



DIRECCIÓN DE POSGRADOS

Proyecto de Investigación en opción al Grado Académico de Magister
en Gestión de Energías

TEMA:

“EVALUACIÓN DE LOS CONSUMOS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO M1 EN EL CAMPO EDÉN YUTURI, BLOQUE 12 OPERADO POR PETROAMAZONAS EP, EN EL AÑO 2015”. DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA ENERGÉTICAMENTE EFICIENTE

Autor:

.....
FASSLER Carvajal, Ricardo Enrique

Tutor:

.....
PhD. Ing., Héctor Luis, Laurencio Alfonso

LATACUNGA – ECUADOR

Mayo - 2016

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Programa de Maestría en GESTIÓN DE ENERGÍAS, nombrado por el Honorable Consejo Académico de Posgrado.

CERTIFICO:

Que: el Trabajo de Investigación “EVALUACIÓN DE LOS CONSUMOS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO M1 EN EL CAMPO EDÉN YUTURI, BLOQUE 12 OPERADO POR PETROAMAZONAS EP, EN EL AÑO 2015”. DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA ENERGÉTICAMENTE EFICIENTE, presentado por el Maestrante Ricardo Enrique Fassler Carvajal con cédula de ciudadanía N°- 1600223455, egresado del programa de Maestría en Gestión de Energías cohorte 2013, reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la evaluación del tribunal examinador que el Honorable Consejo Académico de Posgrado designe.

Latacunga, mayo del 2016

PhD. Ing., Héctor Luis, Laurencio Alfonso

Tutor



AUTORÍA DE TESIS

El abajo firmante, en calidad de estudiante de la Maestría en Gestión de Energías cohorte 2013, declaro que los contenidos de este Trabajo de Graduación, requisito previo a la obtención del Grado de Magíster en Gestión de Energías, son absolutamente originales, auténticos y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

Latacunga, mayo 2016

FASSLER Carvajal, Ricardo Enrique
C.I. 1600223455

AVAL DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe del Proyecto de Investigación y Desarrollo de posgrados de la Universidad Técnica de Cotopaxi; por cuanto, el posgraduado: FASSLER CARVAJAL RICARDO ENRIQUE, con el título de tesis: EVALUACIÓN DE LOS CONSUMOS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO M1 EN EL CAMPO EDÉN YUTURI, BLOQUE 12 OPERADO POR PETROAMAZONAS EP, EN EL AÑO 2015”. DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA ENERGÉTICAMENTE EFICIENTE, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga mayo,2016.

Para constancia firman:

.....
MSc. Edwin Moreano
PRESIDENTE

.....
MSc. Efren Barbosa
MIEMBRO

.....
PhD. Enrique Torres
MIEMBRO

.....
PhD. Secundino Marrero
OPONENTE

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme cumplir una de las metas que tengo en mi vida profesional.

A mi madre por la vida y el apoyo permanente e incondicional.

A mi esposa que ha sido el pilar para la consecución de todos los logros alcanzados, y

A mis hijos, fuente de alegría e inspiración, y quienes con su cariño me fortalecen para ser una mejor persona cada día.

FASSLER Carvajal, Ricardo Enrique

DEDICATORIA

A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad. Es por ellos que soy lo que soy ahora.

FASSLER Carvajal, Ricardo Enrique



RESUMEN

En el presente trabajo se parte de realizar un análisis de la operatividad del sistema de bombeo para inyección del agua de formación en los pozos del yacimiento M1 en el campo Edén Yuturi, bloque 12, con el fin de mejorar el factor de recobro del hidrocarburo. Se realiza el análisis de las propiedades del agua a inyectar, donde se demuestra que esta posee buena compatibilidad con el agua del yacimiento.

Mediante las técnicas de gestión total de la eficiencia energética, se demuestra que las bombas se clasifican como un elemento vital en la decisión estratégica de ahorro de energía, determinándose por la principio de Pareto que estas componen el 26,1 % de la potencia instalada; se demuestra que las bombas que operan en paralelo poseen un bajo rendimiento, del 30 %, siendo estas la causa de la baja eficiencia del sistema. Se propone una metodología para la evaluación de los sistemas de bombeo para inyección en el proceso de recuperación secundaria, basada en criterios técnicos y económicos. Mediante esta metodología se demuestra que la presión interna de reservorio menor que 810 m, no es factible continuar con el proceso de recuperación secundaria por sí solo, para el cual el costo de operación alcanza el 83 % del costo máximo.

La propuesta del trabajo concluye con el diseño conceptual para el sistema de inyección eficiente, con un rendimiento del 76 %; el valor de ahorro por eficiencia energética del sistema propuesto alcanza el monto de 112,6 \$/h.

Palabras claves: Recuperación Secundaria, Sistemas de Bombeo, Yacimiento, Factor de Recobro, Eficiencia Energética, Presión del reservorio, Inyección Eficiente

Author: Ricardo Fassler

SUMMARY

At the present research we start from an analysis of the operation of the pumping system for injection of formation water in the wells of the reservoir M1 in the field Eden Yuturi, block 12, in order to improve the oil recovery factor. The water properties analysis is done, which shows a good compatibility with the water reservoir is made.

Through the techniques of total management of energy efficiency, it is shown that the pumps are classified as a vital element in the strategic decision to energy saving, determined by the distribution of Pareto that these make up 26,1 % of the installed power; It shows that pumps operating in parallel have poor performance, of 30 %, this being the cause of the low system efficiency. A methodology for the assessment of pumping systems for injection into the secondary recovery process based on technical and economic criteria is proposed. This methodology shows that the internal pressure of lower reservoir 810 m, it is not feasible to continue with the process of secondary recovery by itself, for which the operating cost is 83% of full cost.

The proposed work is concluded with conceptual design for efficient injection system, with a performance of 76 % design; the value of savings energy efficiency of the proposed system reaches the amount of 112, 6 \$/h.

Keywords: Secondary Recovery, Pumping Systems, Oilfield, recovery factor, Energy Efficiency, reservoir pressure, injection Efficient

ÍNDICE GENERAL

Introducción.....	1
Capítulo 1	9
1. Marco teórico y antecedentes de la investigación	9
<u>1.1</u> Introducción.....	9
<u>1.2</u> Marco legal referente a la investigación.....	9
<u>1.3</u> Etapas de explotación de hidrocarburos	11
<u>1.3.1</u> Producción primaria	11
<u>1.3.2</u> Recuperación secundaria	13
<u>1.3.3</u> Recuperación mejorada	14
<u>1.4</u> Sistema integral de producción y flujo del yacimiento al pozo	14
<u>1.5</u> Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento en un proceso de inyección de agua	18
<u>1.5.1</u> Factores que afectan la selección del método de recuperación de hidrocarburos	19
<u>1.5.2</u> Antecedentes de la aplicación de la inyección agua para la recuperación secundaria	21
<u>1.6</u> Ahorro de energía en el desarrollo industrial	22
<u>1.6.1</u> Ámbito de aplicación de la eficiencia energética en la industria	24
<u>1.7</u> Indicadores de la gestión energética.....	28
<u>1.7.1.</u> Requisitos de los indicadores de gestión	30
<u>1.7.2.</u> Modelos de gestión de energía en el mundo	32
<u>1.8</u> Descripción tecnológica del objeto en estudio	34
<u>1.9</u> Conclusiones del capítulo.....	35
Capítulo 2	36
2. Materiales y métodos.....	36
<u>2.1.</u> Introducción.....	36
<u>2.2</u> Localización geográfica del Campo Edén Yuturi	36
<u>2.3</u> Determinación y operacionalización de variables	37
<u>2.4</u> Características del sistema de bombeo	40
<u>2.5</u> Metodología para estimar las pérdidas de presión en el pozo	42



2.6 Metodología del flujo de agua de formación en tuberías	44
2.7 Determinación de parámetros de bombeo y costos	48
2.8 Descripción de los instrumentos y equipos empleados	51
2.9 Herramienta de Pareto como tecnología de gestión energética.....	53
Capítulo 3	55
3. Análisis de los resultados del proceso de inyección de agua	55
3.1 Introducción.....	55
3.2 Características del agua de formación utilizada en el proceso de inyección	55
3.3 Efecto de la inyección de agua a la formación M1	57
3.3.1 Caracterización de la zona de inyección	58
3.3.2 Estimación del volumen de inyección en proyecto piloto.....	61
3.3.3 Análisis del comportamiento de inyección de agua del pozo EDYF ...	62
3.4 Seguimiento de pozos observadores.....	65
3.4.1 Análisis de pozos del 1er frente.....	66
3.4.1 Análisis de pozos del 2do frente.....	67
3.5 Análisis de la distribución de carga y consumo de energía en la planta Edén Yuturi en el año 2015	68
3.6 Análisis de la operatividad del sistema de bombeo de agua para inyección	70
3.12 Conclusiones del capítulo.....	76
Capítulo 4	77
4. Propuesta	77
4.1 Título de la propuesta	77
4.2 Justificación de la propuesta.....	77
4.3 Objetivos de la propuesta	77
4.4 Estructura de la propuesta	78
4.5 Desarrollo de la propuesta	79
4.4.1 Comprobación del tipo de bomba; velocidad específica.....	80
4.4.2 Comprobación del diámetro adecuado de tubería	81
4.4.3 Comprobación de los parámetros de operación del sistema de bombeo	83
4.4.4 Resultados técnicos de la propuesta	85
4.5 Designación de personal clave en la eficiencia energética de la planta	90



___4.5 Evaluación socio-económico-ambiental de la propuesta	91
____4.5.1 Ventajas y desventajas del sistema de inyección del agua de formación.....	94
___4.6 Conclusiones del capítulo.....	95
Conclusiones Generales	96
Recomendaciones	97
Referencias Bibliográficas.....	97
Anexos.....	101

INDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. Modelos de gestión energética empleados en algunos países.....	27
TABLA 1.2. Factores de Conversión.....	29
TABLA 1.3. Dimensiones de los indicadores de gestión.....	31
TABLA 2.1.Variable Independiente.....	39
TABLA 2.2.Variable Dependiente.....	40
TABLA 2.3. Datos de la bomba de reinyección PAD-F P-15043.....	41
TABLA 2.4.Datos de la bomba de reinyección pad-f split case p-15040.....	41
TABLA 2.5 Datos de las bombas de reinyección HP´S P-15041	42
TABLA 2.6. Datos de la bomba BOOSTER P-15251 y P-15252.....	42
TABLA 2.7. Coeficientes de rugosidad aproximados de las tuberías.....	47
TABLA 2.8.Valores de los coeficientes de resistencias locales.....	48
TABLA 2.9 .Equipos utilizados en los ensayos físico-químicos de la investigación	51
TABLA 3.1. Análisis físico químico del agua de formación Edén Yuturi.....	56
TABLA 3.2. Resultados de las principales variables calculadas para el caudal de inyección.....	61
TABLA 3.3. Datos tomados de la instalación	70
Tabla 3.4. Resultados comparativos de operación del sistema de bombeo.....	75
TABLA 4.1.Especificaciones técnicas de la instalación	85
TABLA 4.2 Clasificación de las bombas del proceso de inyección, evaluación n_s	87
TABLA 4.3. Datos técnicos de la bomba M520A.....	87
TABLA 4.4. Equipos presentes en la planta piloto de inyección de agua.....	90
TABLA 4.5 Personal clave para la eficiencia energética.....	91
TABLA 4.6. Inversión del proyecto de recuperación secundaria.....	93
TABLA 4.7 .Costo de propuesta y recuperación.....	93

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Sistema integral de producción (API, 1996).....	14
Figura 1.2. Patrones de flujo bifásico; tuberías horizontales y verticales (Garaicochea et al., 1991).....	17
Figura 2.1. Mapa Geopolítico.	37
Figura 2.2. Matriz causa – efecto: árbol de problemas relacionado al proceso...	38
Figura 2.3. Esquema de 2 bombas en paralelo. Fuente: Ramos, (1989).....	50
Figura 2.4. Esquema de 2 bombas en serie. Fuente: Ramos, (1989).....	50
Figura 2.5. Sistema de adquisición de datos.....	52
Figura 2.6. Diagrama para la aplicación del análisis de Pareto.....	53
Figura 3.1. Efecto de la inyección de agua al yacimiento.....	58
Figura 3.2. Sección estructural NE-SO entre los pozos EDYA-031 y EDYE-019.....	29
Figura 3.3. Sección estructural NE-SO entre los pozos EDYC-030 y EDYF-098.....	60
Figura 3.4. Seguimiento del pozo.....	62
Figura 3.5. Comportamiento de la acumulación de agua.....	63
Figura 3.6. Hall Plot de pozo; tipo de inyección.....	64
Figura 3.7. Relación de flujo de reemplazo Voidage.....	65
Figura 3.8. Comportamiento del factor de recobro en la formación M1.....	68
Figura 3.9. Fracción por potencia instalada en el año 2015.....	69
Figura 3.10. Distribución de potencia operativa en el año 2015.....	70
Figura 3.11. Operación de las dos bombas S100N trabajando en paralelo.....	71
Figura 3.12. Curva de potencia de la bomba S100N.....	72
Figura 3.13. Curva de rendimiento de la bomba S100N.....	72
Figura 3.14. Operación de la bomba M520A trabajando en el sistema.....	73
Figura 3.15. Curva de potencia de la bomba M520A.....	74
Figura 3.16. Curva de rendimiento de la bomba M520A.....	74
Figura 4.1. Esquema de explotación de los yacimientos de hidrocarburos.....	79
Figura 4.2. Rendimiento de bombas de paleta según la velocidad específica.....	81



Figura 4.3. Esquema de dimensionado de las tuberías.....	82
Figura 4.4. Esquema para el análisis operativo.....	84
Figura 4.5. Simulación de los costos del proceso de inyección y valor óptimo de diámetro.....	86
Figura 4.6. Regulación del flujo por el número de revoluciones, para la bomba M520A.....	89
Figura 4.7. Diagrama del sistema de tratamiento e inyección de agua.....	90
Figura 4.8. Establecimiento de los límites del proceso de recuperación en función de la presión del reservorio.....	92



INTRODUCCIÓN

En la actualidad y desde su descubrimiento como materia portadora de energía, el petróleo es la fuente primaria más importante del mundo, prácticamente todas las actividades económicas se sustentan como fuente energética, representando alrededor de 40 % de las necesidades energéticas mundiales (Laurencio, 2012).

El desarrollo de un campo petrolero es de los proyectos que más requieren de inversión de capital en el mundo moderno de los negocios. El objetivo de las empresas petroleras es maximizar sus ganancias, por lo que operar los sistemas de producción de forma energéticamente eficiente incide considerablemente en los costos de recuperación del combustible, y por ende la rentabilidad de proceso (Craft y Hawkins, 1986).

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido subdivididas tradicionalmente en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica, esto no siempre se cumple, ya que en ocasiones las operaciones de producción no se llevan a cabo en el orden especificado, donde se aplican diferentes métodos de recuperación.

El método de inyección de agua es el más utilizado de los métodos para recuperar la energía de los yacimientos, denominado recuperación secundaria, cubriendo así más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial. Para contar con este requerimiento se aprovecha el agua que fluye del yacimiento junto con el crudo para ser llevada a las mismas condiciones del yacimiento. Esta técnica fue descubierta de manera accidental en la ciudad de Pithole, al oeste de Pensilvania en el año de 1870.

La recuperación de energía del yacimiento para recuperación de petróleo denominado recuperación secundaria por medio de la inyección de agua es utilizada en la mayoría de países de América Latina teniendo resultados exitosos en México, Argentina y Venezuela. México fue quien realizó su primer proyecto en el campo Pozo Rica y logro alcanzar una producción incremental manteniendo la Energía del reservorio productor por alrededor de 30 años; en el año 2000 inicio trabajos de inyección de nitrógeno que corresponde a la recuperación terciaria.

Argentina es reconocida por las experiencias de recuperación secundaria siendo el 44% de la producción petrolera de este país se obtiene por este método. La recuperación



secundaria en la estatal argentina tiene como objetivo inyectar energía adicional al yacimiento a través de inyección de agua o gas natural, para mantenimiento de presión o como método de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento.

Se estima que estas reservas petroleras del Ecuador duraran unos 40 años, si se mantiene el ritmo de extracción actual, por lo que se hace imprescindible iniciar con una segunda etapa de producción durante la cual un fluido externo como el agua de formación que se extrae asociado al petróleo se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación con los pozos productores.

El propósito que tiene el gobierno es mejorar la producción mediante el mantenimiento de la energía de los yacimientos, y de esta manera mejorar los ingresos económicos del estado. Este tipo de proyectos de recuperación secundaria tienen un proceso de mediano plazo, los resultados se podrían conocer en un periodo de 2 a 3 años, mejorando además el uso eficiente de la energía en el proceso de producción.

A finales del año 2014 la empresa estatal Petroamazonas suscribió seis contratos de proyectos con empresas internacionales para explotación de campos maduros en la cuenca Amazónica, bajo la condición de recuperación secundaria, en donde busca la participación de empresas especializadas que estén dispuestas a poner su tecnología, la experiencia adquirida a nivel mundial y al mismo tiempo estén dispuestas a invertir sin riesgo para el país (Manual de gerencia de exploración, 2015).

Como recurso natural no renovable, en el yacimiento de petróleo existe la posibilidad del agotamiento del reservorio debido a la producción acumulada en el tiempo provocando la pérdida de la energía del yacimiento.

En este escenario se enmarca la situación problemática, argumentada a partir de los siguientes planteamientos:

Los efectos de caída de presión están afectando en la formación M1 del campo Edén Yuturi y por estas consideraciones es necesario realizar el estudio de aplicación de sistemas de inyección para continuar la producción y mejorar el factor de recobro, que es muy bajo a nivel de otros campos. La caída de la producción de petróleo se encuentra entre las principales causas de la pérdida de energía de los yacimientos, asociado a la movilidad de los fluidos (petróleo, gas y agua) a través de la roca, la baja eficiencia de



los sistemas de levantamiento artificial, y la producción en función del tiempo se reduce.

Otros efectos que suele presentarse es la fase de producción es la recuperación del 15 al 25 % de las reservas, llamado factor de recobro la misma viene asociado a la baja rentabilidad y agotamiento del yacimiento.

El propósito es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas más comunes son la inyección con agua para barrer el petróleo del yacimiento. Con la aplicación de estas técnicas existe la tendencia al aumento del consumo de energía de los sistemas, por lo que se debe evaluar cuál es la mejor alternativa de diseño del sistema de inyección.

En la industria petrolera convergen varias disciplinas. La utilización eficiente de la energía requiere de métodos racionales que enfoquen la solución de los sobreconsumos y excesos de pérdidas en la explotación de las instalaciones, desde el punto de vista técnico-económico y ambiental.

En el capítulo 1 se realizara un análisis del estado de referencia relacionado con el proceso de recuperación de hidrocarburo y los sistemas de gestión que permiten mejorar la eficiencia energética y tecnológica.

En el trabajo de investigación se parte del análisis de la factibilidad de proceso de inyección del agua de formación en el yacimiento productor, desde la perspectiva de compatibilidad, el tiempo de barrido y las reservas a ser recuperadas.

En capítulo 2 se plantea como objetivo realiza la recuperación secundaria es un proceso usado para suministrarle energía extra al yacimiento. Los fluidos son inyectados en pozos especiales para forzar al crudo que se encuentra en ciertas capas del yacimiento, a seguir líneas de flujo particulares para luego fluir a la superficie y, de esta manera, aumentar la producción.

En capítulo 3 se plantea como objetivo realizar la valoración crítica de los resultados que relaciona la efectividad del proceso de inyección de agua de formación a los pozos.

A través de la elaboración del diagnóstico que describe el comportamiento de los consumos energéticos en el proceso de inyección mediante al análisis de gráficos especializados y esquema permitirán el control para uso racional de la energía; de este



modo determinar el consumo mínimo necesario de energía para lograr resultados satisfactorios aplicando técnicas de gestión total de la eficiencia energética.

En capítulo 4 se propone el diseño del sistema eficiente para la inyección de agua de formación en el proceso de recuperación secundaria.

Justificación de la investigación:

Los índices de consumo energético para el tratamiento del agua en la industria del petróleo en nuestro país son muy elevados, llegando hasta el momento a ocupar casi el 90 % de la energía eléctrica para el tratamiento del agua, tomando en cuenta desde la producción, transporte a las plantas de proceso, deshidratación, tratamiento y disposición final.

Esta disposición final del agua de formación no tiene ningún beneficio alguno a más de cumplir la reglamentación ambiental de depositarlo en yacimientos de similares características, y la idea es ocupar este fluido como fluido motriz para la recuperación secundaria del Yacimiento M1.

Al ser la fase líquida de mayor volumen el agua de formación, no existe un control adecuado, tanto en la parte del tratamiento, por los altos índices de concentración de sales, escaso tiempo de residencia en la planta de proceso requiriendo altas cantidades de recurso energético para la disposición final.

Adicional hay como pronosticar, que volumen de agua se requiere para aprovechar en el sistema de recuperación secundaria, con la finalidad de hacer un uso eficiente de este portador con la finalidad de aprovechar la energía para aumentar el recobro del yacimiento M1.

La calidad del agua tanto en la concentración de sólidos como los porcentajes de hidrocarburo en el agua inciden de gran forma en la eficiencia de este proceso, por lo cual se debe valorizar estos resultados con la finalidad de tener la mayor eficiencia.

Este estudio es muy práctico para el campo ya que de esta manera optimizamos la inyección de agua y mejoramos la eficiencia del recurso energético.

En el aspecto ambiental evitamos que el agua de formación de alta salinidad sea reinyectado a las formaciones productoras.



Delimitación problema y objeto:

El problema a investigar queda delimitado al sistema de inyección de agua en el yacimiento M1 en el campo Edén Yuturi, Bloque 12 operado por PETROAMAZONAS EP, en el año 2015.

Problema de investigación

¿Cómo incide la inyección de agua al yacimiento M1, en la eficiencia energética del proceso de Recuperación Secundaria del Petróleo, en el campo Edén Yuturi, Bloque 12 operado por PETROAMAZONAS EP, en el año 2015?

Objeto de estudio

Sistema de inyección de agua del campo Edén Yuturi, en la formación M1.

Objetivo y campo de acción:

Objetivo general

Evaluar la eficiencia energética del sistema de inyección de agua para la recuperación secundaria en la formación M1.

Campo de acción

Eficiencia energética en el proceso de recuperación secundaria.

Hipótesis:

Mediante la implementación de un sistema de inyección del agua en la formación M1, es posible reducir el consumo de energía en el sistema de recuperación secundaria de hidrocarburos, mejorando el rendimiento del equipamiento de bombeo y el factor de recobro.

Objetivos específicos

1. Obtener el análisis físico-químico del agua para inyección y del hidrocarburo contenido en el yacimiento.
2. Diagnosticar las pérdidas de energía debido a la producción acumulada de hidrocarburo del yacimiento M1, en el campo Edén Yuturi, Bloque 12 operado por PETROAMAZONAS EP, durante al año 2015.
3. Proponer un sistema de inyección de agua de formación energéticamente eficiente para la recuperación secundaria, donde se evaluarán los parámetros de



trabajo del sistema de bombeo, diagnóstico de los diámetros de las tuberías y proponer modificaciones al sistema actual

Sistema de tareas

1. Caracterización de propiedades termofísicas del agua de formación.
2. Simulación de la velocidad y pérdida de carga del flujo en el sistema de inyección.
3. Medición de parámetros (flujo volumétrico y consumo de energía) del agua inyectada a la formación M1 y del fluido multifásico.
4. Planteamiento de un procedimiento para la evaluación energética en el proceso de recuperación secundaria.
5. Propuesta de un sistema de inyección eficiente y análisis de los impactos del proceso.

Paradigma o enfoque epistemológico:

Paradigma es un grupo de creencias que se comparten en una comunidad científica en cuanto a los métodos, técnicas y formas de investigar.

El presente estudio reúne las condiciones metodológicas de una investigación experimental y cuali – cuantitativa, en razón, que se utilizará la observación, registro y análisis de las variables que intervienen en la investigación, además cuantitativa porque en la investigación de campo se realizará en el lugar donde se producen los hechos EPF Bloque12 Planta de Procesos, y cualitativa ya que en función de los datos obtenidos se establecerán condiciones y recomendaciones sobre las variables de investigación con el apoyo del marco teórico.

El nivel de una investigación viene dado por el grado de profundidad y alcance que se pretende con la misma. De acuerdo a la naturaleza de la investigación, reúne por su nivel las características de un estudio que alcanza todos los niveles de investigación:

Exploratorio.- Pone al investigador en contacto con la realidad, observación preliminar del área, elementos y relaciones del objeto de estudio. Conocimiento superficial.

Descriptivo.- Conocimiento detallado de los rasgos externos del problema, se interesa por describir, no le preocupa explicar.



Correlacionado.- Permite identificar asociaciones entre variables y establecer relaciones estadísticas.

Explicativo.- Comprueba experimentalmente una hipótesis. Detecta los factores que determinan ciertos comportamientos.

Nivel o tipo de la investigación:

Por el tipo de la investigación, el presente estudio reúne las condiciones metodológicas de una investigación experimental y cuantitativa, en razón, que se utilizará la observación, registro y análisis de las variables que intervienen en la investigación, además cuantitativa porque en la investigación de campo se realizará en el lugar donde se producen los hechos Planta de Procesos de EPF Bloque 12 y se recolectará información primaria, procesada numérica y estadísticamente, y cualitativa porque los referentes estadísticos serán sometidos análisis e interpretaciones técnicas con el apoyo del marco teórico.

Exploratorio.- Pone al investigador en contacto con la realidad, observación preliminar del área, elementos y relaciones del objeto de estudio. Conocimiento superficial.

Descriptivo.- Conocimiento detallado de los rasgos externos del problema, se interesa por describir, no le preocupa explicar.

Correlacionado.- Permite identificar asociaciones entre variables y establecer relaciones estadísticas.

Explicativo.- Comprueba experimentalmente una hipótesis. Detecta los factores que determinan ciertos comportamientos.



Alcance de la investigación:

La presente investigación, tiene como alcance evaluar la eficiencia del sistema de inyección de agua para la recuperación secundaria en la formación M1; la determinación de los parámetros de eficiencia energética y la influencia de la inyección de agua de formación en el factor de recobro, lográndose proponer soluciones para la mejora del proceso productivo.

El procedimiento empleado en la evaluación de los consumos de energía en el sistema de inyección de agua en el yacimiento M1 en el campo Edén Yuturi. Bloque 12 operado por Petroamazonas EP, en el año 2015”, permitirá como propuesta de la investigación diseñar de un sistema de recuperación secundaria energéticamente eficiente.



CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

En el presente capítulo se establece como objetivo:

Realizar un análisis del estado de referencia relacionado con el proceso de recuperación de combustibles y los sistemas de gestión que permiten mejorar la eficiencia energética y tecnológica.

En el trabajo de investigación se parte del análisis de la factibilidad de proceso de inyección del agua de formación en el yacimiento productor, desde la perspectiva de compatibilidad, el tiempo de barrido y las reservas a ser recuperadas.

1.2 Marco legal referente a la investigación

En la Constitución de la República del Ecuador dispone: “ Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente”

El Art. 2 de la Ley de Hidrocarburos: El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País.

El Art. 6 de la Ley de Hidrocarburos, manifiesta que le corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha



política, su ejecución y la aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.

En el Art 16 el estado podrá asignar una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

Para este estudio de implementación de un sistema de recuperación secundaria mediante la inyección de agua de formación se debe considerar lo estipulado en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), ART.29, literal C de Reinyección de aguas y desechos líquidos, donde se establece en términos generales que la formación receptora esté separada de formaciones de agua dulce, que no sea fuente de agua dulce para el consumo humano ni riego y que se encuentre entre estratos impermeables.

Para evitar mayor impacto ambiental no se perforará un pozo nuevo para inyección de agua, sino que se procederá a convertir un pozo productor de baja producción en inyector.

El Objetivo 7 del Plan Nacional del Buen Vivir. Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global.

Estos fundamentos legales garantizan la gestión y el uso racional de la explotación de hidrocarburos en nuestro país, es la base fundamental para el presente proyecto de investigación, es de suma importancia y de carácter urgente buscar la alternativa para el continuar con la segunda fase de la explotación de hidrocarburos en nuestro país.

En el reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE). En este documento existen todos lineamientos ambientales que se deben cumplir por parte de las Operadoras en el Ecuador para actividades Hidrocarburíferas dando a conocer que se deben realizar caracterizaciones a los fluidos a utilizarse en este tipo de investigaciones y aplicaciones.

En este trabajo se va a realizar un diseño de inyección de agua de formación en el campo Edén Yuturi, que corresponde a la segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual el agua de formación, se inyectara en el yacimiento M1 a través de pozos de producción convertidos a inyectores ubicados en la roca que tengan comunicación de



fluidos con los pozos productores. El propósito de este estudio es mantener la energía del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia los pozos productores.

1.2.1 Clases de combustibles ecuatorianos

En el Ecuador se han explotado dos clases de crudos, donde existen dos zonas de influencias para la explotación petrolera, la Península de Santa Elena y la Región Amazónica. En la Región Amazónica en cambio los yacimientos encontrados han sido grandes, lo que ha permitido la explotación de crudo, pero no es hasta finales de los años 60 que se los encuentra, lo que da lugar, a la era petrolera del Ecuador, encontrándose dos clases de crudo:

Crudo Oriente

Denominado "Crudo Intermedio" esto debido a su densidad.

Crudo Napo

Es el crudo pesado y agrio, también consta de menor valor en el Mercado Mundial debido a su exceso contenido de Azufre lo cual dificulta el proceso de refinería.

Las características fisicoquímicas de los petróleos crudos ecuatorianos varían en un amplio rango con respecto a los petróleos de producciones internacionales. En ocasiones estos petróleos se muestran como fluidos multifásicos, los que pueden presentar inestabilidad durante el transporte.

1.3 Etapas de explotación de hidrocarburos

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido subdivididas tradicionalmente en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica, esto no siempre se cumple, ya que en ocasiones las operaciones de producción no se llevan a cabo en el orden especificado.

1.3.1 Producción primaria

La producción primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos. A esta etapa se le conoce también como de flujo natural. Las fuentes de energía natural están representadas por el o los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento, el comportamiento de los fluidos en el yacimiento está determinado en gran



medida por el mecanismo de empuje. Existen básicamente seis tipos de mecanismo de empuje que proporcionan la energía necesaria para la recuperación de hidrocarburos en la etapa de producción primaria (Tarek, 2001):

- Empuje por expansión del sistema roca-fluidos.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por expansión del casquete de gas.
- Empuje hidráulico.
- Empuje por segregación gravitacional.
- Empuje combinado.

En la etapa de producción primaria a los pozos se les llama pozos fluyentes, que desde el punto de vista de producción, se definen como los pozos que son capaces de vencer las caídas de presión a través de la trayectoria de flujo desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción con la energía propia del yacimiento (Khan, 2007). Los elementos que representan caídas de presión en dicha trayectoria de flujo son: el medio poroso, la tubería de producción, el estrangulador y la línea de descarga.

Debido a la extracción de fluidos ocurre el proceso de depletación, es decir, la presión del yacimiento declina a causa de la explotación constante de hidrocarburos. Cuando la presión natural de un yacimiento no es suficiente para que el pozo fluya o el gasto de producción deseado sea mayor que lo que la energía del yacimiento puede aportar, es necesario recurrir a algún Sistema Artificial de Producción (SAP) que proporcione la energía para llevar los hidrocarburos a la superficie. Típicamente solo el 10 % del petróleo original en el lugar se produce durante la etapa de recuperación primaria (Khan, 2007).

Existen varias técnicas disponibles para asistir en el levantamiento de los fluidos a la superficie. Todas estas técnicas en su conjunto reciben el nombre de sistemas artificiales de producción. Los SAP son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. El propósito de los SAP es mantener una presión de fondo baja de tal modo que la formación pueda aportar el gasto de producción deseado (Brown, 1977).



1.3.2 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria es la técnica de producción de hidrocarburos en el cual se inyecta gas o agua con la finalidad de mantener la presión del yacimiento. Estimaciones generales muestran que en la etapa de recuperación secundaria se recupera del 20 al 40 % del petróleo original en el yacimiento (Khan, 2007). Generalmente el método de recuperación secundaria seleccionado se aplica después de la producción primaria, pero puede implementarse durante la etapa de producción primaria.

La Inyección de Agua es el método más utilizado en la recuperación secundaria. Es necesario tomar en cuenta diversos factores entre los que destacan los siguientes: calidad y cantidad del agua de inyección, propiedades de los yacimientos y disposición final del agua.

De acuerdo a la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo en dos formas diferentes (París de Ferrer, 2001): inyección periférica o externa y la inyección en arreglos o dispersa.

La inyección periférica o externa consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. El agua se inyecta en el acuífero asociado al yacimiento. La inyección en arreglos o dispersa se refiere a la inyección de agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo y gas) del volumen invadido hacia los pozos productores.

Por otra parte, las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales (París de Ferrer, 2001): inyección de gas interna o dispersa y la inyección de gas externa.

La inyección de gas interna o dispersa se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo, se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución. El gas emerge junto con el petróleo al poco tiempo de ser inyectado.

La inyección de gas externa consiste en la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra el casquete de gas. Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos con segregación gravitacional.



1.3.3 Recuperación mejorada

Los métodos de recuperación mejorada también llamados métodos de recuperación terciarios o métodos EOR (por sus siglas en inglés *Enhanced Oil Recovery*), se utilizan generalmente para desplazar petróleo adicional después de que los procesos de recuperación primaria y secundaria se vuelvan no rentables. Se les define como un esquema de recuperación que emplea la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento (Khan, 2007).

Los costos por barril de los métodos de recuperación mejorada son considerablemente mayores que los costos de las técnicas de recuperación convencionales, por lo tanto, la aplicación de los métodos EOR es generalmente mucho más sensible al precio del petróleo.

Los métodos de recuperación mejorada pueden dividirse en cuatro tipos básicos (Jahn, 2003):

- Inyección de vapor. Consiste en inyectar vapor en el yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo y hacer que fluya más fácilmente.
- Combustión in situ. Al igual que la inyección de vapor, es un proceso térmico. La combustión de las fracciones ligeras del petróleo es sostenida por la inyección continua de aire.
- Proceso de desplazamiento miscible. Es un proceso en el cual un fluido miscible (solvente) en el petróleo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, es inyectado al yacimiento para desplazar el petróleo. Los solventes más utilizados son dióxido de carbono, metano y nitrógeno.
- Inyección de polímeros. Esta técnica involucra la adición de polímeros al agua de inyección para aumentar su viscosidad, con esto se incrementa la eficiencia de desplazamiento y se mejora la movilidad del petróleo remanente.

1.4 Sistema integral de producción y flujo del yacimiento al pozo

El sistema integral de producción es el conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y comercialización (figura 1.1). Asimismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes.

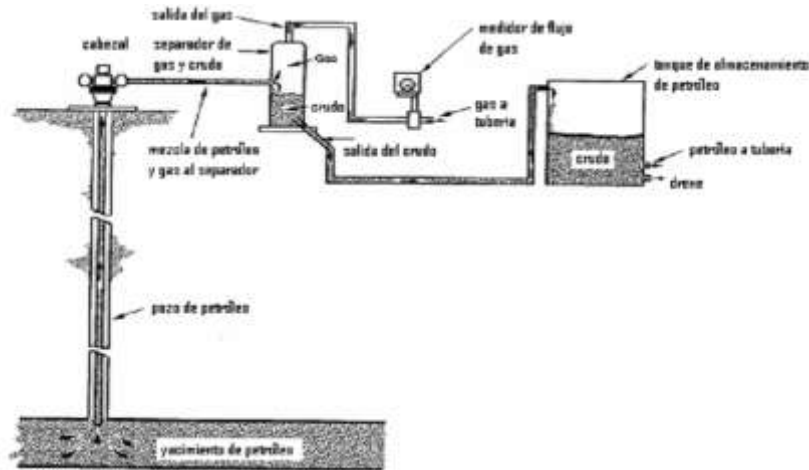


Figura 1.1. Sistema integral de producción (API, 1996).

Fuente: Sistemas de producción de Hidrocarburo Crafh

Los elementos básicos de un sistema de producción son (Golan y Whitson, 1996): yacimiento, pozo, línea de descarga, cabezal de recolección, separadores y equipo de proceso, instrumentos de medición, tanques de almacenamiento.

El yacimiento es uno de los componentes más importantes del sistema integral de producción. En el yacimiento la pérdida de presión se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total (Beggs, 1991). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($P_{ws} - P_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión en el medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

El análisis del flujo de fluidos del yacimiento al pozo o comportamiento de afluencia se basa en dos procedimientos: el índice de productividad y la ecuación de Darcy. El comportamiento de afluencia representa la capacidad del yacimiento para aportar fluidos a un pozo, es decir, indica la respuesta del yacimiento a un abatimiento de presión en el pozo productor. Conociendo el comportamiento de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de los pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

El flujo en un pozo productor puede ser monofásico o multifásico, en la gran mayoría de los pozos el flujo es multifásico, con al menos dos fases (gas y líquido) presentes.



Pocos pozos productores y casi todos los pozos inyectoros experimentan flujo de una sola fase (Economides y Hill, 1994).

El flujo monofásico de aceite en un pozo productor se presenta solamente cuando la presión a la cabeza del pozo está por encima de la presión de punto de burbuja del aceite, lo cual generalmente no es la realidad (Guo *et al.*, 2007).

A lo largo de la historia de la industria petrolera han sido desarrollados distintos modelos matemáticos para predecir las pérdidas de presión de mezclas bifásicas en tuberías, muchos de ellos tienen su origen en la experimentación y la aplicación de términos empíricos con el propósito de tener un conjunto de ecuaciones que reproduzcan los datos obtenidos en la realidad. La mayoría de las correlaciones empleadas para determinar la pérdida de presión en flujo bifásico calculan el multiplicador empírico de deslizamiento entre fases URS como una función del colgamiento de líquido LG (BP Exploration, 1998).

1.4.1 Patrones de flujo multifásico en las tuberías de recuperación

Además del aceite, la mayoría de los pozos productores de aceite producen una cierta cantidad de gas, agua y algunas veces arena. Estos pozos reciben el nombre de pozos multifásicos. En un pozo de aceite, generalmente se alcanza un punto en la trayectoria de flujo en donde la presión este por debajo de la presión de punto de burbuja, por lo tanto, el gas disuelto se libera, y a partir de ese punto hasta la superficie ocurre el flujo multifásico.

En términos de la industria petrolera, el flujo multifásico se refiere al flujo simultáneo de dos o más fases distintas en pozos, tuberías y equipos de proceso. Las mezclas multifásicas más comunes son las mezclas líquido-líquido-gas, como aceite-agua-gas. El flujo bifásico es el caso más sencillo de flujo multifásico. El flujo bifásico se define como el flujo simultaneo de una mezcla heterogénea, es decir, se presentan dos fases con propiedades físicas distintas, separadas por una interfase definida.

La diferencia fundamental entre flujo monofásico y multifásico consiste en la existencia de diferentes distribuciones geométricas de las fases que ocupan el área transversal de la tubería en el flujo multifásico, esta distribución geométrica se conoce como patrones o regímenes de flujo.

Debido a la diferencia entre las propiedades y las velocidades de desplazamiento de las fases, existen patrones de flujo distintos. Para flujo vertical existen cuatro patrones de flujo: flujo burbuja, flujo bache, flujo anular-bache y flujo anular.

Para flujo horizontal se tienen seis patrones de flujo: flujo estratificado, flujo ondulado, flujo anular, flujo bache, flujo burbuja y flujo niebla. Los patrones de flujo antes mencionados se muestran en la figura 1.2.

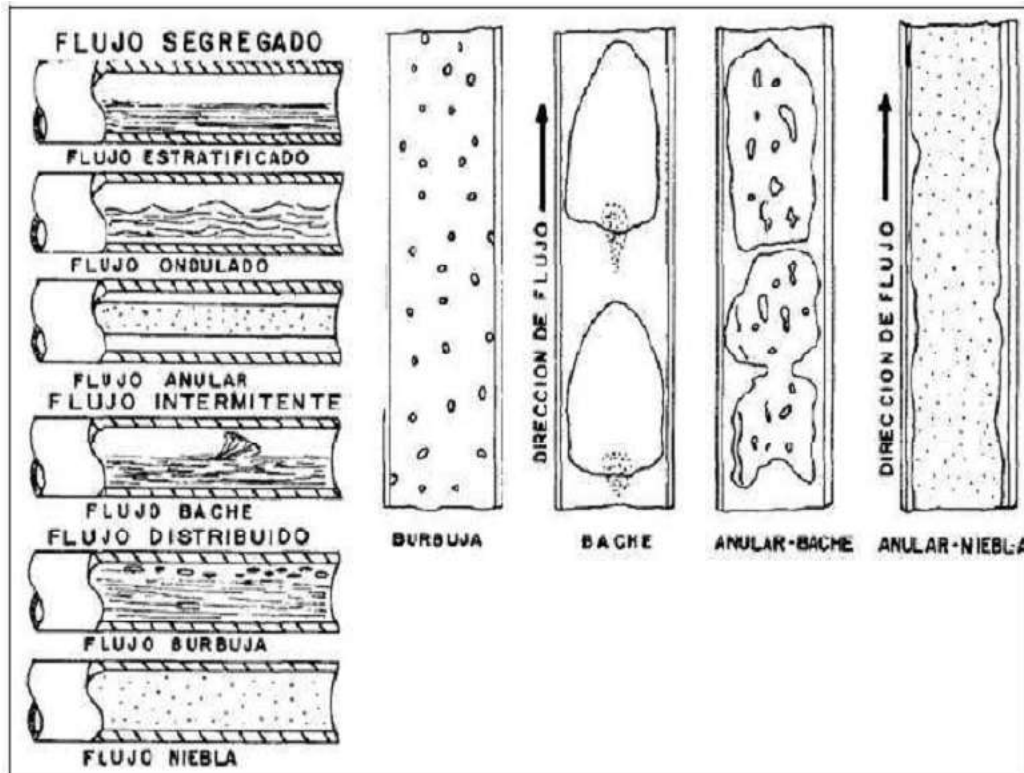


Figura 1.2. Patrones de flujo bifásico; tuberías horizontales y verticales (Garaicochea *et al.*, 1991). **Fuente:** Flujo Multifásico Vogel

Los patrones de flujo mostrados en la figura 1.2 se describen a continuación (Ludwig, 2002):

- Flujo estratificado. El líquido y el gas fluyen en capas totalmente separadas, por gravedad, el líquido ocupa la parte baja de la tubería, debido a lo anterior no existe flujo estratificado para tuberías verticales.
- Flujo ondulado. El gas fluye en la parte superior de la tubería a una velocidad tal que se alcanzan a formar ondas de líquido en la interfaz líquido-gas. Este patrón de flujo no se presenta en tuberías verticales.



- Flujo anular. El líquido fluye en un anillo continuo en la pared de la tubería, el gas fluye en el centro del anillo.
- Flujo bache. Conocido en inglés como *slug*, se forma un flujo intermitente de gas y líquido en el cual, con cierta frecuencia fluye una burbuja de gas y posteriormente un bache o tapón de líquido, en este patrón de flujo se presentan oscilaciones de presión y flujo.
- Flujo burbuja. En este patrón de flujo existen burbujas de gas dispersas en el líquido.
- Flujo niebla. En este patrón de flujo el gas arrastra gotas de líquido.

1.5 Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento en un proceso de inyección de agua

Durante el proceso de inyección, el agua que se mueve en la superficie a lo largo de la línea de flujo más corta, alcanza el pozo productor antes que el agua que se mueve a lo largo de cualquier otra línea de flujo. Por lo tanto, en el momento de la surgencia de agua, solamente una parte del área del yacimiento que queda entre estos dos pozos es tocada por el agua. Esta fracción en contacto define la eficiencia de área barrida para el arreglo en el momento de la surgencia (Jahn, 2003).

Teóricamente, en una roca mojada por agua, todo el petróleo puede ser desplazado por la fase mojante (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto. En la práctica, la cantidad de petróleo desplazado dependerá principalmente de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la razón de movilidad, las fuerzas capilares y de la gravedad así como de la viscosidad, entre otros factores.

Si la movilidad (razón permeabilidad/ viscosidad) del fluido desplazante es más grande que la del fluido que se desplazará, la relación de movilidades es desfavorable. Esta situación no es deseable porque el mecanismo de desplazamiento será ineficiente (Golan y Whitson, 1996).

La razón de movilidad se puede mejorar disminuyendo la viscosidad del petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante.

En cuanto a las fuerzas capilares, en una roca preferentemente mojada por agua, las fuerzas capilares hacen que el agua inyectada se embeba en los poros más pequeños o



en los lentes o estratos menos permeables dentro del yacimiento. Mientras que en rocas preferentemente mojadas por petróleo las fuerzas capilares petróleo-agua tienden a repeler el agua inyectada de los poros más pequeños llenos de petróleo. Durante la etapa de llenado de una inyección de agua, las zonas menos permeables del yacimiento se satura de petróleo, como resultado de las fuerzas capilares gas petróleo, y también, por el aumento de la presión en la zona de petróleo (Jahn, 2003).

Las fuerzas gravitacionales, que dependen de la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua del yacimiento, actúan para atraer el agua inyectada a la porción más baja del yacimiento.

En yacimientos en los que la permeabilidad no es uniforme, el agua inyectada se mueve preferentemente a través de las zonas de más alta permeabilidad. En una roca preferentemente mojada por agua, la fuerza de gravedad actúa para llevar el agua inyectada hacia el fondo del yacimiento, esto debido a la mayor densidad del agua respecto al petróleo (siempre que no se trate de petróleo extra pesado).

El grado de segregación por gravedad del fluido inyectado, medido en función de eficiencia volumétrica de desplazamiento a la surgencia, depende de la relación que existe entre las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales. Dentro de los límites previstos para esta relación en las operaciones de campo, los efectos de gravedad sobre formaciones planas de permeabilidad uniforme podrían producir recuperación de petróleo a la surgencia muy bajas respecto a la que podría esperarse en otras condiciones (Beggs, 1991).

1.5.1 Factores que afectan la selección del método de recuperación de hidrocarburos

Existe una amplia variedad de procesos que permiten la recuperación del petróleo residual presente en los yacimientos y ninguno de ellos es de aplicación universal, debido a la diversidad de los yacimientos y a la disponibilidad de recursos. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cuál método se debe usar, aun cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos (París de Ferrer, 2001).

A nivel mundial, se han implantado diversos esquemas de explotación durante la vida productiva de los yacimientos con el objeto de maximizar la recuperación de



hidrocarburos, pero cada proceso tiene su aplicación específica. Antes de iniciar un proceso de recuperación en general, la roca del yacimiento y las propiedades del fluido, así como la historia de producción deben ser analizadas y determinar así las razones principales por las cuales el petróleo residual no fue producido.

Con base en la integración, procesamiento y análisis de la información disponible de un yacimiento, es posible reproducir su historia y predecir su comportamiento futuro hasta su abandono; conceptualizar diferentes escenarios para la optimización del esquema de explotación, instalar sistemas artificiales de producción, optimizar la infraestructura existente y prever la implantación de un proceso de recuperación secundaria y terciaria (Brown, 1977).

Todos los procesos de recuperación secundaria tienen limitaciones en su aplicación. Estas limitaciones han sido derivadas tanto de la teoría, como de experimentos de laboratorio, así como experiencias de campo. La selección de un proceso de recuperación candidato a implantación consiste básicamente de:

- La evaluación de la información disponible del yacimiento, petróleo, roca, agua, geología y desarrollo previo.
- La información disponible que se complete con ciertos estudios especializados de laboratorio.
- La selección de los procesos que son potencialmente aplicables, eliminando los que definitivamente no se pueden aplicar.

Lo anterior constituye el primer paso en la secuencia de implementación de un proceso de recuperación secundaria. Los subsecuentes pasos serían una evaluación futura del esquema del proceso candidato, si más de uno satisface los criterios de selección.

En caso de que el proceso de recuperación que satisfaga dichos criterios sea el de inyección de agua, existen otras medidas a tomar en cuenta para esquematizarlo y para determinar su respectiva factibilidad. Estas medidas, entre otras, son:

- Establecer la capacidad de producción de petróleo deseada.
- Determinar una cuota de inyección de agua suficiente para obtener la productividad de petróleo deseada.
- Que el proyecto sea compatible con el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de nuevos pozos.



- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores de las adyacentes.

Se debe seleccionar el modelo de la inyección; es decir, si la inyección de agua debe ser según un arreglo repetitivo o debe hacerse el intento de tratar el yacimiento como conjunto, utilizando una inyección periférica, una inyección de extremo a extremo, línea central de pozos de inyección, o establecer alguna combinación de éstos. Esta selección se hace sobre la base del área y las dimensiones del yacimiento o predio que debe barrerse, de la necesidad de una rápida respuesta inicial de producción de petróleo y de la permeabilidad de la formación (UNAM, 2007).

Cuando los pozos están, como es habitual, espaciados rectangularmente, los arreglos de inyección más comunes son los de cinco pozos y los de nueve pozos. Los experimentos de laboratorio han indicado que ambos dan casi la misma recuperación de petróleo y el mismo comportamiento de la relación agua-petróleo. La selección puede hacerse principalmente sobre la base de la relación de movilidad agua-petróleo, aunque con frecuencia la heterogeneidad del yacimiento es un factor de importancia.

1.5.2 Antecedentes de la aplicación de la inyección agua para la recuperación secundaria

Como resultado de la reorganización física y química subsecuente (compactación, solución, dolomitización y cementación) las características del yacimiento cambian posteriormente. Por lo tanto, la heterogeneidad de los yacimientos, en su mayor parte, depende de los medios sedimentarios, de los eventos posteriores y también, de la naturaleza de las partículas que constituyen el sedimento (Craig, 1982).

Craig (1982) determina que la inyección y la producción ocurren en puntos determinados; como resultado de esto, se desarrollan ciertas distribuciones de las presiones y líneas de flujo entre los pozos de inyección y los de producción. En los arreglos simétricos de pozos, la línea de flujo más corta entre dos pozos es una línea recta que conecta el de inyección y el de producción y por lo tanto, el gradiente de presión a lo largo de esta línea es el máximo.

En los estudios tecnológico referentes a la ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, respecto a los tipos de yacimientos y trampas estratigráficas, con aporte a la investigación de los de procesos de producción, Craft (1986), manifiestan que el proceso de declinación de los yacimientos es un fenómeno natural cuando se alcanza los



límites de la energía del yacimiento, donde es importante realizar una recuperación secundaria, cuyo proceso consiste en desplazar el petróleo hacia los pozos productores aumentando la energía debido a la presión ejercida por el frente de agua que se inyecta a través de los pozos que se diseñen para inyectores. Como resultados se aportan los arreglos geométricos que se pueden diseñar y los análisis de factibilidad de compatibilidad de los fluidos de las fases desplazante y desplazada. Adicional se da a conocer los estudios realizados en Pithole, al Oeste de Pensilvania en el año 1965.

En la investigación reportada por Forrest (1993), se da a conocer el volumen necesario de inyección en un reservorio para recuperar la energía, para los arreglos de sistemas de inyección de agua. Se parte de la utilización de las ecuaciones de Darcy, dando a conocer las formas de cálculo de las permeabilidades, el espesor del yacimiento, y las presiones en función del tiempo, calculando el caudal de inyección por día para estimar la recuperación de energía. Recalca que los volúmenes de inyección deben ser medidos y comprobados cuando se realicen pruebas de inyectividad, las mismas que deben tener análisis de compatibilidad de los fluidos.

Según Paris de Ferrer (2007), las operaciones de recuperación secundaria han sido tradicionalmente la inyección de agua y/o de gas, aunque actualmente esta etapa es casi sinónima de inyección de agua.

Vilela *et al.*, (1999) exponen que los resultados de las pruebas de inyección de agua indican que una cantidad significativa de petróleo residual queda en la zona barrida del yacimiento después de una inyección de agua y una gran porción del yacimiento no es contactada por el agua inyectada y por lo tanto el hidrocarburo no es desplazado de estas regiones a los pozos productores. Además, algo de petróleo de la zona barrida puede ser desplazado a las zonas no barridas, lo cual aumenta la saturación de petróleo en estas zonas. Es deseable en los procesos de recuperación de petróleo que los valores de Desplazamiento vertical y horizontal y consecuentemente, r , se aproximen a la unidad.

1.6 Ahorro de energía en el desarrollo industrial

Según estadísticas mundiales (International Energy Agency), en 2006 quedaban reservas de petróleo crudo sin extraer que oscilaban entre 0,990 billones y 1,1 billones (un billón se toma como un millón de millones) de barriles de crudo. Esto significa que al ritmo actual de consumo mundial, que es más de 76 millones de barriles diarios, estas



reservas se agotarán hacia el año 2043, fecha que podía ser más cercana si el consumo de energía aumentara, como se prevé que ocurra por parte de los países en vías de desarrollo.

Debido a la escasez de los combustibles utilizados para la generación de la energía eléctrica, el costo para los sistemas productivos será muy alto y esto se ve reflejado en la economía de los mismos, lo que resalta la importancia de hacer un uso eficiente de la energía para disminuir el consumo de combustibles fósiles de ahí que se debe tomar medidas de mayor impacto para el control del desperdicio o la mala utilización de la energía eléctrica y así, crear una cultura para su cuidado (Álvarez, 2008).

El progresivo encarecimiento de los productos y servicios energéticos ha convertido la gestión de los mismos en una preocupación prioritaria de los responsables técnicos y económicos de los procesos industriales. La energía considerada como factor de producción, ha adquirido con ello un protagonismo decisivo que pretende mantener un nivel elevado de eficiencia y de competitividad en las industrias (Prías, 2006).

Plantea Campos *et al.* (1998) que un eficiente uso de la energía no beneficia solamente a las empresas, tiene además, una proyección social y macroeconómica evidente porque ayuda a hacer más operativa la estrategia global del país frente a la crisis energética. La conversión y conservación energética se inscribe en el marco del análisis detallado de los métodos que permiten un uso más eficiente de la energía en los procesos básicos de la industria, así como la aplicación práctica de tales métodos para aumentar o perfeccionar el rendimiento energético de los procesos, mediante cambios sencillos a introducir en los mismos.

La eficiencia energética es de gran importancia para paliar el efecto del fuerte consumo energético, siendo menos visible por la sociedad, sobre todo cuando se dispone de energía de una manera relativamente económica. Hoy en día, la demanda de energía va en aumento, Europa tiene fuertes carencias de fuentes de energía, es por ello que se reclama la mejora de la eficiencia energética y la utilización de las energías renovables (Energy Research Centre, 2000; Energy Efficiency Indicators, 2008). Estas energías requieren de un avance tecnológico importante que permita su uso de forma competitiva respecto a las demás fuentes de energía. En ellas está el futuro, siendo un importante desafío y para el que se requiere un esfuerzo económico considerable.



Las empresas del sector de la energía tienen que tener en cuenta su responsabilidad social y ambiental y serán la clave del impulso hacia la eficiencia energética, tanto en el lado de la oferta (transformación de energía, mejora de procesos industriales), como en la demanda (consumo final) (Garay, 1998).

En el sector industrial se debe potenciar el ahorro y la eficiencia energética de los procesos e impulsar métodos que sean más competentes, requiriéndose de un menor consumo de energía durante su ciclo de vida útil de la empresa (Laborde *et al.*, 2004).

La directiva sobre eficiencia energética 2006/32/EC (Directiva Europea 2006/32/CE, 2006), establece que para un buen análisis del comportamiento energético del Sector Industria y sus distintas agrupaciones de actividad, no solo hay que tener en cuenta los valores absolutos y el crecimiento del consumo de Energía Final en un periodo concreto, sino también, la evolución que ha tenido el Índice de Producción Industrial (IPI) y el Valor Añadido Bruto (VAB) a precios básicos y a precios constantes. De esta manera, se pueden definir los indicadores necesarios, cuya principal característica sea la fiabilidad de su contenido, así como la facilidad de su medición y seguimiento. Para ello se deberán utilizar las estadísticas oficiales, relativas a los consumos de energía, producción y Valor Añadido Bruto.

Según Navas (2002), para el análisis con mayor nivel de desagregación se destacan las agrupaciones que son más intensivas en el consumo energético y que tienen un importante peso del costo energético en los costos de producción y otras donde el peso del costo energético en los costos de producción tiene poca importancia. En consecuencia, las acciones de ahorro de energía irán dirigidas prioritariamente hacia las Agrupaciones de Actividad intensivas en el consumo de energía, frente al resto, que las aborda, cuando es necesario un cambio sustancial de su sistema productivo, por razones de producción o nuevos mercados.

1.6.1 Ámbito de aplicación de la eficiencia energética en la industria

El diagnóstico energético es una técnica que detecta áreas de oportunidad en materia de ahorro de energía, de una manera clara y específica en todos los sectores o áreas donde se genera el mayor consumo de energía eléctrica. "Para entender la importancia y necesidad del ahorro de energía eléctrica, resulta indispensable reconocer el impacto del sector energético sobre los países y su desarrollo, para ello conviene visualizar el impacto desde sus tres dimensiones: económica, social y ambiental" (Urteaga, 2005).



Díaz *et al.* (2005) desarrollaron una metodología para el estudio energético a partir de diversas fuentes de información, agregan además un enfoque de procesos para lograr la solución final, la cual se encontró, principalmente, en los sistemas de refrigeración y aire comprimido de la sala de máquinas. Su procedimiento consta de los pasos siguientes: la recolección de información básica e inventario general de las instalaciones, la elaboración de balances de energía, la determinación de la incidencia del consumo de energía de cada equipo o grupo de equipos en el consumo de energía total y por lo tanto, en el costo total, la obtención de índices de consumo de energía y la determinación de los potenciales de ahorro de energía por equipos, áreas o centros de costos.

Restrepo (2003) propone pautas a seguir en la implementación de un sistema de gestión total eficiente de la energía, que permita mediante la utilización de herramientas simples de planeación y control estadístico, aprovechar mejor los recursos energéticos de uso cotidiano en la industria, mejorando así, los índices de productividad de las mismas y por lo tanto su competitividad. Restrepo recomienda evitar los errores siguientes: atacar los efectos y no la causa de los problemas, no atacar los puntos vitales y creer en soluciones definitivas.

Ortega (2008) basa su investigación en efectos del alto consumo de energía eléctrica en Venezuela. En donde el ahorro de energía, es una de las primeras acciones de dar soluciones eficientes y sostenibles evitando un colapso energético en el país, exponiendo criterios técnico necesarios para la solución, evaluación y explotación adecuada de estos equipos, no pudiendo dejar pasar el alto índice de la demanda de energética, En este trabajo el autor logra con precisión establecer la dependencia existente entre los numerosos factores involucrados en estos equipos industriales.

Longatt (2009) basó su investigación en un modelo econométrico alternativo, que permita a las empresas del sector eléctrico estimar la demanda eléctrica del sector industrial. Bajo la modalidad de proyecto factible, con un estudio de carácter exploratorio, con el fin de obtener las variables que deben pertenecer a un modelo de pronóstico de la demanda eléctrica. Se procedió a establecer la estructura funcional del modelo, en este caso se examinaron construcciones lineales y log-log: del modelo de Koyck bajo la racionalización con de Nerlove con efectos fijos Finalmente se estimaron ensayos de lo que se concluyeron, que la mejor estimación resultó la de tipo log-log,



incluyendo el precio marginal real de la electricidad, cargo fijo real de demanda y el valor agregado industrial; aportando una significancia del 5 %.

Celli (2005) determina las pérdidas de potencia y la energía que necesitan los consumidores tomando en cuenta la capacidad y la tecnología, utilizando algoritmos evolutivos multiobjetivos, reportando resultados parecidos, pero no utilizaron modelos de validación para sus propuestas, es decir, no se usó un método de validación como medida del beneficio a la fiabilidad del sistema para sugerir la tecnología y la capacidad.

En consideración con lo antes expuestas en las literaturas consultadas, autores como Espinoza *et al.* (2005), consideran que la aplicación de un diagnóstico energético es una organización que ayuda a encontrar áreas de oportunidad para la optimización de la utilización de la energía, la falta de atención a estas áreas de oportunidad presupone el seguir haciendo un uso ineficiente de la energía eléctrica como insumo de la producción. La realización de un diagnóstico energético en la empresa, mostrará las áreas críticas en cuanto al consumo, para la aplicación de tecnología más moderna que ayude al ahorro del consumo de la misma.

El hecho de que los costos energéticos son parte preocupante y creciente dentro de los costos de producción y que con los métodos tradicionales de administración no se logran reducir grandes cambios en inversión en cambios de tecnología; resulta importante para las organizaciones, gerenciar la eficiencia energética, puesto que con ello, existirá el potencial de lograr entre otros los beneficios siguientes (Campos *et al.*, 2010).

- A nivel global, la reducción de las emisiones contaminantes y la contribución al desarrollo sostenible.
- A nivel de nación, la conservación de los recursos energéticos límites, la mejora de la seguridad energética, la reducción de las importaciones de energéticos y la reducción de costos que pueden ser utilizados para programas de desarrollo.
- A nivel empresa, el incremento de la eficiencia energética reduce las cuentas de energía, incrementa la competitividad, eleva la productividad y las ganancias.

Campos *et al.* (2010) complementa, que reducir los costos de energéticos puede ser importante aun en empresas donde estos representan porcentajes relativamente bajos de



los costos totales, ya que la energía es el apartado cuyos costos crecen más rápidamente y uno de los pocos costos que pueden ser realmente controlados.

La gestión de la energía que está dirigida a los sectores Industrial (industrias energointensivas, mediana y pequeña industria), Comercial y Servicios (centros comerciales, centros hospitalarios), Hotelero y Público; se ha realizado a través de diferentes modelos de gestión que se han implementado particularmente en diferentes tipos de industrias a nivel mundial (Álvarez, 2008), entre los que se destacan los presentados en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Modelos de gestión energética empleados en algunos países.

Fuente: Álvarez (2008)

Denominación	Norma	País
Centro de gestión energética y medio ambiente Georgia	Sistema de gestión energética, norma ANS MSE 2000	USA
CEEMA	Gestión total eficiente de la energía	Cuba
G.G Rajan	Optimizing energy efficiencies in industry	USA
CIPEC	Canadian industry program for energy conservation	Canadá
NPC	National productivity council (dirección de energía y auditoría)	USA
W. Smith	Proceso industrial y eficiencia energética	Canadá
EVE. Ente Vasco de energía	Gestión energética integral	España
Victoria	Developing an energy management system state government of Victoria	Australia
Universidad federal de Golas	Eficiencia energética e uso racional de la energía	Brasil
PNL	An energy efficiency guide for industrial plant managers	Ucrania

Colciencias y Upme (2007) lo han definido como un conjunto de factores estructurados mediante normas, procedimientos y actuaciones que permiten la materialización de la



política, los objetivos y las metas de eficiencia energética a través de una participación activa de los trabajadores en relación con la tecnología y los procesos. Este formará parte del sistema general de gestión de la empresa y su metodología de implementación por etapas.

El diagnóstico y la evaluación tecnológica de una gran parte de los procesos en la industria, han reflejado que para lograr la competitividad, es necesaria la introducción de nuevas tecnologías asociadas a las técnicas modernas de modelación y simulación que permitan una mayor eficiencia tecnológica y reducir costos mediante el uso eficiente de los portadores energéticos (Pérez e Ibagué, 2011).

1.7 Indicadores de la gestión energética

Los indicadores de gestión que deben estar alineados con los objetivos estratégicos de una organización a partir de su misión, resultan de la necesidad de asegurar la integración entre los resultados operacionales y estratégicos de la empresa; por lo tanto, deben reflejar la estrategia corporativa a todos los empleados; por lo que se deben aplicar los siguientes conceptos básicos para una buena comprensión de la eficiencia energética.

Portadores energéticos: Se refiere a la energía primaria o secundaria utilizada.

Eficiencia energética: A nivel global implica suplir los servicios energéticos requeridos para cumplir con calidad el objeto social de la entidad con el mínimo consumo y costo de portadores energéticos y el menor impacto ambiental asociado. Para un equipo o sistema significa menos consumo y costo energético por unidad de producto o servicio prestado. Se evalúa a través de indicadores de eficiencia energética (Borroto, 2006).

Índice de consumo: Es un indicador de eficiencia energética definido como la cantidad de energía consumida por unidad de producción o servicios, medido en términos físicos (productos o servicios prestados). Relaciona la energía consumida con indicadores de nivel de actividad expresados en unidades físicas. Este valor de índice de consumo puede ser calculado por tipo de producto o como índice de consumo general en el caso que el tipo de producción lo permita (si son varios productos diferentes pero de un mismo material el índice puede reducirse a toneladas de ese material etc.). Si se consumen diferentes tipos de energía para un mismo producto debe determinarse el



consumo equivalente haciendo compatibles los diferentes tipos. Este índice permite su comparación con las normas de consumo establecidas para las empresas.

El consumo equivalente de energía asociada a los productos o servicios realizados por la empresa se expresa en toneladas de petróleo equivalentes. Las toneladas equivalentes de petróleo se determinan mediante factores de conversión (tabla 1.2) que relacionan el valor calórico real del portador energético con el valor calórico convencional asumido.

Tabla 1.2. Factores de Conversión.

Fuente: Borroto (2006).

Toneladas de:	Por factor de conversión:	= toneladas equivalentes de petróleo
Diesel	1,0534	
Gasolina	1,0971	
Fuel Oil	0,9903	

Estos factores pueden variar en dependencia del valor calórico real del portador energético, la actualización de los mismos puede obtenerse con los especialistas de energía del gobierno municipal o provincial.

Sistemas y equipos claves: Están integrados por los sistemas y equipos mayores consumidores.

Personal Clave: Incluye a los trabajadores y directivos que tienen una influencia directa sobre la eficiencia energética de los sistemas y equipos claves.

Eficiencia: es la optimización de los recursos utilizados para la obtención de los resultados u objetivos previstos.

Eficacia: es la contribución de los resultados obtenidos al cumplimiento de los objetivos trazados.

Efectividad: es la generación sistemática de resultados consistentes integrando eficacia y eficiencia.

Eficiencia energética: es la optimización de los recursos energéticos para alcanzar los objetivos económicos de la empresa. Se mide a través de indicadores de eficiencia energética.



Labrador (2005) coinciden en manifestar, que los indicadores de gestión pueden ser valores, unidades, índices, series estadísticas, variables, entre otros; es decir, que es como la expresión cuantitativa del comportamiento o el desempeño de toda una organización o de uno de sus procesos, cuya magnitud al ser comparada con algún nivel de referencia, puede estar señalando una desviación sobre la cual se tomarán acciones correctivas o preventivas según el caso; es decir, los indicadores de gestión se convierten en los “Signos Vitales” de la entidad.

Labrador (2005) advierte que hay que tener presente que los indicadores de gestión son un medio y no un fin, ya que el indicador es un apoyo para saber cómo se encuentra la organización.

De acuerdo a Navas (2002) y Pérez (2006), la importancia de los indicadores radica en que son una herramienta que permite conocer el estado y evolución de una organización, proceso, objeto, situación, en un momento determinado, proveyendo la información necesaria para la toma de decisiones. Diversos autores, entre Navas (2002); Pérez (2006), presentan definiciones y clasificaciones relativas a los indicadores, sin embargo, todos coinciden en que un indicador es un indicio expresado numéricamente o en forma de concepto, sobre el grado de eficiencia o eficacia de las operaciones de una organización, una dependencia o un área de esta.

Manifiesta Labrador (2005) que con relación a los tipos de Indicadores que, en un enfoque sistémico de gestión de una unidad u organización, los parámetros son aspectos a evaluar. Así, efecto, impacto, eficacia, eficiencia, economía y calidad son parámetros de gestión y como los indicadores pueden ser referencias numéricas que relacionan variables para mostrar el desempeño de la unidad u organización con relación a uno de los parámetros de gestión, los indicadores deben ser clasificados de acuerdo con lo que se pretende medir.

1.7.1. Requisitos de los indicadores de gestión

De acuerdo con diferentes autores consultados como Kanchev *et al.* (2010), Mohd (2009) plantean no se puede afirmar que los indicadores de gestión simplemente sean un dato determinado de calificación de la empresa; y por ser los indicadores de gestión esencialmente una información, deben tener los atributos de la información, tanto en forma individual como grupal, por lo tanto deben ser: adecuados, simples, objetivos,



sencillos, prácticos, útiles (tener una finalidad), oportunos y brindar fidelidad, válidos en el tiempo, permisivos a la participación de los usuarios y controlables.

En la actualidad, a nivel mundial diferentes tipos de industrias han tomado medidas para una utilización óptima de la energía y con esto disminuir los costos de producción y la cantidad de contaminantes que emiten al ambiente; así por ejemplo, dentro de la literatura explorada se pueden referenciar entre muchos otros casos, que en Japón (Akada, 2004) , en la industria de minería del cobre se han tomado medidas para una efectiva utilización de la energía; todas relativas a la tecnología empleada dentro de sus procesos, donde a partir de estudios se determinaron las potencialidades de ahorro energético.

En la tabla 1.3 se presentan las dimensiones que poseen los indicadores de gestión dentro de la organización empresarial según criterio de Pérez (2006).

Tabla 1.3. Dimensiones de los indicadores de gestión.

Fuente: Pérez (2006)

Tipo	Revisión	Enfoque	Propósito
Planeación estratégica	Desempeño global de la organización	Largo plazo (anuales)	Alcances de la visión y la misión
Planeación funcional	Desempeño de las áreas funcionales	Corto y mediano plazo (mensuales o semestrales)	Apoyo de las áreas funcionales para el logro de las metas estratégicas de la organización
Planeación operativa	Desempeño individual de empleados, equipos, productos, servicios y procesos	Cotidiano (semanales, diarias, horas)	Alineamiento del desempeño de empleados, equipos, productos, servicios y de los procesos con las metas de la organización y de las áreas funcionales

Los sistemas de gestión energética, inherentemente contemplan el uso de indicadores.

En Posada (2002) se recomienda que dentro de un programa para el uso eficiente de la energía, el sistema de gestión deba ser dinámico de modo que se pueda cambiar a medida que la empresa se desarrolla y madura. Por lo anterior, es muy importante la revisión gerencial, por lo que dentro de los pasos que se sugieren para la



implementación de dichos programas, específicamente en la etapa de medición y registros donde se debe contar con elementos racionales y técnicos para estudiar las condiciones actuales; se incluye: el cálculo de indicadores, fijar y revisar metas y comportamiento de indicadores y proponer y estimar ahorros y mejoras.

Por su parte Infantes (2003), plantea que el objetivo es presentar al consumidor industrial actuaciones que conduzcan a la reducción de su factura energética, identifica dos líneas de actuación claramente diferenciadas: la contratación de los suministros energéticos y el análisis del propio proceso. Este mismo autor, manifiesta al igual que Posada (2002), que la implantación de un sistema de gestión energética en la empresa conlleva la necesidad de definición y establecimiento de una serie de elementos dentro de los que cuentan: la política energética empresarial, las metas energéticas derivadas de dicha política, el establecimiento de un procedimiento de control energético continuado, entre otros.

Dicho procedimiento de control incluye elementos como el análisis, comparación y evaluación de datos. Ejemplos de métodos de evaluación de datos son la realización de balances energéticos, el establecimiento de diagramas de consumo energético y la definición de indicadores para evaluar el consumo específico de las instalaciones.

1.7.2. Modelos de gestión de energía en el mundo

Un estudio de los modelos de gestión de energía usados en el mundo (Borroto, 2006) mostró que éstos consideran necesario desarrollar una cultura organizacional para el uso racional y eficiente de la energía, dirigida en términos estratégicos a lograr la sostenibilidad energética y ambiental de los procesos productivos y en términos tácticos a incrementar el nivel de competitividad empresarial.

En general la gestión energética está desarticulada de los marcos de los sistemas ambientales y de innovación tecnológica, y son poco compatibles con los sistemas de gestión de la producción.

Los estudios realizados por estos autores mostraron que los modelos revisados presentaron generalmente los aspectos comunes siguientes:

- Tienen como objetivos inmediatos reducir costos e impacto ambiental y elevar la competitividad.
- Están basados en el modelo general de mejora continua: Ciclo PHVA.



- El liderazgo de la implementación y aplicación del modelo está en la gerencia.
- Existe una entidad colectiva que dirige y evalúa la implementación y operación del modelo.
- Hay un representante de gerencia que organiza y controla las actividades del modelo en la empresa.
- Enfocan su gestión en cambios organizacionales, preparación de los recursos humanos, cambios tecnológicos, mantenimiento de equipo y cambios de los procedimientos operacionales y de gestión.

Lo anterior permite concluir que la importancia de la cultura organizacional sobre el uso eficiente de la energía está reconocida internacionalmente en los modelos de gestión.

Coinciden en plantear Álvarez (2008); Upme (2005) y Colciencias y Upme (2007) que el Sistema de Gestión Integral de la Energía (SGIE), es un sistema de gestión integrado por el conjunto de factores estructurados mediante normas, procedimientos y actuaciones que permite la materialización de las políticas, los objetivos y las metas de eficiencia energética a través de una participación activa de los trabajadores en relación con la tecnología y los procesos. El SGIE constituye una parte del sistema general de gestión de la empresa.

Considera Club Español de la energía que el MGIE se puede aplicar a una empresa independientemente del nivel de desarrollo en gestión energética en que ésta se encuentre; y permite mediante un proceso de mejora continua de los hábitos, tecnologías, procedimientos y la operación del SGIE, alcanzar tanto el mínimo consumo energético como el mínimo costo de energía posible. El objetivo final es que la empresa logre una cultura energético-ambiental que se verifique en el incremento de la productividad o la competitividad y la reducción del impacto ambiental en una visión de desarrollo energético sostenible.

El MGIE está formado por tres etapas consecutivas: Decisión Estratégica, Instalación y Operación. Se han conceptualizado tres etapas porque generalmente las empresas no están preparadas cultural, técnica y organizativamente para comenzar la operación del SGIE, por lo que se necesitan actividades previas que permitan su implementación en condiciones más favorables.



1.8 Descripción tecnológica del objeto en estudio

Debido a la caída de producción de crudo en la formación M1, en el campo Edén Yuturi, se ha procedido a inyectar dentro del yacimiento agua de formación para mantener la presión del reservorio con la finalidad de desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores.

En la plataforma EDYF se ha decidido inyectar agua de producción previamente tratada, para evitar el taponamiento de los poros del yacimiento, para lo cual el tratamiento se ha decidido realizar lo en la planta de proceso EPF a una distancia de 11,3 km.

El agua de producción recibe un tratamiento para que cumpla las especificaciones para la inyección (< 5 ppm de aceite en agua y < 2 ppm de sólidos en suspensión), la misma que es captada del tanque de almacenamiento de agua T205. Para este proyecto la máxima captación es de 20000 Barriles de agua por día.

La captación es mediante el sistema de bombas booster del sistema de inyección De esa manera se cuenta con la suficiente cabeza para alimentar a las bombas P-15200 /201/202 (un back up). A su vez las bombas P-15200/201/202 envían el fluido hacia los filtros cáscara de nuez V-15200/201, en éstos equipos se realiza básicamente el tratamiento del agua de producción, obteniéndose una concentración de aceite en agua menor a 5 ppm y una turbidez (sólidos en suspensión) máxima de 2 ppm. A la entrada y a la salida del filtro Cáscara de nuez se cuenta con toma muestras que permitirán controlar la calidad del agua y la eficiencia del sistema.

Se procede entonces a enviar el agua tratada hacia las bombas booster de media presión P-15250/251/252 (un back up), las cuales bombean el fluido tratado hacia la Plataforma F. En la plataforma F las bombas P-15040/041/042 (un back up) inyectan el agua tratada en el pozo F-116 M1.



1.9 Conclusiones del capítulo

- Se exponen los fundamentos teóricos, que permiten desarrollar los objetivos planteados en la investigación, desde la perspectiva de eficiencia operacional de los sistemas de inyección para la recuperación.
- Los procedimientos tradicionales reportados por la literatura especializada, utilizan métodos gráficos para la obtención de los parámetros operacionales del sistema en el punto de funcionamiento y en comparación con los modelos matemáticos implementados computacionalmente ofrecen menor precisión, rapidez y confiabilidad.



CAPÍTULO 2

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Introducción

En este capítulo se plantea como objetivo:

Establecer el procedimiento metodológico que permita la adecuada evaluación de los consumos de energía y análisis de eficiencia del proceso de recuperación secundaria.

2.2 Localización geográfica del campo Edén Yuturi

El Campo Edén-Yuturi perteneciente al Bloque 12 de Petroamazonas, se encuentra localizado a 75 km, en línea recta al Sureste del Campo Shushufíndi y a 30 km, al Sur del campo Pañacocha.

La secuencia depositacional correspondiente a la Arenisca M1 es la más joven del sistema sedimentario Hollín-Napo. La mayor particularidad de este ciclo, es de estar restringido a la parte Este de la Cuenca Oriente, siendo su límite depositacional el Corredor Sacha - Shushufíndi.

Las areniscas M1 revelan ambientes fluviales de relleno paleo-valles en la parte central de la cuenca, depositados posiblemente al inicio de un evento transgresivo después de la caída del nivel eustático en el Campaniano (80-75 MA). Para este ciclo, se interpreta la posición de la línea de costa aproximadamente a lo largo de la frontera oriental entre Ecuador y Perú.

En el mapa geopolítico (figura 2.1) se observa que el campo Edén Yuturi se encuentra en la provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana, parroquia el Edén.

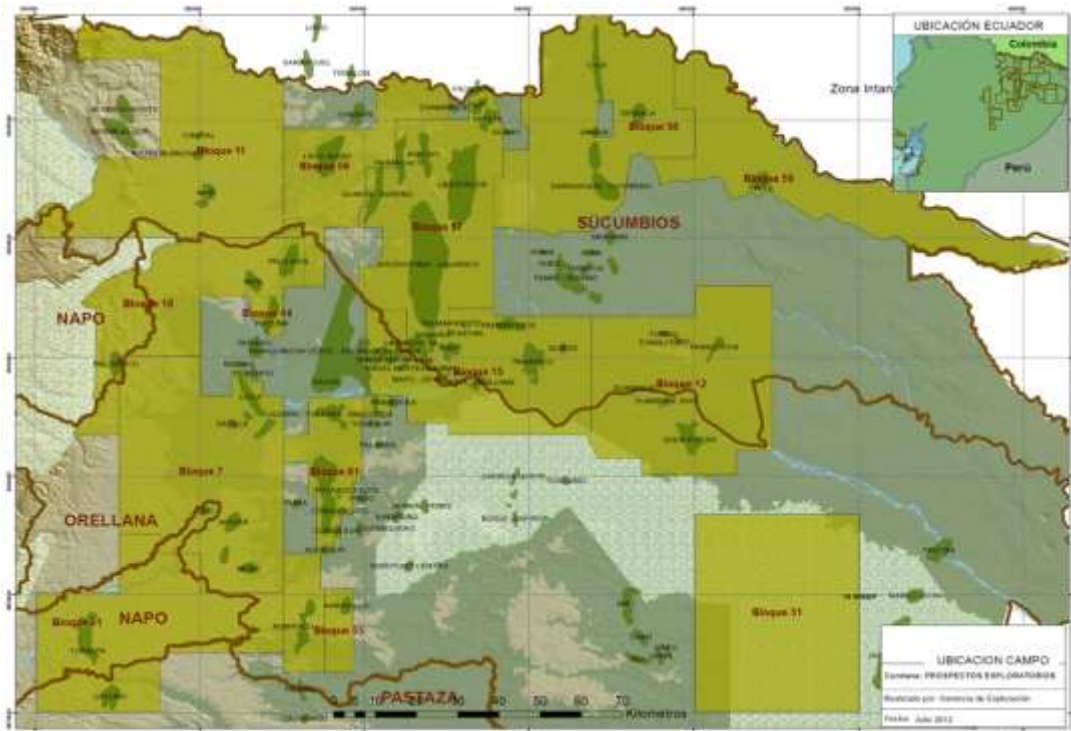


Figura 2.1. Mapa Geopolítico. (Fuente: Manual de Gerencia de Exploración, 2015)

Fuente: Petroamazonas 2014, Gerenciamiento de Datos

2.3 Determinación y operacionalización de variables

En el campo Edén Yuturi la totalidad del agua de formación es reinyectada como disposición final pero la energía utilizada en la inyección no tiene ningún valor agregado, ahora que se pretende realizar es aprovechar este proceso en un proceso de recuperación secundaria para aumentar la rentabilidad del proyecto en función del tiempo.

Por lo tanto, el uso del agua de formación en la recuperación secundaria del campo Edén Yuturi, permitirá mantener la energía del yacimiento para permitir seguir produciendo el campo en función del tiempo. Para este proceso se define como variables, las siguientes:

Variable independiente: Consumo energético en el sistema de inyección de agua para la recuperación secundaria.

Variable dependiente: Eficiencia en el proceso de inyección.

La interacción entre estas se operacionaliza mediante la relación causas y efectos, mostrados en el esquema de la figura 2.2.

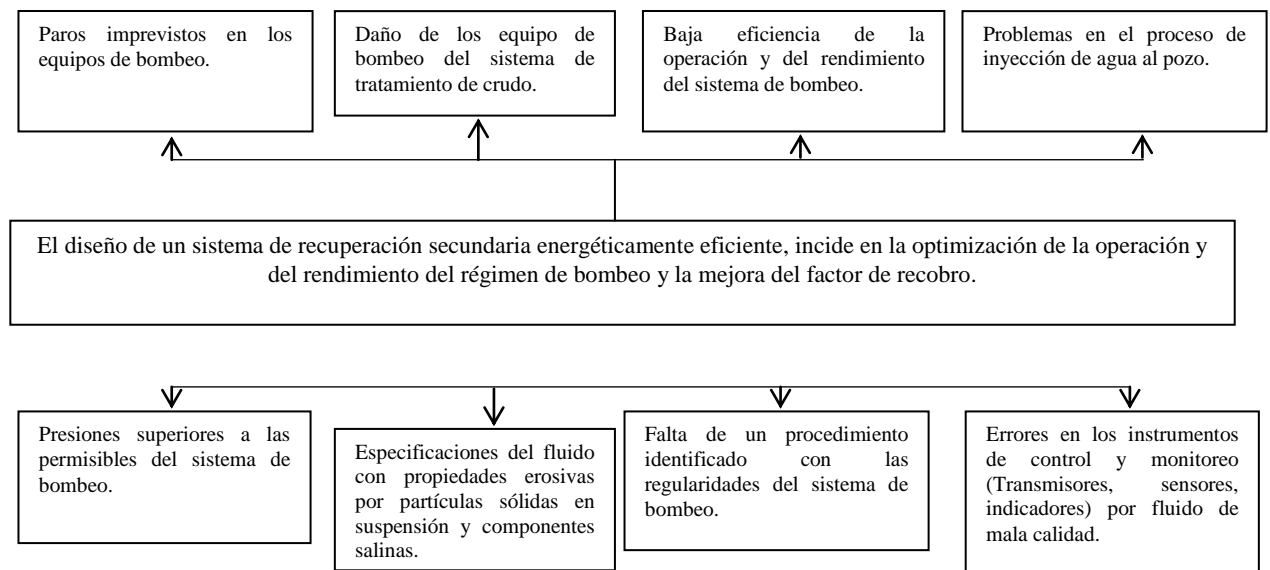


Figura 2.2. Matriz causa – efecto: árbol de problemas relacionado al proceso.

Causa de prioridad: Falta de un procedimiento identificado con las regularidades del sistema de transporte.

Efecto de prioridad: Baja Eficiencia de la operación y del rendimiento del sistema de bombeo.

2.3.1 Matriz de operacionalización de variables

El proceso de operacionalización se inicia con la definición de las variables en función de los factores estrictamente medibles a los que se les llama indicadores.

El proceso obliga a realizar una definición conceptual de las variables para romper el concepto difuso que ella engloba y así darle sentido concreto dentro de la investigación, en función de ello se procese a realizar la definición operacional de la misma para identificar los indicadores que permitirán realizar su medición de forma empírica y cuantitativa, al igual que cualitativamente llegado el caso (tabla 2.1 y 2.2).



Tabla 2.1. Variable Independiente: Consumo energético en el sistema de inyección de agua para la recuperación secundaria.

Concepto	Categoría	Indicadores	Item	Técnicas	Instrumentos
Se refiere la energía consumida durante el proceso de inyección de agua para la extracción del hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento.	Pruebas de producción	Presión de entrada a la bomba BES	Pa	Medición	Sensor de fondo de pozos
		Caudal de producción petróleo / agua / gas del pozo	m ³ / s	Medición	Medidor de Flujo
		Porcentaje de agua en el fluido proveniente del yacimiento	%	Medición	Analizador de BSW
		Presiones de Yacimiento	Pa	Software modelación y simulación	Base de datos, monitoreo en línea de pozos
	Declinación de Campo	Producción acumulada	%	Calculo	Ecuaciones de Yacimientos petroleros de Darcy, flujo multifásico



Tabla 2.2. Variable Dependiente: Eficiencia en el proceso de inyección.

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
Es la determinación de la cantidad de energía que consume el sistema vs la cantidad de energía que entrega	Eficiencia energética portador energético	IE agua potable	$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$	Cálculos	Ecuaciones
		IE agua subterránea	$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$	Cálculos	Ecuaciones
		Variación del IE	%	Cálculos	Ecuaciones
		Ahorro económico	USD	Cálculos	Ecuaciones
		Análisis hidrológicos del pozo de agua	m^3	Mediciones	Registro de extracciones de agua en base de datos
	Modelo de Confiabilidad	Confiabilidad del Volumen	%	Cálculos	Ecuaciones
		Procesamiento de datos	Algoritmo	Software	Base de datos
		Análisis de Resultados	Simulación	Software	Tablas

2.4 Características del sistema de bombeo

A partir de la toma de datos, es posible la confección de las curvas características para el sistema de bombeo para inyección, la energía suministrada por la bomba, la potencia y el rendimiento, conociéndose si el sistema trabaja con eficiencia. Estos datos servirán para determinar, mediante determinadas relaciones, cuales son las soluciones de sistema de bombeo energéticamente eficiente.



2.4.1 Datos de catálogo del fabricante de la bomba

En el sistema se cuenta con cuatro bombas, instaladas en paralelo con la finalidad de lograr la inyección del agua de formación al yacimiento. En la disposición actual operan dos bombas en paralelo y una se mantiene de reserva; en la menor parte del tiempo se opera la bomba grande que proporciona el caudal y presión nominal necesaria del sistema; la cuarta bomba es de reserva acciona por un motor de combustión interna. En las tablas 2.3, 2.4, 2.5 2.6, se muestran las características técnicas de dichas bombas.

Tabla 2.3. Datos de la bomba de reinyección pad-f split case p-15043.

Fuente: Operaciones Petroamazonas Edén Yuturi Bloque 12

BOMBA P-15043F		MOTOR MEP-15043	
PURCHASERS ITEM №:	P-15043F	PURCHASERS ITEM №:	MEP-15043
ACTIVO FIJO:	CAF0141258	ACTIVO FIJO:	CAF0141257
MARCA:	SULZER	MARCA:	SIEMENS
SERIAL:	357137	SERIAL:	1161558-010-1
SIZE & TYPE:	4X6X10B	HP:	1000
MSD:	12 STG	AMP:	120
FLOW:	730 [GPM]	DUTI:	CONT.
HEAD:	4200 [FT]	TYPE:	QAZ
RPM:	3560	RPM:	3560
SP GR:	0.97	FRAME:	5810S
TEMP:	180 [°F]	VOLTS:	4160
HYDRO TEST:	4500 [PSI]	HZ:	60
DISCH FLG:	4" CLASS:1500 ANSI:RF	PHASE:	3
SUCT FLG:	6" CLASS: 900 ANSI:RF	KVA CLASE:	G
MFR TYPE:	BB1 API CODE: BSTFO	DATE OF FMG:	02/08
API PIPING PLANS:	11		

Tabla 2.4. Datos de la bomba de reinyección Pad-f split case p-15040.

Fuente: Operaciones Petroamazonas Edén Yuturi Bloque 12

MODELO	PZG	DATE MFG	4/13	SERIAL NO.	Q021541
				C/CASE OIL CAP. GAL	60
SERVICE	RATA MAX INPUT BHP	RATA MAX INPUT RPM	RATA MAX PUMP RPM	DISCHARGER MAX PSI W.P OF FLUID CYL	
CONTINUOUS	550	670	145	4048	
DISPLACEMENT & PRESSURE AT RATED RPM, SEE O-M MANUAL FOR ADDITIONAL SPECIFICATIONS					
SIZE	7	6.5	6	5.5	5
GPM	507	437	373	313	259
PSI	1673	1940	2277	2710	3279



Tabla 2.5. Datos de las bombas de reinyección HP'S P-15041 y P-15042.
Fuente: Operaciones Petroamazonas Edén Yuturi Bloque 12

TYPE	RGZESD	DUTY	CONT.	3PH
HP	250	CLASS INSUL.	F	S.F. 115
KW	186.5	S.F. AMPS	307.0	
FRAME	449 TS	AMB TEMP	40 C	
VOLTS	480	TEMP. RISE	CLASE B	
AMPS	267	NEMA DESING	B	
R.P.M.	3570 Hz: 60	KVA CODE	G	
NEMA NOM EFF	95.40%	PART No	1LAD4M25E42	
SH. END BRG	809C0LUP3	SERIAL No	M0770615TE	
OPP. END BRG	809C0LUP3			

SERIAL NO.	29N8K03758		
TYPE	66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	HSG	120PLOY
SHAFT SIZE	0.875 INC	SERIES	538/540
PART NO.	100077513	STAGES	108HS100H
CAAF		MAX HSG PRESSURE	
MFG CODE			

Tabla 2.6. Datos de la bomba BOOSTER P-15251 y P-15252.
Fuente: Operaciones Petroamazonas Edén Yuturi Bloque 12

DATOS DE PLACA DE LAS BOMBAS BOOSTER EPF					
TAC	HP	GPM	BWPD	PSIG	
P-15251/15252	250	291	10000	650 MAX	REC-SEC

El análisis adecuado y minucioso de la operación de estos equipos posibilitará llegar a la conclusión de cual de la combinación de operación es la más eficiente.

2.5 Metodología para estimar las pérdidas de presión en el pozo

Los hidrocarburos que ocupan los poros de la roca almacén en un yacimiento, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad en que se encuentra la zona productora. El yacimiento es uno de los componentes más importantes del sistema integral de producción. En el yacimiento la pérdida de presión se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total (Beggs, 1991). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($P_{ws} - P_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión en el medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

El análisis del flujo de fluidos del yacimiento al pozo o comportamiento de afluencia se basa en dos procedimientos: el índice de productividad y la ecuación de Darcy. El comportamiento de afluencia representa la capacidad del yacimiento para aportar fluidos a un pozo, es decir, indica la respuesta del yacimiento a un abatimiento de presión en el pozo productor. Conociendo el comportamiento de afluencia se tendrá una



idea más precisa de la capacidad de producción de los pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluvente de éste.

Para yacimientos de aceite bajo saturados, es decir, aquellos yacimientos cuya presión este por cima de la presión de saturación (P_b) y solo está presente la fase líquida, la formulación del índice de productividad (IP) para la modelación del comportamiento de afluencia muestra buenos resultados.

$$IP = \frac{Q_0}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

Donde: IP: Índice de productividad; [bls/día·lbf/in²]. Q_0 : Flujo volumétrico de aceite; [bls/día]. P_{ws} : Presión de fondo estática, presión promedio del yacimiento; [lbf/in²]. P_{wf} : Presión de fondo fluyendo [lbf/in²].

Para yacimientos de aceites saturados, cuando la P_{wf} es menor que la presión de saturación P_b , existe flujo de dos fases en el yacimiento, en este caso, la ecuación (2.1) ya no se cumple. El índice de productividad se convierte en relación de comportamiento de afluencia (IPR) y se define como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida como:

$$IPR = \frac{dQ_0}{dP_{wf}} \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

La siguiente expresión para predecir el comportamiento de afluencia para pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales (Golan y Whitson, 1996), solo es aplicable para eficiencias de flujo (EF) igual a 1.

$$\frac{Q_0}{Q_{0MÁX}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

Dónde: $Q_{0MÁX}$: Flujo volumétrico máximo de aceite que puede aportar el pozo, o potencial del pozo; [bls/día].

Standing (1971) presentó una familia de curvas, en adición a las de Vogel para diferentes valores de EF (Garaicochea *et al.*, 1991). Standing define a la EF como:



$$EF = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

Dónde: ΔP_s ; representa la caída de presión por daño a la formación; [lbf/in²].

La ecuación de Standing para la determinación de la curva de comportamiento de afluencia queda de la siguiente forma:

$$\frac{Q_0}{Q_{0MÁX}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

Donde:

$$P'_{wf} = P_{ws} - (P_{ws} - P'_{wf}) \cdot EF \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

Del método de Standing es factible obtener: El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados. El gasto para cualquier P_{wf} y diferentes valores de EF. La curva de IPR para pozos dañados, estimulados o sin daño.

2.6 Metodología del flujo de agua de formación en tuberías

El flujo en un pozo productor puede ser monofásico o multifásico, en la gran mayoría de los pozos el flujo es multifásico, con al menos dos fases (gas y líquido) presentes. Pocos pozos productores y casi todos los pozos inyectores experimentan flujo de una sola fase (Economides y Hill, 1994).

El flujo monofásico puede ser caracterizado como laminar o turbulento, dependiendo del valor de un grupo adimensional, el número de Reynolds, que es la relación de las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas de un fluido en movimiento. Para flujo monofásico newtoniano en un conducto circular, el número de Reynolds está dado por:

$$Re = \frac{D \cdot v \cdot \rho}{\mu} \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

Dónde: μ : Viscosidad dinámica del fluido; (Pa·s). D : Diámetro de la tubería; (m). v : Velocidad del fluido; (m/s). ρ : Densidad del fluido; (kg/m³).

La diferencia fundamental entre flujo monofásico y multifásico consiste en la existencia de diferentes distribuciones geométricas de las fases que ocupan el área transversal de la tubería en el flujo multifásico, esta distribución geométrica se conoce como patrones o regímenes de flujo.



Debido a la diferencia entre las propiedades y las velocidades de desplazamiento de las fases, existen patrones de flujo distintos. Para flujo vertical existen cuatro patrones de flujo: flujo burbuja, flujo bache, flujo anular-bache y flujo anular. Para ello se define el colgamiento a la fracción del volumen de la tubería ocupada por la fase líquida.

$$H_L = \frac{V_L}{V} \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

Donde: H_L : Colgamiento de líquido. V_L : Volumen de la tubería ocupado por la fase líquida; $[m^3]$.

V : Volumen total de la tubería $[m^3]$.

La velocidad superficial de una fase a la cual circularía dicha fase si fluyera sola por la tubería.

$$v_{sL} = \frac{Q_L}{A}; v_{sG} = \frac{Q_G}{A} \quad \text{Ecuación (2.7)}$$

Dónde: v_{sL} ; v_{sG} : Velocidad superficial de la fase líquida y gaseosa respectivamente $[m/s]$. Q_L ; Q_G Gasto de líquido y gas respectivamente $[m^3/s]$. A : Área transversal de la tubería $[m^2]$.

Se define la velocidad real de una fase como la velocidad a la cual circula dicha fase si fluye simultáneamente con las otras fases a través de la tubería.

$$v_L = \frac{v_{sL}}{H_L}; v_G = \frac{v_{sG}}{1 - H_L} \quad \text{Ecuación (2.8)}$$

La velocidad de la mezcla bifásica, se define como la suma de las velocidades reales de las fases.

$$v_m = v_L + v_G \quad \text{Ecuación (2.9)}$$

Debido a que el gas tiene una menor densidad que el líquido, puede desplazarse con mayor velocidad, por lo cual, ha sido desarrollada la relación de velocidades de las fases llamada deslizamiento, la cual se muestra a continuación.

$$S = \frac{v_G}{v_L} \quad \text{Ecuación (2.10)}$$



La existencia de un determinado patrón de flujo en un sistema bifásico depende de: los flujos de cada fase, variables geométricas como el diámetro y el ángulo de inclinación de la tubería y de las propiedades físicas de las fases como la densidad y la viscosidad.

En la verificación del sistema de flujo es necesario comprobar si las bombas entregan valores de presión, acorde a los elementos mecánicos que integran el sistema actual diseñado. Para ello es necesario realizar el cálculo hidráulico del sistema, en el que se tendrá en cuenta la velocidad, las pérdidas, la variación de la altura estática, entre otros aspectos. Para tubería de sección circular que estén completamente llenas, el total de las pérdidas de cargas (H_{sit}), puede calcularse según DARCY-WEISBACH como sigue:

$$H_{sit} = \Sigma h_{loc} + H_{roz} + H_{geo} \quad \text{Ecuación (2.11)}$$

Donde: Σh_{loc} : sumatoria de las pérdidas locales por accesorios; (m). H_{roz} : pérdidas por rozamiento; (m). H_{geo} : variación de la altura estática (nivel del líquido a la salida de la bomba y entrada al tanque); (m).

Las pérdidas de presión por fricción a lo largo de una tubería de longitud L, en flujo multifásico está dado por:

$$\frac{\Delta P}{L} = \lambda_{tp} \cdot \frac{\rho_{ns} \cdot v_m^2}{2 \cdot D} \quad \text{Ecuación (2.12)}$$

$$\lambda_{tp} = \lambda_{ns} \cdot m_{tp} \quad \text{Ecuación (2.13)}$$

Donde: $\frac{\Delta P}{L}$: Pérdida de presión por fricción; [Pa/m]. λ_{tp} : Coeficiente de fricción de dos fases; [adim.]. D : Diámetro interior de la tubería; [m]. ρ_{ns} : Densidad de la mezcla [kg/m³]. v_m : Velocidad de la mezcla bifásica en el interior de la tubería; [m/s]. λ_{ns} : Factor de fricción de mezcla bifásica sin deslizamiento; [adim.]. m_{tp} : Multiplicador empírico de deslizamiento entre fases; [adim.].

La mayoría de las correlaciones empleadas para determinar la pérdida de presión en flujo bifásico calculan el multiplicador empírico de deslizamiento entre fases m_{tp} como una función del colgamiento de líquido H_L (BP Exploration, 1998).



Como primera aproximación para determinar el factor de fricción de Darcy – Weisbach puede utilizarse la ecuación de Swamee & Jaim (Wojs, 1993).

$$\lambda_{ns} = \frac{1,325}{\left[\ln \left(\frac{k}{3,7 \cdot D} + \frac{5,74}{\text{Re}^{0,9}} \right) \right]^2} \quad \text{Ecuación (2.14)}$$

Dónde: k : Coeficiente de rugosidad de la tubería; (m). Coeficiente de rugosidad de la tubería se puede encontrar en la tabla 2.7.

Tabla 2.7. Coeficientes de rugosidad aproximados de las tuberías.
Fuente: Streeter *et al.* (2000).

Características de las tuberías	k, mm
Acero	0,045 a 0,5
Fundición	0,26 a 1,0
Metal, muy vieja con incrustaciones	1,0 a 3,0

Las pérdidas de presión por elevación a lo largo de una tubería de longitud L, en flujo multifásico se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{g \cdot \Delta z}{L} \cdot [\rho_L \cdot H_L + \rho_G \cdot (1 - H_L)] \quad \text{Ecuación (2.15)}$$

Para el cálculo de las pérdidas locales donde se tienen en cuenta los accesorios con que cuenta la instalación, se emplea la fórmula siguiente:

$$h_{loc} = \xi \cdot \frac{v_m^2}{2 \cdot g} \quad \text{Ecuación (2.16)}$$

Donde: ξ : Coeficiente de resistencia local; [adim.].

En la tabla 2.8 se muestran diferentes valores según el accesorio.

Tabla 2.8. Valores de los coeficientes de resistencias locales
Fuente: Streeter *et al.* (2000).

Accesorio	ξ
Codo de 90°	0,9
Codo de 45°	0,24
Coeficiente a la entrada	0,78
Coeficiente a la salida	1



2.7 Determinación de parámetros de bombeo y costos

Para un sistema de flujo, es importante considerar la configuración del sistema de impulsión, la longitud y diámetro de la tubería con el costo del material, relacionados estos factores con la velocidad del fluido y sus propiedades físicas. El análisis de los costos de operación del sistema de transporte bajo los factores antes mencionados, conduce a la determinación de los parámetros racionales de operación, ya sea, la velocidad racional, el diámetro económico de la tubería.

Son característicos en la formulación del problema de racionalización del transporte de fluidos, el costo atribuible a las tuberías (costos fijos) y el costo energético en cuanto a costos de explotación (costos variables). El costo de bombeo en que se incurre al transportar el fluido se expresa mediante la siguiente ecuación (Laurencio 2012):

$$C_{bom} = \frac{t_{el} \cdot t_t}{\eta_m \cdot \eta_b \cdot L} \cdot N_h \cdot 10^{-3} \quad \text{Ecuación (2.17)}$$

Donde: C_{bom} : Costo de bombeo de la instalación; (\$/m·año). N_h : Potencia hidráulica; (W).

t_{el} : Tarifa eléctrica; (\$/ kW·h). t_t : Tiempo de trabajo del equipo; (h/año). η_b : Rendimiento de la bomba; (adim). η_m : Rendimiento del motor eléctrico; (adim).

Para cualquier fluido, la potencia hidráulica necesaria para su transporte por una tubería será:

$$N_h = Q \cdot H_{red} \cdot \rho_m \cdot g \quad \text{Ecuación (2.18)}$$

Así el rendimiento de la bomba (η_b), se determina por la expresión:

$$\eta_{Bomba} = \frac{N_{bomba}}{N_{motor}} \quad \text{Ecuación (2.19)}$$



2.7.1 Funcionamiento de las bombas centrífugas

El órgano principal de trabajo de la bomba es una rueda de paletas que, girando a altas velocidades, comunica el líquido que llega a la bomba a una presión elevada y lo empuja con una velocidad aumentada a la cámara espiral. Entre las paletas de la rueda y el flujo existe una interacción de fuerza, debido a la cual la energía del mando se transforma en la del flujo. La cámara espiral tiene la forma de caracol y está destinada para captar el líquido que sale del rodete y transformar parcialmente su energía cinética en la de presión. El líquido se aproxima al rodete a lo largo de su eje de rotación, a continuación se dirige al espacio entre los álabes y después de pasarlos sale por la hendidura entre los discos del rodete (Ramos, 1989).

Las bombas centrífugas constituyen el 80 % de la producción mundial en comparación a la fabricación de bombas de desplazamiento positivo, pues son más adecuadas para manejar una cantidad mayor de líquido. En el Ecuador, todas las industrias poseen al menos una bomba centrífuga.

La asociación o acoplamiento de las bombas centrífugas puede llevarse a cabo de dos formas:

En paralelo: Cuando todas las impulsiones de las bombas desembocan en el mismo colector. En este caso la altura manométrica de elevación es la misma y el caudal la suma de los caudales de cada bomba (Figura 2.3).

En serie: La impulsión de una bomba constituye la aspiración de la siguiente. Todas las bombas bombean el mismo caudal, en tanto que la altura manométrica final es la suma de todas las alturas (Figura 2.4).

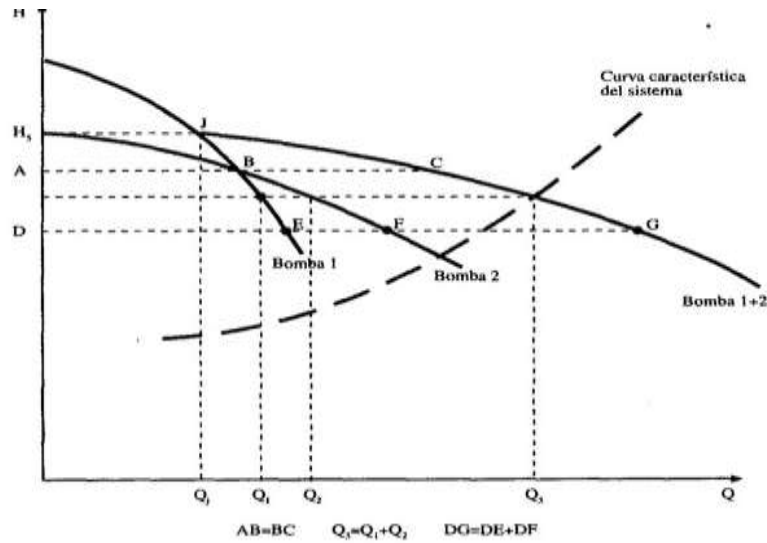


Figura 2.3. Esquema de 2 bombas en paralelo.
Fuente: Ramos, (1989).

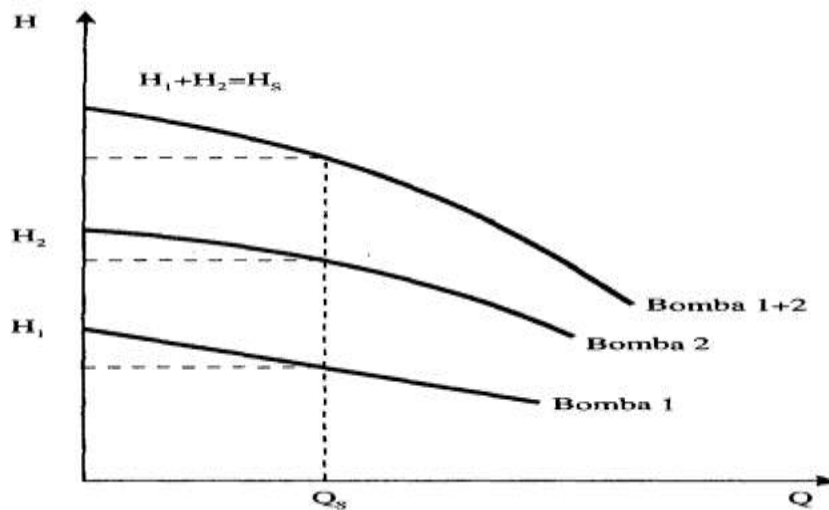


Figura 2.4. Esquema de 2 bombas en serie.
Fuente: Ramos, (1989).

Para garantizar que la evaluación de la bomba sea adecuada y que las medidas de ahorro de energía sean aplicables, es necesario obtener información general de la operación de la bomba y su conexión.

En la mayoría de los casos se procede a la utilización de estos acoplamientos por los beneficios que aporta desde el punto de vista de economía y disponibilidad; en el caso real se ha demostrado que estos sistemas son solo una solución ante la carencia de un equipo que aporte el parámetros nominal de presión y flujo por si solo.



2.8 Descripción de los instrumentos y equipos empleados

Durante el desarrollo de la investigación se realizaron las mediciones de los parámetros necesarios para la caracterización de agua, tanto la de formación como la del pozo. Los parámetros medidos, así como los instrumentos de medición y sus respectivas características técnicas se exponen en la tabla 2.9.

Tabla 2.9. Equipos utilizados en los ensayos físico-químicos de la investigación.

Fuente: Laboratorio Edén Yuturi Operaciones Campo

EQUIPO	MARCA	MODELO	DESCRIPCIÓN	FOTOGRAFÍA
Espectrofotómetro	Hach	DR1900	Se utiliza para determinar contenido de hierros, sulfatos, residual de fosfonatos	
pHmetro / Conductímetro	Orion	Star A 325	Se utiliza para medir el pH y conductividad del agua	

<p>Titulador</p>	<p>Hach</p>	<p>16900</p>	<p>Se utiliza para determinar salinidad, dureza total y cálcica, alcalinidad, contenido de CO₂ en agua</p>	
<p>Variador de velocidad</p>	<p>schlumberger</p>	<p>480 V</p>	<p>Monitoreo de parámetros eléctricos de los equipos de bombeo</p>	

En la tabla 2.9 se muestran los instrumentos utilizados para tomar las mediciones de las variables que constituyen objeto de estudio en este trabajo con sus respectivas características técnicas y aplicación.

2.8.1 Sistema de adquisición de datos del proceso de inyección

La instalación está dotada de equipos y accesorios que permiten mayor calidad en el registro y control de las variables y su procesamiento posterior, mediante el programa de adquisición de datos Intouch 9.0 (figura 2.5).

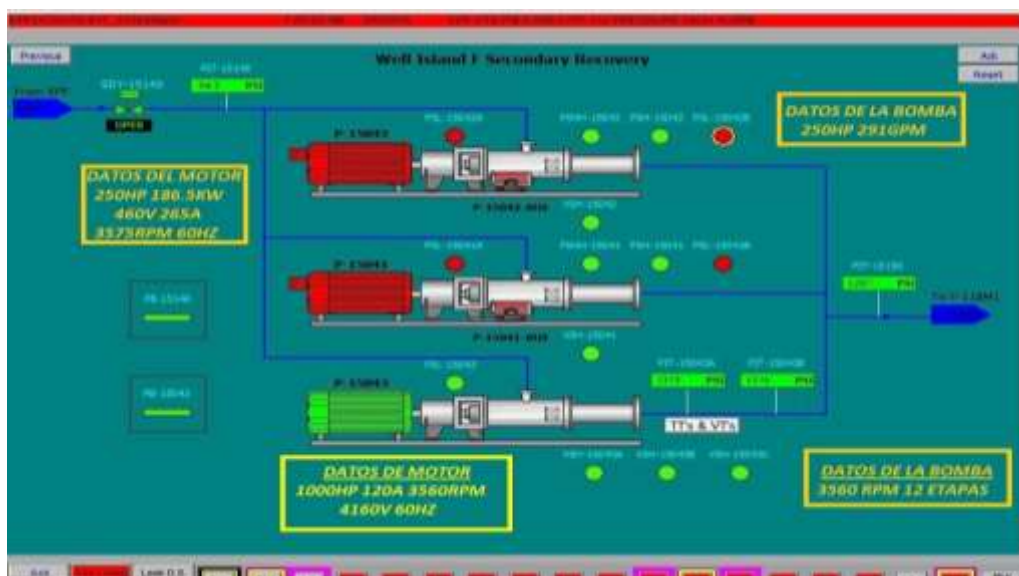


Figura 2.5. Sistema de adquisición de datos.
Fuente: Sistema Scada Operaciones Edén Yuturi

Este sistema posibilita visualizar y almacenar la información pertinente del proceso de inyección, lo que viabiliza la toma de decisiones en el proceso y así poder aplicar criterios adecuados de eficiencia.

2.9 Herramienta de Pareto como tecnología de gestión energética

El Análisis de Pareto es una comparación cuantitativa y ordenada de elementos o factores según su contribución a un determinado efecto. El objetivo de esta comparación es clasificar dichos elementos o factores en dos categorías: Las "Pocas Vitales" (los elementos muy importantes en su contribución) y los "Muchos Triviales" (los elementos poco importantes en ella).

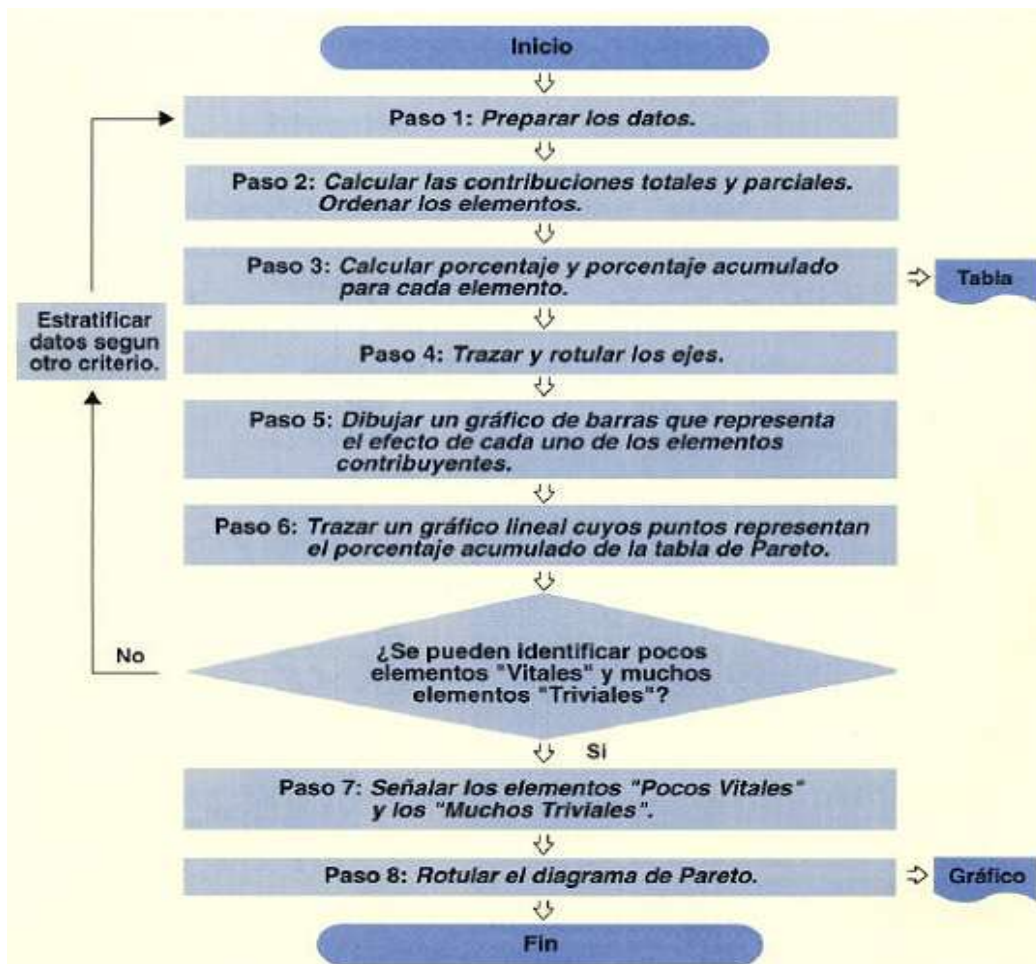


Figura 2.6. Diagrama para la aplicación del análisis de Pareto.

Fuente: Pareto

Para la construcción de un Diagrama de Pareto son necesarios:

- a) Un efecto cuantificado y medible sobre el que se quiere priorizar (Costes, tiempo).



b) Una lista completa de elementos o factores que contribuyen a dicho efecto.

Es importante identificar todos los posibles elementos de contribución al efecto antes de empezar la recogida de datos. Esta condición evitará que, al final del análisis, la categoría "Varios" resulte ser una de las incluidas en los "Pocos Vitales".

c) La magnitud de la contribución de cada elemento o factor al efecto total.

Estos datos, bien existan o bien haya que recogerlos, deberán ser:

-Objetivos: basados en hechos, no en opiniones.

-Consistentes: debe utilizarse la misma medida para todos los elementos contribuyentes y los mismos supuestos y cálculos a lo largo del estudio, ya que el Análisis de Pareto es un análisis de comparación.

-Representativos: deben reflejar toda la variedad de hechos que se producen en la realidad.

-Verosímiles: evitar cálculos o suposiciones controvertidas, ya que buscamos un soporte para la toma de decisiones, si no se cree en los datos, no apoyarán las decisiones.

El objetivo del Análisis de Pareto es utilizar los hechos para identificar la máxima concentración de potencial del efecto en estudio (Magnitud del problema, costes, tiempo, etc) en el número mínimo de elementos que a él contribuyen. Con este análisis buscamos enfocar nuestro esfuerzo en las contribuciones más importantes, con objeto de optimizar el beneficio obtenido del mismo.

2.10 Conclusiones del capítulo

- Se establecieron los procedimientos de cálculo para efectuar el diagnóstico de la red de inyección de agua de formación.
- Las ecuaciones desarrolladas caracterizan el comportamiento de los parámetros de bombeo de la red instalada, en función del consumo energético en la instalación.
- El sistema de medición en la línea de distribución es insuficiente, debido a que no se cuenta con la instrumentación adecuada, por lo cual no se puede obtener la cantidad de información que se requiere para su estudio.



CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

3.1 Introducción

A través de la elaboración del diagnóstico que describe el comportamiento de los consumos energéticos en el proceso de inyección mediante al análisis de gráficos especializados y esquema permitirán el control para uso racional de la energía; de este modo determinar el consumo mínimo necesario de energía para lograr resultados satisfactorios aplicando técnicas de gestión total de la eficiencia energética.

En este capítulo se plantea como objetivo realizar la valoración crítica de los resultados que relaciona la efectividad del proceso de inyección de agua de formación a los pozos.

3.2 Características del agua de formación utilizada en el proceso de inyección

El agua de formación se produce junto con el petróleo y el gas. Los yacimientos de petróleo y gas tienen capas con agua natural (agua formada) que se ubica debajo de los hidrocarburos. Los yacimientos petrolíferos contienen generalmente grandes cantidades de agua, al contrario que los yacimientos de gas. Para lograr una máxima recuperación de petróleo en los pozos, se inyecta agua adicional dentro del pozo, que obliga al petróleo a salir a la superficie. Estas dos aguas, la producida y la inyectada, acaban saliendo a la superficie junto con el petróleo y, a medida que el pozo de petróleo se empobrece, la proporción de agua producida con el petróleo aumenta; dándose lugar al análisis técnico económico de hasta cuando es factible la operatividad del pozo.

Históricamente, el agua producida se depositaba en grandes pozas de evaporación, algo inaceptable para el ambiente y para las poblaciones circundantes. El agua producida se considera en la actualidad un residuo industrial y, a los productores de gas metano de carbón (GMC), se les exige que reutilicen este residuo, ya que esta agua puede contener metales, materiales radiactivos, como el radio 226 o el radio 228, y compuestos orgánicos.

La solución empleada en Petroamazonas EP es reutilizar esta agua en la inyección directa (inyectar el agua de nuevo dentro del pozo), ya que, según la Environmental



Protection Agency (EPA), las aguas tienen que tratarse antes de verterlas de nuevo al medio. El proyecto piloto de inyección utiliza el agua que previamente es tratada en la planta del EPF (primer sistema de tratamiento), la misma que luego de su tratamiento presenta las siguientes características físico-químicas, mostradas en la tabla 3.1 (ver certificación en anexo 1):

Tabla 3.1. Análisis físico químico del agua de formación Edén Yuturi.
Fuente: Laboratorio De Operaciones Planta de Procesos Eden Yuturi

Componente	Unidad	valor
Sodio	mg/l	4,98
Magnesio	mg/l	40,8
calcio	mg/l	224
Bario	mg/l	2
Hierro	mg/l	3,15
Cloruros	mg/l	6,7
Sulfato	mg/l	180
Bicarbonatos	mg/l HCO ₃	1,39
Acidocarboxilicos	mg/l	1111
Sólidos disueltos	mg/l	14,5
Densidad	g/l	1,009
H ₂ S en agua	mg/l	0,014
Aceite en agua	ppm	49
Residual de inhibidor de escala	ppm	14
Oxígeno disuelto	ppb	20
Sup. pH	pH	6,13
Sólidos totales suspendido	ppm	31
Turbidez	NTU	26



BWPD	bls	355,04
------	-----	--------

El agua con estas características pasará por un segundo sistema de tratamiento diseñado exclusivamente para mejorar su calidad, la cual consiste entre otras cosas de un sistema de filtrado con cáscaras de nuez.

De los resultados se demuestra que el agua de la formación receptora de M1 (anexo 2) y de la planta tienen similares características físico-químicas, por lo cual no existirá problemas durante la inyección y cuando los fluidos se mezclen en fondo.

El tratamiento químico al que normalmente se someten las aguas de la formación en las facilidades de la Planta de Tratamiento del EPF (Campo Edén Yuturi), previo a la inyección, constaría de:

- Inhibidores de corrosión (evita la corrosión tanto de la línea de flujo como de la tubería).
- Inhibidores de incrustación (controla y evita precipitaciones y depósitos sólidos).
- Biosida (controla la proliferación de bacterias presentes en el agua de inyección).
- Clarificante (ayuda a separar el residual de crudo en el agua de inyección).

3.3 Efecto de la inyección de agua a la formación M1

El efecto del proceso de inyección se orienta en cumplir con la normativa actual vigente y estipulada en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), ART. 29.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas; evitando realizar descargas de agua de formación al medio ambiente, debido al constante incremento de producción de agua de formación en el Campo Edén Yuturi.

El pozo inyector Edén Yuturi-F118H es un pozo productor, cuyas reservas en su mayoría ya han sido drenadas ya que el pozo a la fecha está bordeando el límite económico de 50 bopd, lo que muestra la factibilidad de convertirlo en inyector de agua. Dentro del programa de conversión se prevé realización de registro de cementación y corrosión.

El Objetivo principal radica en mantener la presión interna dentro del pozo, mejorando el factor de recobro. Con el proyecto de inyección ésta caída de presión se frenaría y los pozos podrían continuar produciendo por lo menos hasta el año 2028, según se indica en la figura 3.1.

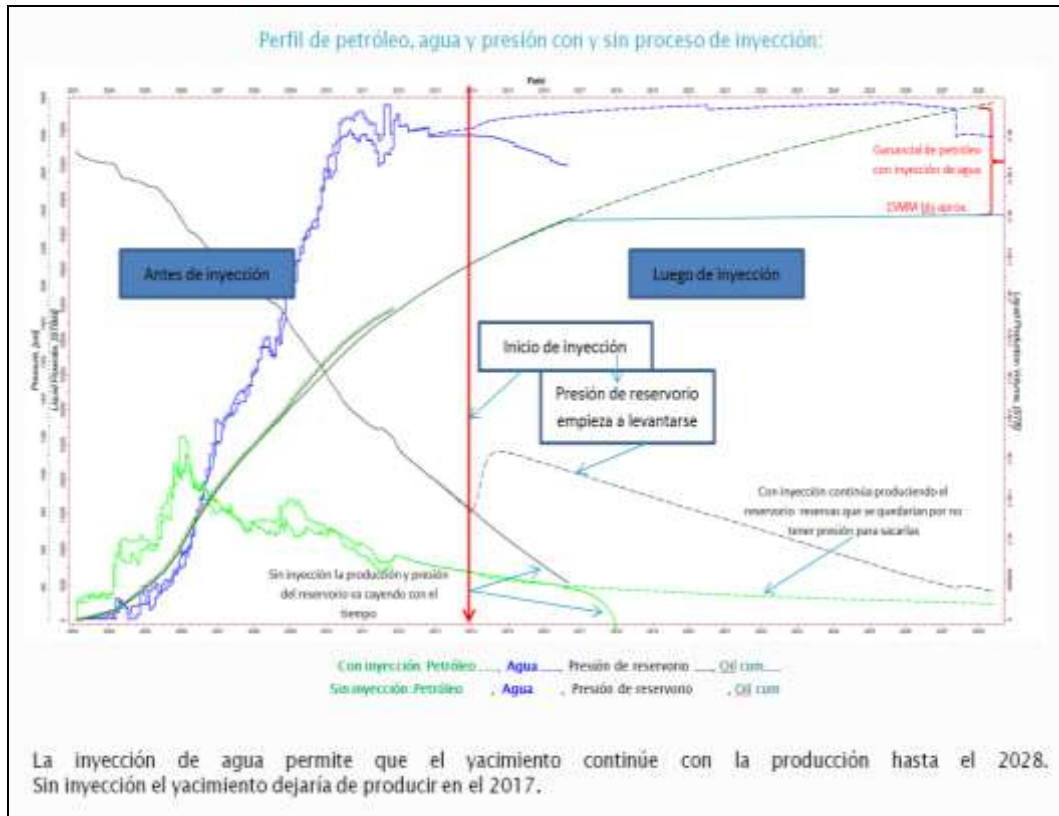


Figura 3.1. Efecto de la inyección de agua al yacimiento.
Fuente: Departamento de Reservorios Petroamazonas 2015

3.3.1 Caracterización de la zona de inyección

La zona de inyección (resaltada con un círculo azul en el gráfico) está ubicada hacia el noreste de la estructura y se encuentra a una profundidad aproximada de -5,860 pies como se indica en la figura 3.2.

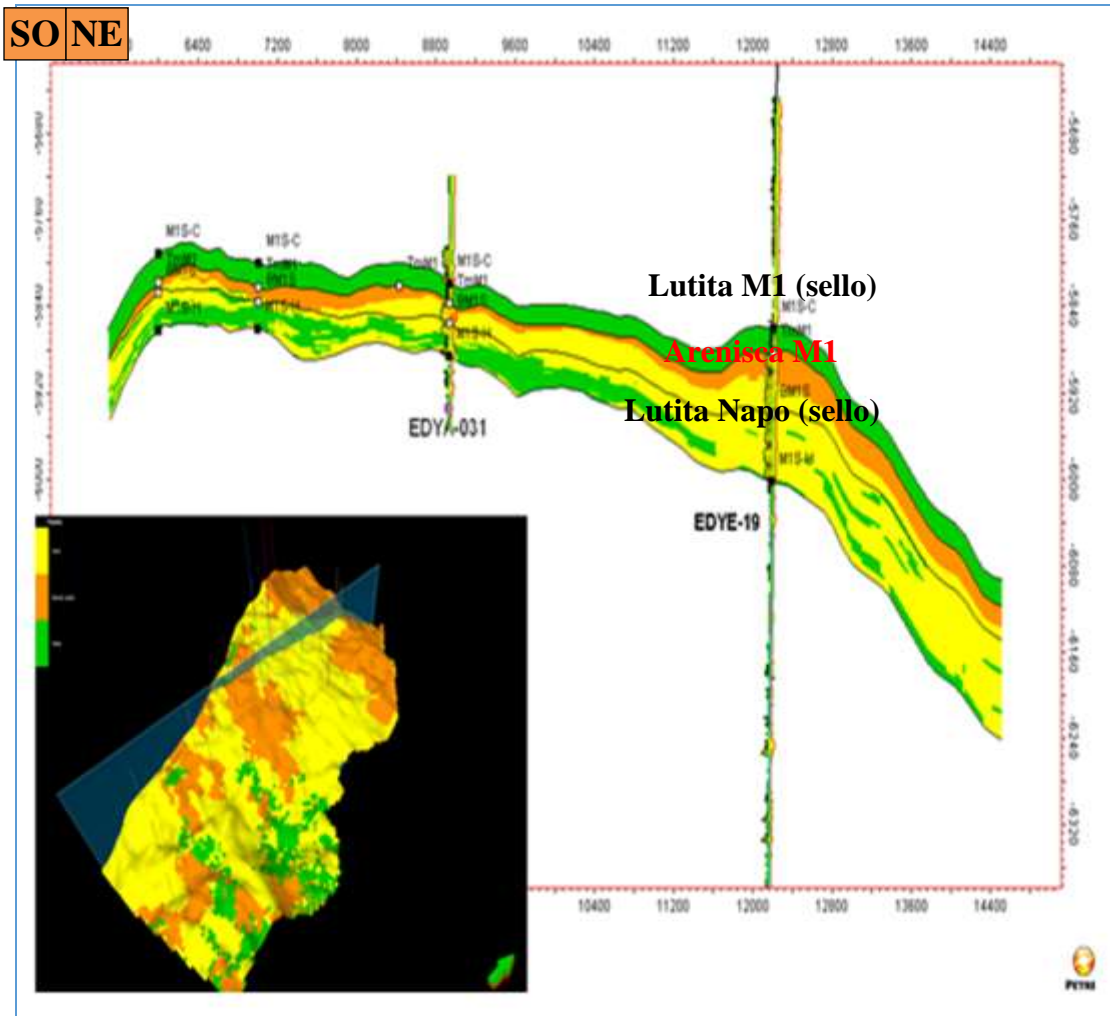


Figura 3.2. Sección estructural NE-SO entre los pozos EDYA-031 y EDYE-019.
Fuente: Geología Activo Edén-Yuturi (2014).

En la figura 3.2 se presenta una sección estructural con orientación SO-NE a través de los pozos EDYA-031 y EDYE-019. El principal objetivo de esta imagen es el de mostrar los cambios en espesor que tiene la Arenisca M1 (representada en color amarillo) en el Campo Edén-Yuturi. Hacia el N-NE del campo se presentan los mayores espesores (>80 pies de arena neta) y este va disminuyendo hacia el SO llegando incluso a desaparecer en los sectores cercanos a la Falla Este.

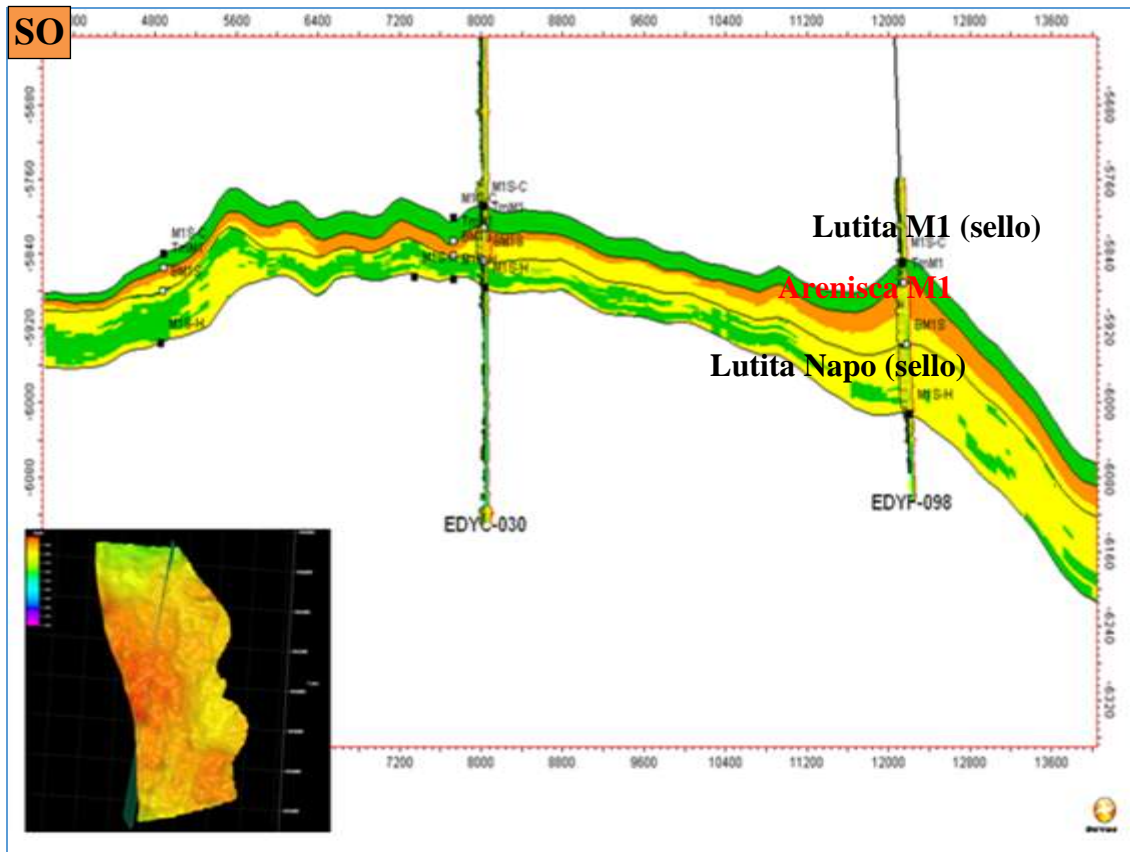


Figura 3.3. Sección estructural NE-SO entre los pozos EDYC-030 y EDYF-098.
Fuente: Geología Activo Edén-Yuturi (2014).

En la figura 3.3 se presenta una sección estructural con orientación SO-NE a través de los pozos EDYC-030 y EDYF-098. Al igual que en la figura 5, el principal objetivo de esta imagen es el de mostrar los cambios en espesor que tiene la Arenisca M1 (representada en color amarillo) en el Campo Edén-Yuturi. Hacia el N-NE del campo se presentan los mayores espesores (>80 pies de arena neta) y este va disminuyendo hacia el SO llegando incluso a desaparecer en los sectores cercanos a la Falla Este.

También es importante resaltar que la Arenisca M1 constituye una unidad de flujo aislada del resto de reservorios y acuíferos por potentes capas de lutitas. Hacia el tope se encuentran las Lutitas M1 y hacia la base las lutitas de plataforma de la Formación Napo Medio. Estas lutitas conforman un sello geológico natural tanto al tope como a la base de la Arenisca M1 (anexo 2).

En el área de inyección está estimado el movimiento de fluidos. Este flujo es hacia la zona de menor presión localizada en el centro del campo, al suroeste del pozo inyector propuesto EDYF-118. Con la misma tendencia del mapa isópaco, se obtiene la



porosidad promedio luego de la interpretación petrofísica en cada uno de los pozos. Las curvas de nivel están graficadas cada 0,025 unidades de porosidad. En la zona de inyección, se estima una porosidad promedio de 24 %.

3.3.2 Estimación del volumen de inyección en proyecto piloto

El volumen de inyección en el reservorio M1 del pozo Edén Yuturi F-118H fue calculado considerando por un lado la metodología propuesta en el capítulo 2, utilizando una permeabilidad promedio de 2,000 md, con un espesor de 30 pies TVD, una presión de reservorio de 1,600 psi, una pwf de 1,200, de lo que se obtuvo un estimado de caudal de inyección de alrededor de 20,000 barriles de agua por día aproximadamente.

Este valor también está sustentado a su vez en la experiencia de reinyección en el reservorio M1 de Edén Yuturi pero al otro lado de la falla en el plataforma de reinyección (PAD B), donde el agua tratada de la planta de EPF es re inyectada en M1 en caudales similares. Los resultados calculados se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Resultados de las principales variables calculadas para el caudal de inyección.

Datos del Reservorio para cálculo del Agua máxima inyectada	Valor	Unidad
Permeabilidad (K promedio)	2000	mD
Coefficiente dinámico de viscosidad (μ)	0,001	Pa's
Factor volumétrico (B_{H_2O})	1	BY/BN
Radio del yacimiento (r_e)	1148	pies
Radio de pozo (r_w)	0,292	pies
Altura del yacimiento (H)	30	pies
Presión del reservorio (Pi)	1600	PSI
Presión de fondo fluyente (P_{wf})	1200	PSI
Caudal de inyección (Q_{iny})	20,498	BIPD



Cabe recalcar que este volumen de inyección fue medido y comprobado cuando durante las pruebas de inyectividad, realizadas una vez obtenidas las aprobaciones del Ministerio del Ambiente y la Secretaría de Hidrocarburos.

3.3.3 Análisis del comportamiento de inyección de agua del pozo EDYF-118WIW

Para el seguimiento de la inyección de agua en el pozo inyector EDYF-118WIW, se ha establecido en OFM un gráfico que muestra los caudales de inyección diaria (BAPD), la presión de cabeza (PSI) y el acumulado de agua de inyección (BLS), según se indica en la figura 3.4.

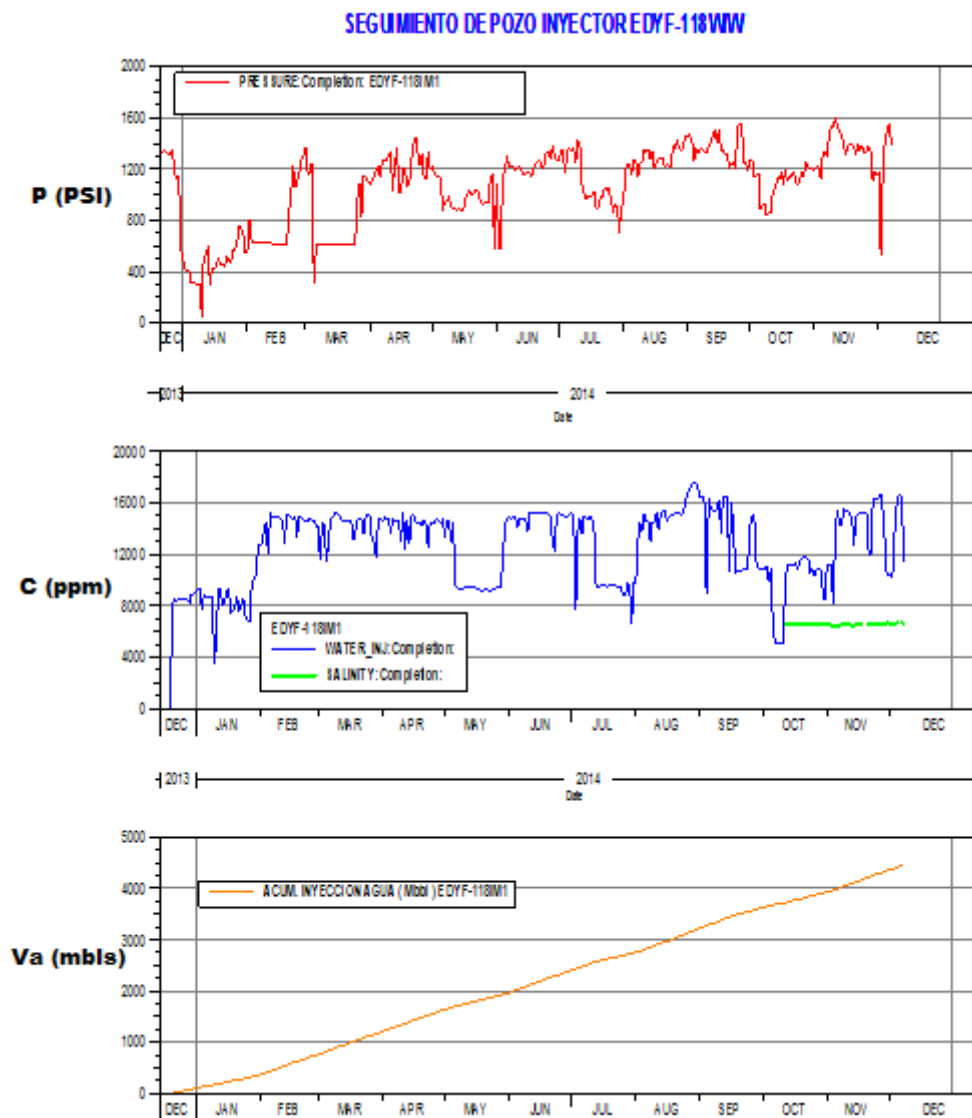


Figura 3.4. Seguimiento del pozo.
Fuente: Base de datos OFM, Operaciones Petroamazonas



Como se puede observar en el gráfico 3.4, los caudales de inyección de agua diaria en promedio se han mantenido cerca de 15 000 barriles de agua por día aproximadamente, sin embargo existen fechas en que la inyección de agua ha sido menor debido básicamente a problemas operacionales (fallas en las bombas de inyección). Hasta la fecha se ha inyectado 4 450 000 barriles de agua aproximadamente.

Asimismo como parte del seguimiento del proyecto de inyección de agua, se ha hecho uso del Hall Plot, herramienta que basada en los acumulados de agua y de presión de inyección, permite visualizar el correcto avance del agua a través de los estratos del reservorio:

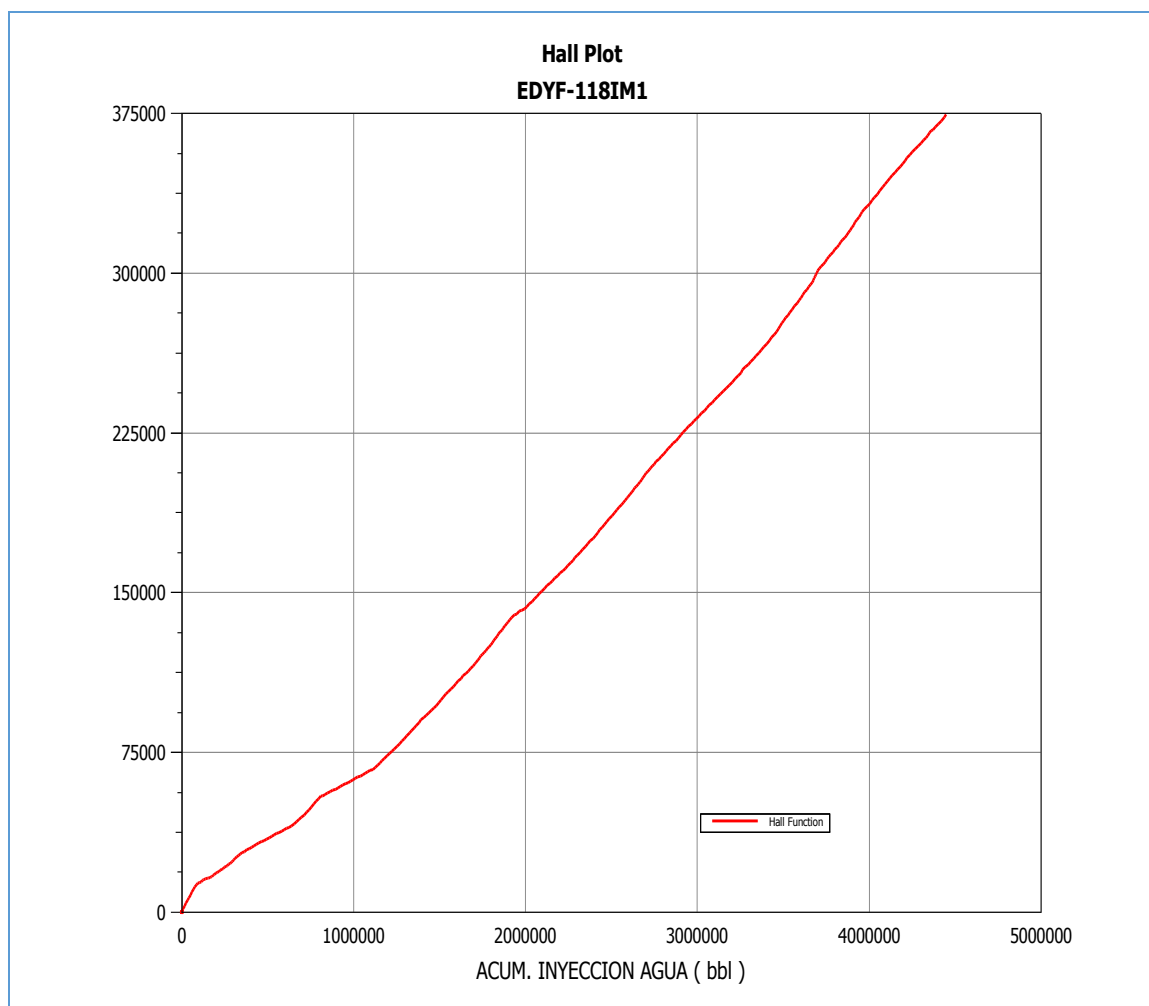


Figura 3.5. Comportamiento de la acumulación de agua.
Fuente: Base de datos OFM, Operaciones Petroamazonas

El Hall Plot puede indicar cualitativamente si existe daño, estimulación o si el agua se está dirigiendo fuera de la zona de interés, para lo cual se compara con el gráfico de curvas tipo de Hall Plot (figura 3.6):

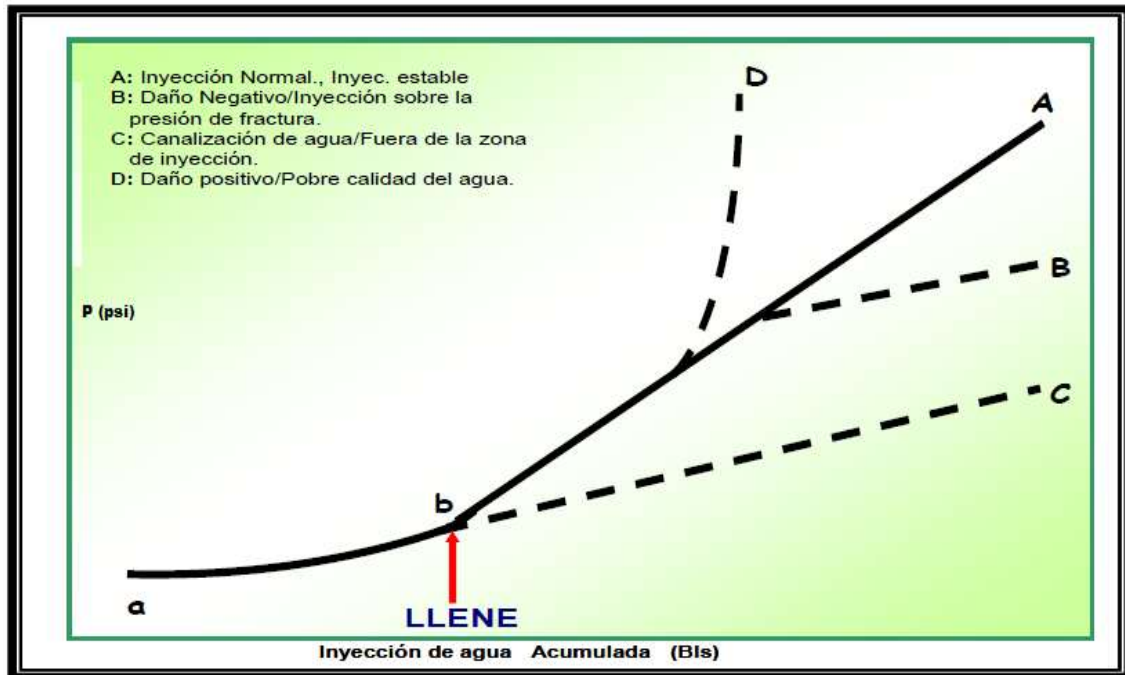


Figura 3.6. Hall Plot de pozo; tipo de inyección.
Fuente: París de Ferrer (2001).

Sección tal cual se observa entre el Hall Plot del pozo inyector y las curvas tipo, la inyección de agua en M1 cae dentro de la curva A, lo cual indica que hasta el momento la energía transmitida estaría con una inyección normal, no se ha fracturado la formación, no hay canalización fuera de la zona de inyección y no se encuentra taponado.

Por otro lado, para un correcto monitoreo de la eficiencia de la inyección de agua en un yacimiento, se puede hacer uso también del gráfico VRR o Voidage Replacement Ratio, cuya fórmula para un yacimiento en el que se inyecta agua y se produce agua + petróleo es:

Para el caso de inyección se ha utilizado únicamente el fluido de producción de los pozos de la zona de baja presión indicada anteriormente o donde se encuentran los pozos observadores, y de lo cual se tiene el siguiente gráfico VRR:

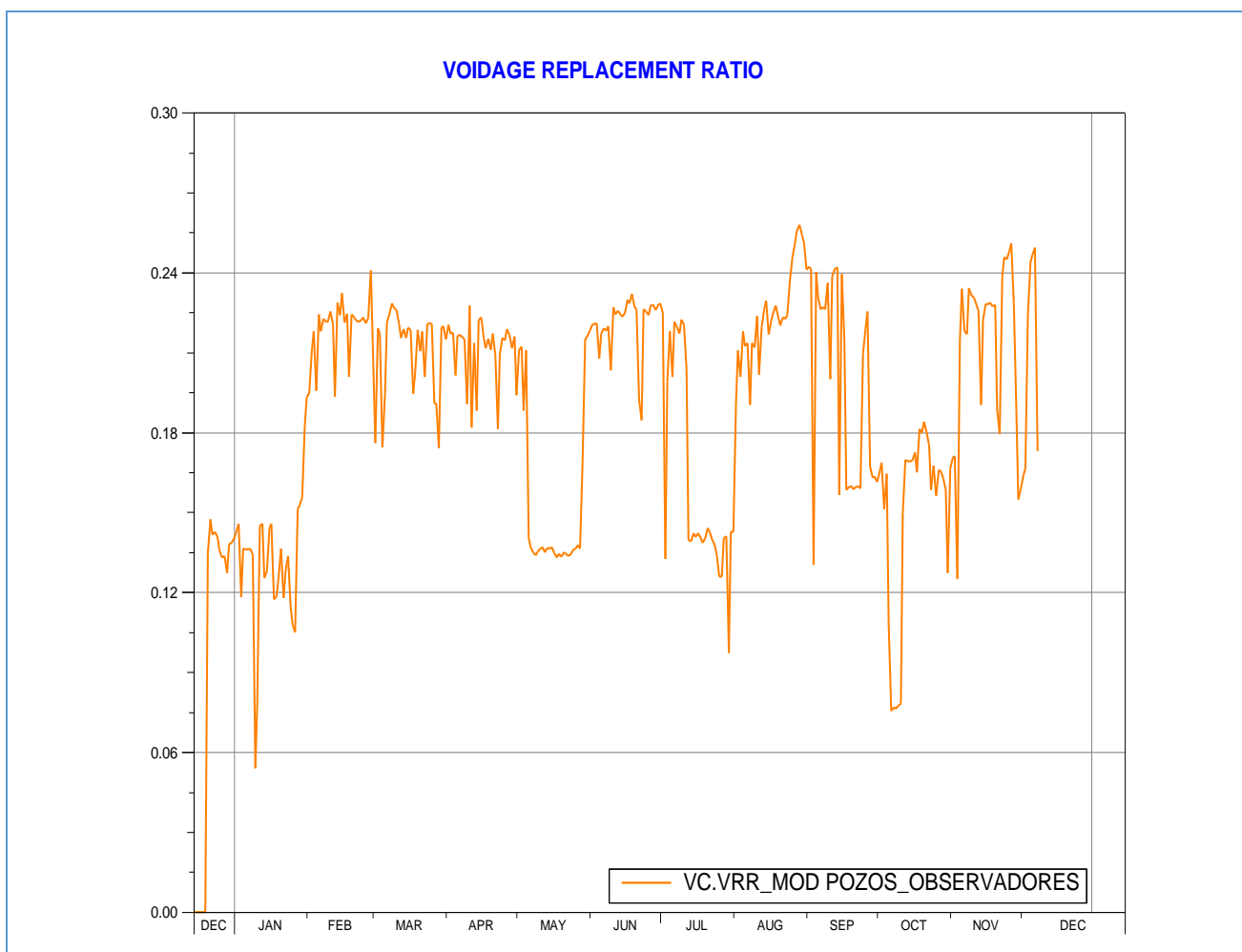


Figura 3.7. Relación de flujo de reemplazo Voidage.
Fuente: Base de datos OFM, Operaciones Petroamazonas

La relación de Voidage en el área de los pozos observadores tiene un promedio de 0,22, lo cual es muy bajo y según la teoría de Voidage significa que no se está presurizando el reservorio y que los volúmenes de inyección resultarían muy bajos en las condiciones actuales.

3.4 Seguimiento de pozos observadores

Como parte del seguimiento del proyecto piloto se tuvo en observación a varios pozos productores que están dentro del área de influencia de la inyección de agua, a continuación se indica el seguimiento de producción, salinidad y presión de fondo fluyente de todos los pozos observadores para su posterior análisis. Cabe recalcar que para mejor visualización se ha dividido a la zona de pozos observadores en dos frentes: el 1er. Frente corresponde a los pozos más cercanos al pozo inyector y son los siguientes: EDYA-31, EDYA-56H, EDYC-91H, EDYC-95H, EDYF-061H y EDYK-



112H. El 2do. Frente corresponde a los pozos más lejanos del pozo inyector y son: EDYA-01, EDYA057H, EDYC-22, EDYC-30, EDYD-48H, EDYD-50 y EDYE-19.

Cabe recalcar que la lejanía de un pozo observador hacia el inyector no necesariamente es un factor de total influencia en el resultado de la inyección de agua, también hay que considerar que en el yacimiento que es muy heterogéneo pueden haber caminos preferenciales al flujo mejores que otros, también pueden haber barreras. Sin embargo para efectos de seguimiento, el factor a tomar en cuenta para la subdivisión de frentes de influencia de este informe será la distancia entre observador-inyector (ver figuras anexo 3 y 4).

3.4.1 Análisis de pozos del 1er frente

De los pozos del 1er. Frente se observa que a nivel de fluido los pozos EDYC-95, EDYA-56H y EDYC-91H han experimentado desde mediados de 2014 una leve caída, que también se asocia a la caída de petróleo correspondiente, sin embargo solo el pozo EDYC-91H experimenta subida de bsw de 90 a 91%. El resto de pozos mantienen una tendencia estable.

Presión de fondo fluyente: Todos los pozos del primer frente tienen una tendencia a subir su Pwf en rangos de 15 psi hasta 100 psi. El pozo del primer frente que no ha subido mucho su Pwf es el EDYA-31, sin embargo existen pozos como el EDYC-95, EDYK-112H y EDYC-91H que desde septiembre/2014 hasta diciembre/2015 han subido hasta 100 psi más. Este dato resulta de análisis, puesto que como ya se había mencionado anteriormente los pozos EDYC-91H y EDYC-95H han bajado en fluido, sin embargo su pwf sigue aumentando paulatinamente.

Salinidad: Tal cual se observa en el gráfico correspondiente, los valores de salinidad de todos los pozos no se han mantenido estables incluso antes de la inyección de agua. En promedio la salinidad de los pozos del primer frente es de 3600 ppm de ión cloruro, mientras que la salinidad del agua de inyección es de 6500 ppm ion cloruro en promedio. Teóricamente si se estuviesen mezclando las aguas de formación e inyección se debería ver que los pozos productores empiecen a subir su valor de salinidad a 5,050 ppm aproximadamente.



3.4.1 Análisis de pozos del 2do frente

De los pozos del segundo frente, se tiene que el fluido de los pozos EDYD-48H y EDYD-50 subió desde Octubre/2015 debido a una calibración de los medidores multifásicos, lo que ocasionó que el petróleo suba en ambos casos. El fluido y petróleo del pozo EDYC-22 cae en septiembre/2015 debido a que baja la frecuencia del equipo BES con la finalidad de no pasarse del cupo de producción aprobado por Secretaría de Hidrocarburos, en este caso cabe recalcar que se solicitó una nueva tasa de producción debido a un mejor potencial del pozo, pero la Secretaría de Hidrocarburos negó tal petición, por lo cual en campo se bajó la frecuencia del pozo para mantenerse en tasa aprobada de máximo 450 bopd. El pozo EDYA-1 sube el bsw de 93 a 95% en Oct/2015, pero el fluido se mantiene. En junio/2015 se sube el bsw de 94 a 96% en el pozo EDYA-57H y desde entonces tiene cierta estabilización de petróleo.

Presión de fondo fluyente: Todos los pozos del 2do frente desde el inicio de la inyección de agua tienen también tendencia a subir la Pwf o al menos a mantenerse, la subida de presión va en rangos de 50 a 180 psi como es el caso del EDYA-1 que antes de la inyección tenía 800 psi y a la fecha ya tiene cerca de 1000 psi. El pozo EDYC-22 sube su Pwf pero asociado a la bajada de frecuencia explicada anteriormente. El pozo EDYD-48H se mantendrá en seguimiento debido a una leve caída de presión, sin embargo se nota que mantiene cierta estabilización en 1000 psi.

Salinidad: Igual que los pozos del 1er frente, la salinidad no es constante, varía en el tiempo antes y después de la inyección de agua, el promedio de este grupo de pozos es de 3,800 ppm ion cloruro. Teóricamente para ver una mezcla del agua de formación de M1 con el agua de inyección, la salinidad de los pozos debería subir a valores de 5,150 ppm ion cloruro aproximadamente, pero cabe anotar que este comentario es muy teórico (al igual que lo comentado en el análisis de los pozos del 1er frente), en general se asume que si hubiese llegada del agua de inyección al área de influencia de cada pozo la salinidad de producción debe subir. El pozo EDYD-48H es el único de este grupo que ha subido su salinidad de manera importante, esto es de 3,200 ppm aprox. en agosto/2014 a 4,550 en diciembre/2015.

Finalmente se menciona que algunos pozos observadores tienen el sensor del equipo BES dañado y que la estimación de la Pwf se ha hecho en base a datos de Ecometer.



Los pozos con sensor de fondo dañado son: EDYC-22; EDYD-48H, EDYF-61H y EDYE-19.

La producción de la formación M1 inicia el 2 de octubre 2013, donde no se tiene incluida la inyección de agua de formación. Antes de la recuperación secundaria tiene un factor de recobro de 15,46 % de factor de recobro. Desde el 1 diciembre de 2013, inicia la inyección de agua al yacimiento M1 alcanzando hasta la fecha un factor de 16,99 %.

Dicho comportamiento de las mediciones de campo se muestra en la figura 3.8.



Figura 3.8. Comportamiento del factor de recobro en la formación M1.

Fuente: Cálculo realizado en base al acumulado de producción de la formación M1

Como se muestra en la figura, el proceso de inyección del agua de formación en el pozo ha traído resultados satisfactorios en el proceso de recuperación secundaria.

3.5 Análisis de la distribución de carga y consumo de energía en la planta Edén Yuturi en el año 2015

La electricidad es el primer portador de mayor consumo de toda la empresa. Este portador se controla diariamente a través de auto lectura desde el día 1 hasta el día 30 o 31 de cada mes.

Este portador es el que más se tiene vigilancia sobre la operatividad de la planta, por la envergadura de su procedencia y el costo de generación. Su demanda se hace igualmente por índices de consumos y nivel de actividad, acorde a la producción que se vaya a realizar; se trata de una producción cíclica.

En este caso se debe buscar cuales son los factores responsables de la mayor parte de consumo de energía, donde se dará prioridad a estos según la información proporcionada, en busca de mejorar la calidad y disminuir los consumos de energía. La figura 3.9 recoge la estructura de la potencia instalada de la planta Edén Yuturi en el año 2015.



Figura 3.9. Fracción por potencia instalada en el año 2015.
Fuente: Consumos energéticos Planta de Generación EPF

Mediante el análisis de los resultados indicados en la figura 3.8, se puede realizar una comparación cuantitativa y ordenada de los equipos según la potencia. Se demuestra en que la generalidad de equipos EPF y las bombas de agua clasifican entre los pocos vitales de la planta, elementos muy importantes en el análisis de contribución a la eficiencia energética.

Dentro de la priorización de los equipos se encuentra que las bombas de agua para inyección componen el 26,1 % de la potencia total, siendo superado solamente por EPF con el 35,72 %, ambos son identificado como los pocos vitales para el 61,82 % del total de carga.

Como se puede apreciar, las bombas contribuyen al segundo elemento mayor consumidor de energía; lo que indica una constante vigilancia de este parámetro por parte de la empresa. El valor establecido de rendimiento de estos equipos en la actualidad se dispone por el 70 al 80 %, para considerarlo como eficientes.



Desde la puesta en operación del sistema de inyección el consumo de energía ha mantenido una tendencia estable, se muestra la mayor operatividad en el mes de marzo con 15652 kW y la menor en el mes de mayo con 15257 kW, según se indica en la figura 3.10.

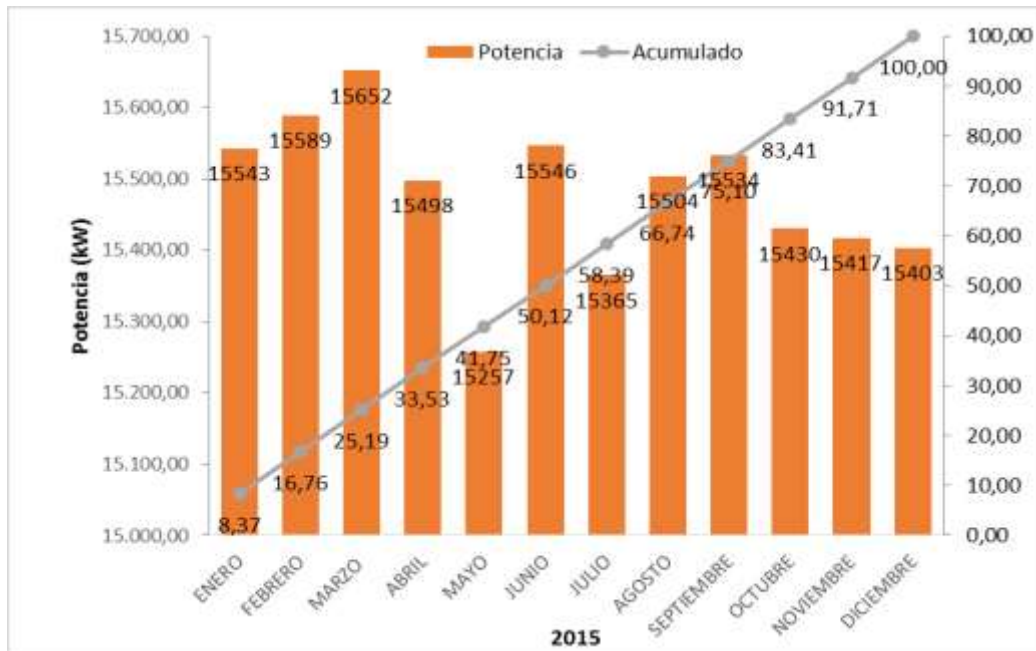


Figura 3.10. Distribución de potencia operativa en el año 2015.

Fuente: Consumos energéticos Planta de Generación EPF

3.6 Análisis de la operatividad del sistema de bombeo de agua para inyección

Por los resultados de mediciones e indicadores del sistema de bombeo para inyección de agua, se obtuvieron los siguientes datos indicados en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Datos tomados de la instalación.

DESCRIPCION	VALOR	UNIDAD
Distancia desde la planta de proceso EPF a la plataforma F (EDYF)	11300	m
Altura sobre el nivel del mar EPF	212	m
Altura sobre el nivel del mar EDYF	204	m
Tubería de transmisión de fluido = tubería de revestimiento	0,1397	m
Diámetro interno de la tubería	0,1243	m
Presión de salida en EPF	344,4	mcH ₂ O

Presión de llegada en EDYF	91,4	mcH ₂ O
Flujo volumétrico	0,0294	m ³ /s
Presión en la cabeza de inyección	962,9	mcH ₂ O
Presión de Reservorio de la formación	913,7	mcH ₂ O

El sistema está diseñado con cuatro bombas de conexión en paralelo, el que trabaja de forma alterna con dos bombas de 0,0074 m³/s capacidad nominal (S100N) o con una de 0,032 m³/s (M520A) (ver anexo 5, curvas características de las bombas); existe una cuarta bomba de capacidad de 0,0074 m³/s, pero accionada con motor a combustión, solo para reserva.

La operación del sistema se realiza indistintamente garantizándose para cada combinación el flujo y la presión adecuada para el proceso de inyección, con la diferencia de que se ha notado que para las dos bombas con funcionamiento en paralelo el flujo tiende a decaer en pequeñas fracciones pero se nota un incremento de la potencia consumida. Para las dos bombas operando en paralelo se realizó el siguiente análisis de operatividad, arrojando los siguientes resultados (figura 3.11)

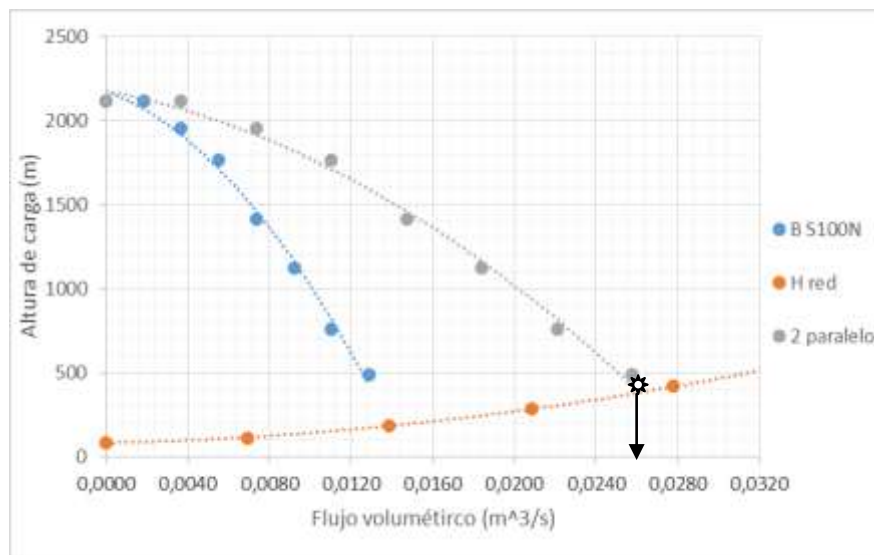


Figura 3.11. Operación de las dos bombas S100N trabajando en paralelo.

Fuente: Autor

Como se indica en la figura 3.11, para las dos bombas trabajando en paralelo se obtiene un flujo volumétrico aportado al sistema de inyección de 0,0265 m³/s, lo que existe un defecto de flujo de 0,0025 m³/s, aunque es una diferencia poco significativa si se reporta considerable cuando se analiza en barriles diarios.

Para el punto de trabajo determinado, se estima la potencia consumida para cada bomba según la figura 3.12, determinada para la mitad del flujo total, flujo que energiza una bomba ($0,0133 \text{ m}^3/\text{s}$).

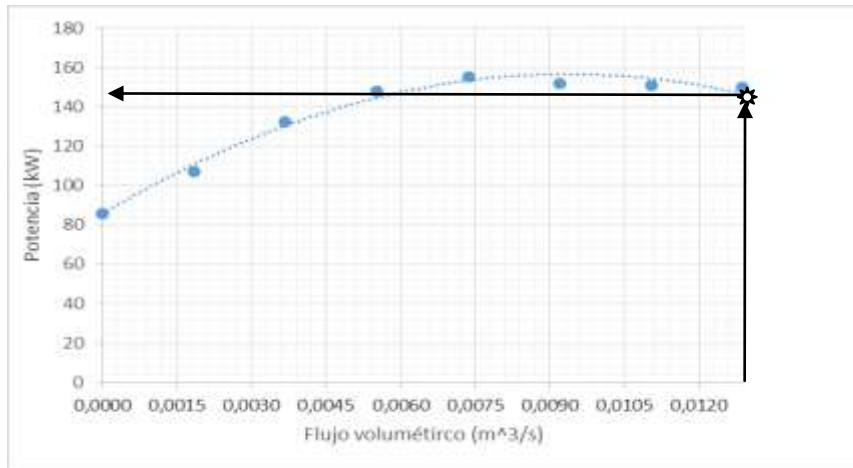


Figura 3.12. Curva de potencia de la bomba S100N.

Fuente: Autor

Como se indica en la figura 3.12, cada bomba opera a una potencia de 150 kW aproximadamente, para un total de 300 kW de carga.

El rendimiento se determina de la misma manera, teniendo en cuenta el flujo que energiza una bomba ($0,0133 \text{ m}^3/\text{s}$), empleando curva de rendimiento de la bomba, según se indica en la figura 3.13.

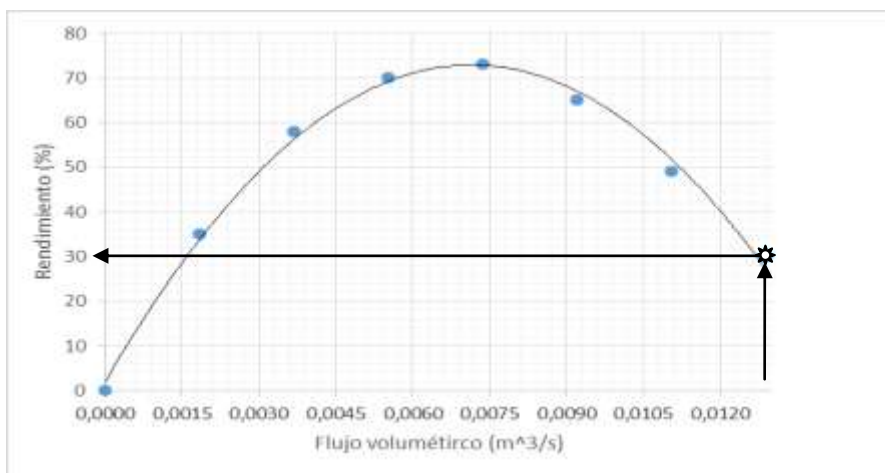


Figura 3.13. Curva de rendimiento de la bomba S100N.

Fuente: Autor

Para este caso, como es notorio en la figura 3.13, cada bomba trabaja para un 30 % de rendimiento, considerándose un valor muy bajo, si se tiene en cuenta que los valores para bombas actuales de alta eficiencia se encuentran dentro de los 70 a 80 % de rendimiento. Se muestra que para el sistema en paralelo se pierde el 70 % de la energía en cada bomba. Esto sin tener en consideración el rendimiento del motor.

La otra combinación, aunque menos utilizada en el sistema de bombeo de agua para inyección, es la puesta en marcha de la bomba M520A, la cual genera una carga nominal de $0,032 \text{ m}^3/\text{s}$ para su máximo rendimiento. Esta bomba por si sola es capaz de aportar los parámetros requeridos por el sistema, comprobados estos por las mediciones de campo realizadas; datos que se resumieron en la tabla 3.3. Para encontrar el punto de trabajo se procedió a encontrar la convergencia de los datos característicos de la bomba y la pérdida de carga de la red, como se muestra en la figura 3.14.

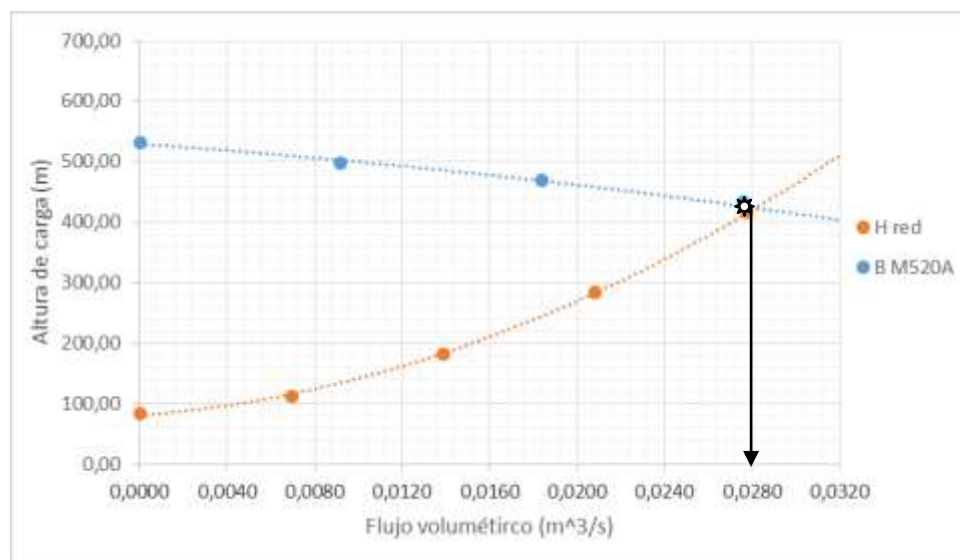


Figura 3.14. Operación de la bomba M520A trabajando en el sistema.

Fuente: Autor

Para la bomba M520A en operación, según los resultados indicados en la figura 3.14, el flujo volumétrico de trabajo para la instalación de inyección es de $0,0286 \text{ m}^3/\text{s}$, con altura de trabajo de 420 m, el cual supera al sistema en paralelo calculado inicialmente en un 7,34 %. Para este punto la potencia de la bomba se determina por la figura 3.15.

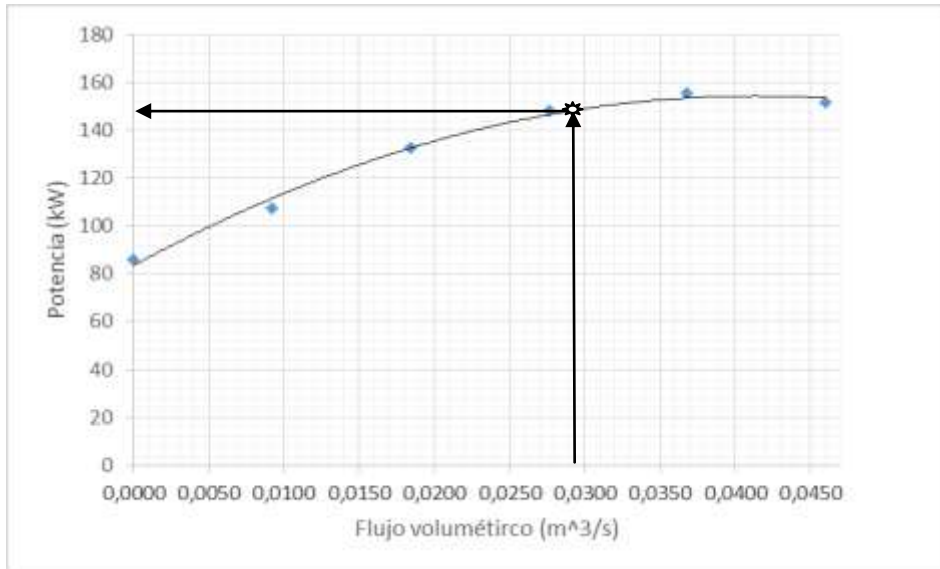


Figura 3.15. Curva de potencia de la bomba M520A.

Fuente: Autor

Como se refleja en la figura 3.15 para el punto de trabajo de $0,0286 \text{ m}^3/\text{s}$, la potencia de trabajo es de 148 kW. Si se compara esta potencia con la de las dos bombas en paralelo, significa aproximadamente la mitad de la potencia, causado por el bajo rendimiento del sistema en paralelo.

Para el mismo punto de trabajo, el rendimiento para la instalación se muestra en la figura 3.16.

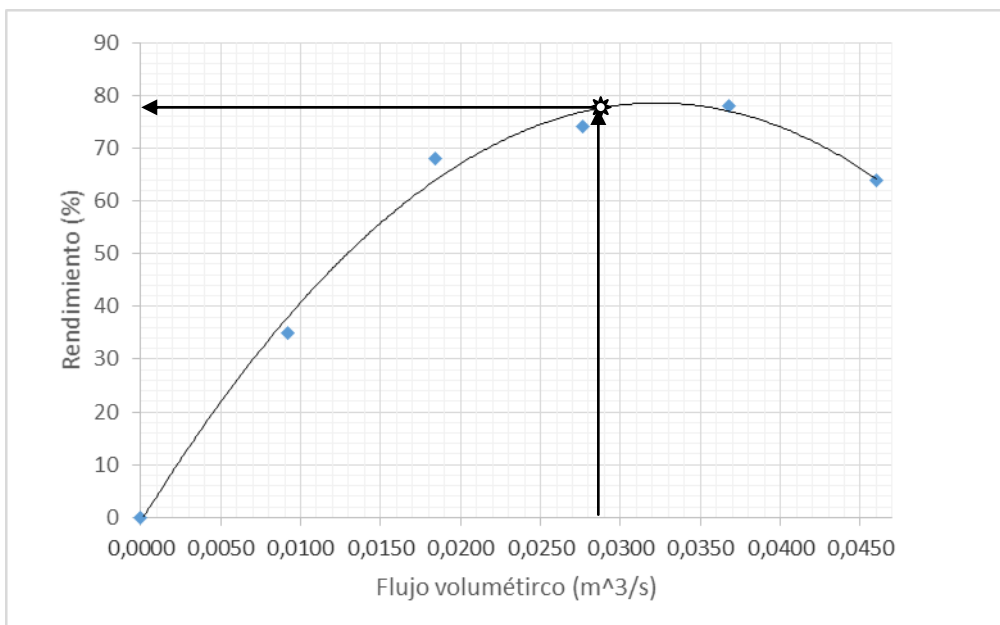


Figura 3.16. Curva de rendimiento de la bomba M520A. Fuente: Autor



Analizando la figura 3.16, se obtiene que el rendimiento de la instalación la bomba M520A es de 76 %, siendo el rendimiento máximo de la bomba un 78 %, encontrándose está trabajando en la zona de máxima eficiencia.

Si se compara el trabajo de esta bomba con el de las dos en paralelo se tiene el siguiente resultado, indicado en la tabla 3.4

Tabla 3.4. Resultados comparativos de operación del sistema de bombeo.

Fuente: Autor

Función	Q (m³/s)	N (kW)	η (%)
Dos bombas en paralelo	0,0265	300	30
Una bomba	0,0286	148	76
Nominal	0,0294	-	-

Como se muestra de los resultados de la tabla 3.3, existe 153 kW de diferencia entre el sistema de las dos bombas paralelo, esto es causado por el bajo rendimiento en las que operan dichas bombas. Para este caso se nota como sistema eficiente el trabajo de la bomba M520A. En la revisión bibliográfica se detalla este efecto relacionándose con el aumento de la eficiencia de las bombas en función de su tamaño; para bombas de alta capacidad se obtienen mejores resultados de rendimiento (Laurencio, 2012).



3.12 Conclusiones del capítulo

- El agua a inyectar en el pozo posee buena compatibilidad con el agua del yacimiento, lo que ha dado como resultado en el análisis de la inyección que la energía transmitida estaría con una inyección normal.
- La relación de Voidage en el área de los pozos observadores tiene un promedio de 0,22 %, lo cual es muy bajo y según la teoría de Voidage significa que no se está presurizando el reservorio y que los volúmenes de inyección resultarían muy bajos en las condiciones actuales.
- Se demuestra que el funcionamiento eficiente del sistema de inyección se obtiene para el trabajo de la bomba M520A con un 76 % de rendimiento.
- El sistema de bombeo para inyección de agua en la planta representa el 26,1 % de la potencia instalada, considerándose como un elemento vital para la eficiencia energética.



CAPÍTULO 4

4. PROPUESTA

4.1 Título de la propuesta

Diseño de un sistema de recuperación secundaria energéticamente eficiente

4.2 Justificación de la propuesta

Uno de los problemas más graves en sector petrolero del Ecuador es consumo excesivo de energía eléctrica, atribuido en la mayoría de los casos a la falta de diagnósticos energéticos y análisis eficiente de operacionalidad de los sistemas. Una de las demandas más importantes es el consumo por equipos de bombeo de toda índole, tanto en el bombeo de hidrocarburo como en el proceso de inyección de agua de formación a los pozos.

El proceso de inyección de agua a los pozos es de vital importancia para mantener la presión interna del yacimiento, en este caso se estima un aumento del consumo de energía por bombeo de agua de formación en caudales de entre 10,000 a 20,000 barriles de agua inyectados por día.

Dicho sistema consta de una planta de tratamiento del agua (filtros de cáscara de nuez) con el fin de disminuir al máximo el aceite en agua. Los sólidos en suspensión también son controlados a fin de evitar taponamientos. El agua de inyección proviene de la Planta de EPF, lo que se propone disminuir la incidencia ambiental con esta agua altamente contaminante.

El propósito fin de la investigación es proponer una estructura de sistema de inyección que cumpla con las especificaciones operativas, lográndose la eficiencia energética del proceso.

4.3 Objetivos de la propuesta

Disminuir los consumos de energía eléctrica a partir de la operación eficiente del sistema de inyección de agua de formación.

Mejorar el factor de recobro, a partir del aumento de la presión de fondo por inyección.



4.4 Estructura de la propuesta

La estructura de la propuesta se ha planteado de la siguiente manera:

- 1) Se utilizará los resultados obtenidos en capítulos precedentes para con ellos dimensionar establecer los parámetros eficientes de bombeo para inyección.
- 2) Se realizará la estructura de los pasos a seguir para la identificación del proceso y la selección eficiente del sistema de bombeo.
- 3) Se especificarán los resultados del sistema diseñados bajo criterios técnico energéticos.
- 4) Por último se hará un análisis económico para comprobar la factibilidad de la propuesta.

Para el proyecto piloto de inyección de agua en M1 se establecieron los siguientes lineamientos para el seguimiento del proyecto:

- 1) Establecer pozos observadores ubicados en la zona de baja presión, los cuales son: EDYA-1, EDYC-95H, EDYC-91H, EDYA-31, EDYA-56H, EDYA-57H, EDYF-61H, EDYD-50, EDYD-48H, EDYK-112H, EDYC-30, EDYC-22 y EDYE-19.
- 2) Para los pozos observadores se hace un seguimiento diario de fluido, petróleo, corte de agua, presión de fondo fluyente y salinidad.
- 3) Crear base de datos en TOW/OFM con parámetros diarios de Presión de cabeza, caudal diario de inyección de agua, Acumulado de inyección, Aceite en agua a la salida de filtros, sólidos en suspensión, etc.
- 4) La inyección de agua diaria teóricamente debe ser de 10,000 a 20,000 bapd, la cual ha ido cambiando en el tiempo debido a diversas circunstancias operacionales como por ejemplo disposición de bombas de inyección, daños de los equipos en superficie, etc. Todo esto se ha venido mejorando en el tiempo.

4.4.1 Diseño de facilidades en superficie para la inyección de agua en M1

Para la implementación de la inyección de agua en M1 de Edén Yuturi, se diseñó en superficie una estructura básica que permite en primera instancia realizar un proyecto con carácter de piloto. Los aspectos diseñados e implementados en superficie son:

- 1) Diseño de planta de tratamiento de agua para inyección en el pad F. El agua de inyección es proveniente de la planta central del EPF. La planta de tratamiento tiene filtros de cáscara de nuez para retener aceite en agua.
- 5) Instalación de quipo de bombeo (3 bombas de inyección y 2 bombas Booster).
- 2) Se convirtió el pozo EDYF-118H de productor a inyector.
- 3) Se establecieron los volúmenes de inyección para proyecto piloto entre 10,000 y 20,000 bwpd de acuerdo al estudio técnico del yacimiento y a la capacidad de bombeo disponible.

4.5 Desarrollo de la propuesta

La propuesta parte de conocer la etapa de explotación de hidrocarburo, las cuales se resumen en la figura 4.1.

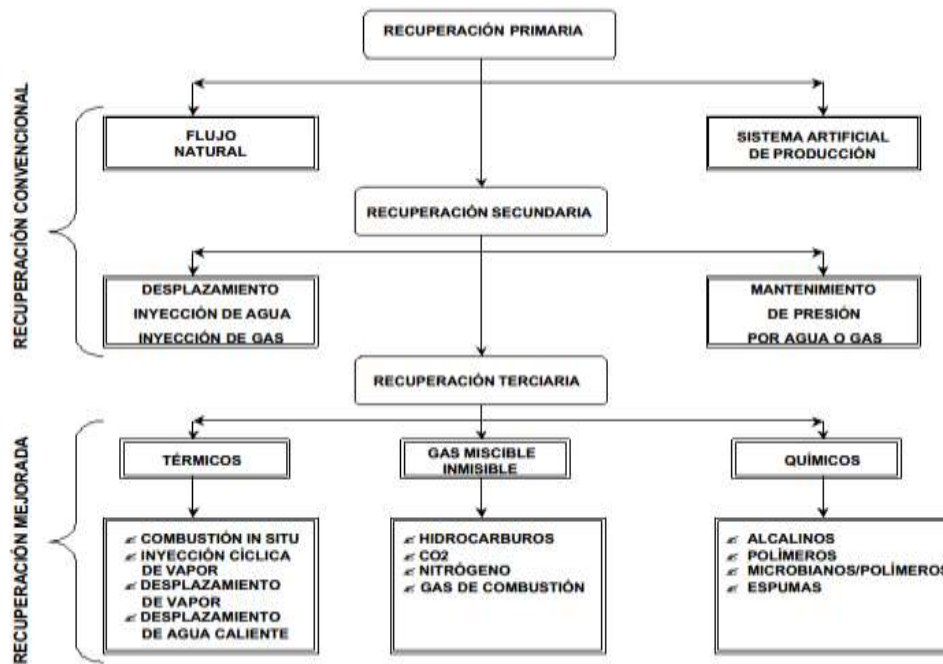


Figura 4.1. Esquema de explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Fuente: Sistemas de Recuperación de Hidrocarburo EPN 2012

Según se observa en la figura, el caso en estudio se encuentra en la segunda etapa de la recuperación convencional, en la que se logra el mejoramiento del factor de recobro mediante la inyección de agua al pozo. Para este fin se utilizan los sistemas de bombeo, los cuales deben garantizar el trabajo eficiente del proceso de recuperación, para consumo óptimo de energía.



4.4.1 Comprobación del tipo de bomba; velocidad específica

La velocidad específica es un coeficiente basado en los criterios de semejanza que caracteriza las máquinas de flujo comparándolas con una máquina hipotética que entrega un gasto de $0,075 \text{ m}^3/\text{s}$ con una carga de 1 m a su máximo rendimiento.

La velocidad específica se calcula a partir del caudal y la carga que corresponde al máximo rendimiento de la máquina o por los parámetros nominales de la misma.

Según sea la velocidad específica o característica n_s , las bombas centrífugas y otras de paletas, semejantes a estas, se dividen en los siguientes tipos:

- lentas: $n_s \leq 80$; $\frac{D_2}{D_1} = 2,2 \div 3,5$
- normales: $n_s = 80 \div 150$; $\frac{D_2}{D_1} = 2,2 \div 1,8$
- rápidas: $n_s = 150 \div 300$; $\frac{D_2}{D_1} = 1,8 \div 1,3$
- diagonales o helicoidales: $n_s = 300 \div 600$; $\frac{D_2}{D_1} = 1,3 \div 1,1$
- axiales o de hélice: $n_s = 600 \div 1200$; $\frac{D_2}{D_1} = 1$

De tal forma, la velocidad específica se calcula empleando la ecuación 4.1.

$$n_s = 3,56 \cdot \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad \text{.Ecuación(4.1)}$$

Donde:

n - número de revoluciones; (rev/min).

H - altura de succión; (m).

Q - caudal o gasto del fluido; (m^3/s).

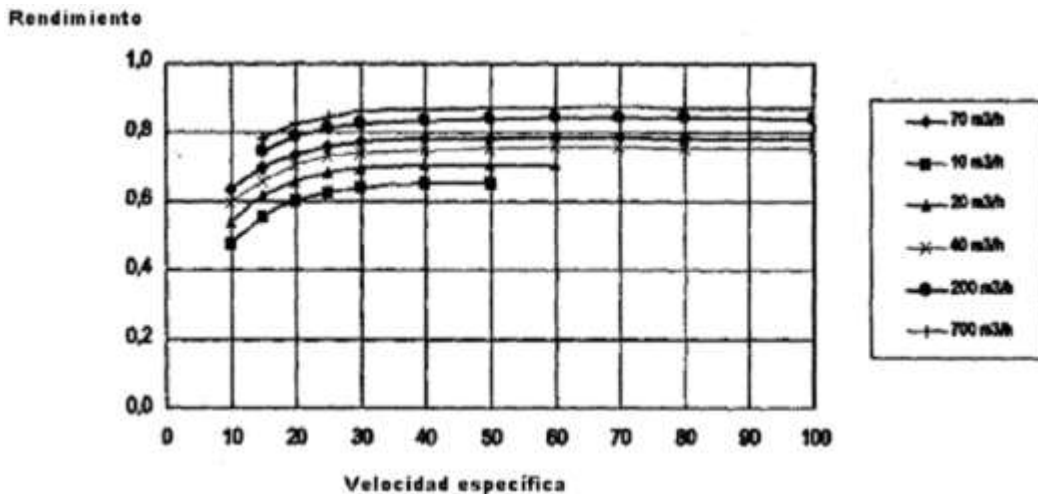


Figura 4.2. Rendimiento de bombas de paleta según la velocidad específica.
Fuente: Nekrasov (1986).

Mediante este criterio se determinará si la bomba empleada en el proceso es adecuada. De este proceso parte la propuesta para decidir en primera instancia si el sistema es eficiente. Se deduce de la figura 4.5 que los mejores rendimientos de las máquinas se obtienen para altas capacidades de flujo, siendo las bombas normales las de mejores prestaciones.

4.4.2 Comprobación del diámetro adecuado de tubería

La determinación de los diámetros de las tuberías en el diseño de menor costo de una red de distribución de agua para inyección es un problema con restricciones. Mediante el simulado de los costos de operación y de las tuberías se busca aquel diámetro donde el costo total se mínimo. Este enfoque mejora la eficiencia del sistema de bombeo al mismo tiempo que se mejorará el desempeño en el proceso de recuperación secundaria.

En la figura 4.3 se desglosa la secuencia de pasos para el dimensionamiento y obtención del diámetro de tubería, mediante el cual se garantiza la velocidad adecuada del agua de formación en las tuberías.



Figura 4.3. Esquema de dimensionado de las tuberías.

Fuente: Laurencio 2012

Este esquema da aplicación mediante el uso de las ecuaciones planteadas en el capítulo 2, referidas a los costos de bombeo, pérdidas de presión en las tuberías y costos de estas. Para el costo de las tuberías se emplea la ecuación 4.2, propuesta por Laurencio (2012).

$$C_{Tub.} = 205,2 \cdot D - 7,2 \dots \dots \dots \text{.Ecuación (4.2)}$$

Donde:

$C_{Tub.}$ - Costo específico de la tubería; (\$/m).



D - Diámetro de la tubería; (m).

4.4.3 Comprobación de los parámetros de operación del sistema de bombeo

Para el cálculo de los beneficios del sistema seleccionado a partir de la operación para máximo rendimiento, se propone la siguiente relación, obtenida a partir de la ecuación 2.17, donde se trata como la diferencia del valor de ahorro por energía:

$$V_{EE} = C_N - C_o \quad \text{Ecuación (4.3)}$$

Donde:

V_{EE} - Valor ahorrado por eficiencia energética del sistema; (\$/año).

C_N - Costo nominal de trabajo de la instalación de bombeo; (\$/año).

C_o - Costo operativo de trabajo de la instalación de bombeo; (\$/año).

De la ecuación 2.17 y la 4.3 se obtiene la relación de evaluación a partir de los datos nominales y operativos.

$$V_{EE} = t_{el} \cdot \left[\frac{t_m \cdot N_n}{\eta_{mn} \cdot \eta_{bn}} - \frac{t_o \cdot N_o}{\eta_{mo} \cdot \eta_{bo}} \right] \quad \text{Ecuación (4.4)}$$

Donde:

N_n y N_o : Potencia nominal y operativa; (kW).

t_{el} : Tarifa eléctrica; (\$/ kW·h).

t_t : Tiempo de trabajo del equipo (nominal y operativo); (h/año).

η_b : Rendimiento de la bomba (nominal y operativo); (adim).

η_m : Rendimiento del motor eléctrico (nominal y operativo); (adim).

Para el análisis operativo de la propuesta se recomienda la utilización del siguiente diagrama

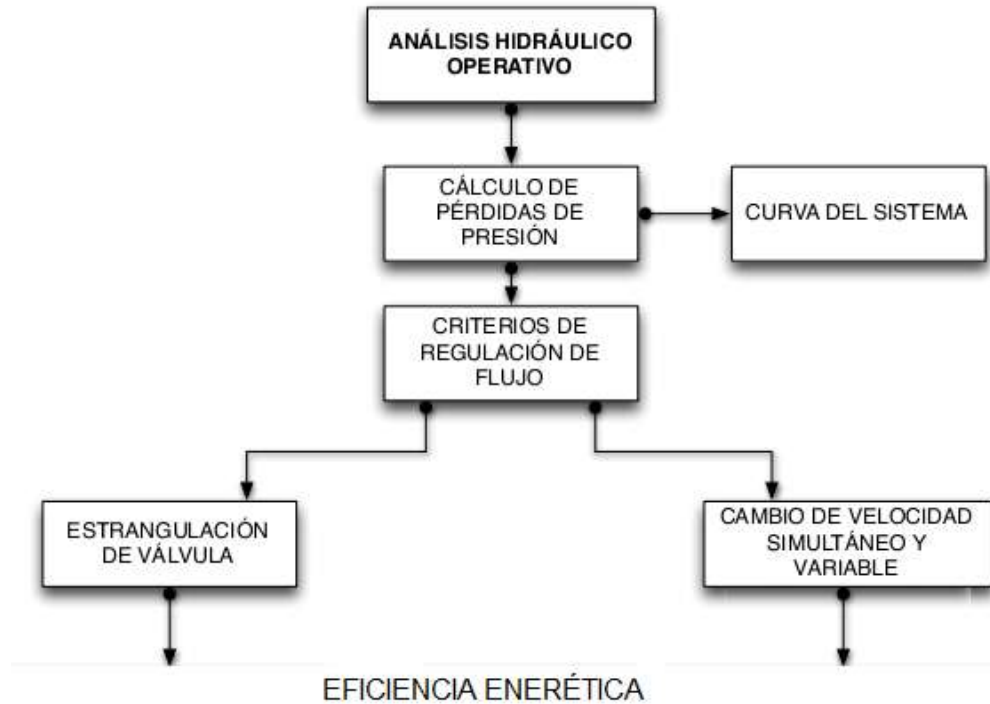


Figura 4.4. Esquema para el análisis operativo.

Fuente: Laurencio 2012

La aplicación del análisis es lograr proponer un sistema basado en la eficiencia energética, como se indica el resultado de la figura 4.4. En el análisis realizado para los resultados del capítulo 3, se obtuvo que el método de estrangulamiento no resulta significativo en la regulación de flujo, debido a que el sistema posee gran extensión y trabaja a altas presiones; en todo caso el más recomendable es el cambio de velocidad.

Se debe determinar la presión técnico económico factible para efectuar la inyección, esta queda limitada por la presión interna del pozo y los costos de bombeo de agua para inyección con los costos de recuperación en función de la presión del reservorio. A medida que decrece la presión del reservorio el costo de recuperación primaria aumenta por lo que al inyectar agua, se tiene que para mayor presión aumenta el costo de bombeo por inyección; esta función se describe por la siguiente relación.

$$C_{rec} = C_{iny} + C_{rec} \quad \text{Ecuación (4.5)}$$

Donde:

C_{rec} : Costo de recuperación del hidrocarburo; (\$/bls).

C_{rec} : Costo de bombeo por inyección; (\$/bls).



C_{rec} : Costo de recuperación primaria; (\$/bls).

El valor de la presión queda definido para el costo total mínimo (punto de mínimo global).

4.4.4 Resultados técnicos de la propuesta

- Diámetro de las tuberías conductoras

En los resultados de la propuesta se ha tenido en consideración el diseño conceptual del sistema de bombeo eficiente para inyección, comprobándose inicialmente el diámetro de tubería con el valor óptimo, encontrado para las especificaciones del sistema; calculado para la bomba de mayor rendimiento. Los diámetros más grandes aumentan los costos del capital de un proyecto, pero la caída de presión baja. Esto significa menos energía para mover el fluido a través de tuberías. La optimización del diámetro de la tubería interviene para equilibrar el ahorro de los costos de capital. Se parte de conocer las condiciones a las que opera el sistema eficientemente (tabla 4.1).

Tabla 4.1. Especificaciones técnicas de la instalación.

t_{el} (\$/kW·h)	t_t (h/año)	η_m (%)	η_b (%)	Q (m ³ /s)	V _{ut} (años)
0,09	4392	94	76	0,0286	10
D (m)	Δp (Pa/m)	N _h (W/m)	C _b (\$/m·año)	C _{tub} (\$/m·año)	C _t (\$/m·año)
0,10	84,00	2,40	1,34	1,332	2,6694939
0,13	28,65	0,82	0,46	1,82448	2,28070952
0,15	11,06	0,32	0,18	2,358	2,53413088
0,20	2,63	0,08	0,042	3,384	3,42579668

Apartir de los datos de la tabla 4.1 se simulan los costos que intervienen en el proceso de inyección, arribando a los siguientes resultados inndcados en la figura 4.5.

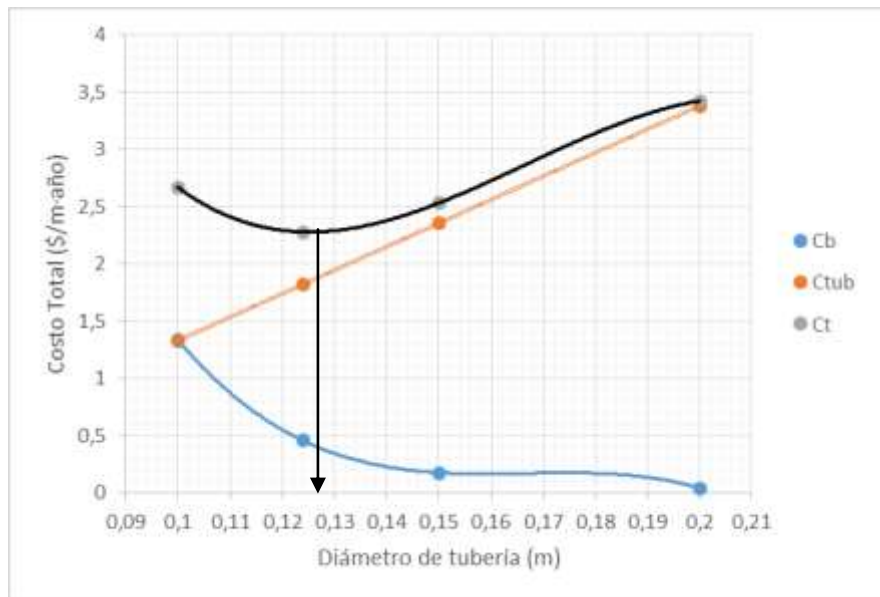


Figura 4.5. Simulación de los costos del proceso de inyección y valos optimo de diámetro.

Como puede observarse, el costo de bombeo para inyección de agua al pozo aumenta al disminuir el diámetro de los tubos debido al aumento de las pérdidas por fricción y al consecuente incremento en la cabeza dinámica que debe ser entregada por la bomba al fluido, mientras que los costos fijos para la red de tuberías disminuyen cuando los diámetros son menores debido a la disminución en la inversión inicial. El diámetro óptimo económico se encuentra cuando la suma de los costos de bombeo y los costos fijos es mínima, dado que éste representa el punto de menor costo total.

La función está compuesta por dos términos: los costos de bombeo y los costos de inversión en tuberías. Aplicado el procedimiento correspondiente, habiendo previsto los valores más convenientes para los parámetros que intervienen, se ha obtenido el diámetro económico teórico, siendo este de 0,126 m según se indica en la figura donde deberá elegirse un diámetro comercial; el valor mas cercano al diámetro encontrado es de 0,124 m, coincidiendo con el diámetro actual de la instalación, por esta parte demuestra que el sistema de tuberías está seleccionado en función de la eficiencia de la instalación.

- Comprobación de la bomba adecuada, evaluación por velocidad específica

La selección de una bomba energéticamente adecuada puede ser compleja, por lo que se parte de las investigaciones preliminares; en este caso ya se demostró de que la bomba



M52A funciona eficientemente en el sistema, por lo que se propone sustituir la combinación en paralelo de las bombas S100N, las que trabajan a muy bajo rendimiento por otra bomba M520A. De esta manera se garantiza la continuidad operacional por reserva del sistema de bombeo, garantizándose el máximo rendimiento de la instalación. En la siguiente tabla se muestran los resultados para la clasificación de las bombas empleadas en el proceso de inyección a partir de la velocidad específica, requisitos de diseño para seleccionar la bomba.

Tabla 4.2. Clasificación de las bombas del proceso de inyección, evaluación n_s .

Parámetros de trabajo					
Bomba	Q (m³/s)	H (m)	n (rev/min)	n_s (rev/min)	η (%)
M520A	0,0286	435	3500	22,68	76
S100N	0,0133	460	3500	14,83	30
Parámetros nominales					
Bomba	Q (m³/s)	H (m)	n (rev/min)	n_s (rev/min)	η (%)
M520A	0,0344	392,51	3500	26,85	77,3
S100N	0,0065	1670,60	3500	3,93	69,27

De este análisis se deduce que ambas bombas se clasifican como lentas, siendo su velocidad específica menor de 80 rev/min. En el caso de la bomba S100N, se encuentra operando a una velocidad específica muy lejana a la nominal, lo que concuerda con su bajo rendimiento; esto significa que esta bomba no es adecuada para las especificaciones de trabajo del sistema de inyección para recuperación secundaria.

La bomba M520A, si posee las características adecuadas, lo que garantiza la eficiencia energética del sistema. La eficiencia de las bombas centrífugas está estrechamente relacionada a la velocidad específica, el tamaño de la bomba y tipo disponible para las condiciones de servicio. Esto justifica la sustitución de las bombas en paralelo por la propuesta de otra M520A. Los datos técnicos de esta bomba se dan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Datos técnicos de la bomba M520A.

M520A 60 HZ/3500 rev/min 862 Sere* - 12 Etapas	
Rango Optimo de operación	12000 - 24000 bls/d
Diámetro nominal Carcaza	8,63 pulgadas
Diámetro del árbol	1,19 pulgadas



Área de sección transversal	1,108 pulgadas cuadradas
Revestidor - Diám. Mín.	10,75 pulgadas

Se puede obtener una evaluación de la calidad de la bomba mediante el análisis de los datos técnicos de las propuestas o de los catálogos que se ofrezcan, independientemente de su operación en un sistema dado. Valores del rendimiento muy por debajo de los nominales, indican inadecuada selección del equipo. Para el sistema propuesto, por sustitución de las bombas, se partió de los criterios de eficiencia energética donde el valor ahorrado por eficiencia energética del sistema, calculado por la ecuación propuesta 4.4 alcanza el monto de 112,6 \$/h, resultado obtenido la diferencia entre los costos de operación para 30 % de rendimiento y los de 76 %, mediante este resultado se determinará el tiempo de recuperación de la inversión.

- Sistema de regulación de flujo del sistema de inyección

Los procesos productivos de las empresas petroleras requieren en algún momento condiciones de bombeo diferentes a las del caudal nominal, por lo tanto, es necesario aplicar algún tipo de control o regulación de caudal. Los métodos de regulación del caudal se obtienen mediante:

- 1) Regulación del caudal por estrangulación de la tubería que conduce el fluido (modificación de la curva del sistema sobre la que trabaja la bomba).
- 2) Regulación del caudal mediante por desvío o by-pass.
- 3) Regulación del caudal por variación de velocidad de rotación de la bomba.

Ante la necesidad de regular el caudal dado en el proceso de inyección en presencia de una demanda menor a la nominal de la máquina, una opción es la regulación por variación de la velocidad de rotación de la máquina.

La regulación por variación del número de revoluciones a máquinas de gran capacidad es económicamente justificada mediante la colocación de variadores mecánicos de velocidad. En todos estos casos el costo del sistema de variación de la velocidad resultaba muy costoso y solo se justificaba en los casos de regulación en máquinas de gran potencia.

En la figura 4.6 se representa la acción de la variación de la velocidad de rotación en la bomba M520A en interacción con un sistema de tubería.

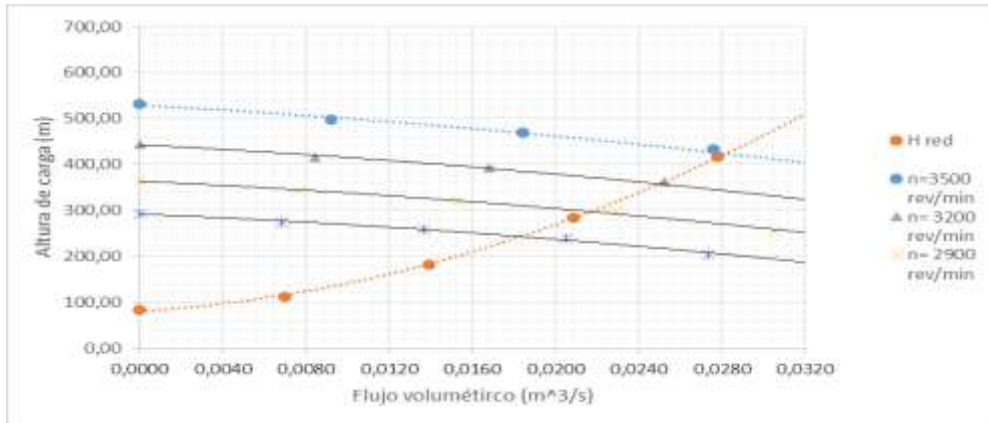


Figura 4.6. Regulación del flujo por el número de revoluciones, para la bomba M520A.

En la figura se observa que para una velocidad de rotación dada (n) se definen todas las características hidráulicas de la máquina.

Criterios técnicos y energéticos del método de regulación de la capacidad por variación de la frecuencia de rotación de la máquina.

1. El cambio del punto de operación por la variación de la frecuencia de rotación de la máquina tiene lugar a lo largo de la característica hidráulica del sistema de tubería lo cual garantiza que no ocurrirá un incremento de las pérdidas producto de la regulación.
2. La demanda de potencia decrece con el cubo de las revoluciones, por lo que una reducción de flujo con este método resulta energéticamente muy conveniente.
3. Este método de regulación a diferencia del método por estrangulamiento permite tanto reducir como incrementar el flujo durante la regulación, lo cual constituye una gran ventaja para la operación del proceso de inyección a cargas variables.
4. El desarrollo actual de los variadores de frecuencia y la reducción de los costos que los mismos han sufrido en los últimos años, permite aplicar este método con más facilidad.
5. El control de velocidad es el medio más eficaz para modificar las características de una bomba sujeta a condiciones de funcionamiento variables.

- Diagrama del sistema propuesto para la inyección de agua

Luego de analizar los componentes vitales de eficiencia del sistema se expone el diagrama del sistema de inyección propuesto, indicado en la figura 4.7.

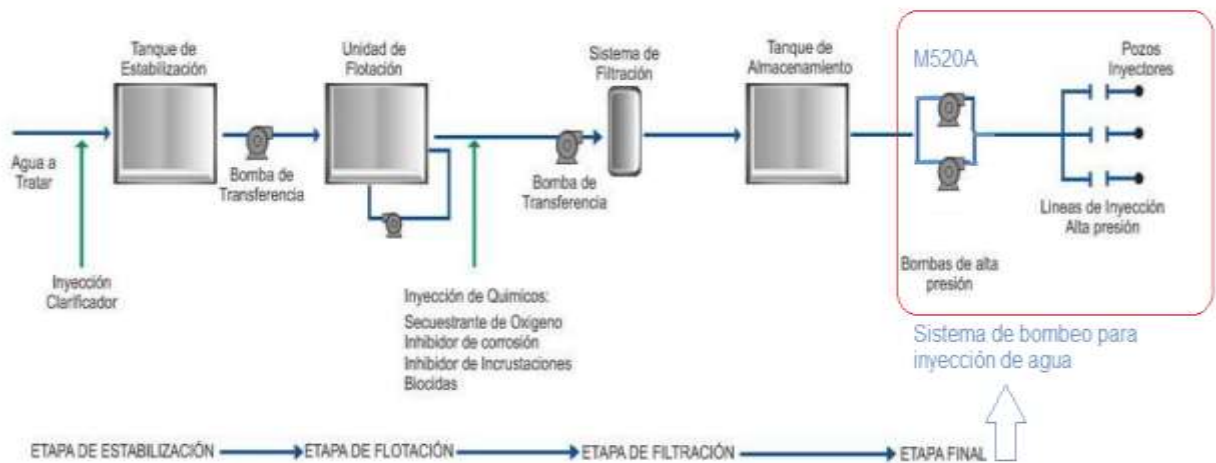


Figura 4.7. Diagrama del sistema de tratamiento e inyección de agua.
Fuente: Operaciones Petroamazonas 2015

En la tabla 4.4 se muestran los componentes del sistema para inyección de agua.

Tabla 4.4. Equipos presentes en la planta piloto de inyección de agua.

Descripción	Código	Cantidad	Capacidad nominal	Potencia (HP)
Tanque de almacenamiento de agua de agua	T205 - T206	2	45 000 bls	
EPF bomba booster de agua	P-206/07/08/09/10/11/16/17	8	68 571 bpd	100 HP
Filtros Wenco	V15200 - V15201	2	35 000 bls	
Bombas de químico	P-15210	1	55 GPD	0.75 HP
Bombas de transferencia al PAD f	P-15251 - P-15252	2	10 000 bpd	250 HP
Línea de transferencia	Casing de 5 1/2", 11,2 km, diámetro interno 0,1267 m			
Bomba de inyección alta	P-15042 - P-15041	2	10 000 bpd	250 HP
Bomba de inyección alta	P-15043	1	25 000 bpd	1000 HP
Bomba de inyección alta (combustión)		1	15 000 bpd	

4.5 Designación de personal clave en la eficiencia energética de la planta

El Consejo Energético (tabla 4.5) estará presidido por el Gerente de Campo designado para la atención integral de la actividad energética, y son miembros del mismo los Super Intendentes de Operaciones y Mantenimiento y los operarios de la planta de procesos y de generación eléctrica, que son los que más influyen en la eficiencia energética por su



responsabilidad y contenido de trabajo. La dirección de las operaciones de campo puede incorporar a algún otro cuadro o funcionario si lo considera, especialmente en la parte económica y financiera.

Tabla 4.5. Personal clave para la eficiencia energética.

No	Nombre del personal clave	Cantidad de trabajadores
1	Gerentes de Campos	2
2	Super intendentes de Operaciones y Mantenimiento	4
3	Supervisores Operaciones de Planta de Procesos y Generación Eléctrica	4
4	Operadores de Plantas de Proceso	12
5	Operadores de planta de Generación	12
6	Personal de Mantenimiento	8
	Total	42

Como puestos clave en el uso y explotación del portador electricidad en el bloque 12 del campo Edén Yuturi, para esa dependencia existen varios equipos altos consumidores de energía e inadecuadamente operados, los que inciden además el este consumo las horas diarias de explotación y condiciones desfavorables de medios de trabajo, en esa entidad se hizo un levantamiento para caracterizar el suministro de energía y a partir de este acometer la inversión necesaria.

El sistema de inyección de agua es considerado como una de las áreas de mayores pérdidas de energía (puesto clave para la eficiencia energética), con el 61,82 % del total de la potencia instalada y como se demostró, para el sistema actual se pierde alrededor del 70 % de la energía consumida por los motores.

4.5 Evaluación socio-económico-ambiental de la propuesta

En este caso se han considerado los costos de instalación y operación. Los costos de instalación incluyen: motor, bomba, tuberías y accesorios. Los precios de la bomba dependen del tamaño, determinado por el caudal y la carga total. Los costos de

operación dependen principalmente del número de horas de operación diarias y de la eficiencia del equipo, determinando el consumo de energía.

En el análisis económico inicial del proceso de inyección se ha tomado en consideración establecer los límites para los cuales es recomendable la aplicación de inyección de agua para recuperación y mejora del factor de recobro. Mediante el empleo de la ecuación 4.5 se tomaron los resultados de costo de inyección costo de recuperación y el costo total, expresados en % del mayor costo total, como se indica en la figura 4.8.

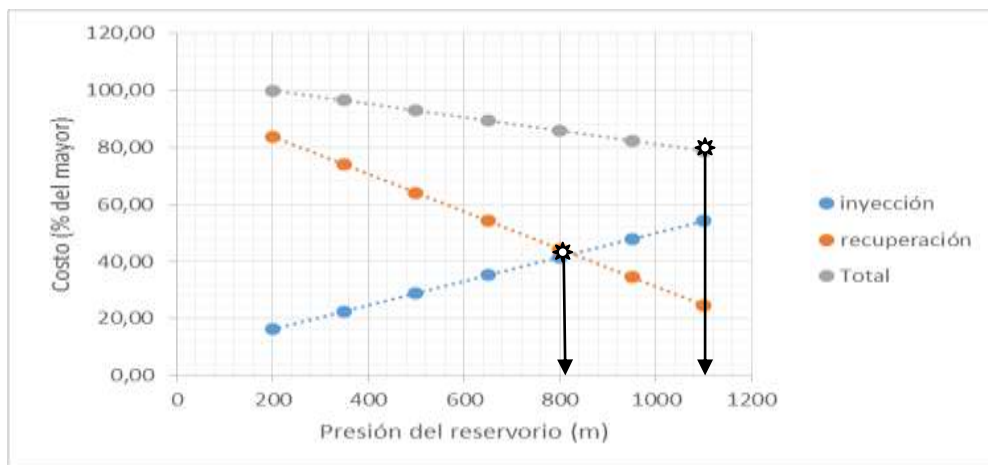


Figura 4.8. Establecimiento de los límites del proceso de recuperación en función de la presión del reservorio.

El menor costo se obtiene cuando la presión del reservorio es máxima (1100 m). Para menor valor de esta presión el costo total de operación va aumentando, encontrándose como el límite a 810 m de la presión del reservorio, donde es recomendable iniciar el proceso de inyección para mejorar el factor de recobro. Es evidente que para el aumento de la presión del reservorio, el costo de inyección aumenta, debido al aumento de la resistencia de descarga, pero al mismo tiempo el costo de recuperación disminuye, al aumentar la presión interna del pozo.

Para valores de presión interna de reservorio menos que 810 m, no es factible continuar con el proceso de recuperación primaria por sí solo, donde el costo de operación alcanza el 83 % del costo máximo, por lo que se hace necesario aumentar la energía interna del pozo, y como objetivo de en este estudio se procede a aplicar la inyección de agua de formación.

Para realizar la evaluación económica se tomó en consideración el costo de cada componente y factor que intervienen en el proceso de inyección como su costo de



inversión, los que se describen a continuación y se ilustran en la tabla 4.6 donde se deben tener en cuenta la inversión realizada para el desarrollo del proyecto inicial.

Tabla 4.6. Inversión del proyecto de recuperación secundaria.

DESCRIPCIÓN	COSTO \$M
Facilidades en EPF	900,000
Facilidades en EDYF	1 400,000
Conversión del pozo productor a inyector	800,000
Tubería desde EPF a EDY	2 500,000
Sistema eléctrico - instrumentación	400,000
Estudio técnico	200,000
Permisos gubernamentales	10,000
Monitoreo	100,000
Obras civiles	100,000
Prueba de calidad del agua	50,000
TOTAL	6 460,000

Como se puede observar el costo total de la inversión fue de 6 460.000 \$, para el caso de la propuesta de sustitución del sistema de bombas en paralelo se tiene que el costo de inversión de la nueva bomba, el estudio técnico, la mano de obra de montaje y materiales (tabla 4.7), valor total para el cual se calcula el tiempo de recuperación, teniendo como referencia los beneficios por ahorro de energía.

Tabla 4.7. Costo de propuesta y recuperación.

DESCRIPCION	VALOR	US
Valor de las dos bombas actuales	30000	\$
Valor de la bomba propuesta	500000	\$
Inversión de la sustitución de la nueva bomba	470000	\$
Estudio técnico	1000	\$
Mano de obra de montaje	12000	\$
Materiales	5080	\$
Total	488080	\$
Ahorros por eficiencia energética de la propuesta	972864	\$/año
Periodo de recuperación	0,50	año

El costo referido a la adquisición de la nueva bomba para inyección se supele en parte por el valor actual de las bombas en funcionamiento. Como se resume en la tabla 4.7 el periodo de recuperación de la propuesta es de 0,5 años, equivalente a seis meses;



inversión factible teniendo en consideración que la vida útil de la bomba es superior a 10 años.

4.5.1 Ventajas y desventajas del sistema de inyección del agua de formación

El presente estudio da respuesta a la creciente necesidad de buscar alternativas que permitan minimizar el impacto ambiental, permitiendo un desarrollo sustentable de las empresas petroleras en las Operaciones de manejo y disposición del agua de formación acompañante del proceso de extracción, traduciéndose en un mayor bienestar para el ecosistema y generando un impacto social positivo para la población de la zona de influencia.

Ventajas

- Es una tecnología con cero descargas del agua acompañante, por lo que disminuye el impacto ambiental.
- Elimina la deposición de todo ese material a superficie.
- No necesita tanto espacio de ubicación.
- Usualmente es una opción más económica del proceso de recuperación.
- Es un proceso básico y simple de manejar.
- Es una alternativa eficaz en relación con el costo de adquisición de tierra y construcción de piscinas; elimina las cuotas de transporte de recortes.
- Mantiene el objetivo de contención total de recortes; ayuda a cumplir con los reglamentos en materia ambiental.
- La recolección y eliminación se logran sin generar tiempo improductivo costoso.
- Una opción practica para áreas de perforación costa fuera donde se prohíbe la eliminación en sitio.
- Tecnología probada en campo.
- Los componentes modulares están configurados a la medida para adaptarse al volumen de trabajo, disponibilidad de espacio y otros requerimientos específicos.

Desventajas

- Encontrar la zona adecuada para la inyección.
- Necesita un estudio geológico y de fracturamiento usualmente.



- Necesite un plan de reserva en caso de la inyección fracase es muy importante.
- Incertidumbre en predicciones de fracturas: ¿Cuánto seguramente podemos bombear?
- Tener cuidado con la presión de trabajo.
- El hecho de garantizar de la propagación de fractura no alcanza el techo de la zona de la roca, sello o peor aún que llegue a superficie.
- Si no se realizan correctamente, las operaciones de inyección, pueden obstruir y tapar la tubería de inyección, la tubería de revestimiento, el espacio anular o la zona de disparos, como resultado del asentamiento de sólidos.

4.6 Conclusiones del capítulo

Se planteo una metodología a partir de criterios técnico económicos para evaluar el desempeño se sistemas de bombeo para inyección.

Queda propuesto el equipo de bombeo eficiente para el proceso de inyección, el cual es regulado su flujo por variación de la frecuencia angular.

Mediante las medidas de selección eficiente del equipamiento de bombeo se tiene un ahorro anual de 112,6 \$/h.

La utilización del agua de formación en el proceso de inyección es una medida que cumple su objetivo en cuanto a el aumento del factor de recobro, pero al mismo tiempo mitiga el impacto ambiental que probocaba el vertimeito de estas aguas al entorno.



CONCLUSIONES GENERALES

1. El agua de formación a inyectar en el pozo posee buena compatibilidad de acuerdo a los análisis físico-químicos con el agua del yacimiento, lo que ha dado como resultado en el análisis de la inyección que la energía transmitida estaría con una inyección normal.
2. En la evaluación de los parámetros de trabajo del sistema de bombeo de agua para inyección, se demostró que para las bombas que trabajan en paralelo el rendimiento es muy bajo, para un 30 %, presentando un bajo rendimiento, resultado el cual indica que no es recomendable para un funcionamiento eficiente.
3. En la formación M1, para valores de presión interna de reservorio menores que 810 m, no es factible continuar con el proceso de recuperación primaria por sí solo, para lo cual el costo de operación de recuperación alcanza el 83 % del costo máximo, al implementar la inyección en el pozo se reduce el consumo de energía en el sistema de recuperación secundaria, mejorando el factor de recobro.
4. El sistema actual de bombeo para inyección representa el 26,1 % de la potencia instalada, considerándose como un elemento vital para la eficiencia energética. Las pérdidas de energía en este sistema se debe principalmente a la inadecuada selección del equipamiento de bombeo para la recuperación secundaria, manteniendo una diferencia entre la velocidad específica operativa y la nominal de 10,9 rev/min, parámetro que indica ineficiencia operativa.
5. Se comprobó que el diámetro técnico económico de la tubería conductora es el adecuado, siendo el calculado de 0,126 m; al elegirse un diámetro comercial el valor mas cercano al diámetro calculado es de 0,124 m, coincidiendo con el actual del sistema.
6. Se propusieron modificaciones importantes al sistema de inyección actual, centradas en el cambio del equipamiento de bombeo en paralelo por una bomba de capacidad nominal operativa al proceso. El proceso de diseño conceptual se basó en criterios técnicos económicos, donde se garantiza que el equipamiento trabaje con un rendimiento del 76 %; el valor de ahorro por eficiencia energética del sistema, alcanza el monto de 112,6 \$/h.



RECOMENDACIONES

1. Modificar el sistema de bombeo para inyección según las especificaciones propuestas en el diseño conceptual.
2. Utilizar siempre una bomba con capacidad nominal operativa, lo que garantiza el trabajo eficiente, teniendo presente que las bombas de gran capacidad son más eficientes.
3. Aplicar el sistema de regulación de flujo por la variación de velocidad angular.
4. Implementar el sistema de inyección en otros campos, teniendo en cuenta las especificaciones dadas en este trabajo.
5. Aplicar la metodología de la propuesta, siempre que se requiera de evaluaciones técnico económica de sistemas de bombeo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Akada, A., 2004. Gestión de energía en la industria minera del cobre, Japón.



2. Álvarez, E., 2008. Utilización de la energía eléctrica, cultura para su cuidado. Cuba: universitaria.
3. API, 1996., Introduction to Oil and Gas Production. Exploration & Production Department.
4. Beggs, D., 1991., Production Optimiztion. OGCI Publications, Tulsa, EUA.
5. Borroto, A., 2006., Libro de Gestión Energética en el sector Productivo y los Servicios. Cienfuegos: Centro de estudios de energía y medio ambiente (CEEMA).
6. BP Exploration, 1998., Multiphase design manual.
7. Brown, K., 1977., The Technology of Artificial Lift Methods. PennWell Publishing Company, EUA.
8. Campo avella, J. 1998., La Eficiencia Energética en la competitividad de empresas. Cienfuegos: Universidad de Cienfuegos.
9. Campos, J., García, M., & Rodríguez, K. (2010). Reducción de costos de energía mediante tarifas eléctricas. Cuba
10. Celli, S., 2005. Pérdidas de energía por capacidad de consumidores del sector industrial. Bogotá: Gente Nueva.
11. Colciencias, & Upme., 2007. Normas procedimientos y actuaciones de gestión de energía.
12. Craft, B. y Hawkins, M., 1986., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Tercera Edición.
13. Craig, F., 1982., Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. MARAVEN Venezuela.
14. Díaz, J., López, Y., & González, J., 2005. Metodología para el estudio energético, mediante fuentes de información. La Habana.
15. Economides, M., Hill, A.D., 1994., Petroleum Production Systems. Prentice Hall, New Jersey.
16. Efficiency, C. E., 2000., Uso de la energía en la actualidad. SyD.
17. Efficiency, I. E., 2008., Indicadores de eficiencia energética.
18. Espinoza, A., Mora, A., & Ferrero, Y., 2005. Diagnóstico energético en la industria
19. Forrest F. Craig J. 1993., The Reservoir Engineering Aspects of Water flooding, Volume 3, Society of Petroleum Engineers.



20. Garaicochea, F., Bernal, C., López, O., 1991., Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México.
21. Garay, S., 1998. Programa de ahorro en los procesos industriales de transformación de la energía. Cienfuegos: Universitaria.
22. Golan, M., Whitson, C., 1996., Well Performance, second edition. Tapir, Norway.
23. Guo, B., Ghalambor, A., Lyons, W.C., 2007. Petroleum Production Engineering A computer-Assisted Approach, Elsevier.
24. Infantes, J., 2003. Planificación y contratación del suministro eléctrico en la industria. Cuba.
25. Jahn, F., 2003., Hydrocarbon Exploration And Production Elsevier, Amsterdam.
26. Jahn, F., et. al, 2003., Hydrocarbon Exploration And Production Elsevier, Amsterdam.
27. Kanchev, A., Nicol, S., & Gorba, M., 2010. Indicadores de gestión energética. Moscú.
28. Khan, M., 2007., Petroleum Engineering Handbook. Gulf Publishing Company, Houston.
29. Laborde, R., Montero, R., & Pérez, M., 2004. Consumo de energía en diferentes ciclos de vida de una empresa. Holguín: Universitaria.
30. Labrador, J., 2005. Indicadores de gestión energética por valores.
31. Laurencio, H., 2012., Método para la obtención de la temperatura racional de bombeo de petróleos pesado, ENERMOA, ISMM, Moa, Cuba.
32. Longatt, G. 2009. Modelo econométrico alternativo, para estimar la demanda eléctrica del sector industrial. Guadalajara, México.
33. Ludwig, E., 2002., Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants, Gulf Professional publishing, tercera edición.
34. Manual de Gerencia de Exploración, 2015. Datos de campo para la exploración petrolífera en Petroamazonas.
35. Mohtd, S., 2009. Indicadores por clases de empresas consumidoras de energía
36. Navas, L., 2002. Costo del consumo energético en la industria. Puebla: P y E
37. Nekrasov, B. 1986. Hidráulica, editorial PAZ, Moscú.
38. Ortega, J., 2008. Efectos del alto consumo de energía eléctrica en Venezuela. Maracaibo, Zulia, Venezuela.





39. París de Ferrer, M., 2001., Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. ISBN 0034567, Venezuela.
40. Paris de Ferrer, M., 2007., Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.
41. Pérez, P., & Ibagué, M., 2011. Evaluación tecnológica en la industria mediante la simulación energética. Matanzas.
42. Posada, P., 2002. Definición de un sistema de gestión energética.
43. Prías, S., 2006. Eficiencia en el consumo de energía. España.
44. Ramos, N., 1989. Bombas, ventiladores y compresores, editorial ISPJAE. La Habana.
45. Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), 2010.
46. Restrepo, M., 2003. Pautas para la implementación de un sistema de gestión total de eficiencia energética. Cienfuegos, Cuba.
47. Streeter, V., Benjamín, E. y Bedford, K., 2000., Mecánica de fluidos. Novena Edición. McGraw-Hill. Best Seller International, S.A., Santafé de Bogotá, Colombia.
48. Tarek, A., 2001., Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Houston.
49. UNAM, 2007., Ingeniería de Producción de hidrocarburos, Editora universitaria, México.
50. Urteaga, F., 2005. Impactos del desarrollo económico, social y ambiental. Cataluña.
51. Vilela M. A., Zerpa L. B., Mengual R., 1999., Water and Gas Tracers at El Furrial Field. Society of Petroleum Engineers. PDVSA-Intevep. PDVSA-E&P. Artículo SPE 53737.
52. Wojs, K., 1993. Laminar and turbulent flow of dilute polymer solutions in smooth and rough pipes. Journal of non-Newtonian fluid mechanise. 48(2) 337-355.



ANEXOS

Anexo 1: Analisis del agua.

ANALISIS DE AGUA DE INYECCION EDEN YUTURI

A los 09 días del mes de Mayo del 2013, se realiza un muestreo de agua de inyección de Eden Yuturi en presencia de personal de ARCH.

ANALISIS FISICO QUIMICOS DE AGUA DE FORMACION EDEN YUTURI INYECTOR

Fecha :		09-Mayo-2013
Laborarista :		I. Ulloa
Punto de muestreo :		Inyección
Locación :		EPF
Campo :		B-12
SODIO (Na)	(mg/l)	4,989.7
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	40.8
CALCIO (Ca)	(mg/l)	224.0
STRONSIUM (Sr)	(mg/l)	-
BARIO (Ba)	(mg/l)	2.0
HIERRO (Fe)	(mg/l)	3.15
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	6,700
SULFATO (SO4)	(mg/l)	180
BICARBONATOS (HCO3)	(mg/l HCO3)	1,390.8
ACIDOCARBOXILICOS	(mg/l)	1111
SOLIDOS DISUELTOS (Calculado)	(mg/l)	14,501
Densidad (STP)	(g/ml)	1.009
CO2 DISUELTO EN AGUA	(g/ml)	862
H2S (EN GAS)		-
H2S (EN AGUA)	(mg/L)	0.014
Aceite en agua	(ppm)	49
Oxigeno disuelto	(ppb)	20
Residual de Inhibidor de escala	(ppm)	14
SUP. pH (MEDIDO) STP	(pH)	6.13
Sólidos totales suspendidos	(ppm)	31
Turbidez	(NTU)	26
BWPD	(bla)	355,041

CONDICIONES DE OPERACION

Temperatura Bomba Booster (°F)	(°F)	173
Temperatura de Cabeza (°F)	(°F)	176
Presión Bomba Booster(psi)	(psia)	48
Presión de Cabeza (psi)	(psia)	2,400

PTB CaCO3



Bomba Booster	PTB	0
Cabeza de Pozo	PTB	0

INDICE DE SATURACION CaCO3


Bomba Booster	-	-0.57
Cabeza de Pozo	-	-0.75

TENDENCIA DE INCRUSTACION

Bomba Booster	-	NO
Cabeza de Pozo	-	NO

Ing. Henry Toapanta



Ing. Alex Alarcon
PETROAMAZONAS EP

Figura 1. Propiedades del agua de formación.



ANALISIS FISICO QUIMICO DEL AGUA DEL POZO EDYF-118M1

A los 31 días del mes de julio de 2013, se realiza un muestreo del fluido del pozo EDYF-118M1 del campo Eden Yuturi en presencia de personal de ARCH.

**ANALISIS FISICO QUIMICO DEL AGUA DEL POZO EDYF-118M1
EDEN YUTURI
EDYF-118M1**

Fecha :		31-Jul-13
Laboratorista :		J. Ulloa
Punto de muestreo :		MANIFOLD
Locación :		Pad F
Campo :		B-12
PARAMETROS	UNIDAD	
SODIO (Na)	(mg/l)	3,219.1
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	3.84
CALCIO (Ca)	(mg/l)	13.6
ESTRONCIO (Sr)	(mg/l)	
BARIO (Ba)	(mg/l)	2.00
HIERRO (Fe)	(mg/l)	0.65
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	3,400
SULFATO (SO4)	(mg/l)	265
BICARBONATOS (HCO3)	(mg/l HCO3)	1952
ACIDOCARBOXILICOS	(mg/l HAc)	37
TDS (MEDIDO)	(mg/l)	8,700
Densidad (STP)	(g/ml)	1.0058
% CO2 (EN GAS)	(%)	8.5
H2S (EN GAS)	mg/L	4.0
H2S (EN AGUA)	mg/L	0.044
SUP. pH (MEDIDO) STP	pH	6.75
GAS MSCF	(MSCF)	7
BOPD	(STB)	86
BWPD	(STB)	2,056

CONDICIONES DE OPERACION

Temperatura de Fondo (°F)	(°F)	252
Temperatura de Cabeza (°F)	(°F)	184
Presión de Fondo (psl)	(psia)	898
Presión de Cabeza (psl)	(psia)	262

PTB CaCO3

Fondo de Pozo	PTB	10.41
Cabeza de Pozo	PTB	7.08

INDICE DE SATURACION CaCO3

Fondo de Pozo	-	0.94
Cabeza de Pozo	-	0.42

TENDENCIA DE INCRUSTACION

Fondo de Pozo	-	LEVE
Cabeza de Pozo	-	LEVE



Ing. Alex Alarcón
PETROAMAZONAS EP

Figura 2. Propiedades del agua del pozo.

Anexo 2: Correlaciones estratigráficas.

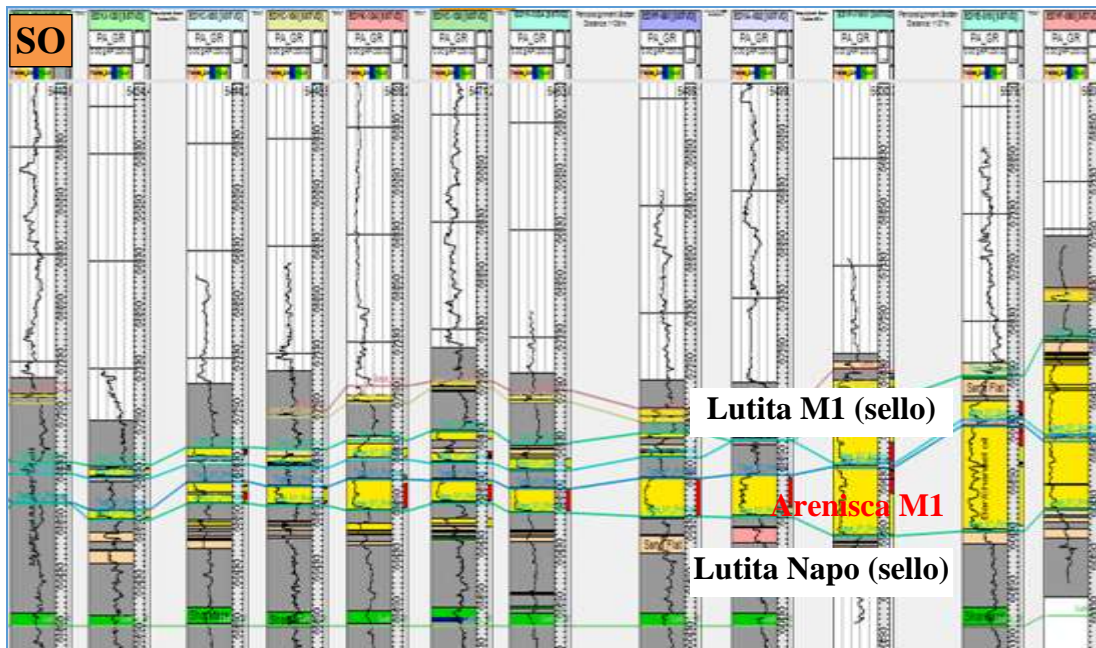
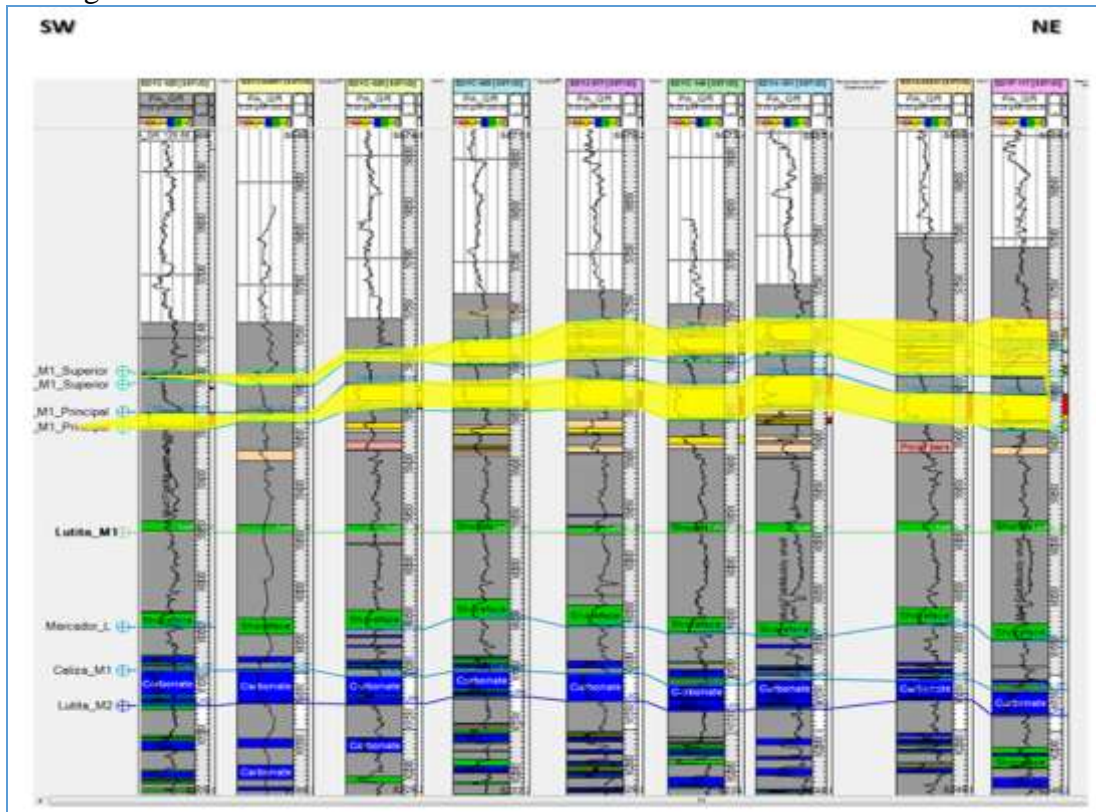
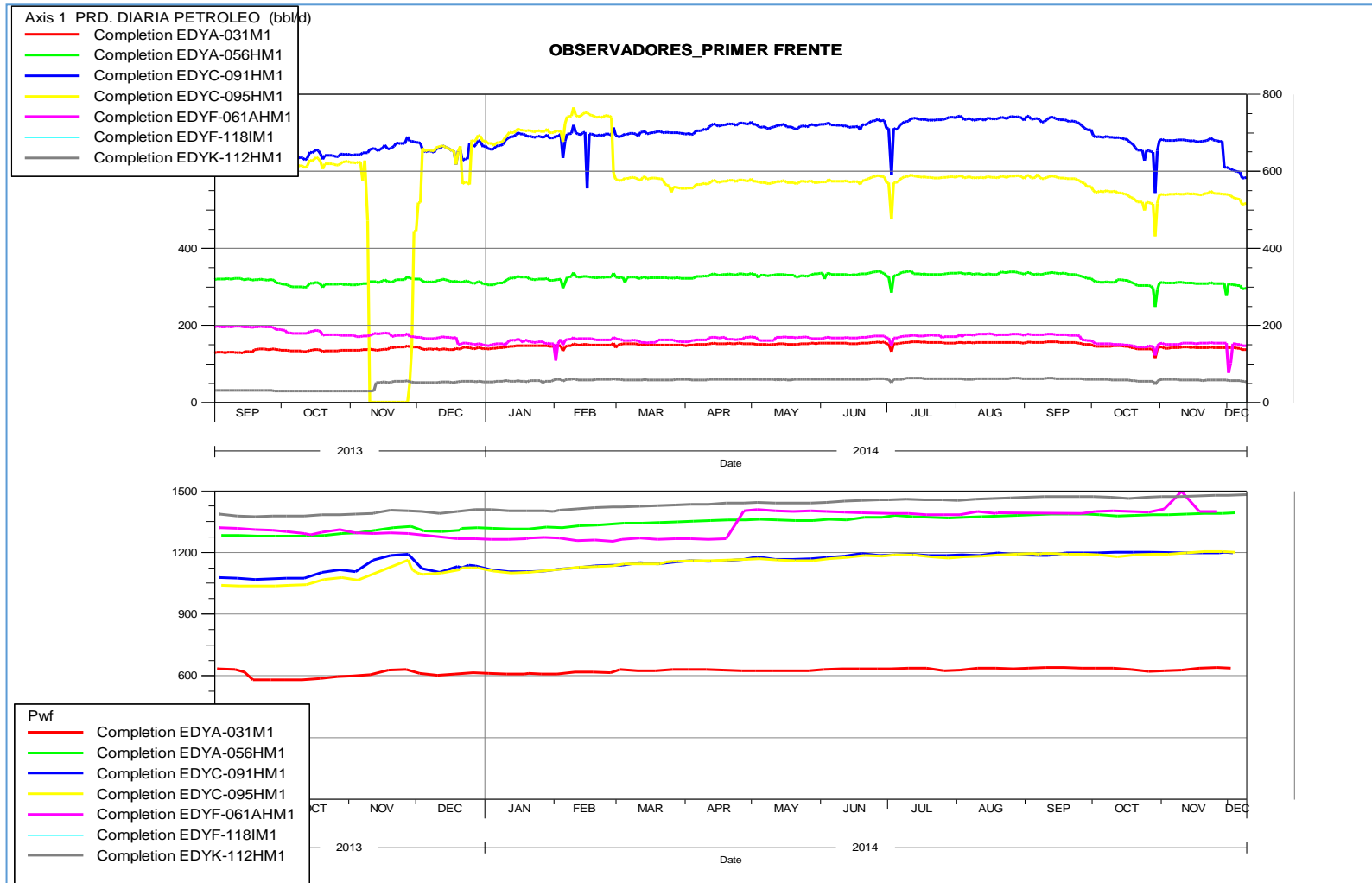


Figura 1 y 2. Sección estratigráfica en dirección SW-NE. Nótese el acuñamiento de M1 Principal y M1 Superior hacia el suroeste. (Fuente: Geología Activo Edén-Yuturi)

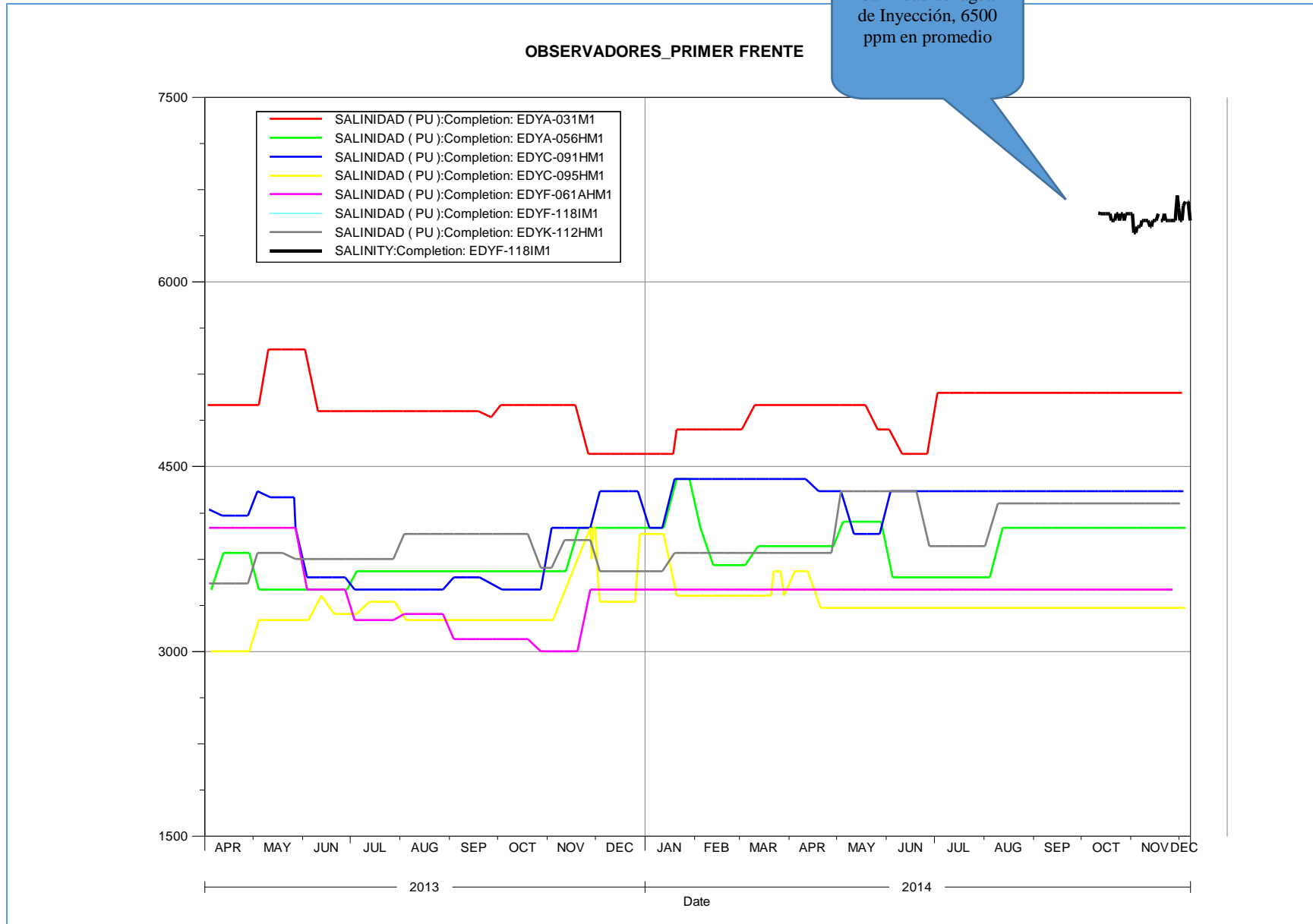


Anexo 3. Seguimiento de pozos observadores, primer frente



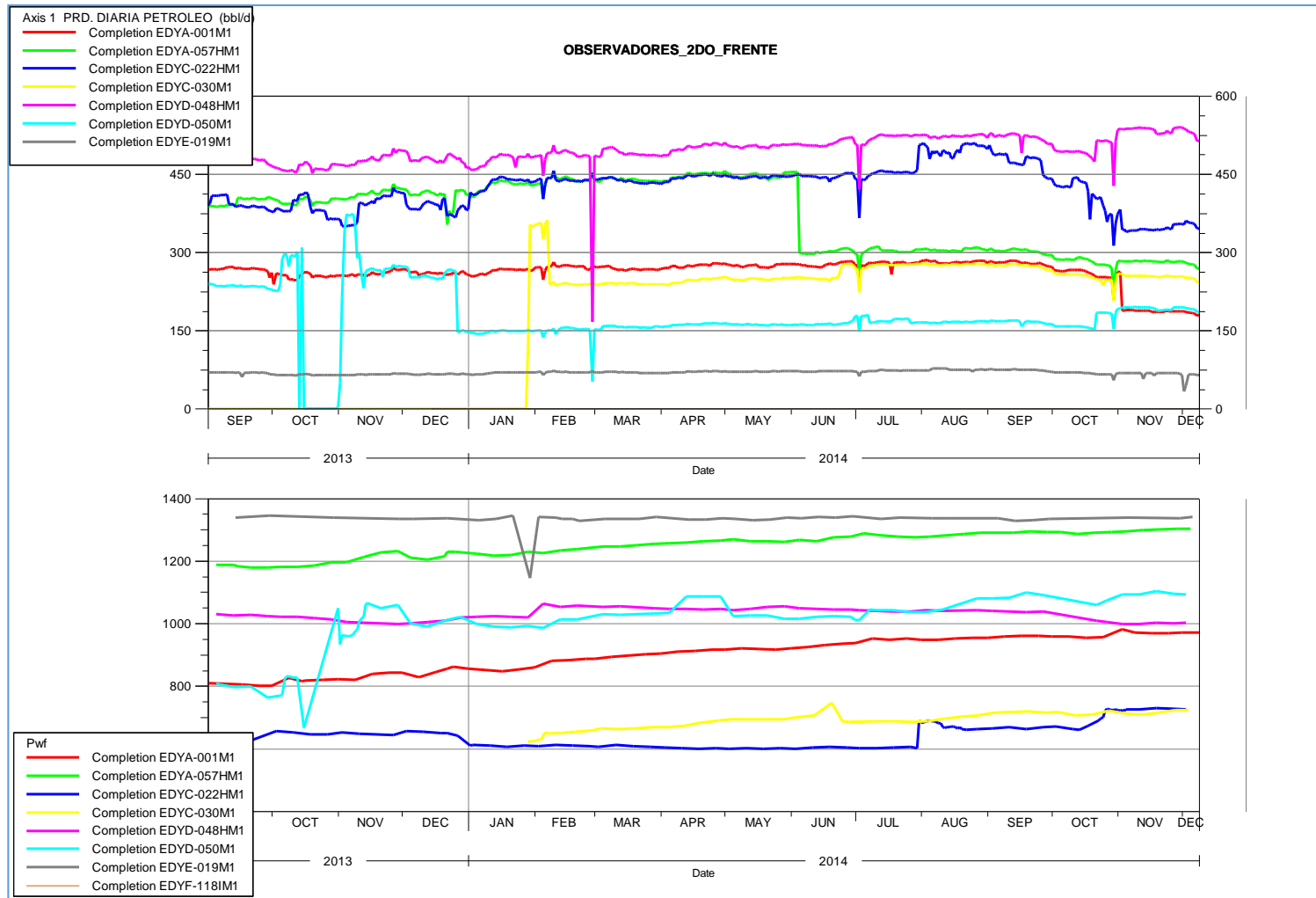


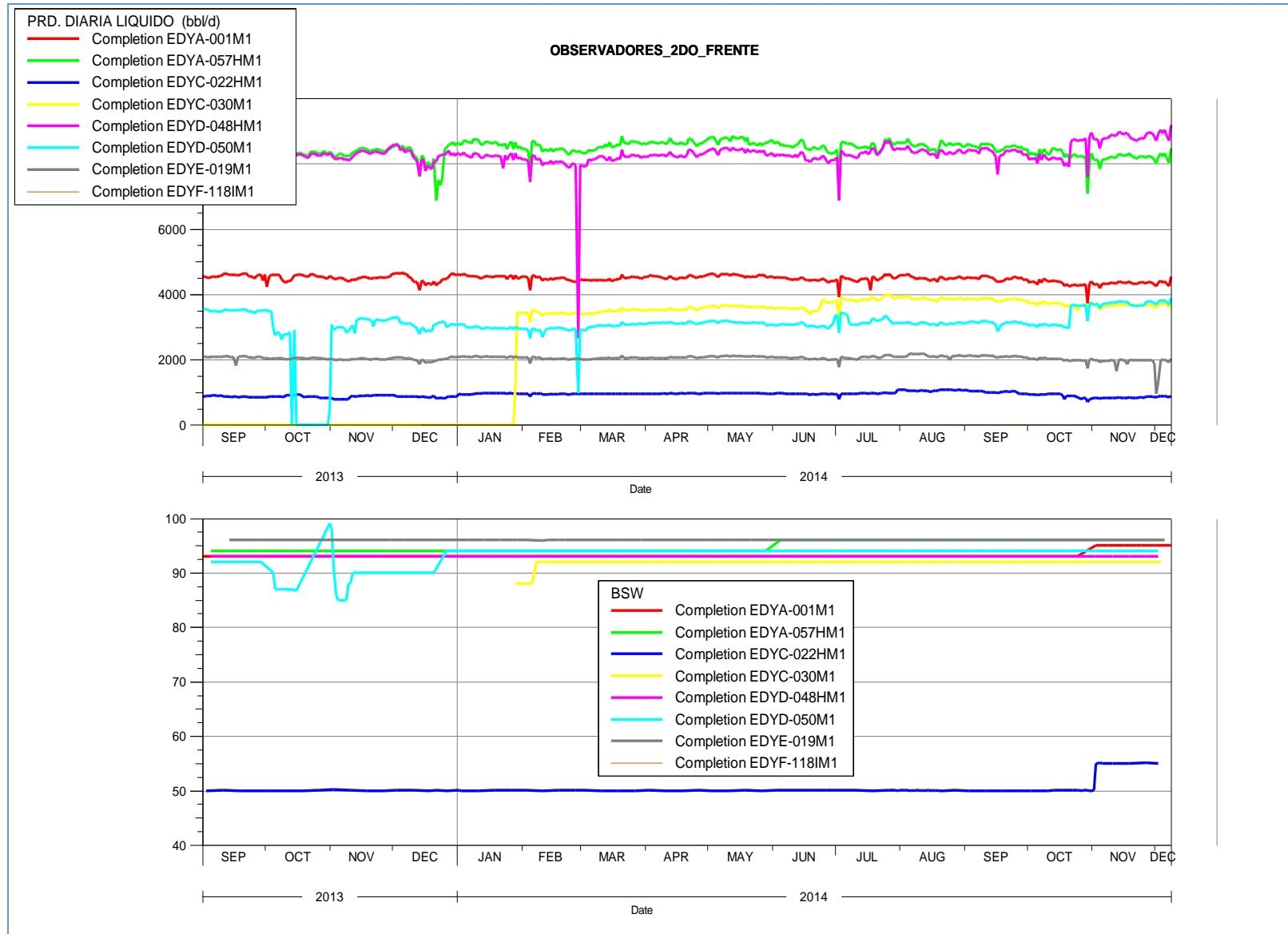
Salinidad del agua de Inyección, 6500 ppm en promedio

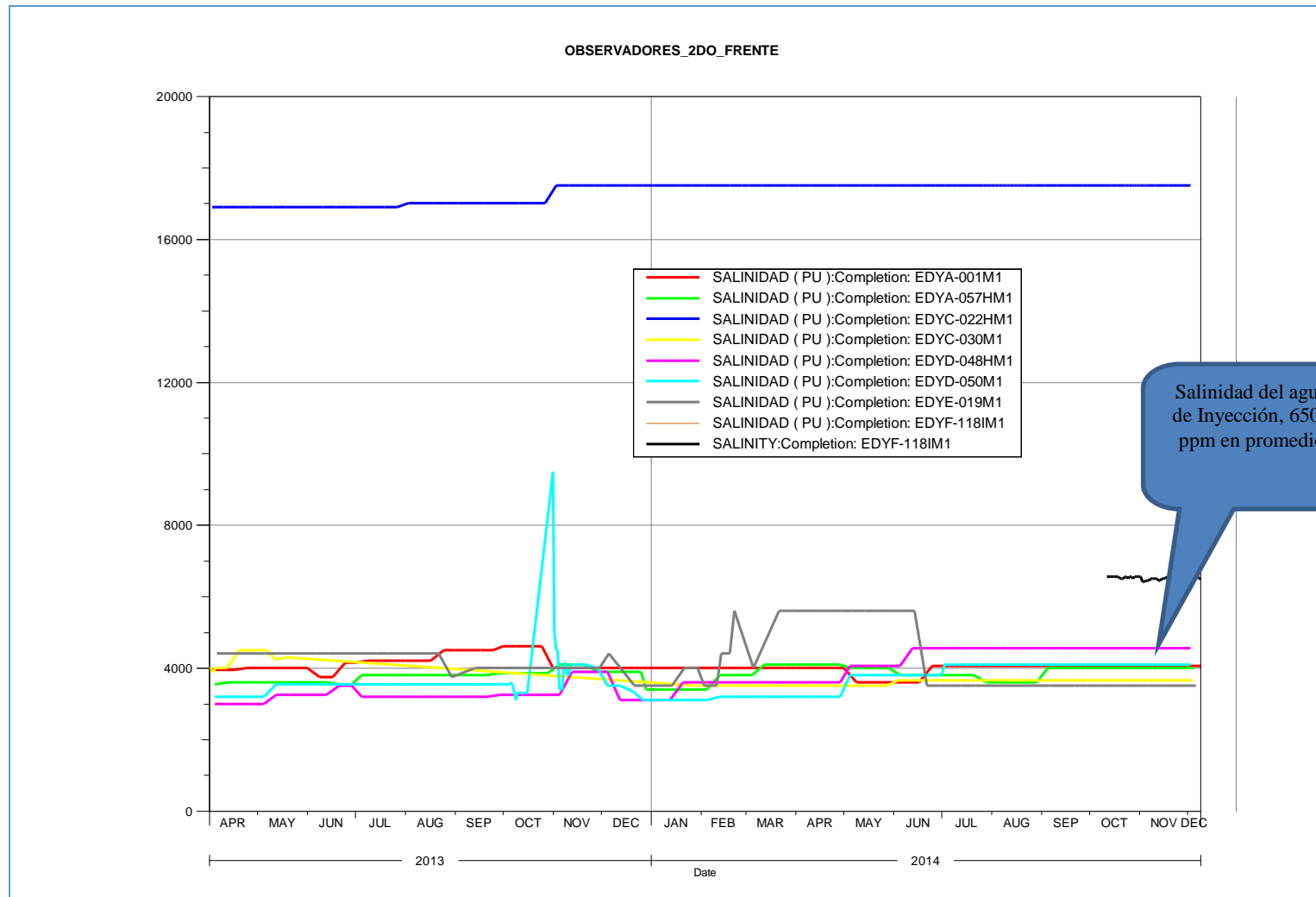




Anexo 4. Seguimiento de pozos observadores, segundo frente.









Anexo 5. Curvas características de las bombas de inyección.

