

FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE  
BOMBAS PRINCIPALES DE INYECCIÓN DE MAYOR CAPACIDAD DE FLUJO  
PARA LA INYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A POZOS DISPOSAL EN  
EL CAMPO CARICARE.

DAVID ANTONIO BAYTER VÁSQUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2020

FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE  
BOMBAS PRINCIPALES DE INYECCIÓN DE MAYOR CAPACIDAD DE FLUJO  
PARA LA INYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A POZOS DISPOSAL EN  
EL CAMPO CARICARE.

DAVID ANTONIO BAYTER VÁSQUEZ

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Tutora empresa

DANIELA VILLADA DUQUE

Ingeniera de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2020

## **DEDICATORIA**

*A Dios por darme la sabiduría y permitirme recorrer este camino.  
A toda mi familia, en especial a mis padres por ser el motor e impulso en mi vida.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander, mi Alma Mater, por todo el crecimiento profesional y personal.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, y a todos los profesores por los conocimientos impartidos durante la carrera.

A Occidental, empresa me permitió vivir la primera experiencia en la industria de los hidrocarburos.

A todo el personal del Campo Caricare por su colaboración, amistad y todos los conocimientos compartidos.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	17
1. EL AGUA EN LA ACTIVIDAD PETROLERA.....	19
1.1 ORIGEN DEL AGUA .....	19
1.2 TIPOS DE AGUA EN EL YACIMIENTO .....	20
1.2.1 Agua intersticial o agua de formación .....	20
1.2.2 Agua connata .....	20
1.2.3 Agua libre .....	20
1.2.4 Agua de barrido .....	20
1.2.5 Agua buena .....	21
1.2.6 Agua mala .....	21
1.3 CICLO DEL AGUA Y FACTORES QUE INFLUYEN EN SU PRODUCCIÓN ..	21
1.4 TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN .....	24
1.4.1 Tratamiento físico .....	25
1.4.1.1 Desengrasado .....	25
1.4.1.2 Remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD) .....	26
1.4.1.3 Evaporación .....	27
1.4.1.4 Flotación por aire disuelto .....	27
1.4.2 Tratamientos químicos .....	28
1.4.2.1 Neutralización .....	28
1.4.2.2 Precipitación y coagulación .....	29
1.4.3 Tratamientos biológicos.....	30
1.4.3.1 Filtros biológicos.....	30
1.4.3.2 Lodos activados.....	30
1.4.3.3 Piscinas de aireación.....	30
1.4.3.4 Piscinas de estabilización.....	30
1.4.4 Tratamiento de membrana.....	31
1.4.4.1 Microfiltración / Ultrafiltración: .....	31

1.4.4.2 Membranas poliméricas: .....	31
1.4.4.3 Ósmosis inversa y nanofiltración: .....	32
1.5 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN .....	33
1.5.1 Reinyección de agua producida.....	33
1.5.2 Inyección a pozos disposal.....	34
1.5.3 Inyección por espacio anular. ....	35
1.5.4 Inyección en pozos de poca profundidad .....	35
1.5.5 Vertimiento en la superficie.....	35
1.5.6 Evaporación.....	36
1.5.7 Otros usos.....	37
2. EQUIPOS DE BOMBEO .....	38
2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS .....	38
2.1.1 Bombas de desplazamiento positivo .....	39
2.1.2 Bombas dinámicas .....	39
2.2 BOMBAS CENTRÍFUGAS .....	40
2.2.1 Características de las bombas centrífugas .....	41
2.2.2 Clasificación de las bombas centrífugas .....	42
2.2.3 Componentes de las bombas centrífugas .....	42
2.2.4 Conceptos básicos de las bombas .....	43
2.2.4.1 Densidad:.....	43
2.2.4.2 Gravedad específica (G.E): .....	43
2.2.4.3 Viscosidad: .....	43
2.2.4.4 Presión: .....	44
2.2.4.5 Cabeza (H): .....	44
2.2.4.6 Presión de entrada (Pi): .....	44
2.2.4.7 Presión de descarga (Pd): .....	44
2.2.4.8 Presión de Vapor.....	44
2.2.4.9 Caudal (Q):.....	44
2.2.4.10 Cabeza de succión positiva neta:.....	44
2.2.4.11 Eficiencia de la bomba: .....	45
2.2.4.12 Potencia requerida (BHP):.....	45

2.2.4.13 Cavitación.....	46
2.2.4.14 Contenido de sólidos: .....	46
2.2.4.15 Leyes de afinidad.....	46
2.3 BOMBAS CENTRÍFUGAS HORIZONTALES MULTITAPA .....	47
2.4 PARTES PRINCIPALES DE UNA BOMBA HPS .....	48
2.4.1 Motor.....	48
2.4.2 Acople del motor .....	49
2.4.3 Cámara de empuje horizontal (HTC) .....	49
2.4.4 Sello mecánico.....	50
2.4.5 Admisión (Intake).....	51
2.4.6 Bomba .....	51
2.4.7 Descarga.....	53
2.4.8 Skid o patín de la bomba.....	54
2.4.9 Variador.....	54
3. ÁREA DE ESTUDIO .....	56
3.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA COMPAÑÍA .....	56
3.2 CAMPO CARICARE .....	57
3.2.1 Localización.....	57
3.2.2 Estratigrafía .....	58
3.2.3 Generalidades.....	59
3.3 FACILIDAD DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN (CPF-1).....	59
3.3.1 Sistema de separación y almacenamiento.....	61
3.3.2 Sistema de acondicionamiento y disposición de gas de alta y media presión. .....	63
3.3.3 Sistema de tratamiento de agua de producción.....	64
3.4 CONDICIÓN ACTUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN .....	66
4. PROPUESTA TÉCNICA PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	69
4.1 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE LAS NUEVAS BOMBAS.....	69
4.2 SISTEMAS DE BOMBAS HORIZONTALES DE SUPERFICIE EN EL MERCADO .....	72
4.2.1 Schlumberger.....	72

4.2.2 Baker Hughes.....	72
4.2.3 Halliburton.....	74
4.2.4 Borets. ....	74
4.3 SELECCIÓN DE BOMBAS .....	75
4.3.1 Criterios de selección. ....	75
4.3.2 Selección. ....	76
4.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN CON LAS NUEVAS BOMBAS IMPLEMENTADAS .....	80
5. ANÁLISIS FINANCIERO.....	83
5.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) .....	83
5.1.1 Costos de materiales y equipos. ....	84
5.1.2 Costos de construcción y programación. ....	85
5.1.3 Costos por control de producción. ....	86
5.1.4 Costos de ingeniería. ....	87
5.2 CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS OBTENIDOS POR LA APLICACIÓN DEL PROYECTO .....	88
5.2.1 Ahorro por reducción del consumo eléctrico.....	88
5.2.2 Ahorro por mitigación de pérdidas de producción. ....	89
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.....	91
5.3.1 Valor Presente Neto (VPN).....	93
5.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). ....	94
5.3.3 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI). ....	94
6. CONCLUSIONES .....	96
7. RECOMENDACIONES .....	97
BIBLIOGRAFÍA .....	98

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula. ....	26
Tabla 2. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos. ....	29
Tabla 3. Aplicaciones de tecnología de filtración por membranas. ....	32
Tabla 4. Diferencia entre bombas de desplazamiento positivo y dinámicas. ....	40
Tabla 5. Leyes de afinidad. ....	47
Tabla 6. Características de funcionamiento de bombas principales de inyección. ....	67
Tabla 7. Parámetros de diseño de nuevas bombas requeridas. ....	71
Tabla 8. Especificaciones de rendimiento Sistemas REDA HPS. ....	72
Tabla 9. Especificaciones de rendimiento de las bombas Borets. ....	75
Tabla 10. Matriz resumen de información técnica y económica. ....	77
Tabla 11. Escala fundamental para comparaciones a pares. ....	77
Tabla 12. Matriz de comparación de criterios. ....	78
Tabla 13. Pesos relativos de cada criterio. ....	79
Tabla 14. Matriz de selección para las nuevas bombas. ....	79
Tabla 15. Características de funcionamiento de la propuesta de Sistema de inyección de agua. ....	80
Tabla 16. Costos de materiales y equipos requeridos. ....	84
Tabla 17. Costos de construcción y programación. ....	85
Tabla 18. Pozos seleccionados para control de producción. ....	86
Tabla 19. CAPEX total para la ejecución del proyecto. ....	87
Tabla 20. Ahorro anual por consumo energético. ....	88
Tabla 21. Proyección del valor anual del ahorro de energía. ....	89
Tabla 22. Pérdidas asociadas a fallas en las bombas de inyección. ....	90
Tabla 23. Proyección del valor anual del ahorro por pérdidas de producción. ....	90
Tabla 24. Evaluación financiera a través del modelo de FCLD. ....	92

Tabla 25. Indicadores financieros.....95

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema de un yacimiento de petróleo. ....	19
Figura 2. Esquema del ciclo del agua de producción.....	22
Figura 3. Esquema general de inyección de agua como método de recobro secundario. ....	35
Figura 4. Clasificación general de bombas. ....	39
Figura 5. Componentes de una bomba centrífuga. ....	41
Figura 6. Esquema general de una bomba HPS. ....	48
Figura 7. Motor eléctrico ABB. ....	48
Figura 8. Acople de rejilla tipo Falk. ....	49
Figura 9. Componentes de una Cámara de empuje modelo 1.X. ....	50
Figura 10. Sello instalado en la cabeza de la HTC. ....	51
Figura 11. Intake.....	51
Figura 12. Esquema de una bomba de múltiples etapas. ....	52
Figura 13. Curva de operación de una bomba. ....	53
Figura 14. Descarga de la bomba. ....	54
Figura 15. Skid o patín de la bomba. ....	54
Figura 16. Variador de frecuencia. ....	55
Figura 17. Localización del campo Caricare. ....	57
Figura 18. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de Llanos Norte. ....	58
Figura 19. Esquema general de la Facilidat CPF-1.....	60
Figura 20. Esquema de un separador bifásico vertical. ....	61
Figura 21. FWKO tipo laberinto.....	62
Figura 22. Sección transversal - Celda de flotación. ....	65
Figura 23. Sistema de inyección de agua. ....	66
Figura 24. Esquema de una bomba de inyección actual. ....	70
Figura 25. Curvas de rendimiento de los sistemas HPump (1 SG, 3600 RPM). ....	73

Figura 26. Trabajos de soldadura para ajustes de puntos de apoyo de las secciones de bomba. ....81

Figura 27. Valor Presente Neto acumulado durante la evaluación del proyecto. ...93

## GLOSARIO

**°F:** Grados Fahrenheit

**ANSI:** Instituto Nacional Estadounidense de Estándares

**API:** American Petroleum Institute

**BPD:** Barriles por día

**BFPD:** Barriles de fluido por día

**BO:** Barriles de petróleo

**BOPD:** Barriles de petróleo por día

**BS&W:** Sedimento básico y agua

**BWPD:** Barriles de agua

**COD:** Compuesto orgánico disuelto

**CAPEX:** Capital Expenditure (Costos de inversión)

**FCLD:** Flujo de caja libre descontado

**FWKO:** Separador de agua libre

**G. E:** Gravedad específica

**Glb:** Global

**GPM:** Galones por minuto

**HP:** Caballos de fuerza

**HPS:** Sistema de bombas horizontales

**ISA:** Interconexión eléctrica S.A

**IVA:** Impuesto al valor agregado

**kWh:** Kilovatio hora

**mD:** Milidarcy

**mg/l:** Miligramo por litro

**MMSCFD:** Millones de pies cúbicos estándar por día

**MWh:** Megavatio hora

**P:** Presión

**Pd:** Presión de descarga

**Pi:** Presión de entrada

**ppm:** Partes por millón

**PRI:** Periodo de recuperación de la inversión

**psi:** Libras por pulgada cuadrada

**Q:** Caudal

**RPM:** Revoluciones por minuto

**TIR:** Tasa interna de retorno

**TSS:** Sólidos totales suspendidos

**Und:** Unidad

**USD:** Dólar americano

**USD/BO:** Dólar americano por barril de petróleo

**USD/MWh:** Dólar americano por megavatio hora

**VP:** Valor presente

**VPN:** Valor presente neto

## RESUMEN

**TÍTULO:** FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS PRINCIPALES DE INYECCIÓN DE MAYOR CAPACIDAD DE FLUJO PARA LA INYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A POZOS DISPOSAL EN EL CAMPO CARICARE\*

**AUTOR:** DAVID ANTONIO BAYTER VÁSQUEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** SISTEMA DE INYECCIÓN, SISTEMA DE BOMBEO HORIZONTAL, POZOS DISPOSAL.

### **DESCRIPCIÓN:**

Durante la producción de petróleo se generan una serie de recursos asociados no deseados como sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse las facilidades de producción que permitan la separación y disposición adecuada de cada uno de los residuos.

En los últimos años la producción de agua en el campo Caricare ha aumentado, ocasionando que las bombas principales de inyección se encuentren trabajando cerca de su capacidad de diseño y, dado que no se dispone de bombas de respaldo para atender contingencias cada falla en estos equipos genera una disminución de la capacidad máxima de manejo de agua, debido a lo cual para mantener la operación controlada de la facilidad se requiere limitar la producción de pozos o en última instancia apagarlos. Esta situación, ha ocasionado pérdidas de barriles de petróleo que se traducen en pérdidas económicas para la compañía.

Por tales razones, este estudio establece una alternativa a las bombas principales de inyección actuales que permita adicionar capacidad de respaldo al sistema de inyección y de esta manera mitigar las pérdidas de producción asociadas a estos equipos. Además, muestra un análisis financiero donde se evalúa el efecto que trae para la compañía la implementación de la propuesta.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en ingeniería de hidrocarburos

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF THE IMPLEMENTATION OF MAIN INJECTION PUMPS WITH HIGHER FLOW CAPACITY FOR THE INJECTION OF PRODUCTION WATER TO DISPOSAL WELLS IN THE CARICARE FIELD\*

**AUTHOR:** DAVID ANTONIO BAYTER VÁSQUEZ\*\*

**KEYWORDS:** INJECTION SYSTEM, HORIZONTAL PUMPING SYSTEM, DISPOSAL WELLS.

### DESCRIPTION:

During oil production, a series of unwanted associated resources such as sediments, water and natural gas are generated, for which production facilities must be built that allow the separation and adequate disposal of each of the waste.

In recent years, the production of water in the Caricare field has increased, causing the main injection pumps to be working close to their design capacity and, given that there are no backup pumps to attend to contingencies, each failure in this equipment it generates a decrease in the maximum water handling capacity, due to which to maintain the controlled operation of the facility it is necessary to limit the production of wells or in the last instance to shut them down. This situation has caused the loss of barrels of oil that translate into economic losses for the company.

For these reasons, this study establishes an alternative to the current main injection pumps that allows adding backup capacity to the injection system and thus mitigating the production losses associated with this equipment. In addition, it shows a financial analysis where the effect that the implementation of the proposal brings to the company is evaluated.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en ingeniería de hidrocarburos

## INTRODUCCIÓN

Durante la explotación de un yacimiento de hidrocarburos se generan diferentes residuos, uno de ellos es la producción de agua asociada, la cual tiende a incrementar con el tiempo, ocasionando una disminución en el caudal de petróleo. Una vez en superficie el agua debe ser separada de la corriente de crudo y tratada de una manera adecuada según sea su disposición final.

Actualmente, en el campo Caricare se producen 18.600 barriles de petróleo por día y 238.000 barriles de agua proveniente del crudo tratado. El método de disposición final empleado en el campo es la inyección a pozos disposal y se logra mediante la operación de doce bombas principales de inyección que cuentan con una capacidad máxima de 240.000 BFPD, por lo que se encuentran trabajando cerca de su límite de diseño.

Esta situación ha ocasionado que la confiabilidad operativa del sistema de inyección disminuya, debido a que al momento de presentarse fallas en los equipos no se dispone de capacidad de inyección de respaldo que garantice la disposición ininterrumpida de toda el agua producida, por lo que es necesario disminuir la producción total de agua ya sea mediante la limitación de producción de los pozos o el apagado de los mismos, incurriendo en pérdidas de barriles de petróleo, que se traducen en pérdidas económicas para la compañía.

Con el propósito de mitigar esta problemática, se ha planteado el presente estudio que se encuentra limitado a las bombas principales de inyección y tiene como fin aprovechar la potencia instalada en sus motores, implementando bombas de mayor capacidad de flujo que permitan optimizar el consumo de energía y aumentar la capacidad de inyección de respaldo.

Para alcanzar lo anteriormente mencionado, el presente trabajo describe inicialmente la condición actual de operación de las facilidades de inyección del campo, identificando los parámetros de operación para la selección de los nuevos equipos. Posteriormente, se realiza una revisión de las diferentes compañías en el mercado que ofrezcan los servicios de bombas principales de inyección. Luego se construye una matriz de selección, estableciendo los criterios de evaluación para la preselección del sistema de bombeo más apropiado.

Finalmente, a través de un análisis financiero se determina la viabilidad del proyecto utilizando el método de Flujo de Caja Libre Descontado, evaluando indicadores financieros como Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión.

# 1. EL AGUA EN LA ACTIVIDAD PETROLERA

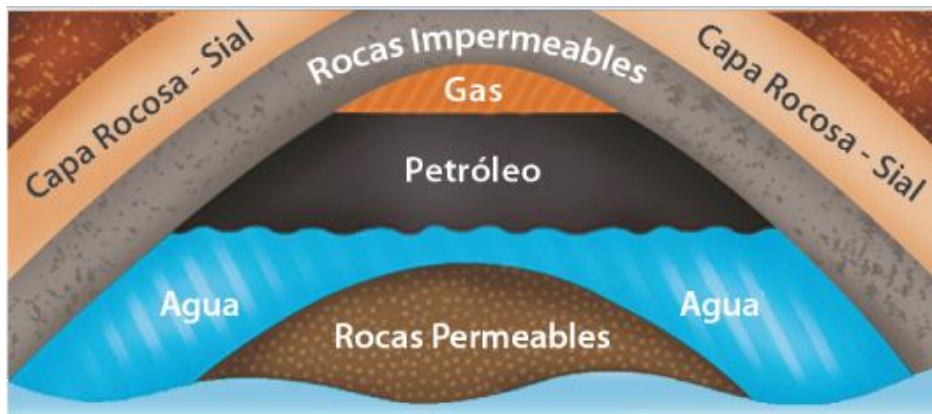
## 1.1 ORIGEN DEL AGUA

Las formaciones subterráneas en donde se encuentran hidrocarburos están generalmente impregnadas de diferentes fluidos como agua, petróleo y gas. Se cree que mucho antes de que el hidrocarburo migrara desde la roca generadora hasta la roca almacén, estas se encontraban saturadas de agua salina<sup>1</sup>. Los hidrocarburos más livianos migraron hasta la trampa de petróleo, desplazando parte del agua hasta convertirse en un yacimiento petrolífero (figura 1). Por tal razón, normalmente las rocas de la formación contienen hidrocarburos y agua.

Las fuentes de esta agua pueden incluir:

- Flujo desde arriba o desde debajo de la zona de hidrocarburos
- Flujo desde dentro de la zona de hidrocarburos
- Flujo de fluidos inyectados y aditivos utilizados.

Figura 1. Esquema de un yacimiento de petróleo.



**Fuente:** OSINERGMIN. Industria del Gas Natural [en línea]. [Consultado: 19 de agosto de 2019]. Disponible en internet: <http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>.

<sup>1</sup> AHMADUN, Fakhrul-Razi, *et al.* Review of technologies for oil and gas produced water treatment. ScienceDirect. ELSEVIER. 2009. p. 532.

## 1.2 TIPOS DE AGUA EN EL YACIMIENTO

Durante la etapa de explotación, la producción de agua es inherente a la producción de hidrocarburos, pues sin importar cuál sea su origen es transportada hasta superficie junto con el petróleo proveniente del yacimiento. Generalmente, el volumen de agua producida no permanece constante con el tiempo, conllevando a que la relación agua/petróleo aumente durante la vida productiva del pozo.

Según su origen, el agua presente en el yacimiento puede clasificarse como:

**1.2.1 Agua intersticial o agua de formación.** Es el agua que se halla naturalmente retenida en los poros de las rocas. Esta agua podría no corresponder al agua presente cuando se formó la roca original.

**1.2.2 Agua connata.** Corresponde al agua presente en los poros de una roca desde el momento de su formación. Normalmente es inmóvil.

**1.2.3 Agua libre.** Es el agua que se encuentra contenida en el espacio poroso, es móvil y puede fluir a condiciones normales de yacimiento. Esta agua no se encuentra ligada a la superficie de los granos o minerales de la roca.

Según su funcionalidad o utilidad, puede clasificarse como:

**1.2.4 Agua de barrido.** Es el agua proveniente de un pozo inyector o de un acuífero activo de fondo, cuya función contribuye al desplazamiento de hidrocarburo dentro del espacio poroso. Su control puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y reservas finales<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> BAILEY, B, *et al.* Control del agua. Oil Field Review. Schlumberger. 2000.

**1.2.5 Agua buena.** Es el agua producida proveniente del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Se produce como consecuencia inevitable del agua en el yacimiento y no se puede eliminar sin perder las reservas<sup>3</sup>.

**1.2.6 Agua mala.** Es el agua producida en exceso, que en simultaneo no produce petróleo o por lo menos no lo suficiente para compensar el costo asociado al manejo de esta, es decir es el agua producida a una tasa mayor al límite económica de la RAP.

### **1.3 CICLO DEL AGUA Y FACTORES QUE INFLUYEN EN SU PRODUCCIÓN**

En todas las etapas de la vida productiva de un campo petrolero el agua juega un rol fundamental, desde la exploración en donde mediante el contacto agua petróleo se determina el petróleo en sitio, hasta el abandono del campo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores irrumpe en el pozo y es producida junto con el hidrocarburo. Este flujo de agua a través de un yacimiento que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento recibe el nombre de ciclo del agua<sup>4</sup>. Ver figura 2.

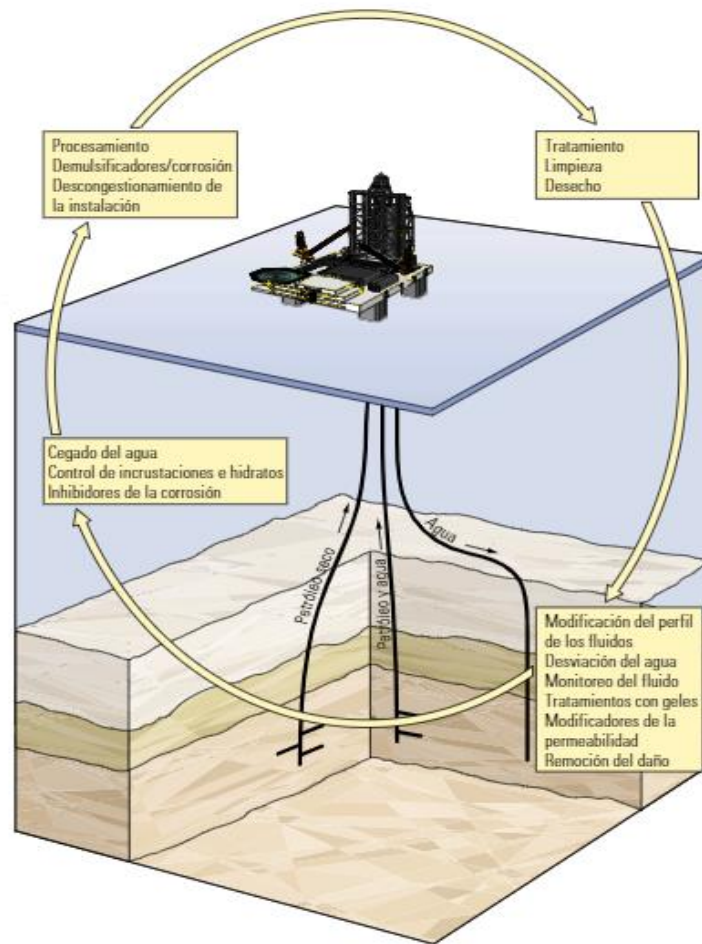
La producción excesiva de agua representa un problema para las compañías operadoras debido los efectos negativos que ocasionan en la capacidad de producción, tratamiento y manejo de los fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

---

<sup>3</sup> BAILEY, B, *et al. Op. Cit.*

<sup>4</sup> *Ibid.*

Figura 2. Esquema del ciclo del agua de producción.



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Oil Field Review. Control del agua [en línea]. [Consultado: 19 de agosto de 2019]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/66805537/Control-Del-Agua>.

La presencia de agua en el sistema ocasiona una serie de problemas colaterales entre los cuales se encuentran:

- Aumento en el consumo energético de los sistemas de levantamiento utilizados debido al incremento en el peso de la columna de crudo a levantar.
- Corrosión en las tuberías de producción y en los equipos en superficie.

- Obstrucción en las líneas de flujo y/o equipos de producción debido a la precipitación de carbonatos y sulfatos (escamas).
- Formación de emulsiones.

Resulta común que la producción de agua aumente con el tiempo de la vida productiva del pozo, sin embargo, existe otros factores que también afectan el volumen de agua producida. Reynolds y Kiker (2003) evaluaron diferentes elementos que pueden afectar la cantidad de agua producida además de la edad de los pozos<sup>5</sup>:

- **Método de perforación del pozo:** la producción de agua resulta mayor en un pozo horizontal que en uno vertical para el mismo diferencial de presión.
- **Ubicación del pozo dentro del yacimiento:** un pozo que se haya ubicado incorrectamente dentro de la estructura del yacimiento podría generar una irrupción temprana del agua.
- **Diferentes tipos de terminación de pozos:** generalmente existen dos factores, el primer factor es evitar perforar abajo del contacto agua petróleo y el segundo consiste en ir probando las regiones de perforación.
- **Completamiento en múltiples zonas:** la mayoría de los pozos se completan inicialmente en una sola zona. A medida que la producción de petróleo disminuye, se pueden abrir nuevas zonas con el fin de mantener los niveles de producción, lo que conlleva a que la producción de agua aumente.
- **Tecnologías de separación del agua:** existen diferentes tecnologías para reducir los costos de producción y/o manejo del agua en pozos con alta producción. Estos métodos incluyen la inyección de geles poliméricos para aislamientos de zonas con alta producción de agua.

---

<sup>5</sup> AHMADUN, Fakhrol-Razi. *Op. Cit.*

- **Métodos de recobro:** la utilización de diferentes técnicas de recobro como la inyección de agua o agua mejorada a través de pozos inyectoros ocasiona que la producción de agua aumente una vez el agua inyectada irrumpa en los pozos productores.
- **Pérdida de integridad mecánica:** los problemas mecánicos en el revestimiento, como orificios ocasionados por el desgaste pueden permitir la entrada de fluidos indeseados y aumentar la producción de agua.
- **Comunicaciones subterráneas:** por lo general ocurren en las cercanías del pozo como fallas y espacios detrás del revestimiento. Los desafíos relacionados con los yacimientos son la canalización, la conificación y la formación de fracturas de mayor permeabilidad.

#### 1.4 TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua producida es uno de los más grandes residuos generados en los campos petroleros, se estima que se producen tres barriles de agua por cada barril de petróleo a nivel mundial<sup>6</sup>. Es por ello que la gestión del agua en superficie es fundamental para las compañías, ya que destinan gran cantidad de recursos para su tratamiento y disposición final.

Los tratamientos de aguas producidas buscan mejorar la calidad del agua con el fin cumplir estándares ambientales establecidos, según sea su método de disposición, estos tienen como objetivo:

- Eliminación de grasas y aceites dispersos.
- Eliminación de compuestos orgánicos solubles.
- Desinfección.
- Eliminación de partículas sólidas suspendidas.

---

<sup>6</sup> BAILEY, B, *et al.* *Op. Cit.*

- Eliminación de gas disuelto.
- Desalinización.
- Eliminación del exceso de dureza del agua.

Existen muchos métodos físicos, químicos y biológicos que pueden ser utilizados por separado o combinados para el tratamiento del agua producida, a continuación, se abordaran algunos de ellos.

**1.4.1 Tratamiento físico.** Se basan en la separación de determinadas sustancias presentes en un fluido dependiendo en sus propiedades físicas. Entre ellos se tiene:

**1.4.1.1 Desengrasado:** consiste en la remoción de grasas y aceites presentes en el agua, ya sea que el aceite se encuentre libre, disperso o emulsionado. Existen diferentes tecnologías que permiten realizar esta separación, la selección de cada una dependerá del rango de remoción de tamaños de partículas a separar. Ver tabla 1.

Una de las tecnologías existentes ampliamente utilizada para la remoción de grasas y aceites es el hidrociclón, el cual utiliza la aceleración centrífuga para reducir la concentración de una fase dispersa dentro de un medio dispersante. Dependiendo del modelo de hidrociclón empleado, puede eliminar los elementos de fase dispersa en un rango de 5 a 15  $\mu\text{m}$ <sup>7</sup>. A pesar de ser ampliamente utilizados los hidrociclones presentan una baja eficiencia de remoción y no son capaces de eliminar componentes solubles de aceite y grasa presentes en el fluido<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> JIMÉNEZ, S., *et al.* State of the art of produced water treatment. Chemosphere, 2018, vol. 192, p. 186-208.

<sup>8</sup> GUERRA, K., *et al.* Oil and gas produced water management and beneficial use in the Western United States. 2011: US Department of the Interior, Bureau of Reclamation.

Tabla 1. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula.

Tecnología	Rango de remoción $D_p$ : diámetro de partícula	Características
Separador API	$D_p > 150 \mu\text{m}$	Rendimiento depende del tiempo de retención y efectos de adición de coagulantes y floculantes.
Separador de placas corrugadas	$D_p > 40 \mu\text{m}$	Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo.
Flotación por gas inducido	$D_p > 3 \mu\text{m}$	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas. Alta eficiencia de remoción.
Hidrociclones	$D_p > 15 \mu\text{m}$	La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. La caída de presión se debe controlar.
Filtración por membrana	$D_p > 0,01 \mu\text{m}$	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0,01 a 10 $\mu\text{m}$ .

**Fuente:** MESA, S, *et al.* Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Gestión y Ambiente. UNAL. 2018.

**1.4.1.2 Remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD):** estos tratamientos buscan reducir la concentración de los COD presentes en el agua.

Una de las tecnologías existentes para la eliminación de estos compuestos orgánicos disueltos es la adsorción, en la cual se usan diferentes minerales como carbón activado, organoarcillas, zeolita, entre otros, que permiten que los compuestos orgánicos disueltos en el agua producida y algunos metales pesados se adhieran a la superficie de estos materiales. El rendimiento de los materiales

adsorbentes se ve afectado por la temperatura y pH, aceite suspendido, concentración de metales y una alta salinidad.

Las principales limitaciones de este método de la adsorción son las partículas en suspensión que pueden llegar a taponar el medio adsorbente reduciendo la eficiencia de remoción. Igualmente, otra desventaja que presentan es que la contaminación puede transferirse de una fase a otra, y para eliminarla tendría que ser removida de la fase sólida mediante otros tratamientos como la oxidación húmeda o incineración.<sup>9</sup>

Otra tecnología utilizada para la eliminación de compuestos orgánicos disueltos es la oxidación, que emplea ozono, peróxido de hidrógeno y radiación ultravioleta (UV), entre otros, para reducir la demanda química y biológica de oxígeno en el agua<sup>10</sup>. Ver tabla 2.

**1.4.1.3 Evaporación:** mediante la adición de calor al agua se genera vapor que se condensa en agua pura, eliminando la necesidad de otros procedimientos físicos o químicos posteriores. Los evaporadores de tubo verticales son los más usados porque tienen mayor coeficiente de transferencia de calor, ahorran costos energéticos y disminuyen la posibilidad de incrustaciones en la tubería<sup>11</sup>.

**1.4.1.4 Flotación por aire disuelto:** el proceso consiste en la separación de partículas sólidas en suspensión y algunas sustancias coloidales y emulsionadas de una fase líquida continua. La separación de estos componentes se logra introduciendo microburbujas de aire dentro del líquido, las burbujas se adhieren a las partículas sólidas y emergen a la superficie arrastrando consigo las materias

---

<sup>9</sup> JIMÉNEZ, S., *et al.* *Op. Cit.*

<sup>10</sup> MESA, S, *et al.* Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Gestión y Ambiente. UNAL. 2018.

<sup>11</sup> *Ibid.*

en suspensión, convirtiéndolas en material flotante fácil de remover. El uso de aire proporciona una mayor eficiencia al proceso dado que oxida y remueve la mayoría de los sulfuros del agua, haciendo más fácil la remoción del petróleo que se encuentra adherida a la superficie del sulfuro de hierro precipitado.

La tecnología de flotación de aire se subdivide en flotación de aire disuelto (DAF) y flotación de aire inducida (IAF). La principal diferencia entre estas dos tecnologías es el método utilizado para la generación de las burbujas de gas y el tamaño de las burbujas resultantes. Mientras que en la tecnología DAF se produce una dispersión de finas burbujas de aire al reducir drásticamente la presión de una corriente saturada, en la IAF se utilizan hélices para crear burbujas que se introducen en el fondo de la cámara de flotación.

La eficiencia de los procesos de flotación depende de las diferencias de densidades entre el líquido y los contaminantes a remover. También, dependen de la temperatura y del tamaño de la gota de aceite. Para aumentar la eficiencia de estos tratamientos se requiere minimizar el tamaño de las burbujas de aire y lograr una distribución uniforme en el medio.<sup>12</sup>

**1.4.2 Tratamientos químicos.** Algunos de los sistemas de tratamientos químicos más comunes se relacionan a continuación.

**1.4.2.1 Neutralización:** esta técnica consiste en ajustar el pH de una disolución hasta un valor objetivo. Para ello se adicionan reactivos de carácter fuertemente ácido o básico, dependiendo del cual sea el efecto deseado. La neutralización es fundamental debido a que en la mayoría de los casos se requiere que un fluido se encuentre a determinado pH para que pueda ser tratado biológicamente y eliminado al medio ambiente.

---

<sup>12</sup> GUERRA, K., *et al.* *Op. Cit.* 73.

**Tabla 2. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos.**

<b>Tecnología</b>	<b>Tipo</b>	<b>Características</b>
<b>Adsorción</b>	Carbón activado	Empleado para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y dependiente del tamaño de poro.
	Zeolita	Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), módulos compactos.
	Nuez	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo.
	Nano	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo.
	Polimérico	Remoción de benceno, tolueno y crudo.
<b>Extracción</b>	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas
<b>Oxidación</b>	Fotocatalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y TPH (hidrocarburos totales del petróleo).
	UV / Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos.

**Fuente:** MESA, S, *et al.* Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Gestión y Ambiente. UNAL. 2018.

**1.4.2.2 Precipitación y coagulación:** la floculación puede ser usada para remover partículas suspendidas y coloidales, pero no son efectivas para eliminar componentes disueltos<sup>13</sup>. Es por ello que para retirar dichos componentes se añade una sustancia química que reaccione directamente con ellos, dando como producto un material insoluble que se precipita y luego puede ser removido.

<sup>13</sup> AHMADUN, Fakhru-Razi. *Op. Cit.* 538.

**1.4.3 Tratamientos biológicos.** Estos tratamientos emplean microorganismos que provocan la degradación de las sustancias contaminantes de las aguas residuales industriales, por lo general utilizan procesos oxidativos. Existen fundamentalmente 4 tipos de tratamiento biológico que se enumeran a continuación<sup>14</sup>:

**1.4.3.1 Filtros biológicos:** eliminan parte de la carga orgánica que está presente en un efluente bajo el principio de oxidación aeróbica. Para ello se hace pasar un fluido sobre una superficie con familias microbianas.

**1.4.3.2 Lodos activados:** son sistemas donde se mezcla el fluido a tratar con un caldo de cultivos de microorganismos. Las sustancias contaminantes son oxidadas en medio aeróbico, generando la deposición en el fondo de los lodos activos, mientras que en la parte superior quedan las agua ya tratadas.

**1.4.3.3 Piscinas de aireación:** consiste en la oxigenación del agua almacenada en depósitos a través de la difusión de aire, produciéndose simultáneamente dos tipos de degradación; una aeróbica y otra anaeróbica. La degradación aeróbica se produce de los sólidos en suspensión, y en el fondo de las piscinas se produce una sedimentación por parte de estos sólidos en suspensión, lo que ocasiona que el oxígeno no llegue a estos puntos.

**1.4.3.4 Piscinas de estabilización:** son sistemas de tratamiento que aprovechan la simbiosis entre algas y bacterias para facilitar la degradación de las sustancias presentes en el fluido. Los procesos biológicos más importantes que tienen lugar en las piscinas de estabilización son la oxidación de la materia organiza, la

---

<sup>14</sup> MUÑOZ, A. Evaluación técnica y ambiental de una unidad de evaporación como alternativa de tratamiento de aguas de producción de la fase de explotación de hidrocarburos. Tesis de posgrado. Universidad Libre. Bogotá. 2011. p. 44.

producción fotosintética de oxígeno y la digestión anaeróbica de la materia orgánica.

**1.4.4 Tratamiento de membrana.** Los métodos químicos y biológicos anteriormente presentados para tratar el agua de producción presentan desventajas a la hora de ser aplicados principalmente por su alto costo de tratamiento, uso de productos químicos tóxicos, limitación de espacio y contaminación secundaria.

Una de las tecnologías prometedoras es la separación física basada en membranas. Las membranas actúan como películas microporosas con índices de poros específicos, separando selectivamente un fluido de sus componentes. Existen cuatro procesos de separación por membrana establecidos, que incluyen microfiltración (MF), ultrafiltración (UF), ósmosis inversa (RO) y nanofiltración (NF).<sup>15</sup> Ver tabla 3.

**1.4.4.1 Microfiltración / Ultrafiltración:** la microfiltración se utiliza normalmente para la eliminación de sólidos en suspensión y reducción de la turbidez, el tamaño de poro oscila entre 0,1 y 3  $\mu\text{m}$ . Por otra parte, los tamaños de poro en los procesos de ultrafiltración oscilan entre 0,01 y 0,1  $\mu\text{m}$ , y se emplean generalmente para la eliminación de color, olor virus y materia orgánica coloidal. La ultrafiltración es el método más eficaz para la remoción de aceite del agua producida en comparación con métodos de separación tradicionales.<sup>16</sup>

**1.4.4.2 Membranas poliméricas:** son membranas hechas principalmente de poliacrilonitrilo (PAN) y fluoruro de polivinilideno (PVDF), capaces de retener partículas y aceite emulsionado y disperso con una eficiencia para las operaciones

---

<sup>15</sup> IGUNNU, Ebenezer T.; CHEN, George Z. Produced water treatment technologies. International Journal of Low-Carbon Technologies, 2014, vol. 9, no 3, p. 157-177.

<sup>16</sup> *Ibid.*

cruzado entre el 85% y el 100%. Presentan un ciclo de vida estimado de 7 años y son más económicas en comparación con las membranas inorgánicas. Sin embargo, son sensibles a temperaturas superiores a los 50°C y a productos de limpieza.<sup>17</sup>

**Tabla 3. Aplicaciones de tecnología de filtración por membranas.**

<b>Membrana de filtración</b>	<b>Especificaciones de separación</b>	<b>Aplicaciones/Eliminación</b>
<b>Microfiltración (MF)</b>	10 – 0,1 $\mu\text{m}$	Bacterias, virus, sólidos en suspensión.
<b>Ultrafiltración (UF)</b>	0,05 – 5 e <sup>-3</sup> $\mu\text{m}$	Proteínas, almidón, virus, sílice coloidal, tintes, grasas, orgánicos
<b>Nanofiltración (NF)</b>	5 e <sup>-3</sup> – 5 e <sup>-4</sup> $\mu\text{m}$	Almidón, pesticidas, herbicidas, iones divalentes, orgánicos, etc.
<b>Ósmosis inversa</b>	1 e <sup>-4</sup> – 1 e <sup>-5</sup> $\mu\text{m}$	iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, sales monovalentes, etc.

**Fuente:** ARTHUR, J. Daniel; LANGHUS, Bruce G.; PATEL, Chirag. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. All Consulting, LLC, Tulsa, OK, 2005.

**1.4.4.3 Ósmosis inversa y nanofiltración:** la ósmosis inversa es capaz de eliminar contaminantes más pequeños que el resto de membranas, sin embargo, presenta unas desventajas críticas como lo es la formación de incrustaciones en la membrana. Diferentes estudios y pruebas piloto han demostrado el potencial de las membranas de ósmosis inversa para el tratamiento del agua producida en campos petrolíferos, sin embargo, para asegurar el éxito de esta tecnología se requiere un pretratamiento apropiado para la prevención de incrustaciones para no comprometer la integridad del proceso.

<sup>17</sup> JIMÉNEZ, S., *et al.* Op. Cit. 196.

Por su parte, los procesos de nanofiltración son una tecnología para ablandar el agua y eliminar metales, diseñada para remover contaminantes del tamaño de 0,001  $\mu\text{m}$ .

## **1.5 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.**

Anteriormente, el agua de producción se disponía de una manera indiscriminada de tal forma que causaba serios impactos ambientales. Los efectos negativos de esta práctica no fueron notados inmediatamente debido a que la descarga ocurría en zonas alejadas y de poca población. En la actualidad, el creciente interés en el cuidado del medio ambiente ha llevado a los países y a las autoridades ambientales a ejercer controles más estrictos sobre la normatividad para la disposición de aguas residuales.

Los métodos para la disposición del agua asociada a la producción de hidrocarburos se pueden dividir en dos grandes variantes: vertimiento e inyección. La selección de una de ellas depende en gran medida de la calidad y cantidad del agua y de las regulaciones ambientales en el ámbito local o regional.

A continuación, se enuncian los diferentes métodos disponibles empleados.

**1.5.1 Reinyección de agua producida.** En este método de disposición los fluidos son inyectados para contribuir con la recuperación adicional de petróleo del yacimiento. La inyección de agua puede realizarse en el acuífero, con el fin de mantener la presión o en toda la zona del yacimiento para contribuir con el barrido del petróleo hacia los pozos productores.

Este método resulta atractivo en zonas alejadas, donde no se dispone de agua fresca para llevar proyectos de recobro, el agua de producción representa un gran

valor comercial. Adicional, la reinyección como método de disposición causa, generalmente, menor impacto ambiental<sup>18</sup>.

Antes de optar por la reinyección como método de disposición, es necesario identificar la compatibilidad fisicoquímica de las aguas producidas con el medio acuífero, debido a que no todos los yacimientos son aptos para recibir agua. Inyectar en yacimientos no compatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y pérdidas económicas considerables.

**1.5.2 Inyección a pozos disposal.** La inyección de agua a pozos disposal consiste en disponer el agua producida en pozos profundos que no estén conectados hidráulicamente con la zona productora. Los pozos disposal tienen el propósito de servir de canal para disponer las aguas en el acuífero confinado y garantizar que el fluido inyectado no entre en contacto con otras zonas de interés como los acuíferos someros.

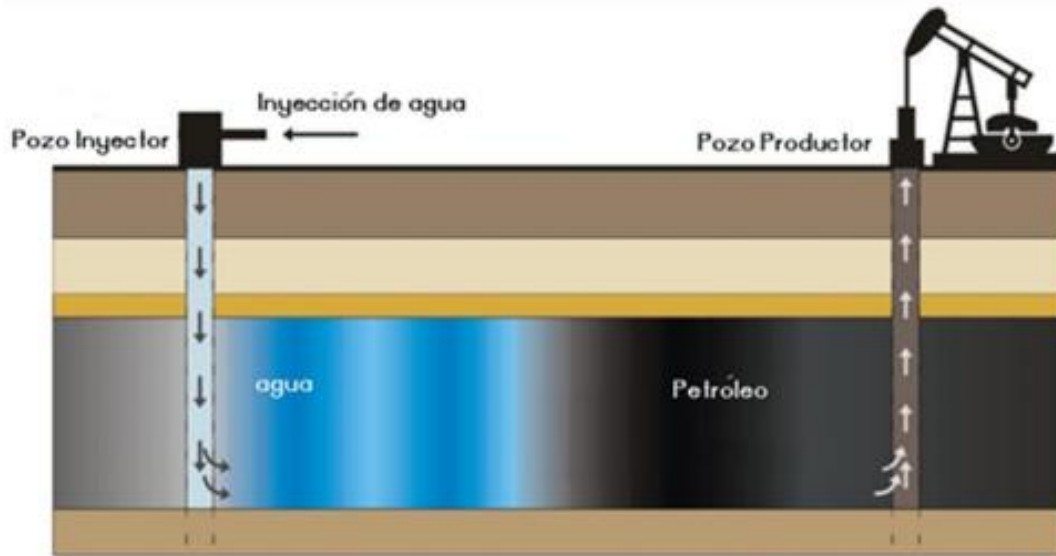
Para la selección de este método es necesario que se cumplan ciertas condiciones fundamentales:

- Descartar la posibilidad de un recobro secundario o un uso del agua en superficie.
- Asegurar el aislamiento de los fluidos inyectados con los acuíferos de aguas frescas potencialmente aprovechables para consumo humano.
- Garantizar la integridad de los pozos inyectoros.
- Controlar y monitorear la calidad del agua inyectada.

---

<sup>18</sup> ALCONSULT INTERNATIONAL. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. Guía de ARPEL No. 1. Calgary, Canadá. 2005. p. 28.

Figura 3. Esquema general de inyección de agua como método de recobro secundario.



**Fuente:** PRIETO, A. & GRAJALES, N. Análisis de la normatividad aplicada al vertimiento de aguas de producción en la explotación de recursos hidrocarburos en Colombia. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

**1.5.3 Inyección por espacio anular.** La disposición del agua producida por el espacio anular es una práctica con muchos riesgos. En muchos casos la presión de inyección puede sobrepasar la presión de fractura de la formación en el zapato de revestimiento. Esto puede ocasionar que la mayoría de fluidos migren hacia capas superiores, terminando en una arena de agua dulce. Por esta razón es una práctica no aceptable

**1.5.4 Inyección en pozos de poca profundidad.** Consiste en disponer el agua en pozos someros o de poca profundidad, generalmente por debajo de los 600 metros o 2.000 pies. Esta práctica es considerada como aceptable, siempre y cuando se haya realizado un estudio completo de cualquier arena de agua dulce en la zona inmediata, y se haya garantizado que no exista conexión.

**1.5.5 Vertimiento en la superficie.** Corresponde a la descarga final del agua de producción a un cuerpo de hídrico o al suelo. Esta práctica es aceptada sin

embargo no es recomendable. Antes de ser descargada a la superficie, el agua debe pasar por un proceso de tratamiento que permita retirar la mayor cantidad de contaminantes, como grasas y aceites y partículas sólidas suspendidas, adicional debe cumplir con ciertos parámetros químicos estipulados por la organización ambiental encargada de controlar el vertimiento de los fluidos.

En operaciones costa afuera, la descarga al mar es permitida por la mayoría de autoridades ambientales reguladoras, y está sujeta a unos controles de grasas y aceites contenidos en el agua. Estos niveles varían desde 30 mg/l en Australia hasta 40 mg/l en el Mar del Norte y el Golfo de México<sup>19</sup>.

**1.5.6 Evaporación.** Este método consiste en almacenar el agua a eliminar en piscinas extensas y poco profundas que le permitan evaporarse. Es usado en zonas áridas, con mucho viento donde la tasa de evaporación-transpiración exceden a las de precipitación. Los residuos sólidos y sales disueltas en el agua permanecerán en el fondo de las piscinas y deber ser depositados de forma segura.

Con el fin de minimizar el impacto ambiental se debe considerar:

- La utilización de esta práctica en tierras no cultivable con poca interferencia de flora y fauna.
- Un buen diseño de las piscinas de almacenamiento, de tal manera que prevenga el desbordamiento por lluvias o la lixiviación de material contaminante.
- Un programa de monitoreo con el fin de prevenir la contaminación de suelos y aguas.

---

<sup>19</sup> ALCONSULT INTERNATIONAL. *Op. Cit.* 32.

**1.5.7 Otros usos.** Dada la gran cantidad de agua producida en la industria del petróleo y gas, en algunas circunstancias el agua producida se emplea para actividades diferentes a las descritas anteriormente. Estas son: reutilización en la refinación y petroquímica, riego para control del polvo o en la agroindustria, sistema contraincendios, almacenamiento, entre otras.

## **2. EQUIPOS DE BOMBEO**

Una bomba es un mecanismo construido para transportar o mover líquidos de un espacio a otro. Un equipo de bombeo recibe energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico etc., y la convierte en energía que adquiere un fluido en forma de presión, de posición o de velocidad.

Las bombas son fundamentales en todo proceso que involucre movimiento de fluidos, debido a su capacidad de producir vacío en el lado de la succión por lo cual empuja el fluido por el lado de la descarga hacia donde se desee transportar.

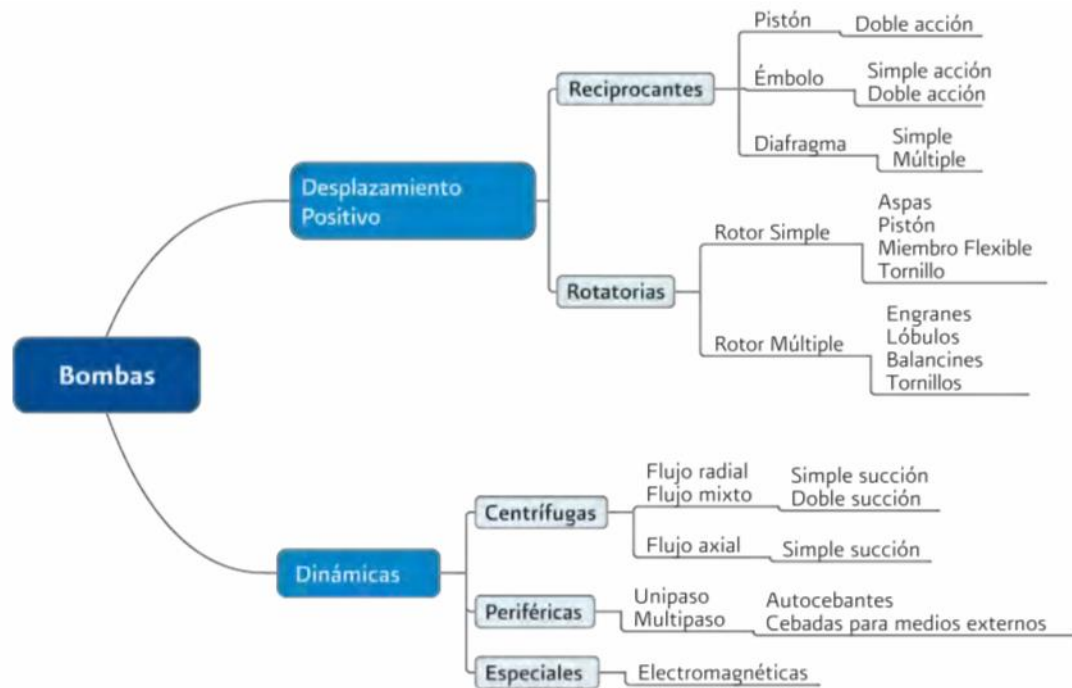
Existen diferentes clases de bombas, la selección apropiada de una bomba dependerá fundamentalmente en el conocimiento del proceso para el cual se requiere (volúmenes a transferir, características del fluido, altas presiones, altas temperaturas, contenido de sólidos, etc.). Para los procesos de inyección o reinyección de agua, generalmente se utilizan las bombas horizontales multietapas, debido a que disponen de gran capacidad de flujo y potencia en su trabajo. Estas bombas multietapas son las que se conocen, para el presente estudio, como bombas principales de inyección.

### **2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS**

Antes de abarcar a fondo lo que significa una bomba principal de inyección, se presenta a continuación conceptos y clasificación de los tipos de bombas, para posteriormente realizar una descripción más detallada de la misma.

Las dos principales clasificaciones de bombas son: de desplazamiento positivo y dinámicas.

Figura 4. Clasificación general de bombas.



**Fuente:** PEMEX. Estudio Sectorial. Bombas utilizadas en la industria petrolera. [en línea]. [Consultado: 23 de agosto de 2019]. Disponible en internet: <https://www.pemex.com/procura/relacion-con-proveedores/Documents/Estudio%20PEMEX%20-%20Bombas.pdf>.

**2.1.1 Bombas de desplazamiento positivo.** Son equipos hidrostáticos que bombean un volumen definido de fluido independientemente de las revoluciones del motor y pueden alcanzar altas presiones de bombeo. Este tipo de bombas son utilizadas generalmente para transporte de fluidos viscosos. Un ejemplo de este tipo de bomba son las bombas de pistón, las cuales desplazan un volumen fijo de fluido con cada accionar.

**2.1.2 Bombas dinámicas.** Se clasifican en bombas centrífugas, periféricas y especiales. Son bombas que constan de un elemento rotor encerrado dentro de una carcasa que impulsa y transporta el fluido a altas tasas.

**Tabla 4. Diferencia entre bombas de desplazamiento positivo y dinámicas.**

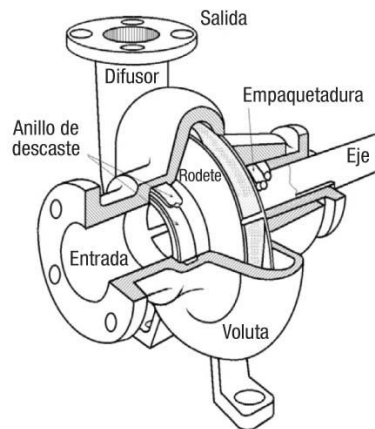
<b>Bombas de desplazamiento positivo</b>	<b>Bombas dinámicas</b>
Flujo no permanente debido a la acción de la bomba.	Flujo Permanente.
No puede operar contra una válvula cerrada. Para o falla.	Puede operar contra una válvula cerrada. La energía creada de esta manera se convierte en calor.
Para una tarea determinada es más grande que una bomba dinámica.	Para una tarea determinada es más pequeña que una bomba de desplazamiento positivo.
No puede bombear fluidos que contengan sólidos.	Puede bombear mezclas de sólidos y líquidos, como por ejemplo aguas residuales.

**Fuente:** PAZMIÑO, R. Plan de mantenimiento del circuito de lubricación de bombas horizontales utilizadas en el proceso de recuperación de crudo del campo Cephy – 18- SW –2A. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2013.

## **2.2 BOMBAS CENTRÍFUGAS**

También conocidas como bombas rotodinámicas, son aquellas que imprimen energía al fluido, lo que permite el transporte del mismo normalmente a través de una tubería. Para llevar a cabo este trabajo las bombas centrifugas requieren de algunas partes fundamentales: un rotor o impulsor, una cámara o carcasa que permita confinar el fluido, un eje y los cojinetes (figura 5). Las bombas centrifugas tienen la capacidad de proporcionar un flujo permanente y constante a presiones uniformes.

**Figura 5. Componentes de una bomba centrífuga.**



**Fuente:** PEREZ, F. Abastecimiento de aguas. Tratamiento de fangos. [en línea]. [Consultado: 25 de agosto de 2019]. Disponible en internet: [http://ocw.bib.upct.es/pluginfile.php/12618/mod\\_resource/content/2/Tema%2007%20TRAT%20DE%20FANGOS.pdf](http://ocw.bib.upct.es/pluginfile.php/12618/mod_resource/content/2/Tema%2007%20TRAT%20DE%20FANGOS.pdf)

Reciben el nombre de bombas centrífugas debido a que la cabeza de presión es generada por la acción centrífuga. El rotor o rodete gira dentro de la voluta, y está formado por una serie de aspas curvas ubicadas a ambos lados. El flujo entra a la bomba a través del centro u ojo del rotor y el fluido gana energía a medida que las aspas lo transportan hacia afuera en dirección radial. La forma de caracol de la voluta genera un incremento gradual en el área de flujo de tal manera que la energía cinética a la salida del rodete se convierte en cabeza de presión a la salida de la bomba<sup>20</sup>.

**2.2.1 Características de las bombas centrífugas.** Algunas características de las bombas centrífugas se enuncian a continuación:

---

<sup>20</sup> PAZMIÑO, R. Plan de mantenimiento del circuito de lubricación de bombas horizontales utilizadas en el proceso de recuperación de crudo del campo Cephy – 18- SW –2A. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2013.

- La principal característica de la bomba centrífuga es su capacidad de convertir la energía de una fuente de movimiento (el motor), primero en energía cinética y posteriormente en energía de presión.
- Este tipo de bombas presentan una eficiencia elevada para un intervalo pequeño de caudal, pero su rendimiento disminuye cuando transportan líquidos viscosos.
- Las bombas centrífugas pueden bombear líquidos con contenidos de sólidos en suspensión, pero poco viscosos.

**2.2.2 Clasificación de las bombas centrífugas.** Las bombas centrífugas se pueden clasificar dependiendo de:

- Por la dirección del flujo en: radial, axial y mixto.
- Por el suministro de líquido en los impulsores en: simple succión y doble succión.
- Por la posición del eje de rotación en: horizontales y verticales.
- Por la forma del diseño de la coraza en: voluta y las de turbina.
- Por el número de etapas en: bombas de una etapa y etapas múltiples.

**2.2.3 Componentes de las bombas centrífugas.** Las bombas centrífugas están compuestas con una serie de elementos que mediante su acción en conjunto permiten entregarle energía al fluido transportado.

Esta serie de elementos se pueden apreciar en la figura 5, y serán descritos a continuación:

- **Rodete o Impulsor:** está formado por una serie de alabes o aspas de diversas formas que giran dentro de una carcasa. El rodete es la parte móvil de la bomba y va unido al eje.

- **Difusor:** está formado por alabes fijos divergentes, al igual que el impulsor se encuentran contenidos dentro de una carcasa. Su función es transformar la energía cinética que trae el fluido en energía de presión.
- **Eje:** es una pieza en forma de barra de sección circular, cuya función principal es transmitir los torques o momentos de flexión presentes durante el arranque y operación de la bomba. Se encuentra fijo al impulsor permitiéndole recibir la fuerza transmitida por el motor.
- **Prensa estopa:** su función principal es la de permitir sello en el punto en que el eje atraviesa el eje de la bomba, con el fin de evitar el escurrimiento de fluidos y la entrada de aire.
- **Cojinetes:** los cojinetes son elementos metálicos que se encargan de soportar la cargas radiales o transversales y mantener el eje alineado con las demás partes de la bomba que no se encuentran en movimiento. Son los encargados de mantener el balance entre los elementos de la bomba.

**2.2.4 Conceptos básicos de las bombas.** Para comprender el funcionamiento de las bombas centrifugas es necesario introducir conceptos básicos sobre la mecánica de fluidos. Algunos de estos conceptos se relacionan a continuación.

**2.2.4.1 Densidad:** la densidad se define como la masa por unidad de volumen de una sustancia y es una de las propiedades físicas de la materia.

**2.2.4.2 Gravedad específica (G.E):** es la relación, bien sea de la densidad o peso específico de una sustancia con la densidad o pesos específico del agua. Para establecer esta relación es necesario que las propiedades del agua se encuentren a medidas a condiciones normales.

**2.2.4.3 Viscosidad:** expresa la facilidad o resistencia que tiene un fluido a fluir. Esta propiedad es muy sensible a la temperatura y sus unidades son el centipoise

y centistokes. Es la responsable de que en algunos fluidos se necesite un mayor esfuerzo que en otros para conseguir una misma deformación.

**2.2.4.4 Presión:** se define como la fuerza ejercida por unidad de área. Según el principio de pascal “si sometemos un fluido a una presión, esta se transmite en todas las direcciones”.

**2.2.4.5 Cabeza (H):** en el diseño de las bombas, comúnmente no se habla de presión sino de cabeza. La cabeza es conocida como la altura del líquido bombeado que genera una presión y la cabeza se encuentra en pies.

**2.2.4.6 Presión de entrada (Pi):** es la presión manométrica medida en la entrada de la bomba (psi), influye en la selección del Intake de la bomba y sello.

**2.2.4.7 Presión de descarga (Pd):** corresponde a la presión manométrica medida a la descarga de la bomba (psi), influye en la selección de la cubierta que almacena las etapas de la bomba.

**2.2.4.8 Presión de Vapor:** es la presión a la que a cada temperatura las fases líquidas y vapor se encuentran en equilibrio. Es la presión en la cual empieza a liberarse el vapor del líquido.

**2.2.4.9 Caudal (Q):** representa el volumen de líquido que es bombeado por la bomba por unidad de tiempo. Las unidades empleadas comúnmente son galones por minuto (GPM), barriles por día (BPD).

**2.2.4.10 Cabeza de succión positiva neta:** el NPSH por sus siglas en inglés *Net Positive Suction Head*, es la presión mínima que debe haber en la entrada de la bomba para evitar fenómenos como la cavitación. El NPSH es la diferencia entre

la cabeza en el Intake de la bomba y la presión de vapor del líquido expresado en cabeza.

Ecuación 1.

$$NPSH = H_{entrada} - H_{vapor}$$

**Donde:**

NPSH = Cabeza de succión neta positiva, en pies.

$H_{entrada}$  = Cabeza en la entrada de la bomba, en pies.

$H_{vapor}$  = Presión de vapor convertida a cabeza, en pies.

Es importante distinguir entre el NPSH requerido y el disponible.

- **NPSH requerido:** es dado por el fabricante de la bomba y se determina a través de pruebas.
- **NPSH disponible:** depende del tipo de instalación de la bomba, por lo tanto, es calculable.

**2.2.4.11 Eficiencia de la bomba:** la eficiencia representa la capacidad de la máquina de transformar un tipo de energía en otro, y se traduce en la relación entre la energía entregada al fluido y la energía entregada a la bomba. Se expresa en porcentaje.

Ecuación 2.

$$eff = \frac{\text{Potencia transmitida al fluido}}{\text{Potencia entregada a la bomba}}$$

**2.2.4.12 Potencia requerida (BHP):** es la potencia en el eje de la bomba y equivale a la potencia hidráulica más la potencia consumida de las distintas pérdidas se ocasionan en la bomba. Se expresa en caballos de fuerza, HP por sus siglas en ingles *Horsepower*.

$$BHP = \frac{\text{Caudal} \times \text{Cabeza} \times GE}{3960 \times eff}$$

**Donde:**

BHP = Potencia requerida, en HP.

Caudal = Flujo, en GPM.

Cabeza = Cabeza de salida, en pies.

**2.2.4.13 Cavitación:** el fenómeno de cavitación ocurre cuando la presión de Intake o en la entrada de la bomba es menor que la presión de vapor del líquido, esto ocasiona la entrada de vapor al impulsor. Este fenómeno ocasiona implosiones en el impulsor, ruidos y vibración en la bomba lo que puede causar daños y fallas.

**2.2.4.14 Contenido de sólidos:** representa la cantidad de partícula solidas suspendidas en el fluido bombeado y es expresado en partes por millón (ppm). Es importante conocer este valor ya que una gran cantidad de solidos puede ocasionar fenómenos físicos como la abrasión y erosión en la bomba, disminuyendo su rendimiento.

**2.2.4.15 Leyes de afinidad:** las leyes de afinidad expresan la relación entra las diferentes velocidades de giro de la bomba con el caudal, la cabeza y la potencia, cuyas relaciones se mencionan a continuación:

- El caudal varía con la velocidad de rotación del rotor.
- La presión varía con el cuadrado de la velocidad de rotación.
- La potencia varía con el cubo de la velocidad de rotación.

**Tabla 5. Leyes de afinidad.**

	Variación de velocidad
<b>Caudal</b>	$\frac{Q_2}{Q_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)$
<b>Presión</b>	$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2$
<b>Potencia</b>	$\frac{BHP_2}{BHP_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3$

**Fuente:** Elaboración propia.

### **2.3 BOMBAS CENTRÍFUGAS HORIZONTALES MULTITETAPA**

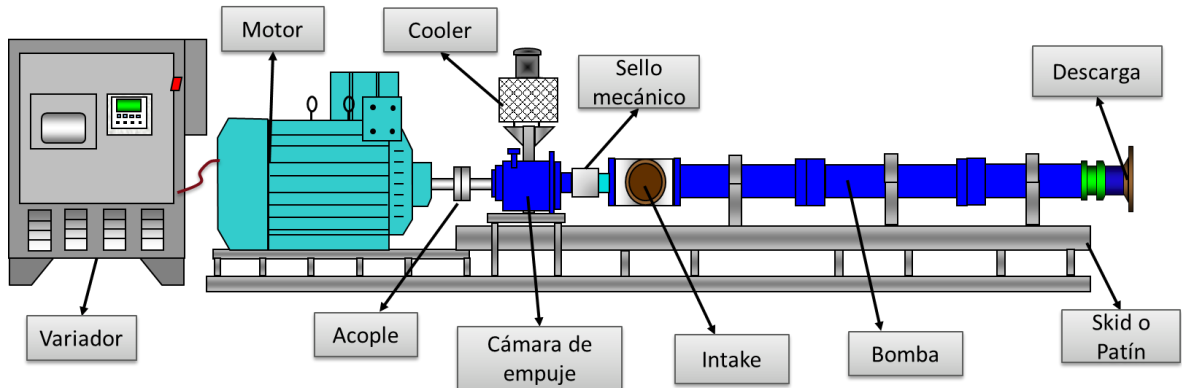
Las bombas principales de inyección de agua más utilizadas, actualmente en la industria, son las bombas centrifugas horizontales multietapas debido a su bajo costo de fabricación y mantenimiento<sup>21</sup>. Este tipo de bombas son conocidas en la industria como bombas tipo HPS, por sus siglas en ingles *Horizontal Pumping System*.

Las bombas HPS son el resultado de colocar varias bombas centrifugas idénticas en serie, diseñadas para operar en un rango específico de presión y caudal. La operación por fuera de este rango puede ocasionar daño mecánico en las etapas, disminuyendo la vida útil de los equipos.

---

<sup>21</sup> DURÁN, B. Diseño de una bomba centrífuga tipo HPS de multietapas para inyección de agua al reservorio, para recuperación secundaria en el campo Atacapi arena basal Tena. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2017.

**Figura 6. Esquema general de una bomba HPS.**



**Fuente:** Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor.

## 2.4 PARTES PRINCIPALES DE UNA BOMBA HPS

Los componentes principales de una bomba HPS son:

**2.4.1 Motor.** El motor es el encargado de generar el torque requerido para accionar la bomba. Generalmente en los campos petroleros se utilizan motores electricos, sin embargo, también pueden ser utilizados motores de combustión a gas o diésel.

**Figura 7. Motor eléctrico ABB.**

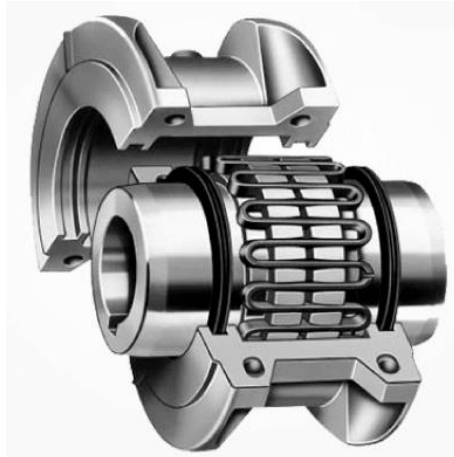


**Fuente:** GREENBERG, J. Drilling Rig Equipment. [en línea]. [Consultado: 25 de agosto de 2019]. Disponible en internet: [http://drillingcontractor.org/dcpi/dc-septoct08/DC\\_Sept08\\_DrillingMotors.pdf](http://drillingcontractor.org/dcpi/dc-septoct08/DC_Sept08_DrillingMotors.pdf).

Los motores que se utilizan normalmente son de 2 polos de 3.600 RPM con rodamientos en cada punta del eje. Dependiendo de la necesidad, estos pueden llegar hasta los 2.500 HP y pueden operar para aplicaciones críticas en condiciones ambientales severas.

**2.4.2 Acople del motor.** El acople conecta el motor con la cámara de empuje y es el encargado de transferir el torque del motor al resto del sistema. El acople de rejilla tipo Falk, es el más usado en la industria por su tolerancia de alineamiento de eje y el costo de mantenimiento es bajo.

**Figura 8. Acople de rejilla tipo Falk.**



**Fuente:** MUCASA. [en línea]. [Consultado: 25 de agosto de 2019]. Disponible en internet: <http://mucasaperu.com/productos-industriales/acoplamiento-de-rejilla-falk-t10/>.

**2.4.3 Cámara de empuje horizontal (HTC).** La cámara de empuje (HTC – *House Thrust Chamber*) es uno de los componentes más importantes dentro del sistema HPS. Es un dispositivo lubricado de aceite que sirve para tres propósitos<sup>22</sup>:

- Transmitir el torque del motor a la bomba.

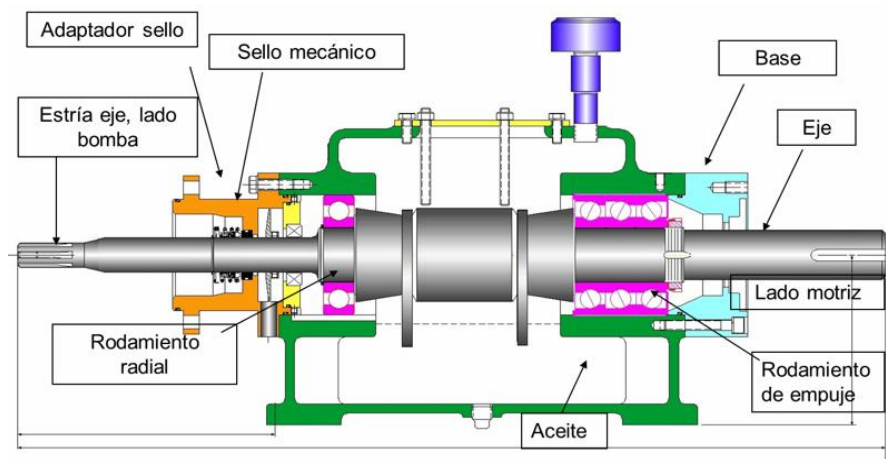
---

<sup>22</sup> BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

- Aislar el motor del empuje generado por la bomba. Soportar la carga axial.
- Aislar el fluido bombeado del ambiente.

La cámara de empuje utiliza un montaje modular para acomodar varias alturas del eje del motor. Existen cuatro modelos de HTC diferentes que son seleccionados según la capacidad de carga requerida: 1.XE, 1.XT, 3.X y 875. Estos elementos están compuestos de carcasa, eje, rodamientos, sello del eje y sello mecánico para fluido<sup>23</sup>.

**Figura 9. Componentes de una Cámara de empuje modelo 1.X.**

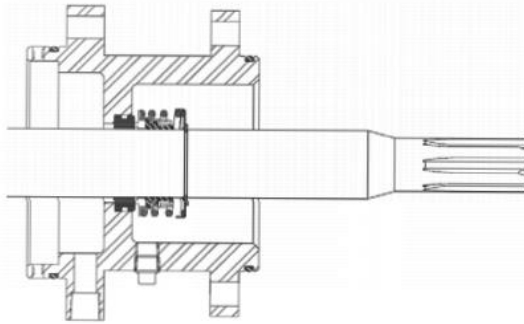


**Fuente:** BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

**2.4.4 Sello mecánico.** El propósito del sello es aislar los fluidos que están siendo transportados por la bomba del medio ambiente. Es instalado normalmente en la cabeza de la cámara de empuje (ver figura 10) o en la cámara para sello. El tipo de sello a escoger va depender de las condiciones de operación y las propiedades del fluido.

<sup>23</sup> BAKER HUGHES. *Op. Cit.*

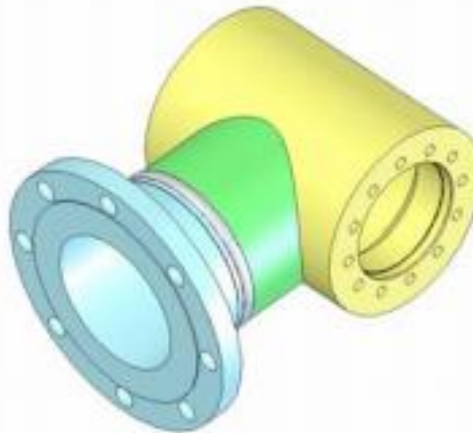
**Figura 10. Sello instalado en la cabeza de la HTC.**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

**2.4.5 Admisión (Intake).** Su función principal es permitir la entrada del fluido a la bomba y es un ensamble soldado que va unido a la bomba con la cámara de empuje. Se encuentran disponibles diferentes configuraciones de tamaño y tipos de brida para adaptarse a las distintas aplicaciones de bombeo.

**Figura 11. Intake.**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

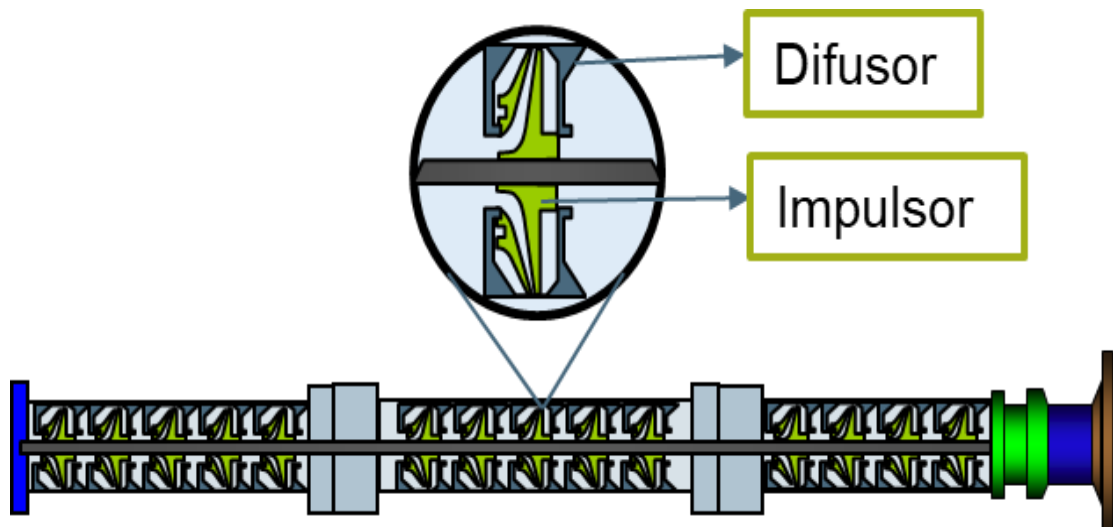
**2.4.6 Bomba.** Es una bomba centrífuga compuesta de múltiples etapas instaladas en serie de manera horizontal. Una etapa está compuesta por un difusor y un

impulsor. El difusor es estacionario y va fijado en la carcasa, su función es reducir la velocidad y aumentar la presión estática del fluido que pasa a través del sistema. El impulsor, es un disco giratorio con alabes que transfiere la energía desde el motor al fluido que se va a bombear.

Las bombas vienen en dos variedades básicas:

- **Construcción flotante:** cada impulsor es libre de moverse de un lado a otro en el eje.
- **Construcción de compresión:** cada impulsor se fija rígidamente al eje para que no pueda moverse sin que el eje se mueva.

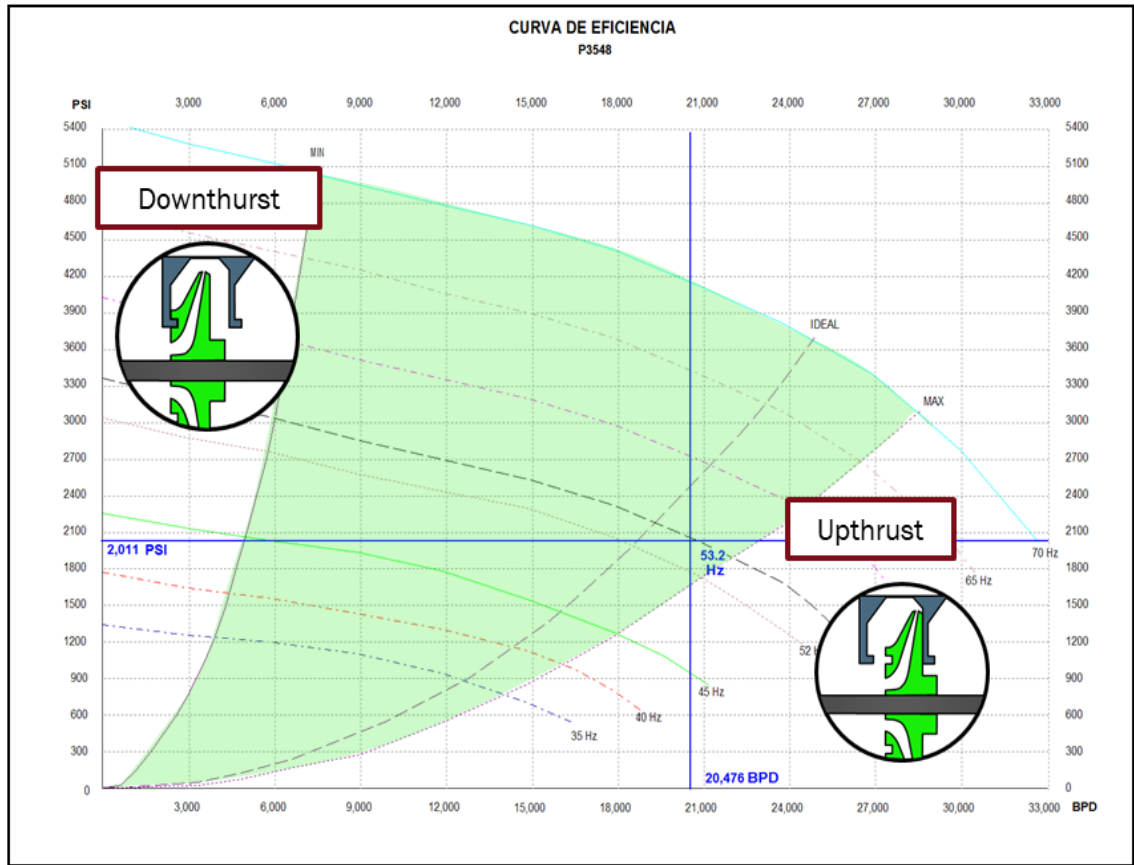
Figura 12. Esquema de una bomba de múltiples etapas.



**Fuente:** Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor.

Cada bomba es diseñada para operar en un rango específico de presión y caudal, el cual está determinado por la curva o tornado de operación (ver figura 13), por fuera de este rango puede ocasionar daño en las etapas por empuje ascendente o descendente conocido como *Upthrust* y *Downthrust* respectivamente, dando como resultado una disminución en la vida útil de los equipos.

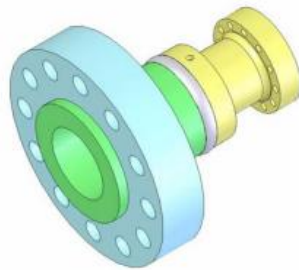
Figura 13. Curva de operación de una bomba.



Fuente: Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor.

**2.4.7 Descarga.** Es la parte final que va atornillada a la sección de bomba y permite llevar el fluido de alta presión a la línea de flujo. Hay disponibles de diferentes configuraciones de tamaños y tipos de brida de acuerdo a los requerimientos de la línea de flujo. Esta descarga tiene una brida rotaria para facilitar los trabajos de conexión.

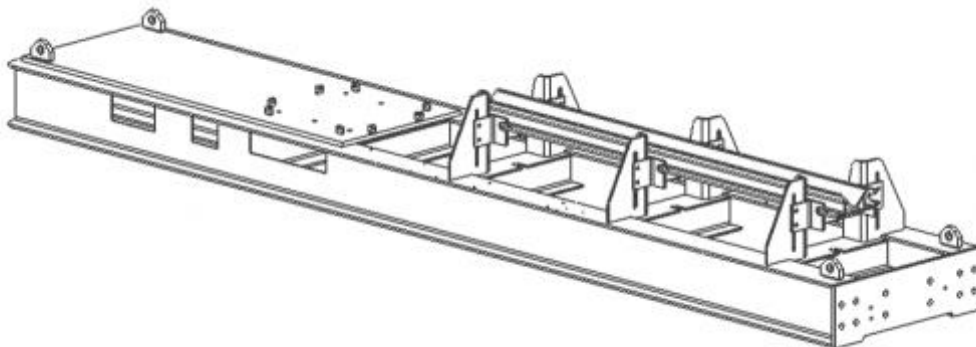
**Figura 14. Descarga de la bomba.**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

**2.4.8 Skid o patín de la bomba.** El patín es la estructura encargada de soportar todos los componentes. El sistema completo es alineado en fabrica y construido en acero, lo que provee la rigidez necesaria para evitar la desalineación durante el transporte, instalación y vibración durante la operación de la bomba.

**Figura 15. Skid o patín de la bomba.**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

**2.4.9 Variador.** El variador de frecuencia permite controlar la velocidad de un motor de corriente alterna, al alterar el voltaje y la frecuencia aplicada al motor de la bomba. La utilización de un controlador de velocidad permite manejar

condiciones de operación como el caudal, la presión y la potencia a través de la aplicación de las leyes de afinidad, permitiendo alargar la vida útil de la bomba.

A través del variador de frecuencia se puede programar un arranque suave y el apagado de la bomba con el fin de evitar daños por las altas velocidades iniciales de rotación.

**Figura 16. Variador de frecuencia.**



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Variable Speed Drive. [en línea]. [Consultado: 29 de agosto de 2019]. Disponible en internet: <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/power-systems-and-cables/surface-electrical-equipment-and-services/varistar-variable-speed-drive>.

### 3. ÁREA DE ESTUDIO

#### 3.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA COMPAÑÍA

La multinacional Occidental Petroleum Corporation (OXY) inició en Colombia sus estudios y exploraciones de posibles áreas de prospecto en la región del Magdalena Medio a finales de la década de los años 70. En julio de 1980 Occidental y Ecopetrol S.A firmaron el Contrato de Exploración Cravo Norte y Rondón para la cuenca norte de los Llanos.

El primer hito sucede en abril de 1983 cuando se inicia la perforación del pozo Caño Limon-1, el cual se completó en julio con una producción inicial de 10.690 barriles de petróleo por día (BOPD) de 31° API lo que consolidó a Caño Limón como una de los campos gigantes de Colombia. A finales del año 1984 el campo fue declarado comercial y a partir de esa fecha Ecopetrol S.A cuenta con una participación del 50% de la inversión realizada en el campo<sup>24</sup>.

El 7 de diciembre de 1985 se inicia la producción comercial de petróleo. Ese mismo año inicia las labores de construcción del oleoducto Caño Limón – Coveñas, las cuales terminarían hasta marzo del año siguiente. En 1987 Ecopetrol S.A se encarga de la operación del oleoducto. Para diciembre de ese mismo año, Caño Limón ya contaba con 35 pozos activos con una producción diaria de 196.000 BOPD<sup>25</sup>.

---

<sup>24</sup> LOPEZ, Y. Metodología aplicada para el diagnóstico y evaluación de los mecanismos de daño de formación en los pozos pertenecientes a los campos Morrocoy, Caricare y Canagüey de Occidental de Colombia, Llanos Norte. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

<sup>25</sup> Occidental de Colombia, INC.

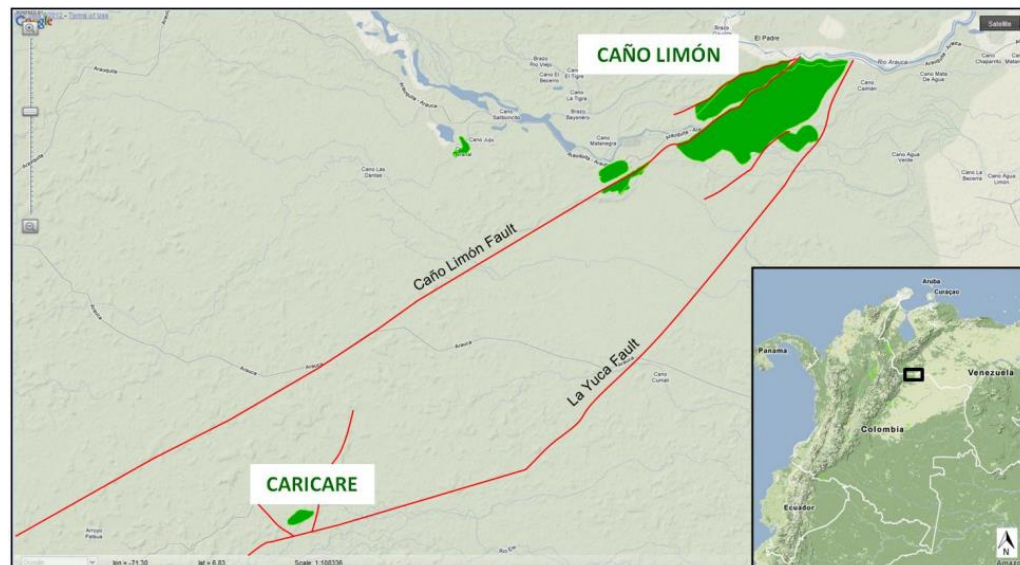
El 25 de julio de 1993, Occidental celebra la producción de los primeros 500 millones de barriles de petróleo, en el décimo aniversario del descubrimiento de Caño Limón, con un total de 86 pozos activos. Diez años después, el 29 de marzo del 2003 se produce el barril de petróleo número 1.000 millones.

A finales del 2005 se adelanta la perforación del pozo Cosecha G, lo que daría inicio al desarrollo de un nuevo campo, Caricare.

### 3.2 CAMPO CARICARE

**3.2.1 Localización.** El campo Caricare pertenece al contrato de Asociación Rondón y es explotado por la compañía desde el año 2006. El campo está ubicado en la parte norte de la cuenca sedimentaria de Llanos Norte, aproximadamente a 30 km al suroeste del campo Caño Limón, uno de los campos más importantes de Colombia.

**Figura 17. Localización del campo Caricare.**

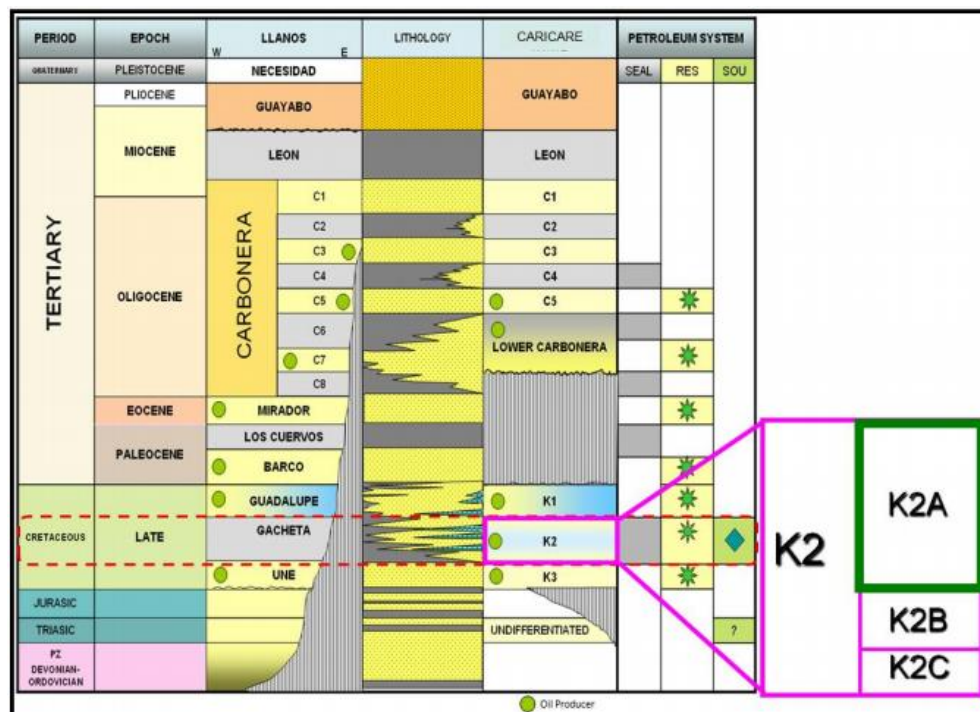


**Fuente:** Becerra, M., *et al.* Recognition and causes of low resistivity pay zones in cretaceous clastic reservoirs: A case study from an oilfield Northern Llanos Basin, Colombia. Present at the SPWLA 53<sup>rd</sup> Annual Logging Symposium. Cartagena, Colombia, June 2012.

La estructura del campo Caricare es un anticlinal, desarrollado en el área entre las fallas por deslizamiento de Caño Limón y La Yuca, y está limitado por una falla normal NE asociada con la falla La Yuca<sup>26</sup>.

**3.2.2 Estratigrafía.** La sección estratigráfica que contiene petróleo dentro del campo Caricare está compuesta por cuatro unidades principales de depósitos sedimentarios, identificados en el área de estudio de abajo hacia arriba como<sup>27</sup>: Cretáceo (K3), Cretáceo (K2), Lower Carbonera (LC) y Upper Carbonera (C5).

**Figura 18. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de Llanos Norte.**



**Fuente:** Becerra, M., *et al.* Recognition and causes of low resistivity pay zones in cretaceous clastic reservoirs: A case study from an oilfield Northern Llanos Basin, Colombia. Present at the SPWLA 53<sup>rd</sup> Annual Logging Symposium. Cartagena, Colombia, June 2012.

<sup>26</sup> Becerra, M., *et al.* Recognition and causes of low resistivity pay zones in cretaceous clastic reservoirs: A case study from an oilfield Northern Llanos Basin, Colombia. Present at the SPWLA 53<sup>rd</sup> Annual Logging Symposium. Cartagena, Colombia, June 2012.

<sup>27</sup> *Ibíd.*

Uno de los principales depósitos productores del campo actualmente es la subunidad K2A, compuesta de areniscas poco profundas de la Formación Gacheta. La gravedad del aceite producido es de 33,5° API. La porosidad promedio del yacimiento es del 24-30%, con una permeabilidad que varía entre 500 mD a 2000 mD<sup>28</sup>.

**3.2.3 Generalidades.** El campo Caricare está conformado por nueve plataformas, y cuenta con 57 pozos activos que generan una producción diaria aproximada de 18.600 barriles de petróleo, 238.000 barriles de agua y una producción de gas de 2,9 millones de pies cúbicos.

Los fluidos producidos son transportados desde los pozos de las diferentes plataformas a la Facilidad de Producción e Inyección de Caricare (CPF-1), en donde se da la recolección, separación, tratamiento, almacenamiento y fiscalización.

### **3.3 FACILIDAD DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN (CPF-1)**

La Facilidad de Superficie CPF-1 se encuentra localizada en el departamento de Arauca en jurisdicción del municipio de Arauquita. Dentro de ella ocurren todos los procesos requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización, medición y disposición de cada una de las corrientes provenientes de los diferentes pozos productores, bien sea crudo, gas o agua. La Facilidad CPF-1 está constituida por diversos equipos, tanques, tuberías, accesorios y demás instalaciones de medición, supervisión, generación, control y seguridad que permiten que las operaciones de producción, recolección, transporte, separación, almacenamiento y bombeo de los hidrocarburos producidos se realicen de forma óptima y segura.

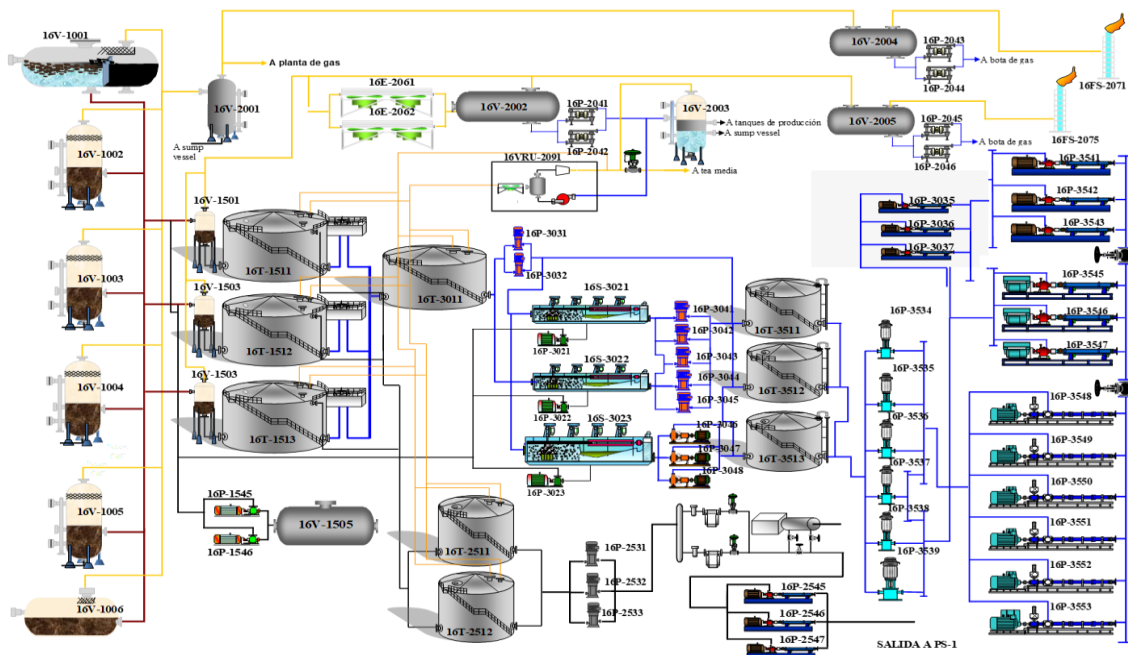
---

<sup>28</sup> Becerra, M., et al. *Op. Cit.*

La Facilidad de Producción e Inyección de Caricare recibe la producción de los pozos ubicados en las diferentes plataformas de los contratos Rondón y Cosecha. La capacidad máxima de producción que puede procesar la facilidad es de 251.000 BFPD y 8 MMSCFD, y por pozo es de 15.000 BFPD y 2 MMSCFD, debido al dimensionamiento del separador de prueba (16V-1001), donde son medidos los caudales de los pozos de las plataformas de Caricare, Caño Rondón, Caño Rondón Este y Calamaro.

Por su parte, en las plataformas Canagüey y Terecay se cuenta con medidores multifásicos Accuflow para la medición de los fluidos producidos. Los pozos de Morrocoy pueden fluir hasta Canagüey por una línea de 4" para realizar sus pruebas en esta plataforma. Asimismo, los pozos de la plataforma Rex cuentan con medidores multifásicos tipo coriolis instalados en la línea de producción de cada pozo.

**Figura 19. Esquema general de la Facilidad CPF-1.**

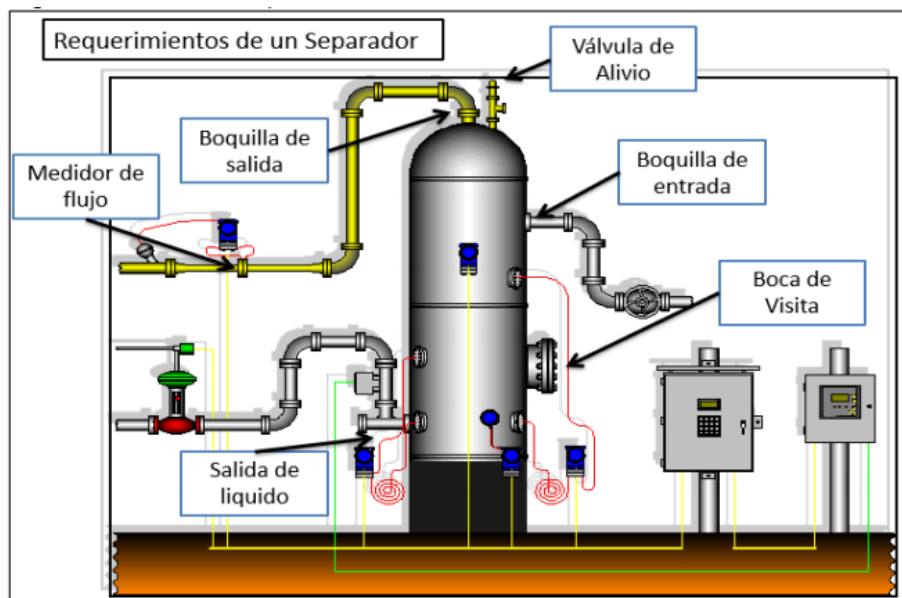


**Fuente:** Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor.

**3.3.1 Sistema de separación y almacenamiento.** El sistema de separación está conformado principalmente por un separador de prueba, cinco separadores de producción (cuatro verticales y uno horizontal), tres tanques separadores de agua libre (FWKO), un tanque desnatador (Skim Tank), tres celdas de flotación, tres tanques cabeza de inyección y dos tanques de almacenamiento de crudo.

El fluido de producción proveniente de los pozos inicia su proceso de tratamiento en los separadores de producción, en donde se lleva una separación bifásica entre el gas y el líquido (petróleo y agua), a una presión entre los 30-40 psi. Cada separador vertical está diseñado para manejar máximo 59.000 BFPD, mientras que el separador horizontal 15.000 BFPD.

**Figura 20. Esquema de un separador bifásico vertical.**



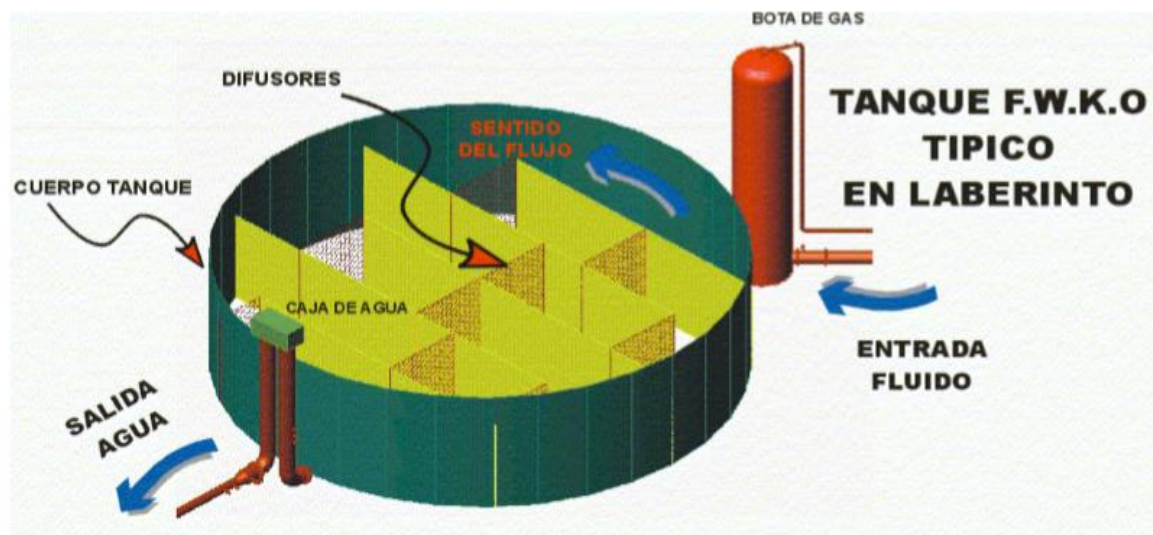
**Fuente:** MEDINA, Yusleny. Evaluación técnico-financiera de facilidades de producción con tecnología Victaulic mediante simulación. Tesis de pregrado. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2018.

Una vez efectuada la separación bifásica, el gas fluye por la parte superior del separador a través de la válvula de control y el medidor tipo Vortex para

combinarse con el gas proveniente de los demás separadores e ingresar al sistema de alta presión; mientras que el líquido fluye por la parte inferior del separador a través de la válvula de control y medidores de flujo tipo cuña y V-cone, convergiendo en una línea de 20" que dirige el fluido hacia los tanques separadores de agua libre (FWKO).

Los FWKOS cuentan con botas de gas instaladas que efectúan una separación adicional antes de que el fluido ingrese a los tanques. En las botas se remueve el gas asociado al fluido de producción que no se liberó en los separadores, este gas ingresa posteriormente a los equipos del sistema de media presión.

**Figura 21. FWKO tipo laberinto.**



**Fuente:** Occidental de Colombia, INC.

Los FWKOS son tanques de diseño tipo laberinto encargados de separar el agua del aceite bajo el principio gravedad diferencial. El fluido de producción proveniente de las botas de gas ingresa por un costado, y luego atraviesa una serie de láminas que canalizan el flujo, otorgándole tiempo de residencia que favorece la separación del crudo. Por diferencia de densidades, el crudo sale a

través de un compartimento interno de rebose hacia los tanques de producción 16T-2511/12. El agua libre sale del FWKO por una línea localizada en la parte inferior del tanque denominada “pierna de agua” y entra a un sistema llamado “caja de agua” en donde el agua se eleva hasta una altura predeterminada por un anillo móvil, controlando el nivel de interfase crudo/agua al interior del tanque. El agua es transportada por flujo gravitacional hacia el tanque desnatador 16T-3011.

**3.3.2 Sistema de acondicionamiento y disposición de gas de alta y media presión.** El gas obtenido como producto de la separación bifásica llevada a cabo en los separadores es transportado por una línea de 12” hasta el depurador de gas 16V-2001 (scrubber), donde se retiran los condensados que han sido arrastrados. El recipiente opera a 20 psi y tiene capacidad para manejar un flujo máximo de 8 MMSCFD. El gas liberado en esta etapa de separación es denominado gas de alta.

El gas a la salida del scrubber es transportado a la planta de tratamiento de gas, diseñada para un flujo máximo de 5 MMSCFD, el exceso de gas es enviado a la tea de alta donde es quemado. La planta de tratamiento está compuesta por enfriadores, separadores bifásicos verticales, unidades de compresión y un tanque pulmón, el cual es un contenedor horizontal que almacena gas para suministrar autonomía al proceso en caso de ser requerirlo. Luego de que el gas es tratado, es transportado a la planta de fuerza, donde es utilizado como combustible por los Moto-Generadores que generan parte de la energía eléctrica utilizada en la facilidad.

El gas remanente de la planta de generación y el gas proveniente del scrubber son transportados hasta un recipiente denominado KO Drum 16V-2004 (Knock Out Drum), donde se condensa el líquido que queda acumulado en el fondo del depósito y los gases se descomprimen para posteriormente ser quemados en la tea de alta.

Por otro lado, el gas liberado de las botas a la entrada de los FWKOS es denominado gas de media, y es direccionado a los aeroenfriadores 16E-2061/62, donde es enfriado utilizando aire atmosférico, y posteriormente recibido en el separador KO Drum 16V-2002.

Parte del gas seco disponible en ésta etapa es utilizado como gas de cobertura en algunos tanques de la facilidad, mediante el tratamiento realizado por la Unidad Recuperadora de Vapores (VRU). La función de la VRU es recuperar condensados, suplir gas comprimido al sistema de distribución de gas blanketing y enviar el gas remanente a la tea de media presión. La función del gas blanketing o gas de cobertura es ocupar el espacio disponible en el tanque, desplazando el oxígeno presente.

### **3.3.3 Sistema de tratamiento de agua de producción.**

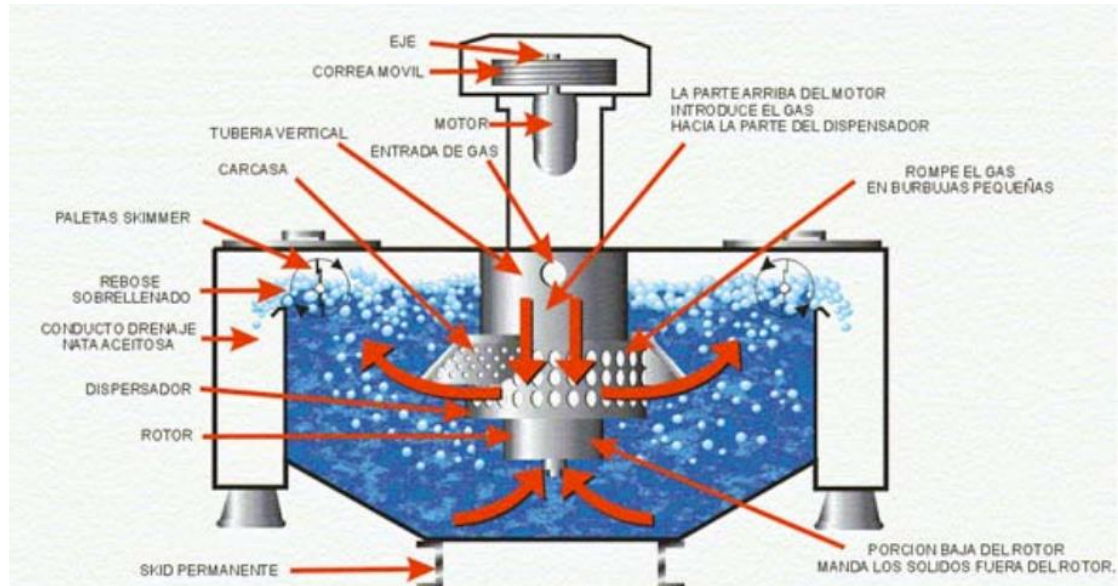
El agua cuando sale de los FWKOS contiene pequeñas partículas de crudo y solidos suspendidos, por lo que antes de poder disponer el agua, debe pasar por otros sistemas que retiren las partículas sólidas y eliminen el contenido de petróleo residual para evitar taponamientos en los pozos inyectoros.

El tratamiento primario del agua de producción comienza en el tanque desnatador, donde se recolectan las burbujas de aceites flotantes presentes en el agua, la cual por gravedad decanta en el fondo y es transportada por bombas efluentes hacia las celdas de flotación. El crudo recolectado es enviado hacia un tanque, denominado Sumidero (Sump Vessel), al cual llegan todos los drenajes cerrados de la facilidad para ser acumulados, y posteriormente retornan al proceso en las líneas de entrada de las botas de gas.

Las celdas de flotación utilizan la flotación de aire/gas mecánicamente inducida por un rotor como tratamiento secundario para remover aceites y sólidos suspendidos del agua de producción. Esto se logra mediante la inyección de aire

que satura el agua para la formación de pequeñas burbujas dispersas que arrastran el material sobrenadante hasta la superficie, donde son recuperados por paletas o skimmer que proveen un mecanismo para la remoción del aceite que flota.

**Figura 22. Sección transversal - Celda de flotación.**



**Fuente:** Occidental de Colombia, INC.

El agua de las celdas de flotación es enviada por bombas efluentes hacia los tanques cabeza de agua de inyección, donde es almacenada y se encuentra en condiciones para ser inyectada. De los tanques el agua es direccionada hacia un subsistema de bombas Booster que incrementan la presión del fluido para ser entregado a las bombas principales de inyección que descargan a más de 2.000 psi con una capacidad de 20.000 BPD. El agua de producción es inyectada en siete pozos disposal.

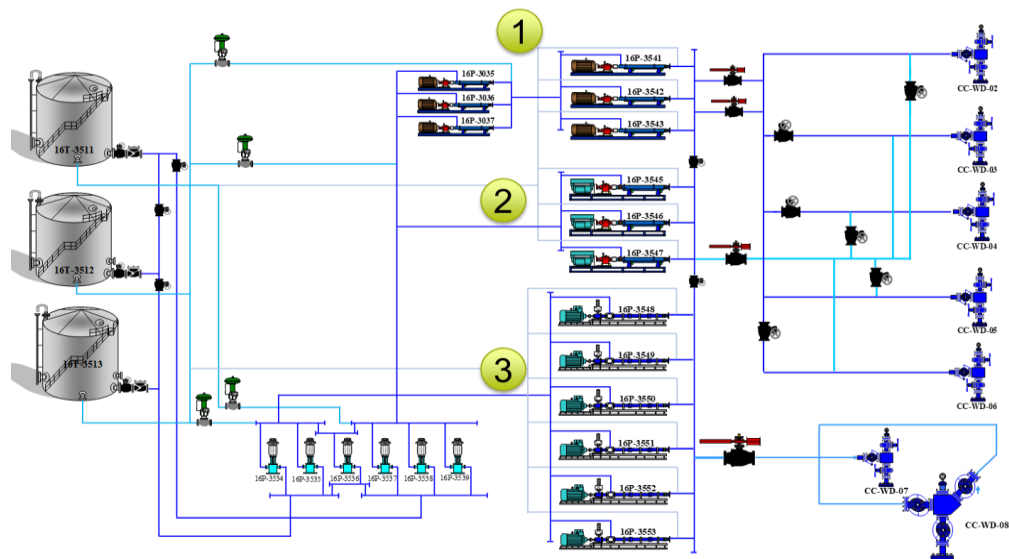
### 3.4 CONDICIÓN ACTUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN

El sistema de inyección de agua de producción del campo Caricare está compuesto por tres tanques cabeza de inyección con capacidad para almacenar 3.000 barriles cada uno. La calidad del agua almacenada cumple con una cantidad de solidos suspendidos totales (TSS) menor a 10 ppm y una cantidad de aceite en agua (O/W) inferior a 2 ppm.

El agua de los tanques es succionada por seis bombas Booster verticales que elevan la presión del fluido hasta 150 psi a la descarga, con una capacidad de manejo total de 260.000 BPD.

El fluido es entregado de las bombas Booster a las bombas principales de inyección que se encargan de hacer la disposición final del agua en los pozos dispoal. Este sistema de bombas principales se puede clasificar en tres ramales, como se observa en la figura 23.

Figura 23. Sistema de inyección de agua.



Fuente: Occidental de Colombia, INC.

El primer ramal está conformado por un subsistema de bombas Booster horizontales (16P-3035/36/37) que reciben el fluido proveniente de las bombas Booster verticales, elevando la presión a un rango entre 650-750 psi, y entregan el fluido a las tres bombas principales de inyección (16P-3541/42/43), las cuales son bombas horizontales multietapas con un motor eléctrico de 1.000 HP (745,7 kW) y capacidad de inyección máxima de 20.000 BPD cada una.

El segundo ramal consta de tres bombas horizontales multietapas con un motor eléctrico de 1.250 HP (932,1 kW), conectadas en paralelo, con capacidad de inyección de 20.000 barriles por bomba.

**Tabla 6. Características de funcionamiento de bombas principales de inyección.**

<b>Bomba</b>	<b>Marca</b>	<b>Potencia Nominal (kW)</b>	<b>Potencia Actual (kW)</b>	<b>% Carga del Motor</b>	<b>Hz</b>	<b>Flujo Máx. (BWPD)</b>
16P-3541	Centrilift	745	620	83%	59	20.000
16P-3542	Centrilift	745	620	83%	59	20.000
16P-3543	Centrilift	745	620	83%	59	20.000
16P-3545	Centrilift	932	715	77%	55	20.000
16P-3546	Centrilift	932	715	77%	55	20.000
16P-3547	Centrilift	932	715	77%	55	20.000
16P-3548	Reda	1.118	725	65%	53	20.000
16P-3549	Reda	1.118	725	65%	53	20.000
16P-3550	Reda	1.118	725	65%	53	20.000
16P-3551	Reda	1.118	725	65%	53	20.000
16P-3552	Reda	1.118	725	65%	53	20.000
16P-3553	Centrilift	1.118	725	65%	53	20.000
<b>8.355</b>						<b>240.000</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

El tercer ramal de inyección está conformado por seis bombas horizontales multietapas conectadas en paralelo, que cuentan con motores eléctricos de 1.500 HP (1.118,5 kW). Cada bomba también dispone de una capacidad de inyección máxima de 20.000 BPD. Los motores asociados a estas bombas se encuentran

trabajando cerca al 65% de la potencia nominal, lo que representa una oportunidad de mejora del sistema mediante la instalación de bombas de mayor capacidad de flujo.

Actualmente el manejo de agua de producción del campo es de aproximadamente 238.000 barriles por día, los cuales deben ser tratados en superficie y posteriormente inyectados a los pozos disposal. La inyección final del agua se hace por medio de las doce bombas principales de inyección que tienen una capacidad diaria de 240.000 barriles, por lo que se encuentran operando cerca de su límite de diseño.

La facilidad de producción no está diseñada para almacenar agua, por lo anterior, toda el agua que se produce debe ser inyectada de manera ininterrumpida para no afectar la operación normal del campo. Cuando se presentan problemas o fallas asociados a las bombas principales, la capacidad total de inyección disminuye y, en consecuencia, es necesario disminuir la producción del campo, ya sea mediante el decremento del caudal de los pozos con mayor corte de agua o el apagado de los mismos.

Cuando son problemas menores que no requieren el apagado de una bomba por un tiempo prolongado, las pérdidas de producción pueden no ser apreciables. Sin embargo, cuando la falla persiste y no es posible mantener el equipo en línea se ocasionan pérdidas de producción considerables. La causa principal de estas pérdidas se debe a que no se cuenta con capacidad de inyección de respaldo que puedan atender las contingencias que se presenten en el sistema.

Esta condición ha traído consigo pérdidas de barriles de petróleo registradas por problemas asociados a las bombas de inyección, lo que ha representado para la compañía pérdidas económicas.

## **4. PROPUESTA TÉCNICA PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA**

Al realizar el análisis de las facilidades de inyección del campo, se evidenció que las bombas principales de inyección se encuentran operando al límite de su capacidad de diseño y no se dispone de equipos de respaldo que puedan atender contingencias. Esta problemática ha ocasionado que la confiabilidad del sistema disminuya, al no contar con capacidad de respaldo que asegure la inyección a los pozos disposal de la totalidad del agua de producción producida en el campo.

Por lo anterior se ha estructurado este proyecto que tiene como finalidad realizar una mejora en el sistema de inyección, generando una ampliación en la capacidad de inyección de agua instalada.

Para ello, la presente propuesta contempla el reemplazo de cuatro (4) bombas principales de inyección, por cuatro (4) bombas de mayor capacidad. Las bombas que serán modificadas son las unidades 16P-3548/49/50/51, pertenecientes a tercer ramal del sistema de inyección. Estas fueron seleccionadas por ser unidades cuyos motores cuentan con una potencia 1.500 HP y se encuentran trabajando por debajo del 65% de su capacidad nominal, lo que proporciona potencia adicional para implementar bombas de mayor capacidad y tecnología.

### **4.1 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE LAS NUEVAS BOMBAS**

Las unidades seleccionadas para ser reemplazadas descritas anteriormente corresponden a bombas REDA, serie 520-A de la compañía Schlumberger. Estas unidades están compuestas por tres secciones de bombas de 22 etapas conectadas entre sí, con capacidad para bombear hasta 20.000 barriles de fluido por día y alcanzar una presión máxima de descarga de 3.000 psi.

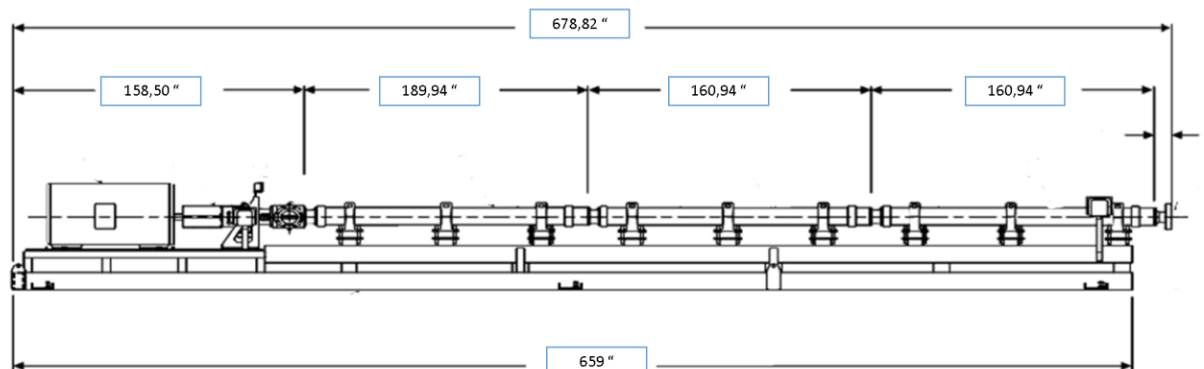
La cámara de empuje, encargada de transmitir el torque del motor a la bomba, absorber las cargas y proporcionar sello, cuenta con una capacidad de carga de hasta 18.000 pies por libra-fuerza.

El motor que suministra la potencia a la bomba es un motor ABB con una potencia nominal de 1.500 HP, tensión de 4.000 voltios y factor de servicio de 1,15.

La presión en la entrada de las bombas está determinada por el subsistema de bombas Booster verticales, las cuales bombean el fluido a una presión entre los 150-170 psi, mientras que la presión de descarga puede verse afectada por el caudal de bombeo y la inyectividad de los pozos dispostos, llegando hasta los 2.350 psi. Las líneas de succión corresponden a tuberías ANSI #150 de 8 pulgadas de diámetro, mientras que la descarga presenta tubería ANSI #1500 de 6 pulgadas de diámetro.

El tipo de fluido a ser bombeado, así como las condiciones de flujo influyen en la selección de bombas, las cuales deben adaptarse a las necesidades actuales. Las bombas seleccionadas deben ser resistentes a la abrasión y/o corrosión, fabricadas bajo los más altos estándares de calidad que permitan garantizar un funcionamiento ininterrumpido durante la vida útil de operación.

**Figura 24. Esquema de una bomba de inyección actual.**



**Fuente:** Occidental de Colombia, INC.

Asimismo, dentro de la facilidad se cuenta con limitaciones de espacio, por lo que el diseño de las nuevas bombas debe estar sujeto a las dimensiones disponibles para donde serán localizadas. Como se observa en la figura anterior, la longitud total disponible para las secciones de bomba es de 511,82 pies, aproximadamente 15,6 metros.

Con base en la información anterior es posible realizar una hoja de características donde se resume los diferentes parámetros de funcionamiento a los que deben estar sujetos las nuevas bombas a implementar, esto con el fin de conglomerar la información correcta que será remitida a las diferentes compañías para que realicen una oferta precisa.

**Tabla 7. Parámetros de diseño de nuevas bombas requeridas.**

<b>Datos de presión y tasa</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>Caudal objetivo</b>	30.000	bb/d
<b>Presión de Intake disponible</b>	160	psi
<b>Presión de descarga requerida</b>	2.350	psi
<b>Datos de Temperatura</b>		
<b>Temperatura promedio del fluido</b>	194	°F
<b>Temperatura ambiental promedio</b>	88	°F
<b>Suministro de energía</b>		
<b>Potencia Nominal</b>	1.500	HP
<b>Frecuencia</b>	60,2	Hz
<b>Tensión</b>	4.000	V
<b>Propiedades de los fluidos</b>		
<b>Solidos suspendidos</b>	10	ppm
<b>Gravedad específica</b>	0,99	
<b>Tuberías</b>	<b>Diámetro</b>	<b># ANSI</b>
<b>Tubería de succión</b>	8"	150# RF
<b>Tubería de descarga</b>	6"	1500# RF

**Fuente:** Elaboración propia.

## 4.2 SISTEMAS DE BOMBAS HORIZONTALES DE SUPERFICIE EN EL MERCADO

**4.2.1 Schlumberger.** La serie REDA HPS de Schlumberger cuenta con más de 70 años de experiencia proporcionando sistemas de bombeo horizontales para diferentes aplicaciones industriales, entre la que se encuentra la inyección de agua, lo que la ha constituido como una alternativa confiable y flexible con respecto a los sistemas de bombeo convencionales. Dentro del catálogo de productos ofrecidos por Schlumberger se encuentra el sistema REDA HPS G3, la tercera generación de bombas horizontales de superficie multietapas, las cuales proporcionan hasta 2.500 HP en una sola unidad.

REDA HPS proporciona sistemas flexibles que cuentan con un diseño modular y alineación de fábrica lo que permite realizar modificaciones en campo reduciendo el tiempo el tiempo de inactividad. Algunos de sus beneficios son la facilidad de puesta en marcha y alineación de tuberías, lo que se traduce en ahorro de costos y tiempo durante las operaciones y una vida útil prolongada debido al desgaste y estrés mínimos relacionados con la vibración<sup>29</sup>.

**Tabla 8. Especificaciones de rendimiento Sistemas REDA HPS.**

Capacidad (galUS/min)	40 - 2.500
Presión de descarga (psi)	Hasta 6.650
Presión de succión (psi)	Hasta 4.000
Rango de temperatura (°F)	-20 - 280
Potencia (HP)	2.500

**Fuente:** Adaptado de SCHLUMBERGER, Artificial Lift Solutions Catalog 2017.

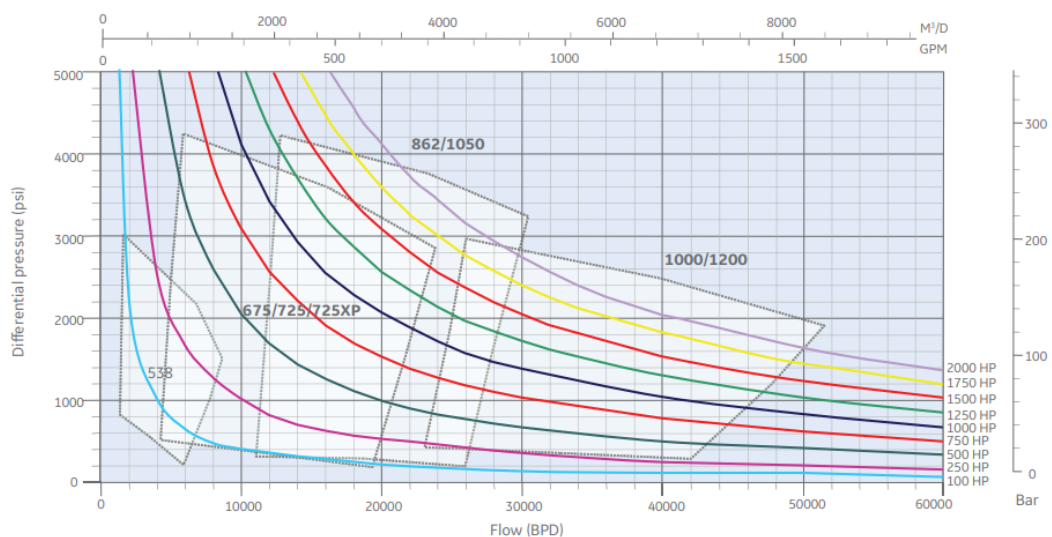
**4.2.2 Baker Hughes.** Los sistemas de bombeo de superficie horizontal HPump, han proporcionado una alternativa confiable y eficiente para diferentes

<sup>29</sup> SCHLUMBERGER, Artificial Lift Solutions Catalog 2017.

aplicaciones industriales de bombeo superficial durante más de 25 años. El núcleo del sistema de bombeo es una bomba electrosumergible, la cual se combina con una cámara de empuje y un motor eléctrico montado sobre una estructura de acero sólido.

Los sistemas de bombeo horizontal de Baker cuentan con un amplio catálogo de productos que ofrece bombas de etapas múltiples que trabajan con capacidades de flujo entre los 800 y los 130.000 barriles de fluido por día y presiones de hasta 6.250 psi. Asimismo, los sistemas HPump pueden manejar fluidos con una cantidad de sólidos suspendidos de hasta 100 ppm, dado que cuentan con tecnología resistente a la abrasión<sup>30</sup>.

**Figura 25. Curvas de rendimiento de los sistemas HPump (1 SG, 3600 RPM).**



**Fuente:** BAKER HUGHES. HPump Horizontal Surface Pumping Systems. [en línea]. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en internet: <https://www.bhge.com/system/files/2018-08/hpump-slash.pdf>.

<sup>30</sup> BAKER HUGHES. HPump Horizontal Surface Pumping Systems. Increase uptime with rugged surface fluid-transfer equipment.

**4.2.3 Halliburton.** A través de Summit ESP, Halliburton ofrece el sistema de bombeo horizontal de superficie como alternativa eficiente a las opciones de bombeo de superficie convencional de desplazamiento positivo. El diseño del sistema se basa en las bombas electrosumergibles multietapas montada de forma segura sobre un patín modular. Las bombas Summit ESP son sistemas de bombeos flexibles con capacidades de flujo entre los 800 y los 70.000 barriles por día y presiones de hasta 7.100 psi, las cuales son utilizadas en muchas aplicaciones entre las que se encuentran la inyección de agua.

Algunos de los beneficios de los sistemas de bombas Summit ESP son los bajos costos iniciales de operación y mantenimiento, cortos tiempos de entrega para equipos nuevos o reemplazos, cámaras de empuje con diseño *Back-pull out*, que facilita el mantenimiento en campo al mismo tiempo que reduce tiempos de inactividad, y mínimo ruido y vibración.

**4.2.4 Borets.** Borets cuenta con más de 115 años de historia de innovación en ingeniería, lo que le ha permitido ser uno de los principales proveedores mundiales de sistemas electrosumergibles en el mundo, siendo pioneros en esta industria. Dentro de sus diferentes líneas de productos claves se encuentran los sistemas de bombeo horizontal de superficie diseñados transferir líquidos a altas presión.

El sistema de bombeo horizontal de Borets cuenta con más de 30 años de experiencia siendo una alternativa confiable, rentable y versátil a las bombas de alta presión tradicionales. Ha sido utilizado en una amplia gama de aplicaciones que incluyen la inyección y eliminación de agua. Está diseñado para brindar confiabilidad, modularidad y reemplazo rápido de sus componentes, lo que genera un costo de ciclo de vida más bajo gracias a un tiempo de inactividad mínimo y un bajo requisito de mantenimiento.

Borets proporciona sistemas flexibles y ofrece un amplio catálogo de bombas con capacidad de flujo entre los 100 y 60.000 barriles por día y presiones de hasta 7.000 psi.

**Tabla 9. Especificaciones de rendimiento de las bombas Borets.**

<b>Serie</b>	<b>Flujo (BPD)</b>	<b>Presión máxima de descarga (psi)</b>	<b>Potencia máxima (HP)</b>
<b>400</b>	100 – 7.000	7.000	410
<b>538</b>	800 – 14.000	7.000	1.020
<b>675</b>	5.000 – 26.000	4.600	1.020
<b>863</b>	10.000 – 33.000	3.300	1.200
<b>950</b>	20.000 – 45.000	2.700	1.600
<b>1050</b>	30.000 – 60.000	2.700	2.000

**Fuente:** Adaptado de BORETS, Horizontal Pumping Systems.

### **4.3 SELECCIÓN DE BOMBAS**

Una vez recopilada la información y realizada la revisión en el mercado de las diferentes compañías que ofrecen los servicios de bombas horizontales de superficie, se procede a crear un canal de comunicación directa y realizar la solicitud de la oferta a los diferentes proveedores que previamente han sido preseleccionados por su experiencia, esperando de éstos su oferta técnica y económica.

Con la información de las ofertas recibidas se realiza la preselección del sistema de bombeo más apropiado, para ello se construye una matriz de selección en donde se establecen los criterios de selección bajo los que serán evaluadas las diferentes ofertas.

**4.3.1 Criterios de selección.** Con la finalidad de realizar una comparación homogénea se establecen seis criterios que evaluarán aspectos económicos, operacionales y de servicio, estos criterios son:

- Costo de adquisición (C<sub>1</sub>): hace referencia al valor comercial de la adquisición de las unidades de bombeo. Además, engloba la compra de equipos adicionales necesarios según cada oferta evaluada y la tarifa por el servicio. Valores mínimos de este criterio son deseados.
- Trabajos de implementación (C<sub>2</sub>): hace referencia a una estimación de las tareas de adecuación de las facilidades que serán necesarias según la implementación de cada oferta evaluada.
- Tasa de bombeo (C<sub>3</sub>): se refiere al caudal de operación que las nuevas bombas serán capaces de suministrar operando bajo las condiciones actuales de las facilidades de inyección descritas en la tabla 7. El caudal objetivo que se busca alcanzar con la implementación de las nuevas bombas es de 30.000 barriles por día.
- Potencia (C<sub>4</sub>): se refiere a potencia que será requerida para la operación de las nuevas bombas operando a su tasa máxima de bombeo. Está relacionado con el consumo energético. Valores mínimos de este criterio son deseados.
- Tiempo de entrega (C<sub>5</sub>): tiempo requerido por el proveedor una vez registrada la orden para suministrar las unidades de bombeo.
- Administración y operación (C<sub>6</sub>): este criterio es subjetivo y hace referencia a la experiencia de la empresa en los sistemas de bombeo horizontales de superficie, reputación y posición que tiene en el sector.

**4.3.2 Selección.** En el proceso de solicitud, recopilación y consolidación de la información se diseñó una tabla comparativa en donde se resumió la información técnica de las diferentes ofertas. Con el propósito de evitar el manejo de nombres y marcas comerciales, las diferentes alternativas se denotarán como A, B y C.

**Tabla 10. Matriz resumen de información técnica y económica.**

	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>	<b>Alternativa C</b>
Caudal suministrado (BPD)	30.000	30.000	30.000
Diferencia de presión (psi)	2.200	2.200	2.100
Presión máxima de operación (psi)	2.800	2.961	2.800
Potencia requerida (HP)	1.433	1.436	1.414
Costo (USD)	548.656	797.444	882.764
Tiempo de entrega (semanas)	25	20 a 22	14 a 18

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Con los atributos identificados el paso siguiente es asignarle un peso relativo a cada criterio de selección. Para ello, se hizo uso de la escala definida por Saaty para representar el valor de los juicios, descrita en la tabla a continuación.

**Tabla 11. Escala fundamental para comparaciones a pares.**

<b>Valor de <math>a_{ij}</math></b>	<b>Interpretación</b>
1	Los criterios i y j tienen igual importancia
3	El criterio i es ligeramente más importante que el criterio j
5	La experiencia y la apreciación indican que el criterio i es mucho más importante que el criterio j
7	El criterio i es muy importante, o se puede demostrar que es más importante que el criterio j
9	El criterio i es absolutamente más importante que el criterio j
2, 4, 6, 8	Valores intermedios o compromisos recíprocos para comparación inversa

**Fuente:** CARRILLO, L. Diseño de una metodología en la determinación de una familia de criterios para la selección de sistemas de levantamiento artificial. Tesis de posgrado. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas. 2010.

Posteriormente se realiza la asignación de ponderaciones a los diferentes criterios evaluados, obteniendo la siguiente matriz de comparación.

**Tabla 12. Matriz de comparación de criterios.**

	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>
C <sub>1</sub>	1	2	3	3	7	5
C <sub>2</sub>	1/2	1	3	3	7	5
C <sub>3</sub>	1/3	1/3	1	2	5	3
C <sub>4</sub>	1/3	1/3	1/2	1	7	3
C <sub>5</sub>	1/7	1/7	1/5	1/7	1	1/3
C <sub>6</sub>	1/5	1/5	1/3	1/3	3	1

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Para el cálculo de los pesos de ponderación de cada criterio se siguen una serie de pasos que son enunciados a continuación:

- El primer paso es sumar todos los valores en cada columna de la matriz de comparación.
- Posteriormente, se divide cada valor del matriz ente la sumatoria resultante obtenida en cada columna correspondiente a dicho valor. Esto da como resultado una matriz de comparación normalizada.
- Por último, se calcula el promedio aritmético con los valores presentes en cada fila de la matriz normalizada.

El procedimiento anterior es descrito a través de la siguiente ecuación.

Ecuación 4.

$$W_n = \frac{\frac{c_{n1}}{\sum_{i=1}^n c_{i1}} + \frac{c_{n2}}{\sum_{i=1}^n c_{i2}} + \dots + \frac{c_{nn}}{\sum_{i=1}^n c_{in}}}{n}$$

Finalmente se obtienen los respectivos pesos de los criterios que serán evaluados a través de una matriz de selección.

**Tabla 13. Pesos relativos de cada criterio.**

<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>
35%	28%	15%	13%	3%	6%

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Con los criterios y pesos relativos determinados se construye la matriz de selección en donde serán evaluadas las diferentes ofertas. Se establece una escala de calificación para cada criterio, donde 1 corresponde al resultado más desfavorable y 5 con el más favorable.

**Tabla 14. Matriz de selección para las nuevas bombas.**

<b>CRITERIO</b>	<b>% IMP.</b>	<b>Alternativa A</b>		<b>Alternativa B</b>		<b>Alternativa C</b>	
		<b>Calif.</b>	<b>Pond.</b>	<b>Calif.</b>	<b>Pond.</b>	<b>Calif.</b>	<b>Pond.</b>
<b>Costo de adquisición</b>	35%	5	1,76	4	1,41	3	1,05
<b>Trabajos de implementación</b>	28%	5	1,38	4	1,11	4	1,11
<b>Caudal</b>	15%	5	0,74	5	0,74	5	0,74
<b>Potencia requerida</b>	13%	4	0,53	5	0,66	5	0,66
<b>Tiempo de entrega</b>	3%	3	0,09	4	0,12	5	0,15
<b>Administración y organización</b>	6%	5	0,30	5	0,30	4	0,24
<b>TOTAL</b>	100%		4,81		4,34		3,96

**Fuente:** Elaborada por el autor.

De los resultados obtenidos en la evaluación de los criterios el mayor puntaje corresponde a la alternativa A, principalmente por sus menores costos de adquisición de los equipos y por sus bajos requerimientos de trabajos de implementación y/o adecuación de las facilidades, gracias a que los nuevos

equipos son compatibles con gran cantidad de componentes ya instalados en los sistemas de inyección.

#### 4.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN CON LAS NUEVAS BOMBAS IMPLEMENTADAS

Las unidades seleccionadas corresponden a tres secciones de bomba de serie REDA M675-A, por lo que presentan una alta compatibilidad con la mayoría de componentes primarios del sistema de inyección. Con la modificación de las cuatro bombas principales, el nuevo sistema de inyección tendría una capacidad máxima de aproximadamente 280.000 BWPD, esto permitiría disponer de dos equipos de respaldo para cubrir reparaciones, mantenimientos preventivos y/o correctivos, mitigando las pérdidas de producción.

**Tabla 15. Características de funcionamiento de la propuesta de Sistema de inyección de agua.**

Bomba	Marca	Potencia Nominal (kW)	Potencia Actual (kW)	% Carga del Motor	Hz	Flujo (BWPD)
16P-3541	Centrilift	745	620	83%	59	20.000
16P-3542	Centrilift	745	620	83%	59	20.000
16P-3543	Centrilift	745	620	83%	59	20.000
16P-3545	Centrilift	932	715	77%	55	20.000
16P-3546	Centrilift	932	715	77%	55	20.000
16P-3547	Centrilift	932	715	77%	55	20.000
16P-3548*	Reda	1.118	1.068	95%	54	30.000
16P-3549*	Reda	1.118	1.068	95%	54	30.000
16P-3550*	Reda	1.118	1.068	95%	54	30.000
16P-3551*	Reda	1.118	1.068	95%	54	30.000
16P-3552	Reda	1.118	0	0%	0	0
16P-3553	Centrilift	1.118	0	0%	0	0
<b>8.277</b>						<b>240.000</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor.

De igual forma, con la implementación de las nuevas bombas se obtendría una optimización en el consumo energético de la planta de inyección de agua, pasando de una potencia requerida actual de 8.355 kW frente a 8.277 kW que serían necesarios para operar el sistema con la misma capacidad de bombeo, representando para la compañía un ahorro anual promedio de 683 MWh.

Los trabajos de adecuación de la facilidad para la instalación de las bombas incluirían la modificación en los puntos de apoyos del patín, dado que las dimensiones de las secciones de bomba difieren en diámetro y longitud con las unidades actuales. De la misma manera, se requerirían juntas de tubería ANSI 1500 para las uniones de las bridas de descarga de las bombas con las tuberías de inyección.

**Figura 26. Trabajos de soldadura para ajustes de puntos de apoyo de las secciones de bomba.**



**Fuente:** El autor.

Asimismo, para el control y monitoreo de la tasa de inyección se requiere la instalación de medidores de flujo de platina de orificios en la succión de cada una de las bombas.

Por su parte, dentro de los criterios de seguridad se deben ajustar las protecciones por condiciones críticas de temperatura, amperaje y vibración, al igual que las alarmas de bajo y alto de los indicadores de flujo instalados.

## **5. ANÁLISIS FINANCIERO**

Una vez realizada la preselección de los equipos de bombeo es necesario realizar un análisis financiero que permita determinar la viabilidad del proyecto. Por tal razón, en este último capítulo se presenta el estudio financiero para la implementación de cuatro bombas principales de inyección de mayor capacidad flujo en el campo Caricare.

La evaluación aquí desarrollada está dividida en tres secciones. La primera abarca una descripción de los costos de inversión estimados de los aspectos de mayor relevancia en la ejecución del proyecto. Luego, se presenta un análisis de las ganancias que puede generar el proyecto a través de los beneficios de ahorro de energía eléctrica y mitigación de pérdidas por control de producción. Finalmente, se establece la viabilidad del proyecto a través de la evaluación de indicadores financieros de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).

### **5.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)**

El CAPEX es la inversión inicial que una empresa realiza esperando beneficios futuros. Esta inversión hace referencia a todos aquellos recursos utilizados por la compañía para la adquisición e instalación de equipos y facilidades, asimismo incluye cualquier accesorio o modificación que pueda ser requerido.

Para la implementación de la propuesta existen unos costos asociados a la compra e instalación de nuevos equipos, adecuaciones menores y control de producción necesaria que serán estimados a continuación.

**5.1.1 Costos de materiales y equipos.** Los costos estimados de esta sección fueron los necesarios para la compra de las cuatro bombas principales de inyección entregado en la propuesta técnica preseleccionada, mientras que los costos de adecuaciones menores fueron estimados a partir de la ejecución de proyectos anteriores desarrollados por la compañía.

Como puede observarse en la tabla 16, se debe presupuestar una inversión total requerida de 558.937 USD para realizar el mejoramiento de las cuatro unidades de bombeo.

**Tabla 16. Costos de materiales y equipos requeridos.**

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
<b>“Retrofit” de cuatro bombas principales de inyección de agua</b> (Incluye 4 secciones de bombas, herramientas necesarias para la alineación, servicio de instalación y puesta en marcha)	Und	4	137.165	548.658
<b>Tuberías y accesorios mecánicos de interconexión</b>	Glb	4	4.615	18.460
<b>Medidor de flujo de platina de orificios</b>	Und	4	3.077	12.308
<b>SUBTOTAL</b>				<b>579.426</b>
Descuento por concepto recompra de unidades cambiadas (20%)				109.732
<b>SUBTOTAL SIN IVA</b>				<b>469.695</b>
<b>IVA (19%)</b>				<b>89.242</b>
<b>TOTAL CON IVA</b>				<b>558.937</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor.

El presupuesto destinado para la adquisición de las unidades de bombeo es de 548.658 USD, a este monto se le debe sumar 30.768 USD por concepto de la

compra de medidores de flujo, tuberías y accesorios mecánicos necesarios para los trabajos de interconexión. Sumados estos rubros, se obtiene una inversión de 579.429 USD, sin embargo, dentro de la propuesta preseleccionada se presenta una opción de recompra de los equipos modificados que sería equivalente a un descuento del 20% sobre el total de la compra de las cuatro bombas.

Aplicando el descuento sobre la suma de los rubros anteriormente detallados se obtiene una inversión de 469.695 USD, valor que incluyendo el 19% por concepto del IVA sube a 558.937 USD.

**5.1.2 Costos de construcción y programación.** Las inversiones asociadas a estos rubros están asociadas con la realización de adecuaciones menores, montajes de equipos y tuberías, además de las actividades de instrumentación y control.

Tabla 17. Costos de construcción y programación.

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
<b>Calibración y verificación de transmisores de flujo y presión</b>	Und	4	1.095	4.380
<b>Apoyo especialistas de Instrumentación</b>	Día	6	769	4.614
<b>Programación Sistema de supervisión IFIX</b>	Día	6	431	2.586
<b>Programación PLCs y Sincronización de lazos de control</b>	Día	6	385	2.310
<b>TOTAL</b>				<b>13.890</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor.

El costo estimado para las labores de adecuaciones menores y programación de las 4 bombas principales es de 13.890 USD, tal y como se expresa en la tabla anterior.

**5.1.3 Costos por control de producción.** Durante las labores de instalación de las nuevas unidades de bombeo se requiere la parada de cada una de ellas para el desmontaje de las bombas actuales y el montaje y puesta en marcha de las nuevas bombas, esto ocasiona un tiempo muerto, que es el tiempo durante el cual no trabaja el equipo.

Como cada unidad actual tienen una capacidad máxima de manejo de 20.000 BFPD, se han seleccionado dos pozos cuya producción total es similar, los caudales y características de estos pozos se detallan en la tabla a continuación.

**Tabla 18. Pozos seleccionados para control de producción.**

<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>	<b>% BS&amp;W</b>	<b>BOPD</b>	<b>TIEMPO (DÍAS)</b>	<b>TOTAL (BO)</b>
<b>POZO A</b>	8.500	99%	85	1,5	127,5
<b>POZO B</b>	13.000	99%	130	3	390
					<b>517,5</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Se estima que los trabajos de desmontaje, montaje y puesta en marcha de las nuevas unidades tengan una duración de un día y medio, tiempo durante el cual será necesario realizar control de la producción mediante el apagado de los pozos.

Para la modificación de la primera unidad se requiere el apagado de la misma, lo que representa una disminución en la capacidad de inyección de 20.000 BFPD, esto conlleva al apagado de los dos pozos durante un día y medio.

Posteriormente, para la modificación de la segunda unidad la pérdida en la capacidad de inyección del sistema será de 10.000 BFPD, dado que las nuevas unidades son capaces de alcanzar un caudal de inyección de 30.000 BFPD. Por tal motivo solo será necesario el apagado del pozo B.

Para la modificación de las siguientes bombas la capacidad del sistema de inyección será suficiente para mantener todos los pozos en operación.

Como esta detallado en la tabla 18, el tiempo total de apagado para el pozo A es de un día y medio, mientras que el pozo B estará fuera de servicio durante tres días. Esto representa un total de pérdidas por control de producción de 517,5 BO. Considerando un precio de 55 USD/BO, el costo total por control de producción estimado es de 28.463 USD.

**5.1.4 Costos de ingeniería.** Los costos asociados a la ingeniería del proyecto son requeridos para definir claramente las especificaciones técnicas, características y condiciones de equipos, locaciones e instalaciones.

Para efecto práctico para la evaluación financiera del proyecto el costo total de ingeniería es del 3% del valor total.

Considerando todos los rubros detallados para la ejecución del proyecto, el valor total por concepto de CAPEX es de 619.328 USD como se detalla en la tabla 19.

**Tabla 19. CAPEX total para la ejecución del proyecto.**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>COSTO ESTIMADO (USD)</b>
Costos de materiales y equipos	558.937
Costos de construcción y programación	13.890
Costos por control de producción	28.463
<b>SUBTOTAL</b>	<b>601.289</b>
Costos de ingeniería (3%)	18.039
<b>TOTAL CAPEX</b>	<b>619.328</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor.

## 5.2 CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS OBTENIDOS POR LA APLICACIÓN DEL PROYECTO

La implementación de bombas de mayor capacidad de flujo en el campo permite aumentar la confiabilidad del sistema de inyección, ya que se podría disponer de dos bombas en stand by para cubrir mantenimientos correctivos y/o preventivos, mitigando las pérdidas de producción asociadas a estos equipos.

Además, como se muestra en la tabla 15, las nuevas bombas optimizan el consumo de potencia de los motores, por lo cual se logra un ahorro en el consumo de energía eléctrica del sistema.

A continuación, se cuantifican los beneficios por concepto de ahorros relacionados a la reducción del consumo de energía eléctrica y a la mitigación de pérdidas de producción.

**5.2.1 Ahorro por reducción del consumo eléctrico.** Como se observó en el capítulo anterior la implementación de las nuevas bombas permite optimizar los motores, lo que se traduce en un ahorro de energía anual aproximado de 683 MWh.

**Tabla 20. Ahorro anual por consumo energético.**

	<b>Potencia (kW)</b>	<b>Tiempo de inyección (horas)</b>	<b>Consumo (kWh/día)</b>	<b>Consumo (MWh/año)</b>
<b>Actual</b>	8.355	24	200.520	73.190
<b>Proyectado</b>	8.277	24	198.648	72.507
<b>AHORRO CONSUMO ENERGÉTICO</b>				<b>683,28</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Actualmente la tarifa de la energía que el campo le compra a ISA es de 78 USD/MWh, se estima que este valor aumente con la inflación en un 4% anual, de

esta forma se obtienen las proyecciones del valor anual del ahorro por consumo energético.

**Tabla 21. Proyección del valor anual del ahorro de energía.**

<b>Año</b>	<b>Potencial de ahorro (MWh)</b>	<b>Valor del MWh (USD)</b>	<b>Ahorro anual (USD)</b>
<b>2020</b>	683	78,0	53.296
<b>2021</b>	683	81,1	55.428
<b>2022</b>	683	84,4	57.645
<b>2023</b>	683	87,7	59.951
<b>2024</b>	683	91,2	62.349
<b>2025</b>	683	94,9	64.843

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Se estima la implementación del proyecto para finales del año 2019, por lo que la proyección de ahorro energético inicia desde el año 2020 y se extienden en un horizonte de evaluación de 6 años que representa la vida útil promedio de las bombas de inyección.

**5.2.2 Ahorro por mitigación de pérdidas de producción.** Uno de los principales inconvenientes que presenta el sistema de inyección actual es que no posee equipos de respaldo que puedan utilizarse en caso de que una bomba principal sea requerida por mantenimiento correctivo y/o preventivo. Esta situación ha ocasionado que en los últimos años se hayan registrado cuantiosas pérdidas de barriles de petróleo.

Como se observa en la tabla 22, las pérdidas asociadas a fallas de estos equipos se han incrementado en los últimos años, principalmente debido a que, tanto el campo como el corte de agua de los pozos existentes ha ido en aumento años tras año, lo que ha ocasionado que el sistema de inyección de agua se encuentre operando muy cerca de su capacidad máxima para el año 2019.

**Tabla 22. Pérdidas asociadas a fallas en las bombas de inyección.**

<b>Año</b>	<b>Pérdidas reportadas (BO)</b>	<b>Peso relativo %</b>	<b>Ponderación</b>
<b>2017</b>	600	10%	60
<b>2018</b>	1.254	30%	3.76,2
<b>2019</b>	6.288	60%	3.772,8
<b>PROMEDIO ANUAL (BO)</b>			<b>4.209</b>

**Fuente:** Elaborada por el autor, con base en los reportes diarios de las facilidades.

Por tal razón, se ha realizado un promedio ponderado de las pérdidas asociadas a fallas en las bombas principales de inyección de los últimos tres años en el campo, donde el año actual presenta un mayor peso relativo que los años anteriores dado que refleja el estimado de pérdidas con el sistema operando a su capacidad máxima. El promedio anual estimado por concepto de mitigación de estas pérdidas es de 4.209 BO.

Para efectos prácticos del presente estudio se ha estimado que el promedio anual de pérdidas aumente en un 10% anual durante el horizonte de evaluación de la vida útil del proyecto. Considerando un precio de 55 USD/BO, la proyección del ahorro estimado por pérdidas asociadas a las fallas de las bombas principales se muestra a continuación.

**Tabla 23. Proyección del valor anual del ahorro por pérdidas de producción.**

<b>Año</b>	<b>Ahorro estimado (BO)</b>	<b>Ahorro estimado (USD)</b>
<b>2020</b>	4.209	231.495
<b>2021</b>	4.630	254.645
<b>2022</b>	5.093	280.109
<b>2023</b>	5.602	308.120
<b>2024</b>	6.162	338.932
<b>2025</b>	6.779	372.825

**Fuente:** Elaborada por el autor.

### **5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO**

Con la información previamente detallada, se construyó la evaluación financiera del proyecto. Para este caso se utilizó el método de Flujo de Caja Libre Descontado (FCLD), ya que toma en consideración el valor del dinero a través del tiempo. Asimismo, se emplearon indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).

El horizonte de evaluación del proyecto es de 6 años, que corresponde al tiempo de vida útil promedio de las bombas principales de inyección. La tasa de descuento utilizada para el estudio es del 12%, definida como la tasa mínima interna de retorno requerida para que el proyecto sea aprobado.<sup>31</sup>

Se consideró una tasa de depreciación del 10% anual sobre el valor total de la inversión, mientras que el impuesto a la renta para efectos del presente estudio es del 30%.

---

<sup>31</sup> GRIMALDOS, F. Factibilidad técnica y económica de la aplicación de separación de agua en fondo en los campos de Rondón y Cosechas. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

Tabla 24. Evaluación financiera a través del modelo de FCLD.

Año	0	1	2	3	4	5	6
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ahorro energía (USD)		53.296	55.428	57.645	59.951	62.349	64.843
Ahorro por mitigación de pérdidas (USD)		231.495	254.645	280.109	308.120	338.932	372.825
<b>UTILIDAD OPERACIONAL (USD)</b>		<b>284.791</b>	<b>310.072</b>	<b>337.754</b>	<b>368.070</b>	<b>401.280</b>	<b>437.668</b>
Depreciación / Amortización (USD)		- 61.933	- 61.933	- 61.933	- 61.933	- 61.933	- 61.933
<b>UTILIDAD OPERACIONAL ANTES DE IMPUESTOS (USD)</b>		<b>222.858</b>	<b>248.139</b>	<b>275.821</b>	<b>306.138</b>	<b>339.348</b>	<b>375.735</b>
% Impuesto a la renta		30%	30%	30%	30%	30%	30%
Impuesto a la renta (USD)		66.857	74.442	82.746	91.841	101.804	112.720
<b>UTILIDAD NETA (USD)</b>		<b>156.001</b>	<b>173.698</b>	<b>193.075</b>	<b>214.296</b>	<b>237.543</b>	<b>263.014</b>
Depreciación / Amortización (USD)		- 61.933	- 61.933	- 61.933	- 61.933	- 61.933	- 61.933
<b>GENERACIÓN INTERNA DE FONDOS (USD)</b>		<b>217.933</b>	<b>235.630</b>	<b>255.007</b>	<b>276.229</b>	<b>299.476</b>	<b>324.947</b>
Inversiones del Proyecto (USD)	- 619.328						
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (USD)</b>	<b>- 619.328</b>	<b>217.933</b>	<b>235.630</b>	<b>255.007</b>	<b>276.229</b>	<b>299.476</b>	<b>324.947</b>
<b>VP (USD)</b>	<b>- 619.328</b>	189.507	178.170	167.672	157.935	148.893	140.484
<b>VPN ACUMULADO (USD)</b>	<b>- 619.328</b>	<b>- 429.820</b>	<b>-251.650</b>	<b>-83.978</b>	73.956	222.849	<b>363.333</b>
<b>TIR</b>	<b>33%</b>						

Fuente: Elaborada por el autor.

**5.3.1 Valor Presente Neto (VPN).** El valor presente neto es un indicador financiero que consiste en traer todos los flujos de efectivo proyectados a valor presente mediante una tasa de interés dada, con la finalidad de compararlo con el monto de la inversión. Cuando el VPN es positivo se presenta una ganancia, se dice que el proyecto es atractivo. Un valor de VPN igual a cero (0) representa que el proyecto es indiferente. Cuando el VPN es negativo se presentan pérdidas. La ecuación general utilizada para hallar el VPN de un proyecto es igual a:

Ecuación 5.

$$\sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

**Donde:**

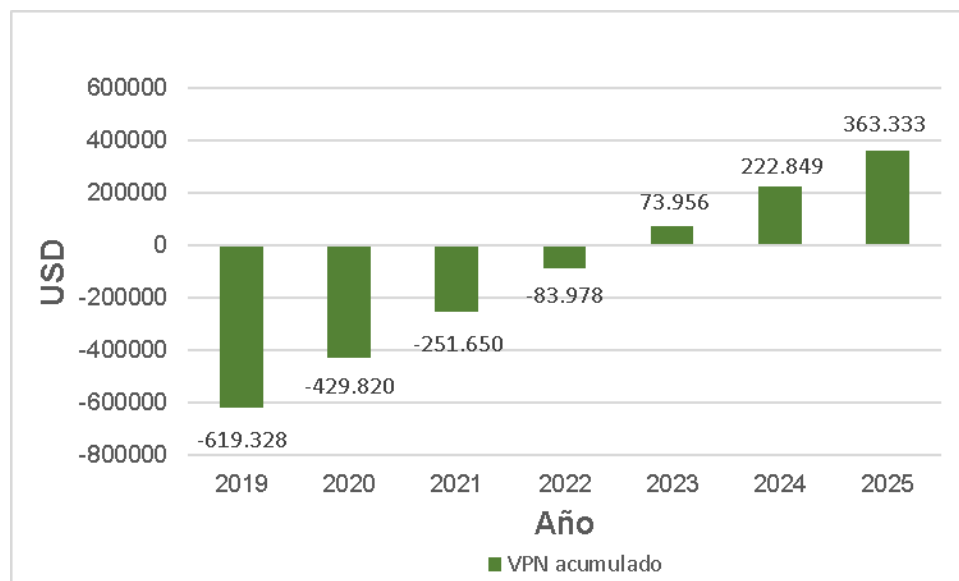
F<sub>n</sub>: Ingresos de un determinado periodo

N: número de periodos

n: indica el periodo de tiempo

i: tasa de oportunidad

**Figura 27. Valor Presente Neto acumulado durante la evaluación del proyecto.**



**Fuente:** Elaborada por el autor.

Aplicando la formula y como se muestra en la tabla 24, el valor presente de los flujos de caja de valores futuros es de 363.333 USD. De igual forma, como se observa en la gráfica anterior, el valor presente neto acumulado arroja resultados positivos a partir del año 2023, que es el año donde se recupera la inversión del proyecto.

**5.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).** La tasa interna de retorno es un indicador ampliamente utilizado para la evaluación de proyectos, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. Esta tasa también es conocida como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo durante el horizonte de evaluación del proyecto. Una inversión debe ser tomada en cuenta si la TIR excede la tasa mínima de rendimiento requerida. La ecuación que representa este indicador es la siguiente:

Ecuación 6.

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FCLD_1}{(1+i)^1} + \left[ \frac{FCLD_2}{(1+i)^2} \right] + \left[ \frac{FCLD_3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[ \frac{FCLD_n}{(1+i)^n} \right] - Inversión$$

Aplicando la expresión anterior, y como se observa en la tabla 24, el proyecto presenta una TIR del 33%, superior al 12% que es la tasa mínima requerida para la aceptación de proyectos, lo cual concluye que la inversión es viable financieramente.

**5.3.3 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).** Este indicador mide el tiempo en el cual se recupera la inversión, es decir, el tiempo requerido para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo. Existen dos tipos de PRI: el simple y el ajustado, la principal diferencia es que el ajustado si toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

Ecuación 7.

$$PRI = P. Anterior - \frac{VPN_A}{VP_S}$$

**Donde:**

*P. Anterior:* Indica el periodo anterior a la recuperación total

*VPN<sub>A</sub>:* Indica el valor presente neto acumulado del periodo anterior

*VPs:* Indica el valor presente del periodo siguiente

De acuerdo a la expresión anterior, el tiempo durante el cual se recupera la inversión es de 3,5 años.

**Tabla 25. Indicadores financieros.**

<b>VPN</b>	363.333 USD
<b>TIR</b>	33%
<b>PRI</b>	3,5 años

**Fuente:** Elaborada por el autor.

Finalmente, como se observa en la tabla anterior la eventual implementación de la propuesta resultaría financieramente viable, pues la inversión generaría un valor presente neto total de 363.333 USD, se pagaría en un promedio de tres años y medio y se obtendría un rendimiento económico al terminar el proyecto sobre la inversión del 33%, superior a la tasa de oportunidad de la compañía.

## 6. CONCLUSIONES

La descripción de la condición actual de las facilidades de inyección de agua del campo permitió evidenciar que el sistema presenta una baja confiabilidad, debido a que se encuentra operando cerca de la capacidad máxima de diseño y no disponen de equipos de respaldo que garanticen la inyección continua de toda el agua producida, situación que en los últimos años ha ocasionado pérdidas económicas para la compañía.

Con la implementación de las bombas preseleccionadas en la propuesta técnica se lograría optimizar la carga de los motores a un valor alrededor del 95% de la potencia nominal, disminuyendo el consumo de energía eléctrica anual en 683 MWh para las mismas condiciones de operación del sistema de inyección del campo.

La implementación de la propuesta lograría incrementar la capacidad de respaldo en el sistema de bombas principales de inyección de cero (0) a 40.000 BFPD, mitigando de esta manera las pérdidas de producción asociadas a fallas de estos equipos.

El análisis financiero del proyecto indicó que la implementación de bombas de mayor capacidad de flujo es viable económicamente, logrando la recuperación de la inversión inicial en un periodo de tres años y seis meses, con una VPN estimado de 363.333 USD y un rendimiento económico sobre la inversión del 33%.

## **7. RECOMENDACIONES**

Se recomienda a la compañía aprovechar la potencia instalada en los motores de las bombas principales de inyección, instalando bombas de mayor caudal para aumentar la capacidad de manejo total del sistema que, dado las limitaciones de espacio, representan la opción más factible para una futura expansión del campo.

Evaluar la posibilidad llevar pozos a su potencial de producción y/o reactivar pozos apagados por limitación de las facilidades de inyección, determinando si la capacidad de las facilidades aguas arriba del sistema son capaces de manejar los volúmenes adicionales de fluidos.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMADUN, Fakhru-Razi, *et al.* Review of technologies for oil and gas produced water treatment. ScienceDirect. ELSEVIER. 2009.

ALCONSULT INTERNATIONAL. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. Guía de ARPEL No. 1. Calgary, Canadá. 2005.

ARTHUR, J. Daniel; LANGHUS, Bruce G.; PATEL, Chirag. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. All Consulting, LLC, Tulsa, OK, 2005.

AYALA, Diego, *et al.* Análisis y selección de un pozo reinector en la cuenca oriente. Fuentes, el reventón energético, 2020, vol. 18, no 1, p. 51-59.

BAILEY, B, *et al.* Control del agua. Oil Field Review. Schlumberger. 2000.

BAKER HUGHES. Horizontal Surface Pumping System. Installation, Operation and Maintenance Manual. United States. 2008.

BECERRA, M., *et al.* Recognition and causes of low resistivity pay zones in cretaceous clastic reservoirs: A case study from an oilfield Northern Llanos Basin, Colombia. Present at the SPWLA 53rd Annual Logging Symposium. Cartagena, Colombia, June 2012.

CARRILLO, L. Diseño de una metodología en la determinación de una familia de criterios para la selección de sistemas de levantamiento artificial. Tesis de posgrado. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas. 2010.

CRUZ, Hernán Dario Ordoñez; DUQUE, Juan Pablo Vélez; MARULANDA, Juan Fernando Flórez. Propuesta metodológica para el control y monitoreo de un proceso de inyección de agua. Fuentes, el reventón energético, 2015, vol. 13, no 2.

DÍAZ, Sergio Eduardo, *et al.* Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Fuentes, el reventón energético, 2013, vol. 11, no 2.

DURÁN, B. Diseño de una bomba centrífuga tipo HPS de multietapas para inyección de agua al reservorio, para recuperación secundaria en el campo Atacapi arena basal Tena. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2017.

ERAZO-BONE, Romel, *et al.* Completaciones inteligentes en pozos inyectoros de agua utilizando ICD para reducir el efecto de interdigitación viscosa. Fuentes, el reventón energético, 2019, vol. 17, no 2, p. 51-61.

GRIMALDOS, F. Factibilidad técnica y económica de la aplicación de separación de agua en fondo en los campos de Rondón y Cosechas. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

GUERRA, K., *et al.* Oil and gas produced water management and beneficial use in the Western United States. 2011: US Department of the Interior, Bureau of Reclamation.

GUERRERO-MARTIN, Camilo Andrés, *et al.* Calculating Asphaltene Precipitation Onset Pressure by Using Cardanol as Precipitation Inhibitor: A Strategy to Increment the Oil Well Production. En SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers, 2018.

IGUNNU, Ebenezer T.; CHEN, George Z. Produced water treatment technologies. International Journal of Low-Carbon Technologies, 2014, vol. 9, no 3, p. 157-177.

JIMÉNEZ, S., *et al.* State of the art of produced water treatment. Chemosphere, 2018, vol. 192, p. 186-208.

LOPEZ, Y. Metodología aplicada para el diagnóstico y evaluación de los mecanismos de daño de formación en los pozos pertenecientes a los campos Morrocroy, Caricare y Canagüey de Occidental de Colombia, Llanos Norte. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010.

MANTILLA, Jorge. Cuantificación de la incertidumbre asociada en la predicción del comportamiento de producción de un yacimiento altamente heterogéneo sometido a inyección de agua. Fuentes: El reventón energético, 2003, vol. 3, no 1, p. 6.

MEDINA, Y. Evaluación técnico-financiera de facilidades de producción con tecnología Victaulic mediante simulación. Tesis de grado. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2018.

MESA, S, *et al.* Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. Gestión y Ambiente. UNAL. 2018.

MONTES, Erik G.; DELGADILLO, Claudia L.; CALVETE, Fernando E. Aplicación de la simulación numérica de yacimientos en el análisis de los factores que afectan los pronósticos de producción de petróleo. Ingeniería e Innovación, 2015, vol. 3, no 2.

MUÑOZ, A. Evaluación técnica y ambiental de una unidad de evaporación como alternativa de tratamiento de aguas de producción de la fase de explotación de hidrocarburos. Tesis de posgrado. Universidad Libre. Bogotá. 2011.

PÁEZ, Erik Giovany Montes; GONZÁLEZ, Fernando Enrique Calvete; DUARTE, Carlos Alfonso Mantilla. Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción. Fuentes: El reventón energético, 2016, vol. 14, no 1, p. 79-88.

PAZMIÑO, R. Plan de mantenimiento del circuito de lubricación de bombas horizontales utilizadas en el proceso de recuperación de crudo del campo Cephy – 18- SW –2A. Tesis de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2013.

PRIETO, A. & GRAJALES, N. Análisis de la normatividad aplicada al vertimiento de aguas de producción en la explotación de recursos hidrocarburos en Colombia. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

QUINTERO, Rogelio Márquez, *et al.* Ajuste de la presión anular en pozos con bloqueo por gas para optimización de producción en el campo cira infantas. Fuentes, el reventón energético, 2016, vol. 14, no 2, p. 65-74.

RAMIREZ, Angie Tatiana Ortega; MALDONADO, Diego Fernando Marín; RODRÍGUEZ, Edgar Danilo Ochoa. Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo. Fuentes, el reventón energético, 2019, vol. 17, no 2, p. 39-50.

RAMOS, L.; MARIN, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. Fuentes, el reventón energético, 2018, vol. 16, no 2.

REYES, Juan Sebastián García; VELASCO, Sergio Leonardo Herrera; SIMANCAS, Manuel Enrique Cabarcas. Manejo del agua de producción para proyectos de gas en aguas profundas y ultra-profundas del Caribe Colombiano. Fuentes, el reventón energético, 2017, vol. 15, no 2, p. 89-105.

ROJAS, Carlos Alberto Cerquera; LEÓN, Rubén Darío Conde; DELGADO, Sergio Iván Villamizar. Propuesta para la mejora de las facilidades de producción del campo A. Fuentes, el reventón energético, 2016, vol. 14, no 1, p. 67-78.

SCHLUMBERGER, Artificial Lift Solutions Catalog 2017.

SUÁREZ, Carlos Naranjo; NAVARRO, Samuel Muñoz; ARANGO, José Zapata. Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas mugrosa del campo Lisama. Fuentes, el reventón energético, 2010, vol. 8, no 1.

TAMAYO, Gustavo Andrés Valle; CONSUEGRA, Felipe Romero; SIMANCAS, Manuel E. Cabarcas. Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos. Fuentes: El reventón energético, 2017, vol. 15, no 1, p. 87-99.

TORO, Gustavo Maya, et al. Effect of ionic composition in water: oil interactions in adjusted brine chemistry waterflooding: preliminary results. Fuentes: El reventón energético, 2018, vol. 16, no 2, p. 73-82.