMBUSTIBLES MOVILIZACION	2653,05
COMBUSTIBLES PERFORACION	31286,9
RENTA DE EQUIPOS MOVILIZACION	1440
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	5836,8
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	224096,19
SERVICIO DE CAMION VACCUM	8712
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	149944,57
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	40834,25
SERVICIO DE DIRECCIONAL	319564,32
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	14349,16
SERVICIO DE GYRO	22000
SERVICIO DE LINER HANGER	94996,56
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	36235,2
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS PERFORACION (WIRELINE)	90377,69
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	6400
SERVICIO INSPECCION REPARACION DE TUBULARES PERFORACION	286,72
SERVICIO LODOS PERFORACION	196035,99
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	150800
SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	12937,5
SERVICIO TALADRO PERFORACION	506200
TIEMPO EN ESPERA TALADRO	23701,5
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	626224,48

ANEXO 5: Método de cálculo de la media y desviación de la medida de los costos de perforación pozo Cuyabeno

CALCULO DE LA MEDIA Y DESVIACION DE LA MEDIA DE LOS COSTOS DE PERFORACION POZO CUYABENO

POZO CUYABENO
SECCION 16
SERVICIO DIRECCIONAL

DATOS	X-Xi
10087,8	2784,8
10713,7	3410,7
16393,0	9090,0
18480,6	11177,6
18743,5	11440,5
19082,7	11779,7
19545,5	12242,5
19684,8	12381,8
19860,8	12557,8
19933,5	12630,5
20055,5	12752,5
20287,1	12984,1
20889,2	13586,2
21491,4	14188,4
21620,5	14317,5
21679,5	14376,5
21792,4	14489,4
23196,7	15893,7
23668,3	16365,3
23899,9	16596,9
24022,1	16719,1
24501,8	17198,8
24502,0	17199,0
24977,5	17674,5
25850,5	18547,5
26964,7	19661,7
26	352046,8

a.-	Criterio	Resultado
	Media	20843,3
	Desviación media	13540,3

b.-

Nc	Lm	Lc	f	MC	MC*f	MC-Xi
1	10087,84	13397,67	2,0	11742,8	23485,5	11742,8
2	13397,67	16707,50	1,0	15052,6	15052,6	15052,6
3	16707,50	20017,34	7,0	18362,4	128536,9	18362,4
4	20017,34	23327,17	8,0	21672,3	173378,0	21672,3
5	23327,17	26637,00	7,0	24982,1	174874,6	24982,1
6	26637,00	26964,74	1,0	26800,9	26800,9	26800,9
total			26,0		542128,5	#####

Criterio	Resultado
Numero de clase	5
Rango de datos	16876,9
Amplitud de datos	3309,83
Rango corregido	16876,90
Diferencia de rango a distribuir	0,00
Diferencia de rango a distribuir a los limite:	0,00
Primer número del rango	10087,84
Último número del rango	26964,74
Media	20851,1
Desviación media	4562,0

Existe menos dispersión al agrupar los datos.

ANEXO 6: Determinación del promedio de uso de montacargas en operaciones de perforación y completación de un pozo.

USO DE MOSTACARGAS EN LA PERFORACION Y COMPLETACION DE UN POZO CON UN TALADRO DE PERFORACION RIG CCDC 39																
	HORAS TOTALES	CSG	HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	QUIMICA LODOS	CEMENTACION	REGISTROS	CABINAS	BROCAS	TUBERIA DE PERFORACION	COLGADOR	HERRAMIENTAS PESCA	MARTILLOS	TUBERIA COMPLETACION	HERRAMIENTAS DE COMPLETACION	BHA LIMPIEZA	EQUIPOS
TOTAL	402	125	23,5	127,5	13,5	1	1,5	2,5	16	1	4	3,5	65,5	2,5	1,5	13,5
PROMEDIO	6	5	2	3	1	1	1	1	3	1	1	1	6	1	1	1
DESVIACION	4,9	3,5	0,8	3,5	0,6	0,0	0,4	0,3	3,1	0,0	0,4	0,8	6,0	0,3	0,4	0,8

