

10
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

SISTEMAS DE SEPARACION
AGUA-ACEITE A FONDO DE POZO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
LEONEL DE JESUS RODRIGUEZ
BERNARDO GARCIA URQUIZA

DIRECTOR DE TESIS: M.I. NOEL SANTAMARIA GUEVARA



MEXICO, D. F.,

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

272521



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-018

SR. LEONEL DE JESUS RODRIGUEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Noel Santamaría Guevara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE SEPARACIÓN AGUA-ACEITE A FONDO DE POZO

- I INTRODUCCIÓN**
- II FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN AGUA-ACEITE**
- III DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SEPARADOR A FONDO DE POZO (SSFP)**
- IV SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**
- V SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS**
- VI SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO MECÁNICO**
- VII APLICACIÓN DEL SISTEMA SSFP A POZOS PETROLEROS**
- VIII FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL SISTEMA A UN POZO DE PEMEX**
- IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 29 de marzo de 1999
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RODR*816



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-017

SR. BERNARDO GARCIA URQUIZA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Noel Santamaria Guevara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE SEPARACIÓN AGUA-ACEITE A FONDO DE POZO

- I INTRODUCCIÓN**
- II FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN AGUA-ACEITE**
- III DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SEPARADOR A FONDO DE POZO (SSFP)**
- IV SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO**
- V SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS**
- VI SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO MECÁNICO**
- VII APLICACIÓN DEL SISTEMA SSFP A POZOS PETROLEROS**
- VIII FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL SISTEMA A UN POZO DE PEMEX**
- IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
NOMENCLATURA
REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, a 25 de marzo de 1999

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RI/LR*gtg

Ciudad Universitaria, Mayo de 1999

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
COORDINACIÓN DE LA CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

TESIS:

SISTEMAS DE SEPARACIÓN AGUA - ACEITE A FONDO DE POZO

ELABORADA POR:

DE JESÚS RODRÍGUEZ LEONEL
GARCÍA URQUIZA BERNARDO

SINODALES:

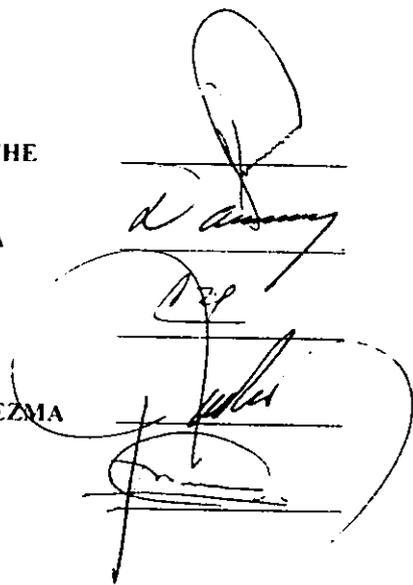
PRESIDENTE: ING. JESUS HECTOR DIAZ ZERTUCHE

VOCAL: M.I. NOEL SANTAMARÍA GUEVARA

SECRETARIO: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

1ER. SPTE.: ING. JOSE CARLOS PACHECO LEDEZMA

2DO. SPTE.: M.I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO



AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a:

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por permitirnos realizar la tesis en sus instalaciones.

Al personal de la Línea de Manejo y Tratamiento de los Hidrocarburos, especialmente a:

Ing. Francisco Janitzio Morales, quien como nuestro asesor de tesis nos apoyó en todo momento además de brindarnos la oportunidad de ser parte de su grupo de trabajo

M.I. Noel E. Santamaría Guevara, por su apoyo durante nuestra estancia en ésta institución y por brindarnos desinteresadamente su tiempo para dirigir esta tesis

Ings. Ana Berta González Moreno, Juan Clavel López y Edgar Zamora Reyes, por su enorme amistad, atención, paciencia y dedicación hacia nosotros, y sus valiosos comentarios para el mejoramiento de este trabajo

A nuestros sinodales, por su tiempo y comentarios hacia esta tesis

A todos nuestros profesores de la carrera de ingeniería petrolera

A todos aquellos que se escapan a la memoria y que no obstante nos apoyaron, agradecemos sinceramente su colaboración.

LEONEL Y BERNARDO

Agradezco a **DIOS** la oportunidad de vivir, de rodearme de gente maravillosa, de permitirme alcanzar mis objetivos, de darme la oportunidad de alimentar mi espíritu y crecer día con día como persona

A mis Padres:

Margarito de Jesús de la Rosa

Rufina Rodríguez García

Para quienes sus hijos son la esencia de su vida, su dicha.

Quienes consideran que su esfuerzo y sacrificio no ha sido y será infructuoso.

A ustedes que además de una vida confortable nos han proporcionado algo más importante: su amor, su ternura, e inolvidables momentos de felicidad, y nos han hecho sentir sus deseos de superación, su firmeza, su humildad, pero sobre todo a sentirse comprometidos con sus objetivos y conservar joven el espíritu.

A quienes la ilusión de su existencia es el vernos convertidos en personas de provecho.

Para ustedes este logro, tengo la fortuna de ser su hijo.

A quienes sólo me resta decir: GRACIAS HOY Y SIEMPRE.

LOS QUIERO MUCHO

A mis hermanos:

Rocío, David y Aaron

Con quienes he tenido la dicha de compartir mi vida, los momentos más agradables y los más difíciles.

A ustedes que han soportado mi conducta a veces hostil.

A ustedes que me han apoyado, por su confianza, por su comprensión. Tengo la suerte de que sean algo más que mis amigos, son mis hermanos.

A mis abuelos:

Felipa de la Rosa Martínez

Elena García López (q.e.p.d.)

Julio de Jesús Ortega (q.e.p.d.)

Maximino Rodríguez Acatitla (q.e.p.d.)

Con veneración y respeto a la memoria de los que nos han abandonado y con gran admiración para la que permanece entre nosotros.

A ustedes por el apoyo que siempre les dieron y seguirán dando a mis padres, pero sobre todo por el cariño que siempre nos brindaron.

A mis familiares:

Quienes siempre confiaron en mi y siempre tuvieron palabras de aliento hacia mi persona y mis objetivos.

A mi gran amigo:

Pedro Lugo García

Por haberme dado una enorme lección en la vida, el conocer lo que significa verdaderamente la *amistad*, por apoyarme en los momentos difíciles de la carrera y nunca darme por vencido antes las situaciones adversas.

A mis compañeros:

Ernesto Lecuona Vera

Eduardo Mena Beltran

Israel Castillo Nuñez

José Luis y Juan Carlos Peña Chaparro

Alfonso Espinosa González

Hipólito Lara Terrazas

Sandro Mancilla Guerrero

Con quienes compartí una etapa muy difícil pero no menos dichosa, la de universitario; por haberme brindado su amistad y apoyo.

A mis amigos del IMP:

Virginia Quintana Reyna

Alma Rosa Zárate Ruiz

Ana Berta González Moreno

Juan de la Cruz Clavel López

Miguel Morales Delgado

Jorge Alamilla Caballero

Por haberme dado la oportunidad de haber pertenecido a su grupo de trabajo, por su paciencia durante mi estancia en el IMP, por siempre haber creído en mí en las situaciones difíciles y por haberme brindado su amistad.

A mi querida Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme permitido estudiar en sus aulas y forjarme como profesionalista.

Por todo esto GRACIAS

LEONEL

A mis padres:

Bardomiano García Galindo
Socorro Urquiza Ugalde

Por sus sabios consejos, paciencia y amor hacia mí,
Por su invaluable apoyo a través de toda mi vida
Por sus incontables sacrificios para darme una profesión

A mis Hermanos:

Judith, Julio Cesar, Elíseo, Cuauhtémoc, Geovanni

Por el amor fraternal que siempre nos ha unido.
Por estar conmigo en las buenas y en las malas,
independientemente de nuestras diferencias,
nadie como ustedes.

Al Doctor, Sergio Sarmiento

Simplemente gracias

A mis amigos:

Por su amistad que me brindaron en todo momento
Por los momentos inolvidables que pase a su lado

Ivan Israel Silva Alvarez,
Aurelio Iturbide Ortega
Adrián Alvarez Bahena
Alfonso Espinosa González
Pedro Lugo García

BERNARDO

ÍNDICE

	PÁGINA
1. INTRODUCCIÓN	1
2. FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN AGUA – ACEITE	5
2.1 IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO	6
2.2 MATERIALES CONTAMINANTES DEL CRUDO	6
2.3 FORMACIÓN DE EMULSIONES	7
2.4 DESEMULSIFICACIÓN	10
2.5 EFECTO DE LOS SURFACTANTES	10
2.6 EFECTO DE LA TEMPERATURA	11
2.7 DOSIFICACIÓN E INYECCIÓN DE REACTIVO	13
2.8 EFECTO DEL CAMPO ELÉCTRICO	14
2.9 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN	15
2.9.1 Remoción de Agua Libre	18
2.9.2 Adición del Agente Químico Desemulsificante	18
2.9.3 Adición de Calor	18
2.9.4 Deshidratación del Crudo	19
2.9.5 Adición de Agua de Dilución o Lavado	20
2.9.6 Desalado de Crudo	20
2.10 EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO	21
2.10.1 Eliminadores de Agua Libre	21
2.10.2 Tanques Deshidratadores Atmosféricos (Gun Barrel)	23
2.10.3 Tratadores Termoquímicos Convencionales	25
2.10.4 Tratadores Electrostáticos	26
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SEPARADOR A FONDO DE POZO (SSFP)	28
3.1 SEPARACIÓN ACEITE-AGUA A FONDO DE POZO CON HIDROCICLONES	29
3.2 TECNOLOGÍA DE LOS HIDROCICLONES	31
3.2.1 Hidrociclón Desaceitador	31
3.2.2 Hidrociclón Desaguador	33
3.2.3 Hidrociclón Separador de Volumen Grueso	35
3.3 PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA APLICACIONES MARINAS	35
3.4 DISEÑO DEL SISTEMA SEPARADOR Y RESULTADOS DE COMPORTAMIENTO	38
3.4.1 Capacidad para diferentes Hidrociclones	38

3.4.2	Extensiones a la Separación de dos etapas	40
3.4.3	Consideraciones acerca de las Emulsiones	47
3.4.4	Variación de contenidos de Agua	45
4.	SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO	49
4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CONVENCIONAL	49
4.1.1	Equipo Subsuperficial	49
4.1.2	Equipo Superficial	51
4.2	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON SSFP	52
4.2.1	Descripción de las diferentes configuraciones del SSFP/BEC	58
4.2.1.1	Sistema "Push-Through"	58
4.2.1.2	Sistema "Pull-Through"	61
4.2.1.3	Sistema con Zona de Inyección por arriba del Intervalo Productor	62
4.3	COMPARACIÓN DE LA APLICACIÓN DE DIFERENTES ARREGLOS	67
4.4	PUESTA EN MARCHA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA	67
5.	SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	72
5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS CONVENCIONAL	72
5.2	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON SSFP	77
5.3	OBJETIVOS PARTICULARES DE LA PRUEBA DE CAMPO CON EL SISTEMA DE BCP	79
5.4	CRITERIOS DE DISEÑO Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA	79
5.4.1	Configuración con una Bomba	80
5.4.2	Configuración con dos Bombas	86
5.5	DISEÑO DEL SISTEMA CON UNA SOLA BOMBA	89
6.	SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO MECÁNICO	92
6.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL	92
6.2	BOMBEO MECÁNICO CON SSFP	98
6.3	CRITERIOS DE DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	100
6.4	DISEÑO Y OPERACIÓN DEL EQUIPO	105
6.5	PRUEBAS DE LABORATORIO DE BOMBEO MECÁNICO	109

7. APLICACIÓN DEL SISTEMA SSFP EN POZOS PETROLEROS	110
7.1 PRUEBAS DE CAMPO	110
7.1.1 Objetivos de las Pruebas de Campo	111
7.1.2 Resultados Preliminares	112
7.1.3 Observaciones y Recomendaciones para Análisis Futuros	115
7.2 ESTADO DE DESARROLLO DEL EQUIPO	117
7.3 PROCESO DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	121
7.3.1 Criterios de Selección de los Pozos Candidatos	122
7.3.2 Mejoramientos al Proceso de Selección	123
7.3.3 Modelamiento del Yacimiento y el Equipo	127
7.3.4 Diseño y Operación del Equipo	128
7.3.5 Selección de la Instrumentación	129
7.3.6 Instalaciones Superficiales	130
7.3.7 Revisión de la Planeación y Preparación	132
7.4 APLICACIÓN POTENCIAL DEL SISTEMA SSFP EN POZOS DE PEMEX	133
7.5 BENEFICIOS TÉCNICOS	137
7.5.1 Reinyección del Agua Producida	137
7.5.1.1 Experiencia de campo sobre reinyección de agua	138
7.5.1.2 Criterios de selección de la zona de inyección	139
7.5.1.3 Diseño de la terminación	141
7.5.1.4 Pruebas de inyectividad	142
7.5.2 Experiencia de operación	143
7.5.3 Implicaciones de la separación en fondo de pozo en ambientes marinos	144
7.5.4 Instalación de un sistema de separación aceite/agua en fondo de pozo	152
7.5.5 Investigaciones adicionales	154
7.5.6 Conificación	155
7.5.6.1 Control de la Conificación	158
8. FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL SISTEMA A UN POZO DE PEMEX	163
8.1 ANÁLISIS TÉCNICO	164
8.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	167
8.2.1 Caso Base	168
8.2.2 Alternativa 1	174
8.2.3 Análisis Comparativo de los Resultados	179

PÁGINA

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

185

NOMENCLATURA

189

REFERENCIAS

193

1. INTRODUCCIÓN

Todos los involucrados en la producción del petróleo conocen los problemas tanto técnicos como económicos que se generan cuando los pozos producen altos volúmenes de agua conjuntamente con el aceite; y que no obstante que son fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia durante su trayecto, desde el fondo del pozo hasta la superficie, forman emulsiones estables.

La excesiva producción de agua extraída de los pozos petroleros en todo el mundo, ha fijado la atención de gran parte de las compañías petroleras y centros de investigación, para desarrollar tecnologías que minimicen el impacto tan fuerte que se deriva de los costos de producción por manejo del agua en la superficie y el efecto contaminante de la misma al medio ambiente.

En México, el número de pozos petroleros que producen altos volúmenes de agua asociada con el aceite es cada vez mayor, ocasionando que en muchos de los casos se cierren o si continúan produciendo, se generen otro tipo de problemas, debido a los efectos que causa la presencia del agua, tales como emulsionamiento, incrustación y/o taponamiento por depositación de sales, aumento de la acción corrosiva sobre las tuberías y equipos, entre otros, y que provocan fuertes erogaciones económicas, así como otro problema todavía más serio: *la disposición del agua separada*.

La aplicación de una tecnología, desarrollada con el objetivo de eliminar gran parte del volumen de agua producida en el fondo del pozo, redundaría en ahorros económicos sustanciales por prescindir del transporte, separación, tratamiento y disposición final de grandes volúmenes de agua.

Lo anterior justifica la importancia de llevar a cabo la investigación a fondo, sobre la aplicación de un *Sistema de Separación Agua–Aceite a Fondo de Pozo*, el cual ha sido probado en Canadá con resultados satisfactorios, y que consiste en acondicionar en el aparejo de producción un equipo de separación agua - aceite en el fondo del pozo, a la altura de la zona productora, el cual separe la mayor cantidad de agua, eliminándola mediante su inyección a un intervalo inferior o superior al productor, mientras el aceite y el volumen de agua remanente (que no alcanzó a separarse) son enviados hacia la superficie.

El sistema ha sido probado en pozos que operan con sistemas artificiales de producción, tales como: Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico, además de que se tiene considerado adecuarlo para su aplicación a Pozos Fluyentes y con Bombeo Neumático.

Se considera que el Bombeo Mecánico es una buena opción para aplicar esta nueva tecnología en nuestro país, debido a que se tiene un gran número de pozos que operan con este sistema artificial, dejando como opción a futuro su aplicación con los otros sistemas, los cuales también se encuentran en etapa de implantación.

El concepto básico del sistema de separación en el fondo del pozo es incorporar un hidrociclón estático, que lleva a cabo la separación líquido – líquido por acción centrífuga. Los fluidos provenientes de la formación pasan a través del sistema separador de fondo, de donde el agua separada es bombeada para su inyección en una formación receptora en el fondo del pozo, mientras que el aceite con baja fracción de agua es enviado hacia la superficie.

Los resultados obtenidos de pruebas de campo realizadas en Canadá presentaron decrementos de hasta 93% del agua producida hacia la superficie, mientras que el total del agua separada en el fondo del pozo, fue inyectada al yacimiento, no presentándose algún efecto negativo en la producción de aceite, ya que en algunas ocasiones se obtuvieron incrementos sustanciales en el gasto, del 6 al 36%.

En el caso particular de un pozo que había estado cerrado durante tres años por alta producción de agua, la implantación del equipo permitió que fuera reincorporado a producción, sin requerimiento alguno de equipo nuevo en superficie para el manejo del agua.

Este trabajo contiene básicamente lo siguiente:

Se discuten los conceptos fundamentales de la separación agua – aceite, que permiten comprender de una manera general el proceso de separación al aplicar el SSFP.

Se describe en forma detallada el SSFP y sus principios de operación, además de la operación del mismo, acoplado a los tres sistemas artificiales de producción antes mencionados.

También se revisan los criterios de selección de los yacimientos, campos y pozos candidatos para la aplicación del sistema separador de fondo de pozo, además de incluirse los resultados obtenidos en las pruebas de campo realizadas en Canadá con la aplicación del mismo, y de mencionarse sus aplicaciones potenciales en México.

Se presenta también un resumen de los beneficios técnicos que pueden alcanzarse con la aplicación del sistema separador de fondo, particularmente al inyectar el agua producida en el mismo pozo, gracias a la cual se puede lograr el control de la conificación, o bien provocar una conificación inversa.

Posteriormente se analiza la factibilidad de aplicar el SSFP en un pozo de PEMEX, desde el punto de vista técnico y económico.

Al final se mencionan las conclusiones a las que se llegó con el desarrollo del presente trabajo, mencionándose ventajas y desventajas del sistema.

2. FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN AGUA-ACEITE

En los yacimientos petrolíferos es común que los hidrocarburos se encuentren en fase gaseosa y líquida, e invariablemente se tiene la presencia de agua de formación. En el caso de yacimientos de aceite, éste se encuentra confinado junto con el agua dentro de los poros de la roca que forma el yacimiento, por esta razón es común que en alguna etapa de la vida productiva de un pozo se manifieste la presencia del agua.

Otra causa de la presencia del agua en el aceite crudo producido es una mala calidad en la cementación de la TR del pozo, ya que al no estar bien cementada ésta se puede agrietar permitiendo así la entrada de agua, la cual puede provenir de algún estrato superior a la zona productora de aceite y en esta forma contaminar al crudo.

La recuperación secundaria por inyección de agua, es otro de los motivos que da lugar a la producción de agua en el aceite, ya que el objetivo esencial del sistema es desplazar el aceite del yacimiento con agua. De tal forma que en la etapa final de la vida productiva de los pozos el avance del frente de agua es tal que frecuentemente es mayor la producción de agua que la de aceite.

Los métodos de tratamiento de emulsiones varían desde un simple reposo en recipientes o tanques, hasta la aplicación de métodos mecánicos, térmicos, químicos, electroquímicos y/o una combinación de dos o más de éstos. Dependiendo de las características del crudo, se utilizan la combinación de dos o más métodos para obtener mejores resultados.

2.1 IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO⁽¹⁾

En un sistema para el manejo, transporte y distribución de aceite crudo, es importante obtenerlo dentro de las especificaciones de calidad requeridas, siendo éstas de 0.1 a 0.5% de agua y 30 LMB (libras de sal por cada mil barriles) como máximo para su envío a exportación o venta. Si en algún punto del sistema no se obtiene el aceite bajo las condiciones mencionadas, deben instalarse nuevos procesos de tratamiento o modificar los existentes para optimizar la deshidratación de crudo.

Cuando el aceite se exporta, su precio se castiga según el volumen de impurezas, tales como agua, sal y otros residuos. En el caso de que se envíe a una planta de refinación con un alto contenido de sales y agua, éste causará graves daños e ineficiencia en el equipo, además de elevados costos por mantenimiento.

Por lo tanto queda justificada la importancia de eliminar el agua y los materiales contaminantes del crudo dentro de los límites especificados, antes de ser enviado a exportación o refinación.

2.2 MATERIALES CONTAMINANTES DEL CRUDO⁽²⁾

Las formaciones geológicas tales como arenas, yeso (CaSO_4), caliza, dolomita, etc., son las que determinan las características físico - químicas de la salmuera que se produce simultáneamente con el crudo y cuya cantidad puede variar en proporción a los sedimentos básicos y agua. De aquí que no sea posible la generalización de las características del crudo, y en consecuencia cada tipo de crudo debe ser evaluado según su procedencia.

Independientemente de la procedencia del crudo, y desde un punto de vista cualitativo éste en general tiene contaminantes, los principales son: agua, sales solubles, sales insolubles asociadas con el agua, materiales sólidos (sedimentos), y compuestos órgano - metálicos.

La presencia de los contaminantes antes mencionados, trae como consecuencia que se presenten fenómenos tales como corrosión, erosión (abrasión) e incrustación.

2.3 FORMACIÓN DE EMULSIONES^(2,3,4,5)

Una emulsión es la combinación de dos líquidos inmiscibles en la cual uno de ellos se encuentra distribuido o disperso en el otro en forma de gotas, las cuales pueden ser de diversos tamaños. Al líquido que está disperso en forma de gotas se le conoce como fase dispersa y al que rodea a las gotas se le conoce como fase continua.

Una emulsión estable es aquella que no se rompe a menos que se aplique algún tipo de tratamiento. Las emulsiones son estabilizadas por pequeñas concentraciones de componentes denominados agentes estabilizadores de emulsiones. Se necesitan tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

1. Los líquidos deben ser inmiscibles
2. Debe existir la suficiente agitación para dispersar a uno de los líquidos en forma de gotas en el otro
3. Debe haber un agente emulsificante o emulsificador, que evita que los líquidos se separen, al terminar la agitación

Un agente emulsificante debe ser soluble en el aceite o en el agua y debe poderse dispersar o ser mojado por el agua o el aceite para producir emulsiones aceite en agua o agua en aceite. Las emulsiones agua en aceite son aquellas donde la fase dispersa es el agua y la fase continua el aceite mientras las emulsiones inversas o aceite en agua, es lo contrario.

Los agentes emulsificantes habitualmente se presentan como una película que cubre a las gotas dispersas, la cual por sus propiedades es comparable a un plástico sólido, estos agentes, son un factor importante en la formación y estabilización de las emulsiones.

Como agentes emulsificantes más comunes se tienen los asfaltos, arcillas, resinas y ácidos orgánicos, así como sólidos finamente divididos que están compuestos principalmente por: fierro, zinc, sulfato de aluminio, carbonato de calcio, sílice y sulfuro de fierro.

Cada gota de líquido disperso está cubierta por una película de agente emulsificante quedando las gotas aisladas entre sí, tanto física como eléctricamente. De la naturaleza de esta película ya sea rígida o elástica dependerá la estabilidad de la emulsión. Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión son el grado de agitación y la viscosidad del aceite. La agitación determina el tamaño de las gotas dispersas, ya que a mayor agitación se tiene un menor tamaño de las gotas y por lo tanto mayor estabilidad de la emulsión. Un crudo de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión y así mismo hay mayor resistencia para que las gotas se asienten por gravedad.

Adicionalmente se ha observado que las características de las emulsiones van cambiando marcadamente con el tiempo; la película que rodea a las gotas dispersas se engruesa y se hace más resistente dando por resultado una emulsión más estable⁽³⁾.

Finalmente, también se ha determinado que los cambios en el pH de la fase acuosa, afectan la naturaleza de la película emulsificante en forma considerable, esto se muestra en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 EFECTO DEL PH DEL AGUA SOBRE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

pH	Tipo de emulsión	Estabilidad de la Emulsión
3.0	Agua en aceite	Alta
6.0	Agua en aceite	Alta
10.0	Agua en aceite	Baja
10.5	Prácticamente no hay	Inestable
11.0	Aceite en agua	Baja
13.0	Aceite en agua	Baja

Las partículas de la fase dispersa generalmente tienen forma esférica debido a los efectos de tensión superficial. El diámetro de las partículas varía de una micra hasta centenas de micras, aunque la mayoría son del orden de 10 micras.

El grado de dificultad para romper una emulsión es variable, ya que depende de factores tales como: las propiedades del aceite crudo y el agua, los porcentajes de aceite y agua, y del tipo y cantidad de emulsificante presente. El tipo de emulsión más común en la industria petrolera es la emulsión agua en aceite (directa) y ocasionalmente en el campo también se presentan emulsiones aceite en agua (inversas).

En las emulsiones agua en aceite se manifiestan dos efectos en oposición directa, uno es la película que cubre las gotas de agua dispersas y que es el agente emulsificante, el otro es la tendencia de las gotas de agua a juntarse formando gotas mayores. El primer efecto impide que las gotas de agua coalescan aún cuando éstas choquen, por lo tanto es imprescindible neutralizar las propiedades del agente emulsificante para permitir que las gotas de agua se aglutinen y que posteriormente se separen del aceite por diferencia de densidades.⁽⁴⁾

2.4 DESEMULSIFICACIÓN^(1,5,6,7)

Según el concepto generalizado, la desemulsificación ocurre en dos etapas: *floculación* y *coalescencia*. En la *floculación* las gotas de la fase dispersa se unen formando gotas de mayor diámetro; y en la *coalescencia* dichas gotas se asientan.

La separación aceite - agua (desemulsificación) se puede efectuar de diferentes maneras; aplicación de calor, adición de productos químicos desemulsificantes, reposo temporal (asentamiento por gravedad) y tratamiento eléctrico. La aplicación de calor contribuye reduciendo la viscosidad de la fase continua y disminuyendo la tensión interfacial. Respecto a la adición de agentes químicos desemulsificantes, cada emulsión requiere de un producto específico, ya que la emulsión es diferente para cada yacimiento; y tiene variaciones a lo largo de la vida del pozo, y a medida que las soluciones envejecen es más difícil y costoso su tratamiento.

En las unidades de tratamiento eléctrico, el campo electrostático producido en el interior del recipiente, modifica el estado de fuerzas y reduce la tensión interfacial, provocando que las gotas de la fase dispersa se unan. Con relación a la separación aceite – agua por reposo temporal, tiene su fundamento en el principio de gravedad diferencial es decir, las gotas de agua, debido a su mayor densidad tenderán a ocupar la parte inferior del recipiente.

2.5 EFECTO DE LOS SURFACTANTES^(5,6,7)

Comúnmente el primer paso en el tratamiento de emulsiones es la adición de estos agentes químicos. Su mecanismo de acción consiste en romper y desplazar la película de emulsificante que rodea la gota de agua (*floculación*) y aumentar su tensión superficial y la atracción molecular, provocando la *coalescencia*.

Es deseable que el desemulsificante químico tenga la capacidad de humectar los sólidos contenidos en la emulsión para incorporarlos al agua separada, lo que permite mejorar la eficiencia del proceso y la transportación de crudo pesado, haciéndolo más fluido.

Rara vez un solo compuesto puede comportarse como agente coalescente y floculante; son generalmente dos o más compuestos los que integran un desemulsificante.

2.6 EFECTO DE LA TEMPERATURA^(1,5)

Con la adición de calor a la mezcla aceite – agua aumenta el movimiento molecular, las gotas de agua se expanden y la película que rodea a éstas se rompe o reduce su resistencia; así mismo la viscosidad del aceite se abate, permitiendo un asentamiento más rápido de las partículas acuosas. La variación de la viscosidad respecto a la temperatura es función del tipo de crudo, pero en general para una temperatura determinada, a menor densidad del aceite corresponde una menor viscosidad (ver Figura 2.1).

En general la velocidad de asentamiento de la partícula de agua depende de la viscosidad y por consiguiente de la temperatura, tal como puede visualizarse en la ecuación de Stokes:

$$V = 0.78 \frac{R^2(\rho_w - \rho_o)}{\mu_o}$$

donde:

V: Velocidad de asentamiento de la partícula (cm/h)

R: Radio de la partícula (micras)

ρ_o : Densidad del aceite (g/cm³)

ρ_w : Densidad del agua (g/cm³)

μ_o : Viscosidad del aceite (cp)

0.78: constante

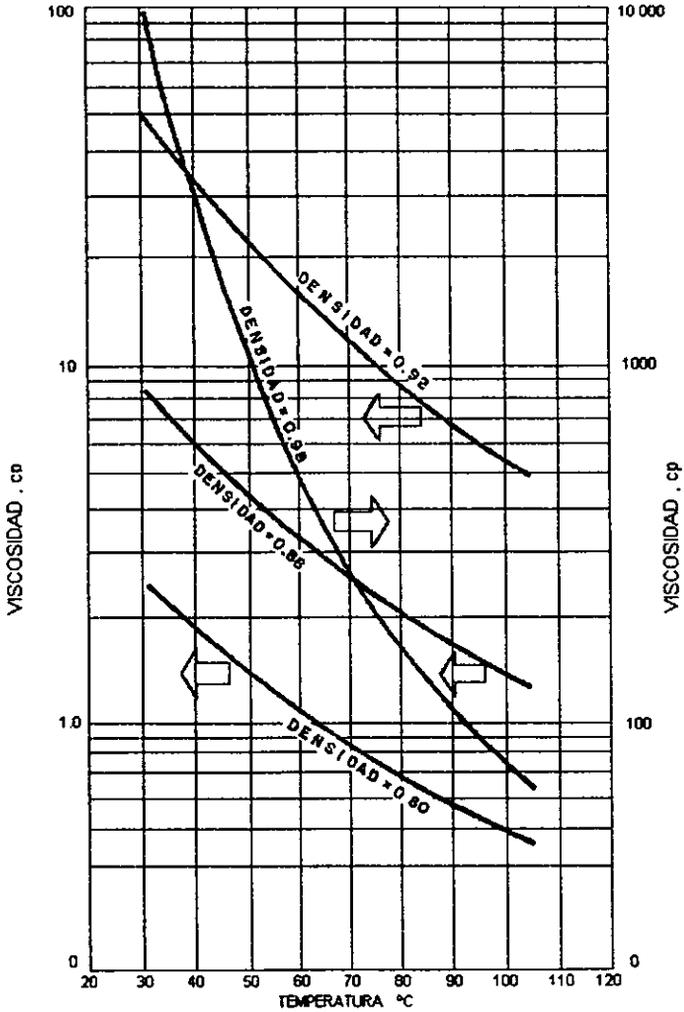


FIGURA 2.1 VISCOSIDAD DEL CRUDO VS TEMPERATURA

Para tener una buena velocidad de asentamiento (según se observa en la ecuación de Stokes) se requiere que la viscosidad del crudo disminuya, mientras que el radio de la partícula se incremente; esto se logra con la adición de calor a la mezcla aceite – agua, aunque cuantitativamente está limitada por razones económicas. La diferencia de densidades ($\rho_w - \rho_o$) aumenta con la aplicación de calor, lo cual también favorece la separación.

En ciertas situaciones puede resultar más conveniente utilizar otro efecto en vez de la temperatura para el tratamiento de emulsiones, como se verá a continuación. Haciendo uso de la Figura 2.1, en la Tabla 2.2 se muestran ejemplos de cálculo de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua considerando el efecto de la temperatura y el tamaño de las gotas. Suponiendo que se tiene un aceite cuya densidad relativa y temperatura son 0.86 y 45°C, respectivamente, en dicha tabla puede verse que la velocidad de asentamiento sólo se duplica para un incremento en la temperatura de 25°C (70°C), considerando un radio de partícula de 10 micras; por otra parte se observa que la velocidad se hace 100 veces mayor para la misma temperatura (45°C), si se incrementa el radio de la partícula a 100 micras. De lo cual se deduce en este caso que en vez del calentamiento es más conveniente utilizar un proceso de deshidratación que permita unir las gotas de agua a fin de incrementar su tamaño.

TABLA 2.2 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO

ρ_w (g/cm ³)	ρ_o (g/cm ³)	Radio de la partícula (micras)	Temperatura (°C)	Viscosidad Figura 2.1 (cp)	Velocidad de Asentamiento (cm/h)
1.02	0.86	10	45	5.2	2.4
1.02	0.86	10	70	2.7	4.6
1.02	0.86	100	45	5.2	240

2.7 DOSIFICACIÓN E INYECCIÓN DE REACTIVO^(5,6,7)

La función del desémulsificante es romper la emulsión y disminuir el tiempo de asentamiento, humectar los sólidos presentes en la emulsión para que se incorporen al agua separada en el proceso de deshidratación.

Las dosificaciones de reactivo varían ampliamente según la estabilidad de la emulsión, condiciones de temperatura, fabricante, etc., por lo que es necesario efectuar pruebas de laboratorio y campo; sin embargo se tiene un intervalo de dosificación, que generalmente varía de 1 a 7 galones por cada 1000 barriles de emulsión.⁽⁵⁾

La inyección de reactivo debe hacerse en un punto tal que garantice el mejor contacto entre éste y las gotas en dispersión. Puede inyectarse en el fondo del pozo, en la batería de recolección, o en la planta de deshidratación y/o desalado.

2.8 EFECTO DEL CAMPO ELÉCTRICO^(5,8,9)

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua, es decir, la unión de una parte de oxígeno y dos partes de hidrógeno configuran un campo eléctrico (dipolo), ver Figura 2.2.

Bajo la influencia de un campo eléctrico producido por electrodos que son energizados por corriente alterna o directa, las gotas acuosas que se encuentran al azar en la fase continua, responden casi instantáneamente deformándose en forma elipsoidal y polarizándose tal como se muestra en la Figura 2.3.

En estas circunstancias, las gotas impulsadas por la atracción provocada por el dipolo inducido, chocan con otras que se mueven en dirección opuesta, y la película que rodea a la gota, debilitada por el alargamiento y desequilibrio electrostático, se rompe y las gotas coalescen.

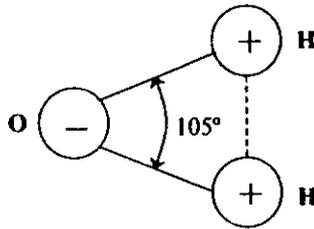


FIGURA 2.2. DIPOLO DE LA MOLÉCULA DE AGUA

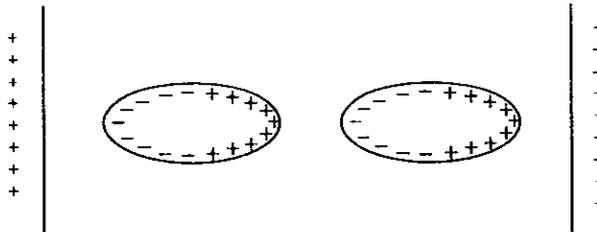


FIGURA 2.3. EFECTO DEL CAMPO ELÉCTRICO SOBRE LAS GOTAS DE AGUA AL APLICAR CORRIENTE DIRECTA

2.9 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN^(5,8,9)

La descripción a grandes rasgos, del sistema de deshidratación es el siguiente: el crudo procedente de pozos, es enviado a una separación gas-líquido. Posteriormente en caso de presentar agua libre, ésta es separada mediante la aplicación de factores mecánicos y asentamiento por gravedad. Después es enviado a sistemas de estabilizado de crudo, con el objeto de reducir o eliminar la vaporización de la fase líquida a las condiciones atmosféricas.

El crudo, después de eliminarle el agua libre, recibe la inyección de un desmulsificante a una cierta relación de tratamiento especificado, enseguida se le incrementa la temperatura para lograr las condiciones de deshidratación y/o desalado más favorables. En esta sección se puede aprovechar el calor intercambiado con el crudo deshidratado y desalado, y luego pasar a los calentadores de crudo húmedo, o pasar directamente a estos últimos; tal como se muestra en la Figura 2.4.

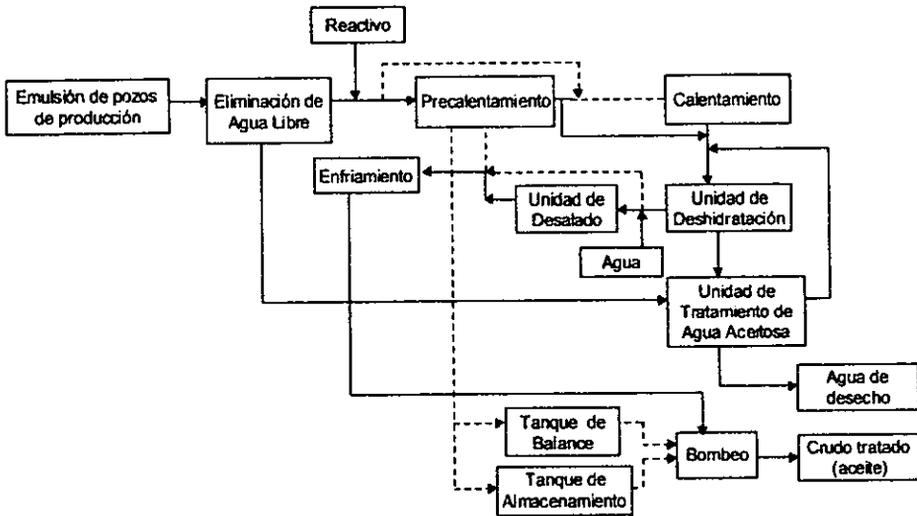


FIGURA 2.4 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

El crudo húmedo bajo condiciones adecuadas es enviado a la unidad de deshidratado, donde se le elimina el agua emulsionada, y simultáneamente se desala con el agua drenada. Si es necesario efectuar un desalado por alto contenido de sales (más de 30 LMB) entonces se pasa a la unidad de desalado. Antes de entrar el aceite crudo deshidratado a la desaladora, se inyecta agua fresca en la línea de alimentación a la unidad, y después se mezcla el aceite con el agua fresca a través de una válvula mezcladora, con el fin de disolver al máximo las sales presentes en el aceite.

El agua separada en estas dos secciones es drenada de las unidades y mezclada con el agua de la etapa de eliminación de agua libre, y enviadas a la unidad de tratamiento de agua aceitosa.

El crudo deshidratado y desalado se enfría intercambiando calor con la corriente de crudo húmedo, o se pasa a través de enfriadores con agua, esta opción dependerá de las condiciones de temperatura que se quieran en límites de batería. El crudo en estas condiciones es enviado a almacenamiento y después bombeado a través de oleoductos para su distribución a refinerías y/o buque tanques para su exportación o venta.

Actualmente el agua procedente de las unidades de tratamiento de agua aceitosa se descarga directamente al mar (con un contenido de aceite: 20 ppm como máximo) en el caso de plataformas marinas, y a los sistemas de drenaje pluvial o general en tierra, con el mismo contenido de aceite mencionado.

El tratamiento de la mezcla aceite – agua consiste, en forma general, de las siguientes etapas:⁽⁹⁾

- Remoción de agua libre
- Adición de agente químico desemulsificante
- Adición de calor
- Deshidratación del crudo
- Adición del agua de dilución o lavado
- Desalado de crudo

Algunas de estas etapas pueden no ser necesarias, dependiendo de las características del crudo, tales como cantidad de agua y sales. Por ejemplo un crudo con baja salinidad (de 60 a 100 LMB) no requiere de la etapa de desalado, y posiblemente ni de agua de lavado y mezclado, pero si de la deshidratación, ya que simultáneamente se desala en el mismo equipo.

2.9.1 Remoción de Agua Libre^(5,8,9)

El crudo procedente de los yacimientos donde se ha aplicado el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua a alta presión, contiene grandes cantidades de agua; por lo que es necesaria su separación para evitar alto consumo de calor en los precalentadores de crudo, así como la corrosión de equipo y tubería por la fracción de agua libre presente.

El agua salada por su conductividad térmica absorbe rápidamente el calor. Para elevar la temperatura en un grado Fahrenheit de un barril de agua se necesita aproximadamente el doble del requerido para un barril de crudo libre de agua, bajo las mismas condiciones.

2.9.2 Adición del Agente Químico Desemulsificante^(5,6,7)

Su finalidad es eliminar la barrera física y eléctrica que separa las gotas de agua, provocando su unión y favoreciendo la separación de fases. También propicia la separación del sedimento con el agua que se drenará en la etapa de deshidratación.

2.9.3 Adición de Calor^(5,8,9)

La adición de calor favorece el rompimiento de la emulsión, pero presenta inconvenientes económicos. Sin embargo cuando se trata de crudos muy viscosos, es necesario calentar para disminuir su viscosidad e impedir la estratificación de capas de aceite y agua alternadamente. Si se trata de un crudo ligero es necesario pre-estabilizarlo para evitar la pérdida de butanos y gasolina en los vapores desprendidos en los tanques deshidratadores o de almacenamiento, pero principalmente evitar la vaporización contaminante del crudo, que reduce la eficiencia del proceso de deshidratación al reducir la velocidad de asentamiento de la partícula de agua.

2.9.4 Deshidratación del Crudo^(5,8,9)

En ésta etapa se separa el mayor volumen de agua emulsificada, y el contenido de agua residual se alcanza normalmente entre 0.2 y 2.0% (en la Figura 2.5 se grafica el contenido de sales con sus respectivas ppm y LMB). La salinidad residual depende de la concentración de sales en la salmuera original.

Para la separación de fases se requiere el uso de: reactivos desmulsificantes, adición de calor, coalescedores mecánicos y/o eléctricos.

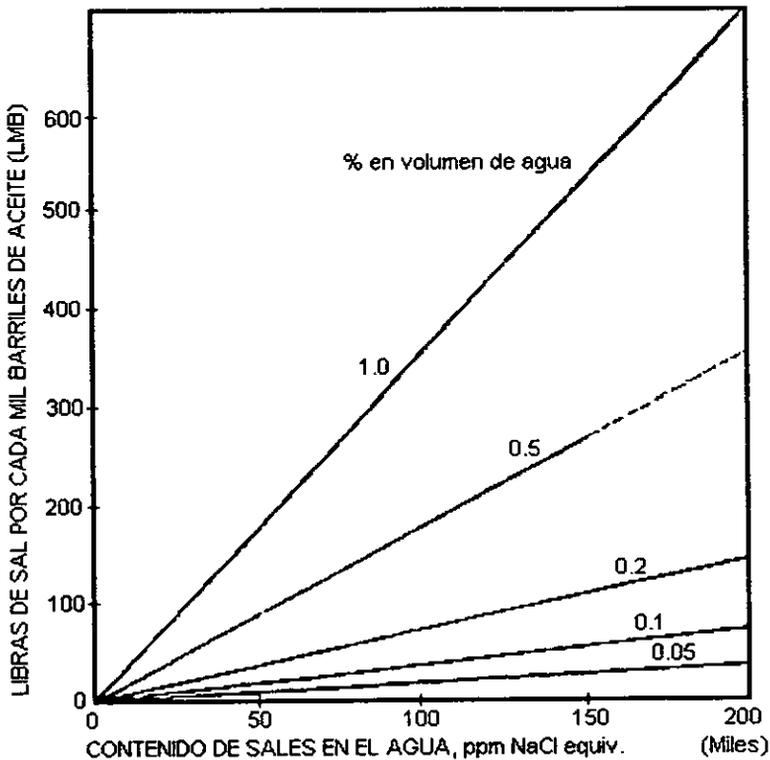


FIGURA 2.5 PORCENTAJE EN VOLUMEN ESTABLECIDO O CONTENIDO DE AGUA EN EL ACEITE

2.9.5 Adición de Agua de Dilución o Lavado^(5,8,9)

Para reducir el contenido de sal asociada con el agua residual en la etapa de deshidratación se adiciona agua dulce o de baja salinidad. De acuerdo con los resultados de campo la cantidad de agua de lavado o dilución es de 2 a 3 veces el volumen de agua residual (o del 2 al 10% en volumen de la corriente de carga de crudo), sin embargo la relación se debe de determinar en base a:

- Salinidad del agua residual
- % del agua residual en la deshidratación (normalmente entre 0.2 a 2%)
- Salinidad del agua de dilución (rangos de 3000 – 5000 ppm)
- Eficiencia de mezclado en el agua de dilución con la emulsión (65 al 85% es bastante bueno).
- Contenido de máximo de sal requerido después del tratamiento (30 LMB)

2.9.6 Desalado de Crudo^(5,8,9)

Es muy importante efectuar un mezclado eficiente entre el agua de dilución y las gotas del agua residual. Con dicho tratamiento el agua residual en el crudo se reduce a valores de 0.2 a 0.4% y la salinidad del orden de 30 LMB o menores (10 LMB), pero depende de los factores mencionados en el inciso anterior. Esta etapa del tratamiento puede considerarse una segunda etapa del proceso de deshidratación, generalmente requiere del uso de un reactivo químico, adición de calor, y el empleo de coalescedores.

La deshidratación y desalado de crudo debe combinarse, no necesariamente en la planta, pudiendo aplicarse como procesos independientes para mantener el contenido de agua y sal dentro de límites aceptables.

2.10 EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO^(5.8.9)

2.10.1 Eliminadores de Agua Libre

Se utilizan para eliminar grandes porcentajes de agua libre (generalmente más del 20% en volumen) y otras partículas que el crudo trae consigo, antes de pasar a los deshidratadores. Se deben de instalar antes de los calentadores para evitar que el agua libre consuma el calor que debe absorber exclusivamente la emulsión, y disminuir las dimensiones de los calentadores.

Existen varios diseños y el uso de éstos permite tratar la emulsión en forma más eficiente, ya que el tratamiento (calor, reactivo o efecto coalescente), se aplica directamente a la solución problema.

Actualmente se cuenta con diseños que permiten separar a la vez gas asociado y el agua libre del aceite; este equipo es recomendable en instalaciones de espacio reducido, tales como las plataformas de producción.

Un tipo de estos eliminadores es conocido como FWKO, el cual es mostrado en la Figura 2.6. La corriente de alimentación choca contra un deflector en el que reduce la velocidad y permite una separación más efectiva; reducida la velocidad, el fluido entra al cuerpo del recipiente, donde dispone de gran área de interfase que favorece grandemente la separación gravitacional.

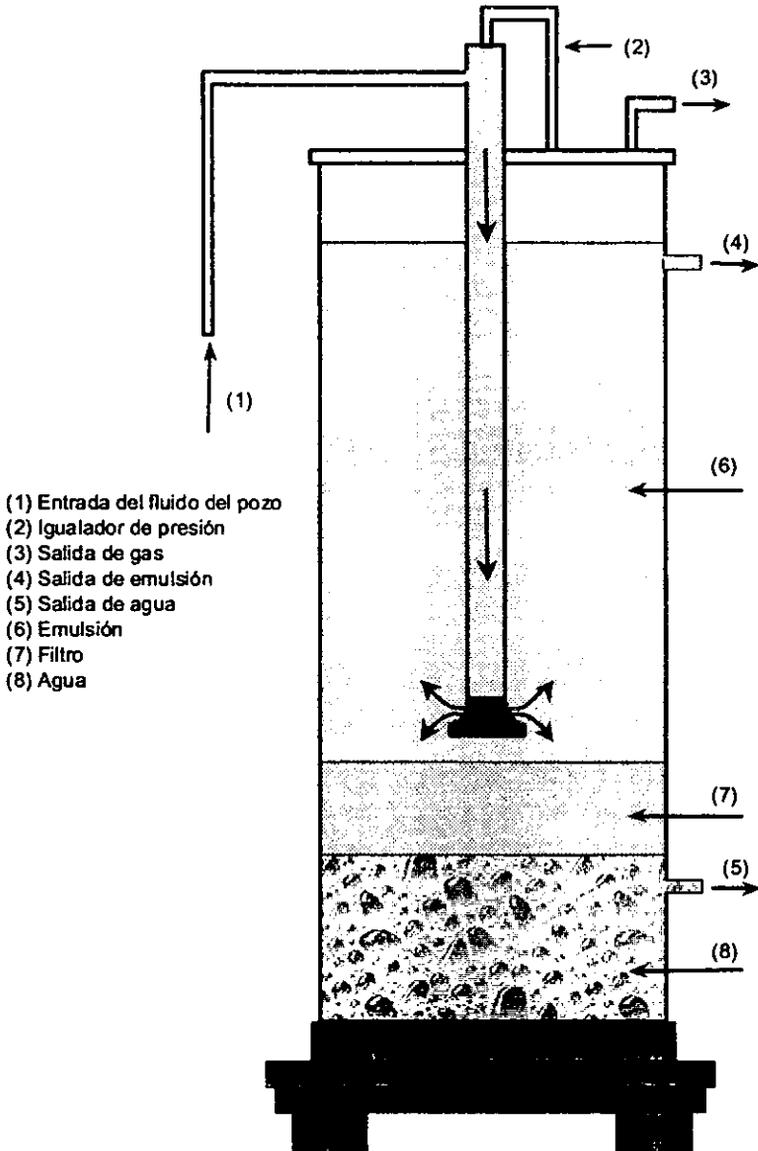


FIGURA 2.6 ELIMINADOR DE AGUA LIBRE (FWKO)

2.10.2 Tanques Deshidratadores Atmosféricos (Gun Barrel)

Los tanques deshidratadores (Figura 2.7) están constituidos básicamente de seis partes:

1. Línea de entrada. Es el tubo que conduce la emulsión del separador de agua libre a la entrada del deshidratador;
2. Tubo conductor. Por aquí la emulsión fluye antes de entrar por el fondo del deshidratador. Tiene tres propósitos fundamentales:
 - a) Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del tanque deshidratador
 - b) Funciona como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión
 - c) Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un distribuidor situado generalmente en el fondo del tubo conductor
3. Distribuidores. La entrada de emulsión se efectúa por debajo de la interfase del aceite – agua
4. Cuerpo del Deshidratador. Contiene un colchón de agua, que funciona como agua de lavado de la emulsión
5. Línea de salida de agua. Esta constituida por un sifón y esta línea tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada y regular la altura del colchón de agua en el tanque
6. Línea de salida de aceite (derrames). Es la línea que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento

El sistema de descarga de agua está constituido por un sifón que funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar a un tubo ajustable; cambiando la altura del tubo ajustable se modifica la altura de la interfase. De aquí que el flujo al sifón es función del nivel mantenido en la unidad.

Subiendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite – agua; al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua derrama a un tubo de descarga en el cual, al alcanzarse una determinada carga hidrostática se opera la válvula de descarga, que permite la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente el ciclo.

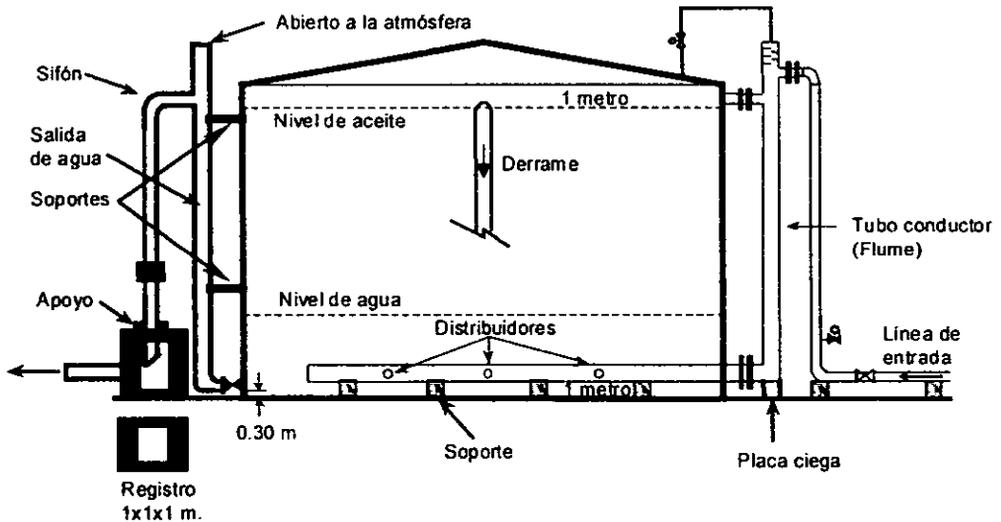


FIGURA 2.7 TANQUE DESHIDRATADOR (GUN BARREL)

2.10.3 Tratadores Termoquímicos Convencionales

Este equipo está formado por unidades que proporcionan por sí mismas asentamiento y calor a la emulsión.

Funciona de la siguiente manera (ver Figura 2.8): la emulsión entra a través de la boquilla (1) de alimentación y pasa a la sección de calentamiento (2). En la sección (3) se separa el agua libre, la emulsión asciende por (4) y se canaliza por la sección (5) donde se desgasifica totalmente, efectuándose en (6) el calentamiento de la emulsión y el asentamiento del agua. En (7) se remueve el agua separada y en (8) se encuentra el control diferencial. La emulsión pasa a la sección de coalescencia (9) para la remoción efectiva del agua residual. En (10) se descarga automáticamente el agua y en (11) el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenamiento.

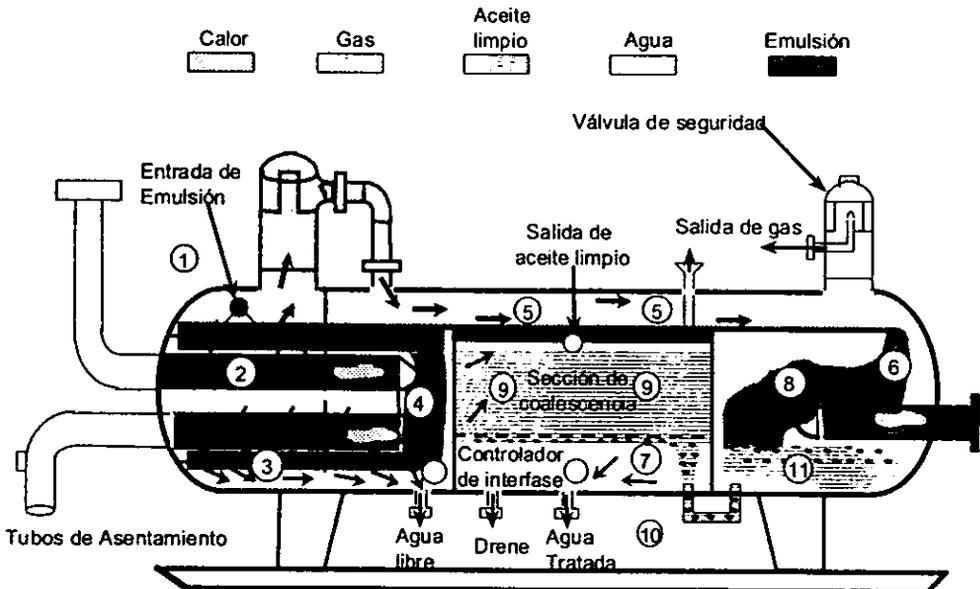


FIGURA 2.8 TRATADOR TERMOQUÍMICO CONVENCIONAL

2.10.4 Tratadores Electrostáticos

Básicamente estos recipientes pueden funcionar como desaladores o deshidratadores. La diferencia entre uno y otro son las siguientes:

- Los desaladores emplean agua fresca de dilución para mezclarla con el crudo a través de una válvula mezcladora, que es una simple válvula de globo convencional, antes de pasar al recipiente, donde por efecto de la aplicación de campos electrostáticos, la salmuera es separada y drenada.
- Las condiciones de presión y temperatura suelen ser mayores en los desaladores.

Las unidades eléctricas de deshidratación y desalado están constituidas de un recipiente presionado, dentro del cual se encuentra el distribuidor de emulsión, un regulador de nivel de altura del agua, una sección de electrodos aislada del recipiente y conectada a una fuente de alto poder. Se tiene un regulador de corriente eléctrica, dispositivos automáticos para liberar los posibles vapores si la presión varía ampliamente y para desenergizar los electrodos si la sección no contiene líquido.

A continuación se describe brevemente el funcionamiento de estos equipos y se indican algunos de sus componentes (ver Figura 2.9).

La emulsión se reparte a la sección eléctrica mediante un distribuidor soportado por varillas, éste obliga a la emulsión a pasar varias veces a través del campo eléctrico. Este campo se forma entre los electrodos que se encuentran soportados por aislamientos verticales, y en esta sección es donde las gotas coalescen, acumulándose por gravedad en el fondo. Después de tal etapa de asentamiento, el agua es drenada y enviada a tratamiento. Simultáneamente el aceite en su ascenso forma otro colchón, y es extraído por el colector de aceite que tiene integrado "Rompedores de Vórtice" en las bocatomas.

El nivel de interfase entre el agua y el aceite es mantenido por el control de nivel (no mostrado en la Figura), el cual es actuado por el desplazador de la barra de soporte mediante un flotador tubular sumergido.

El desplazador es dirigido por el "Protector del Desplazador"; y éste es diseñado para una determinada tensión en la varilla a temperatura y presión de operación, sumergido con la mitad en el colchón de agua y la otra en el aceite.

La intensidad del campo eléctrico es suministrada por los transformadores mediante un conductor eléctrico a través de la boquilla sellada con material aislante. Antes de llegar la energía a los electrodos pasa por un resorte y el tensor, siendo la función de este último el conducir la corriente y estabilizar estructuralmente a los electrodos.

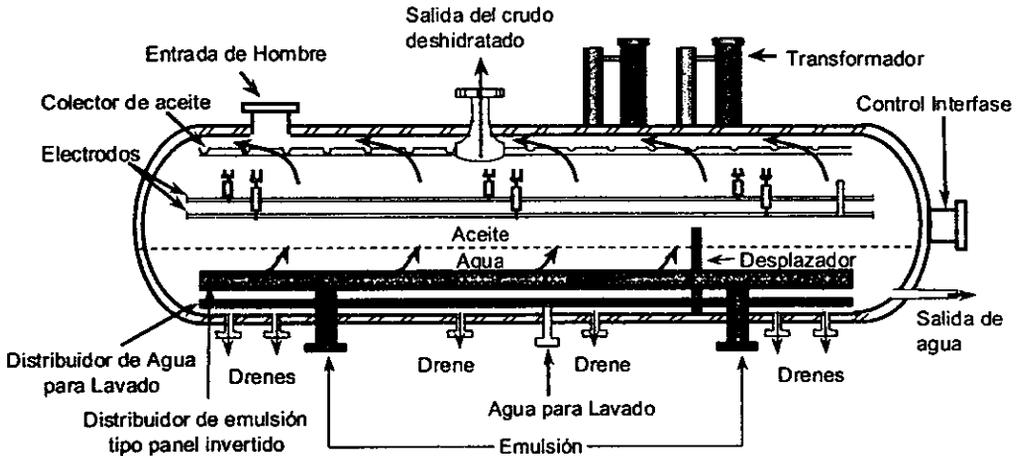


FIGURA 2.9 TRATADOR ELECTROSTÁTICO

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SEPARADOR A FONDO DE POZO (SSFP)

El Sistema de Separación Aceite - Agua a Fondo de Pozo (SSFP) está basado en el acoplamiento de un separador hidrociclón líquido-líquido a los sistemas artificiales de producción (SAP): Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo Mecánico (BM). El objetivo es que la mayor cantidad de agua producida sea separada y reinyectada en una formación inferior o superior disponible en el mismo pozo, en tanto que el aceite también producido y el volumen de agua remanente (que no alcanzó a separarse) sea enviado hacia la superficie.

Para cada sistema artificial, el arreglo y acoplamiento mecánico entre los componentes del sistema son diferentes, y al igual que los sistemas artificiales de producción convencional, se diseñan en función de las características particulares del pozo en que se aplicará. Dependiendo de la localización y características de la zona de inyección y de la presión requerida para enviar los fluidos hasta la superficie, un sistema puede contener una o dos bombas instaladas. Los sistemas con dos bombas y un motor permiten ahorrar energía cuando la presión requerida para la inyección de agua es menor que la presión necesaria para enviar el aceite concentrado (aceite limpio o con bajo contenido de agua) a la superficie.

El hidrociclón es ideal para esta aplicación ya que no contiene componentes móviles para su operación y es muy efectivo en la separación de aceite en mezclas con alto contenido de agua. La separación se logra mediante la fuerza centrífuga que se desarrolla dentro del diseño geométrico de este tipo de separadores. La Figura 3.1 presenta un esquema de un hidrociclón en la que se muestra la entrada tangencial de los fluidos producidos. El sistema separador utilizado ha sido desarrollado con las variaciones particulares necesarias para cada aplicación.

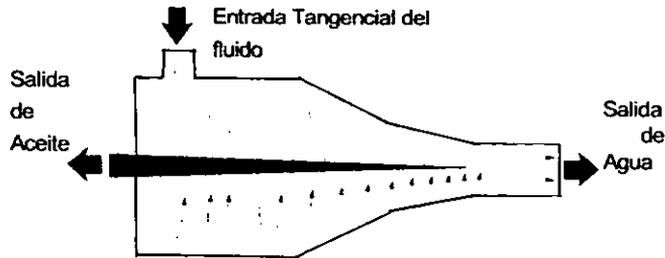


FIGURA 3.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR HIDROCICLÓN

Inicialmente los sistemas de separación ciclónicos fueron diseñados para separar aceite y agua en instalaciones superficiales de producción y posteriormente han sido modificados para acoplarse a los sistemas artificiales de producción, con los que se han efectuado las pruebas para separar dichas fases en el fondo de los pozos petroleros que producen altos porcentajes de agua⁽¹⁰⁾. Para estas aplicaciones se recomienda que la relación agua-aceite sea mayor al 60%, ya que porcentajes menores pueden conducir a una baja eficiencia de separación y dar como resultado la contaminación del agua inyectada en la zona receptora. Para aumentar la capacidad del sistema de separación, se puede tener un arreglo de varios hidrociclones en paralelo de tal manera que se adapten a los gastos a manejar.

3.1 SEPARACIÓN ACEITE-AGUA A FONDO DE POZO CON HIDROCICLONES^(10,11,12,13)

Los tres requerimientos principales para la separación y eliminación del agua producida en fondo de pozo, son⁽¹⁰⁾:

- 1) Un sistema de separación aceite-agua efectivo;
- 2) Una zona de inyección accesible desde el pozo productor; y
- 3) Un sistema para proporcionar energía a los fluidos producidos en el fondo del pozo.

Las condiciones propicias que se tienen a fondo de pozo para la separación óptima del agua producida son:

- Mayor temperatura de los fluidos.
- Mayor diferencia de densidades relativas, debido a la mayor temperatura y a los gases disueltos.
- Mínima dispersión de las gotas de aceite por esfuerzos cortantes.

Los sistemas de separación a fondo de pozo, están basados en el uso de hidrociclones para separación líquido-líquido. Comparados con otros tipos de equipos usados para separar fluidos en superficie, el ambiente en el fondo del pozo, es el adecuado para la separación usando hidrociclones, ya que éstos son compactos y pueden ser empacados en forma relativamente fácil para colocarlos en una tubería de revestimiento en el fondo del pozo. Además, no tienen partes móviles, lo que los hace menos propensos a deteriorarse y fallar, cuestión muy importante, ya que la recuperación de equipo del fondo del pozo para su reparación es muy costosa.

El desempeño de las unidades de separación por hidrociclón, es la clave para el éxito de la separación a fondo de pozo. El tipo y número de las líneas individuales, la secuencia de proceso y la configuración de los hidrociclones, deben ser diseñados para ajustarse a las condiciones de flujo del yacimiento al pozo, en una aplicación particular. Esta sección lleva a las siguientes consideraciones de diseño especial y de funcionamiento, asociadas con los pozos⁽¹⁰⁾:

- 1) Altos gastos de producción.
- 2) Bajos porcentajes de agua.
- 3) Producción de sólidos.

La evaluación sobre el funcionamiento y eficiencia del sistema diseñado, se lleva a cabo como una función de los gastos, entrada de fluidos al pozo, entrada de la fracción de agua al pozo y la calidad del agua, para el intervalo completo de condiciones de operación.

3.2 TECNOLOGÍA DE LOS HIDROCICLONES⁽¹⁰⁾

Los hidrociclones están clasificados como equipo "seleccionador", debido al uso de la diferencia de densidades para separar diferentes fluidos. Los hidrociclones líquido-líquido fueron originados a partir de los ciclones desarrollados para separar sólidos de líquidos. En los años 80's la industria petrolera costa afuera inició el uso de los hidrociclones para la limpieza final del agua producida, antes de descargarla al océano. Los hidrociclones desarrollados para este propósito fueron conocidos como hidrociclones desaceitadores, ya que su objetivo fue obtener agua limpia. El alcance de la tecnología de los hidrociclones líquido-líquido se ha continuado desde la comercialización de los hidrociclones desaceitadores, con el desarrollo de los hidrociclones desaguadores.

3.2.1 Hidrociclón Desaceitador^(14,16)

Los hidrociclones desaceitadores se presentan en una variedad de geometrías, que han sido desarrolladas para separar una mezcla continua de agua con contenidos de aceite del orden de 1%. En general, la corriente concentrada, requiere tener un mínimo de 43% de agua ($WOR = 0.75$) o 10% del flujo total, a fin de lograr un máximo de 40 ppm de contenido de aceite en la corriente de agua limpia. Los dos límites en la corriente concentrada, están basados en la obtención de una calidad del agua óptima en la descarga y evitar problemas de taponamiento de orificios, respectivamente.

Los hidrociclones para desaceitado fueron usados primero en la industria para limpiar adecuadamente el agua producida y alcanzar los requerimientos de normatividad para su descarga.

La Figura 3.2 muestra esquemas que ilustran las diferencias existentes entre los diferentes hidrociclones desaceitadores y que actualmente se encuentran disponibles para la industria. El diseño actual de la compañía Baker Hughes Process System (BHPS) usa entradas dobles y no cuenta con un buscador de vórtice, el cual fue una característica presente en el diseño original de Coleman y Thew⁽¹¹⁾. La ausencia del buscador de vórtice, tiene como resultado una concentración ligeramente mayor de agua en la corriente de salida de la parte superior del hidrociclón.

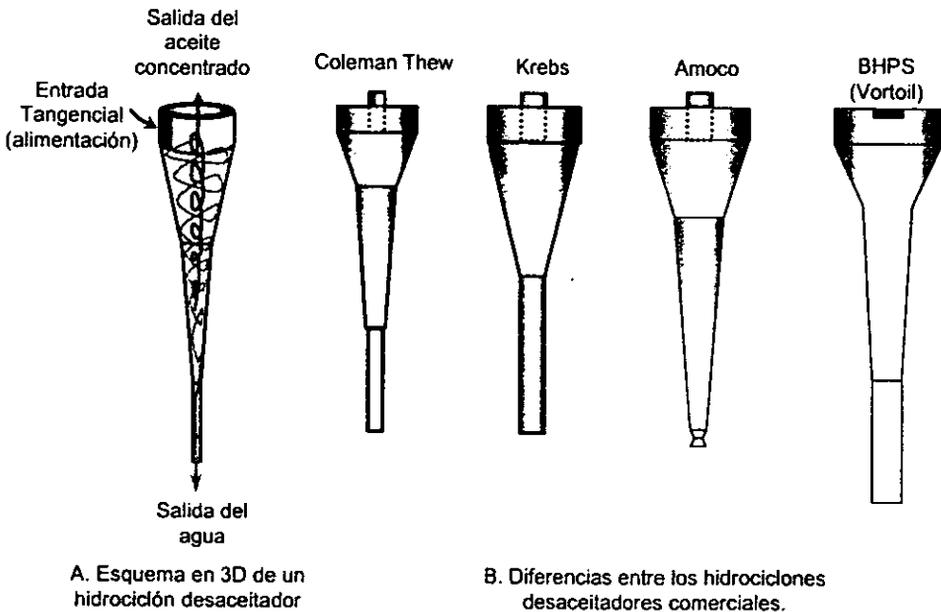


FIGURA 3.2 DIFERENTES HIDROCIKLONES DESACEITADORES

Muchos hidrociclones tienen una sola entrada tangencial; después de ésta hay una sección cilíndrica, o también llamada cámara de remolino, para estabilizar el flujo asimétrico que proviene de la entrada, a continuación de la sección cilíndrica hay secciones telescopiadas usadas para acelerar el flujo en una dirección tangencial e incrementar el campo centrífugo. Al final es una sección larga con paredes paralelas, también llamada tubo de diámetro reducido, usado para separar las pequeñas gotas de aceite. La principal diferencia entre los hidrociclones aceite/agua y los hidrociclones usados para la separación y clasificación de polvo, es el largo y delgado cuerpo y el mayor campo centrífugo.

3.2.2 Hidrociclón Desaguador^(14,16)

Los hidrociclones desaguadores, fueron desarrollados para realizar las mismas tareas que un eliminador de agua libre (FWKO). Estos fueron diseñados para separar una mezcla aceite/agua, en dos corrientes: una de aceite con cantidad mínima de agua y otra, de agua con un mínimo de aceite.

Estos hidrociclones han sido diseñados para obtener una corriente de aceite con menos del 10% de agua y otra corriente de agua con menos del 1% de aceite.

El trabajo de laboratorio y la comercialización aún limitada, ha dado como resultado dos diferentes tipos de hidrociclones. El primero llamado hidrociclón "pre-separador", que funciona más adecuadamente para contenidos de agua mayores a 70%, y el otro denominado hidrociclón "separador de volumen grueso", que puede manejar contenidos de agua menores a 30%.

Los resultados de pruebas de laboratorio han mostrado que la geometría óptima para un hidrociclón desaguador, es diferente a la de un desaceitador. Los estudios identifican dos posibles geometrías, dependiendo de las emulsiones. Un diseño para bajos contenidos de agua, con el aceite como fase continua y la otra para contenidos mayores de agua, donde la fase continua es precisamente el agua.

Basados en estos resultados, la Figura 3.3 compara las diferencias geométricas principales entre el hidrociclón desaceitador y el "pre-separador", desarrollado para contenidos de agua superiores a 75%.

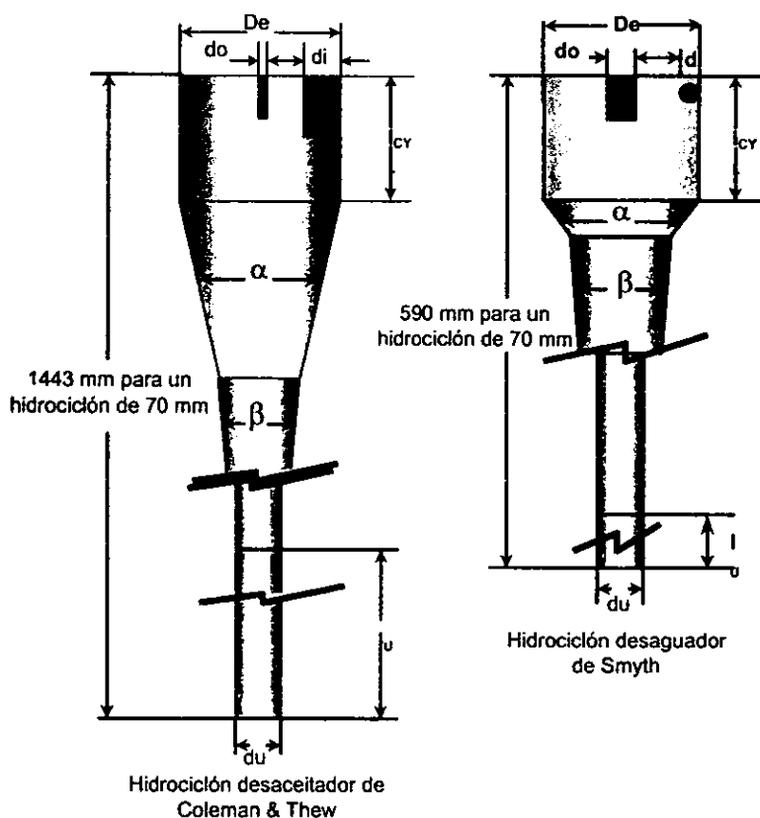


FIGURA 3.3 DIFERENCIAS GEOMÉTRICAS DE LOS HIDROCICLONES

3.2.3 Hidrociclón Separador de Volumen Grueso^(14,16)

Los hidrociclones separadores de volumen grueso, han sido desarrollados recientemente para aplicarse en mezclas con un intervalo muy amplio de contenidos de agua. Las compañías READ Group A/S de Noruega y Kværner, han desarrollado por separado estos hidrociclones para aplicaciones en plataformas y en sistemas submarinos.

El objetivo de estos hidrociclones, es separar la corriente de alimentación y producir una corriente de aceite con algún contenido de agua y una corriente de agua con algo de aceite, cada una de las cuales puede ser alimentada a una segunda etapa de separación.

3.3 PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA APLICACIONES MARINAS^(10,12,16)

Las demandas que se deben cumplir para proceder con la aplicación en ambientes marinos, incluyen:

Altos gastos de flujo. Los pozos en ambiente marino, deben producir a altos gastos para justificar el desarrollo del campo. Actualmente el sistema de separación está limitado al uso de cinco elementos en paralelo dentro de un pozo con una TR de 7 pg (178 mm), para una capacidad máxima de 1250 m³/d. Se han desarrollado diseños adicionales para acondicionar un mayor número de hidrociclones desaceitadores para TR's más grandes.

Bajo porcentaje de agua. Para que los sistemas de separación sean factibles de aplicarse en ambiente marino, deben ser capaces de procesar fluidos con bajos contenidos de agua; sin embargo, Kværner ha sugerido que los hidrociclones desaceitadores sean aplicados como una sola etapa de separación en mezclas con contenidos de agua de 90% o más, a fin de producir agua de desecho

limpia, y limitar el contenido de agua enviado hacia la superficie, hasta 10% o menos. La separación multi-etapas indudablemente será requerida para procesar fluidos con bajos contenidos de agua, ya que el desarrollo de un hidrociclón de una sola etapa que pueda funcionar adecuadamente en un intervalo de operación grande, parece inadecuado.

Menores contenidos de agua enviados hacia la superficie. Una de las desventajas del hidrociclón desaceitador actual es que la corriente de entrada al hidrociclón debe tener un contenido de agua entre 43% y 50% para mantener una corriente de salida del agua limpia en la parte inferior del hidrociclón. Esto da como resultado grandes cantidades de agua en la corriente concentrada, especialmente cuando se tienen bajos porcentajes de agua. La aplicación económica de la separación a fondo de pozo en áreas marinas, requerirá que la cantidad de agua llevada a la superficie sea minimizada, preferentemente a contenidos de agua del 10% o menor.

La compañía Kvaerner llevó a cabo una investigación para evaluar la factibilidad del uso de sistemas separadores multi-etapas en pozos que producen bajos porcentajes de agua, así como la investigación de las alternativas de empacamiento para pozos con altos gastos, empleando este tipo de sistemas.

Las principales conclusiones que se obtuvieron de esta investigación fueron las siguientes:

- Tener siempre disponible un sitio para la reinyección del agua, y su relación con fenómenos tales como la presencia de arena, incrustación, taponamientos, etc. Los cuales son problemáticos para pozos en tierra, donde la separación ha sido aplicada exitosamente, además Kvaerner ha expresado que la separación a fondo de pozo costa afuera, es factible.

- Debe ser posible obtener una calidad de aceite en agua menor a 500 ppm y al mismo tiempo eliminar el 80% del agua de los pozos que originalmente producían más de 50%. Para contenidos de agua menores a 50%, la cantidad de agua eliminada se reducirá, aunque se estén alcanzando menos de 500 ppm de aceite en el agua, en la corriente de desecho.
- Un sistema de dos etapas se recomienda para pozos que aportan menos de 90% de agua. El diseño del hidrociclón aceite-agua de volumen grueso, y pre-desaceitador, está terminado, pero requiere de verificación con fluidos reales, así como delimitar el comportamiento y el efecto de la presión, en el laboratorio.
- En un sistema hidrociclón de dos etapas, la presión puede ser regulada de la misma manera que en un hidrociclón de una sola etapa, donde la separación para cada etapa será constante para todos los flujos. A fin de alcanzar la mejor eficiencia posible en las primeras series de hidrociclones, puede ser instalada una restricción fija en la corriente de salida superior del primer hidrociclón para balancear la presión de la corriente de salida superior del segundo hidrociclón.
- Se ha desarrollado un diseño, en el que se tienen varios hidrociclones arreglados en paralelo, como si ellos fueran un solo hidrociclón.
- Para las unidades multiciclones, la separación de la corriente de alimentación antes de la entrada a las cámaras de los hidrociclones individuales, esta bajo prueba, ya que el hidrociclón puede ser alimentado en forma irregular con respecto al contenido de agua y la presión de entrada.
- El gas libre tiende a bloquear la salida superior, pero basados en pruebas de laboratorio, los hidrociclones deberán ser capaces de manejar hasta 10% de gas libre conservando su comportamiento.

3.4 DISEÑO DEL SISTEMA SEPARADOR Y RESULTADOS DE COMPORTAMIENTO^(10,11,14)

Se analizan diferentes resultados relacionados con el diseño y comportamiento de los sistemas de hidrociclones, incluyendo la capacidad del separador, separación multi-etapas, separación de emulsiones y operación del sistema para un intervalo de contenidos de agua.

3.4.1 Capacidad para diferentes Hidrociclones

Generalmente, el sistema de separación puede ser configurado como un diseño "push-through", donde la bomba alimenta al separador, o como un diseño "pull-through", donde el fluido producido entra directamente al separador. La geometría del separador debe permitir el acomodo de la cabeza del hidrociclón, así como contar con canales de flujo para la alimentación y para las descargas de las corrientes separadas.

Se han efectuado pruebas, para determinar la capacidad de flujo de las unidades de separación con diferentes tamaños, tomando en consideración las limitaciones de velocidad de flujo.

A pesar de que se encuentran disponibles hidrociclones de gran tamaño o bien pueden ser desarrollados como se muestra en la Figura 3.4, un hidrociclón de 35 mm (diámetro de la cabeza de 70 mm) fue usado en la determinación de las capacidades del separador. La cabeza más pequeña deja más área para la alimentación y para las corrientes separadas. Así mismo los hidrociclones de menor diámetro generalmente tienen mejores eficiencias de separación que los mayores.

Para el caso del tipo “push-through”, el compartimento debe permitir el paso del flujo total, así como el paso de los flujos separados, mientras que para el caso del tipo “pull-through”, solamente los flujos separados necesitan ser tomados en cuenta dentro del compartimento del separador, el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el compartimento, sirve como conducto para el flujo total. En el caso del tipo “pull-through”, se supone que el separador está localizado entre las bombas de salida del concentrado y la de inyección.

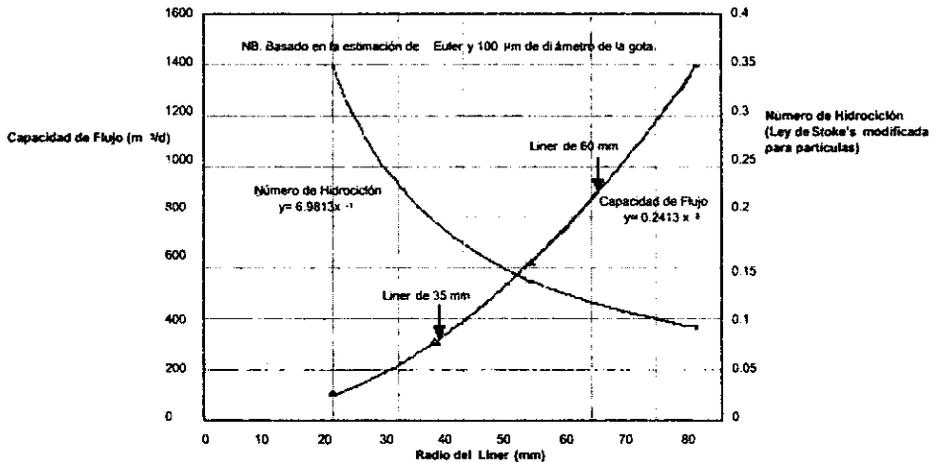


FIGURA 3.4 DIÁMETROS DE LOS HIDROCICLONES DESACEITADORES Y SU CAPACIDAD DE SEPARACIÓN

En los diseños de los arreglos de hidrociclones desaceitadores y desaguadores se considera una velocidad promedio permisible hasta de 6.1 m/seg (20 pies/seg), que es una velocidad adecuada para prevenir erosión con fluidos limpios y mantener condiciones normales de operación.

Adicionalmente, se supone que el 25% del área neta del hidrociclón, es ocupada por acero y el restante 75% está disponible para el flujo (este porcentaje está basado en el uso de tuberías con relación de diámetro/espesor de 15).

El separador desaceitador podrá tener un rango de aplicación desde 75% hasta 90% de contenido de agua, de tal manera, que la corriente del concentrado permanezca con un mínimo de 10% de agua del flujo total para evitar el taponamiento del orificio. El separador desaguador deberá tener un intervalo de aplicación desde 30% hasta 90% de contenido de agua.

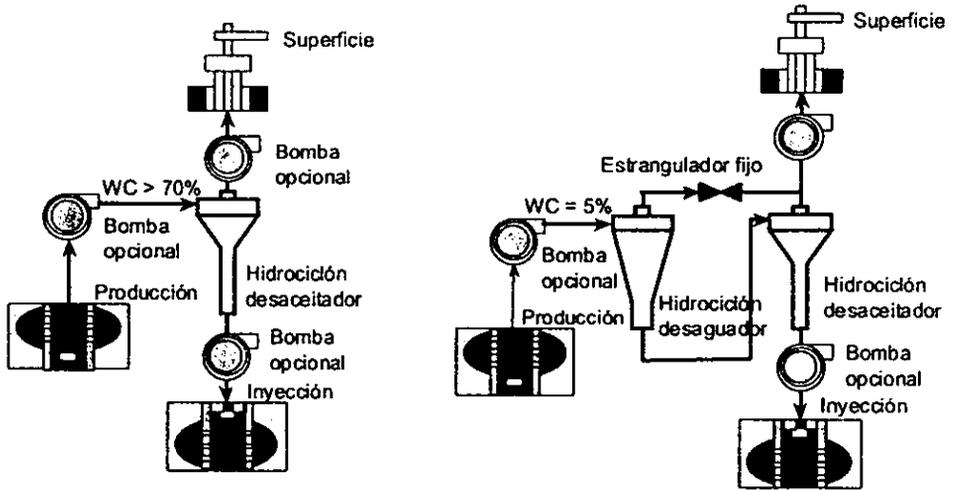
También hay que notar que el hidrociclón del caso “push-through”, es similar al utilizado en aplicaciones en tierra, el separador se localiza debajo de las bombas y el motor. Como resultado, no se necesita de un pasaje para el cable de potencia a través del separador. En las configuraciones del tipo “pull-through”, casi siempre habrá un motor abajo del separador, en cuyo caso debe tomarse en cuenta la necesidad de un pasaje por donde atravesar el cable de potencia. Debido a que los diseños tipo “pull-through” requieren de un receptáculo menor para una capacidad equivalente, el pasaje del cable por la parte exterior del compartimento, puede ser acomodado más fácilmente.

3.4.2 Extensiones a la separación de dos etapas

Kværner ha descrito las configuraciones de los separadores para casos con bajo contenido de agua y alto contenido de agua.

La Figura 3.5 muestra estos dos sistemas. El sistema de alto contenido de agua es similar al sistema de separación de una sola etapa aplicado en tierra actualmente.

El diseño del sistema de dos etapas, tiene una serie de imperfecciones que es probable sean mejoradas, éstas incluyen:



SISTEMA CONVENCIONAL PARA ALTOS PORCENTAJES DE AGUA ($WC > 90\%$, SIMILAR AL SISTEMA EN TIERRA)

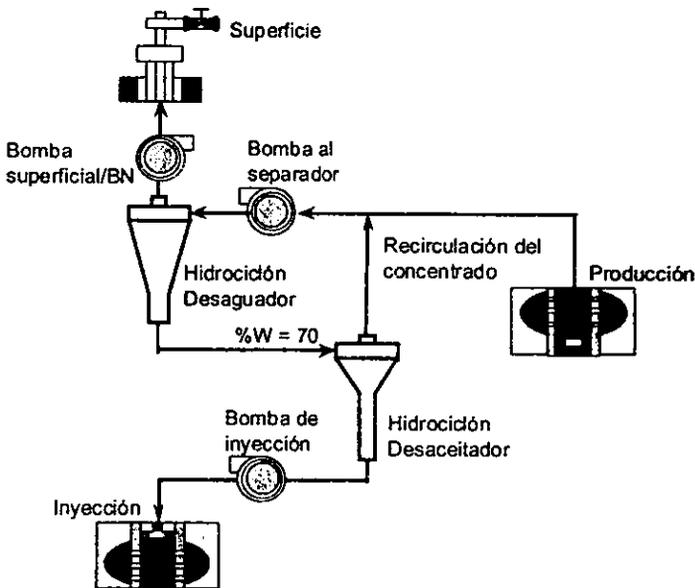
SISTEMA PARA BAJOS PORCENTAJES DE AGUA ($30\% < WC < 90\%$, CDS)

FIGURA 3.5 SISTEMAS DE SEPARACIÓN DE UNA Y DOS ETAPAS

- 1) Se ha supuesto un estrangulador fijo entre la descarga del concentrado del hidrociclón desaceitador y la descarga de agua, para permitirle al sistema operar como un hidrociclón simple, con una separación fija. Este arreglo puede no ser práctico para pozos con altas aportaciones de agua ya que la cantidad de agua conducida a la superficie se incrementaría debido a que el flujo corriente arriba no puede ser cambiado. También, si el gasto hacia la superficie es disminuido, para reducir la cantidad de agua, un estrangulador fijo podría reducir la descarga de concentrado del hidrociclón desaceitador. Esto puede llevar a una reducción en la eficiencia de separación del desaceitador y se arrastraría más aceite hacia la zona de eliminación. Para mitigar tales situaciones, un estrangulador en superficie, variable, proveería un medio más efectivo para controlar las separaciones. Esto puede permitir un estrangulamiento remoto del hidrociclón desaguador solamente mientras se está manteniendo el gasto corriente arriba del hidrociclón desaceitador.

El sistema de separación de Kvæmer será equipado con un estrangulador variable en la corriente de salida de agua, y será conocido como sistema CDS (Doble Etapa Cerrada, "Close Dual Stage").

- 2) Se puede diseñar también un sistema con una bomba dedicada a alimentar los separadores, permitiendo así que el concentrado del hidrociclón desaceitador sea reciclado. Este paso disminuirá la alimentación del hidrociclón desaguador como se muestra en la Figura 3.6. La cantidad de tubería necesaria sería reducida reorientando el paso del concentrado del desaceitador por el separador desaguador, permitiendo así una corriente de aceite más "seca", producida hacia la superficie. La descarga del concentrado reciclado sería estrangulada con un orificio fijo para mantener una relación de descarga constante, mientras el estrangulador de superficie o cambios en la velocidad de la bomba permitan ajustes de los gastos a través de la etapa eliminadora de agua. Este sistema es conocido como el sistema ODS (Doble Etapa Abierta, "Open Dual Stage").



SISTEMA PARA BAJOS PORCENTAJES DE AGUA ($30\% < WC < 90\%$)

FIGURA 3.6 SISTEMA ALTERNATIVO DE DOS ETAPAS (ODS)

La Figura 3.7 compara el porcentaje de eliminación, y contenido de agua enviado hacia la superficie, para diferentes contenidos de agua en la alimentación para ambos sistemas. De la misma manera, la diferencia en el contenido de agua en la superficie es pequeña para condiciones de bajos porcentajes de agua. El sistema ODS es capaz de proporcionar bajos porcentajes de agua a la superficie para todas las condiciones.

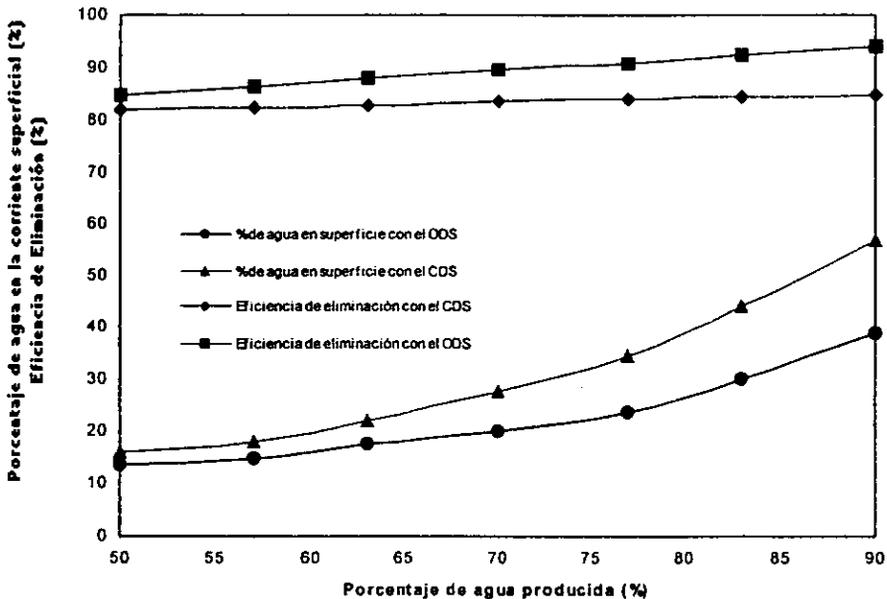


FIGURA 3.7 COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS CON DOS ETAPAS DE SEPARACIÓN

3.4.3 Consideraciones acerca de las Emulsiones^(12,14,15,16)

Dependiendo de las características del fluido, algunas emulsiones aceite/agua pueden ser verdaderamente difíciles de separar, si ellas llegan al pozo como tales. Esto es más severo para emulsiones que contienen aceite pesado (17-25°API).

En varios estudios se ha investigado el comportamiento de las emulsiones en sistemas de separación en superficie ^(12,14,15,16).

Se ha observado generalmente, que es difícil diseñar un separador capaz de operar efectivamente con un intervalo amplio de emulsiones, particularmente cuando ocurre una inversión de la misma. Sin embargo, las emulsiones encontradas en el fondo de los pozos probablemente no serán difíciles de separar debido a varias causas favorables:

- Mayor temperatura. Las temperaturas en el fondo de los pozos generalmente son mayores que en la superficie y como resultado, la diferencia de densidades entre los fluidos es más grande. Adicionalmente, los dos fluidos tendrán una viscosidad menor, que hace más fácil la separación de las fases, en comparación con la separación en superficie.
- Gas disuelto. La fase de aceite tiene un mayor contenido de gas disuelto en el fondo del pozo comparado con las condiciones de la superficie. Esto reduce la densidad y viscosidad del aceite también, haciendo más fácil la separación de las fases.
- Mínimos esfuerzos cortantes del fluido. Conforme los fluidos viajan hacia la superficie y entran al separador, son sometidos a esfuerzos cortantes considerables, particularmente cuando pasan a través de estranguladores y líneas de conducción. En contraste, los fluidos existentes en las perforaciones y que entran al sistema de separación al fondo del pozo, no han sido expuestos a una gran cantidad de esfuerzo cortante. La única excepción a esto es cuando el separador es alimentado por una bomba. En este caso el esfuerzo cortante en los fluidos puede ser minimizado, operando la bomba lo más cercano posible a su punto de máxima eficiencia. Esto asegura que el nivel de turbulencia generado en la bomba se encuentre en el mínimo.

Dadas las mejores condiciones existentes en el fondo del pozo, y con la conclusión de Kvaerner, de que los esfuerzos cortantes son un aspecto secundario en fluidos con bajos porcentajes de agua, ya que el comportamiento de la emulsión es dominado por la coalescencia bajo estas condiciones, las emulsiones no presentarán problemas para ser separadas, como en la superficie.

3.4.4 Variación de contenidos de agua^(11,12,13)

Un factor de diseño que no fue completamente considerado por Kvaerner, es la cuestión de si un sistema puede ser diseñado para operar en un intervalo amplio de porcentajes de agua. El diseño adecuado del sistema evita la necesidad de intervención en los pozos, cuando se incrementan los contenidos de agua.

Los ajustes al sistema de separación permiten manejar contenidos de agua variables, siempre que el sistema no presente inversiones de las emulsiones, como es el caso cuando la alimentación está cambiando entre mezclas de aceite continuo y agua continua.

Es importante mencionar que, conforme el agua producida se incrementa, el sistema tendrá que ser ajustado para reducir la cantidad de agua llevada a la superficie y no sobrecargar las instalaciones superficiales. Los ajustes que pueden ser hechos dependen del diseño. Los ajustes hechos bajo condiciones de incremento de agua, para los dos sistemas delineados previamente, nombrados CDS y ODS, son descritos a continuación como un ejemplo de cómo puede ser controlado el sistema.

igual el
lo ejemplo

Sistema CDS (Doble etapa cerrada):

- 1) Para disminuir el flujo hacia la superficie, el estrangulador respectivo debe incrementar la contrapresión en la bomba y/o la velocidad de la bomba de concentrado debe ser reducida. Esto reducirá el flujo de concentrado del fondo de los hidrociclones desaguadores y desaceitadores.
- 2) Debido a que una porción del flujo superficial proviene del hidrociclón desaceitador (aproximadamente 10%), los cambios de gasto en la superficie solamente pueden tener un gran impacto en el gasto de concentrado del desaceitador, que puede comprometer su eficiencia de separación o incrementar el riesgo de taponamiento del orificio. Esto puede evitarse, ajustando el estrangulador intermedio de fondo de pozo en la descarga del hidrociclón desaguador. Este ajuste del estrangulador es requerido para reducir solamente el flujo del concentrado del hidrociclón desaguador, manteniendo el mínimo flujo requerido a través del orificio del concentrado del desaceitador.
- 3) La velocidad de la bomba de flujo total necesitará ser incrementada para generar suficiente presión para la inyección de los volúmenes adicionales de agua de desecho.

Sistema ODS (Doble etapa abierta):

- 1) El estrangulador de superficie debe incrementar la contrapresión y/o debe ser reducida la velocidad de la bomba de concentrado con lo cual se reducirá el flujo hacia la superficie; esto reducirá el flujo de concentrado que sale del hidrociclón desaguador, y forzará más agua dentro del desaceitador. La división de la salida del desaceitador es fija y los cambios presentados en la superficie no influyen en la corriente de recirculación, de la misma manera que el caso anterior.

- 2) La velocidad de la bomba de flujo total necesitará incrementarse para generar la suficiente presión para inyectar el aumento de volumen de agua de desecho.

El ajuste hecho a las corrientes descargadas de los separadores tendrá que cubrir un gran intervalo de gastos de producción agua/aceite. En la Tabla 3.1 se muestra la variación de los gastos de flujo de las líneas individuales, en un sistema de separación dimensionado para un gasto total de 3,180 m³/d y para contenidos de agua variando desde 50% hasta 85%. Los valores mostrados, corresponden a un sistema de separación con 10 líneas desaguadoras y 8 líneas desaceitadoras, que fueron implantados cuando la alimentación tenía un contenido de agua de 50%. Nótese que el gasto por línea se mantiene constante con el incremento del contenido de agua.

TABLA 3.1 VARIACIÓN DEL GASTO EN UN SISTEMA DE SEPARACIÓN

Contenido de agua producida	Q por línea (m ³ /d)	
	Separador desaguador	Separador desaceitador
50%	318	189
60%	318	231
70%	318	272
80%	318	314
85%	318	335

El gasto por línea en la etapa de desaceitado se piensa que se incrementará en un 77% sobre este intervalo de contenido de agua. Como resultado de esto, la caída de presión se verá multiplicada por un factor mayor que 3.0. Tales condiciones pueden hacer difícil controlar las corrientes separadas en el ensamble con una obstrucción fija entre los hidrociclones, como fue sugerido por Kværner.

Sin embargo, ya que las corrientes separadas de únicamente la etapa desaguadora son controladas desde la superficie en el diseño ODS, no se necesita un ajuste entre las unidades separadoras. Esto es una gran ventaja del sistema ODS, comparado con el CDS.

Otra opción podría ser el uso de válvulas operadas eléctricamente en cierto número de entradas de las líneas de los hidrociclones. Estas válvulas podrían permitir solamente un número especificado de líneas para estar activos en un tiempo dado. Estas válvulas podrán también proveer la capacidad para reabrir los orificios del hidrociclón que pudieran taponarse durante la operación.

El principal riesgo asociado con el sistema de separación a fondo de pozo, es el impacto que pueda resultar del arrastre de aceite a la zona de inyección; las consecuencias de esto pueden ser muy severas en ciertas condiciones.

Según la compañía Baker Hughes Process System (BHPS), el desempeño del hidrociclón desaceitador, es óptimo cuando el flujo del concentrado tiene un contenido de agua entre 43% y 50%. Como resultado, es importante y suficiente medir el contenido de agua de esta corriente para asegurar que la separación está optimizada y que la zona de eliminación se encuentra a resguardo. Los instrumentos de fondo de pozo para medir los contenidos de agua desde 1% hasta 100% se encuentran bajo desarrollo y se espera que se encuentren disponibles comercialmente en un futuro cercano.

4. SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Para aplicar la tecnología del sistema separador agua – aceite a fondo de pozo acoplado al sistema de Bombeo Electrocentrífugo, al igual que en el Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, se requiere conocer bien los principios de operación de cada uno de los elementos que lo conforman, de tal manera que se pueda conceptualizar, analizar y hasta sugerir nuevos arreglos aplicables a los pozos candidatos. Por este motivo a continuación se hace una breve descripción generalizada del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (ver Figura 4.1) y posteriormente se analiza y describe con el Sistema Separador acoplado.

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CONVENCIONAL^(18,19,21,24)

En la Figura 4.1 se presenta un sistema de bombeo electrocentrífugo convencional, con las partes esenciales del mismo.

4.1.1 Equipo Subsuperficial

Bomba Sumergible

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tipo de etapa que se use determina el volumen de fluido que va producirse y el número de etapas determina la carga generada y la potencia requerida.

A fin de evitar los empujes axiales de la bomba debe operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que va del 75% al 125% del punto de mayor eficiencia de la bomba.

Protector del Motor o Sección Sellante

El protector en general ejecuta cuatro funciones básicas:

1. Conecta las carcazas de la bomba y del motor, uniendo la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
2. Aloja el cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
3. Evita la entrada de fluido del pozo al motor.
4. Realiza la función de un recipiente para compensar la expansión y contracción del aceite del motor, debido al calentamiento y enfriamiento del mismo cuando la unidad trabaja o está fuera de operación.

Motor Sumergible

El motor provee la fuerza impulsora que hace girar a la bomba. Los motores eléctricos usados en operaciones de bombeo eléctrico son bipolares ó trifásicos, del tipo de jaula de ardilla ó de inducción convencional y operan a una velocidad relativamente constante de 3500 rpm a 60 Hz; éstos se llenan con un aceite mineral altamente refinado que debe proporcionar resistencia dieléctrica, lubricando los cojinetes y proporcionando una buena conductividad térmica; el aceite no conductor en la carcaza lubrica los cojinetes y transfiere el calor generado a la carcaza, el calor de la carcaza a su vez es transferido a los fluidos del pozo que pasan por la superficie externa del motor; por lo tanto, generalmente nunca se coloca abajo del punto de entrada del fluido del yacimiento al pozo. El motor esta construido con rotores generalmente de 12 a 18 pg, que se montan en la flecha y con estatores (bobinas) montadas en la carcaza de acero. Sus longitudes varían de 30 a 100 pies, alcanzando una potencia de 250 a 1000 HP, respectivamente.

Separador de Gas

El separador de gas es una sección normalmente colocada entre el protector y la bomba y sirve como succión o entrada a la bomba. Separa el gas libre del fluido y lo desvía de la succión de la bomba. El separador es una ayuda en la prevención del candado de gas y normalmente permite un bombeo más eficiente en pozos gasificados.

Cables

La potencia se suministra al motor por medio de un cable eléctrico. Un rango de tamaños del conductor permite cubrir los requerimientos del motor. Existen cables redondos y planos, los cables pueden instalarse en pozos con temperaturas superiores a 300°F (149°C) dependiendo de las condiciones del pozo; el cable puede tener armadura de acero, bronce o monel. Existen en el mercado los cables planos y redondos de tamaño del número 2 al número 6, en cobre o aluminio. El tamaño apropiado del cable lo determina el amperaje, la caída de voltaje y el espacio disponible entre la tubería de revestimiento y la de producción. Los cables estándar tienen en general 10 años de vida a una temperatura máxima de 167°F y se reduce a la mitad por cada 15°F arriba del máximo.

4.1.2 Equipo Superficial

Tablero de Control

Los tableros de control son a prueba de agua y están disponibles en varios tamaños, acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo, los hay desde unidades muy simples hasta muy complejos: ensamblados con fusibles de desconexión, amperímetro, protección de baja carga y sobrecarga, luces, relojes para bombeo intermitente, e instrumentos para operación automática o a control remoto.

Transformadores

Para uso en equipo subsuperficial se fabrican transformadores estándar trifásicos, autotransformadores trifásicos, o bien, conjuntos de tres transformadores de fase única. Estas unidades están diseñadas para convertir el voltaje de la línea primaria al voltaje requerido por el motor.

Caja Unión

Por razones de seguridad, la caja unión se localiza entre el cabezal del pozo y el transformador. La caja unión impide el viaje del gas a través del cable superficial hasta el transformador eliminando así riesgo de incendio o explosión.

4.2 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON SSFP^(28,29,30,31,32)

En la Figura 4.2 se presenta un esquema del sistema separador acoplado al de bombeo electrocentrífugo, el cual ha sido probado con éxito en tuberías de revestimiento de 7 y 5 ½ pg; éste lo conforman los siguientes elementos:

- Una bomba de producción para enviar el aceite concentrado a la superficie.
- Una bomba para la inyección del agua separada.
- Motores y protectores para alta presión.
- Un hidrociclón para la separación agua-aceite.
- Empacadores.
- Sistemas de alimentación de energía y control.

Cabe señalar que hay configuraciones con un solo motor para accionar las bombas de producción e inyección, y que las características de las bombas dependen del gasto y tipo de fluido a manejar.

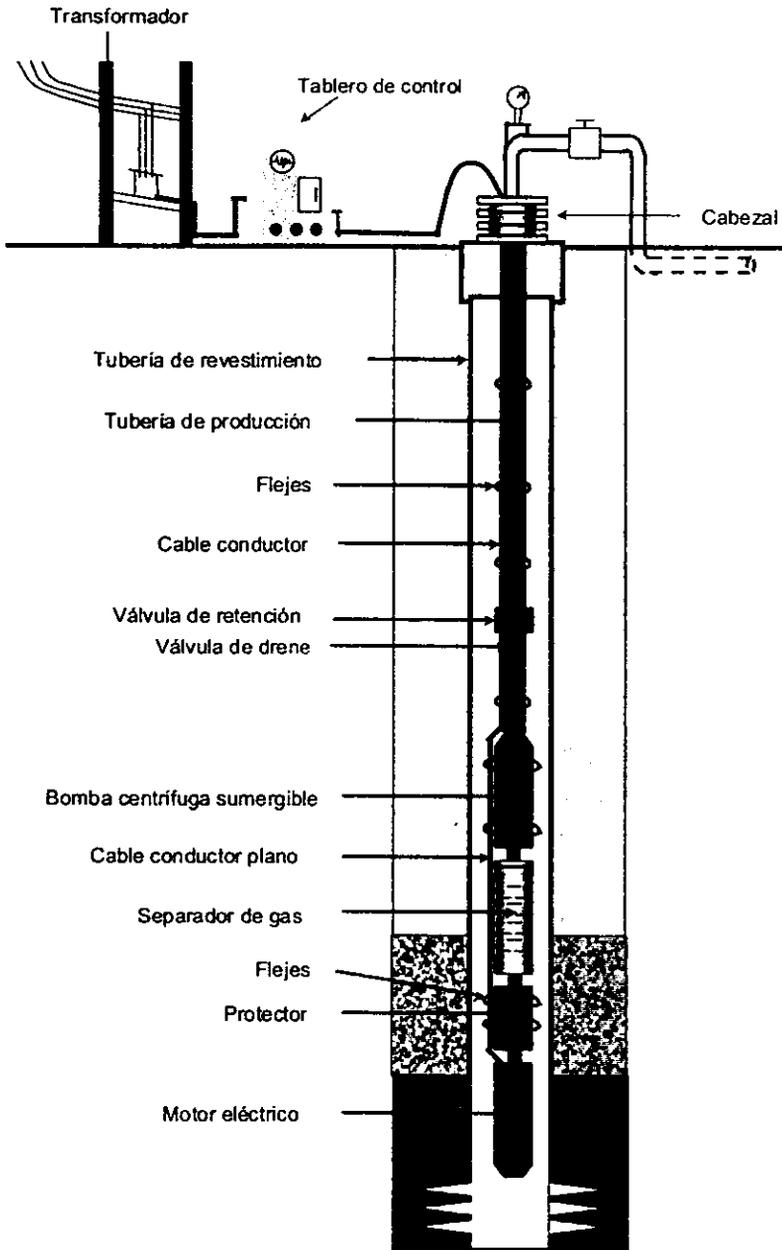


FIGURA 4.1 COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO INSTALADO EN UN POZO

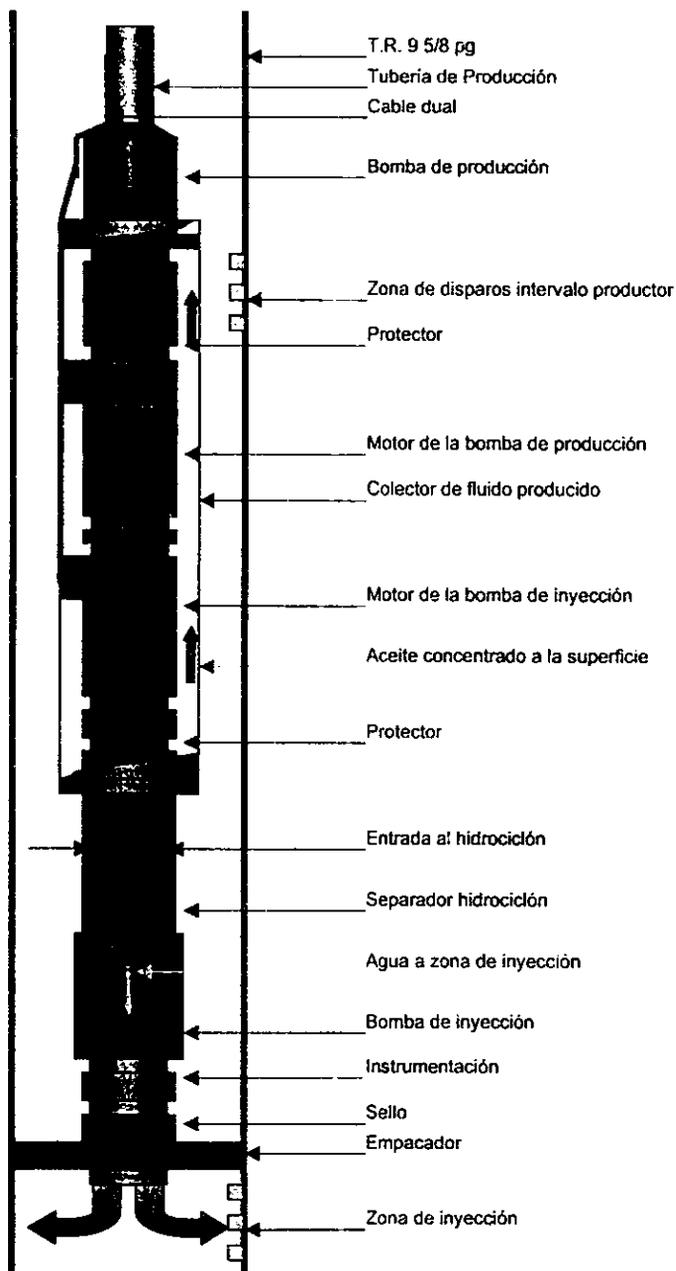


FIGURA 4.2 SISTEMA SEPARADOR – BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

El fluido producido entra tangencialmente al hidrociclón donde son separadas las corrientes de agua y aceite; el aceite es descargado a la succión de la bomba de producción a través de tubos de transferencia para su envío a la superficie, mientras que el agua es descargada directamente a la succión de la bomba de inyección para su envío a la zona disponible.

Se ha desarrollado un sistema de monitoreo que mide el flujo que entra al pozo y la presión de la zona de inyección. El sistema también permite el monitoreo de otros parámetros como son; la temperatura del motor y la corriente demandada, para detectar esfuerzos anormales por taponamientos o cambios en las condiciones de los fluidos manejados.

A continuación se describen los principales componentes que pueden formar parte de las diferentes configuraciones que puede tener el sistema.

Camisa Abierta

Las camisas pueden ser empleadas en el BEC convencional cuando el motor y la bomba se encuentran colocados por debajo de las perforaciones productoras. Los sistemas en tierra emplean una pieza para ensamblarse a la camisa abierta en aquellos casos donde el enfriamiento del motor es un problema.

Tuberías de Flujo

Estas tuberías se utilizan para transferir los fluidos de un componente a otro. Cada una puede tener una conexión simple a la entrada y ser necesarias abrazaderas para asegurar el ensamblado de la bomba/motor/separador. Debe hacerse notar que para el diseño de estas abrazaderas se requiere del máximo de área del flujo remanente, para lograr que la velocidad en el espacio anular se mantenga por debajo de 6.1 m/seg.

Tapón de Aislamiento

El objetivo de este tapón es evitar la mezcla de los fluidos concentrados con los fluidos producidos en la entrada de la bomba de flujo total. La principal dificultad puede ser el paso del cable a través del tapón para conectarlo al motor.

Válvula de Control del Flujo

El objetivo de las válvulas de control es mantener constante el gasto existente en el separador ciclónico, para ajustar el flujo que se envía a la superficie; estas válvulas pueden ser controladas desde la superficie, ya sea a través de una línea hidráulica o eléctrica.

Empacador con Dos Penetraciones

Se necesita de un empacador con dos penetraciones para el sistema de dos bombas/dos motores, para la inyección y el envío del concentrado a la superficie. Se ha desarrollado un empacador elastomérico, el cual tiene un gran diámetro y un elemento sellante especial, los cuales son más delgados que los diseños convencionales. Este tipo de empacador puede ser modificado para permitir el paso del cable.

Doble Controlador del Motor

El controlador de velocidad variable (VFD) ofrece un servicio confiable y seguro, un simple ajuste de la frecuencia da una variación en el gasto y la presión de descarga de la bomba, para poder ajustarla a los cambios de las condiciones del yacimiento. Un motor de velocidad variable hace que las bombas tengan mayor flexibilidad, al operar por arriba de las condiciones de tolerancia; no obstante, para los SSFP se han utilizado controladores de velocidad variable dobles, de los cuales se tiene poca experiencia en la industria.

Sellos para Alta Presión

El empleo del doble controlador de velocidad variable necesita de un sello/protector para la parte inferior de cada uno de los motores. Los sistemas actuales emplean una cámara de empuje en la parte inferior para conectarse a la bomba de flujo total y un protector modular modificado con un sello para alta presión al final de la bomba del concentrado. La máxima presión diferencial que actualmente puede ser tolerada por los sellos dinámicos comercialmente disponibles es de 1200 lb/pg², aunque actualmente se está desarrollando un diseño para elevar dicho límite hasta 3000 lb/pg².

Empacador Integral

La dificultad de los empacadores integrales es la colocación de empaques múltiples con cables que penetren a través de ellos. Las penetraciones evitan el uso de sistemas de colocación mecánicos.

Camisas Presionadas

La presión promedio del sistema y las conexiones están en función de la camisa a presión. Una TR de 7 ⁵/₈ pg puede soportar un rango de presión interna de 5964 a 9286 lb/pg². Los coples para este diámetro son menores que el correspondiente a una TR de 9 pg. Sin embargo, una TR de 7 ¹/₂ pg con conexiones especiales puede ser diseñada para ajustarse a una de 9 pg. El motor puede ser adaptado a la alta presión en la camisa.

Flecha a través del Separador

Se ha ganado experiencia con el diseño de sistemas de soporte para la flecha, para usarse en los separadores rotatorios de gas, y con el diseño de sistemas de engranes para su aplicación en el fondo del pozo, al utilizar motores sumergibles manejando bombas de cavidades progresivas.

No obstante, la experiencia es limitada en esta área y la posibilidad de fallas es alta debido al gran número de partes móviles. También puede ser posible su uso en separadores centrífugos rotando a 3600 rpm para que la separación funcione en el pozo y transmita el torque a través de la unidad de separación.

4.2.1 Descripción de las diferentes configuraciones del SSFP/BEC^(29,32)

A continuación se describen las configuraciones del sistema de separación acoplado al BEC para aplicación a los altos gastos que se tienen costa afuera. Debe mencionarse que los sistemas tienen como base común un motor y una bomba REDA serie 562, acoplados a una unidad de separación de 5 1/2 pg de diámetro exterior (OD), los cuales se han instalado en TR's de 9 5/8 pg. Los equipos BEC serie 562 se consideran que entregan un gasto máximo de 3339 m³/d (21 000 BPD) y 1019 HP.

En sus diferentes configuraciones se manejan tres corrientes: corriente total; corriente del aceite concentrado (50% de agua como máximo con una sola etapa de separación y 10% de agua como máximo para una separación en serie); y el agua a eliminar, con un contenido de menos de 500 ppm de aceite.

A continuación se describen las diferentes configuraciones:

4.2.1.1 Sistema "Push-Through"⁽³⁰⁾

En este sistema el flujo total es impulsado por una bomba antes de entrar al separador.

Se han desarrollado diferentes arreglos del sistema "push-through", tales como:

- Sistema con Motor por debajo de las dos bombas
- Sistema con Motor en el centro de las dos bombas
- Sistema con Alimentación revestida
- Sistema con Motor y camisa a presión
- Sistema con enfriamiento del motor
- Sistema con transferencia del flujo por el espacio anular

A continuación se describe el primero.

Sistema con Motor por debajo de las dos bombas

Este sistema incluye un sólo motor y dos bombas, una bomba de alto volumen para enviar el flujo total hacia el separador y otra bomba para enviar la corriente de aceite concentrado hasta la superficie. Las dos bombas están colocadas en serie sobre el motor del BEC como se muestra en la Figura 4.3. Un motor convencional con una sola sección sellante puede manejar ambas bombas. La entrada del flujo total a la bomba puede ser colocada en la parte superior del motor, también el flujo total del intervalo productor puede proporcionar un enfriamiento al motor. Las tuberías de flujo transfieren el fluido desde la bomba de flujo total a la unidad de separación y la corriente concentrada de aceite del separador hasta la bomba del concentrado.

Componentes adicionales

- 1) Tres entradas. La primera en la parte superior del separador (manejando dos flujos), la segunda y la tercera en la entrada y en la salida de la bomba del concentrado, respectivamente. En esta configuración, la corriente de flujo total normalmente puede presentar un cambio de 180°, el cual puede ser evitado por el cambio relativo en la dirección del flujo de las dos bombas.

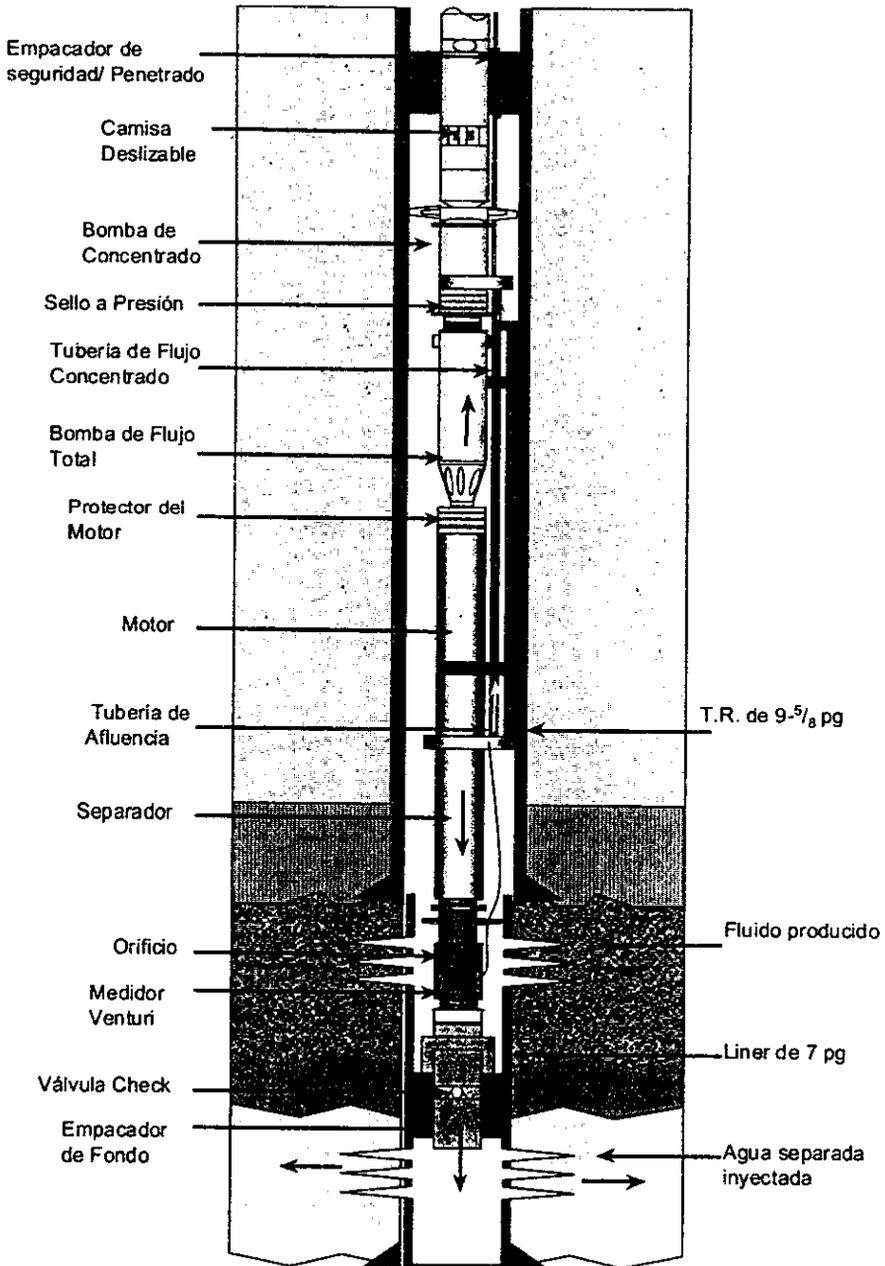


FIGURA 4.3 SISTEMA CON MOTOR DEBAJO DE LAS DOS BOMBAS

- 2) Un sello a presión entre las dos bombas. La presión diferencial está dada por la diferencia de presiones entre la entrada al orificio del concentrado y las pérdidas en las tuberías de transferencia.
- 3) Tuberías para el Flujo Total. Basados en el diámetro de trabajo límite de la TR, el flujo total puede ser transferido con tres tuberías de 2 pg.
- 4) Tuberías para el Aceite Concentrado. Basados en el diámetro de trabajo límite de la TR, el aceite concentrado puede ser transferido con dos tuberías de 1 1/2 pg.

4.2.1.2 Sistema "Pull – Through"⁽³⁰⁾

En este sistema el flujo total entra directamente al separador.

Se han desarrollado diferentes arreglos del sistema "pull-through", tales como:

- Sistema con transferencia por medio de tuberías
- Sistema con transferencia a través de la camisa
- Sistema con Flecha a través del separador
- Sistema con dos motores – dos bombas

A continuación se describe el primero

Sistema con transferencia por medio de tuberías

Esta configuración utiliza un motor y dos bombas, como se muestra en la Figura 4.4. El agua es inyectada por la bomba inferior a través de las tuberías y es redirigida haciendo que pase por el motor al ser enviada hacia la zona de inyección inferior. El flujo concentrado es levantado directamente por la bomba del concentrado y bombeado hacia la superficie a través de las tuberías. Ambas bombas pueden ser manejadas por una sola flecha teniendo en el extremo inferior un motor convencional con un sello para baja presión entre las dos bombas.

La bomba del concentrado puede no ser necesaria cuando la presión de fondo fluyendo sea lo suficientemente alta, o pueda ser asistida por BN, para lograr que la corriente concentrada llegue a la superficie sin requerir de dicha bomba, como se muestra en la Figura 4.5.

Componentes Adicionales:

- 1) Separador "pull – through";
- 2) Un sello para alta presión en la parte superior del motor, el sello diferencial puede depender de:
 - La diferencial entre la presión necesaria para producir el flujo concentrado a la superficie y la presión de fondo fluyendo; y
 - Las pérdidas en las tuberías de transferencia;
- 3) Las tuberías de flujo del agua de inyección. Basados en el diámetro de trabajo límite de la TR, el flujo puede ser transferido con dos tuberías de 2 pg;
- 4) Tuberías para el Flujo Concentrado. Basados en el diámetro de trabajo límite de la TR, la corriente concentrada puede ser transferida con dos tuberías de 1 1/2 pg.

4.2.1.3 Sistema con Zona de Inyección por arriba del Intervalo Productor⁽³⁰⁾

Este sistema la zona de inyección se encuentra por arriba de la zona productora.

Se han desarrollado diferentes arreglos de este sistema, tales como:

- Sistema con Zonas productora y de inyección cercanas
- Sistema con Zonas productora y de inyección muy distantes
- Sistema con Empacador integral

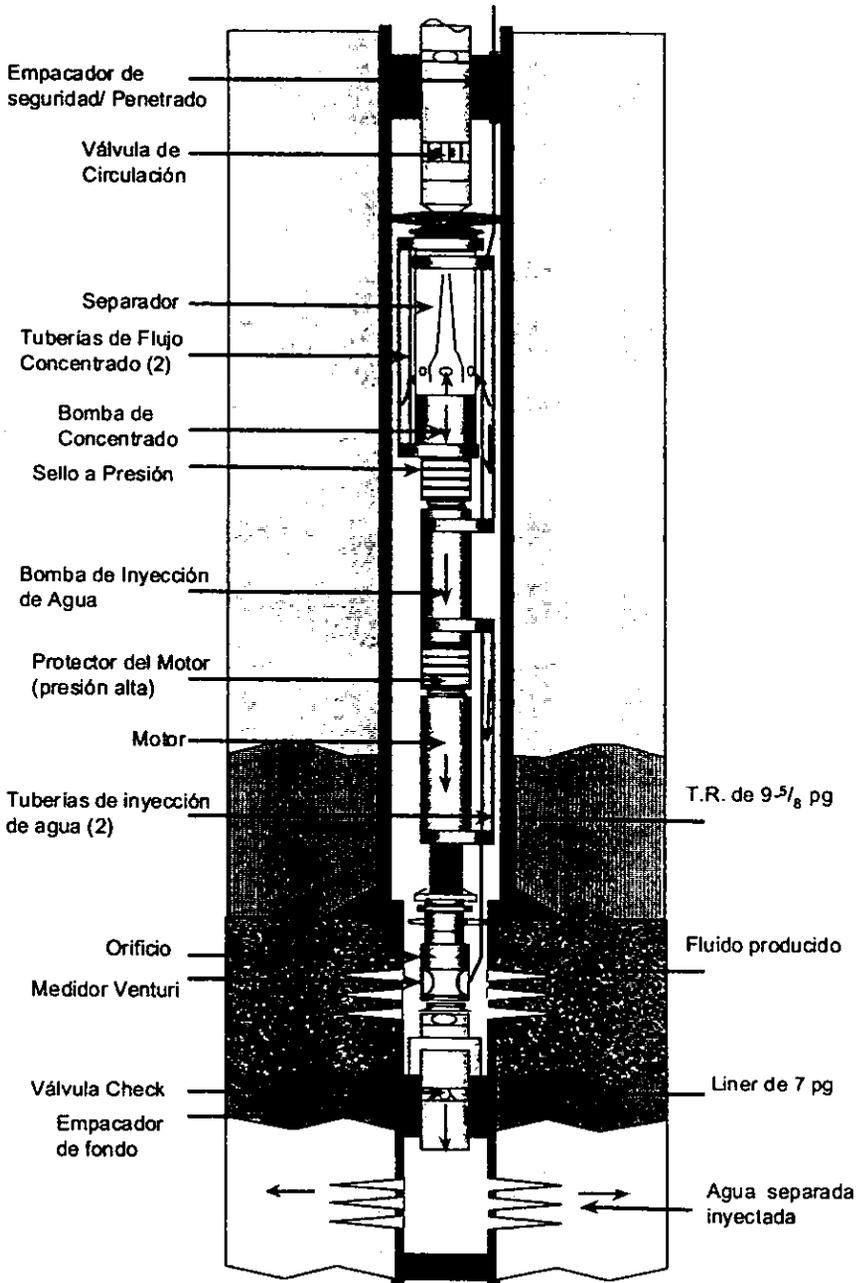


FIGURA 4.4 SISTEMA TRANSFERENCIA POR MEDIO DE TUBERÍAS (DOS BOMBAS)

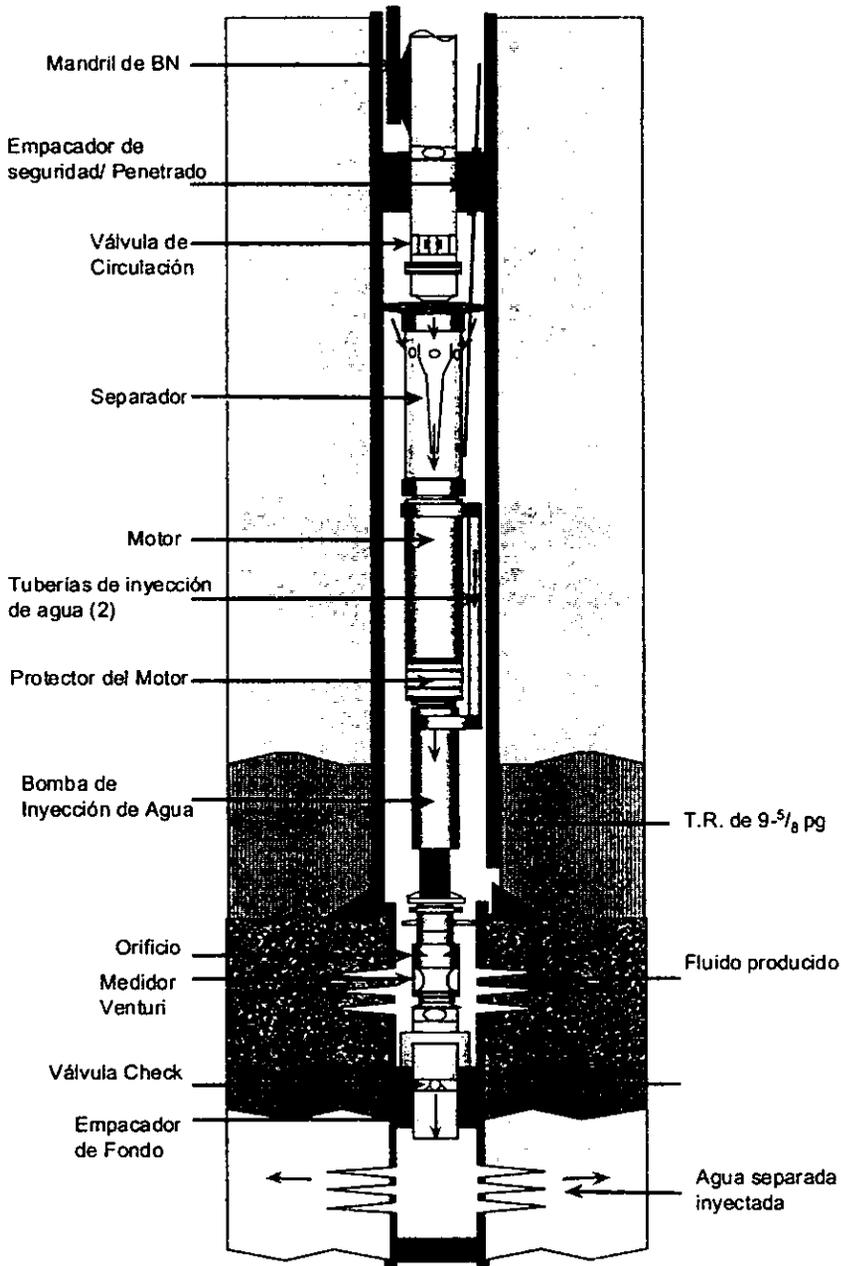


FIGURA 4.5 SISTEMA CON TRANSFERENCIA POR MEDIO DE TUBERÍAS (UNA BOMBA)

A continuación se describe el primero.

Sistema con Zonas productora y de inyección cercanas

Esta configuración se usa cuando la zona de inyección está localizada sobre el intervalo productor. Se basa en el uso de un empacador, aislando la zona de inyección del intervalo productor como se muestra en la Figura 4.6. Una terminación con tubería de transferencia/empacador puede ser usada para aislar la zona de inyección logrando que los fluidos producidos pasen a través de ésta. Los fluidos producidos pueden ser enviados a través de una tubería de 3 pg, los fluidos de inyección pueden ser transferidos a través de una tubería de diámetro reducido de 2 pg en una terminación con un "liner" de 7 pg. La tubería de transferencia puede ser grande si el empacador es instalado en la TR de $9 \frac{5}{8}$ pg. Este sistema es aplicable únicamente en casos donde el segundo empacador de aislamiento no limita la producción del pozo.

Componentes Adicionales:

- 1) Dos empacadores de aislamiento con una tubería de transferencia. En un "liner" de 7 pg, se puede usar una sarta de 3 pg para transferir el flujo total, y una tubería de diámetro reducido de 2 pg para la inyección.

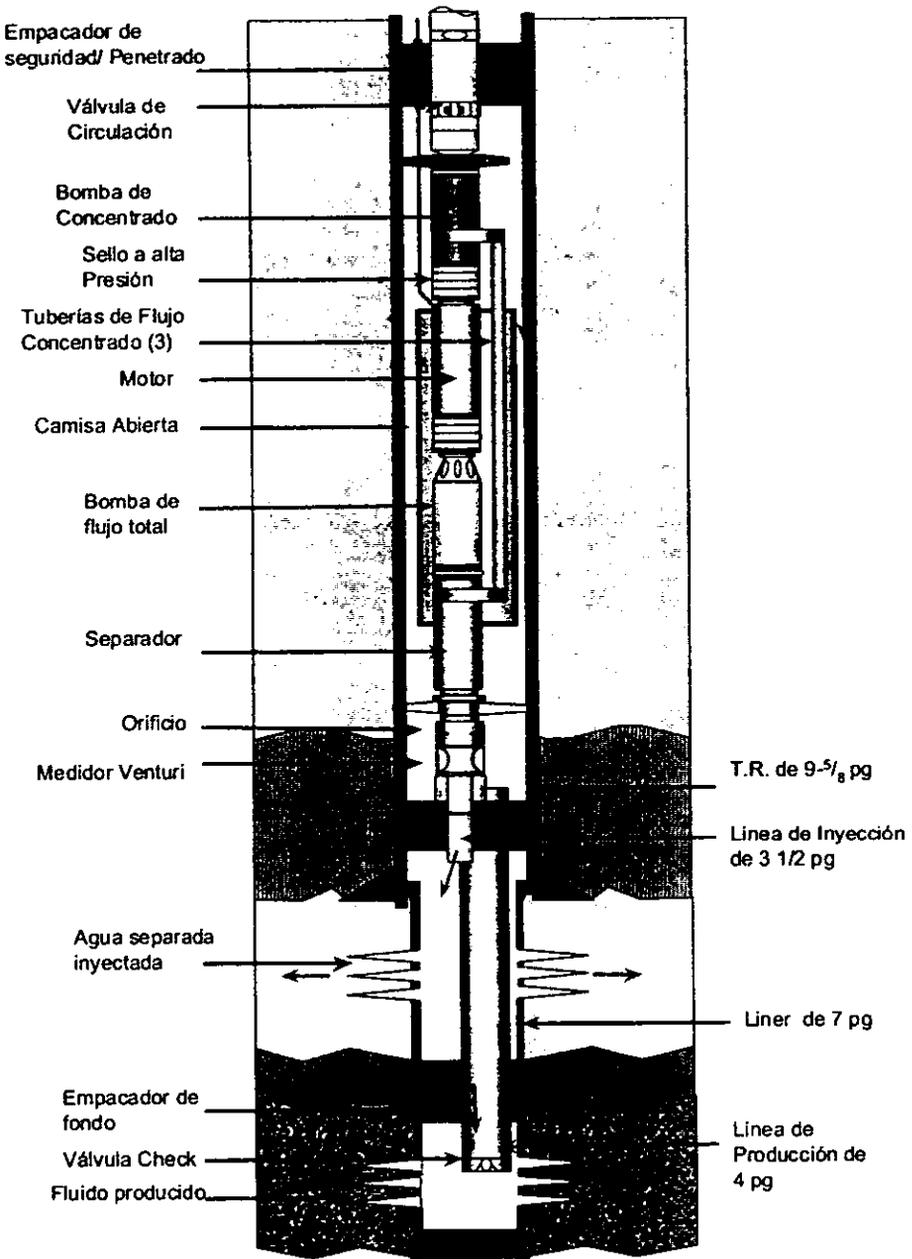


FIGURA 4.6 SISTEMA CON ZONAS PRODUCTORA Y DE INYECCIÓN CERCANAS

4.3 COMPARACIÓN DE LA APLICACIÓN DE DIFERENTES ARREGLOS⁽³⁰⁾

A continuación se presenta una comparación de los diferentes arreglos del sistema separador con BEC, en base a un análisis de los siguientes criterios:

- Capacidad de Flujo del Sistema: Capacidad Total, Inyección y Flujo Concentrado para TR's de 7 y 9 ⁵/₈ pg; y
- Número de Componentes: Estos componentes incluyen el número de entradas, corrientes y canales de flujo, sellos (para alta y baja presión) y componentes especiales (empacadores, etc.) requeridos en cada caso.

Los análisis se efectuaron considerando las opciones de dos bombas y una bomba en el pozo. La comparación indica la complejidad de los sistemas y proporciona una guía general para los requerimientos de cada uno.

La Tabla 4.1 resume las capacidades de los tres sistemas BEC descritos en la Sección 4.2 para terminaciones con TR de 7 y 9 ⁵/₈ pg. Se consideraron también las restricciones geométricas y la velocidad límite del flujo establecida en 6.1 m/seg (20 pies/seg) para prevenir la erosión.

4.4 PUESTA EN MARCHA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA^(29,32)

A continuación se describen algunos factores a considerar para la puesta en marcha y operación del sistema, los cuales nos sirven para mitigar posibles problemas.

TABLA 4.1 COMPARACIÓN DE LOS LÍMITES DE CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS DE BEC

Sistema	Push - Through		Pull - Through		Int. de Iny. Sup.	
Descripción	Motor por debajo de las dos bombas		Transferencia por medio de tuberías		Zonas productora y de inyección cercanas	
Diámetro de la TR	7 pg	9.625 pg	7 pg	9.625 pg	7 pg	9.625 pg
D.E. del motor	5.40 pg	5.62 pg	5.40 pg	5.62 pg	5.40 pg	5.62 pg
D.E. máximo	6.33 pg	8.33 pg	6.33 pg	8.33 pg	6.33 pg	8.33 pg
Capacidad de Flujo						
Máximo total	1396 BPD	12895 BPD	2661 BPD	23386 BPD	5290 BPD	20562 BPD
Máximo en superficie	541 BPD	4837 BPD	541 BPD	5246 BPD	811 BPD	7869 BPD
Máximo de inyección	1396 BPD	9687 BPD	2661 BPD	18140 BPD	4573 BPD	15109 BPD
Mínimo para enfriar	692 BPD	3208 BPD	918 BPD	2607 BPD	918 BPD	1459 BPD
Tuberías de flujo						
Flujo total	3* de .675 pg	3* de 2 pg			1 de 2.125 pg	1* de 4 pg
Flujo de aceite	2* de .5 pg	2* de 1.5 pg	2* de .5 pg	2* de .5 pg	3* de .5 pg	3* de 1.5 pg
Flujo de inyección	1* de 3.5 pg	1* de 4.5 pg	1* de 3.5 pg	3* de 2 pg y	1* de 2 pg	1 de 3.5 pg
Enfriamiento				2* de 1.5 pg		
Áreas de flujo						
Flujo total	0.7 pg ²	6.0 pg ²	1.2 pg ²	18.8 pg ²	2.5 pg ²	9.6 pg ²
Flujo de aceite	0.3 pg ²	2.3 pg ²	0.3 pg ²	2.5 pg ²	0.4 pg ²	3.7 pg ²
Flujo de inyección	7.1 pg ²	12.6 pg ²	7.1 pg ²	8.5 pg ²	2.1 pg ²	7.1 pg ²
Paso por el motor	6.7 pg ²	29.7 pg ²	8.6 pg ²	18.8 pg ²	8.6 pg ²	13.7 pg ²
Velocidades						
Flujo total	6.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s	3.6 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s
Flujo de aceite	6.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s
Flujo de inyección	0.6 m/s	2.2 m/s	1.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s	6.1 m/s
Paso por el motor	0.2 m/s	0.2 m/s	0.2 m/s	0.2 m/s	0.2 m/s	0.2 m/s

*Este número indica la cantidad de tuberías de transferencia

Producción de Fluidos Dañinos

La producción de fluidos dañinos del fondo del pozo se da después de una intervención. Estos son considerablemente más pesados que los fluidos producidos y además causan daños a la zona de inyección, por lo cual el sistema de separación debe ser capaz de producir todos los fluidos dañinos hasta la superficie.

Esta situación también puede ser mitigada por un estrangulador variable o una válvula de control de flujo, los cuales pueden ser usados para estrangular el flujo de inyección y lograr que más de este flujo llegue hasta la superficie. Después de la producción de los fluidos dañinos, el estrangulador puede ser abierto permitiendo que los fluidos sean inyectados.

Agua en la Tubería

La tubería de producción (TP) a menudo puede contener mucha agua después del reacondicionamiento del pozo. Ésta es producida antes que el aceite y gas lleguen hasta la superficie. El sistema debe ser diseñado de manera tal que sea capaz de funcionar con la tubería de producción llena de agua. El uso de un estrangulador variable o de una válvula de control de flujo, los cuales pueden ser usados para estrangular el flujo de inyección, pueden lograr la producción de la columna de agua hasta la superficie.

Flujo Transitorio

Durante la puesta en marcha la producción puede tardar horas, incluso días, para estabilizarse, dependiendo de las características del flujo. Para evitar tales situaciones, el sistema puede ser equipado con un controlador de frecuencia variable (VFD) para evitar que el sistema se aproxime a las condiciones de apagado de la bomba. En muchas aplicaciones costa afuera la presión de producción puede ser menor que la presión de saturación, lo cual ocasiona que un gran volumen de gas libre entre al sistema.

Inyección Transitoria

Durante la puesta en marcha, la presión de inyección es menor que bajo las condiciones de operación estable, debido al llenado transitorio del fondo del pozo. Durante este período, la zona de inyección hace que la presión en el separador disminuya y por lo tanto la eficiencia del separador sea afectada. Esto puede traer como consecuencia un incremento en la cantidad de aceite arrastrado a la zona de inyección, particularmente si la alimentación contiene un alto porcentaje de aceite debido a la acumulación de éste en el espacio anular durante el período de cerrado. Esta situación puede ser disipada si se utiliza un estrangulador variable o una válvula de control de flujo, los cuales pueden ser usados para estrangular el flujo de inyección hasta que la zona sea represionada.

Durante la operación, el sistema debe ser capaz de responder a algunas de las siguientes condiciones:

Variación del Porcentaje de Agua en el Flujo

Durante la vida del sistema, el porcentaje de agua puede variar considerablemente. Los datos de campos costa afuera muestran que en un solo año el porcentaje de agua puede variar de 30% hasta más de 75%.

El diseño de un sistema de separación que pueda funcionar efectivamente en un amplio rango de condiciones de flujo significa un gran reto. Generalmente el sistema puede ser diseñado para iniciar con una baja producción de agua. Cuando el porcentaje de agua se incrementa, la velocidad de la bomba tiende a incrementarse así como la presión requerida para mantener el gasto de aceite y el agua remanente en la superficie. Este tipo de variaciones puede ser manejada mejor por la configuración de dos bombas/ dos motores para lograr un control directo de las corrientes separadas.

Daño por Incrustaciones

Muchos yacimientos dependen de la inyección del agua de mar para mantener su presión, lo cual puede traer como resultado la formación de baches de agua marina mezclados con el agua producida. El resultado puede ser la formación de incrustaciones en la zona de inyección y posiblemente dentro del fondo del pozo y la zona productora. También si el pozo se encuentra produciendo más y los fluidos son sensibles a incrustaciones bajo condiciones de disminución de presión o incrementos de temperatura, los problemas por incrustaciones son mucho más severos. Para manejar tales situaciones se requiere de tratamientos a la tubería de producción y a las zonas de inyección y producción. La otra opción puede ser instalar una línea de inyección química desde la superficie, la cual puede ser usada continuamente para inyectar inhibidores de incrustaciones y evitar el daño.

Variaciones en la Presión Superficial

La variación en la presión superficial puede deberse a pruebas, limpieza de tuberías (corrida de diablos) o paro del equipo. Los cambios en la presión superficial pueden tener un impacto directo en la eficiencia de separación del sistema. Esto se puede controlar con válvulas de control de flujo.

Aceite en el Espacio Anular

En pozos terrestres donde no se requiere de un empacador de seguridad y el gas se produce por el espacio anular, el aceite puede ser producido por el espacio anular durante la operación (debido al flujo natural y la separación). Durante las variaciones en el gasto, este aceite puede ser arrastrado dentro del separador comprometiendo su eficiencia; como resultado, un bache de aceite puede entrar a la zona disponible y causar un deterioro.

5. SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) fue la segunda prueba de campo del sistema SSFP, para la cual se realizaron importantes esfuerzos en el reacondicionamiento del pozo y el diseño del prototipo, para maximizar la probabilidad de lograr una prueba exitosa. Se tuvieron características únicas asociadas con la prueba de este sistema (aceite moderadamente pesado, trazas de sólidos y con una misma zona de producción/reinyección), que no fueron encontrados en la prueba del sistema acoplado al BEC. A continuación se presenta una breve descripción general del sistema artificial de Bombeo de Cavidades Progresivas convencional.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS CONVENCIONAL^(22,23)

Las bombas de cavidades progresivas de desplazamiento positivo consisten básicamente de un rotor helicoidal de acero y un estator de elastómero sintético, colocados dentro de un tubo de acero. La rotación del rotor dentro del estator crea una serie de cavidades selladas, las cuales se mueven axialmente succionando por un lado y descargando por el otro. Como resultado de este movimiento se crea una presión del fluido que pasa a través de la bomba, y puede ser enviado a la superficie.

Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas tienen una varilla acoplada al rotor que le da movimiento al mismo. La varilla es acoplada al rotor dentro de la tubería de producción en la parte inferior de la misma.

La varilla es movida desde la superficie por un sistema hidráulico o de transmisión de fuerza, para mover a su vez el rotor en el fondo. Se tienen sistemas de transmisión disponibles comercialmente, que pueden ser colocados en el fondo de pozos profundos. Sin embargo estos sistemas suelen ser más costosos, y a la fecha han tenido serias limitantes de uso en aplicaciones en aceite pesado.

El Bombeo de Cavidades Progresivas posee características que lo hacen más ventajoso comparado con otros sistemas artificiales de producción. Una de las características más importantes de este sistema es su alta eficiencia, ya que ésta depende del sello hermético entre el rotor y el estator, evitando el colgamiento del fluido hacia abajo. Cuanto mayor es la altura que debe vencer la bomba, más aumenta el colgamiento, lo que disminuye la eficiencia de la bomba. En estos sistemas se manejan eficiencias de 50 y 60% considerándose más altas que cualquier otro sistema artificial de producción. A continuación se mencionan algunas ventajas del sistema:

- Capacidad para producir fluidos con alta viscosidad, altas concentraciones de arena y altos porcentajes de gas libre.
- Disminuye la emulsificación debido a la baja agitación.
- No existen obstáculos para crear un bloqueo o desgaste, debido a que no requiere de válvulas o partes recíprocantes.
- Bajos costos de capital y operación.
- Instalación y operación simple y bajo mantenimiento.
- Se requiere mínima instalación en superficie y el ruido producido es mínimo.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas tiene también desventajas con respecto a otros sistemas artificiales de producción. Entre éstos, podemos mencionar la capacidad de bombeo, la elevación y la compatibilidad del elastómero. A continuación se listan algunas limitantes en su aplicación y operación:

- Tasas de producción limitadas (max. = $500 \text{ m}^3/\text{día}$ =3145 BPD), elevación (max. = 2,000 m) y temperaturas de servicio (max. = 170°C).
- Sensibilidad al medio ambiente del fluido (El elastómero puede deteriorarse bajo la exposición a ciertos fluidos).
- Tendencia del estator de la bomba a tener daño permanente si es trabajado en seco, aún en periodos cortos.
- Experiencia limitada en cuanto a la instalación y operación del equipo.

Estas limitantes han sido superadas rápidamente con el desarrollo de nuevos productos, mejorando los materiales y rediseñando el equipo.

El aparejo de bombeo electromecánico rotatorio o de Cavidades Progresivas (BCP) opera sumergido en el fluido del pozo, suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, impulsado desde la superficie por varillas de succión con movimiento giratorio vertical, impuesto a través de un sistema de transmisión, apropiadamente conectado a la fuente de potencia, por medio de poleas, bandas y masas.

Adicionalmente, un conjunto de mecanismos de relojería, interruptores y fusibles, permiten controlar la operación de todo el sistema. En la Figura 5.1, se ilustra la colocación de los componentes del aparejo instalado en el pozo.

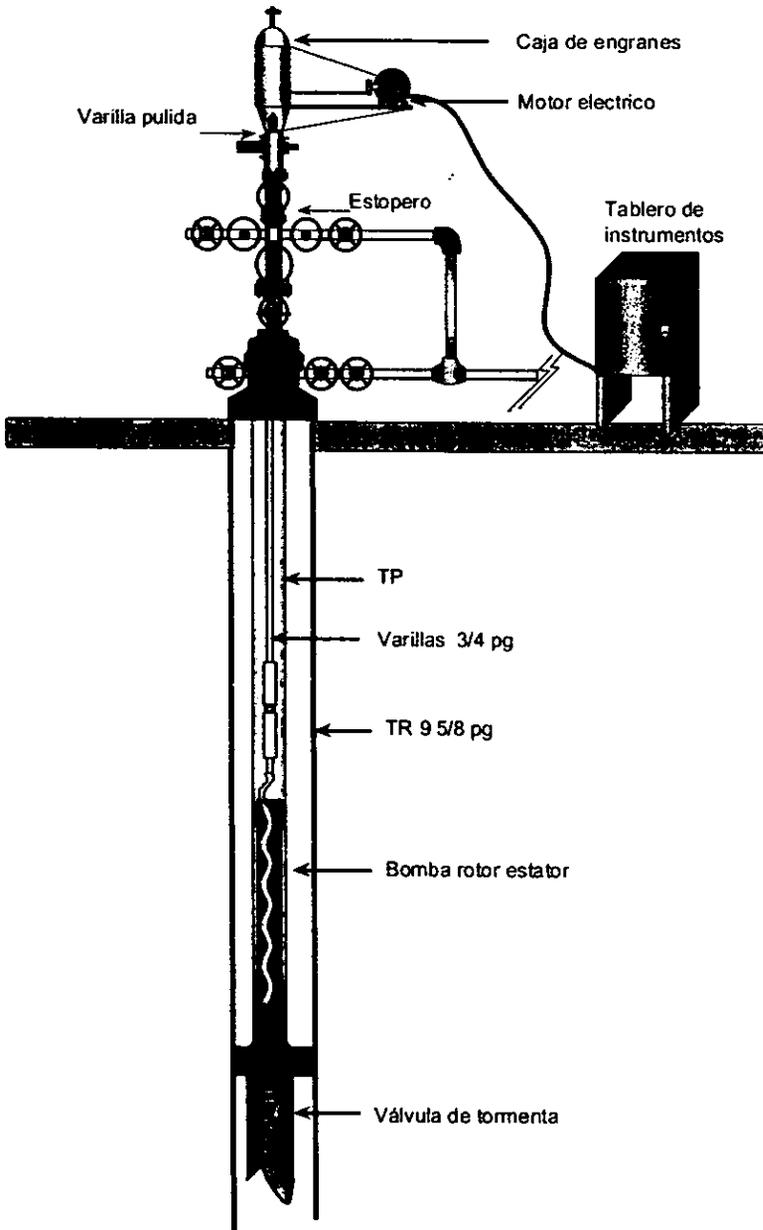


FIGURA 5.1 APAREJO DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

En dicha figura se aprecia que los componentes principales son los siguientes:

Componentes superficiales:

- a) Reductor de engranes
- b) Estopero
- c) Tablero de Control
- d) Motor Eléctrico
- e) Poleas y bandas

Componentes subsuperficiales:

- a) Bomba (rotor y estator)
- b) Varillas de succión
- c) Tubería de Producción

Otros elementos como el freno, sensores de presión y accesorios forman parte importante del aparejo y permiten asegurar una operación más confiable.

En el interior del estator gira el rotor impulsado desde la superficie por varillas de succión convencionales. Este movimiento genera cavidades de tal manera que el fluido que llega a la primera cavidad es inmediatamente impulsado hacia la siguiente cavidad en forma progresiva ascendente, hasta la descarga de la bomba, la cual debe encontrarse permanentemente sumergida en el fluido que se bombea. En esta forma, el fluido en su trayectoria llega hasta el cabezal de tuberías donde se canaliza a la línea de escurrimiento o de descarga.

El estopero permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide la fuga de los fluidos a la superficie; la varilla pulida es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.

El reductor de engranes es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. Con él se logra que el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor, se convierta en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida. Adicionalmente, constituye el medio para reducir la velocidad de la flecha del motor a una velocidad de bombeo adecuada. Esta velocidad de bombeo varía en función de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha del motor y la polea montada en la flecha del reductor de engranes.

El movimiento rotatorio de la flecha del motor, se transmite a la flecha del reductor de engranes por medio de bandas que corren sobre dichas poleas.

El tablero de control es la parte del aparejo de producción a través de la cual se alimenta de energía eléctrica al motor; ésta puede provenir de una línea doméstica, que en algunos casos necesita del uso de un transformador, para elevar el voltaje hasta el requerido por el motor.

5.2 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON SSFP^(27,28)

En la Figura 5.2 se presenta el esquema del separador de fondo acoplado a un sistema de cavidades progresivas, el cual consta de los siguientes elementos.

- Un control de encendido
- Una bomba del concentrado
- Una bomba de emulsión
- Un hidrociclón

El fluido entra a la bomba de emulsión, de donde es enviado al hidrociclón y una vez separadas las fases, el agua es inyectada directamente a la zona de inyección y el aceite es enviado a la superficie por medio de la bomba del concentrado.

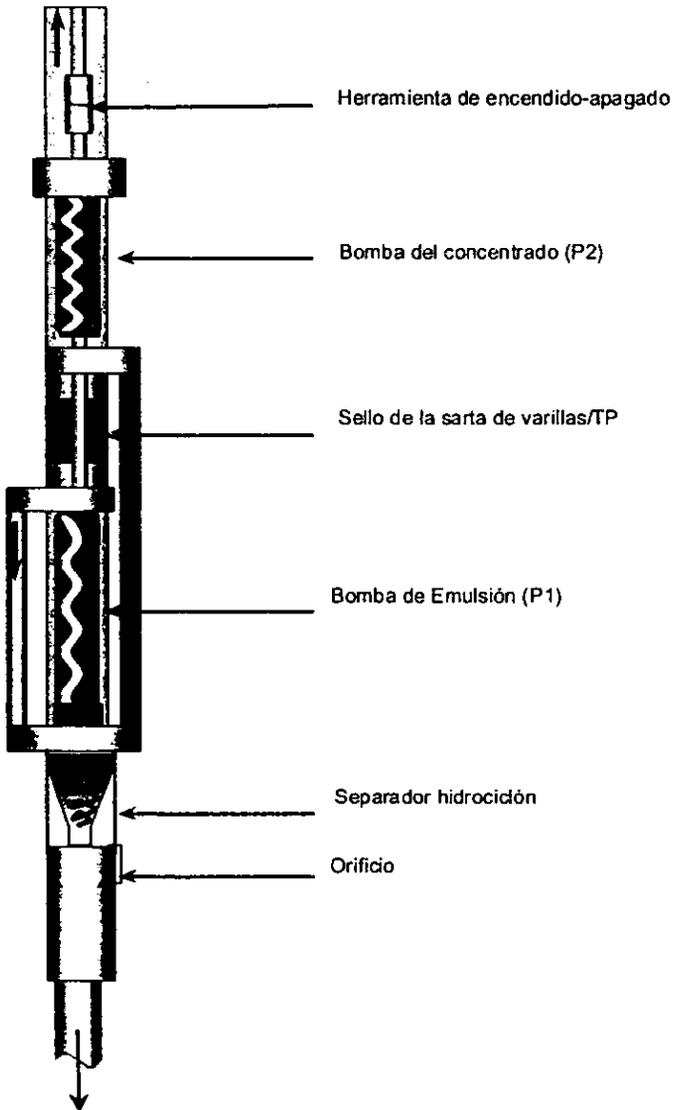


FIGURA 5.2 SISTEMA SEPARADOR ACOPLADO AL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Cabe señalar que este sistema utiliza el mismo eje o rotor para enviar el fluido a la superficie y reinyectar el agua a la zona receptora. Este sistema ha sido probado con gran eficiencia en 4 pozos de Canadá y se le han tenido que hacer algunas modificaciones al diseño del separador hidrociclón y al sistema de bombas, ya que originalmente se ocupaba una sola bomba para su funcionamiento, pero actualmente es más fácil el control del equipo en el fondo del pozo con un sistema de bomba doble como se presenta en la Figura 5.2.

5.3 OBJETIVOS PARTICULARES DE LA PRUEBA DE CAMPO CON EL SISTEMA DE BCP⁽²⁷⁾

La prueba de campo se llevó a cabo para cumplir tres objetivos principales:

1. Probar el funcionamiento mecánico e hidráulico del prototipo diseñado;
2. Probar la aplicación de la tecnología SSFP en una aplicación con aceite moderadamente pesado, yacimiento semi-consolidado; y
3. Determinar si es factible producir e inyectar el agua producida en un yacimiento donde no se distinguen claramente las barreras de permeabilidad entre las perforaciones de producción e inyección.

5.4 CRITERIOS DE DISEÑO Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA^(27, 28, 31)

Antes de especificar los componentes individuales del sistema prototipo, primero es necesario: terminar la configuración general del sistema; determinar que parámetros son necesarios para seleccionar y dimensionar el equipo; y establecer la ubicación del sistema en el pozo candidato.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Inicialmente el prototipo fue diseñado y fabricado con configuración de una sola bomba. Sin embargo, después de su instalación en el pozo, este sistema experimentó varios problemas operativos, los cuales requirieron de varias intervenciones. En un intento por solucionar los problemas, se fabricó e instaló un sistema de dos bombas, configuración que fue instalada en la mayoría de las pruebas de campo. Como resultado, estas pruebas actualmente se realizan con dos diseños de separadores con BCP: los sistemas de una y dos bombas. Ambas configuraciones se discuten en la siguiente sección.

5.4.1 Configuración con una Bomba

1. Descripción General del Sistema

- Las compañías BMW y Vortoil fueron seleccionadas como los proveedores para desarrollar la bomba de Cavidades Progresivas y los componentes del hidrociclón líquido – líquido, respectivamente, de la unidad de separación prototipo. Se basaron en el uso del equipo estándar y de componentes disponibles, para lograr en lo posible la disminución de los costos y los esfuerzos de diseño.
- El diámetro exterior del sistema fue limitado a 6.0 pg para permanecer dentro del diámetro de trabajo de 6.33 pg para TR's de 7 pg.
- El sistema de una bomba fue adoptado como el diseño principal ya que éste minimiza la complejidad del equipo mecánico. Aunque el diseño de dos bombas, fue el que conceptualmente se había convenido para esta aplicación, fue rechazado debido a varias dificultades ocasionadas por el aumento de componentes mecánicos, ciclos de rotación diferentes de los rotores, agotamiento de las interconexiones de las varillas debido a la excentricidad de las bombas, operación de los rotores con el sello de la varilla.

- Aunque los pozos de inyección en el campo en que se realizaron las pruebas tenían típicamente un bajo índice de inyectividad (promedio de 5.2 BPD/lb/pg²), los registros y datos del yacimiento sugerían que el índice de inyectividad del pozo candidato debía ser alto o cercano a 9 BPD/lb/pg². Un gasto de inyección de agua de 250 m³/d (1570 BPD), debe generar una presión de aproximadamente 180 lb/pg², la cual sumada a la presión estática del yacimiento de 710 lb/pg² debe proporcionar una carga suficiente para elevar la corriente concentrada de aceite hasta la superficie. Debido a que el índice de inyectividad era desconocido, el gasto y la presión del sistema también se desconocían.
- El orden de instalación del equipo en el pozo es clave para determinar los diámetros y claros, ya que los diámetros externos de las tuberías que sirven como conductos de flujo a presión entre los componentes, son el principal factor que afecta el diámetro máximo de la TR. El orden del equipo de arriba hacia abajo debe ser el siguiente:
 - Sello de la sarta de varillas/TP;
 - Bomba para el flujo total;
 - Entrada de la bomba / interface del hidrociclón;
 - Unidad de separación hidrociclón;
 - Orificio para control del flujo / monitor de la presión en el fondo del pozo; y
 - Empacador

La Figura 5.3 muestra un esquema de esta configuración.

- Los ensambles del SSFP deben ser instalados en el pozo de tal manera que todos los componentes del equipo estén localizados arriba del empacador.

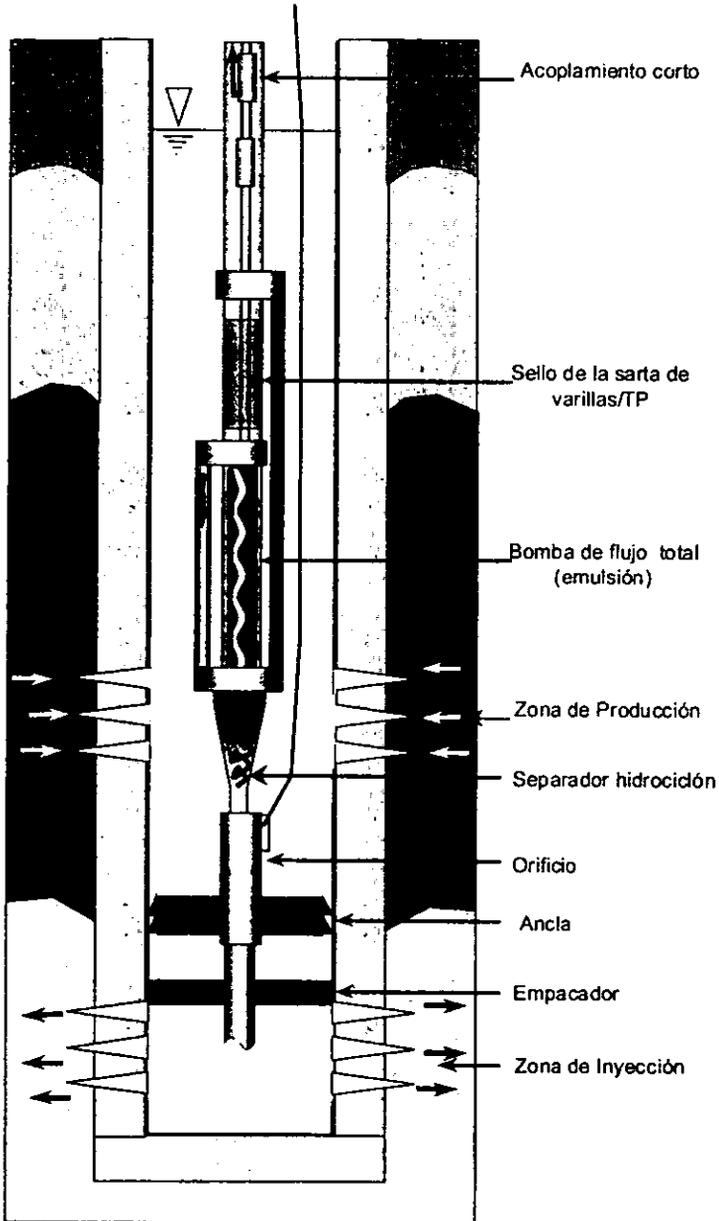


FIGURA 5.3 SISTEMA SEPARADOR/BCP CON UNA SOLA BOMBA

- El principal factor gobernante en las decisiones de selección e interconexión fue utilizar en lo posible, los componentes estándares. Esto minimiza la cantidad de ingeniería de diseño requerida para la instalación, los costos, el tiempo, y la complejidad del desarrollo y por el uso de la tecnología en campo, aumentando la probabilidad de lograr una prueba de campo exitosa.

II. Configuración de la Bomba

- La instalación de la bomba de Cavidades progresivas en su orientación estándar permite el uso de modelos de bombas convencionales (es decir, rotación a mano derecha con la entrada de la bomba en la parte inferior, descarga en la parte superior y manejada por varillas convencionales en sentido derecho y equipo superficial).
- La opción de eliminar los tubos de transferencia del flujo total por el uso de una bomba de cavidades progresivas que invierta su sentido de rotación a la izquierda, fue considerada pero rechazada debido a la limitada disponibilidad de modelos de bombas de fondo con sentido de rotación hacia la izquierda.
- Al igual que con el sistema de BEC prototipo, se decidió que el bombeo a través del hidrociclón es la mejor configuración, ya que reduce los problemas potenciales de liberación de gas en el hidrociclón y elimina la necesidad de una segunda bomba para producir la corriente concentrada. En el caso del sistema de BEC, se tuvieron inquietudes acerca de que la eficiencia de separación puede ser sustancialmente reducida por el bombeo del fluido producido dentro del separador, debido a la formación de emulsión en la bomba y debido a que esta configuración no puede tomar ventaja de la coalescencia, que se presenta de manera natural cuando los fluidos son producidos dentro del pozo.

- La configuración seleccionada también permite el uso de componentes estándar de la bomba de Cavidades Progresivas en el fondo del pozo, tales como la colocación de un ancla de torque con sentido de rotación hacia la derecha.

III. Configuración del Hidrociclón

- La unidad de separación hidrociclón fue idéntica a la usada en la prueba de campo del sistema de BEC.

IV. Sello de la sarta de varillas/TP

- El sello de la sarta de varillas/TP tiene que satisfacer las siguientes condiciones:
 - Transmitir todo el torque a la sarta de varillas;
 - Proporcionar un sello efectivo de presión/flujo entre la descargas a alta presión de la bomba de fluido total y la de menor presión de la sarta de TP;
 - Ser capaz de resistir el movimiento excéntrico del rotor de la bomba;
 - Ser compatible con el medio ambiente del fondo del pozo (presión, temperatura, fluidos ácidos y sólidos producidos); y
 - Encontrarse disponible a corto plazo y a un costo razonable;
- Aunque se consideraron diferentes opciones para el sello de la sarta de varillas, el diseño final estuvo basado en el uso de una bomba de cavidades progresivas de bajo volumen para el sistema de sello, el cual fue capaz de satisfacer todos los requerimientos de diseño anteriores.

V. Conductos de flujo

- Los conductos de flujo que conectan las bombas con el separador deben ser compatibles con el medio ambiente del fondo del pozo (presión, temperatura, fluidos ácidos y sólidos producidos), limitar las velocidades de los fluidos a menos de 6.1 m/s (20 pies/s); ser estructural y mecánicamente robusto para soportar el esfuerzo físico de lo ya instalado y minimizar el riesgo de colocación del sistema en el pozo. Adicionalmente deben satisfacer los siguientes criterios:
 - Conducto del fluido total. Maneja gastos mayores a 350 m³/d (2200 BPD) con una diferencia de presiones interna y externa mayor que la presión de descarga máxima de la bomba de emulsión, aproximadamente de 2300 lb/pg²;
 - Conducto del aceite concentrado. Maneja gastos mayores a 60 m³/d (375 BPD) a una presión diferencial de 2300 lb/pg²; y

Aunque en el sistema BEC prototipo se usaron tubos de transferencia, se tuvo la inquietud que éstos pueden ser fácilmente dañados (por ejemplo, cuando el sistema BCP es anclado por debajo de las perforaciones de producción). El diseño inicial considera el uso de una camisa anular para transportar las dos corrientes de fluido (por ejemplo, la compañía BMW ha usado exitosamente una camisa anular en su sistema paralelo de bomba de Cavidades Progresivas); sin embargo hubo varias dificultades y problemas de diseño que deben ser necesariamente resueltos, incluyendo:

- 1) Como manejar la diferencial de presión entre las corrientes total y concentrada y
- 2) Como direccionar la mezcla producida, a la entrada de la bomba/interface del separador.

5.4.2 Configuración con dos bombas

I. Descripción General del Sistema

- El sistema dual o de dos bombas fue adoptado para disponer de uno menos sensible a las variaciones en la composición y presiones de las corrientes de fluido evitando los problemas que se presentaron durante las primeras pruebas con el prototipo de una bomba.

- En el sistema de dos bombas, el empacador recuperable fue reemplazado por un empacador permanente y una herramienta de encendido – apagado, el cual fue requerido debido a que el sistema de bombeo completo, incluyendo los rotores, fue corrido con la sarta de TP. El ensamble empacador permanente/herramienta de encendido - apagado previene la transmisión de carga y torque de la TP al empacador (el cual se creía era la causa del prematuro desanclamiento del empacador recuperable). La herramienta de encendido – apagado permite a la sarta de varillas ser cerrada o abierta cuando se requiera (por ejemplo, en el aterrizaje de la sarta de varillas, reparación de partes de las varillas, etc.)

- La versión de dos bombas usa todos los componentes básicos del sistema de una bomba con la adición de una bomba superior de bajo volumen para el concentrado. La Figura 5.4 muestra esta configuración. Las siguientes modificaciones fueron incorporadas dentro del diseño de dos bombas:
 - Los “fittings” tipo roscados y variables reemplazan los sellos tipo “O” en las tuberías externas;
 - Las soldaduras en los empalmes de la tuberías fueron reemplazados por “fittings” tipo variables;
 - Al no poderse acoplar de la parte superior, los rotores fueron ranurados para proporcionar flujo al fluido, mientras el acoplamiento era empotrado sin llegar a la camisa.

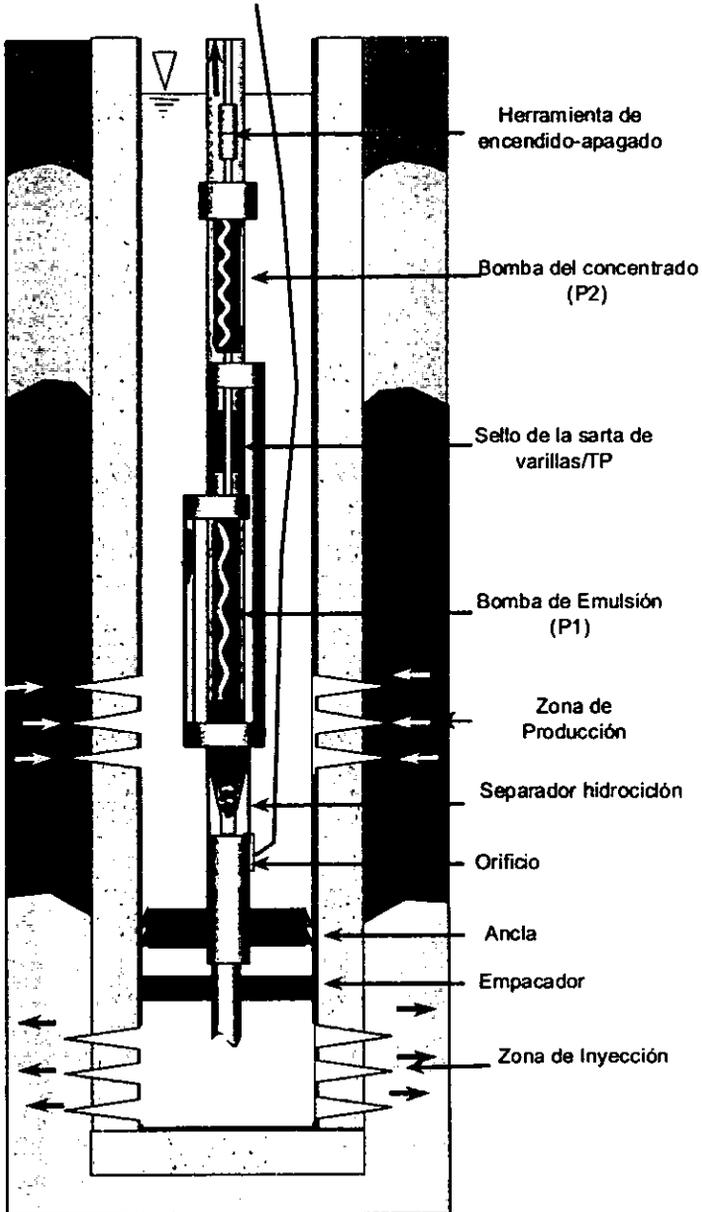


FIGURA 5.4 SISTEMA SEPARADOR/BCP CON DOS BOMBAS

II. Configuración de la Bomba

- La configuración del sistema de dos bombas es similar al sistema de dos bombas de BEC, con la bomba de fluido total (P1) tomando el fluido proveniente del espacio anular con una presión mayor a la presión de inyección y la bomba de aceite concentrado (P2) elevando el poco gasto de la corriente concentrada y de baja densidad hasta la superficie.

III. Configuración del Hidrociclón

- El mismo separador fue usado para los sistemas de una y dos bombas.

IV. Sello de la Sarta de Varillas/TP

- La misma bomba de Cavidades Progresivas de bajo volumen fue usada como sello de la sarta de varillas/TP en el diseño de dos bombas. Con la bomba sello, el diseño de dos bombas es en realidad un sistema de tres bombas de cavidades progresivas en serie: la bomba de fluido total (P1), la bomba sello (P3) y la bomba de aceite concentrado (P2).

V. Conductos de Flujo

- Los retos asociados con el desarrollo de una camisa a presión también fueron grandes para el prototipo diseñado debido al tiempo y restricción de costos. Como resultado, el prototipo usaría tuberías de flujo externas sujetadas al montaje por grapas protectoras.

5.5 DISEÑO DEL SISTEMA CON UNA SOLA BOMBA

Como en todas las instalaciones del SSFP, la presión de la corriente de inyección durante la producción es uno de los principales factores que afectan el diseño detallado del sistema de separación, para un pozo candidato particular. Basados en la alta permeabilidad del yacimiento y el comportamiento de la inyección del agua en los pozos existentes en el campo, el índice de inyectividad de los pozos candidatos para el SSFP fue estimado en aproximadamente 9 BPD/lb/pg².

Los índices de inyectividad de los pozos de inyección en el campo presentan valores desde 1.35 BPD/lb/pg² a más de 9 BPD/lb/pg², y se ha observado que el índice de inyectividad en estos pozos tiende a declinar con el tiempo, por lo cual se recomienda medir el índice de inyectividad del pozo variando el gasto de inyección antes instalar el equipo.

I. Diseño de la Bomba de Fluido Total (P1)

- El diseño de la bomba de fluido total (P1) esta basado en los siguientes criterios:
 - Dentro de la velocidad de operación normal o típica para el campo (100 a 400 RPM), los volúmenes totales de fluido producido del yacimiento son iguales al gasto de referencia de aproximadamente 250 m³/d (1570 BPD) mientras puedan aumentar o disminuir los gastos dentro del rango de velocidad si se desea;
 - Debe ser capaz de producir el gasto deseado a una diferencial de presión de entre 870 y 1160 lb/pg²;
 - Debe ser hecha de los materiales compatibles con el medio ambiente del fluido del pozo.

El diseño de esta bomba fue crítico ya que ésta determina la presión y capacidad de flujo del sistema entero y es el principal determinante en la cantidad de potencia (y torque) que la sarta de varillas debe ser capaz de transmitir.

- El diseño de la bomba es estándar, la única diferencia se presenta en la entrada y descarga de la misma, ya que para esto se requirió una entrada especial en cruz, similar al del ensamble de BEC. La descarga en cruz direcciona a la corriente de flujo total dentro de dos tubos de 1 pg, los cuales llevaran el fluido desde la descarga de P1 a la entrada del hidrociclón. La entrada en cruz permite al fluido del yacimiento entrar a la bomba mientras se realizan las consideraciones apropiadas para la afluencia del fluido total y la descarga del aceite concentrado del separador.

II. Diseño del Hidrociclón

- La unidad de separación hidrociclón fue diseñada para manejar un gasto promedio de aproximadamente 250 m³/d (1570 BPD) y mayores a 300 m³/d (1890 BPD). El diseño del alojamiento del separador (es decir, la interconexión en cruz, la descarga de agua, materiales, etc.) fue el mismo que el diseño usado en el sistema de BEC prototipo. El material del "liner" fue capaz de resistir el potencial erosivo de los sólidos producidos/arena.

III. Diseño del Sello

- El diseño del sello de la sarta de varillas/TP estuvo basado en el uso de una bomba de cavidades progresivas de bajo volumen; esta bomba puede enviar la corriente de aceite concentrado hasta la superficie a razón de 4 m³/d (25 BPD) con 100 RPM de velocidad de rotación.

IV. Diseño de la sarta de varillas y controlador superficial.

- El controlador de velocidad variable y el controlador del cabezal de 48 hp previamente instalado en el pozo fueron también considerados adecuados para la prueba ya que los resultados del modelamiento inicial (es decir, antes de la prueba de inyección) sugieren que el controlador superficial puede requerir de aproximadamente 46 hp.
- Una de las dificultades resultantes de la instalación de una bomba con un rotor largo, debajo de la bomba sello de pequeño diámetro, es que los rotores no pueden ser instalados en la manera convencional, con la sarta de varillas desde la superficie, debido a que el sistema de separación completo incluyendo los rotores tienen que ser colocados con la sarta de TP.

6. SISTEMA SSFP ACOPLADO AL BOMBEO MECÁNICO

La tecnología del separador agua – aceite a fondo de pozo, aplicando el sistema de Bombeo Mecánico, se desarrolló después de un análisis en el que se conceptualizó su diseño y se demostró que el sistema integral era mecánica e hidráulicamente operable. A continuación se hace una descripción general del sistema artificial de Bombeo Mecánico convencional.

6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL^(19,20,21,24)

El sistema de Bombeo Mecánico (BM) se compone esencialmente de las siguientes partes:

- Bomba sub-superficial, accionada por varillas de succión
- Sarta de varillas de Succión, que transmite el movimiento y potencia a la bomba sub-superficial
- Equipo de Bombeo Superficial, el cual cambia el movimiento de rotación del motor principal a movimiento oscilatorio lineal de bombeo
- Unidad de Transmisión de Potencia o Reductor de Engranés
- Motor Principal, el cual proporciona la energía necesaria al sistema

La Figura 6.1 ilustra los diferentes componentes de un sistema de Bombeo Mecánico.

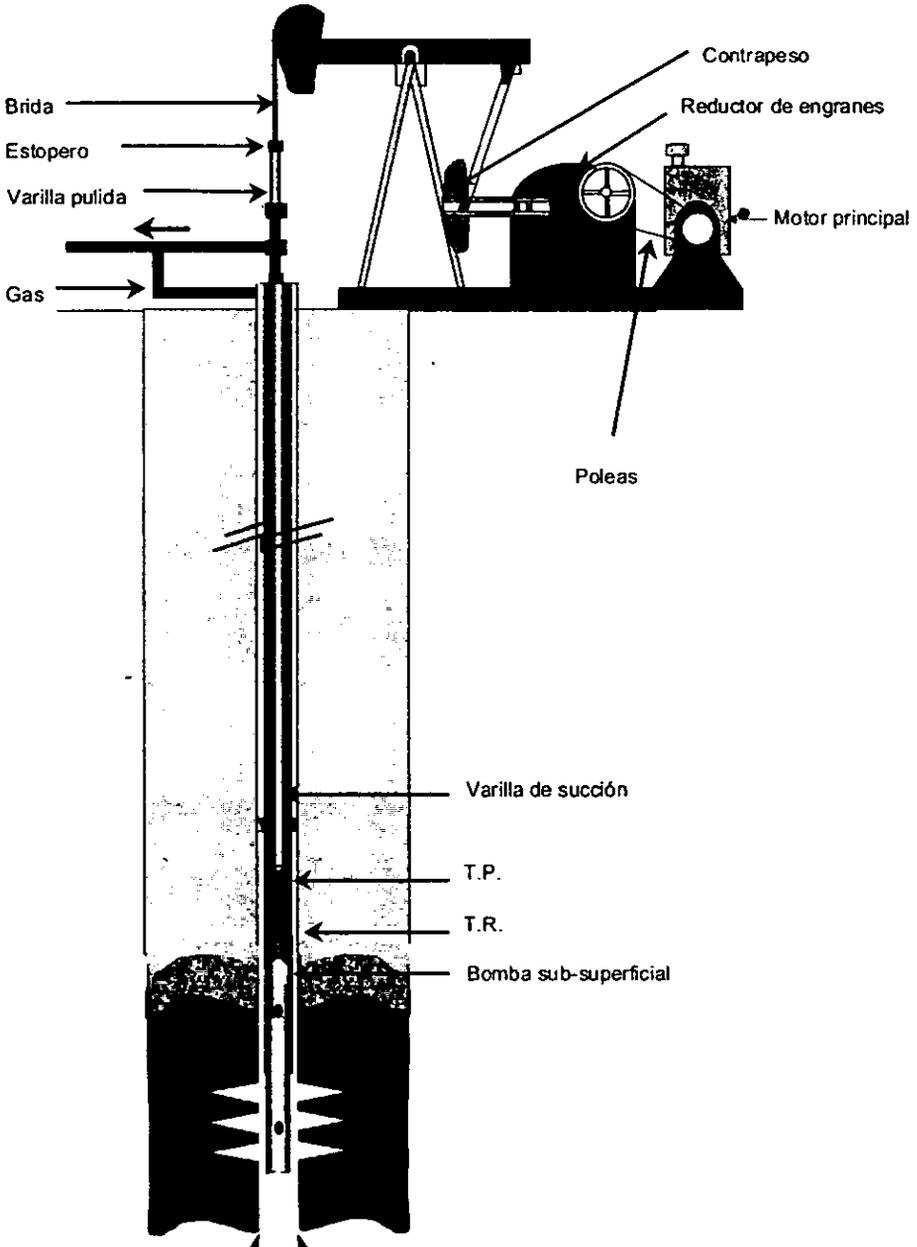


FIGURA 6.1 SISTEMA DE BOMBEO MECANICO CONVENCIONAL

Las unidades de Bombeo Mecánico, de acuerdo a su geometría, se clasifican en dos tipos:

- **Sistemas Clase I:** En estos el reductor de engranes o de velocidad se encuentra colocado en la parte trasera de la unidad, con el eje central ubicado a la mitad de la viga y está representado por la unidad convencional de bombeo.
- **Sistema Clase III:** Tiene una geometría de levantamiento en el cual el reductor de engranes va colocado al frente de la unidad; representado por las unidades aerobalanceadas y Mark II, donde el eje central esta localizado atrás de la viga.

El movimiento rotatorio de la manivela se convierte a movimiento oscilatorio por acción del balancín. La manivela se conecta al balancín por medio de una biela y el balancín es soportado por el poste Sampson y el cojinete principal.

La cabeza de caballo, la brida o arreglo del cable colgador son usadas para asegurar que el movimiento de la sarta de varillas de succión sea vertical todo el tiempo y no se aplique flexión en ningún momento en alguna parte de la varilla pulida arriba del estopero. La combinación de la varilla pulida y el estopero se usa para mantener un buen sello en la superficie y evitar fugas.

Cada unidad de Bombeo Mecánico se encuentra disponible en un amplio rango de medidas. La longitud de carrera de la varilla pulida varía de 12 a 240 pg. Para una unidad en particular puede variarse hasta en tres diferentes longitudes. Estas pueden modificarse variando la posición de la conexión de la biela sobre la manivela. La capacidad de las varillas y estructura se expresa en términos de la máxima carga permisible en la varilla pulida, la cual puede variar de 3,000 a 42,000 libras, aproximadamente.

Uno de los aspectos más importantes del diseño de la instalación de Bombeo Mecánico es la selección del contrabalanceo para reducir la cantidad de requerimientos de torsión del motor principal y reductor de engranes.

Para la unidad de bombeo mecánico convencional, el contrabalanceo se logra mediante la colocación de pesos auxiliares directamente sobre el balancín (esto es generalmente para unidades pequeñas) o colocando contrapesos para la rotación de la manivela, o por una combinación de ambos para unidades de bombeo grandes.

Otra consideración importante en una instalación de bombeo, es el motor principal; actualmente son usados dos tipos básicos: motores eléctricos y de combustión interna.

Las ventajas de los motores eléctricos sobre los otros es su bajo costo inicial y de mantenimiento. Estos proporcionan servicios confiables en diferentes condiciones de medio ambiente y pueden ser fácilmente adaptados dentro de un sistema automatizado. Por otro lado los motores de gas tienen la ventaja de una mayor flexibilidad en el control de la velocidad y pueden operar en un amplio rango de condiciones de carga. Los costos de combustible para motores de gas pueden ser bajos comparados con los costos de energía de un motor eléctrico.

Otro aspecto importante del equipo de transmisión superficial es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo, esta reducción de velocidad se realiza por medio del reductor de engranes o con las poleas del motor.

Este sistema es ideal para pozos con bajo índice de productividad, someros y verticales. No permite el manejo de:

- Grandes volúmenes de gas
- Producción de sólidos
- Producción de arena
- Fluidos con problemas de emulsión
- Ácido Sulfhídrico
- Parafinas

Las bombas sub-superficiales movidas por varillas se dividen en tres tipos:

- a) Bombas de tubería de producción
- b) Bombas de inserción
- c) Bombas de tubería de revestimiento

A continuación se describen las etapas en un ciclo de bombeo, el cual puede ser aplicable en bombas de TP, inserción y TR, dichas etapas se muestran en la Figura 6.2.

En la Figura 6.2a se muestra el movimiento del émbolo al final de la carrera descendente. El fluido se mueve a través de la válvula viajera cuando está abierta, mientras el peso de la columna de fluido en la TP es soportado por la válvula de pie manteniéndola cerrada.

En la Figura 6.2b el émbolo se mueve hacia arriba, próximo a la base de la carrera. La válvula viajera ahora se cierra y por consiguiente la carga debida a la columna de fluido se transfiere de la TP a la sarta de varillas.

En la Figura 6.2c el émbolo se mueve hacia arriba, cerca de la cima de la carrera. La válvula viajera se encuentra cerrada y la válvula de pie se encuentra abierta. Debido a que la columna de fluido es levantada, el barril de la bomba se vacía permitiendo la entrada de nuevo fluido.

En la Figura 6.2d el émbolo se mueve hacia abajo cerca de la cima de la carrera, la válvula de pie es cerrada por el incremento de presión resultante de la compresión del volumen de fluido entre la válvula viajera y la válvula de pie. La válvula viajera es abierta después de que el émbolo alcanza el fondo de la carrera y el ciclo se vuelve a repetir.

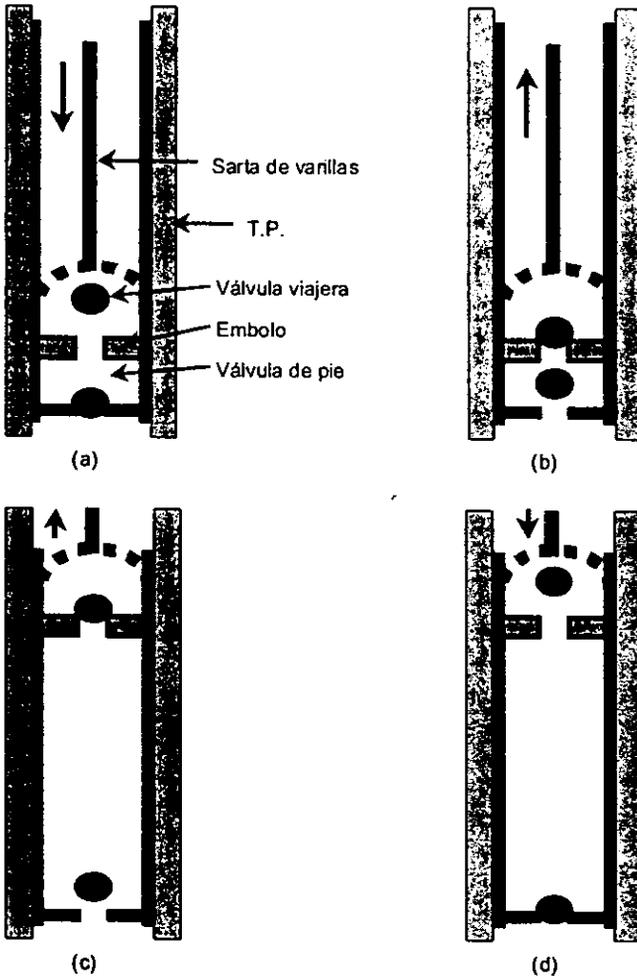


FIGURA 6.2 CICLO DE BOMBEO DE LA BOMBA SUB-SUPERFICIAL

6.2 BOMBEO MECÁNICO CON SSFP^(27,28,30,31)

Debido a que la prueba de campo del sistema de Bombeo Mecánico se llevó a cabo con un prototipo, se realizaron considerables esfuerzos en la selección del pozo candidato, la revisión del diseño del equipo, la evaluación de que parámetros se van a monitorear en el fondo del pozo y en la superficie, y la preparación del programa de acondicionamiento del pozo. La prueba de campo del sistema de BM fue la primera prueba de campo de:

- 1) El diseño "pull-through" del sistema de BM
- 2) El comportamiento del separador bajo condiciones de régimen no permanente o de flujo cíclico.

Como en todas las pruebas de campo de equipo o tecnología nueva, la completa planeación y comunicación puede contribuir sustancialmente al éxito técnico y económico de la prueba.

El separador de fondo acoplado al sistema de Bombeo Mecánico fue probado con resultados satisfactorios. El diseño conceptual se presenta en la Figura 6.3 y cuenta con los siguientes elementos adicionales al de un sistema convencional.

- Varilla accionadora del sistema separador
- Monitor Sub-superficial de Presión
- Bomba del aceite concentrado (P2)
- Sello de la Sarta de varillas
- Bomba del Agua (P1)
- Unidad de Separación Hidrociclónica
- Ancla de la tubería de producción
- Empacador

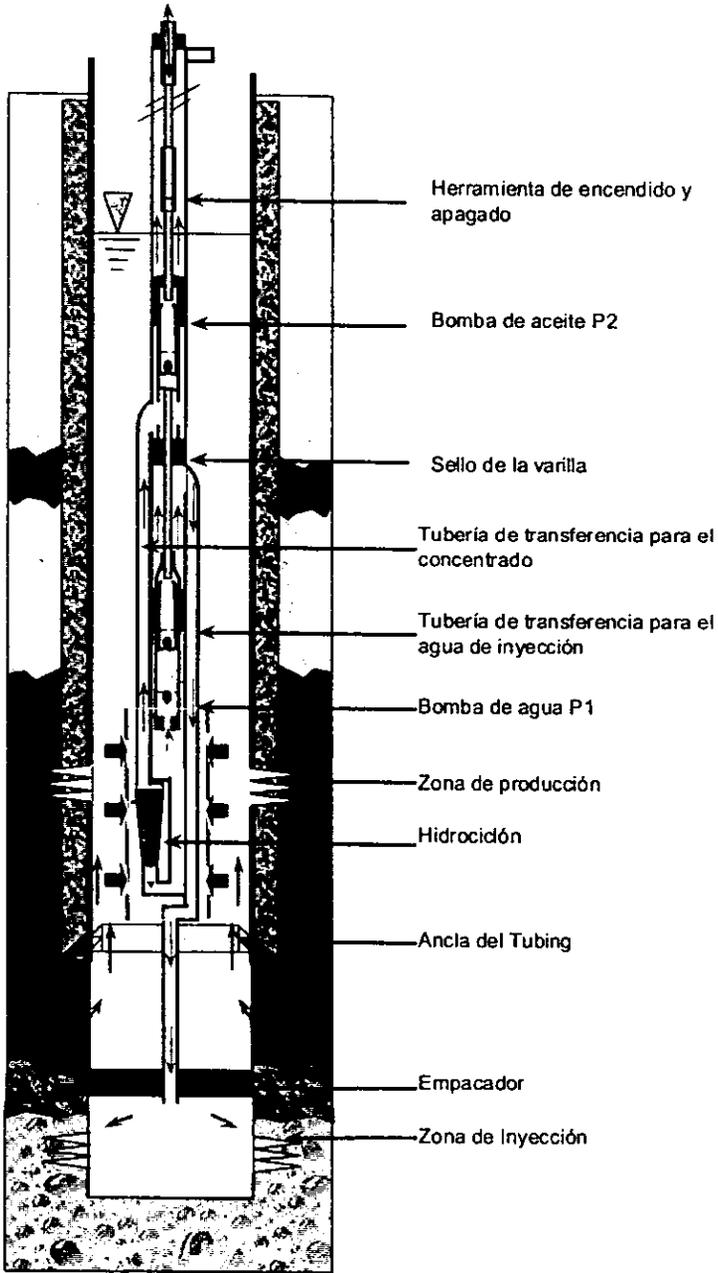


FIGURA 6.3 SISTEMA SEPARADOR ACOPLADO AL BOMBEO MECÁNICO

La varilla del sistema separador va acoplada a la varilla pulida del sistema de bombeo mecánico, la cual permite la operación del sistema de separación. La bomba del concentrado que es impulsada por esta varilla, envía a la superficie el aceite separado en el hidrociclón. El sello de esta varilla permite aislar al agua separada del aceite concentrado. La bomba de inyección de agua envía al agua a la zona de inyección a través de un by-pass.

Es importante mencionar que el fluido entra primero al hidrociclón y que los fluidos separados entran a la succión de las bombas respectivas, las que basan su funcionamiento en un arreglo de válvulas check. El funcionamiento de todo el sistema depende en su totalidad de la varilla pulida del sistema de bombeo mecánico.

6.3 CRITERIOS DE DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA^(28,30)

Las compañías Quinn Oilfield Supply Ltd. Y Vortoil Separation Systems, son los fabricantes de los componentes de Bombeo Mecánico y del separador hidrociclón, respectivamente. La configuración básica "pull-through" del prototipo probado fue desarrollada en base a los resultados de las pruebas de laboratorio llevadas a cabo en el Centre For Engineer Research, C-FER.

Antes de llevar a cabo la prueba, existía la incertidumbre acerca de los efectos que pudieran tener el índice de inyektividad y el flujo cíclico en la carga de la varilla y los requerimientos de energía en la superficie. Por tales razones se diseñó un prototipo, operando el pozo de manera normal para ver como se comportaba el sistema y una vez que se encontrara operando conducir una prueba dinamométrica para medir la carga.

I. Configuración General del sistema

- Para minimizar costos y esfuerzos de diseño, los diferentes elementos del prototipo se basaron en el uso de equipo estándar disponible en Quinn y Vortoil.
- El diámetro exterior del sistema se encuentra limitado a 6.0 pg. El diámetro de trabajo de la TR de 7 pg, es de 6.331 pg.
- Una configuración "pull – through" fue adoptada para el diseño ya que las pruebas de laboratorio conducidas por C-FER mostraron que: (1) la eficiencia de separación de esta configuración fue similar al sistema a gasto constante; y (2) el funcionamiento de este sistema fue el más estable y fácil de controlar.
- El equipo fue clave para la determinación de los diámetros y claros. El diámetro exterior requerido de la tubería de producción usada como conducto de flujo a presión entre los componentes de la bomba y el separador fue el principal factor que afectaba el diámetro máximo.
- Los conductos del fluido entre las bombas y el hidrociclón consisten de secciones de tubería de producción de acero inoxidable colocadas a través del cárter del separador y a lo largo del diámetro exterior de las bombas;
- Los SSFP ensamblados pueden ser instalados para que todo el prototipo pueda estar localizado sobre del empacador convencional recuperable;
- El sistema debe ser diseñado para producir el pozo a los gastos de producción mínimos y máximos esperados.

- Para minimizar los costos y el reacondicionamiento, el diseño debe lograr la producción de los gastos con la sarta de varillas, la sarta de tuberías de producción y la bombas existentes.

II. Configuración de la Bomba

- Las bombas deben estar localizadas sobre el separador para evitar la necesidad de pasar la sarta de varillas a través del mismo.
- Las corrientes de fluido existentes en el hidrociclón, en la configuración "pull-through", son controladas por las características del gasto de las dos bombas. Nótese que no existe flujo dentro de la bomba o el separador durante la carrera descendente del ciclo. El fluido en el hidrociclón se supone pierde su momentum y eventualmente se detiene durante la carrera descendente. Esto posiblemente puede tener efectos negativos en la eficiencia de separación del sistema debido a que el momentum del fluido y el separador vortex necesitan ser re-establecidos en cada carrera ascendente.
- La bomba del concentrado de la parte superior requiere un émbolo de pequeño diámetro para obtener la razón de reinyección deseada, la cual, también sea capaz de transmitir las cargas de la bomba del agua a inyectarse a la sarta de varillas. Una válvula de pie en la parte superior de la bomba fue considerada la más adecuada. Una bomba convencional para grandes volúmenes en la tubería de producción debe ser adecuada como bomba de inyección del agua.

- Diferente a los prototipos BEC y BCP los cuales tienen diseños “push-through”, el diseño “pull – through” del sistema de BM debe tener un gran potencial para la liberación de gas en el hidrociclón y/o bombas. Como resultado, el candado de gas puede ser un problema en pozos con altas RGA.
- La configuración seleccionada también ha permitido el uso de componentes estándar en el fondo del pozo, tal como una sola alimentación a través del empacador y la ancla de la tubería de producción.

III. Configuración del Hidrociclón

- Un nuevo diseño “pull – through” fue requerido para la unidad de separación hidrociclón. El separador debe tener uno o más conductos para transferir el agua separada hacia y desde la bomba para su inyección, y entradas para lograr que el fluido del pozo se dirija directamente hacia el interior del separador.
- El diseño debe permitir incorporar las conexiones mecánicas e hidráulicas apropiadas para la bomba, conductos e interfaces inferiores de la tubería de producción, resistir las cargas asociadas con la colocación del ancla de la tubería de producción y resistir la fluctuación de cargas/desplazamientos experimentadas por la tubería de producción durante la operación.

IV. Sello de la Sarta de Varillas

- Las restricciones de diseño del sello de la sarta de varillas incluyen lo siguiente:

- Proporcionar un sello efectivo presión/flujo entre la descarga a alta presión de la bomba del agua y la entrada a baja presión de la bomba del concentrado;
 - Ser capaz de mantener el ciclo, el movimiento lineal del sistema de BM;
 - Ser compatible con el medio ambiente del fondo del pozo (presión, temperatura, acidez de los fluidos y sólidos producidos);
 - Estar disponible en el corto plazo y a un costo razonable;
- Para el sello de la sarta de varillas fueron consideradas diferentes opciones, incluyendo el tipo de sello del empacador, pistones de la bomba, y el cabezal del pozo de BM.

V. Conductos del Flujo

- Para el prototipo probado, los conductos de flujo que conectan las bombas con el separador tenían las siguientes características:
 - Conductos del agua. Manejan gastos de fluido mayores a tres veces el gasto diario de agua a inyectarse (es decir, $\sim 75 \text{ m}^3/\text{d}$ (472 BPD)). Los tubos de la bomba a la zona de inyección pueden ser capaces de mantener una diferencial de presión positiva de más de 1000 psi;
 - Conducto de aceite concentrado. Maneja gastos de fluido de más de $15 \text{ m}^3/\text{d}$ (94 BPD) a una diferencial de presión negativa de más de 100 psi;
 - Compatibilidad con el medio ambiente del fondo del pozo (presión, temperatura, acidez de los fluidos y sólidos producidos); ser estructural y mecánicamente robusto para soportar el abuso físico cuando se encuentre ya instalado y minimizar los problemas de movimiento del sistema en el pozo;

6.4 DISEÑO Y OPERACIÓN DEL EQUIPO^(27,28,30)

En general, el principal factor que afecta el diseño y operación de una instalación SSFP es el índice de inyectividad del agua. Al aumentar el índice de inyectividad disminuye la presión y los requerimientos de energía para la inyección del agua.

Una estimación precisa del índice de inyectividad es crucial para los sistemas SSFP acoplados a los sistemas de BEC y BCP con una sola bomba, ya que la bomba seleccionada debe ser capaz de proporcionar la suficiente presión para inyectar la corriente de agua a la zona de inyección y para elevar la corriente concentrada hasta la superficie. El BM al igual que el BCP generalmente tiene relaciones de eficiencia volumétrica – presión diferencial, constantes.

Los sistemas SSFP contruidos para BM y BCP son capaces de proporcionar el mismo funcionamiento en un amplio intervalo de la zona de inyección. La carga sobre la varilla y las limitaciones superficiales de energía pueden restringir la operación del sistema si el índice de inyectividad es muy pobre. El índice de inyectividad del pozo debe ser medido justo antes de la instalación para confirmar que debe ser suficiente para la sarta de varillas y el equipo superficial del pozo candidato.

a) Bomba del Agua de Inyección, P1

- El diseño de la bomba del agua (P1) está basado en los siguientes criterios:
 - La bomba del agua a inyectarse debe estar dimensionada para inyectar el agua a gastos entre 19 y 23 m³/d (120 a 145 BPD) y para producir una WOR en superficie entre 1 y 5 con una longitud de carrera de la varilla pulida de 1.37 m (54 pg) y un rango de entre 1 y 12 SPM;

- Ser capaz de producir el gasto deseado a una presión diferencial de entre 600 y 1200 psi;
- Fabricada de materiales compatibles con el medio ambiente del fluido;

b) Bomba del Aceite Concentrado, P2

- El diseño de la bomba del aceite concentrado (P2) está basado en los siguientes criterios:
 - Dimensiones para bombear la corriente de aceite concentrado hacia la superficie a gastos entre 1.6 y 4.7 m³/d (19 a 30 BPD) con una longitud de carrera de la varilla pulida de 1.37 m (54 pg) y un rango de entre 1 y 12 SPM;
 - Ser capaz de producir el gasto deseado a una presión diferencial de entre 1 300 y 1 700 psi;
 - Fabricado de materiales y tener un émbolo/barril adecuado, compatibles con el medio ambiente del fluido;
- Diferente a un sistema de BM convencional donde la válvula de pie está localizada en la parte inferior del barril, esta bomba utiliza un sello positivo en el contorno de la válvula de pie (o "válvula móvil superior") la cual está localizada en la parte superior del barril. En muchas aplicaciones, una válvula de pie convencional es instalada fijamente en la parte inferior del barril. La fricción entre el deslizamiento de la válvula y la varilla de succión causa que éstas abran o cierren más rápidamente que una válvula convencional tipo "bola y asiento", de este modo mejoran la eficiencia de la bomba y la reducción del candado de gas y la baja en el nivel de fluidos del pozo.

c) Separador Hidrociclón

- El diseño del separador hidrociclón para la configuración "pull-through" fue muy diferente al usado en los prototipos de BEC y BCP. Debido a que la alimentación del sistema SSFP es a través del separador, el cárter del separador fue perforado. Se requieren dos tubos adicionales para transportar el agua de inyección de la salida inferior de flujo del separador hasta la alimentación de la bomba P1, y de la descarga de P1 arriba del separador hasta la tubería de producción inferior.
- El hidrociclón se diseña para manejar un gasto disponible de aproximadamente 20 m³/d pero con una capacidad para más de 40 m³/d. Si los gastos máximos pueden ser mayores que 60 a 120 m³/d (377 a 755 BPD), se debe seleccionar para un gasto de 80 a 320 m³/d (500 a 2000 BPD).
- El separador debe ser capaz de soportar el potencial desgaste erosivo debido a la alta velocidad de los fluidos o sólidos/arena producidos. Los conductos internos están hechos de secciones de tuberías de producción de acero inoxidable y las entradas superior e inferior y las ranuras del casco del separador están hechas de acero al carbón.

d) Diseño del Sello

- El diseño se basa en una tolerancia de sello metal – metal consistente de una varilla pulida de 31.8 mm (1.25 pg) de diámetro exterior chapeada de cromo dentro de un agujero de metal pulido largo de 0.91 m (36 pg), similar a la tolerancia de sello empleada en el BM convencional.

Para controlar el diámetro de sello del agujero, el gasto de goteo que atraviesa el sello puede ser minimizado como se requiera (por ejemplo, 1% del flujo hacia la superficie) para lograr diluir la corriente de concentrado con el agua de inyección. El diseño tiene una tolerancia de 0.05 mm (0.002 pg) sobre el diámetro de sello del agujero.

e) Sarta de Varillas y Diseño del Controlador Superficial

- Las simulaciones han mostrado que la existencia de una sarta de varillas de 19.1 mm (0.75 pg) y 22.2 mm (0.875 pg) puede ser adecuada para el sistema SSFP.
- Un nuevo controlador de velocidad variable y un motor de 10 HP pueden ser instalados para proporcionar flexibilidad en los ajustes de velocidad y tener un control extra sobre la energía, si se requiere.
- Como con el sistema de BCP, una de las dificultades que se presentan es la instalación de una bomba de gran diámetro bajo una de pequeño diámetro; los componentes varilla – controlador de la bomba no pueden ser instalados dentro del estator de la bomba/barril en la manera convencional, por las operaciones sobre la sarta de varillas. El diseño requiere que el sistema de bombeo entero sea instalado con la sarta de tuberías de producción (TP). Como resultado, la sarta de varillas puede subsecuentemente ser corrida y sujeta a cualquiera de los componentes de la bomba en el fondo del pozo para atomillar todas las secciones de varillas a un acoplamiento o por el uso de una herramienta de encendido – apagado. El método de la herramienta de encendido – apagado es preferible ya que permite mover y reparar la sarta de varillas sin necesidad de sacar la tubería de producción.

6.5 PRUEBAS DE LABORATORIO DE BOMBEO MECÁNICO

El Centre For Engineer Research (C-FER) terminó una serie de pruebas con diferentes configuraciones de un separador hidrociclón acoplado con una o dos bombas. Estas pruebas fueron terminadas para determinar cuando un sistema BM - hidrociclón puede proporcionar un funcionamiento de separación aceptable y qué arreglos de bombas y separador hidrociclón pueden tener el nivel deseado de funcionamiento y control. Los resultados de estas pruebas pueden determinar la configuración adecuada para el desarrollo de un prototipo.

Cuatro pruebas fueron manejadas en el programa de evaluación:

- 1) Pruebas a gasto constante para evaluar el funcionamiento de la separación línea base del separador;
- 2) Sistemas "Push – Through" con una sola bomba;
- 3) Arreglo "Pull – Push" con dos bombas; y
- 4) Arreglo "Pull – Through" con dos bombas.

Durante cada prueba fueron tomadas muestras de la corriente de agua a inyectarse y analizada su concentración de aceite, para medir la eficiencia de separación. En éstas se utilizaron agua dulce y aceite crudo de 45°API y 10 cp de viscosidad.

La configuración seleccionada para el diseño del prototipo fue el arreglo "pull – through" con dos bombas. Esta configuración tiene las características de operación y control más estables. Adicionalmente el comportamiento de la separación de este sistema fue comparable al de las pruebas a gasto constante.

7. APLICACIÓN DEL SISTEMA SSFP A POZOS PETROLEROS

En el presente capítulo se lleva a cabo una revisión de los resultados obtenidos de las pruebas de campo del sistema SSFP acoplado a los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) de Bombeo Electrocentrifugo (BEC), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo Mecánico (BM), así como una descripción general del proceso de selección, planeación y preparación de los pozos candidatos; posteriormente se hace una revisión de la aplicación potencial del sistema SSFP en pozos de PEMEX. Finalmente se muestran los beneficios técnicos adicionales obtenidos de las pruebas de campo realizadas con el sistema SSFP/SAP.

7.1 PRUEBAS DE CAMPO

El Centre For Engineer Research (C-FER) que encabeza el Joint Industry Project (JIP) para el desarrollo del sistema SSFP ha efectuado pruebas de campo de prototipos con los SAP de Bombeo Electrocentrifugo, Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico. La primera prueba de campo se realizó en el sistema de Bombeo Electrocentrifugo; originalmente se tenía planeado continuar con el sistema de Bombeo Mecánico, debido al gran número de pozos con alto contenido de agua y que producen por este sistema; sin embargo, se decidió continuar con la prueba de campo con el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas, por dos razones:

- 1) Por votación mayoritaria de los participantes en el JIP.

- 2) Para proporcionar el tiempo suficiente para que las pruebas de laboratorio de la combinación bomba mecánica-hidrociclón fueran terminadas y de esta manera evaluar su factibilidad y determinar la mejor combinación bomba mecánica-hidrociclón para su subsecuente diseño y fabricación.

7.1.1 Objetivos de las Pruebas de Campo

Las pruebas de campo fueron estructuradas para probar la tecnología SSFP acoplada a los sistemas de BEC, BCP y BM típicos, y con ellas evaluar la instalación y operación de nuevos componentes en el equipo. Los objetivos generales de las pruebas de campo, son los siguientes:

1. Demostrar que los sistemas prototipo son mecánica e hidráulicamente operables y predecibles; el enfoque principal fue tener un sistema funcional y específico.
2. Demostrar que el sistema tiene el potencial de proporcionar un ahorro en los costos de operación, es decir, demostrar que es económicamente viable.
3. Demostrar la viabilidad a largo plazo y la durabilidad del equipo. Los participantes y proveedores de equipo acordaron que si el equipo opera en un lapso de 6 a 12 meses es viable su empleo a largo plazo.
4. Demostrar que no se tienen efectos negativos sobre la producción de aceite y que al contrario, puede incrementarse la producción de aceite, enfocándose en observar que el sistema prototipo no tuviera efectos sobre el gasto de aceite o que se perdiera aceite en la zona de inyección. Los resultados demostraron que no se tenían efectos negativos.

5. Ampliar el intervalo de aplicación de la tecnología, ya que la aplicación con el sistema BEC se realizó para gastos de producción altos, el sistema de BCP para gastos de producción moderados pero con presencia de sólidos, y finalmente el sistema de BM se realizó para gastos de producción bajos.

6. Iniciar la recopilación de información acerca de los efectos sobre la recuperación a largo plazo, la obtención de los datos de campo sobre los incrementos en la recuperación de aceite (ya sea por mantenimiento de la presión en el fondo del pozo, incremento del gasto o reabriendo pozos cerrados) y la ampliación de la recuperación económica de un campo (por medio de la reducción en los costos por manejo de agua, ahorros de energía, reducción de costos de capital y operativos asociados con el manejo del agua).

7.1.2 Resultados Preliminares

Hasta Agosto de 1996 los sistemas SSFP habían sido probados en 17 diferentes pozos, aplicándose desde yacimientos de areniscas no consolidadas con aceite pesado, hasta yacimientos carbonatados con aceite ligero. La profundidad de los pozos cubre un rango de 820 a 2500 m.

Los resultados de las pruebas iniciales han conducido a las siguientes conclusiones generales:

- El funcionamiento de los sistemas de separación ha sido variado. Las aplicaciones en yacimientos carbonatados con aceite ligero han funcionado generalmente muy bien. Adicionalmente a las pruebas de campo de los sistemas de BEC y BM en el campo Redwater, se han tenido otras cuatro instalaciones en yacimientos carbonatados. La zona de inyección de agua no ha presentado un incremento o decremento en el índice de inyectividad en estas pruebas.

La Tabla 7.1 presenta los resultados de producción de estos pozos, los cuales muestran que los sistemas de separación han reducido dramáticamente el volumen de agua producida en superficie en todos los casos. Más importante, los primeros resultados también muestran sustanciales incrementos en la producción de aceite durante la operación del SSFP en estos pozos. Mientras estos incrementos puedan ser atribuidos en parte a la relación normal del IPR asociada con el incremento de la caída de presión hecha posible por el sistema de separación, también parece que el incremento en la caída de presión se debe a cambios en los patrones de flujo del yacimiento. Estos efectos posteriores pueden ser causados por cambios en la presión de la región cercana a la pared del pozo debido a la inyección del agua, o por efectos de permeabilidad local lo cual se asocia con el incremento en la caída de presión al sacarse aceite de las regiones del yacimiento que anteriormente no contribuían.

TABLA 7.1 FUNCIONAMIENTO DEL SSFP EN YACIMIENTOS CARBONATADOS

No. de Pozo	Tiempo en Producción (semanas)	Incremento en la afluencia con el SSFP	Decremento en el vol. de agua en superficie con el SSFP	Incremento en el vol. de aceite en superficie con el SSFP	Agua inyectada con el SSFP
BEC prototipo	34	4%	95%	10%	95%
Pozo 95.5	8	75%	81%	46%	85%
Pozo 95.10	1	Corta vida de operación -- Problemas del equipo			
Pozo 96.6	19	200%	45%	200%	83%
Pozo 96.7	4	3%	89%	1%	89%

- Las pruebas en yacimientos de areniscas consolidadas han sido exitosas. A la fecha de este estudio, cuatro sistemas habían sido instalados en tales aplicaciones; tres de ellas en el campo Alliance de PanCanadian.
- Las aplicaciones del sistema separador con BEC y BCP en yacimientos de areniscas semi-consolidadas tienen un éxito limitado hoy día. Después de la instalación muy exitosa del BCP prototipo en el campo David de PanCanadian (que estuvo en operación continua durante 17 meses), los resultados en otras instalaciones similares han sido menos satisfactorias. Las siguientes seis instalaciones en yacimientos similares han experimentado una rápida declinación del índice de inyectividad poco tiempo después de haber iniciado su operación. Aunque este comportamiento ha sido observado tanto en instalaciones de BEC y BCP, la declinación del índice de inyectividad con respecto a las pruebas de inyectividad puede ser más rápido y severo con los sistemas de BEC como se observa en los resultados del pozo 95.2 en la Tabla 7.2, donde un sistema separador/BCP fue sacado y reemplazado con un sistema de BEC. Sin embargo, ya que la más reciente instalación del sistema de BCP (pozo 96.12) también ha experimentado una repentina declinación en la inyectividad, la contribución potencial de los sistemas de bombeo al daño de la inyectividad, como resultado la reducción en la eficiencia de separación, permanece como una incógnita. Los datos presentados en la Tabla 7.2 ilustran la declinación observada en la inyectividad para los diferentes pozos.

Existen diferentes teorías posibles las cuales pueden ser consideradas en la declinación de la inyectividad observada, incluyendo:

- 1) Las perforaciones de inyección pudieron ser taponadas con trazas de arenas producidas, o muestras de arena de la zona de inyección durante el reacondicionamiento del pozo;

- 2) Baches de aceite inyectados al inicio de la operación, debido a su alta concentración en el espacio anular de la TR, lo cual causaba daños a la permeabilidad;
- 3) Debido a una pobre eficiencia de separación causada por la irrupción de altos gastos en la bomba electro-sumergida y en la alimentación del hidrociclón, que provoca que se inyecten pequeñas cantidades de aceite, afectando la permeabilidad;
- 4) Alguna combinación de las anteriores.

Evidentemente existen muchas cosas que aprender acerca de la implantación exitosa de la tecnología de separación a fondo de pozo en yacimientos de aceite pesado. Actualmente se están desarrollando propuestas para trabajos adicionales orientados a la separación en fondo de pozo, en yacimientos de aceite pesado.

7.1.3 Observaciones y Recomendaciones para Análisis Futuros

Se han hecho observaciones adicionales derivadas de datos de las pruebas de campo y se han dado recomendaciones para futuros análisis por parte de las compañías participantes interesadas, las cuales son:

- El índice de inyectividad (I.I.) establecido en base a una prueba de inyección de corta duración (cuatro horas) a menudo no es considerado como representativo del comportamiento del índice de inyectividad a largo plazo, establecido durante las pruebas de campo del SSFP, como se muestra en la Tabla 7.2. Las causas potenciales de las diferencias observadas incluyen:
 - 1) La duración de la prueba de inyectividad no fue suficiente para permitir que las presiones de inyección se estabilizaran;

- 2) Los problemas experimentados con el equipo de monitoreo de fondo y superficie durante la prueba de inyectividad u operación del SSFP;
- 3) El agua usada para las pruebas de inyección probablemente tiene diferente composición química que el agua inyectada con el sistema SSFP y por lo tanto existe diferencia de los resultados de inyectividad;
- 4) El I.I. derivado de una prueba de inyectividad en una zona nuevamente perforada y disparada puede no ser indicativo del I.I. durante condiciones de producción estable, el cual puede declinar debido a producción de finos, incrustaciones o inyección de aceite, o mejorar debido a cambios en la permeabilidad.

TABLA 7.2 VALORES DEL ÍNDICE DE INYECTIVIDAD DURANTE LA PRUEBA, INICIO DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN ESTABILIZADA

No. de pozo	Tipo de Yacimiento	I.I. de la prueba de inyectividad (m ³ /d/kPa)	I.I. al inicio de operación del SSFP (m ³ /d/kPa)	I.I. durante la operación estable (m ³ /d/kPa)
Prototipo BEC	Carbonatado	0.69	0.4	1.0
Prototipo BCP	Areniscas semi-consolidadas	4.0-9.0	2.0-4.0	3.0-6.0
Pozo 95.2	Areniscas semi-consolidadas	0.4-0.6	0.17 BCP 0.03 BEC	0.09 BCP 0.03 BEC
Pozo 95.3.1	Areniscas consolidadas	0.16	0.02 (prob. amon) 0.18 (re-perf.)	0.03 (prob. amon.) 0.19 (re-perf.)
Pozo 95.3.2	Areniscas consolidadas	0.7	0.17	0.17
Pozo 96.6	Carbonatado	0.07	0.12	0.07
Pozo 96.12	Areniscas semi-consolidadas	1.4	0.2-1.8	0.03

- Graficar la relación agua-aceite (WOR) contra los datos de producción de aceite acumulativa, proporciona un medio efectivo para evaluar la respuesta del yacimiento y el funcionamiento del equipo.
- Los datos de las pruebas de campo deben permitir el análisis del funcionamiento del sistema SSFP desde el punto de vista técnico y económico. Se deben realizar esfuerzos para analizar al pozo candidato y todos los pozos vecinos del campo, para determinar si la inyección en algún pozo puede afectar los patrones de flujo del agua congénita y los gastos de aceite asociado.

Para propósitos de referencia la Tabla 7.3 proporciona un resumen de todas la aplicaciones del SSFP y la Tabla 7.4 proporciona un resumen de los resultados de producción antes y durante la prueba de campo, para todas las aplicaciones del SSFP. El número del **pozo** indica el año/orden en el cual la información de la aplicación fue recibida por el personal que selecciona el pozo; por ejemplo, el pozo 96.12 fue el 12o pozo candidato en 1996.

7.2 ESTADO DE DESARROLLO DEL EQUIPO

A continuación se realiza una evaluación del desarrollo del equipo.

Sistemas de BEC

Se han logrado instalaciones de campo exitosas con sistemas de 5 ½ pg y 7 pg, los cuales han sido equipados con más de tres hidrociclones. REDA actualmente se encuentra desarrollando el diseño de un sistema de dos bombas para gastos altos (bombas serie 540) para TR's de 9 5/8 pg. El diseño permite manejar gastos totales mayores a 2385 m³/d (15 000 BPD)

TABLA 7.3 RESUMEN DE LAS PRUEBAS DE CAMPO DE LOS SISTEMAS SSFP

Número del Pozo	Tipología de Sistema	Tipología de Pozo	Dirección de Pozo (°)	Profundidad (m)	Tipología de Formación	Tipología de Formación	Profundidad (m)	Estado de la Prueba
BEC proto	BEC prototipo	Vertical	177.8	35	carbonatos	carbonatos	942	Prueba terminada
BEP proto	BEP prototipo	Vertical	177.8	23	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	804	SSFP en producción
95.2	BEP/BEC, 2 bombas, 7 pg	Vertical	177.8	16	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	785	cerrado
95.1	BEP, 2 bombas, 7 pg	Vertical	177.8	16	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	773	Producción convencional
95.3.3	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Inclinado	139.7	38	areniscas consolidadas	areniscas consolidadas	997	SSFP en producción
BM proto	BM prototipo	Vertical	177.8	35	carbonatos	carbonatos	942	Prueba terminada
95.3.1	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Inclinado	139.7	38	areniscas consolidadas	areniscas consolidadas	1001	SSFP en producción
95.3.2	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Vertical	139.7	38	areniscas consolidadas	areniscas consolidadas	985	SSFP en producción
95.6.1	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Desviado	139.7	18	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	785	Producción convencional
95.6.2	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Desviado	139.7	18	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	804	Producción convencional
95.6.3	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Vertical	177.8	18	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	779	Producción convencional
95.1	BEC, 2/1 bombas, 5.5 pg	Vertical	139.7	36.6	carbonatos	carbonatos	2550	cerrado
96.6	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Vertical	139.7	38	carbonatos	carbonatos	1808	SSFP en producción
96.12	BEP, 2 bombas, 7 pg	Vertical	177.8	16	areniscas semi-consolidadas	areniscas semi-consolidadas	768	cerrado
95.5	BEC, 1 bomba, 7 pg	Vertical	177.8	40.1	carbonatos	carbonatos	2423	SSFP en producción
96.7	BEC, 2 bombas, 5.5 pg	Doble manga	177.8	23.6	carbonatos	carbonatos	1326	SSFP en producción
95.7	BEC, 1 bomba, 7 pg	Vertical	177.8	31.8	areniscas consolidadas	areniscas consolidadas	1903	SSFP en producción

TABLA 7.4 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN ANTES Y DURANTE LA PRUEBA DE CAMPO DEL SSFP

Pozo	Gasto de Aceite sin el SSFP (bpd)	Gasto de Aceite con el SSFP (bpd)	Gasto de Agua sin el SSFP (bpd)	Gasto de Agua con el SSFP (bpd)	Rel. Agua-Aceite sin el SSFP (adim)	Rel. Agua-Aceite con el SSFP (adim)
BEC prototipo	19	24	1780	59	93.7	2.5
BCP prototipo	34	44	2006	339	59.0	7.7
95.2	31	16	1264	100	40.8	6.3
95.1	38	19	1151	19	30.3	1
95.3.3	36	94	308	263	8.6	2.8
BM prototipo	5	6	151	22	30.2	3.7
95.3.1	41	38	1239	326	30.2	8.6
95.3.2	28	101	862	338	30.8	3.3
95.6.1	39	-	881	0	22.6	-
95.6.2	23	-	579	0	25.2	-
95.6.3	31	13	1283	396	41.4	30.5
95.10	6	39	629	21	104.8	0.5
96.6	22	164	428	239	19.5	1.5
96.12	50	28	1070	126	21.4	4.5
95.5	157	239	1384	126	8.8	0.5
96.7	113	132	2516	277	22.3	2.1
95.7	49	23	1300	159	26.5	6.9

En las primeras pruebas de campo se experimentaron problemas del equipo y de su instalación lo que condujo a importantes modificaciones al diseño básico. Los problemas principales incluyen fallas de la línea del concentrado debido a corrosión, problemas con el cable de la bomba electro-sumergida, daños de la línea de monitoreo, fallas del protector del motor y fallas en el sello para alta presión.

Se han llevado a cabo trabajos recientes para dar solución al problema del sello para alta presión, el cual sólo afecta instalaciones profundas del sistema "push-through" de dos bombas del sistema de BEC. El diseño actual del sello puede manejar una presión diferencial de 1200 lb/pg². REDA tiene programado probar un nuevo sistema de sello para alta presión el cual soporte presiones diferenciales de 3000 lb/pg².

El conocimiento de las propiedades de los fluidos (porcentaje de agua, densidad del aceite, emulsificación, etc.), efectos del sistema (tipo de bomba, tipo y configuración del separador, diseño del sistema, etc.), y los impactos sobre los sistemas de separación, deben proporcionar información clave relacionada con la optimización del diseño del sistema, especialmente para aplicaciones en aceites pesados.

Sistemas de BCP

El sistema BCP de 7 pg se encuentra comercialmente disponible y ha sido instalado en tres pozos. Para TR's de 5 ½ pg se usa el mismo diseño del separador que el del sistema SSFP/BEC de 7 pg; la compañía BMW tiene diseñada una conexión diferente de la interfase para unir la unidad hidrociclón a un ensamble de una o dos bombas de cavidades progresivas.

Sistemas de BM

Las líneas del hidrociclón deben ser montados en posición inversa a la que ocupan en todos los otros sistemas SSFP. La mayoría de los diseños de las bombas han sido realizados por la compañía Quinn.

Se ha anticipado que el actual sistema SSFP/BM de 7 pg usado en la instalación prototipo debe ser rediseñado para usar el mismo sistema hidrociclón en el sistema de 5 ½ pg. Un trabajo adicional es también requerido para determinar la factibilidad de buscar un diseño "push-through" (bomba principal corriente arriba del hidrociclón) para lograr incrementar la producción, lo cual debe permitir el uso de una unidad de separación común de los sistemas BEC, BCP y BM.

Hidrociclones

Los esfuerzos de Vortoil se encuentran enfocados a:

1. Medir las demandas de los sistemas propuestos por los participantes
2. Desarrollar un hidrociclón adecuado para el sistema SSFP/BM de 5 ½ pg; y
3. Diseñar un alojamiento adecuado y una configuración del sistema de tubería para el sistema de 5 líneas requerido para los sistemas SSFP/BEC para altos gastos.

7.3 PROCESO DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

A continuación se presenta una revisión detallada del proceso de selección de los pozos candidatos para la aplicación del sistema SSFP, en la cual se analizan los diferentes pasos que este proceso involucra.

7.3.1 Criterios de Selección de los Pozos Candidatos

Los criterios de selección establecidos para la selección de los pozos candidatos para los tres sistemas artificiales de producción mencionados, son los siguientes:

a) Características del Pozo

- Profundidad
- Condiciones del pozo
- Diámetro del pozo
- Integridad de la Cementación
- Equipo existente
- Localización
- Alimentación eléctrica

b) Características de Producción

- Relación agua-aceite (WOR)
- Relación gas-aceite (RGA)
- Gasto total
- Variabilidad de la producción
- Historia de bombeo

c) Características del Yacimiento

- Permeabilidad
 - Vertical
 - Horizontal
- Zona de Inyección
- Zona de Agua

d) Características de los Fluidos del pozo

- Densidad del aceite
- Impurezas

Las Tablas 7.5 a 7.7 resumen cada uno de estos criterios de selección para las diferentes aplicaciones del sistema SSFP con los sistemas artificiales de producción ya mencionados.

Se han desarrollado una serie de formatos y hojas de cálculo para ayudar en el proceso de selección del yacimiento y campo, evaluación económica y transferencia de información a los proveedores.

Estos formatos y hojas de cálculos deben ser usados para seleccionar rápidamente los pozos candidatos, basados en ciertos criterios económicos y técnicos. Cada yacimiento y campo tienen características únicas que pueden hacer a la tecnología SSFP viable o no viable. Por ejemplo, los costos por manejo de agua pueden ser el principal factor para la aplicación rentable del sistema.

7.3.2 Mejoramientos al Proceso de Selección

Basados en la experiencia ganada de los procesos de selección de los pozos candidatos, los siguientes mejoramientos son recomendados para futuros análisis:

- Obtener primeramente los detalles importantes del pozo, para ayudar en el proceso inicial de selección;
- Seleccionar los candidatos que minimicen lo siguiente:
 1. Cambios a la terminación actual;
 2. Costos de reacondicionamiento;
 3. Cambios al actual gasto de producción; y
 4. Cambios al yacimiento.

TABLA 7.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA APLICACIONES EN BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)

Criterios de Selección	Mejores Condiciones para las Pruebas de Campo	Comentarios
<p>Características de los Pozos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad • Condiciones del Pozo • Diámetro del Pozo • Integridad de la Cementación • Equipo existente • Localización • Alimentación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • <1000 metros • Revestido y estable • >5.5 pg • Altamente confiable • Bombeo Electrocentrífugo con controlador de velocidad variable • Accesible • Disponible en el lugar 	<p>Minimiza costos por intervenciones y temperatura del yacimiento Mayor control de los fluidos en la boca del pozo Algunos lugares extras para instalar el equipo Minimiza el riesgo por manejo de agua cerca de la boca del pozo Minimiza tiempos de inactividad y costos de apoyo Reducciones variables</p>
<p>Características de Producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relación Agua-Aceite (WOR) • Relación Gas-Aceite (RGA) • Gasto total • Variabilidad de la producción • Historia de Bombeo 	<ul style="list-style-type: none"> • 40-100 • Baja • >150 m³/d y <750 m³/d • Flujo constante • Bajo índice de fallas 	<p>Cercanos a aplicaciones del hidrociclón (bajo riesgo económico) Minimiza el impacto sobre las bombas Volúmenes razonables para unidades relativamente pequeñas de hidrociclón. Minimiza riesgos y costos. Evita picos de aceite Indica un funcionamiento normal y bueno.</p>
<p>Características del Yacimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad - Vertical - Horizontal • Zona de inyección • Zona de Agua 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja - Alta • Inferior al yacimiento productor • Gran espesor y accesible 	<p>Minimiza recirculación de agua Caso normal para operaciones con alta WOR Minimiza la recirculación y reduce los costos de prueba</p>
<p>Características de los Fluidos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del aceite • Impurezas 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta • Sin arenas, parafinas o asfaltenos 	<p>Fácil separación Minimiza las variables para los análisis iniciales de la prueba</p>

TABLA 7.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA APLICACIONES EN BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

Criterios de Selección	Mejores Condiciones para las Pruebas de Campo	Comentarios
<p>Características de los Pozos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad • Condiciones del Pozo • Diámetro del Pozo • Integridad de la Cementación • Equipo existente • Localización • Alimentación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • <1000 metros • Revestido y estable • >5.5 pg • Altamente confiable • Bombeo de Cavidades • Progresivas con controlador de velocidad variable • Accesible • Disponible en el lugar 	<p>Minimiza costos por intervenciones y temperatura del yacimiento Mayor control de los fluidos en la boca del pozo Algunos lugares extras para instalar el equipo Minimiza el riesgo por manejo de agua cerca de la boca del pozo Minimiza tiempos de inactividad y costos de apoyo Reducciones variables</p>
<p>Características de Producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relación Agua-Aceite (WOR) • Relación Gas-Aceite (RGA) • Gasto total • Variabilidad de la producción • Historia de Bombeo 	<ul style="list-style-type: none"> • 40-100 • Baja • >150 m³/d y <300 m³/d • Flujo constante • Bajo índice de fallas 	<p>Posiblemente con hidrocloraciones desaceitadores (bajo riesgo económico) Minimiza el impacto sobre las bombas Volúmenes razonables para unidades relativamente pequeñas de hidrocloración. Minimiza riesgos y costos. Evita picos de aceite Indica un funcionamiento normal y bueno.</p>
<p>Características del Yacimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad - Vertical - Horizontal • Zona de Inyección • Zona de Agua 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja - Alta • Inferior al yacimiento productor • Gran espesor y accesible 	<p>Minimiza recirculación de agua Caso normal para operaciones con alta WOR Minimiza la recirculación y reduce los costos de prueba</p>
<p>Características de los Fluidos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del aceite • Impurezas 	<ul style="list-style-type: none"> • Media (20-30°API) • Arenas mínimas, sin parafinas o asfaltenos 	<p>Fácil separación Minimiza las variables para los análisis iniciales de la prueba</p>

TABLA 7.7 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA APLICACIONES EN BOMBEO MECÁNICO (BM)

Criterios de Selección	Mejores Condiciones para las Pruebas de Campo	Comentarios
<p>Características de los Pozos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad • Condiciones del Pozo • Diámetro del Pozo • Integridad de la Cementación • Equipo existente • Localización • Alimentación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • <1000 metros • Revestido y estable, no dañado • >5.5 pg (7 pg o mayor es deseable) • Altamente confiable • Bombeo Mecánico de media capacidad con controlador de velocidad variable • Accesible • Disponible en el lugar 	<p>Minimiza costos por intervenciones y temperatura del yacimiento</p> <p>Mayor control de los fluidos en la boca del pozo</p> <p>Algunos lugares extras para instalar el equipo</p> <p>Minimiza el riesgo por manejo de agua cerca de la boca del pozo</p> <p>Bajo costo de capital para pruebas</p> <p>Reducciones variables</p>
<p>Características de Producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relación Agua-Aceite (WOR) • Relación Gas-Aceite (RGA) • Gasto total • Variabilidad de la producción • Historia de Bombeo 	<ul style="list-style-type: none"> • 40-100 • Baja • >20 m³/d y <100 m³/d • Estable • Bajo índice de fallas 	<p>Cercanos a aplicaciones del hidrociclón (bajo riesgo económico)</p> <p>Minimiza el impacto sobre las bombas</p> <p>Volumenes razonables para unidades relativamente pequeñas de hidrociclón. Minimiza riesgos y costos.</p> <p>Evita picos de aceite</p> <p>Indica un funcionamiento normal y bueno.</p>
<p>Características del Yacimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad - Vertical - Horizontal • Zona de Inyección • Zona de Agua 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja y/o barreras - Alta • Inferior al yacimiento productor • Gran espesor y accesible 	<p>Minimiza recirculación de agua</p> <p>Caso normal para operaciones con alta WOR</p> <p>Minimiza la recirculación y reduce los costos de prueba</p>
<p>Características de los Fluidos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Densidad del aceite • Impurezas 	<p>Media (20-30°API)</p> <p>Arenas mínimas, sin parafinas o asfaltenos</p>	<p>Fácil separación</p> <p>Minimiza las variables para los análisis iniciales de la prueba</p>

Para la prueba inicial de un campo, minimizar el número de cambios al estado actual del pozo implica reducir las posibles complicaciones y maximizar la probabilidad de éxito;

- Terminar una revisión detallada de los pozos candidatos más altamente calificados. Esto es importante para obtener de entrada el personal de campo y para lograr que la información contenida en los archivos de los pozos proporcione una representación precisa de las condiciones actuales e historia del pozo;
- Los mismos criterios de selección necesitan ser mejor definidos; un ejemplo es la indicación de “traza de sólidos” en un área donde la producción de arena históricamente ha sido un problema muy importante en volumen, así como en un área en la cual nunca se ha experimentado una producción severa de sólidos;
- Terminar un diseño preliminar del sistema para los candidatos más apropiados. Basados en este diseño, evaluar la terminación existente y el equipo de fondo y de superficie para su adaptación; y
- Mantener una pequeña lista de al menos dos pozos candidatos similares al principal. Esto hace tener mayor comodidad para escoger otros pozos, si se encuentran problemas con el candidato principal.

7.3.3 Modelamiento del Yacimiento y el Equipo

El funcionamiento operativo de un sistema SSFP depende de las relaciones presión – gasto, y de varios componentes, como son la producción del yacimiento, inyección en el yacimiento, bombas, hidrociclones, interconexiones del equipo, tubería de producción convencional y líneas de

descarga/instalaciones superficiales; en consecuencia su diseño y operación es más complejo que el de un sistema de producción convencional, motivo por el cual un sistema SSFP debe ser visto como una instalación de procesamiento en el fondo del pozo.

Al igual que en los sistemas de producción convencional, un sistema SSFP es seleccionado con base en el funcionamiento predicho y obtenido de modelos empíricos o de aplicaciones donde se cuente con experiencia. Los modelos empíricos son esenciales para la evaluación de una aplicación potencial del SSFP, así como para diseño del sistema de separación y posterior diagnóstico de su funcionamiento.

Las características del comportamiento de flujo han sido modeladas con la correlación de Vogel (IPR) mientras que las características de inyección se han modelado con una relación presión - gasto lineal. Las características de las zonas de producción e inyección se asumen que no varían con el tiempo.

El comportamiento del sistema SSFP depende de varios parámetros del yacimiento y del equipo, los cuales gobiernan sus relaciones únicas de gasto - presión. Para esto se han desarrollado modelos intentando simular la interacción del sistema completo pozo-equipos, por medio de la relación de modelos físicos y matemáticos.

7.3.4 Diseño y Operación del equipo

En general, el principal factor que afecta el diseño y operación de un sistema SSFP es el índice de inyectividad (i.i.) del agua en la zona de inyección. Al aumentar el índice de inyectividad disminuye la presión y los requerimientos de energía para la reinyección del agua.

Los sistemas SSFP diseñados para acoplarse a los sistemas de BCP y BM son capaces de proporcionar el mismo funcionamiento en un amplio intervalo de la zona de inyección, zona de producción o fluctuaciones de la presión superficial.

7.3.5 Selección de la Instrumentación

En las pruebas de campo de los sistemas de BEC, BCP y BM, la instrumentación de fondo de pozo normalmente se especifica durante el programa de pruebas, para lograr que los datos suficientes sean recabados, para determinar cuando el sistema debe operar y cuando el yacimiento puede responder a la reinyección en el mismo pozo. El sistema de monitoreo de fondo de pozo se ha instalado por arriba de la(s) bomba(s) para los sistemas de BEC y BM, mientras que para el sistema de BCP éste se ha instalado debajo del separador, para medir la presión de la zona de inyección y el gasto de inyección; adicionalmente a la presión de entrada de la bomba (o de fondo de pozo). Se ha dispuesto de un registrador de datos para recibir las señales y se ha instalado un teléfono celular y un modem para recuperar los datos de manera remota. Las presiones de fondo de pozo monitoreadas por el sistema incluyen:

- Presión de Fondo de Pozo (para los tres sistemas: BEC, BCP y BM). Esto permite una lectura continua de la productividad del pozo y de la presión de succión en la entrada del separador (P1); también permite que el gasto total de fluido sea calculado basándose en una producción de referencia.
- Presión de descarga de la bomba 1 (sólo para sistemas de BEC y BM), medida directamente de la presión de inyección.
- Presión de descarga de la bomba 2 (sólo para sistemas de BEC y BM), medida directamente en la descarga de la bomba 2.

- Presión corriente arriba de la placa de orificios (sólo sistema de BCP), registra la presión de descarga de la salida de agua del separador y en conjunto con la medición de la presión corriente abajo de placa de orificios, es usado para monitorear el gasto de inyección de agua.
- Presión corriente abajo de la placa de orificios (sólo sistema de BCP), proporciona una medición directa de la presión de inyección.

Las diferentes pruebas de los sistemas de BEC y BCP prototipos se han realizado con flujo continuo; el gasto de inyección no fue medido durante la única prueba del sistema de BM, ya que el flujo en la descarga de la bomba P1 fue cíclico, lo cual no permite el uso de un medidor de orificio. El sistema de monitoreo de fondo de pozo también se ha usado durante la prueba de inyección, para obtener la presión de inyección de fondo actual y determinar el índice de inyectividad de la zona de inyección.

7.3.6 Instalaciones Superficiales

El enfoque principal de las instalaciones superficiales es proporcionar el máximo control del equipo de fondo y la recabación de datos de fondo de pozo y de superficie.

- Detalles del cabezal del pozo y las líneas de flujo. Las tuberías del cabezal deben permitir la instalación de los sensores de presión superficiales para monitorear las presiones de la TP y la TR. Estas deben permitir el acceso al espacio anular para la inyección, fluidos de control, etc.

- **Monitoreo de la producción.** Una de las principales ventajas que los pozos candidatos deben ofrecer es la instalación de un separador de dos fases en sus cercanías. Un medidor de flujo al pie de la descarga de líquido del separador proporciona el gasto total en superficie mientras un aparato de muestreo automático lleva a cabo la toma de muestras para determinar los porcentajes de aceite y agua.

- **Instalaciones eléctricas y de monitoreo.** Es conveniente el empleo de un controlador de frecuencia o de velocidad variable (VFD o VSD).

- **Recopilación de datos.** Se recomienda instalar un registrador de datos en una caseta resistente a la intemperie cerca del equipo eléctrico. Los datos registrados consisten de:
 - a) Señales de tres sensores de presión de fondo y uno del gasto de inyección calculado;
 - b) Señales de los dos transductores de presión en superficie que monitorean las presiones en la TP y TR; y
 - c) La fase de amperaje sencilla del controlador de velocidad variable

Es conveniente que los datos puedan ser recuperados por la transferencia directa a una computadora laptop o por el empleo de un teléfono celular/módem conectado al registrador de datos.

Los datos vía celular proporcionan un ahorro de los costos, debido a:

- 1) La recuperación remota de los datos,
- 2) Medición del estado actual de los pozos en tiempo real, y
- 3) Si se requiere se puede controlar o modificar el software y registrador de datos.

7.3.7 Revisión de la Planeación y Preparación

Las siguientes son algunas revisiones a los procesos de Planeación y Preparación, las cuales deben ser puestas en práctica para obtener mejores resultados.

- Revisar de manera detallada la terminación de los principales pozos candidatos en las primeras etapas del proceso de selección, para determinar si algún trabajo de reparación tiene que ser realizado en el pozo antes de su reacondicionamiento, asegurando con ello que no se tengan limitaciones o restricciones que puedan afectar la instalación y operación del sistema.
- Consulta al personal de campo al momento de la selección de los pozos candidatos, diseño del equipo y desarrollo de los programas de intervenciones, y que a menudo la información referente a la terminación y operación actual del pozo no se encuentra documentada en los archivos y es obtenida por medio de visitas a la localización, o consulta con el personal de campo.
- Debe existir una excelente comunicación entre el personal que selecciona el pozo y el de campo, ya que la comunicación abierta y el interés de todo el personal involucrado en la prueba arrojará como resultado la sugerencia de soluciones a los problemas que se puedan encontrar.

7.4 APLICACIÓN POTENCIAL DEL SISTEMA SSFP EN POZOS DE PEMEX

En México, la producción de pozos con altos volúmenes de agua asociada con el aceite proveniente de yacimientos tanto terrestres como marinos, es cada vez mayor, ocasionando que en muchos de los casos se cierren los pozos, o bien si continúan produciendo, generen otros problemas que van desde el fondo del pozo hasta los sistemas superficiales, debido a los efectos que causa la presencia del agua, tales como emulsiónamiento, incrustación y/o taponamiento por depositación de sales, aumento en la acción corrosiva de las tuberías y equipos entre otros, así como de otro problema todavía más serio: *el tratamiento y disposición del agua separada*.

Lo anterior justifica la importancia de llevar a cabo la aplicación en México de esta nueva tecnología ya probada en Canadá, y que consiste en instalar en el aparejo de producción un Sistema Separador Agua-Aceite de Fondo, a la altura de la zona productora, mientras el agua es inyectada en un intervalo inferior o superior al intervalo productor y el aceite es enviado hacia la superficie.

Como se ha visto, el equipo ha sido probado exitosamente en pozos que operan con sistemas artificiales de producción, tales como: Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo Mecánico (BM), con resultados muy satisfactorios, siendo este último caso una buena opción para aplicar esta nueva tecnología, en México, ya que se tiene un gran número de pozos que operan con Bombeo Mecánico, dejando como opción a futuro, la aplicación de los otros dos sistemas artificiales, que actualmente se encuentran en etapa de introducción en nuestro país.

Además es importante mencionar que se están llevando a cabo estudios para adecuar el sistema separador a fondo de pozo (SSFP), para su aplicación a Pozos Fluyentes (PF) y con Bombeo Neumático (BN).

Respecto a la aplicación de la tecnología en cuestión, podemos considerar por ejemplo que tan sólo los Distritos Poza Rica y Agua Dulce, cuentan con 86 y 127 pozos respectivamente, produciendo bajo el sistema artificial de Bombeo Mecánico, donde el porcentaje de agua contenido en su producción, se distribuye de la siguiente forma:

TABLA 7.8 REGIÓN NORTE

Distrito Poza Rica	No. de Pozos	% de Agua Producida
Campo Poza Rica	9	90
	4	80
	6	70
	8	60
	8	50-55
	4	20-30
	<u>13</u>	<20
	52	
Campo Metepec	2	80-90
	6	60-70
	6	40-50
	4	20-35
	2	10
	<u>4</u>	1-5
	24	
Campo M.A.Camacho	2	45-50
	1	16
	<u>2</u>	0.6-3
	5	
Campo Petronac	1	90
	1	70
	2	45-50
	<u>1</u>	3
	5	
Total de Pozos	86	

Información proporcionada por la Gerencia de Ingeniería de Producción, Dpto. Poza Rica, RN

TABLA 7.9 REGIÓN SUR

Distrito Agua Dulce	No. de Pozos	%de Agua Producida
Campo Tonalá	5	<10
	7	20-30
	2	40-45
	<u>14</u>	
Campo El Burro	14	<10
	5	20-30
	4	40-70
	<u>23</u>	
Campo El Plan	16	<10
	5	15-25
	2	30-60
	1	90
	<u>24</u>	
Campo Cerro de Nanchital	3	<10
	1	90
	<u>4</u>	
Campo Filisola	2	40-50
	5	75-95
	<u>7</u>	
Campo Moloacán	25	<10
	14	10-35
	7	40-60
	5	60-80
	2	100
	2	-
	<u>55</u>	
Total de Pozos	127	

Información proporcionada por la Gerencia de Ingeniería de Producción, Dto. Agua Dulce, RS

Además de los pozos contenidos en la Tabla 7.9, se cuenta con 52 pozos fuera de operación, de los cuales aquellos que han sido cerrados por alto contenido de agua, podrían volver a operar con la implantación del sistema separador a fondo de pozo, lo que aumentaría la recuperación de hidrocarburos.

La Región Marina de México a pesar de no contar con un número importante de pozos que operen con algún sistema artificial de producción, ya sea de BEC o BCP, representa uno de los lugares potenciales para la aplicación de la tecnología de separación a fondo de pozo a futuro, ya que como se mencionó anteriormente, se están haciendo extensiones para la aplicación del sistema SSFP a Pozos Fluyentes y con Bombeo Neumático, además de que se cuenta con un número importante de pozos que se encuentran cerrados debido a su alta producción de agua o abatimiento de la presión del yacimiento, los cuales tienen grandes posibilidades de ser reabiertos con la aplicación del sistema SSFP. En la Tabla 7.10 se presenta un resumen del número de pozos totales, operando, cerrados y taponados, en la Región Marina Suroeste (RMSO), que es la que actualmente presenta los mayores problemas antes mencionados.

TABLA 7.10 REGIÓN MARINA SUROESTE (RMSO)

Pozos Operando	142
Pozos de Inyección	10
Pozos cerrados con posibilidad de reabrirse	24
Pozos cerrados sin posibilidad de reabrirse	41
Pozos taponados	130
Total de pozos	347

Información proporcionada por la Gerencia de Diseño de Pozos.
Activo Abkatún, RMSO, correspondiente a 1997

Como se observa en las Tablas 7.8 y 7.9, la producción de agua en la mayoría de los pozos es bastante alta, lo que da lugar a una pregunta: ¿Cuánto se invierte por: transporte, manejo, mantenimiento de equipo subsuperficial y superficial, separación en superficie, tratamiento, desecho, afectaciones y penalizaciones por disposición del agua producida?.

Cabe mencionar que PEP lleva a cabo esfuerzos para cumplir con la regulaciones que promueven la protección del medio ambiente.

7.5 BENEFICIOS TÉCNICOS

Dentro de los beneficios técnicos que pueden lograrse con la aplicación del Sistema de Separación Agua – Aceite a Fondo de Pozo (SSFP), destaca enormemente el referente a la disminución en superficie del volumen de agua producida, debido a su reinyección en el fondo del pozo, lo cual traerá como consecuencia un mantenimiento de la presión del yacimiento y una disminución de los problemas por corrosión e incrustación sobre el equipo sub-superficial y superficial, así como el control de la conificación del agua o bien el llegar a provocar una conificación inversa, los cuales se describirán a continuación en detalle.

7.5.1 Reinyección del Agua Producida

La reinyección del agua producida es un requisito fundamental para llevar a cabo la separación de agua y aceite en el fondo del pozo; el requerimiento de energía para eliminar el agua separada es una de las claves para el diseño del sistema, ya que estos son sensibles a los cambios en la inyectividad, por lo que la respuesta que se tenga desde la terminación del pozo y durante la vida del sistema, es muy importante.

En este capítulo se presenta en forma resumida, la experiencia en las actividades de reinyección, para operaciones selectas en tierra y en áreas marinas. Se incluyen los procedimientos de reacondicionamiento de pozos, prácticas de prueba, tratamientos, pruebas de la calidad del agua de desecho, comportamiento de la inyectividad y deterioro de la misma, problemas experimentados y los esfuerzos para remediarlos. La experiencia de las pruebas de campo se usa para identificar los objetivos y procedimientos recomendados para la implantación de los sistemas de separación en fondo de pozo.

En este capítulo también se analizan los siguientes factores de reinyección de agua producida, en términos de su impacto potencial en el comportamiento y la operación de los sistemas de separación en fondo de pozo: (1) la densidad, viscosidad, tamaño de las gotas y concentración del aceite en la corriente de eliminación; (2) sólidos y tratamientos químicos; (3) formación de incrustaciones; y (4) fracturamiento térmico/hidráulico. Con estos datos esenciales, se bosquejan las conclusiones relacionadas con el comportamiento esperado de los sistemas de separación en fondo de pozo.

7.5.1.1 Experiencia de campo sobre reinyección de agua

Se obtuvo la información de campo y se revisó la literatura relevante en este sentido. En muchas operaciones a través del mundo se ha empleado la reinyección de agua producida (PWRI), con fines de mantenimiento de la presión del yacimiento.

Para puntualizar, hasta agosto de 1996 existían 17 sistemas de separación aceite/agua instalados, todos ellos, excepto uno, en Alberta Canadá. Esta sección revisa la experiencia en PWRI de las primeras once instalaciones. Los sistemas han sido instalados en los siguientes tipos de yacimientos:

- Carbonatos;
- Areniscas consolidadas; y
- Areniscas no consolidadas.

El intervalo de profundidad de los yacimientos es de 800 a 2600 m, algunos de los pozos se localizan en campos que producen fluidos amargos (hasta 25% de H₂S).

7.5.1.2 Criterios de selección de la zona de inyección

La capacidad de aceptación del agua producida en una zona accesible del agujero del pozo, es la clave de la aplicación de los sistemas de separación aceite /agua en fondo de pozo. Aún más, para que la instalación sea exitosa, la zona de eliminación debe ser capaz de aceptar el agua separada al ritmo que sea producida.

Los criterios de selección de la zona de eliminación, son los siguientes:

Localización. En cada una de las instalaciones de prueba, la zona de eliminación seleccionada se localizó debajo de la zona productora. Aunque es posible que la zona de eliminación sea localizada arriba de la productora, el diseño del equipo es más complicado.

Aislamiento. La zona de eliminación debe, si es posible, tener algún aislamiento de barrido de permeabilidad vertical con respecto a la zona productora. Donde no sea posible, las zonas deben ser separadas por distancia, tanto como sea posible. El aislamiento debe ser verificado antes de la instalación del sistema de separación, las perforaciones para la inyección deben estar localizadas aproximadamente a 20 m debajo de la zona productora

Formación. En cada una de las pruebas de campo, la zona de eliminación fue en el mismo tipo de roca que la de la zona productora. En algunos casos, la zona de eliminación fue en la misma formación, conectada hidráulicamente, suficientemente abajo del contacto agua-aceite. Inyectar en la misma formación puede reducir las amenazas potenciales a la inyectividad, tales como la formación de incrustaciones o hinchamiento de arcillas, no obstante el riesgo de comunicación también se incrementa.

Inyectividad de la zona. Antes de la instalación de un sistema separador se debe proceder a determinar la inyectividad de la(s) zona(s) de eliminación, por medio de pruebas o ser estimada de una manera tan confiable como sea posible. Esta información es usada para predecir las tasas de flujo y presiones, de tal manera que el equipo (incluyendo el separador, bomba y placas de orificio) pueda ser dimensionado correctamente. La estimación del índice de inyectividad se puede efectuar haciendo uso de los siguientes métodos:

Estimación de la inyectividad con respecto a otros pozos. Si existen pozos para reinyección de agua producida en la misma zona de la instalación propuesta, la inyectividad de esos pozos puede ser usada como una estimación, sin embargo, los valores obtenidos por medio de esas comparaciones, deben ser tomados con precaución, debido a que la calidad del agua de desecho del sistema de separación de fondo de pozo, será diferente al agua inyectada de la superficie. Por ejemplo, el agua producida que es separada y tratada en la superficie, tendrá niveles muy altos de contaminantes tales como sólidos y bacterias.

Registros de pozos. Se ha establecido una correlación empírica, entre la porosidad de los registros de pozos y la permeabilidad de la roca, no obstante que su exactitud está restringida a ciertos establecimientos regionales o tal vez a un ambiente deposicional sencillo. Si tal correlación se ajusta para el campo candidato, la permeabilidad de la roca establecida puede ser usada con la ecuación de Darcy para flujo radial para estimar la inyectividad.

Muestras de núcleos. Si se encuentran disponibles, los datos de los núcleos proveerán mediciones directas de la permeabilidad de la roca. Esta información puede ser usada para estimar la inyectividad de una forma mas precisa.

Datos de producción. Si se considera la eliminación dentro de una zona productora previa, el índice de productividad puede ser calculado con la ecuación de flujo radial para estimar la inyectividad.

7.5.1.3 Diseño de la terminación

El método seleccionado para re-terminar un pozo, para la instalación de un separador de fondo es muy importante para el éxito de la aplicación. La terminación original del pozo puede necesitar de tomar nuevamente mediciones de factores tan importantes como:

Integridad de la Cementación de la TR. No se debe permitir que el agua se canalice fuera de la TR, si esto llegara a ocurrir, el agua que se pretende reinyectar se regresará a la zona de producción a lo largo de la tubería de revestimiento, dando como resultado una pérdida parcial o completa del aceite producido. Algunos de los procedimientos disponibles para confirmar la integridad del cemento, son los registros de calidad de la cementación, pruebas de inyectividad con instrumentación de fondo de pozo apropiada y fuentes de trazadores radioactivos.

Aislamiento del agujero del pozo. Se requiere de un empacador confiable como parte de una instalación de un separador; en algunas de las pruebas la zona de producción se extendió abajo del nivel de la tubería de revestimiento. En este caso, se usaron dos empacadores inflables separados y colocados en la sección del agujero descubierto, para aislar las zonas de producción y de inyección.

Fluidos de perforación/control (incluye los fluidos usados durante las pruebas de inyectividad, etc.). Es importante hacer uso de fluidos que sean compatibles con el yacimiento en todos los casos. En dos de las pruebas de aplicaciones en campos amargos, el agua producida fue usada como fluido de perforación durante la operación de profundización del pozo y parte de las pruebas de inyectividad subsecuentes.

Perforaciones. Solamente un pozo ha sido perforado con sobrebalance, y ha mostrado una disminución en la inyectividad con el paso del tiempo. Se piensa que la perforación con bajobalance reduce el potencial por taponamiento del yacimiento, especialmente si la formación es considerada como susceptible al daño de la pared del pozo.

Estimulación. Todos los pozos en zonas de carbonatos fueron estimulados con ácido clorhídrico (HCl). En los pozos perforados en areniscas, solamente uno ha sido estimulado, mostrando mejoría en su inyectividad. Uno de los pozos que se taponó por el endulzamiento del agua con amoníaco, fue estimulado en forma no exitosa con un solvente para mitigar el daño a la formación causado por el lodo.

7.5.1.4 Pruebas de inyectividad

Las pruebas de inyectividad fueron desarrolladas en todas las instalaciones, algunas antes de la estimulación. Así mismo, en los lugares donde se efectuó una prueba antes de la estimulación, usualmente se efectuó otra prueba después de la misma, para obtener datos confiables para el dimensionamiento y la instalación del sistema. Todas las pruebas de inyectividad fueron de corta duración, de varios minutos a varias horas. Éstas fueron sencillas y de multipuntos; no se efectuaron pruebas de declinación. Estas pruebas fueron consideradas apropiadas para los yacimientos en donde fueron realizadas, y todos ellos resultaron altamente permeables.

En las formaciones más estrechas, puede requerirse una mayor duración de las pruebas, junto con una prueba de caída de presión; esto ha sido realizado como preparación para una instalación en un nuevo campo. Una prueba típica de inyectividad muestra claramente que tan rápidamente la presión se estabiliza en un yacimiento de alta permeabilidad ($k = 650 \text{ mD}$).

7.5.2 Experiencia de operación

Un resumen de la información relevante y los datos de la historia de producción de los pozos, se presenta a continuación.

Inyectividad. Es importante que la inyectividad estimada sea tan cercana como sea posible a la inyectividad estabilizada que ocurrirá en el campo. Las posibles razones de porque la inyectividad real sea diferente de la estimada en las pruebas de inyectividad, incluyen:

- daño a la formación, causada por procedimientos de terminación o por impurezas en la corriente del agua de inyección ;
- un estimado de inyectividad pobre;
- procedimiento de prueba de inyectividad pobre;
- falla del equipo de fondo de pozo (por ejemplo, un empacador que desarrolla una fuga en una instalación).

Comportamiento de la separación. Todos los sistemas de separación instalados han resultado en una reducción dramática de agua producida, enviada hacia la superficie, con disminuciones del orden de 57% a 97%, con un promedio de 84%. La eficiencia de la separación es un asunto a discusión, debido a que es posible que las gotas pequeñas de aceite llevadas a la zona de eliminación, causen taponamiento, con la subsecuente disminución de la inyectividad. Los factores que afectan el comportamiento de la separación incluyen:

- **Gasto.** La eficiencia de separación de los hidrociclones se incrementa con la el gasto. Si la inyectividad de la zona de eliminación es sobre estimada, el hidrociclón puede ser seleccionado para un gasto muy alto. Su eficiencia disminuirá, posiblemente causando que más aceite sea inyectado en la zona de eliminación, que a su vez disminuye aún más la inyectividad;
- **Densidad del aceite.** La separación es más eficiente si el aceite es más ligero (la diferencia de densidades entre el aceite y el agua se incrementa). La separación eficiente da como resultado una menor cantidad de aceite reinyectado con el agua producida, y por esta causa, reduce el taponamiento potencial.
- **Tipo de bomba.** Existe una especulación acerca de que las bombas electrocentrífugas puedan generar esfuerzos de corte entre la gotas pequeñas en la configuración "pull-through". Un menor tamaño de las gotas, hace menos eficiente la separación. En una de las pruebas, se instaló inicialmente una bomba de cavidades progresivas, y posteriormente fue remplazada por una electrocentrífuga; después de esto la inyectividad disminuyó significativamente.

7.5.3 Implicaciones de la separación en fondo de pozo en ambientes marinos

Una revisión de diferentes operaciones alrededor del mundo, ha mostrado que los motivos para la implantación de un esquema de reinyección de agua producida, en ambiente marino pueden ser:

- El mantenimiento de la presión del yacimiento, para soportar una máxima recuperación o cumplir con los requerimientos de regulación.
- La conducción de un patrón de inyección de agua para desplazamiento de hidrocarburos (recuperación secundaria).
- La reducción de los costos de transportación en el lugar y eliminación.

- Evitar el consumo de capital para incrementar la capacidad actual de las instalaciones de tratamiento de agua de desecho.

Las operaciones en ambientes marinos tienen los siguientes incentivos adicionales para reinyectar el agua producida:

- Reducción del impacto ambiental (adelantándose a los cambios de los estándares de eliminación).
- Reducción de la carga de agua producida adelantándose a la capacidad de las instalaciones.
- Mantener los estándares de eliminación del agua.
- Reducción del consumo de productos químicos (secuestrante de oxígeno, biocidas, etc.).

Factores a considerar para la Reinyección del Agua Producida (PWRI). El diseño y operación de los sistemas de inyección de agua requieren una completa comprensión de los siguientes puntos:

- Formación de incrustaciones;
- Control del oxígeno;
- Control de sólidos; y
- Contaminación bacteriana.

El consenso de la experiencia mundial, generalmente soporta esto. Sin embargo, un juego más completo de factores influyentes en el PWRI está basado en la siguiente combinación de propiedades del agua y de la roca:

- Densidad del agua;
- Contenido de aceite en el agua;
- Contenido de oxígeno en el agua;
- Contenido de sólidos en el agua;
- Tendencia del agua a formar incrustaciones;
- Cuenta bacteriana en el agua;

- Gradiente de fractura de la matriz;
- Geometría de la matriz; y
- Mineralogía de la matriz.

La importancia relativa de cada uno de estos factores depende de las características individuales del campo. Además, la instalación de un sistema de separación en fondo de pozo puede cambiar el impacto de algunos de estos factores, los que se discuten a detalle a continuación.

Densidad del agua. La densidad del agua, en conjunto con la presión de inyección superficial y las pérdidas por fricción, determinan la presión de inyección en el fondo del pozo. Por ejemplo, la densidad relativa del agua de formación del campo Forties se reporta como de 1.074, contra 1.039 del agua de mar. En un pozo típico a 2500 m de profundidad, la presión estática del agua de formación es casi 900 kPa mayor que la del agua de mar. Sin embargo, el efecto de la densidad del agua con la separación en fondo del pozo, será pequeño, ya que el agua a eliminar, generalmente se envía a la formación a una distancia vertical corta.

Contenido de aceite en el agua. El aceite puede estar presente en una forma discreta (algunas veces mencionado como “arrastre de aceite”) o como aceite soluble total (TSO). El aceite soluble total es arrastrado a través del proceso hacia los pozos de inyección donde puede afectar la inyección del agua por medio de dos mecanismos:

- Creando una reducción de la permeabilidad relativa; o
- Bloqueando físicamente las gargantas de los poros.

Hay evidencia que muestra que el agua producida inyectada desde la superficie, disminuye la inyectividad, debido a los efectos del aceite en la permeabilidad relativa y puede no causar un daño significativo, pero el taponamiento por sólidos es crítico al dañar a la formación.

Por lo anterior, el yacimiento debe ser capaz de aceptar los sólidos eliminados, por un periodo de tiempo razonable. Es de esperarse que la inyectividad de la zona de eliminación decline con el tiempo. Las configuraciones en el fondo del pozo deberán permitir el tratamiento de la zona in-situ, preferentemente sin la remoción de la tubería de producción y otros equipos.

Las configuraciones actuales de los sistemas de separación en fondo de pozo no incluyen filtración. La mayoría de los sólidos y alguna cantidad de aceite residual (en el rango de las ppm), serán descargados de la sección del hidrociclón junto con la corriente del agua a eliminar. Se cree que la mayoría de las bombas, especialmente las unidades centrífugas, generan una gran cantidad de esfuerzos cortantes al fluido, el cual tiende a crear tamaños menores de gotas que reducen la eficiencia del hidrociclón.

Las bombas de cavidades progresivas afectan en menor grado la disminución del tamaño de las gotas, según se documenta en la literatura de las bombas de transferencia en superficie, así como también por la experiencia de campo en los sistemas separadores.

Contenido de oxígeno en el agua. El agua producida puede captar oxígeno durante el tratamiento atmosférico en la superficie, o como resultado de la mezcla con agua fresca. La presencia de O_2 contribuye a la corrosión de los componentes metálicos del sistema, desde la superficie hasta el fondo del pozo. Los productos de corrosión (óxido de hierro, etc.) pueden causar daño a la formación por taponamiento.

En adición, las bacterias aeróbicas podrán existir si el oxígeno está presente, produciendo un número de subproductos de la corrosión; no existe prácticamente oxígeno bajo las condiciones de separación en el fondo del pozo, por lo mismo los efectos de corrosión o la actividad bacteriana no serán puntos importantes.

Contenido de sólidos en el agua. Las partículas contenidas en el agua, tales como material orgánico, arcillas, productos de corrosión, etc.; pueden introducirse al sistema como sólidos suspendidos totales (TSS), si estos no se retienen en la superficie, pueden causar daño a la formación ya sea solos o en combinación con el aceite. Generalmente, el taponamiento es considerado como un daño a la pared de la formación (en la cara de la roca) y no penetra profundamente en la formación.

Tendencia a la formación de incrustaciones. Cuando son sometidos a cambios en la temperatura y la presión, los iones, que normalmente se encuentran en solución, pueden formar un precipitado. Además, cuando se mezclan con aguas de diversas procedencias, puede saturarse en uno o más compuestos, los que pueden asimismo producir una incrustación.

La mayoría de los campos en el Mar del Norte usan la inyección del agua de mar para mantener la presión del yacimiento y así maximizar la recuperación. Como resultado de estas operaciones, los pozos estarán produciendo casi únicamente agua de formación por un periodo de tiempo, hasta que se presente la invasión de agua de mar, que creará un fuerte potencial de presencia a la incrustación. La posibilidad de incrustación depende de:

- La temperatura y presión del yacimiento;
- La composición química del agua de mar y de la de formación; y
- Las cantidades relativas de agua de mar y agua producida.

El análisis completo del potencial de incrustación debido a la mezcla de agua de mar y agua producida para cada campo, cae fuera del alcance de este estudio. Si el potencial de formación de incrustación existe en la zona de inyección, entonces se debe instalar una línea de inyección con el sistema de separación para asegurar que el tratamiento pueda ser aplicado a la zona.

Existe potencial de formación de incrustación en el pozo productor cuando se inyecta agua de mar mezclada con agua de formación; además, la incrustación puede ocurrir en la entrada de la zona de eliminación; si esta contiene otra composición de agua se tendrá que requerir de tratamientos con inhibidores. La mezcla de agua producida y agua de mar provoca la formación de precipitados. La solubilidad de incrustaciones comunes, CaCO_3 , BaSO_4 es una función de la presión y la temperatura.

En la mayoría de las aplicaciones marinas, el ambiente del separador será relativamente isotérmico comparado con las operaciones existentes, y por la misma razón la variable a controlar será la presión. Para cada yacimiento y cada pozo, los índices de incrustación deben ser calculados para un intervalo completo de presiones, de caídas de presión y condiciones de penetración de agua de mar esperadas, a fin de establecer un intervalo "seguro" de operación. Si se espera que la incrustación se forme, entonces la terminación del sistema de separación debe ser configurada, para permitir los tratamientos con inhibidores apropiados.

El agua de mar y el agua congénita, no se mezclan en una aplicación de separación en fondo de pozo, como se puede hacer en las instalaciones de tratamiento en la superficie; esto llevará a reducir la tendencia de formación de incrustación; sin embargo, si el pozo productor está en el contacto de un agua de mar previamente inyectada, el desequilibrio resultante puede causar la incrustación en la región del agujero del pozo.

Contenido bacteriano. Las bacterias generalmente son introducidas desde los acuíferos que sirven de fuente de agua o del agua de mar. Algunas especies, tales como las bacterias sulfato reductoras, son notorias por su producción de H_2S , que con el tiempo causarán "amargamiento" del campo. La presencia de H_2S puede requerir un gasto considerable para manejar la corrosión y mejoramiento de las instalaciones. Puede haber aún bacterias anaerobias en el fondo, si se ha provisto

de suficiente alimentación. Por esta razón, se deben practicar los tratamientos adecuados, si existe un riesgo de distribuir las bacterias en otras zonas.

Gradiente de fractura. El fenómeno de fracturamiento térmico de los yacimientos es bien conocido. La inyección de agua de mar relativamente fría dentro de una zona de eliminación causa la formación de nuevas fracturas o la ampliación de las ya existentes; esto a su vez resulta en una inyectividad substancialmente mejorada. Los pozos de eliminación fracturados son tolerantes de un agua de mucho menor calidad que lo que pudiera ser predicho bajo condiciones de flujo matricial. Con la reinyección del agua producida, la inyectividad generalmente será menor, por dos razones principales:

- La roca del yacimiento no está fracturada; y
- Bajo flujo matricial, el taponamiento de la cara de la roca por las impurezas del agua será más significativa.

Como los sistemas de separación en fondo de pozo operan cerca de las perforaciones, bajo condiciones cercanas a las condiciones isotérmicas, el fracturamiento térmico de la zona de eliminación no es posible, de aquí que si el fracturamiento hidráulico se requiere a fin de obtener una inyectividad adecuada, el equipo de bombeo de la corriente de desecho, debe contar con esta capacidad; puede ser necesario efectuar un tratamiento de fractura en la zona de desecho (posiblemente con sustentantes) antes de la instalación del equipo si se encuentra que la inyectividad en la matriz es inadecuada.

Esto podrá minimizar los problemas asociados con el logro de la presión de fractura de la formación con el sistema separador, y de hecho puede resultar en un diseño de bombeo de menor tamaño y menos costoso.

Cuando se elimina dentro del mismo agujero del pozo y posiblemente en la misma formación, la selección del intervalo de eliminación específico debe ser tal,

que las fracturas inducidas no se propaguen dentro del intervalo productor. Los pozos candidatos, por esta razón, deben tener confinamientos apropiados para el crecimiento vertical de las fracturas.

Se ha observado que las fracturas inducidas térmicamente pueden ser obtenidas si el agua producida es enfriada antes de su inyección. Esta opción es impráctica para los sistemas de separación a fondo de pozo, por lo que el método recomendado para incrementar la inyectividad, deberá ser el incremento de la presión en el agua de desecho para alcanzar la presión de fractura de la formación.

Geometría de la matriz. La literatura acerca del campo Forties, menciona las pruebas llevadas a cabo para determinar el diámetro hidráulico de la garganta de los poros de algunas muestras de núcleos. Se usó el criterio de filtración, basado sobre el requerimiento de que el agua inyectada debe contener partículas con un diámetro menor que la garganta de un poro, a fin de evitar el taponamiento.

Con los estudios de inyección en núcleos se ha concluido, que aún cantidades relativamente pequeñas de aceite causan pérdida de permeabilidad durante la inyección de agua. Esto puede ocurrir cuando los diámetros de las gotas de aceite son del mismo orden de magnitud que los diámetros de las gargantas de los poros de la roca. El mecanismo citado es una combinación de la reducción de la permeabilidad relativa y el bloqueo por emulsiones; la pérdida de permeabilidad por la presencia de sólidos en el agua, generalmente ocurre en la cara de la roca.

También se ha encontrado que una combinación de aceite y sólidos, tiene un efecto multiplicador en el daño a la formación. Sin embargo, estos estudios fueron llevados a cabo presumiblemente, con aceite muerto y algunos sólidos, mientras las condiciones de separación en el fondo del pozo, se llevan a cabo con aceite vivo y muy pocas bacterias o productos de corrosión.

Mineralogía de la matriz. La mayoría de las rocas de los yacimientos, contienen otros materiales dentro de la matriz; por ejemplo, las areniscas comúnmente pueden contener una familia de minerales arcillosos hinchables, tales como illita, kaolinita y smectita. Si el agua inyectada tiene una salinidad menor que el agua congénita, las arcillas pueden reaccionar hinchándose; esto a su vez podrá resultar en una reducción dramática en la permeabilidad de la roca. Adicionalmente, el conocimiento de la mineralogía de la roca y sus subproductos potenciales, darán asistencia en el diseño de un programa de estimulación a la matriz.

Si el agua producida se introduce en un estrato diferente dentro de la misma formación, entonces no debe provocar una reacción con las arcillas residentes si se ha probado que el agua de mar sea conveniente, entonces cualquier mezcla de agua de mar y agua producida podrá también ser aceptable, pero esto requerirá verificación.

7.5.4 Instalación de un sistema de separación aceite/agua en fondo de pozo

La clave para la instalación de un SSFP, es la existencia de suficiente inyectividad en la zona de eliminación, la experiencia con la reinyección de agua producida ya sea desde la superficie o con instalaciones de separación en fondo de pozo, ha demostrado que el daño a la formación puede ocurrir en cualquier etapa durante la preparación del pozo:

Perforación o profundización. Los yacimientos sensibles, tales como aquellos que contienen arcillas hinchables, pueden requerir procedimientos bajobalance, para evitar la invasión y subsecuente formación de daño por parte de los fluidos de perforación.

Terminación y reparación. De nuevo, puede ser prudente, en algunos yacimientos el uso de fluidos compatibles y filtros para llevar a cabo la perforación en una condición de bajobalance.

Estimulación. Los tratamientos de estimulación incorrectamente seleccionados, pueden ser, ya sea inefectivos o causar una reacción adversa con la formación.

Operaciones de inyección. Tal vez la amenaza más cercana a un pozo de inyección es un proceso desordenado, donde sean arrastradas grandes cantidades de aceite o sólidos hacia el pozo. Estas situaciones de arranque, tales como el tiempo posterior a la instalación inicial o un paro, son mucho más críticas en una instalación de un separador en fondo de pozo. La alimentación hacia el separador será afectada por la separación gravitacional de los fluidos dentro del agujero del pozo así como cualquier fluido muerto que haya sido usado durante las operaciones de reparación. El sistema debe contar con capacidades operativas o controles apropiados, para asegurar que la corriente de desecho permanezca libre de contaminantes bajo esas condiciones.

Monitoreo del comportamiento

Los parámetros a monitorear regularmente en una instalación de separación en fondo de pozo, son:

Presión de descarga del agua de desecho. Las tendencias de la presión de eliminación son usadas para registrar la operación de la bomba respectiva.

Gastos de descarga del agua de desecho. El gasto de agua eliminada, es un indicador del comportamiento del separador en el fondo del pozo; combinado con la presión de descarga, el gasto proporcionará la inyectividad de la zona de eliminación; esta información puede ser usada para determinar si ha ocurrido algún

daño a la formación, ya sea por aceite acumulado y arrastre de sólidos o por un descontrol del proceso.

Producción de aceite y agua en la superficie. Los sistemas de separación en fondo de pozo, son diseñados deliberadamente para llevar algo de agua hacia la superficie junto con el aceite. La relación gas-aceite (RGA) en la superficie puede variar desde 0.1 hasta 1.0, aunque todos los sistemas actuales, emplean una separación de una sola etapa, y como resultado, están limitados al valor máximo de este intervalo.

7.5.5 Investigaciones adicionales

Se ha llevado a cabo una considerable cantidad de trabajo de inyección en núcleos, para apoyar las pruebas de inyección de agua producida, en el Mar del Norte y en Prudhoe Bay. Si bien parte de este trabajo fue realizado a presión y temperatura de yacimiento, no está claro que se hayan usado muestras de aceite vivo. Un elemento crítico para el sistema de separación, es la cantidad de aceite arrastrado desde el hidrociclón hacia la corriente de eliminación.

Puesto que el aceite debe estar "vivo" bajo estas condiciones, los trabajos previos en las pérdidas de permeabilidad, pueden no ser aplicables directamente. Aún más, las inyecciones de aceite vivo en núcleos, para simular las condiciones de separación en fondo de pozo, pueden ser requeridas para entender el comportamiento de la formación bajo gastos de flujo matricial.

Una muestra de fondo de un pozo productor puede proporcionar información acerca de otros contaminantes que pudieran ser esperados, tales como bacterias, minerales de yacimiento, etc.

7.5.6 Conificación⁽³³⁾

La conificación de gas o agua en los pozos productores de aceite es perjudicial, ya que provoca una disminución en la producción de aceite y un aumento en la relación gas – aceite (RGA) o en la producción de agua. Cualquiera de los dos tipos puede ocurrir debido a los altos ritmos de producción, ambos son el resultado de condiciones similares.

La conificación es principalmente el resultado del movimiento de los fluidos del yacimiento en la dirección de menor resistencia, balanceado por una tendencia de los fluidos a mantener un equilibrio gravitacional. El análisis puede ser hecho con respecto al gas o al agua, pero la conificación de gas es generalmente más difícil de controlar debido a que el pozo ha penetrado esa zona y no es posible cambiar el punto de entrada de los fluidos a otra posición suficientemente alejada del contacto gas – aceite. Supóngase que los fluidos del yacimiento se encuentran distribuidos en la forma esquemática que se muestra en la Figura 7.1, un yacimiento con una zona subyacente de agua y otra zona superyacente de gas.

Para este caso particular el pozo ha sido terminado en la posición que se indica en la Figura 7.1 y el intervalo disparado se encuentra a la mitad, entre los contactos de los fluidos. En la práctica un pozo puede penetrar parcialmente en la zona de aceite, para eliminar mientras sea posible, la entrada de agua de fondo. Se supone que la permeabilidad de la roca es alta tanto en la dirección vertical como horizontal.

La presión del pozo da lugar a los gradientes de presión que se distribuyen uniformemente en todas las direcciones, tanto vertical como horizontalmente, si los fluidos estuvieran uniformemente distribuidos. La consecuencia sería que el gradiente de presión tendiese a hacer fluir al agua y al gas dentro del pozo así como lo hace con el aceite, por que la distancia que tienen que viajar estos fluidos es menor que el radio de drene de la zona de aceite en el yacimiento.

Equilibrando estos dos gradientes de flujo, está la tendencia del gas a permanecer encima de la zona de aceite debido a su menor densidad y la del agua a permanecer debajo de la zona de aceite debido a su mayor densidad.

Para que se mantengan en equilibrio los niveles de gas – aceite y agua – aceite en el yacimiento, se requiere que el aceite fluya dentro del área alrededor de la pared del pozo a un ritmo tal que permita restablecer rápidamente el equilibrio gravitacional.

El ritmo para el cual los fluidos pueden alcanzar un equilibrio en el nivel en la roca puede ser muy bajo, debido a una baja permeabilidad o a las propiedades capilares, de tal manera que el gradiente alrededor del pozo puede resultar excesivo. Bajo estas circunstancias, la interfase agua – aceite en la vecindad del pozo se eleva formando una superficie acampanada (cono de agua) y el gas fluye hacia abajo formando un cono de gas, tal como se indica en la Figura 7.2.

La rapidez con la que puede desplazarse cualquier fluido es inversamente proporcional a su viscosidad y por tanto, el gas tiene una mayor tendencia a conificarse que el agua. Por esta razón, el tamaño del cono de agua dependerá entre otros factores de la viscosidad del aceite, en relación con la del agua.

Es evidente que el grado o rapidez de conificación dependerá del *ritmo de producción* y la *permeabilidad* en la dirección vertical comparado con el de la dirección horizontal; también dependerá de la penetración del pozo.

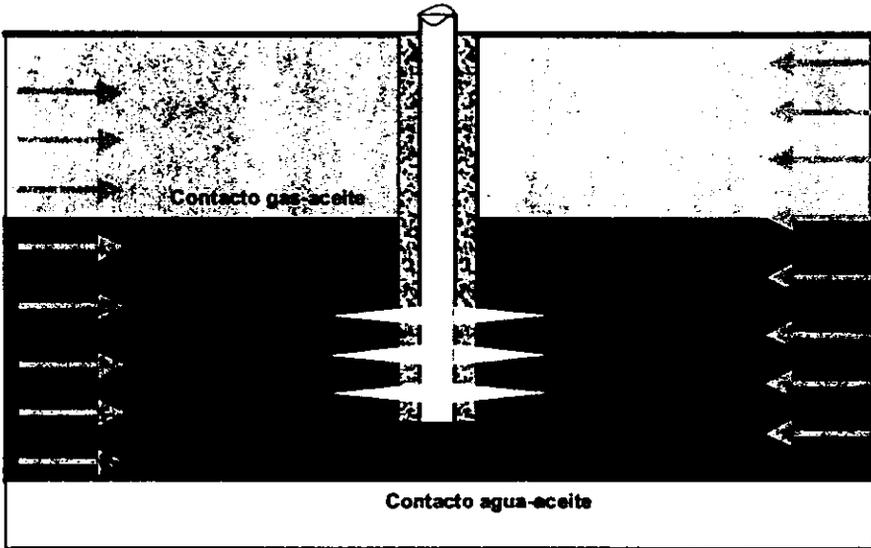


FIGURA 7.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

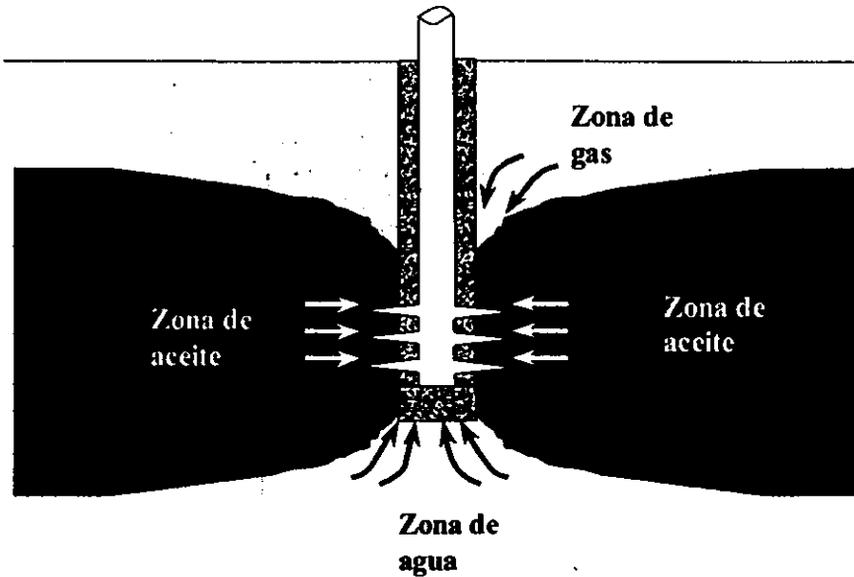


FIGURA 7.2 CONIFICACIÓN DE GAS Y AGUA

7.5.6.1 Control de la Conificación

Existen diversos conceptos y teorías que han sido descritos en la literatura relativos al control de la conificación y de la conificación inversa; cada una posee requerimientos técnicos y obstáculos, que necesitan ser evaluados para determinar su verdadera utilidad y su valor esencial.

A continuación se describen las cuatro principales áreas donde el control de la conificación y de conificación inversa pueden ser potencialmente aplicados, e ilustran algunos de los resultados claves que requieren de dos aplicaciones: estudio y atención especial en el diseño y operación de ensayos de campo.

a) Control de la Conificación como medio de Separación

El trabajo realizado por Swisher y Wojtanowicz⁽³⁴⁾ ha estimulado el interés dentro de la industria sobre los conceptos de control de la conificación. Los procesos usados en aceites por Hunt fueron enfocados a mantener altos gastos de producción de aceite limpio hacia la superficie, sin requerir de tratamientos complejos para eliminar el agua, en campos donde los pozos experimentaron conificación de agua y en donde a los pocos meses de producir con equipo convencional se habría requerido la colocación de grandes instalaciones para separar los fluidos producidos.

Los resultados de los ensayos de campo de Swisher y Wojtanowicz⁽³⁴⁾ han demostrado el potencial para incrementar los gastos de producción de aceite y mejorar la recuperación en las instalaciones de tratamiento de aceite, además de identificarse que la corriente de agua relativamente dulce contenía poca contaminación de hidrocarburos, por lo que podría disponerse directamente, sin procesarla en amplias instalaciones.

En el ensayo realizado por Hunt, el aceite fue producido sin métodos artificiales y los costos asociados de manejo con el agua limpia producida para mantener el control de la conificación fue mínima, por lo que el proceso fue económico, incluso con los gastos más altos de fluido total producido de los pozos. En otras circunstancias, con altos costos por bombeo de agua, probablemente se hubieran encontrado problemas, ya que todo el fluido sería producido hasta la superficie y los beneficios se reducirían.

Este proceso debe ser evaluado para determinar los límites de aplicación potencial para esta tecnología y avanzar en la investigación de procesos de operación, equipo (por ejemplo, sistemas duales de bombeo) y otros factores, que pueden ser afectados adversamente o positivamente con este tipo de estrategia de producción.

b) Control de la Conificación para Incrementar la Producción de Aceite

Existen algunas evidencias de campo, a menudo anecdóticas para pozos individuales, que indican que el incremento en la producción de aceite puede ser alcanzada aun en pozos que producen altos volúmenes de agua, sin mostrar un incremento importante en el volumen de agua.

Este concepto sostiene que simplemente abriendo más perforaciones a producción o modificando la terminación para promover la producción de agua de la porción inferior del intervalo productor, harán que el aceite entre más fácilmente al pozo sin cambiar significativamente los patrones de producción y volúmenes de fluido que fluyen dentro del pozo.

Si este efecto puede ser mejor documentado y entendido a través de pruebas de campo, puede permitir incrementar la recuperación de reservas y los gastos diarios sin cambios significativos en los costos de operación.

c) Control de la Conificación con la Reinyección de Agua al mismo pozo

El siguiente proceso para el control de la conificación tomada del trabajo de Swisher/Wojtanowicz⁽³⁴⁾, es el concepto de segregación gravitacional del agua cuando el agua es reinyectada en el mismo pozo.

El concepto de segregación gravitacional del agua, toma el proceso de reinyectar los fluidos del fondo del pozo hacia una zona más profunda del yacimiento o en una zona alterna disponible. En el artículo original de Swisher/Wojtanowicz⁽³⁴⁾ sobre segregación gravitacional del agua, los pozos considerados como fluyentes sólo requieren de una bomba para mover el agua desde las perforaciones donde se termina la conificación hasta las perforaciones de reinyección, la cual sólo puede ser compensada lateralmente para reducir el problema de recirculación. Se han utilizado dos bombas en las operaciones donde el aceite producido y el agua deben ser bombeados. Esta acción evita los costos de elevar y manejar el agua producida en la superficie y da por resultado un beneficio potencial en las condiciones del agua disponible y un medio ambiente limpio.

Todos los estudios sobre la Separación Agua – Aceite a Fondo de Pozo están enfocados a la reinyección en el mismo pozo y las pruebas de campo concluidas hasta la fecha sugieren que el sistema de separación puede mejorar las oportunidades de éxito en el control de la conificación (ver Figura 7.3). Los conocimientos adquiridos a través del presente trabajo ayudan en la tarea de evaluar el control de la conificación en este tipo de aplicaciones, especialmente cuando la misma zona es usada para la producción y reinyección.

d) Control de la Conificación con la Separación Agua – Aceite a Fondo de Pozo

La experiencia adquirida a través del empleo del sistema de Separación Agua- Aceite a Fondo de Pozo puede sólo ser aplicable en situaciones donde el control preciso del cono es problemático, o donde el flujo de agua a través de la formación potencial de aceite barre adicionalmente aceite desde estas zonas hasta las perforaciones que producen agua. En estos casos se puede incrementar la recuperación de aceite y la zona de inyección puede ser protegida con un tapón de aceite, usando los hidrociclones en el fondo del pozo para tratar el agua producida antes de ser enviada como disponible.

Esta opción es sólo para el caso en que se separe con el hidrociclón rechazando la separación de la corriente en la superficie, lo que permitirá controlar el comportamiento de la conificación para ser monitoreada sin llevar la corriente total de agua hacia la superficie. La contribución referente a la tecnología para el control de la conificación es evidentemente una información relevante y la experiencia que se ha adquirido es utilizada en la aplicación de los sistemas SSFP. Todos estos conocimientos pueden ser utilizados en la solución de algunos problemas de conificación que se tengan.

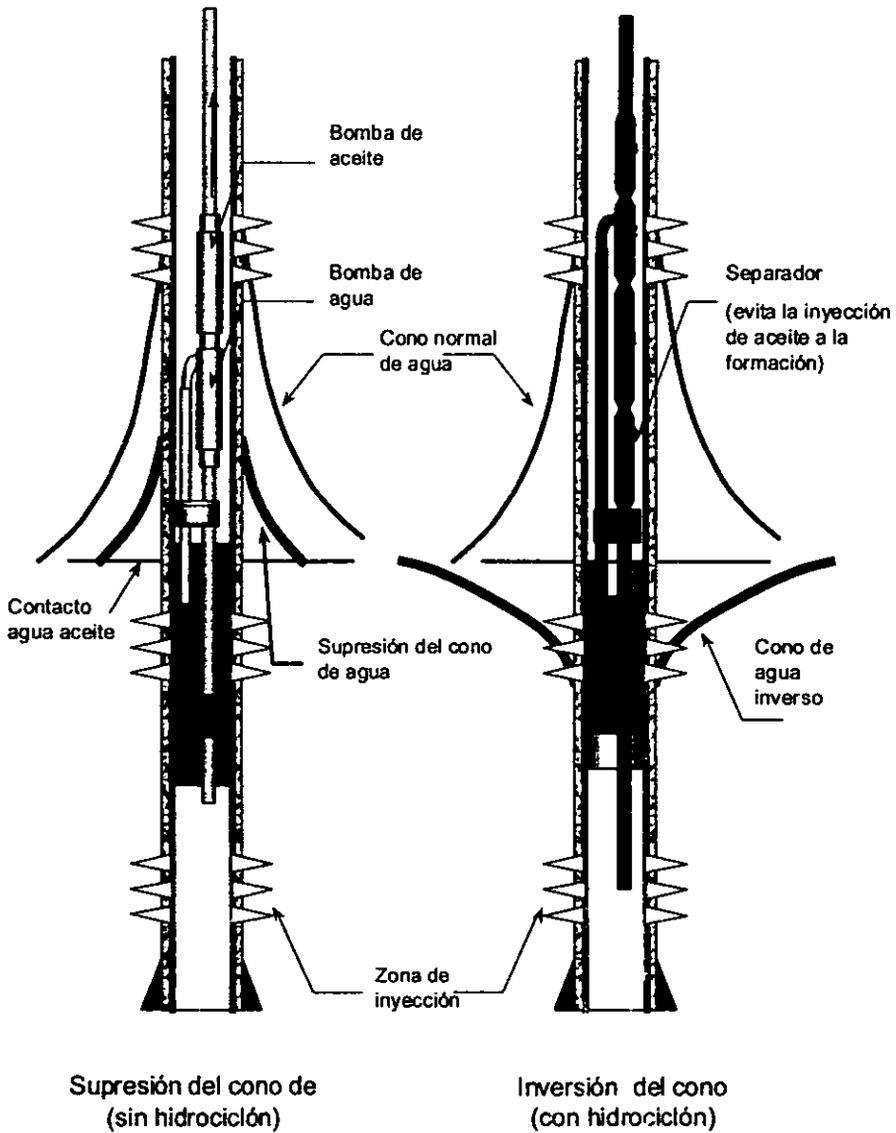


FIGURA 7.3 SUPRESIÓN E INVERSIÓN DEL FENOMENO DE CONIFICACIÓN CON LA APLICACIÓN DEL SSFP

8. FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL SISTEMA A UN POZO DE PEMEX

El potencial de aplicación del separador agua - aceite en campos de PEMEX es considerable, por el alto contenido de agua producido por muchos pozos, que operan con Sistemas Artificiales de Producción, Bombeo Electrocentrifugo, Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico. Para el caso particular del presente trabajo, se consideró el sistema de Bombeo Mecánico por ser éste el más utilizado.

Para determinar la factibilidad de aplicación del SSFP en pozos de PEMEX, estrictamente debería llevarse a cabo un análisis técnico – económico de los pozos considerados candidatos. Para el análisis técnico se tiene que contar con la información establecida en los criterios de selección de los pozos candidatos, entre los cuales se pueden mencionar de manera general los siguientes: características del pozo, condiciones de producción, características del yacimiento y de los fluidos producidos, mientras que para el análisis económico se tienen que considerar los ingresos, egresos e inversiones requeridas para aplicar el SSFP.

Para el análisis se consideró la información correspondiente a un pozo del campo Poza Rica, con excepción del diámetro de la TR (la cual se supuso de 7 pg, en lugar del diámetro real de 6 pg). Esto debido a que el sistema de separación en fondo no puede ser instalado en un diámetro menor a 7 pg.

Este pozo fue seleccionado debido a que presenta, con excepción del diámetro de la TR, características similares al pozo en que se llevó a cabo con éxito, la prueba del prototipo del SSFP acoplado al BM, en Canadá. El pozo candidato seleccionado en lo sucesivo se denominara como "Pozo A".

8.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Para el análisis técnico a continuación se relacionan las características del pozo, condiciones de operación y características del yacimiento y de los fluidos, comparando el pozo en el cual se llevó a cabo la prueba en Canadá y el Pozo A, considerado como candidato para la implantación del SSFP.

La Tabla 8.1 muestra la información tanto del pozo en el cual se efectuó la prueba de campo del BM-SSFP prototipo y el pozo A, candidato de PEMEX.

TABLA 8.1 INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS

	Prototipo SSFP - BM	Pozo A
<i>Información del Pozo</i>		
Tipo de Pozo	Vertical	Vertical
Diámetro de TR (pg)	7	7
Profundidad Total (m)	992.1	2280.8
Profundidad del Empacador (m)	978.1	2040.0
Tipo de formación productora	carbonatada	calizas
Porosidad promedio (%)	5.07	15
Intervalo Productor (m)	966.8 – 978.1	2070 - 2077
<i>Datos de Inyección</i>		
Profundidad del Intervalo de Inyección (m)	979.6 – 991.2	2170 – 2180
<i>Información de Producción</i>		
Sistema de Producción	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico
Velocidad (SPM)	12.5	10.5
Diámetro de TP (pg)	2 7/8	2 7/8
Sarta de Varillas (pg)	3/4 y 7/8	1, 7/8 y ¾
Gasto Total (BPD)	144	850
Gasto de Aceite (BPD)	4.3	128
Gasto de Agua (BPD)	140	722
Densidad relativa del aceite (°API)	30	31
Relación Gas – Aceite, RGA (m ³ /m ³)	50	50
Relación Agua – Aceite (bls/bls)	33	5.64
Impurezas	ninguna	ninguna

De los datos presentados en la Tabla anterior puede observarse que existen muchas diferencias entre el pozo de prueba en Canadá y el Pozo A; sin embargo, para el análisis se correlacionaron las características, de tal manera que se pudieran estimar los beneficios obtenidos para el pozo A, a partir de los obtenidos en la prueba de campo realizada en Canadá.

Las condiciones principales por las cuales se seleccionó este pozo son:

- Un estado mecánico que evita llevar a cabo un trabajo de reacondicionamiento muy complejo,
- Un porcentaje de agua alto (85%) y una RGA baja ($50 \text{ m}^3/\text{m}^3$) necesarios para obtener una eficiencia de separación alta del SSFP,
- La zona de inyección se encuentra por debajo de la zona productora, lo cual permite un diseño del SSFP menos complejo
- Los antecedentes históricos de mantenimiento son similares a los del pozo en que se realizó la prueba en Canadá, lo cual garantiza su funcionamiento y el menor número de intervenciones posibles,
- No presenta impurezas (sólidos, asfáltenos, parafinas, H_2S) que ocasionarán daños al equipo y a su eficiencia,
- La diferencia de densidades entre el aceite y el agua favorecen una mejor separación de éstos, lo cual aumenta la eficiencia del SSFP.

La Tabla 8.2 muestra los resultados obtenidos antes y durante la prueba del prototipo en Canadá, los cuales serán utilizados para determinar el probable comportamiento del SSFP en el Pozo A.

TABLA 8.2 RESULTADOS OBTENIDOS ANTES Y DURANTE LA PRUEBA DEL PROTOTIPO BM/SSFP EN CANADÁ

Parámetro	Unidades	Antes	BM con SSFP
Potencia de la varilla pulida	HP	6.67	2.9
Velocidad de bombeo	SPM	11.7	4.0
Presión de fondo	lb/pg ²	275	315
Gasto total	BPD	144	151.2
Gasto de Aceite	BPD	4.3	5.4
Gasto de Agua en superficie	BPD	140	21.8
Gasto de Inyección	BPD	0	124
WOR @ superficie		33	4.0
WOR @ fondo		33	27

Los datos de la tabla anterior muestran que la relación agua – aceite (WOR) en superficie se redujo de 33 a 4.0, lo cual equivale a una reducción del 85% del agua en superficie con la aplicación del SSFP. El gasto de aceite promedio durante la prueba del prototipo fue aproximadamente 26% mayor que el gasto obtenido de datos de producción anteriores a la prueba; el gasto total también muestra un incremento de 5% con el SSFP; además de observarse una disminución en la potencia demandada al motor y la velocidad de bombeo de 56% y 66%, respectivamente. El incremento en la producción total se debe principalmente a la disminución en la contrapresión del pozo, lo cual permite que un mayor volumen de fluido entre al pozo.

Para la aplicación del SSFP en el Pozo A se adoptó un criterio conservador con respecto al incremento en la producción bruta, de aceite y agua que esperaba obtenerse, considerándose un incremento de solo 5% en dichas producciones y una disminución en el gasto de agua en superficie de 80%. Aplicando estos criterios a los datos de producción actuales se obtendrían los resultados mostrados en la Tabla 8.3.

TABLA 8.3 RESULTADOS ESPERADOS CON LA APLICACIÓN DEL SSFP EN EL POZO "A"

Parámetro	Unidades	Antes	BM con SSFP
Velocidad de bombeo	SPM	10.5	3.6
Gasto total en superficie	BPD	850	893
Gasto de aceite en superficie	BPD	128	134
Gasto de agua en superficie	BPD	722	152
Gasto de inyección	BPD	0	607
WOR @ superficie		5.6	1.13
WOR @ fondo		5.64	5.66

De acuerdo a los resultados que se esperan obtener con la aplicación del SSFP en el Pozo A se puede concluir que desde el punto de vista técnico éste ofrece grandes ventajas, ya que se maneja un menor volumen de agua en superficie y a su vez se tendrá un incremento en la producción de aceite.

8.2 ANÁLISIS ECONÓMICO^(37,38)

Para el análisis económico del Pozo A se consideraron dos diferentes escenarios, el primero llamado Caso Base (que considera las condiciones de producción actuales, en la cual todo el volumen de agua producida en conjunto con el aceite es tratado y manejado en superficie) y el segundo denominado Alternativa 1 (que considera la aplicación del SSFP para las condiciones de producción del pozo, en la cual el porcentaje de agua producida que será tratada y manejada en superficie es mínima, debido a que la mayor parte de ésta es inyectada en el fondo del pozo).

En todo análisis económico se lleva a cabo una evaluación de los ingresos, egresos e inversiones de las opciones o escenarios que se plantean en el proyecto con respecto al tiempo, que para este caso serán el Caso Base y la Alternativa 1; posteriormente se realizó un análisis comparativo de los resultados obtenidos por concepto de ingresos, egresos e inversiones de ambos escenarios, y finalmente se lleva a cabo el cálculo de los principales parámetros económicos del proyecto, como son el Valor Presente Neto (VPN), el tiempo de recuperación de la inversión (Tri), la tasa interna de rendimiento (TIR), y el índice de utilidad de la inversión (VPN/VPI).

En lo referente al análisis económico, para fines del estudio, no se consideran todas las variables que pueden afectar a los resultados, ya que solamente se toman en cuenta los que afectan al balance diferencial. Es por tal motivo que no se involucran costos tales como: administrativos, de personal, por transporte, etc.

Debido a las fluctuaciones en el tipo de cambio dólar – peso, se decidió realizar el análisis de mercado en dólares americanos (USD), con el fin de lograr mantener la vigencia del estudio por más tiempo.

8.2.1 Caso Base

Este caso considera las condiciones de producción actuales del Pozo A; como se mencionó anteriormente dicho pozo tiene una producción bruta de 850 BPD (en el año 1), de los cuales 85% son agua y 15% aceite, que equivalen a 722 y 128 BPD de agua y aceite, respectivamente; se considera que la producción bruta tendrá una declinación anual constante de 6%, así como un incremento de 1% en el porcentaje de agua (que por tratarse de un caso hipotético se consideran válidas).

El pozo produce mediante el sistema de bombeo mecánico, presenta una baja relación gas – aceite, y no presenta problemas por producción de arenas, parafinas o asfaltenos.

Ingresos del Caso Base

Los ingresos que se obtienen en el caso base son por concepto de la comercialización de la producción de aceite. Para determinar el precio del crudo producido por el Pozo A (31°API) se aplicó la siguiente ecuación:

Si: $24 < \text{°API}_{\text{crudo}} \leq 32$

$$P_{\text{crudo}} = P_{\text{istmo}} - \left[\left(\frac{P_{\text{istmo}} - P_{\text{maya}}}{\text{°API}_{\text{istmo}} - \text{°API}_{\text{maya}}} \right) \right] \times (\text{°API}_{\text{istmo}} - \text{°API}_{\text{crudo}}) \quad \dots(8.1)$$

donde:

P_{crudo} = precio del crudo en estudio

P_{istmo} = precio del crudo tipo istmo

P_{maya} = precio del crudo tipo maya

$\text{°API}_{\text{crudo}}$ = densidad API del crudo en estudio

$\text{°API}_{\text{istmo}}$ = densidad API del crudo tipo istmo

$\text{°API}_{\text{maya}}$ = densidad API del crudo tipo maya

Considerando que el precio del crudo tipo istmo (38°API) es de 14.55 USD/bl⁽³⁹⁾, el del crudo tipo maya (23°API) es de 12.30 USD/bl⁽³⁹⁾, y que el crudo que produce el Pozo A es de 31°API, se tiene:

$$P_{\text{crudo}} = 14.55 - \left[\left(\frac{14.55 - 12.30}{38 - 23} \right) \right] \times (38 - 31) = 13.50 \frac{\text{USD}}{\text{bl}}$$

En la Tabla 8.4 se muestra el comportamiento de los ingresos obtenidos por concepto de la comercialización de la producción de aceite del Pozo A respecto al tiempo para el caso base.

Egresos del Caso Base

Los egresos están constituidos por costos de operación y mantenimiento; los costos por mantenimiento se consideran los mismos en ambos casos, por lo cual no se tomaron en cuenta para el análisis, mientras que dentro de los costos de operación sólo se consideraron aquellos debidos al manejo y tratamiento del agua producida. El costo total aproximado por manejo y tratamiento de un barril de agua en superficie se obtiene considerando los siguientes costos individuales:

Disposición de un barril a un cuerpo receptor \$ 2.64/m³ = USD 0.044/bl

Cuota de CNA y SEMARNAP por descarga de agua residual a un cuerpo receptor

Requerimiento de Agua de Lavado (agua dulce) \$ 2.90/m³ = USD 0.048/bl

Se requiere aproximadamente 0.5 barril de agua de lavado por barril de aceite

Aplicación de Reactivo Desemulsificante \$ 0.40/bl = USD 0.042/bl

Suponiendo una relación de tratamiento de 4.2 galones por cada mil barriles (GMB) que equivalen a 0.0159 lt/barril, Costo del reactivo: \$25.00/lt

Aplicación de Inhibidor de Corrosión \$ 0.40/bl = USD 0.042/bl

Se supone una relación de tratamiento y costo similar al del reactivo desemulsificante

Consumo de energía por bombeo \$ 0.26/bl = USD 0.027/bl

Se considera el costo por energía eléctrica y el del gas combustible

Total por barril de agua manejado y tratado **USD 0.203/bl**

En la Tabla 8.5 se muestran los egresos anuales generados por el manejo y tratamiento del agua producida del Pozo A, respecto al tiempo.

Inversiones del Caso Base

Las inversiones que se requieran realizar en el Caso Base ya sea por trabajos de reparación al pozo, estimulaciones, toma de registros o bien la optimización de las instalaciones superficiales también será necesario considerarlas en la Alternativa 1, ya que la implantación del SSFP no garantiza que éstas se eviten, motivo por el cual se consideró para el análisis económico que dichas inversiones serían las mismas para el Caso Base y para la Alternativa 1, y por ello al aparecer en ambos escenarios se cancelan.

Comportamiento Económico del Caso Base

Una vez determinados y analizados los ingresos, egresos e inversiones que se tendrían en el caso base se llevó a cabo el análisis económico. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 8.6, en la cual se observan los ingresos, egresos y flujo de efectivo operativo (ingresos menos egresos) que se tienen para el caso base, los cuales se utilizaron posteriormente para el análisis comparativo con la alternativa 1.

TABLA 8.4 INGRESOS DEL CASO BASE

CONCEPTO	AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q ₁ en superficie (BPD)		850	799	748	697	646	595	544	493	442	391
FRACCIÓN DE AGUA (%)		85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
FRACCIÓN DE ACEITE (%)		15	14	13	12	11	10	9	8	7	6
Q _w en superficie (BwPD)		723	687	651	613	575	536	495	454	411	368
Q _o en superficie (BoPD)		128	112	97	84	71	60	49	39	31	23
INGRESO BRUTO ANUAL (MUSD)		628.26	577.65	526.25	474.38	422.37	370.64	319.62	269.83	221.84	176.28

*Precio del crudo considerado (31*API) = 13.50 USD/bbl, determinado con la ecuación 8.1.

TABLA 8.5 EGRESOS DEL CASO BASE

Qt en superficie (BPD)	850	799	748	697	646	595	544	493	442	391
FRACCIÓN DE AGUA (%)	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
FRACCIÓN DE ACEITE (%)	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6
Qw en superficie (BwPD)	723	687	651	613	575	536	495	454	411	368
Co en superficie (BoPD)	128	112	97	84	71	60	49	39	31	23
COSTOS DE OPERACIÓN ANUALES (MUSD)	53.53	53.36	52.96	52.31	51.39	50.16	48.60	46.66	44.32	41.53
INVERSIONES (MUSD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESO TOTAL ANUAL (MUSD)	53.53	53.36	52.96	52.31	51.39	50.16	48.60	46.66	44.32	41.53

*Los costos de operación se refieren a los costos por manejo y tratamiento del agua producida, se consideró un costo de 0.203 USD/bbl

TABLA 8.6 COMPORTAMIENTO ECONÓMICO DEL CASO BASE

AÑOS	I_{CB} INGRESOS (MUSD)	E_{CB} EGRESOS (MUSD)	$F_{CB} = I_{CB} - E_{CB}$ FLUJO DE EFECTIVO (MUSD)
1	628.26	53.53	574.73
2	577.65	53.36	524.29
3	526.25	52.96	473.29
4	474.38	52.31	422.07
5	422.37	51.39	370.98
6	370.64	50.16	320.48
7	319.62	48.60	271.02
8	269.83	46.66	223.17
9	221.84	44.32	177.52
10	176.28	41.53	134.75
TOTAL	3,987.12	494.82	3,492.30

8.2.2 Alternativa 1

En este escenario se considera la implantación del SSFP en el Pozo A, el cual continuaría produciendo con el sistema de Bombeo Mecánico como actualmente lo hace, pero ya con el sistema SSFP acoplado; se considera que las condiciones de operación en superficie continuarán siendo las mismas; los beneficios que se esperan obtener con respecto al caso base radicarán en el menor volumen de agua producida que se manejará y tratará en superficie así como un ligero incremento en la producción de aceite. Para poder instalar el SSFP en el pozo A, se requiere de una intervención para llevar a cabo primero su reacondicionamiento; dicha intervención se estima tendría una duración de dos semanas, considerando una semana adicional para la instalación del equipo, es decir se tendría fuera de producción el Pozo A por un espacio de tres semanas, determinándose así la producción diferida correspondiente a este período.

A continuación se lleva a cabo un análisis de los ingresos, egresos e inversiones que se tendrían en esta alternativa.

Ingresos de la Alternativa 1

De acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba realizada en Canadá con el SSFP se pudo observar un incremento en el gasto de aceite, motivo por el cual se consideró que el gasto de aceite producido por el Pozo A con el SSFP sufriría un incremento promedio de 7 BPD con respecto al obtenido en el caso base, durante toda la vida del proyecto. Al igual que en el caso base, se consideró un precio de USD 13.5/bl para el crudo de 31°API que produce el pozo A. Los ingresos con respecto al tiempo que se obtendrían con el SSFP se muestran en la Tabla 8.7.

Egresos de la Alternativa 1

El principal beneficio obtenido con la aplicación del SSFP es la reducción drástica del volumen de agua producida en superficie, motivo por el cual se consideró que ésta se reduciría en un 80%, es decir, sólo sería llevada un 20% del 85% de agua que originalmente producía el Pozo A. La Tabla 8.8 muestra los egresos generados por el manejo y tratamiento del agua producida del Pozo A, respecto al tiempo.

Inversiones de la Alternativa 1

Para la Alternativa 1 se tienen que considerar las inversiones por concepto de compra e instalación del equipo de separación de fondo; los costos de reacondicionamiento del pozo para la instalación del separador de fondo no son considerados dentro de las inversiones del proyecto, ya que se hace la consideración que dicho trabajo se lleva a cabo aprovechando una reparación en el pozo, ya programada.

De acuerdo a los datos proporcionados por el fabricante del equipo de separación se consideró un tiempo de vida útil del equipo de 5 años, para mantener una eficiencia de separación agua – aceite alta. Por lo cual para el año seis se considera la compra de un equipo de separación nuevo. A continuación se menciona de manera desglosada la inversión requerida para la Alternativa 1:

Separador Vortoil	USD 18,000.00
Equipo de Monitoreo	USD 15,000.00
Empacador	USD 8,000.00
Herramienta On/Off	USD 3,000.00
Bombas	USD 25,000.00
Instalación del equipo	USD 17,000.00
Total	USD 86,000.00

Comportamiento Económico de la Alternativa 1

Al igual que en el caso base, una vez que se analizaron los ingresos, egresos e inversiones, se llevo a cabo el análisis económico para la Alternativa 1. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 8.9, en la cual se observan los ingresos, egresos y flujo de efectivo operativos (ingresos menos egresos), los cuales se utilizarán a continuación en el análisis comparativo del caso base y la alternativa 1.

TABLA 8.7 INGRESOS DE LA ALTERNATIVA 1

Qt en superficie (BPD)	286	262	239	217	185	175	155	137	119	102
FRACCIÓN DE AGUA (%)	53	55	57	59	62	64	67	70	73	76
FRACCIÓN DE ACEITE (%)	47	45	43	41	38	36	33	30	27	24
Qw en superficie (BwPD)	152	144	137	129	121	112	104	95	86	77
Qo en superficie (BoPD)	134	117	102	88	75	62	51	41	32	25
INGRESO BRUTO ANUAL (MUSD)	634.37	606.53	552.57	498.10	443.49	374.24	335.60	283.32	232.93	185.10

*Precio del crudo considerado (31*API) = 13.50 USD/bbl, determinado con la ecuación 8.1.

TABLA 8.8 EGRESOS DE LA ALTERNATIVA 1

	286	262	239	217	195	175	155	137	119	102
QI en superficie (BPD)	53	55	57	59	62	64	67	70	73	76
FRACCIÓN DE AGUA (%)	47	45	43	41	38	36	33	30	27	24
FRACCIÓN DE ACEITE (%)	152	144	137	129	121	112	104	95	86	77
Qw en superficie (BwPD)	134	117	102	88	75	62	51	41	32	25
Qo en superficie (BoPD)	10.81	11.21	11.12	10.99	10.79	10.13	10.21	9.80	9.31	8.72
COSTOS DE OPERACIÓN ANUALES (MUSD)	86.00	0	0	0	0	108.72	0	0	0	0
INVERSIONES (MUSD)	10.81	11.21	11.12	10.99	10.78	10.13	10.21	9.80	9.31	8.72
EGRESO TOTAL ANUAL (MUSD)										

*Los costos de operación se refieren a los costos por manejo y tratamiento del agua producida, se consideró un costo de 0.203 USD/bbl

TABLA 8.9 COMPORTAMIENTO ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA 1

AÑOS	I_{alt} INGRESOS (MUSD)	E_{alt} EGRESOS (MUSD)	$F_{alt} = I_{alt} - E_{alt}$ FLUJO DE EFECTIVO (MUSD)
1	634.37	10.81	623.56
2	606.53	11.21	595.32
3	552.57	11.12	541.45
4	498.10	10.99	487.11
5	443.49	10.79	432.70
6	374.24	10.13	364.11
7	335.60	10.21	325.39
8	263.32	9.80	273.52
9	232.93	9.31	223.62
10	185.10	8.72	176.38
TOTAL	4,146.25	103.09	4,043.16

8.2.3 Análisis Comparativo de los Resultados^(37,38)

Tomando como referencia las condiciones de producción actuales del Caso Base, se determinaron los parámetros económicos diferenciales, para obtener la rentabilidad de la Alternativa 1.

El análisis económico es de tipo diferencial debido a que sólo se evalúan los cambios propuestos en la alternativa 1 respecto al caso base, teniéndose que:

$$\Delta F = F_{alt} - F_{CB}$$

donde:

ΔF = Flujo de Efectivo Operativo

F_{alt} = Flujo de efectivo de la Alternativa 1

F_{CB} = Flujo de efectivo del caso base

Al flujo de efectivo operativo se aplica el 78.9% de impuestos por concepto de derechos por extracción de hidrocarburos para determinar el flujo de efectivo neto (ΔF_t), el cual en conjunto con el valor presente de la inversión (VPI), la tasa de descuento (i) y el tiempo de duración del proyecto (t) ayudan a determinar las utilidades netas o valor presente neto (VPN):

$$VPN = \sum_{t=0}^t \frac{\Delta F_t}{(1+i)^t} - VPI$$

donde:

VPN = Valor presente neto de la alternativa (\$)

t = Período (años)

i = Tasa de descuento (%)

VPI = Valor presente de inversión (\$)

ΔF_t = Flujo de efectivo neto

El tiempo de recuperación de la inversión (T_{ri}) esta dado por la siguiente condición y se refiere al punto donde interseca la inversión inicial con los ahorros anualizados acumulados.

$$0 = \sum_{t=1}^{T_{ri}} \frac{\Delta F_t}{(1+i)^t} - VPI_{ALT}$$

La tasa interna de retorno (TIR) será aquella donde se cumpla que:

$$TIR = R$$

Cuando:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{\Delta F_t}{(1+R)^t} - VPI_{ALT}$$

donde: n = Número de periodos

Por lo tanto la TIR se define como el porcentaje de la inversión que se recupera anualmente por concepto de utilidades obtenidas del proyecto. Dicha tasa se determina por un método iterativo haciendo variar R, hasta que se cumpla con la condición anterior.

El índice de utilidad de la inversión se obtiene de la relación:

$$IUI = \frac{VPN}{VPI}$$

Por lo anterior se concluye que entre mayor sea el VPN, mayor será el índice de utilidad de la inversión y por consiguiente ésta es una herramienta más que indicara la rentabilidad de la alternativa.

La Tabla 8.10 presenta los resultados del análisis económico diferencial del Caso Base y la Alternativa 1; dicho análisis fue realizado con el programa de computo ECONOPET⁽⁴⁰⁾. Cabe señalar que en la ejecución del programa se consideró una tasa de descuento de 10%, un período de duración del proyecto de 10 años y una paridad de \$9.53 = 1 USD.

TABLA 8.10 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

PARAMETRO	CASO BASE	ALTERNATIVA 1
INVERSIÓN (MUSD)	0	172.00
INGRESOS* (MUSD)	3,987.12	4,146.25
EGRESOS (MUSD)	494.82	103.09
VPN (MUSD)	-----	176.67
Tri (ANOS)	-----	3.4
TIR (%)	-----	32.02
VPN/VPI	-----	1.03

*Se refiere al total de los ingresos obtenidos durante los 10 años de tiempo de vida del proyecto
Análisis después de obligaciones fiscales (descontando el 78.9% de impuestos).

La Figura 8.1 muestra el comportamiento de los flujos de efectivo del Caso Base y la Alternativa 1, respecto al tiempo.

La Figura 8.2 muestra el comportamiento que sigue el VPN, respecto al tiempo, y con el cual se puede determinar el tiempo de recuperación de la inversión (T_{ri}).

La factibilidad económica de un proyecto puede ser determinada considerando los siguientes parámetros: VPN, T_{ri} y TIR.

Considerando los parámetros antes mencionados podemos observar de la tabla anterior que el tiempo de recuperación de la inversión (T_{ri}) es relativamente grande (ya que se estima que para que un proyecto sea factible debe tener un T_{ri} menor a 3 años), por lo cual considerando este parámetro se puede concluir que la aplicación del SSFP no es económicamente factible, pero considerando la TIR se observa que tiene un valor relativamente alto (ya que se estima que para que un proyecto sea factible debe tener una TIR mayor a 30%) y el VPN se observa que se tiene una utilidad neta positiva, lo cual es un indicativo de que se tendrían mayores utilidades respecto al caso base y por lo cual se puede justificar su aplicación.

Además, con la aplicación del SSFP pueden obtenerse beneficios intangibles, entre los cuales se encuentran: *menor contaminación al medio ambiente* (la cual no puede cuantificarse y es muy importante), capacidad suficiente para el tratamiento y manejo del agua, menores costos de operación y mantenimiento, disminución de daños por corrosión a instalaciones subsuperficiales y superficiales por manejo de agua, mantenimiento de la presión del yacimiento, supresión del fenómeno de conificación, etc.

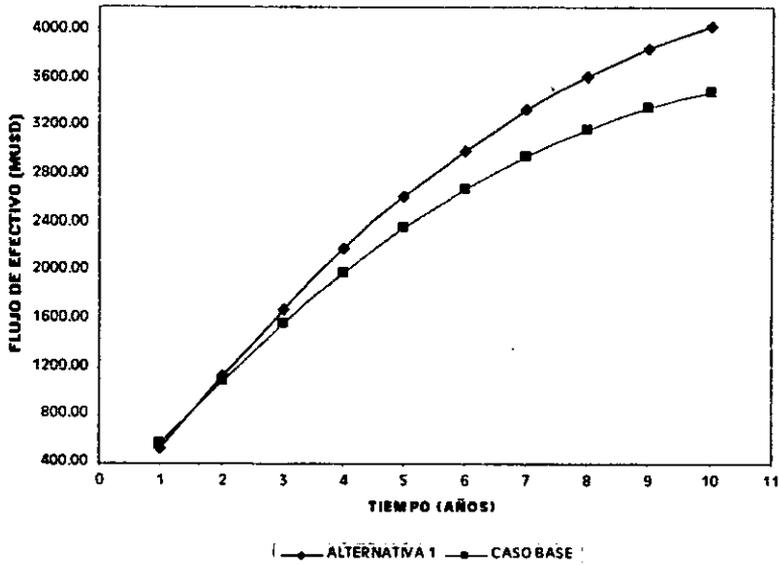


TABLA 8.1 COMPARACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO

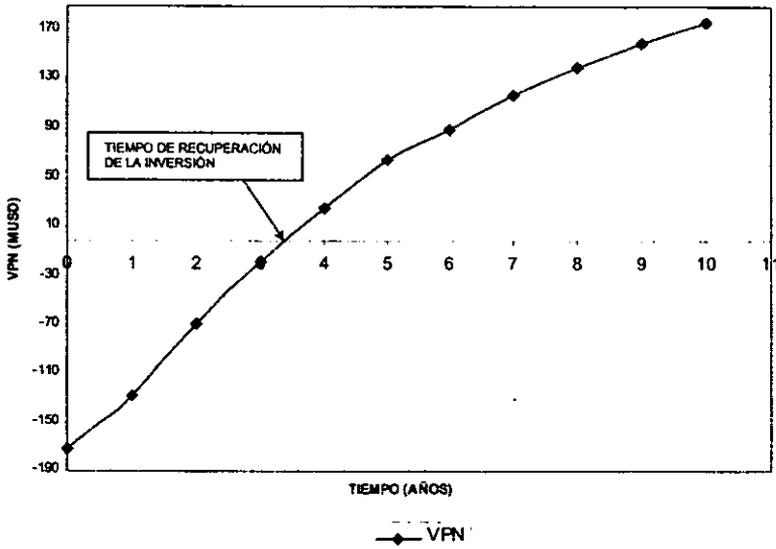


TABLA 8.2 COMPORTAMIENTO DEL VPN RESPECTO AL TIEMPO

Cabe hacer la observación de que el pozo analizado es de baja producción bruta (característico de pozos que operan con Bombeo Mecánico) y la aplicación de la tecnología SSFP en México a mediano plazo, se tiene contemplada realizarse en pozos de la Región Marina, donde los gastos de producción son mayores, y que a pesar de que los pozos producen bajos porcentajes de agua, este volumen es muy alto, y no se cuenta con el equipo ni el espacio necesario para su manejo, debido a los altos costos que representaría instalar y operar el equipo necesario para tal fin.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de llevar a cabo el análisis tanto técnico como económico del Sistema de Separación Agua-Aceite a Fondo de Pozo (SSFP), se llegó a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- La implantación de esta tecnología en pozos petroleros de México es factible de llevarse a cabo, con los consiguientes beneficios derivados de su aplicación. Estos serán mayores en la medida que el número de pozos y la producción de agua sea mayor.
- Para cada sistema artificial, el arreglo y acoplamiento mecánico entre los componentes del sistema son diferentes, y al igual que los sistemas artificiales convencionales, se diseñan en función de las características particulares del pozo en que se aplicará.
- Inicialmente los sistemas de separación Vortoil fueron diseñados para separar agua-aceite en instalaciones de producción; posteriormente fueron modificados para su aplicación en el fondo del pozo, partiendo del concepto de la comparación de las condiciones superficiales y de fondo. En estas últimas el ambiente es el más adecuado para la separación ya que se tiene menor densidad relativa del aceite debido a la mayor temperatura y cantidad de gases disueltos y una mínima dispersión de gotas de aceite.
- Los requerimientos principales para la separación y eliminación del agua producida en el fondo del pozo son:
 - Diseño preciso y efectivo del sistema de separación (considerando un separador de gas si el fluido está abajo del punto de burbujeo);
 - Una zona de inyección accesible desde el agujero del pozo productor; y

- Un sistema para proporcionar energía desde el fondo del pozo al fluido producido.
- La máxima capacidad de manejo de un separador agua-aceite, es de aproximadamente 2000 BPD, por lo cual si la producción es mayor, se puede diseñar un sistema que incluya dos o más ciclones en paralelo, operando como si fuera uno solo.
- Actualmente los porcentajes de agua considerados a manejar deberán ser de al menos 60%, como límite de seguridad. Sin embargo, se han diseñado sistemas de separación de doble etapa para operar con porcentajes de agua que varíen desde 30% hasta el 90%.
- Se considera que el funcionamiento del hidrociclón será el adecuado cuando el porcentaje de agua producido hasta la superficie se reduzca a 10% y que la calidad del agua de desecho (inyección) contenga menos de 500 ppm de aceite.
- Dependiendo de la localización y características de la zona de inyección y de la presión requerida para enviar los fluidos (aceite y agua remanente) hasta la superficie, un sistema puede contener una o dos bombas instaladas.
- El intervalo de aplicación del SSFP se considera amplio, ya que se ha utilizado con el sistema de BEC para gastos altos, con el sistema de BCP para gastos moderados pero con presencia de sólidos, y con el sistema de BM para gastos bajos.
- Hasta Agosto de 1996 los sistemas SSFP habían sido probados en 17 pozos, aplicándose desde yacimientos de areniscas no consolidadas con aceite pesado hasta yacimientos con aceite ligero; la profundidad de los pozos varió desde los 820 hasta los 2500 m. En todos los casos se ha observado una disminución en los costos de operación, por la reducción en el volumen de agua producida en

superficie, además de que en algunos casos se observaron importantes incrementos en la producción de aceite.

- Durante la selección de pozos candidatos para la aplicación del SSFP se tienen que tomar en cuenta la profundidad, condiciones y diámetro del pozo, la integridad de la cementación, características del equipo, localización y alimentación eléctrica, características de producción (WOR, RGA, Q_i , variabilidad de la producción e historia de bombeo), características del yacimiento (permeabilidad vertical y horizontal, zona de inyección y de agua) y características de los fluidos (densidades e impurezas). Se recomienda seleccionar un candidato para el cual los trabajos y costos de reacondicionamiento del pozo sean bajos, y por lo tanto los cambios que sufra la terminación, el yacimiento y el gasto de producción no sean importantes, además de contar con otros pozos candidatos, por si se presentan problemas con el seleccionado originalmente.

- Se ha demostrado que la implantación de la inyección de agua producida, presenta las siguientes ventajas:
 - El mantenimiento de la presión del yacimiento;
 - La conducción de un patrón de inyección de agua para desplazamiento de hidrocarburos (recuperación secundaria);
 - La reducción de los costos de transportación de agua y su eliminación;
 - Evita incrementar la capacidad actual de las instalaciones de tratamiento de agua de desecho.
 - Reduce el consumo de productos químicos (secuestrante de oxígeno, biocidas, etc.)

Además permite controlar el efecto de la conificación en la vecindad del pozo o provocar una conificación inversa.

- La aplicación del SSFP en ambientes marinos tiene los siguientes beneficios adicionales al inyectar el agua producida:
 - Reducir el impacto ambiental
 - Reducir la carga de agua producida.
 - Mantener los estándares de eliminación del agua.
- De acuerdo con los resultados obtenidos con la aplicación del SSFP, este sistema representa una muy buena alternativa para aplicarse en México en el corto y mediano plazo, ya que como es sabido PEMEX eroga grandes cantidades de dinero por el manejo del agua producida en superficie, además de que contribuiría en gran medida con la nueva política adoptada por esta empresa en el *cuidado y preservación del medio ambiente*.
- El presente trabajo puede servir de base a una propuesta de investigación y se recomienda profundizar más en el estudio y análisis de esta tecnología, y con ello poder en el futuro no sólo entender sino proponer modificaciones al sistema, que contribuyan a mejorar su funcionamiento y a incrementar su aplicación en la industria petrolera.

NOMENCLATURA

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
@	a condiciones de
°API	gravedad API
bl	barril
BCP	bombeo de cavidades progresivas
BEC	bombeo electrocentrífugo
BHPS	Baker Hughes Process System
BM	bombeo mecánico
BN	bombeo neumático
BPD	bariles por día
°C	grados centígrados
CDS	sistema de doble etapa cerrada
cm	centímetros
cp	centipoise
D, d	diámetro
d	día
E	egresos
°F	grados Fahrenheit
F	flujo de efectivo
FWKO	eliminador de agua libre
GMB	galones por cada mil barriles
g	gramos
H	hidrógeno
HP	potencia en caballos de fuerza
h	hora
i	tasa de descuento (%)
II	índice de inyectividad

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
I	ingreso
IPR	índice de productividad
IUI	índice de utilidad de la inversión
kg	kilogramos
km	kilómetros
lb	libras
L	longitud
LMB	libras de sal por cada mil barriles
l	litro
m	metro
mbnm	metros bajo el nivel del mar
mD	milidarcys
mm	milímetros
MUSD	miles de dólares americanos
n	número de periodos
O	Oxígeno
ODS	sistema de doble etapa abierta
pH	medida de la acidez o alcalinidad de una solución electrolítica
pg	pulgadas
ppm	partes por millón
PWRI	reinyección del agua producida
P1	bomba de emulsión o bomba del agua
P2	bomba del concentrado
Q	gasto
R	radio de la gota de agua
RGA	relación gas – aceite
rpm	revoluciones por minuto
seg	segundo
SAP	Sistema Artificial de Producción

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
SPM	emboladas por minuto
SSFP	Sistema de Separación Agua-Aceite a Fondo de Pozo
t	Periodo en años
TP	tubería de producción
TIR	tasa interna de retorno
Tri	tiempo de recuperación de la inversión
TR	tubería de revestimiento
TSS	sólidos suspendidos totales
v	velocidad
VFD	controlador de frecuencia o velocidad variable
VPN	valor presente neto
VPI	valor presente de inversión
W	agua
WOR	relación agua – aceite

GRIEGAS

α, β	ángulos de inclinación de las secciones del hidrociclón
μ	viscosidad
ρ	densidad absoluta
ΔF	Flujo de efectivo del caso base
ΔFt	Flujo de efectivo total

SUBINDICES

ALT	alternativa
CB	caso base
cyl	cilindro
i	entrada
o	aceite
t	total
u	diámetro reducido
w	agua

REFERENCIAS

1. Téllez Rodríguez José
Curso corto sobre Tratamiento de Fluidos Coatzacoalcos, Veracruz, IMP, Mayo, 1979

2. Arnold Ken and Stewart Maurice
"Surface Production Operations, Vol. 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1992

3. Bansbach, Paul L
"The How and Why of Emulsions"
Tetrolite Division Petrolite Corp., St. Louis Missouri, The Oil and Gas Journal, September, 1970

4. Monson, T. Louis
"Chemical Resolution of Petroleum Emulsions"
Surface Operations in Petroleum Production, Chilingar V. George, 1969

5. Strusser J.E
"Effect of pH in Interface Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions",
Journal of Petroleum Technology, March, 1968

6. Mendizabal Cruz Porfirio
"Desarrollo y Aplicación de Agentes Químicos Desemulsificantes en la Deshidratación de Petróleo", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1976

7. Lory Mendoza Alberto
"Elaboración y Aplicación de Agentes Tensoactivos (Desemulsificantes) en la Industria Petrolera", Tesis de Licenciatura, IPN, 1979
8. Gómez Cabrera J.A., Becerril Cárdenas F. y Flores Sánchez L.
"Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1997
9. Téllez Rodríguez José
"Selección del Proceso y Equipo para Deshidratación y Desalado de Crudo", Publicación IMP, Junio de 1978
10. Kvaerner Energy A.S.
"Feasibility Assessment of Downhole Oil/Water Separation System for Offshore Applications", Internal Report June 1996, No. JF 3872
11. Coleman D.A and Thew. M.T.
"Hydrociclones for Oil/Water Separation", pp 143-165 1980
12. Cowie D., Schmoll J.K., Sutton J.E., Robertson D.S. and Ribinson S.A.
"Investigation of a Novel Facility Design Concept for Heavy-Oil North Sea Development", Presented at the 26th Annual Offshore Technology Conference, May, 1994, OTC 7592,
13. Triponey, G., Woillez, J., and Bezard, C.
"The Rotating Deoiling Cyclone: Recent Development and Operating Experience", SPE 25034 Presented at the European Petroleum Conference, Cannes, France, November 1992.

14. Ditria J.C. y Hoyack M.E.

"The Separation of Solids and Liquids with Hydrocyclone Based Technology for Water Treatment and Crude Processing", Presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas conference, Melbourne, Australia, November, 1994. SPE 28815

15. Smith R.C., Hayes L.A. and Wilkin J.R.

"The Lateral Tie-Back System: The Ability to Drill and Case Multiple Laterals", Presented at the 1994 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, IADC/SPE 27436, February 1994,

16. Hashmi K.A., Friesen W.I., Bohun D.A. and Thew M.T.

"Application of Hydrocyclones for Treating Produced Fluids in Heavy Oil Recovery", Hydrocyclones '96, Mechanical Engineering Publications Limited, 1996

17. Colman J.R. and McLelland W.G.

"Produced Water Re-injection; How clean is clean?", Presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, SPE 27394 Lafayette, Louisiana, Febrero 1994.

18. Díaz Zertuche, Jesús H.

"Bombeo Electrocentrífugo Sumergido", Consultoria y Servicios en Ingeniería Petrolera, S.A. de C.V., México, D.F., 1993

19. Brown, Kermit E.

"The Technology of Artificial Lift Methods", Vol. 2b, Universidad de Tulsa, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980

-
20. Coronado Pérez Oscar.
"Bombeo Mecánico", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1986
21. Reyes Firó Jesús R.
"Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Mecánico", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1989
22. Reyes Delgado Fernando,
"Producción por Bombeo de Cavidades Progresivas", Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1993
23. Gaynard Bob.
"Sistemas PCM/KUDU de Bombas PC para Pozos de Petróleo", KUDU Industries Inc., Calgary, Alberta, Canadá, 1998
24. Nind T.E.W.
"Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros", Universidad de Trent, Ontario Canadá, 1987
25. Evans Wayne, Lange Neville E. And Muchalok Peter G.
"New Development in Hydrocyclones for the Treatment of Produced Water", Serck Baker, 1984
26. Delgado Alberto and Lee H.M.
"The Chronology of Water-Oil Handling Equipment", San Antonio, Texas, September 1998 SPE 39878
27. Schrenkel Peter J., Hayworth Cam, Zahacy Todd and Chachula Ryan,
"Joint Industry Development of the Downhole Oil/Water Separation System-Field Case", October 1996

-
28. Solanki S.C., Zahacy T., Roggensack W.D., Peachey B.R. and Mann J.,
"Downhole Oil/Water Separation Systems (AQWANOT)", Joint Industry Project
1996
29. Matthews C.M., Chachula R., Solanki S.C. and Peachey B.R.
"Application of Downhole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field",
SPE 35817 . 1996
30. Peachey B.R. and Matthews C.M.
"Downhole Oil/Water Separator Developed", The Journal of Canadian Petroleum
Technology, September, 1994 Vol. 33, No. 7
31. Shubert M.F.
"Advances in Liquid Hydrocyclone Separation Systems", paper 6869, Offshore
Technology Conference, Houston, Texas, pp 497-506 1992,
32. Allen C. Hadaway
"De-watering of Gas Wells with Electrical-Submersible Pump Downward Water
Injection", Electrical Submersible Pump Workshop, May 1996
33. Escobar Rosas F.G. y Escobar Rosas J.A.
"Principios de Mecánica de Yacimientos", Tesis de Licenciatura, Facultad de
Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1975
34. Wojtanowicz K. Andrew, Xu Hui and Bassiouni Zaki,
"Segregated Production Method for Oil Wells with Active Water Coning", Journal
of Petroleum Science and Engineering 11 (1994) 21-35
35. Loginov Arthur and Shaw Christopher.
"Completion design for Downhole Water and Oil Separation and Invert Coning",
San Antonio, Texas, October 1997, SPE 38829

36. Danyluk T.L., Chachula R.C. and Solanki S.C.

"Field Trial of the First Desanding System for Downhole Oil/Water Separation in a Heavy-Oil Application", San Antonio, Texas, September 1998, SPE 49053

37. Mian M.A.

"Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer", Vol. 1, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1992

38. Bolívar Villagomez Héctor,

"Notas del curso de Evaluación de Proyectos de Inversión s.e.", Sem. 97-2, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 1997

39. Cárdenas R. Rogelio

Periódico: El Financiero, 16 de Abril de 1999, Año XVIII, Núm. 5096, México, D.F.

40. ECONOPET V.1.96, Simulador Económico IMP, México D.F., 1996