



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aplicación de la metodología
VCD para la reactivación de
un pozo productor de aceite
pesado del sureste mexicano**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

David Gilberto Acosta García

Jacob David Huerta Escobedo

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Roque Francisco Riquelme Alcantar



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

David Gilberto Acosta García

Primero que nada gracias Dios por todo lo que voy a mencionar a continuación, gracias por permanecer conmigo.

A mis padres, por ser el soporte más grande que la vida me pudo haber dado, los amo. Gracias papá por ser el ejemplo más claro que tuve del esfuerzo y de bondad, gracias por ser mi padre y mi amigo. Gracias mamá por ser un modelo para mí, a ser mi bastión en los momentos difíciles y a enseñarme a siempre ser agradecido con Dios, a sonreír y transmitir lo mejor de mí a los demás.

Gracias a mis hermanos, a Fabiola, la mejor hermana que pude tener, eres un claro ejemplo de esfuerzo, coraje para todos en la casa. Jerry más que mi hermano menor te has convertido en mi compañero y mi mejor amigo, los amo a los profundamente.

Gracias a la UNAM por ser mi segunda casa estos años, por brindarme grandes profesores además de experiencias y amistades que han moldeado mi vida y que nunca voy a olvidar.

A la Doctora Angélica Carbajal Ramírez, le tendré eterna gratitud por tener cuidado de mí y de todos sus pacientes, admiro mucho su pasión y bondad con la que ejerce su profesión y la manera en la que logra sacar una sonrisa de todos nosotros, usted ha sido de igual forma parte de este logro.

A Jacob que con el tiempo te convertiste en un gran amigo y con quien tuve el placer de realizar esta tesis, llevamos tiempo hablando de este momento y lo hemos alcanzado.

A mis amigos Alejandro, Diana, Andrés, Pepe, Óscar, Ahuitzol, Gandhi por formar parte importante de mi vida universitaria y por ser grandísimas personas.

¡Gracias!

Jacob David Huerta Escobedo

A Dios primero, por hacerme siempre fuerte, te siento siempre conmigo.

A mis padres, ambos forjaron todo lo que soy; Mamá, hasta el cielo, por tanto amor y tanta esperanza en mí, siempre incondicional desde el inicio, nadie te ama como yo lo hago. Papá, por ser un ejemplo de compromiso y de amor con tu familia, por apostar por mí cuando decidí emprender este viaje, aquí está todo tu esfuerzo, te llevo en el corazón.

A mis 3 hermanas; Graciela, por ser un ejemplo de constancia y esfuerzo, siempre marcaste el camino a seguir para tus hermanos. Gabriela, siempre serás mi primer opción para hablar, contigo empezar este camino fue más fácil, por todo el cariño que me has tenido. Nathalia, porque con tu alegría siempre me robaste una sonrisa cuando lo necesité, por darle tanto de tu tiempo y amor a nuestra mamá.

Marlenne R.F, todo hubiera sido posible, pero sin duda contigo a mi lado lo disfruté más. La sangre corre más fuerte con otro corazón. Gracias por el apoyo y por creer siempre en mí.

David Gilberto A.G, me gusta saber que más que un compañero de tesis tengo un gran amigo. Gracias por la paciencia, el esfuerzo nunca le falla a nadie, estoy orgulloso de nuestro trabajo.

Carlos Alberto H.H, Daniel S.H, Juan Manuel L.M, Luis Enrique M.E, gracias por brindarme una amistad sincera y real, saben que siempre que lo requieran tienen en mí un cómplice.

A mi muy querida Universidad Nacional y a todos los grandes maestros que aquí conocí, todo lo aprendido, todo lo vivido, siempre velaré por trabajar para que la UNAM siga siendo el alma fuerte del país.

Por último pero nunca menos, a todos los invisibles invencibles que han puesto vida en lograr una educación como la que tuve. El saber del que estudia es la gloria del que lucha. Esto es suyo.

POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU

	Índice
	Página
Índice de Figuras.....	vi
Índice de Tablas.....	viii
Summary.....	x
Introducción.....	xii
Objetivos.....	xii
Alcances.....	xii
1. Fundamentos.....	1
1.1. Aceite Pesado y Extrapesado.....	1
1.2. Reparación de Pozos.....	3
1.2.1. Reparaciones Menores.....	3
1.2.2. Reparaciones Mayores.....	4
1.3. Vida Productiva de un Yacimiento.....	4
1.3.1. Producción Primaria.....	5
1.3.2. Producción Secundaria.....	5
1.3.3. Producción Terciaria o Mejorada.....	5
1.4. Sistemas Artificiales de Producción.....	6
1.4.1. Bombeo Mecánico.....	7
1.4.2. Bombeo Neumático.....	11
1.4.3. Bombeo con Cavidades Progresivas.....	15
1.4.4. Bombeo Hidráulico.....	18
1.4.5. Bombeo Electrocentrífugo Sumergible BEC.....	21
1.5. Inyección de Vapor.....	23
1.5.1. Inyección Continua de Vapor.....	24
1.5.2. Inyección Cíclica de Vapor.....	26
1.6. Inyección Mecánica (Swabeo).....	27

1.6.1. Sarta de Herramientas del Swabeo.....	28
2. Metodología VCD y VCDSE	30
2.1. Etapas de la Metodología VCDSE.....	31
2.1.1. Visualización.....	31
2.1.2. Conceptualización.....	31
2.1.3. Definición.....	31
2.1.4. Seguimiento.....	31
2.1.5. Evaluación.....	32
2.2. Objetivo de la Metodología VCDSE.....	34
2.3. Proceso VCD en Intervenciones a Pozo en Construcción.....	34
2.3.1. Visualización en Intervenciones a Pozo en Construcción.....	34
2.3.2. Conceptualización en Intervenciones a Pozo en Construcción.....	39
2.3.3. Definición en Intervenciones a Pozos en Construcción.....	43
2.4. Proceso VCD Reparaciones Menores o Mayores, con o sin Equipo.....	48
2.4.1. Visualización en Mantenimiento de Pozos.....	48
2.4.2. Conceptualización en Mantenimiento de Pozos.....	53
2.4.3. Definición en Mantenimiento de Pozos.....	56
3. Aplicación de Metodología VCD para la Reparación Mayor de un Pozo Productor de Aceite Pesado.....	57
3.1. Base de Usuario.....	57
3.2. Etapa de Visualización Para una Reparación Mayor del Pozo "A".....	57
3.2.1. Objetivo de la Reparación.....	58
3.2.2. Estado Inicial del Pozo "A".....	58
3.2.3. Aparejos Convencionales e Isotérmicos.....	65
3.2.4. Sistemas Artificiales de Producción.....	66
3.2.5. Opciones Factibles Para la RMA.....	67

3.3. Etapa de Conceptualización Para la Reparación Mayor del Pozo “A”.....	69
3.3.1. Objetivo de la Reparación.....	69
3.3.2. Historia de Producción del Pozo “A”.....	69
3.3.3. Matriz de Decisiones.....	69
3.3.4. Análisis Nodales a las Opciones Preestablecidas en la Etapa de Visualización.....	70
3.3.5. Análisis de las Opciones Preseleccionadas en Etapa de Visualización.....	74
3.3.6. Resultados de la Etapa de Conceptualización.....	78
3.4. Etapa de Definición Para una RMA al Pozo “A”.....	78
3.4.1. Objetivo de la Reparación.....	78
3.4.2. Pronóstico de Producción.....	78
3.4.3. Análisis Nodal de la Opción Ganadora, Sensibilidades y Estimación de Producción.....	79
3.4.4. Estado Mecánico Programado.....	80
3.4.5. Diseño de Aparejo de Producción.....	81
3.4.6. Diseño de Sistema Artificial de Producción (BN).....	82
3.4.7. Programa de Fluidos de Control de Pozo e Instalación de Preventores.....	84
3.4.8. Recuperación de Aparejo Isotérmico y Obturación de Intervalos.....	84
3.4.9. Programa de Disparos.....	85
3.4.10. Programa de Estimulación, Inyección y/o Levantamiento...	85
3.4.11. Control de Arena y Aparejo de Producción.....	85
3.5. Programa de Actividades y Tiempos de Intervención.....	86
3.6. Resultado de la Etapa de Definición en la RMA.....	87
4. Adaptación de Metodología VCD para inducción mecánica (Swabeo) de un pozo productor de aceite pesado.....	88

4.1. Etapa de Visualización para inducción mecánica en Pozo “A”	88
4.1.1. Objetivo.....	89
4.1.2. Estado Inicial del pozo “A”	90
4.2. Etapa de Conceptualización Para Inducción Mecánica del Pozo “A”	91
4.3. Etapa de Definición Para Inducción Mecánica en Pozo “A”.....	92
4.3.1. Objetivo.....	92
4.3.2. Columna Geológica Real.....	93
4.3.3. Programa de Presiones de Prueba.....	93
4.3.4. Programa de Actividades y Tiempos de Intervención.....	94
5. Resultados.....	96
5.1. Resultados de la RMA.....	96
5.2. Resultados de la Inducción Mecánica.....	96
5.3. Producción.....	97
Conclusiones.....	99
Glosario.....	101
Bibliografía.....	103

Índice de Figuras

Figura	Página
1.1. Composición de Aceite Pesado y un Aceite de Baja Densidad.....	2
1.2. Reservas de Aceite a Nivel Mundial.....	3
1.3. Ciclo de Vida de un Yacimiento.....	4
1.4. Clasificación de Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada.....	6
1.5. Ciclo de Bombeo Mecánico.....	8
1.6. Esquema de Instalación de Superficial de Bombeo Mecánico.....	9
1.7. Bombas Subsuperficiales de Bombeo Mecánico.....	10
1.8. Efectos del Gas de Inyección de Bombeo Neumático.....	12
1.9. Instalaciones del Bombeo Neumático.....	15
1.10. Diagrama de Instalación de un Bombeo de Cavidades Progresivas.....	17
1.11. Carreras Descendientes y Ascendentes de Pistones en Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	20
1.12. Comportamiento de Fluidos en Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	21
1.13. Componentes de Bombeo Electrocéntrico.....	22
1.14. Arreglo y Zonas de un Proceso de Inyección Continua.....	25
1.15. Proceso en Etapas de Inyección de Vapor Cíclica.....	26
1.16. Comportamiento de la Producción en Proceso Cíclico.....	27
1.17. Esquema del Acarreo de Fluidos por Swabeo.....	28
1.18. Copa de Hule de Swabeo.....	28
1.19. Instalaciones de Swabeo.....	29
2.1. Producción Nacional de Crudo de 1901 a 2015.....	30
2.2. Ciclo de Vida de Proyecto VCD.....	33
3.1. Cabezal Isotérmico Para Proceso de Inyección de Vapor.....	60
3.2. Estado Mecánico del Pozo “A” con Equipo y Accesorios Para Inyección de Vapor.....	61
3.3. Desplazamiento del Pozo “A”.....	62
3.4. Desplazamiento del Pozo “A”.....	62

3.5. Histórico de Producción Pozo “A”	65
3.6. IPR del Pozo “A” a 120 y 150° C.....	71
3.7. Perfil de Temperatura de Inyección de Vapor en Función de la Profundidad con Aparejo Convencional.....	72
3.8. Perfil de Temperatura de Inyección de Vapor en Función de la Profundidad con Aparejo Isotérmico.....	72
3.9. Sensibilidad en la Temperatura de Fondo y Diámetros de Estrangulad...	73
3.10. Análisis Nodal del Pozo “A” Operando con Bombeo Neumático.....	75
3.11. Análisis Nodal del Pozo “A” Operando con Bombeo Mecánico.....	76
3.12. Pronóstico de Producción del Pozo “A” Hasta 2021.....	78
3.13. Análisis Nodal del Pozo “A” Operando con BN.....	79
3.14. Estado Mecánico del Pozo “A” Programado.....	80
3.15. Punto Óptimo de Inyección.....	82
3.16. Curva de Rendimiento del Gas.....	83
3.17. Tiempos de Ejecución de RMA del Pozo “A”.....	87
4.1. Agua Manchada de Aceite Recuperada Tras Operación de Inducción Mecánica en Yacimiento “R-B”.....	89
4.2. Estado Mecánico del Pozo “A” Tras el RMA y Previo a la Inducción Mecánica.....	90
4.3. Intervalos Productores del Pozo “A”.....	91
4.4. Tiempos de Operación de Inducción Mecánica del Pozo “A”.....	95

Índice de Tablas

Tabla	Página
1.1. Clasificación de Aceite Crudo Según el American Petroleum Institute....	1
1.2. Rango de Operación de Bombeo Mecánico.....	3
1.3. Rangos de Operación BN.....	15
1.4. Rango de Operaciones de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	18
2.1. Ejemplo de Matriz de Decisiones Para Construcción de Pozos.....	36
2.2. Análisis de Sensibilidad a los Riesgos Geológicos, Estructurales, Geofísicos y de Yacimiento.....	37
2.3. Tabla de Decisiones de Reparaciones a Pozos.....	50
2.4. Análisis de Sensibilidad de los Riesgos Mecánicos y de Yacimiento para Mantenimiento de Pozos.....	51
3.1. Datos del Yacimiento “R-B”.....	58
3.2. Columna Geológica Real del Pozo “A”.....	59
3.3. Etapas de Perforación del Pozo “A”.....	59
3.4. Criterios de Selección de Sistema Artificial de Producción.....	66
3.5. Estimación de Temperatura de Fondo con Aparejo Isotérmico y Convencional.....	73
3.6. Ventajas y Desventajas de las Opciones 1 a 4 de la RMA/CE.....	74
3.7. Ventajas y Desventajas de las Opciones 5 a 8 de la RMA/CE.....	74
3.8. Ventajas y Desventajas de las Opciones con BN.....	75
3.9. Ventajas y Desventajas de las Opciones con BM.....	76
3.10. Análisis Nodal del Pozo “A” con BN.....	80
3.11. Distribución Ensamble para Control de Arena del Pozo “A”.....	81
3.12. Distribución Aparejo de Producción del pozo “A”.....	81
3.13. Parámetros Empleados Para el Punto Óptimo de Inyección.....	83
3.14. Fluido de Control Para RMA del Pozo “A”.....	84
3.15. Diseño de Disparos Para Nuevos Intervalos del Pozo “A”.....	85
3.16. Tiempos de Ejecución de RMA del Pozo “A”.....	86

4.1. Columna Geológica del Pozo "A"	93
4.2. Tiempos de Ejecución de Inducción Mecánica del Pozo "A"	94
5.1. Datos de Producción Posterior a la Apertura del Pozo "A"	98

Summary

Based on the changes in the energy regulation that has taken place in recent years in the country, Pemex has placed itself in a scenario of direct competition with various national and international private operators.

The state production company, in the application of hydrocarbon exploitation process technologies has examined several alternatives that respond to the engineering and economical challenges linked with the recent past, present and future of the industry, within these is the VCD methodology that went back in the implementation successfully in the processes of Well Engineering Design for Drilling and Termination. Its implementation has been extended in the design of the major and minor repair operational programs with equipment, as well as processes of inductions, stimulations and placement of artificial lift systems.

The application process of the VCD methodology breaks down into three stages; Visualization, Conceptualization and Definition, is executed in this order and feeds on basic and fundamental field-reservoir-well-surface information. The purpose of the engineering team is to determine the best operational intervention option of the well under study, evaluating among others the safety of the intervention with associated risks, the cost, profitability and the certainty of the production of economically exploitable hydrocarbons.

The present work is based on a real well that we will call "A" that produces heavy oil from a field in the southeast region of Mexico, which its exploitation has been strongly affected by water invasion. This invaded field was worked with Cyclic Steam Stimulation (CSS) for an Enhanced Oil Recovery process.

The final part of this work is based on the challenges, strengths and weaknesses in the implementation of the methodology in the well in the process of leaving as a guide to improve said implementation.

Resumen

Con base en los cambios en la regulación energética que ha tenido lugar en los últimos años en el país, Pemex se ha colocado en un escenario de competencia directa con diversos operadores privados nacionales e internacionales.

La productora estatal en la aplicación de tecnologías de proceso de explotación de hidrocarburos ha examinado varias alternativas que responden a los desafíos de ingeniería y económicos vinculados con el pasado, presente y futuro reciente de la industria, dentro de estas está la metodología de VCD que se remonta a la implementación con éxito en los procesos de Diseño de Ingeniería de Pozos para Perforación y Terminación. Su implementación se ha ampliado en el diseño de los programas operativos de reparación mayor y menor con equipamiento, así como en los procesos de inducción, estimulación y colocación de sistemas artificiales de producción.

La aplicación del proceso de la metodología VCD se divide en tres etapas; Visualización, Conceptualización y Definición, se ejecutan en este orden y se alimentan de información proveniente de todos los componentes del sistema integral de producción. El propósito del equipo de ingeniería es determinar la mejor opción de intervención operativa del pozo en estudio, evaluando entre otros la seguridad de la intervención con los riesgos asociados, el costo, la rentabilidad y la certeza de la producción de hidrocarburos económicamente explotables.

El presente trabajo se basa en un pozo real que llamaremos "A" que produce petróleo pesado de un campo en la región sureste de México, cuya explotación ha sido fuertemente afectada por la invasión de agua. Este campo invadido se trabajó con un proceso de Inyección Alterna de Vapor (IAV) como un proceso de recuperación mejorada.

La parte final de este trabajo se basa en los desafíos, fortalezas y debilidades en la implementación de la metodología en el pozo en el proceso de dejar como guía para mejorar dicha implementación.

Introducción

Debido a las características de los yacimientos en México, los proyectos de extracción de hidrocarburos representan grandes retos en materia de ingeniería y administración de yacimientos, siempre buscando desarrollar proyectos rentables que logren el mayor factor de recuperación posible.

La metodología VCD es aplicada antes de implementar cualquier proyecto. Para las áreas de perforación y de reparación de pozos tiene los siguientes objetivos:

- Brindar seguimiento operativo.
- Trabajo interdisciplinario.
- Establecer una adecuada administración de yacimientos.
- Eliminar inversiones no productivas reduciendo incertidumbre.

La metodología lleva años siendo implementada en el área de producción y está siendo aplicada para operaciones de reparaciones mayores o menores, con o sin equipo, esto se puede ver reflejado o no en deficiencias en su implementación lo cual puede ser reflejado en aspectos económicos u operativos de un proyecto pero de ser aplicado correctamente puede otorgar los beneficios mencionados con anterioridad, lo que brindaría a la industria petrolera en México más oportunidades para el desarrollo de esta industria que representa un soporte bastante grande para el desarrollo económico del país.

Objetivos

La presente tesis tiene como objetivos:

- Determinar si la metodología VCD fue aplicada de forma adecuada en un pozo de estudio.
- Presentar un análisis de la metodología aplicada en el pozo de estudio para encontrar posibles fallas o puntos a mejorar.

Alcances

- Investigar en guías operativas de la metodología para perforación y reparación a pozos.
- Aplicar la metodología VCD en el pozo bajo estudio (visualización, conceptualización y definición).

Capítulo 1.- Fundamentos.

1.1 Aceite Pesado y Extrapesado

Los hidrocarburos pueden ser clasificados mediante distintos enfoques, se puede tomar como parámetro su composición química, propiedades físicas, contenido de azufre, etcétera.

Según el American Petroleum Institute, el aceite crudo puede ser clasificado en función de la densidad API que se calcula de la siguiente forma:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \dots Ec(1.1)$$

$$\gamma = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots Ec(1.2)$$

Donde:

$^{\circ}API =$ Densidad API

$\gamma =$ Densidad relativa

$\rho_o =$ Densidad del aceite

$\rho_w =$ Densidad del agua

Tabla 1.1 Clasificación de Aceite Crudo Según el American Petroleum Institute

Aceite Crudo	Densidad API
Aceite ligero	$^{\circ}API > 31.1$
Aceite Medio	$22.3 < ^{\circ}API < 31.1$
Aceite Pesado	$10 < ^{\circ}API < 22.3$
Aceite Extrapesado	$^{\circ}API < 10$

Es necesario una apropiada clasificación y caracterización del fluido para su explotación óptima, selección de instalaciones superficiales, sistema artificial, proceso de recuperación secundaria y/o mejorada, etcétera.

Se considera aceite pesado al aceite con alta densidad y alta viscosidad, que por lo general su producción en la etapa primaria es nula, es necesario la implementación de un sistema artificial de producción y de un proceso de recuperación adicional.

Los altos valores de densidad y viscosidad del aceite pesado se deben a la composición de este tipo de aceite, el aceite ligero tiene una distribución exponencial de sus componentes. Debido a su composición es necesario la implementación de procesos químicos o térmicos que disminuyan los altos valores en la densidad y viscosidad de estos aceites.

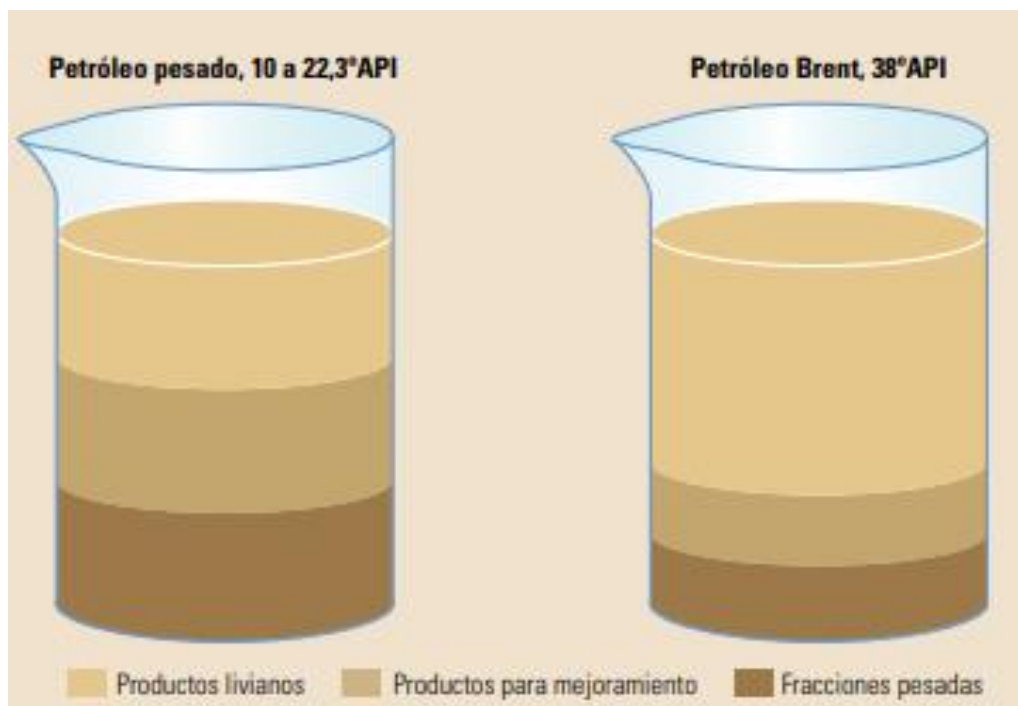


Figura 1.1 Composición de Aceite Pesado y un Aceite de Baja Densidad (Brent), Schlumberger Oilfield Review, 2016 ¹

En la actualidad, el aceite convencional representa un 30% de las reservas a nivel mundial, el otro 70% está distribuido entre el aceite pesado, extra pesado, arenas petrolíferas y el bitumen, del cual el aceite crudo representa el 15%.

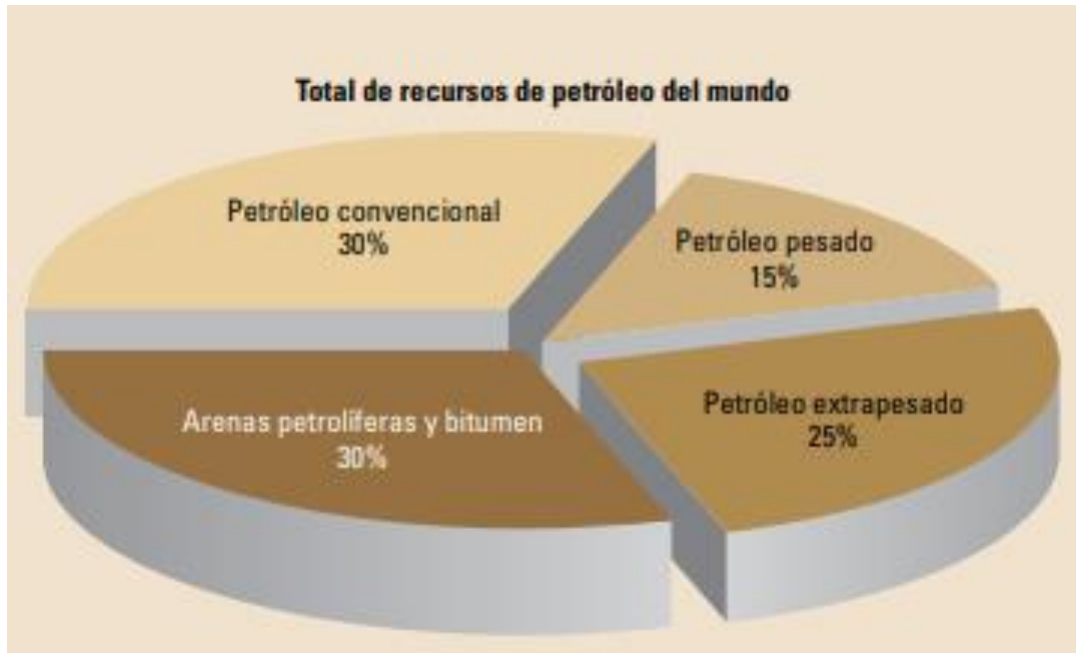


Figura 1.2 Reservas de Aceite a Nivel Mundial, Schlumberger Oilfield Review, 2016 ¹

1.2 Reparación de Pozos

La reparación de pozos refiere al conjunto de actividades realizadas en un pozo que permitan una mejora en las condiciones de flujo que otorguen un incremento en la producción, comunicando al intervalo productor con la superficie y tienen como objetivo el optimizar la producción del pozo en cuestión de energía y en cuestión económica. Las reparaciones en pozos se dividen en reparaciones menores y reparaciones mayores.

1.2.1 Reparaciones Menores

Actividades desarrolladas en el pozo con el fin de mejorar las condiciones de producción, estas tienen como principal característica el modificar las condiciones mecánicas del pozo y el no alterar condiciones del yacimiento. Entre las actividades realizadas en una reparación menor, a continuación, se enumeran unos ejemplos:

1. Conversión a bombeo neumático.
2. Conversión a bombeo mecánico.
3. Rehabilitación de bombeo neumático.
4. Rehabilitación de bombeo mecánico.
5. Conversión a inyector de agua.

6. Cambio de aparejo fluyente.
7. Conversión a Cavidades progresivas.

1.2.2 Reparaciones Mayores

Operaciones que tienen como objetivo el modificar de manera significativa las condiciones de flujo en el pozo y en el intervalo productor, es decir, estas operaciones modifican las condiciones del yacimiento, a continuación, se enumeran unos ejemplos:

1. Estimulación con ácido, vapor, orgánicos.
2. Fracturamiento hidráulico.
3. Cambios de Intervalos.
4. Disparos.

1.3 Vida Productiva de un Yacimiento

La vida de un yacimiento comienza en su exploración y delimitación, seguido de su desarrollo y producción en sus etapas primaria, secundaria y terciaria hasta su abandono. Una óptima administración de la vida productiva del yacimiento es necesario para maximizar la producción del yacimiento y obtener un factor de recuperación lo más alto posible.

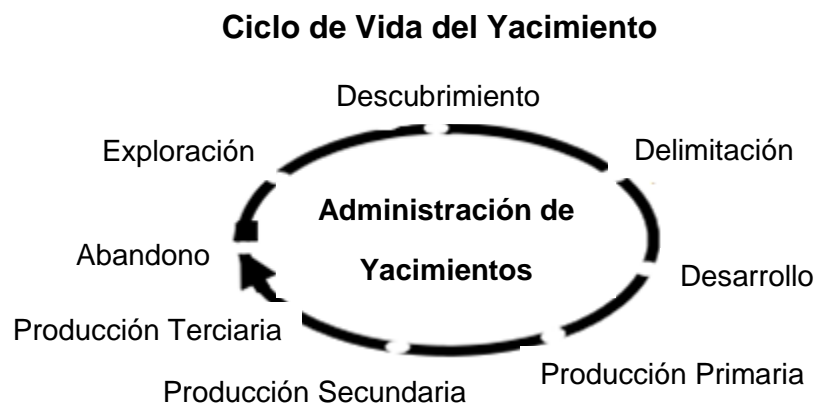


Figura 1.3 Ciclo de Vida de un Yacimiento, Satter, 2003 ²

1.3.1 Producción Primaria

Primera etapa de producción del yacimiento, en esta el yacimiento es explotado, con su misma energía, la producción es resultado únicamente del gradiente de presión entre el yacimiento y el pozo hasta la superficie.

En caso de que la presión empiece a disminuir, se puede instalar un sistema artificial de producción que permita disminuir la presión de fondo fluyendo y mantener el ritmo de producción sin alterar las condiciones del yacimiento.

Este proceso termina cuando la presión y la saturación de aceite han disminuido lo suficiente, se haya alcanzado la presión de saturación o ya la producción de aceite con respecto a la de agua no es económicamente rentable.

1.3.2 Producción Secundaria

Etapa de producción posterior a la primaria, en esta se llevan a cabo procesos de inyección de fluidos, estos fluidos son agua o gas y tienen el propósito de realizar un mantenimiento de presión y/o barrido del aceite hacia los pozos productores.

1.3.3 Producción Terciaria o Mejorada

Etapa que puede ser posterior a la primaria o secundaria (omisión de los procesos de recuperación secundaria) dependiendo de las condiciones geológicas y del yacimiento.

Tiene como objetivo cambiar las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluido. (Densidad, viscosidad, mojabilidad, tensión interfacial, presión capilar, etcétera).

Los procesos de recuperación mejorada se clasifican en:

1. Térmicos.
2. Químicos.
3. Capilares.
4. Biológicos.

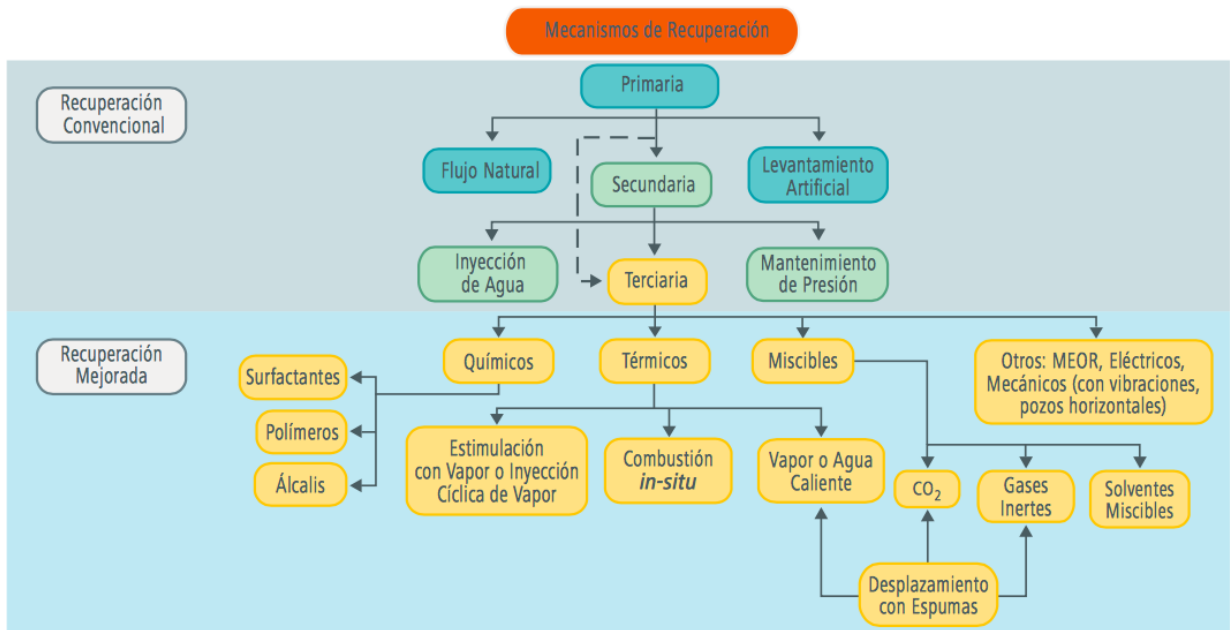


Figura 1.4 Clasificación de Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada³

1.4 Sistemas Artificiales de Producción

Los sistemas artificiales tienen como función proporcionar energía adicional a la columna de fluidos dentro del pozo para poder lograr su elevación a superficie reduciendo la presión de fondo fluyendo, estos funcionan mediante distintos métodos como son el aligeramiento de la columna mediante inyección de gas o instalación de alguna bomba. Estos sistemas forman parte de los procesos IOR que tienen como característica aumentar la recuperación final de aceite de un yacimiento.

Cada sistema artificial tiene su principio y es deber del ingeniero de producción el determinar el sistema óptimo dependiendo de las condiciones del fluido, condiciones de producción y de las condiciones del yacimiento.

Los tipos de sistemas artificiales son los siguientes:⁴

1. Bombeo Mecánico.
2. Bombeo Neumático.
3. Cavidades Progresivas.
4. Bombeo Hidráulico.
5. Bombeo Electrocentrífugo.

6. Émbolo Viajero.
7. Sistemas Híbridos.

1.4.1 Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico (BM) tiene como principal ventaja el amplio conocimiento que se tiene acerca de su funcionamiento, esto se debe a su bajo costo, principal característica por el que es el sistema artificial de producción en tierra más utilizado en la industria.

Este sistema artificial es considerado como uno de baja productividad, es decir, maneja gastos bajos, y es utilizado en yacimientos someros a profundidades máximas de 2400 metros.

El Bombeo mecánico consiste en la instalación de una bomba sub superficial, que succiona al aceite mediante el movimiento reciprocante de un émbolo, este se mueve de forma ascendente y descendente dentro de la bomba por medio de la unidad de bombeo mecánico superficial.

1.4.1.1 Ciclo del Bombeo Mecánico⁵

En su forma más simple, la bomba consiste de un cilindro o camisa suspendida en la tubería de producción, el émbolo se mueve en forma ascendente y descendente dentro de esta por medio de una sarta de varillas de succión, que consiste en un conjunto de varillas enroscadas, la unidad superficial suministra el movimiento oscilatorio a la sarta de varillas de succión y en consecuencia a la bomba, En el fondo del cilindro se encuentra instalada una válvula estacionaria de bola y asiento, la válvula fija (SV) que une a una segunda válvula de esfera y asiento , la válvula viajera (TV) está localizada en el émbolo.

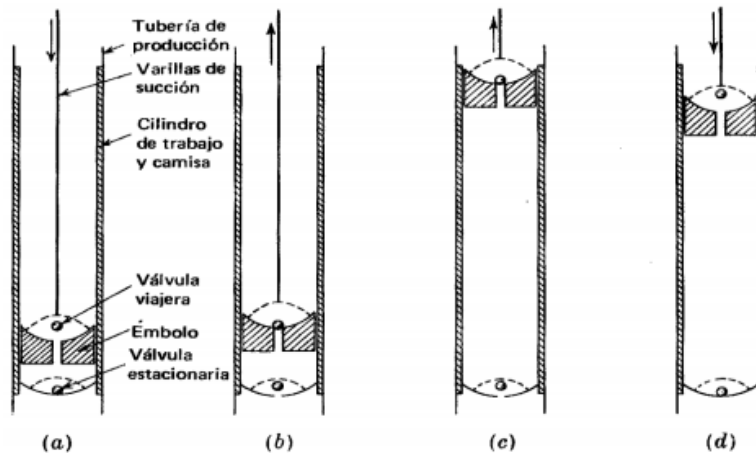


Figura 1.5 Ciclo de Bombeo Mecánico Nind, 1987⁵

a) El fluido se mueve hacia arriba a través de la TV abierta mientras el peso de la columna de fluido es soportado por la SV.

b) La TV ahora está cerrada, en consecuencia, el peso de la columna de fluido es transferido de la TP a la sarta de varillas. La SV se abre tan pronto la presión de abajo supera a la de arriba.

c) Si en el pozo hay producción obtenida por el bombeo, la SV debe estar abierta este tiempo, permitiendo que la formación entregue producción a la TP. SV se mantiene cerrada.

d) La SV está cerrada por el aumento de presión que resulta de la compresión de los fluidos.

1.4.1.2 Equipo Superficial de Bombeo Mecánico⁴

Motor: Eléctrico o de combustión interna que proporciona energía a la unidad mecánica, que es transmitida a la bomba y usada para impulsar el sistema. La unidad motriz afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje. La potencia del motor depende de la profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo, y balanceo de la unidad, Svinos⁷.

Manivela: Es la responsable de transmitir el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a la biela del balancín.

Unidad de Bombeo (Balancín): Tiene la función de transformar el movimiento rotacional de la unidad motriz en movimiento recíproco vertical.

Varilla Pulida: Es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y la unidad de bombeo, que pasa a través de las conexiones superficiales.

Reductor de engranes: Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada y al mismo tiempo incrementar el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.

Cabezal de rotación: Transfiere la energía requerida para mover la sarta de varillas; crea un sello entre la parte superior de la tubería y la varilla pulida, soporta el efecto del mecanismo de frenado, el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba.

Grampa: Su función es mantener fija la varilla pulida al cabezal de rotación para poder transmitirle correctamente el movimiento rotatorio desde el cabezal.

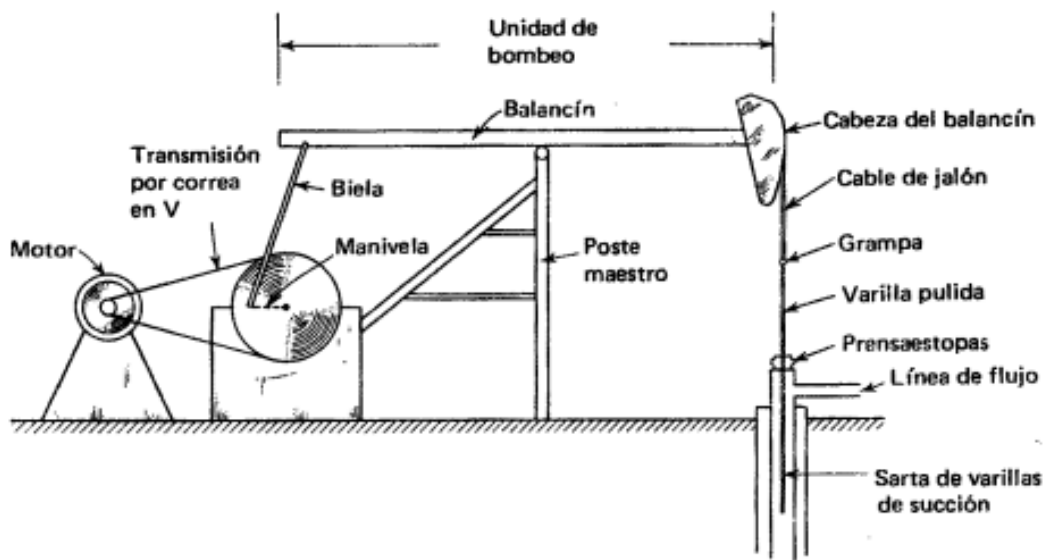


Figura 1.6 Esquema de Instalación de Superficial de Bombeo Mecánico, Nind, 1987⁵

1.4.1.3 Equipo Subsuperficial de Bombeo Mecánico

Tubería de Producción: La tubería de producción tiene por objeto conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo del pozo hasta la superficie. En cuanto a la resistencia, generalmente la tubería de producción es menos crítica debido a que

las presiones del pozo se han reducido considerablemente para el momento en que el pozo es condicionado para bombear.

Bomba de Subsuelo: Es un equipo de desplazamiento positivo (reciprocante), la cual es accionada por la sarta de varilla desde la superficie. Los principales componentes son: el barril o camisa, pistón o émbolo, 2 o 3 válvulas con sus asientos y jaulas o retenedores de válvulas.

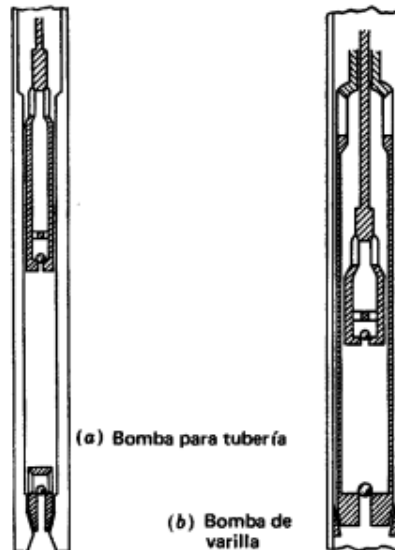


Figura 1.7 Bombas Subsuperficiales de Bombeo Mecánico, Nind⁵

1.4.1.4 Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico

Ventajas:

- Diseño simple
- Inversión baja para la producción de volúmenes bajos.
- Permite producir con niveles de fluido bajos.
- Adaptable en pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- Cuando su aplicación es apropiada, la operación es muy rentable.

Desventajas:

- Inversiones fuertes, para producciones y profundidades altas.
- Limitado a grandes profundidades.
- Problemas en agujeros desviados.
- Se deben extraer las varillas al momento de extraer la bomba.

1.4.1.5 Rango de Operación de Bombeo Mecánico

Tabla 1.2 Rango de Operación de Bombeo Mecánico ⁶

	Rango Típico	Rango Máximo
Profundidad	31 - 3553 m	4877 m
Volumen	5-1500 BPD	5000 BPD
Temperatura	100 – 350 °F	550 °F
Desviación	0 – 20°	0 – 90°
Corrosión	Bueno a excelente	
Manejo de Gas	Aceptable a bueno	
Manejo de Sólidos	Aceptable a bueno	
Densidad de Fluidos	≥8 °API	
Tipo de Motor	Gas o Eléctrico	
Aplicaciones Marinas	Limitada	
Eficiencia del Sistema	45% - 60%	

1.4.2 Bombeo Neumático⁸

El bombeo neumático es un sistema artificial en el cual un gas a alta presión (presión mínima de 250 psi) es usado como método de levantamiento a través de un proceso mecánico. Este es realizado mediante 2 métodos:

- Bombeo Neumático Continuo.
- Bombeo Neumático Intermitente.

Gas es inyectado a través del espacio anular y al ser más ligero que el aceite al mezclarse estos fluidos, reduce la densidad del fluido del aceite y reduce la presión al fondo del pozo, generando un delta de presión y la producción mejorará, por consiguiente. Como medio de control del flujo de gas, una válvula de gas permitirá el flujo de gas al espacio anular a varias profundidades.

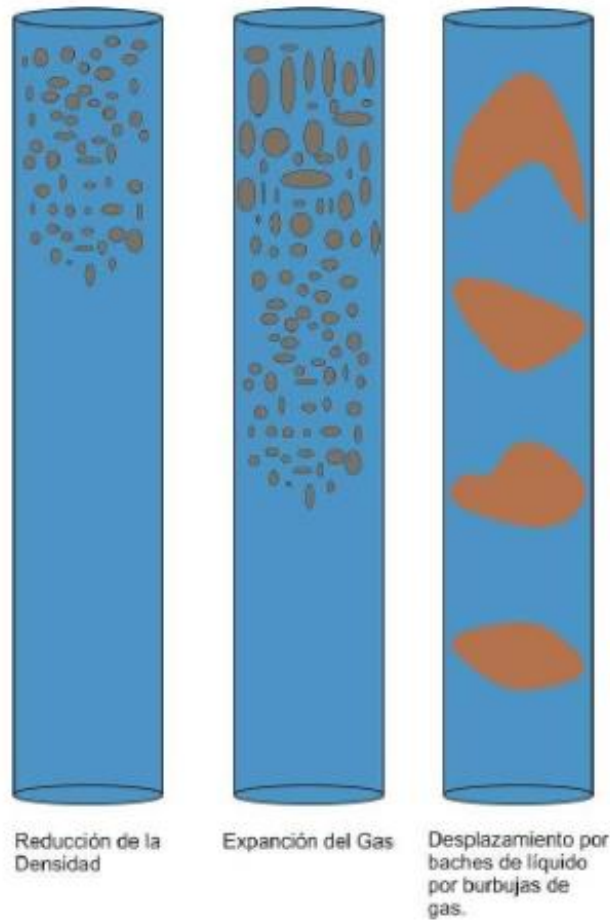


Figura 1.8 Efectos del Gas de Inyección de Bombeo Neumático

Las válvulas actúan en función del delta de presión que hay entre la TP y el espacio anular de forma automática, si la diferencia de presión disminuye a una presión predeterminada, la válvula se abre y cuando se llegan a valores críticos en el diferencial de la válvula se cierra.

La válvula de inyección que controla el flujo de gas dentro de la tubería de producción es llamada válvula operante y forma parte del sistema de control subsuperficial. Esta válvula de control es la instalada a la profundidad mayor, dicha tiene que ser a una que permita que el volumen de gas inyectado se alto y el pozo pueda producir de acuerdo a su capacidad de producción⁴.

1.4.2.1 Bombeo Neumático Continuo

Gas a alta presión es inyectado de forma continua a un reductor para airear o aligerar la columna de fluido hasta que la reducción de la presión de fondo permita haber un diferencial de presión en el área de producción, permitiendo así al pozo producir al gasto deseado.⁸ En la actualidad se utiliza gas natural como fuente de bombeo neumático, aunque en algunos casos es utilizado el nitrógeno.

1.4.2.2 Ventajas del Bombeo Neumático Continuo

- Bajas inversiones.
- Pueden ser instalados en pozos costa afuera.
- Aplicado a altas profundidades.
- Puede operar den un amplio rango de condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Sistema artificial de alta productividad.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.

1.4.2.3 Desventajas del Bombeo Neumático Continuo

- Se debe de contar con sistemas de seguridad para líneas de alta presión de gas.
- Poca eficiencia en yacimientos de aceite viscoso.
- Altos gastos de operación a comprar gas de inyección o al manejar una planta de suministro del mismo gas.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

1.4.2.4 Bombeo Neumático Intermitente

Involucra la expansión del gas inyectado a alta presión y una salida de baja presión. Una válvula con un puerto grande permite el control de la expansión del volumen del gas entrando a la tubería de producción. El gas es inyectado al espacio anular y posteriormente pasa a la TP a través de una válvula, cuando esta válvula abre, el aceite del yacimiento que se ha estado acumulando en la tubería de producción es expulsado.

El gas es inyectado de forma intermitente por una válvula operada por un motor conectado a un dispositivo sincronizado para controlar la inyección de gas de tal forma que el ciclo sea regulado para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo neumático intermitente es usado en pozos de baja productividad con siguientes características:

- Alto índice de productividad con presión de fondo baja.
- Bajo índice de productividad con presión de fondo alta.

1.4.2.5 Ventajas del Bombeo Neumático Intermitente

- Inversiones bajas en función de costos de combustible y sistema de monitoreo.
- De utilidad en pozos con baja presión de fondo.
- Flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.
- Aplicado a altas profundidades.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.

1.4.2.6 Desventajas del Bombeo Neumático Intermitente

- Costos de compresión de gas altos generan alta inversión.
- Su eficiencia es muy baja.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Se requiere de monitoreo del ciclo de inyección.

1.4.2.7 Instalaciones del Bombeo Neumático

El bombeo neumático requiere de varios sistemas para el control, compresión y manejo del gas de inyección mencionados a continuación:

- Abastecimiento de gas a alta presión: principalmente consiste en una estación de compresión, o pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo.
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).
- Equipo necesario para manejar y almacenar el fluido producido.

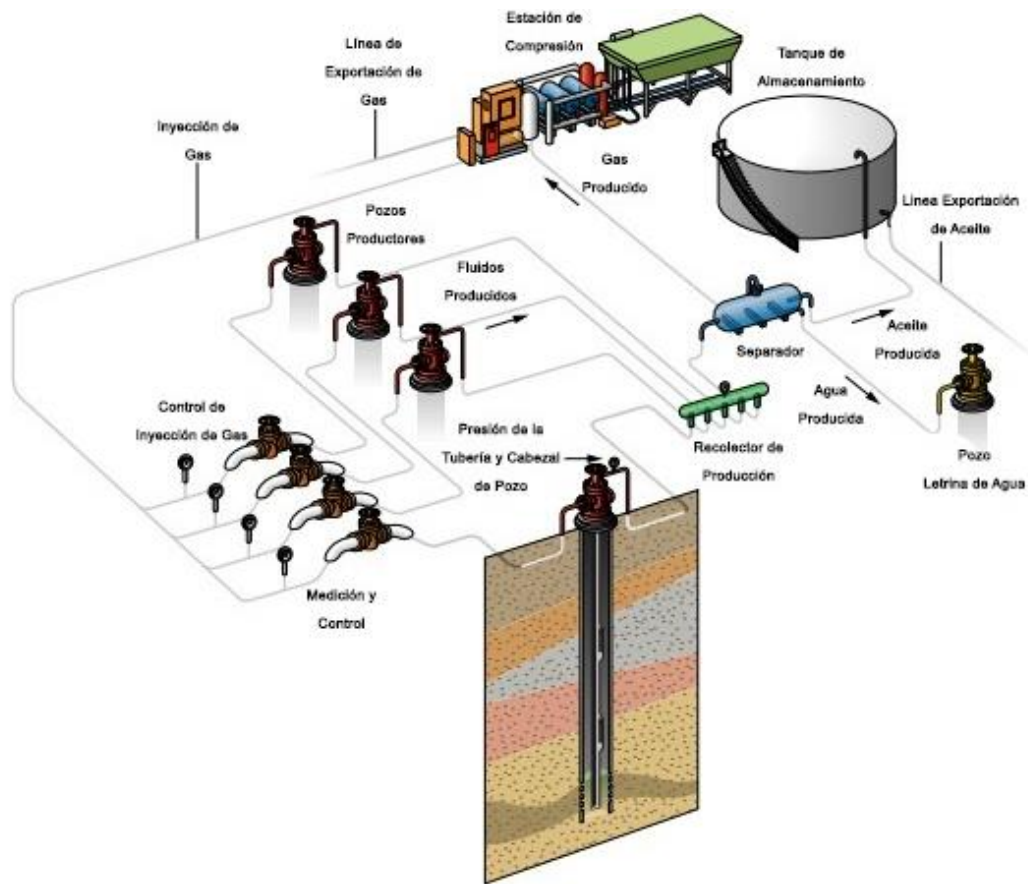


Figura 1.9 Instalaciones del Bombeo Neumático⁹

1.4.2.8 Rangos de Operación del Bombeo Neumático

Tabla 1.3 Rangos de Operación BN⁶

	Rango Típico	Rango Máximo
Profundidad	1000 - 3000 m	5000 m
Volumen	100-10000 BPD	30000 BPD
Temperatura	100 – 250 °F	400 °F
Desviación	0 – 50°	70 – 90° radio de bajo a medio

1.4.3 Bombeo con Cavidades Progresivas

El arreglo de este sistema artificial se debe considerar dentro de las primeras opciones debido a su bajo costo y simpleza en operación. En este sistema se hace

uso de una bomba subsuperficial de desplazamiento positivo que otorga energía adicional a los fluidos producidos para llegar a la superficie.

La inversión inicial que este sistema requiere, además de los costos de mantenimiento son relativamente bajos comparados a los de otros sistemas artificiales de producción.

El funcionamiento de este sistema se basa en un rotor metálico y un estator con un elastómero. La rotación excéntrica del rotor dentro del estator provoca la formación de una serie de cavidades selladas que se van elevando a lo largo del eje desde la succión de la bomba hasta la descarga.

1.4.3.1 Equipo Superficial de Bombeo con Cavidades Progresivas.

Motor: Proporciona la energía que requiere el sistema para hacer girar la sarta de varillas

Cabezal de rotación: Transfiere la energía requerida para mover la sarta de varillas; crea un sello entre la parte superior de la tubería y la varilla pulida, soporta el efecto del mecanismo de frenado, el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba.

Poleas y Bandas: Son el medio por el cual se transfiere la energía desde el motor hacia la varilla pulida.

Varilla Pulida: Una la sarta de varillas con el equipo superficial.

Estopero y Sello Mecánico: Sirven de sello superficial para los fluidos del pozo y se encuentran en la parte superior de la tubería y la parte inferior de la varilla pulida.

1.4.3.2 Equipo Subsuperficial de Bombeo con Cavidades Progresivas.

Sarta de Varillas: Es el sistema que transmite la rotación desde el equipo superficial hasta la bomba de fondo.

Bomba Sub Superficial: Está encargada de impulsar los fluidos del fondo del Pozo "A" la superficie mediante el movimiento rotatorio que le suministra la sarta de varillas.

Separador de Gas: Se instala opcionalmente cuando la cantidad de gas afecta la eficiencia de la bomba de fondo del sistema, incrementando con ello la producción

de líquido. Al instalarse, los efectos por abrasión, corrosión y calentamiento por burbujas de gas son reducidos, mejorando así la lubricación y el funcionamiento de la bomba.

Centradores: Impiden que la sarta de varillas se mueva excéntricamente y comuniquen ese comportamiento a la varilla pulida en la superficie. No son rotatorios y se instalan en los extremos de las varillas de la sarta.

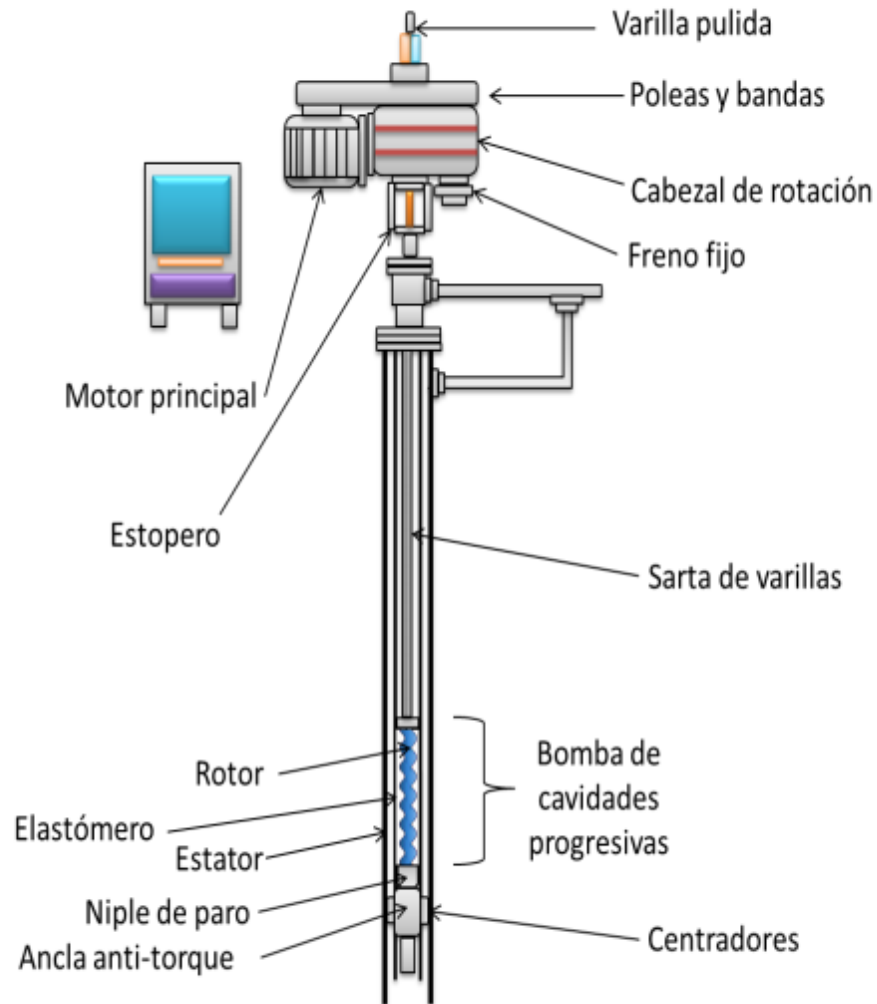


Figura 1.10 Diagrama de Instalación de un Bombeo de Cavidades Progresivas

1.4.3.3 Rango de Operaciones de Bombeo de Cavidades Progresivas

Tabla 1.4 Rango de Operaciones de Bombeo de Cavidades Progresivas¹²

Profundidad	600 - 1500m
Densidad API	Aceites Ligeros (<31.1 °API), Medios (31.1-22.3 °API) y Pesados (22.3-10 °API)
Corte de Agua	Hasta el 100%
Producción	Pesados: Arriba de 500 BPD Ligeros y Medianos: Hasta 3000 BPD

1.4.3.4 Ventajas del Bombeo de Cavidades Progresivas¹⁶

- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
- Excelente eficiencia hidráulica (50% al 70%).
- Ofrece mayor resistencia que cualquier otro sistema al operar con altos contenidos de arena y altas RGA.
- Aumenta su eficiencia conforme aumenta la viscosidad del fluido.

1.4.3.5 Desventajas del Bombeo de Cavidades Progresivas¹⁶

- Es un sistema nuevo, por lo que requiere un buen desarrollo de la experiencia y de su conocimiento.
- Su vida útil es corta por los problemas con el elastómero.
- Problemas de desgaste TP/varillas cuando se aplica a pozos desviados.

1.4.4 Bombeo Hidráulico

El Sistema de Bombeo Hidráulico se ha convertido en uno de los más implementados en los últimos años, esto debido a su gran flexibilidad de operación y al balance económico ya que es relativamente más barato que otras opciones de bombeo.

El bombeo hidráulico es un sistema basado en la inyección de un fluido de potencia, llamado fluido motriz, desde una bomba subsuperficial a alta presión en la que dicha energía es transmitida a la columna de hidrocarburo con la finalidad de obtener producción en superficie, es decir, convertir la energía del fluido motriz de potencia en presión.

Generalmente los fluidos que son usados para fungir de fluidos motrices son el agua y el aceite de alta gravedad API, la selección de este fluido motriz depende de la disposición que se tenga y además del tipo de Bombeo Hidráulico seleccionado.

Pueden distinguirse dos tipos o modelos de bombeo hidráulico, la diferencia entre estos dos es el tipo de bomba subsuperficial que da potencia al fluido inyectado.

1.4.4.1 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

La primera es una bomba reciprocante que consta de dos pistones acoplados, el pistón que se encuentra en la parte superior es controlado por el fluido motriz o de potencia y el pistón inferior es el encargado de bombear el fluido a producir; ambos pistones están acoplados entre sí por medio de una varilla metálica.

El sistema de válvulas es el encargado de generar el proceso de succión del fluido hidrocarburo, y a la vez de permitir el ingreso del fluido motriz inyectado, una vez que ambos fluidos han sido admitidos las válvulas se cierran mezclándolos.

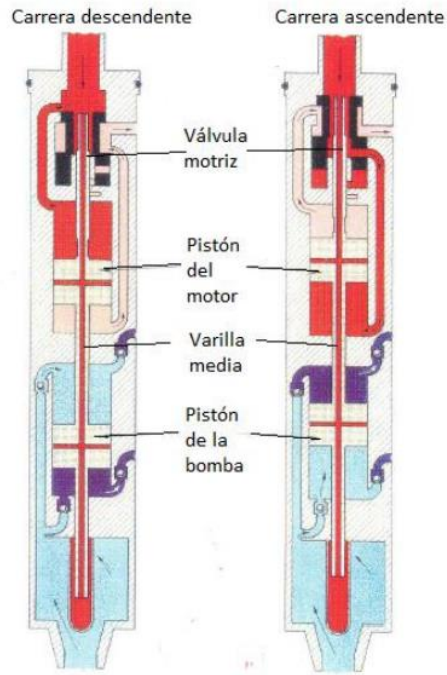


Figura 1.11 Carreras Descendentes y Ascendentes de Pistones en Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Al ser un proceso recíprocante el fluido se bombea tanto en la carrera ascendente como en la descendente.

El sistema de válvulas del motor y los mecanismos de apertura y cierre incluyen controles que aseguran cambios suaves y limitan la velocidad del pistón cuando la bomba no se llena completamente, de esta manera el golpeteo de la bomba y los golpes de ariete en las tuberías son minimizados haciendo eficiente la vida útil del equipo.

1.4.4.2 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Por otro lado, la segunda opción es el modelo tipo Jet, el cual hace circular el fluido motriz a través de una tobera que le otorga una gran velocidad, para luego pasar por un difusor y una cámara de mezclado donde converge con los fluidos hidrocarburos donde traspasa la potencia que contiene provocando un aumento de presión haciendo subir los fluidos a superficie.

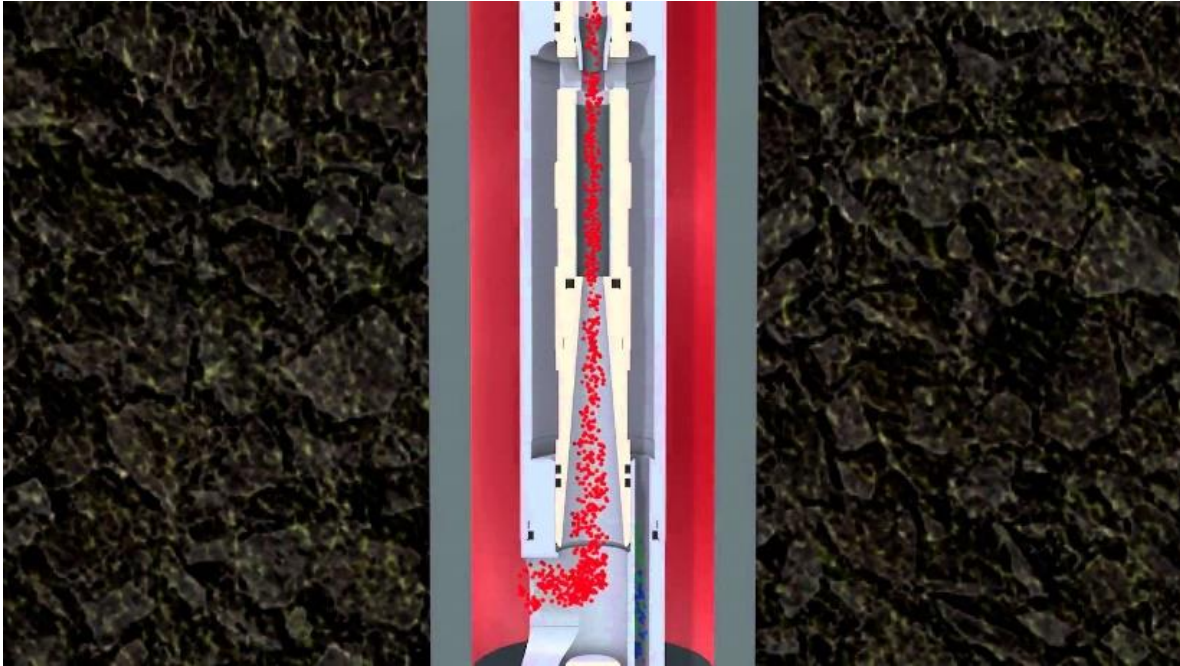


Figura 1.12 Comportamiento de Fluidos en Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Entre las ventajas que presenta este tipo de sistema se encuentra la inmovilidad de sus partes, esto hace posible que el fluido motriz sea de una calidad menor a los ocupados en el sistema tipo pistón, de igual manera los fluidos producidos tienen el margen de contener contaminantes corrosivos ya que no hay movilidad alguna.

Aunque el aparejo realiza un proceso simple es importante considerar que su diseño en muchas ocasiones resulta más complicado que el sistema tipo pistón.

1.4.5 Bombeo Electrocentrífugo Sumergible BEC

Este sistema basa su funcionamiento en bombes centrífugos multi etapa alimentados por energía eléctrica. Es considerado un medio efectivo para la producción de grandes volúmenes de aceite, ésta es una de las particularidades del sistema, ya que debido al alto costo del sistema la producción esperada o deseada tiene que justificar su implementación.

El arreglo típico de una unidad de bombeo electro centrífugo sumergido consta de dos grupos, el equipo superficial y las partes del equipo en fondo de pozo.

Dentro del equipo superficial se encuentra el cabezal, el cable superficial que abastece de energía, el tablero de control, los transformadores que sirven para

regular la energía suministrada y la caja de venteo que permite emigrar el gas que pueda venir desde el cabezal evitando situaciones de riesgo.

El equipo de fondo de pozo se compone elementalmente por el motor eléctrico, el diseño de este componente debe considerar principalmente la geometría del pozo, las temperaturas a las que operará y las cargas a las que será sometido; el protector que sirve para salvaguardar el motor; la sección de entrada (intake) que va unida al extremo de la carcasa y proporciona un paso para que los fluidos entren al sistema; la bomba electrocentrífuga es el elemento principal del sistema, su función principal es transformar la energía mecánica del impulsor y convertirlo en presión para elevar los fluidos a la superficie.



Figura 1.13 Componentes de Bombeo Electrocentrífugo

La implementación de estos equipos generalmente se realiza en pozos de un alto índice de productividad, en casos de yacimientos donde los aceites son pesados o extra pesados el BEC significa una gran opción debido a que la bomba se adapta a diversas densidades de aceite.

Entre los factores que se tienen que considerar para el diseño de este sistema está la baja cantidad de gas libre ya que la existencia de éste puede dañar la bomba, para solucionar esto se puede proponer un separador previo a la entrada de los fluidos a la bomba. De igual manera la presencia de sólidos y sobre todo de contaminantes corrosivos pueden significar problemas en el motor, por lo que es importante considerar una buena caracterización de los fluidos y del yacimiento, ya que esto afectará el rendimiento y sobre todo el tiempo útil del equipo.

1.5 Inyección de Vapor

Gran parte de las reservas del país se encuentran concentradas en yacimientos de aceite extra pesado, a pesar de los grandes volúmenes de hidrocarburos que México posee, la declinación de producción sigue a la baja y de igual manera las reservas 3P.

Entre los procesos a seguir para aumentar las reservas se encuentran la exploración en aguas profundas y ultra profundas, el desarrollo de campos maduros perforando más pozos que pueden resultar exitosos. Sin embargo, una de las actividades que puede incrementar la recuperación de aceite es la recuperación mejorada. Estos procesos tienen cierta ventaja frente a la exploración cotidiana ya que pueden ser aplicados en yacimientos donde se cuenta con información y certidumbre en cuanto a las propiedades de los fluidos, la caracterización estática y dinámica así como las reservas disponibles con lo que el riesgo de inversión se reduce.

Gracias a la determinación de las características y/o circunstancias del yacimiento se puede proceder a evaluar los criterios de selección para métodos de recuperación secundaria o mejorada.

La temperatura de un yacimiento se puede elevar inyectando un fluido con una temperatura alta, éste fluido puede ser gas, vapor o líquido, o generando energía térmica mediante algún proceso como combustión con el aceite in situ o inyección de vapor. Además de la reducción de la viscosidad en el aceite hay otros procesos por los cuales, al implementar alguno de estos métodos térmicos, se puede mejorar el factor de recuperación del yacimiento.

En forma general estos métodos consisten en la inyección ya sea de vapor o agua caliente y la inyección de aire, ambos siguiendo diferentes esquemas.

En este caso de estudio se decidió implementar el método de recuperación térmico de inyección alterna de vapor (IAV).

La inyección de vapor es una técnica empleada para la recuperación de crudos de alta viscosidad. El objetivo principal del método es el aumento de la recuperación del crudo mediante la reducción de la saturación residual del aceite, el aumento de la permeabilidad relativa al petróleo y una alta eficiencia de barrido²⁴.

Dentro del proceso de recuperación mejorada de inyección de vapor se puede distinguir dos métodos principalmente, estos son la inyección de vapor continua y la inyección cíclica o alternada. Estos dos principalmente se distinguen por el arreglo de pozos en que se realiza el proceso.

1.5.1 Inyección Continua de Vapor

Es un proceso de recuperación térmico, que consiste en inyectar vapor de agua desde un pozo inyector para que, al proporcionar energía al yacimiento el aceite disminuya viscosidad y pueda desplazarse hacia el pozo productor que se encuentra a determinada distancia. Lo anterior, genera una zona de vapor que avanza por la parte superior del yacimiento, desplazando el aceite y además reduciendo su viscosidad, también permite la vaporización y destilación de las fracciones más livianas de hidrocarburo, que luego se convierten en condensados y pueden ser producidos., este método puede alcanzar factores de recuperación totales entre el 40% y 50%²⁴.

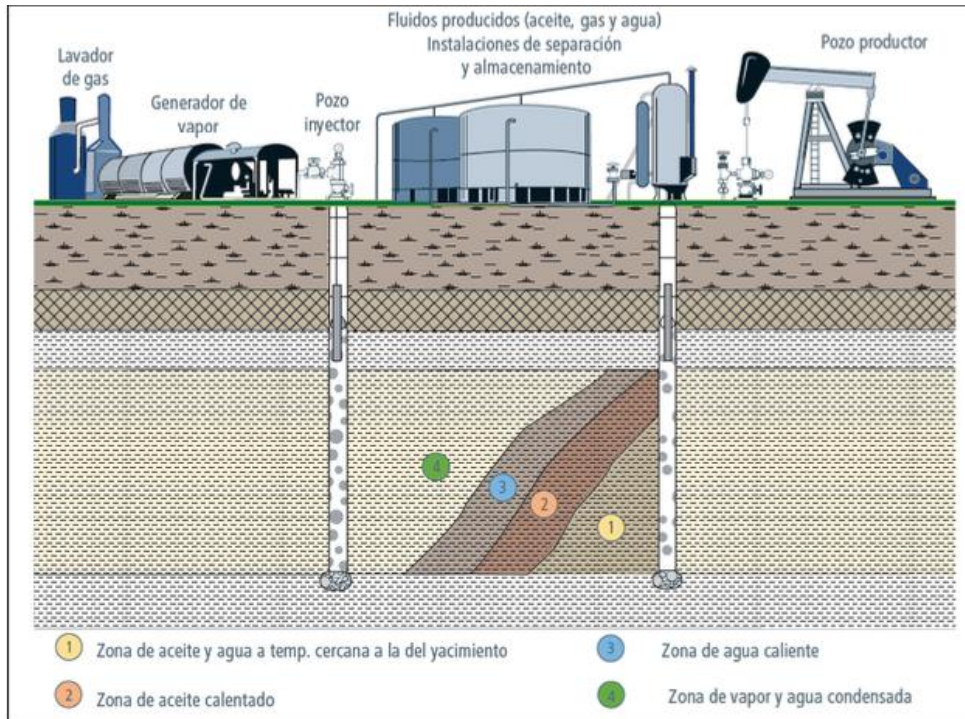


Figura 1.14 Arreglo y Zonas de un Proceso de Inyección Continua.

Dentro del yacimiento, en una inyección continua de vapor se pueden distinguir 4 zonas:

- **Primera zona:** La zona cercana al pozo productor, en esta zona el aceite desplazado, así como el agua tienen una temperatura aproximada a la del yacimiento.
- **Segunda zona:** El vapor está en contacto con la matriz fría y se condensa, así que la temperatura es un promedio entre la temperatura del vapor y la del medio poroso.
- **Tercera zona:** En esta zona el desplazamiento es por agua caliente. Sin embargo, como el volumen específico del vapor es muy distinto al del agua, la velocidad del agua es mayor que la del agua líquida si hubiera sido inyectada al mismo gasto másico.
- **Cuarta zona:** La zona cercana al pozo de inyección, en esta zona la temperatura es alta y disminuye solo ligeramente de acuerdo a la

temperatura de saturación del vapor a la presión correspondiente, la cual disminuye en dirección del flujo.

1.5.2 Inyección Cíclica de Vapor

La inyección de vapor cíclica también llamada “steam soak” o “huff and puff” es un método de recuperación térmica que se lleva a cabo en un mismo pozo que opera como inyector y productor al mismo tiempo. Este se desarrolla en tres etapas.

- **Primera etapa.** El vapor es inyectado por un cierto periodo de tiempo, durante un periodo de 5 hasta 20 días.
- **Segunda etapa.** Posterior a la inyección continua el pozo es cerrado y se deja en **fase de remojo** dejando que el calor inyectado a través del vapor se transfiera y se distribuya uniformemente en la formación, principalmente en las colindancias del pozo. La duración de esta etapa es de algunos días.
- **Tercera etapa.** Finalmente, el pozo es abierto a producción, donde inicialmente se observa un alza en la producción. El tiempo en el que el pozo puede estar en producción es de meses, alrededor de 4 a 6, teniéndose casos de hasta más de un año de producción.



Figura 1.14 Proceso en Etapas de Inyección de Vapor Cíclica

Esta operación se repite hasta que el pozo deja de ser económica y productivamente viable. Este proceso proporciona factores de recuperación que van entre el 10% y el 40%.

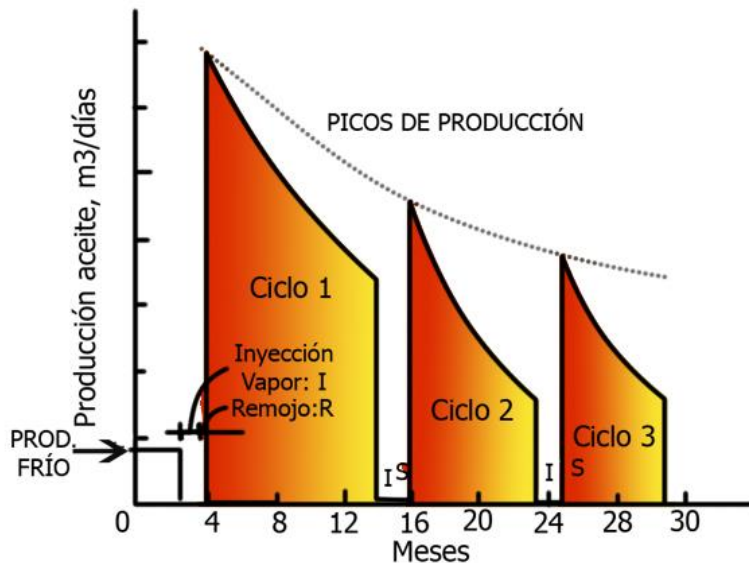


Figura 1.15 Comportamiento de la Producción en Proceso Cíclico.

1.6 Inducción Mecánica (Swabeo)

Descargar líquidos de la tubería de producción para iniciar el flujo del yacimiento. Una sarta de herramientas de swabeo está provista de una barra de peso y un arreglo de copas de swabeo que se corren en el pozo con cable pesado. Cuando el arreglo se recupera, las copas de swabeo de forma especial se expanden para sellarse contra las paredes de la tubería y transportar los líquidos del pozo, si la reducción de la presión hidrostática es grande como para crear una condición de bajo balance, eventualmente el pozo fluirá.

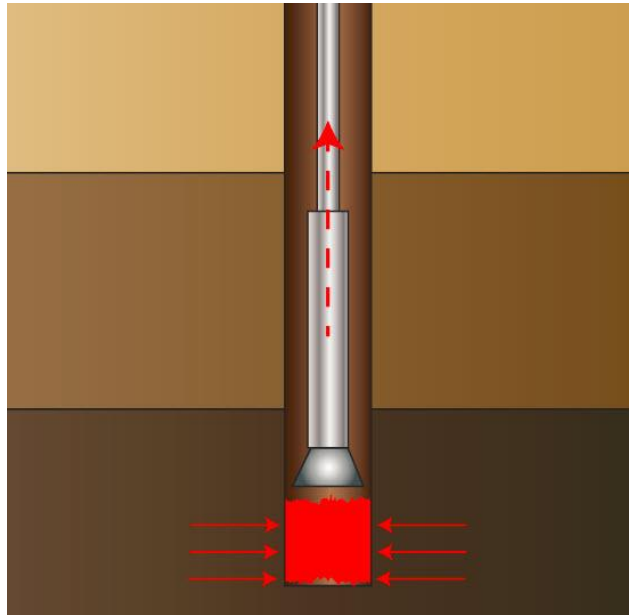


Figura 1.16 Esquema del Acarreo de Fluidos por Swabeo

1.6.1 Sarta de Herramientas del Swabeo

La sarta de herramientas para realizar el swabeo consiste en los siguientes:

- Unidad motora
- Malacate
- Mástil
- Copas
- Portacopas
- Tijera mecánica



Figura 1.17 Copa de Hule de Swabeo

La copa de swabeo es un accesorio de hule que es instalado en el portacopas y esta es bajada mediante cable, con ayuda de una tijera mecánica la copa hace sello con la tubería de producción y al ser subida a superficie, acarreado fluidos que se encuentren en la TP.



Figura 1.18 Instalaciones de Swabeo

Capítulo 2.- Metodología VCD y VCDSE

La industria petrolera mexicana enfrenta grandes retos, la caída de los precios de aceite, el requerimiento tecnológico para extraerlo, y los altos costos que esto conlleva han llevado a la declinación de producción de aceite en los últimos años, es necesario de entender y aplicar mejores planes de desarrollo en proyectos que permitan disminuir la incertidumbre a proyectos de muy alto costo.

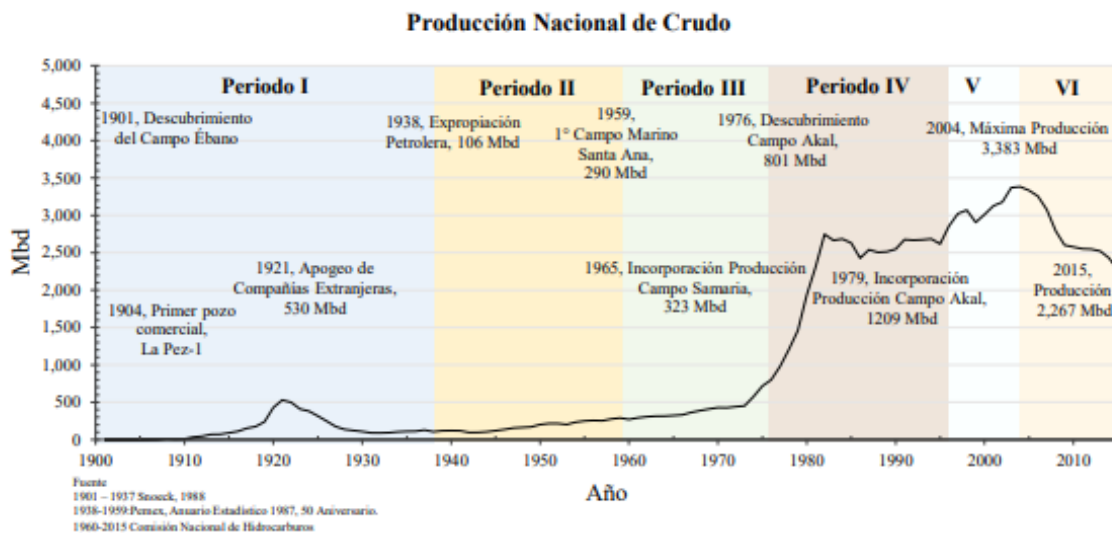


Figura 2.1 Producción Nacional de Crudo de 1901 a 2015. ¹⁵

La metodología VCD fue desarrollada fuera del País y Pemex Exploración y Producción decidió implementarla en su proceso de diseño de pozos para Perforación y Terminación. Posteriormente se complementó formando la metodología VCDSE.

Esta metodología ha sido implementada en la planeación, diseño, control y evaluación de actividades en el área de perforación y terminación de pozos. La metodología VCDSE maximiza la certidumbre, reduciendo costos y tiempo de operación basándose en 5 etapas: Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación.

Para propósitos de la tesis, se desarrollarán las primeras 3 etapas del proceso, es decir, la etapa VCD para seleccionar de varias posibles alternativas a una sola la más idónea para la solución al problema que presenta el pozo en estudio.

En este capítulo se expone que es la metodología, como funciona, su desarrollo, quienes son los participantes en este proceso en PEP, compañías de servicio y distintas instituciones gubernamentales.

2.1 Etapas de la metodología VCDSE

2.1.1 Visualización

Integración de información técnica para construir e identificar opciones viables desde el punto de vista del yacimiento y del pozo, y que, además sea económicamente viable. En esta etapa es en la cual se evalúan la mayoría de los riesgos que pudieran presentarse en el proyecto.

2.1.2 Conceptualización

Ponderar las diferentes opciones establecidas en función de su importancia y selecciona la que se más reditué a lo establecido como límite técnico y económico.

2.1.3 Definición

Esta etapa se caracteriza por que contempla la elaboración del programa operativo de la opción seleccionada.

Se estima el tiempo óptimo de ejecución y el límite técnico. Este programa operativo está basado en un desarrollo de ingeniería y técnico operativo para solucionar la problemática. Así mismo incluye, la Perforación y Terminación a nivel de gabinete.

Para el ejemplo de campo en esta presente tesis, que es el caso de una reparación mayor contempla el mantenimiento en papel, el cual se explicara más adelante.

2.1.4 Seguimiento

Etapa establecida por el departamento de planeación de PEP, como complemento de la metodología VCD, en esta se realiza la construcción y supervisión del proyecto, en esta se monitorea las actividades de perforación, terminación o reparación de pozos, para garantizar que se cumpla con lo establecido en el programa de actividades en los tiempo y costos establecidos.

En esta etapa se busca disminuir las desviaciones técnicas y económicas que puedan ser resultado de falla de equipos o servicios utilizados, aspectos geológicos, aspectos operativos, etcétera

2.1.5 Evaluación

Identificación de desviaciones para mejorar de manera continua el programa operativo establecido. En esta fase se documentan el desempeño integral del proyecto y el documento de evaluación del proyecto. En esta fase se implementa la retroalimentación para la mejora del plan de desarrollo.

Conforme avanzan las etapas, es requerido el desarrollo de ingeniería cada vez más avanzada, esta va desde considerar las opciones factibles hasta un proceso de ingeniería básica en la etapa de definición, de desarrollarse la metodología de forma óptima, la incertidumbre bajará de forma gradual.

2.2 Objetivo de la Metodología VCDSE

- Fortalecer la similitud entre el plan operativo y el plan de inversión, esto para asegurar el cumplimiento de metas geológicas, volumétricas, del estado mecánico, de tiempo y de inversión.
- Llevar de forma documentada y secuencial las actividades para el diseño, seguimiento y evaluación del proyecto, para dar respuesta a entidades externas o internas de información y análisis.
- Desarrollar plan de desarrollo que permitan establecer metas comunes, trabajo en equipo, mitigar riesgos geológicos, operativos, de yacimientos o de producción.
- Evitar desviaciones respecto al programa de desarrollo establecido.
- Garantizar una toma de decisiones exitosa.
- Identificar, evaluar y documentar los resultados del proyecto para mejorar la administración del conocimiento técnico.

La metodología VCDSE es aplicable para cualquier etapa de algún proyecto de inversión en materia de hidrocarburos (Exploración y Desarrollo).

En el área de diseño del proyecto se encuentran las primeras 3 etapas, en esta se analizan distintas opciones desde el punto de vista tecnológico y económico. La metodología está basada en una curva de oportunidad contra desembolso. Posterior a estas 3 etapas se realizarán las etapas de seguimiento y evaluación del proyecto, generando así un proceso de retroalimentación que permita generar aprendizaje de errores cometidos en el área de diseño u operativa.

En la etapa VCD se realiza un desembolso de un 5% aproximadamente, mientras que en el seguimiento y evaluación se lleva a cabo una gran inversión, sin embargo, una gran cantidad de posibles escenarios ha sido descartada y la incertidumbre es baja.

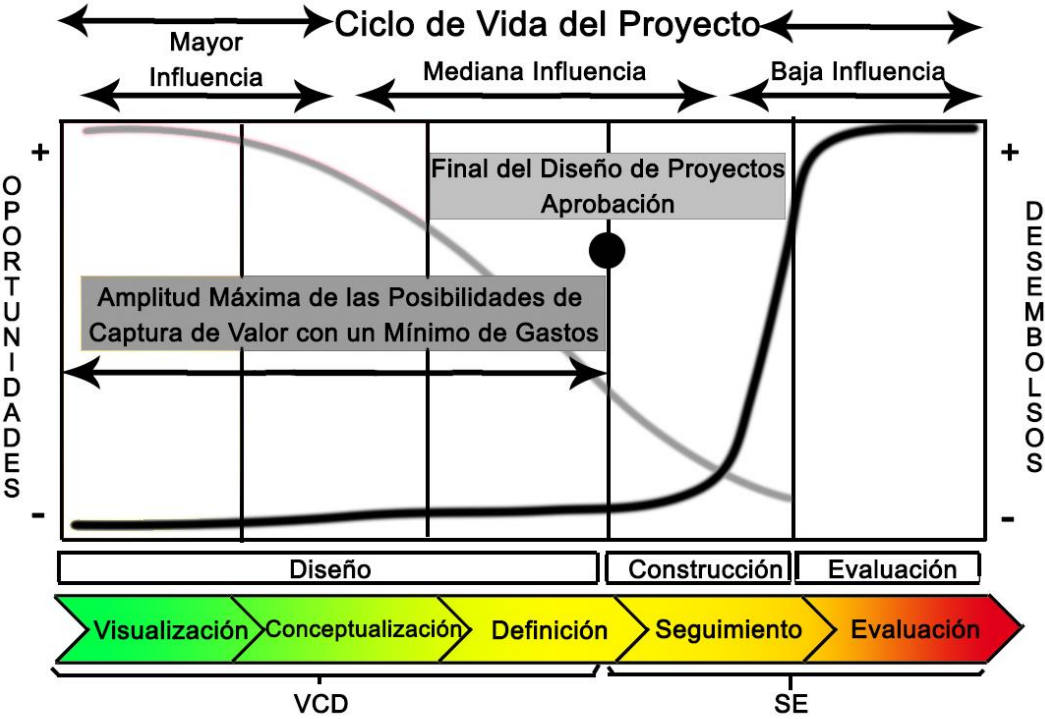


Figura 2.2 Ciclo de Vida de Proyecto VCD

2.3 Proceso VCD en Intervenciones a Pozo en Construcción

En este subtema se verá los conceptos y forma de trabajo de la metodología VCD para pozos en construcción, se mostrará cómo trabaja Petróleos Mexicanos con esta metodología en el punto de vista operativo y como parte de datos e información petrofísica, geológica y de ingeniería de yacimientos para la elaboración de un plan de ejecución que solucione una problemática específica y que dicha solución sea la económicamente más rentable.

2.3.1 Visualización en Intervenciones a Pozo en Construcción

En esta fase se identifican y analizan diferentes alternativas de diseño para la construcción de un pozo e inicia con la revisión de técnica del proyecto. En el desarrollo de esta fase, los especialistas documentan todas las alternativas propuestas.

- Oficialización del inicio del VCD del proyecto.
- Revisión de la información de la localización.
- Identificación del pozo con base en los requerimientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
- Generación de propuestas de trayectorias para el proyecto (caso de perforación).
- Análisis de geociencias y riesgos del proyecto pozo.
- Generación de opciones técnicas y económicamente factibles.
- Selección del modelo de contratación a utilizar y los Materiales, servicios y equipos utilizados en intervención a pozos (EMS) requeridos para la perforación del pozo.
- Estimación de tiempo y costos.

2.3.1.1 Integración y Análisis de Información Proveniente de FEL

Para que el análisis de la información proveniente del Front Ending Loading (FEL) sea adecuada, debe apegarse a las guías operativas de la gerencia de administración de yacimientos:

- Guía operativa para la estimación de volumen original de hidrocarburos a condiciones de superficie.
- Guía operativa para la estimación de propiedades PVT.
- Guía operativa para la estimación del comportamiento de yacimientos a través de balance de materia.
- Guía operativa para elaborar el diseño integral del sistema artificial de producción de bombeo neumático en sus diferentes aplicaciones.
- Guía operativa para la simulación flujo de redes de recolección.
- Guía operativa para la selección de sistemas de deshidratación de aceite crudo.

2.3.1.2 Identificación y Generación de Opciones Técnicamente Factibles

Para asegurar que el proyecto sea factible se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- El monto de las inversiones a aplicar en la intervención debe de ser de costo clase III.
- Disponibilidad de equipos, servicios y materiales con contrato vigente.
- Especificaciones técnicas de equipos y materiales.
- Asegurar factibilidad legal.
 - Cumplimiento Ambiental por parte de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).
 - Notificar a CNH del inicio y verificación de la volumetría del trabajo.

Considerando todo lo anterior se realizará una matriz de decisiones como se muestra:

Tabla 2.1 Ejemplo de Matriz de Decisiones Para Construcción de Pozos.

Matriz de Escenarios Posibles							
Opción	1	2	3	4	5	6	7
	Equipo de Perforación	Tipo de Pozo	Número de Etapas	Tipo de Terminación	Tipo de Terminación	Diámetro de TP	SAP
1	Equipo A	Vertical	3		Sencilla	31/2"	BM
2		Direccional	4		Doble	41/2"	BN
3			5		Múltiple	27/8"	Émbolo Viajero
4					Selectiva		BCP
5					Agujero Descubierta		Tubos Capilares

2.3.1.3 Selección de Escenarios Válidos

A partir de la matriz de decisiones se debe seleccionar y aplicar un proceso de restricciones técnicas para minimizar riesgos operativos, tener mejores condiciones económicas, de la matriz de decisiones no se deben seleccionar más de 5 opciones.

2.3.1.4 Estimación de Gasto Inicial de Producción

Basado en análisis probabilísticos en caso de escasez de información basándose en campos análogos, de otra forma se procede a realizar el IPR con sus debidas variables para estimar el gasto esperado. En caso de contar con pozos productores se debe realizar un análisis en base a las siguientes consideraciones:

- Petrofísica
- Propiedades PVT
- Terminación
- Estado mecánico
- Sistema artificial de producción
- Condiciones del yacimiento a la fecha de inicio de producción

2.3.1.5 Estimación de Pronóstico de Producción Para Construcción de Pozos

Cuando no se cuenta con información del campo, es requerido el uso de métodos probabilísticos. De tener información se pueden realizar distintos pronósticos de producción.

Los pronósticos de producción se realizan utilizando distintas herramientas de ingeniería de yacimientos, en función de la información disponible:

- Análisis de Curvas de Declinación
- Balance de Materia
- Simulación Numérica de Yacimientos

2.3.1.6 Análisis de Sensibilidad a los Riesgos Geológicos, Estructurales, Geofísicos y de Yacimiento

Se debe de realizar un análisis de riesgos de estas índoles, los factores que incrementan la susceptibilidad de riesgos y requieren mayor atención en los planes de mitigación de riesgo deben de ser identificados y documentados. Para los posibles escenarios se enlistan los tipos de riesgos que se pudieran presentar, a este riesgo se le otorga un grado o nivel de impacto que va desde el alto al bajo pasando por el medio; en caso de que existiesen consideraciones especiales se anotan en el apartado de observaciones (Tabla 2.2).

Tabla 2.2 Análisis de Sensibilidad a los Riesgos Geológicos, Estructurales, Geofísicos y de Yacimiento

Escenario		
Tipo de riesgo	Impacto (Alto, medio, bajo)	Observación
Geológico		
Estructural		
Geofísico		
Yacimiento		

2.3.1.7 Plan General Para Mitigación de Riesgos

Especificar estrategia para reducir incertidumbre y administrar los riesgos para cada opción seleccionada de la matriz de decisiones, describiendo actividades, recursos y tiempo requerido, documentarlas para la selección de la opción más viable técnica y económicamente.

Identificar variables para salvaguardar aspectos de salud, higiene y protección ambiental.

2.3.1.8 Elaboración de Documento y Presentación de Soporte de Decisión de Visualización (DSD-V)

Este documento es elaborado por un equipo multidisciplinario requerido para el diseño del pozo, destacan los siguientes puntos:

- Modelos de velocidades.
- Columna geológica.
- Ambiente Sedimentario.
- Geopresiones.

En caso de no ser aprobado este documento, el grupo de validación técnica (GVT) expondrá recomendaciones que deben ser atendidas, para así pasar a la siguiente etapa.

2.3.1.9 Validación Técnica de la Etapa de Visualización en Construcción de Pozos

Se discuten las opciones tomadas en la matriz de decisiones efectuado por el grupo multidisciplinario.

2.3.1.10 Medición y Análisis de los Indicadores de Desempeño VCDSE de la Fase de Visualización

Análisis de indicadores de desempeño de la metodología VCDSE de tiempos de entrega de información y la información entregada en del DSD-V.

2.3.2 Conceptualización en Intervenciones a Pozo en Construcción

En esta fase se selecciona la mejor opción de diseño de las seleccionadas en la fase de visualización, técnicamente y económicamente hablando, cuantificando riesgos y el estimado de los indicadores económicos de cada opción preseleccionada, elaborando ingeniería conceptual y estimación de costos clase IV para el caso de exploración

Para desarrollo y producción, se precisan variables económicas en función de los aspectos de riesgo e incertidumbre aplicando costos clase III en los proyectos preseleccionados en la primera etapa.

Para llevar la vida productiva del pozo, productividad y yacimientos se debe tener documentado los siguientes aspectos:

- Periodo de la vida fluyente.
- Sistemas artificiales de producción.
- Condiciones de abandono.
- Ritmos de explotación.
- Avances de GOC y OWC.

Durante esta etapa se realiza el DSD-C y se presenta al GVT para su aprobación.

Para el caso de pozos de desarrollo y producción, se describen las actividades correspondientes a la fase de conceptualización:

- Evaluación de la información de geociencias del proyecto del pozo.
- Elaboración de la ingeniería conceptual de perforación y terminación.
- Análisis de riesgo de las opciones conceptualizadas.
- Estimación de tiempos y costos Clase IV y/o III de las opciones conceptualizadas.
- Selección de la mejor opción de la matriz decisiones.
- Definición del modelo geomecánico e ingeniería conceptual de la perforación de la opción seleccionada.

- Generación de los planes de mitigación de riesgos – preliminar.
- Actualizar los dígitos de la identificación del proyecto pozo de acuífero con los lineamientos de identidad de la CNH, de aplicar.

2.3.2.1 Ingeniería Básica Para la Vida Productiva del Pozo

- Modelo de productividad (Estado mecánico, terminación, profundidades, diámetros preliminares).
- Descripción de modelos, premisas y consideraciones y sustentos para la simulación de la productividad. Presentar curvas de producción y producción acumulada.
- Simulación de flujo.
- Plan de mantenimiento de la producción.
- Programa de toma de información.
- Modelo detallado del yacimiento.
- Consideraciones para sistemas artificiales.
- Diseño de disparos.
- Diseño de fracturamiento o estimulaciones.
- Describir pruebas de presión.
- Riesgos para la vida del pozo.

2.3.2.2 Ingeniería Básica Para la Construcción del Pozo

- Descripción del esquema mecánico del pozo
- Programa de tuberías de revestimiento
- Selección de cabezales y medio árbol
- Programa direccional
- Programa de fluidos
- Programa de barrena e hidráulica
- Programa de sarta de perforación por etapa
- Programa de cementación por etapa
- Ingeniería básica de pozos de alivio

- Equipo de control de pozos.
- Diseño preliminar de terminación mecánica.
- Riesgos operacionales y planeación ante contingencia.
- Integridad de pozo en su etapa de construcción.
- Diseño del programa de evaluación del pozo, pruebas de producción.

2.3.2.3 Cálculo de Tiempo Estimado Óptimo y Límite Técnico de Ejecución de Proyecto Pozo

En esta fase de la etapa de conceptualización se estiman los tiempos de las actividades de forma preliminar, y con ella se presenta un preliminar del gráfico de profundidad contra tiempo.

2.3.2.4 Calcular el Costo Clase III Para la Exploración

En esta fase de la conceptualización, se hace un estimado de costos clase III para cada uno de los casos considerados. En el costo estimado tienen mucha importancia las siguientes consideraciones:

- Renta de equipo.
- Materiales y servicios.
- Movimiento de equipo.
- Logística.
- Transporte.
- Instalaciones (Ductos, equipos, etcétera).
- Fallas operativas.
- Fallas de diseño.

2.3.2.5 Selección del Mejor Caso en Función del Análisis Técnico-Económico

Se realiza un análisis técnico-económico para la selección de la opción más viable. Este análisis es en función la evaluación de la economía, riesgos, y cuestiones técnicas de cada escenario preseleccionado en la etapa de visualización estudiando las siguientes variables:

- Np.
- VPI.
- VPN.
- Desviación estándar de VPN.
- Eficiencia de Inversión.
- Tiempo de la intervención.

Estas, deben de ser jerarquizadas en función de distintos criterios y consideraciones.

2.3.2.6 Elaboración de DSD-C

Documento donde se registran actividades realizadas durante la etapa.

- Para pozos de desarrollo:

Estudios de diferentes áreas y especialidades requeridas para el diseño del pozo, destacando modelos en áreas de geociencias, elaboración de ingeniería conceptual, selección de la mejor opción de perforación y terminación, tiempo y costos clase IV estimados y escenarios de riesgo y su mitigación.

- Para pozos de exploración:

Se entrega ingeniería básica de la opción seleccionada con base en criterios de productividad, riesgo, costos e indicadores económicos y factibilidad del pozo económica y técnicamente en función de las variables mencionadas.

2.3.2.7 Validación Técnica de la Etapa de Conceptualización.

Etapa en la cual el EMD pone en disposición del GVT el documento de soporte DSD-C para su aprobación, el cual será analizado, y posteriormente serán entregadas ciertas recomendaciones y cuestiones que deberán de ser atendidas.

2.3.2.8 Medición y Análisis de los Indicadores de Desempeño VCDSE de la Fase de Conceptualización

Durante esta fase, se realizará la medición y análisis de los indicadores de desempeño de la metodología, para identificar mejoras a la selección de opciones técnicas y económicas.

- Cumplimiento de tiempo de la Conceptualización.
- Cumplimiento del contenido en el DSD-C.

2.3.3 Definición en Intervenciones a Pozos en Construcción

En esta fase se desarrolla la ingeniería básica y la ingeniería a detalle de la opción seleccionada de la etapa anterior y se desarrolla la estimación de costos clase II y una evaluación de riesgos para crear el DSD-D que deberá ser aprobado por el grupo autorizador.

2.3.3.1 Fase de Definición en Pozos Exploratorios

Partiendo de la revisión del DSD-C, se realiza la ingeniería básica de donde destaca la conformación y/o ajuste del programa de TR's, diseño básico de fluidos de control, la cementación. Se hace un análisis hidráulico y se crea un programa para la toma de información.

2.3.3.2 Elaboración de la Ingeniería a Detalle

Se desarrolla ingeniería más desarrollada que da como producto los siguientes puntos:

1. Plan direccional.
2. Fluidos de perforación.
3. Barrenas.
4. Diseño de aparejos.
5. Conexiones superficiales y sub-superficiales.
6. Se asientan criterios de mitigación riesgos.

2.3.3.3 Elaboración del Diseño Preliminar de Terminación.

Elaboración de diseño preliminar de terminación que incluye programa de lavado de pozo, fluidos de terminación, evaluación de intervalos y pruebas de presión producción

2.3.3.4 Planes de Mitigación de Riesgos.

Se realiza un análisis de riesgos detallado, definiendo puntos críticos y la incorporación del análisis de incertidumbre geológica para generar planes de mitigación de riesgos definitivos.

2.3.3.5 Fase de Definición en Pozos de Desarrollo

Para el caso de un pozo de desarrollo, la metodología VCDSE, la ingeniería básica es la base y a partir de ella se realizará la ingeniería a detalle, el programa preliminar de terminación, el Análisis de Riesgo del Proceso (ARP), la cédula de cotos que será Clase II y la evaluación económica.

Para este caso es necesario reunir al personal operativo de perforación, así como de las compañías de servicios involucradas, en especial a los especialistas de las disciplinas con mayor peso (direccional, fluidos, cementos, barrenas y terminación).

2.3.3.6 Elaboración del Programa de Perforación, Programa de Terminación, o Programa de Mantenimiento de Pozos de Desarrollo y Exploratorios Según Corresponda.

De acuerdo con las bases de usuario, así como programas de Perforación y Terminación de pozos vecinos, se realiza inicia el programa de intervención al pozo. El contenido del Programa de Perforación y Terminación contiene los puntos más importantes a considerar, entre estos se encuentran:

- Objetivo.
- Ubicación.
- Situación estructural.
- Profundidad total y de objetivos.
- Columna geológica probable.

- Información estimada del yacimiento.
- Programa de toma de información.
- Programa de registros por etapa.
- Pruebas de formación.
- Información sísmica.
- Modelo geomecánico.
- Profundidades de asentamiento.
- Selección del esquema mecánico.
- Proyecto direccional.
- Programa de fluidos de perforación.
- Control de sólidos.
- Manejo de recortes.
- Programa de barrenas e hidráulica.
- Aparejos de fondo y diseño de sartas.
- Programa de tuberías de revestimiento.
- Cementaciones.
- Conexiones superficiales o submarinas.
- Identificación de riesgos potenciales.
- Aplicación de nuevas tecnologías.
- Taponamiento temporal o definitivo del pozo.
- Tiempos de perforación programados.
- Programa calendarizado de materiales y servicios.
- Costos estimados de perforación.
- Información de pozos de correlación.
- Características del equipo de perforación.
- Diseño de pozos de alivio.
- Seguridad y ecología.
- Terminación.

En cuanto al costo, para dar mayor precisión debe elaborarse la cédula de volumetría de Equipos, Materiales y Servicios para cada etapa del programa de intervención del pozo. Esta volumetría se difundirá al ingeniero de pozo y a la residencia de supervisión de contratos para seguimiento, control y documentación de cambio.

2.3.3.7 Elaboración del Análisis de Riesgo del Proceso (ARP) del Proyecto Pozo

El Área de Diseño de pozos tendrá que realizar la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de ocurrencia de daños asociados a diferentes fuentes, esto con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias probables desfavorables.

2.3.3.8 Taller de Construcción y Mantenimiento en Papel

El Área de Diseño responsable del proyecto debe realizar una reunión con el área operativa y con las compañías de servicios seleccionadas, en dicha reunión se establecen los objetivos buscados con la intervención, las especificaciones técnicas de ingeniería, los tiempos de ejecución de acuerdo con el tiempo óptimo y del límite técnico y económico, los requerimientos logísticos, los tiempos de entrega de los servicios necesarios para cada una de las actividades a realizar.

En la reunión se generan y firman los compromisos de las áreas involucradas.

El tiempo mínimo de realizar el Taller es 15 días previos al inicio de la intervención para construcción y 5 días antes para el mantenimiento, con estas fechas se prevé que todo el equipo esté preparado.

2.3.3.9 Generación del Plan de Mitigación de Riesgos Operativos de la Construcción

Con base a la evaluación de riesgos identificados en los pozos exploratorios y que son los que tienen mayor impacto en los tiempos productivos se actualiza el plan de mitigación de riesgos operativos o plan de contingencia.

2.3.3.10 Estimación de Costos de la Intervención (Clase II) Para Pozos de Desarrollo y Exploratorios

Para pozos de desarrollo la estimación de costos de clase II es de -5% a5% y se documentará en el programa de intervención. Este porcentaje, a diferencia de los

costos de clase II para pozos exploratorios (-10% a 10%) es menor ya que la incertidumbre en un pozo de desarrollo es más baja.

2.3.3.11 Autorización del Documento Soporte de Decisión (DSD) de la Definición Para la Ejecución del Proyecto Pozo

El líder del equipo multidisciplinario VCD pondrá a disposición del Grupo Validador el documento soporte de decisión de la etapa de Definición (DSD-D) debidamente autorizado y acompañado de los documentos pertinentes de ingeniería y costos.

Como resultado de este proceso se encontrará el análisis efectuado por el Grupo Validador a la Definición del proyecto pozo, así como de las recomendaciones y decisiones acordadas.

Una vez realizado se procederá al foro de revisión técnica de los DSD de las 3 fases analizadas hasta ahora (Visualización, Conceptualización, Definición) para firmar el programa final de perforación y preliminar de terminación, y solicitar la autorización de los recursos para la ejecución del proyecto pozo.

Los DSD de las fases VCD autorizados por el GVT tendrán una vigencia de 3 meses a partir de la fecha de autorización para su ejecución, basado en los cambios de presiones, gastos de producción, mejora en tiempos y costos de ejecución; en caso de que existan cambios que puedan impactar en la eficiencia del proyecto se realizarán los ajustes pertinentes a los DSD para después volver a autorizarlos.

2.4 Proceso VCD Reparaciones Menores o Mayores, con o sin Equipo

Esta metodología ha sido recientemente implementada por PEP para este tipo de intervenciones, teniendo como principales ventajas la continuidad en el proyecto y la documentación previa obtenida en la perforación y terminación de pozos.

2.4.1 Visualización en Mantenimiento de Pozos

En la implementación de la metodología VCD para dar mantenimiento a un pozo, se debe de integrar documentación del estado mecánico del mismo en su estado

actual, las condiciones de flujo, estimulaciones, aporte de sustancias o materiales que puedan generar incrustaciones, esto para su análisis en esta fase.

2.4.1.1 Identificación de Oportunidades de Mantenimiento de Pozos

Se deben jerarquizar las intervenciones a pozo que traigan un mayor incremento de producción al mejor costo posible.

Para reparaciones mayores en los que se tenga como objetivo, la reentrada o profundización de un pozo, se sigue con la metodología VCDSE de pozos en construcción (2.3).

Es responsabilidad del grupo multidisciplinario integrar la información para generar al menos tres escenarios para la reparación del pozo en cuestión, a continuación, se enmarca la información básica:

- Tipo de pozo (Terrestre, marino o lacustre).
- Objetivo de la intervención.
- Requerimientos básicos de información.
 1. Estado mecánico.
 2. Columna geológica real.
 3. Posición estructural con respecto a los pozos vecinos.
 4. Perfil direccional.
 5. Características de los fluidos de control de reparación utilizados.
 6. Fluidos de control utilizadas en reparaciones anteriores.
 7. Presión y temperatura de fondo.
 8. Tipos y características de fluidos producidos.
 9. Conexiones superficiales de control.
 10. Intervalos con posibilidades de producción.
 11. Antecedentes de perforación.
 12. Antecedentes de terminación.
 13. Antecedentes de reparaciones.
 14. Reparaciones realizadas sin equipo.
 15. Histórico de producción y presión.

2.4.1.2 Integración y Análisis de Datos Provenientes del FEL, e Integración de Información Para Resumen Técnico de la Condición Mecánica Actual del Pozo

De mismo modo que en la construcción de pozos, se debe de integrar y analizar la información (2.3.1.1).

2.4.1.3 Generación de Opciones y Aseguramiento de Factibilidad Técnica

Con la información del punto (2.4.1.1) se deben generar opciones y asegurar su factibilidad técnica con base en los siguientes aspectos:

- El monto de las inversiones aplicando costeo clase V.
- Disponibilidad de equipos, materiales y servicios a utilizar con contratos vigentes.
- Especificaciones técnicas disponibles de los equipos de perforación o equipos a utilizar.
- Asegurar legalidad de la intervención.
- Notificar a CNH del inicio del mantenimiento y verificación volumétrica de trabajo en las fechas estimadas.

2.4.1.4 Matriz de Decisiones

Cada matriz debe de diseñarse y ajustarse dependiendo de las características particulares para cada pozo.

Tabla 2.3 Tabla de Decisiones de Reparaciones a Pozos

Tipo de intervención	Objetivo	Actividad (Ejemplos)
Reparaciones mayores con equipo	Modificación de intervalo	Nuevo Intervalo
	Cementación	Corregir Cementación
	Aislar intervalo mecánicamente	Aislar Intervalo
	A pozo inyector	Conversión a Pozo Inyector
	Exclusión de agua o gas	Cedazos
	Control de sólidos	Tratamiento con Resinas
	Operaciones especiales	Abandonar Intervalo
Reparaciones mayores sin equipo	Modificación de intervalo	Nuevo Intervalo
	Cementación	Corregir Cementación
	Aislar intervalo mecánicamente	Aislar Intervalo
	A pozo inyector	Conversión a Pozo Inyector
	Exclusión de agua o gas	Cedazos
	Operaciones especiales	Tratamiento con Resinas Abandonar Intervalo
Reparaciones mayores con equipo	Acondicionamiento del aparejo	Cambio de Aparejo
	Conversión de sistema artificial de producción	Conversión a BM Conversión a BN
	Reacondicionamiento de sistema artificial de producción	Inducción Mecánica Reacondicionamiento de Sistema Artificial
	Intervenciones especiales	
Reparaciones menores sin equipo	Acondicionamiento del aparejo	Cambio de Aparejo
	Conversión de sistema artificial de producción	Conversión a BM Conversión a BN
	Reacondicionamiento de sistema artificial de producción	Inducción Mecánica Reacondicionamiento de Sistema Artificial
	Conversión de sistemas artificiales de producción	Estimulación Reactiva o No Reactiva
	Reacondicionamiento (mantenimiento) de sistema artificial de producción	Limpieza de Aparejo con Tubería Flexible
	Mantenimiento a pozos	

2.4.1.5 Selección de Escenarios Válidos de Mantenimiento

Esta debe de ser realizada a partir de la matriz de decisiones, aplicando procesos de restricciones técnicas, para obtener las mejores opciones técnicas, económicas, reducir riesgos, del mismo modo que en la construcción de pozos, se deben seleccionar de 2 a 5 opciones.

2.4.1.6 Estimación de Gasto Inicial en el Mantenimiento de Pozos

Se debe de aplicar lo mencionado en el estimado de gasto inicial para pozos en construcción (2.3.1.4). Para la estimación de la producción para pozos en los que se realiza un cambio en el intervalo, se debe de realzar lo aplicado en el punto (2.3.1.5).

Para mantenimientos de pozos en los que no se cambien las condiciones del yacimiento, este paso debe ser omitido.

2.4.1.7 Análisis de Sensibilidad de los Riesgos Mecánicos y de Yacimiento Para Mantenimiento del Pozo

Tabla 2.4 Análisis de Sensibilidad de los Riesgos Mecánicos y de Yacimiento para Mantenimiento de Pozos

Tipo de riesgo identificado	Impacto (Alto, medio, bajo)	Observación
Sistema artificial inadecuado		
Sistema artificial mal operado o con deficientes insumos		
Facies del nuevo intervalo		
Petrofísico del nuevo intervalo		
Yacimiento del nuevo intervalo		
Producción esperada del nuevo intervalo		

2.4.1.8 Plan General de Mitigación de Riesgos

Se genera de manera análoga a la construcción de pozos un plan para identificar riesgos en cada diseño de mantenimiento preseleccionado, describiendo actividades, tiempos, acciones, recursos requeridos en cada especialidad, quedando documentados para la fase de conceptualización.

2.4.1.9 Integración del Documento de Soporte de Decisión de Etapa de Visualización

El DSD-V desarrollado por el equipo multidisciplinario debe de ser ajustado para mantenimiento de pozos.

2.4.1.10 Validación Técnica de la Etapa de Visualización

El DSD-V es entregado al grupo de validación técnica, el cual discutirá a detalle el análisis de las opciones preseleccionadas de mantenimiento de pozos. Se registrarán recomendaciones y decisiones acordadas especificando periodos de tiempo para las actividades a realizar.

2.4.2 Conceptualización en Mantenimiento de Pozos

El DSD-C en esta etapa de la metodología para reparaciones a diferencia de la de perforación de pozos, se contempla el análisis de toda la vida productiva del pozo hasta su abandono, se precisan variables técnicas y se hacen balances económicos, a partir de la estimación de costos clase III. Se debe de documentar al menos para la ingeniería de productividad y yacimientos:

- Periodos de vida fluyente.
- Sistemas artificiales de producción.
- Condiciones de abandono.
- Ritmos de explotación.
- Avances de contactos gas-aceite y agua-aceite.

El grupo multidisciplinario analizará las opciones preseleccionadas en la etapa de Conceptualización y con determinará mediante cual habrá una mayor producción a un costo menor.

2.4.2.1 Ingeniería Básica Para la Generación del Programa de Mantenimiento en Papel.

- Selección y diseño del sistema artificial de producción.
- Selección de disparos y diseño de operaciones de disparos.
- Selección de los fluidos de control y tratamiento a utilizar.
- Programa de control de pozo.
- Equipo de control de pozo.
- Diseño preliminar de la terminación mecánica.
- Riesgos operacionales y planes de contingencia.
- Integridad de pozos en su etapa de construcción (re-entrada).
- Selección de equipo de perforación en caso de aplicación.
- Diseño de sartas de perforación.
- Diseño de aparejo de producción.
- Diseño de estimulación o fractura.
- Diseño de la inducción del pozo.
- Diseño del programa de evaluación del pozo, pruebas de producción.

2.4.2.2 Cálculo del Tiempo Estimado Óptimo

Para poder determinar la factibilidad técnica del proyecto, se debe de realizar un análisis del diseño de cada una de las opciones establecidas, para generar un programa preliminar de todas las actividades a realizar y determinar el tiempo en el que deberán de ser realizadas.

2.4.2.3 Cálculo de Costos Estimados en Clase III

Los costos clase III (-10% a +10%) posteriormente deberán de ser evaluados, considerando servicios a pozos, de logística, contratos vigentes, entre otros, para determinar factibilidad económica.

El costo estimado de la intervención a pozo debe considerar:

- Movimiento de equipo.
- Renta del equipo durante la intervención.
- Materiales y servicios.
- Logística y transporte.
- Instalaciones requeridas (Ductos, equipos, etcétera).

2.4.2.4 Selección del Escenario que Genere el Mayor Valor de Acuerdo con el Objetivo del Mantenimiento para PEP

Posteriormente al estimado de costos, se realiza una evaluación económica de cada una de las opciones preestablecidas, del mismo modo se debe de análisis a las variables técnicas para jerarquizar cada una de las opciones preseleccionadas, utilizando índices que maximicen los beneficios y minimicen los riesgos.

- VPN.
- Q_{oi} .
- VPI.
- N_p .
- EI.
- Tiempo de la intervención.

Los indicadores económicos mencionados en la lista deberán ser evaluados antes y después de impuestos, en caso de que los indicadores económicos sean positivos después de impuestos, el proyecto es considerado rentable.

2.4.2.5 Integración del Documento de Soporte de Decisión en Etapa de Conceptualización

Documento donde se denota por escrito cada una de las actividades durante esta etapa, este se basa en la ingeniería básica en los siguientes aspectos:

- Productividad.
- Factibilidad operativa.
- Riesgos.

- Costos.
- Indicadores económicos.
- Características técnicas del diseño.

2.4.2.6 Validación Técnica de la Etapa de Conceptualización

Reunión técnica en la que se discutirá el análisis realizado por el equipo multidisciplinario, se darán recomendaciones y se especificarán los periodos de tiempo para cada una de ellas.

2.4.3 Definición en Mantenimiento de Pozos

En esta etapa se aplicará la ingeniería básica a la opción seleccionada, en esta ya estimarán costos de una forma más detallada para la operación a realizar, habrá los operadores que intervendrán en ella.

2.4.3.1 Elaboración de Ingeniería a Detalle, del Programa de Mantenimiento de Pozo y ARP

Según las características del pozo se realiza trabajo de ingeniería a detalle, que es de utilidad para la elaboración del programa de intervención. Posteriormente se debe realizar un programa detallado de la intervención, evaluación económica y producción preestablecida, gestionando recursos económicos, materiales y servicios y así elaborar el ARP bajo las normas de la ASEA.

2.4.3.2 Taller de Mantenimiento en Papel

Reunión operativa con el fin de dar el objetivo de las intervenciones que serán llevadas a cabo y sus especificaciones:

- Tiempo de ejecución.
- Tiempo óptimo.
- Límite económico.
- Límite técnico.
- Requerimientos logísticos.
- Tiempos de entrega de servicios para cada actividad.

2.4.3.3 Generación de Plan de Mitigación de Riesgos Operativos Para el Mantenimiento

Con base a la evaluación de riesgos y a las lecciones aprendidas se identifican los riesgos con mayor impacto en los tiempos improductivos para elaborar un mapa de plan de mitigación de riesgos operativos para la construcción y mantenimiento.

2.4.3.4 Estimación de Costos clase II y Evaluación económica

Se realiza una estimación de costos Clase II con una desviación estándar el 5% y función a este estimado, se hace una evaluación económica de la intervención.

2.4.3.5 Elaboración del Documento Soporte de Decisión de la Etapa de Definición DSD-D

Equipo donde equipo multidisciplinario registra cada una de las actividades realizadas en la etapa.

2.4.3.6 Autorización del Documento Soporte de Decisión de la Etapa de Definición DSD-D

El DSD es entregado al grupo validador del documento, en este se documenta la ingeniería de detalle, cédula de costos clase III que deberá ser aprobada por el grupo validador.

Capítulo 3.- Aplicación de Metodología VCD Para la Reparación Mayor de un Pozo Productor de Aceite Pesado.

En este capítulo se analizará el caso de un pozo terrestre de un yacimiento perteneciente a un Activo Integral del sureste mexicano, productor de aceite pesado y extra pesado, en el cual se empleó la metodología VCD para diseñar la intervención de reparación mayor a un pozo en estudio el cual en el presente trabajo de tesis se denominará pozo “A” y al yacimiento productor como Yacimiento “R-B”.

3.1 Base de Usuario

Para comenzar con la etapa de visualización es requerido el FEL, esto para la adquisición y análisis de datos; para los casos en que no se cuenta con un FEL previo se procede a preparar una base de usuario con el mismo propósito, en dicha base de usuario se documentan datos geológicos, del yacimiento, del pozo y de producción. En este caso, al no contar con un FEL la información ocupada fue obtenida a partir de una base de usuario.

3.2 Etapa de Visualización para una Reparación Mayor del Pozo “A”

El Pozo “A” se caracterizó por producir aceite pesado desde dos intervalos, tiene como antecedentes el ser ocupado para un proceso de recuperación mejorada IAV debido a las condiciones de los fluidos contenidos en el yacimiento “R- B”, tras pasar los ciclos de inyección que formaron el proceso de EOR la saturación de agua en las vecindades del pozo ha aumentado de tal manera que la producción de aceite es prácticamente nula, razón por la cual se decidió cerrar el pozo.

Como se mencionó en el capítulo anterior, en la etapa de visualización se preseleccionarán las diferentes opciones factibles para la reparación del pozo a partir de un análisis multidisciplinario que engloba información geológica, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, análisis de costos y riesgos, todo con la finalidad de colocar el pozo nuevamente en producción.

3.2.1 Objetivo de la Reparación

Dentro de los objetivos de la reparación se encuentran recuperar el aparejo de producción isotérmico, obturar los intervalos 1079-1085 md, 1112-1118 md, disparar los intervalos 902-915, 949-955, colocar sistema de control de arenas y meter nuevamente aparejo de producción (convencional o isotérmico) con accesorios.

3.2.2 Estado Inicial del Pozo “A”

A partir de la base de usuario, se obtuvo la información requerida para la ingeniería básica y la estimación de costos III, rubros necesarios para la elaboración de la matriz de opciones factibles de la RMA.

3.2.2.1 Yacimiento “R- B”

La ecuación de estado utilizada para obtener los valores del análisis PVT fue la de Peng Robinson, ya que esta es la que más se adecúa al tipo de aceite del yacimiento.

Tabla 3.1 Datos del Yacimiento “R-B”

Tipo de Yacimiento	Aceite Negro
Viscosidad @ T.y. (cp)	200 – 83,903 cp
Viscosidad @ T.s.(cp)	500 – 100,000 cp
Densidad del Fluido (°API)	11-13 ° API
Temperatura del Yacimiento (°C)	45-80 °C
Presión Inicial (Kg/cm2)	97- 200 Kg/cm2
Presión actual (Kg/cm2)	55 – 90 Kg/cm2
Profundidad (m)	500 – 2000 m
Permeabilidad (mD)	200-6000 mD
Porosidad (%)	25-35 %

3.2.2.2 Columna Geológica del Pozo “A”

La columna geológica real del pozo “A” se especifica en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Columna Geológica Real del Pozo “A”

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Total (md)	Litología
Plioceno Inferior – Plioceno Superior Paraje Solo	1563.37	1594.00	Areniscas no consolidadas asociadas a ambientes fluviales

3.2.2.3 Estado Mecánico del Pozo “A”

La configuración del estado mecánico previo a la RMA cuenta con las siguientes características:

- 3 etapas de perforación:

Tabla 3.3 Etapas de Perforación del Pozo “A”

Diámetro	Descripción	Profundidad
13 ^{3/8} ”	J-55, 54.5 lb/ft	0 – 25 m
9 ^{5/8} ”	J-55, 36 lb/ft	0 – 509 m
7”	N-80, 29 lb/ft	0 – 1584m

- Aparejo de producción con herramientas y accesorios adecuados para proceso IAV:
 1. Tubería isotérmica.
 2. Empacador térmico.
 3. Camisa isotérmica.
 4. Cabezal isotérmico.



Figura 3.1 Cabezal Isotérmico Para Proceso de Inyección de Vapor

La finalidad de los accesorios isotérmicos es evitar en la medida de lo posible la pérdida de temperatura a largo del aparejo, tanto en un eventual proceso de inyección de vapor, como en el de producción de crudo. De igual manera, entre sus características se encuentra el permitir el movimiento causado por la expansión y contracción debido al cambio de temperatura.

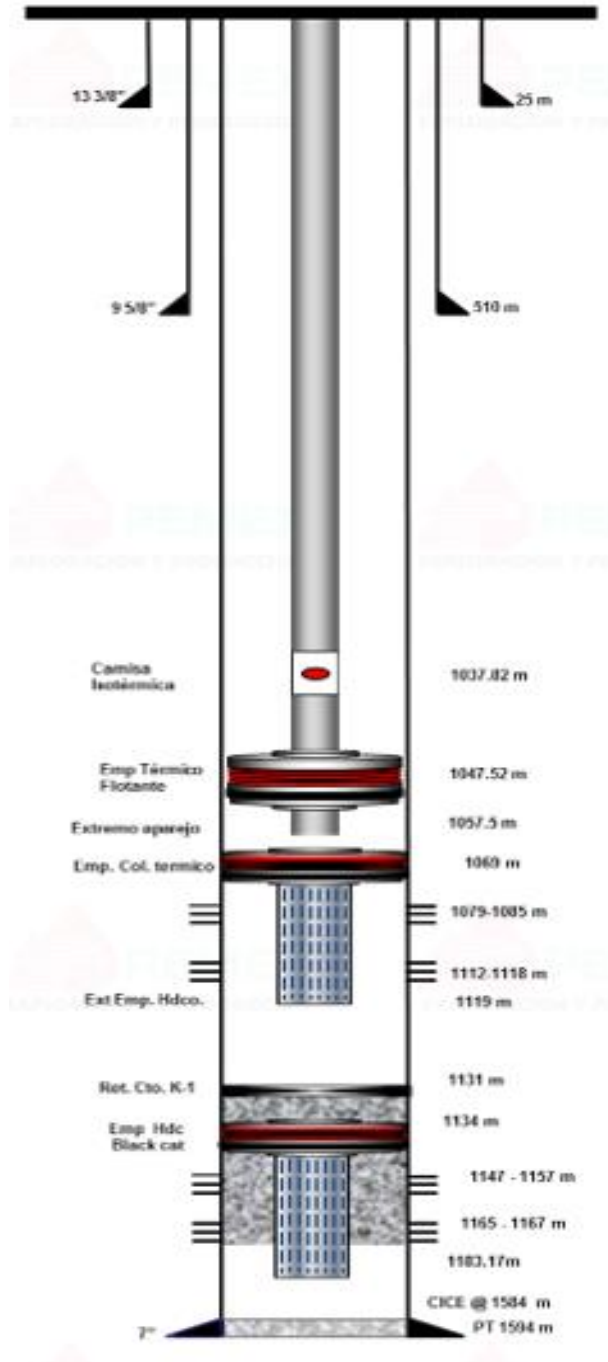


Figura 3.2 Estado Mecánico del Pozo "A" con Equipo y Accesorios Para Inyección de Vapor

3.2.2.4 Trayectoria del Pozo "A"

El Pozo "A" es un pozo direccional tipo S, con intervalo productor en 1079-1085 md la trayectoria es descrita en las figuras 3.3 y 3.4.

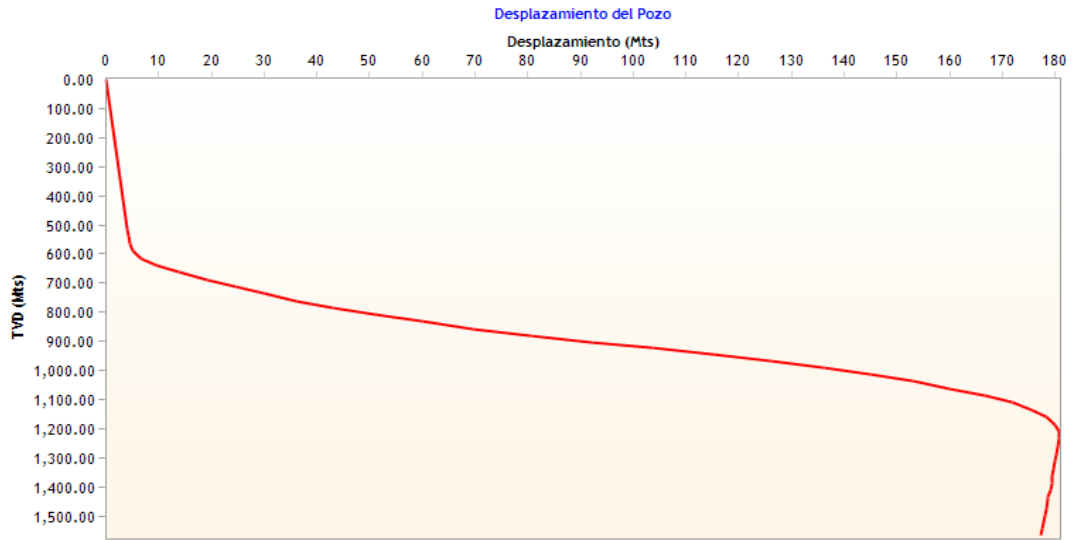


Figura 3.3 Desplazamiento del Pozo "A"

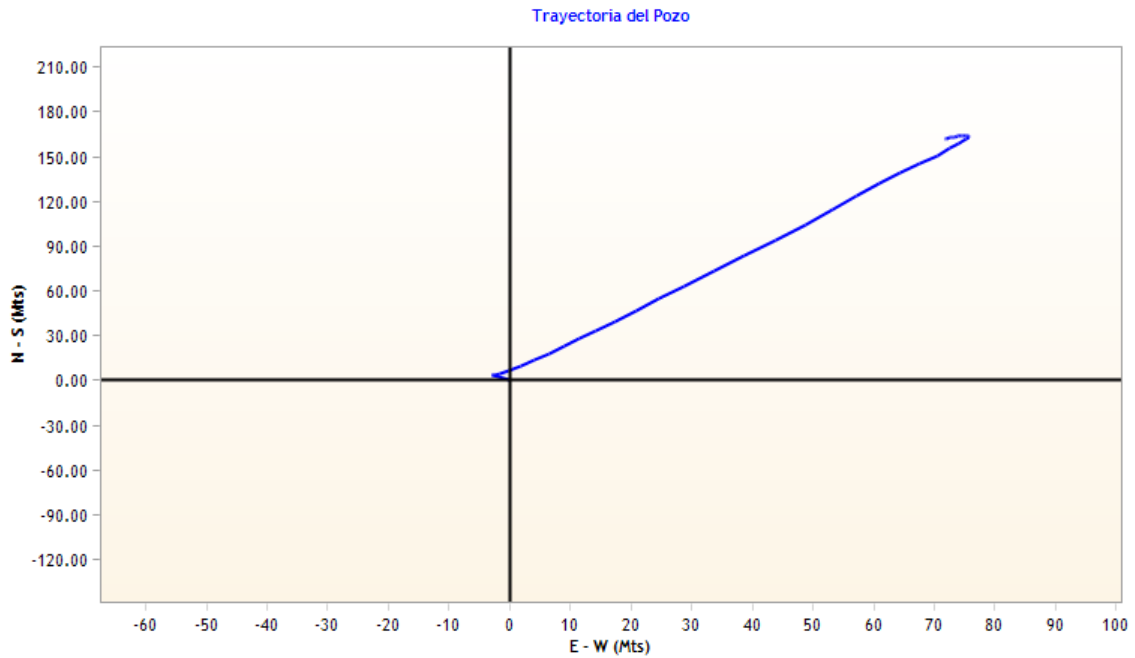


Figura 3.4 Desplazamiento del Pozo "A"

3.2.2.5 Historia del Pozo "A"

Después de su terminación en mayo del 2012 el pozo se indujo mecánicamente y se instaló una unidad de bombeo mecánico (BM) tipo Tieben con un máximo de 3 EPM y un mínimo de 1 EMP poniendo a producción los intervalos 1147-1157, 1165-1167 e inyectando mejorador de flujo por espacio anular para eficientar la

producción. Después de 2 años y de realizar algunas reparaciones menores sin equipo el pozo fue cerrado por bajo nivel de fluidos.

En junio de 2014 se realizó la primera reparación mayor en el pozo para reabrir el pozo a producción, teniendo como finalidad obturar los intervalos 1165-1167 md, 1147-1157 md, y anexar los intervalos 1112-1118 md, 1079-1085 md productores de aceite pesado, por lo cual se bajó aparejo de producción con accesorios de BN y además isotérmico con el fin de estimular térmicamente con vapor de agua el yacimiento.

Una vez teniendo las condiciones necesarias se llevó a cabo un proceso de inyección cíclica de vapor en el yacimiento.

En el primer ciclo de inyección (19-29 junio 2014), se operó con las siguientes condiciones:

- Temperatura de inyección: 315°C.
- Calidad de vapor: 82%.
- Gasto de inyección: 1446 bpd.
- Presión de inyección: 1498 psi.

Tras el proceso de inyección el pozo se dejó en etapa de remojo por 15 días, y como resultado del aumento en la temperatura del yacimiento, el pozo "A" pasó a ser abierto a producción teniendo un gasto máximo de 192 bpd siendo fluyente por 13 días, esto gracias a la reducción en la viscosidad del crudo. Después de 13 días fluyendo el pozo dejó de aportar, y pasó a ser inducido con Nitrógeno por 20 días, finalmente se reemplazó el Nitrógeno por sistema BN.

El segundo ciclo de inyección (22-31 enero 2015) se realizó bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura de inyección: 308°C.
- Calidad de vapor: 82%.
- Gasto de inyección: 1481 bpd.
- Presión de inyección: 1359 psi.

Posterior al proceso de inyección se llevó a cabo la etapa de remojo por 5 días y se abrió el pozo con sistema BN, al no aportar se indujo nuevamente con nitrógeno (N₂) por un día, y posteriormente se realizó cambio simultaneo de Nitrógeno por BN. El gasto máximo que aportó el pozo fue de 225 bpd con un corte de agua del 37%.

El tercer ciclo de inyección de vapor (7-16 de julio 2015) se realizó bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura de inyección: 309°C.
- Calidad de vapor: 80%.
- Gasto de inyección: 1455 bpd.
- Presión de inyección: 1378 psi.

Del mismo modo que en el segundo ciclo de inyección, el pozo se indujo con nitrógeno después de 5 días de etapa de remojo y al no conseguir aporte de fluidos de manera natural. De igual manera se realizó cambio simultáneo de nitrógeno (N₂) por BN, y así operó hasta el fin de su producción.

La producción del pozo fue del orden de los 208 bpd teniendo un corte de agua del 28%.

El cuarto ciclo de inyección de vapor (17 noviembre – 1 de diciembre) se realizó bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura de inyección: 292°C.
- Calidad de vapor: 82%.
- Gasto de inyección: 1175 bpd.
- Presión de inyección: 1468 psi.

El periodo de remojo de este ciclo fue de 5 días, después de esto se abre el pozo a producción con sistema BN descargando de forma continua a batería. Se amplió el estrangulador a ½" logrando un aumento en el corte de agua al 70% y posteriormente se regresó el estrangulador a 3/8" ya que en el de ½" se observaron desgastes producidos por arenas.

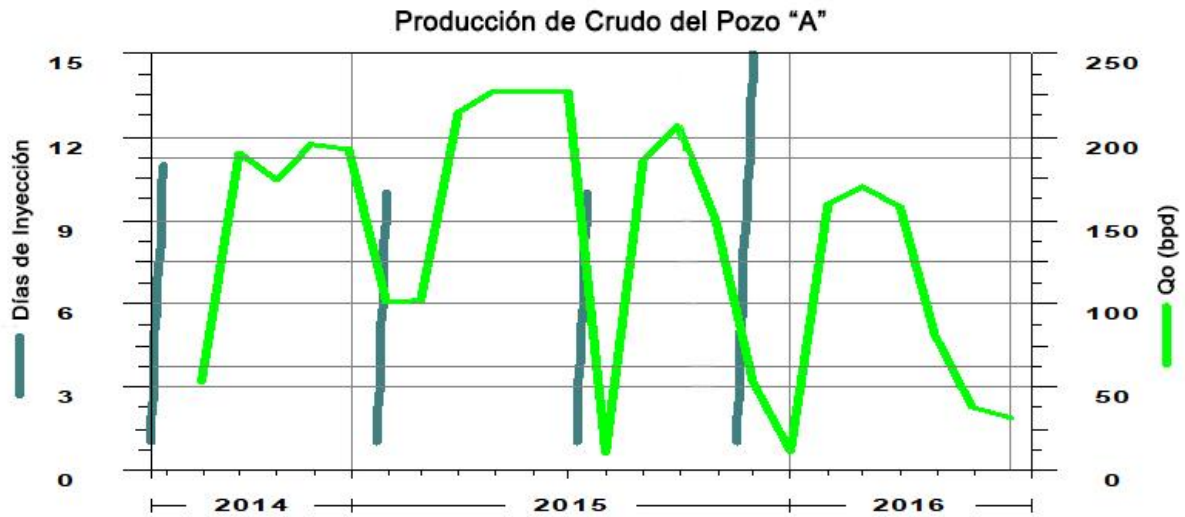


Figura 3.5 Histórico de Producción Pozo A

Después de los ciclos de inyección de vapor aplicados al yacimiento se determinó concluir el proceso de inyección ya que el gasto de aceite disminuyó considerablemente y además el porcentaje de agua creció en gran medida. El cierre oficial del pozo fue el 16 de junio del 2016.

3.2.3 Aparejos Convencionales e Isotérmicos

Debido a la naturaleza de los fluidos del yacimiento "R- B" y al haber sido implementado un proceso de recuperación mejorado térmico la temperatura del yacimiento se elevó provocando una mejor movilidad del crudo, además cabe la posibilidad de en un futuro comenzar un nuevo proceso de recuperación térmico en los nuevos intervalos disparados.

Para el manejo de la producción es recomendado contar un aparejo que sea compatible con la temperatura, estos aparejos se consideran isotérmicos y tienen como finalidad la conservación de la temperatura a lo largo del pozo ya sea en un eventual proceso de inyección de vapor, o en el drene de fluidos del yacimiento a superficie.

Los aparejos convencionales permiten transferencias de calor tanto entre los fluidos producidos del yacimiento y la tubería, provocando una disminución en la movilidad, lo que dificulta la conducción de los fluidos.

3.2.4 Sistemas Artificiales de Producción

Debido al depresionamiento de los yacimientos del área y la densidad de los fluidos, los pozos operan con un sistema artificial de producción, actualmente los distintos pozos del campo operan con bombeo neumático, mecánico o cavidades progresivas. La selección de un SAP está sujeta a las condiciones del pozo y del yacimiento, en la siguiente tabla se muestran las principales características del pozo “A” y del yacimiento “R- B” y los criterios de selección recomendados para cada tipo de bombeo.

Tabla 3.4 Criterios de Selección de Sistema Artificial de Producción

Variable considerada/SAP	Bombeo neumático	Bombeo mecánico	Bombeo cavidades progresivas	Bombeo electrosumergible	Bombeo hidráulico tipo jet	Pozo “A”
Profundidad (m)	< 4000	< 2286	< 1524	< 4000	< 6100	1553 MD
Desviación (°)	N/A	< 60 - 70	< 40	< 20	< 50	27.7 @ 915 MD
DL máx. (pase) (°/30 m)	N/A	< 5	< 5	< 6	< 5	3.47 @ 1165 MD
DL máx. (asentamiento) (°/30 m)	N/A	< 3.5	< 3	< 1	< 6	3 @ 864 MD
Manejo de gas	Alto	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Bajo
Manejo de sólidos	Alto	Bajo	Medio-Alto	Bajo	Bajo	Bajo
Temperatura de fondo máx. (°C)	Amplio rango	<120* <200(Vitón)** < 535(S-B)***	< 80 (Conv) < 150 (HTL) <350 (M-M)	< 150	< 260	150°C
° API	>13	>=10	>8	>20	>16	10
Viscosidad (en fondo) (cp)	< 600	< 5,000	< 100,000	< 2000	< 800	7754 cp @ 50°C 1398 cp @ 70 °C 235 cp @ 99°C Correlación Sam 962
Relación gas - aceite (m ³ /m ³)	Aplica	< 200	< 100	< 300	< 350	21
Gasto esperado (bd)	> 50	10 - 500	50 - 500	200 – 40000	50 - 1000	200 bpd
Geometría (Tipo de pozo)	N/A	Vertical Tipo “J” “S”	Vertical Tipo “J” “S”	N/A	N/A	Tipo «S»

■ Aplica ■ Aplica con restricciones ■ No aplica

En función a lo mostrado en la tabla los sistemas artificiales de producción que mejor se adaptan al caso son Bombeo Neumático y Bombeo Mecánico. El SAP de cavidades progresivas de igual manera se puede adaptar a las circunstancias del pozo-yacimiento, sin embargo, no fue tomado en cuenta debido a limitaciones contractuales.

3.2.5 Opciones Factibles Para la RMA

Una vez que se decidió realizar la reparación mayor se tuvo que considerar la situación en la que se encontraba el pozo, esto es que el intervalo se encontraba inundado tras la inyección de vapor. A continuación, se muestran las opciones factibles:

Tabla 3.5 Matriz de Decisión Para la RMA del Pozo A

Matriz de opciones técnicas									
Tipo de Reparación	Número de Objetivos	Intervención al subsuelo	Corrección TP o TR	Trabajos de Pesca	Limpieza de Pozo	Estimulación	Tipo de Inducción	Tipo de Aparejo	Reacond. AP
RMA	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Conventional	No aplica
		Cambio de Intervalo	Cementación Forzada		Limpieza de fondo del Pozo	Matricial no reactiva	Mecánica		BN
	1	Reentrada	Cambio de Aparejo	No Aplica	Limpieza del aparejo de producción	Matricial reactiva	Por desplazamiento	Isotermico	BM
		Profundización	Pesca		Fracturamiento hidráulico	Fracturamiento hidráulico no convencional	Con TF		Sarta de Velocidad
RME	3	Producción en conjunto	Pesca	No Aplica	Químico	Fracturamiento hidráulico no convencional	Con TF	Isotermico	BEC
	4								BCP

3.3 Etapa de Conceptualización Para la Reparación Mayor del Pozo “A”

En esta etapa, como ya se ha hecho mención, se realizaron las ingenierías básicas correspondientes a las opciones mencionadas en la etapa de visualización con el fin de determinar cuál sería la más adecuada, haciendo de forma paralela la estimación de costos clase III ($\pm 10\%$).

3.3.1 Objetivo de la Reparación

El objetivo principal de esta intervención es recuperar el aparejo de producción isotérmico, obturar los intervalos abiertos 1079-1085 y 1112 -1118 md, disparar los intervalos 912-915 y 949-955 md, colocar sistema de control de arenas y meter aparejo isotérmico con accesorios.

3.3.2 Historia de Producción del Pozo “A”

Debido a que el pozo permaneció cerrado, no se cuenta con un registro de producción hasta este punto.

El historial de producción de los ciclos de inyección de vapor implementados en el Pozo “A” está mencionados en la figura 3.5..

3.3.3 Matriz de Decisiones

Como se ve en el punto (3.2.5) la figura 3.5 la matriz de decisiones pasa por diferentes filtros que responden a las circunstancias del estado mecánico, de la inducción o estimulación del pozo, así como del posible reacondicionamiento para un sistema artificial de producción.

Después de evaluar las distintas opciones se obtuvieron 8 posibles RMA, en las 8 opciones se tiene contemplado el aislar los intervalos 1079-1085 y 1112-1118md, disparar los intervalos 902-915 y 949-955md, meter sistema de control de arenas y considerar la compatibilidad del aparejo de producción con un sistema artificial de producción que pudiera ser implementado. La evaluación de los sistemas artificiales se contemplará más adelante.

1. RMA sin trabajos de pesca, con un aparejo convencional y BN.
2. RMA sin trabajos de pesca, con un aparejo convencional y BM.
3. RMA con trabajos de pesca, con un aparejo convencional y BN.
4. RMA con trabajos de pesca, con un aparejo convencional y BM.
5. RMA sin trabajos de pesca, con un aparejo isotérmico y BN.
6. RMA sin trabajos de pesca, con un aparejo isotérmico y BM.
7. RMA con trabajos de pesca, con un aparejo isotérmico y BN.
8. RMA con trabajos de pesca, con un aparejo isotérmico y BM.

3.3.4 Análisis Nodales a las Opciones Prestablecidas en la Etapa de Visualización

Entre las opciones preseleccionadas en la etapa de visualización, se contemplan para el análisis a ambas con aparejo de producción ya sea isotérmico o convencional, esto para la reparación mayor con equipo. Se aislaron los intervalos 1079-1085 md y 1112-1118md, se dispararon los intervalos de 902-915 y 949-955 md. Por lo que se realizó análisis nodal con las opciones del punto anterior y los 2 aparejos de producción para evaluar sus resultados.

Para el análisis nodal se realizó una estimación de la temperatura con ambos aparejos obteniendo los siguientes resultados, en color verde de la gráfica se observa la IPR correspondiente al aparejo isotérmico, mientras que la IPR inferior corresponde al aparejo convencional.

Para el caso de las IPR's se usó el método de Standing, debido a que con las condiciones del aceite pesado y las arenas no consolidadas podría haber presencia de daño, el método resulta ser el más ideal.

En cuanto a los VLP se consideró usar la correlación de Orkiszewski ya que es la que ha mostrado mejores resultados al ser usada en pozos análogos que cuentan con condiciones similares al pozo de estudio.

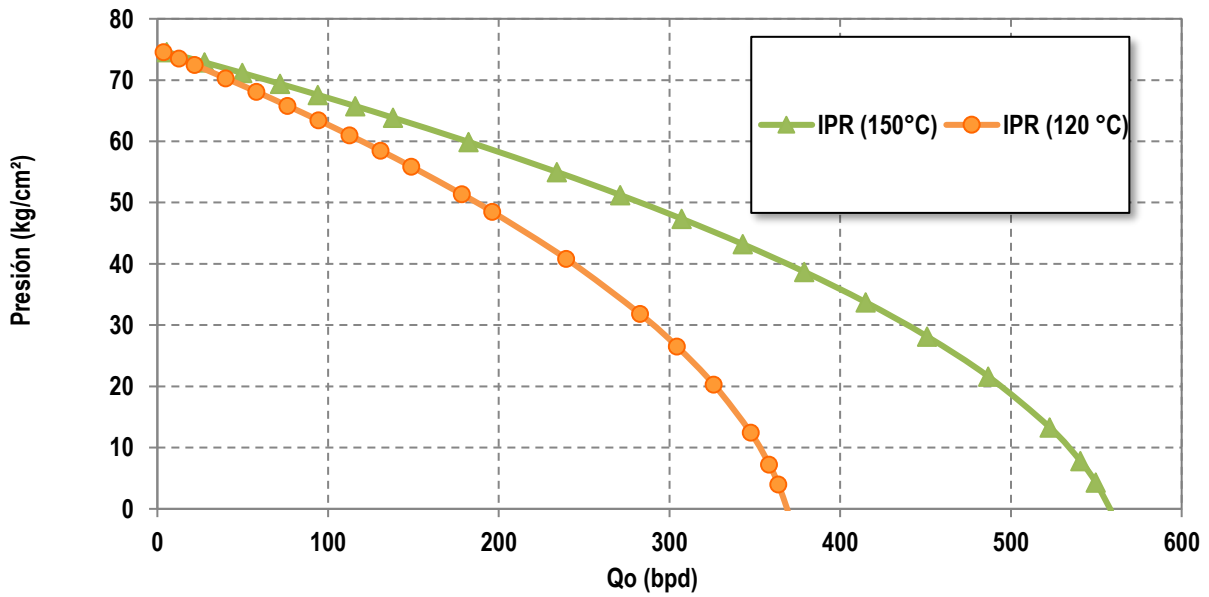


Figura 3.6 IPR del Pozo "A" a 120 y 150° C

Se determinó que, en un eventual proceso de recuperación térmica, el aparejo convencional provocaría que el vapor pasara a su fase líquida teniendo pérdidas de temperatura por lo que la temperatura en el fondo no sería suficientemente alta para lograr los fines del proceso (reducción de viscosidad, mejoramiento de movilidad).

Al realizar una simulación de los perfiles en temperatura con respecto a la profundidad en el caso de un aparejo convencional se determinó que el cambio de fase de vapor a líquido se alcanzaría a los 300 m de profundidad.

Al no conseguir los fines del proceso térmico el potencial de productividad del pozo se vería disminuido ya que el aceite no verá la disminución en su viscosidad esperada.

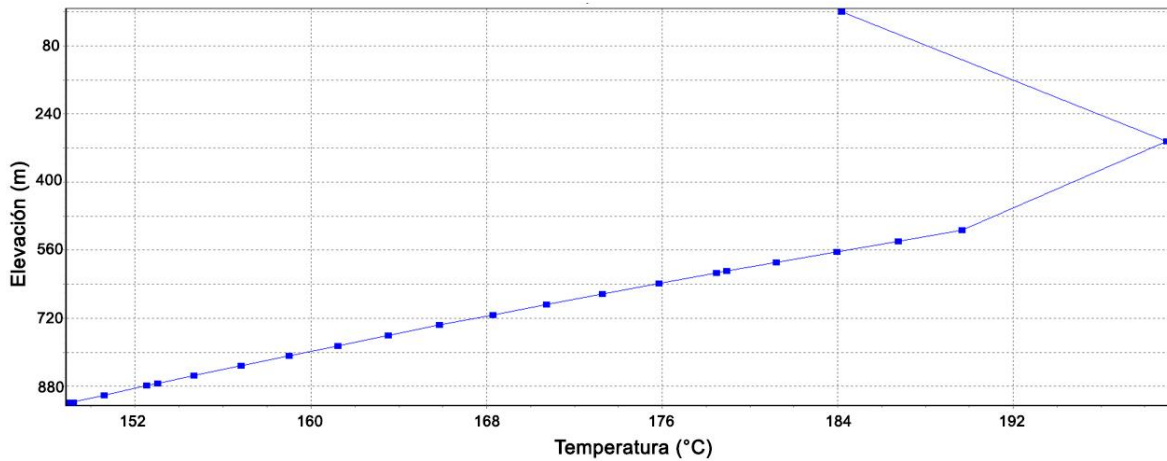


Figura 2.7 Perfil de Temperatura de Inyección de Vapor en Función de la Profundidad con Aparejo Convencional

En caso contrario, al utilizar tubería isotérmica, el vapor inyectado llegaría a la profundidad del pozo sin un cambio de fase a líquido por lo que su temperatura sería mucho mayor en comparación al aparejo convencional y con esto elevaría la temperatura del yacimiento y de los fluidos contenidos en él.

La simulación del perfil de temperatura del vapor mostrado en la siguiente tabla muestra como el gradiente de temperatura del vapor desde su inyección hasta el fondo del pozo aumenta, aunque de forma mínima. Sin embargo, no hay pérdidas de calor, esto gracias al aparejo isotérmico.

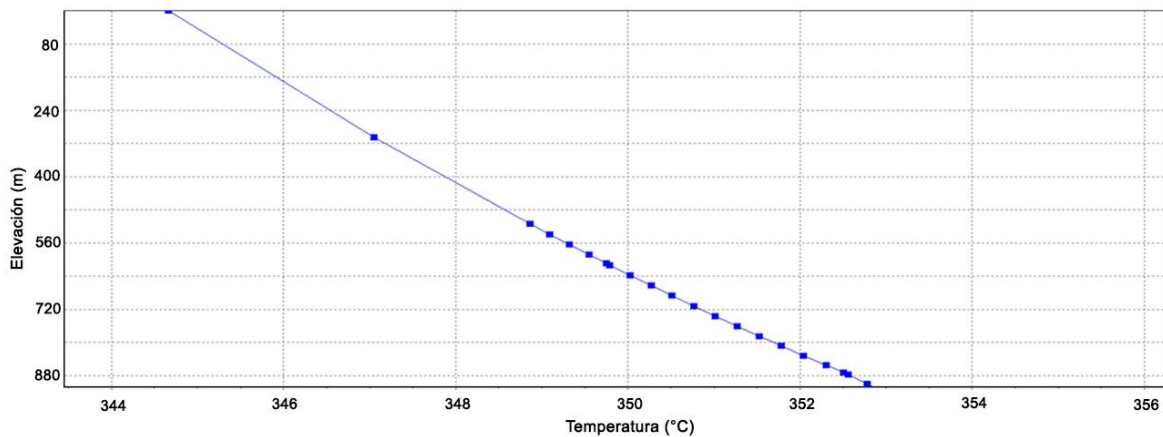


Figura 3.8 Perfil de Temperatura de Inyección de Vapor en Función de la Profundidad con Aparejo Isotérmico

En la siguiente tabla se resumen los dos modelos de aparejos con los parámetros que corresponden a cada caso.

Tabla 3.5 Estimación de Temperatura de Fondo con Aparejo Isotérmico y Convencional

Parámetros	Opción 1 (Tubería isotérmica)	Opción 2 (Tubería convencional)
P_{iny} (kg/cm ²)	48	12
T_{iny} (°C)	230	184
T_{fondo} (°C)	353	148
Gasto (GPM)	50	35
Calidad (%)	80	20

Complementando las dos posibles IPR en función de los aparejos convencional e isotérmico se muestra un análisis nodal variando el diámetro del estrangulador. Como se mencionó en la historia del pozo, una limitante del aumento del diámetro del estrangulador era el desgaste en el estrangulador por presencia de arenas, sin embargo, al colocar el sistema de control de arenas se abre la posibilidad de aumentar el diámetro.

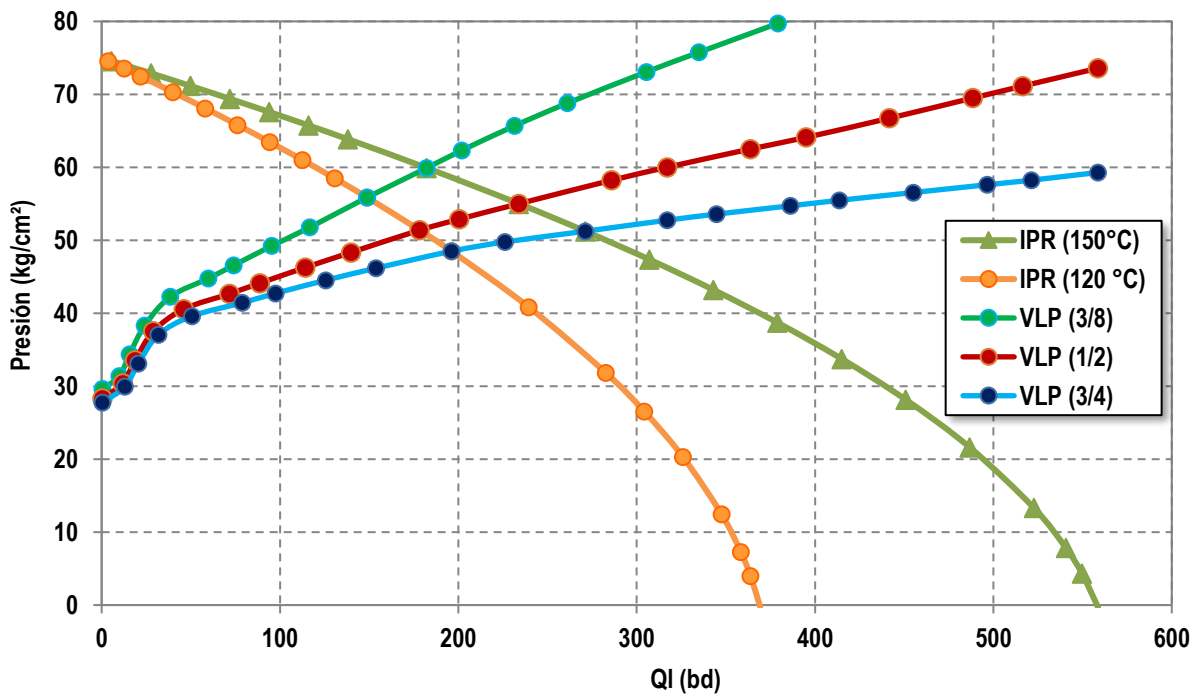


Figura 3.9 Sensibilidad en la Temperatura de Fondo y Diámetros de Estrangulador

3.3.5 Análisis de las Opciones Preseleccionadas en Etapa de Visualización

3.3.5.1 Para la Opción 1 a 4 con Aparejo Convencional

Tabla 3.6 Ventajas y Desventajas de las Opciones 1 a 4 de la RMA/CE

Ventajas:	Desventajas:
Disponibilidad.	El vapor inyectado no llega con buena calidad al fondo del pozo.
Trabajos convencionales para su recuperación.	Menor duración de temperatura alta en fondo.
Contrato vigente de adquisición y acondicionamiento.	Requiere con más frecuencia inyección de vapor (menor duración de ciclos).

3.3.5.2 Para las Opciones 5 a 8 con Aparejo Isotérmico

Tabla 3.7 Ventajas y Desventajas de las Opciones 5 a 8 de la RMA/CE

Ventajas:	Desventajas:
Permite que el calor inyectado del vapor llegue con mayor temperatura a fondo.	No se cuenta con contrato vigente para adquisición o acondicionamiento.
Mayor duración de temperatura alta en fondo.	Imposibilidad de adquisición de anillos que garantizan sello entre conexiones.
Posibilidad de usar el mismo aparejo que sea recuperado.	Imposibilidad de Corte convencional una vez instalado.
Requiere con menor frecuencia inyección de vapor (Mayor duración de ciclos).	Costo mayor en comparación a la opción anterior.

Basados en las ventajas y desventajas de trabajar con un aparejo convencional o con el isotérmico que ya se contaba con anterioridad se decidió trabajar con la opción 1 a 4 correspondiente a un aparejo isotérmico debido a que cambiar de aparejo de producción implica costos y este aparejo ofrece ventajas con respecto a la temperatura de fondo y con el IPR.

3.3.5.3 Para las Opciones con BN (1, 3, 5 y 7)

Tabla 3.8 Ventajas y Desventajas de las Opciones con BN

Ventajas:	Desventajas:
Funciona con altas temperaturas.	Baja eficiencia con aceites pesados.
Disponibilidad de gas por red del campo.	Inversión para sistema de compresión.
No presenta problemas con pozos desviados.	La Tubería debe susceptible a daños por altas presiones del gas inyectado.
Facilidades operativas para posterior proceso IAV.	
Disponibilidad de contratos.	

Además de las ventajas y desventajas que representa la implementación de un bombeo neumático se presenta el análisis nodal correspondiente a dicho sistema; en él se realiza la variación del diámetro de estrangulador para calcular los gastos de líquido esperados.

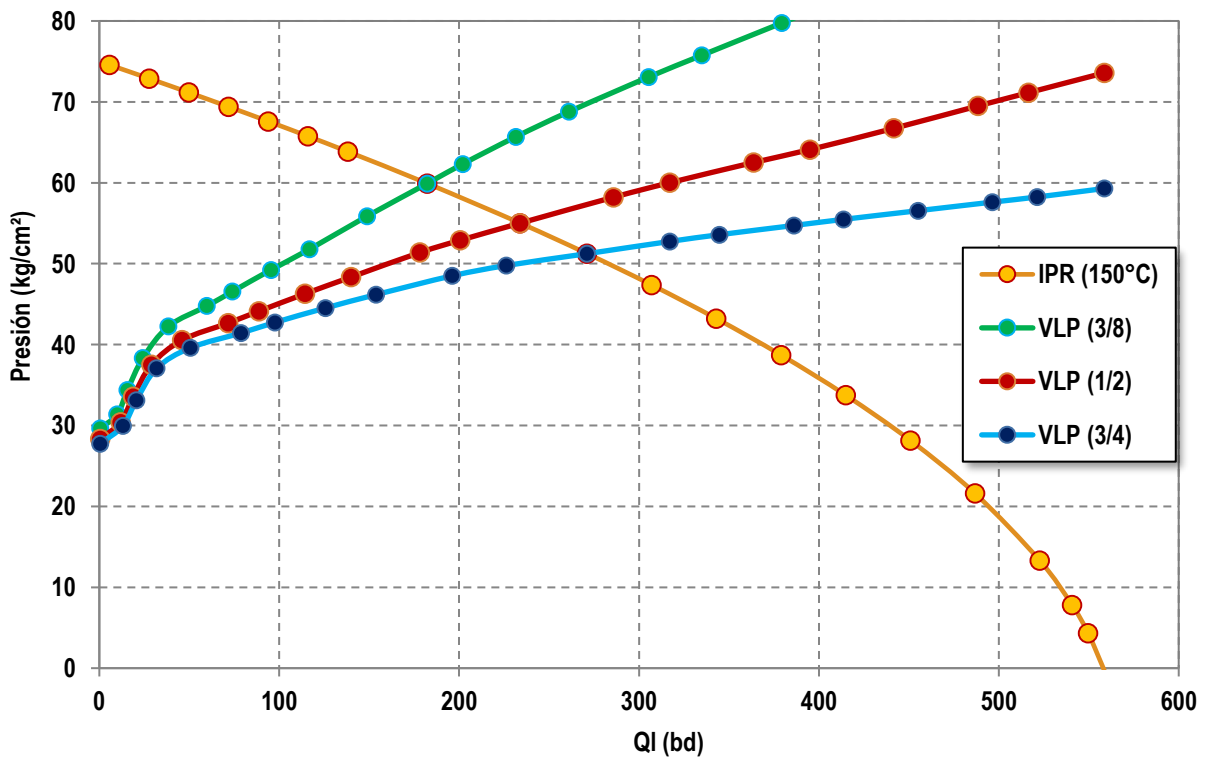


Figura 3.10 Análisis Nodal del Pozo "A" Operando con Bombeo Neumático

3.3.5.4 Para las Opciones con BM (2, 4, 6 y 8)

Tabla 3.9 Ventajas y Desventajas de las Opciones con BM

Ventajas:	Desventajas:
Bombeo propio para pozos de baja productividad como el pozo A.	Geometría del pozo impide buen funcionamiento de varillas.
Disponibilidad de equipo de bombeo.	Flotabilidad de varilla causada por densidad de aceite.
Costos de instalación y reparación bajos.	Rango de trabajo de las varillas no son compatibles con la temperatura de los fluidos.
	Dificultades operativas para posterior proceso de IAV.

Aunado a la tabla de desventajas y ventajas del sistema artificial de bombeo mecánico se estudió el análisis nodal para aseverar si a pesar de las desventajas y limitaciones técnicas que representa pueda incorporar una alta producción.

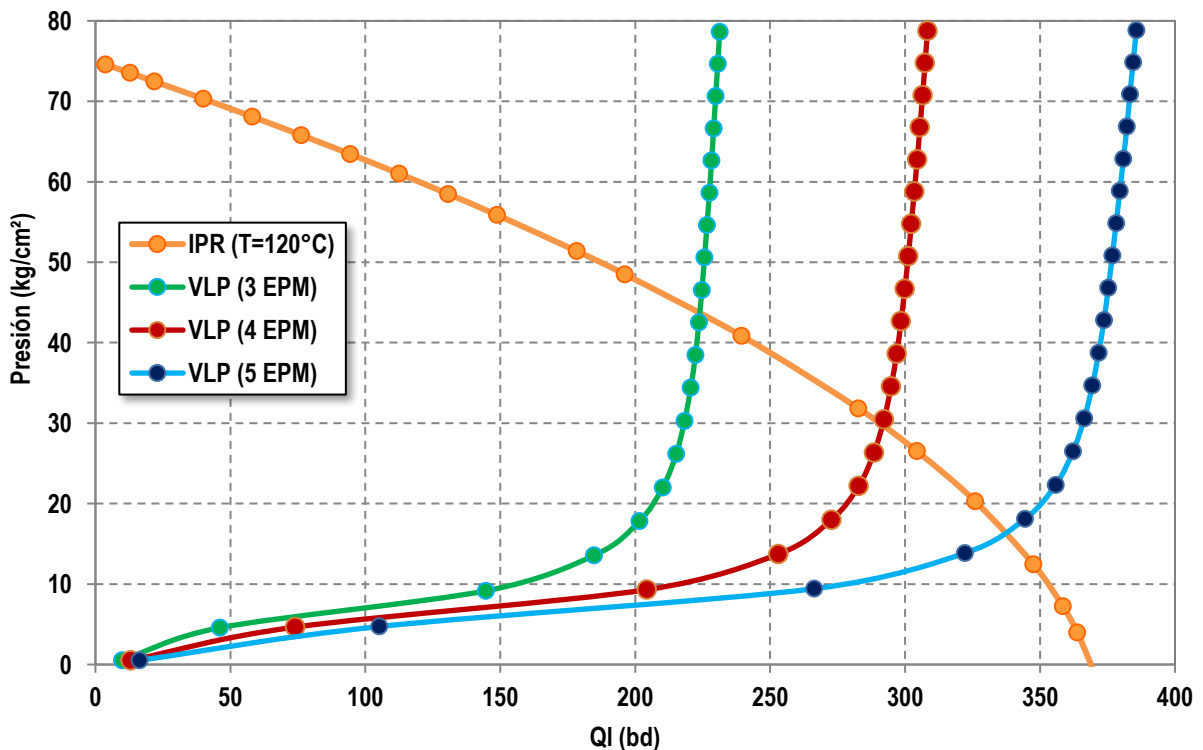


Figura 3.11 Análisis Nodal del Pozo "A" Operando con Bombeo Mecánico

Ambos sistemas artificiales de producción son aplicables al pozo, ya que ambos muestran un buen desempeño y los parámetros de productividad de líquido son semejantes, sin embargo, dadas las limitaciones técnicas que representaba el bombeo mecánico y además de la disposición de una red de gas que pudiera abastecer el bombeo neumático se terminó por inclinarse por este último.

3.3.5.5 Para las Opciones con o sin Pesca:

En el estudio de esta opción se contempló la dificultad que pudiera implicar la recuperación del empacador isotérmico, ya que por la presencia de arena este podría haber quedado atrapado, por lo cual habría sido necesario bajar herramienta de pesca y así lograr rescatar el equipo.

La actividad de pescar con herramienta se vería reflejada fuertemente en el tiempo de ejecución de la reparación, por lo que se consideró importante estudiar pozos análogos del campo en los que se tuviera que recuperar este tipo de accesorios con las mismas condiciones litológicas. El estudio de los análogos arrojó como resultado que en ninguno de los pozos se han presentado problemas al recuperar el accesorio, por lo que se decidió no considerar en la planeación temporal una eventual pesca.

3.3.6 Resultados de la Etapa de Conceptualización

Desarrollada la ingeniería básica de cada una de las opciones preseleccionadas en la etapa de visualización para la RMA del pozo de estudio se seleccionó la opción ganadora, a la cual se le desarrolló la ingeniería a detalle en la etapa de definición, la opción ganadora consta de las siguientes características:

1. Instalación del mismo aparejo de producción isotérmico existente
2. Instalación de Bombeo Neumático
3. Trabajo sin problemas de pesca

3.4 Etapa de Definición Para una RMA al Pozo “A”

En la etapa final de la metodología se desarrolló la ingeniería a detalle para la opción seleccionada en la fase de conceptualización, la cual fue reparación mayor con aparejo isotérmico compatible con bombeo neumático y sin problemas de recuperación de empacador flotante; teniendo esto se desarrolló un plan de ejecución para la intervención, tiempos de ejecución y poder acordar estos puntos con la compañía operadora de servicios para la elaboración del mantenimiento en papel.

3.4.1 Objetivo de la Reparación

Recuperar el aparejo de producción isotérmico, obturar los intervalos abiertos 1079-1085 y 1112 -1118 md, disparar los intervalos 902-915 y 949-955 md, colocar sistema de control de arenas, meter aparejo isotérmico con accesorios que tenga compatibilidad con la implementación de un eventual bombeo neumático.

3.4.2 Pronóstico de Producción

Se realizó un pronóstico de producción ajustando el factor de declinación al 10% y 7%, considerando que la intervención con equipo termine en mayo, se lleven a cabo dos estimulaciones, una cada año, y que estas se realicen en el mes de junio. El pronóstico tiene como fecha de inicio el 1 de julio del 2018 con un Q_o inicial= 210 bls y teniendo como gasto final $Q_o=58$ bls, se pronostica una producción acumulada de 121.4 mmbld con una fecha de término del 30 de junio del 2021.

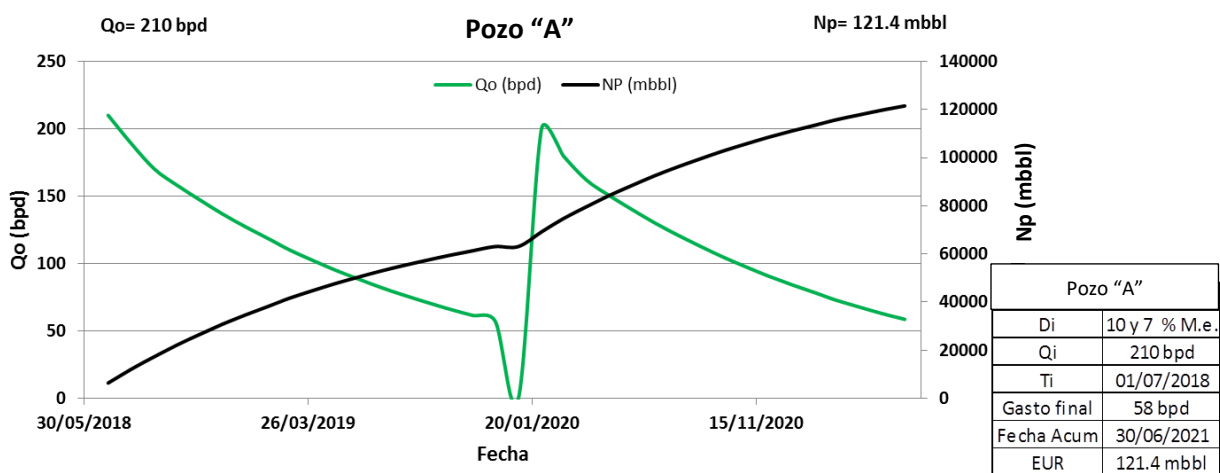


Figura 3.12 Pronóstico de Producción del Pozo “A” Hasta 2021

3.4.3 Análisis Nodal de la Opción Ganadora, Sensibilidades y Estimación de Producción

Al concluir que la opción ganadora es la que corresponde al bombeo neumático y al realizar un proceso de recuperación IAV en el nuevo intervalo ocupando un aparejo isotérmico el análisis nodal se realiza para determinar el diámetro óptimo del estrangulador.

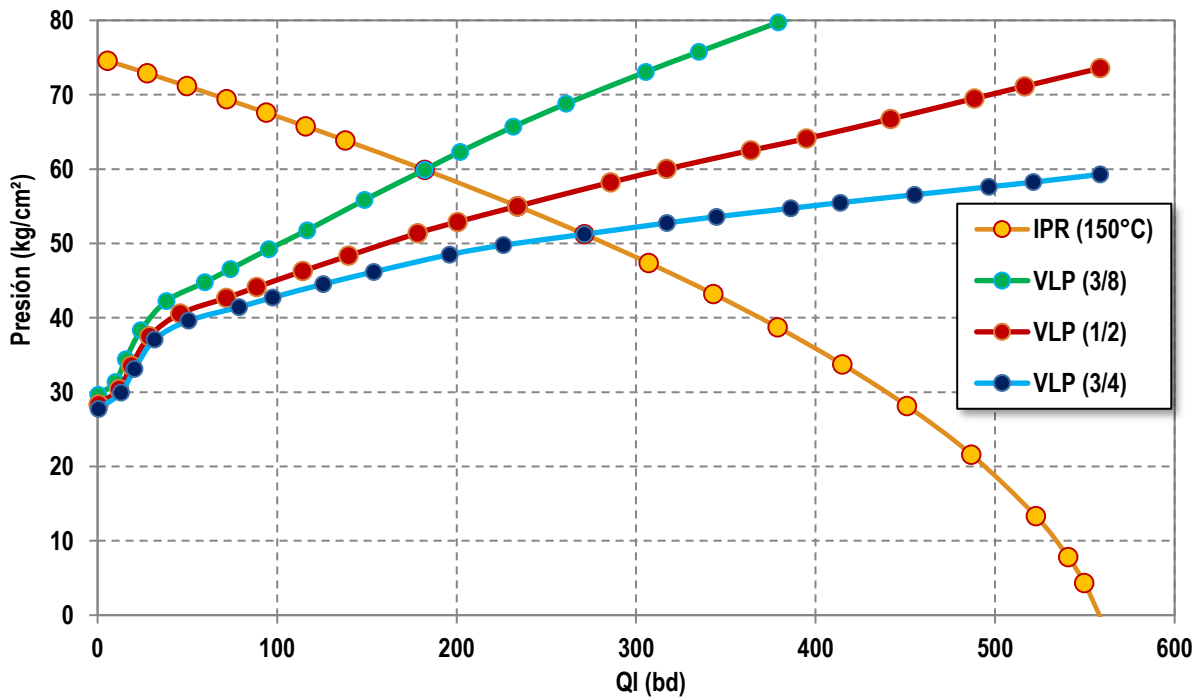


Figura 3.13 Análisis Nodal del Pozo "A" Operando con BN

El análisis nodal de la opción seleccionada para diámetros de estrangulador de 3/8, 1/2 y 3/4 con una temperatura de 150 °C por el proceso IAV a desarrollar, tomando en cuenta que el sistema de control de arenas solucionaría el problema previo de daños por desgaste debido a sólidos en el estrangulador se tomó la decisión de ocupar el diámetro de 3/4 para estrangular el pozo, teniendo un gasto de aceite esperado de 211 bpd con un corte de agua aproximadamente del 20%.

Tabla 3.10 Análisis Nodal del Pozo "A" con BN

Estrangulador	Q _L (bpd)	Q _o (bpd)	P _{ws} (kg/cm ²)	P _{wf} (kg/cm ²)	T (°C)	Q _{Imax} (bpd)
3/8"	182	142	75	60	150	558
1/2"	233	182	75	55	150	558
3/4"	271	211	75	51	150	558

3.4.4 Estado Mecánico Programado

Dadas las características de la selección ganadora se instaló un estado mecánico que fuera idóneo para una posterior instalación de BN y con aparejo isotérmico considerando el proceso de IAV que se realizará dadas las condiciones del fluido del yacimiento.

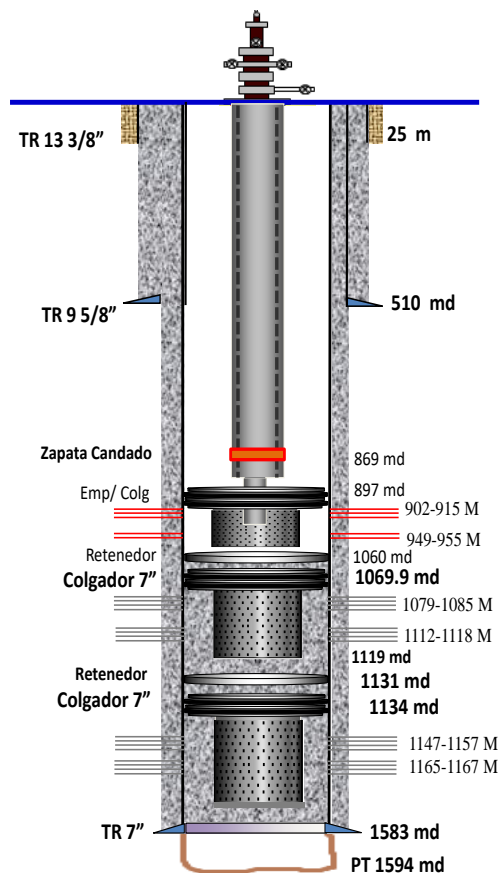


Figura 3.14 Estado Mecánico del Pozo "A" Programado

3.4.5 Diseño de Aparejo de Producción

La selección del diseño del Sistema de control de arena y el diseño del aparejo de producción desglosado en cada uno de sus componentes, respondiendo a las características del pozo y del yacimiento quedó de la siguiente manera:

Tabla 3.11 Distribución Ensamble para Control de Arena del Pozo "A"

Descripción	DE	DI	Drift	Peso	Grado	Longitud [m]	Profundidad [md]	
	[pg]	[pg]	[lb/pie]	[lb/pie]			de	a
Colgador Térmico hidráulico 5 X 7", BCN, 354 °C, 5,000 psi, recuperable	5.95	4.408	4.408	-	-	3.55	897.00	900.55
Combinación © 5", 15 lb/pie, BCN x (P) 4 ½", 11.6 lb/pie, BCN	5.000	4	3.875	-	N-80	0.36	900.55	900.91
Tubería embobinada 4 ½", BCN	4.875	4.000	3.875	11.6	L-80	20.00	900.91	920.91
Tubería lisa 4 ½", BCN	4.875	4	3.875	11.6	N-80	30	920.91	950.91
Tubería embobinada 4 ½", BCN	4.875	4.000	3.875	11.6	L-80	10.00	950.91	960.91
Tubería lisa 4 ½", BCN	4.875	4	3.875	11.6	N-80	20	960.91	980.91
Tapón nariz biselado 4 ½", 11.6 lb/pie, BCN	4.875	-	3.875	11.6	P-110	0.31	980.91	981.22

Tabla 3.12 Distribución Aparejo de Producción del pozo "A"

Descripción	DE	DI	Drift	Peso	Grado	Longitud [m]	Profundidad (md)	
	(pg)	(pg)	(pg)	(lb/pie)			de	a
EMR						5.40	0.0	5.4
Niple integral térmico 7 1/16" x 4 ½", 3M BCN						0.38	5.4	5.8
Combinación doble Pin 3 ½" HD CS x 4 ½" BCN	4.875	2.992	2.867	11.6	L-80	0.21	5.8	6.0
TP Isoterm. 4 ½" x 3 ½" BCN, 11.6lbs/pie	4.875	2.992	2.867	20.6	L-80	862.50	6.0	868.5
Combinación (P) 3 ½", 9.3lbs/pie, 8hrr x © 4 ½" 11.6lbs/pie, BCN	4.875	2.992	2.867	11.6/ 9.3	N-80	1.00	868.5	869.5
Niple candado, 3 ½", 8HRR	4.500	2.250	2.250	9.3	30-90-1	0.22	869.5	869.7
Combinación (P) 4 ½" 11.6lbs/pie, BCN x © 3 ½", 9.3lbs/pie, 8hrr	4.875	2.992	2.867	9.3/ 11.6	N-80	1.90	869.7	871.6
TP Isoterm. 4 ½" x 3 ½" BCN, 11.6lbs/pie	4.875	2.992	2.867	20.6	L-80	9.20	871.6	880.8
Combinación (P) 2 7/8", 6.5 lb/pie, HD-533 x © 4 ½", 11.6 lb/pie, BCN	4.875	2.441	2.347	11.6/6.5	N-80	0.20	880.8	881.0
6TTP 2 7/8", HD-533	3.192	2.441	2.347	6.5	J-55	54.00	881.0	935.0

3.4.6 Diseño de Sistema Artificial de Producción (BN)

Dado que previo a la implementación del BN antes seleccionado se desarrollaría el primer ciclo del proceso IAV que reduciría la viscosidad y densidad del aceite y aunado a que se trata de un yacimiento somero con una profundidad relativa baja, se determinó el no considerar mandriles para el diseño del bombeo neumático y utilizar sólo un punto de inyección; esta decisión está respaldada por un análisis previo de levantamiento de columna determinando que la presión de red de bombeo BN es lo suficientemente grande para levantar la columna bajo las condiciones de operación mencionadas. El gas del bombeo neumático se conducirá de forma continua a través de una camisa de circulación. Por diseño se decidió que el punto óptimo de inyección es de 927 m (TVD).

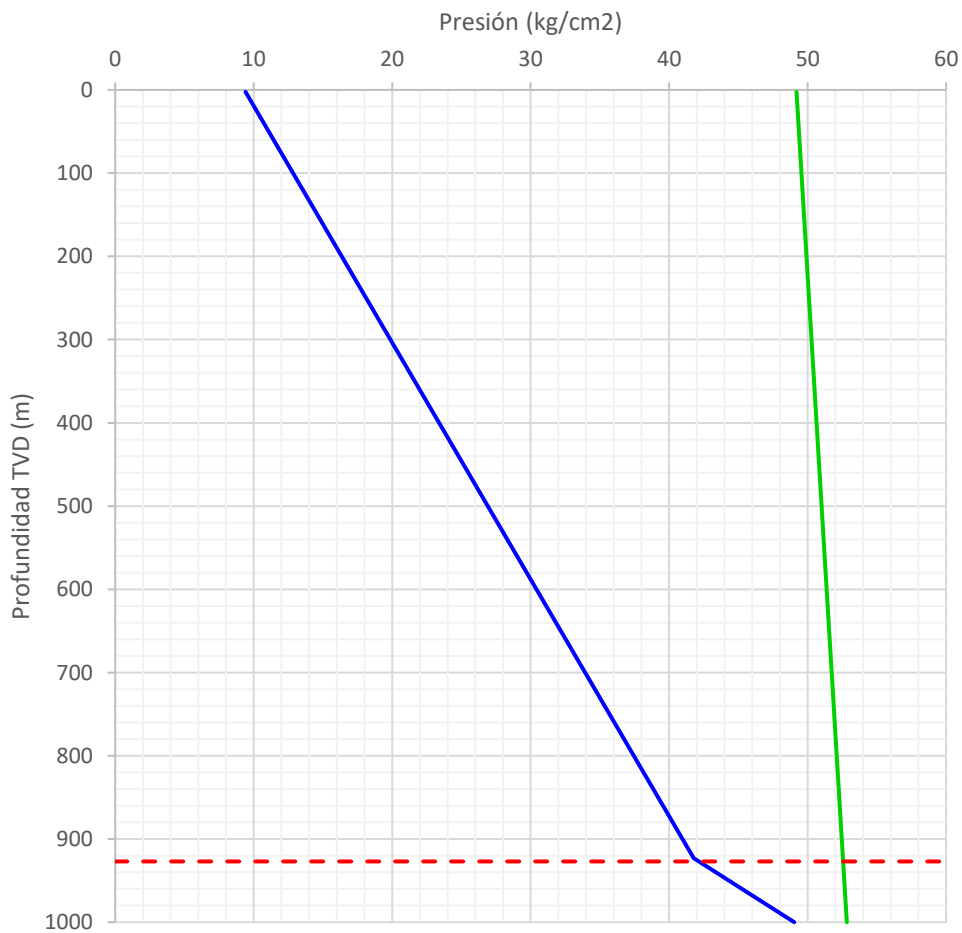


Figura 3.15 Punto Óptimo de Inyección

Tabla 3.13 Parámetros Empleados Para el Punto Óptimo de Inyección

Parámetro	Valor	Unidad
Gasto de inyección	0.3	mmpcd
Presión de inyección	49	Kg/cm2
Temperatura superficial del gas	30	°C
Gravedad específica del gas	0.65	Adimensional

Del mismo modo se realizó la sensibilidad respecto al volumen del gas de inyección obteniendo un punto óptimo de producción con 0.3 mmpcd correspondiente a un gasto de líquido de 271 bpd produciendo por un estrangulador de $\frac{3}{4}$ ya acordado previamente en el análisis nodal con BN.

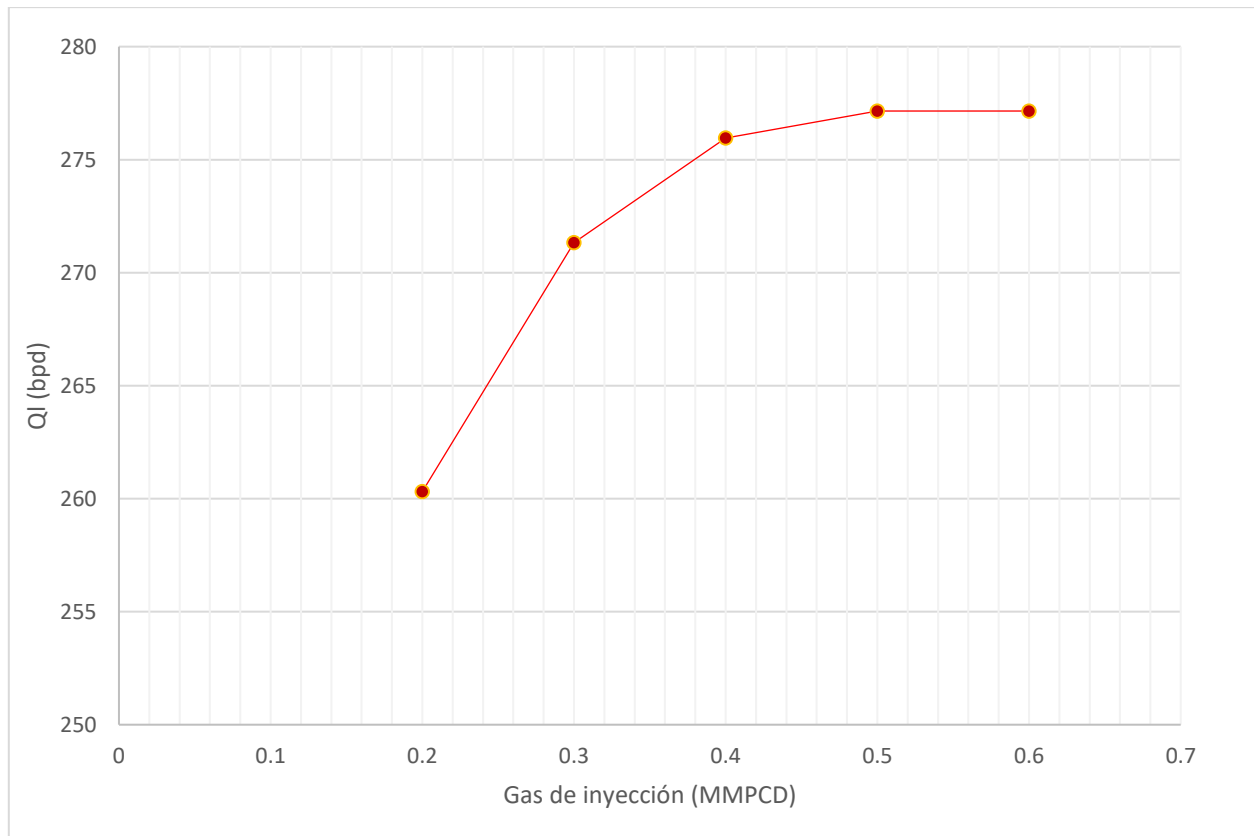


Figura 3.16 Curva de Rendimiento del Gas

3.4.7 Programa de Fluidos de Control de Pozo e Instalación de Preventores

Las áreas de geociencias y de yacimientos determinaron que la presión de fondo estática del yacimiento es de 90 kg/cm^2 , por lo que un fluido de control de 0.89 g/cm^3 podría ser utilizado para que no se presenten problemas por esfuerzos axiales. Al considerar el factor de seguridad del 15% la densidad del fluido de control que se seleccionó en la RMA fue de 1.02 g/cm^3 .

En la siguiente tabla se enlistan además de la densidad el tipo, la viscosidad y el volumen total de fluido de control necesario.

Tabla 3.14 Fluido de Control Para RMA del Pozo "A"

Tipo	Descripción	Densidad (g/cm ³)	Viscosidad Seg	Volumen (m ³)	Observaciones
Control	Salmuera	1.02	60-70	200	Para el control del pozo y presas de trabajo del equipo. Ajustar volumen y densidad de acuerdo con el comportamiento del pozo

Una vez que se tiene controlado el pozo con el fluido de control se procede a retirar el árbol de válvulas y a instalar el conjunto de preventores junto a sus accesorios correspondientes, una vez realizado esto se procede a probar el conjunto así como las líneas superficiales

3.4.8 Recuperación de Aparejo Isotérmico y Obturación de Intervalos.

Una vez que se tiene controlado el pozo se procede a fijar las conexiones del aparejo con el colgador integral, posteriormente, tensionar el aparejo y realizar movimientos ascendentes y descendentes hasta recuperar aparejo isotérmico, después de esto sacar tramo a tramo la tubería.

Para el caso de bombeo neumático se tuvo que realizar un reconocimiento y en caso de ser necesario un escariamiento de TR, esto para asegurar el flujo por el espacio anular.

Para el obturamiento de los intervalos seleccionados se insertó un retenedor de cemento para el diámetro de la TR a 1060 m y se ancló el mismo, se realizó una prueba de tensión con un peso de +/-3 Ton y 1000 psi de presión, la prueba resultó exitosa por lo que se bajó la TP y se colocó cemento térmico desde el retenedor de cemento hasta los 910m. Posterior se hizo una prueba de admisión registrando gastos y volúmenes inyectados para comprobar la integridad de la cementación.

3.4.9 Programa de Disparos

Debido a que el yacimiento presenta problemas por arenas no consolidadas, con el diseño de disparos se determinó implementar la opción que otorgará una mayor área transversal de producción posible, para evitar el arrastre de sólidos por altas velocidades de flujo.

Tabla 3.15 Diseño de Disparos Para Nuevos Intervalos del Pozo "A"

Pistolas (pg)	Densidad cargas (c/m)	Fase (°)	Penetración (pg)	Ø (pg)	Tipo explosivo	Temp. De trabajo (°C)	Técnica de disparo	Notas
4 5/8"	17	60	30.71	0.50	HMX	155	Sobre balance	TCP Cargas DP

Se introdujeron sarta de pistolas entubadas con las características antes mencionadas y se dispararon los intervalos 902-915 y 949-955 md.

3.4.10 Programa de Estimulación, Inyección y/o Levantamiento

El único proceso que se tiene contemplado para el yacimiento es continuar en los nuevos intervalos disparados con estimulaciones térmicas con vapor de forma cíclica con una duración de ciclo de aproximadamente 6 meses. No se tiene contemplado un proceso de estimulación.

3.4.11 Control de Arena y Aparejo de Producción

Para colocar el sistema de control de arenas previamente seleccionado se procedió a armar e insertar la sección de tubería compuesta por el liner térmico y el empacador hasta los 897 m. Después se realizaron las maniobras de incremento de presión correspondientes hasta verificar el anclaje del empacador-colgador

3.5 Programa de Actividades y Tiempos de Intervención

Una vez que se han terminado los trabajos de ingeniería a detalle se procedió a realizar una bitácora donde se enlisten las operaciones a realizar con un estimado de tiempo de ejecución, esto en parte para tener el control de las actividades ya que en algunas están involucradas empresas operadores de servicio las cuales tienen que ser reguladas.

Tabla 3.16 Tiempos de Ejecución de RMA del Pozo "A"

No. De Operación	Operación a realizar	Tiempo estimado [h]	Tiempo de duración acumulado [h]	Tiempo de duración [días]
0	Transporte e instalación de equipos	240	240	10
1	Control de pozo mediante fluidos de control	7	7	0.29
2	Instalación de preventores y conexiones superficiales de control	16	23	0.96
3	Recuperación de aparejo de producción	24	47	1.96
4	Escariar tubería	30	77	3.21
5	Obturar intervalos	30	107	4.46
6	Disparos de nuevos intervalos de producción	26	133	5.54
7	Meter sistema de control de arena	30	163	6.79
8	Meter Aparejo de producción isotérmico	21	184	7.67
9	Cambio de preventor por medio árbol de válvulas	8	192	8
Total de días sin desviación				8



Figura 3.17 Tiempos de Ejecución de RMA del Pozo "A"

3.6 Resultado de la Etapa de Definición en la RMA

Como resultado de la etapa de definición para la reparación que se realizó se obtuvo el desarrollo de la ingeniería a detalle de cada punto de la intervención:

1. Fluidos de control
2. Programa de disparos
3. Prueba de hermeticidad de los intervalos obturados
4. Configuración del estado mecánico, considerando diseño de SAP
5. Configuración del control de arena

Esto fue necesario para la creación del plan de ejecución, acordando los tiempos para cada una de las actividades a realizar.

El análisis de riesgo y la estimación de costos clase III fueron realizados por la Coordinación operativa de intervenciones a pozos del Activo y como se mencionó al inicio del capítulo no forma parte de los alcances de este trabajo.

Capítulo 4.- Adaptación de Metodología VCD Para Inducción Mecánica (Swabeo) de un Pozo Productor de Aceite Pesado

Una vez terminada la reparación mayor del pozo que abre la posibilidad de que los nuevos intervalos se conviertan en productores es necesario contar con las condiciones necesarias en el pozo para que el fluido pueda conducirse a superficie de manera óptima. Una de estas condiciones es, en el caso del pozo de estudio, es no tener fluidos dentro de la tubería que generen una alta carga hidrostática que impidan que los hidrocarburos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a superficie.

Una solución usada en este tipo de problemáticas es la implementación de una inducción mecánica mejor conocida como Swabeo (*punto 1.6*).

Como antecedente y paralelo a la reparación mayor se realizó el diseño y la implementación del sistema artificial de producción correspondiente (Bombeo Neumático), esto para que al ingresar el aparejo antes seleccionado, el sistema estuviera listo para ser usado y con esto ahorrar tiempos operativos y costos. La instalación del SAP fue realizada por una compañía prestadora de servicios contratada por PEMEX; el VCD del sistema artificial de producción fue realizado por la empresa antes mencionada. Por motivos de confidencialidad no se tuvo acceso a dicha información sin embargo el diseño del SAP es el que se mencionó en el capítulo anterior (*3.4.6*) y dicho diseño fue el que se implementó

4.1 Etapa de Visualización Para Inducción Mecánica en Pozo “A”

En esta etapa de manera análoga a la visualización de la RMA que se implementó previamente, se realizó la documentación de datos del yacimiento y del pozo: estado mecánico, propiedades de los fluidos, columna estratigráfica y se le realizó la ingeniería conceptual, así como la estimación de costos clase V, todo esto para realizar la matriz de decisiones y preseleccionar las más eficientes en caso de que éstas apliquen.

4.1.1 Objetivo

Efectuar inducción mecánica con copas de diámetro adecuadas al aparejo con que cuenta el pozo para desalojar los fluidos contenidos en la tubería con el siguiente plan de ejecución.

- Instalar unidad de inducción mecánica y presa metálica.
- Desfogar TR.
- Calibrar pozo hasta la profundidad de 650 md.
- Realizar viajes con copas del diámetro adecuado para el aparejo con que cuenta el pozo, por debajo del nivel de fluidos encontrado o 50 metros antes de la camisa.



Figura 4.1 Agua Manchada de Aceite Recuperada Tras Operación de Inducción Mecánica en Yacimiento "R-B"

4.1.2 Estado Inicial del Pozo "A"

El estado inicial del pozo es el mismo que el estado mecánico resultante en la finalización de la RMA, las condiciones del yacimiento y del fluido tiene las mismas características que las mencionadas en el punto (3.2.2.1) y el pozo permaneció cerrado desde el inicio de la RMA hasta este punto por lo que los datos de producción son los mismos que fueron descritos en el punto (3.2.2.5).

Los puntos correspondientes a la visualización de este capítulo y que sufrieron cambios con respecto al capítulo anterior son:

4.1.2.1 Estado Mecánico del Pozo "A"

El estado consta de un aparejo de producción isotérmico y cuenta de igual forma con sistema de control de arena para solucionar problemas de desgaste de estrangulador, además en él está incluida la camisa de circulación y el arreglo necesario para el funcionamiento del SAP.

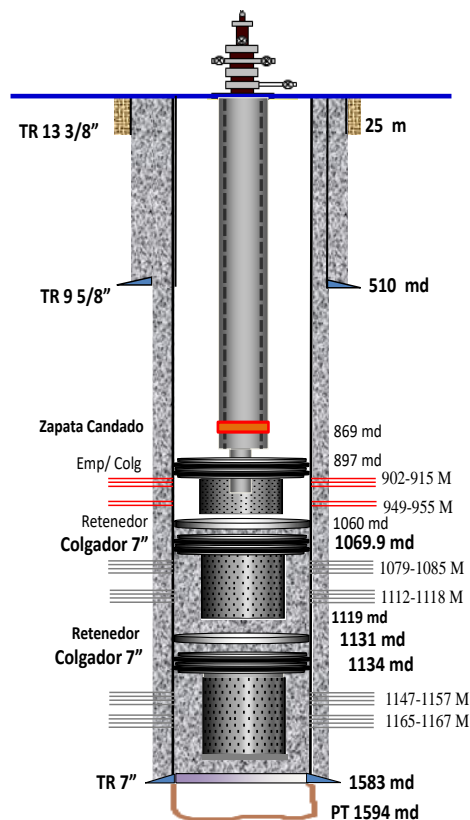


Figura 4.2 Estado Mecánico del Pozo "A" Tras el RMA y Previo a la Inducción Mecánica

El detalle del diseño tanto del aparejo como del control de arenas se puede observar de manera amplia en el apartado (3.4.4) Estado Mecánico Programado.

4.1.2.2 Intervalos Productores

Dado a que los intervalos productores que fueron invadidos por agua resultado del proceso IAV realizado en ellos previamente (1079-1085 md, 1112-1118 md) ya fueron obturados, ahora los intervalos de estudio son los recién disparados 902-915, 949-955 md.

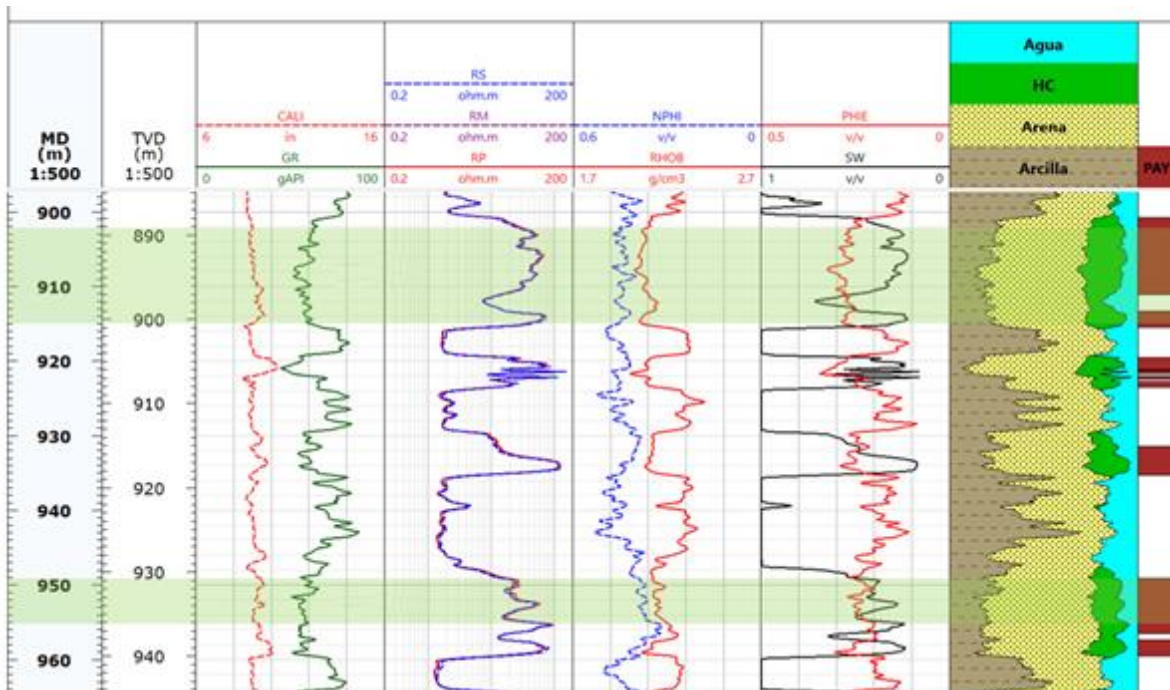


Figura 4.3 Intervalos Productores del Pozo “A”

Al ser una actividad de inducción mecánica el resultado de esta etapa no tiene como resultado múltiples opciones que pudieran conformar una matriz de decisión, esto debido a que los parámetros técnicos iniciales para la intervención son fijos (diámetro de tubería, diámetro de copas, cable de herramienta, nivel de fluidos).

4.2 Etapa de Conceptualización Para Inducción Mecánica del Pozo “A”

En esta fase de la metodología usualmente se decide por una de las opciones preseleccionadas en la etapa de visualización, sin embargo para una inducción

mecánica no es esto posible dado que en esta operación ya se tiene bien establecido que operación será ejecutada, al igual que cada uno de sus parámetros como lo son el diámetro de las copas de swabeo, el tiempo que será ejecutada esta operación.

Se contemplan estos 2 escenarios, y estos son que al haberse ejecutado el swabeo haya o no sido extraído fluido de control.

En caso de extraer fluido de control de la tubería, se contempla el tiempo de ejecución que por lo regular son de 5 días, para asegurar el realizar un desfogue de la tubería adecuado y acondicionar el pozo para operaciones posteriores antes de abrirlo a producción.

En caso de que con el swabeo no haya desfogue de fluidos, se contempla el realizar un disparo en el intervalo o una estimulación para comunicar de una mejor forma el intervalo con el pozo.

Dado que en esta operación no hay que desarrollar ingeniería básica de alguna opción preseleccionada debido a que para dicha inducción la opción solo es una, para el pozo "A", esta etapa fue resumida en un documento mencionando lo anteriormente explicado.

4.3 Etapa de Definición Para Inducción Mecánica en Pozo "A"

En esta etapa final, se realizó la ingeniería para poder establecer una bitácora de actividades que se harán durante la inducción mecánica del pozo "A", del mismo modo que en la definición de la RMA, entre alcances no está el analizar la estimación de costos ni el análisis de riesgo de esta operación.

4.3.1 Objetivo

Intervenir el pozo con una inducción mecánica con la herramienta necesaria y adecuada para drenar los fluidos contenidos en la tubería a la superficie y con esto poder reactivar la inyección de vapor para posteriormente alinear el pozo a producción.

4.3.2 Columna Geológica Real

Tabla 4.1 Columna Geológica del Pozo "A"

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Total (md)	Litología
Plioceno Inferior – Plioceno Superior Paraje Solo	1563.37	1594.00	Areniscas no consolidadas asociadas a ambientes fluviales

4.3.3 Programa de Presiones de Prueba

Se realizó una programación para el sistema de preventores ya que para cada reparación al pozo se tiene que contar, por seguridad, con la certeza de que en caso de algún arranque de pozo provocado por la inducción, se tenga un sistema de control de pozo; así mismo se realiza una prueba de presión para las conexiones superficiales de control.

Para la prueba de los preventores se aplican 3,000 psi durante 10 min. Mientras que las líneas de la bomba se prueban a la presión máxima de trabajo 4,200 psi (80% de 5000 psi por margen de seguridad) durante 10 min.

Una vez que se tengan probados ambos componentes se puede proceder a la inducción.

4.3.4 Programa de Actividades y Tiempos de Intervención

Tabla 4.2 Tiempos de Ejecución de Inducción Mecánica del Pozo "A"

No. De Operación	Operación a realizar	Tiempo de duración [h]	Tiempo de duración [días]
1	Verificación de acceso a la Localización	1	0.04
2	Junta de seguridad con personal de PEMEX y compañías	1	0.04
3	Swabeo	120	5
4	Desmantelar unidades	3	0.12
5	Entregar pozo	1	0.04
Total		126	5.25

- **Verificación de Acceso a la Localización**

En este punto se procede a la verificación de condiciones de acceso a la localización, para, contrapozo y medio árbol de producción a los equipos y personal que se encargará de dar mantenimiento al medio árbol de producción en caso de ser necesario.

- **Junta de Seguridad con Personal de PEMEX y Compañías**

Para describir el objetivo y la secuencia de la operación y condiciones especiales ó críticas que lleven al éxito de la intervención es necesario que todo el personal que estará envuelto esté consciente de las medidas de seguridad y además que cuenten con el equipo de protección personal (casco con barbiquejo, anteojos, protectores, mascarillas de respiración personal, guantes de látex, googles y mandiles de plástico).

- **Swabeo**

Instalar unidad de swabeo y presa metálica, probar conexiones superficiales de control así como válvulas de medio árbol de producción con el 80% de la capacidad de trabajo, abrir pozo observando presión de aceite y gas librando secuencialmente la presión hasta llegar a los 0 kg/cm²; calibrar pozo y colocar en cable las copas de

diámetro adecuado para el aparejo, posteriormente realizar los viajes de swabeo por debajo del nivel de fluido encontrado o hasta 50 metros por encima de camisa térmica repitiendo el proceso por 5 días , revisando integridad de las copas cada tercer viaje.

- **Desmantelar Unidades**

Una vez que se determinó que la reparación menor fue concluida se procede a desmantelar unidad de swabeo y presa metálica.

- **Entregar pozo**

Entregar pozo a personal de operación.

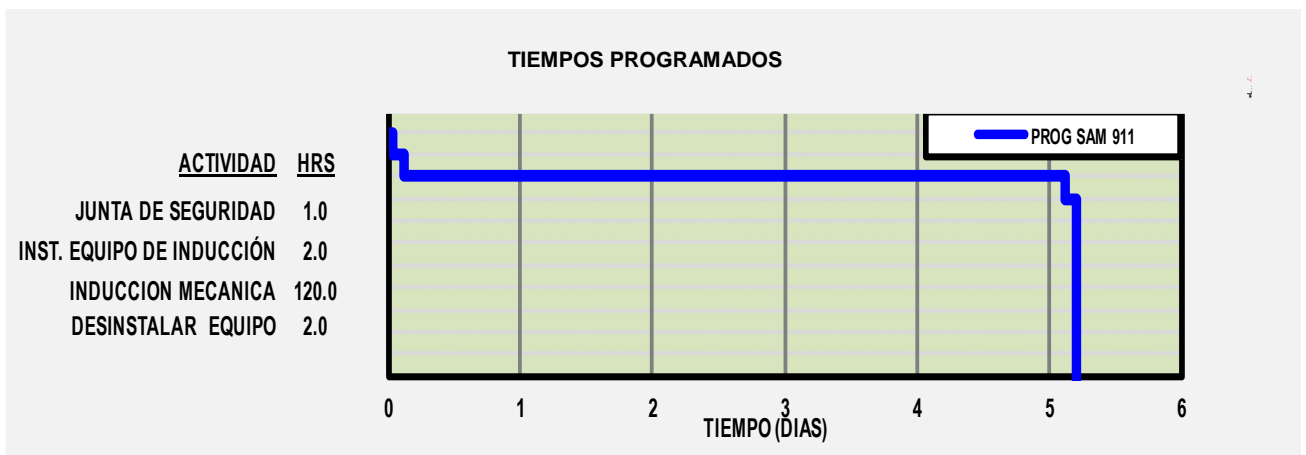


Figura 4.4 Tiempos de Operación de Inducción Mecánica del Pozo "A"

Capítulo 5. Resultados

El objetivo de este trabajo fue el analizar la metodología VCD en sus adaptaciones para una reparación mayor y para una inducción mecánica. Para posteriormente aplicarla a un proceso de IAV, y culminando con la puesta en marcha de un sistema artificial de producción de bombeo neumático.

5.1 Resultados de la RMA

Un resultado favorable en la aplicación del proceso VCD podemos evaluarlo al determinar con precisión que los tiempos fueron óptimos en toda la intervención, así como no se tuvieron variaciones o cambios de programas durante la ejecución de la reparación. Lo anterior permite no erogar más costos de los programados en la etapa de costeo de la intervención, así como el cumplimiento de los tiempos de ejecución.

Por lo que podemos mencionar con toda claridad que el proceso funcionó en esta etapa del proceso.

5.2 Resultados de la Inducción Mecánica

Los resultados operativos en esta etapa del VCD de la inducción mecánica (swabeo), se evaluaron favorablemente en virtud de que toda la operación ya contaba con el fundamento teórico descrito paso a paso, no hubo cambios en su operación, fueron esenciales los intercambios de comunicación a través del proceso VCD.

El proceso de inducción mecánica comenzó el día 15 de mayo de 2018 con los trabajos de instalación del equipo, a continuación, se especifica el proceso:

16/06/18

Se realizaron 9 viajes de inducción con copas de 3" de diámetro. Encontrando nivel a 105 m. 130 m. 190 m. 245 m. 275 m. 310 m. 365 m. 440 m y 475 m. Volumen total recuperado = 60 bls.

17/06/18

Se realizaron 6 viajes de inducción con copas de 3" de diámetro encontrando nivel a 480 m. 520 m. 550 m. 750 m. y 740 m. Volumen total recuperado = 23 bls.

18/06/18

Se realizaron 6 viajes de inducción con copas de 3" de diámetro. Encontrando nivel a 620 m. 625 m. 690 m. 580 m. 570 m y 510 m. Volumen total recuperado = 20 bls.

19/06/18

Se realizaron 6 viajes de inducción con copas de 3" de diámetro encontrando nivel 640 m. 475 m. 510 m. 569 m. 615 m. 640 m. Volumen total recuperado = 15 bls.

Como resultado a este proceso de inducción se recuperó un total de 118 bls de fluido, otorgando condiciones favorables para un proceso de inyección alterna de vapor, para poder inducir térmicamente al pozo y poder abrirlo a producción.

5.3 Producción

Tras la conclusión de la RMA e inducción mecánica en el pozo, este pudo ser sometido a un proceso de IAV el cual inicio el día 20 de mayo de 2018, tras 12 días de inyección fue sometido a la etapa de remojo otros 12 días finalizando el primer ciclo de inyección y de remojo el día 16 de septiembre de 2018.

Tabla 5.1 Datos de Producción Posterior a la Apertura del Pozo "A"

Pruebas de Producción					
Fecha	Gasto [bll]		RGA	Agua	Estrangulador [in]
	Bruto	Neto	[m³/m³]	%	
01/04/2018	0	0	0	0	½
24/07/2018	226	208	11	8	3/8
25/07/2018	226	208	11	8	3/8
26/07/2018	226	208	11	8	3/8
27/07/2018	226	208	11	8	3/8
28/07/2018	226	208	11	8	3/8
29/07/2018	226	208	11	8	3/8
30/07/2018	226	208	11	8	3/8
31/07/2018	226	208	11	8	3/8

Conclusiones:

La metodología VCD brinda documentación de decisión que respalda cada acción planeada y realizada, este orden en la información es de utilidad para una administración de yacimientos óptima.

Aplicando la metodología se conforman grupos de trabajo multidisciplinarios (ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, ingeniería de perforación y equipo de planeación de proyectos) que otorgan una mejor y completa visión al proyecto, lo que se traduce en una disminución en los riesgos tanto técnicos como operativos y monetarios.

Para este caso de estudio, la metodología VCD aplicada por separado tanto para la reparación mayor como para la menor no obtuvo resultados óptimos, ya que realizar cada caso en singular significó una pérdida en los tiempos y costos. Se recomienda realizar un único proceso de metodología que tenga como fin el reactivar el pozo y en donde se consideren todas las actividades pertinentes que concluyan en la meta dispuesta (cambio de intervalo de producción, diseño de aparejo de producción incluyendo sistema artificial de producción, inducción mecánica, proceso de recuperación mejorada etc.), esto se traducirá en horas hombre de trabajo, aspectos salariales y en días de producción.

El uso de la metodología VCD depura técnicamente las mejor opciones evaluando no sólo los aspectos técnicos, sino también los monetarios y los de disposición

La metodología VCD aplicada para la RMA y la inducción mecánica no fue implementada de manera óptima. Para el caso de la reapertura del pozo "A" se tuvo que desarrollar la metodología para cada operación que tuvo que implementarse en el pozo, siendo que el objetivo principal de todas estas intervenciones era la misma, era más conveniente el evaluar todas las posibles intervenciones posibles para cada etapa desde la reparación hasta la implementación del sistema artificial pasando por la inducción mecánica y también realizar uno para la selección de sistema artificial y los ciclos de inyección de vapor del proceso IAV para este caso y en general de todos los escenarios

posibles para cualquier pozo. Esto es necesario ya que no se realiza un retrabajo de lo hecho en VCD's anteriores,

La metodología VCD es una metodología que brinda de documentación que es de utilidad para una administración de yacimientos óptima, ya que brinda información que es de utilidad para ingeniería de yacimientos, de perforación, de producción, por eso tiene que ser utilizada de forma integral en todas las áreas operativas durante la vida productiva de un pozo hasta su abandono, sin embargo, para esto dicha tiene que ser implementada de forma integral y de forma óptima.

Glosario

ASEA: Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente

BM: Bombeo Mecánico

BN: Bombeo Neumático

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos

DSD-V: Documento soporte de decisión de la etapa de visualización

DSD-C: Documento soporte de decisión de la etapa de conceptualización

DSD-D: Documento soporte de decisión de la etapa de definición

EMS: Materiales, servicios y equipos utilizados en intervención a pozos.

Estimación de Costos Clase V: (Estimado de orden de magnitud), rango de precisión de +50%/- 30%. Elaborado en la fase FEL-I. Este tipo de estimado se utiliza para la planeación estratégica de negocios, estudio de mercado, evaluación de la viabilidad inicial, evaluación de esquemas alternativos para el proyecto, investigación y localización de sitio.

Estimación de Costos Clase IV: (Estimado preliminar), rango de precisión de +35%/-20%. Se realiza en la fase FEL-II. Este tipo de estimado se utiliza para la planeación estratégica, el análisis de esquemas alternativos y la confirmación de la factibilidad técnico-económica. Como regla general, se requiere de un estimado de costos clase IV para solicitar los recursos presupuestales que se utilizarán para llevar a cabo estudios de pre-inversión.

Estimación de Costos Clase III: (Estimado presupuestal), rango de precisión de +25%/-15%. Se elabora en la fase FEL-III. Es realizado una vez que se cuenta con la ingeniería básica y es usado como presupuesto del proyecto hasta que se tengan estimados de mayor precisión. Debido al grado de definición del proyecto en el que se sustenta, el estimado de costos clase III deberá asumirse como el requerimiento de aplicación general para la obtención de fondos para la ejecución del proyecto.

Estimación de Costos II: (Estimado de control), rango de precisión de +15%/-10%. En términos generales, este estimado de costos se podrá elaborar cuando la ingeniería básica extendida se encuentre disponible. Este tipo de estimados se utiliza para obtener la línea de control detallada contra la cual todos los costos son actualizados y monitoreados para conocer las variaciones en el presupuesto del proyecto.

Estimación de Costos I: (Estimado definitivo), rango de precisión de +10%/-5%. Este tipo de estimado, que se prepara una vez que se dispone de la ingeniería de detalle, se deriva de la preparación de propuestas de las empresas contratista, y es utilizado para el control del proyecto durante su ejecución.

FEL: Front End Loading. La metodología aplicada en la gestión de proyectos de inversión para reducir costos y mejorar el proceso de toma de decisiones.

GVT: Grupo de Validación Técnica

GA: Grupo de Autorización

PEP: PEMEX Exploración y Producción

SAP: Sistema Artificial de Producción

Bibliografía

1. Færgestad I. M., 2016, "Petróleo pesado", Oilfield Review, Alberta Canada
2. Satter, A. y Thakur, G. C.; Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach; PennWell Books, 1994.
3. Adaptada de Lake, L.W., Schimdt, R.L. y Venuto, P.B., A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, 1992
4. Baizabal González A., Roa Arenas I, 2013, Tesis "Análisis de una variante de bombeo neumático utilizando tecnología venturi en campos de crudo pesado" UNAM-FI, México D.F
5. Nind T.E.W., 1964, "Principles of Oil Well Production", Departamento de Ciencias Geológicas de la Universidad de la Universidad de Saskatchewan, Canadá
6. M.I. Gómez Cabrera José Ángel, 1985, "Producción de Pozos". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, México.
7. Svinos, John G., 2005, "Optimización de Bombeo Mecánico". Manual de Bombeo Mecánico Theta Enterprises, Entrenamiento de Levantamiento Artificial. Venezuela
8. Brown K. E., 1980, "The Technology of Artificial Lift Methods", University of Tulsa, Oklahoma, USA
9. Fleshman R., Obren L.H., 1999, "Artificial Lift for High- Volume Production". Oklahoma, USA,
10. Hatzlavramidis, D.T., 1991, "Modeling and Design of Jet Pumps", Mobil R&D Corp, Society of Petroleum Engineers, Texas, USA
11. Jiao, B. Blals, R.G. Zchmidt, Z., 1990 "Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping of Two-Phase Gas/Liquid Mixtures" SPE 18190,
12. Lucero Aranda, Felipe de Jesús, 2009, "Apuntes de sistemas artificiales de producción" Facultad de Ingeniería, UNAM, México
13. IHS Energy, "Submersible Pump Design and Analysis", 2004

14. Ibáñez, Órtiz, Vasquez, 2011, "Métodos de Producción", Universidad de Santander, Colombia
15. Hernández Martínez, D., 2017, Tesis "La producción petrolera mexicana: Análisis histórico y escenario a futuro", Centro de Geociencias UNAM
- 16 Esquivel Ortega, S., 2009, Tesis "Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas Aplicado a Pozos Desviados", Facultad de Ingeniería, UNAM, México
- 17 PEMEX, Guía Operativa para el Éxito Mecánico, Reserva, Producción y Rentabilidad de las Operaciones a Pozos Exploratorios y de Desarrollo Aplicando la Metodología VCD, 2018
- 18 Documento Soporte de Decisión (DSD-V) Mantenimiento de Pozos, Pozo de Desarrollo Reparación Mayor Con Equipo, PEMEX, 2018
- 19 Documento Soporte de Decisión (DSD-C) Mantenimiento de Pozos, Pozo de Desarrollo Reparación Mayor Con Equipo, PEMEX, 2018
- 20 Documento Soporte de Decisión (DSD-D) Mantenimiento de Pozos, Pozo de Desarrollo Reparación Mayor Con Equipo, PEMEX, 2018
- 21 Documento Soporte de Decisión (DSD-V) Mantenimiento de Pozos, Pozo de Desarrollo Inducción Mecánica Con Equipo, PEMEX, 2018
- 22 Documento Soporte de Decisión (DSD-C) Mantenimiento de Pozos, Pozo de Desarrollo Inducción Mecánica Con Equipo, PEMEX, 2018
- 23 Documento Soporte de Decisión (DSD-D) Mantenimiento de Pozos, Pozo de Desarrollo Inducción Mecánica Con Equipo, PEMEX, 2018
- 24.- Magdalena Parías de Ferrer "Inyección de agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos" 2da Edición, Maracaibo Venezuela, Noviembre 2001.