

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL



TRABAJO DE TITULACIÓN

CARRERA: MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS

TEMA: “PROCEDIMIENTO TÉCNICO ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR COSTOS DE PRODUCCIÓN EN LA ETAPA DE COMPLETACIÓN DE UN POZO DE PETRÓLEO”

AUTOR: Marco Vinicio Cabezas Llumipanta

TUTOR: Mg. Freddy Álvarez Subía

Quito – Ecuador

Septiembre 2014

CERTIFICACIÓN DE RESPONSABILIDAD

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

Que el Trabajo de Investigación “PROCEDIMIENTO TÉCNICO ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR COSTOS DE PRODUCCIÓN EN LA ETAPA DE COMPLETACIÓN DE UN POZO DE PETRÓLEO” presentado por el Maestrante Marco Vinicio Cabezas Llumipanta, estudiante del programa de Maestría en Administración y Dirección de Empresas, 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

Mg. Freddy Álvarez Subia

TUTOR

CERTIFICADO DE AUTORÍA

Yo, Marco Vinicio Cabezas Llumipanta en calidad de estudiante de la Maestría en Administración y Dirección de Empresas, declaro que los contenidos de este Trabajo de Titulación, requisito previo a la obtención del Grado de Magister en Administración y Dirección de Empresas, son de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Quito, septiembre 2014

Marco Vinicio Cabezas Llumipanta

C.I 171167781-3

DEDICATORIA

A mi amada esposa Andreita, a mis adorables hijos Marquito Andrés y José Ignacio-Nachito.

Y a la memoria de Luis Germánico Calderón Subía.

Marco

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios y la Virgencita de Monserrate por siempre cuidarme, protegerme y guiarme por el buen camino.

A Marco y Fabiola, mis queridos e inigualables padres por impartir siempre sus enseñanzas, sus sanos consejos y sobre todo por darme la educación fomentando respeto, dedicación, responsabilidad y hacerme una persona de bien.

A Claudina, mi segunda madre por su apoyo incondicional e incomparable.

A la Universidad Tecnológica Israel, por permitirme continuar y finalizar este gran sueño; por el aporte que brinda a la sociedad ecuatoriana formando verdaderos profesionales y líderes emprendedores.

Al Magister Freddy Álvarez, por compartir e impartir sus valiosos conocimientos dirigiendo acertadamente el presente proyecto brindando su mayor tiempo, esfuerzo y dedicación.

A los compañeros y amigos que laboran dentro del maravilloso mundo petrolero que de una u otra forma colaboraron con su granito de arena para la elaboración y culminación del presente estudio.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| TEMA | i |
| CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD | ii |
| CERTIFICADO DE AUTORIA | iii |
| DEDICATORIA | iv |
| AGRADECIMIENTOS | v |
| | |
| RESUMEN EJECUTIVO | 1 |
| ABSTRACT | 2 |
| | |
| CAPITULO 1 | 3 |
| EL PROBLEMA | 3 |
| 1.1 Antecedentes..... | 3 |
| 1.2 Planteamiento del problema..... | 6 |
| 1.3 Justificación..... | 8 |
| 1.4 Objetivo general..... | 8 |
| 1.5 Objetivos específicos..... | 9 |
| 1.6 Hipótesis..... | 9 |
| 1.7 Metodología de la investigación..... | 10 |
| | |
| CAPITULO 2 | 12 |
| FASES DEL EVENTO DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES DE UN POZO DE PETRÓLEO | 12 |
| 2.1 Consideraciones para la completación de pozos petroleros..... | 15 |

| | | |
|--------|--|----|
| 2.1.1 | Reservorio..... | 15 |
| 2.1.2 | Yacimiento..... | 15 |
| 2.1.3 | Reservas..... | 16 |
| 2.1.4 | Reservas primarias..... | 16 |
| 2.1.5 | Reservas secundarias..... | 16 |
| 2.1.6 | reservas probadas..... | 16 |
| 2.1.7 | Reservas probables..... | 17 |
| 2.1.8 | Reservas remanentes..... | 17 |
| 2.1.9 | Porosidad..... | 17 |
| 2.1.10 | Permeabilidad..... | 17 |
| 2.1.11 | Presión de yacimiento..... | 19 |
| 2.1.12 | Temperatura del yacimiento..... | 19 |
| 2.1.13 | Viscosidad del crudo..... | 19 |
| 2.1.14 | Presión de fondo fluyente..... | 19 |
| 2.1.15 | Draw Down..... | 19 |
| 2.1.16 | Presión de burbuja..... | 20 |
| 2.1.17 | Índice de productividad..... | 20 |
| 2.1.18 | Daño de formación..... | 20 |
| 2.1.19 | Prueba de pozos..... | 21 |
| 2.2 | Fases del evento de completación de un pozo petrolero..... | 22 |
| 2.2.1 | BHA de molienda..... | 25 |
| 2.2.2 | Bombeo de píldora viscosa..... | 26 |
| 2.2.3 | BHA de limpieza..... | 26 |
| 2.2.4 | Registro de cemento..... | 28 |
| 2.2.5 | Cambio de fluido..... | 29 |

| | |
|---|-----------|
| 2.2.6 Disparos, cañoneo o punzonamiento..... | 31 |
| 2.2.7 Evaluación de pozo..... | 35 |
| 2.2.8 Sistema de levantamiento artificial..... | 36 |
| 2.2.9 Cabezal del pozo..... | 38 |
| 2.2.10 Tubería e producción..... | 39 |
| | |
| CAPITULO 3..... | 41 |
| ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO..... | 41 |
| 3.1 Análisis técnico..... | 41 |
| 3.1.1 Taladro de completación..... | 41 |
| 3.1.2 Gerenciamiento de completación..... | 42 |
| 3.1.3 Control de sólidos..... | 42 |
| 3.1.4 Limpieza química y mecánica..... | 42 |
| 3.1.5 Registros eléctricos..... | 43 |
| 3.1.6 Disparos..... | 44 |
| 3.1.7 Completación de fondo..... | 44 |
| 3.1.8 Pruebas de producción..... | 44 |
| 3.1.9 Equipo pesado..... | 45 |
| 3.1.10 Tubería de completación..... | 45 |
| 3.1.11 Sistema de levantamiento artificial..... | 45 |
| 3.2 Análisis económico..... | 46 |
| 3.2.1 Inversión..... | 46 |
| 3.2.2 Flujo neto de caja..... | 47 |
| 3.2.3 Costos de operación..... | 48 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2.4 Valor actual neto..... | 48 |
| 3.2.5 Tasa de actualización..... | 49 |
| 3.2.6 Tasa interna de retorno | 50 |
| 3.2.7 Variables económicas..... | 51 |
| 3.3 Propuesta planteada..... | 57 |
| 3.3.1 Procedimiento para operaciones de CPI..... | 57 |
| 3.3.2 Análisis de costos con taladro de reacondicionamiento..... | 60 |
| CAPITULO 4..... | 63 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 63 |
| 4.1 Conclusiones..... | 63 |
| 4.2 Recomendaciones..... | 66 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 68 |
| REFERENCIAS..... | 69 |
| ANEXOS..... | 71 |
| Abreviaturas..... | 72 |
| Rig de perforación Sinopec – 185..... | 74 |
| Taladro de reacondicionamiento Sinopec – 905..... | 75 |
| BHA de limpieza de MI–SWACO- Schlumberger en rig de perforación..... | 76 |
| Esquema de un conjunto TCO de la Cía. Schlumberger | 77 |
| Diagrama de CPI de un pozo con equipo BES. Petroamazonas..... | 78 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Representación de un yacimiento..... | 16 |
| Figura 2. Poro interconectado y conectado..... | 17 |
| Figura 3. Grano de arena y espacio poroso..... | 18 |
| Figura 4. Índice de productividad..... | 20 |
| Figura 5. Daño de formación..... | 21 |
| Figura 6. Diagrama final de perforación de un pozo..... | 22 |
| Figura 7. Broca y raspatabos..... | 26 |
| Figura 8. Herramienta MULTIBACK. Raspador, cepillo, magneto..... | 28 |
| Figura 9. Esquema de herramienta con CBL y DVL..... | 29 |
| Figura 10. Disparos con cable eléctrico y con TCP..... | 32 |
| Figura 11. Bomba Jet y MTU..... | 35 |
| Figura 12. Componentes de un sistema de bombeo electrosumergible..... | 37 |
| Figura 13. Cabezal de producción..... | 38 |
| Figura 14. Conexión de sellos de tubing..... | 40 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Ventajas y desventajas del disparo con cable eléctrico..... | 33 |
| Tabla 2. Ventajas y desventajas del disparo con conjunto TCP | 33 |
| Tabla 3. Proyección de producción de petróleo a 36 meses..... | 51 |
| Tabla 4. Ingresos por producción de petróleo durante 36 meses..... | 53 |
| Tabla 5. Egresos por producción de petróleo durante 36 meses | 54 |
| Tabla 6. Costos por servicios efectuados en evento de CPI con rig perforación..... | 55 |

| | |
|--|----|
| Tabla 7. Costos de perforación e inversión total con torre de perforación..... | 56 |
| Tabla 8. FNC, VAN, TIR con taladro de perforación..... | 56 |
| Tabla 9. Costos por servicios efectuados en evento CPI con taladro de WO..... | 61 |
| Tabla 10. Costos de perforación e inversión total con torre de WO..... | 62 |
| Tabla 11. FNC, VAN, TIR con taladro de reacondicionamiento..... | 62 |

RESUMEN EJECUTIVO

Dentro de la industria hidrocarburífera existen etapas importantes para el desarrollo de un campo petrolífero y la producción del mismo, por ello la presente investigación documenta el evento de la completación y pruebas iniciales CPI de un pozo petrolero desde los conceptos básicos como reservorio, porosidad, permeabilidad, presión y temperatura de yacimiento, presiones de fondo, daño de formación e índice de productividad hasta conocer y entender las diferentes fases que conllevan operaciones de completación ya sea bombeo de píldoras viscosas, limpieza química y mecánica del pozo, registros eléctricos, cambio y usos de fluidos de control, disparos o cañoneo de zonas de interés; finalizando con la evaluación y completación como tal del pozo con tubería y cabezal de producción adecuado para un eficiente sistema de levantamiento artificial.

Bajo este contexto y considerando una sola inversión los costos incurridos en perforación del hoyo, sumado los desembolsos efectuados por servicios de completación y pruebas iniciales, más costo por construcción y/o ampliación de facilidades de superficie se realiza un análisis técnico económico del CPI con la finalidad de plantear un procedimiento competente para el mencionado evento optimizando tiempos y costos de producción. Técnicamente visualizando ventajas y desventajas de trabajar con ciertas herramientas, y económicamente en base a métodos contables que establecen viabilidad y rentabilidad de la completación de un nuevo pozo perforado.

ABSTRACT

Within the hydrocarbon industry there are important steps for the development of an oil field and the production of the same, so this research documented the event of completion and initial tests ICC of an oil well from the basics such as reservoir, porosity, permeability, pressure and temperature of field, background, formation damage and index of productivity to meet pressures and understand the different phases involved completion operations either pumping of viscous pills, chemical and mechanical cleaning of the well, electric logs, change and applications of fluid control, shooting or cannonade of areas of interest; finishing with the evaluation and completion as such of the well pipe and production head suitable for an efficient system of artificial lift.

Under this context and considering a single investment costs incurred in drilling of hole, added out-of-pocket for services of completion and initial testing, more cost for construction and/or expansion of surface facilities is a technical-economic analysis of the ICC in order to raise a competent procedure for the mentioned event optimizing times and production costs. Technically showing advantages and disadvantages of working with certain tools, and economically based on accounting methods that establish viability and profitability of the completion of a new drilled well.

CAPÍTULO 1

EL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

La evolución universal es consecuencia de una serie de descubrimientos, entre ellos la máquina, la misma que marcó e inició la era industrial, cuando el carbón sustituyó a la madera y se inició la transformación energética a nivel global. Con el descubrimiento del petróleo el mundo inicia una revolución total con el desarrollo de las industrias, el uso de esta energía y el aporte de sus productos derivados permite que los carros rueden a grandes velocidades, que los aviones vuelen, que se fabriquen medicamentos, cosméticos, combustibles, neumáticos, que se genere gas, entre otros suministros útiles; en si la producción de hidrocarburos constituye un factor clave a nivel mundial, ya que ha suministrado enormes riquezas a todo gobierno, de ahí que los mercados de energía, especialmente el mercado del petróleo brinda sorpresas y altos riesgos tanto para las partes involucradas como para la economía del mundo debido a sus precios volátiles e inestables en todos sus niveles con ascenso y descensos.

Con la perforación del primer pozo petrolero efectuado en el siglo XVIII en el estado de Pensylvania - EEUU, el petróleo no solo se convierte en la principal fuente energética del mundo, sino también en un motivo más por la lucha, por el poder y la riqueza, por su gran importancia en el desarrollo industrial, comercial y social de las naciones. (PETROECUADOR - REPSOL YPF, 2007).

Es por ello, que en la sociedad moderna, hombre y mujeres dependen diariamente de la industria petrolera, ya que la economía mundial depende de los precios del barril de petróleo y no de cuánta filosofía política.

Y el Ecuador no ha estado aislado de este tipo de acontecimientos, ya que para el año de 1925 en la Península de Santa Elena se descubre, perfora y produce el primer pozo petrolero a manos de la empresa Ancón; para el año 1967 en la Región Oriental se efectúa la perforación del pozo Lago Agrio-01 mediante el Consorcio Texaco – Gulf iniciando con esto la explotación, producción y transporte de petróleo, y por ende la era del “boom petrolero” , convirtiéndole al Ecuador en un vendedor estratégico del hidrocarburo, lo que significó para los gobiernos de turno el principal sustento de una floreciente economía petrolera, enmarcándose en el desarrollo industrial y comercial a nivel mundial. (PETROECUADOR - REPSOL YPF, 2007).

Gracias a las utilidades que genera la venta del petróleo, nuestra Patria ha desarrollado y edificado obras de todo tipo, como la Central Hidroeléctrica de Paute, continuación de la carretera Panamericana Norte y Sur, la Refinería de Esmeraldas, aeropuertos, hospitales y múltiples locales para atender la educación de los ecuatorianos. Dentro de este contexto el Gobierno Actual ha emprendido el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 en el cual en su objetivo 11 plantea “Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica”.

Con ello enfoca y compromete a la industria petrolera como la base de generación de riquezas e ingresos estatales, así como fuente de reemplazo de algunas importaciones derivadas de los hidrocarburos, a fin de mejorar el estilo y nivel de vida de los ecuatorianos.

“Frente a esta realidad, el Gobierno de la Revolución Ciudadana ha iniciado la construcción de la Refinería del Pacífico, con la que se espera la reducción en importaciones de productos energéticos” (SENPLADES, Junio 2013).

Dichas utilidades no dependen únicamente de la ubicación o existencia de fuentes de petróleo, sino también una buena producción y economía del reservorio, ya que este sin ser explotado se les considera como una reserva que contienen crudo y gas, y la única manera de saber si existe producción de petróleo es perforando un pozo petrolífero, lo que conlleva a definir si el pozo es económicamente rentable al obtener ganancias o tan solo se recupera la inversión.

Sin embargo, “los supuestos macroeconómicos permiten disponer de un esquema base para analizar el mejor mecanismo para alcanzar los objetivos nacionales de acuerdo al Plan Nacional para el Buen Vivir”. “Con respecto al sector petrolero para el año 2014 se prevé un ligero incremento en la producción de crudo en un 2,07% comparado con el año 2013, el precio de exportación de crudo se incrementa de \$ 84,6 dólares/barril a \$ 86,4 lo que representa un 1,77%. Es decir, durante todos estos años y gracias a un mercado internacional que acoge el crudo ecuatoriano, el petróleo significa el 8,66% de ingresos del Presupuesto General del Estado, que corresponden fundamentalmente por regalías en la exportación de crudo y exportaciones directas de empresas públicas y privadas. (COMISION ESPECIALIZADA PERMANENTEDEL REGIMEN ECONOMICO Y TRIBUTARIO Y SU REGULACION Y CONTROL, Noviembre 2013).

Convirtiéndose este rubro en el eje sobre el cual se asientan programas económicos que buscan el desarrollo del país, por lo que es de suma importancia considerar las diferentes

etapas en el desarrollo de un campo petrolero como son la exploración, prospección geofísica, perforación y completación del pozo. La exploración se puede dividir en dos fases, la geología superficial que enfoca la posibilidad de encontrar yacimientos petrolíferos en base al afloramiento de estratos, la apariencia y tipos de rocas, y la segunda fase que refiere al estudio de mapas geológicos, los cuales determina información sobre la estructura del subsuelo y con ello la formación o no de crudo; la segunda etapa, prospección geofísica, proporciona profundidades, capas y formas de los diferentes estratos con la utilización de ondas sísmicas.

Seguidamente, se tiene la etapa o evento de perforación del pozo petrolífero, que es la única técnica de saber si existe o no petróleo en un reservorio, en la cual se utiliza tubería y brocas para abrir huecos de diferentes diámetros con el fin de llegar a grandes profundidades y encontrar el estrato petrolífero productor. Finalmente tenemos la etapa más primordial en la vida de un pozo de petróleo, que es la completación del pozo y sus correspondientes pruebas de producción inicial, evento conocido generalmente con las siglas de CPI (Completación y Pruebas Iniciales), el mismo que de manera general consiste en correr registros eléctricos para verificar la cementación primaria y ubicar zonas de interés e intervalos a ser cañoneados o disparados, los cuales serán el medio para la salida y flujo de los hidrocarburos a través de una tubería de producción con la ayuda de un sistema de levantamiento artificial.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, la empresa estatal se encuentra en una campaña intensa de perforación de pozos tanto exploratorios como de desarrollo, razón por la cual es necesario buscar un

mecanismo adecuado, confiable y rentable para la completación y producción de los mismos; debido a que la etapa de CPI es un elemento clave para el éxito de la exploración, de la recuperación eficiente de los hidrocarburos, de la productividad del pozo a largo plazo y por ende de la producción económica de petróleo. Sin duda, parte del éxito en la productividad de un reservorio y de hecho de un pozo petrolífero se enfoca principalmente en dos puntos, en un buen análisis y criterio del tipo y técnica con que se completará un pozo, así como de los aspectos financieros.

En síntesis, la terminación de un pozo no es solamente un proceso mecánico de perforar un hoyo, colocar una sarta de cañones y disparar una sección de hidrocarburos, al contrario existe una serie de sub etapas en las cuales se debe tomar en cuenta consideraciones geológicas, consideraciones de reservorios, registros de pozos, métodos de evaluación de formaciones, entre otras existentes y ejecutables.

Esto, por cuanto no se obtendrán réditos económicos hasta que inicie la producción del pozo, en circunstancia, es indispensable contar con un procedimiento técnico-económico para la etapa de Completación y Pruebas Iniciales (CPI) que permita vislumbrar de forma rápida el estudio y proceso de la misma, con el fin de mejorar la producción de petróleo y disminuir sus costos operativos, creando y obteniendo de esta manera una mayor rentabilidad. Consecuentemente, el problema radica en:

- Cómo optimizar los costos de producción en la etapa de completación de un pozo de petróleo.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El incremento de producción de petróleo a nivel nacional, es un compromiso tanto de la industria pública como la privada, y se lo realiza en base a la exploración y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos y sobre todo de un amplio estudio, análisis y diseño de un adecuado programa de completación del pozo petrolero. Dentro de este contexto la investigación se enfoca al análisis, comprensión y aplicación de cada uno de los subeventos, incluyendo costos, que se efectúan dentro del evento de completación y pruebas iniciales tales como, el estudio de las características de los hidrocarburos presentes en un yacimiento para verificar si las reservas son económicamente rentables, selección del tipo de fluido a utilizar para controlar el pozo en el mencionado evento, limpieza química y mecánica del hoyo, corrida de registros eléctricos, técnicas de disparo, características de la tubería de producción, tipo de evaluación o prueba del pozo, tipo y sistema de levantamiento artificial, con el objetivo de lograr un diseño óptimo, seguro y rentable para la culminación del pozo.

Consecuentemente se analiza todas las actividades y tareas que realizan las diferentes empresas de servicios durante las operaciones de CPI considerando y conociendo ciertos factores como conceptos, costos de operación y procedimientos establecidos, es decir aspectos técnicos, mecánicos y económicos para obtener un buen escenario de operaciones.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Considerando que la finalidad del presente estudio es buscar la manera de acortar sustancialmente el tiempo establecido para operaciones de completación y puesta en

producción del pozo, reducir la reparación y mantenimientos de equipos, extender la vida útil del pozo, y de hecho bajar el costo por barril producido, se plantea el siguiente objetivo.

- Elaborar un procedimiento técnico-económico para optimizar los costos de producción en la etapa de completación de un pozo de petróleo.

Todo esto enfocado siempre en pos de mejorar la calidad de las operaciones con cero accidentes, dentro de un medio ambiente sin contingencias y un desarrollo sustentable.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Debido a la necesidad de esclarecer y conocer ciertas etapas que existen dentro de la completación y pruebas iniciales (CPI) de un pozo recién perforado, así como el uso, servicio y costo de ciertas herramientas, se expone los siguientes objetivos específicos.

- Establecer las fases del evento de completación de un pozo de petróleo
- Identificar los costos de herramientas y servicios utilizados en el evento de CPI

1.6 HIPÓTESIS

En vista de que la investigación, dentro de la vida de un campo petrolero, parte de la observación y enfatiza en el evento de completación de un pozo de petróleo, el planteamiento inicial es a nivel cualitativo, estableciendo una estrecha relación causa – efecto entre los elementos fundamentales.

- El empleo de un procedimiento técnico-económico en el evento de completación de un pozo de petróleo, optimiza los costos de producción.

La causa o variable independiente abarca la elaboración del procedimiento técnico-económico, en la que se visualiza las diferentes técnicas, herramientas y operaciones con sus respectivos costos dentro del evento de completación de pozo, y el efecto o dependencia es lograr la reducción de costos.

1.7 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación sobre la etapa de completación de un pozo petrolero y su posterior producción, con fines de ahorrar tiempo y costos, básicamente tiene una fundamentación metodológica de carácter cualitativo, en vista de que profundizaremos el estudio y análisis en dicha etapa con la aplicación de dos métodos teóricos.

Primeramente aplicaremos el analítico- sintético, por cuánto desglosaremos el evento de completación en sus diferentes subprocesos, en sus elementos básicos de operación para conocer, analizar y sobre todo valorar dichos espacios dentro de un procedimiento operativo; en segunda instancia el método a emplear es el comparativo, ya que en la investigación se tendrá diferentes técnicas, herramientas, equipo que puedan aportar a completar el pozo y en sí a la producción del mismo, por lo que se comparará, dentro del procedimiento establecido, tanto la metodología como el costo de cada una de estas, a fin de tener menor tiempo operacional, mayor producción y rentabilidad.

A nivel empírico, la observación no estructurada es una de las técnicas a utilizar en el desarrollo de la presente investigación, a fin de obtener información y documentación tanto teórica a nivel de conceptos, de propuestas, de métodos, de pautas, así como datos prácticos y experiencias de campo.

De igual forma la entrevista no estructurada será la otra técnica empírica a ser manejada, debido a que se planifica reuniones técnicas con especialistas en cada una de las líneas o subetapas dentro del evento de completación del pozo, quienes están actualizados en su respectiva rama.

CAPÍTULO 2

FASES DEL EVENTO DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES DE UN POZO DE PETRÓLEO

De manera general dentro de una empresa existen dos temas específicos que lo ayudan a fortalecerla, enriquecerla y ser competitiva. Primeramente se tiene la experiencia, que es una cualidad muy apreciada y reconocida no solamente en el ámbito laboral o comercial, es un don que todas las personas desean desarrollar para ser valoradas y confiables, es la expertis y especialidad con que cuenta un trabajador para resolver un problema y ayudar a cumplir las misiones y objetivos de la organización.

El grado de experiencia de una persona u organización depende de su grado de conocimiento y de la profundidad de entendimiento que tenga sobre una materia o tema en particular. Las personas experimentadas tienen el hábito de refinar continuamente las técnicas que utilizan, en pro de asegurar la calidad y los resultados de su trabajo. Técnicas deficientes o mal empleadas, dan excusas; técnicas eficientes o bien empleadas, dan resultados. (Álvarez Torres, 2006)

De segundo lado, y no por ser de menos importancia, está la tecnología, término que Martín Álvarez lo asocia con el de tecnología de maquinaria, de los medios mecánicos para la producción de bienes y servicios, y el reemplazo del esfuerzo humano. En el sentido más general, la tecnología se refiere al conocimiento acerca del desarrollo de ciertas tareas o actividades. En las sociedades desarrolladas la ciencia y la tecnología son los apoyos de la industrialización. En conjunto promueven una nueva forma para desarrollar el mundo.

Concluyentemente la tecnología, está muy ligada con el desarrollo y actualización de conocimientos, con la capacitación de sus trabajadores, es decir una empresa estará dentro del mercado competitivo siempre y cuando se mantenga actualizada.

Adicional, definiendo a un procedimiento como la guía detallada que muestra secuencial y ordenadamente como dos o más personas realizan un trabajo, que los procedimientos de uso cotidiano en las organizaciones generalmente son verbales y no están por escrito e incluso la mayor parte de las veces la gente por falta de información y sensibilización acerca de su importancia, modifican y desvirtúan al método o procedimiento de acuerdo al humor o presión de trabajo con que amanecen. (Álvarez Torres, 2006). Es de suma importancia contar con una guía sobre las operaciones de completación y pruebas iniciales en un pozo de petróleo, para que técnicos y personal en general conozcan y estén preparados para la aplicación del mismo siguiendo un camino adecuado, es decir cada quién sabe qué hacer, cómo y cuándo actuar. Con ello, se optimiza tiempo y dinero, ya que se evita que los trabajadores continúen con sus costumbres y hábitos laborales cotidianos que muchas de las veces no son los más óptimos ni seguros.

La completación de un pozo petrolero no es únicamente el proceso mecánico de perforar un hueco, colocar una sarta o conjunto de tubería y disparar un intervalo de hidrocarburo, la terminación del pozo va más allá de todo esto, es obtener y mantener una comunicación efectiva entre el reservorio y el hueco del pozo, y no obstruir el flujo del mismo. Sin embargo, es importante resaltar el hecho de que se deben tener los conocimientos suficientes para hacer una buena completación, ya que esto traerá como consecuencia que la vida productiva de los pozos y la producción misma, sea cada vez mayor.

Para resaltar los aspectos más importantes, presentamos la siguiente definición de la terminología Completación, es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos. Basados en esta definición, instalar y cementar el casing de producción o liner, así como también registros, cañoneo y pruebas, son parte del proceso de completación, sumado a esto, un equipo complejo de cabezal y el procesamiento y requerimientos de almacenamiento afectan la producción de un pozo y pueden derivar en variaciones en el diseño y en la configuración de la completación. (SCHLUMBERGER, 2003).

Es decir, que cuando se realiza una buena completación utilizando los equipos adecuados, se está en la condición de que la comunicación entre el yacimiento y el pozo sea la mejor, y cuando no se logra que esto suceda surge la necesidad de realizar ajustes en las completaciones, efectuar cambios en las herramientas utilizadas e incluso modificaciones en la formación hasta lograr un mejor desempeño y optimizar las completaciones sin dejar de lado el uso de equipos de seguridad más eficaces que faciliten el desarrollo de la labor, alcanzando óptima calidad en la producción y minimizando el impacto ambiental.

Existen tres requerimientos básicos en cada completación, en común con casi todos los productos y servicios de operaciones petroleras que son:

- Seguro
- Eficiente / Económico
- Confiable

Condiciones que obligan a las operadoras a hacer énfasis en los requerimientos económicos de las completaciones; sin embargo, un sistema de completación no-óptimo puede comprometer en el largo plazo los objetivos empresariales. Por ejemplo, si los objetivos de la operadora son los de maximizar la recuperación de las reservas de un pozo o un campo, un diseño de completación mala o inapropiada perjudicará los objetivos a medida que el reservorio drene sus fluidos. (SCHLUMBERGER, 2003)

La productividad de un pozo y su futura vida productiva se verán afectadas por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma, por lo que la selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente.

2.1 CONSIDERACIONES PARA LA COMPLETACIÓN DE POZOS PETROLEROS

Dentro de la presente investigación existe un sinnúmero de conceptos y consideraciones que se debe analizar y tener presente previo a la completación y pruebas iniciales de un pozo.

2.1.1 Reservorio. Roca porosa y permeable que tiene capacidad de almacenar y ceder fluidos tales como petróleo, gas o agua.

2.1.2 Yacimiento. Es la formación de rocas subterráneas porosas y permeables en las que existen depósitos de petróleo y/o gas. Los fluidos son gas natural, petróleo crudo y agua que se encuentran en diferentes fases, debido a sus diferentes gravedades; el gas ocupa los estratos superiores, el agua los inferiores y el petróleo los intermedios.

2.1.3 Reservas. Son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento y factibles de recuperación.

2.1.4 Reservas Primarias. Son las reservas recuperables por métodos convencionales, como resultado de la energía inherente del reservorio y que pueden ser explotadas bajo precios y costos comerciales.

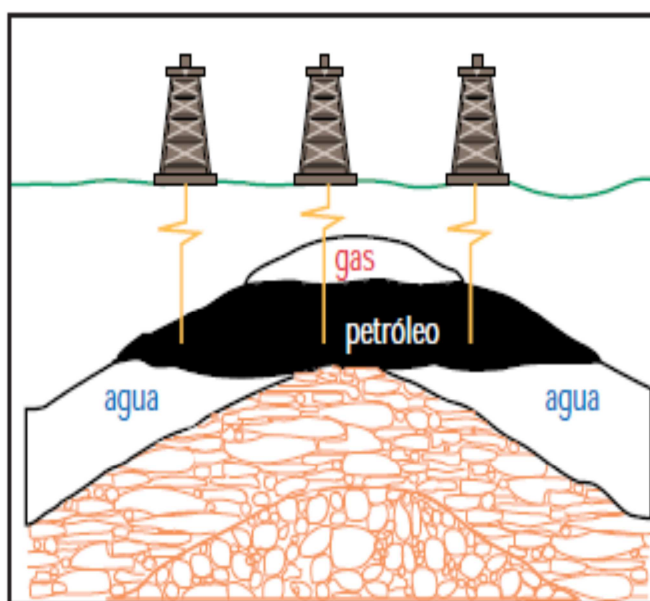


Figura 1. Representación de un yacimiento
(SCHLUMBERGER, 2010)

2.1.5 Reservas Secundarias. Son las reservas que se adicionan a las primarias, como resultado de implantación de algún sistema de recuperación mejorada.

2.1.6 Reservas Probadas. Constituyen los volúmenes de hidrocarburos que existen en los yacimientos, que pueden ser recuperados y determinados con la perforación de pozos y pruebas de producción.

2.1.7 Reservas Probables. Son volúmenes de hidrocarburos estimados de acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos ubicados en las cercanías de los volúmenes probados.

2.1.8 Reservas Remanentes. Es el volumen de hidrocarburos recuperables que todavía existen en el yacimiento, y son cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción.

2.1.9 Porosidad (ϕ). Es la posibilidad que tiene una roca de almacenar más o menos cantidad de fluido. El espacio en las rocas que no es sólido es el volumen poroso, la relación entre el volumen poroso y el de la roca sólida es la porosidad que normalmente está entre 10 y 20%.

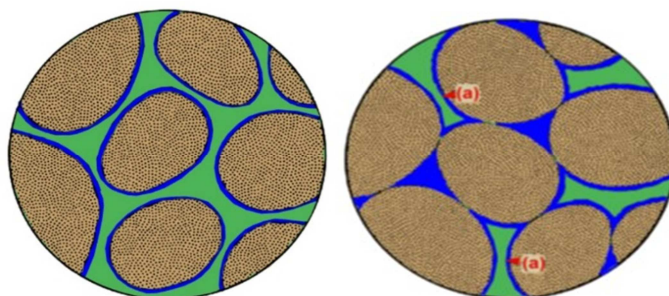


Figura 2. Poro interconectado y conectado

(SCHLUMBERGER, 2010)

2.1.10 Permeabilidad (K). Es una medida de la capacidad de la roca para permitir el flujo, da la idea de la comunicación existente entre los poros, que gobernará la facilidad o no con que los fluidos pueden moverse a través del espacio poroso. Esta propiedad controla el caudal que puede producir un pozo que extraiga petróleo del mismo, es decir, el volumen de producción estimado; a mayor permeabilidad mejores posibilidades de caudal de producción.

La unidad de medida es el Darcy, y se lo expresa mediante la siguiente ecuación analítica considerando un sistema lineal.

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$$

Dónde:

K: permeabilidad absoluta (darcy)

q: rata de flujo (cm^3/seg)

μ : viscosidad (centipoise, cp)

L: longitud (cm)

A: área de sección transversal (cm^2)

ΔP : presión diferencial (atmósferas, atm)

Generalmente se tiene los siguientes valores para fijar la permeabilidad de una roca

| | |
|-------------|---------------|
| ✓ Pobre | - 10 mD |
| ✓ Regular | 10 – 500 mD |
| ✓ Buena | 500 – 1000 mD |
| ✓ Excelente | > 1 D |

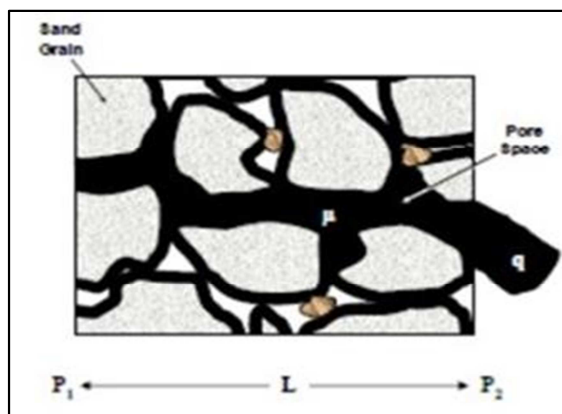


Figura 3. Grano de arena y espacio poroso

(SCHLUMBERGER, 2010)

2.1.11 Presión de yacimiento (Pr). Es la presión que ejercen las rocas en el yacimiento; la presión estática del fluido en un yacimiento es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas y es la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie.

De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión del yacimiento es demasiado baja para levantar los fluidos a la superficie, es necesario alguno de los métodos de levantamiento artificial.

2.1.12 Temperatura del yacimiento. La temperatura está en función de la profundidad., mientras más profundo esté el yacimiento mayor es la temperatura.

2.1.13 Viscosidad del crudo (μ). La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez, es una de las propiedades de los fluidos que afectan directamente al movimiento de los mismos y da idea de la facilidad o dificultad para su flujo, de la resistencia del mismo a moverse. Se exprese en poise o centipoise, y se representa con la letra “ μ ”.

2.1.14 Presión de fondo fluyente (Pwf). Es la presión que hace el fluido sobre las paredes del casing. Se mide en frente de las perforaciones (donde se cañoneó).

2.1.15 Draw Down (DD). Es la resta entre la presión de yacimiento o presión de reservorio y la presión de fondo fluyendo. $DD = Pr - Pwf$

2.1.16 Presión de burbuja (Pb). Es aquella condición de presión y temperatura a la cual se forma la primera burbuja de gas. A partir de este punto se hace significativa la producción de gas en un pozo productor.

2.1.17 Índice de productividad (IP). Es una relación entre el caudal o tasa de flujo y la caída de presión (Draw Down) que indica la capacidad de un pozo para producir. Las unidades son BPD/psi.

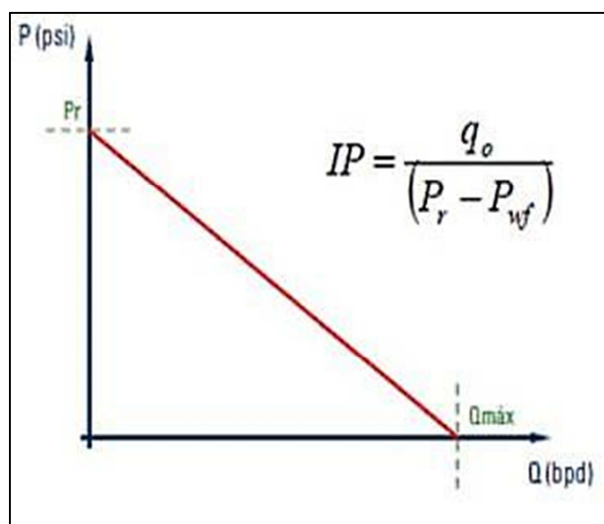


Figura 4. Índice de productividad

(SCHLUMBERGER, 2010)

2.1.18 Daño de formación (S). La cía Schlumberger define al daño como el taponamiento parcial o total de la vecindad del pozo que reduce la permeabilidad original de la formación y es cuantificado por el “skin” (S). Es decir es cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que

puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. Normalmente el valor del daño de la formación se obtiene directamente de una prueba de pozo, si:

| | |
|---------|-----------------------------------|
| $S > 0$ | formación dañada |
| $S = 0$ | formación ni dañada ni estimulada |
| $S < 0$ | formación estimulada |

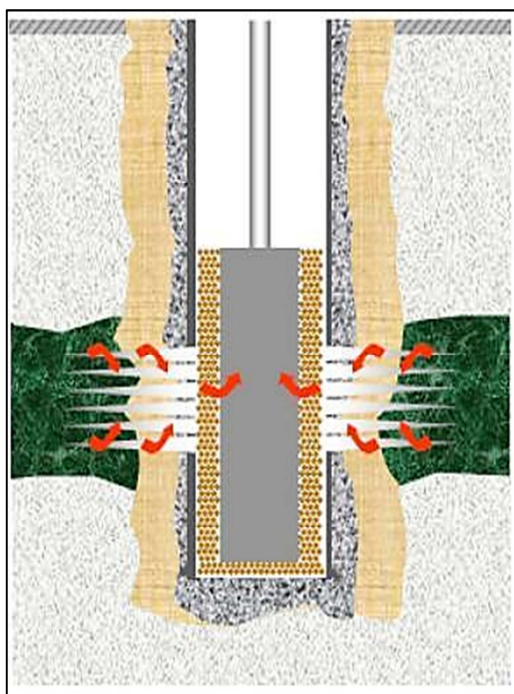


Figura 5. Daño de formación (S)

(SCHLUMBERGER, 2010)

2.1.19 Prueba de pozos. Las pruebas de pozo se realizan con el fin de determinar el potencial de la formación para producir fluidos y obtener datos importantes como permeabilidad de la formación, daño, presión de yacimiento; una de las más usadas es la prueba de restauración de presión o Build Up.

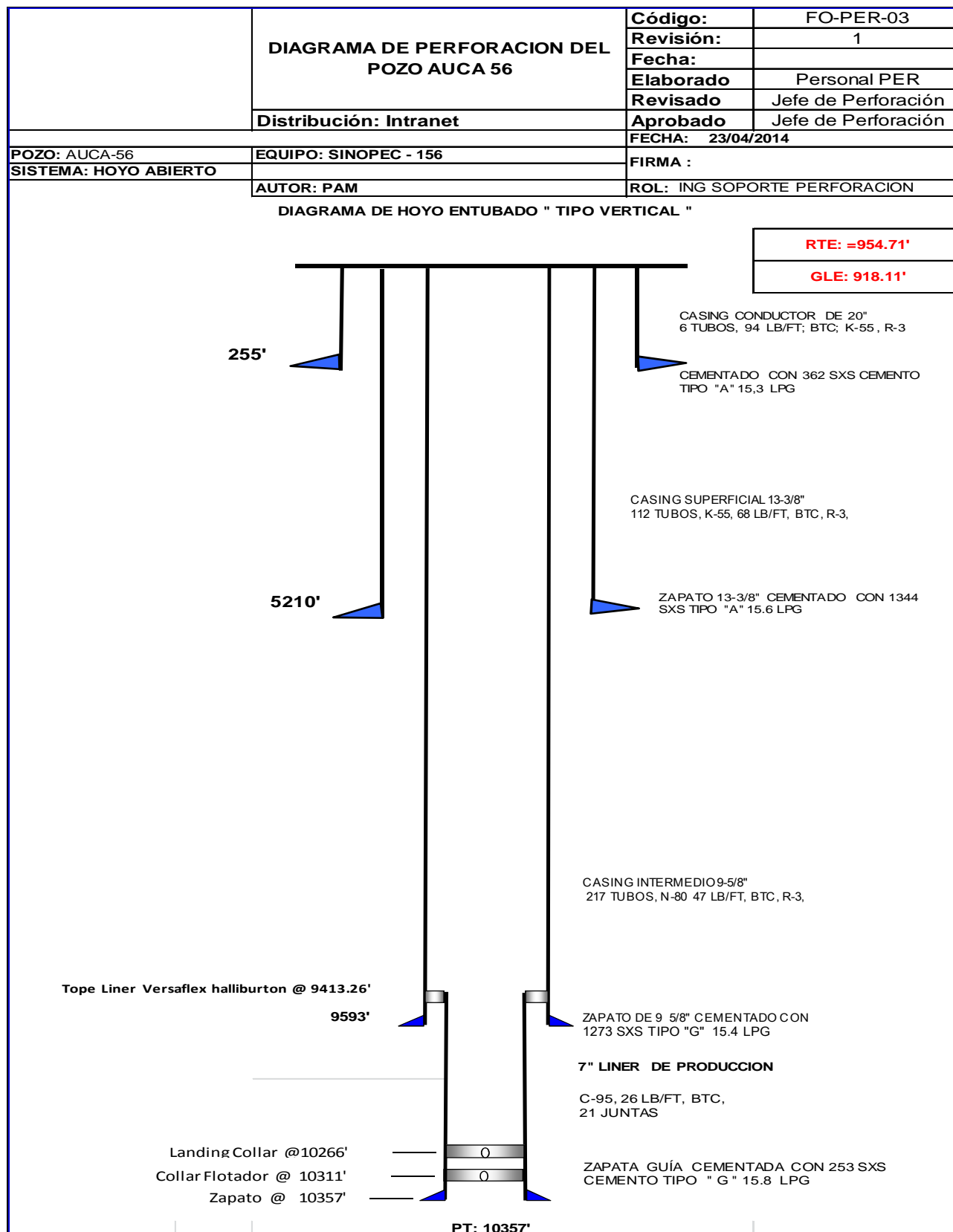


Figura 6. Diagrama final de perforación de un pozo

ACTIVO AUCA. PETROAMAZONAS

2.2 FASES DEL EVENTO DE COMPLETACIÓN DE UN POZO PETROLERO

Normalmente en el Ecuador la etapa o evento de perforación de pozos on shore (en tierra) culmina en un hoyo de 5", 5 ½" o 7", sin embargo este último hueco es el que más se caracteriza por la disponibilidad y manejo de herramientas y equipos para este diámetro; las operaciones de dicho evento finalizan con la cementación del último casing o liner de producción de 7".

El evento de completación (CPI) inicia con la entrega del pozo por parte del departamento de perforación en las condiciones mecánicas tal cual la Figura 6 con zapato guía y liner de producción cementado, y bajo el consecuente programa de operaciones.

1. Iniciar operaciones de completación y pruebas iniciales.
2. Bajar BHA moledor con broca de 8 1/2" + 9 5/8" scraper en 5 ½" DP hasta @ 9411' (tope de liner 7"@ 9413.26', no topar), Circular y sacar.
3. Bajar BHA moledor con 6 1/8" broca en 5 ½" DP hasta topar fondo, bajar limpiando cemento hasta 10305' (collar flotador @ 10311') bombear píldora viscosa. Circular, limpiar y sacar.
4. Bajar BHA de limpieza en tándem para 9 5/8" y 7" en 5 ½" y 3 ½" DP hasta 10305' (collar flotador@ 10311', no topar) bombear píldora viscosa, circular, limpiar y sacar BHA combinado.

5. Con unidad de registros eléctricos correr registros de cemento GR-CCL-CBL-VDL-IMAGEN desde el fondo hasta tope de liner hanger @ 9413'. Verificar calidad de cementación.

Nota: En caso de tener mal cemento se realizará un programa alternativo para SQZ.

6. Bajar tubería 3 ½" punta libre midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 30 paradas hasta fondo. Circular y cambiar agua fresca por fluido especial de control de 8.4 LPG, sacar tubería en paradas.

7. Bajar conjunto TCP con 4 ½" cañones con cargas de alta penetración Power Jet Omega + Pure, con PKR mecánico para punzonar bajo balance dinámico en tubería 3 ½" EUE. Con unidad de cable eléctrico correlacionar profundidad de marca radioactiva con registro GR-CCL. Asentar packer a profundidad de diseño, probar anular con 600 psi. Soltar barra y punzonar intervalo de interés arena "Hs":

Nota: Los intervalos deberán ser correlacionando con el registro de cementación.

Observar soplo del pozo.

8. Desplazar bomba jet hasta camisa de circulación de 3 ½", evaluar arena de interés "Hs".

- Si los resultados de la evaluación son satisfactorios tomar una prueba de restauración de presión (B'UP) por 20 hrs, reversar bomba jet, desasentar packer, sacar conjunto TCP en 3 ½" tubería EUE y continuar con el paso siguiente.

- Si los resultados de la evaluación no son satisfactorios un programa alterno será elaborado para punzonar otros intervalos de interés como arena “Ti” o “Ui”.
9. Diseñar y bajar equipo BES de acuerdo a datos de evaluación y B’Up en 3 ½” tubería EUE midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 30 paradas.
 10. Desarmar BOP. Instalar cabezal, probar.
 11. Realizar prueba de rotación al equipo BES.
 12. Realizar prueba de producción por 12 horas estabilizadas.
 13. Finalizar operaciones.

Para la ejecución y cumplimiento del programa de operaciones de CPI se requiere de un sinnúmero de equipos, herramientas y/o servicios que se puntualizan a continuación.

2.2.1 BHA de molienda

Las operaciones de CPI inician con la bajada de un ensamblaje de fondo o BHA (bottom hole assembly) conformado por una broca y raspatabos, al cual se le denomina BHA moledor y se lo realiza con tubería drille pipe en dos corridas, un ensamblaje para el casing conductor de 9 5/8” con broca de 8 ½” y otro BHA para el liner de 7” con broca de 6 1/8”. Las brocas o molinos son diseñados y utilizados de acuerdo al tipo de operación, ya que requieren de cierto torque, el cual depende del diámetro de la broca, del material que se va a moler y del peso

que se va aplicar; la broca está construida por piezas de metal recubiertas en el fondo con cortadores de carburo de tungsteno o muncher, la cual se instala por debajo del raspador para servir como guía y evitar taponamiento con sólidos, pues estas son diseñados con canales de circulación para el flujo de fluidos que ayuden a levantar y sacar a superficie los recortes molidos.

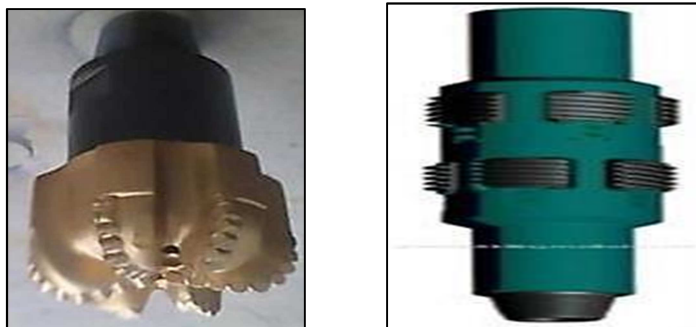


Figura 7. Broca y raspatubos

<http://revistas.concytec.gob.pe>

2.2.2 Bombeo de píldora viscosa

Una vez que el BHA moledor está a profundidad establecida para la operación (fondo del pozo) se bombea y circula en reversa píldoras viscosas con el propósito de limpiar y acarrear fácilmente hasta superficie cualquier tipo de suciedad presente en el pozo como restos de cemento, restos de molienda, limallas e incluso restos de lodo de perforación, asegurando que el casing quede libres de sólidos.

2.2.3 BHA de limpieza

El BHA de limpieza es referente a bajar un ensamblaje de fondo en tándem, para casing de 9 5/8" y 7", conformado por herramientas como broca, scraper, cepillos, magnetos,

canastas para garantizar una buena limpieza química y mecánica del pozo, y efectuar las operaciones continuas sin problemas. Químicamente con el bombeo y circulación de píldoras viscosas y fluido especial de control que regularmente incluyen cinco componentes.

- **Estabilizador de arcillas.** Controla los problemas de producción de petróleo evita la hinchazón, dispersión, migración de arcillas, es decir impide la desintegración de las partículas de estas.
- **Solvente mutual.** Reduce la saturación de agua en la cara de la formación previniendo los bloqueos por agua, es decir evita el daño de la formación por invasión de fluidos y mejora la permeabilidad del petróleo.
- **Surfactante.** Previene la emulsión en los fluidos provenientes del reservorio.
- **Bactericida.** Ayuda a controlar el avance de bacterias
- **Agua fresca.** El agua para la mezcla de los diferentes químicos debe estar limpia y filtrada con una turbidez no mayor de 10 NTU (unidad nefelométrica de turbidez). (Baker Hughes, 2014).

Y mecánicamente raspando, eliminado material restrictivo adherido al revestimiento interno del casing como películas de lodo, de cemento e incluso material metálico-ferroso que se pega magnéticamente con la ayuda de imanes y canastas a la ensambladura de fondo, debido a la rotación de la tubería.



Figura 8. Herramienta MULTIBACK. Raspador, cepillo, magneto

http://www.slb.com/~media/Files/miswaco/catalogs/wp_catalog.pdf

2.2.4 Registro de cemento

Dentro de las operaciones de perforación de un pozo petrolero existe una responsabilidad enorme y es la de dejar el hoyo con una calidad de cementación primaria excelente. La cementación consiste en bombear cierto volumen de lechada de cemento y aditivos químicos entre el hoyo descubierto y el casing (liner) o tubería de revestimiento, la cual es muy importante para la producción y vida útil del pozo, por cuanto conjuntamente con el casing dan protección y soporte al hoyo perforado, obteniendo un aislamiento hidráulico, previniendo una mezcla, cruce o escape de fluidos no deseados hacia la superficie y evitar un colapso o corrosión del revestidor.

Sin esta operación podemos correr el riesgo de que tener tubería mal centralizada, falta de flujo e incluso el derrumbe el hueco, por lo que es imprescindible evaluar la calidad de la cementación primaria verificando la adherencia entre casing – cemento – formación y localizando la profundidad del tope de cemento, corriendo a hoyo entubado y una velocidad de +/- 2000 ft/hr el registro de cemento CBL (Cement Bond Log) –DVL (Density Variation Log) con la ayuda de la unidad de registros eléctricos.

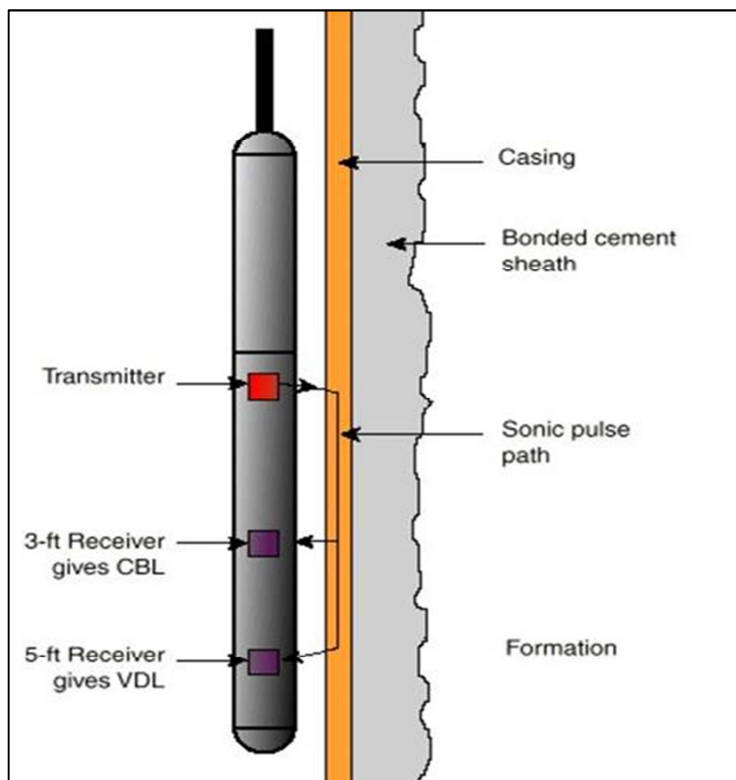


Figura 9. Esquema de herramienta con CBL y DVL

www.lizneg.net

2.2.5 Cambio de fluido

Un fluido de perforación es formulado con el afán de controlar las presiones de las formaciones que se van avanzando durante las operaciones de perforar el hueco, generando una sobrepresión en los yacimientos ya atravesados, provocando el daño de formación (S) por invasión de partículas sólidas y filtrado líquido en la cara del pozo, lo que repercute directamente en la disminución o nulo aporte de crudo. Por lo que es necesario, luego de correr el registro de cemento y previo a las maniobras de disparos, cambiar de fluido con el que se halla el pozo por fluido especial de control de un peso de 8,3 a 8,7 LPG dependiendo de la zona de interés.

El desplazamiento de fluido de control es el punto más importante, ya que del éxito de este dependerán los tiempos y costos por lavado y filtración de los fluidos limpios. El objetivo del desplazamiento del fluido de control por agua dulce y/o éste por fluidos limpios es con la finalidad de efectuar la remoción de fluido, enjarre adherido a las paredes de las tuberías, así como la eliminación de los sólidos en suspensión presentes en el interior del pozo, sean estos barita, recortes o cualquier contaminante o sedimento que hubiera que remover; es muy importante determinar el tipo de enjarre y/o los contaminantes que se van a remover, para diseñar los fluidos con las propiedades adecuadas para efectuar el programa de desplazamiento de fluido de control.

En general el uso de fluidos limpios es el mejor de los sistemas para optimizar la terminación e incrementar la producción y prolongar la vida del pozo al evitar el daño que se genera en la formación productora al utilizar fluidos con sólidos. (SCHLUMBERGER, 2003). Algunas funciones del fluido de completación son:

- Controlar las presiones del yacimiento
- Eliminar del hoyo todos los sólidos móviles como arenas, ripios sacándoles a superficie
- No dañar las zonas productivas
- Ser compatible con los aditivos químicos
- Mezclarse a la densidad deseada
- Ser no corrosivo para tener tasas de corrosión bajas
- Ser técnicamente estable, biodegradable y económico, sin causar daño a la salud y/o medio ambiente.

2.2.6 Disparos, cañoneo o punzonamiento

Larry Behermann en su publicación sobre "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad" manifiesta que el disparo es el único modo de establecer túneles de conducción que sirven de enlace entre los yacimientos de petróleo y gas, y los huecos revestidos con acero que llegan hasta la superficie, su diseño constituye una parte integral del planeamiento de la completación y es un elemento clave para el éxito de la exploración, la producción económica de petróleo y gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos.

En síntesis, una vez que se registró el pozo para verificar la calidad de cemento, se cambió el fluido que estaba dentro del pozo por fluido especial de control, viene el proceso de cañonear, punzonar o disparar las zonas de interés dentro de un intervalo de la formación productora creando caminos entre la formación, el cemento, revestidor y hueco, evitando dañar el revestidor y la adherencia del cemento, a fin de tener comunicación directa yacimiento-hoyo, ya que la productividad de un yacimiento depende de la caída de presión cerca de la cara del pozo.

A nivel nacional, en la industria hidrocarburífera, el cañoneo o disparos se lo realiza con unidad de cable eléctrico (wire line), con TCP (Tubing Conveyed Perforating) y en bajo o sobre balance, dependiendo de las características de cada pozo, de cada yacimiento y por ende de cada arena o intervalo a producir.

- **Disparos con cable eléctrico.** Esta técnica consiste en bajar a través de un cable eléctrico, hasta intervalo de interés, un tubo de acero recuperable, en el cual van

encapsulados y protegidos los explosivos, los cuales son accionados en superficie mediante un detonador eléctrico iniciando una reacción en cadena que sucesivamente va detonando el cordón explosivo, la carga y finalmente el explosivo principal.

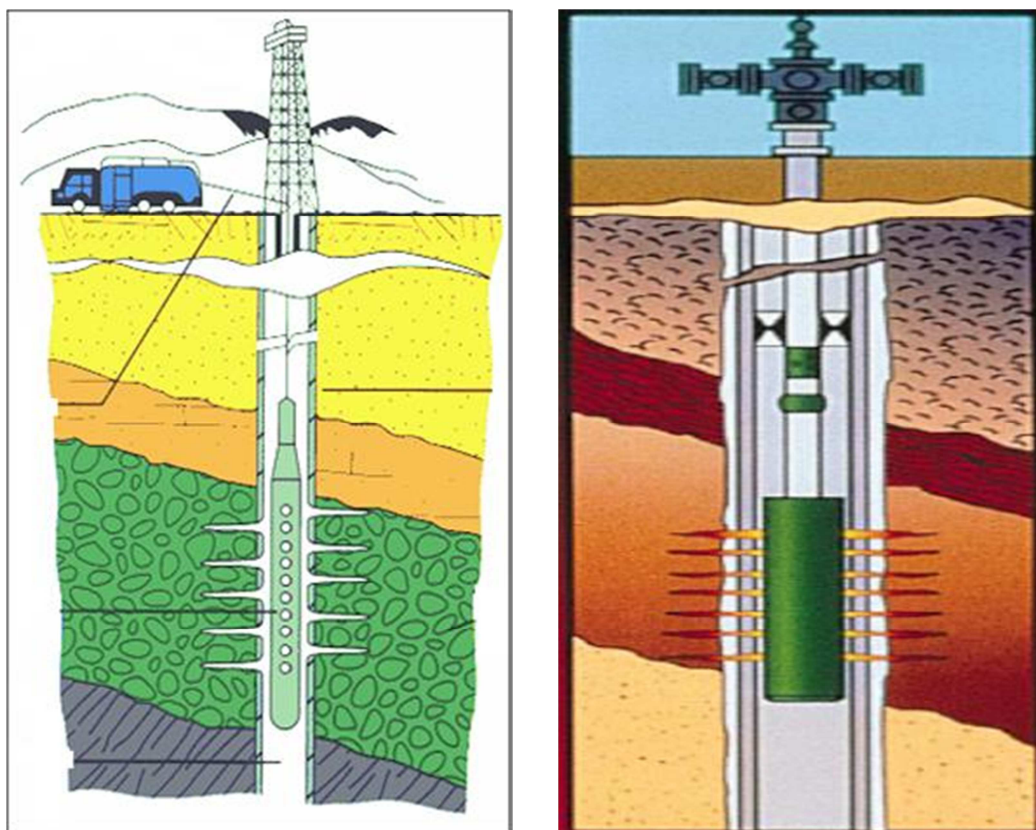


Figura 10. Disparos con cable eléctrico y con TCP

(SCHLUMBERGER, 2003)

- **Disparos con TCP.** A diferencia de los disparos con cable eléctrico, la técnica de TCP (cañones transportados con tubería) consiste en bajar los explosivos hasta la zona de interés a través de tubería de producción o drill pipe y un packer mecánico recuperable; una vez que se colocan los cañones en profundidad se corre un registro de correlación (rayos gamma) que permite que con una marca radioactiva colocada en la sarta de tubería se determine la profundidad real de los cañones.

En ese caso la detonación es mecánica, mediante una barra metálica que se suelta desde superficie y viaja a través del hoyo hasta impactar con la carga que acciona los explosivos.

Tabla 1. Ventajas y desventajas del disparo con cable eléctrico

| CABLE | |
|---|--|
| VENTAJAS | DESVENTAJAS |
| Canoneo de zona de interes con menor tiempo | Minimiza la produccion del pozo |
| Disminuye tiempo de uso de rig | Aumento de danio por canoneo |
| Canoneo de varias zonas en menos tiempo | Fluido del pozo entra a la formacion |
| Se correlaciona de una vez con GR-CCL | Zona expuesta a fluido de control mientras baja completacion |
| | Limite de intervalo por peso de canones |
| | Es necesario hacer silencio de radiocomunicacion |
| | Es necesario equipo de control de presion en caso de arremetida del pozo |
| | Menor relacion produccion vs costo en el tiempo |

Tabla 2. Ventajas y desventajas del disparo con conjunto TCP

| TCP | |
|---|---|
| VENTAJAS | DESVENTAJAS |
| Maximiza la produccion del pozo | Tomas tiempo adicional por bajar canones con tuberia |
| Podria dejar como completacion definitiva | En caso de pesca demora mas tiempo poner pozo en produccion |
| reduce exposicion de zona a fluido de control | Al recuperar TCP zona se expone a fluido de control |
| Disminuye danio por canoneo | Se debe correlacionar canones con corrida de GR-CCL |
| Canoneo de multiples zonas en una sola corrida | |
| No hay limite en la longitud del intervalo | |
| No necesita silencio de radiocomunicacion | |
| En caso de arremetida se puede controlar con la misma sarta | |
| Mejor relacion produccion vs costo en el tiempo | |

- **Disparos en bajo balance.** Cañonear con las presiones del yacimiento sustancialmente mayor que la del entorno del pozo, es lo que se conoce como perforación bajo balance. Una presión de yacimiento adecuada debe existir para poder desplazar los fluidos de completación de la tubería. (SCHLUMBERGER, 2003).

Con el bajo balance se pretende evitar que el fluido de completación tenga contacto con la formación y que los residuos del cañón permanezcan en los túneles de los disparos.

- **Disparos en sobre balance.** Cañonear con la presión del pozo mayor que la del reservorio, es lo que se conoce como perforación sobre balance, esto se aplica generalmente como un método de control del pozo durante el cañoneo. El problema con este método, es que se introducen fluidos del pozo a la formación causando algunas veces daños de formación. (SCHLUMBERGER, 2003).

Es decir, la presión hidrostática ejercida por el fluido de completación siempre debe ser mayor que la presión del yacimiento, lo cual permite que durante la operación del cañoneo el pozo se mantenga estático.

La densidad de los disparos es un elemento fundamental que se considera dentro del análisis del cañoneo, por cuanto estos dependen de la permeabilidad de la formación, longitud de los intervalos a ser punzonados y de hecho de la producción que se desea obtener; normalmente el diseño es para disparar a cinco disparos por pie (5 DPP), y en pozos donde se visualiza una producción baja se puede aumentar de uno a dos pies disparos más por pie.

2.2.7 Evaluación de pozo

La evaluación de pozo o de los intervalos disparados se lo realiza con la ayuda de dos herramientas básica, en superficie con la unidad portátil de prueba (MTU) conformada por un motor, una bomba y un separador de prueba (tanque cilíndrico) y en subsuelo con una bomba recíproca conocida en la industria como bomba jet, la cual es acciona por la inyección de fluido, agua o petróleo, bombeada desde superficie a través de la MTU.



Figura 11. Bomba Jet y MTU

www.sertecpet.com.ec

En sí, la evaluación consiste en verificar y comprobar en corto plazo la producción real de nuestro pozo perforado y como tal su eventual potencial e incluso la presión de fondo fluyente (P_{wf}); adicional mediante la toma de muestras de crudo se puede determinar datos de salinidad, °API, porcentaje de agua y sedimentos (BSW), los cuales servirán para el diseño y optimización del sistema de levantamiento artificial.

Para esta operación se debe considerar dos escenarios, el primero si se dispara con cable eléctrico se tiene que bajar en el pozo un BHA de evaluación y posteriormente desplazar la bomba jet con fluido motriz hasta la camisa de circulación; y segundo si los disparos se realizaron con TCP se baja directamente la bomba jet hasta la camisa de circulación e inicia la evaluación.

2.2.8 Sistema de Levantamiento Artificial

Si un pozo tiene la suficiente presión de reservorio (P_r) para movilizar los fluidos desde fondo hasta superficie se califica un pozo productor a flujo natural, caso contrario para la completación definitiva se requiere de energía externa o adicional mediante un sistema de levantamiento artificial diseñado en base a características petrofísicas del yacimiento, configuración del hoyo perforado y datos obtenidos en la evaluación generada con bomba jet y MTU, consideraciones primordiales que evitarán futuros gastos y/o paradas de producción.

Los tipos de levantamiento pueden ser por bombeo eléctrico, bombeo mecánico, bombeo hidráulico o gas lift.

- **Bombeo eléctrico.** El principio fundamental es levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor. (SCHLUMBERGER, 2010). Este tipo de levantamiento es el más común debido a que puede levantar y producir mayores volúmenes de fluidos tanto en pozos verticales como desviados.

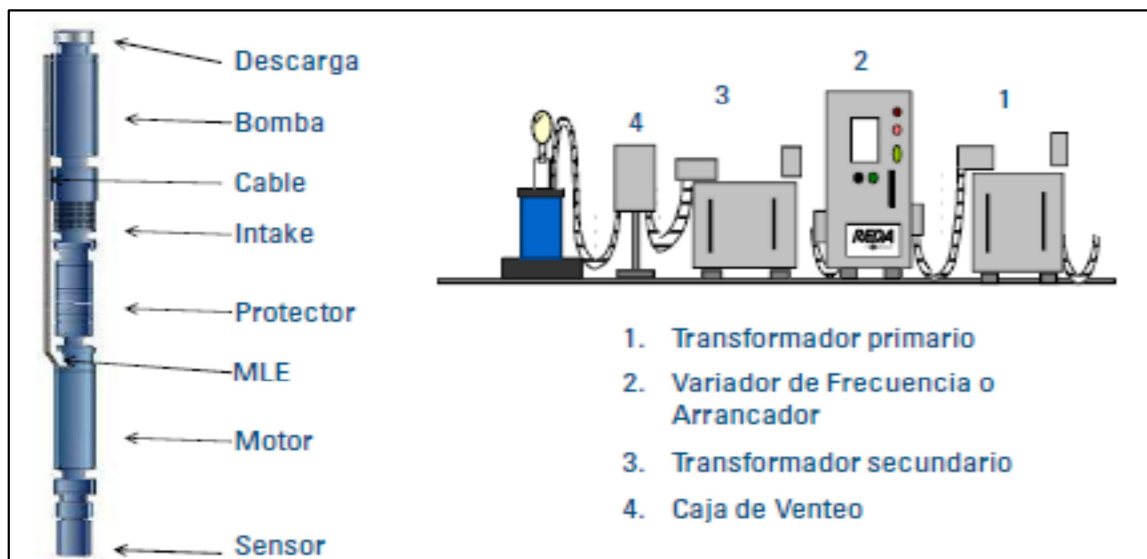


Figura 12. Componentes de un sistema de bombeo electrosumergible

(SCHLUMBERGER, 2010)

- **Bombeo mecánico.** El sistema se maneja por una sarta de varillas de acero, una válvula fija, una válvula viajera y una bomba de pistón recíprocante de subsuelo, la cual debido a la carrera ascendente y descendente de las varillas mueve el fluido hacia superficie, regularmente se utiliza para pozos con producciones y presiones de fondo de bajas.
- **Bombeo hidráulico.** En este tipo de levantamiento se utiliza fluido hidráulico (fluido motriz), que es bombeado desde superficie hasta una bomba jet recíprocante en subsuelo, ahí es donde se mezcla el fluido motriz con el fluido de producción y con la ayuda de las presiones combinadas los fluidos son levantados hasta superficie.
- **Gas Lift.** Para este proceso se inyecta gas a presiones altas por debajo del nivel de la columna estática de fluido, es aplicable en pozo con alto gas en solución.

2.2.9 Cabezal del pozo

El cabezal es un equipo de acero, va instalado en superficie a boca de pozo, durante el evento de perforación es quién soporta a todo el conjunto de revestimiento y arremetidas, en la etapa de completación su función es sostener a la tubería de producción, y durante la vida productiva del pozo permite manejar y controlar presiones y flujos de fluidos, considerando que el cabezal es el lugar de inicio y sello de las sartas de casing y tubing hacia fondo. Habitualmente su fabricación y diseño depende de la geometría del hoyo, de la presión de trabajo, si es pozo productor, inyector, si produce gas o petróleo, del tipo de levantamiento artificial; y está compuesto por secciones.

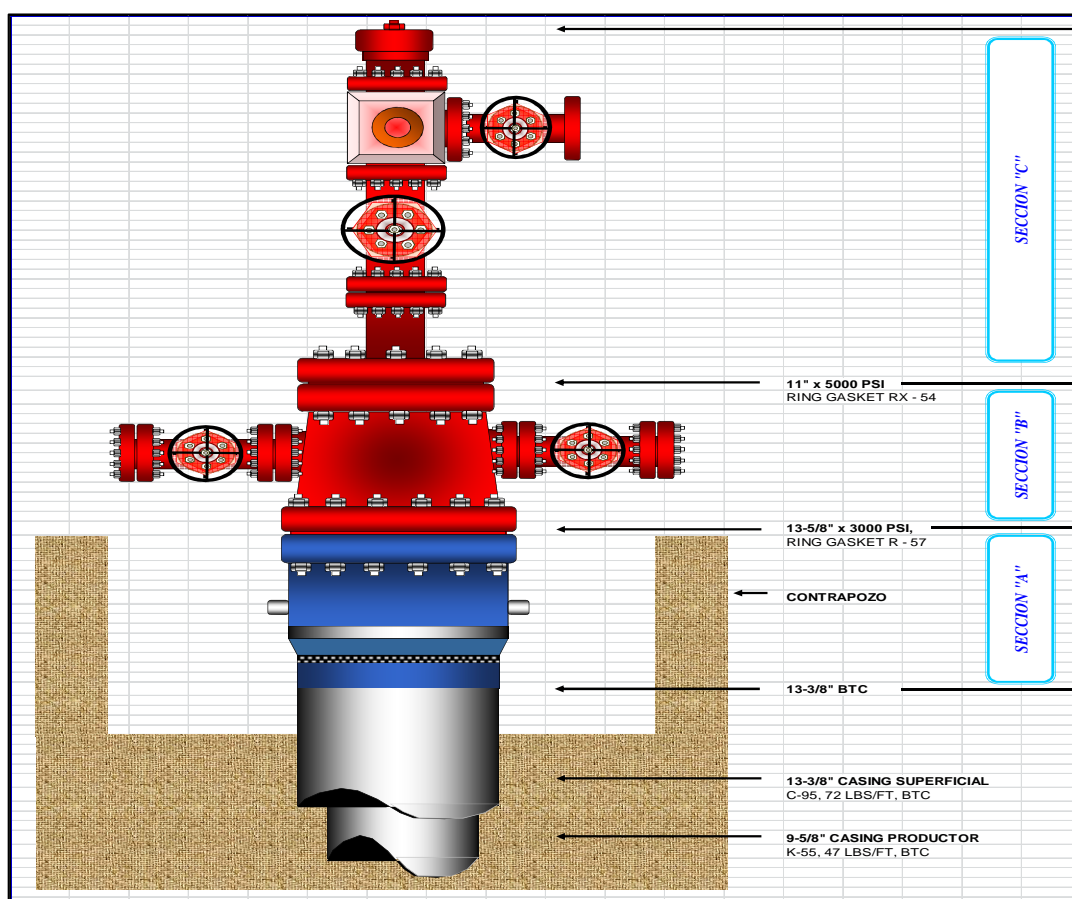


Figura 13. Cabezal de producción

PETROPRODUCCION

2.2.10 Tubería de producción

La función primordial de la tubería de producción o tubing es de llevar fluido desde el intervalo productor hasta el cabezal del pozo en este caso producción, o en viceversa para llevar fluidos de control, limpieza o estimulación desde superficie hasta la zona de interés; por lo que su diseño, selección e instalación juegan un papel importante en la completación del pozo. La longitud de una junta o tubo en promedio es de 31 pies, aunque por la necesidad de las operaciones también existen tubos cortos conocidos como pup joints cuya longitud va de los 5 hasta 20 pies.

La tubería viene disponible en una variedad de rangos de OD 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2", 4 1/2", 5.0" 5 1/2"; comúnmente tienen rosca en ambos extremos (pin end) y conectada por acoples (caja), es fabricada sin costura, sin sueldas longitudinales de acuerdo a normas y especificaciones API con grados de aceros estandarizados como son J-55, C-75, L-80, C-95, N-80, P-105. Referente a conexiones, las EUE poseen 8 vueltas por roscas y una resistencia superior a la del cuerpo del tubo; las Premium usan el sistema de sello metal-metal el cual requiere que el set de superficies de pin y caja sea forzado, los espacios vacíos entre los hilos del pin y los de raíz de la caja se deben llenar con grasa para transmitir la fricción adecuada de la superficie de una rosca a la otra; y la Hydril tiene conexiones lisas y largas de sello metal-metal, cuyas roscas tienen una abertura relativamente grande que no permite que los dientes o hilos hagan sello y se tiene que utilizar un aro de teflón en las uniones para dar una protección contra corrosión. (SCHLUMBERGER, 2003).

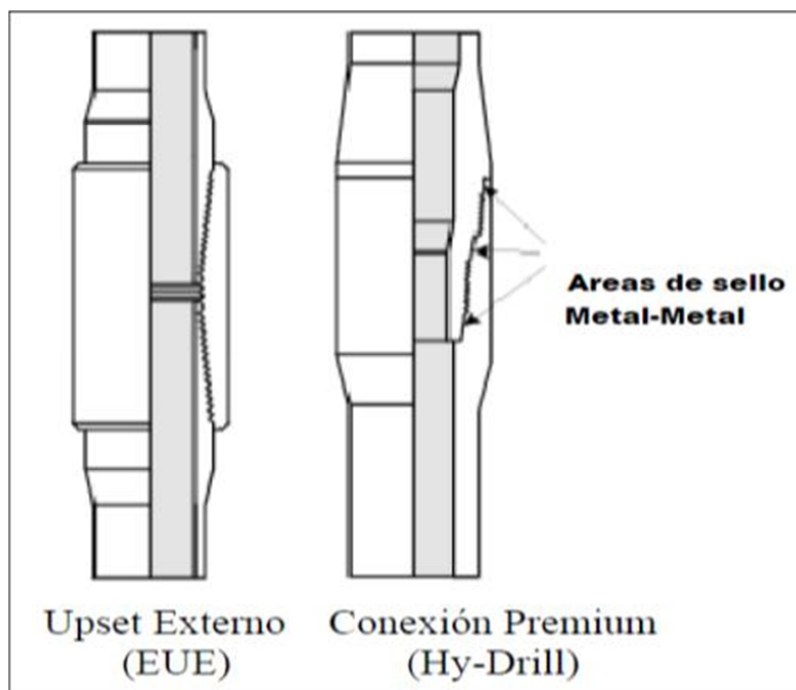


Figura 14. Conexión de sellos de tubing

(SCHLUMBERGER, 2003)

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Para el análisis técnico del presente estudio se visualiza las ventajas y desventajas de ciertos equipos, herramientas y servicios en general que se utilizan dentro de las diferentes fases del evento de completación y pruebas iniciales, los cuales tienen un costo específico por cada trabajo proporcionado. En cuanto al análisis económico, se considera un proyecto de inversión a la perforación y completación (CPI) de un pozo de petróleo, sumado los costos invertidos en ampliación y/o construcción de facilidades de superficie para un periodo de tiempo de treinta y seis (36) meses.

3.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Técnicamente es muy amplia la gama de herramientas, equipos que se presentan dentro de las diferentes fases del evento de completación y pruebas iniciales de un pozo petrolífero. A continuación se presenta un breve análisis de los servicios efectuados durante el mencionado evento.

3.1.1 Taladro de completación

Para el evento de perforación, generalmente, se utiliza un rig o torre de acero estructural destinada a sostener, contener, subir y bajar la tubería de perforación por medio del malacate o winche; la capacidad del equipo viene dada por su potencia de trabajo que está entre los 2000 y 2500 HP. El costo de operación diaria sin incluir catering está alrededor de los

\$30.500; y su movilización entre locaciones con transporte y alimentación tiene un valor de \$51.000. Las operaciones de completación y pruebas iniciales también se los realizan con rig de menor capacidad ya sea de 550 HP o 750 HP conocidas como taladros de reacondicionamiento, cuya tarifa diaria de operación está en \$8.000 catering.

3.1.2 Gerenciamiento de completación

El gerenciamiento para la fase de completación se relaciona con el servicio de un ingeniero de perforación contratista con un precio diario de \$ 1.420, y es el mismo técnico que encabezó la perforación del pozo, todo esto siempre y cuando el CPI se haga con el taladro de perforación. Cuando el pozo se completa con taladro de reacondicionamiento, la empresa dueña del proyecto ubica su propio supervisor de pozo.

3.1.3 Control de sólidos

Los pagos devengados por el control de sólidos se cancelan únicamente cuando el taladro de perforación luego de finalizar el hoyo continúa con las operaciones de completación, esto debido a que los equipos para control de sólidos se mantienen en espera (stand by) hasta movilizarse e iniciar a perforar el siguiente pozo. Al realizar las operaciones finales con un rig de capacidad 550 HP no se tiene que incurrir en estas cancelaciones.

3.1.4 Limpieza química y mecánica

Al igual que existe un abanico de opciones, costos y resultados para las operaciones de limpieza, también contempla el pago de tres servicios que son debido al BHA de molienda, al

bombeo de píldoras viscosas y al BHA de limpieza. En el primer trabajo se cancela \$ 6.000 por el uso de cada broca de 8 ½” y 6 1/8”, para la segunda labor se costea por química para 1000 barriles de fluido especial de control \$ 60.000 y \$ 15.000, finalmente el tercer desembolso de \$ 23.000 es por el BHA de limpieza mecánico, el cual incluye raspadores, cepillos, canastas y magnetos.

Lo básico de estos sub eventos radica en la buena dosificación de la química, se sugiere según la investigación realizar una mezcla de 500 barriles de fluido especial de control utilizando estabilizador de arcillas, solvente mutual, surfactante, bactericidas, aguas filtrada y 500 barriles de fluido normal sin solvente mutual, ya que en CPI al momento de la limpieza las arenas de interés no están abiertas, por cuanto hasta ese momento no se cañonea ningún intervalo. Lo que sí es prescindible que los tanques, donde se va a alojar la mezcla de agua y química, estén completamente limpios para garantizar un agua filtrada no mayor de 10 NTU, caso contrario se tiene que volver a filtrar lo que genera pérdida de tiempo y dinero.

3.1.5 Registros eléctricos

Los registros eléctricos corrido con cable eléctrico o wire line se usan principalmente para evaluar la calidad de cemento en el liner de 7”, responsabilidad de la etapa de perforación, e independientemente de la cía que ejecute el servicio el valor promedio es de \$ 65.000.

Adicionalmente, se necesita de una segunda corrida cuya cuantía es de \$ 20.000 para correlacionar los disparos en el caso que se cañonee con conjunto TCP.

3.1.6 Disparos

Dependiendo de las características petrofísicas de la arena a ser cañoneada, de la simulación de los punzados en sobre o bajo balance estático, desbalance dinámico, de los pies de intervalo de interés, el valor promedio del mercado está alrededor de \$ 1800 por pie en el caso de disparar con cable eléctrico y de \$ 3500/pie si se dispara con técnica TCP incluye monto de cargas de alta penetración, técnico, simulación, cabeza de disparos, válvulas, unidad.

3.1.7 Completación de fondo

Para los casos en que se requiera evaluar la zona de interés cañoneada se requiere de un BHA de evaluación, el cuál se compone de diferentes herramientas como no-go, camisas, standing valve, cross over, packer, cuyos pago de compra y/o renta están por \$ 36.150, para el proceso que se evalué dos o más zonas de interés el número de herramientas y costos incrementarán.

3.1.8 Pruebas de producción

Al referirse a pruebas de producción en la etapa de CPI se concibe que se trate de la evaluación del pozo, precisamente de la zona productora previamente disparada, mediante el sistema de bombeo hidráulico con la ayuda de una unidad de prueba o MTU y una bomba jet de camisa regularmente por cinco días, si se requiere la evaluación de otra intervalo, los días de evaluación incrementarán.

Los costos estipulan evaluación con torre incluye MTU, bomba y técnico por \$ 120 la hora o fracción independientemente si se realiza con rig de perforación o reacondicionamiento.

3.1.9 Equipo pesado

Cuando la completación del pozo es con la torre de perforación, existe un camión de vacío o vacuum y un montacargas de planta cuyos servicios diarios son por \$ \$ 730 y \$ 255, en los taladros de reacondicionamiento el gasto por estos servicios disminuye, ya que su uso es esporádico o cuando las operaciones lo ameritan y los provee otra compañía.

3.1.10 Tubería de completación

El tubing (tbg) o tubería de producción con el que normalmente se trabaja en el evento de completación y pruebas iniciales es de un OD 3 1/2", conexión EUE, grado de acero N-80 sin costura y en una cantidad media de 370 tubos. El pie de tbg 3 1/2" EUE, N-80 está por los \$ 12, es decir el desembolso que por 370 juntas será de \$ 137640.

3.1.11 Sistema de levantamiento artificial

Una vez establecida la evaluación del pozo tanto en valores de BSW y/o salinidad y con la ayuda de la bomba jet de camisa se toma una presión de fondo fluyente Pwf, con el objetivo de realizar el diseño del sistema e levantamiento artificial que más se acople a los datos de presión y producción de la zona de interés, el mismo que puede ser una bomba electrosumergible BES o bomba mecánica con balancín.

3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio económico se efectúa en base a conceptos y fundamentos de ingeniería económica.

3.2.1 Inversión

Para el economista Celio Vega, en un sentido muy amplio, invertir significa privarse hoy de un bien, con la esperanza de recibir servicios o utilidades futuras que sobrepasen el valor actual de ese bien. La actual investigación se enfoca a la inversión pública, las cuales las realiza el Gobierno Nacional de forma directa o a través de sus empresas atribuidas como puede ser el caso de PETROMAZONAS EP o PETROECUADOR invirtiendo en obras de infraestructura como la Refinería del Pacífico, proyecto Coca Codo Sinclair, mejoras en la calidad del transporte urbano, nueva infraestructura educativa, colegios del milenio, conectividad en instituciones educativas fiscales, readecuación de hospitales, entre otros, pero siempre buscando el beneficio social.

Esto se lo puede corroborar en el Plan Anual de Inversiones 2014 que orienta un 20.56% de participación para los Sectores Estratégicos, donde la Inversión Pública constituye un instrumento fundamental de las finanzas públicas, por cuanto apunta al cumplimiento del Plan Nacional del Buen Vivir y de condiciones relativas a capacidades y oportunidades, motivos por los cuales se persigue el equilibrio macroeconómico productivo y sostenible mediante su distribución de manera eficiente hacia la inversión productiva, pública y privada. (COMISION ESPECIALIZADA PERMANENTE DEL REGIMEN ECONOMICO Y TRIBUTARIO Y SU REGULACION Y CONTROL, Noviembre 2013).

3.2.2 Flujo Neto de Caja (FNC)

El flujo neto de caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante cierto periodo de tiempo que generalmente es el año. Para la determinación del flujo neto se deben considerar solamente los ingresos y los gastos reales o efectivos; es decir, aquellos que se traducen por movimientos de dinero entre la empresa y el exterior y no de productos y cargas en el sentido de la contabilidad, así por ejemplo las depreciaciones e inmobilizaciones son cargos contables pero no son gastos efectivos, por lo tanto no significan salidas reales de dinero de la empresa.(Vega, 1983). El FNC del año k asociado al proyecto se lo puede expresar de la siguiente manera:

$$FNC = R_k - D_k$$

Dónde:

R_k : monto previsto de los ingresos correspondientes al año k , asociados a un determinado proyecto.

D_k : monto previsto de los desembolsos efectivos correspondientes al año k , sin tomar en cuenta la amortización o depreciación de las inversiones.

$K = 0$, año de planificación donde se efectúan todas las inversiones.

Los FNC, para el presente ensayo, son negativos durante la perforación y completación del pozo ya que solo se invierte, y son positivos en la etapa de explotación por los recursos generados por la producción de petróleo durante los tres años de análisis, lo que ayudará a definir la viabilidad o no de la inversión; corroborando dichos valores con los cálculos del valor actual neto y de la tasa interna de retorno.

3.2.3 Costos de Operación

Primeramente hay que diferenciar entre costo y gasto; el costo es el valor inicial que se abona para arrancar un propósito, un plan y alcanzar la producción de cierto producto, y gasto es el desembolso usual que toda organización realiza para sus actividades cotidianas, convirtiéndose de esta manera el gasto en una parte del costo.

Los costos de operación conocidos también como costos de producción son los desembolsos que la empresa efectúa, a fin de mantener la producción estable, en alza y por ende la continuidad del proyecto. Dentro del costo operativo por barril de petróleo, habitualmente se estiman los siguientes gastos.

- Gastos de operación
- Gastos de mantenimiento
- Gastos por reacondicionamiento de pozos
- Gastos generales de administración
- Gastos generales de operación
- Gastos de exploración
- Impuestos de producción.

3.2.4 Valor Actual Neto (VAN)

Se plantea como un método de evaluación de proyectos, en el que se considera el valor del dinero en el tiempo y es la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficios y las inversiones. Si el valor actual neto es positivo ($VAN > 1$) el proyecto es rentable y la

inversión debe realizarse ya que a mayor VAN mejor será el proyecto, si el $VAN = 0$ se recupera la inversión pero no hay aumento de capital, y si VAN es negativo existe pérdida. Para Celio Vega, el valor actual neto de una inversión es un método de actualización, que es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a dicha inversión.

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+r)^k}$$

Dónde:

I_0 : inversión inicial de un proyecto en el año 0

FNCK: flujo neto de caja de año k

r: tasa de actualización de la empresa

3.2.5 Tasa de actualización (r)

Se le conoce también como la tasa de descuento mínima aceptable y es un método para evaluación de proyectos. El Econ. Felipe Álvarez la denominada como Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR), cuyo criterio es considerar como TMAR a la tasa de interés de captación, conocida como tasa de interés pasiva, por parte de las instituciones Financieras.

Este criterio, puede no ser apropiado concluye Álvarez, dado que si bien la tasa de interés de captación puede ser considerada como la mínima rentabilidad que un individuo esperaría obtener, esta tasa de interés no está directamente relacionada con la realización de una inversión en un proyecto comparable al proyecto que se está analizando.

En síntesis, la tasa de actualización o descuento es la rentabilidad mínima que requiere un proyecto para recuperar la inversión inicial cubriendo los costos de operación y generando ganancias. Adicional, considerando que la tasa de interés pasiva referencial para agosto del 2014 establecida por el Banco Central del Ecuador es de 5.14% (Banco Nacional de Fomento, 2014); y tomando como punto de referencia la media que se tomó para el análisis de factibilidad del proyecto ITT en año 2013 que fue de 12%. (MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, 2013), el valor de r que se aplica al presente estudio de investigación es de 15%.

3.2.6 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR considera el valor de dinero en el tiempo, es la tasa a la que el valor actual neto es cero, es decir la tasa de descuento que hace que el valor actual de los flujos positivos sea igual al valor actual de los flujos negativos o inversiones.

Según el criterio de la tasa interna de retorno, se acepta un proyecto si su TIR es mayor a un cierto valor fijado a priori, este valor o tasa de referencia puede ser igual, ya sea al costo de capital de la empresa o al TIR del proyecto menos favorable pero factible que pueda realizar la empresa. (Vega, 1983).

Tabla 3. Proyección de producción de petróleo a 36 meses

| PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN A 36 MESES | | | | | | | | |
|--|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|----------------------------|----------------|------------------------|
| Declinación: | | 18% | BSW: | | 20% | Incremento BSW/mes: | | 0,08% |
| AÑO | MES | BFPD | BPPD | BAPD | % BSW | BPPM | BAPM | PRODUCCION 2014 |
| 2014 | Mayo | 250 | 200 | 50 | 20,0% | 6.200 | 1.550 | 46.429 |
| 2014 | Junio | 247 | 197 | 50 | 20,0% | 5.910 | 1.501 | |
| 2014 | Julio | 244 | 194 | 50 | 20,0% | 6.014 | 1.552 | |
| 2014 | Agosto | 241 | 191 | 50 | 20,0% | 5.921 | 1.554 | |
| 2014 | Septiembre | 238 | 188 | 50 | 20,1% | 5.640 | 1.505 | |
| 2014 | Octubre | 235 | 185 | 50 | 20,1% | 5.735 | 1.556 | |
| 2014 | Noviembre | 232 | 182 | 50 | 20,1% | 5.460 | 1.507 | |
| 2014 | Diciembre | 229 | 179 | 50 | 20,1% | 5.549 | 1.559 | |
| 2015 | Enero | 226 | 176 | 50 | 20,1% | 5.456 | 1.560 | PRODUCCION 2015 |
| 2015 | Febrero | 223 | 173 | 50 | 20,1% | 4.844 | 1.410 | 59.046 |
| 2015 | Marzo | 220 | 170 | 50 | 20,2% | 5.270 | 1.562 | |
| 2015 | Abril | 217 | 167 | 50 | 20,2% | 5.010 | 1.513 | |
| 2015 | Mayo | 214 | 164 | 50 | 20,2% | 5.084 | 1.565 | |
| 2015 | Junio | 213 | 162 | 51 | 20,2% | 4.860 | 1.516 | |
| 2015 | Julio | 211 | 160 | 51 | 20,2% | 4.960 | 1.567 | |
| 2015 | Agosto | 209 | 158 | 51 | 20,2% | 4.898 | 1.569 | |
| 2015 | Septiembre | 207 | 156 | 51 | 20,3% | 4.680 | 1.519 | |
| 2015 | Octubre | 205 | 154 | 51 | 20,3% | 4.774 | 1.571 | |
| 2015 | Noviembre | 203 | 152 | 51 | 20,3% | 4.560 | 1.522 | |
| 2015 | Diciembre | 201 | 150 | 51 | 20,3% | 4.650 | 1.574 | |
| 2016 | Enero | 199 | 148 | 51 | 20,3% | 4.588 | 1.575 | |
| 2016 | Febrero | 197 | 146 | 51 | 20,3% | 4.234 | 1.475 | 50.132 |
| 2016 | Marzo | 195 | 144 | 51 | 20,4% | 4.464 | 1.578 | |
| 2016 | Abril | 193 | 142 | 51 | 20,4% | 4.260 | 1.528 | |
| 2016 | Mayo | 191 | 140 | 51 | 20,4% | 4.340 | 1.580 | |
| 2016 | Junio | 189 | 138 | 51 | 20,4% | 4.140 | 1.530 | |
| 2016 | Julio | 187 | 136 | 51 | 20,4% | 4.216 | 1.583 | |
| 2016 | Agosto | 185 | 134 | 51 | 20,4% | 4.154 | 1.584 | |
| 2016 | Septiembre | 183 | 132 | 51 | 20,5% | 3.960 | 1.534 | |
| 2016 | Octubre | 181 | 130 | 51 | 20,5% | 4.030 | 1.586 | |
| 2016 | Noviembre | 179 | 128 | 51 | 20,5% | 3.840 | 1.536 | |
| 2016 | Diciembre | 177 | 126 | 51 | 20,5% | 3.906 | 1.589 | |
| 2017 | Enero | 175 | 124 | 51 | 20,5% | 3.844 | 1.590 | |
| 2017 | Febrero | 173 | 122 | 51 | 20,5% | 3.416 | 1.437 | 14.520 |
| 2017 | Marzo | 171 | 120 | 51 | 20,6% | 3.720 | 1.593 | |
| 2017 | Abril | 169 | 118 | 51 | 20,6% | 3.540 | 1.594 | |
| | | | | | | PRODUCCION TOTAL | 170.127 | |

3.2.7 Variables económicas

Para la comparación económica de la investigación se utiliza y considera algunas variables como antecedentes y referencias, las cuales se expone a continuación.

- La proyección de producción, como se bosqueja en la Tabla 3, es para treinta y seis meses, iniciando el periodo en el mes de mayo del 2014 con un porcentaje de agua (BSW) de 20% y cerrando el mismo para abril del año 2017 con un BSW de 20.6%. Explicando que BFPD es barriles de fluido por día, BPPD barriles de petróleo por día, BAPD barriles de agua por día y que BPPM como barriles de petróleo por mes.
- El precio promedio de exportación de crudo por barril es de \$86.4 para el año 2014, \$84.8 para el 2015, para el año 2016 será de \$82.1 y en año 2017 de \$82.4 (COMISION ESPECIALIZADA PERMANENTE DEL REGIMEN ECONOMICO Y TRIBUTARIO Y SU REGULACION Y CONTROL, Noviembre 2013).
- Los ingresos en dólares para los diferentes años, Tabla 4, se calculan de acuerdo al siguiente expresión.

$$\text{INGRESOS} = \text{BPPM} * \text{PRECIO PROMEDIO CRUDO}$$

- Los costos de operación por barril de petróleo es de \$ 9.17 para el año 2014, en símil con el plan estratégico de PETROMAZONAS EP 2014-2017, con un incremento de 5% anual.
- Los gastos para los diferentes años se calcularon de acuerdo al esquema de la Tabla 5 y se expresa en dólares.

$$\text{GASTOS} = \text{BPPM} * \text{COSTO DE OPERACIÓN POR BARRIL}$$

Tabla 4. Ingresos por producción de petróleo durante 36 meses

| INGRESOS OBTENIDOS DURANTE LOS 36 PRIMEROS MESES DE PRODUCCIÓN | | | | | |
|---|------------|-------------|-----------------------|---------------------------|--|
| AÑO | MES | BPPM | INGRESOS (\$) | INGRESOS 2014 (\$) | PRECIO PROMEDIO CRUDO 2014 (\$) |
| 2014 | Mayo | 6.200 | 535.680,00 | 4.011.465,60 | 86,4 |
| 2014 | Junio | 5.910 | 510.624,00 | | |
| 2014 | Julio | 6.014 | 519.609,60 | | |
| 2014 | Agosto | 5.921 | 511.574,40 | | |
| 2014 | Septiembre | 5.640 | 487.296,00 | | |
| 2014 | Octubre | 5.735 | 495.504,00 | | |
| 2014 | Noviembre | 5.460 | 471.744,00 | | |
| 2014 | Diciembre | 5.549 | 479.433,60 | | |
| 2015 | Enero | 5.456 | 462.668,80 | INGRESOS 2015 (\$) | PRECIO PROMEDIO CRUDO 2015 (\$) |
| 2015 | Febrero | 4.844 | 410.771,20 | 5.007.100,80 | 84,8 |
| 2015 | Marzo | 5.270 | 446.896,00 | | |
| 2015 | Abril | 5.010 | 424.848,00 | | |
| 2015 | Mayo | 5.084 | 431.123,20 | | |
| 2015 | Junio | 4.860 | 412.128,00 | | |
| 2015 | Julio | 4.960 | 420.608,00 | | |
| 2015 | Agosto | 4.898 | 415.350,40 | | |
| 2015 | Septiembre | 4.680 | 396.864,00 | | |
| 2015 | Octubre | 4.774 | 404.835,20 | | |
| 2015 | Noviembre | 4.560 | 386.688,00 | | |
| 2015 | Diciembre | 4.650 | 394.320,00 | | |
| 2016 | Enero | 4.588 | 376.674,80 | | |
| 2016 | Febrero | 4.234 | 347.611,40 | 4.115.837,20 | 82,1 |
| 2016 | Marzo | 4.464 | 366.494,40 | | |
| 2016 | Abril | 4.260 | 349.746,00 | | |
| 2016 | Mayo | 4.340 | 356.314,00 | | |
| 2016 | Junio | 4.140 | 339.894,00 | | |
| 2016 | Julio | 4.216 | 346.133,60 | | |
| 2016 | Agosto | 4.154 | 341.043,40 | | |
| 2016 | Septiembre | 3.960 | 325.116,00 | | |
| 2016 | Octubre | 4.030 | 330.863,00 | | |
| 2016 | Noviembre | 3.840 | 315.264,00 | | |
| 2016 | Diciembre | 3.906 | 320.682,60 | | |
| 2017 | Enero | 3.844 | 304.829,20 | | |
| 2017 | Febrero | 3.416 | 270.888,80 | 1.151.436,00 | 79,3 |
| 2017 | Marzo | 3.720 | 294.996,00 | | |
| 2017 | Abril | 3.540 | 280.722,00 | | |
| | | | | | |
| | | | TOTAL INGRESOS | 14.285.839,60 | |

Tabla 5. Egresos por producción de petróleo durante 36 meses

| GASTOS ESTIMADOS A EFECTUARSE DUARNATE LOS 36 MESES DE PRODUCCIÓN | | | | | |
|---|------------|------|---------------------|-------------------------|--|
| AÑO | MES | BPPM | GASTOS (\$) | GASTOS 2014 (\$) | COSTO DE OPERACIÓN POR BARRIL 2014 (\$) |
| 2014 | Mayo | 6200 | 56.854,00 | 425.753,93 | 9,17 |
| 2014 | Junio | 5910 | 54.194,70 | | |
| 2014 | Julio | 6014 | 55.148,38 | | |
| 2014 | Agosto | 5921 | 54.295,57 | | |
| 2014 | Septiembre | 5640 | 51.718,80 | | |
| 2014 | Octubre | 5735 | 52.589,95 | | |
| 2014 | Noviembre | 5460 | 50.068,20 | | |
| 2014 | Diciembre | 5549 | 50.884,33 | | |
| 2015 | Enero | 5456 | 52.541,28 | GASTOS 2015 (\$) | COSTO DE OPERACIÓN POR BARRIL 2015 (\$) |
| 2015 | Febrero | 4844 | 46.647,72 | 568.612,98 | 9,63 |
| 2015 | Marzo | 5270 | 50.750,10 | | |
| 2015 | Abril | 5010 | 48.246,30 | | |
| 2015 | Mayo | 5084 | 48.958,92 | | |
| 2015 | Junio | 4860 | 46.801,80 | | |
| 2015 | Julio | 4960 | 47.764,80 | | |
| 2015 | Agosto | 4898 | 47.167,74 | | |
| 2015 | Septiembre | 4680 | 45.068,40 | | |
| 2015 | Octubre | 4774 | 45.973,62 | | |
| 2015 | Noviembre | 4560 | 43.912,80 | | |
| 2015 | Diciembre | 4650 | 44.779,50 | | |
| 2016 | Enero | 4588 | 46.384,68 | | |
| 2016 | Febrero | 4234 | 42.805,74 | 506.834,52 | 10,11 |
| 2016 | Marzo | 4464 | 45.131,04 | | |
| 2016 | Abril | 4260 | 43.068,60 | | |
| 2016 | Mayo | 4340 | 43.877,40 | | |
| 2016 | Junio | 4140 | 41.855,40 | | |
| 2016 | Julio | 4216 | 42.623,76 | | |
| 2016 | Agosto | 4154 | 41.996,94 | | |
| 2016 | Septiembre | 3960 | 40.035,60 | | |
| 2016 | Octubre | 4030 | 40.743,30 | | |
| 2016 | Noviembre | 3840 | 38.822,40 | | |
| 2016 | Diciembre | 3906 | 39.489,66 | | |
| 2017 | Enero | 3844 | 40.823,28 | | |
| 2017 | Febrero | 3416 | 36.277,92 | 154.202,40 | 10,62 |
| 2017 | Marzo | 3720 | 39.506,40 | | |
| 2017 | Abril | 3540 | 37.594,80 | | |
| | | | TOTAL GASTOS | 1.655.403,83 | |

- Los costos por los servicios efectuados durante el evento de completación y pruebas iniciales con el taladro de perforación son los presentados en la Tabla 6 y formulados en moneda dólar.

Tabla 6. Costos por servicios efectuados en evento de CPI con rig de perforación

| COSTOS DE SERVICIOS EFECTUADOS EN CPI CON RIG DE PERFORACIÓN | | | | | |
|--|---|----------|---------|--------------------------------------|---------------------|
| SERVICIO | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD | UNIDAD | COSTO UNITARIO (\$) | COSTO PARCIAL (\$) |
| SERVICIO TALADRO COMPLETACIÓN | Skidding | | | | |
| | Tarifa taladro de perforación | 15 | día | 32,000.00 | 480,000.00 |
| SERVICIO GERENCIAMIENTO COMPLETACIÓN | Ingeniero perforación | 15 | día | 1,600.00 | 24,000.00 |
| SERVICIO CONTROL DE SÓLIDOS CONTROL | Control de sólidos de perforación | 15 | día | 3,800.00 | 57,000.00 |
| SERVICIO DE CATERING | Alimentación, hospedaje, lavado de ropa | 15 | día | 1,500.00 | 22,500.00 |
| SERVICIO DE LIMPIEZA QUÍMICA Y MANTENIMIENTO | BHA moledor | 2 | c/u | 6,000.00 | 12,000.00 |
| | BHA limpieza | 1 | c/u | 23,000.00 | 23,000.00 |
| | Fluido especial control | 2 | c/u | 60,000.00 | 120,000.00 |
| | Píldoras | 1 | c/u | 15,000.00 | 15,000.00 |
| SERVICIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS | Registro de cemento | 1 | c/u | 65,000.00 | 65,000.00 |
| | Correlaciones, canastas | 2 | c/u | 20,000.00 | 40,000.00 |
| SERVICIO DE DISPAROS | Cable eléctrico (wireline) | 15 | pie | 2,100.00 | 31,500.00 |
| | TCP | 15 | pie | 3,800.00 | 57,000.00 |
| SERVICIO INSPECCIÓN DE TUBING CONTROL | Inspección de tubería de 3 1/2" | 1 | c/u | 3,800.00 | 3,800.00 |
| SERVICIO CORRIDA DE TUBING CONTROL | Corrida de tubería de 3 1/2" | 1 | c/u | 35,000.00 | 35,000.00 |
| MATERIALES DE COMPLETACIÓN DE TUBERÍA | no-go | 1 | c/u | 2,350.00 | 2,350.00 |
| | camisa | 1 | c/u | 7,500.00 | 7,500.00 |
| | standing valve | 1 | c/u | 3,800.00 | 3,800.00 |
| | cross-over | 5 | c/u | 1,500.00 | 7,500.00 |
| | packer | 1 | c/u | 15,000.00 | 15,000.00 |
| SERVICIO DE SLICK LINE | Camión de slick line | 40 | hr | 135.00 | 5,400.00 |
| SERVICIO PRUEBA DE PRODUCCIÓN | MTU + bomba jet | 120 | hr | 140.00 | 16,800.00 |
| | Kit reparación bomba jet | 2 | c/u | 2,300.00 | 4,600.00 |
| SERVICIO EQUIPO PESADO COMPLETACIÓN | Vacuum | 15 | día | 800.00 | 12,000.00 |
| | Montacarga | 25 | día | 600.00 | 15,000.00 |
| SERVICIO DE CABEZAL DE POZO | Cabezal de pozo | 1 | c/u | 35,000.00 | 35,000.00 |
| SERVICIO DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN | Fluido de control y especial de control | 1 | c/u | 60,000.00 | 60,000.00 |
| TUBERÍA DE COMPLETACIÓN | Tubing de 3 1/2" | 370 | juntas | 372.00 | 137,640.00 |
| COMBUSTIBLE COMPLETACIÓN | Diesel para taladro perforación | 12400 | galones | 0.92 | 11,408.00 |
| SERVICIO DE CAMPERS | Renta de campers | 45 | día | 95.00 | 4,275.00 |
| SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL | Equipo de fondo y superficie | 1 | c/u | 550,000.00 | 550,000.00 |
| PERMISOS ENTES GUBERNAMENTALES | Pagos SHE y ARCH | 5 | c/u | 2,500.00 | 12,500.00 |
| PERSONAL ADICIONAL | Supervisor medio ambiente | 15 | día | 85.00 | 1,275.00 |
| | Guardia seguridad | 15 | día | 200.00 | 3,000.00 |
| | Asistencia comunitaria | 15 | día | 450.00 | 6,750.00 |
| | Telecomunicaciones | 15 | día | 50.00 | 750.00 |
| | | | | COSTO TOTAL COMPLETACIÓN (\$) | 1,898,348.00 |

- La Tabla 7 muestra los egresos iniciales, con fondos del estado, efectuados en el primer cuatrimestre del año 2014 por costos del evento de perforación, de facilidades de superficie y los emitidos por servicios, equipo y herramientas devengados en operaciones de CPI realizados con torre de perforación, los cuales son el arranque del proyecto y están basados en proyectos similares de la empresa estatal. Se expresa en dólares.

- De acuerdo a diferentes proyectos, informe y tasas de interés pasivas que maneja el actual Gobierno Nacional, el valor de la tasa de actualización o tasa de descuento implantada es de 15%.

Tabla 7. Costos de perforación e inversión total con torre de perforación

| COSTOS DEL EVENTO DE PERFORACIÓN | | | | | |
|----------------------------------|---|----------|--------|---------------------|--------------------|
| SERVICIO | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD | UNIDAD | COSTO UNITARIO (\$) | COSTO PARCIAL (\$) |
| SERVICIO MOVILIZACION TALADRO | Movilización de taladro entre locaciones | 12 | días | 31.000,00 | 372.000,00 |
| | Transporte trasteo taladro | 12 | días | 20.000,00 | 240.000,00 |
| PERFORACIÓN | Peroración de pozo, servicioy renta de materiales | 30 | días | 185.000,00 | 5.550.000,00 |
| COSTO TOTAL PERFORACIÓN (\$) | | | | | 6.162.000,00 |
| COSTO TOTAL COMPLETACIÓN (\$) | | | | | 1.898.348,00 |
| COSTO TOTAL FACILIDADES (\$) | | | | | 700.000,00 |
| INVERSIÓN TOTAL (\$) | | | | | 8.760.348,00 |

- Indicadores económicos, en base a métodos contables, como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) se aplican para establecer la viabilidad y rentabilidad del CPI de un nuevo pozo perforado y completado con el mismo taladro de perforación, las cuales se esquematizan en la Tabla 8.

Tabla 8. FNC, VAN, TIR con taladro de perforación

| FLUJO NETO DE CAJA CON RIG DE PERFORACIÓN | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|
| AÑO | INGRESOS (\$) | EGRESOS (\$) | FNC (\$) |
| 2014* | 0 | 8.760.348,00 | -8.760.348,00 |
| 2014 | 4.011.465,60 | 425.753,93 | 3.585.711,67 |
| 2015 | 5.007.100,80 | 568.612,98 | 4.438.487,82 |
| 2016 | 4.115.837,20 | 506.834,52 | 3.609.002,68 |
| 2017 | 1.151.436,00 | 154.202,40 | 997.233,60 |
| * Inversión Inicial | 8.760.348,00 | | |
| VAN con tasa r = 15 % | | 656.946,00 | |
| VAN con tasa r = 30 % | | -1.383.929,09 | |
| TIR por interpolación | | 19,83 | |
| % TIR | | 19,83% | |

3.3 PROPUESTA PLANTEADA

3.3.1 Procedimiento para operaciones de CPI

Luego del análisis técnico económico de las diferentes fases y servicios ejecutados en la etapa de completación, se plantea el siguiente procedimiento para optimizar costos de producción.

1. Una vez finalizado operaciones de perforación, desmovilizar taladro de perforación.
2. Movilizar taladro de reacondicionamiento (550HP) e iniciar operaciones de completación y pruebas iniciales.
3. Previo al inicio de molienda, verificar y registrar medidas de la herramienta como longitud, diámetro interno y externo; confirmar que acoples y roscas sean compatibles entre sí.
4. Bajar BHA molidor con broca de 8 1/2" + 9 5/8" canasta + 9 5/8" scraper en 3 1/2" DP hasta tope de liner 7". Circular con fluido normal de control, limpiar y sacar.
5. Mientras se baja el primer BHA molidor, el locación constatar la limpieza de tanques sin presencia de sólidos, filtrar agua fresca de turbidez máxima de 10 NTU para 200 barriles de píldora viscosa utilizando estabilizador de arcillas, surfactante, bactericida y gel, sin solvente mutual. Realizar la mezcla en constante circulación o agitación.

6. Bajar BHA moledor con 6 1/8" broca + canasta 5 1/2" en 3 1/2" DP hasta topar fondo, moler cemento duro hasta antes del collar flotador. Bombear intercaladamente píldora viscosa y fluido normal de control, circular, limpiar y sacar.
7. Bajar BHA de limpieza en tándem, con scraper-canasta-magneto-cepillo, para casing de 9 5/8" y liner 7" en 3 1/2" DP hasta profundidad del collar flotador. Bombear intercaladamente píldora viscosa y fluido normal de control, circular, limpiar y sacar. Al sacar BHA de limpieza reportar cantidad y producto recuperado, adjuntar informe fotográfico.
8. Con unidad de registros eléctricos realizar viaje con canasta calibradora 5 3/4" hasta collar flotador y correr registros de cemento GR-CCL-CBL-VDL-IMAGEN desde el fondo hasta tope de liner. Verificar calidad de cementación.

Nota: En caso de tener mal cemento se realizará un programa alternativo para SQZ.
9. Preparar 400 barriles de fluido especial de control con estabilizador de arcillas, surfactante, solvente mutual, bactericida y agua fresca de turbidez máxima de 10 NTU, y 400 barriles de fluido normal de control con solvente mutual. Realizar la mezcla en constante circulación o agitación.
10. Bajar tubería 3 1/2" punta libre, con no-go de 3 1/2" y standing valve 2.75" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 30 paradas hasta fondo. Circular y cambiar agua fresca por fluido especial de control de 8.4 LPG, sacar tubería en paradas.

11. Bajar conjunto TCP en tubería de 3 ½" EUE con 4 ½" cañones con cargas de alta penetración, de acuerdo a diagrama y procedimiento operativo de compañía de servicio asignada, con PKR mecánico para punzonar zona de interés. Con unidad de cable eléctrico correlacionar profundidad de marca radioactiva con registro GR-CCL. Asentar packer a profundidad de diseño, probar anular con 600 psi. Soltar barra y punzonar el intervalo de interés.

Nota: Los intervalos deberán ser correlacionando con el registro de cementación. Observar soplo del pozo.

12. Con unidad de slick line asentar standing valve 2.75" en no-go de 3 ½", abrir camisa de circulación de 3 ½". Desplazar bomba jet con unidad MTU hasta camisa de circulación de 3 ½", estabilizar parámetros y evaluar arena de interés Durante las horas de evaluación reportar datos de % BSW, API y salinidad.

- Si los resultados de la evaluación son satisfactorios tomar una prueba de restauración de presión (B'UP) por 20 hrs, reversar bomba jet, controlar pozo casing – tubing con 800 barriles de fluido especial de control, desasentar packer, sacar conjunto TCP en 3 ½" tubería EUE y continuar con el paso siguiente.

Nota: Observa porcentaje de detonación de cañones.

- Si los resultados de la evaluación no son satisfactorios un programa alterno será elaborado para punzonar otras arenas de interés.

13. Diseñar y bajar equipo electrosumergible BES de acuerdo a datos de evaluación y B'Up en tubería de 3 ½" EUE midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 30 paradas. Bajar megando equipo BES antes y después de los empalmes.
14. Asentar tubing hanger en sección "B" del cabezal. Desarmar BOP. Instalar cabezal, probar con 3000 psi.
15. Instalar línea de producción en superficie y realizar prueba de rotación a la BES.
16. Realizar prueba de producción por 12 horas estabilizadas.
17. Finalizar operaciones.

3.3.2 Análisis de costos con taladro de reacondicionamiento

Como parte de la investigación, en la Tabla 9, se presenta la optimización en los costos de los trabajos realizados durante el CPI con la taladro de reacondicionamiento o work over (WO) y son:

- Tarifa taladro de reacondicionamiento
- Ingeniero de perforación
- Control de sólidos de perforación
- Catering
- Fluido especial de control

- Correlaciones y canastas
- Horas de trabajo con unidad de slick line
- Prueba de producción evaluando con MTU y bomba jet
- Días de trabajo de vaccum y montacarga
- Cantidad diésel utilizado con taladro de reacondicionamiento
- Renta de campers
- Personal adicional

Tabla 9. Costos por servicios efectuados en evento de CPI con taladro de WO

| COSTOS DE SERVICIOS EFECTUADOS EN CPI CON RIG DE WO | | | | | |
|---|---|----------|---------|--------------------------------------|---------------------|
| SERVICIO | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD | UNIDAD | COSTO UNITARIO (\$) | COSTO PARCIAL (\$) |
| SERVICIO TALADRO COMPLETACIÓN | Skidding | 1 | día | 10,500 | 10,500.00 |
| | Tarifa taladro de reacondicionamiento | 15 | día | 7,600.00 | 114,000.00 |
| SERVICIO GERENCIAMIENTO COMPLETACION | Ingeniero perforación | 15 | día | - | - |
| SERVICIO CONTROL DE SOLIDOS COMPLETACION | Control de sólidos de perforación | 15 | día | - | - |
| SERVICIO DE CATERING | Alimentación, hospedaje, lavado de ropa | 15 | día | - | - |
| SERVICIO DE LIMPIEZA QUIMICA Y MECANICA | BHA molidor | 2 | c/u | 6,000.00 | 12,000.00 |
| | BHA limpieza | 1 | c/u | 23,000.00 | 23,000.00 |
| | Fluido especial control | 2 | c/u | 30,000.00 | 60,000.00 |
| | Píldoras | 1 | c/u | 15,000.00 | 15,000.00 |
| SERVICIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS | Registro de cemento | 1 | c/u | 65,000.00 | 65,000.00 |
| | Correlaciones, canastas | 1 | c/u | 20,000.00 | 20,000.00 |
| SERVICIO DE DISPAROS | Cable eléctrico (wireline) | 15 | pie | - | - |
| | TCP | 15 | pie | 3,800.00 | 57,000.00 |
| SERVICIO INSPECCION DE TUBING COMPLETACION | Inspección de tubería de 3 1/2" | 1 | c/u | 3,800.00 | 3,800.00 |
| SERVICIO CORRIDA DE TUBING COMPLETACION | Corrida de tubería de 3 1/2" | 1 | c/u | 35,000.00 | 35,000.00 |
| MATERIALES DE COMPLETACIÓN DE FONDO | no-go | 1 | c/u | 2,350.00 | 2,350.00 |
| | camisa | 1 | c/u | 7,500.00 | 7,500.00 |
| | standing valve | 1 | c/u | 3,800.00 | 3,800.00 |
| | cross-over | 5 | c/u | 1,372.00 | 6,860.00 |
| | packer | 1 | c/u | 15,000.00 | 15,000.00 |
| SERVICIO DE SLICK LINE | Camión de slick line | 20 | hr | 130.00 | 2,600.00 |
| SERVICIO PRUEBA DE PRODUCCIÓN | MTU + bomba jet | 84 | hr | 140.00 | 11,760.00 |
| | Kit reparación bomba jet | 1 | c/u | 2,000.00 | 2,000.00 |
| SERVICIO EQUIPO PESADO COMPLETACIÓN | Vaccum | 5 | día | 800.00 | 4,000.00 |
| | Montacarga | 2 | día | 600.00 | 1,200.00 |
| SERVICIO DE CABEZAL DE POZO | Cabezal de pozo | 1 | c/u | 35,000.00 | 35,000.00 |
| SERVICIO DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN | Fluido de control y especial de control | 1 | c/u | 30,000.00 | 30,000.00 |
| TUBERÍA DE COMPLETACIÓN | Tubing de 3 1/2" | 370 | juntas | 372.00 | 137,640.00 |
| COMBUSTIBLE COMPLETACION | Diesel para taladro reacondicionamiento | 9300 | galones | 0.92 | 8,556.00 |
| SERVICIO DE CAMPERS | Renta de campers | 45 | día | - | - |
| SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL | Equipo de fondo y superficie | 1 | c/u | 550,000.00 | 550,000.00 |
| PERMISOS ENTES GUBERNAMENTALES | Pagos SHE y ARCH | 2 | c/u | 2,500.00 | 5,000.00 |
| PERSONAL ADICIONAL | Supervisor medio ambiente | 15 | día | - | - |
| | Guardia seguridad | 15 | día | - | - |
| | Asistencia comunitaria | 15 | día | - | - |
| | Telecomunicaciones | 15 | día | - | - |
| | | | | COSTO TOTAL COMPLETACIÓN (\$) | 1,228,066.00 |

Al trabajar el CPI con rig de WO, la inversión inicial se ve disminuida a \$ 8.090.066 justamente por el costo total de completación que reduce a \$ 1.228.066, mientras que los del evento de perforación, facilidades de superficie se mantienen, lo cual se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Costos de perforación e inversión total con torre de WO

| COSTOS DEL EVENTO DE PERFORACIÓN | | | | | |
|--------------------------------------|---|----------|--------|---------------------|---------------------|
| SERVICIO | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD | UNIDAD | COSTO UNITARIO (\$) | COSTO PARCIAL (\$) |
| SERVICIO MOVILIZACION TALADRO | Movilización de taladro entre locaciones | 12 | días | 31.000,00 | 372.000,00 |
| | Transporte trasteo taladro | 12 | días | 20.000,00 | 240.000,00 |
| PERFORACIÓN | Peroración de pozo, servicioy renta de materiales | 30 | días | 185.000,00 | 5.550.000,00 |
| COSTO TOTAL PERFORACIÓN (\$) | | | | | 6.162.000,00 |
| COSTO TOTAL COMPLETACIÓN (\$) | | | | | 1.228.066,00 |
| COSTO TOTAL FACILIDADES (\$) | | | | | 700.000,00 |
| INVERSIÓN TOTAL (\$) | | | | | 8.090.066,00 |

Los indicadores económicos mostrados en la Tabla 11, al completar el pozo con taladro de reacondicionamiento y disminuir la inversión inicial se ven mejorados aproximadamente en un 5 % para el caso del TIR y en \$ 670.282 para el VAN.

Tabla 11. FNC, VAN, TIR con taladro de reacondicionamiento

| FLUJO NETO DE CAJA RIG REACONDICIONAMIENTO | | | |
|--|---------------|--------------|---------------|
| AÑO | INGRESOS (\$) | EGRESOS (\$) | FNC (\$) |
| 2014* | 0 | 8.090.066,00 | -8.090.066,00 |
| 2014 | 4.011.465,60 | 425.753,93 | 3.585.711,67 |
| 2015 | 5.007.100,80 | 568.612,98 | 4.438.487,82 |
| 2016 | 4.115.837,20 | 506.834,52 | 3.609.002,68 |
| 2017 | 1.151.436,00 | 154.202,40 | 997.233,60 |
| * Inversión Inicial | 8.090.066,00 | | |
| VAN con tasa r = 15 % | | 1.327.228,00 | |
| VAN con tasa r = 30 % | | -713.647,09 | |
| TIR por interpolación | | 24,75 | |
| % TIR | | 24,75% | |

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones, sugerencias y recomendaciones al estudio en ejecución, se emiten aclarando que la ejecución y rentabilidad del proyecto es el evento de la perforación del pozo con su respectivo rig, y la completación final del mismo es utilizando un taladro de workover (WO), enfocándose precisamente en diferenciar económicamente el realizar las operaciones de CPI con torre de perforación o de reacondicionamiento.

4.1 CONCLUSIONES

- El estudio de las diferentes etapas en la construcción, vida y mantenimiento de un pozo petrolero es de suma importancia no solo para la empresa pública, sino para el Estado en general, por cuanto el cúmulo de cada uno de estos eventos conlleva a mantener e incrementar la producción nacional de petróleo.
- La economía del Ecuador ha mejorado considerablemente gracias a la explotación del recurso no renovable como es el petróleo, y es por ello que el gobierno de turno cumple con el Plan Nacional del Buen Vivir.
- Los precios promedio por barril de la exportación de crudo para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se toma como referencia los estipulados en el Informe de la Comisión sobre la proforma presupuestaria del ejercicio fiscal 2014 de la Asamblea Nacional del Ecuador.

- La declinación tomada para el CPI del pozo en referencia es de 18% anual, el porcentaje inicial de agua y sedimentos BSW es de 20% con un incremento mensual de 0.08% a partir de mayo del año 2014 hasta el mes de abril del 2017.
- La tasa de actualización (r) o tasa mínima atractiva de retorno TMAR que se utiliza para el análisis del estudio actual es de 15% y se basa en las tasas estipuladas por el Gobierno Nacional para otros proyectos de factibilidad como el ITT, y en las regularizaciones que el Banco Central del Ecuador ejerce sobre las Instituciones Financieras para establecer la tasa de interés pasiva.
- Los costos iniciales de \$ 6.162.000 referente al evento de perforación como el desembolsado por \$ 700.000 para facilidades de superficie, necesarios para emprender el proyecto, son los mismos tanto para operaciones de CPI con taladro de perforación como para taladro de reacondicionamiento, es decir la inversión inicial para los dos casos se mantiene.
- Lo que cambia es el costo total de servicios efectuados en CPI con rig de perforación \$ 1.906.348 en relación a los costos de servicio en CPI con rig de WO de \$ 1.228.706.
- Los indicadores económicos contables visualizan que a una tasa de actualización del 15% se obtiene un valor actual neto positivo de \$ 656.946 con una tasa interna de retorno (por interpolación) de 19.83% confirmando que la inversión en la perforación y completación del pozo es rentable dentro de los primeros 36 meses de producción de crudo.

- Al completar el pozo con rig de perforación se genera un TIR de 19.83% comparado con el TIR obtenido al utilizar una torre de reacondicionamiento que asciende a 24.75%, se evidencia que es más rentable trabajar con taladros de workover.
- El beneficio de obtener un mayor TIR radica fundamentalmente en el ahorro diario de aproximadamente de \$ 24.400, diferencia obtenida entre el valor de la tarifa de taladro de perforación de \$ 32.000/día y el costo del taladro de reacondicionamiento \$ 7.600.
- Para el trabajo de limpieza química del pozo se analizó que el fluido de control no debe contener solvente mutual, por lo que el precio de este servicio se reduce en un 50% aproximadamente.
- Es preferible cañonear con la técnica de TCP manejando tubería de 3 ½”, ya que si se va a evaluar el pozo luego de los disparos se queda todo el conjunto dentro del fondo y no se requiere realizar corridas adicionales con cable eléctrico o bajar otro BHA de evaluación.
- Las horas de trabajo de la unidad de slick line, que sirve para abrir-cerrar camisas, bajar-sacar standing valve, disminuyen considerablemente, ya que es más accesible trabajar en rig de 550 HP debido a la menor altura que existe de en relación con la altura de la torre de perforación, incluso se tiene mayor espacio para manipulación de herramientas.

- En base al análisis técnico-económico, y con la finalidad de optimizar tiempo y costos de producción se elaboró un procedimiento operativo para los trabajos de completación y pruebas iniciales de un pozo petrolífero.

4.2 RECOMENDACIONES

- La sugerencia inicial puede marcar la pauta para tomar o dejar muchas más recomendaciones que se planteen no solo en el presente estudio sino en un sinnúmero de proyectos hidrocaruríferos que existen y existirán, la cual es dotar de conocimiento técnicos y económicos a personal técnico ecuatoriano, capacitar y especializar a técnicos propios de la empresa.
- Elaborar procedimientos de trabajo para cada fase del evento de completación, a fin de ser más minucioso en la supervisión y ejecución de programas operativos y optimizar tiempos de ejecución que a la larga eso significa ahorro de dinero.
- Inmiscuir más directamente a las supervisiones y gerencias en los análisis económicos de cada fase del evento de completación y pruebas iniciales, para que las decisiones operativas no afecten a los costos de la empresa y mucho menos se incurran en gasto esporádicos.
- Diseñar los disparos o cañoneo tanto para trabajar con cable eléctrico (wire line) y/o con conjunto TCP considerando ventajas y desventajas para obtener mejor relación producción vs costo en el tiempo, siempre con la premisa de ahorrar tiempos de taladro, optimizar costos y mejorar la producción de crudo.

- Realizar un estudio más profundo acerca de la dosificación y química utilizada en el fluido de control normal y fluido de control especial, en donde se puede tener un ahorro de hasta el 50%.

- Analizar el procedimiento planteado, durante la investigación actual, para ser aprovechado en una próxima estrategia gerencial con la finalidad de optimizar costos de producción durante las operaciones de CPI con rig de reacondicionamiento.

- Proponer que el personal de supervisión de pozo o company man a cargo de la completación del pozo sea personal propio de la empresa operadora y no contratados, para la empresa pública en lo posible que sean técnicos nacionales.

- En definitiva para operaciones de completación y pruebas iniciales de un pozo recién perforado se recomienda hacerlo con una torre de reacondicionamiento de una capacidad de 550 HP y que el supervisor del mismo sea ecuatoriano.

BIBLIOGRAFÍA

- Alejandro, V. (13 de Abril de 2014). Técnica de disparos, cañoneo, registros eléctricos. Prueba de pozos. (M. Cabezas, Entrevistador)
- Álvarez Torres, M. (2006). *Manual para elaborar Manuales de Políticas y Procedimientos*. México: Panorama.
- Hernán, L. (23 de Mayo de 2014). Química y fluidos de control de pozos. Pildoras de limpieza, logard. (M. Cabezas, Entrevistador)
- ROBERTS, T. O. (July 1993). *Production Operations 1. Well Completions, Workover and Stimulation*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and PetroSkills Publications.
- Schlumberger. (2003). Sistema de Completaciones. *Manual de Completación*.
- SCHLUMBERGER. (31 de Marzo de 2003). Sistema de completaciones. Manual de completación. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SCHLUMBERGER. (01 de Febrero de 2010). Bombeo Electrosumergible. *Curso Básico de Bombeo Electrosumergible*. Quito, Pichincha, Ecuador: Schlumberger.
- Torres, M. A. (2006). *Manual para elaborar Manuales de Políticas y Procedimientos*. México: Panorama.

- Vega, C. (1983). *Ingeniería Económica*. Quito: Mediavilla Hnos.

REFERENCIAS

- Álvarez Torres, M. (2006). *Manual para elaborar Manuales de Políticas y Procedimientos*. México: Panorama.
- Baker Hughes. (2014). *Componentes del fluido de control de pozo*. Quito: Baker Hughes Incorporated.
- Banco Nacional de Fomento. (01 de Agosto de 2014). *BNF. Fomentar el desarrollo*. Recuperado el 20 de Agosto de 2014, de https://www.bnf.fin.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=53&Itemid=90&lang=es
- COMISION ESPECIALIZADA PERMANENTEDEL REGIMEN ECONOMICO Y TRIBUTARIO Y SU REGULACION Y CONTROL. (Noviembre 2013). *Informe de la Comisión sobre la proforma presupuestaria del ejercicio fiscal 2014*. Quito: Asamblea Nacional.
- MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. (2013). *Informe de viabilidad técnica para la explotación petrolera en el Parque Nacional Yasuní*. Quito.

- PETROECUADOR - REPSOL YPF. (2007). El petróleo. *El petróleo. Qué es?. Cómo lo obtenemos?. Para qué nos sirve?*, 8-9-16-17.
- Schlumberger. (2003). Sistema de Completaciones. *Manual de Completación*.
- SCHLUMBERGER. (31 de Marzo de 2003). Sistema de completaciones. Manual de completación. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SCHLUMBERGER. (01 de Febrero de 2010). Bombeo Electrosumergible. *Curso Básico de Bombeo Electrosumergible*. Quito, Pichincha, Ecuador: Schlumberger.
- SENPLADES. (Junio 2013). *Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. Objetivo 11*. Quito: Resolución N.- CNP-002-2013.
- Torres, M. A. (2006). *Manual para elaborar Manuales de Políticas y Procedimientos*. México: Panorama.
- Vega, C. (1983). *Ingeniería Económica*. Quito: Mediavilla Hnos.

A N E X O S

ABREVIATURAS

CPI: completación y pruebas iniciales

\emptyset : porosidad

K: permeabilidad

mD: milidarcy

D: Darcy

Pr: presión de yacimiento o reservorio

μ : viscosidad de crudo

Pwf: presión de fondo fluyente

DD: draw down

Pb: presión de burbuja

IP: índice de productividad

S: daño de formación

csg: casing o tubería de revestimiento

tbg: tubing o tubería de producción

SQZ: squeeze, remediación de cemento

LPG: libras por galón

TCP: tubing conveyed perforating, cañones transportados con tubería

DPP: disparos por pie

MTU: mobile testing unit, unidad móvil de prueba

BSW: bottom sediments and water, sedimentos de fondo y agua

API: American Petroleum Institute, Instituto Americano del Petróleo

BHA: bottom hole assembly, ensamblaje de fondo

OD: outside diameter, diámetro externo

ID: internal diameter, diámetro interno

B'UP: build up, restauración

NTU: unidad nefelométrica de turbidez

Ft: pie

CBL: cement bond log

DVL: density variation log

Wire line: cable eléctrico

HP: horse power, caballos de potencia

FNC: flujo neto de caja

VAN: Valor actual neto

r: tasa de actualización

TMAR: tasa mínima atractiva de retorno

TIR: tasa interna de retorno

BFPD: barriles de fluido por día

BPPD: barriles de petróleo por día

BAPD: barriles de agua por día

BPPM: barriles de petróleo por mes

BAPM: barriles de agua por mes

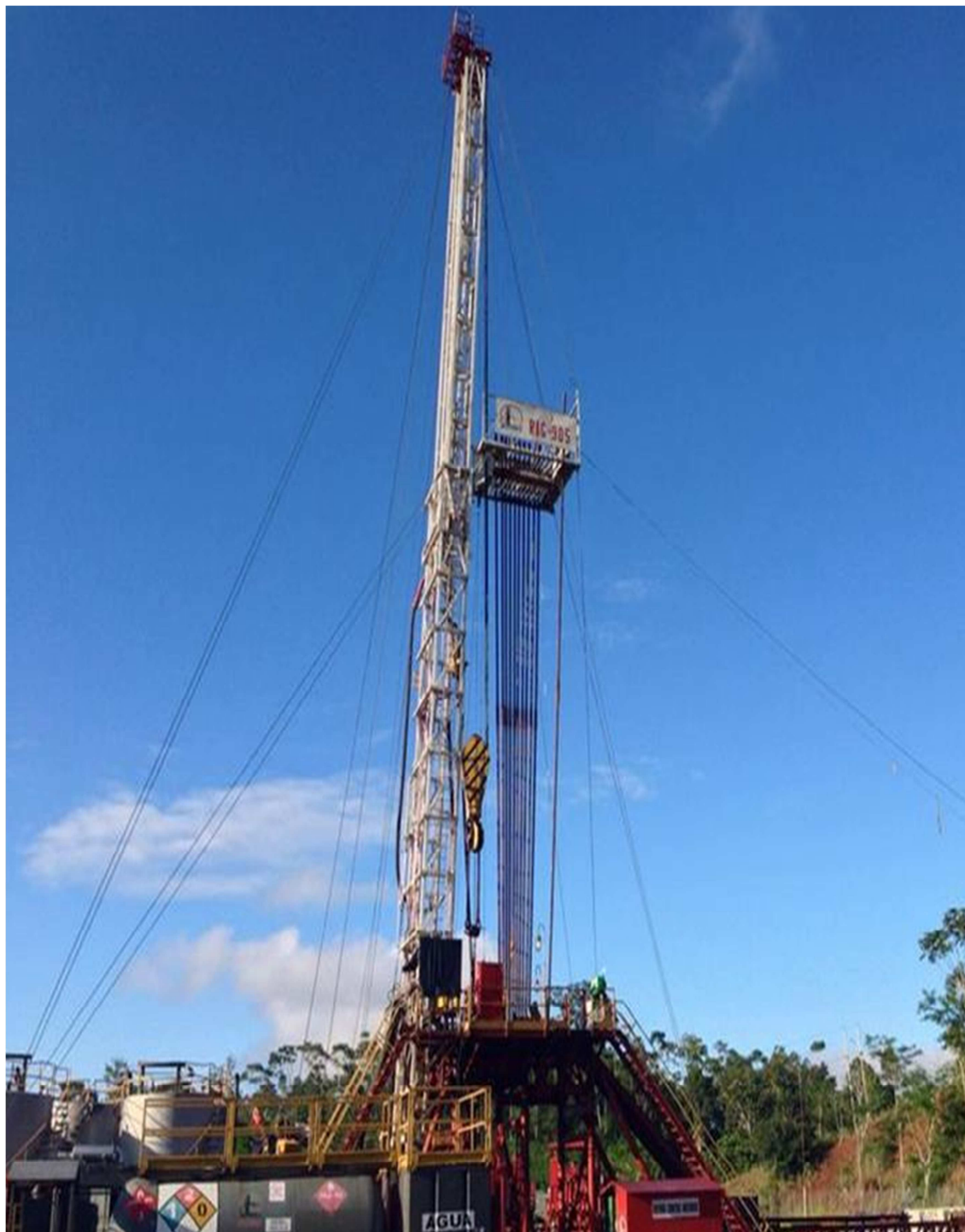
WO: work over, reacondicionamiento

ITT: Ishpingo Tambococha Titutini

RIG DE PERFORACIÓN SINOPEC – 185



TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO SINOPEC - 905



BHA DE LIMPIEZA DE MI SWACO-SCHLUMBERGER EN RIG DE PERFORACIÓN

ESQUEMA DE UN CONJUNTO TCP DE LA CIA.SCHLUMBERGER

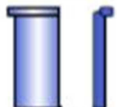
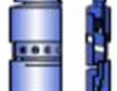

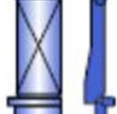
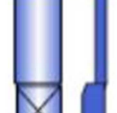
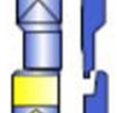
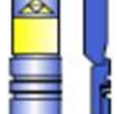
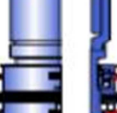

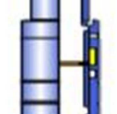





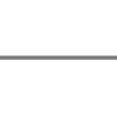

| | | | |
|----|---|--|---------------|
| 1 |  | 3 1/2" Tubing Tubing Hasta superficie Sliding Sleeve 2.81" | PAM |
| 2 |  | Camisa 2.81" Camisa | PAM |
| 3 |  | 3 1/2" Tubing Tubing 1 Tubo | PAM |
| 4 |  | No-go 2.75" No - go 2.75" no-go | PAM |
| 5 |  | 3 1/2" Tubing Tubing 1 Tubo | PAM |
| 6 |  | Cross-over X-over 3.5 IF p x 3.5" EUE b | SLB-TS |
| 7 |  | RA Marker Sub RA Marca Radioactiva | SLB-TS |
| 8 |  | Safety Joint SJB-FA Junta de Seguridad | SLB-TS |
| 9 |  | Positrieve - 7" 24 - 30 # PIPK-CJ Packer Mecanico | SLB-TS |
| 10 |  | 2 7/8" Tubing Tubing 2 Tubos | PAM |
| 11 |  | Drop bar Tubing Rathole Valve DTRV-AB Valvula de produccion | SLB-TS |
| 12 |  | 2 7/8" Tubing Tubing 2 Tubos | PAM |
| 13 |  | Redundant Firing System BHF - HDF Barra cabeza primaria | SLB-TS |
| 14 |  | High Shot Density 4.50" HSD Camara PURE* | SLB-TS |
| 15 |  | High Shot Density 4.50" HSD PJ Omega 4505 PURE* | SLB-TS |
| 16 |  | High Shot Density 4.50" HSD Camara PURE* | SLB-TS |
| 17 |  | High Shot Density 4.50" HSD Bull Nose | SLB-TS |

DIAGRAMA DE CPI DE UN POZO CON EQUIPO BES. PETROAMAZONAS

