



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**CASOS ESPECIALES DE
APLICACIÓN DEL SISTEMA DE
BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO**

TESIS

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA A:
GUSTAVO MILLA FLORES**

DIRECTOR DE TESIS:

M.I FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



**CD.UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F FEBRERO
2013**

Agradecimientos

A mi esposa Jessica Anayeli López Castro, le doy gracias a dios por haberte puesto en mi camino, si nuestros caminos no se hubieran cruzado no sé qué sería de mí, dios me bendijo por tener una mujer tan maravillosa a mi lado que cuando más la necesito siempre está conmigo.

A mi hija Niza Fernanda Milla López tu eres mi motivación y en lo primero que pienso cuando inicio mi día, tú me das el combustible para hacer mis actividades, estoy muy orgulloso de ser tu Papá.

A mis padres Gustavo Milla Avendaño y Angélica Flores Bernal que desde que era pequeño siempre me han enseñado que lo más importante en esta vida es la familia. Gracias Papá y Mamá por apoyarme todos estos años con tus consejos te aseguro que algún día lograremos todo lo que nos hemos planteado.

A mi hermano Iván Milla Flores porque contigo aprendí que un hermano menor puede enseñarle muchas cosas importantes al hermano mayor, tu siempre has sido un gran ejemplo a seguir por tu responsabilidad, tu honestidad, tu sencillez y por tu determinación para lograr tus objetivos gracias hermano por ser como eres, ojala algún día llegue a ser un poco de lo que tú eres.

A mi hermana Lizbeth Milla Flores a quien le doy gracias por darme su amor y por pasar muchos momentos divertidos.

A mis Tíos José Guadalupe, Luis, Cruz, Federico, por enseñarme el valor del trabajo y por ser unas excelentes personas, y por haberme ayudado cuando más lo necesitaba.

Al M.I Felipe de Jesús Lucero Aranda por ser mi tutor de tesis y por apoyarme a terminarla, agradecido con usted por haberme brindado su tiempo en realizar esta tesis y más agradecido por sus consejos.

A mis amigos Daniel Salomón, Álvaro Gustavo Falcón, Carlos Reyes, por ser mis mejores amigos en la Universidad, y por demostrar que los Ingenieros Petroleros también pueden ser muy buenos en el Soccer.

Introducción	1
Fundamentos de los Sistemas Artificiales de Producción	4
1.0 Introducción	5
1.1 Sistema Integral de Producción	5
1.1.1 Yacimiento	5
1.1.1.2 Clasificación de acuerdo a los fluidos producidos	5
1.1.1.3 Clasificación de acuerdo al mecanismo de empuje.....	6
1.1.2 Pozos	8
1.1.3 Pozos no fluyentes	9
1.1.4 Análisis nodal	10
1.2 Sistemas artificiales de producción	21
1.2.1 Factibilidad o requerimiento de sistemas artificiales de producción	24
1.2.2 Principales sistemas artificiales de producción	25
1.3 Bombeo Mecánico	26
1.3.1 Ventajas	27
1.3.2 Desventajas.....	28
1.2.3 Equipo superficial bombeo Mecánico.....	28
1.3.4 Equipo Subsuperficial del Bombeo Mecánico.....	32
1.3.5 Unidad hidroneumática TIEBEN	34
1.3.5.1 Componentes de la unidad hidroneumática TIEBEN	35
1.3.5.2 Sistema de seguridad de las unidades de bombeo mecánico hidroneumático	35
1.3.5.3 Funcionamiento de la unidad hidroneumática TIEBEN	36
1.4 Bombeo Hidráulico	37
1.4.3 Ventajas	38
1.4.2 Desventajas.....	39
1.4.3 Componentes superficiales Bombeo Hidráulico	39
1.4.4 Componentes Subsuperficiales del Bombeo Hidráulico	40
1.4.5 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	40
1.4.5.1 Ventajas de las Bombas Tipo Pistón	41

1.4.5.2 Desventajas de las Bombas de Pistón	42
1.4.6 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	42
1.4.6.1 Ventajas de las Bombas Jet	43
1.5 Bombeo Neumático	44
1.5.1 Ventajas del Bombeo Neumático.....	46
1.5.2 Desventajas del Bombeo Neumático	47
1.5.3 Equipo superficial del Bombeo Neumático.....	48
1.5.4 El equipo subsuperficial del Bombeo Neumático	49
1.5.5 Generalidades del Bombeo Neumático	50
1.6 Bombeo de cavidades progresivas	51
1.6.1 Ventajas	52
1.6.2 Desventajas.....	52
1.6.3 Equipo superficial del Bombeo de Cavidades Progresivas	53
1.6.4 Equipo subsuperficial del Bombeo de Cavidades Progresivas.....	53
1.7 Émbolo viajero	56
1.7.1 Ventajas del Sistema Émbolo viajero.....	57
1.7.2 Desventajas del Sistema Émbolo viajero	58
1.7.3 Principio del funcionamiento del sistema émbolo viajero	58
1.7.4 Componentes del émbolo viajero	61
1.8 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	63
1.8.1 Ventajas del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	65
1.8.2 Desventajas del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.....	65
1.8.3 Equipo superficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	65
1.8.4 Equipo Subsuperficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	66
1.9. Sistema combinado de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con Bombeo Neumático	68
1.9.1 Ventajas y desventajas del sistema Bombeo electrocentrífugo Sumergido con Bombeo Neumático.....	69
1.9.2 Diseño	70
1.10 Sistema combinado de Bombeo electrocentrífugo sumergido y Bombeo de Cavidades Progresivas	71
1.10.1 Ventajas del sistema BEC con BCP	71

1.10.2 Diseño ESPCP	71
Bombeo Electrocentrifugo Sumergido	79
2.1 Introducción	80
2.2 Ventajas y desventajas del sistema de Bombeo Electrocentrifugo Sumergido	81
2.3 Características básicas de las instalaciones de BEC	82
2.4 Fundamentos Hidráulicos	83
2.5 Equipo Subsuperficial del Sistema BEC	86
2.5.1 Bombas Electrocentrifugas.....	88
2.5.1.1 Operación Básica de las Bombas Centrifugas	88
2.5.1.2 Velocidad específica	90
2.5.1.3 Operación de la Bomba.....	91
2.5.1.4 Funciones Básicas de la Bomba.....	91
2.5.1.5 Limitación en el Número de Etapas	93
2.5.1.6 Curva de Operación de la Bomba	94
2.5.1.7 Temperatura de la bomba.....	97
2.5.2 Motor	100
2.5.2.1 Características Funcionales del Motor.....	101
2.5.2.2 Operación del Motor	103
2.5.2.3 Curvas de Operación de los Motores.....	105
2.5.2.4 Condiciones de Inicio.....	107
2.5.2.5 Temperatura del Motor	108
2.5.2.6 Temperatura Permitida en el Motor.....	117
2.5.3 Protector	118
2.5.3.1 Funciones del Protector	119
2.5.3.2 Operación Básica	120
2.5.4 Separador de gas	122
2.5.5 Manejador avanzado de gas	124
2.5.6 Cable	125
2.5.6.1 Materiales del cable	126
2.5.6.2 Conductores.....	126
2.5.6.3 Materiales Aislantes.....	127

2.5.6.4	Cubierta	128
2.5.6.5	Revestimientos	128
2.5.6.6	Construcción del cable	128
2.5.7	Accesorios de equipo de fondo	129
2.5.7.1	Extensión del cable	129
2.5.7.2	Válvula Check	130
2.5.7.3	Válvula de Drenado	131
2.5.7.4	Centralizadores.....	131
2.6	Equipo Superficial	131
2.6.1	Cabezal	131
2.6.2	Caja de Venteo	132
2.6.3	El tablero de Control	133
2.6.4	Variador de Frecuencia	134
	El sistema BEC en condiciones especiales.....	138
3.1	Pozos con alto contenido de gas en la entrada de la bomba	139
3.1.1	Calculo de gas libre.....	140
3.1.2	Degradación de la operación de la bomba.....	148
3.1.3	Posibles soluciones a la entrada de gas libre en la bomba.....	151
3.1.3.1	Manejador de gas multifásico Bomba helicoaxial (Poseidón)	154
3.1.3.2	Manejador avanzado de gas	156
3.2	Tubería flexible desarrollada para bombeo electrocentrífugo	158
3.2.1	Clasificación de operaciones con TF	159
3.2.2	Principio del funcionamiento TF con BEC	164
3.2.3	Ventajas de la TF con BEC.....	167
3.2.4	Desventajas del uso de la TF con BEC	168
3.2.5	Equipo superficial y subsuperficial del sistema tubería flexible con bombeo electrocentrífugo	169
3.3	Estimulación de pozos con el sistema BEC	172
3.3.1	Definición de daño.....	173
3.3.2	Fuentes de generación de daño	173
3.3.3	Estimulación y fracturamiento en pozos	174
3.3.4	Estimulaciones en pozos con alta temperatura con sistema BEC	176

3.3.5 Quelatos una opción en la estimulación de pozos.....	181
3.4 Bombeo electrocentrífugo en aguas profundas	185
3.4.1 Clasificación de operaciones de acuerdo al tirante de agua	186
3.4.2 Aguas profundas en México	188
3.4.3 Terminaciones inteligentes en aguas profundas	190
3.4.4 Sistemas artificiales de producción en aguas profundas.....	190
3.4.5 Aseguramiento de la producción submarina.....	191
3.4.6 Aseguramiento de flujo en sistemas artificiales de producción.....	192
3.4.7 BEC en aguas profundas	193
3.4.8 Sistema boosting	194
3.5 Pozos con alta temperatura en sistemas BEC	196
3.5.1 Clasificación de altas temperaturas.....	197
3.5.2 Producción de aceite pesado	199
3.5.3 Métodos de recuperación del aceite pesado en frío	200
3.5.4 Métodos de recuperación del aceite pesado termales.....	201
3.5.5 Sistema BEC aplicado en procesos de inyección de vapor	202
3.6 Incrustaciones en el sistema de bombeo electrocentrífugo.....	204
3.6.1 Efectos de las incrustaciones en el sistema integral de producción	204
3.6.2 Origen de las incrustaciones	205
3.6.3 Formación de las incrustaciones.....	206
3.6.4 Identificación de las incrustaciones	208
3.6.5 Causas principales de la aparición de incrustaciones.....	211
3.6.6 Eliminación de las incrustaciones.....	213
3.6.7 Como evitar la formación de incrustaciones	215
3.7 Corrosión en los equipos BEC	217
3.7.1 El proceso de corrosión.....	217
3.7.2 Tipos de corrosión.....	220
3.7.3 Metalurgia	221
3.7.4 Factores de Corrosión	222
3.7.4 El sistema BEC en ambientes de corrosión.....	224
3.8 Producción de Sólidos Abrasivos.....	225
3.8.1 Causas de producción de arena	226

3.8.2 Efecto de las partículas sólidas en la bomba electrocentrífuga	227
3.8.3 Características de los materiales abrasivos.....	227
3.8.4 Soluciones en contra materiales abrasivos.....	229
3.8.5 Bombas para condiciones severas de trabajo.....	231
3.9 Tabla de los casos especiales del sistema BEC	233
Casos de aplicación en condiciones especiales.....	239
4.1 Bombeo electrocentrífugo en pozos con alto contenido de gas utilizando una bomba helicoaxial	240
4.1.1 Terminación de los pozos Likalala 106, 112 y Kombi 102.....	241
4.1.2 Historia de la producción: Campo Likalala y los pozos #106 y #112.....	243
4.1.3 Historial de producción: Campo Kombi y pozo 112	246
4.1.4 Análisis del desempeño del separador de gas.....	248
4.1.5 Resultados de la aplicación de la bomba helicoaxial Likalala 106.....	250
4.1.6 Resultados de la aplicación de la bomba helicoaxial en Likalala 112.....	251
4.1.7 Resultados de la aplicación de la bomba helicoaxial en Kombi 102.....	252
4.1.8 Teoría sobre la altura dinámica total en bombas helicoaxiales y centrifugas.....	254
4.2 Tubería flexible como tubería de producción en pozos del campo Al Rayyan utilizando el sistema de bombeo electrocentrífugo	257
4.2.1 Características del campo Al Rayyan	257
4.2.2 Desarrollo de la tubería flexible desplegada en bombeo electrocentrífugo	260
4.2.3 Diseño de la terminación.....	261
4.2.4 Equipo subsuperficial y superficial del sistema BEC desplegado con tubería flexible	263
4.2.5 Vida operativa del sistema BEC.....	266
4.2.6 Programa DIFA: “DIFA”	267
4.2.7 Innovaciones del sistema	268
4.2.8 Procesos de reparación de pozos	269
4.2.9 Conclusiones de la aplicación del sistema BEC desplegado con tubería flexible... 270	
4.3 Estimulación de pozos con quelantes, en pozos con el sistema BEC.....	271
4.3.1 Formación NAPO Ecuador.....	272
4.3.2 Pruebas de laboratorio y análisis de corrosión.....	273
4.3.2.1 Continuidad de los cables planos.....	273

4.3.2.2 La corrosión de la cubierta o carcasa de metal.....	274
4.3.2.3 Elastómeros	275
4.3.3 Consecuencias de utilizar ácidos convencionales	276
4.3.4 Nuevo tratamiento y mejora de la producción utilizando el sistema NACS	277
4.4 Aplicación del sistema de bombeo electrocentrífugo en aseguramiento de flujo en el campo Jubarte en Brasil	283
4.4.1 El desarrollo del campo de Jubarte	284
4.4.1.1 Fases de desarrollo	285
4.4.2 Características del yacimiento.....	288
4.2.3 Sistema artificial de producción.....	289
4.2.4 Bombeo electrocentrífugo en el fondo marino dentro de un módulo de bombeo	290
4.2.5 Alta potencia y alta confiabilidad en el sistema BEC	294
4.2.6 Aseguramiento de flujo del campo jubarte	296
4.5 Bombeo electrocentrífugo aplicado en procesos de inyección de vapor asistido por gravedad SAGD con producción de solidos abrasivos	299
4.5.1 Explotación de aceite en areniscas	300
4.5.2 Tecnología BEC en SAGD	302
4.5.3 Pruebas de laboratorio contra desarrollo en el campo.....	304
4.5.4 Desempeño de la nueva tecnología en ambientes extremos	306
4.6 El desarrollo y aplicación de un inhibidor de incrustaciones para el sistema BEC	312
4.6.1 Pruebas del desempeño del inhibidor de incrustaciones.....	313
4.6.2 Propiedades físicas del inhibidor	316
4.6.3 Estabilidad del inhibidor en alta temperatura.....	317
4.6.4 Monitoreo del desempeño de los inhibidores de incrustaciones	320
4.6.5 Aplicación de campo del inhibidor de incrustaciones	321
4.7 Desafíos del ácido sulfhídrico en los sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido	323
4.7.1 El H ₂ S en los pozos productores de aceite	323
4.7.2 Desafíos en la producción de aceite con H ₂ S en los sistemas BEC.....	324
4.7.3 Materiales para la protección del H ₂ S.....	325
4.7.3 Producción de aceite con alto contenido de H ₂ S en Norte América	326

4.7.4 Niveles de Metalurgia para materiales para la protección del H ₂ S	327
4.8 Tablas comparativas de las tecnologías aplicadas en los casos especiales del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido	329
Análisis y discusión de resultados	343
5.1 Gas libre en la entrada de la bomba	344
5.2 Bombeo electrocentrífugo desplegado con tubería flexible	348
5.3 Estimulación de pozos con sistema BEC	351
5.4 Aguas profundas sistema BEC	352
5.5 Altas temperaturas en el sistema BEC	353
5.6 Incrustaciones en el sistema BEC	356
5.7 Corrosión en pozos con el sistema BEC	359
Conclusiones	362

Introducción ^{1, 2, 3, 4, 5}

Esta tesis tiene como objetivo analizar, evaluar y documentar las diferentes aplicaciones del uso del bombeo electrocentrífugo (BEC) en los campos de aceite en diferentes países del mundo para poder comprender las experiencias aprendidas en esos campos y poder utilizarlas en los activos integrales de nuestro país, sobre todo para mejorar el nivel de desempeño de los equipos BEC en comparación con los internacionales, y al mismo tiempo aprovechar las lecciones aprendidas derivadas de la recopilación de la información de los éxitos y fracasos de esta tecnología; lo cual permitirá lograr una mejor asimilación del sistema BEC en sus fases de diseño, instalación operación y mantenimiento. La instalación convencional del sistema BEC no puede ser aplicada en muchos tipos de aceite, estas condiciones difieren de las ideales para el funcionamiento de una bomba centrífuga, esto es debido a que su operación se basa en un solo fluido de baja viscosidad y relativamente grandes gastos. La operación de todo el sistema BEC es determinado esencialmente por el rendimiento de su bomba, en condiciones menores a las óptimas de operación pueden afectar severamente la eficiencia de este sistema artificial de producción.

En el capítulo 1 se presenta los fundamentos de yacimientos, características de pozos con flujo natural o fluyentes, análisis nodal, sistemas artificiales de producción, su clasificación y operación básica, en donde se presentan sus rangos de aplicabilidad para poder obtener el sistema que más se ajuste al pozo y que pueda ser técnicamente desarrollado y económicamente rentable para la empresa petrolera.

En el capítulo 2 es una descripción de los componentes subsuperficiales y superficiales de un sistema convencional de bombeo electrocentrífugo sumergido, junto con los fundamentos básicos de la operación, funciones básicas, del motor y de la bomba electrocentrífuga.

En el capítulo 3 se presentan diferentes soluciones para vencer las condiciones adversas en las bombas electrocentrifugas sumergidas, y en esta investigación serán descritas las tecnologías desarrolladas disponibles hoy en día para contrarrestar las deficiencias del corazón del sistema BEC frente a “condiciones especiales de producción”. Estas soluciones pueden implicar la introducción de nuevos dispositivos o procedimientos, o ambos, todo ello con el objetivo final de ampliar los campos de aplicación de los sistemas BEC.

En condiciones ideales, los pozos producen fluidos libres de gas, la bomba debe producirlos a una presión de entrada arriba de la presión de burbuja de los fluidos así no habría gas libre presente en la succión de la bomba. Esto requeriría una inmersión suficientemente grande de la bomba por debajo del nivel dinámico de líquido causando una alta presión de fondo fluyendo, P_{wf} , limitando severamente

la tasa de producción o gasto del pozo, q . Esta es la razón del porqué, en la mayoría de los casos, soluciones específicas (instalaciones no convencionales, separadores de gas, etc.) tienen que ser considerados cuando se producen fluidos con alta RGA en el sistema artificial por bombeo electrocentrífugo.

Alguna vez se consideró a la tubería flexible de alto riesgo y aplicable solamente a servicios especiales, pero en los últimos años se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos. Los sistemas de bombas electrocentrifugas BEC, bajadas con tubería flexible y con cables de alimentación internos reducen los costos de instalación y las pérdidas de tiempo de producción asociadas con pozos remotos o de alto costo, así como en plataformas marinas donde el espacio y la disponibilidad del equipo de perforación son limitados.

La estimulación en formaciones productoras de arena típicamente requiere una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico para disolver los minerales que causan el daño a la formación. Usando un nuevo sistema no ácido convencional con quelatos hizo posible estimular pozos terminados con el sistema BEC o en pozos con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de extraer el equipo BEC para el tratamiento de estimulación.

La historia de la tecnología de sistemas artificiales está marcada por innovaciones que extendieron los límites del desempeño, ampliando de ese modo el abanico de aplicaciones de las bombas. Los avances registrados en materia de diseño y manufactura de bombas electrocentrifugas sumergibles están proporcionando ser un sistema artificial muy eficaz en la explotación de campos petroleros ubicados en aguas profundas. El desarrollo de la bomba electrocentrifuga como sistema Boosting permite ser una solución novedosa en aguas profundas para maximizar la producción y minimizar los costos, expandiendo por ende los límites de desarrollo económico de la tecnología submarina.

La disminución del suministro del petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesados y viscosos que presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los aceites convencionales. Junto con la profundidad de los pozos también crecieron los desafíos asociados con las operaciones BEC. Las elevadas temperaturas relacionadas con los pozos más profundos degradan los sistemas de aislamiento y sellado de las bombas electrocentrifugas, produciendo finalmente la falla del motor. Para superar estos desafíos, los avances registrados en las tecnologías de aislamiento y sellado a altas temperaturas llevaron los márgenes de temperatura de trabajo de las bombas electrocentrifugas más allá de los 450[°F]. Además de tolerar la temperatura geotérmica, los motores BEC generan su propio calor relacionado con la carga de la bomba como una fracción de la potencia del motor.

Las incrustaciones de carbonato de calcio en el sistema BEC son bien conocidas por provocar fallas en su sistema. Continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones para el sistema BEC mitigan la incrustación de carbonato de calcio siendo una práctica común. Sin embargo, la elección de cada inhibidor requiere de cuidadosas consideraciones debido a las altas temperaturas que se pueden desarrollar y que pueden llevar a la depositación del inhibidor

Cada año, la corrosión le cuesta millones de dólares al campo petrolífero. Una gran porción de estos costos se debe al reemplazo de los materiales de acero. Para el diseño del sistema BEC, deberán utilizarse diferentes aleaciones dependiendo del contenido de H₂S del pozo, en las partes metálicas de la bomba que se encuentren más expuestas a la corrosión.

Otro desafío común para los sistemas BEC existe en los pozos que producen sólidos abrasivos. Los sólidos producidos, incluyendo arena de formación, apuntalantes e incrustaciones, causan desgaste excesivo cuando son absorbidos por la bomba. Ésta es una de las causas principales de la obturación y la falla de las bombas electrocentrifugas, que condujo al desarrollo de las bombas resistentes a la abrasión.

El capítulo 4 se enfoca en los casos de aplicación de las tecnologías descritas en el capítulo 3 en diferentes campos del mundo, en yacimientos con diferentes características con sus respectivas problemáticas, desarrollo de soluciones, y resultados de cada caso.

Al final se presentan el capítulo 5 que describe el análisis de resultados de las tecnologías implementadas en cada uno de los casos estudiados, experiencias de las tecnologías descritas en otros campos petroleros, las ventajas y desventajas de cada tecnología así como los beneficios de implementarlas.

CAPÍTULO I

Fundamentos de los Sistemas Artificiales de Producción

1.0 Introducción ^{1,2,3}

Cuando el ingeniero petrolero tiene que diseñar un sistema artificial, se tiene en primer lugar que analizar el comportamiento del pozo fluyente es necesario considerar al sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deber ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado, ya sea una estimulación, o sistema de artificial de producción, incluso la implementación de un método de recuperación secundaria o mejorada.

1.1 Sistema Integral de Producción ^{1, 2, 3}

El sistema de producción de hidrocarburos consiste en un conjunto de elementos tales que en forma integral son capaces de producir fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. El sistema se encuentra constituido por tres elementos principales como lo son el yacimiento, el pozo, y las instalaciones superficiales.

1.1.1 Yacimiento ²

El yacimiento es una sección de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, el gas y el aceite se encuentran en los poros de la roca a una presión y una temperatura determinadas por la profundidad a la cual se encuentran dichos fluidos. Los yacimientos se clasifican principalmente por sus mecanismos de empuje, sus fluidos producidos, su petrofísica o por su geología. En seguida se describe en forma las clasificaciones por fluidos producidos y por el mecanismo de empuje¹.

1.1.1.2 Clasificación de acuerdo a los fluidos producidos

Aceite negro .-Este yacimiento es llamado también aceite de bajo encogimiento, ya que se puede producir un aceite negro o verde negruzco con una densidad relativa mayor de 0.850 y una RGA menor de $200 \text{ m}^3 \text{ g/m}^3_0$. Se caracteriza por tener hidrocarburos de $\text{C}_3\text{-C}_6$ y alto en componentes pesados.

Aceite volátil.-Este tipo de yacimientos se le conoce también como yacimientos de alto encogimiento. En ellos se produce un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.800 y 0.850 y una RGA varía entre 200 y $1,000 \text{ m}^3 \text{ g/m}^3_0$. En estos

el contenido de componentes intermedios es muy alto, por lo cual son más cotizados.

Gas y condensado.- En estos yacimientos el fluido se encuentra inicialmente en estado gaseoso, por lo que se obtienen grandes cantidades de gas asociado, así se produce un líquido ligeramente café, con una densidad relativa que varía entre 0.750 y 0.820 y una RGA entre 500 y 15,000 $\text{m}^3 \text{g}/\text{m}^3_0$ en este tipo de yacimientos se presenta la condensación retrógrada.

Gas húmedo.- En el yacimiento nunca se tendrán dos fases, sin embargo a condiciones de superficie se recupera el gas asociado del yacimiento y un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.750, y una RGA entre 10,000 y 20,000 $\text{m}^3 \text{g}/\text{m}^3_0$.

Gas seco.- En este tipo de yacimientos producen su mayoría metano. En el yacimiento y tampoco en superficie nunca se entra a la región de dos fases, el gas siempre permanece seco, presenta una RGA superior a 20,000 $\text{m}^3 \text{g}/\text{m}^3_0$.

1.1.1.3 Clasificación de acuerdo al mecanismo de empuje

La energía de presión que causa que el aceite y gas fluyan hacia el pozo tiene un efecto importante sobre el comportamiento del yacimiento y el sistema de producción. Los principales tipos de mecanismos de empuje de esta clasificación son los siguientes: hidráulico, gas en solución, casquete de gas y segregación gravitacional¹.

Yacimiento con empuje hidráulico.- En este tipo de empuje el yacimiento está en contacto con un acuífero, este acuífero suministra la energía necesaria para que la presión sea constante, el índice de productividad “J o IP”, y la RGA aceite permanezcan casi constantes, esto es debido a que cada barril de aceite extraído desde el yacimiento es reemplazado por un volumen de agua proveniente del yacimiento (ver **figura 1.1**). El aceite será bajo saturado en condiciones iniciales, pero conforme pase el tiempo la presión declinará hasta llegar a la presión de burbuja, entonces se formara una capa de gas libre y el mecanismo de gas disuelto se hará presente, el factor de recuperación es de 35 y 75 %.

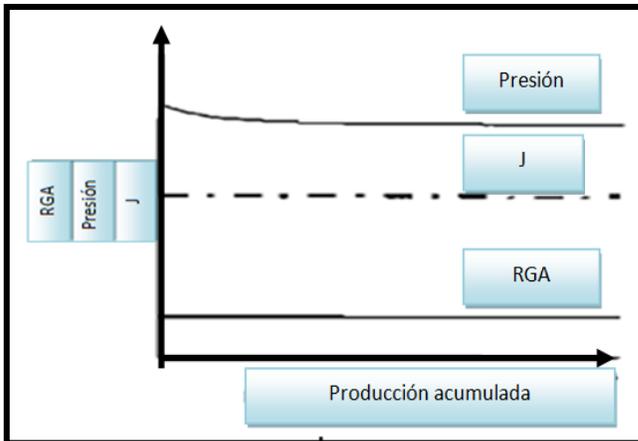


Figura 1.1 Yacimiento con empuje hidráulico

Yacimiento con empuje de gas disuelto.- Un yacimiento por empuje de gas disuelto es cerrado a cualquier fuente externa de energía, como invasión de agua. Su presión esta inicialmente por el punto de burbuja, P_b , y por lo tanto no existe gas libre. La única fuente de materia para remplazar el fluido producido es la expansión de los fluidos remanentes en el yacimiento y en pequeña proporción a la expansión del agua congénita y la roca. En estos yacimientos la presión, P_{ws} , declina rápidamente con la producción, hasta que la $P_{ws}=P_b$ donde únicamente el aceite se expande para remplazar a los fluidos producidos. La presión del yacimiento y el índice de productividad declinarán conforme a la producción acumulada, mientras tanto la RGA se incrementará (ver **figura 1.2**)

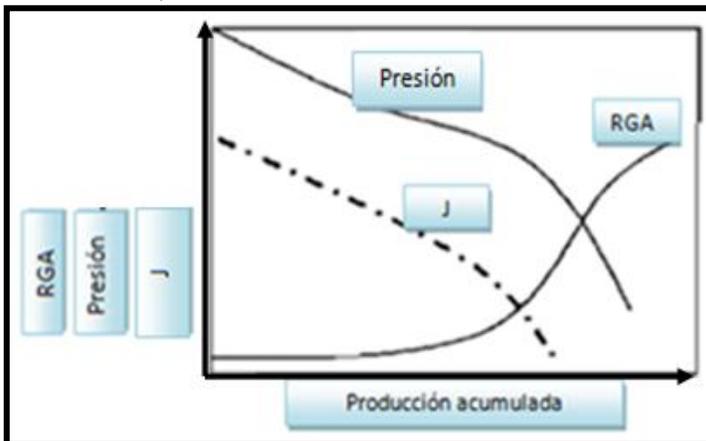


Figura 1.2 Yacimiento con empuje con gas disuelto

Empuje de gas libre o casquete de gas.- Este yacimiento es cerrado y ninguna fuente externa está presente, pero está saturado con gas desde su presión original y por lo tanto habrá gas libre. Cuando el aceite es producido la capa de gas se expande y ayuda a mantener la presión del yacimiento por un tiempo, sin embargo, posteriormente la presión declinará aunque más lentamente que el de empuje de gas disuelto, por otro lado como la capa de gas se expande, algunos pozos estructuralmente superiores producirán con alta RGA. Bajo condiciones primarias la recuperación podrá ser entre 20 y 40 % del volumen original. La presión y el índice de productividad declinaran producto de la producción

acumulada, la RGA en el punto $P_{ws} = P_b$ tendera a disminuir con el tiempo por la liberación del gas disuelto en el aceite (ver **figura 1.3**)

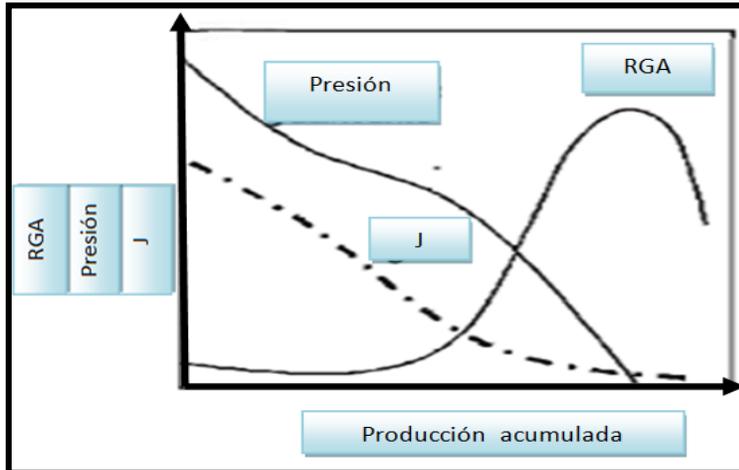


Figura 1.3 Yacimiento con empuje en solución

Empuje por segregación gravitacional.- Este tipo de empuje se caracteriza por presentarse en yacimientos fracturados o con fallas normales, donde la gravedad obliga a los fluidos a desplazarse hacia una zona de mayor profundidad y concentrarse en uno o una serie de pozos. Generalmente se presenta como un empuje secundario en yacimientos donde la presión de fondo es muy baja.

1.1.2 Pozos ³

Para poder obtener el fluido desde el yacimiento hasta la superficie se necesita perforar un pozo, este es un agujero que se hace a través de la roca para llegar hasta el yacimiento, en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de transportar controladamente los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. Los fluidos al salir del pozo son transportados por una tubería llamada línea de descarga. El comportamiento de flujo en tuberías puede ser de líquido, gas o multifásico. La producción se debe a que la presión de fondo P_{wf} es suficiente para superar la cantidad de pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la trayectoria de flujo hasta llegar al separador. Entre las condiciones para que el pozo produzca bajo este método, tenemos: suficiente presión de yacimiento y un gradiente de presión tal que permita el flujo hasta la superficie. Cuando este criterio no se cumple, el flujo natural termina y el pozo deja de ser "fluyente". A medida que el yacimiento produce y la presión se agota, es necesario considerar alguna forma de levantamiento artificial, incluso en aquellos yacimientos donde existe algún proyecto de mantenimiento de presión. Cualquier pozo productor petrolero, es perforado y terminado, con la finalidad de mover el aceite y el gas desde su ubicación original en el yacimiento hasta la superficie, El movimiento o transporte de ese fluido requiere de energía para vencer las pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hasta la superficie. Los fluidos deben viajar a través del yacimiento y del sistema de tuberías, y por último a través de los

separadores de gas-liquido, es decir por el sistema integral de producción (ver **figura 1.4**).

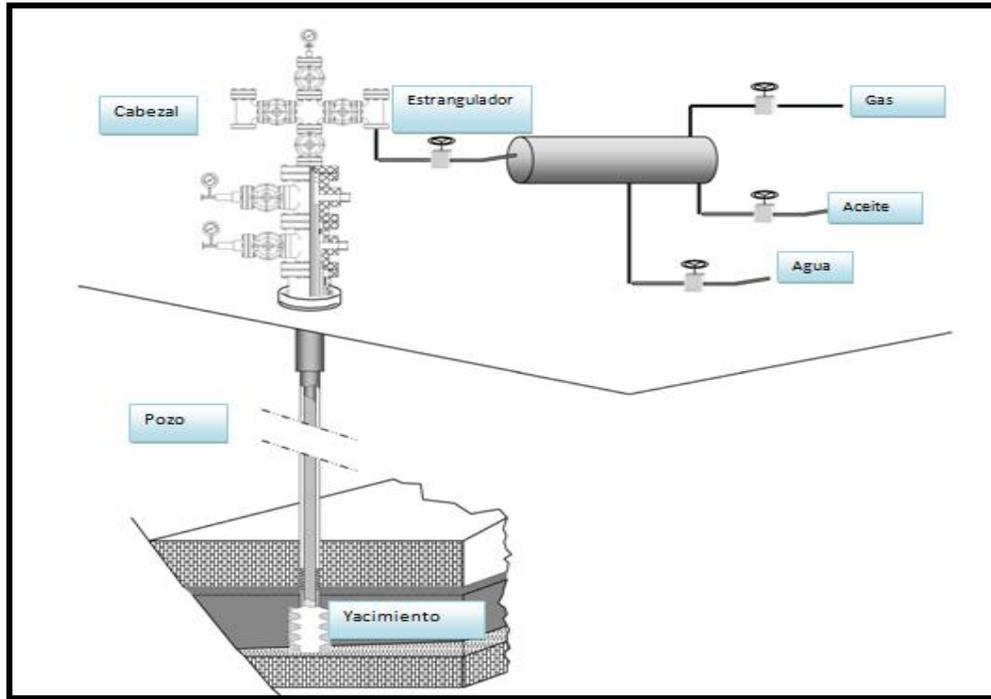


Figura 1.4 Esquema del sistema integral de producción

1.1.3 Pozos no fluyentes ¹

En los pozos productores de aceite pueden existir diversas causas por las cuales pueden originar una reducción del gasto de hidrocarburos, por ejemplo: el abatimiento de la presión en el fondo, el incremento de la producción de agua o la canalización de gas, la precipitación de materiales orgánicos e inorgánicos en el pozo o las tuberías, por lo tanto el ingeniero de pozo debe buscar las soluciones más factibles para todos estas situaciones que se puedan presentar. En caso de que los pozos ya no tengan la energía necesaria para poder levantar los fluidos hacia la superficie es necesario considerar una “energía artificial” para poder lograr un gasto de aceite económicamente rentable. Usualmente, los pozos de aceite en el inicio de su vida productiva fluyen naturalmente a la superficie y son llamados “Pozos Fluyentes”. Cuando los pozos fluyen de manera natural por lo general se definen en la condición de producción al comienzo de su vida productiva, en la cual el yacimiento suministra toda la energía para levantar el fluido hacia las instalaciones de superficie. Cuando la tasa de producción en un pozo declina por debajo de una tasa que no es económicamente rentable y que sus condiciones de presión provocan que el pozo se quede sin flujo se requiere de un levantamiento artificial o sistema artificial de producción. La presión del cabezal es igual a la presión del separador, esta presión se extenderá hasta el nivel del líquido en la tubería con un gradiente de gas. En la **figura 1.5** se muestra un sistema de

producción conformado por el yacimiento, el pozo, la tubería de producción TP, la línea de descarga, y el separador. Sin embargo, el yacimiento no tiene la suficiente energía para poder levantar el fluido hasta superficie debido a que el peso del líquido crea una contra presión igual a la presión estática y el pozo no fluye.

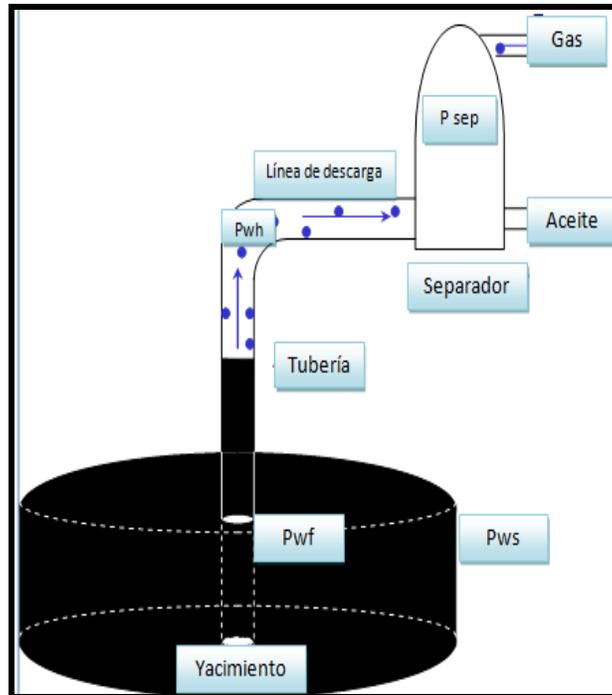


Figura 1.5 Esquema del sistema integral de producción en un pozo sin flujo

Las dos principales razones por las cuales el pozo deja de ser fluyente son:

- La presión de fondo fluyendo cae por debajo del total pérdidas de presión en el pozo.
- Las caídas de presión en el pozo empiezan a ser mayores que la presión de fondo necesaria para mover la corriente del pozo a la superficie.

El primer caso ocurre debido a la eliminación o remoción de los fluidos desde el yacimiento; el segundo caso involucra un incremento en la resistencia al flujo en el pozo: esto puede ser causado por; un incremento en la densidad de los fluidos como resultado del decremento de la producción de gas o en otro caso varios problemas mecánicos como por ejemplo un tamaño pequeño de tubería, restricciones en el fondo del pozo etc.

1.1.4 Análisis nodal ¹

El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir componentes donde pueden ocurrir cambios o pérdidas de energía. El análisis del sistema integral de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión

que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos. El análisis nodal permite determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la T.P, de la línea de descarga o del estrangulador sobre el gasto.

Un sistema de producción integral está dividido por cuatro etapas de flujo:

- Flujo a través de medios porosos (Yacimiento)
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)
- Flujo a través del estrangulador.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

El procedimiento consiste en la selección de un nodo en el pozo. Todos los componentes corrientes arriba del nodo comprenden la sección de afluencia, mientras que la sección de salida consiste en todos los componentes corriente abajo del nodo. La relación entre el gasto y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El gasto a través del sistema puede estar determinado una vez que los siguientes requerimientos estén satisfechos:

- La entrada de flujo al nodo es igual al flujo de salida del nodo.
- Únicamente una presión pueden existir en un nodo.

En un tiempo particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen constantes y no son funciones del gasto. Estas presiones son la presión promedio del yacimiento y la presión de separación, pero si el pozo es controlado por el estrangulador en superficie que presenta una presión de salida fija y puede ser la presión de la cabeza del pozo P_{wh} . Una vez que el nodo es seleccionado, la presión del nodo es calculado desde ambas direcciones empezando con las presiones fijas, esto se representa mediante las **ecuaciones 1.1 y 1.2**.

$$\text{Flujo de entrada al nodo} \\ P_{ws} - \Delta P(\text{componentes corriente arriba}) = P_{nodo} \dots \dots \dots \text{ec (1.1)}$$

$$\text{Flujo de salida del nodo:} \\ P_{Sep} + \Delta P(\text{componentes corriente abajo}) = P_{nodo} \dots \dots \dots \text{ec (1.2)}$$

La caída de presión, ΔP , en cualquier componente varia con el gasto "q". Por lo tanto, una gráfica de presión en cada nodo contra del gasto producirá dos curvas, la intersección de ambas dará las condiciones idóneas para producir óptimamente el pozo, este procedimiento es ilustrado gráficamente en la **figura 1.6**.

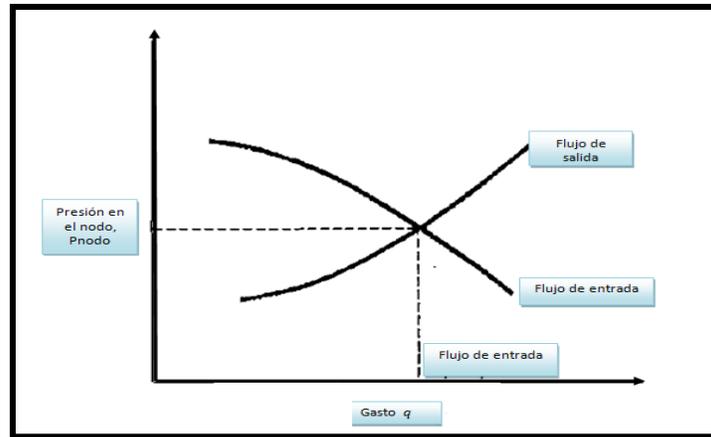


Figura 1.6 Determinación de la capacidad de flujo

El efecto de un cambio en cualquiera de los componentes puede ser analizado calculando la presión en el nodo contra el gasto de producción usando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si un cambio fue hecho en “corriente arriba” del componente, la curva de salida de flujo permanecerá sin cambio. Si bien la curva es cambiada, la intersección se desplazará, y una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo existirá. Las curvas también se desplazaran si cualquiera de las presiones fijas es cambiada, esto ocurre con la terminación o cambio en las condiciones de separación. Por ejemplo seleccionando como nodo la cabeza del pozo tenemos las **ecuaciones 1.3 y 1.4**:

Entrada de flujo al nodo

$$P_{ws} - \Delta P_{yac} - \Delta P_{TP} = P_{wh} \dots \dots \dots ec (1.3)$$

Salida de flujo desde el nodo

$$P_{sep} + \Delta P_{LD} = P_{wh} \dots \dots \dots ec (1.4)$$

En donde:

ΔP_{yac} = La caída de presión que ocurre en el yacimiento hacia el pozo

ΔP_{TP} = Caída de presión a lo largo de la tubería de producción

P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo

ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga

El efecto del incremento del tamaño de tubería siempre que no sea tan grande, esto dará una presión más alta en la cabeza para un gasto dado, porque la caída de presión en la tubería se reducirá. Esto cambia la curva de entrada de flujo hacia arriba y la intersección a la derecha. Una tubería de descarga más grande reducirá la caída de presión a través de ella, desplazando la curva de salida de flujo hacia abajo y la intersección hacia la derecha. El efecto de un cambio en cualquier componente en el sistema puede ser aislado. Es frecuente seleccionar el nodo de P_{wf} , ya que este punto divide al yacimiento y al sistema de tuberías como componentes del sistema integral de producción. Las expresiones de entrada de

flujo y de salida de flujo para un sistema simple entonces serán las **ecuaciones 1.5 y 1.6**:

$$\text{Entrada de flujo al nodo } P_{ws} + \Delta P_{yac} = P_{wf} \dots \dots \dots \text{ ec (1.5)}$$

$$\text{Salida de flujo del nodo } P_{sep} + \Delta P_{LD} = P_{wf} \dots \dots \dots \text{ ec (1.6)}$$

El efecto de un cambio en el diámetro de la tubería sobre la capacidad del sistema de producción cuando P_{wf} se toma como nodo, es ilustrado en la **figura 1.7**

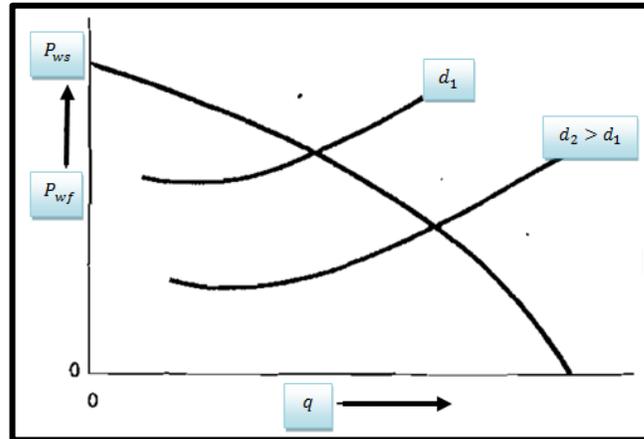


Figura 1.7 Efecto del diámetro de la tubería

Un sistema de producción puede ser optimizado por la selección de la combinación de las características de sus componentes que dará la producción máxima al menor costo. Aunque la caída de presión total esté disponible para un sistema, $P_{ws} - P_{wh}$, puede ser fija en un tiempo particular, la capacidad de producción de un sistema depende de donde las caídas de presión ocurran. Si existe una caída de presión muy grande en un componente, habrá una caída de presión ineficiente en los otros componentes. Esto es ilustrado en la **figura 1.8** para un sistema que tiene una tubería con diámetro demasiado pequeño. Aunque el yacimiento pueda ser capaz de producir una gran cantidad de fluido, si ocurre una gran caída de presión en la tubería, el rendimiento del pozo se verá afectado. Por ejemplo para este caso es obvio que si el pozo fuera estimulado no produciría el gasto deseado al menos que la tubería de producción sea instalada.

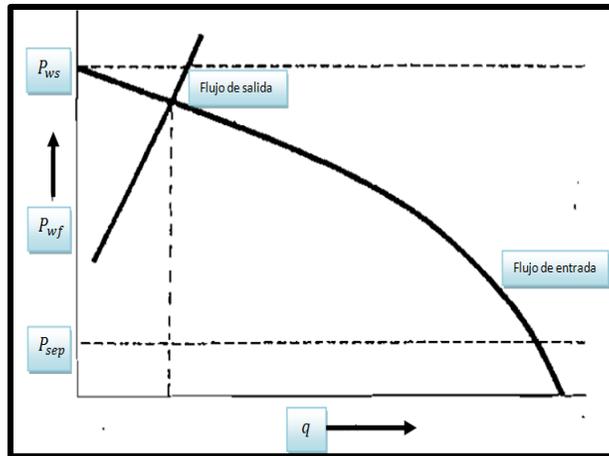


Figura 1.8 Pozo restringido por el sistema de tubería

Un caso en el cual el rendimiento del pozo es controlado por el flujo de entrada es mostrado por la **figura 1.9**. En este caso, la excesiva caída de presión podría estar causando un daño a la formación o que los disparos se hayan hecho ineficientemente. Desde la gráfica el mejoramiento del sistema de tubería o el flujo de salida o colando un sistema artificial sería inútil al menos que el rendimiento del flujo de entrada sea mejorado.

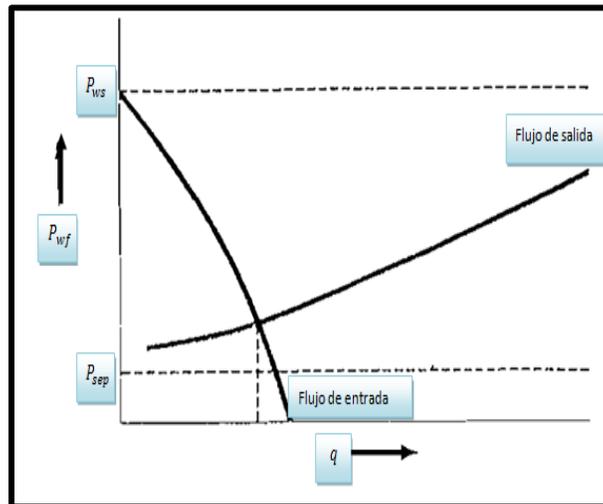


Figura 1.9 Pozo restringió por el flujo de entrada

Un incremento en el gasto de producción se logra por el incremento en el diámetro de tubería. Sin embargo, si el incremento de diámetro es grande, la velocidad del fluido moviéndose hacia arriba en la tubería de producción puede ser demasiado bajo para levantar eficazmente los líquidos a la superficie. Esto puede ser causado por una tubería con diámetro grande o con un diámetro pequeño. Un ejemplo cualitativo de la selección de un diámetro de la tubería de producción para un pozo que está produciendo líquido y gas se muestra en la **figura 1.10**

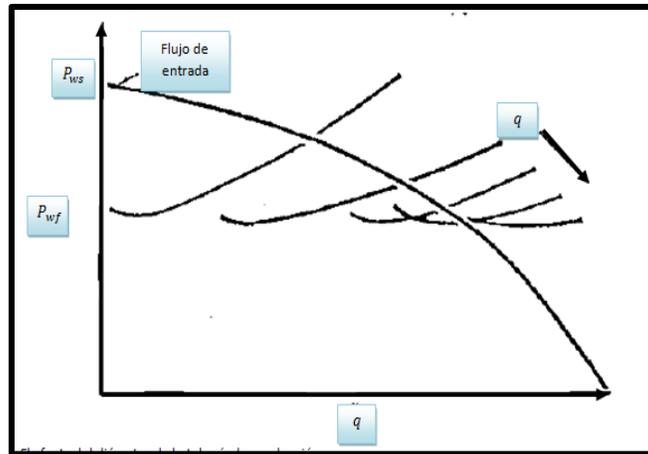


Figura 1.10 El efecto del diámetro de la TP

Como el diámetro de la TP es incrementado, las pérdidas por fricción decrecen, que resulta en una más baja P_{wf} y, por lo tanto, un mayor flujo de entrada. Sin embargo, un incremento excesivo en el diámetro de la TP, el pozo empieza a cargarse con líquido y el flujo se convierte en intermitente o inestable. Como el nivel del líquido en el pozo empieza a acumularse el pozo eventualmente puede morir. La **figura 1.11** ilustra esto gráficamente.

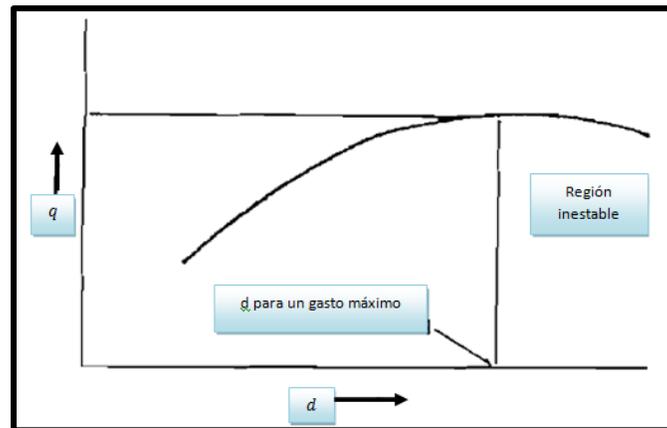


Figura 1.11 Encontrando el diámetro óptimo de la tubería de producción.

El análisis del sistema de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar las presiones en cada etapa de flujo. Para ello es necesario que se definan los siguientes conceptos:

El comportamiento de afluencia: es el comportamiento que existe desde el yacimiento hasta el pozo, esto sucede debido al primer abatimiento de presión ΔP_1 en el sistema. El primer abatimiento de presión, es la diferencia que existe entre la presión estática P_{ws} y la presión de fondo fluyendo P_{wf} , que se puede obtener mediante la ecuación 1.7:

$$\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wf} \dots \dots \dots \text{ec (1.7)}$$

Dónde:

P_{ws} , es la presión estática del yacimiento, [lb/pg²]

P_{wf} , es la presión de fondo fluyendo, [lb/pg²]

El comportamiento de flujo en el yacimiento se puede representar por medio de una ecuación, ésta puede ser la del índice de productividad "J", que representa el gasto de producción bruta (aceite y agua) por unidad de abatimiento de presión (Ecuación 1.8):

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots \dots \dots \text{ec (1.8)}$$

Dónde:

J = Es el índice de productividad [Bpd]/lb/pg²

q= Gasto de producción, [Bpd]

De acuerdo a las condiciones de presión en el yacimiento se tienen los siguientes casos:

1.- $P_{wf} > P_b$ el yacimiento se considera bajo-saturado, el potencial del pozo se obtiene con $P_{wf} = 0$ y el índice de productividad para un período corto de tiempo de explotación J se considera constante J=Cte.

A partir de la ecuación 1.8 despejando la P_{wf} podemos obtener la siguiente expresión:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J}$$

La expresión de arriba muestra que la grafica P_{wf} contra q es una línea recta con una pendiente de $\left(-\frac{1}{P_{wf}}\right)$ (ver figura). Esta grafica es la representación de la relación que existe entre el gasto y la presión de fondo fluyendo y es llamada IPR (**figura 1.12**).

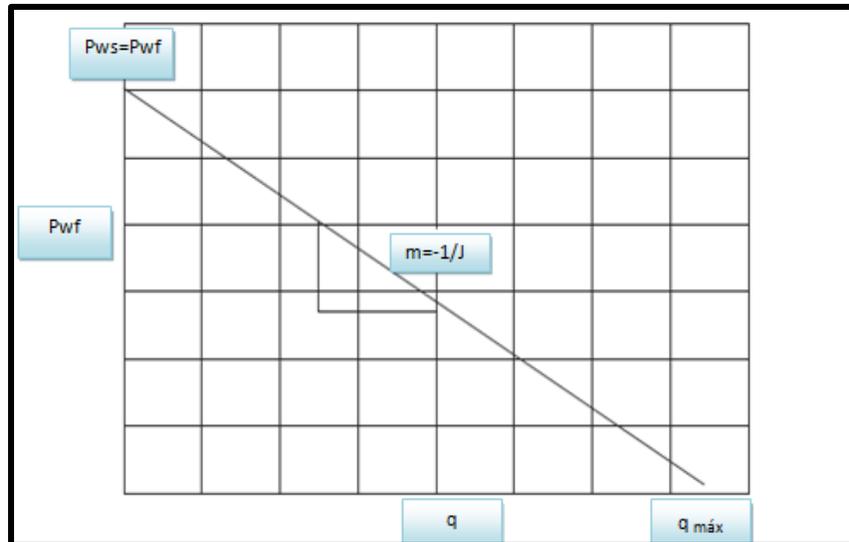


Figura 1.12 Grafica IPR para un yacimiento bajo saturado

- Cuando la P_{wf} iguala al promedio de la presión de yacimiento, el gasto es cero debido a que la ausencia de caída de presión.
- Cuando la P_{wf} es cero se obtiene el potencial del pozo o máximo gasto Q_{max}

2.- $P_{wf} < P_b$ Cuando P_{wf} es menor o igual a la presión de saturación, el yacimiento se considera saturado y el índice de productividad será variable. Para este caso se utiliza la ecuación de Vogel (ecuación 1.9), que considera el flujo de dos fases en el yacimiento (**figura 1.13**).

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots \dots \dots \text{ec (1.9)}$$

Dónde:

P_{ws} , es la presión estática del yacimiento, [lb/pg²]

P_{wf} , es la presión de fondo fluyendo, [lb/pg²]

q_o = Gasto de producción de aceite, [Bpd]

$q_{máx}$ = Gasto máximo de producción, [Bpd]

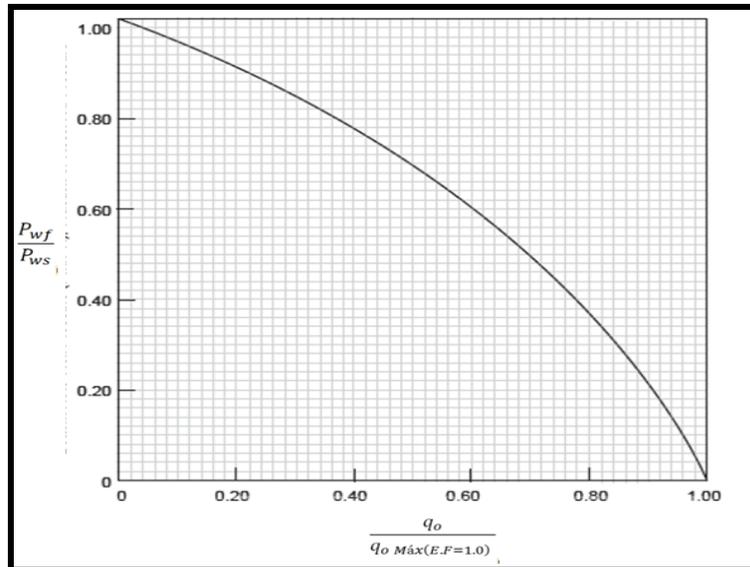


Figura 1.13 Grafica IPR para un yacimiento saturado

En caso de que la $EF \leq 1.0$ (pozo dañado o estimulado,) entonces se evaluará el comportamiento del yacimiento utilizando la ecuación o las curvas de Standing (ecuación)

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = EF \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \left(1.8 - 0.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right) \dots \dots \dots \text{ec (1.10)}$$

P_{ws} , es la presión estática del yacimiento, [lb/pg²]

P_{wf} , es la presión de fondo fluyendo, [lb/pg²]

q_o = Gasto de producción de aceite, [Bpd]

$q_{\text{máx}}$ = Gasto máximo de producción, [Bpd]

EF= Factor de eficiencia adimensional

El análisis nodal involucra cálculos de todo el sistema de producción, permite determinar el efecto de su variación de la capacidad de transporte y identificar una solución para incrementar el índice de productividad del pozo. El procedimiento para realizar el análisis nodal a un sistema integral de producción, requiere primero seleccionar un nodo y después calcular la presión en éste, empezando con las presiones constantes que son P_{ws} y P_{sep} . El nodo puede ser seleccionado en cualquier punto del sistema. El análisis nodal es muy importante en la productividad de un pozo ya que podemos realizar las siguientes tareas:

- Permite realizar análisis y diagnósticos presentes y futuros.
- Permite determinar caídas de presión.
- Facilita el proceso de optimización.
- Identificar oportunidades de incremento del gasto.
- Permite ejecutar sensibilidades a parámetros físicos.
- Permite analizar pozos fluyentes, intermitente o con un SAP.

El análisis nodal es un método muy flexible que puede ser usado para mejorar el rendimiento de los sistemas del pozo y tiene las siguientes aplicaciones:

- Selección del aparejo óptimo.
- Diámetro óptimo del estrangulador.
- Longitud y diámetro de la línea de descarga.
- Presión en el separador.
- Técnicas de terminación de pozos, incluyendo empaques con grava y pozos perforados en forma convencional.
- Predicción del daño de formación.
- Determinar tasas de inyección en pozos con BN.

Los fluidos tienen que viajar desde el yacimiento hasta la superficie en los tanques de almacenamiento por lo tanto a lo largo de su trayectoria habrá caídas de presión que pueden ser visualizadas en la **figura 1.14**. Los modelos que rigen cada uno de los componentes se enumeran a continuación:

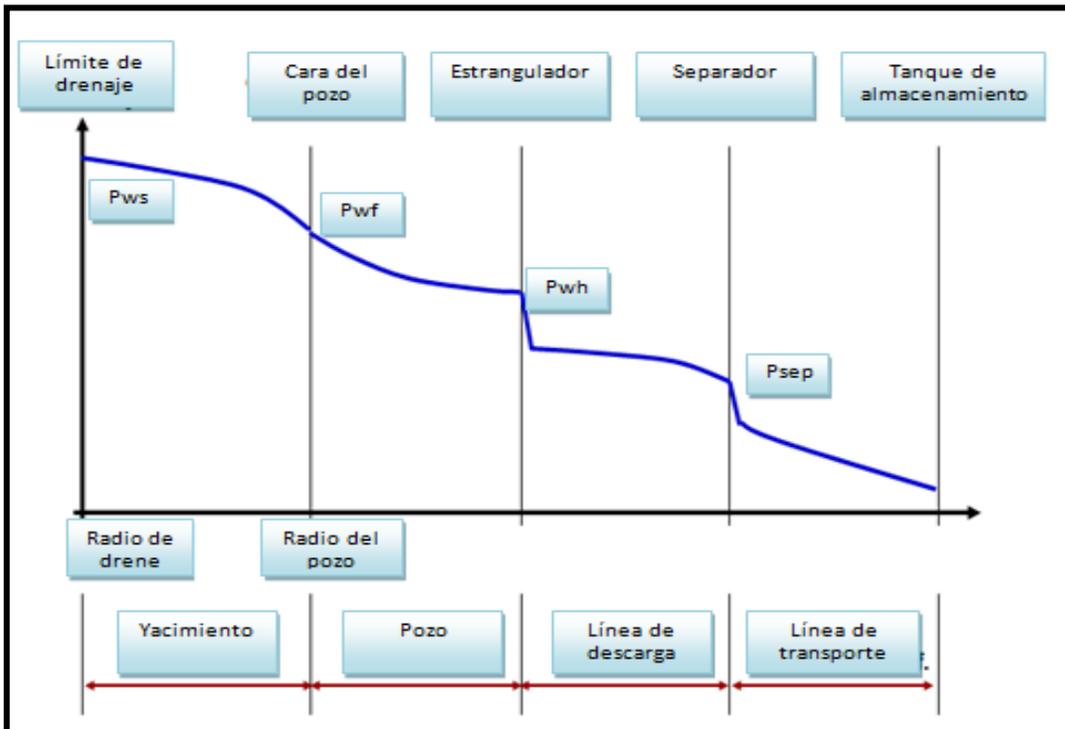


Figura 1.14 Caídas de presión desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento

Los fluidos desde el yacimiento se enfrentan a diferentes obstáculos en su trayecto hacia el pozo y del pozo a superficie, dependiendo de las características litológicas del yacimiento y de los fluidos que se encuentren mezclados con el aceite del yacimiento el flujo de fluidos es afectado por diferentes eventos que tienen lugar para la construcción (perforación, cementación, terminación) y puesta en producción de un pozo (estimulación) y el proceso de producción en sí mismo, estos factores se describen en la **figura 1.15**.

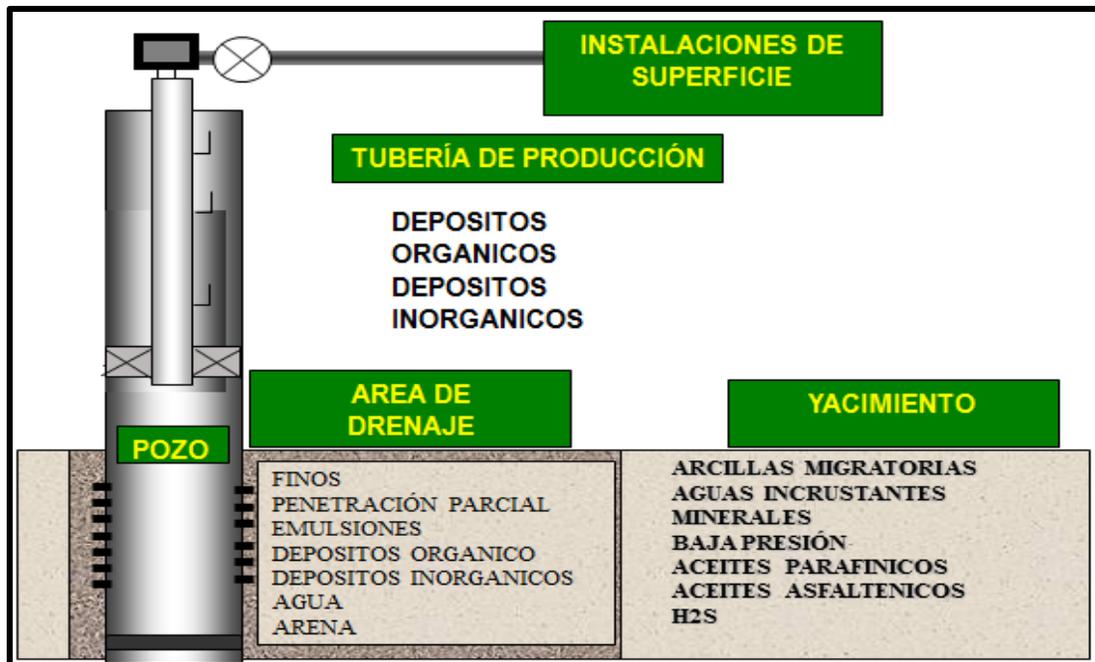


Figura 1.15 Factores que afectan el índice de productividad

EL objetivo de todo ingeniero de productividad es poder incrementar el gasto y esto se puede realizar mediante las siguientes acciones:

Incrementar "J": (estimulación)

1. Incrementar el intervalo a disparar (incremento de h)
2. Fracturar el yacimiento (variación de k en el entorno del pozo)
3. Reducir la viscosidad del fluido
4. Acidificar, redisparar profundamente, limpieza de asfáltenos (Reducir el daño a la formación)

Reducir P_{wf} (sistema artificial de producción)

1. Reducir el peso de la columna de líquido en la tubería.
2. Limpieza de tubería por presencia de carbonatos, asfáltenos, otros (trabajos de mantenimiento)
3. Eliminación de cuellos de botellas en las facilidades de superficie.
4. Cambio de estranguladores

La planeación de la explotación de un campo petrolero debe tomar en cuenta todos los factores técnicos, operativos, ecológicos y económicos que de alguna manera puedan afectar las condiciones existentes. Desde el punto de vista técnico, es de vital importancia disponer de información de buena calidad y efectuar el análisis del sistema integral de producción (SIP), que permite identificar con precisión los problemas que ocasionan la baja productividad de los pozos y diseñar las intervenciones o tratamientos más recomendables para optimizar la explotación. Cuando se inicia la explotación de un yacimiento, en la mayoría de los

casos los pozos producen con su propia energía natural, la cual hace que el hidrocarburo salga del yacimiento a la superficie debido a la diferencia de presión entre el medio poroso, las tuberías, el estrangulador y el separador, a estos se les denomina pozos fluyentes como se dio a conocer anteriormente, esta energía natural es causada por los mecanismos de empuje del yacimiento como: segregación gravitacional, acuífero asociado, casquete de gas, gas disuelto liberado en el yacimiento, expansión de la roca, expansión del fluido y combinación de empujes. En el caso de yacimientos maduros en donde la energía natural ya no es suficiente para expulsar los fluidos a la superficie, es necesario instalar en los pozos sistemas artificiales de producción, los cuales suministran energía dentro del pozo a los fluidos para impulsarlos y ayudarlos a salir a la superficie, a estos pozos se les conoce como pozos “ No fluyentes o de bombeo”, estos utilizan una bomba dentro del pozo que se acciona mecánica, hidráulica o eléctricamente a un sistema de bombeo para imprimir presión a la columna de fluidos, a excepción del Bombeo Neumático.

1.2 Sistemas artificiales de producción ^{1,5}

Como se describió anteriormente en la clasificación de yacimientos, los tipos de mecanismos de empuje que tienen los yacimientos, influyen fuertemente en su vida productiva más cuando lo hacen por flujo natural.

Cuando un yacimiento de aceite es explotado por primera vez, está bajo la presión de las fuerzas naturales que rodea la trampa o yacimiento, de tal forma que si un pozo es perforado en este yacimiento, las fuerzas naturales causarán que el fluido salga del yacimiento y se mueva hacia el pozo. Esta energía causa que el pozo produzca como resultado de la reducción de presión en todo el sistema (yacimiento-pozo e instalaciones de producción en superficie). Sin embargo, si la presión en el yacimiento y el pozo están tendiendo a igualarse eso causará que ya no exista flujo y que el pozo no produzca. ² Los Sistemas Artificiales son un conjunto de equipos superficiales y subsuperficiales usados para producir fluidos desde el pozo no fluyente o incrementar el gasto de producción desde pozos fluyentes proporcionándole una fuente externa de energía en el pozo con el fin de levantar la producción desde el fondo del pozo hasta la superficie para vencer las caídas de presión a través del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales. En las siguientes figuras se presentan diferentes curvas IPR para un pozo fluyente, un pozo fluyente pero que necesita incrementar su producción y un pozo que necesita energía externa para poder producir un determinado gasto de producción.

- El primer caso Pozos que pueden fluir naturalmente de una forma rentable (Ver **figura 1.16**).

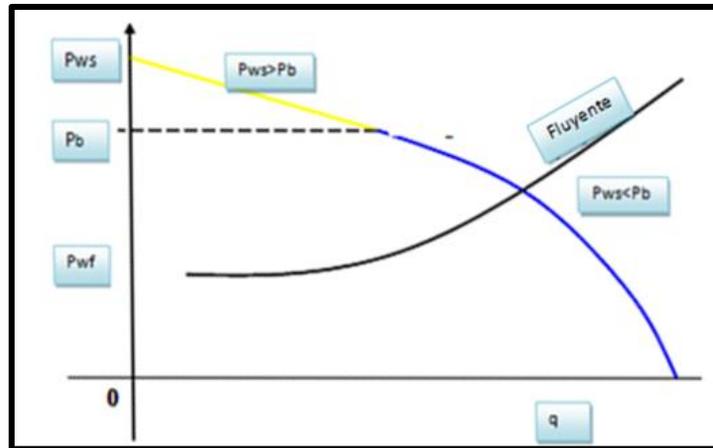


Figura 1.16 Análisis nodal pozo fluyente

- El siguiente caso se presenta una condición en la que el pozo puede fluir naturalmente pero esta podría no ser la condición más rentable en cuyo caso se debe hacer un proceso de selección de SAP para determinar el o los sistemas más adecuados (Ver **figura 1.17**).

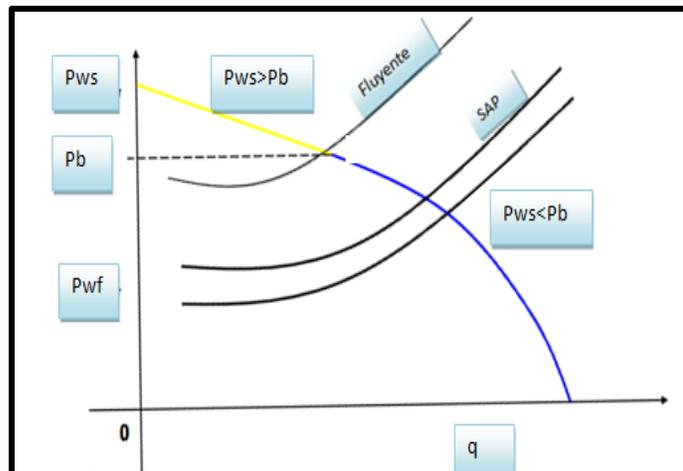


Figura 1.17 Análisis nodal para un pozo con un sistema artificial de producción

- El último caso muestra pozos que no pueden fluir naturalmente y requieren de un sistema artificial de producción como la única alternativa de explotación (ver **figura 1.18**)

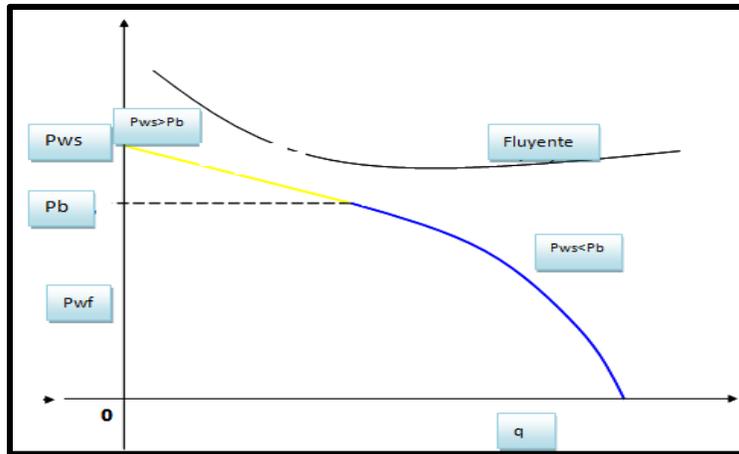


Figura 1.18 Análisis nodal para un pozo que necesita un SAP

La decisión acerca del tipo de sistema artificial a instalar, es complicada y requiere de la evaluación de las, características de producción, propiedades de los fluidos, características del yacimiento, características del pozo, suministro de energía, localización, facilidades de superficie y problemas operacionales para el sistema artificial a instalar. La instalación de los sistemas artificiales de producción, obedecen a razones económicas y técnicas. Es importante considerar toda la información proveniente de diferentes áreas de la ingeniería petrolera para seleccionar el sistema artificial más apto para el pozo, el ingeniero petrolero debe tener en cuenta toda la información de las diferentes áreas de diseño y operación para poder saber que método de sistema artificial de producción es apto para el pozo en la **figura 1.19.1 y 1.19.2** se describe los factores que afectan la selección de un SAP:

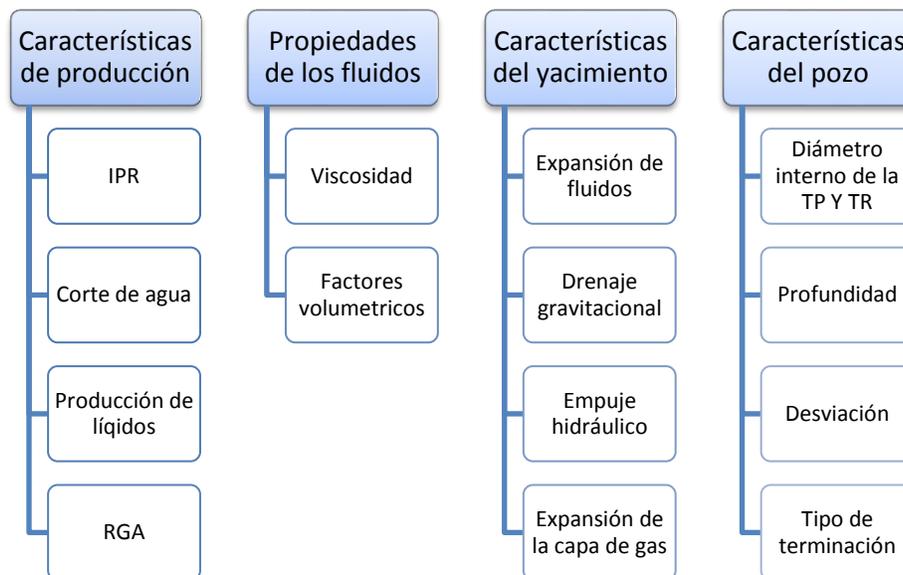


Figura 1.19.1 Datos y factores que afectan la selección del SAP

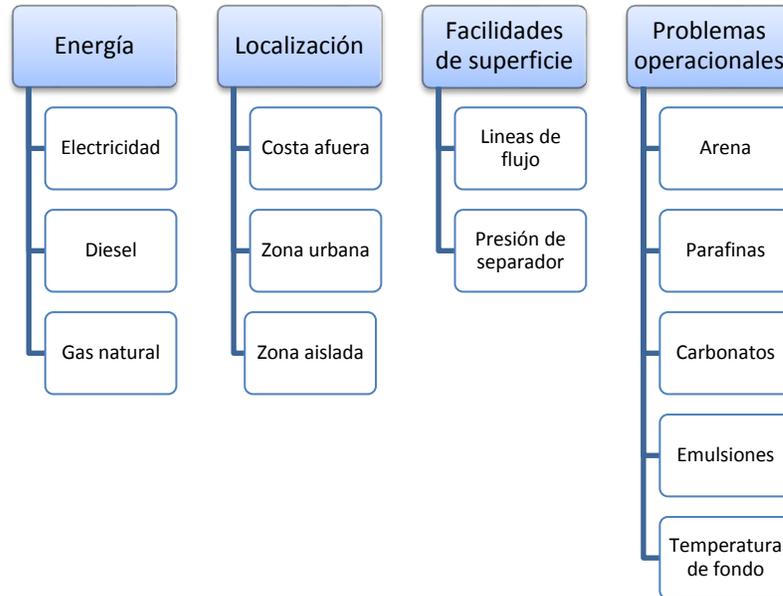


Figura 1.19.2 Datos y factores que afectan la selección del SAP

1.2.1 Factibilidad o requerimiento de sistemas artificiales de producción ¹

Para poder seleccionar el método de sistema artificial a un pozo, se debe tomar en cuenta las características del yacimiento, fluidos producidos, características del pozo, infraestructura y recursos energéticos disponibles, para producir de manera rentable y segura de acuerdo al plan de explotación y en armonía con el medio ambiente. Para poder seleccionar el sistema artificial adecuado es necesario considerar los siguientes pasos:

- **Analizar el sistema de producción:** Se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos.
- **El análisis Nodal permite determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la T.P, de la línea de descarga o del estrangulador sobre el gasto.**
- **Optimización:** Consiste en analizar y optimizar la geometría del sistema de flujo desde el fondo del pozo hasta el cabezal de recolección, que implique las mínimas caídas de presión y por consecuencia una máxima producción de líquido y gas. Es importante mencionar que en el caso de posibilidades de conificación de agua o gas, por elevados ritmos de extracción, se deberá de conocer cuál es el gasto crítico para evitar dichos efectos en el pozo, que resulte en un abatimiento anticipado de su producción.
- **Determinar el comportamiento de afluencia en función del tiempo.**
- **Realizar sensibilidad para cada uno de los métodos de producción preseleccionados mediante análisis nodal.**

- Determinar requerimientos energéticos y de infraestructura asociada a cada uno de los métodos preseleccionados.
- Realizar evaluación económica, análisis de riesgos y de impacto ambiental.

El proceso de definición de métodos de producción no está completo si no se considera el comportamiento del pozo, o grupo de pozos en el tiempo. Para realizar este pronóstico es necesario visualizar como varía la presión del yacimiento con respecto a la tasa de extracción. En la **figura 1.20** se puede observar la variación de la Pws en el tiempo respecto a la producción acumulada del yacimiento y la comparación de diferentes sistemas artificiales. Esta gráfica se conoce como Pws vs. Np, donde Np representa la producción acumulada del yacimiento.

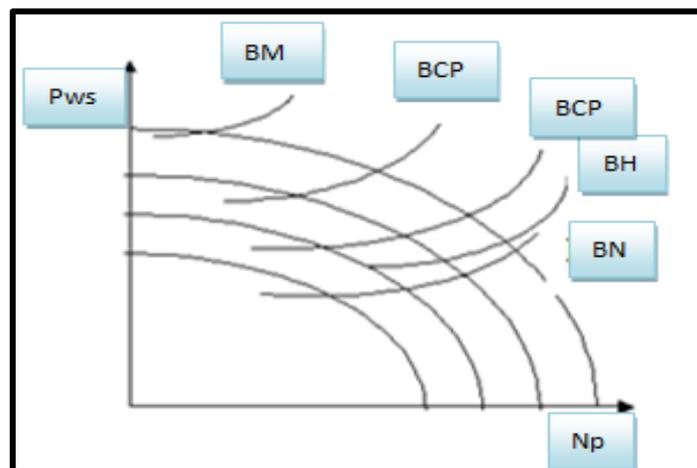


Figura 1.20 Comparación de los diferentes SAP con variación de la Pws contra Np

Es posible representar estas curvas en una sola gráfica como una familia de curvas. La intersección de la afluencia correspondiente a cada método con la familia de curvas nos permitirá determinar las oportunidades de selección del sistema de artificial de producción más adecuado, seleccionando aquel que nos permita explotar racionalmente el yacimiento, es decir, maximizar su recuperación con un mínimo de inversiones y costos de operación.

1.2.2 Principales sistemas artificiales de producción ¹

Los principales sistemas artificiales de producción presentes en el mercado actualmente son: Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Neumático (levantamiento artificial por gas), Bombeo Hidráulico y Bombeo Electrocentrífugo. La selección del sistema o los sistemas más adecuados depende de los factores anteriormente mencionados, sin embargo, existen procedimientos rápidos que permite descartar algunos y así dirigir los esfuerzos con mayor certeza hacia los que podrían generar valor al pozo. En la **figura 1.21** se presenta una clasificación de los sistemas artificiales de producción. La selección del sistema artificial correcto es un punto crítico en

término de rentabilidad en la mayoría de los pozos productores, para poder cumplir con los objetivos planteados por la empresa petrolera en términos de producción de aceite y en sus casos en pozos de gas. Una pobre elección puede desencadenar una reducción en la producción e incrementar los costos de operación. El diseño para seleccionar sistema artificial más apropiado para un determinado pozo, empieza desde el área de yacimientos, pasando por perforación y terminación, por lo que debe de haber una buena comunicación entre todas estas áreas con la finalidad de obtener datos relevantes sobre las características del pozo que puedan ayudar al ingeniero petrolero desarrollar un diseño del sistema artificial de producción técnicamente y económicamente más aptos para el pozo.

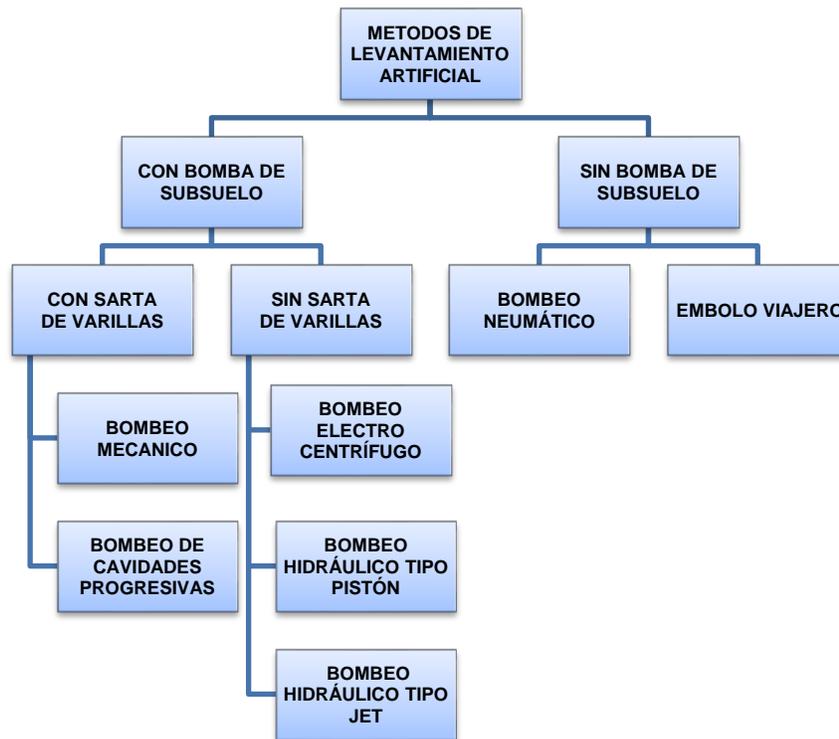


Figura 1.21 Clasificación de los diferentes sistemas artificiales de producción

1.3 Bombeo Mecánico ⁵

El bombeo mecánico es el más común de los sistemas artificiales de producción. Aproximadamente el 95% de todos los pozos en los Estados Unidos están bajo este sistema artificial. Es usualmente el más económico y el sistema más fácil de atender cuando es diseñado y operado apropiadamente. El bombeo mecánico es un sistema artificial de producción que utiliza una bomba en el subsuelo, en el cual la producción es obtenida por el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial que a su vez se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de un sarta de varillas de succión. El sistema de bombeo mecánico, tiene como función por varillas transmitir la potencia hasta la bomba del fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. La bomba de varillas el sistema de bombeo

mecánico consiste en un equipo de superficie y de fondo. El equipo de superficie incluye la unidad motriz (motor eléctrico o motor de gas), unidad de bombeo, varilla pulida, cabezal, y líneas de flujo. El equipo de fondo incluye sarta de varillas, bomba de fondo, ancla de gas (opcional), niple de asentamiento y accesorios, en la **figura 1.22** se describe el equipo subsuperficial y superficial del bombeo mecánico. Debido a que se usa una bomba de émbolo, el movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionado por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril del trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento de líquido y su descarga a través de la válvula viajera y de la tubería de descarga, se produce haciendo entrar nuevamente el émbolo.

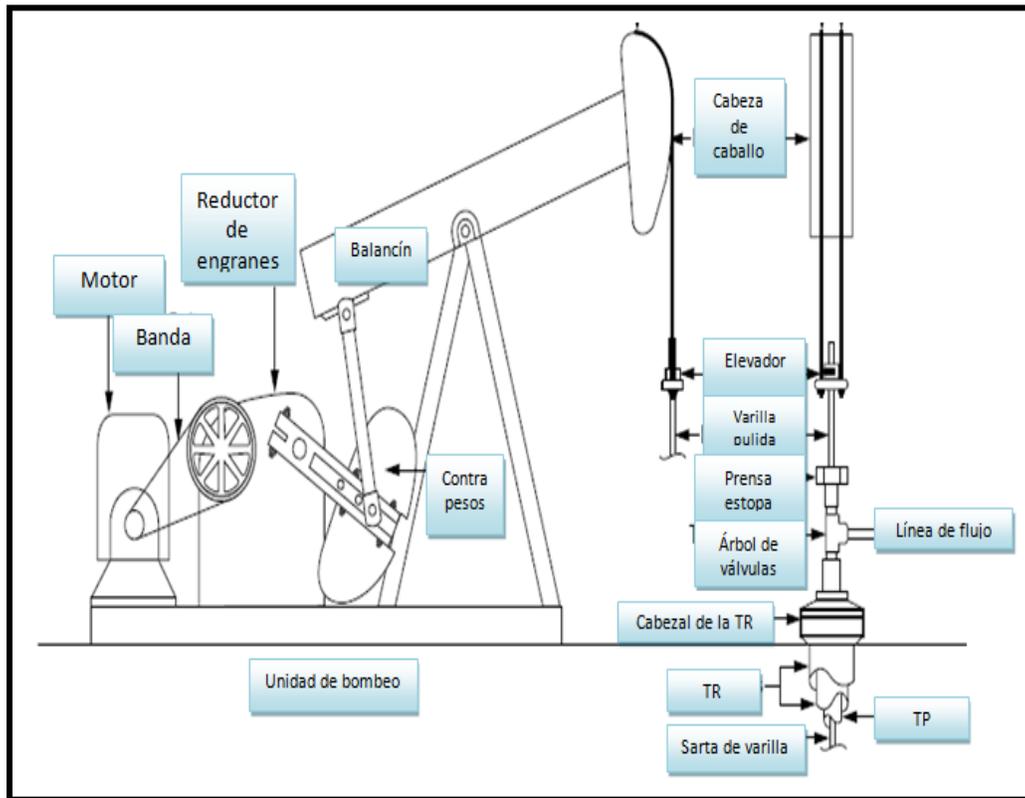


Figura 1.22 Equipo del Bombeo Mecánico

1.3.1 Ventajas

El bombeo mecánico puede operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de pozos, se considera para levantar volúmenes moderados desde profundidades someras, y volúmenes pequeños en profundidades intermedias. El sistema de bombeo mecánico presenta las siguientes ventajas:

- Su diseño es simple, lo cual permite una fácil operación.

- Su inversión es baja, cuando se manejan producciones de volúmenes bajos de hidrocarburos.
- Se utiliza principalmente en profundidades someras a intermedias (7,800 ft).
- Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- Se adapta a pozos que presentan problemas de corrosión e incrustaciones.

1.3.2 Desventajas

El bombeo mecánico es limitado principalmente por la geometría del pozo, ya que su funcionamiento se basa en el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión.

- Presenta una limitada capacidad para trabajar con arenas.
- Las parafinas interfieren con la operación de estos sistemas.
- Se corre el riesgo de que la prensa estopa de la varilla se salga de su lugar.

1.2.3 Equipo superficial bombeo Mecánico

Caja de engranaje y contrapesos: La función de la caja de engranaje es convertir torque bajos y altas RPM de la unidad motriz o motor en alto torque y bajas RPM necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:1. Esto significa que la caja de engranaje reduce los RPM a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces.

Contrapesos: Si la caja de engranaje tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande. Afortunadamente, al usar contrapesos, el tamaño de la caja de engranaje puede ser minimizado. Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar, estos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en la varilla pulida son las más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las varillas, quedando listos para ayudar nuevamente en la carrera ascendente. En otras palabras, en la carrera ascendente, los contrapesos proporcionan energía a la caja de engranaje (al caer). En la carrera descendente estos almacena en energía (subiendo). La condición operacional ideal es igualar el torque en la carrera ascendente y descendente usando la cantidad correcta del momento de contrabalanceo. Cuando esto ocurre la unidad esta balanceada.

Varilla pulida: Conecta la unidad de bombeo a la sarta de varillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Como su nombre lo dice, la varilla pulida tiene una superficie lisa y brillante. La superficie de la varilla pulida previene el desgaste de las empaaduras de la prensa estopa. Las empaaduras del prensa estopa están diseñadas para prevenir fugas de fluido.

Motor: La unidad motriz es típicamente un motor eléctrico o a gas. La mayoría de las unidades motrices son motores eléctricos. Motores a gas son usados en locaciones sin electricidad. La función de la unidad motriz es suministrar “potencia” que el sistema de bombeo necesita. La unidad motriz afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje. Los hp del motor dependen de la profundidad, nivel del fluido, velocidad de bombeo y balanceo de la unidad. Es importante entender que el tamaño de la unidad motriz puede tener un impacto significativo en la eficiencia del sistema. En la mayoría de los campos petroleros los motores están usualmente sobre dimensionados. Esto garantiza que estarán disponibles suficientes caballos de fuerza en el sistema pero al precio de bajar la eficiencia. Motores eléctricos alcanzan sus eficiencias más altas cuando las cargas están cercanas a la potencia de la etiqueta (Placa del motor). Cuando un motor esta poco cargado la eficiencia es menor. Los motores eléctricos y a gas son componentes de bajo torque y altos rpm. La variación de velocidad de la unidad motriz afecta la caja de engranaje.

Unidades de bombeo: La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz al movimiento ascendente-descendente de la varilla pulida. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de caja de engranaje y estructura. También tiene suficiente capacidad de carrera para producir el fluido que se desea. Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, estas también tienen diferentes características que podrían influenciar significativamente en el comportamiento del sistema. Para maximizar la eficiencia del sistema es necesario entender las ventajas y las desventajas de las diferentes geometrías de las unidades de bombeo para las condiciones de los pozos.

Tipo Convencional: Las unidades convencionales basan su geometría en un sistema de palanca CLASE I, es decir con un punto de apoyo en el medio de la viga balancín y emplea manivelas como muestra la siguiente **figura 1.23**.

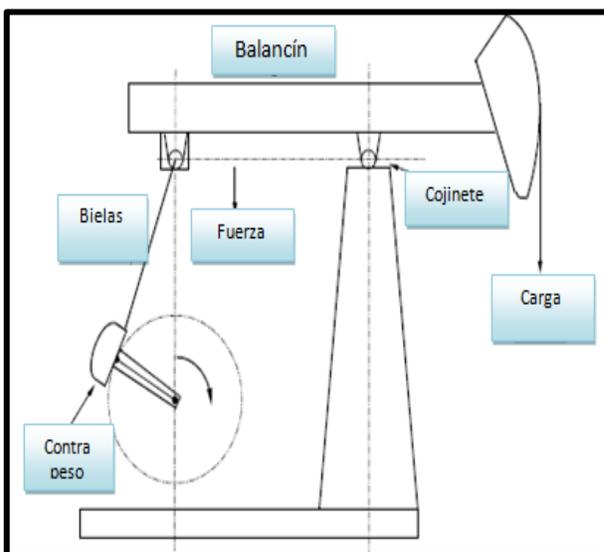


Figura 1.23 Unidad de bombeo Convencional

Ventajas:

1. Costos de mantenimiento bajos
2. Cuesta menos que otras unidades
3. Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de varillas de fibra de vidrio.
4. Puede rotar en sentido horario y antihorario.

Desventajas:

1. En varias aplicaciones no están eficiente como el Mark II u otros tipos de unidades
2. Podría requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidades

Unidades Mark II: Las unidades Mark II basan su geometría en tres características, las cuales reducen el torque y la carga con respecto a una unidad Convencional. Estas son:

- Caja reductora está ubicada de tal manera que con un giro determinado de las manivelas crea una carrera ascendente de 195° de la rotación de la manivela y una carrera descendente de aproximadamente de 165° de la rotación de la manivela,
- Un punto de apoyo en el extremo de la unidad, colocando en ese lugar el cojinete ecualizador (llamado cojinete de cola), creando un sistema CLASE III, y
- Una manivela desfasada, la cual produce un contrabalanceo más efectivo el cual, al comienzo de la carrera ascendente, “arrastra” la carga del pozo en aproximadamente $7\ 1/2^\circ$. Igualmente en la carrera descendente, esta misma condición produce esta acción, también “llevando” el contrapesado aproximadamente $7\ 1/2^\circ$.

Independientemente de estos factores, las unidades Mark II producirán un torque uniforme trabajando en forma conjunta, reduciendo un 35% del torque en la caja reductora. Adicionalmente los costos de electricidad y del tamaño del motor pueden ser reducidos, en la **figura 1.24** se presenta la unidad MarkII

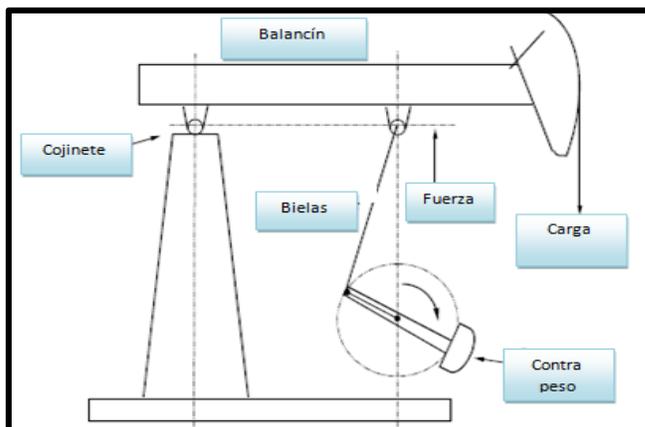


Figura 1.24 Unidad de bombeo Mark II

Ventajas:

1. Tiene menor torque.
2. Podría costar menos (5%-10%) comparada con el tamaño en una unidad convencional.
3. Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.

Desventajas:

1. En varias aplicaciones, no puede bombear tan rápido como unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente.
2. Solo puede rotar en sentido anti horario.
3. En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de varillas y la bomba.
4. Puede colocar la base de la sarta de varillas en severa compresión causando fallas por pandeo.
5. Puede experimentar torques más altos que las unidades convencionales cuando se usan varillas de fibra de vidrio, además, de la posibilidad de colocarlas en compresión.

Unidades de Bombeo balanceadas por aire: La utilización de aire comprimido en vez de pesadas manivelas y contrapesos permite un control del contrabalanceo en forma manual. Como resultado, el tamaño de la unidad es considerablemente más pequeño, minimizando los costos de traslado y de montaje (**figura 1.25**). Las unidades balanceadas por aire tienen la ventaja de tener tamaños más grandes con largas carreras, donde con un sistema convencional o MARK II son prácticamente imposibles.

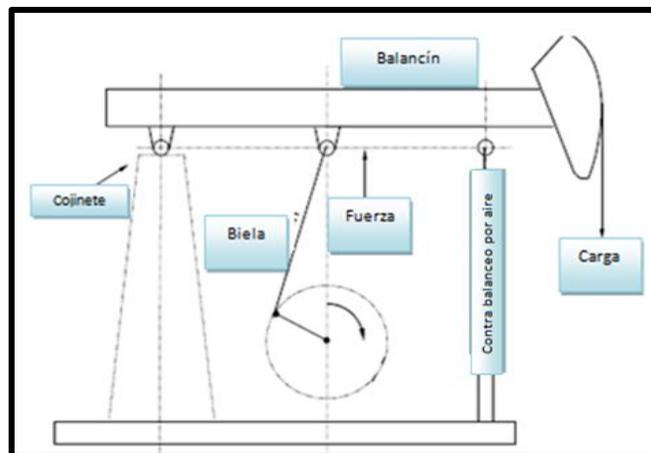


Figura 1.25 Unidad de Bombeo balanceada por aire

Ventajas:

1. Es más completa y fácil de balancear que las otras unidades.
2. Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (debido a que pesa menos).
3. Vienen en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad.
4. Puede rotar tanto en sentido horario como antihorario.

Desventajas:

1. Son más complicados y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
2. La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.
3. La caja de engranaje podría dañarse si el cilindro pierde la presión del aire.

1.3.4 Equipo Subsuperficial del Bombeo Mecánico

Válvulas de contrapresión: En pozos con exceso de gas se tendrá que instalar un orificio en la línea de flujo. Esto es necesario para evitar "cabeceo" o interrupción de la producción. Esto ocurre cuando el fluido producido se acerca a la superficie del pozo la presión va en descenso. Esto causa expansión del gas dentro de la tubería de producción desalojando el líquido hacia la superficie. A medida que el gas fuerza la salida del líquido hacia las líneas de flujo, la presión en la tubería disminuye, y más y más gas podrá expandirse.

Cabeceos causan ciclos de alta producción seguidos por periodos de baja producción o ninguna producción. Al comienzo del cabeceo, el gas en expansión empuja el líquido dentro de las líneas de flujo y aumento la producción momentáneamente. Sin embargo, el líquido que deja la tubería es reemplazado por más y más gas libre. Eventualmente, la tubería queda seca, y la producción se detiene hasta que la tubería se llene con fluido nuevamente. En un pozo de bombeo, el cabeceo es indeseable y debe ser controlado. La forma más común de detener el cabeceo es usando un orificio o una válvula de desahogo de presión.

Sarta de varillas: La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la varilla pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la varilla pulida a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de varillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo. Las varillas de succión son hechas de acero o fibra de vidrio. La mayoría de las varillas son fabricadas 100% en acero. Sartas parcialmente acero y fibra de vidrio son también comunes en muchos campos petroleros.

Bombas del subsuelo: La típica bomba por varillas de succión es un arreglo embolo cilindro. En la terminología de campos petroleros el embolo es llamado pistón y el cilindro se le conoce como barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula

llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve. Entender la operación de la bomba es esencial para la comprensión total del sistema incluyendo la interpretación de la forma de las cartas *dinamométricas*.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Esta influye en las cargas sobre la sarta de varillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor. Sistemas con bombas de calibres grandes son muy sensibles a la presión en la línea de flujo, incluso pequeños aumentos en la presión de la línea podrían incrementar significativamente las cargas en la barra pulida. Carrera Ascendente: En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba. Carrera Descendente: En la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo esta. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite.

Para un caso ideal de bomba llena y fluido incompresible, en la carrera ascendente la válvula viajera cierra, la fija abre y el fluido comienza a ser bombeado a través de la tubería hasta la superficie. En la carrera descendente, la válvula viajera abre y la fija cierra. Sin la acción de las válvulas, la producción no sería posible. Si la válvula fija no abre, el fluido no entraría a la bomba. Si la válvula viajera no abre entonces el fluido no entraría a la tubería.

Las unidades de bombeo pueden ser clasificadas en función del torque máximo, la carga estructural y la carrera máxima.

Torque Máximo: El torque es el producto de la fuerza por un brazo de palanca. La fuerza proviene de la variación de las cargas que transmite la unidad y el efecto de contrabalanceo. El brazo de palanca es la distancia del centro de eje de salida de la caja reductora al centro de la manivela.

Carga estructural: Es la carga máxima que puede soportar la unidad en la cabeza de mula, pudiendo soportarla normalmente toda la estructura del equipo, como así también cojinetes y accesorios.

Carrera máxima, es la máxima carrera a obtener en el vástago pulido,

La designación sugerida por API es: **M - 228D-173-74"**

Dónde:

M es el tipo de unidad de bombeo mecánico

Tipos de Unidades de Bombeo:

M Mark II Unitorque

C Convencional

A Balanceada por aire

228 Torque máximo de la caja reductora (en miles de libras X pulgada)

D Tipo de reducción de la caja (simple, doble o triple)

173 Carga estructural máxima (en cientos de libras)

74" Valor máximo de la carrera (en pulgadas)

1.3.5 Unidad hidroneumática TIEBEN ⁷

Hasta los años noventa la operación de los equipos de bombeo mecánico se consideraban los más eficientes, utilizando las unidades de bombeo Convencional, Aéreo-balanceada y la Mark II. Cuando llegó a México una nueva unidad llamada TIEBEN, en el campo Poza Rica se llevó a cabo una prueba piloto en el año de 1995 en el pozo Poza Rica 329 donde se evaluó la eficiencia de la nueva unidad hidroneumática mejor conocida como “TEBEN”, que tan buenos resultados había tenido en el campo Ébano.

Es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, cuyo principio de funcionamiento es sobre la base de presiones hidráulicas compensadas debido a la compresión y expansión del nitrógeno (N₂), este nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador que soporta 2/3 de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico convencional.

Con el principio hidroneumático se pueden levantar cargas de hasta 40,000 libras en la varilla pulida, con una carrera efectiva máxima de 120 pulgadas y con hasta ocho emboladas por minuto; éstas pueden ser modificadas según las necesidades de la operación. Los principales componentes de la unidad de bombeo hidroneumática TIEBEN se pueden ver la **figura 1.26**.



Figura 1.26 Unidad Hidroneumática TIEBEN

La unidad hidroneumática TIEBEN presenta un diseño compacto, fácil de transportar e instalar, esta unidad presenta las siguientes ventajas técnicas y económicas:

- Costo de adquisición-Ahorros hasta del 50%
- Consumo de energía-Consumo menor al 30%
- Tipo de motor-Requerimientos de potencia del 30%
- Costos de reparación-Ahorros hasta en un 500%
- Transportación e Instalación-Fácil transportación e instalación en 3 hrs
- Eficiencia de bombeo-Se puede trabajar a bajas velocidades de bombeo.
- Producción diferida-Reduce al mínimo los problemas de producción diferida

1.3.5.1 Componentes de la unidad hidroneumática TIEBEN

Acumulador: Es un cilindro con un pistón flotante en su interior en el cual actúan dos fluidos; aceite hidráulico y nitrógeno (N₂) comprimido. El acumulador genera el efecto de los contrapesos.

Cilindro actuador: Es el cilindro que está compuesto por dos pistones adheridos a una varilla pulida, estos pistones generan tres cámaras en las cuales actúa el aceite hidráulico.

Motor: Elemento que propicia la potencia necesaria a la bomba hidráulica.

Bomba hidráulica: Unidad provista de 130 [cm³], con una bomba simple o de 75 [cm³] cuando se trata de una bomba doble.

Tanque de aceite hidráulico: Almacenador del aceite hidráulico con una capacidad de hasta 360 litros.

Contenedor de nitrógeno (N₂)

Pedestal: Torre de aproximadamente 7 metros en la cual se alojan los sensores para el cambio de dirección de la carrera y del elevador, los cuales están unidos por la varilla de succión en uno de los extremos del cilindro actuador y en el otro extremo por la varilla pulida

1.3.5.2 Sistema de seguridad de las unidades de bombeo mecánico hidroneumático

Sensor de separación de la varilla pulida: Este sensor se coloca al elevador, el cual se desliza por el pedestal. Estos sensores son magnéticos por lo que se coloca un disco de metal sobre la grampa superior para que el sensor esté actuando permanentemente, en el caso de que la varilla pulida se detenga, la separación del sensor y el plato metálico no será la misma que detendrá a la unidad hasta que la distancia del sensor-plato se restablezca, en la figura 1.17 se muestra el sensor del equipo y en la figura 1.18 representa el diagrama del principio del funcionamiento de la unidad TIEBEN

Limitador de presión: Esta limitante es regulada de acuerdo a la carga a levantar; al exceder esta limitante el equipo se detendrá quedando asentada esta falla.

Sensor de nivel de fluido hidráulico: Cuando el nivel no es seguro para realizar una operación el equipo se detendrá.

Sensor de temperatura: La temperatura no podrá exceder los 65°C

Sistema Hidráulico: Este sistema proporciona el movimiento necesario, ascendente y descendente, para el funcionamiento de la Bomba subsuperficial. Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto doble, una Válvula de Control Direccional de cuatro vías y una Bomba Maestra de Engranajes (bomba hidráulica).

Sistema de Balanceo Hidroneumático: Contrabalancea el peso de la sarta de varillas y Consta de un cilindro hidráulico de efecto simple, un paquete de tanques de nitrógeno, un cilindro hidroneumático de efecto doble (acumulador), y una bomba auxiliar de engranajes. Este balanceo funciona en base a dos magnitudes, una constante y otra variable:

La Constante.- Es la cantidad de fluido hidráulico necesario para ocupar la mitad de los dos cilindros, por debajo de cada émbolo y el tubo que los comunica: 5 galones en unidades de 60" de Carrera, 10 galones en unidades de 120" y 15 galones en las de 180".

La variable.- Es la cantidad de nitrógeno que se aplica a los tanques y a la parte superior del acumulador, la cual será proporcional al peso de la sarta de varillas de succión, junto con la columna de crudo. Este sistema equivale a los contrapesos de las unidades convencionales y Mark II, y al cilindro neumático de las unidades aerobalanceadas.

1.3.5.3 Funcionamiento de la unidad hidroneumática TIEBEN

El nitrógeno empuja el pistón del acumulador, el fluido hidráulico debajo del pistón es forzado dentro del cilindro, este fluido a su vez empuja al pistón del cilindro hacia arriba, esta acción contrabalancea el peso de la sarta de varillas. El aceite a presión de la bomba es enviado dentro del cilindro a través de la válvula de control empujando el pistón hacia arriba y hacia abajo usando poca potencia, debido a que el nitrógeno proporciona aproximadamente las dos terceras partes de la potencia. Los sensores de proximidad activan la válvula de control al tope y fondo de cada embolada (ver **figura 1.27**)

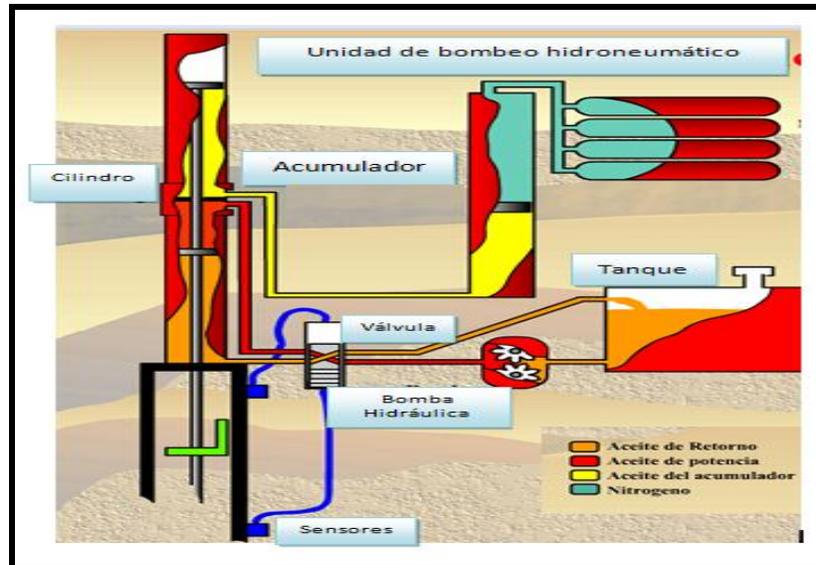


Figura 1.27 Esquema del funcionamiento de la unidad TIEBEN

1.4 Bombeo Hidráulico ^{6,1}

Es un método que aplica energía adicional al fluido del pozo para mejorar o realizar el levantamiento, transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. El fluido de potencia actúa en el componente de fondo para realizar el levantamiento. El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar un pistón motor de la unidad en el fondo del pozo. La operación consiste en utilizar un fluido motriz que puede ser crudo liviano o agua este se toma desde la parte superior del tanque del fluido motriz para alimentar a la bomba, el fluido motriz ahora bajo presión, es circulado hacia el múltiple de distribución y desde aquí es dirigido a cada pozo a través de líneas individuales, el fluido motriz pasa a través de la válvula de la cabeza del pozo y es dirigido a la unidad de producción subsuperficial a través de la tubería de inyección y, dependiendo del sistema e inyección o del tipo de bomba, puede mezclarse o no con los fluidos del pozo. Si el fluido motriz regresa a la superficie junto con los fluidos producidos como sucede generalmente la mayoría de los sistemas de inyección, se le dará tratamiento antes de llegar nuevamente al tanque de almacenamiento con la finalidad de mantener un nivel de operación constante de fluido motriz limpio. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo, en la **figura 1.28** se representa el equipo superficial y subsuperficial del Bombeo Hidráulico.

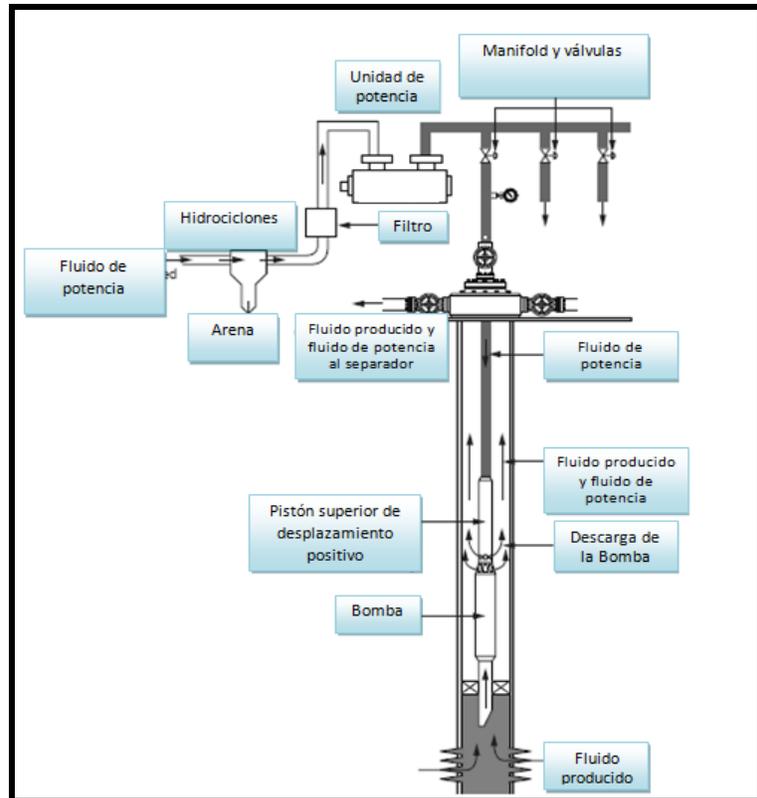


Figura 1.28 Equipo del Sistema Bombeo Hidráulico

Existen dos tipos de sistemas de inyección en el bombeo hidráulico que difieren en la forma de inyección del fluido motriz y en la forma en que el fluido motriz regresa a la superficie luego de haber operado la unidad. En lo que no difieren es la conducción del fluido motriz desde el tanque de almacenamiento hasta la unidad de producción subsuperficial.

- El sistema cerrado para fluido motriz: Donde la forma de inyección es en un circuito cerrado y la forma en que el fluido motriz regresa a la superficie es independiente de los fluidos del pozo, es decir no se mezcla con estos.
- El sistema abierto para fluido motriz: Donde el fluido motriz es inyectado en un circuito abierto y posteriormente mezclado con los fluidos del pozo por lo que en superficie se obtiene una mezcla.
-

1.4.3 Ventajas

El bombeo hidráulico es flexible y duradero ya que la bomba de fondo no tiene partes móviles, por lo que tolera manejo de fluidos sucios y corrosivos, condiciones bajo las cuales se tendrían altos costos de reparación en otros sistemas, Flexibilidad en caso de que se tengan que inyectar fluidos químicos hacia el pozo con el fluido motriz, estas ventajas y otras más son resumidas a continuación.

- Característica de “Bomba Libre”, común en la mayoría de los diseños, permite que la bomba sea fácilmente recuperada del pozo.
- Flexibilidad de rango de bombeo.
- Se pueden inyectar productos químicos con el fluido de potencia para el control de parafinas, corrosión y emulsiones.
- Fluidos de producción ligeros pueden actuar como diluentes.
- No requiere varillas, es aplicable a pozos desviados.
- Adaptable a instalaciones existentes.
- Solución económica de levantamiento
- Bombas Jet, Bombas de Pistón o Turbina
- Se pueden obtener eficiencias razonables, mayor eficiencia utilizando agua como fluido de potencia debido a la baja viscosidad.
- Se instala fácilmente en: Tuberías de revestimiento de diámetros reducidos, Pozos desviados, sitios remotos (ej. Selva, Zonas urbanas, Costa Fuera).

1.4.2 Desventajas

El bombeo hidráulico debido a las altas presiones que pueden llegarse a manejarse en superficie, no es recomendable en zonas urbanas debido al peligro potencial que pueda ocasionar una explosión. Cuando los fluidos del pozo presentan un alto índice de H₂S (*ácido sulfhídrico*) y CO₂ (*bióxido de carbono*), la corrosión puede ser un fenómeno que dañe el equipo.

- Presenta problemas de operación no tan fáciles de operar por el personal de campo.
- Dificultad para obtener ensayos válidos en pozos de bajo volumen.
- El fluido de potencia está expuesto al peligro de fuego.
- La alta producción de sólidos es un problema.
- La necesidad de venteo de gas hace la instalación más costosa
- Falta de conocimientos sobre el sistema

1.4.3 Componentes superficiales Bombeo Hidráulico

Tanque para el fluido motriz: Permite tratar y almacenar adecuadamente el fluido motriz antes de ser succionado por la bomba de la unidad de potencia superficial. Aquí es donde regresa el fluido motriz utilizado y los fluidos del pozo.

Unidad de potencia superficial: Es la fuente central de potencia del sistema de bombeo hidráulico. Proporciona la potencia requerida (alta presión) por el sistema para inyectar el fluido motriz y operar una o varias unidades de producción subsuperficiales. Esta unidad está constituida por una bomba accionada por un motor.

Manifold de control: El fluido motriz puede ser dirigido a un múltiple de distribución que puede ser instalado a cualquier distancia desde la unidad de potencia

superficial. Este múltiple se encarga de distribuir y controlar la cantidad de fluido motriz proveniente de la bomba superficial y con dirección hacia las cabezas de pozo mediante los dispositivos con que cuenta, como son: medidores de flujo y válvulas reguladoras de presión.

Válvula de control de la cabeza del pozo: Este dispositivo también controla la dirección del fluido así como el volumen proveniente del múltiple de distribución.

Tanque para el fluido motriz: Permite tratar y almacenar adecuadamente el fluido motriz antes de ser succionado por la bomba de la unidad de potencia superficial. Aquí es donde regresa el fluido motriz utilizado y los fluidos del pozo.

Unidad de potencia superficial: Es la fuente central de potencia del sistema de bombeo hidráulico. Proporciona la potencia requerida (alta presión) por el sistema para inyectar el fluido motriz y operar una o varias unidades de producción subsuperficiales. Esta unidad está constituida por una bomba accionada por un motor.

1.4.4 Componentes Subsuperficiales del Bombeo Hidráulico

La unidad de producción subsuperficial o bomba de fondo accionada por el fluido motriz actúa como un transformador que convierte la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie: Los dos tipos de bombeo hidráulico existentes son, tipo pistón y tipo jet

Los dos tipos básicos de instalaciones subsuperficiales son:

- Instalación con bomba fija: En esta instalación la bomba de fondo es fijada en la parte inferior de la tubería de inyección la cual, al ser introducida al pozo, permitirá que la bomba sea corrida también dentro de este
- Instalación con bomba libre: En esta instalación al abomba es corrida y colocada libremente dentro de la tubería de inyección, es decir, no se sujeta físicamente.

1.4.5 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

Un sistema de producción de bombeo hidráulico tipo pistón es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido presurizado que fluye desde la superficie a través de la tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial la cual está constituida por un juego de pistones recíprocantes acoplados entre si por medio de una varilla metálica;; uno superior denominado “pistón motriz” o “motor” y que es impulsado por el fluido motriz al tiempo que el pistón inferior conocido como “bomba” impulsa los fluidos producidos hacia la superficie(ver **figura 1.29**). El FM entra a la unidad por la

parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera, la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del FM, de tal forma que envía éste a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo y así en forma alternativa este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando al fluido producido de la formación, que entra por la parte inferior de la sección de producción.

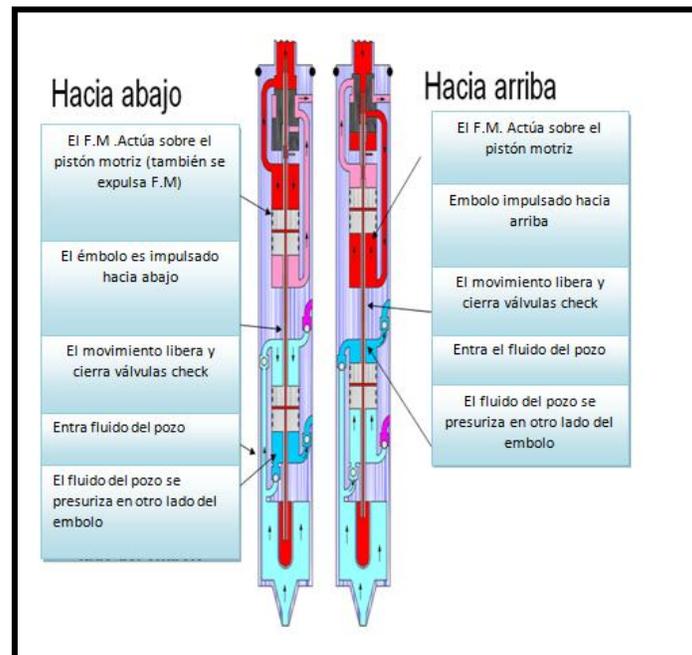


Figura 1.29 Funcionamiento de la Bomba Tipo Pistón

1.4.5.1 Ventajas de las Bombas Tipo Pistón

Las ventajas de la bomba pistón es que puede ser adecuada para pozos con grandes profundidades (17 000 ft) y en pozos que presenten un ángulo de desviación elevado y la flexibilidad de controlada, además de que el fluidos motriz o de potencia puede llevar consigo otros inhibidores de corrosión cuando el pozo esta producido, a continuación se en listan las siguientes ventajas:

- Localidades remotas y urbanas
- Plataformas costa afuera
- Equipo superficial de bajo perfil
- Maximiza la eficiencia (Hasta 95%)
- Recuperable hidráulicamente
- Pozos profundos
- Fluidos corrosivos
- Crudos pesados (Tan bajos como 8° API)
- Pozos desviados

● Producción de zonas múltiples

1.4.5.2 Desventajas de las Bombas de Pistón

El bombeo hidráulico presenta algunas desventajas, ya que en condiciones de fondo de pozo, las fases de aceite, agua y gas ocupan volúmenes diferentes que en la superficie donde se hacen las mediciones de flujo. Los sistemas de venteo permiten que porciones significantes del gas libre sean venteadas a la superficie, mientras que en los sistemas de no venteo todo el gas libre pasa a través de la bomba. El volumen ocupado por el gas libre y el volumen de aceite con gas disuelto en el fondo del pozo dependen de varios factores, incluyendo la densidad del aceite crudo, la densidad del gas, temperatura y presión. Eficiencias en motores nuevos de cerca del 95% pueden declinar a 80% con el desgaste. Un valor de 90% se usa para propósitos de diseño. Eficiencias de bombas nuevas son típicamente altas, pero un desgaste en la bomba puede tener una eficiencia volumétrica tan alta como 70%.

- Requiere fluidos limpios
- Tolerancias mínimas en partes móviles
- El mantenimiento no es tan sencillo como en una Bomba Jet
- El personal de campo requiere entrenamiento especializado
- Reconstrucción en fábrica o taller especializado solamente
- Desconocimiento y baja promoción del sistema

1.4.6 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Un sistema de producción por bombeo hidráulico tipo jet es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de la tubería de inyección, hasta una unidad subsuperficial la cual está constituida por una tobera, una cámara de mezclado y un difusor, y en donde la alta presión del fluido motriz pasa a través de la tobera para ser convertida en un alta velocidad del fluido la cual se transfiere a los fluidos producidos para ser impulsados hacia la superficie. El fluido motriz conducido por la tubería de inyección llega hacia la parte superior de la bomba jet de fondo donde alcanza una tobera, este fluido a alta presión es entonces dirigido a través de la tobera la cual convierte el flujo del fluido a un alta velocidad y baja presión estática, el fluido motriz a alta velocidad es entonces mezclado con la baja velocidad de los fluidos entrando a la bomba, en un tubo de mezclado (garganta) de área constante y mayor a la tobera; este tubo está conectado a la formación. Es en este proceso de mezclado donde la energía es transferida del fluido motriz a la producción.

El fluido de potencia a alta velocidad, acelera el fluido del pozo y levanta el fluido mezclado a la superficie para separación. Las bombas Jet llenan el rango intermedio de capacidad de levantamiento entre el BM de bajo gasto y el BEC de alto gasto en la **figura 1.30** muestra las principales partes de una bomba tipo jet.

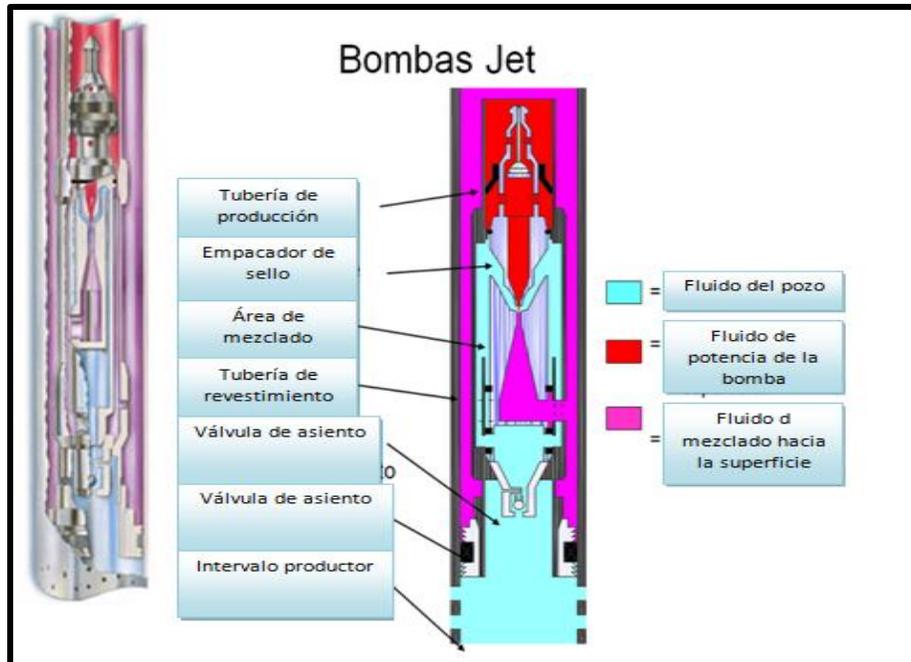


Figura 1.30 Diagrama de la Bomba Tipo Jet

1.4.6.1 Ventajas de las Bombas Jet

Las ventajas potenciales de este sistema de bombeo entre otras la principal es la ausencia de componentes mecánicos reciprocantes colocadas estrechamente, lo cual le permite a la bomba jet tolerar fluidos de menor calidad, ya sea fluido motriz o del pozo, que aquellos normalmente requeridos para no reducir la vida útil de la bomba de fondo. Otra ventaja de la bomba jet resulta de lo compacto de la sección de trabajo. Esto le permite a la bomba jet ser adaptada a casi cualquier conexión de fondo incluyendo instalaciones con “bomba libre” submarinas. A continuación se detallan las principales ventajas de las bombas Jet.

- Pozos Profundos
- Arena y sólidos
- Fluidos corrosivos
- Gas y Agua
- Aceites pesados y parafinas
- Terminaciones complejas
- Pozos desviados
- Zonas Múltiples
- Reparable en campo
- No contiene partes móviles
- Equipo superficial de bajo perfil
- Amplio rango de capacidad de producción
- Múltiples pozos de un solo sistema superficial = Menos costos por pozo

Desventajas de la bomba Jet

Las principales características principales de la bomba subsuperficial jet que limitan su empleo son su necesidad por una relativa alta presión de succión para evitar la cavitación y su menor eficiencia mecánica, requiriendo por ello más altos HP en la entrada que una bomba convencional. Baja eficiencia del sistema mecánico (hasta 30%).

- Altos costos de combustible/energía
- El mantenimiento se minimiza utilizando bombas REDAHPS para el fluido de potencia
- Desconocimiento y baja promoción del sistema

1.5 Bombeo Neumático^{1, 6, 9}

Cuando se cuenta con un suministro de gas natural y un sistema de compresión, normalmente se selecciona el sistema de bombeo neumático por su flexibilidad, adaptabilidad y por la facilidad para poder reemplazar el equipo utilizando línea de acero. Este método consiste en inyectar gas a través de la tubería de revestimiento, a una presión determinada, en la columna de fluido dentro de la tubería de producción, hasta la parte más baja que lo permita la presión disponible en la superficie. Cuando se inyecta gas a la columna de líquido (a través de válvulas especialmente diseñadas) el peso de dicha columna se aligera por las burbujas de gas, permitiendo que la presión del yacimiento sea mayor que el peso de la columna (menor contrapresión) y el líquido fluya. El sistema de bombeo neumático es resistente a los sólidos producidos, resulta ideal para pozos con una alta RGA y para pozos con un alto grado de inclinación. Los beneficios de este sistema disminuyen a medida que la presión del yacimiento se aproxima a los niveles de abandono, generando en ocasiones la necesidad de emplear un sistema artificial de producción diferente durante las últimas etapas de producción. El sistema artificial de bombeo neumático, es uno de los sistemas que ha redituado grandes beneficios a la industria de exploración y producción, debido a su capacidad de producir grandes volúmenes de fluido, a pesar de lo complejo y peligroso en su manejo debido a que se utiliza gas a alta presión para su operación. El bombeo neumático se basa en el “Principio de Pascal” que al aplicar una presión en un punto de un fluido (líquido o gas) confinado en un recipiente, la presión en cada punto del mismo aumenta en una cantidad igual a dicha presión ejercida sobre el fluido, es decir que la presión se transmite por igual en todas las direcciones.

Existen tres tipos de levantamiento artificial por gas (LAG) o bombeo neumático: Flujo Continuo, Flujo Intermitente, Flujo pistón.

Las instalaciones para flujo continuo, requieren una inyección controlada y continua de gas por el espacio anular hacia la columna de fluido que se mueve dentro de la tubería de producción, con el fin de aligerarla y conservar el

movimiento de los fluidos en el grado deseado. El grado deseado será aquel que represente la mayor aportación de aceite, con una mayor relación gas inyectado-aceite. El gas inyectado pasa por la válvula operante, a una presión y un volumen previamente determinados con datos del pozo. La válvula operante se mantiene abierta permitiendo el paso del gas mientras que las válvulas restantes se encuentran cerradas. En la figura 1.31, se muestra el equipo superficial y subsuperficial para un sistema BNC. El gas inyectado reúne al gas de formación para permitir que los fluidos viajen hacia la superficie debido a los siguientes efectos:

- Reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna de manera que la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno del pozo se incremente
- Expansión del gas inyectado de manera que éste empuje al líquido, el cual posteriormente reduce el peso de la columna, incrementando la diferencial de presión entre el yacimiento y el diámetro anterior del pozo
- Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.

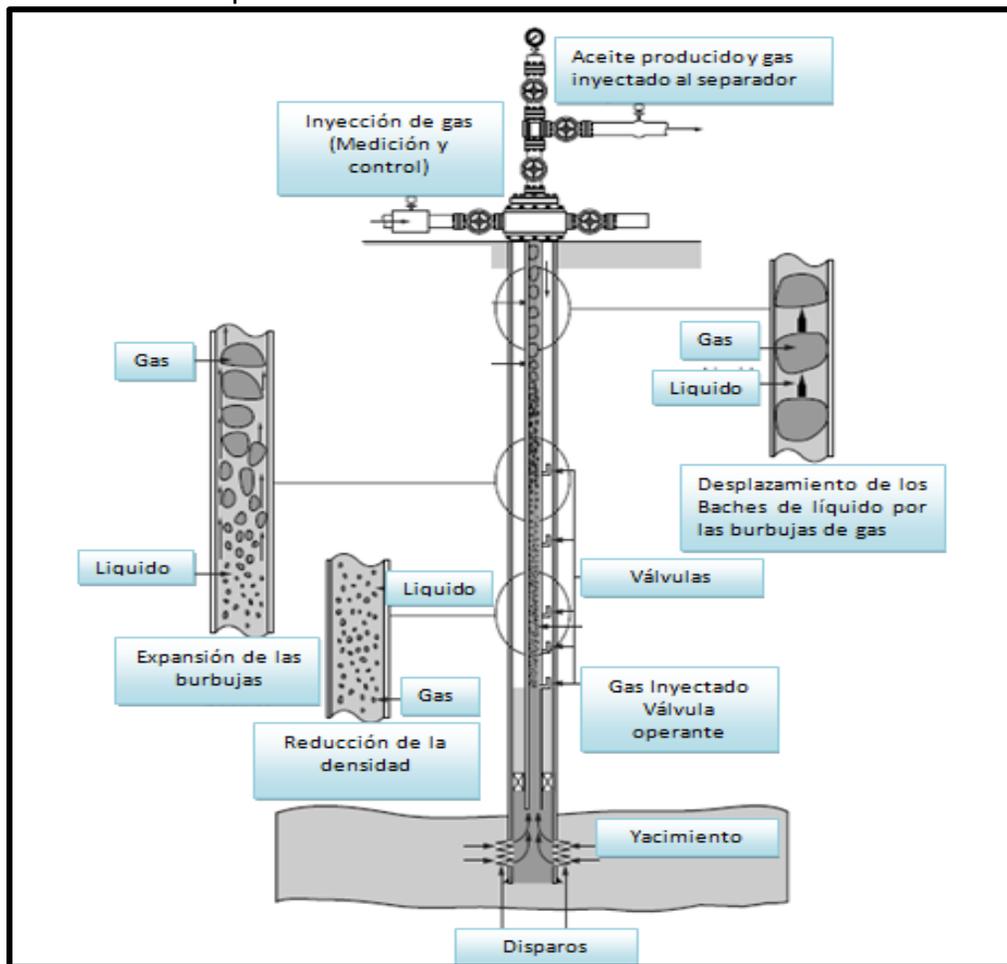


Figura 1.31 Instalación típica del sistema artificial de producción "Bombeo Neumático"

Un diagrama de bombeo neumático se muestra en la **figura 1.32**, el cual se encuentra, una planta de compresión de gas que proporciona el bombeo de gas a los pozos, una múltiple de distribución y medición del gas a boca de pozo. Los volúmenes de gas bombeados, son controlados y medidos. Los fluidos producidos fluyen hacia un cabezal de recolección y posteriormente a una batería de separación, donde el gas seco es comprimido y utilizado para el sistema de bombeo neumático, y el gas restante es conducido a las líneas correspondientes para su venta.

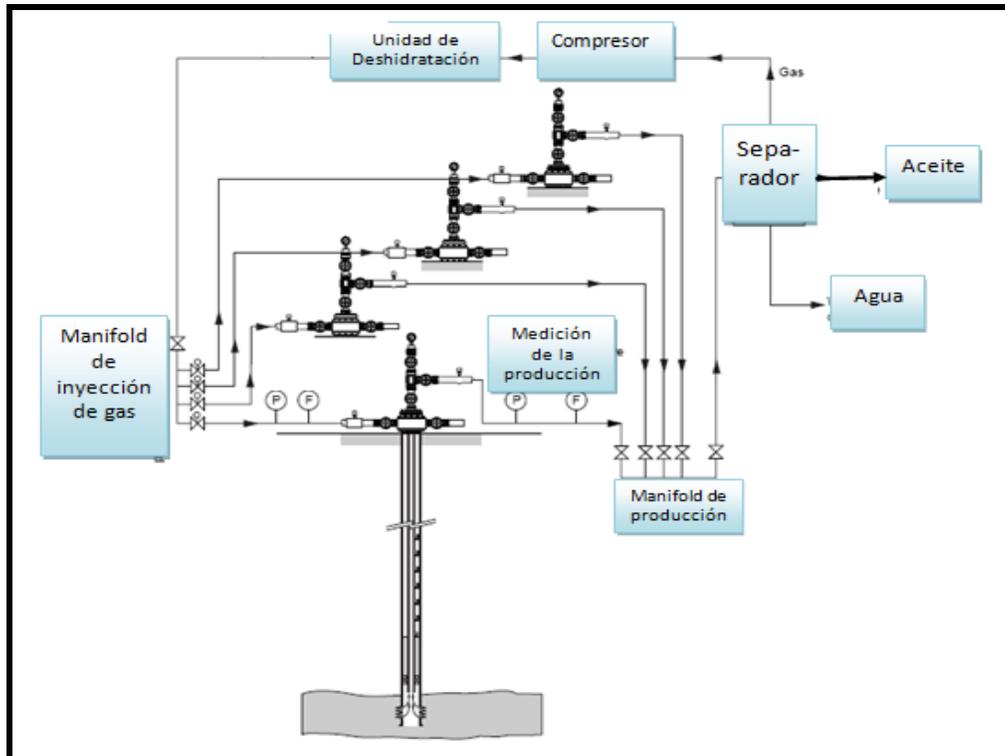


Figura 1.32 Sistema de inyección de gas del Bombeo Neumático

1.5.1 Ventajas del Bombeo Neumático

Un pozo con un alto índice de productividad e insuficiente presión, es el mejor candidato para la instalación y puesta en operación del sistema artificial de producción BNC. Para la aplicación de un sistema de BNC, se tiene las siguientes consideraciones: resiste a la corrosión, excelente en el manejo de sólidos, servicio con línea de acero, maneja aceite con una densidad mayor a los 15° API, la eficiencia del sistema es del 10%-30%

El sistema BN tiene las siguientes ventajas

- Se puede aplicar en instalaciones costa afuera
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluido, en pozos con un alto índice de productividad.

- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero
- Mínimo espacio requerido para las conexiones superficiales
- Maneja altos porcentajes de agua
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción
- Se puede instalar en pozos altamente desviados
- Maneja un gran volumen de sólidos

1.5.2 Desventajas del Bombeo Neumático

- Altos costos operativos al manejar altos volúmenes
- Se requiere niveles de líquidos altos
- Se requiere alimentación de gas a alta presión
- Dificultad para elevar las emulsiones y crudos viscosos
- La TR debe de soportar una alta presión

De acuerdo a la continuidad de inyección del gas en el Bombeo Neumático se pueden tener los siguientes casos:

Flujo Continuo: El gas es inyectado en forma continua al pozo con el objeto de reducir la densidad de la columna de fluido ya así permitir a la presión de la formación impulsar el fluido hacia la superficie. Este método es recomendable para pozos con: alta tasa de producción, alto corte de agua, buen índice de productividad, baja viscosidad del crudo.

Flujo intermitente: El gas es inyectado a un volumen mayor y a ciertos intervalos de tiempo, con el propósito de desplazar, por etapas, la columna de fluido en la tubería del pozo. Este método es recomendable bajo los siguientes aspectos: Pozos con baja presión estática, Bajo índice de productividad, Bajas tasas de producción, crudos con mayor viscosidad

En etapas avanzadas de la vida productiva del yacimiento, la inyección de gas se realiza en forma alternada, en cuyo caso, la energía del gas reemplaza la del yacimiento para levantar los fluidos en forma de baches hacia la superficie (ver **figura 1.33**).

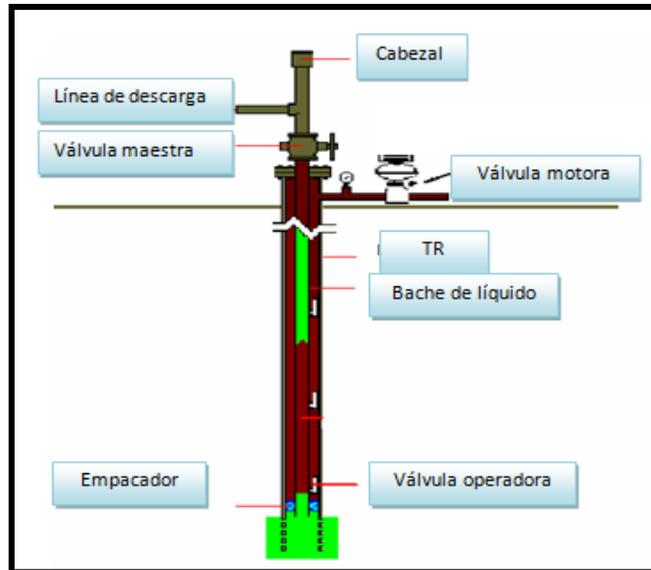


Figura 1.33 Bombeo Neumático Intermitente

Flujo Pistón: Este método, en una variante del flujo intermitente, en el cual se inyecta el gas en forma cíclica. La diferencia radica que la inyección de gas se realiza en dos o más secciones de fluido (pistones) en la tubería, y en el intermitente ocurre con una sola sección.

Este método es aplicable en pozos con yacimientos de mediana profundidad, alta presión estática, alta viscosidad y altos índices de productividad. Fue desarrollado y aplicado en los pozos del yacimiento Urdaneta-1 del campo Urdaneta Oeste en Venezuela.

1.5.3 Equipo superficial del Bombeo Neumático

Es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento y consta de: Árbol de válvulas, estrangulador, compresores, medidor de gas, línea de inyección, conexiones superficiales

Línea de inyección de gas: Es la tubería en la cual el gas presurizado proveniente de la estación de comprensión es llevado hacia el pozo para su posterior inyección.

Árbol de válvulas: Es un conjunto de mecanismos de control y otros accesorios a fin de controlar la producción aportada por el pozo. Además de permitir un conducto por donde poder inyectar o conducir los fluidos del pozo debidamente controladores por medio de válvulas. Se compone de: Cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas y estranguladores.

Estrangulador: Su función es optimizar la producción de acuerdo a la capacidad de aportación del pozo, también permite que la energía acumulada en el espacio anular se libere adecuadamente durante el viaje del fluido a superficie.

Medidor de gas: Su función es medir la cantidad de gas inyectado, la medición se realiza por medio de una placa de orificio, registrando la presión diferencial y estática. El Sistema de medición de gas consta de un orificio (el plato) y dos manómetros, y se describe en la **figura 1.34**. El primer manómetro mide la presión estática y el segundo mide el diferencial de presión a través del plato. El objetivo es medir la caída de presión a través de la placa. En algunas instalaciones se mide la presión estática correspondiente a la existente corriente arriba, o en otros casos corriente abajo.

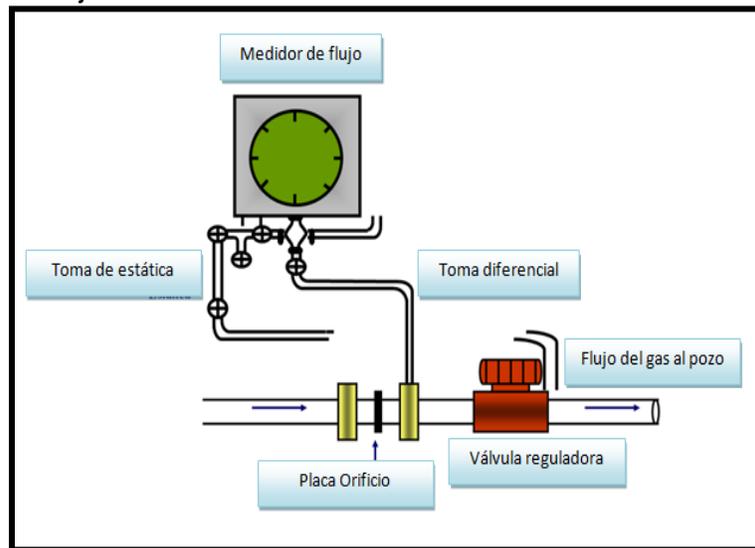


Figura 1.34 Medidores de gas

Línea de inyección de gas: Es el conducto por medio del cual se transporta gas que sirve como suministro al Sistema Artificial de Bombeo Neumático su función controlar, regular, medir y conducir con seguridad la inyección de gas a presión del Bombeo Neumático requerido por un pozo petrolero explotado con este sistema artificial.

1.5.4 El equipo subsuperficial del Bombeo Neumático

Válvulas para BN: Su función es la de permitir el pase del gas desde el espacio anular (espacio entre tubería de revestimiento y la tubería de producción) en la **figura 1.35** se muestra las principales partes de las válvulas del BN, hacia la tubería de producción mediante un control de la presión de inyección. Los componentes de la válvula son los siguientes: candado, el cuerpo de la válvula, la nariz.

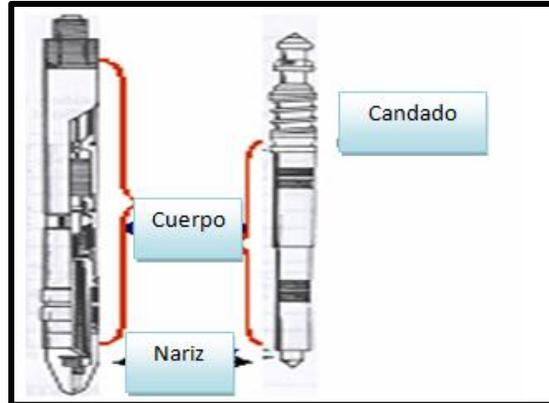


Figura 1.35 Válvulas para BN

Mandriles: Los mandriles son componentes de la terminación que alojan las válvulas del bombeo neumático. Los mismos se escogen de forma tal que puedan ser instalados dentro de la tubería de revestimiento (TR) sin que ocurra su atascamiento. Se recomienda que la diferencia entre el diámetro de la TR y el diámetro externo de paso del mandril (drift en inglés) sea mayor de 0.125 pulgadas.

Empacador: es un dispositivo que va a bloquear el paso de fluidos al espacio anular o del espacio anular a la T.P. Aísla la T.P. de la T.R. incrementando la eficiencia de flujo; elimina la presión a la T.R.

1.5.5 Generalidades del Bombeo Neumático

- La presión del bombeo neumático es baja, efectuar un diseño intermitente con solo dos o tres válvulas de asiento de $\frac{1}{2}$ " o válvulas piloto.
- La presión del bombeo Neumático es muy alta de 2000 a 3000 lb/pg² y el yacimiento es profundo, se podrá inyectar en forma continua cerca del empacador. Más aún, si el gas del bombeo neumático es húmedo, el pozo podrá producir a una tasa superior a su tasa inicial cuando producía por flujo natural. En pozos profundos y con buenas tasas de líquido, la temperatura del flujo se mantiene alta, conservando baja la viscosidad, lo que favorece el bombeo neumático.
- En muchos diseños del bombeo neumático, el ingeniero no considera el caudal de gas que puede pasar a través de las válvulas, por lo que conduce generalmente a la instalación de asientos demasiado grandes. Esto trae como consecuencia que a pesar de inyectar la tasa óptima de gas, la válvula de operación cierra en forma alterna y el pozo produce con mucha intermitencia, perdiendo así producción de petróleo.

- Cuando el petróleo es liviano y el yacimiento es de baja presión, el bombeo neumático intermitente puede ser aplicado eficientemente para pozos someros. Si el pozo es profundo, mayor de 6000 [ft], el diseño deberá ser continuo con válvulas de asientos pequeños, ya que se obtendrá mayor producción inyectando en forma continua por debajo de los 6000 [ft] que en forma intermitente.

1.6 Bombeo de cavidades progresivas^{5,6,8}

La Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) fue inventada en 1932 por un Ingeniero Aeronáutico Francés llamado René Moineau, la bomba es de desplazamiento positivo rotativo cuyo funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes, la cual consta esencialmente de dos engranajes helicoidales interiores entre sí (rotor y estator). En sus inicios fueron ampliamente utilizadas como bombas de superficie especialmente para el bombeo de mezclas viscosas. En la **figura 1.36** representa el equipo superficial y subsuperficial del bombeo de cavidades progresivas. Actualmente, el mayor número de Bombas de Cavidades Progresivas instaladas se encuentran en Canadá. Las primeras Bombas de Cavidades Progresivas de Subsuelo utilizadas en Canadá fueron instaladas en 1979 en pozos de petróleo con alto contenido de arena y bajas gravedades API (crudos pesados). En la actualidad, se utilizan también en pozos productores de crudos medianos y livianos, especialmente con alto contenido de agua. Las posibilidades de las bombas de ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos arenosos; parafínicos y muy viscosos; pozos verticales, inclinados, altamente desviados - horizontales y pozos con alto contenido de agua, las constituyen en una alternativa altamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o como optimización y reducción de costos.

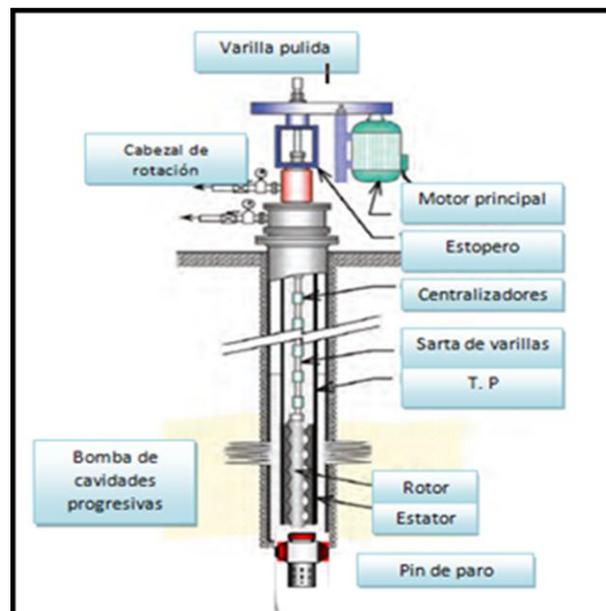


Figura 1.6 Sistema artificial de Bombeo de Cavidades Progresivas

1.6.1 Ventajas

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen eficientes con respecto a otros métodos de sistemas artificiales de producción.

- Los equipos en superficie son de pequeñas dimensiones
- Bajo mantenimiento
- Bajos costos de energía
- Bajos costos de inversión inicial
- Gran resistencia a la abrasión
- Altos cortes de agua
- Producción de fluidos altamente viscosos

1.6.2 Desventajas

El sistema de bombeo por cavidades progresivas tiene algunas desventajas en comparación con otros métodos. Las limitaciones del método continúan siendo la incapacidad de los elastómeros para manejar altas temperaturas, crudos livianos con bajo corte de agua y alto contenido de aromáticos, medianos a altos volúmenes de gas libre (el gas afecta la bomba de dos maneras, atacándolo directamente y por el calor que se genera al ser sustituidos los líquidos por la mezcla gaseosa).

- Aunque puede manejar altos volúmenes de gas, si la bomba opera en seco por altos periodos de tiempo, el roce continuo del rotor sobre el elastómero no lubricado terminaría por quemarlo.
- La mayor experiencia en cuanto a profundidad de asentamiento de la bomba se ha obtenido a 7500 [ft] de profundidad.
- Es una aplicación para bajos y medianos caudales, la mayor tasa de producción obtenida en 2500 BPD.
- La temperatura de operación es una limitante lo que ha impedido su aplicación en pozos sometidos a Inyección Alternada de Vapor.
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.

- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.

1.6.3 Equipo superficial del Bombeo de Cavidades Progresivas

Cabezal de rotación: El cabezal de rotación es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor. Ambos efectos originan una fuerza axial, la cual debería ser soportada por el cabezal de rotación, específicamente por los rodamientos del mismo.

Rodamiento: Está compuesto de dos arandelas y un juego de bolas o rodamientos entre ellas. Estos rodamientos del cabezal de rotación requieren de lubricación de aceite o grasa para mantener en buen estado de operación y evitar daños que incidan en reemplazos prematuros en la figura se puede observar el cabezal de rotación y el motor del BCP.

Motor: Es un conjunto de equipos electromecánicos encargados de generar la potencia necesaria y soportar el torque requerido para inducir y mantener en movimiento el conjunto cabilla – rotor existen dos tipos:

Motovariador - arrancador (mecánico)

Motoreductor - variador de frecuencia (electrónico).

Variador de frecuencia: Es un equipo electrónico cuya función es la de ajustar la velocidad de rotación del motor a través de variaciones en la frecuencia de la corriente suministrada lo que implica una variación en la producción.

1.6.4 Equipo subsuperficial del Bombeo de Cavidades Progresivas

Varillas: Se utilizan para transmitir el movimiento giratorio desde los equipos de superficie al rotor de la bomba. Existen varillas especialmente diseñadas para la aplicación BCP, cuya diferencia principal es su capacidad para soportar mayor torque

Acoples de varillas (normal y reducido): En general se utilizan acoples normales, mientras que para aplicaciones más complejas tales como manejo de fluidos con altas viscosidades y altas tasas se recomienda el uso de varillas especiales con acoples reducidos cuando la tolerancia entre la sarta de varilla/tubería y/o el diferencial de presión en la bomba así lo requiera, se sugiere determinar éste último efecto.

Bomba de cavidades progresivas: Es un sistema que consta de una bomba de desplazamiento positivo instalada en el fondo del pozo, la cual se acciona por rotación y transporta los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie (ver **figura**

1.37). A medida que el rotor gira dentro del estator se forman cavidades definidas y selladas que progresan hacia arriba, desde la admisión hacia la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción desde el subsuelo hasta la superficie.

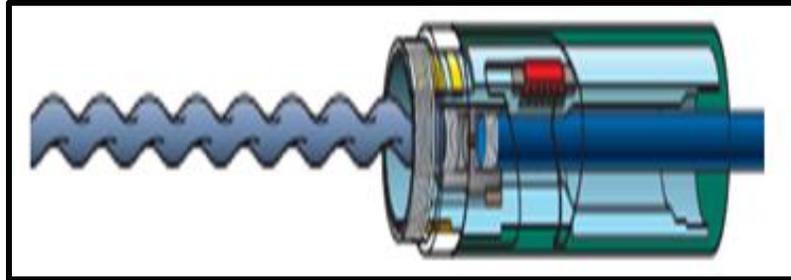


Figura1.37 Bomba de Cavidades Progresivas

El BCP es de desplazamiento positivo rotativo cuyo funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes, la cual consta esencialmente de dos engranajes helicoidales interiores entre sí (rotor y estator), se utiliza un rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos (ver **figura 1.38**)

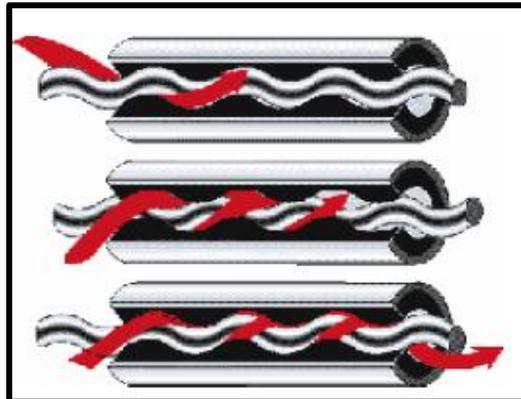


Figura 1.38 Lóbulos formados por el estator y el rotor de la bomba

Niple de asiento: Con la finalidad de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería es importante realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se instala un niple de asiento, sobre el estator de la bomba en el cual se asienta una válvula fija con pescante

Niple de drenaje: Se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba, por ejemplo, cuando falla la sarta de varillas y no se puede pescar la misma

Anclas de tubería: Es un dispositivo que fija la tubería de producción a la tubería de revestimiento, limitando el movimiento axial y rotativo de la sarta. A diferencia

de ala empacadura, no realiza un sello en el espacio anular permitiendo el libre paso de fluidos a través del anclaje mecánico

Centralizadores de varilla: Estos son colocados en las uniones o cuellos de la sarta de varilla, su función es mantener centralizada la sarta y evitar que haga contacto con la superficie interna de la tubería de producción.

De igual manera desde el punto de vista mecánico, las varillas representan un elemento con una capacidad limitada al esfuerzo combinado (torque y tensión) constituyendo algunas veces a ser el equipo que impone la restricción en el diseño del sistema.

De igual forma, como alternativa a pozos de bombeo neumático, permite liberar capacidad de compresión y gas (sobre todo en pozos con altas producciones de agua) y optimizar la utilización de este último. En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo. Este sistema permite mejorar el bombeo de una gran variedad de fluidos incluyendo los de alta viscosidad, arenosos, parafínicos, con altos cortes de agua y medianos volúmenes de gas libre (la bomba no experimenta bloqueos por gas). Mediante experiencia de campo se ha comprobado que con este sistema se reduce el consumo de corriente en un 50 %. Los gastos de operación, mantenimiento, seguimiento y optimización son sensiblemente menores a los requeridos por el sistema de bombeo mecánico convencional. El reducido tamaño y el poco peso relativo del sistema representan una reducción significativa en costos de transporte, adicionalmente lo fácil que resulta su instalación. El espacio requerido por la instalación es considerablemente menor que el utilizado por otros métodos y a diferencia del balancín no requiere una plataforma de concreto para sustentarlo. El Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas es una buena opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén. Al sustituir grandes equipos de bombeo mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos, derrames, etc.) gastos asociados a consumo energético, optimización (cambios de velocidad de operación), diagnóstico, adicionalmente en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidades de las varillas. El Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas es una buena opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén. Por último, cabe mencionar que estas bombas son muy versátiles, excepto en lo referente a su compatibilidad entre modelos y marcas ya que ni los estatores ni los rotores son intercambiables manejar altos volúmenes de gas, si la bomba opera en seco por altos periodos de tiempo, el roce continuo del rotor sobre el elastómero no lubricado terminaría por quemarlo.

1.7 Émbolo viajero ⁹

El émbolo viajero consiste en introducir una interface mecánica entre el gas de formación y los líquidos acumulados en el interior de la tubería de producción; para que el sistema de émbolo viajero opere, es necesario que el pozo tenga comunicación (camisa abierta) entre el espacio anular y la tubería de producción para que sea posible acumular energía durante un tiempo de cierre determinado. Con el pozo cerrado se permite que el pozo represione y se acumule gas en el espacio anular, para que al momento de iniciar la apertura del pozo se cuente con la energía necesaria para desalojar los líquidos acumulados.

Para iniciar la operación del sistema de émbolo viajero, el pozo debe estar cerrado para que al soltar el émbolo pueda caer al fondo del pozo, de tal manera que quede debajo de la columna de líquidos acumulados. Al abrir el pozo a producción, el gas que entra de la formación, auxiliado por el gas acumulado en el espacio anular, impulsa el émbolo en la columna de líquidos hasta superficie. Al sacar del pozo la columna de líquidos, se anula la contrapresión que se ejercía sobre la formación y al eliminar las restricciones al flujo, la producción de gas se incrementa alcanzando un nivel similar al de la etapa fluyente o al menos la tendencia de declinación natural en la **figura 1.39** se aprecia un pozo con émbolo viajero instalado en Canadá. El primer tiempo en el pozo se encuentra cerrado para permitir la caída del embolo y el pozo se represione lo suficiente para desalojar los líquidos. El segundo tiempo o de apertura, ocurre cuando el pozo se abre y el embolo viaja desde el fondo hasta la superficie transportando el bache de líquidos, en una extensión de la apertura una vez que se desalojaron los líquidos del pozo y, durante la cual el émbolo se aloja en el lubricador en la superficie y el pozo aporta su producción de gas.



Figura 1.39 Embolo viajero instalado en Canadá

El embolo viajero ha sido ampliamente aceptado como un alternativa de sistema artificial de producción, especialmente en pozos con alta RGA (Relación Gas-

Aceite). El embolo viajero usa un pistón o embolo que viaja hacia arriba y abajo en el interior de la tubería de producción. Esto minimiza el regreso de los líquidos y usa la energía del pozo más eficientemente debido a que ocurre un flujo burbuja o bache. Así como otros sistemas artificiales, el propósito del embolo viajero es mover los líquidos desde el pozo, así que el pozo puede producir con presiones de fondo fluyendo bajas. Si es en un pozo de gas o de aceite, los mecanismos del sistema embolo viajero son los mismos. El embolo, se deja caer a través de la tubería de producción hasta el fondo del pozo para después permitir el regreso a la superficie. Esto proporciona que el pistón actué como una interface entre los líquidos y el gas en el pozo y previene el regreso del líquido, una parte de la carga del líquido efectivamente se pierde porque esta es dejada atrás. Porque el embolo provee un sello entre el líquido y el gas, la propia energía del pozo puede ser usada para levantar los líquidos desde el fondo del pozo eficientemente, en la **figura 1.40** se observa los componentes superficiales y subsuperficiales de este sistema artificial.

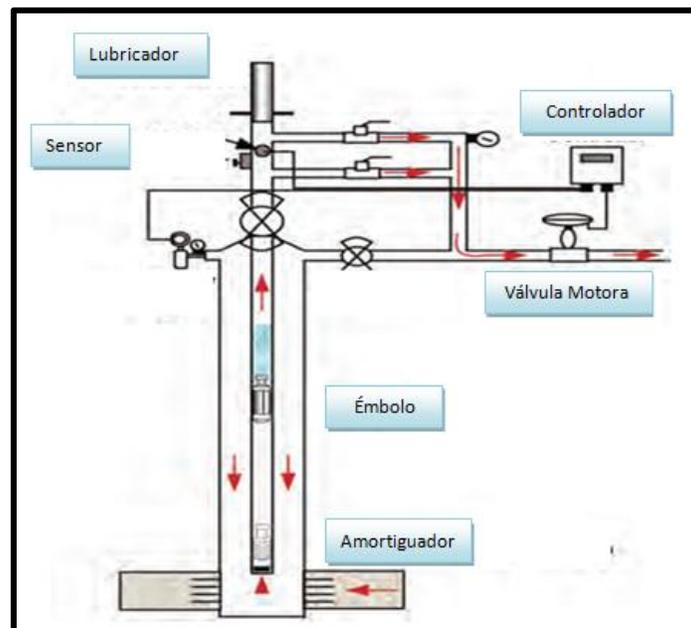


Figura 1.40 Instalación típica del Sistema Artificial de Producción Embolo Viajero

1.7.1 Ventajas del Sistema Embolo viajero

El sistema artificial de producción por embolo viajero es económico, ya que necesita un equipo mínimo y usa la presión del gas del pozo como fuente de energía y es usado ampliamente en pozos que se encuentran en su última etapa de producción.

- Bajo costo de adquisición
- No requiere de reparación
- Instalación sencilla y rápida

- Adaptable a un amplio rango de condiciones de operación
- Versatilidad para moverse de pozo a pozo
- No descarga hidrocarburos a la atmósfera protegiendo el entorno ecológico
- Mantiene controlada la descarga del pozo por tiempo y/o presión

1.7.2 Desventajas del Sistema Émbolo viajero

- Incrementa la contrapresión en la tubería de producción
- El comportamiento del émbolo viajero en cada ciclo es muy sensible a cambios de presión en la línea de descarga por la acumulación de los líquidos.
- En formaciones de alta permeabilidad y baja presión, el émbolo provoca pérdidas en la producción en el tiempo de cierre.

1.7.3 Principio del funcionamiento del sistema émbolo viajero

En una correcta instalación en el pozo es importante, el embolo debe viajar libremente desde el fondo hasta la cabeza del pozo y regresar al fondo, llevando los líquidos, y la producción de gas con mínimas restricciones. Algún problema en la TP, en la cabeza del pozo o en la configuración del pozo puede causar una falla.

En la primera etapa de la vida de un pozo de gas con producción de líquido ó en pozos de aceite con alta RGA, los gastos y las velocidades son lo suficientemente altas para mantener al pozo libre de líquidos, pero al declinar la presión disminuye la velocidad del gas, por lo que dentro de la tubería ocurre cambios de patrones de flujo pasando de un flujo niebla en sus inicios a flujo anular, bache o burbuja. En el flujo niebla los líquidos son típicamente producidos por el arrastre que ocasiona el gas, la alta turbulencia y la velocidad de estos gastos de gas mejora un mecanismo de levantamiento para los líquidos y el pozo produce en estado estacionario. A través del tiempo los gastos y las velocidades del gas caen continuamente, el efecto de la gravedad sobre los líquidos empieza a ser más evidente. Los líquidos sobre las paredes de la tubería empiezan a moverse hacia arriba hasta detenerse en un punto de la tubería y se forman baches que inhiben el flujo del gas. En el pozo empieza a ver un ciclo de bacheos de líquido, y estos líquidos incrementan la contra presión y restringirán la velocidad y los gastos de gas (ver figura 1.41).

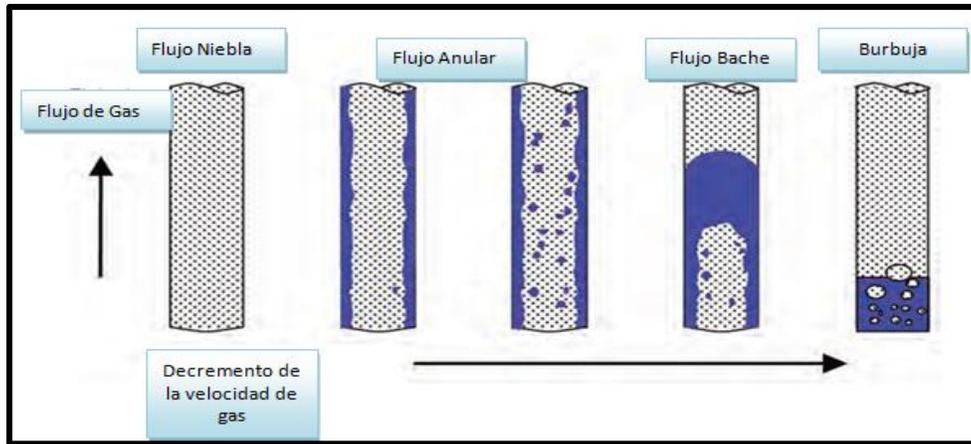


Figura 1.41 Diferentes patrones de flujo a través de la explotación de un pozo de gas

En un corto periodo de tiempo, el yacimiento deberá construir la suficiente presión proporcionada por el gas debajo de los baches del líquido para vencer la presión hidrostática que originan los baches en la tubería de producción, este gas parcialmente se expandirá y se resbalara o deslizará a través del líquido, por lo que los líquidos serán llevados hasta la cabeza del pozo y el pozo fluirá a más altos gastos al decrecer la columna hidrostática eventualmente esto se convierte en un proceso cíclico(ver **figura 1.42**)

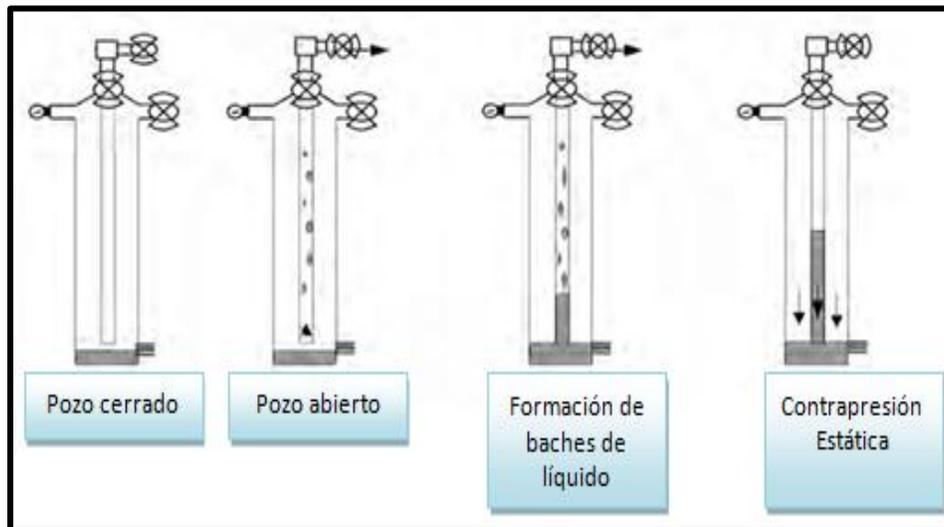


Figura 1.42 Proceso cíclico de un pozo con bacheo de líquidos

Ciclo del embolo viajero: La forma más simple de operación del embolo viajero consiste en periodos de cierre y de flujo o abiertos, o en periodos de carga de líquido o flujos después de la llegada del embolo. El tiempo de estos periodos varía con la aplicación, la capacidad de producción del pozo y sus presiones. El ciclo empieza con el periodo de cierre que permite al embolo caer desde la superficie hasta al fondo del pozo, al mismo tiempo el pozo empieza a

presurizarse debido a la producción de gas almacenada debajo del émbolo, en tiempo determinado de cierre se debe de alcanzar la suficiente energía para levantar tanto el bache del líquido a superficie en contra de las caídas de presión o la fricción.

En las etapas iniciales de periodo de flujo, el émbolo y el líquido empiezan a viajar hasta la superficie, el émbolo llega a la superficie con la carga de líquido, el pozo produce líquidos mientras el émbolo es atrapado en el superficie, eventualmente la velocidad cae debajo del gasto crítico, y los líquidos empiezan a acumularse en la tubería. El pozo se cierra, y el émbolo cae devuelta al fondo del pozo y se repite el ciclo en la **figura 1.43** se puede observar el ciclo del émbolo viajero.

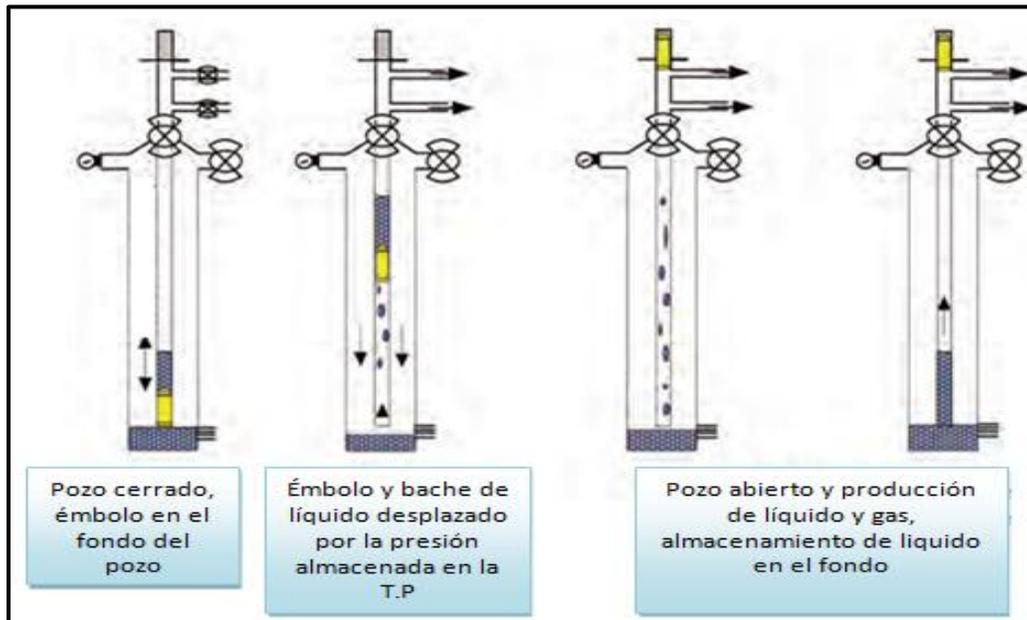


Figura 1.43 Ciclo del émbolo viajero

El émbolo viajero su funcionamiento para poder producir un determinado gasto de fluidos está basado en la suma de fuerzas que actúan sobre el émbolo mientras este levanta el bache de líquido como se puede observar en la **figura 1.44** el balance de fuerzas en el émbolo viajero, estas fuerzas están dadas en un punto en el interior de la tubería de producción y son:

- 1.-Presión en el interior de la tubería de revestimiento actuando a través del área del émbolo.
- 2.-Presión del yacimiento que actúa sobre área del émbolo.
- 3.-El peso del líquido.
- 4.-El peso del émbolo.
- 5.-La Fricción del fluido con la tubería de producción.
- 6.-La fricción del émbolo con la tubería de producción.
- 7.-La fricción del gas con la tubería de producción
- 8.-Resbalamiento del gas por arriba del paso del émbolo.

9.-Resbalamiento del líquido por debajo del paso del émbolo.

10.-La presión en superficie que actúan en contra del viaje del émbolo.

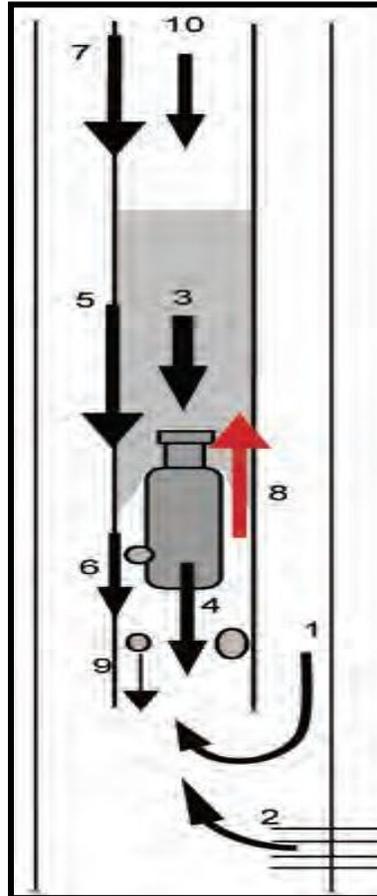


Figura 1.44 Diagrama del balance de fuerzas del émbolo viajero

1.7.4 Componentes del émbolo viajero

Lubricador: El lubricador va montado sobre la válvula superior del árbol, sirve para alojar el émbolo en su llegada y como elemento de control de flujo en la superficie y del cual se conecta la línea de descarga, éste consta de tres partes fundamentales (ver **figura 1.45**)

- Un resorte amortiguador de los impactos a la llegada del émbolo y un plato percutor montado en el resorte que es el primer contacto del émbolo con el lubricador
- Un cachador o cácher en él se aloja el émbolo
- Una tapa superior, que se puede remover fácilmente para recuperar e inspeccionar el émbolo o los componentes internos del lubricador.

Es deseable que el lubricador cuente con dos salidas de flujo, aunque no siempre se cuenta con ellas, una de las salidas en la parte superior tiene la función de

mantener el resorte en su plato percutor durante el flujo de producción remanente y otra en la parte inferior y debajo del émbolo donde pase el mayor flujo de producción con el fin de evitar restricciones al flujo.

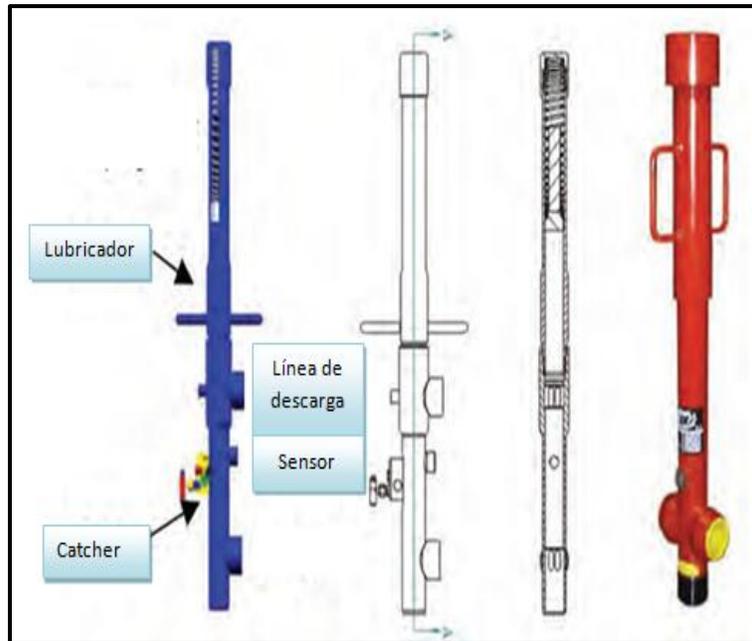


Figura 1.45 Lubricador del émbolo viajero perteneciente al equipo subsuperficial

Controladores de ciclos

Existen 3 tipos de controladores para pozos de gas:

- Controlador por ciclos de tiempo
- Controlador de alta y baja presión
- Controlador electrónico

Controlador por ciclos de tiempo: Se usa en pozos que requieren largos períodos de flujo de producción entre cada ciclo; esto es, para formaciones con alta productividad donde la presión en espacio anular, es más sostenida en el ciclo de flujo y con poco incremento de la presión en el periodo de cierre; como la diferencia de presiones en el espacio anular es mínima, no se emplea controlador de presiones

Controlador de alta y baja presión: es más adaptable a formaciones de baja productividad (baja permeabilidad) donde la presión del gas en el espacio anular se abate de alta presión a una razonable presión, por lo que los periodos de flujo son más cortos que los periodos de cierre, sin perder de vista que a los cierres prolongados se acumulan muchos líquidos; por esta razón se hace necesario ajustar el controlador a la presión mínima necesaria para la operación del émbolo.

Controlador eléctrico: es el más completo y versátil de los controladores puesto que puede manejar tiempos y presiones simultáneamente, según las necesidades de operación del pozo, particularmente en los pozos que están distantes.

Válvula motora: Es una válvula neumática operada de forma eléctrica, que se acciona con señales que manda el controlador, abriendo o cerrando la línea que descarga del pozo, dependiendo del periodo que se encuentra la operación del émbolo, permitiendo así el viaje ascendente o descendente del émbolo.

Émbolo viajero: Generalmente se clasifican en sólidos o con pase. La diferencia es que el último permite el paso de fluidos por el centro del mismo a través de una válvula que abre a la llegada al lubricador y cierra con el resorte amortiguador de fondo. El paso de los fluidos los provee de dinamismo en la caída, siendo ésta más rápida y reduciendo la posibilidad de pega de la tubería.

Ancla: Existen dos tipos de ancla, "collar stop" y "tubing stop", en ambos casos las herramientas con unas cuñas para cumplir con su función, retenerse en la tubería de producción y sostener el resorte amortiguador para absorber los impactos a la llegada del émbolo al fondo, además determina la profundidad máxima que puede alcanzar el émbolo.

Resorte amortiguador: Es una parte esencial de los equipos subsuperficiales para absorber el excesivo impacto del émbolo, evitando su desgaste y deformación prematuros: sobre todo cuando se acaban de descargar los líquidos en el fondo no hay mucha acumulación

Válvula de pie: El propósito de la válvula de pie es el de retener los líquidos que se producen durante el viaje del émbolo a la superficie, evitando que regresen a la formación, durante el ciclo de cierre del pozo; de manera que la mayor parte de líquidos se acumulan sobre el émbolo para el siguiente ciclo.

1.8 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ^{1, 2, 5, 6}

El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido (BEC), es una alternativa de sistemas de bombeo artificial de producción, sobre todo en los pozos que dejaron de fluir naturalmente, porque presentaron abatimiento de presión del yacimiento. Un sistema de bombeo electrocentrífugo puede instalarse en un pozo localizado en tierra o en una plataforma marítima. Los componentes de un sistema BEC se clasifican de acuerdo con su localización física, de la siguiente forma:

a) Equipos superficiales: son los que se encuentran localizados en la superficie, ya sea en tierra o en una plataforma marítima. Entre estos equipos se encuentran los generadores y transformadores eléctricos, el variador de velocidad, interruptores, válvulas de retención y drenaje.

b) Equipos de fondo: son aquéllos que se encuentran localizados en la cavidad del pozo, como puede ser la motobomba, el cable de alimentación o de fondo, el separador de gas rotativo y las partes que constituyen la tubería de producción.

A lo largo de la historia el sistema BEC ha demostrado ser un medio eficiente para producir líquido de los pozos de petróleo y agua. La instalación clásica o convencional es ilustrada en la **figura 1.46**. Donde la unidad ESP es puesta en marcha en la sarta de tubería y es sumergida en los fluidos del pozo. El motor electro sumergible está en la parte inferior de la unidad este es enfriado por los fluidos del pozo, este está conectado al protector o sello que proporciona muchas funciones cruciales para la operación segura de la unidad ESP. En la parte superior del protector se encuentra la entrada o intake , y en caso de que exista una relación de gas aceite (RGA) demasiado alta se utiliza un separador de gas , que permite a los fluidos del pozo entrar a la bomba centrífuga y, al mismo tiempo, puede remover baja cantidad de gas libre proveniente de la corriente de fluidos provenientes del yacimiento al pozo, para finalmente ser levantados hacia la superficie por la bomba centrífuga de múltiples etapas, el corazón del sistema BEC.

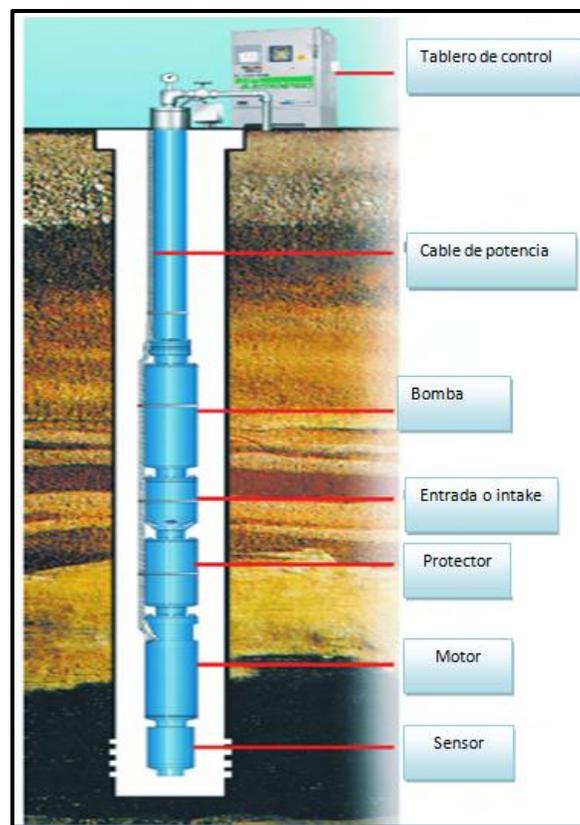


Figura 1.46 Equipo del Bombeo Electrocentrífugo

1.8.1 Ventajas del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

La principal ventaja del bombeo electrocentrífugo es que se puede explotar en pozos que ya eran considerados de baja factibilidad para su explotación, ya que con este sistema vuelven a producir de manera exitosa. Otra de sus ventajas es la factibilidad para variar las condiciones de operación de la bomba electrocentrifuga para tener la flexibilidad en la producción, debido a que la cantidad de crudo extraído es controlada por la velocidad de la bomba.

- Sistema efectivo y económico para producir grandes volúmenes de fluidos, a grandes profundidades y varias condiciones
- Maneja gastos de 200 hasta 60, 000 bpd en profundidades mayores a 15,000 pies con altas viscosidades y el manejo simultáneo de aceite, gas y agua.
- Muy eficaz cuando se maneja solo líquidos. Aunque es aplicable en pozos con producción de gas libre, ya que la bomba centrífuga tolera cantidades determinadas de gas libre

1.8.2 Desventajas del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

Durante la operación del sistema de bombeo electrocentrífugo se han presentado serios problemas, los cuales están relacionados con el funcionamiento de los equipos eléctricos. Esto ha incrementado notablemente la salida de operación de los pozos, haciendo que la confiabilidad del sistema disminuya notablemente. Las fallas en el sistema BEC se han presentado en los componentes del equipo de fondo, como son los cables de potencia y de extensión, y sus accesorios (empalmes y conectores), utilizados para interconectar el transformador elevador con el motor eléctrico.

- Costo inicial puede ser alto
- El costo del cable es alto
- Fallas en el cable debido a las altas temperaturas, corrosión o debido al mal manejo.
- Fallas en el motor por altas temperaturas, corrosión, abrasión, altas RGA y a la liberación del gas encerrado en la bomba

1.8.3 Equipo superficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

Este equipo es todo aquel que se encuentra instalado en superficie y que es necesario para el control y operación del equipo de fondo.

Transformador: Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores, que les dan mayor

flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

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; 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.

Controlador de velocidad variable: Este dispositivo puede ser considerado como equipo accesorio u opcional únicamente bajo ciertas circunstancias que imponen el mismo pozo. El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de gasto que es posible manejar.

Caja de venteo: Se instala entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de venteo, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

1.8.4 Equipo Subsuperficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

Motor eléctrico: El motor eléctrico es el elemento colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz). Normalmente, consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente.

Protector: Este componente también llamado “sección de sello”, se localiza entre el motor y la bomba: está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

Las funciones básicas de este equipo son:

- Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.
- Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico.
- Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.

- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.
- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

Separador de gas: Los separadores de gas, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta RGA.

Existen dos tipos de separadores: Convencional, y Centrífugo., donde su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes. El separador centrífugo, que trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Una aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la turbina de producción.

Bomba centrífuga: Las bombas centrífugas son de etapas múltiples y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo. El tipo de etapa que se use determina la carga generada y la potencia requerida. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

Cable eléctrico de potencia: 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 diversos rangos de temperaturas de acuerdo a sus características particulares. El cable puede tener armadura de acero bronce. 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.

1.9. Sistema combinado de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con Bombeo Neumático ¹²

La combinación de instalaciones de sistemas artificiales, para el levantamiento artificial en pozos de aceite, no es nueva, especialmente para los expertos en ingeniería de producción.

Los sistemas artificiales de producción híbridos también son más adaptables a cambios de condiciones de operación como resultado de la reducción de presión del yacimiento, la inyección de gas para el mantenimiento de la presión y la inyección de agua en la recuperación secundaria. Los métodos artificiales de producción reducen el requerimiento de equipo y consumo de energía, y producen resultados benéficos en términos de costos, inversiones y valor del activo, además mejoran y optimizan la producción en término de incrementos de producción de hidrocarburos, costos de operación, mantenimiento y condiciones de operación. Adicionalmente, muchas de las restricciones que en forma individual tienen los sistemas artificiales pueden ser resultas combinándolos apropiadamente, mientras se preparan los pozos para condiciones de explotación futuras. Combinando sistemas de producción dentro del pozo, se proveen soluciones para no contaminar el medio ambiente y además ayudan a mejorar la rentabilidad, a diferencia de varios métodos de sistemas artificiales de producción por sí solos

El sistema BEC-BN combinado, ofrece numerosas posibilidades para la optimización de la producción, y contribuye a reducir los tiempos fuera de operación de la producción en muchos pozos. Estos dependen en gran manera de la filosofía de operación que haya elegido para la aplicación en particular. Para poder implementar este sistema se análisis al pozo y sus características, se considera que no es factible la inyección de gas dulce en el pozo, esto solo se puede efectuar cuando el bombeo electrocentrífugo tengas fallas o definitivamente se suspenda el uso del equipo durante un tiempo determinado.

Los mayores beneficios de combinar estos sistemas artificiales de producción son: la reducción de capital inicial y los costos de operación, optimizando la compresión del gas y los requerimientos eléctricos para reducir la presión de abandono y aumentar el factor de recuperación. Las principales áreas de aplicación incluyen campos maduros y desarrollados, campos con bajo suministro de gas, bajo índice de productividad y pozos profundos.

El sistema de Bombeo Neumático se ha combinado con el sistema de Bombeo electrocentrífugo sumergido en un solo aparejo, en las dos formas siguientes:

La primera es instalando un empacador que sella la tubería por encima del aparejo de BEC y con una válvula de BN colocada por encima de ese empacador, en donde el operador puede inyectar gas hacia el espacio anular de la tubería y de ahí hacia la TP a través de la válvula de elevación de gas.

En el caso en que la bomba falle el operador puede alcanzar la producción de gas deseada solo con las válvulas de BN; sin embargo, si el pozo es gaseoso este

sistema no se puede utilizar, ya que el sistema de Bombeo Electrocentrífugo no es eficiente para pozos con alto RGA. En instalaciones convencionales con sistema BEC en pozos gasificados generalmente se coloca un separador de gas debajo de la bomba, éste separa el líquido del gas, entrega el líquido a la bomba y ventea el gas hacia el espacio anular, en este tipo de combinación de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible y Bombeo Neumático no se puede instalar un separador de gas ya que iría montado por debajo del empacador y al ventear el gas sería bloqueado por el empacador en vez de fluir hacia el espacio anular.

La segunda forma de combinación, es cuando se utiliza en instalaciones convencionales, en donde no se utiliza empacador, en este tipo de combinación la válvula de Bombeo Neumático se instala por encima del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo y en este caso si se instala un separador de gas porque como no hay empacador que lo bloquee, el gas puede fluir hacia el espacio anular de la tubería.

1.9.1 Ventajas y desventajas del sistema Bombeo electrocentrífugo Sumergido con Bombeo Neumático

Los beneficios de implementar esta tecnología incluyen.

- Operación: Optimización de la compresión del gas y los requerimientos de electricidad.
- Económicamente: reducción en la presión de abandono
- Ingeniería de yacimientos: reducción en la presión de abandono y aumenta el factor de recuperación.
- Bajo requerimiento de gas para poder llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie
- Largos ciclos de vida, bajos costos de operación
- Bajas presiones de abandono
-

Las principales áreas de aplicación de este sistema son los campos con baja presión de entrada y pozos profundos

Desventajas

- Se requiere compresión del gas en la facilidad y suministro de energía eléctrica

1.9.2 Diseño

La combinación de sistemas como bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo sumergido, es una innovación en el área de sistemas artificiales de producción. En la terminación requerida para su instalación se realiza instalando una bomba centrífuga, cerca de los intervalos de perforaciones, mientras que los mandriles del bombeo neumático son instalados encima de la bomba. El sistema BEC está diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesitada para un bombeo neumático óptimo. En la **figura 1.47** se observa una terminación típica para el sistema combinado de bombeo electrocentrífugo y bombeo neumático.

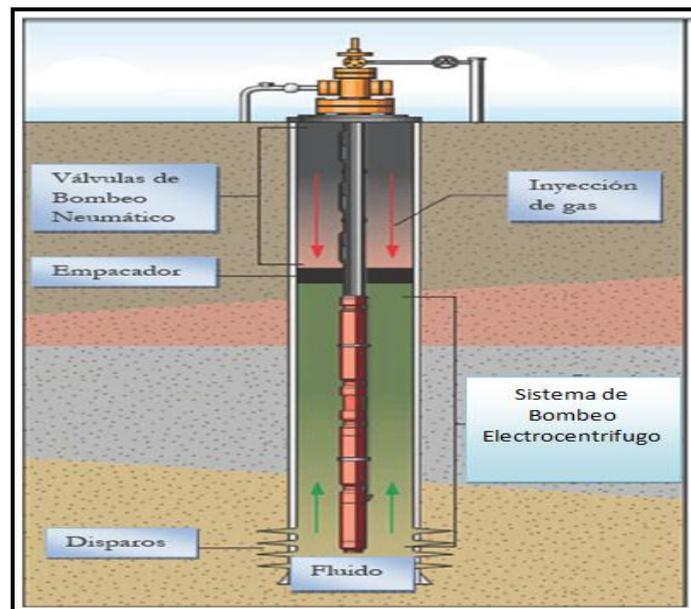


Figura 1.47 Sistema Híbrido BEC con BN

La combinación de estas prácticas puede aumentar el ciclo de vida del equipo. El principal beneficio de la combinación de estos sistemas es la reducción en tamaño y volumen del BEC y en requerimientos del bombeo neumático. Los tamaños del equipo ahora son reducidos (cable y motores), así que la inversión en las facilidades de superficie y los costos de mantenimiento son menores.

El sistema BEC es efectivo para levantar fluidos cuando la presión en los yacimientos es muy baja pero el índice de productividad es bueno. El sistema de bombeo neumático por su parte, es un método efectivo para pozos con buen mantenimiento de presión, bajos cortes de agua, y tiene bajos costos de mantenimiento a través de la vida del pozo. Este sistema combinado puede ayudar a optimizar los requerimientos de facilidades en superficie, reduciendo los costos de operación.

1.10 Sistema combinado de Bombeo electrocentrífugo sumergido y Bombeo de Cavidades Progresivas

El uso de sistemas híbridos compuestos es resultado de obtener un sistema que se ha capaz de sustituir las desventajas de dos sistemas artificiales de producción y combinarlos para obtener un sistema con mayor eficiencia y con un mayor rango de aplicación. Para ello se ha desarrollado el ESPC (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump) que es una combinación del bombeo electrocentrífugo sumergido y el bombeo de cavidades progresivas este tipo de proyectos se han aplicado en pozos horizontales.

1.10.1 Ventajas del sistema BEC con BCP

Con la sarta de varillas del sistema PCP se elimina las pérdidas de fricción. El BCP tiene más resistencia a la producción de arena y proporciona una alta eficiencia en la producción de fluidos viscosos. El elastómero del estator en el interior del BCP ha sido operado en temperaturas de entre 135 °F y 150°F por debajo del límite de la temperatura máxima de operación del elastómero. Los gastos, las alturas dinámicas y la eficiencia de la bomba del ESPCP están controlados usando en superficie por un variador de frecuencia. En la aplicación de pozos horizontales la eficiencia de la bomba BEC es baja debido a los siguientes factores: las altas perdidas por fricción que evitan un adecuado viaje y excesiva producción de arena que daña las etapas de la bomba por lo tanto el sistema BEC no ha sido diseñado para el manejo de producción de arena, y el BCP usa un sistema de varillas que es propenso a fallar en pozos horizontales. Entonces para disminuir las desventajas que tienen estos dos sistemas se analizó la posible combinación de estos mismos.

1.10.2 Diseño ESPCP

ESPCCP es un sistema de bombeo de cavidades progresivas manejado con un motor de sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido como un sistema de control en el fondo del pozo, esta configuración elimina las pérdidas de fricción en la tubería

EL BCP consiste en un rotor helicoidal que rota excéntricamente dentro de un estator. El BCP es de una bomba de desplazamiento positivo. El rotor rota dentro del estator haciendo que el fluido se mueva a través de la bomba de cavidad a cavidad. Su funcionamiento se basa que cuando una cavidad se cierra, su cavidad opuesta se abre exactamente a la misma velocidad, por esta razón no existe un flujo discontinuo. La bomba de cavidad progresiva puede manejar fluidos viscosos y con gran cantidad de sólidos. El rotor estándar está hecho de acero inoxidable y cromo para proporcionar una protección frente a la abrasión de sólidos. El elastómero del estator está hecho de una mezcla compuesta diseñada para el manejo de una variedad de fluidos producidos, sólidos y gases. En la

figura 1.48 la bomba de cavidades progresiva con dos de sus principales componentes el rotor y el estator.

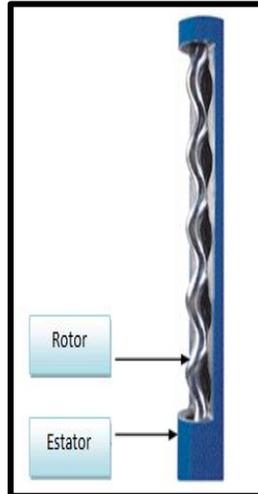
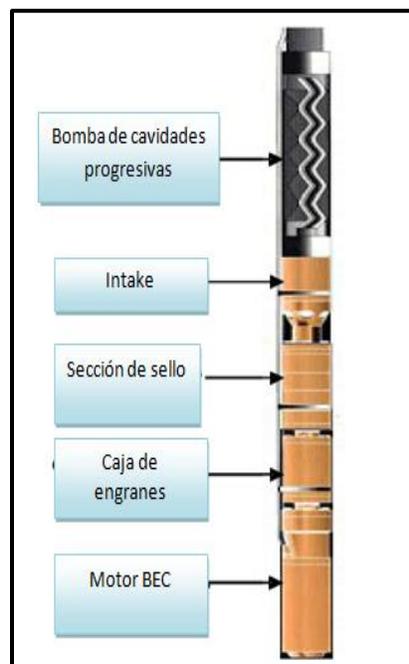


Figura 1.48 Estator y rotor de la bomba de cavidades progresivas

El elastómero generalmente tiene una limitación en la temperatura de operación asociado con la temperatura de fondo para la tecnología actual se encuentran disponibles desde los 95°C (203°F) a 150°C (302°F). Otra consideración en cuando al diseño de la bomba de cavidades progresivas es determinar si el elastómero será compatible con la producción de fluidos aromáticos. La configuración del sistema ESPCP es proporcionada en la **figura 1.49**



1.49 Sistema ESPCP motor del sistema BEC y Bomba del sistema PCP

El tamaño del motor es determinado por la potencia requerida para el inicio y operación de la bomba de cavidades progresivas, el tamaño de la tubería de

revestimiento y la temperatura de fondo. En sistema estándar de un motor de doble polo el rango de operación de velocidad es de 50 Hz a 2917 rpm y 60 Hz de velocidad de 3 500 rpm.

Caja de engranes: La primera función de de la caja de engranes es proporcionar una velocidad aceptable a la bomba transmitida por el motor, el rango normal de velocidad de la bomba de cavidades es de 100 a 500 rpm

Sección de sello: La principal función es prevenir que los fluidos del pozo entren a la caja de engranes y al motor, asilando el aceite del motor de los fluidos del pozo. Este aislamiento permite al aceite del motor expandirse o contraerse de acuerdo a las temperaturas y presiones en el fondo del pozo.

Eje flexible y entrada (intake): Está diseñado para convertir la rotación concéntrica del eje de la sección de sello a una rotación excéntrica requerida por la bomba diseñada para una alta carga de torque. Para controlar los flujos de gasto, la cabeza y la eficiencia de la bomba, el sistema ESPCP es controlado usando un variador de frecuencia, que opera en superficie, para manejar la producción y reducir los tiempos de inactividad. El ESPCP es una combinación entre PCP y el motor del sistema BEC tiene algunas ventajas para ser implementado en pozos horizontales con alta producción de arena:

- Alta eficiencia de producción incluso en fluidos viscosos y alto contenido sólido.
- Sin el sistema de varillas se elimina las pérdidas de presión por fricción
- Sin el prensa estopas, evita el derrame de aceite en superficie
- Alta capacidad de torsión
- Se ha determina que se ha tenido una eficiente entre 56%- 66% comparado con la eficiencia de del sistema BEC que presenta un 30% eficiencia.

Los sistemas artificiales de producción híbridos o compuestos son resultado de obtener un sistema que se ha capaz de sustituir las desventajas de dos sistemas artificiales de producción y combinarlos para obtener un sistema con mayor eficiencia y con un mayor rango de aplicación. Los sistemas artificiales de producción combinados también son más adaptables a cambios de condiciones de operación como resultado de la reducción de presión del yacimiento, la inyección de gas para el mantenimiento de la presión. Estas combinaciones superan las restricciones como:

- Temperaturas altas
- Profundidad de operación
- Resistencia a la producción de sólidos
- Baja presión de fondo fluyendo
- Desviación del pozo
- Manejo de fluidos con alta viscosidad

Referencias Capitulo 1

- 1 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción” , Halliburton. Ciudad del Carmen 2009.
- 2 Gómez Cabrera J. Ángel, “Apuntes de producción de pozos 1”, Facultad de ingeniería, UNAM. México, DF
- 3 Gud, B., Lyons, W. and Ghalambor, “Petroleum Production Engineering a Computer Assisted Aproach.
- 4 H.Dale Beggs,” Production optimization, using nodal analysis” OGCI Publications, 1999
- 5 Heriot-Watt University “Production technology I” Department of Petroleum Engineering,1999
- 6 Heriot-Watt University “Production technology II”Department of Petroleum Engineering,1999.
- 7 Serinpet; “Bombeo de Cavidades Progresivas” <http://serinpet.com>
- 8 Kudo ;“Soluciones en levantamiento Artificial “www.kudupump.com
- 9 John R. Fanchei, Larry W.Lake “Petroleum Engineering Handbook vol4”
- 10 Marcelino Gomez Vicente ”Análisis Técnica y Económica de los Sistemas Artificiales de Producción Híbridos.
- 11 “SPE-93594-MS Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Well P” M. Taufan. Caltex Pacific Indonesia ,2005.
- 12 Marcelino Gomez Vicente ”Análisis Técnica y Económica de los Sistemas Artificiales de Producción Híbridos” Tesis UNAM.

Lista de figuras Capitulo 1

Figura 1.1 Gómez Cabrera J. Ángel, “Apuntes de producción de pozos 1” Facultad de ingeniería, UNAM, México, DF.

Figura 1.2 Gómez Cabrera J. Ángel, “Apuntes de producción de pozos 1”, Facultad de ingeniería, UNAM, México, DF.

Figura 1.3 Gómez Cabrera J. Ángel, “Apuntes de producción de pozos 1”, Facultad de ingeniería, UNAM, México, DF.

Figura 1.4 Guo, B., Lyons, W. and Ghalambor, “Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach” , Editorial Elsevier Science and Technology Books 2007.

Figura 1.5 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción” , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.6 H.Dale Beggs, ” Production optimization, using nodal analysis”, OGCI Publications. 1991

Figura 1.7 H.Dale Beggs, " Production optimization, using nodal analysis", OGCI Publications. 1991

Figura 1.8 H.Dale Beggs, " Production optimization, using nodal analysis", OGCI Publications. 1991

Figura 1.9 H.Dale Beggs, " Production optimization, using nodal analysis", OGCI Publications. 1991

Figura 1.10 H.Dale Beggs, " Production optimization, using nodal analysis", OGCI Publications. 1991

Figura 1.11 H.Dale Beggs, " Production optimization, using nodal analysis", OGCI Publications. 1991

Figura 1.12 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering"Production technology I", Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999

Figura 1.13 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering"Production technology I", Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999

Figura 1.14 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.15 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.16 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.17 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.18 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.19 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.20 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.21 Ing. Emaglin Hernández Medina, "Curso de sistemas artificiales de producción" , Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.22 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering"Production technology I", Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999

Figura 1.23 Guo, B., Lyons, W. and Ghalambor, "Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach" , Editorial Elsevier Science and Technology Books 2007.

Figura 1.24 Guo, B., Lyons, W. and Ghalambor, “Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach” , Editorial Elsevier Science and Technology Books 2007.

Figura 1.25 Guo, B., Lyons, W. and Ghalambor, “Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach” , Editorial Elsevier Science and Technology Books 2007.

Figura 1.26 <http://serinpet.com/index.php?section=33#> ”

Figura 1.27 Weatherford ” Esquema Unidad hidroneumática TIEBEN ”Curso impartido por Weatherford

Figura1.28 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering“Production technology I”, Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999

Figura 1.29 Felipe de Jesús Lucero Aranda, “ Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2010

Figura 1.30 Felipe de Jesús Lucero Aranda, “ Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2010

Figura 1.31 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering“Production technology I”, Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999

Figura 1.32 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering“Production technology I”, Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999

Figura 1.33 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción”, Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.33 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción”, Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.34 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción”, Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.35 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción”, Halliburton, Ciudad del Carmen 2009 .

Figura 1.36 John R. Fanchei, Larry W.Lak,” Petroleum Engineering Handbook vol4” John R. Fanchei, Larry W.Lake,

Figura1.37 www.kudupump.com

Figura 1.38 Hirschfeldt, Marcelo , ” Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas” OilProduction.net.2008.

Figura 1.39 John R. Fanchei, Larry W.Lake,” Petroleum Engineering Handbook vol4”, Society of petroleum Engineers.

Figura 1.40 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.41 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.42 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.43 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.44 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.45 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.46 John R. Fanchei, Larry W.Lake, "Petroleum Engineering Handbook vol4", Society of petroleum Engineers.

Figura 1.47 Marcelino Gomez Vicente "Análisis Técnica y Económica de los Sistemas Artificiales de Producción Híbridos" Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM

Figura 1.48 M. Taufan. Caltex, "SPE-93594-MS Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Well P", Pacific Indonesia, 2005

Figura 1.49 M. Taufan. Caltex, "SPE-93594-MS Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Well P", Pacific Indonesia, 2000

CAPÍTULO 2

Bombeo Electrocentrifugo Sumergido

2.1 Introducción

El bombeo electrocentrífugo también llamado BEC o BES (Electrical Sumersible Pump), es un sistema artificial eficiente y confiable que puede levantar de volúmenes de fluidos moderados a altos. Los principales componentes del sistema BEC son la bomba electrocentrífuga, separador de gas, sello, un motor de inducción. Este capítulo proporciona una comprensión general del BEC como sistema artificial de producción.

La mayoría de los sistemas artificiales de producción tal como el Bombeo Neumático, Bombeo mecánico, entre otros, no tienen a quien atribuirles su invención, el bombeo electro-centrífugo fue inventado y desarrollado por un ruso llamado Armais Arutunoff en los finales de 1910. Arutunoff empezó la compañía Russian Electrical Dynamo of Arutunoff (Esta es conocida con las siglas de REDA) y desarrollo el primer motor eléctrico que podría ser operado sumergido en un pozo de aceite ¹. La primera instalación del BEC (Bombeo electro-centrífugo) fue exitosamente operada en el campo el Dorado en Kansas en 1926. La primera unidad ESP era manejada por un motor de inducción de 7 ¼ [pg] de diámetro externo. La unidad completa de BEC consistía de un motor, sello y la bomba y fue puesta en operación en el fondo del pozo dentro de la tubería de producción, la electricidad fue suministrada desde la superficie al motor por un cable especial de tres conductores. Incluso hoy en día, estos son los principales componentes de la instalación del bombeo electro-centrífugo.

Desde su concepción las unidades de BEC han sobresalido en los sistemas artificiales de producción al manejar grandes gastos en comparación con los otros tipos de SAP y su manejo en aplicaciones costa afuera han probado que es un sistema altamente rentable, esto es creíble debido a que hoy en día aproximadamente el 10% de la producción de aceite es producida por las instalaciones de Bombeo Electrocentrífugo.

La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electro-centrífugo consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión de fondo fluyendo, P_{wf} , para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la superficie, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo. Este es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema. El sistema BEC ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económica. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no

siempre puede resultar el mejor. Tiene como principio fundamental levantar el fluido del yacimiento hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electro-sumergida. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

Hoy las principales aplicaciones incluyen en tierra operaciones de inyección de agua (producción de ambos líquidos e inyección de agua), aplicaciones costa afuera y muchos otros casos en donde la electricidad esté disponible y grandes volúmenes de fluido tengan que ser levantados hacia superficie.

2.2 Ventajas y desventajas del sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido ^{1,2}

El Sistema BEC representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control. Su ventaja principal es que realmente no tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. Una gran ventaja que presenta es que idealmente la bomba fue hecha para producir altos gastos o volúmenes. A continuación se enlistan algunas ventajas del sistema BEC.

- La eficiencia de energía es relativamente alta (alrededor 50 %) para sistemas con producción arriba de 1000 [Bpd].
-
- Máximo gasto esta alrededor de 30 000 [Bpd] a 1000 [pies] de profundidad
- Puede ser usado en pozos desviados sin ningún problema.
- Requiere bajo mantenimiento, en la mayoría de los casos la instalación es apropiadamente diseñada y operada.
- Puede ser usado en localizaciones urbanas debido a que el equipo de superficie requiere un mínimo espacio.
- Puede ser utilizado en un ambiente de costa afuera debido a los bajos requerimientos y espacio.

Desventajas

- La flexibilidad del funcionamiento constante de los sistemas BEC sobre una constante frecuencia es muy baja porque la capacidad de producción del líquido de la bomba prácticamente no puede ser cambiada. Una apropiada instalación diseñada basada en datos precisos de producción relacionado con la capacidad de las unidades BEC en el pozo deliberadamente es crucial, ya que los costos de reparación de pozos son requeridos para correr una nueva unidad en el pozo. El uso de variadores de frecuencia pueden eliminar la mayoría de estos problemas con un costo extra ².
- El gas libre presente en las condiciones de succión deteriora la eficiencia de la bomba y puede incluso totalmente impedir la producción de líquido. El uso de separadores de gas o manejadores de gas es requerido sí más del 5% de gas libre entra a la bomba
- La arena y materiales abrasivos contenidos en los fluidos del pozo incrementan el desgaste del equipo. Materiales especiales resistentes a la abrasión están disponibles pero incrementan los costos de inversión.
- La reparación del equipo BEC en condiciones de campo es difícil. Los equipos con fallas deben ser enviados al taller de reparaciones del fabricante.
- Las altas temperaturas de los pozos son un factor limitante, un equipo es limitado alrededor de 250 [°F], y el uso de materiales especiales pueden aumentar el límite a 400 [°F].
- La producción de aceites con alta viscosidad incrementan los requerimientos de potencia.
- Los costos para la instalación son altos debido a la necesidad de utilizar pesadas torres de perforación. La tubería flexible desarrollada para unidades BEC reducen los trabajos de operación ³.
- La disponibilidad de una fuente de energía eléctrica, relativamente con alto voltaje.

2.3 Características básicas de las instalaciones de BEC ^{1,2}

EL comprender la instalación y operación del sistema BEC requiere de un conocimiento detallado de diferentes disciplinas como hidráulica, ingeniería eléctrica y petrolera. Un diseño apropiado de cualquier sistema artificial requiere de un preciso conocimiento de los gastos de los fluidos que pueden ser producidos desde el yacimiento a través del pozo. Los gastos de producción presentes o futuros son necesarios para lograr las siguientes metas de ingeniería de producción:

- La selección del correcto sistema artificial de producción.
- Diseño detallado del equipo de producción.
- Estimación del comportamiento o desempeño del pozo.

El ingeniero de producción, debe tener un claro entendimiento de los efectos que gobiernan la entrada al pozo de los fluidos. La falta de información puede llevar al “sobre dimensionar” los equipos de producción o, por el contrario, las limitaciones del equipo pueden restringir las tasas de líquido. Ambas condiciones tienen impactos indeseables en la economía de los sistemas artificiales de producción y pueden ser la causa de decisiones incorrectas.

2.4 Fundamentos Hidráulicos ¹

Desde que el fluido es descargado por la bomba este entra a la sarta de tubería de producción, la presión de descarga de la bomba debería superar la suma de las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la trayectoria de flujo a un determinado gasto de producción. La caída de presión total se puede obtener sumando las siguientes caídas de presión ocasionadas por la presión en la cabeza del pozo, la presión hidrostática, pérdidas de presión por la fricción.

1.- Presión en la cabeza del pozo

2.-Presión hidrostática: esta actúa sobre la bomba, la presión es calculada a partir de la profundidad verdadera (TVD) del nivel dinámico del fluido y su gradiente.

3.- Pérdidas de presión por fricción: Estas ocurren en la sarta de la T.P, esto se considera ó es válido cuando se tiene un gasto de fluido. Cuando se calcula las pérdidas de fricción con la profundidad medida (MD).

En la industria de la fabricación del equipo de bombeo electrocentrífugo es costumbre expresar los cálculos de las caídas de presión en unidades de longitud y esto es obtenido a partir de la presión y la gravedad específica del fluido producido, la **ecuación 2.1** relaciona estos dos parámetros.

$$H = \frac{2.31P}{\gamma} \dots \dots \dots \text{ec (2.1)}$$

Dónde:

P= presión [lb/pg²]

γ= gravedad específica del fluido producido

Para estimar las pérdidas de presión en la cabeza del pozo, la mayoría de los fabricantes de BEC usan la fórmula de Hazen-Williams (**ecuación 2.2**):

$$\Delta h_{fr} = 0.2083 \left(\frac{100}{c} \right)^{1.85} \frac{q^{1.85}}{ID^{4.86}} \dots \dots \dots \text{ec (2.2)}$$

Dónde:

Δh_{fr} = Pérdidas de fricción [pie/100 pies]

C= Número de calidad de la tubería

q= Gasto volumétrico [gal/min]

ID= Diámetro interno de la tubería [pg]

La **ecuación 2.2** es válida para un flujo de agua y puede ser usada para calcular las pérdidas de altura en tuberías nuevas o usadas sustituyendo los números de calidad de la tubería de C=120 o C=94.

En la **figura 2.1** contiene una gráfica que describe la fórmula de Hazen Williams que puede ser usada para estimar las pérdidas de presión por fricción que ocurre en la tubería de producción y tubería de revestimiento.

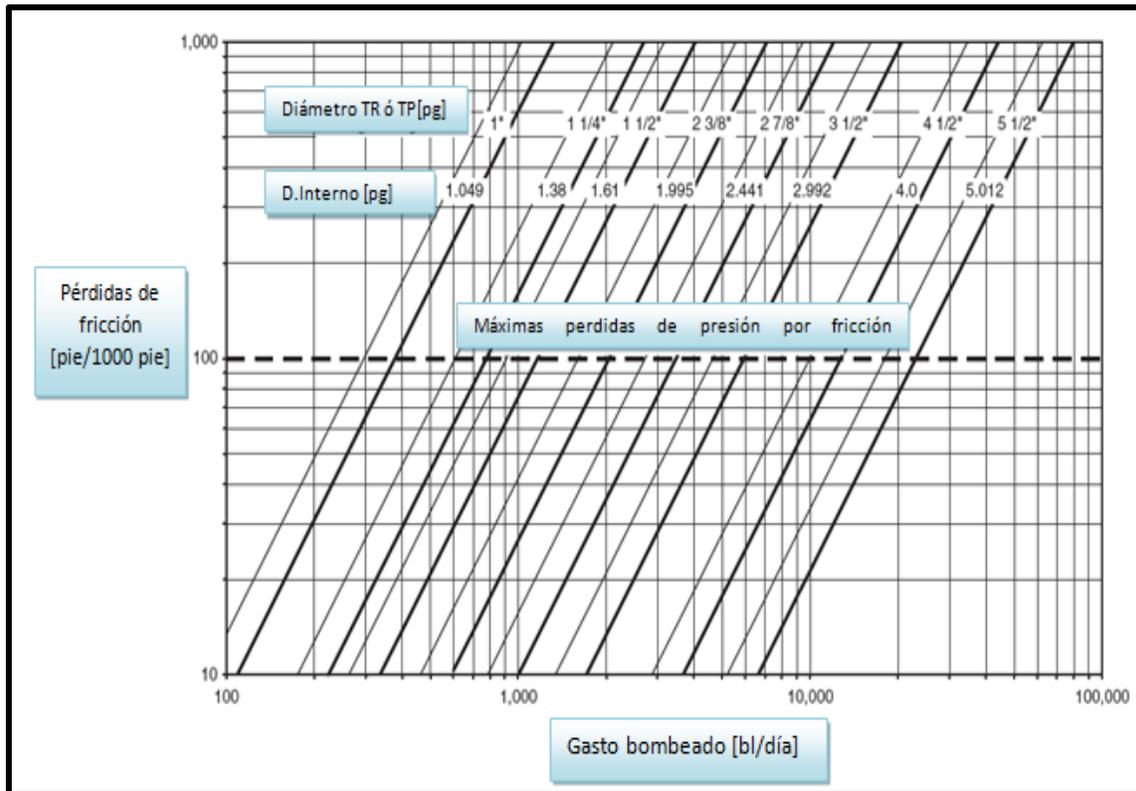


Figura 2.1 Grafica de Hazen Williams para determinar las caídas de presión por fricción

En el **ejemplo 2.1** se tiene como objetivo calcular la altura dinámica total de una bomba centrífuga, en donde las perdidas por fricción son obtenidas mediante el método gráfico, es decir utilizando la gráfica de Hazen Williams.

Ejemplo 2.1 Calcular la Altura Dinámica Total que debe vencer una bomba centrífuga establecida en un pozo vertical a 6,000 [pies] produciendo un aceite de

gravedad específica =0.85, a un gasto de 2,000 [Bpd]. El nivel del líquido está a la altura de la bomba, la presión en la cabeza es 400 [lb/pg²], el diámetro de la TP es 2^{7/8} [pg].

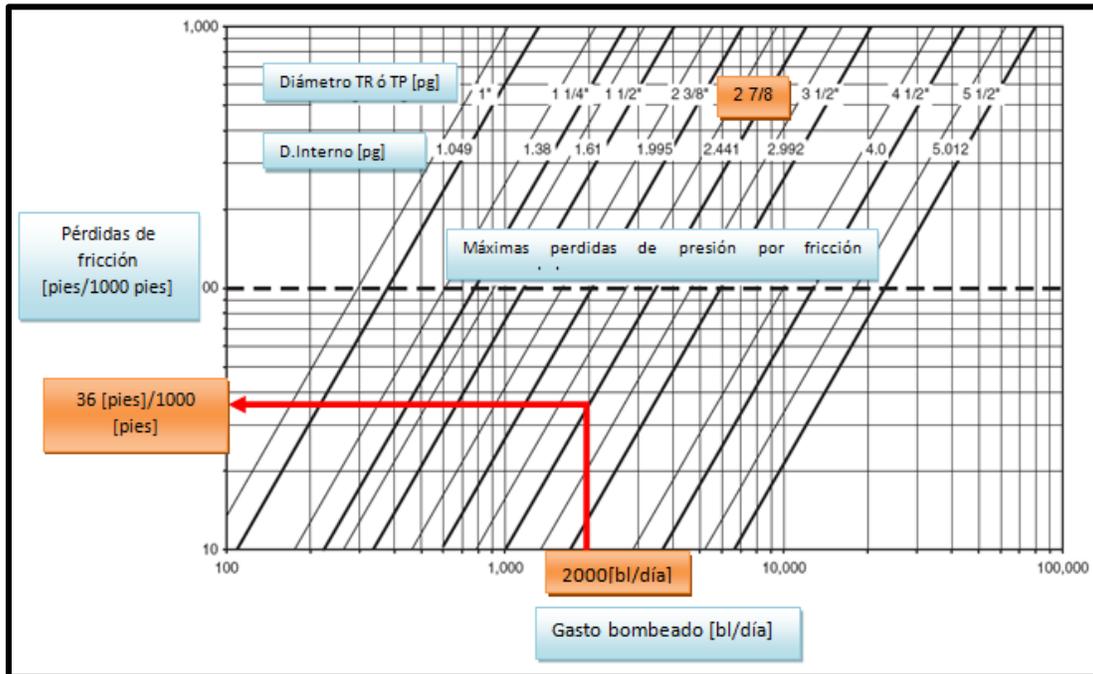
La Altura Dinámica Total a ser desarrollada por la bomba debería vencer las caídas de presión individuales: (1) Presión en la cabeza del pozo, (2) La presión hidrostática en la sarta de TP y (3) Las pérdidas de presión por fricción en la TP. Para calcular la altura o carga a vencer en la cabeza del pozo utilizamos la **ecuación 2.1**

$$H = \frac{2.31 * 400}{0.85} = 1\ 087 \text{ [pies]}$$

La presión hidrostática de 6000 [pies] de la columna de aceite expresada en altura es igual a:

$$H_2 = 6000 \text{ [pies]}$$

Para estimar la altura por las pérdidas de presión se utiliza el siguiente diagrama de la fórmula de Hazen Williams. Con los datos q=2000 [Bpd] y TP ID =2^{7/8} [pg]



Esto da como resultado:

$$\Delta h_{fr} = 36 \text{ [pies]}/1000 \text{ [pies]}$$

Usando el valor obtenido de las pérdidas de fricción por cada 1000 [pies], se calcula las pérdidas de fricción en los 6000 [pies] del pozo de estudio:

$$H_3 = \frac{36 [pies]}{1000 [pies]} * 6000 [pies] = 216 [pies]$$

La altura o carga dinámica total (TDH) debe ser igual a la suma de las tres alturas calculadas anteriormente: TDH ó $H_T = H_1 + H_2 + H_3$

$$TDH = 1087 + 6000 + 216 = 7303 [pies]$$

2.5 Equipo Subsuperficial del Sistema BEC ^{1,5}

A lo largo de la historia el sistema BEC ha demostrado ser un medio eficiente para producir líquido de los pozos de petróleo y agua. El proceso de levantamiento de los fluidos por el sistema BEC ha incrementado notablemente no solo en nuestro país sino en todos los países productores de petróleo. El tiempo estimado de vida útil de todos los pozos con bombeo electrocentrífugo depende en gran parte al mantenimiento que se le dé a la bomba y a la forma en la que esta trabaja. A partir de la determinación del porcentaje de desviación en eficiencia y en base a las características del yacimiento y reservas remanentes se podrá deducir respuestas inmediatas de forma particular en cada pozo para la solución de sus problemas. Con la optimización del proceso del sistema BEC, se lograra incrementar la producción del campo. La instalación clásica o convencional es ilustrada en la **figura 2.2**. El motor eléctrico está en la parte inferior de la unidad este es enfriado por los fluidos del pozo, este está conectado al protector o sello que proporciona muchas funciones cruciales para la operación segura de la unidad BEC. En la parte superior del protector se encuentra la entrada o intake, y en caso de que exista una relación de gas aceite (RGA) demasiado alta se utiliza un separador de gas, que permite a los fluidos del pozo puedan entrar a la bomba centrífuga y, al mismo tiempo, poder remover baja cantidad de gas libre proveniente de la corriente de fluidos del yacimiento al pozo, para finalmente ser levantados hacia la superficie por la bomba centrífuga de etapas múltiples, el corazón del sistema BEC”.

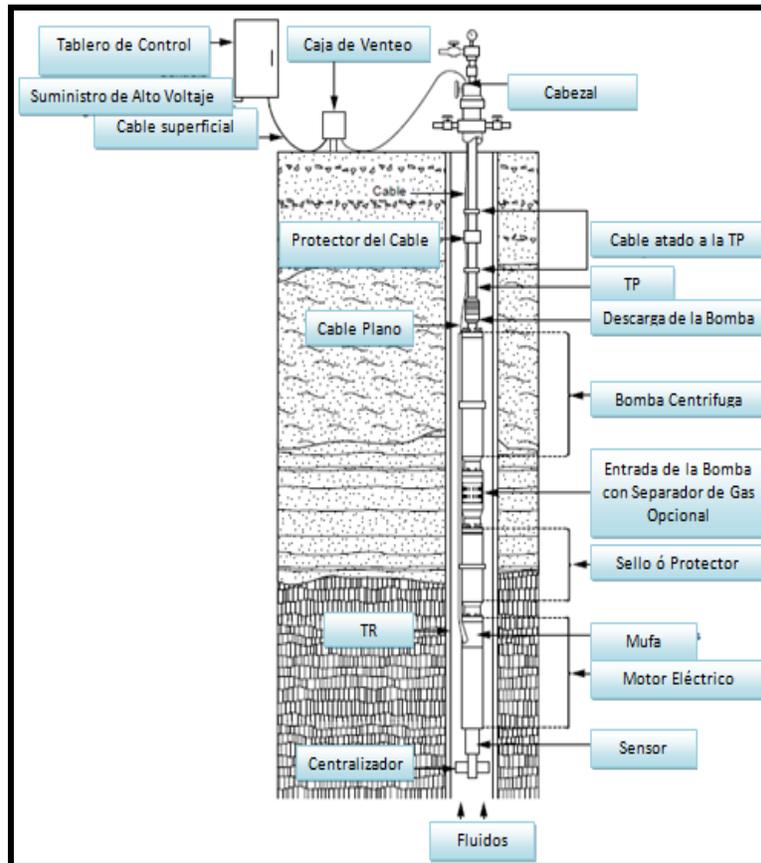


Figura 2.2 Instalación de un Sistema BEC convencional

El motor sumergido es suministrado con una corriente alterna (AC) de tres fases vía un cable eléctrico que proviene de la superficie y que está a lo largo de la sarta de T.P, donde una instalación especial se encarga de la alimentación del cable eléctrico en el pozo. El equipo de superficie incluye una caja de venteo donde el cable eléctrico es unido a la unidad o tablero de control, que proporciona una medición y control de las diferentes funciones. La unidad BEC recibe electricidad desde un conjunto de transformadores (no mostrado en la **figura 2.2**) que suministran el voltaje requerido aumentando o disminuyendo el voltaje disponible desde la red eléctrica superficial.

Las características más importantes de una instalación convencional del BEC son:

- Únicamente el líquido entra a la bomba centrífuga en condiciones ideales, esto es; el pozo debe producir únicamente una baja cantidad de gas libre en la succión de la bomba que puede ser fácilmente removido por un separador de gas.
- La viscosidad del líquido producido es baja, aproximadamente a la viscosidad del agua.

- El motor BEC es suministrado con una corriente alterna de una constante frecuencia, por lo que su velocidad y por consiguiente el de la bomba centrífuga son constantes.

A pesar de las condiciones anteriores no siempre se cumplen, la instalación convencional del BEC puede ser aplicable en una gran variedad de condiciones de campo. Este apartado discutirá los componentes de tales instalaciones convencionales y también se detallará sus principales características, condiciones inusuales (como gran producción de gas, crudo viscoso, etc.) que requieren del uso de equipo especial; diferentes instalaciones convencionales son objetos de un capítulo posterior.

2.5.1 Bombas Electrocentrífugas

Las bombas usadas en la industria petrolera para el servicio en la superficie o en el interior del pozo, pueden ser clasificados en dos grupos: (a) Desplazamiento positivo, (b) Bombas centrífugas. Las bombas usadas en el sistema artificial de bombeo de cavidades progresivas pertenecen al primer grupo, mientras que las bombas del bombeo electro-centrífugo pertenecen al segundo grupo; ya que trabajan sobre un principio dinámico. Dentro de las bombas del BEC, impulsadas por motores eléctricos, la energía cinética de los fluidos es incrementada para ser después parcialmente convertida en energía de presión que desplaza el fluido a través de la bomba.

Las bombas electro-centrífugas son operadas por medio de sus ejes en una posición vertical y son bombas centrífugas que cuentan con las siguientes características principales:

- Son bombas multi-etapas con varias decenas o cientos de etapas conectadas en series.
- Tienen un solo lado de succión.
- Tienen configuraciones de flujo radial o mixto.

2.5.1.1 Operación Básica de las Bombas Centrífugas

Una etapa de una bomba centrífuga es una simple maquina impulsada por un primer motor que proporciona un movimiento giratorio y consiste en dos componentes básicos el impulsor, y difusor. En la **figura 2.3** se describe una etapa de una bomba común centrífuga con multi-etapas. El fluido proveniente de una previa etapa entra al impulsor en una dirección axial a una velocidad relativamente baja, debido a la alta velocidad de rotación de las paletas del impulsor, el fluido alcanza una alta velocidad en la descarga del impulsor. En consecuencia del torque aplicado por el motor a la bomba es convertida en energía cinética por las paletas. La alta velocidad de la corriente del líquido después de entrar al difusor (parte fija de la bomba), se lleva a cabo una conversión de energía cinética a

energía de presión. El líquido deja la etapa de la bomba en la descarga del difusor; la operación incrementa la presión del fluido. Desde la descarga de la etapa es dirigida a la entrada de la siguiente etapa, los procesos se repiten y la presión del líquido bombeado es en consecuencia incrementada.

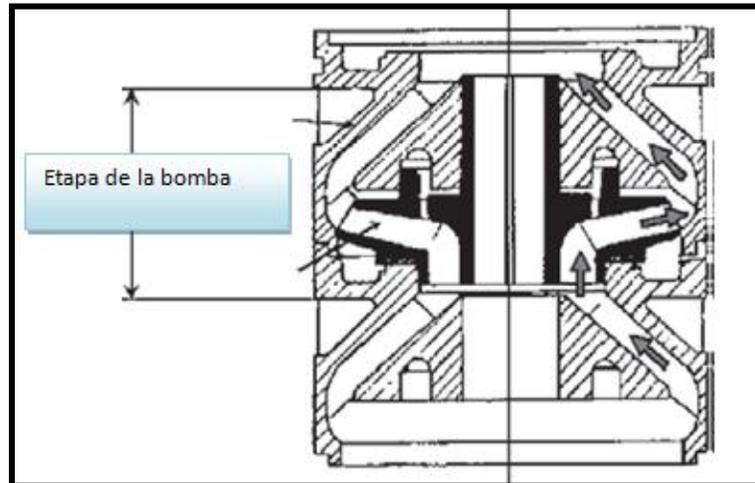


Figura 2.3 Etapa de una bomba electro-centrífuga

Las conversiones de energía en el interior de la bomba centrífuga se rigen por la ecuación general de la conservación de la energía entre dos puntos en los cuales el fluido circula. Estos indican que el cambio en la energía del fluido es igual al trabajo realizado sobre él. El líquido que fluye en la bomba debe de tener tres formas de energía: potencial, cinética y energía de presión; de las cuales el cambio en la energía potencial es despreciable debido a que el cambio de elevación es relativamente bajo, debido a las distancias insignificantes en la etapa de la bomba. Así la suma de la energía de presión y la energía cinética debería de ser constante y el aporte de energía desde el motor es finalmente convertido en un incremento de la presión del fluido.

Como se discutió previamente, el contenido de energía es incrementado por la acción giratoria de las paletas de la bomba centrífuga, la **figura 2.4** ilustra la operación de las paletas en un impulsor de tipo descarga axial. El líquido desde la entrada axial entra al impulsor, es girado por las paletas o álabes que figuran en el impulsor y salen del impulsor con una velocidad mucho mayor. La **figura 2.4** muestra un impulsor con un álabe curvado hacia atrás, mayormente usado en bombas BEC, pero álabes radiales y curvados hacia delante también son posibles. Cabe señalar que la sección transversal disponible para el flujo del líquido entre dos álabes sucesivos se incrementa progresivamente a medida que las partículas se mueven hacia la descarga. Esto indica la conversión de energía cinética a energía de presión que primero ocurre en el impulsor, para ser terminada en el difusor de la etapa de la bomba.

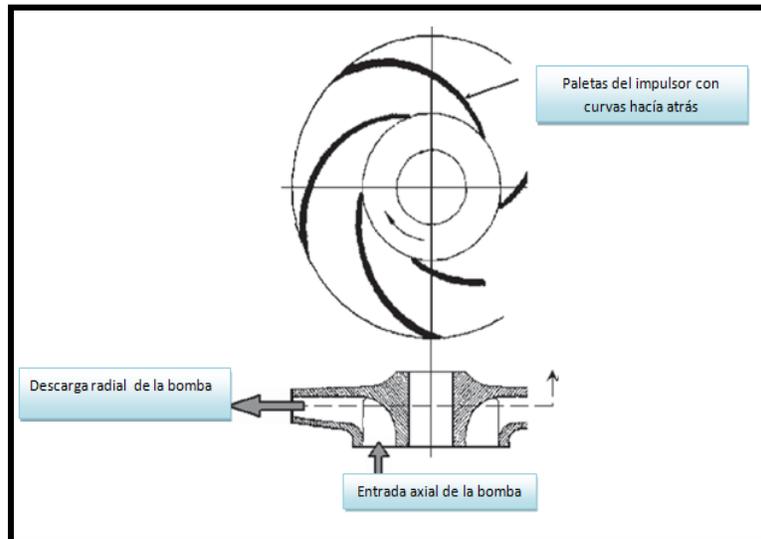


Figura 2.4 Trayectoria del líquido y los álabes de un impulsor

2.5.1.2 Velocidad específica

Con el fin de comparar adecuadamente las bombas centrífugas de diferentes diseños, el concepto de la velocidad específica, N_s , fue introducida. Esto se define como la velocidad de rotación requerida para producir un gasto de un líquido de un galón por minuto contra 1 [pie] de la altura desarrollado por el impulsor. La **ecuación 2.3** calcula la velocidad específica, donde todos los parámetros se toman en el punto de mejor eficiencia de la bomba.

Dónde:

$$N_s = \frac{N \cdot Q^{0.5}}{H^{0.75}} \dots \dots \dots \text{ec (2.3)}$$

N = velocidad de la bomba, [RPM]

Q = gasto bombeado, [gpm]

H = altura a ser desarrollada por una etapa en [pies]

La velocidad específica no tiene una importancia práctica y es únicamente usada para comparar los diseños de las bombas centrífugas. Esto evalúa los cambios característicos con el tipo de bomba: la descarga radial de las bombas usualmente caen en el rango de $500 < N_s < 1800$, y en las bombas con descarga de flujo mixto pueden llegar alrededor de $N_s = 4500$.

El diseño de un impulsor y su velocidad específica están en estrecha relación. Puramente un impulsor radial tiene bajos valores N_s y desarrolla su altura debido mayormente a la conversión de la fuerza centrífuga. Los impulsores de flujo mixto

con altas velocidades específicas operan únicamente una parte de la fuerza centrífuga, y más de la altura dinámica es desarrollada por una acción de levantamiento de los impulsores. Los impulsores axiales tienen los más altos valores de velocidades específicas de todos ellos la altura es generada por la acción de levantamiento de las “hélices”.

2.5.1.3 Operación de la Bomba

Como se mostró en las secciones previas, una bomba centrífuga transforma la energía mecánica (aportada desde el impulsor o eje del motor) a energía cinética del líquido transportado. Donde la energía cinética es proporcional al término ρv^2 , en una bomba centrífuga funcionando a una velocidad dada y, por tanto a una velocidad de descarga constante de su impulsor que transmite diferentes cantidades de energía a los líquidos de diferente densidad, por lo tanto, después de convertir la energía cinética a presión, la presión se incrementa en una etapa. Dicho de otra manera, el aumento de la presión desarrollada por la bomba dividido por la densidad del líquido, es llamado “carga o altura”, es una constante para una bomba dada y un tipo de líquido dado. Esta es la razón por la cual, en el tratamiento de las bombas centrífugas, la altura se utiliza en lugar de la presión en todos los cálculos con la operación y uso de bombas centrífugas.

2.5.1.4 Funciones Básicas de la Bomba

El corazón de la unidad BEC es la bomba sumergida y el diseño y análisis de todo el sistema BEC no puede entenderse sin una comprensión básica del funcionamiento de la bomba. Esta es la razón por la cual la descripción de los componentes del sistema tiene que empezar con un completo y minucioso análisis de la construcción y operación de la bomba centrífuga. La bomba sumergida usada en las instalaciones del sistema BEC es una bomba centrífuga múltiple-etapa. A pesar de sus características estructurales y operacionales las bombas experimentaron una evolución continua a lo largo de los años, su principio básico de operación sigue siendo el mismo, los líquidos producidos, después de ser sometidos a una gran fuerza centrífuga provocada por la alta velocidad de rotación del impulsor, después pierden su energía cinética en el difusor donde ocurre una conversión de energía cinética a energía de presión, la **figura 2.5** ilustra las principales partes de la bomba del sistema BEC.

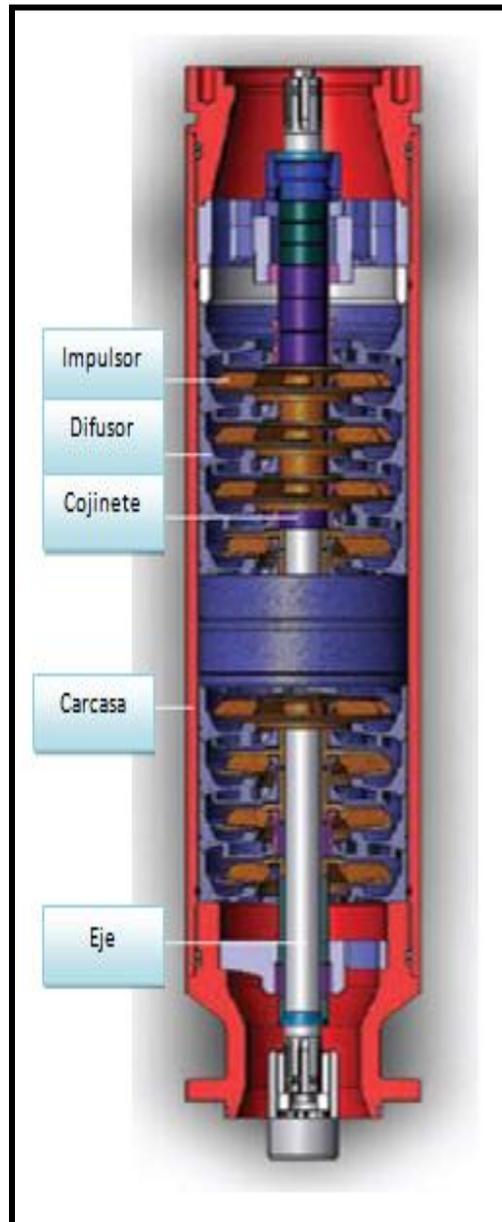


Figura 2.5 Principales partes de la bomba electro-centrífuga

El eje o la flecha de la bomba está conectado al separador de gas por un cople mecánico en la parte inferior de la bomba. Los fluidos entran a la bomba a través de la entrada o intake y son levantados por las etapas de la bomba que son compuestas por impulsor y un difusor (ver **figura 2.6**). Otras partes incluyen cojinetes radiales o bujes distribuidos a lo largo de la longitud del eje suministrando un soporte radial al eje de la bomba girando a altas velocidades de rotación. Un cojinete opcional de empuje absorbe parte de las fuerzas axiales que surgen en la bomba, pero la mayor parte de esas fuerzas son absorbidas por el cojinete de empuje del protector.



Figura 2.6 Impulsor y Difusor de una etapa del Sistema BEC

La capacidad de producción de líquido de una bomba del sistema BEC depende de los siguientes factores

- La velocidad de rotación que proporciona el motor eléctrico.
- El diámetro del impulsor.
- El diseño del impulsor (caracterizado por su velocidad específica).
- Propiedades termodinámicas (densidad, viscosidad, etc.) de los fluidos producidos.

Una instalación convencional de BEC funciona con una corriente alterna con una frecuencia de 60 [Hz] o 50 [Hz]. Los motores del BEC en 60 [Hz] rotan a una velocidad de cerca de 3 500 [RPM], mientras en el caso de 50 [Hz] la potencia suministrada por el motor tiene de una velocidad de 2 900 [RPM]. Para aplicaciones de velocidad constante el factor más importante es el tamaño del impulsor que, por supuesto, es limitado por el diámetro interno de la tubería de revestimiento. Las bombas de grandes tamaños pueden producir grandes gastos aunque el diseño del impulsor también tiene un gran impacto en la capacidad de la bomba.

2.5.1.5 Limitación en el Número de Etapas

La longitud de una bomba BEC es limitada entre 20 [pies] a 25 [pies], para asegurar el montaje adecuado y la facilidad de manejo, las bombas tandem son compuestas por varias secciones (arriba de tres)son usadas y utilizadas para lograr una mayor Altura Dinámica Total operacional usualmente requerida en pozos más profundos, de esta manera varios cientos de etapas se pueden ejecutar, el número máximo de etapas son limitadas por uno o más de los siguientes factores:

- La resistencia mecánica del eje de la bomba, usualmente representado por la potencia nominal del eje.
- La máxima calificación de estallido por presión de la carcasa de la bomba.
- La máxima carga axial permitida en el cojinete de empuje de la unidad principal (normalmente ubicado en la sección de protección).

Cada etapa en las bombas BEC, tienen el mismo diseño del impulsor, manejan el mismo volumen de líquido y desarrollan la misma cantidad de altura dinámica. En consecuencia la altura dinámica total es la suma de cada altura aportada por una etapa de la bomba. Esta regla permite a uno encontrar el número de etapas necesarias para desarrollar la “Altura Dinámica Total” para vencer las pérdidas de presión total, válida para una tasa de producción deseada en un pozo.

Desde el tamaño de la tubería de revestimiento que limita el diámetro externo del equipo BEC, la selección de la bomba puede ser severamente restringida por el diámetro de la TR.

2.5.1.6 Curva de Operación de la Bomba

El rendimiento de la bomba es caracterizado por las curvas de operación de la bomba, estas están graficadas en función del gasto bombeado y representan:

- La altura a desarrollar por la bomba.
- La eficiencia de la bomba.
- La potencia requerida para impulsar la bomba.

Las curvas son obtenidas experimentalmente con agua de densidad igual a uno controlada por las condiciones descritas en API RP 11 S2 a una temperatura de operación de 60 [°F]. Las pruebas de bombas sumergidas son tomadas durante una operación a una velocidad de rotación constante usualmente a 3 500 [RPM] para 60 [Hz]. Esta es la velocidad general asumida a una velocidad a plena carga del equipo BEC con una velocidad sincrónica de 3 600 [RPM]. Experimentos con otros fluidos o velocidades deberían ser corregidas a estas condiciones estándar usando las leyes de la afinidad. Todos los parámetros deben representar la operación de un número específico de etapas de la bomba. El ejemplo de las curvas se muestra en la **figura 2.7** en donde representan las características de una etapa de un diseño de una bomba dado. Los parámetros que pertenecen al mejor punto de eficiencia, representan un criterio para una utilización óptima de la bomba, alrededor del cual existe un rango recomendado de operación indicado.

El rango recomendado para tasas de bombeo para cualquier bomba BEC es estrictamente relacionado a la variación de fuerzas axiales que ocurren en la bomba. Como se discutió anteriormente las fuerzas axiales y estáticas que ocurren en las etapas de la bomba son el resultado de fenómenos diferentes y pueden tomar la forma de empuje/impulso ascendente ó descendente, en la **figura 2.7** se representa la relación entre las fuerzas axiales y el rango de operación recomendado para la bomba.

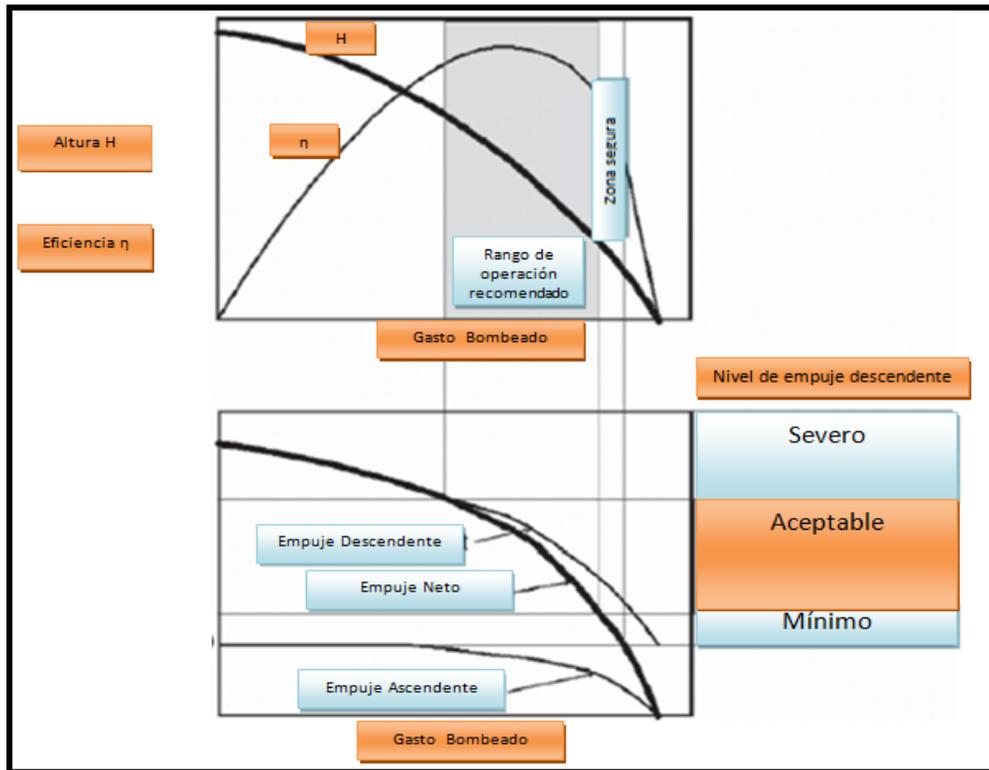


Figura 2.7 Fuerzas axiales en función del gasto de la bomba

En la parte inferior de la **figura 2.7** muestra esquemáticamente el cambio de fuerzas axiales en una etapa de una bomba en función de la tasa o gasto producido por la bomba. El empuje descendente (Down thrust) es básicamente desarrollado por la altura dinámica producida desde su componente principal que proviene de la presión de descarga de la bomba que actúan sobre la cubierta superior e inferior del impulsor. Esta variación con la tasa de bombeo, sigue el comportamiento de la forma de la curva del rendimiento de la bomba altura dinámica/gasto. Esto es a un máximo en condiciones de cierre (a una velocidad de bombeo de cero), y un mínimo a cero cuando la altura dinámica total se reduce a cero. Las fuerzas de empuje ascendentes que surgen en la etapa de la bomba, son el resultado del cambio en las fuerzas de inercia y son proporcionales a la energía cinética del líquido bombeado. En consecuencia su variación con el gasto bombeado se representa en la segunda curva. La suma de las fuerzas de empuje ascendente y descendente es mostrada en una línea gruesa que representa el empuje neto que surge en una etapa de la bomba. Como se observa, el funcionamiento de las bombas BEC está dominado por las fuerzas de empuje descendentes debido a que al conjunto de puntos de fuerza axial es la parte más larga en una operación de gasto bombeado.

Las fuerzas axiales desarrolladas en las bombas BEC deben ser compensadas, por el contrario con el movimiento axial de los impulsores y el eje de la bomba que llevarán a un daño mecánico de las etapas. La eliminación de dichas fuerzas se lleva a cabo de manera diferente en las etapas con impulsores flotantes.

- En los impulsores fijos todas las fuerzas axiales son transmitidas al eje de la bomba y tienen que ser balanceadas por un cojinete de empuje principal, localizado en la sección del protector de la unidad BEC. Esta solución requiere el uso de cojinetes de capacidad relativamente grandes.
- En los impulsores flotantes, por otro lado, la mayor parte de las fuerzas axiales son compensadas por las fuerzas de fricción que surgen en las alabes ascendentes instaladas en los impulsores, que requieren de cojinetes de empuje de menor capacidad.

Aunque las curvas de rendimiento de una bomba BEC son normalmente establecidas por experimentos, modelos analíticos están también disponibles para calcular la curva de rendimiento de una altura dinámica de una bomba BEC. En situaciones de bombeo ordinarias en una bomba, mientras se bombea a un gasto determinado, se desarrolla una altura dinámica positiva, esto es, ambos tanto el gasto de líquido y la cabeza son positivos.

En casos especiales, sin embargo, puede necesitar la descripción del funcionamiento de una bomba en gastos negativos y/o alturas dinámicas negativas, por ejemplo, cuando un líquido es inyectado dentro del pozo a través de una bomba fuera de servicio. En tales casos su representación en cuatro cuadrantes las curvas de rendimiento de la bomba pueden ser útiles donde el gasto del líquido (abscisa) y la altura desarrollada (ordenada) los ejes son extendidos a las regiones negativas⁴. Fuera de las cuatro posibles combinaciones de valores positivos o negativos de gastos y alturas dinámicas, tres tipos de operaciones comunes son las siguientes:

- Las operaciones en condiciones normales se llevan a cabo en el primer cuadrante con gastos y alturas dinámicas positivas.
- En el segundo cuadrante con gasto positivo pero con alturas negativas debido a las caídas de presión que ocurren en las etapas de la bomba. Esto puede pasar cuando el pozo es producido por otro método artificial (por ejemplo bombeo neumático) con la bomba no activada. La caída de presión a través de las etapas crea grandes fuerzas de empuje y la bomba puede ser fácilmente dañada.
- Si el fluido es inyectado a través de una bomba no impulsada por su motor los gastos son negativos pero la altura dinámica es aun positiva desde los decrementos de presión a través de la bomba. La bomba opera en el cuarto cuadrante, y todas las fuerzas de empuje siguen en una dirección descendente. Este desbalance de fuerzas resultara en un desgaste de las etapas de la bomba.

A partir de los datos obtenidos en el ejemplo 2.1 y con ayuda de las curvas de rendimiento de la bomba es posible obtener la altura dinámica por etapa, como se explica en el ejemplo 2.2

Ejemplo 2.2

A partir de la gráfica de la curva de rendimiento de una bomba BEC en la **figura 2.8** con el gasto de 2000 [bl/día] obtenemos una altura de 26 [pies] por etapa.

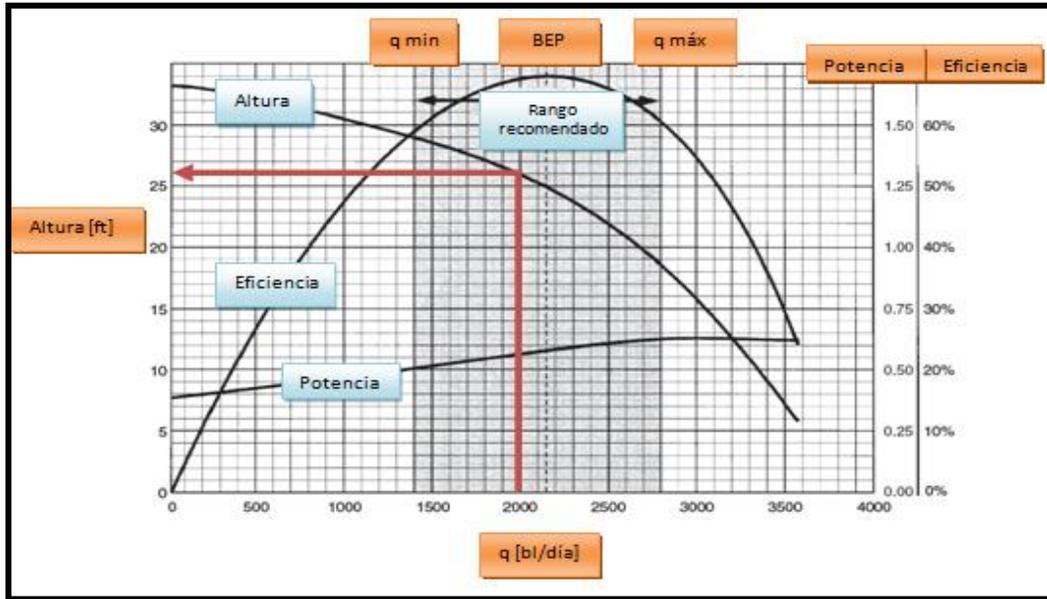


Figura 2.8 Curvas de Operación de la Bomba

Usando la Altura dinámica total THD total de 7303 [pies] el número de etapas se encuentra fácilmente como: $\text{Número de etapas} = \text{altura dinámica total} / \text{altura desarrollada por etapa} = 7,303 / 26 = 281$ etapas.

2.5.1.7 Temperatura de la bomba

Durante su operación, la bomba electro-centrífuga convierte la energía mecánica que proviene del motor sumergido, lo que ocasiona un incremento de la presión del fluido bombeado. Desde la eficiente transformación de la energía es inevitable que haya pérdidas de energía. Estas pérdidas así como el incremento del calor generado en la bomba es absorbido por los fluidos que son producidos a través de la tubería de producción. Para encontrar el incremento de la temperatura del fluido producido, un balance de calor generado y de calor absorbido en condiciones de estado de estacionario debe de llevarse a cabo.

La presión ejercida por una bomba para levantar y para impulsar una cantidad de líquido contra las caídas de presión totales en el sistema de producción se obtiene mediante la **ecuación 2.4**:

Dónde:

$$P_{Hidr}=7.368*10^{-3}*H*q*\gamma \dots \dots \dots \text{ec (2.4)}$$

H= Altura dinámica total en [pies]

q= Gasto en [Bpd]

γ = Gravedad específica del fluido

La potencia requerida para impulsar la bomba se encuentra considerando la eficiencia de la bomba (**ecuación 2.5**):

$$HP = \frac{P_{Hidr}}{\eta_p} \dots \dots \dots \text{ec (2.5)}$$

Dónde:

η_p = Eficiencia de la bomba

El desperdicio de energía en la bomba es la diferencia entre (potencia mecánica medida en caballos de fuerza) y la potencia hidráulica. Esta energía es convertida a calor, Q, en la bomba; si es expresada en unidades BTU/min. Mediante la siguiente **ecuación 2.6** se obtiene la energía transformada en calor:

$$Q = 42.21 * P_{hidr} \left(\frac{1}{\eta_p} - 1 \right) \dots \dots \dots \text{ec (2.6)}$$

El calor absorbido por el flujo de los fluidos a través de la bomba puede ser calculado con la **ecuación 2.7** a partir del gasto, el incremento de temperatura y las propiedades termodinámicas:

$$Q = \frac{350}{1440*c*q*\gamma*\Delta Tf} \dots \dots \dots \text{ec (2.7)}$$

Dónde:

c=Calor específico del fluido, [BTU/lb//°F]

q=Gasto bombeado en [Bpd]

γ = gravedad específica

ΔTf = incremento de temperatura en el fluido, [°F]

A partir de que el calor generado en la bomba es igual al calor transmitido al fluido, se tiene la siguiente solución a partir de la **ecuación 2.6** y la **ecuación 2.7**, y con la sustitución de P_{hidr} se obtiene la **ecuación 2.8** con la cual podemos obtener el incremento de temperatura:

$$\Delta T_f = \frac{H(1-\eta_p)}{778 * c * \eta_p} \dots \dots \dots \text{ec (2.8)}$$

Como se puede observar en la **ecuación 2.8**, el incremento de la temperatura del fluido bombeado no depende del gasto o de la gravedad específica del fluido. Los efectos de los parámetros que rigen se muestran a continuación:

- El incremento de la temperatura es proporcional con la altura dinámica total que debe desarrollar la bomba.
- La eficiencia de la bomba tiene un efecto definido, a bajas eficiencias más calor es generado y el fluido se calienta más.
- Los fluidos con altas capacidades caloríficas (agua o pozos que producen con alto corte de agua) proporcionan más enfriamiento a la bomba.

El incremento de temperatura se obtiene con la **ecuación 2.8** se refiere a la temperatura de entrada del fluido a la bomba y a la temperatura de salida hacia la sarta de tubería de producción.

La aplicación de este fenómeno de incremento de temperatura es explicado en el ejemplo 2.3, en donde se observa que la temperatura de la bomba es dependiente de su eficiencia. En la mayoría de los casos el efecto de esta operación de la bomba es despreciable excepto cuando los fluidos son extremadamente viscosos.

Ejemplo 2.3

Determinar el incremento de temperatura del fluido en una bomba BEC que desarrolla una altura dinámica total de 7,000 [ft] y tiene una eficiencia de 64%

$C_w=1$ [BTU/lb/°F]; capacidad calorífica del agua

$C_o=0.5$ [BTU/lb/°F]; capacidad calorífica del fluido producido

Solución:

$$\Delta T_f = \frac{H(1-\eta_p)}{778 * c * \eta_p}$$

$$\Delta T_w = \frac{7\,000(1-0.64)}{778 * 1 * 0.64} = 5 [^{\circ}F]$$

$$\Delta T_o = \frac{7\,000(1-0.64)}{778 * 0.5 * 0.64} = 10 [^{\circ}F]$$

2.5.2 Motor ^{1,5}

Los motores del sistema BEC son de tres fases, doble polo, o de inducción de jaula de ardilla. La construcción de los motores de inducción de jaula de ardilla es el más simple de los motores eléctricos. También está entre los motores más fiables debido al hecho de que su rotor no está conectado a la red eléctrica. Estos motores son uno de los motores más eficientes y son muy populares en aplicaciones de campo. Una construcción básica de un motor BEC es mostrada en la **figura 2.9** donde una sección transversal de un motor común es presentada. Adentro de la carcasa del motor se encuentra el estator, un cilindro hueco hecho de un gran número de discos de acero llamados “laminas”, esta solución evita el desperdicio de la corriente de energía en el metal del estator, las láminas tienen varias ranuras en gran medida asiladas contra el contacto eléctrico del embobinado del estator.

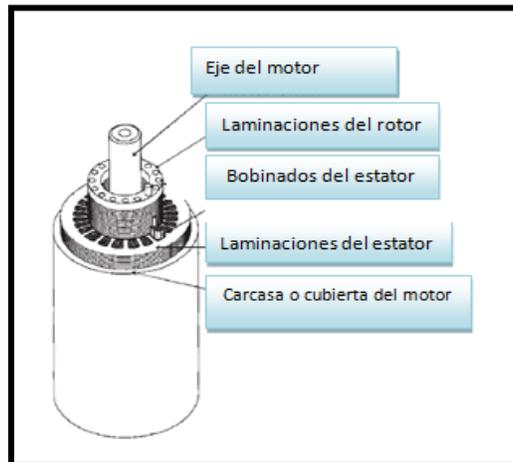


Figura 2.9 Sección transversal del motor

Las principales partes de un motor BEC común son mostradas en la **figura 2.10**. En un motor BEC el eje puede ser tan largo como 30 [pies] de longitud. El motor está lleno de un aceite altamente refinado con una gravedad específica entre 0.8 a 0.83 que tiene la función de proveer las siguientes características.

- Proporciona una resistencia dieléctrica para evitar corto circuitos entre las partes del motor.
- Lubricación adecuada para los cojinetes.
- Una alta conductividad térmica para transportar o llevar el calor generado en el motor a afuera de la carcasa o cubierta del motor.

El eje del motor es hueco para permitir la circulación del aceite lubricante y un filtro también se proporciona para eliminar las partículas sólidas del aceite. La electricidad es llevada al motor a través del cable de alimentación proveniente desde la superficie. Una extensión de cable del motor (por lo general una sección

de cable plano) tiene que ser usado a lo largo de la unidad BEC debido a las limitaciones de espacio anular entre la unidad y el diámetro interno de la TR.

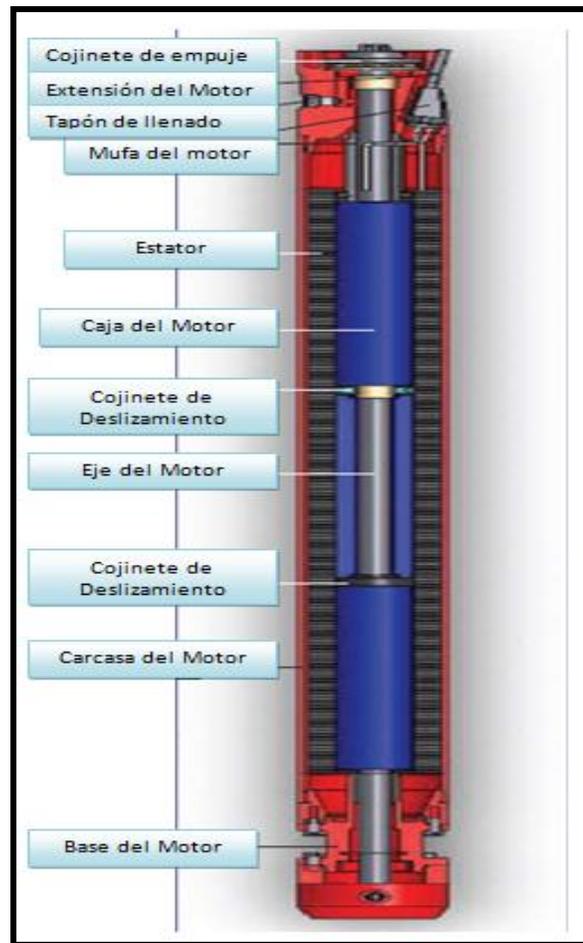


Figura 2.10 Principales partes de un motor

2.5.2.1 Características Funcionales del Motor

Los motores BEC son muy diferentes a los motores que son usados en la superficie. Las diferencias más importantes son mencionadas a continuación, para una básica comprensión y entendimiento de las características operacionales:

- La mayoría de los equipos deben ser bajados dentro de la tubería de revestimiento, la relación entre su longitud y diámetro es mucho más grande que en los motores de superficie.
- La potencia del motor puede ser únicamente incrementada por el incremento de la longitud de la unidad.
- Los motores en superficie usualmente son enfriados por aire circundante, en los motores BEC su temperatura es disminuida por la transferencia de

convección de calor que se lleva a cabo al entrar en contacto con la corriente de fluido proveniente del yacimiento. Debido a las grandes diferencias entre las capacidades caloríficas del aire y los líquidos ya que estos presentan un efecto más alto de enfriamiento,

- Los motores BEC están conectados a una fuente de poder por un cable que se encuentra a lo largo del pozo, donde las caídas de voltaje pueden ocurrir.

Los motores están disponibles con potencias de caballaje por arriba de los 300 [HP], en una TR con un diámetro determinado, esto es para un solo motor con un diámetro externo, la potencia puede ser incrementada únicamente incrementando la longitud del motor, esto se logra mediante motores tándem hechos de varios motores (arriba de tres). Los motores tándem están compuestos por dos o tres idénticos motores estándar BEC mecánicamente acoplados a sus ejes y alimentados eléctricamente por un solo cable. La potencia total de los motores tándem puede alcanzar arriba de los 1000 [HP]. Los más recientes tecnologías utilizan dos motores tándem independientes conectados a dos sistemas de abastecimiento de la superficie con sus cables de alimentación individuales, en la **figura 2.11** se observa el uso de dos motores BEC que están mecánicamente acoplados (cada uno de sus ejes está conectado el uno al otro y al resto del equipo subsuperficial) pero trabajan independientemente.

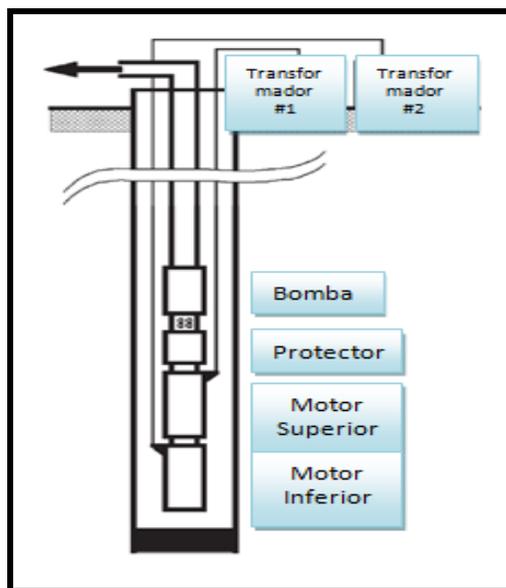


Figura 2.11 Dos motores BEC conectados en paralelo a un suministro de potencia

Con este arreglo la potencia proporcionada puede ser incrementada a 2,000 [HP], con una producción aproximada de 30,000 [Bpd].

Los motores con una determinada potencia se encuentran disponibles en diferentes combinaciones de corriente y voltaje. Esta es la razón por la cual la energía eléctrica se define como el producto de esos dos parámetros. Así que un motor con bajo voltaje tiene una alta corriente o amperaje y viceversa. Esta

característica de los motores eléctricos permite al diseñador a escoger el motor correcto para cada instalación, el objetivo de la selección de un motor con una combinación voltaje/corriente, asegurando un uso más eficiente de la energía eléctrica.

2.5.2.2 Operación del Motor

Los motores de inducción usados en el servicio BEC tienen características operacionales que pueden ser representadas por unas curvas de rendimiento o de operación. Una típica curva de operación torque/velocidad es mostrada en la **figura 2.12** esta es válida a un voltaje de entrada constante. La velocidad de sincronismo de un motor es la velocidad de rotación de un campo magnético en el estator.

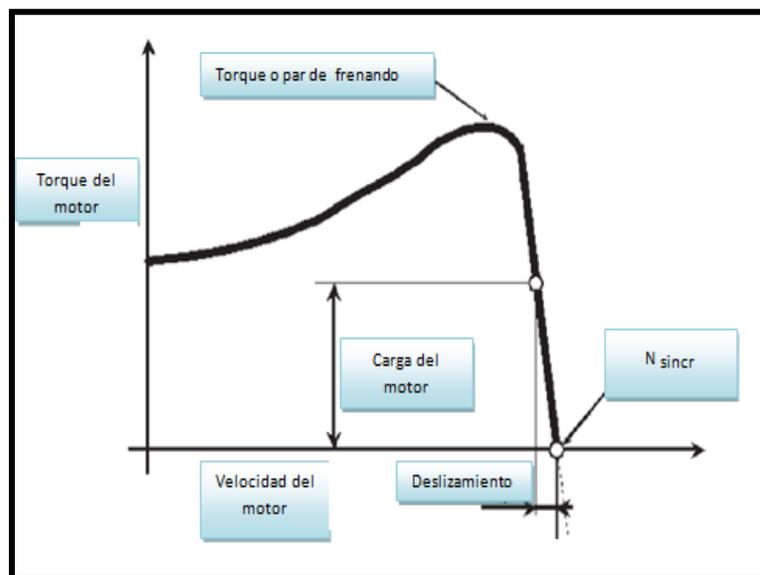


Figura 2.12 Típica curva de rendimiento torque/velocidad

A unas velocidades más altas el motor se convierte en generador. El motor está limitado a velocidades inferiores a N_s (velocidad de sincronismo). La velocidad de sincronismo de los motores BEC en 60 [Hz] es $N_s=3\ 600$ [RPM]. Los motores operan sobre un principio magnético de inducción, el rotor siempre gira a una velocidad $N < N_s$, la velocidad real es función de la carga de torque que actúa sobre el motor. Para tener un conocimiento básico sobre el funcionamiento del motor, es necesario conocer los siguientes conceptos:

Voltaje Nominal: Es el voltaje en el cual trabaja el motor.

Frenado del Motor: En motores eléctricos de CD, se frena el motor generando una corriente que contrarreste a la energía de corriente del motor por la cual se produce la potencia necesaria transmitida al eje.

Velocidad de Sincronismo: Es la velocidad a la que gira el campo magnético entre los polos del motor en pocas palabras la velocidad a la que girara el motor, esta depende de la frecuencia, y el número de polos que tenga el motor.

Toque de Frenado: La fuerza necesaria para frenar el motor trabajando a plena carga, es decir; cuando el motor se encuentra en pleno proceso de trabajo. Este depende de la velocidad a la que gire el motor y los caballos de fuerza que tenga

Aunque los procedimientos de las pruebas difieren de un fabricante a otro, durante el desarrollo de ese periodo los motores BEC son sometidos a las pruebas detalladas para determinar sus parámetros de rendimiento. Estas pruebas pueden ser clasificadas en tres grupos como se muestran a continuación:

- Pruebas de asilamiento o de disolución son pruebas sencillas, de bajo costo para comprobar la condición del estado general del motor y son:
 - ✓ Mediciones de la resistencia en CD a los embobinados del estator.
 - ✓ Pruebas de asilamiento de alto voltaje para el chequeo del asilamiento del motor contra los picos de tensión o voltaje.
 - ✓ Pruebas del aceite del motor para la contaminación y la rigidez dieléctrica.
- Pruebas libres se realizan en los motores que operan bajo condiciones “sin cargas” y que pueden detectar las condiciones eléctricas y mecánicas del motor, estas mediciones permiten determinar las perdidas internas del motor tales como (a) pérdidas de núcleo, (b) pérdidas por fricción, y (c) pérdidas de calor.
- Medición del tiempo que tarda el motor en detenerse completamente y esto permite identificar el funcionamiento de ciertas piezas del motor como son: cojinete de empuje, cojinete del rotor.
- Las pruebas de carga, tal vez las pruebas más importantes para el usuario, requieren de costosos equipos para determinar el rendimiento de los parámetros del motor, estas pruebas tratan de simular las condiciones reales en el pozo y utilizan un dinamómetro para aplicar un torque controlado al motor. Los parámetros usualmente medidos en un amplio rango de operación (a varios puntos de alrededor de 25% a 125 % de la carga) y se obtienen los valores de potencia de entrada, la corriente de entrada, RPM, la eficiencia del motor y factor de potencia. Los resultados se utilizan para desarrollar las curvas de rendimiento de los motores a disposición de usuarios.

Las mediciones de temperatura del bobinado se realizan en los motores funcionando a plena carga con voltaje nominal y frecuencia. Los resultados se utilizan para comprobar los valores de temperatura recomendada.

2.5.2.3 Curvas de Operación de los Motores

Los fabricantes de los motores BEC publican las curvas de rendimiento o de operación, que representan parámetros promedios de un número de pruebas realizadas a dichos motores, un ejemplo de una curva de rendimiento a un voltaje nominal valido, es la **figura 2.13** como función de la carga de motor.

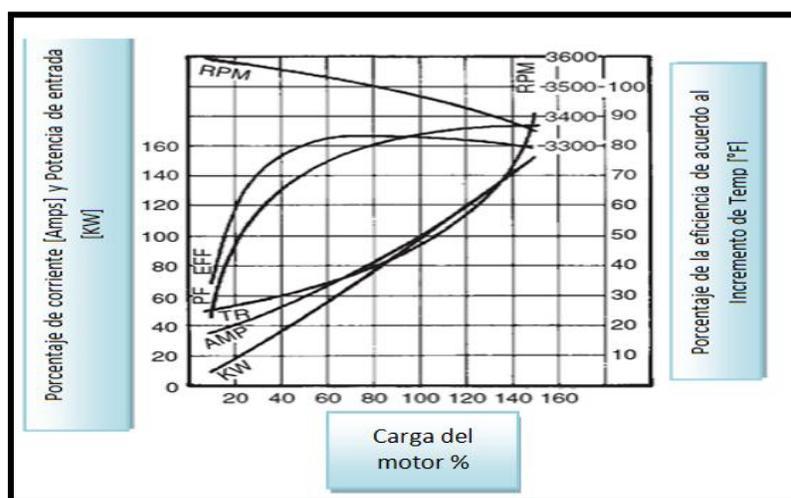


Figura 2.13 Curva de Operación en función del porcentaje de carga

- La velocidad del motor cae al aumentar la carga del motor. En una carga completa las RPM del motor son muy importantes, ya que afecta directamente el rendimiento de la bomba sumergida en consecuencia podría resultar en una tasa reducida de bombeo.
- La entrada de corriente en el motor cambia linealmente con la carga del motor. Esto es muy simple de medir y el parámetro más útil para determinar la carga real del motor.
- La potencia de entrada sigue la variación de la corriente del motor.
- La eficiencia del motor se deteriora rápidamente con cargas muy bajas, pero mantiene su máximo en torno a las condiciones de plena carga o de máxima carga. Dado que los costos de energía constituyen una parte importante de los costos totales de producción en una instalación de sistema BEC y que están directamente relacionados con la eficiencia del motor, el uso de motores con mayor eficiencia pueden mejorar significativamente los beneficios.
- El factor de potencia también se reduce en cargas bajas de motor.
- El aumento de temperatura sigue el cambio de potencia del motor.

El rendimiento de los motores bajo una carga constante, pero con una variación de voltaje de entrada o tensión de entrada se muestra en la **figura 2.14**.

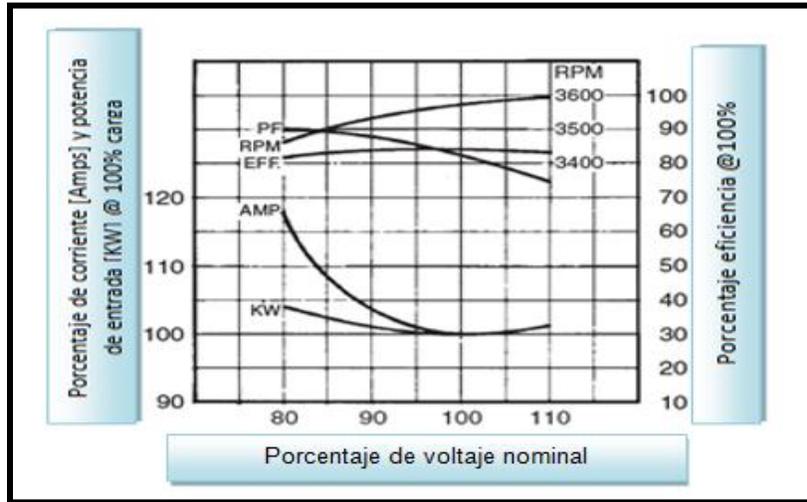


Figura 2.14 El rendimiento de los motores bajo una carga constante

Cuando el motor opera a un voltaje menor que el voltaje nominal, su velocidad es reducida, pero la corriente y la potencia es significativamente mayor que si trabajara con plena carga. El cambio más significativo en el rendimiento del motor debajo del voltaje nominal es la caída del factor de potencia. La curva de operación para un motor típico con un diámetro externo de 5.6 [pg] es mostrada en la **figura 2.15**

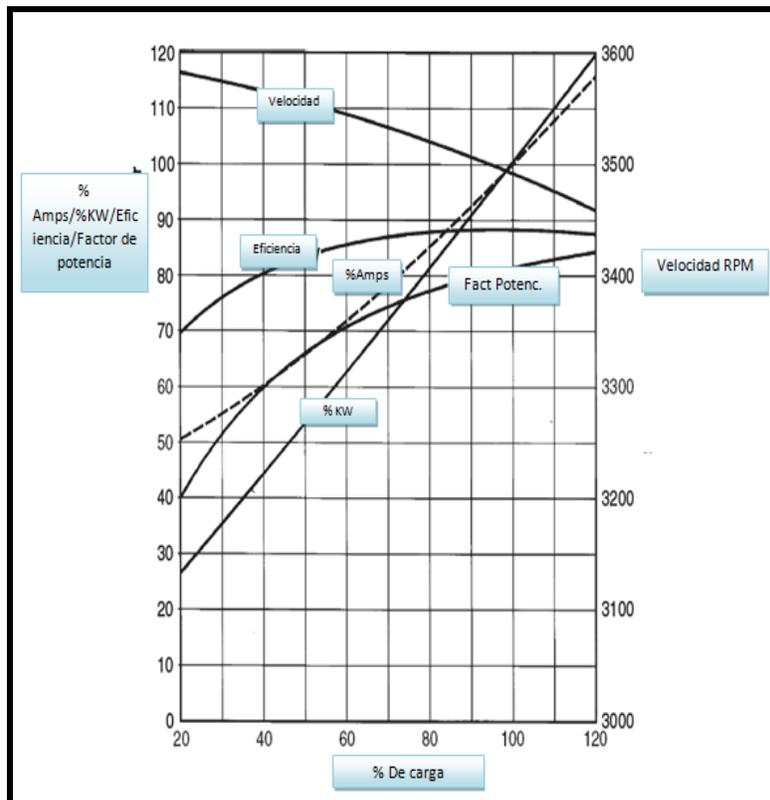


Figura 2.15 Promedio de curvas de rendimiento para un motor de 5.6 [pg] diámetro externo

2.5.2.4 Condiciones de Inicio

Condiciones especiales deben ser dadas en la operación del motor durante el arranque del sistema, cuando la unidad BEC se ha iniciado, no es un requisito tener una enorme potencia instantánea para poner en marcha la bomba para poder desplazar el líquido estancado que ocupa el interior de la TP. Dado que el motor tiene un bajo deslizamiento, se acelera su velocidad nominal en una fracción de segundo sin portar la carga que sea. Como resultado de ellos, debido a la demanda de una alta potencia instantánea, el motor utiliza varias corrientes mayores que su corriente nominal durante un corto periodo al iniciarse, previendo una línea de voltajes reales que se mantienen por encima del 95% del valor nominal.

Durante el corto periodo de arranque, la caída de voltaje cae a través del cable eléctrico en gran medida al aumento muy elevado de la corriente instantánea y, en consecuencia el voltaje o tensión que llega a las terminales del motor se reduce considerablemente. En condiciones desfavorables, el motor es incapaz de generar un torque suficiente para iniciar o para llegar a su velocidad de operación. Una regla general para un comienzo normal es que cerca del 50% del voltaje nominal debe estar disponible en las terminales del motor.

Con el fin de asegurar que el motor BEC se puede iniciar, se debe comprobar el voltaje o tensión en las terminales del motor durante el arranque. Los modelos de cálculo exactos, consideran el desempeño del sistema eléctrico conectado en serie compuesto por el transformador de la superficie, el cable de alimentación y el motor BEC. El siguiente procedimiento simple, a pesar de ser solo una estimación, permite realizar una verificación rápida de la cooperación de los cables y el motor en condiciones de inicio. Un modelo aproximado se basa en la siguiente suposición que la caída de tensión o voltaje a través del cable es de cuatro veces el valor normal. La caída del voltaje operacional es fácilmente calculada multiplicando la resistencia del cable R_T por la corriente del motor. Dado que la tensión en las terminales del motor durante el arranque es igual a la tensión nominal menos cuatro veces la intensidad multiplicada por la resistencia, su relación con el valor nominal se encuentra mediante la **ecuación 2.9**:

$$\frac{U_S}{U_{np}} = \frac{U_{np} - 4 \cdot i \cdot R_T}{U_{np}} \dots \dots \dots \text{ec (2.9)}$$

Donde:

U_S = Voltaje operacional, [V]

U_{np} = Voltaje nominal

i = corriente requerida por el motor, [A]

R_T = Resistencia del cable [Ohm]

Como se mencionó previamente, no hay problemas de arranque si la relación es más grande que 0.5, ya que en este caso más del 50% del voltaje nominal llega a las terminales del motor. A pesar de que el sistema del motor BEC está aislado es normalmente diseñado para soportar corrientes más altas que el de la corriente nominal, el daño hecho cada inicio es significativo y es de naturaleza acumulativa, el número de arranques de un motor lo deteriora y su vida de trabajo se reduce en consecuencia. Para alcanzar un máximo de vida productiva de un motor BEC, este debe ser arrancado una sola vez al iniciar su vida productiva y nunca apagarlo, esta situación es ideal y solo se considera solo en un diseño de instalaciones bajo unas condiciones estables del pozo.

2.5.2.5 Temperatura del Motor

Los motores BEC, al igual que todos los motores eléctricos, son muy sensibles a la temperatura de operación y su ciclo de vida es severamente reducido si son usados a temperaturas por encima de las especificaciones de diseño. Esto se debe al hecho de que los motores contienen un gran número de materiales (metales, plásticos, materiales compuestos) que tienen sus propios límites de temperatura máxima donde alguna o todas sus ventajas mecánicas o eléctricas se pierden con el incremento de temperatura. La máxima temperatura permitida del motor, en este sentido, es el límite mínimo para todos los materiales del motor. La vida del motor es reducida no únicamente por la elevación de la temperatura, si no también debido a su envejecimiento, esto es, la degradación con respecto al tiempo como una función de la temperatura. Los materiales utilizados en el aislamiento de los bobinados del motor son especialmente propensos a este efecto nocivo. Las propiedades dieléctricas se deterioran con respecto a la "Ley de Arrhenius", que dice que por cada incremento de 18°F (10 °C) de la temperatura de operación, la vida del material aislante es reducido por un 50%. De acuerdo con consideraciones anteriores un diseño apropiado de la instalación del motor debe asegurarse que no habrá sobrecalentamiento del motor que pueda ocurrir durante la operación. El paso del flujo de los fluidos del pozo es fundamental para mantener una correcta refrigeración de la unidad. Esto es debido a que el motor en la mayoría de las instalaciones del sistema BEC está localizado por debajo de los disparos del pozo para asegurar que el flujo de fluidos pase el motor. Una regla importante es que para una correcta refrigeración es que el flujo de fluidos tenga una velocidad más grande que 1 [pie/s]. Como se ve en la **figura 2.16**

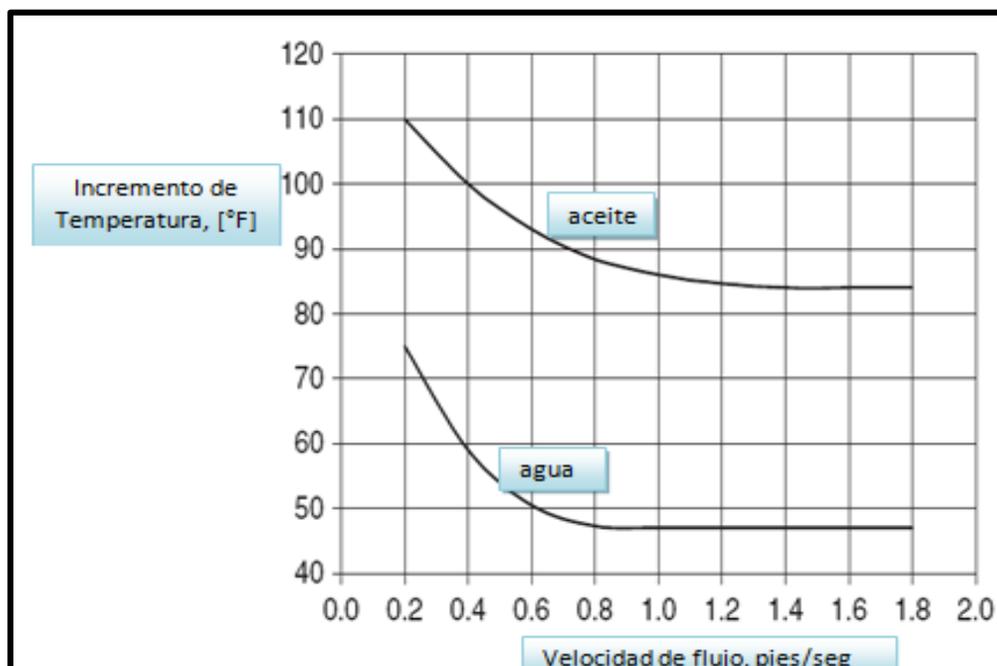


Figura 2.16 Efectos de refrigeración del aceite y del agua a una velocidad de 1[pie/seg]

El incremento de la temperatura en el motor es mínima para velocidades más grandes que este valor. También, dado que el agua tiene una mayor capacidad calorífica que el aceite, la eficiencia de la refrigeración o enfriamiento de los motores es más grande para los fluidos del pozo que presenten un mayor corte de agua. Debido a los hechos que se describieron previamente, la velocidad de los fluidos alrededor del motor debe de ser comprobada durante el diseño de la instalación y en especial las cubiertas del motor que están expuestas principalmente a los cambios de temperatura.

Generalmente, la temperatura en la operación del motor es función de los siguientes efectos:

- Temperatura ambiente(gradiente geotérmico)
- El calor generado en el motor durante la operación, y
- El efecto de enfriamiento de la corriente de fluidos al pasar el motor.

De los factores anteriores, la temperatura ambiente en el pozo depende sobre el gradiente geotérmico y la ubicación o profundidad de la unidad BEC. En pozos con temperatura alta, por lo tanto, los motores no pueden ser ubicados a la misma profundidad que en pozos que presentan temperaturas más bajas.

El calor generado por el motor está estrechamente relacionado con su eficiencia, dado que su magnitud es proporcional a la energía perdida durante la conversión de la energía eléctrica a energía mecánica. Para encontrar la pérdida de energía en un motor eléctrico, primero tenemos que definir la potencia eléctrica de entrada para el motor mediante la **ecuación 2.10**:

$$P_m = \frac{BHP}{\eta_m} \dots \dots \dots \text{ec (2.10)}$$

Dónde:

BHP= Potencia de frenado del motor, [HP]

η = Eficiencia del motor

Debido a que la potencia de salida del motor es igual a los caballos de fuerza de frenado BHP, el desperdicio de energía se encuentra desde la **ecuación 2.10** por la deducción de BHP. Después de convertir el desperdicio de energía a calor, Q, y si este es expresado en unidades de BTU/min se obtiene la **ecuación 2.11**:

$$Q = 42.41 BHP \left(\frac{1}{\eta_m} - 1 \right) \dots \dots \dots \text{ec (2.11)}$$

Ahora el BHP del motor es expresado con la potencia hidráulica desarrollada por la bomba y la eficiencia de la bomba y así llegamos a la siguiente **ecuación 2.12**:

$$q = 42.41 P_{hidr} \left(\frac{1}{\eta_m \eta_p} - \frac{1}{\eta_p} \right) \dots \dots \dots \text{ec (2.12)}$$

Dónde:

P_{hidr} = La potencia hidráulica desarrollada por la bomba, [HP]

η_m = La eficiencia del motor

η_p =La eficiencia de la bomba

A partir de la **ecuación 2.12** se obtiene la cantidad de calor generado en el motor durante una operación. En condiciones de estado estacionario, cuando las condiciones de temperatura después de un calentamiento inicial, el calor es absorbido por el flujo de fluidos que pasan alrededor del motor. El calor absorbido, Q, es encontrado con la **ecuación 2.13** a partir del gasto de fluido y desde el incremento de temperatura esta dado como:

$$Q = \frac{350}{1440} cq\gamma \Delta t_f \dots \dots \dots \text{ec (2.13)}$$

Dónde:

C= capacidad calorífica de un fluido, [BTU/lb/°F]

q= Gasto, [Bpd]

γ = Gravedad específica del fluido

ΔT_f =incremento de temperatura en el fluido en [°F]

El calor obtenido de **las ecuaciones 2.12 y 2.13** deben ser iguales, permitiéndonos expresar el incremento de temperatura del flujo de los fluidos al pasar el motor. Después de sustituir la ecuación de la potencia hidráulica P_{hidr} (ver **ecuación 2.4**) obtenemos la **ecuación 2.14** resultante por la cual podemos obtener el incremento de temperatura provocado por los fluidos al pasar por el motor esto es:

$$\Delta T_f = \frac{H(1-\eta_m)}{778c\eta_m\eta_p} \dots \dots \dots \text{ec (2.14)}$$

Dónde:

H= Altura dinámica que debe vencer la bomba, [pies]

η_m = Eficiencia del motor

η_p = Eficiencia de la bomba

La **ecuación 2.14**, que se deriva de la potencia, permite el cálculo de la temperatura promedio de los fluidos fluyendo en el espacio anular entre la pared interna de la tubería de revestimiento y la carcasa del motor del equipo BEC. Esto muestra que el incremento de temperatura es proporcional al calor desarrollado por la bomba y es muy sensible a las eficiencias de la bomba y el motor. Unas bajas eficiencias de la bomba y el motor pueden sustancialmente aumentar el calentamiento del motor, por otro lado, el incremento de temperatura es independiente del gasto bombeado.

La **ecuación 2.15** puede ser usada para encontrar el promedio de temperatura de los fluidos en el espacio anular alrededor del motor:

$$T_f = T_a + \Delta T_f \dots \dots \dots \text{ec(2.15)}$$

Donde la T_a = Temperatura en el espacio anular, [°F]

En la **figura 2.17** muestra un esquema de la distribución de temperatura alrededor y dentro del motor. La temperatura interna del motor depende de las condiciones de transferencia de calor en el espacio anular. La transferencia de calor en el espacio anular del pozo entre el motor y los fluidos producidos toman la forma de calor por convección, que es responsable de un aumento de temperatura fuera de la carcasa del motor.

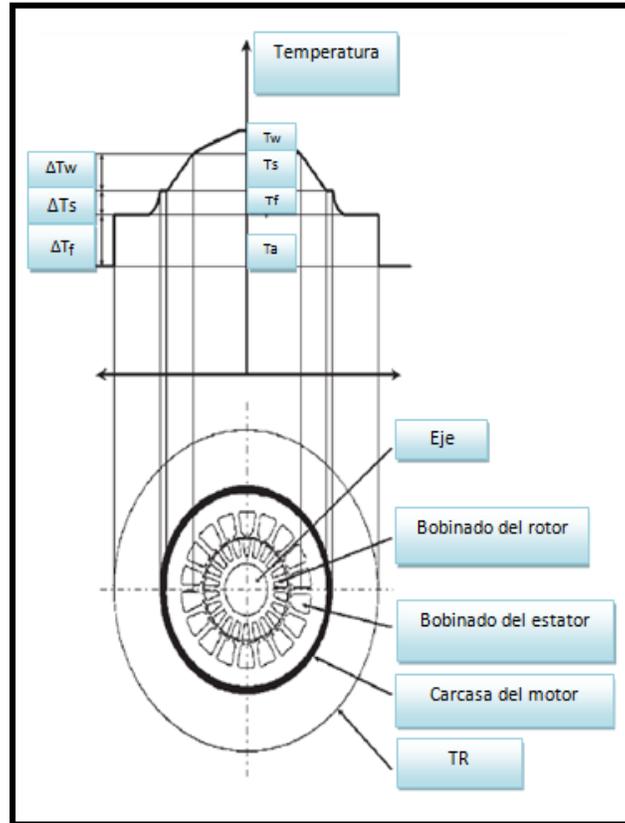


Figura 2.17 Esquema de la distribución del incremento de temperatura fuera y adentro del motor.

La cantidad de calor transferido por convección, Q , dentro del fluido se encuentra a partir de la siguiente **ecuación 2.16**:

$$Q = Ah\Delta t_s \dots \dots \dots \text{ec}(2.16)$$

A = Superficie de la carcasa de la bomba pies²

H = coeficiente de transferencia de calor por convección, BTU/(seg pies² °F)

Δt_s = temperatura en la carcasa del motor, [°F]

La cantidad de calor calculada debe ser igual al calor generado en el motor, como está dado en la **ecuación 2.11** a partir de un balance entre estos dos calores, el incremento de temperatura en la carcasa del motor, Δt_s puede ser obtenida mediante la **ecuación 2.17**:

$$\Delta T_s = 2.7 \frac{BHP}{L_{mot} d_{moth} \eta_m} \left(\frac{1}{\eta_m} - 1 \right) \dots \dots \dots \text{ec (2.17)}$$

temperatura. La solución a esta suposición del incremento de temperatura ΔT_f , primero se debe calcular los parámetros termodinámicos a condiciones promedio en el espacio anular. Después de encontrar el valor de h, el incremento real de temperatura es encontrada a partir de la **ecuación 2.17**. Esto después de comparar con el valor supuesto y, si es necesario, un nuevo paso de iteración es realizado hasta que converja el valor.

Usando el coeficiente de transferencia de calor por convección, h, cálculo a partir de la **ecuación 2.18** la temperatura de la carcasa del motor puede ser encontrada por la **ecuación 2.19**:

$$T_s = T_a + \Delta T_f + \Delta T_s \dots \dots \dots \text{ec (2.19)}$$

Dónde:

T_a = Temperatura geotérmica en el espacio anular, [°F]

ΔT_f = Incremento de la temperatura en el fluido, [°F]

ΔT_s = Incremento de temperatura en la carcasa del motor, [°F]

El siguiente ejemplo ilustra el cálculo de la temperatura de un motor BEC en donde las características geométricas, eficiencia del motor, eficiencia de la bomba y capacidades caloríficas de los fluidos son necesarias para obtener la magnitud de su temperatura.

Ejemplo 2.3. Calcular en el estado estacionario la temperatura de un motor BEC para las siguientes condiciones

Altura dinámica total 9,000 [pies]

Diámetro externo 4.5 [pg]

Potencia del motor 50 [HP]

Eficiencia del motor 0.75

Longitud del motor 15 [pies]

Eficiencia de la bomba 0.65

Corte de agua 75%

Temperatura de fondo 200 [°F]

Capacidad calorífica aceite 0.5 [BTU/lb/°F]

Capacidad calorífica agua 1 [BTU/ lb/°F]

Solución:

Primero calcular la capacidad calorífica del líquido producido, usando el corte de agua:

$$c = (0.75)(1) + (0.25)(0.5) = 0.875 \left(\frac{BTU}{lb} / ^\circ F \right)$$

El incremento del flujo del fluido que pasa por el motor se encuentra desde la **ecuación 2.12**

$$\Delta T_f = \frac{H(1 - \eta_m)}{778c\eta_m\eta_p}$$

$$\Delta T_f = \frac{9000(1 - 0.75)}{778(0.875)(0.75)(0.6)} = \frac{2250}{360} = 7.4[^\circ F]$$

Lo siguiente es calcular la temperatura del fluido con la **ecuación 2.13**

$$T_f = T_a + \Delta T_f$$

$$T_f = 200^\circ F + 7.4^\circ F = 207.4[^\circ F]$$

Para calcular el calor por convección en el espacio anular, primero se asume un incremento de temperatura $\Delta T_s = 30[^\circ F]$. El promedio de temperatura en el espacio anular se convierte en

$$T_{avg} = T_f + \frac{\Delta T_s}{2}$$

$$T_{avg} = 207.4 + 15 = 224.4[^\circ F]$$

La temperatura promedio T_{avg} es requerida para el cálculo de los parámetros termodinámicos, a partir de las tablas de propiedades termodinámicas o de cálculos computacionales, las siguientes propiedades son obtenidas:

$$K=4.1 E-5 \text{ BTU}/(\text{sec pies } ^\circ F)$$

$$C=0.875 \text{ BTU}/\text{lb}/^\circ F$$

$$\rho= 68 \text{ lb}/\text{pies}^3$$

$$v=2 \text{ cst}$$

$$\mu= 0.003 \text{ lb}/(\text{pies sec})$$

Ahora el cálculo del coeficiente de transferencia de calor por convección es posible utilizando la **ecuación 2.16**

$$h = 0.0378k^{0.67}v^{0.8}\rho^{0.8}c^{0.33}\mu^{-0.47}d_m^{-0.2}$$

$$h = 0.0378(0.00004^{0.67})(2^{0.8})(58^{0.8})(0.875c^{0.33})(0.001^{-0.47})(4.5^{-0.2})$$

$$h = 0.035 \text{ BTU}/(\text{sec pies}^2\text{°F})$$

El incremento de la temperatura en la carcasa del motor es calculado a partir de la **ecuación 2.15**

$$\Delta T_s = 2.7 \frac{BHP}{L_{mot} d_{mot} h} \left(\frac{1}{\eta_m} - 1 \right)$$

$$\Delta T_s = 2.7 \frac{60}{(15)(4.5)(0.0035)} \left(\frac{1}{0.75} - 1 \right) = 22.6 [^{\circ}F]$$

A partir del incremento de temperatura calculado es diferente al valor asumido, un nuevo paso de iteración es requerido. El nuevo valor asumido es $\Delta T_s = 23^{\circ}F$, el promedio de temperatura en el espacio anular entonces se realiza nuevamente el cálculo de la temperatura promedio

$$T_{avg} = 207^{\circ}F + 11.5 = 219 [^{\circ}F]$$

Se requieren parámetros termodinámicos a la temperatura promedio

$$K=4.5 \text{ E-5 BTU}/(\text{seg ft } ^{\circ}F)$$

$$C=0.875 \text{ BTU}/\text{lb}/^{\circ}F$$

$$\rho= 55 \text{ lb}/\text{ft}^3$$

$$\nu=1.5 \text{ cst}$$

$$\mu= 0.0006 \text{ lb}/(\text{pies seg})$$

El nuevo coeficiente de transferencia de calor por convección se encuentra a partir de la **ecuación 3.15**

$$h = 0.0378k^{0.67}\nu^{0.8}\rho^{0.8}c^{0.33}\mu^{-0.47}d_m^{-0.2}$$

$$h = 0.0378(0.000045^{0.67})(1.5^{0.8})(55^{0.8})(0.875^{0.33})(0.006^{-0.47})(4.5^{-0.2})$$

$$h = 0.036 \text{ BTU}/(\text{sec pies}^2\text{°F})$$

El incremento de temperatura en la carcasa del motor es calculado utilizando la **ecuación 2.17**

$$\Delta T_s = 2.7 \frac{BHP}{L_{mot} d_{mot} h} \left(\frac{1}{\eta_m} - 1 \right)$$

$$\Delta T_s = 2.7 \frac{60}{(15)(4.5)(0.0036)} \left(\frac{1}{0.75} - 1 \right) = 22 [^{\circ}F]$$

Los valores asumidos y calculados son los suficientemente precisos (los cálculos por computadora pueden lograr mayor precisión), y la temperatura de la carcasa del motor se encuentra a partir de la **ecuación 2.19**

$$T_s = T_a + \Delta T_f + \Delta T_s$$
$$T_s = 200 + 7.4 + 22 = 229 [^{\circ}F]$$

2.5.2.6 Temperatura Permitida en el Motor

Los modelos anteriores descritos en la sección previa permiten encontrar la distribución de temperatura alrededor de la cabeza del motor. Esto es la temperatura en la carcasa del motor, T_s en su máximo valor cuando existe flujo de fluidos a esa profundidad que contiene el calor generado por el motor. Aquí el efecto de enfriamiento por el fluido en el anular es mínimo.

La temperatura dentro del motor se incrementa radialmente desde la carcasa el eje, como se muestra en la **figura 2.17**. Aunque la temperatura alcanza su máximo alrededor del centro del eje del motor, la temperatura en el bobinado del estator es considerado ser un factor crítico. Esta temperatura es usualmente calculada a partir de la temperatura de la carcasa del motor por lo tanto se obtiene la **ecuación 2.20**.

$$T_w = T_a + \Delta T_f + \Delta T_s + \Delta T_w \dots \dots \dots \dots \dots \text{ec (2.20)}$$

Dónde:

ΔT_w = Incremento de temperatura desde la carcasa del motor a los bobinados, [$^{\circ}F$].

La diferencia entre la temperatura de la carcasa del motor y la temperatura de los bobinados del estator, ΔT_w depende de muchos factores, pero el más importante es la conductividad térmica del material de aislamiento usado en la fabricación de bobinados del estator. El uso de encapsulación de epoxy, en comparación con una capa de barniz simple aplicada anteriormente, tiene enormemente un incremento de la conductividad térmica dentro del motor. El flujo del calor hacia la carcasa del motor por lo tanto permite mejorar la disipación del calor generado en el motor por los fluidos del pozo.

En condiciones promedio, el incremento de temperatura de la carcasa del motor hacia el bobinado del estator $\Delta T_w = 30 \text{ a } 40 [^{\circ}F]$ es sugerido. Estos valores, dependen en gran medida de la carga del motor ya que si existe un incremento de carga aumentara este valor. Máxima temperatura permitida en temperaturas de aislamiento, T_u , varia con diferentes fabricantes pero valores de alrededor de $400 [^{\circ}F]$ son comunes hoy en día.

En temperaturas extremadamente altas, el motor debe de trabajar en condiciones menores que en plena carga para prevenir un sobrecalentamiento y un daño a sus bobinados. La máxima temperatura permitida en el pozo cambia con la carga del motor y el corte de agua de los fluidos del pozo como se muestra en la **figura 2.18**.

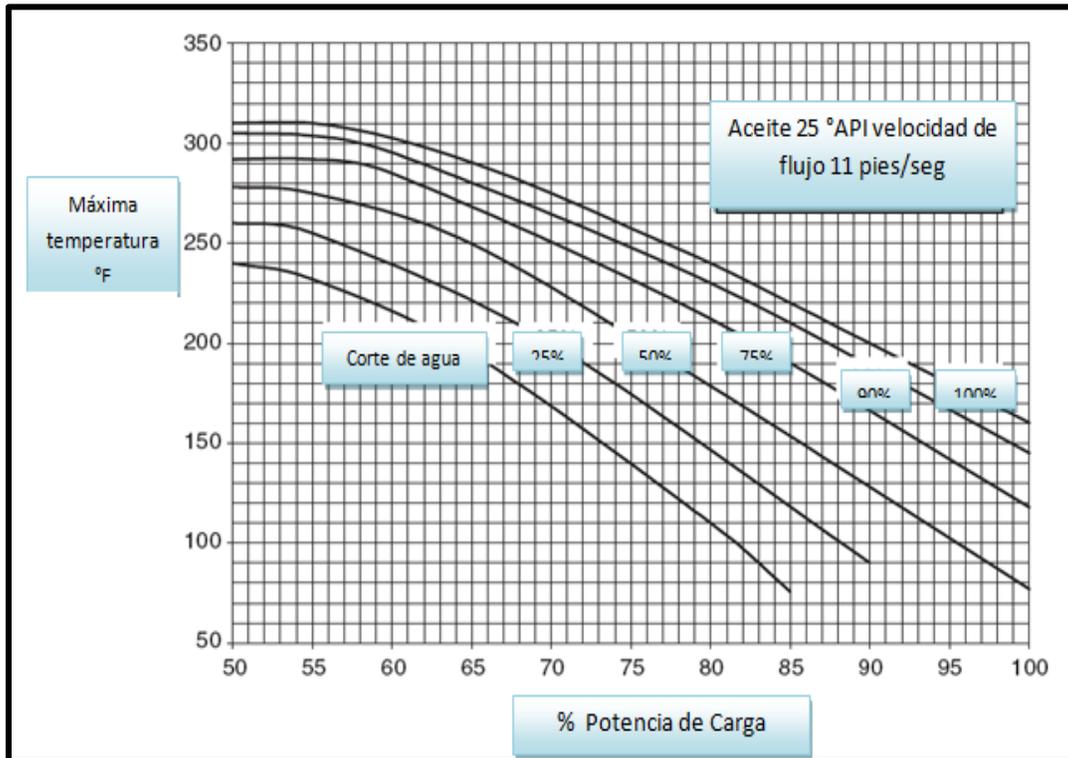


Figura 2.18 El efecto de la carga del motor sobre la temperatura máxima del pozo

Debido a la gran cantidad de calor generado en el motor, la temperatura máxima permitida en el pozo rápidamente decrece con el incremento de las cargas del motor. Como se aprecia el agua es mucho mejor refrigerante que el aceite y pozos con más altas temperaturas puede ser más fácilmente levantados cuando el corte de agua se aproxima al 100%.

2.5.3 Protector ^{1,5}

En las bombas electrocentrífugas sumergidas el motor eléctrico es completamente sellado contra la producción de los fluidos del pozo, con el fin de evitar cortocircuitos y la quema del motor después de que este sea contaminado con los fluidos del pozo. El motor debe ser llenado con un aceite altamente dieléctrico, los motores operados a elevadas temperaturas, si están completamente sellados, estallarían su carcasa debido a la gran presión interna desarrollada por la expansión del aceite. Esta es la razón porque los motores BEC deben estar mantenidos abiertos a su alrededor pero al mismo tiempo deben aún ser

protegidos de efectos nocivos de los fluidos del pozo, esto proporcionado por una conexión de una sección de un protector entre el motor y la bomba centrífuga.

2.5.3.1 Funciones del Protector

Un protector realiza las siguientes cinco funciones importantes ⁷ y de este modo se asegura la correcta operación de toda la instalación.

1.-El Protector asegura que la carga no axial desarrollada por las etapas de la bomba durante la operación sea transmitida al eje del motor. Las cargas de los empujes transmitidos al eje de la bomba son soportadas por el protector que contienen el principal cojinete de empuje de la unidad BEC. Este cojinete de empuje debe ser capaz de superar la fuerza neta de empuje actuando sobre el eje de la bomba.

2.- El protector aísla el aceite dieléctrico con cual el motor esta originalmente llenado para evitar el contacto o contaminación con los fluidos del yacimiento, agua u otros contaminantes. Esto debe asegurar que los fluidos no entren al motor durante su operación. Esto es un requerimiento básico debido a que una contaminación del aceite del motor puede causar “*fallas prematuras*” debido a:

- La pérdida de lubricación en la estructura de los cojinetes, que consecuentemente incrementa el desgaste en la superficie del cojinete y,
- La disminución del aislamiento eléctrico del aceite del motor causando cortocircuitos en el estator del motor o en los bobinados del rotor.

3.- El protector permite la expansión y contracción de alta calidad del aceite del motor. El protector es conectado directamente al motor, el aceite del motor se expande debido a la temperatura del pozo y al calor generado en el motor que puede entrar al protector durante una operación normal. Similarmente, durante los cierres, el aceite contenido en el motor se reduce porque la temperatura del motor disminuye y parte de él precisamente almacenado en el protector puede ser aspirado de nuevo al espacio del motor.

4.-Al ofrecer una comunicación entre los fluidos del pozo y el aceite dieléctrico contenido en el motor, el protector ecualiza la presión interna con la presión del espacio anular del pozo. Adentro y afuera las presiones serán aproximadamente igual, la fuga de los fluidos del pozo más allá de las juntas selladas y en el motor son eliminadas. Esta característica:

- Permite el uso de presiones bajas y en consecuente más bajos costos de sello.
- Aumenta la fiabilidad del sistema BEC.

5.- El protector proporciona una conexión mecánica entre el motor y la bomba y transmite el torque desarrollado por el motor al eje de la bomba. Los acoplamientos del eje del protector deben ser capaces de los torques de operación.

2.5.3.2 Operación Básica

El protector del BEC proporciona las funciones detalladas previamente estas se llevan a cabo por diferentes componentes del protector enlistadas aquí:

- Dos coples unidos al eje del protector que transmiten el torque desarrollado por el motor de la bomba. La cabeza o parte superior del protector además de transmitir el par, también transmite las cargas axiales que vienen desde el eje de la bomba.
- El cojinete de empuje soporta las cargas axiales desarrolladas por la acción de la bomba.
- Las cámaras de aislamiento contienen el aceite del motor proporcionando aislamiento, expansión y contracción, tanto como el equilibrio de la presión entre el aceite del motor y los fluidos del pozo
- Los cierres mecánicos impiden la comunicación entre el aceite del motor y los fluidos del pozo a lo largo del eje del protector.

Las principales partes comúnmente usados en el protector del BEC son esquemáticamente mostradas en la **figura 2.19**. Empezando con la conexión entre la bomba centrífuga y el motor, el eje del protector está conectado en el fondo del motor, y hasta la bomba en la parte superior. Este es llenado con el mismo aceite dieléctrico del motor y proporcionando una directa comunicación, permitiendo su expansión y contracción. El cojinete de empuje transporta todas las cargas axiales que deben llegar hacia la bomba centrífuga, transmitidas por el eje. Como se muestra, el cojinete de empuje está localizado en la base de la unidad para asegurar que será la última parte en ser contaminada por el fluido del pozo.

La **figura 2.19** describe un protector con dos cámaras de aislamiento, una solución común para incrementar la fiabilidad del sistema BEC. Las dos cámaras son de diferente diseño que se detallara más adelante. En este punto solo es importante tener en cuenta que el uso de más de una cámara de aislamiento puede significativamente incrementar la vida de operación de un motor BEC debido a que retrasa la contaminación del aceite de motor por los fluidos del pozo. El requerimiento mínimo es dos cámaras conectadas en serie pero protectores con más cámaras y protectores tándem también están disponibles.

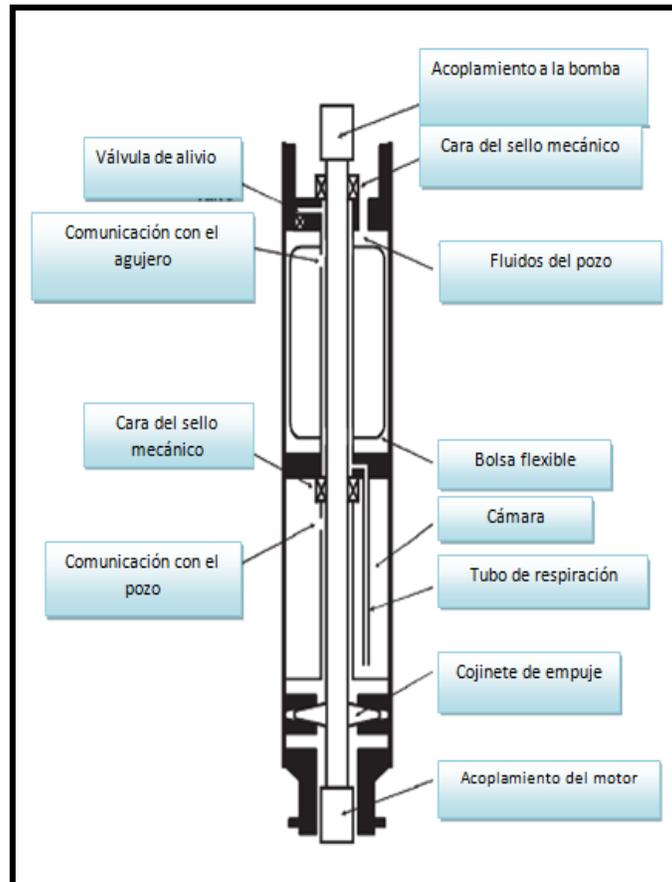


Figura 2.19 Principales partes del protector

Vamos a hora a discutir como la expansión del aceite del motor es manejado por el protector. Durante la operación, el calor generado en el motor causa la expansión del aceite que sube desde el fondo a lo largo del eje del protector hasta el sello mecánico de la cámara de aislamiento. Al no ser capaz de subir más alto el aceite pasa por el agujero de comunicación y fluye hacia abajo en el espacio de la cámara. A partir de ello la cámara originalmente se llenó con el mismo aceite, parte de este aceite es desplazado desde el fondo de la cámara a través de un tubo respirador o de descanso en la cámara superior; ver **figura 2.19**

El aceite transferido desde la cámara inferior desde el fondo de la cámara viaja a lo largo del eje del protector y antes de alcanzar el sello mecánico entra a la bolsa flexible localizada en la cámara superior. La expansión del aceite infla la bolsa y al mismo tiempo iguala la presión del aceite del motor y los fluidos del pozo circundantes. La válvula de alivio evita el daño a la bolsa por la liberación del aceite al ambiente del pozo tan pronto como la presión interna alcanza un determinado umbral o limite. Después de que el motor alcanza su máxima temperatura de operación, la presión del aceite en la bolsa estabiliza y la válvula de alivio cierra.

La contracción del aceite del motor ocurre durante los cierres cuando el motor se enfría a una temperatura con determinada profundidad. Como el aceite se enfría, su volumen decrece y la bolsa se desinfla. El aceite desde la bolsa viaja hacia abajo a lo largo del eje del protector y a través del tubo de respiración al fondo de la cámara inferior. Desde aquí es succionado dentro del motor refrigerado.

El ciclo térmico explicado previamente se repetirá tan pronto como la unidad BEC arranque de nuevo. Como se muestra en esta elemental descripción de la operación del protector, todas las cinco funciones requieren de su propia operación del sistema BEC se llevan a cabo por el protector de este diseño básico.

2.5.4 Separador de gas ^{1,5}

El separador de gas se desprende del principio de funcionamiento de una bomba centrífuga, el gas libre entra a la succión de la bomba deteriorando el funcionamiento o rendimiento de la bomba. Esto es causado por la gran diferencia de gravedades específicas de los líquidos y los gases. Una bomba centrífuga, que es un dispositivo dinámico imparte una alta velocidad de rotación en el fluido que entra a su impulsor pero la cantidad de energía cinética pasada al fluido depende enormemente sobre la densidad de este.

El líquido, es más denso que el gas, recibe una gran cantidad de energía cinética que después se convierte en las etapas de la bomba, en un incremento de presión. El gas, por otro lado, aunque empieza a ser sometido a la misma velocidad de rotación, no puede producir el mismo incremento de presión. Este es la razón del porque las bombas centrífugas deben siempre ser alimentadas por una sola fase libre de gas para asegurar una operación segura.

La existencia de gas libre en la succión de la bomba afecta su operación de varias maneras

- La altura dinámica desarrollada por la bomba decrece comparado con una curva de operación normal obtenida a partir del bombeo de agua con densidad igual a uno.
- La salida de la bomba produciendo fluidos gaseosos fluctúa, la cavitación puede también ocurrir en altos flujos causados por un daño mecánico de las etapas de la bomba.
- En casos de producción con alto contenido de gas, el bloqueo de gas puede ocurrir cuando no hay acción de bombeo se realiza mediante la bomba totalmente llena de gas.

Debido a sus muchos diferentes efectos perjudiciales, la producción de una cantidad considerable de gas requiere especial diseño para pozos que producen esos tipos de fluidos.

Debido a sus muchos efectos nocivos, la producción de una cantidad considerable de gas libre requiere un especial tratamiento del operador BEC. Las posibles

soluciones y del equipo necesario será descrito en los próximo capítulo en donde se explicara sobre el caso especial de pozos con alto volumen de gas libre.

Para contrarrestar este efecto existe una solución muy simple y la menos eficiente es el uso de un separador de gas que ha sido usado desde los primeros días de la operación del sistema BEC, también puede actuar como entrada o *intake* para una bomba centrífuga y puede separar una baja o moderada o cantidad de gas que limita su eficiencia. El separador está conectado entre el protector y la bomba y dirige el gas separado hacia el espacio anular entre la TR y la TP.

La construcción y la operación de este tipo de separador de gas, frecuentemente llamado un “separador de gas inverso” es ilustrada en la **figura 2.20**. Este trabaja sobre el principio de separación gravitacional forzando el paso del fluido a cambiar de dirección permitiendo al gas libre escapar en el espacio anular del pozo.

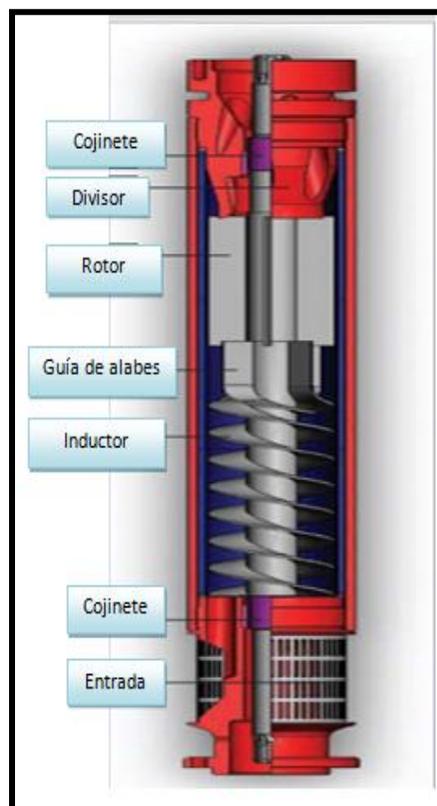


Figura 2.20 Separador de gas

Los fluidos que contienen burbujas de gas libre entran al separador a través de una carcasa perforada. En el espacio anular formado por la carcasa (housing) y un tupo de soporte (stand tube) las burbujas de gas se incrementan pero el líquido fluye hacia la bomba. Si el incremento de la velocidad de las burbujas es mucho más grande que la contracorriente de la velocidad del flujo de gas, las burbujas se levantan hacia la parte superior del separador y escapa en el espacio anular del pozo a través de las perforaciones superiores en la carcasa del separador. El líquido que contiene una cantidad reducida libre de gas es succionado por un

impulsor de recolección en el fondo del separador y es transferido hacia la bomba centrífuga en la parte superior.

El separador de gas es usado en pozos con baja a moderada relación gas aceite. El uso de un flujo inverso en el separador de gas inherentemente limita a bajos gastos de líquido ya que su funcionamiento se basa en la existencia de bajas velocidades de fluido en la carcasa y en el tubo de soporte. A más altos gastos normalmente que se encuentran en el uso del sistema BEC, la velocidad del líquido en el espacio anular es tan grande que facilita la separación de las burbujas de gas libre. Por lo tanto, en pozos con cantidades sustanciales de producción de gas, separadores más avanzados con altas eficiencias tienen que ser usados, como se discutirá en los subsecuentes capítulos.

2.5.5 Manejador avanzado de gas ^{1, 3, 4, 5}

Es necesario tomar un cuidado especial cuando se selecciona un equipo para la producción en pozos de alta relación gas aceite. Lo más básico de estas consideraciones es saber si el pozo tiene empacador o no. Esto hace una gran diferencia debido a que determina si el gas puede ser venteado a través del anular o no. Si el pozo cuenta con un empacador, el gas no será capaz de ser venteado hacia el anular y por lo tanto todo el gas producido deberá pasar a través de la bomba. La relación de gas aceite definitivamente será un factor clave en la determinación de asentamiento de la bomba. La solución más simple, aunque no siempre es la mejor, es determinar la profundidad de asentamiento de la bomba en tal manera que la presión de entrada (PIP) será de al menos 50 [lb/pg²] arriba de la presión de burbuja. Con la PIP establecida de esta manera, la bomba será capaz de manejar el flujo de fluidos sin que ocurra la cavitación y posteriormente el calentamiento del motor. En caso de que después de aplicar este procedimiento exista una alta relación de gas aceite en la entrada de la bomba, se utilizara un manejador avanzado de gas que es resultado de años de investigación, desarrollado y probado para proveer al equipo del sistema BEC trabajar en pozos con alta relación gas aceite sin que ocurra un bloqueo de gas.

En pozos con cierta cantidad de gas, la primera intención de un sistema BEC tradicional, es el separar el gas mediante un separador de gas convencional venteando el gas hacia el espacio anular con el objetivo de que eliminara el problema por bloqueo de gas. La eficiencia total del sistema es mejorada con el uso del manejador avanzado de gas permitiendo trabajar en condiciones de alta RGA que un equipo tradicional BEC. El manejador avanzado de gas es un dispositivo similar a una bomba centrífuga altamente modificada con multietapas y velocidades específicas demasiado altas especialmente para pozos con alta RGA. Es decir en pozos en donde se tiene arriba del 45% de gas libre a bajas presiones de entrada. El manejador avanzado de gas es normalmente instalado en serie por debajo de la bomba centrífuga (ver **figura 2.21**). El dispositivo de manejador avanzado de gas tiene las siguientes funciones:

- Reducción del tamaño de las burbujas de gas y cambiar la distribución de las burbujas en el fluido.
- Homogeniza la mezcla de gas líquido al punto que su comportamiento es como un fluido de una sola fase antes de entrar a la bomba.

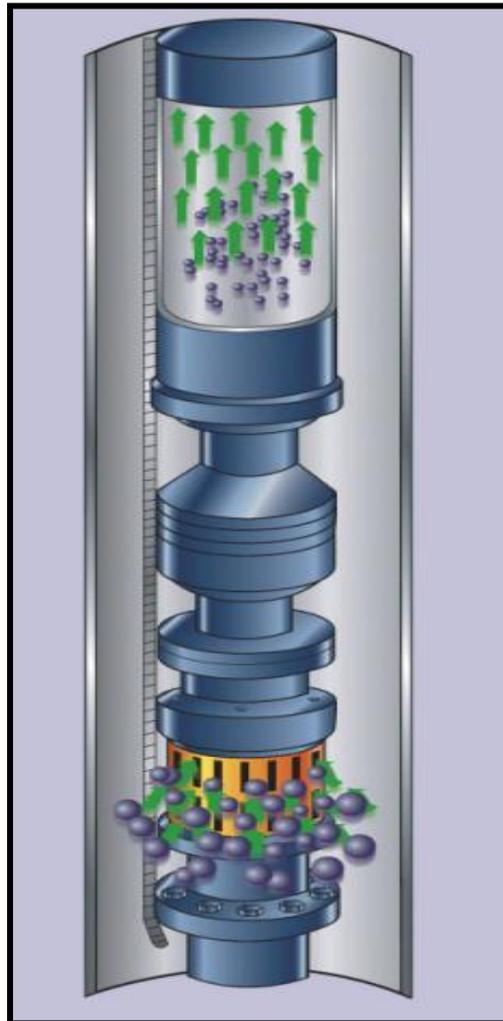


Figura 2.21 Manejador avanzado de gas

2.5.6 Cable ^{1,5}

La potencia eléctrica es transmitida desde la superficie al motor a través de un cable especial de tres fases que va desde la superficie hasta la conexión del motor. El cable trabaja bajo condiciones extremadamente severas y se debe conocer los siguientes requerimientos importantes.

- Debe ser de un diámetro pequeño para que puedan caber en el espacio anular a lo largo de la TP.
- Debe mantener sus propiedades dieléctricas bajo las severas condiciones del pozo como son:
 - ✓ Altas temperaturas.
 - ✓ Ambientes agresivos por estar en contacto con los fluidos.
 - ✓ La presencia de hidrocarburos y otros gases.
 - ✓ Deben de estar protegidos contra el daño mecánico provocado por operaciones normales dentro del pozo

Las condiciones de operación del cable son muy especiales y una selección apropiada para su tipo y tamaño en muchos casos tiene un impacto directo sobre la vida de la instalación del sistema BEC. Una correcta selección y diseño del cable, puede contribuir a que por muchos años el equipo esté en condiciones óptimas.

2.5.6.1 Materiales del cable

Los cables de potencia son complejas estructuras con las siguientes partes estructurales:

- Tres conductores metálicos (generalmente de cobre) que transportan corriente alterna.
- Aislante individual para cada conductor para evitar cortocircuitos y fugas de corriente entre los conductores.
- La cubierta protectora de los tres conductores proporciona la resistencia estructural y la protección mecánica del cable y evita el contacto de los aislantes con el medio ambiente de fondo de pozo.
- Revestimientos o camisas adicionales sobre el aislamiento proporcionan la fuerza y protección adicional a los componentes del cable.
- Una armadura de metal o blindaje (opcional) proporciona una protección mecánica mejorada durante las operaciones de pozo así como la reducción de la dilatación (por el contacto con los fluidos del pozo) subyacente de los materiales aislantes.

2.5.6.2 Conductores

Los conductores en los cables pueden ser hechos de cobre o aluminio, y están disponibles en configuraciones circulares o de cable trenzado. El aluminio es menos caro, pero este proporciona únicamente 61% de la conductividad equivalente que un alambre de cobre y es más difícil de empalmar. El cobre, por otro lado, es más sensible a la corrosión de H₂S pero este problema puede ser resuelto con una cubierta de plomo continua en el aislamiento.

Los conductores de cobre sólidos son recomendados ya que cumplen con los más altos requerimientos o requisitos debido a que son más pequeños que los de aluminio y evitan que los gases o líquidos migren por el cable. Una ventaja añadida permite las operaciones de empalme más fácilmente.

2.5.6.3 Materiales Aislantes

Los materiales aislantes usados en los conductores deben:

- De resistir las altas temperaturas de operación dentro del pozo.
- Ser resistente al aceite.
- Resistente a la migración de gas libre dentro del cuerpo del cable.

Una de las limitaciones operacionales más importantes de los materiales plásticos usados para aislar los cables es la temperatura; la vida del cable disminuye exponencialmente con el incremento de la temperatura. A altas temperaturas durante largos periodos causa fragilidad de los materiales aislantes y conduce a la pérdida de propiedades mecánicas y dieléctricas y a fallas eventuales. Una regla esencial dice que la vida de los materiales aislantes se reduce 50% por cada 18 °F(10°C) de incremento de temperatura (regla de Arrhenius).

Además de esto, los cables deben ser resistentes a los efectos nocivos de los hidrocarburos y no deben de suavizarse o dilatarse cuando están en contacto con los fluidos del pozo. Si el material es permeable, entonces los gases pueden fácilmente entrar al cuerpo de las secciones del cable ubicados en lo más profundo del pozo, permitiendo la migración hacia la superficie de las moléculas de gas en el aislante del cable. La presión en el pozo alrededor del cable disminuye en pozos menos profundos, las burbujas de gas se expanden y pueden romper el aislamiento causando daños por descompresión. Las pequeñas grietas formadas de este modo no solo disminuyen la resistencia mecánica del cable, si no también permiten que los fluidos conductivos eléctricamente alcancen el alambre del metal y puedan provocar una eventual falla de todo el cable. La prevención de estas condiciones requiere de sofisticados materiales, la mayoría de los fabricantes usan el tratamiento de materiales y técnicas con materiales plásticos en la construcción del cable para conocer más a detalle este proceso es necesario ver la norma API RP 11S5.

Los materiales aislantes frecuentemente usados ^{8,9} se incluyen los siguientes:

- ✓ El polipropileno (material termoplástico) puede ser usado en temperaturas de alrededor de 200[°F], y es generalmente aplicado como aislante del conductor. Es susceptible al ablandamiento por los crudos y otros químicos que pueden causar grietas causadas por el CO₂ y otros hidrocarburos gaseosos.

- ✓ El monómero etileno-propileno-dieno es un material plástico termoestable y puede ser usado en temperaturas de operación arriba de 400[°F]. Esto tiene una gran resistencia química.

2.5.6.4 Cubierta

La sobrecubierta protege el aislamiento del daño mecánico durante las operaciones de pozo (operación de extracción o de bombeo). Sus propiedades determinan el rango de aplicación del cable, especialmente el rango de temperatura del cable. Usualmente los materiales utilizados en las camisas o sobrecubiertas son el caucho nitrilico y el monómero etileno-propileno-dieno con temperatura límite de 284[°F] y 400 [°F], respectivamente.

2.5.6.5 Revestimientos

Los revestimientos son capas suplementarias de materiales especiales para incrementar la protección y mejorar el rendimiento del cable. Están aplicadas sobre los aislantes del cable y puede adoptar las formas siguientes:

- Son materiales entretelados de materiales sintéticos, generalmente de nylon, y aumentan la resistencia del aislamiento contra los efectos nocivos de los gases que puedan migrar dentro del aislamiento.
- El tipo de barrera son helicoidalmente envueltos sobre el aislamiento, con el fin de evitar la entrada de los fluidos del pozo al cable. Sus resultados incrementan la vida del cable y mejorando su eficiencia.
- La cubierta de plomo ofrece una cobertura sin fisuras y proporcionan la máxima protección contra la penetración del gas.

2.5.6.6 Construcción del cable

Los cables están disponibles en dos configuraciones; redondos o planos. Los cables redondos son generalmente usados a lo largo de la TP donde el espacio anular no está crítico y el cable puede caber entre el diámetro externo de la TP y el diámetro interno de la TP. Por otro lado, los cables planos que tienen un espacio radial mucho más pequeño requieren estar en configuraciones del anular más pequeños o a lo largo de la unidad BEC cuyo diámetro externo es considerablemente más grande que el de la TP. La construcción típica de un cable redondo es mostrada en la **figura 2.22**. Ambos cables muestran tener una armadura de metal opcional sobre la parte exterior para evitar el daño mecánico durante las operaciones de arranque y de bombeo del pozo. Su camisa, se fija mecánicamente a los tres conductores aislados, proporciona una barrera contra el petróleo crudo y gas natural. En la **figura 2.22se** muestra un cable plano con la encapsulación de plomo para el uso de ambientes con H₂S.



Figura 2.22 Materiales usados en el cable de potencia

El tamaño del cable se define por el tamaño de conductores individuales usados en el cable. Se especifica mediante la utilización de la AWG (American Wire Gauge) que es un sistema de numeración que se utiliza comúnmente en la industria del alambre. Un número grande AWG designa un cable más pequeño: los tamaños usuales en la industria del BEC son los números 1, 2, 3,4 y 6.

Frecuentemente, es necesario incrementar la longitud del cable BEC cuando dos cables individuales tienen que ser unidos por empalmes correctamente puestos. Los empalmes también son requeridos para reparar el daño del cable, para unir la extensión de cable del motor al cable principal. La mayoría de los empalmes están hechos por envoltura de cinta alrededor de los conductores, los empalmes moldeados o vulcanizados son también usados.

2.5.7 Accesorios de equipo de fondo ^{1,5}

2.5.7.1 Extensión del cable

En adición al equipo detallado hasta ahora, el correcto funcionamiento de una sistema BEC requiere de varias piezas adicionales del equipo para ser puesto en marcha en el pozo. La extensión del cable del motor es la parte del cable que corre a lo largo de la bomba, el separador de gas y el protector, y es directamente conectado al motor. A partir de la distancia radial a lo largo de la unidad BEC, el espacio anular es severamente restringido, cuando el espacio es muy pequeño se usa un cable plano. El extremo superior de la extensión del cable del motor se empalma al cable principal, mientras que su extremo inferior está conectado a los terminales del motor con (a) Empalme directo o (b) usando el conector (ver **figura 2.23**),

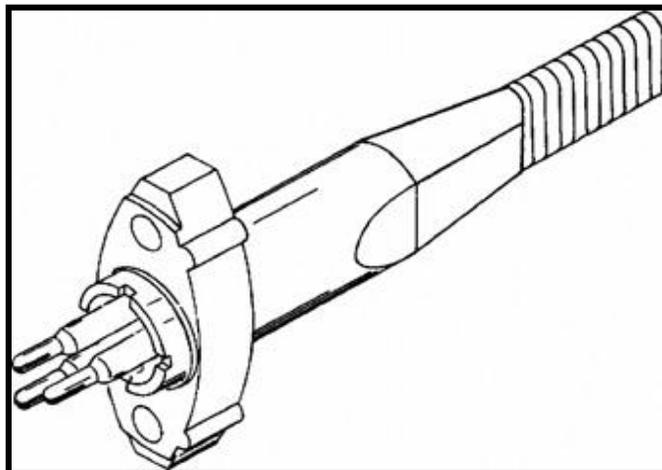


Figura 2.23 Extensión del cable

El cable de extensión del motor funciona bajo condiciones extremadamente adversas, debido a la restricción del tamaño, y los altos esfuerzos mecánicos y de alta temperaturas. Dado que la carga de calor está a un máximo en la cabeza del motor, este es el punto donde la temperatura del cable es mayor. Porque los efectos mencionados anteriormente, las extensiones de la linera del motor suelen ser reemplazados cada vez que se vuelve a utilizar un cable.

2.5.7.2 Válvula Check

Una válvula check: o de retención es instalada por encima de la bomba para mantener una columna llena de líquido en la TP durante los periodos de cierre del equipo. Las válvulas check son utilizadas para no dejar regresar el fluido dentro de la tubería. Esto implica que cuando el pozo está cerrado hace su labor de regresar los fluidos hacia abajo, es una válvula de gravedad simple que utiliza un asiento cónico para bloquear el flujo descendente en la sarta de la tubería.

La válvula check evita las fugas de fluido desde la tubería a través de la bomba cuando la bomba no está funcionando. El fluido que fluye a través de la bomba resultaría en una rotación inversa de la bomba y por consiguiente de todo el equipo BEC. Si, con el fin de iniciar el equipo BEC la potencia es aplicada durante un periodo mientras la bomba está girando en dirección contraria, varios tipos de daño pueden pasar (a) el eje puede romperse, (b) el motor o el cable se pueden quemar.

En casos en donde el candado de gas o bloqueo por gas es una posibilidad, la válvula de retención se instala más alto de lo normal, a cinco tuberías por encima de la bomba BEC. El incremento de la altura de la columna de líquido proporciona el volumen suficiente para romper un bloque de gas si el sistema se apaga automáticamente.

2.5.7.3 Válvula de Drenado

La válvula de drenado es usada siempre que una válvula check esté presente y este instalada inmediatamente arriba de la válvula check dos o tres tuberías de distancia. Cuando una válvula de retención es usada, es recomendable usar una válvula de drenaje, de lo contrario cuando se recupere la tubería de producción saldría mojada ya que no habría por donde drene el fluido.

Si no se instala la válvula de retención, no hay necesidad de instalar la válvula de drenaje, ya que el separador de gas o succión de entrada cumple la función de drenaje cuando se recupera la tubería de producción.

2.5.7.4 Centralizadores

Como su nombre lo indica, se utilizan para centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación. Se utilizan en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado y así permitir un enfriamiento adecuado. También evitan que el cable se dañe por roce con la tubería de revestimiento, a medida que es bajado en el pozo. Al utilizar centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o muevan hacia arriba o hacia abajo la tubería de producción.

2.6 Equipo Superficial ^{1,5}

2.6.1 Cabezal

La cabeza del pozo está diseñado para hacer el cierre del pozo en superficie, de soportar el peso del equipo y para mantener el control sobre el espacio anular del pozo, tienen que proporcionar un sello positivo no solamente alrededor la tubería pero también alrededor del cable. Existen diferentes tipos de cabezales en la **figura 2.24** se observa un cabezal tipo Hércules, en donde el cable de alimentación de fondo de pozo se alimenta directamente a través del cabezal. Está equipado con un empaque que proporciona un sello positivo alrededor del cable y de la tubería de producción. Dependiendo del cabezal empleado, el podrá resistir presiones diferenciales que alcanzan los 10 000 [lb/pg²].

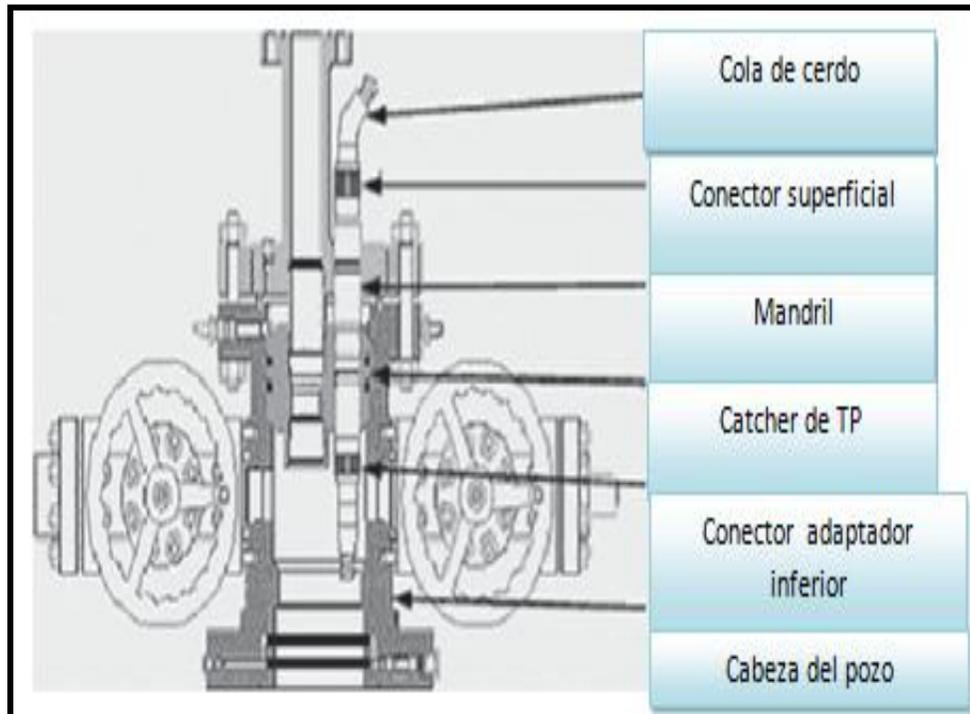


Figura 2.24 Cabezal del BEC

En otros cabezales, el cable de potencia se corta en el cabeza del pozo y su extremo está equipado con un conector de alimentación.

2.6.2 Caja de Venteo

El cable de potencia desde el pozo debe ser conectado a una extensión de cable superficial que va hasta el tablero de control. Como se ve en la **figura 2.25**, los dos cables se unen en la caja de venteo. Este es ventilado debido a que lleva cierta cantidad de gas, realizando las siguientes tres funciones importantes:

- Proporciona la conexión eléctrica entre el cable subsuperficial y el cable superficial
- Ventila cualquier gas que puede alcanzar este punto debido a la migración de los gases del pozo. La ventilación de gas elimina el peligro por fuego o por explosión debido a que el gas no está permitido viajar con el cable hacia el tablero de control o variador de frecuencia.
- Actúa en este punto como una prueba accesible checar el equipo de fondo

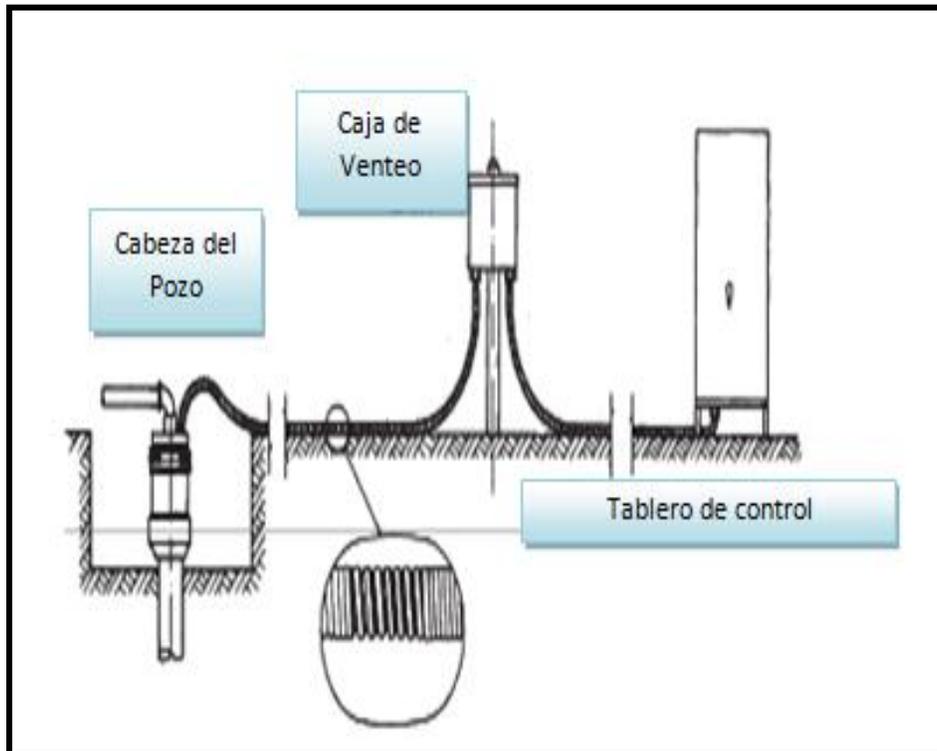


Figura 2.25 Arreglo superficial del sistema BEC

Como se muestra la **figura 2.25**, el rompimiento de la armadura del metal cerca o lado del pozo es una precaución recomendada cuando la migración del gas en el cable se sospecha. La caja de venteo debe estar localizada a una distancia mínima de 15 [pies] desde la cabeza del pozo y debería estar elevada a 2-3 [pies] por encima del suelo.

2.6.3 El tablero de Control

El tablero de control es el centro de control de una instalación convencional de sistema BEC y actúa como un controlador de motor y, consecuentemente, controla la operación de toda la instalación. Este tiene las siguientes funciones:

- Proporcionar el control del encendido y del apagado de la fuente de alimentación mediante un “conmutador o switch” del equipo BEC.
- Protege el equipo superficial y el equipo de fondo de una amplia variedad de problemas y
- Supervisa y registra los parámetros de funcionamiento más importantes.

Los tableros de control trabajan bajo una frecuencia constante y varían en tamaño, y diseño. Los más importantes problemas subsuperficiales que puede prevenir son:

- La sobrecarga del motor debido a una multitud de diferentes razones como alta gravedad de líquidos, un motor con tamaño inferior al permitido etc.
- La subcarga del motor debido a una condición de no bombeo o de gran tamaño de la unidad.
- Corrientes desequilibradas
- Excesivo número de arranques

En la superficie se pueden presentar varias fallas o malfuncionamientos de la fuente de alimentación de la superficie el tablero de control que está diseñado para proteger el equipo contra:

- Un alto o muy bajo voltaje de entrada
- Voltaje no equilibrado
- Rotación de fase

Después de un cierre debido a problemas, el sistema BEC es automáticamente reiniciado después de un tiempo determinado. El tablero de control proporciona un monitoreo de los más importantes parámetros operacionales como corrientes y voltajes, factor de potencia.

2.6.4 Variador de Frecuencia

Los sistemas BEC son impulsados por motores eléctricos trifásicos de inducción, alimentados por una fuente de energía eléctrica instalada en la superficie. Esta fuente puede regularse para ajustar el desempeño de la bomba a medida que cambian las condiciones del yacimiento. Mediante el ajuste del desempeño de la bomba a las condiciones cambiantes del pozo, los operadores pueden mejorar la eficiencia y la vida útil del sistema BEC. El variador de frecuencia es una unidad de control de superficie que permite a los operadores ajusten en forma remota la potencia eléctrica que envían hacia el fondo del pozo (ver **figura 2.26**).



Figura 2.26 Variadores de Frecuencia

Este variador de velocidad es un dispositivo electrónico que sintetiza una fuente de potencia trifásica, de frecuencia y voltaje variables, para los motores de inducción. El variador controla la velocidad y el desempeño del motor. El variador provee un esfuerzo de torsión constante a lo largo de todo el rango de velocidad, lo que permite que el sistema BEC produzca un rango de volúmenes de fluidos más amplio que el que sería posible con una velocidad de motor fija.

Capítulo 2 Referencias

- 1 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering ,“Production technology I”, Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999
- 3 http://www.cai-esp.com/images/stories/documents/esp_brochure_1.0_email_2010.pdf
- 4 http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/other/gassolution.pdf.
- 5 Chad Bremner, Grant Harris, Alex Kosmala " Tecnologías en evolución Bombas eléctricas sumergibles en evolución", Primavera de 2007, Schulumberger.

Lista de figuras Capitulo 2

- 2.1 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2.2 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering“Production technology I”, Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999
- 2.3 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2.4 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2.5 http://www.cai-esp.com/images/stories/documents/esp_brochure_1.0_email_2010.pdf
- 2.6 http://www.cai-esp.com/images/stories/documents/esp_brochure_1.0_email_2010.pdf
- 2.7 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2.8 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2.9 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier , 2009
- 2.10 http://www.cai-esp.com/images/stories/documents/esp_brochure_1.0_email_2010.pdf “
- 2.11 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.12 Gabor Takacs," Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009

- 2.13 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.14 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.15 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.16 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.17 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.18 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.19 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.20 http://www.cai-esp.com/images/stories/documents/esp_brochure_1.0_email_2010.pdf
- 2.21 http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/other/gassolution.pdf.
- 2.22 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.23 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.24 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.25 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier, 2009
- 2.26 Chad Bremner, Grant Harris, Alex Kosmala "Tecnologías en evolución Bombas eléctricas sumergibles en evolución", Primavera de 2007, Schulumberger.

CAPÍTULO 3

El sistema BEC en condiciones especiales

La instalación convencional del sistema BEC descrita y detallada en los previos capítulos no puede ser aplicada en la mayoría de los campos petroleros, estas condiciones difieren de las ideales para el funcionamiento de una bomba centrífuga, esto es debido a que su operación se basa en un solo fluido de baja viscosidad y relativamente grandes gastos. La operación de todo el sistema BEC es determinado esencialmente por el rendimiento de su bomba, en condiciones menores a las óptimas de operación pueden afectar severamente la eficiencia de este sistema artificial de producción.

A lo largo de la historia del sistema BEC, se han presentado diferentes soluciones para vencer las condiciones adversas en las bombas, y en este capítulo serán descritos las tecnologías desarrolladas disponibles hoy en día para contrarrestar las deficiencias del corazón del sistema BEC frente a “condiciones especiales de producción”. Estas soluciones pueden implicar la introducción de nuevos dispositivos o procedimientos, o ambos, todo ello con el objetivo final de ampliar los campos de aplicación de los sistemas BEC.

3.1 Pozos con alto contenido de gas en la entrada de la bomba ^{1,2,3,4}

La bomba del sistema BEC es un dispositivo dinámico que imparte una velocidad de rotación alta en el fluido que entra en el impulsor. La cantidad de energía cinética pasa de ser proporcional a la densidad del fluido bombeado. Debido a que las partículas de líquido tienen relativamente una gran densidad, estas reciben una gran cantidad de energía cinética que, después de pasar por las etapas de la bomba, se convierte en energía de presión. Por otro lado, el gas y el líquido aunque los dos son sometidos a la misma velocidad de rotación, el gas libre no puede producir la misma cantidad de incremento de presión porque la energía cinética impartida por el impulsor sobre el gas es significativamente más baja debido a la muy baja densidad de la fase gaseosa. Por estas razones el rendimiento de la bomba siempre es deteriorado sí con el líquido entra gas en la succión de la bomba.

A pesar de la separación natural en el anular o en la operación del separador de gas, el gas puede eventualmente alcanzar la bomba. El gas libre en la bomba deteriora rápidamente la eficiencia de la misma, los volúmenes de gas incrementados pueden causar fluctuaciones en la salida de la bomba esto lleva cambios cíclicos en la carga del motor y en el consumo de corriente. La corriente del motor empieza a fluctuar en consecuencia el controlador del motor en superficie apagará la unidad BEC. Esto ocasionará cierres frecuentes del sistema, aumentando los reinicios del equipo, por lo tanto el motor se dañará y la vida de operación de la instalación se reducirá severamente.

La presencia de gas libre en la entrada de la bomba y en la descarga involucra implicaciones adicionales en el diseño de la instalación del sistema BEC.

- La mezcla de las dos fases fluyendo desde la entrada de las etapas de la bomba someterá a un continuo cambio en la presión que modificara las propiedades del fluido como la densidad y el volumen. El rendimiento de las etapas posteriores, por lo tanto, será diferente, si comparamos a un caso donde un líquido de una sola fase es bombeado a través de todas las etapas.
- Además al modificar el rendimiento de la bomba, la tubería de producción del pozo también cambia , debido a que el gas en la TP por encima de la unidad BEC se incrementa conforme ocurre caídas de presión, la densidad promedio de la columna de fluido por lo tanto disminuye . Este efecto puede reducir considerablemente la presión de descarga de la bomba y una apropiada corrección en los cálculos de la altura dinámica total es necesaria.

En condiciones ideales, los pozos producen fluidos libres de gas, la bomba debe producirlos a una presión de entrada arriba de la presión de burbuja de los fluidos así no habría gas libre presente en la succión de la bomba.

Esto requeriría una inmersión suficientemente grande de la bomba por debajo del nivel dinámico de líquido causando una alta presión de fondo fluyendo, P_{wf} , limitando severamente la tasa de producción o gasto del pozo, q . Esta es la razón del porque, en la mayoría de los casos, soluciones específicas (instalaciones no convencionales, separadores de gas, etc.) tienen que ser considerados cuando se producen fluidos con alta RGA en el sistema artificial por bombeo electrocentrífugo.

3.1.1 Calculo de gas libre

La presencia de gas libre en la succión de la bomba depende sobre la presión de entrada de la bomba, las propiedades termodinámicas de los fluidos del pozo y la temperatura del pozo en las condiciones de succión. El caso de producción directa de gas, usualmente como resultado de la conificación del gas alrededor del pozo, debe tomarse en cuenta, que dependiendo de la presión de burbuja del crudo producido, dos casos son posibles:

- A presiones en la entrada de la bomba, P_{IP} , con valores más altos o igual a la presión de burbuja, P_b el gas libre no entra a la bomba.
- A presiones en la entrada de la bomba, P_{IP} , con valores más bajos que la presión de burbuja, P_b , una porción progresivamente mayor de gas en solución se desarrolla a partir del petróleo crudo como gas libre.

Puesto que la cantidad de gas libre incrementa el volumen del gasto que la bomba electrocentrífuga tiene que manejar, el gas libre así como el volumen total del fluido deben ser calculados a las condiciones de succión de la bomba. Hay que señalar, sin embargo, que la cantidad real de gas que entra en la bomba es generalmente menor que el gas presente libre en la succión de la bomba.

Dependiendo de las características de la instalación, parte del gas libre puede salir del anular debido a una separación natural.

El gasto volumétrico de gas libre in-situ presente a condiciones de succión de la bomba se encuentra desde la RGA y la cantidad de gas en solución, R_s , a la presión de admisión de la bomba se encuentra con la siguiente **ecuación 3.1**:

$$q'_g = q_o(RGA - R_s)B_g \dots \dots \dots \text{ec (3.1)}$$

Donde

q'_g = Gato volumétrico de gas in-situ, [$\text{pies}^3/\text{día}$]

q_o = Gasto volumétrico de aceite, [$\text{bl}@C.S/\text{día}$]

RGA = Relación gas aceite, [$\text{pies}^3@C.S/\text{bl}@C.S$]

R_s = Relación de gas disuelto en el aceite, [$\text{pies}^3@C.S/\text{bl}@C.S$]

B_g = Factor volumétrico del gas a la presión de admisión o entrada de la bomba, [$\text{pies}^3@C. \text{ de PIP}/\text{pies}^3@C.S$]

En la mayoría de los casos no se instala el empacador en equipos del sistema BEC y el espacio anular está abierto. La columna de líquido existente por encima de las burbujas de gas de la succión de la bomba puede elevarse al nivel dinámico y el gas en consecuencia alcanza la superficie y entra a la línea de descarga. La separación natural del gas libre del líquido producido en el espacio anular es un tema muy discutido en la literatura profesional. Aunque una descripción suficientemente precisa de los procesos de separación no está aún disponible, el modelo propuesto por Alhanati ¹ puede ser utilizado para aproximar la cantidad de gas separado en el anular.

Alhanati propuso el uso de la siguiente **ecuación 3.2** para estimar la eficiencia de la separación natural del gas:

$$\eta_n = \frac{v_b}{v_b + v_{sl}} * 100 \dots \dots \dots \text{ec 3.2)}$$

Dónde:

v_{sl} = Velocidad superficial del líquido, [pies/seg]

v_b = Velocidad final de las burbujas de gas, [pies/seg]

La velocidad superficial del líquido es la velocidad in-situ de la fase líquida en el espacio anular y es determinado con la siguiente **ecuación 3.3**:

$$v_{sl} = 6.5 * 10^{-5} \frac{ql}{A} \left[\frac{B_0}{1+WOR} + B_w + \frac{WOR}{1+WOR} \right] \dots \dots \dots \text{ec (3.3)}$$

Dónde:

ql = Gasto volumétrico de líquido, [bl@C.S/día]

WOR= Relación agua y aceite.

B_0 = Factor volumétrico del aceite a presión de succión de la bomba, [bl @C. de PIP/ bl@C.S]

B_w = Factor volumétrico a presión de succión, [bl @ C. de PIP/ bl@C.S]

$A = 0.0055 (ID_{TR}^2 - OD_{TP}^2)$ espacio anular del área, [pies²]

ID_{TR} = Diámetro interno de la TR, [pg]

ID_{TP} = Diámetro externo de la TP, [pg]

La velocidad final de las burbujas de gas, v_b , se encuentra a partir de la siguiente **ecuación 3.4** :

$$V_b = \sqrt{2}^4 \sqrt{\frac{\sigma g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2}} \dots \dots \dots \text{ec (3.4)}$$

Dónde:

σ = Tensión interfacial, [lb/seg²]

g = Aceleración de la gravedad, [pies/seg²]

ρ_l = Densidad del líquido, [lb/pies³]

ρ_g = Densidad del gas, [lb/pies³]

Las densidades de las fases son también calculadas a las condiciones de presión y temperatura de la succión de la bomba con la **ecuación 3.5 y 3.6**:

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_g}{B_g} \dots \dots \dots \text{ec (3.5)}$$

$$\rho_l = 62.4 \left[\frac{\gamma_o}{B_0} \frac{1}{1+WOR} + \frac{\gamma_w}{B_w} \frac{WOR}{1+WOR} \right] \dots \dots \dots \text{ec (3.6)}$$

Dónde:

γ_o, γ_w = Gravedades específicas del aceite y agua

B_o, B_w = Factores volumétricos del aceite y agua, [bl@ C. de PIP/ bl@ C.S]

En base al valor calculado de la eficiencia del proceso de separación natural del gas, el volumen real de gas ingerido por la bomba se encuentra a partir de la **ecuación 3.1**. Después de convertir el gasto de gas a unidades de barriles por día, se obtiene la **ecuación 3.7**:

$$q'_{ing} = \frac{q'_g}{5.61} \left(1 - \frac{\eta_n}{100}\right) \dots \dots \dots \text{ec (3.7)}$$

El gasto volumétrico in-situ que entra a la bomba se encuentra a partir de los gastos de agua y aceite:

$$q'_i = q_o(B_o + B_wWOR) \dots \dots \dots \text{(3.8)}$$

Dónde:

q_o = Gasto volumétrico de aceite, [bl @C.S]

WOR= Relación de agua aceite

B_o = Factor volumétrico del aceite a presión de succión, [bl@ C. de PIP/ bl@ C.S]

B_w = Factor volumétrico del agua a presión de succión, [bl@ C. de PIP/ bl@ C.S]

El volumen del fluido total que la bomba tiene que manejar es calculado sumando los gastos de líquido y gas (**ecuación 3.9**):

$$q'_i = q'_i + q'_{ing} \dots \dots \dots \text{ec (3.9)}$$

Para calcular los parametros mostrados anteriormente, varias propiedades termodinamicas de las fases liquida y gaseosa deben ser conocidas a la presion de la succion de la bomba. Sin embargo, la utilizacion de correlaciones para obener los parametros termodinamicos de los fluidos producidos proporcionan valores aproximados a los reales dando buenos resultados en caso que no se tenga informacion disponible. A continuacion se proporcionan algunas correlaciones seleccionadas pero se advierte que muchos otros metodos estan disponibles y para obtener resultados precisos se deben seleccionar aquellos que dan un error minimo para el campo petrolero que se este explotando.

La correlación de Standing para calcular la presión de burbuja ² permite calcular la RGA a la presión de entrada de la bomba (PIP)(**ecuación 3.10**):

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18 \cdot 10^7}\right)^{1.205} \dots \dots \dots \text{ec (3.10)}$$

Dónde:

$$\gamma = 0.00091T - 0.0125^\circ \text{API}$$

T= Temperatura de succión, [°F]

API= Gravedad °API del aceite

γ_g = Gravedad específica del gas

El factor volumétrico del gas es evaluado a partir de la siguiente **ecuación 3.11**

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT_a}{PIP} \dots \dots \dots \text{ec (3.11)}$$

Dónde:

PIP= Presión de entrada de la bomba, [lb/pg²]

T= Temperatura de entrada, [°R]

Z= Factor de desviación del gas

EL factor de desviación para mezcla de gases es calculado por varios métodos, a continuación se presenta la fórmula de Papay ³(**ecuación 3.12**).

$$Z = 1 - \frac{3.52P_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274P_{pr}^2}{10^{0.8157T_{pr}}} \dots \dots \dots \text{ec (3.12)}$$

Los términos $P_{pr} = PIP/P_{pc}$ y $T_{pr} = T_a/T_{pc}$ son la presión y temperatura pseudoreducidas, respectivamente, donde la presión y temperatura crítica pueden ser encontradas a partir de la correlación de Hankinson-Thomas-Philips ⁴(**ecuación 3.14 y 1.5**)

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7\gamma_g \dots \dots \dots \text{ec (3.13)}$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3\gamma_g \dots \dots \dots \text{ec (3.14)}$$

Dónde:

γ_g = Gravedad específica del gas

El factor volumétrico del aceite puede ser obtenido a partir de la correlación de Standing (**ecuación 3.15**)

$$B_o = 0.972 + 1.47 * 10^{-4} F^{1.175} \dots \dots \dots \text{ec (3.15)}$$

Dónde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \dots \dots \dots \text{ec (3.16)}$$

γ_o = Gravedad específica del aceite

T= Temperatura de succión, [°F]

A continuación se presenta el ejemplo 3.1 que tiene el objetivo de calcular el contenido de gas a las condiciones de presión y temperatura de la entrada de la bomba.

Ejemplo 3.1

Calcular el volumen del gas, el líquido y del fluido total en la succión de una bomba BEC con la siguiente información de un pozo considerando la separación natural del gas en el espacio anular.

Gravedad API =30

PIP= 1,000 [lb/pg²]

Gravedad específica del aceite=0.867

Gasto de aceite= 1,000 [bl @C.S]

Gravedad específica del gas=0.6

RGA= 300 [pies³@C.S/ bl]

Temperatura de succión = 150 [°F]

WOR= 2

Diámetro interno de la TR ID= 6.331 [pg]

Diámetro externo de la TP OD=2.875 [pg]

Primero, se encuentra el valor de la relación de solubilidad a las condiciones de succión de la bomba con la **ecuación de Standing**:

$$\gamma = 0.00091T - 0.0125^\circ API$$

$$\gamma = 0.00091(150) - 0.0125(30) = -0.238$$

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18 * 10^\gamma} \right)^{1.205}$$

$$R_s = 0.6 \left(\frac{1000}{18 * 10^{-0.238}} \right)^{1.205} = 147 \text{ [pies}^3 \text{/bl]}$$

El factor volumétrico de la fase gaseosa es calculado en base a los parámetros termodinámicos del gas. Los parámetros pseudocríticos se encuentran desde las siguientes ecuaciones de Hankinson-Thomas-Philips:

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7\gamma_g$$

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7(0.6) = 674.4 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3\gamma_g$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3(0.6) = 354 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

La Presión y Temperatura Pseudoreducidas son:

$$P_{pr} = \frac{PIP}{P_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{1000}{674} = 1.483$$

$$T_{pr} = \frac{(150 + 460)}{354.9} = 1.719$$

El factor de desviación del gas puede ser calculado desde la **ecuación de Papay**:

$$Z = 1 - \frac{3.52P_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274P_{pr}^2}{10^{0.8157T_{pr}}}$$

$$Z = 1 - \frac{3.52(1.483)}{10^{0.9813(1.719)}} + \frac{0.274(1.483)^2}{10^{0.8157(1.719)}} = 0.871$$

El factor volumétrico del gas es evaluado:

$$B_g = 0.0283 \frac{(0.871)(150+460)}{1000} = 0.015 \text{ [pies}^3\text{/bl]}$$

El volumen de gas libre ahora puede ser calculado con la **ecuación 3.1**

$$q'_g = q_o(RGA - R_s)B_g$$

$$q'_g = 1000(300 - 147)0.015 = 2,265 \text{ pies}^3\text{@C.S/día}$$

El factor volumétrico de la fase de aceite se encuentra con la **ecuación 3.15 y 3.16**

$$F = 147 \left(\frac{0.6}{\gamma_o 0.876} \right)^{0.5} + 1.25(150) = 309$$

$$B_o = 0.972 + 1.47 * 10^{-4}(309)^{1.175} = 1.1 \text{ bl@ C. de PIP/ bl@ C.S}$$

El siguiente paso es determinar la eficiencia natural de separación. Primero, se calcula la velocidad superficial del líquido en el anular. La sección transversal es:

$$A = 0.0055(ID_{TR}^2 - OD_{TP}^2)$$

$$A = 0.0055(6.631^2 - 2.875^2) = 0.175[\text{pies}^2]$$

La velocidad superficial del líquido se encuentra con la **ecuación 3.3**, asumiendo que $B_w=1$

$$v_{sl} = 6.5 * 10^{-5} \frac{ql}{A} \left[\frac{B_0}{1 + WOR} + B_w \frac{WOR}{1 + WOR} \right]$$

$$v_{sl} = 6.5 * 10^{-5} \frac{3,000}{0.175} \left[\frac{1.1}{1 + 2} + 1 \left(\frac{2}{1 + 2} \right) \right] = 1.15 [\text{pies/seg}]$$

Las densidades del gas y líquido calculadas con las ecuaciones 3.5 y 3.6:

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g}{B_g}$$

$$\rho_g = \frac{0.07640.6}{B_g 0.015} = [3 \text{ lb/pies}^3]$$

$$\rho_l = 62.4 \left[\frac{\gamma_o}{B_0} \frac{1}{1 + WOR} + \frac{\gamma_w}{B_w} \frac{WOR}{1 + WOR} \right]$$

$$\rho_l = 62.4 \left[\frac{0.876}{1.13} \frac{1}{1 + 2} + \frac{1}{1} \frac{2}{1 + 2} \right] = 58 [\text{lb/pies}^3]$$

La velocidad final de las burbujas de gas ahora puede ser calculada con la **ecuación 3.4** asumiendo $\sigma=0.04 \text{ lb/sec}^2$, y sustituyendo $g=32 \text{ [pies/seg}^2]$:

$$V_b = \sqrt{2} \sqrt[4]{\frac{\sigma g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2}}$$

$$V_b = \sqrt{2} \sqrt[4]{\frac{(0.04)(32)(58 - 3)}{58^2}} = 0.54 [\text{pies/seg}]$$

La eficiencia de la separación natural de gas en el espacio anular es calculada con la **ecuación 3.2**

$$\eta_n = \frac{v_b}{v_b + v_{sl}} * 100$$

$$\eta_n = \frac{0.54}{0.54 + 1.15} * 100 = 32\%$$

El volumen de gas que ingresa a la bomba es obtenido por la **ecuación 3.7**.

$$q'_{ing} = \frac{2,265}{5,61} \left(1 - \frac{32}{100} \right) = 274 \text{ [bl/día]}$$

El gasto volumétrico que entra a la bomba, asumiendo $B_w=1.0$, es calculado con la **ecuación 3.8**:

$$q'_i = q_o(B_o + B_wWOR)$$

$$q'_i = 1.000(1.1 + (1)(2)) = 3,096 \text{ bl/día}$$

$$q'_i = q'_i + q'_{ing}$$

$$q'_i = 3,096 + 274 = 3,370 \text{ bl/día}$$

3.1.2 Degradación de la operación de la bomba

El gas libre que entra a la succión de la bomba centrífuga afecta el rendimiento de la bomba en varias maneras. En base en estudios experimentales, así como teóricos la curva de gasto versus altura dinámica desarrollada, normalmente cambia como se muestra en la **figura 3.1**. Comparando el rendimiento de una bomba trabajando con un solo fluido (líquido), se tienen las siguientes observaciones:

- Hay una región inestable en la operación de la bomba donde el cabeceo aparece porque existen cambios cíclicos de la densidad de la mezcla debido al flujo irregular en el impulsor. Esto usualmente pasa al alejarse del mejor punto de eficiencia de la bomba (BEP) (en donde la mayor cantidad de energía cinética proveniente del motor es convertida en energía de presión por la bomba).
- Dependiendo del contenido del gas en la succión de la bomba, este puede provocar un candado o bloqueo y no se puede llevar a cabo el bombeo.
- Los punto inestables (están indicados por círculos en la **figura 3.1**) caen debajo de la curva de rendimiento válida para una operación de un solo fluido (liquido).

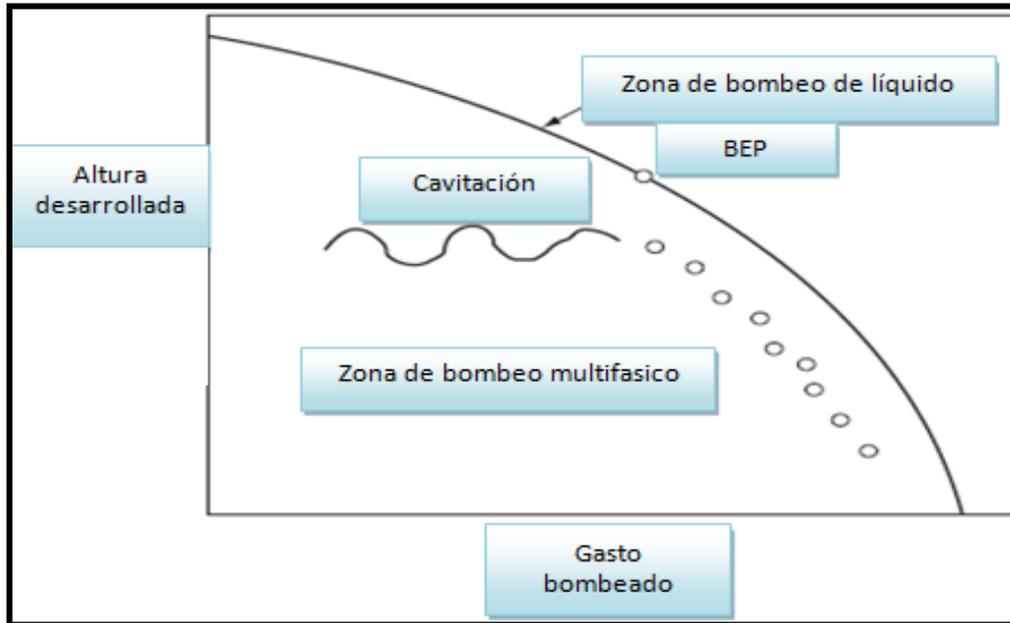


Figura 3.1 Degradación de la operación de la bomba cuando bombea un fluido multifásico

Todas las investigaciones desarrolladas concluyen que esos problemas se originan en el impulsor y que el difusor juega un rol despreciable cuando se bombea una mezcla de gas y líquido.

En la operación del impulsor mientras se bombea líquido con contenido de gas libre se determinó que el rendimiento de la bomba no cambio significativamente cuando la fase del gas libre eventualmente está disperso en el líquido. En este caso el único efecto sobre el rendimiento de la bomba es que el volumen de gas libre que entra a la bomba incrementa el volumen total que la bomba puede manejar. El punto de operación sobre la curva de rendimiento de la bomba se desplaza hacia la derecha, y la altura dinámica desarrollada por la bomba consecuentemente decrece. La curva de la bomba que maneja fluidos con gas libre, por consiguiente, se deteriora incluso para cantidades pequeñas de gas libre eventualmente dispersas en la fase líquida. En tales situaciones, sin embargo, el flujo en el impulsor es no homogéneo, causado por la gran diferencia entre las densidades de las dos fases. Las fuerzas de gravedad y centrífugas por lo tanto pueden separar las partículas de gas y líquido más rápidamente que las de turbulencia que mezcla las dos fases. Esta es la razón del porque un flujo homogéneo no puede ser mantenido y las partículas del gas y líquido tienen una tendencia a moverse dentro del impulsor independientemente uno del otro. El gas siendo la fase más ligera, se acumula en pequeñas cantidades o "bolsillos" en los lados de baja presión de las paletas del impulsor porque no tiene la suficiente presión para moverse a los puntos en donde existe mayor presión. Si estas bolsas de gas no son transferidas hacia la descarga del impulsor a un suficiente gasto, aumentaran su tamaño y finalmente pueden bloquear el flujo del líquido a través del impulsor pueda provocar un candado de gas.

Como se describió previamente, la mayoría de los problemas con el gas libre llegan desde la segregación de fases en el impulsor de la bomba, la segregación de fases se ve afectada por una serie de parámetros:

- La geometría de la etapa: La habilidad de manejar el gas libre de una bomba centrífuga depende de su velocidad específica, N_s . A una velocidad específica más alta, una cantidad mayor de gas libre puede manejar. Así las descargas radiales de la bomba con una velocidad específica baja son mucho más propensas a tener problemas de gas comparados con aquellas etapas en las que se bombea la mezcla de dos fases pero con velocidades específicas más altas.
- Tamaño de la burbuja: El tamaño de las burbujas de gas tienen un gran impacto en el arrastre y en las fuerzas de flotación que actúan sobre las burbujas inmersas en la fase líquida. Las fuerzas de arrastre tratan de mantener las burbujas de gas en movimiento con el líquido, mientras las fuerzas de flotación tratan de separarlas de la fase líquida. Las burbujas más pequeñas tienden a fluir con la fase líquida y las burbujas finamente dispersas son mucho más difícil de separar.
- Densidad de la fase: Las densidades en forma individual de la fase líquida y gaseosa, determinan la magnitud de las fuerzas de empuje que hacen que las fases se separen. Cuanto más cerca estén las densidades entre sí disminuirán el peligro de separación de fases.
- La viscosidad del líquido: La viscosidad del líquido impacta en las fuerzas de arrastre actuando en las burbujas de gas es decir que entre más grande sea la viscosidad del líquido este trabaja en contra de la segregación de fase.
- La velocidad de la bomba: La velocidad rotacional de la bomba tiene un efecto doble porque su incremento causa que las fuerzas centrífugas traten de segregar las fases pero al mismo tiempo también incrementa la turbulencia que reduce el tamaño de las burbujas de gas y las dispersa en el líquido.

Para determinar la habilidad de las bombas BEC para manejar el gas, Dunbar ⁵ y Lea ⁶ están de acuerdo en que la presión de succión de la bomba (PIP) juega un rol importante en la determinación de la cantidad de gas que puede ser succionada junto con el líquido sin que cause una degradación significativa del rendimiento de la bomba. La correlación ampliamente usada por Turpin ⁶ (**ecuación 3.17**) relaciona el rendimiento de la bomba con los volúmenes de gas in situ y líquido además de la presión de entrada de la bomba. De acuerdo con Turpin, los límites de funcionamiento estable de la bomba pueden ser evaluados en función del valor de la siguiente fórmula:

$$\Phi = \frac{2,000 * \frac{q_g'}{q_l'}}{3PIP} \dots \dots \dots \text{ec (3.17)}$$

Dónde:

q'_g = Gasto volumétrico de gas a condiciones de succión [Bpd]

q'_l = Gasto volumétrico de líquido a condiciones de succión [Bpd]

PIP = Presión de entrada de la bomba, [lb/pg²]

Una operación estable de la bomba puede ser determinada para valores de $\Phi < 1.0$, mientras que para una intervención severa de gas y el deterioro del rendimiento de la bomba ocurre para casos en donde $\Phi > 1.0$.

3.1.3 Posibles soluciones a la entrada de gas libre en la bomba

Hay muchas soluciones disponibles para controlar la interferencia del gas en la operación del equipo BEC.

- Si la separación natural es insuficiente y el gas libre entra al sistema BEC, se debe separar y expulsar el gas libre en el espacio anular antes de que este entre a la bomba. Los separadores de gas rotativos se utilizan para este propósito.
- Si el gas no puede ser separado antes de que llegue a la bomba, el uso de bombas espaciales pueden manejar el gas libre junto con el líquido sin que ocurra una degradación severa en el bombeo.

Los tipos de instalaciones junto con sus dispositivos específicos del equipo serán discutidos en las siguientes secciones:

Los separadores de gas rotatorios: Trabajan bajo el siguiente principio, si en un recipiente que contiene gas y líquido es puesto a girar a velocidades muy altas, ocurrirá una separación de fases debido a los diferentes niveles de fuerza centrífuga que actúa sobre el líquido y las partículas de gas. La velocidad de rotación es proporcionada por el eje del separador, conectado a la bomba, y la separación se lleva a cabo en el cuerpo del separador. Aquí el líquido es forzado a desplazarse hacia la pared interior del separador mientras que el gas se concentra en el eje. La división del flujo asegura que el gas y el líquido se muevan en diferentes trayectorias y un dispositivo crossover dirige (a) el gas al espacio anular para ser ventilado en superficie y (b) el líquido hacia la entrada de la bomba.

El primer separador de gas rotatorio apareció a principios de los 70's. Este contiene paletas axiales que se encuentran paralelas a lo largo de la longitud del eje del separador. El fluido del pozo que contiene una cantidad de gas libre es absorbido en el cuerpo del separador en el fondo y entra a la cámara que contiene impulsores rotatorios. Las altas fuerzas centrífugas que actúan sobre las partículas de líquido son forzadas a moverse hacia las paredes del separador, mientras que el gas recolectado se mueve cerca del eje debido a que fuerzas centrífugas con

mayor intensidad actúan ahí. Las corrientes de líquido y gas son separadas por un divisor de flujo y después por un crossover, el gas sale al espacio anular, mientras que el líquido alcanza la succión de la bomba. Aunque el separador rotatorio proporciona un rendimiento superior a la separación natural, aun hoy en día, este tiene varias desventajas operacionales que limitan su eficiencia. Se llega del hecho que los puntos de los impulsores, giran a una alta velocidad, recogen parte del líquido de las paredes del cuerpo del separador y mezclan con un fluido menos denso ubicado en la parte cercana del eje. Esta “remezcla” es inevitable ya que la velocidad del líquido en la pared del separador es cercana al valor de cero. Esta es la razón del por qué la eficiencia de la separación decrece en pozos con alto contenido de gas. Otra desventaja de este diseño es que la abrasión entre las puntas del impulsor y las paredes del separador, especialmente cuando se bombean fluidos con alto contenido de arena.

El tipo de cámara del separador de gas elimina la “remezcla” de la fase líquida y gaseosa por asilamiento de los impulsores giratorios de la capa estancada presente de líquido en la pared interior del cuerpo del separador. Como se muestra en la **figura 3.2**, los cuatro impulsores son encerrados por un la cubierta del rotor. Estas cuatro cámaras de separación son creadas donde el fluido rota como un cuerpo sólido y los efectos de turbulencia responsables por el fenómeno de “remezclado” son minimizados.

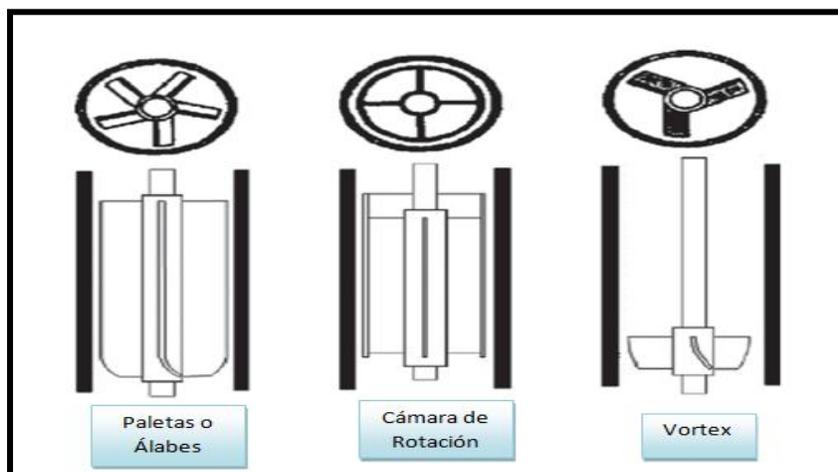


Figura 3.2 Tipos de separadores de gas rotativos

La mezcla multifásica entra a las cámaras de separación donde la aceleraciones centrífugas aproximadamente arriba de seis veces la aceleración de gravedad aseguran la separación de fases. Una separación perfecta sería posible si un tiempo de retención suficientemente largo podría ser mantenido, es decir, si el líquido se queda en las cámaras de separación durante un tiempo suficientemente largo. Para maximizar la sección transversal de las cámaras, velocidades axiales de los fluidos pueden ser sostenidas a un nivel bajo y en consecuencia el tiempo de retención es incrementado en consecuencia.

Un separador vortex: es un dispositivo simple que tiene un impulsor de flujo axial. El fluido entra al separador esta gira por el impulsor induciendo un vórtice (un flujo turbulento en rotación espiral con trayectorias de corriente cerradas) en la siguiente cámara vacía separadora, como vórtice puede considerarse cualquier tipo de flujo circular o rotatorio). El vórtice así forma fuerzas que mueven al líquido hacia la pared del separador pero el gas permanece en el eje. Las fases separadas son entonces divididas y el gas es llevado hacia al espacio anular. El separador de efecto vórtice puede ser utilizado exitosamente en pozos productores de arena pero no es efectivo en pozos que producen aceites viscosos y emulsiones. Ya que la separación se lleva a cabo debido a la operación de los impulsores, el inductor tiene una función muy importante de elevar suficientemente la presión del fluido para desplazar los fluidos del pozo a través del separador (ver **figura 3.3**). Los separadores rotatorios incluyen típicamente los siguientes tres componentes principales:

- El inductor incrementa la presión del fluido multifásico que entra al separador.
- Las Aspas o Paletas modifican la ruta del fluido procedente del inductor en una dirección axial, con el fin de reducir las pérdidas por choque entre partículas.
- La cámara del separador donde la separación de fases se lleva a cabo con la ayuda de los dispositivos descritos en la **figura 3.3**.

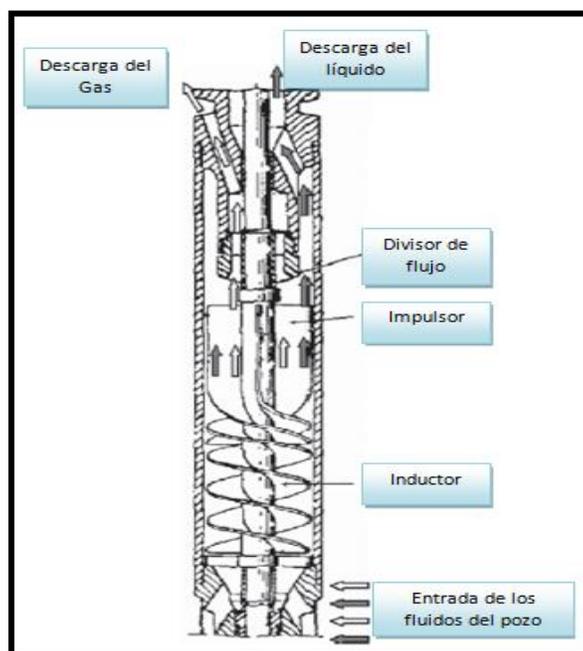


Figura 3.3 Separador rotativo con inductor

Eficiencia de la separación: El principio, la eficiencia de separación de cualquier separador de gas depende de:

- Tiempo de retención (el tiempo en el cual el fluido permanece en la cámara de separación)
- La magnitud de la turbulencia que ocurre en el separador y que causa el remezclado de fases.

Los requerimientos básicos para una eficiencia de un separador de gas rotatorio son: por lo tanto las siguientes:

- El inductor debe desarrollar la cantidad apropiada de altura dinámica para transferir el líquido a la bomba y el gas hacia el espacio anular
- El tiempo de retención corresponde a las propiedades de los fluidos del pozo para que la separación de fases se convierta tan completa como sea posible.
- Debe de haber un mínimo de turbulencia causada en la cámara de separación para reducir la remezcla de las fases separadas.

3.1.3.1 Manejador de gas multifásico Bomba helicoaxial (Poseidón) ²

Durante la explotación de los yacimientos la presión empieza agotarse y las presiones de bombeo disminuyen, el gas sale de la mezcla de fluidos por debajo de la entrada de la bomba, por lo que este afectara el rendimiento de la bomba y por consecuente una falla del sistema puede ocurrir, este problema se puede solucionar con un sistema de manejo multifásico de gas por una bomba helicoaxial (Poseidón) (**figura 3.4**), al igual que los problemas de carga de líquido en los pozos de aceite con alto contenido de gas libre en la entrada de la bomba. Las etapas de flujo axial proveen una transferencia de energía en las etapas de la bomba resultando en una operación libre de problemas de bloqueo de gas en fluidos que presentan un alto fracciones de volumen de hasta el 75% de gas libre.

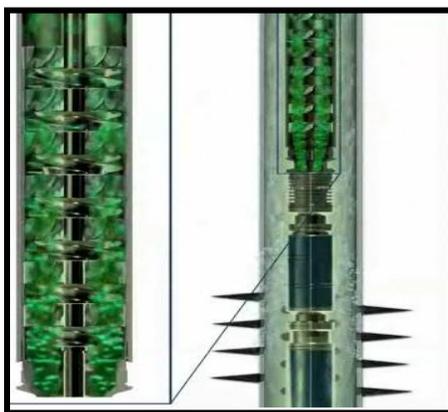


Figura 3.4 Manejador multifásico de gas

El sistema de manejador multifásico de gas eficientemente maneja altos porcentajes de gas libre. Se puede utilizar en unidades BEC instaladas en pozos con alta RGA ya no aptos previamente para esta tecnología o puede instalarse en

pozos submarinos. Los sistemas actuales de manejo de gas se basan en la fuerza centrífuga para transferir energía a la mezcla de líquido y gas. Incluso con contenido de gas libre de 10% a 20% en la bomba, el líquido y el gas se separan. La eficiencia energética de transferencia disminuye. Si el gas acumulado es suficiente, la bomba se bloqueará por el gas y evitará el movimiento del fluido. Una etapa especialmente diseñada para flujo axial asegura una buena mezcla entre el gas y el líquido. Esto rompe las burbujas grandes de gas, se reduce el volumen de gas, y prepara la bomba para la producción. La mezcla líquida de gas es empujada a través de las etapas de la bomba.

Instalación: El sistema de manejadores de gas multifásico o bombas helicoaxiales con manejo de flujo axial de gas es un dispositivo que se instala por debajo de la bomba de producción en el equipo BEC permite un manejo de la producción eficientemente a altos porcentajes de gas libre. El sistema puede ser instalado por encima de un separador de gas (ver **figura 3.5**) cuando el gas puede ser ventilado en la tubería de revestimiento o puede ser instalado por encima de una entrada estándar si toda la producción de gas tiene que pasar a través de la bomba.

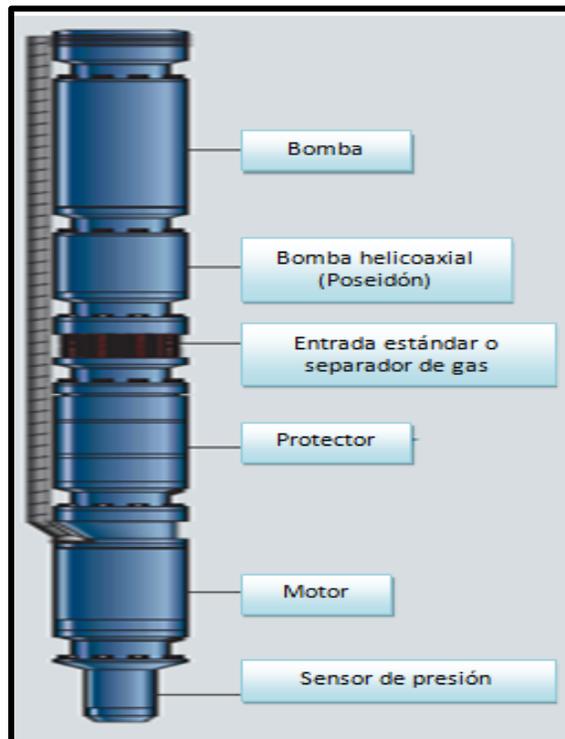


Figura 3.5 Instalación de un sistema BEC con una bomba helicoaxial

En muchos pozos con alto volumen de gas, el sistema de manejador de gas multifásico o bomba helicoaxial pueden incrementar la producción y extender el uso de las bombas electrocentrifugas en pozos con alto contenido de gas donde la producción es limitada por la habilidad de la bomba centrífuga para manejar gas. Las bombas centrífugas están principalmente diseñadas para manejar fluidos con

densidades cercanas a la del agua por lo que sí existe altos porcentajes de gas libre antes de entrar a la bomba estos causaran una degradación en la altura dinámica total desarrollada y puede presentarse un bloqueo de gas. El sistema de manejador de gas multifásico está diseñado para mejorar la estabilidad en los pozos con alto porcentaje de gas libre, ideal para pozos horizontales, aumentado el gasto de producción y el factor de recuperación, en consecuencia del aumento de la eficiencia de la bomba (ver **figura 3.6**)

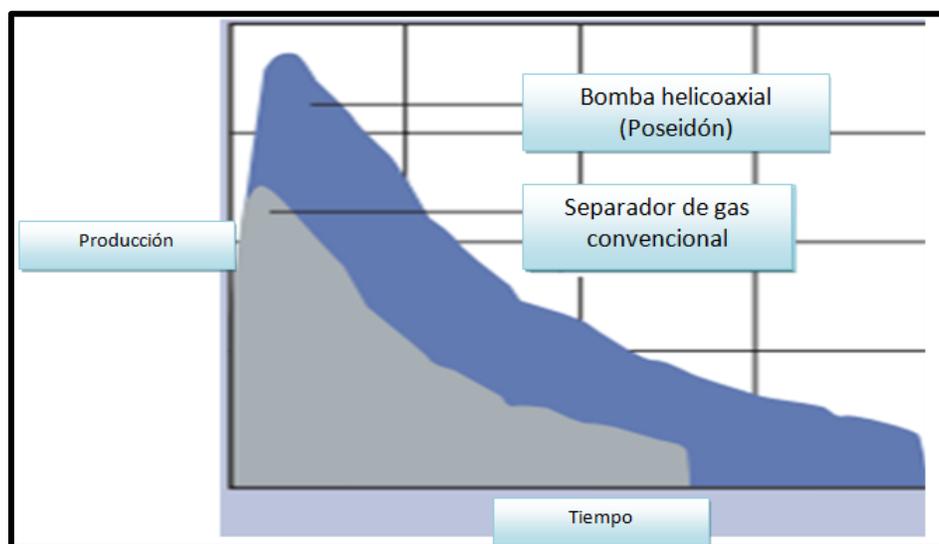


Figura 3.6 Grafica de producción vs tiempo, el manejador de gas multifásico y un separador de gas convencional

3.1.3.2 Manejador avanzado de gas ²

El manejador avanzado de gas es un dispositivo similar a una bomba centrífuga altamente modificada con multietapas y velocidades específicas demasiado altas especialmente para pozos con alta RGA. Es decir en pozos en donde se tiene arriba del 45% de gas libre a bajas presiones de entrada. El manejador avanzado de gas es normalmente instalado en serie por debajo de la bomba centrífuga (ver **figura 3.7**). El dispositivo de manejador avanzado de gas tiene las siguientes funciones:

- Incrementa la producción y la vida del yacimiento en pozos con alto porcentaje de gas libre permitiendo una operación efectiva de la bomba a presiones de entrada bajas.
- Reduce el bloqueo de gas y cierres de producción.
- Mejora la vida útil del equipo.

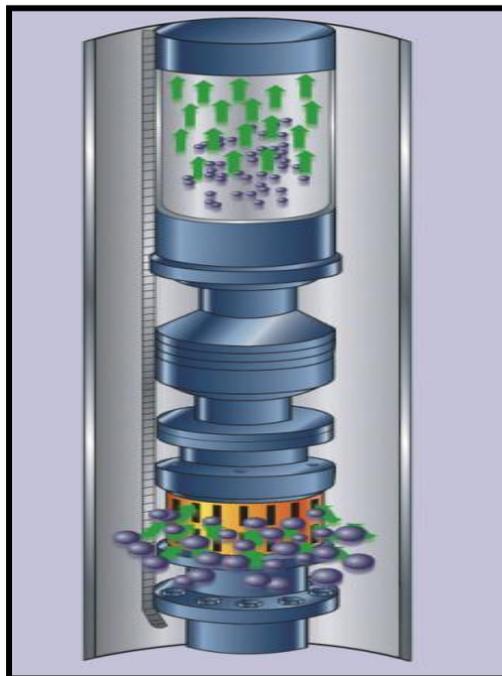


Figura 3.7 Manejador avanzado de gas

Aplicación: El manejador avanzado de gas también puede ser instalado en serie por arriba de los separadores rotatorios o tipo vortex. En Kuwait por ejemplo un pozo constantemente tenía problemas por bloqueo de gas después de 60 a 70 [min] de operación usando una bomba REDA con un separador de gas rotatorio. El dispositivo manejador avanzado de gas fue agregado a la sarta del equipo por encima del separador de gas sin ningún otro cambio en el equipo, la producción se incrementó desde 900[Bpd] a 2,100[Bpd] sin ciclos a causa de bloqueo de gas. En México un pozo estaba produciendo 4,774[Bpd] (258 pies³@C.S/ bl@C.S) con bombeo neumático usando un millón de pies cúbicos de gas por día. Un equipo de bombeo electrocentrífugo junto con un manejador avanzado de gas fue instalado por debajo del empacador en el pozo con fluidos que tenían 28% de gas libre. La producción se incrementó a 9,409 (Bpd) con una RGA de 363 @C.S/ bl@C.S sin bloqueo por gas. El manejador de gas puede ser aplicado en los siguientes casos.

- En pozos con alta RGA
- Pozos de aceite submarinos
- En pozos que cambian el sistema por bombeo neumático a BEC
- En pozos con empacadores por encima de la bomba

Beneficios

- Incrementa la producción en pozos previamente considerados gaseosos para las bombas electrocentrifugas
- Previene la degradación de la operación de la bomba condicionando la mezcla de gas y líquido

- Extiende la vida productiva del equipo eliminando el ciclo por bloqueo de gas
- Mejor fiabilidad en ambientes arenosos o abrasivos

Funcionamiento: Los manejadores de gas se basan en la fuerza centrífuga para transferir energía a la mezcla de líquido y gas. Si hay un alto porcentaje de gas en las paletas o alabes, el líquido y el gas se separaran y la transferencia de energía disminuirá. Cuando se acumula suficiente gas en las etapas de la bomba, este bloquea e impide el movimiento del fluido. El manejador multifásico de gas es una bomba multifásica instalada en la entrada de la bomba. Un diseño especial de la etapa de flujo axial homogeniza al fluido para asegurar una mezcla entre el gas y líquido. Este diseño rompe grandes burbujas de gas, aumenta la presión de la mezcla para reducir el volumen de gas, que entra a la bomba. El sistema de manejador de gas multifásico tiene la capacidad única de aumentar la presión con cantidades crecientes de fracciones de gas manejando hasta un 75% de gas libre sin experimentar bloqueo de gas.

- Reducción del tamaño de las burbujas de gas y cambiando la distribución de las burbujas en el fluido
- Homogeniza la mezcla de gas líquido al punto que su comportamiento es como un fluido de una sola fase antes de entrar a la bomba.

3.2 Tubería flexible desarrollada para bombeo electrocentrífugo^{5,6,7,8}

En los últimos años se han registrado avances significativos en lo que respecta a materiales y fabricación de unidades de tubería flexible. La disponibilidad de aceros virtualmente libres de efectos con límites elásticos cada vez más altos y aleaciones resistentes a la corrosión, y las mejoras introducidas en el fresado de tubos tales como secciones planas más largas, soldaduras en diagonal y diámetros de tubería más grandes, actuaron como factores esenciales en la expansión de la utilización de la tecnología de tubería flexible.

Estas capacidades resultan particularmente útiles en operaciones de limpieza de pozos, operaciones de limpieza por chorro con gases inertes o fluidos livianos, lavados de ácidos de los disparos, tratamientos de estimulación ácida o de estimulación por fracturamiento hidráulico y tratamientos de consolidación de arena, operaciones de cementación, pesca y fresado, ensanchado y perforación de pozos en condiciones de bajo balance. La incorporación de líneas eléctricas, cables de transmisión de datos o cables de alimentación o suministro de energía en el interior de las sargas de tubería flexible, facilita la adquisición de registros de pozos, la vigilancia rutinaria o el control de fondo de pozo, la perforación direccional y las instalaciones de bombas electrocentrífugas.

Las aplicaciones habituales de la tecnología de TF en el centro de cualquier operación de superficie con TF se tienen en el equipo una unidad de tubería flexible (CTU) en la cual se enrosca una sección continua de tubería de acero flexible. Durante el transporte a la localización del pozo, esta tubería permanece enrollada en un carrete de almacenamiento de grandes dimensiones. A medida que se enrolla del carrete de almacenamiento, pasa a través de un tubo con forma de cuello de ganso y se endereza justo antes de ingresar al pozo (ver **figura 3.8**).



Figura 3.8 Equipo de Tubería Flexible

En el núcleo del carrete de almacenamiento, una unión giratoria de alta presión posibilita el bombeo de los fluidos de tratamiento a través de tubería mientras el carrete aun gira. Un cabezal de inyector remueve la sarta de TF del carrete y la baja en el pozo. Desde la cabina de la unidad, el operador de la TF controla el cabezal del inyector, accionado hidráulicamente, para regular el movimiento y la profundidad de la sarta de TF. Un arreglo de limpiadores de tubería (prensa estopas), colocado por debajo del cabezal del inyector, proporciona un sello dinámico alrededor de la sarta de producción, que es clave para bajar y extraer la sarta de TF de los pozos activos. Un conjunto de preventores de reventón (BOP), colocado entre los limpiadores y el cabezal del pozo, provee las funciones de control de presión secundarias y de emergencia. La operación es monitoreada y coordinada desde la cabina de control de la unidad de tubería flexible.

3.2.1 Clasificación de operaciones con TF ⁶

La TF comúnmente posee un diámetro de 1 a 2 [pg] y su longitud puede oscilar entre 610 y 6,100 [m], dependiendo del tamaño del carrete. Las secciones

continuas de tubería permiten evitar la conexión de una unión de tubería con otra durante el viaje de entrada al pozo en el caso de tuberías de producción. Sin necesidad de enroscar o desenroscar conexiones entre las uniones, la TF posibilita la circulación continua durante las maniobras de bajada y salida del pozo. La circulación continua durante el tratamiento del pozo mejora el control de flujo; capacidad que constituye una de las razones principales para la aplicación de la TF en intervenciones. Las operaciones de terminación emplean la TF cada vez con más frecuencia para mejorar el desempeño del pozo a través de los tratamientos de estimulación y las operaciones de disparos, o mediante la eliminación de los depósitos de incrustaciones y los detritos de las tuberías. La sarta de TF a veces sirve como sarta de producción en pozos someros de gas y aceite e incluso en ciertas operaciones de perforación y cementación. Su resistencia y rigidez combinadas con la capacidad para circular los fluidos de tratamiento, ofrecen ventajas claras con respecto a las herramientas operadas con cable durante operaciones de reparación de pozos

Las operaciones con TF pueden agruparse en tres amplias categorías: transporte o colocación de herramientas, transporte de fluidos y operaciones de terminación de pozos.

Transporte de herramientas: Su resistencia y su rigidez permiten que la TF baje o extraiga equipos y herramientas a través de restricciones y pozos altamente desviados u horizontales, o incluso que empuje las obstrucciones presentes más allá de la zona de interés. La TF ha demostrado su capacidad para operar las herramientas en el pozo en una amplia gama de tareas.

En aplicaciones de aislamiento por zonas, el operador debe colocar tapones o empacadores para aislar mecánicamente un intervalo particular dentro de un pozo. Los operadores emplean frecuentemente TF para bajar y colocar tapones puente y empacadores mecánicos, hidráulicos o inflables. Las operaciones de limpieza requieren un medio para remover las acumulaciones de incrustaciones o el material de relleno que puede amenazar la producción mediante restricción del flujo a través de la tubería de producción o la tubería de revestimiento. Un enfoque consiste en bajar la TF en el pozo con una herramienta de remoción para eliminar el material (ver **figura 3.9**). Un ejemplo es el de las herramientas que tienen la labor de limpieza por chorro a alta presión para pulverizar solventes, ácidos o fluidos abrasivos vigorosamente, para remover depósitos de incrustaciones o limpiar filtros de fondo de pozo y disparos.

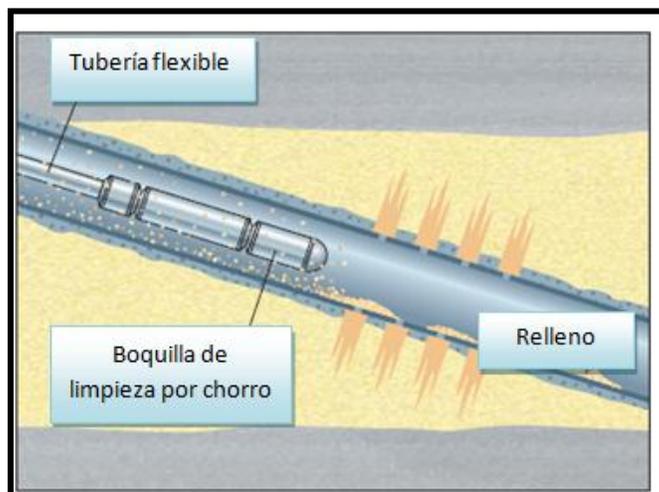


Figura 3.9 Remoción de arena

La tecnología también se aplica en las operaciones de disparos. La perforación de orificios a través de la tubería de producción y la tubería de revestimiento para hacer producir un pozo, generalmente se efectúa mediante el empleo de explosivos de fondo de pozo desplegados en pistolas de disparos especiales. En muchos casos, las pistolas de disparos se bajan en los pozos con cable. No obstante, dado que las herramientas operadas con cable dependen de la fuerza de gravedad para alcanzar la zona objetivo, este método puede no resultar posible en pozos horizontales o altamente desviados. Y la presión de formación puede obrar en contra de las herramientas operadas con cable en pozos que encuentran en condiciones de bajo balance de presión, empujando las pistolas hacia la superficie y retorciendo el cable o produciendo incluso el atascamiento de las pistolas. En estos pozos, las pistolas pueden bajarse al pozo conectadas al extremo de la tubería articulada convencional o de la TF.

Transportes de fluidos: La capacidad para hacer circular o inyectar fluidos hace que la TF resulte especialmente adecuada para las aplicaciones de arranque, limpieza, cementación y estimulación del pozo.

La TF puede desempeñar un rol importante en el arranque de un pozo. Cuando los fluidos de perforación o reparación de pozos ejercen presiones hidrostáticas que exceden la presión de formación, impidiendo que los fluidos de yacimiento ingresen en el pozo. El bombeo de nitrógeno a través de la sarta de TF y hacia el interior de la columna de fluido constituye un método común de arranque del pozo mediante la reducción de la presión hidrostática dentro del mismo (ver **figura 3.10**)

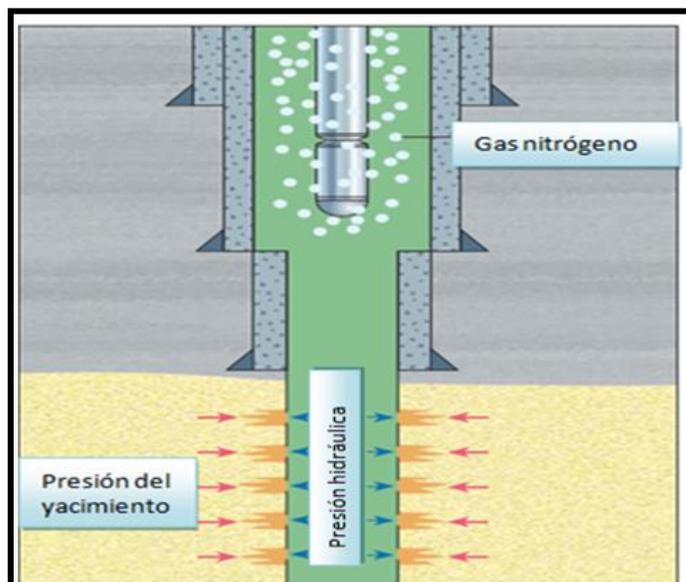


Figura 3.10 Arranque de un pozo mediante la inyección de nitrógeno

Después de bajar la sarta de TF hasta la profundidad de asentamiento, se bombea gas nitrógeno a través de la sarta y hacia el interior de la columna de fluido del pozo. El nitrógeno reduce la densidad de la columna hidrostática. Una vez que la presión hidrostática de la columna de fluido cae por debajo de la presión de yacimiento, el pozo puede comenzar a producir. En algunos casos, es posible lograr el mismo efecto mediante la circulación de un líquido liviano, tal como el diesel, en lugar de gas nitrógeno. La aplicación más común de la TF es la limpieza y la remoción de la arena y los detritos que llenan un pozo. El material de relleno puede impedir seriamente la producción mediante la reducción del flujo de petróleo o gas. Además, puede obstruir el pasaje de las herramientas operadas con línea de acero o cable durante las operaciones que se ejecutan en el pozo o impedir la apertura o el cierre de las camisas y las válvulas de fondo de pozo. Las fuentes comunes de relleno son la arena o el material fino producido desde el yacimiento, los materiales apuntalantes utilizados durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, los depósitos de incrustaciones orgánicas y los escombros provenientes de las operaciones de reparación de pozos. La remoción del relleno consiste habitualmente en hacer circular un fluido de limpieza, tal como agua, salmuera o diesel, a través de una boquilla de chorro que se baja en el extremo de la TF. A medida que se hacen circular, los fluidos transportan los escombros a la superficie a través del espacio anular existente entre la sarta de TF y la tubería de terminación. A veces, se bombea un ácido o un solvente para romper químicamente el relleno antes de hacerlo circular fuera del pozo. Los operadores a menudo seleccionan la TF como conducto para el bombeo de cemento en el fondo del pozo. La TF puede utilizarse en operaciones de inyección forzada de cemento para sellar los disparos o las fugas existentes en la tubería de revestimiento, para el aislamiento zonal primario o secundario, para colocar tapones de cemento en las operaciones de arranque o abandono de pozo.

Operaciones en terminación de pozos: Frecuentemente la tubería flexible es utilizada para efectuar trabajos de terminación de pozos. Estas aplicaciones pueden ser diseñadas para pozos nuevos o para pozos existentes, donde el yacimiento o las condiciones de producción han sido dañados. Es decir, que las características de producción pueden ser optimizadas a un costo considerablemente bajo, tanto como una terminación convencional. La TF facilita la instalación de la tubería de producción y el equipo de terminación de pozos asociado. En ciertos pozos, una sarta de sección de TF permanece en el pozo como parte permanente de la terminación. Las terminaciones con TF constituyen un método de bajo costo para prolongar la vida productiva de los pozos maduros. Las instalaciones típicas incluyen sartas de velocidad, tratamientos de empaque de grava efectuados a través de tubería de producción. Por ejemplo, en ciertos pozos, los operadores optan por instalar la TF en forma permanente, como sarta para aumentar la velocidad del flujo dentro de la tubería de producción existente. Ese enfoque se utiliza cuando una reducción de la relación de gas aceite de los fluidos producidos, o una disminución de la presión de fondo de pozo, produce una declinación de la producción. Esto ocurre a medida que el contenido de gas declina y el incremento del desplazamiento de fluido resultante hace que el pozo se cargue de líquido. La sarta de velocidad reduce la sección transversal del flujo en el tubular, proveyendo una velocidad de flujo más alta para un régimen de producción dado y permite que los fluidos sean removidos del pozo.

Ventajas

Las principales ventajas de las terminaciones con tubería flexible son las siguientes:

- El daño potencial del yacimiento durante el control del pozo, es mínimo.
- La instalación y recuperación del aparejo de producción terminado con T.F, generalmente se realiza en forma rápida.
- Se reduce el número de conexiones, o bien son eliminadas, disminuye las posibles fugas y los requerimientos de pruebas de las juntas.
- En la mayoría de los casos, el costo de la T.F está incluido en el equipo y servicios y es comparado con métodos convencionales
- Las terminaciones con TF son diseñadas generalmente para aparejos con métodos artificiales de producción.
- Como la mayoría de las aplicaciones de la tubería flexible, en la mayoría de los casos puede instalarse y recuperarse sin la necesidad de un equipo de reparación de pozos.

Desventajas

- La profundidad de la sarta de producción con TF está limitada. principalmente por el diámetro y peso del carrete, sobre todo para su transporte a la localización.
- Las terminaciones con diámetros pequeños, restringen el área de flujo.

- No puede ser definida la vida útil de la terminación con TF.
- Algunos accesorios de terminación convencional no están disponibles para ser usados con tubería flexible.

Las categorías básicas de las terminaciones con TF son las siguientes:

- Sarta de velocidad
- Bombeo neumático
- Bombeo electrocentrífugo
- Bombeo hidráulico

3.2.2 Principio del funcionamiento TF con BEC ⁵

Los diseños de terminación convencionales del bombeo electrocentrífugo emplean la instalación de la bomba como una parte de la terminación con el cable de potencia adjuntado o sujetado al exterior de la tubería de producción. La sustitución de cualquier parte del equipo BEC después de una falla requiere trabajos de reparación. El proceso de instalación del BEC y recuperación puede acelerarse y hacerse más eficiente mediante la instalación del BEC al final de la tubería flexible (ver **figura 3.11**). La configuración es “convencional” en el sentido que el cable puede ser montado sobre el exterior de la tubería flexible mientras que los fluidos fluyen hacia la superficie en el interior de la tubería o el cable puede quedar dentro de la tubería flexible para que los fluidos se desplacen a través del espacio anular. Dos secciones de sello o empacadores son requeridos en la terminación del pozo. El fluido producido es bombeado en el interior de la TR vía espacio anular, el fluido pasa por la sección del sello y el motor eléctrico enfriándolos y después entra al interior de la tubería flexible vía “cross over” (montado debajo del empacador superior) que adapta el paso de los fluidos del diámetro del espacio anular al diámetro de la tubería flexible.

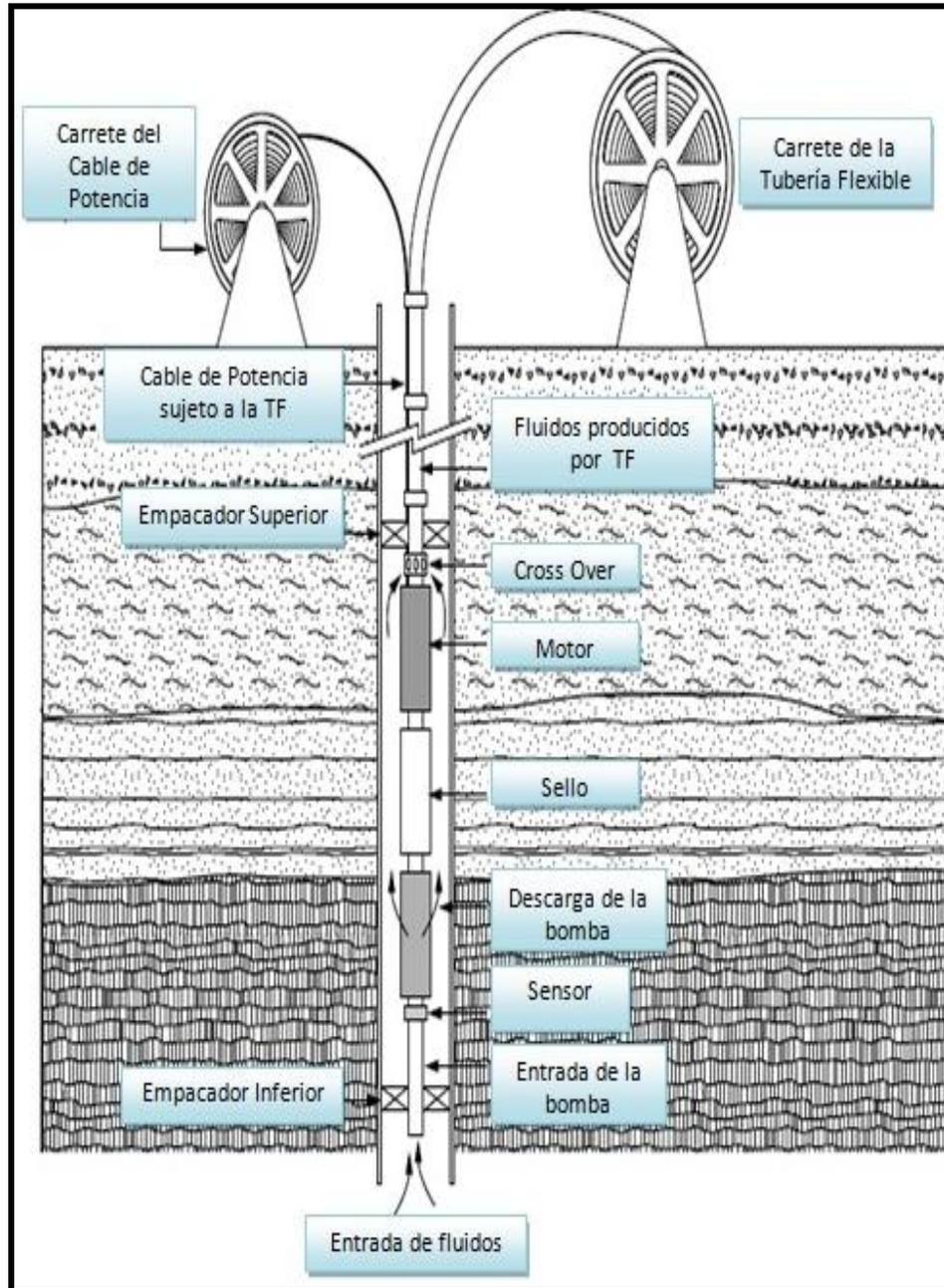


Figura 3.11 Vista esquemática de la instalación de TF desarrollada para el Bombeo Electrocentrífugo

La compañía REDA de CAMCO instaló la primera bomba sumergible con tubería flexible en 1992 y el primer sistema de bombeo electrocentrífugo y cable de alimentación con tubería flexible en el Reino Unido, en 1994. Hoy, la tecnología de bombeo electrocentrífugo se puede instalar y soportar el cable de alimentación dentro de las tuberías flexibles de 2 [pg] o $2 \frac{3}{8}$ [pg] (ver **figura 3.12**).

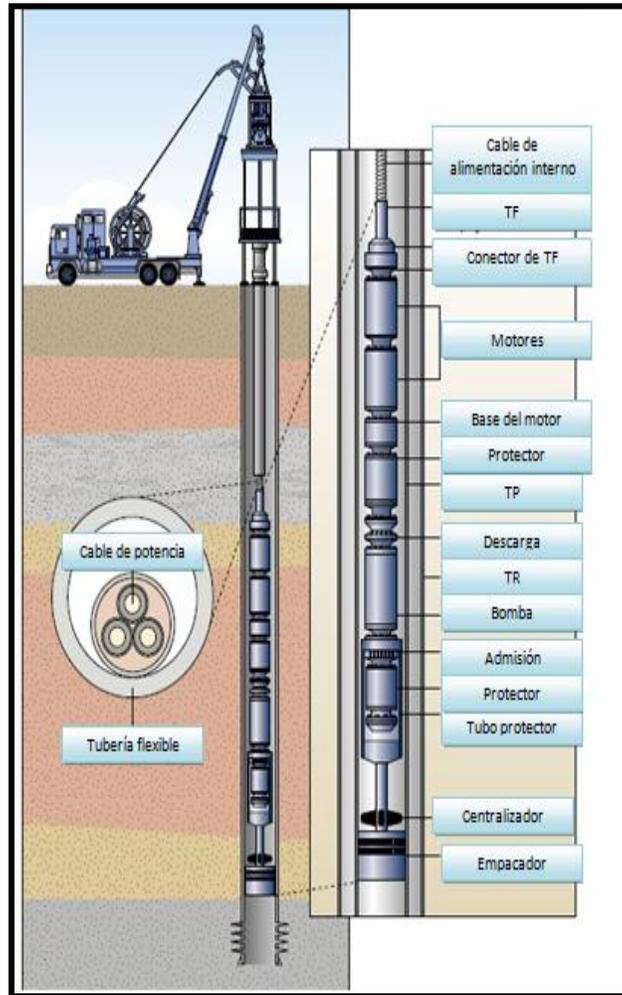


Figura 3.12 Sistema de TF con BEC, en donde el cable está en el interior de la TF

El cable de alimentación del sistema de bombeo electrosumergible autoportante minimiza los costos de la unidad de tubería flexible y los costos de instalación. El cable ya no se ata en la tubería flexible durante el despliegue en la localización del pozo sino que permanece protegido en un fluido inhibido. La tubería flexible también puede ser utilizada como conducto hidráulico para el accionamiento por presión de los empacadores, las válvulas de seguridad u otros equipos de fondo. En control de pozos con lodo pesado, previo a la instalación de una bomba BEC, es costoso y requiere mucho tiempo, y a menudo produce una reducción de la productividad del pozo debido al daño de la formación.

La tecnología de hoy en día permite el despliegue rápido y seguro de la tubería flexible en un pozo, bajo presión. La colocación del cable de alimentación dentro de la tubería flexible garantiza la formación de un sello seguro dentro del conjunto de preventores y cabezal del extractor durante la instalación.

Los avances registrados recientemente en la tecnología, incluyendo los cables de alimentación internos, de transmisión de datos y de fibra óptica, han posibilitado la

producción de pozos que exhiben altas velocidades de flujo, con volumen de hasta 3,180 [m³/día] ó 20,000 [Bpd] de fluido dentro de la tubería de revestimiento de 7 [pg]. Para condiciones de pozo que no permiten el flujo ascendente por la tubería de revestimiento, el despliegue de un sistema de TF con BEC en el interior de la tubería de producción de 7 [pg] aísla los fluidos producidos tanto de la tubería de revestimiento del pozo de $9 \frac{5}{8}$ [pg] como del cable de alimentación.

En la actualidad la TF con BEC está en su pleno crecimiento por ejemplo, en un pozo petrolero localizado en Qatar se ha instalado el sistema artificial de producción BEC con tubería flexible en tuberías de revestimiento de hasta $9 \frac{5}{8}$ [pg] a 1219 [m] de TVD, con 1920 [m] de profundidad medida (PM). La máxima inclinación del pozo en la profundidad de la bomba es de 86°.

La configuración actual de los sistemas TF con BEC está compuesta por tubería flexible de hasta $2 \frac{3}{8}$ [pg] con un cable de potencia o alimentación interno, un conector, motores, base de motor universal, un protector, un cabezal de descarga, bombas y un protector de admisión y de empuje. La terminación inferior contiene una válvula de seguridad de fondo de pozo asentada a una profundidad determinada, una camisa de deslizamiento, medidores de presión y temperatura permanentes, y mandriles de inyección química. En otras instalaciones, también se puede incluir un dispositivo de válvula de aislamiento de la formación, accionado mecánicamente. Esta válvula de tipo esférico es accionada por una cánula instalada en la parte inferior del arreglo para permitir el despliegue de la bomba electrocentrífuga en condiciones de bajo balance. También es posible agregar un sistema de sensores para la recolección continua de datos de fondo de pozo. Este sensor vigila rutinariamente los parámetros de la bomba y del pozo y transmite los datos a través del cable de alimentación. Los rangos de operación son los siguientes: La producción del fluido oscila entre 1,272 y 1,907 [m³/día] (8,000 y 12,000 [Bpd]), con sólo 2,864 m³/día (100 [Mpc/día]) de RGA.

En áreas marinas, la tecnología de tubería flexible expande las aplicaciones de bombas BEC cuando es factible la instalación a través de la tubería de producción, eliminando la necesidad de efectuar reparaciones con equipos convencionales y minimizando el tiempo inactivo y la producción diferida. Esta técnica flexible única, tiene potencial en campos marinos pequeños o marginales, donde no existe infraestructura para un sistema artificial de producción.

3.2.3 Ventajas de la TF con BEC

La sustitución de un sistema BEC instalado en un pozo con poca profundidad, con un pronóstico de producción baja requiere una intervención o trabajo de reparación, por lo que se requerirá una torre o un mástil para poder realizar dichos trabajos. La tubería flexible desarrollada para el sistema de bombeo

electrocentrífugo puede acelerar el proceso, pero la ventaja es mucho más grande cuando el acceso a la localización del pozo es limitado por ejemplo cuando este se encuentra ubicado en una pequeña plataforma. El frecuente límite del peso que puede soportar la plataforma requiere de un equipo de relativo bajo peso. La TF es una excelente opción ya que solo ocupa una pequeña área y su peso es bajo comparado con una torre o mástil. Las ventajas se resumen en la reducción del tiempo de instalación y el costo por la renta del equipo de la torre de perforación.

Una alternativa, con un arreglo más simple, en el cual el cable de potencia es instalado dentro de la tubería flexible y los fluidos viajan a superficie vía espacio anular. Este arreglo tiene las ventajas de que:

- Reduce las pérdidas por fricción llevando a un gasto más alto de flujo o reduciendo los requerimientos de potencia.
- Se puede lograr un mejor funcionamiento e incremento de la vida productiva del cable de potencia protegido en el interior de la TF.
- Esto abre la posibilidad de instalar el BEC en un pozo fluyente, ya que en un pozo no fluyente es una mayor fuente de pérdida de producción.

Esta desventaja al sistema es que la producción se lleva a cabo a través del espacio anular entre la TR y/o TP con la tubería flexible, que incrementa las cuestiones de seguridad referentes a la corrosión.

El sistema de bombeo electrocentrífugo con tubería flexible como un sistema artificial de producción es una alternativa para terminaciones submarinas que permiten incrementar la producción y flexibilidad en sistemas de costa afuera, lugares remotos con el límite de la aplicabilidad de una torre de perforación y un alto costo en trabajos de reparación de pozos. El sistema se hace descender en el pozo con el cable de potencia y un cable de balanceo de tensión y torque, atados entre por una banda. Los malacates pueden ser transportados por helicópteros a plataformas de costa afuera en áreas remotas. El sistema de TF y BEC es invertido comparándolo con el bombeo electrocentrífugo convencional, ya que el motor se encuentra en la parte superior y la bomba se encuentra en el fondo permitiendo incrementar el diámetro de esta en el diseño, también permitiendo la utilización de un cable redondo en vez de un plano.

3.2.4 Desventajas del uso de la TF con BEC

Como en toda tecnología nueva por aumentar o hacer más eficientes algunos aspectos económicos o técnicos, se presentan ciertas desventajas que desde luego limitan el rango de operación y de aplicabilidad a determinados pozos con ciertas características geométricas principalmente. Las ventajas de este tipo de instalación son las siguientes:

- El tamaño reflejado en el diámetro de la tubería flexible induce a más altas pérdidas de presión por fricción, por lo que un motor con mayor potencia es requerido.
- La producción de líquido del pozo puede ser limitado por el tamaño pequeño de la sarta de tubería flexible, comparado con una tubería de producción
- Tanto la tubería flexible como el cable deben estar accionados o instalados durante los trabajos de reparación de pozos.

3.2.5 Equipo superficial y subsuperficial del sistema tubería flexible con bombeo electrocentrífugo

Los componentes principales subsuperficiales y superficiales en el sistema artificial de producción mediante tubería flexible, su instalación es idéntica a la convencional con la única diferencia que en lugar de unir la tubería de producción, la TF es usada, pero el equipo superficial es invertido en contraste al arreglo convencional, ya que un BEC invertido se tiene el motor eléctrico en la parte superior, permitiendo eliminar la necesidad de una extensión de motor, a su vez el cable está conectado directamente al motor, dando un margen mayor de seguridad en el uso de este equipo. La bomba electrocentrífuga esta invertida tiene una cabeza de descarga directa de los fluidos del pozo al espacio anular entre la TP/TR y tubería flexible. La succión de la bomba y la descarga están aisladas por el empacador, a continuación se describen los componentes principales de bombeo electrocentrífugo con tubería flexible.

Cable de potencia: A principios de los 90 en las primeras instalaciones de bombeo electrocentrífugo con tubería flexible usaban el cable de potencia atado al exterior de la tubería flexible. Pero en el año de 1995 el cable de potencia fue instalado en el interior de la tubería flexible. Los mayores beneficios de colocar el cable de potencia en el interior de la tubería flexible son la reducción del tiempo de operación y la habilidad para desplegar la terminación debajo de un pozo lleno con fluidos del yacimiento eliminando operaciones costosas de control de pozo.

El cable de potencia es preinstalado en la tubería flexible con una serie de anclajes a intervalos regulares. Estos anclajes una vez que se llegó la profundidad objetivo de instalación son activados hidráulicamente. Un procedimiento de control es seguido para asegurar que los anclajes estén establecidos correctamente. Esto involucra un muestreo aleatorio de rayos x de los anclajes o bandas a lo largo de la longitud de la tubería flexible. En la parte final de la tubería flexible esta incluye un adaptador, herramienta de liberación hidráulica, cámara de conexión.

Medidor de presión (opcional): Este dispositivo se utiliza para medir y registrar la presión de fondo de pozo. Los medidores de fondo de pozo se utilizan

comúnmente en la evaluación de la presión de fondo de pozo en diversas condiciones de flujo (**figura 3.13**).

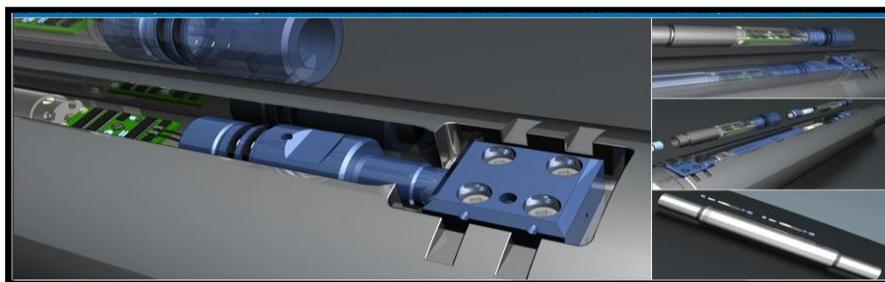


Figura 3.13 Medidor de presión utilizado en la sarta de bombeo electrocentrífugo

Adaptador a la tubería flexible: Este adaptador es una pieza de montaje en la parte superior del medidor de presión (en caso de que este instalado) que conecta la sarta del equipo BEC con la tubería flexible

Motor: Los motores de inducción son dispositivos que transforman energía eléctrica en energía mecánica. El motor se compone de un estator y un rotor. Como en un sistema convencional los motores también pueden ser en tándem con la finalidad de proporcionar mayor potencia a la bomba.

Protectores: En una sarta de BEC con TF, el protector se encuentra ubicado entre la bomba y el motor, y posee numerosas funciones:

- Conducir el empuje ascendente o el empuje descendente desarrollado por la bomba: Estas fuerzas se distribuyen a lo largo de la vasta superficie del cojinete de empuje del protector. Por lo tanto, los cojinetes deben ser regulados para operar con valores superiores al empuje máximo que generara la bomba.
- Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba: El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje.
- Mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector transfiere la presión entre el aceite del motor y el fluido producido en el espacio anular, sin permitir la mezcla de los dos fluidos.
- Provee un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor.

Valvula check de mariposa: Una vez instalado, el pozo se mantiene en una condición de bajo balance, manteniendo la válvula check de aleta o válvula de mariposa (ver **figura 3.14**) cerrada previniendo que el pozo fluya. Una válvula de retención que tiene una placa de resorte (o trampa) que puede ser bombeada a través de ella, por lo general en la dirección de fondo de pozo, pero se cierra si existe un intento de los fluidos a fluir a través de la sarta de tubería.

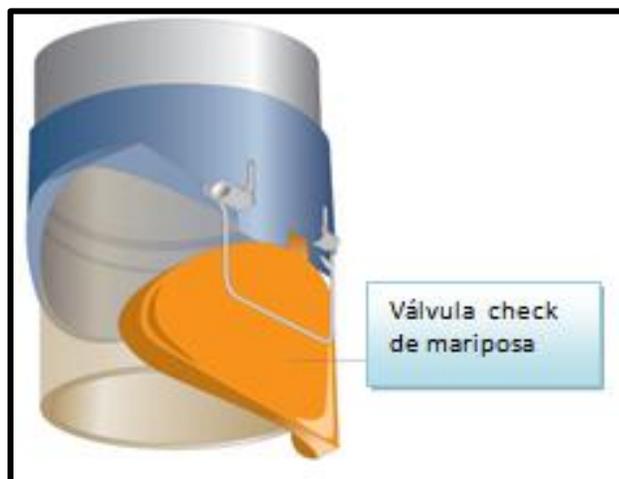


Figura 3.14 Válvula check o de aleta

Entrada de la bomba: Debido a ciertas características de los pozos que producen con alto contenido de arena cada etapa contiene dos cojinetes de empuje descendente hechos de carburo de tungsteno. Este hecho es con la finalidad de minimizar el potencial a corto plazo de materiales abrasivos en el pozo.

Descarga de la bomba y sección de sello: La descarga debe acomodarse al eje de la bomba funcionando a través de su centro para conectar las secciones entre el motor y al bomba. La descarga de la bomba se enrosca directamente a la parte más baja del sello. La sección del sello es un sello convencional que no permite que los fluidos del pozo se mezclen con el aceite del motor mediante una cámara laberíntica. Un eje de alta presión es usado en el sello para eliminar las fallas en la interfase de la descarga por la agitación de la presión instantánea durante el arranque de la bomba.

Empacador: El primer equipo en bajar y correrse en el interior del pozo es el empacador con la finalidad que los fluidos se desplacen por el espacio anular entre la tubería flexible y la tubería de revestimiento. Este empacador es requerido para proporcionar una separación entre la entrada de la bomba y su descarga. Un empacador es usado para actuar como dispositivo de asilamiento de presión (ver **figura 3.15**).



Figura 3.15 Empacador utilizado en terminaciones de bombeo electrocentrífugo

Colgador de tubería: Es un componente que se encuentra en el árbol de válvulas o cabeza del pozo y tiene la función de suspender la tubería flexible. Proporciona o permite la comunicación de elementos hidráulicos y eléctricos con la superficie, así como la inyección de químicos. También sirve para sellar el área del espacio anular y la tubería flexible de producción.

En la tecnología de hoy en día comparando equipos más grandes con los nuevos diseños más pequeños del equipo BEC, el diámetro del sistema decrece cuando la longitud incrementa, estos cambios pueden impactar no únicamente la configuración del sistema en el fondo del pozo, sino también los requerimientos en plataformas costa afuera y el equipo de instalación.

3.3 Estimulación de pozos con el sistema BEC ¹⁰

La estimulación de pozos se define como la inyección de fluidos de tratamiento (ácidos en su mayoría), a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la

formación durante las etapas de la perforación y terminación de pozos o por otros factores durante la vida productiva del pozo. Entonces; por ser la estimulación de pozos una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de pozos petroleros, es importante mostrar las diferentes técnicas que se emplean para tal actividad

3.3.1 Definición de daño

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como k (skin) y ϕ (skin) respectivamente.

El daño provoca lo siguiente:

- Influye significativamente en el índice de productividad del pozo.
- Ocasiona una caída de presión adicional en el flujo de fluidos.
- Daño en la permeabilidad absoluta: Obstrucción de los poros de la roca por partículas indeseadas.
- Daño a permeabilidad relativa: Fenómenos interfaciales.
- Efectos en la viscosidad de los fluidos: Incremento por emulsiones, uso de polímeros.

El daño es un parámetro que se puede cuantificar ya que se obtiene a partir de la caída de presión adicional en la cercanía del pozo.

3.3.2 Fuentes de generación de daño

El daño, es una causa artificial o natural, que reduce la producción de una capa productiva, no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un yacimiento, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese yacimiento; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. Todos los eventos que tienen lugar para la construcción (perforación, cementación, terminación) y puesta en producción de un pozo (estimulación) pueden ser considerados fuente de daños y se enlistan a continuación.

- Perforación: Invasión de sólidos, filtrado parcial o total de lodo.
- Cementación: Invasión de lavadores y espaciadores, invasión de filtrado de cemento
- Procesos de terminación y reparación de pozos: Aditivos y eficiencia de los disparos, control de arena, fracturamiento.
- Estimulaciones: Reactivas, no reactivas, fracturamientos
- El proceso de producción en sí mismo

- Procesos de recuperación secundaria: Inyección de agua, gas o vapor.

3.3.3 Estimulación y fracturamiento en pozos

En México la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) utilizando ácido clorhídrico (HCL) a diferentes concentraciones, una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha utilizado ácido fluorhídrico (HF) o más recientemente, a través de fracturamiento hidráulico. En México, en la mayoría de sus pozos cuando se ha utilizado la estimulación ácida se ha inyectado ácido clorhídrico, sin embargo se han hecho estudios que no todos esos pozos requirieron ácido clorhídrico. Muchos pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no Ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera un índice bajo de producción. La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantes que deben considerarse para seleccionar y diseñar un tratamiento de un pozo a estimular. La limpieza de Pozos consiste en llenar y dejar en remojo, sistemas reactivos o no reactivos en el pozo, con la finalidad de remover depósitos inorgánicos y orgánicos de las tuberías y de la cara de la formación. El ácido no es inyectado dentro de la formación y el movimiento de fluidos es mínimo a menos que algunas herramientas tales como tubería flexible, sean utilizadas.

En el ámbito petrolero existen dos tipos de estimulación en formación que se caracteriza por los gastos y presiones de inyección obtenidos en una prueba de admisión. Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura se trata de una “Estimulación Matricial”, mientras aquellos gastos y presiones por arriba de la presión de fractura se tratan de una “Estimulación por Fracturamiento”. La prueba de admisión consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (que no reaccione con los minerales de la formación) a gastos muy bajos (1/2 barriles/minuto) midiendo la presión de inyección, después se incrementa el gasto de bombeo por etapas donde se registrará un cambio cuando el fluido rompa la

El fracturamiento hidráulico se define como el proceso de crear una fractura mediante la inyección de un fluido a presión con la finalidad de sobrepasar el esfuerzo natural de la roca de la formación para el rompimiento del material del medio poroso. En resumen, el fracturamiento hidráulico es la creación y preservación de una fractura en la roca del yacimiento; para esto, la energía debe ser generada por la inyección de un fluido desde el pozo hacia la formación, y para evitar que se unan las caras de la fractura, se deberá empaquetar con un sustentante (generalmente arena) para mantenerla abierta al eliminar la presión de inyección.

El proceso de fracturamiento hidráulico consiste en mezclar químicos especiales para crear un fluido fracturante apropiado y entonces bombear el fluido mezclado dentro de la zona productora a suficientemente altos gastos y presiones para

acuñar y extender una fractura hidráulicamente. Primero, un fluido limpio llamado “gel” es bombeado para iniciar la fractura y establecer la propagación, seguido por un fluido mezclado con un agente de sustentación, generalmente llamado “sustentante”. Esta mezcla continúa extendiendo la fractura y simultáneamente transporta el sustentante hacia la profundidad de la fractura. Después que los materiales han sido bombeados, el fluido se rompe químicamente volviendo a una viscosidad menor y fluyendo a de regreso hacia el pozo y posteriormente fuera de éste, dejando una fractura preservada por el material sustentante, con una alta conductividad para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente desde lugares extremos de la formación hacia el pozo. Las fracturas producidas hidráulicamente son casi planas, con anchos típicos de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ de pulgada, aun cuando las longitudes o alturas pueden llegar a varios centenares de pies, una fractura siempre tenderá abrirse contra la línea de menor resistencia, o sea que el plano de la fractura será perpendicular al mínimo esfuerzo principal ejercido sobre el yacimiento, indistintamente de la desviación del pozo.

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos y presiones por debajo de los valores que pudieran presentarse en una estimulación por fracturamientos. El objetivo que se busca con la estimulación matricial es que el daño a la formación sea removido antes de que el pozo ponga a producir a su potencial natural y consiste en la inyección a bajo gasto y presiones bajas de pequeños volúmenes de fluido de solución para la remoción y estimulación de la matriz.

La estimulación matricial se puede clasificar en diversos grupos dependiendo de la interacción entre la solución y tipo de daño en la roca:

Estimulación matricial no reactiva (no ácida), en la cual los fluidos de tratamiento no reactiva químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para resolver daños por bloqueos por agua, aceite o emulsión; daños por pérdidas de lodo, por depósitos orgánicos, etc

Estimulación matricial reactiva (ácida), en la cual los fluidos de tratamientos reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. Se emplea para remover algunos tipos de daño como el ocasionado por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos principalmente en formaciones de alta productividad se utilizan no solo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas.

Los yacimientos de carbonatos (calizas, dolomías y oolitas) tienen sistemas de poros más complejos que los yacimientos de areniscas. Las calizas están formadas por más de 50% de materiales de carbonatos; de éstos, 50% ó más

constan de calcita, aragonita o de ambos. Los yacimientos que contienen calizas, dolomías y oolitas son fácilmente solubles en ácido clorhídrico (HCl). Por consiguiente, en la acidificación de carbonatos (a diferencia de la acidificación en areniscas), el ácido reacciona con la roca, pero por lo general no reacciona con el daño (excepto en incrustaciones). El ácido pasa la zona dañada al crear canales nuevos (agujeros de gusanos) en la roca y/o una ruta de flujo (roca grabada) para la remoción del daño.

3.3.4 Estimulaciones en pozos con alta temperatura con sistema BEC

A medida que los pozos se vuelven más profundos y aumentan su temperatura, crece la necesidad de contar con técnicas de acidificación matricial para condiciones de alta temperatura. Los procedimientos recién desarrollados permiten la acidificación a temperaturas elevadas tanto de carbonatos como de areniscas. Estos avances abarcan desde los nuevos agentes químicos hasta las técnicas simplificadas de colocación de fluidos.

La utilización de ácidos para mejorar el desempeño de los pozos, eliminando o sorteando el daño, fue una práctica común durante mucho tiempo; podría decirse, desde que existe la industria petrolera. En el año 1895, Ohio Oil Company utilizó ácido clorhídrico [HCl] para tratar los pozos perforados en una formación de caliza. La producción de estos pozos se incrementó sustancialmente; pero, desafortunadamente, también lo hizo la corrosión de la tubería de revestimiento como resultado, los tratamientos de acidificación para estimular la producción desaparecieron durante aproximadamente 30 años.

La acidificación de los yacimientos de calizas resurgió en el año 1931, con el descubrimiento de que el arsénico inhibía la acción corrosiva del HCl en los tubulares del pozo⁷. Pero los tratamientos ácidos para las areniscas requerían un enfoque diferente. El HCl no reacciona fácilmente con los minerales que reducen la permeabilidad de la arenisca pero el ácido fluorhídrico [HF] sí lo hace. Los primeros intentos de utilización de HF en areniscas fallaron debido al taponamiento producido por las reacciones secundarias. Este problema fue superado en 1940 con un tratamiento combinado de HF-HCl. El HF de la combinación de ácidos disuelve los depósitos de minerales presentes en las areniscas que obstruyen la producción, mientras que el HCl controla los precipitados. Estas técnicas de acidificación evolucionaron en los años subsiguientes pero el objetivo no cambió: crear o restituir trayectos de producción cerca del pozo en un pozo nuevo o existente.

Las técnicas de intervención de pozos, tales como la acidificación de la matriz, desempeñan un rol importante para los operadores que necesitan producir todo lo posible de sus campos petroleros. La presión ejercida sobre los especialistas en tratamientos de acidificación, para que desarrollen nuevas formulaciones y técnicas de tratamiento, proviene de distintas direcciones. Una necesidad

importante es la extensión de los tratamientos de acidificación a los ambientes de alta temperatura. El empleo de ácidos minerales convencionales, tales como el HCl y el HF, a temperaturas más elevadas superiores a 93°C [200°F] conduce a velocidades de reacción que son demasiado rápidas. Estas velocidades rápidas hacen que el ácido se consuma demasiado temprano, reduciendo su efectividad, y pueden causar otros problemas.

Por otro lado, conforme las regulaciones se vuelven más estrictas, existe dentro de la industria una mayor necesidad de contar con fluidos que planteen menos riesgos de seguridad y medio ambiente. Los ácidos minerales convencionales, tales como el HCl y el HF, son difíciles de manipular en forma segura, resultan corrosivos para los tubulares y los componentes de la terminación (o aparejos) del pozo, y deben ser neutralizados cuando retornan a la superficie. Además, a medida que se incrementa la temperatura de fondo de pozo, los costos de los inhibidores de corrosión suben rápidamente debido a las altas concentraciones requeridas; particularmente con algunos tubulares exóticos utilizados actualmente en las terminaciones de pozos. Por último, las técnicas convencionales de acidificación de areniscas habitualmente implican muchos pasos para el tratamiento con fluidos, lo que incrementa el potencial de error ⁸.

La primera consideración respecto de los tratamientos de acidificación de la matriz en cualquier pozo particular sea de alta temperatura o no, es la litología de la formación. Los yacimientos carbonatados son, en su mayoría, solubles en ácido y el tratamiento ácido crea trayectos conductores altamente ramificados, denominados agujeros de gusanos, que pueden sortear el daño. Por el contrario, en los yacimientos de areniscas, sólo una fracción pequeña de la roca es soluble en ácido. El objetivo del tratamiento ácido en las areniscas es disolver los diversos minerales presentes en los poros para restituir o mejorar la permeabilidad. La química y la física para el tratamiento de ambos tipos de yacimiento han sido estudiadas en forma exhaustiva y son bien conocidas. Los yacimientos carbonatados principalmente los yacimientos de calizas y dolomías reaccionan fácilmente con el HCl en ambientes de temperatura moderada para formar agujeros de gusanos (**figura 3.16**). La velocidad de reacción es limitada principalmente por la difusión del HCl en la superficie de la formación. Los agujeros de gusanos en los yacimientos carbonatados incrementan la producción, no a través de la remoción del daño, sino mediante la disolución de la roca y la creación de trayectos que la atraviesa.

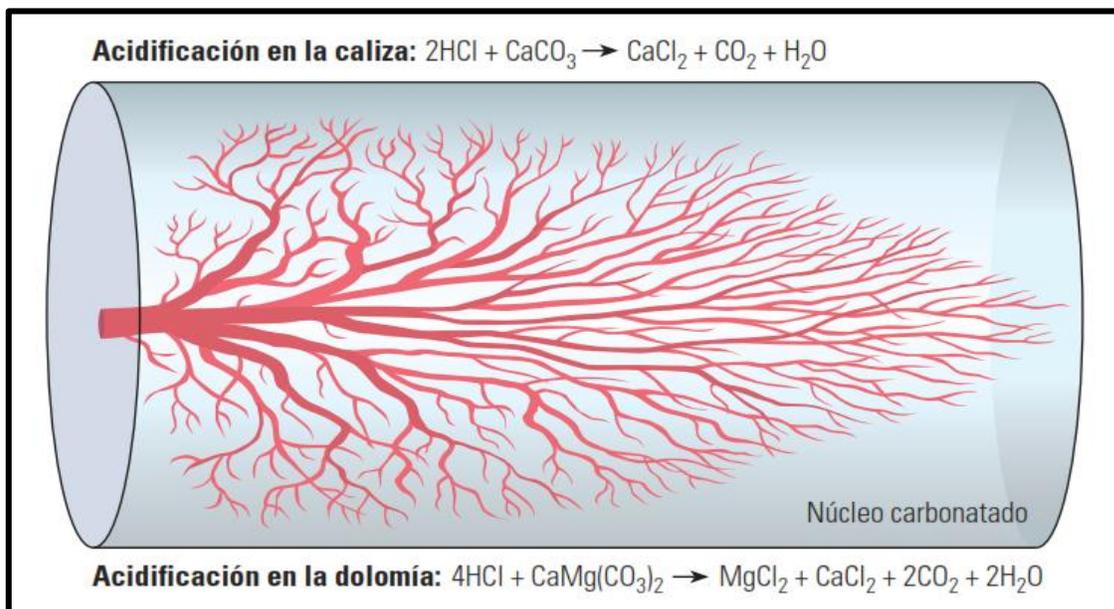


Figura 3.16 Acidificación de los carbonatos

A diferencia de las formaciones carbonatadas, el cuarzo y los otros minerales que conforman la mayor parte de los yacimientos de areniscas son en gran medida insolubles en ácido. El tratamiento ácido de las areniscas HF usualmente combinado con HCl busca disolver las sustancias dañinas en partículas que obturan los poros y reducen la permeabilidad (**figura 3.17**). Los tratamientos de acidificación en las areniscas apuntan al daño presente en los primeros 0.9 a 1.5 m [3 a 5 pies] desde la pared del pozo; ésta es la zona que experimenta la mayor caída de presión durante la producción y que es crítica para el flujo. Esta zona es dañada habitualmente por la migración de finos, el hinchamiento de las arcillas y la acumulación de incrustaciones. Las reacciones de acidificación de areniscas tienen lugar en las zonas en las que el ácido encuentra los minerales que pueden ser disueltos. Las reacciones de disolución primarias de las arcillas y el feldespato con una mezcla de HF-HCl típica forman productos de aluminosilicato. La química de la acidificación de las areniscas es compleja y los productos de la reacción inicial pueden reaccionar, con la posibilidad de producir la precipitación. Estas reacciones secundarias son lentas, en comparación con las reacciones de disolución primarias, y raramente presentan problemas con los ácidos minerales, salvo a temperaturas más elevadas.

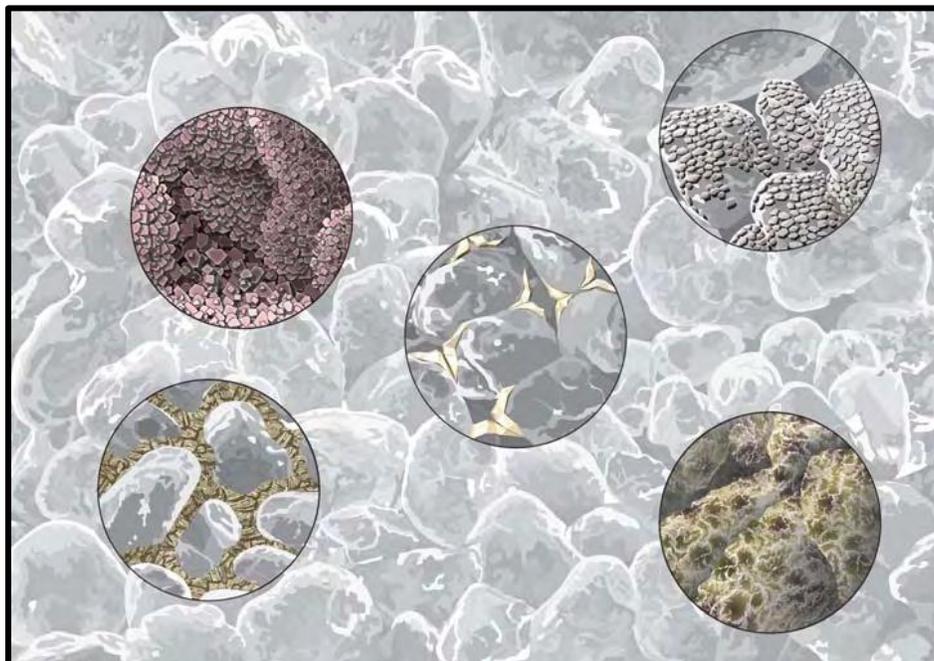


Figura 3.17 Matriz de areniscas. La estructura de los yacimientos de areniscas se compone habitualmente de granos de cuarzo cementados por el sobre crecimiento de carbonatos (A), cuarzo (B) y feldespato (C).

La extensión de los tratamientos de acidificación de la matriz, para abarcar temperaturas superiores a 93 [°C], plantea tanto posibilidades como problemas para el operador. Las posibilidades son obvias; la acidificación a temperaturas más elevadas permite la estimulación de pozos de alta temperatura utilizando procedimientos de campo familiares. No obstante, a temperaturas más elevadas, el empleo de HCl ocasiona una diversidad de problemas. En los carbonatos, la velocidad de reacción rápida del HCl a temperatura elevada puede producir ataque superficial en lugar de crear agujeros de gusanos y puede generar detritos inducidos por el ácido con crudos de alta viscosidad

Los problemas de alta temperatura que se plantean en las areniscas son diferentes. La disolución de la arcilla puede ser demasiado rápida, lo que reduce la penetración del ácido, y las reacciones secundarias pueden producir precipitación. Finalmente, las velocidades de reacción rápidas pueden debilitar la matriz de arenisca, creando arena móvil. En los yacimientos arenosos y carbonatados de alta temperatura, la corrosión acelerada de los tubulares y de otros componentes de los pozos resulta de particular importancia. Si bien con el incremento de la inyección de inhibidores se pueden controlar adecuadamente las tasas de corrosión, el aumento de la carga de inhibidor a temperaturas más elevadas puede en sí causar daño de formación⁹.

Los desafíos que implica extender los tratamientos de acidificación de la matriz a ambientes de temperaturas más elevadas condujeron al desarrollo de nuevas

técnicas y fluidos de tratamiento. Entre los fluidos de tratamiento se encuentran las emulsiones internas al ácido, diseñadas para retardar las velocidades de reacción en los yacimientos carbonatados, y los agentes químicos suaves, levemente ácidos, tanto para el tratamiento de los carbonatos como para el tratamiento de las areniscas.

La comprobación de los nuevos tratamientos y técnicas en el laboratorio ofrece numerosas ventajas, incluyendo la simplicidad, el costo y la prevención de posibles problemas en el campo. La disponibilidad de buenos datos de laboratorio permitirá confirmar los modelos de tratamiento e indicará el camino correcto a seguir para la ejecución de operaciones de campo exitosas. Las pruebas de laboratorio adecuadas para las técnicas de acidificación, permiten optimizar los volúmenes de tratamiento y señalar los problemas potenciales, además de confirmar los fundamentos teóricos. Un ejemplo claro de esto es el empleo de ácidos emulsionados en los tratamientos de acidificación de la matriz de las formaciones carbonatadas a temperaturas más elevadas.

Una forma de abordar el problema de las velocidades de reacción rápidas a altas temperaturas consiste en utilizar emulsiones de ácido en aceite para retardar la velocidad de reacción. Estas emulsiones han sido aplicadas tanto en los tratamientos de fracturamiento ácido como en los tratamientos de acidificación de la matriz de los carbonatos. En los tratamientos de fracturamiento ácido, estas emulsiones ayudan a mejorar y agrandar los trayectos conductores lejos del pozo.

Los fracturamientos ácidos emplean habitualmente técnicas de divergencia química y mecánica para garantizar que el tratamiento fluya a la localización prevista (**figura 3.18**). Por el contrario, las emulsiones de ácido en aceite para los tratamientos de acidificación de la matriz, están diseñadas para operar cerca del pozo y poseen volúmenes de tratamiento menores que los de las técnicas de fracturamiento ácido. Las emulsiones de ácido en aceite para los tratamientos de acidificación de la matriz de las formaciones carbonatadas, constan de una fase interna de HCl y una fase externa de aceite. El transporte de los iones de hidrógeno desde las pequeñas gotitas de ácido hasta la superficie de la roca se produce mediante la difusión Browniana que retarda sustancialmente la velocidad de reacción del ácido. Los datos de laboratorio indican que cuando las pequeñas gotitas de HCl están suspendidas en aceite diesel, la velocidad de reacción puede ser retardada en más de un orden de magnitud ²⁵. Además de la velocidad de reacción lenta con la roca carbonatada, las emulsiones de ácido en aceite poseen otras ventajas. Su viscosidad relativamente alta mejora la distribución en los yacimientos heterogéneos, y dado que el ácido no tiene contacto directo con los tubulares del pozo, la corrosión se reduce. Si bien los sistemas de ácido emulsionado han sido utilizados comúnmente para los tratamientos de acidificación de la matriz de los carbonatos, a temperaturas inferiores a 93°C, los datos de laboratorio indican que pueden ser extendidos a temperaturas más elevadas si se formulan correctamente.

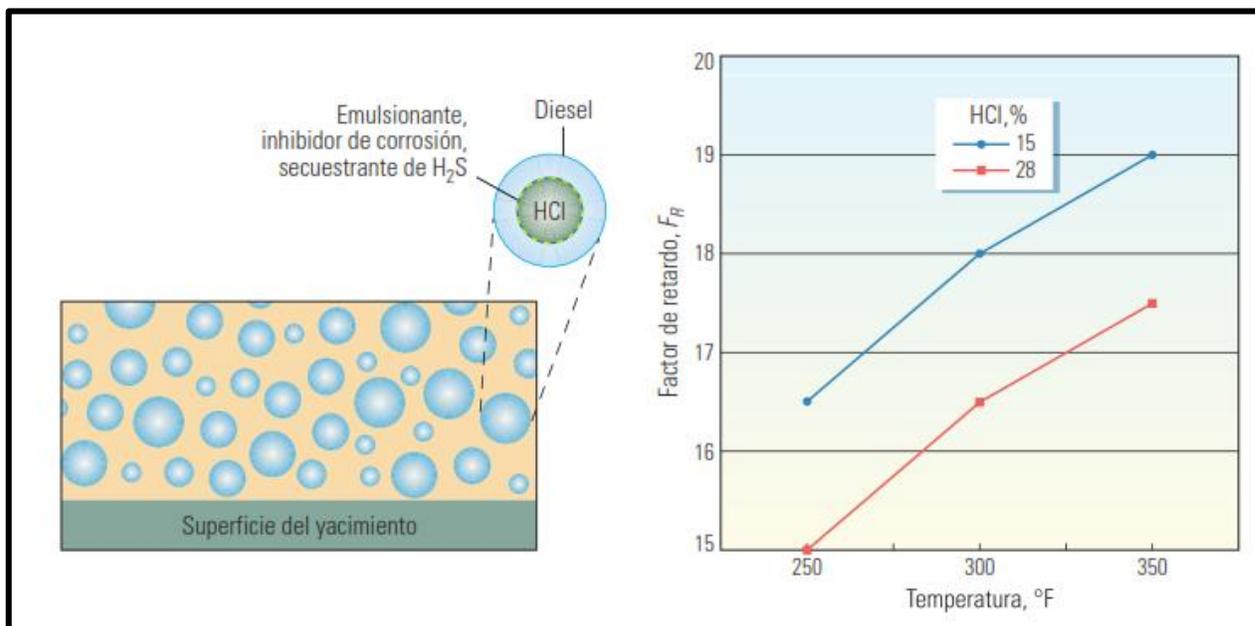


Figura 3.18 Las emulsiones de ácido en aceite reducen las velocidades de reacción a través de la limitación del acceso de las pequeñas gotitas de HCl al frente del yacimiento

3.3.5 Quelatos una opción en la estimulación de pozos¹⁰

El empleo de una emulsión de ácido en aceite formulada correctamente constituye una solución para la estimulación de pozos de alta temperatura. Otro enfoque consiste en considerar un tipo completamente diferente de fluido de acidificación de yacimientos. Los datos confirman que una clase diferente de químicos los agentes quelantes permiten la estimulación de pozos en condiciones que impiden el empleo de ácidos minerales.

El término quelación proviene de una palabra griega “garra” y los agentes quelantes se utilizan a menudo para ligar, secuestrar o capturar moléculas; habitualmente metales. Si bien estos agentes fueron utilizados con frecuencia en el pasado para controlar los metales, o en ciertos casos, para disolver la acumulación de incrustaciones, su nuevo foco es la estimulación de pozos a temperaturas elevadas.

Estos compuestos no solo ligan los metales, sino que son agentes de disolución activos en las reacciones de acidificación. Los tratamientos de estimulación de pozos con agentes quelantes ofrecen diversas ventajas, incluyendo velocidades de reacción retardadas, tasas de corrosión bajas y más beneficios para la salud, la seguridad y el medio ambiente. Si bien los agentes quelantes, tales como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), han sido utilizados ampliamente para el control de la precipitación de hierro, los agentes quelantes derivados del ácido

hidroxiaminopolicarboxílico (HACA) poseen la ventaja adicional de la alta solubilidad en ácido, y su rol principal es la acidificación de la matriz.

Las velocidades de reacción más lentas, exhibidas por los agentes quelantes HACA a altas temperaturas, poseen implicancias importantes. En los carbonatos, las velocidades más lentas permiten la creación de agujeros de gusanos eficientes, mientras que en las areniscas existen menos posibilidades de daño de las formaciones sensibles. La baja corrosión es otra característica importante de los agentes quelantes HACA. Por ejemplo, a temperatura elevada, el ácido hidroxietilendiaminotriacético (HEDTA) exhibe tasas de corrosión que son hasta un orden de magnitud más bajas que las de los ácidos minerales convencionales (figura 3.19)

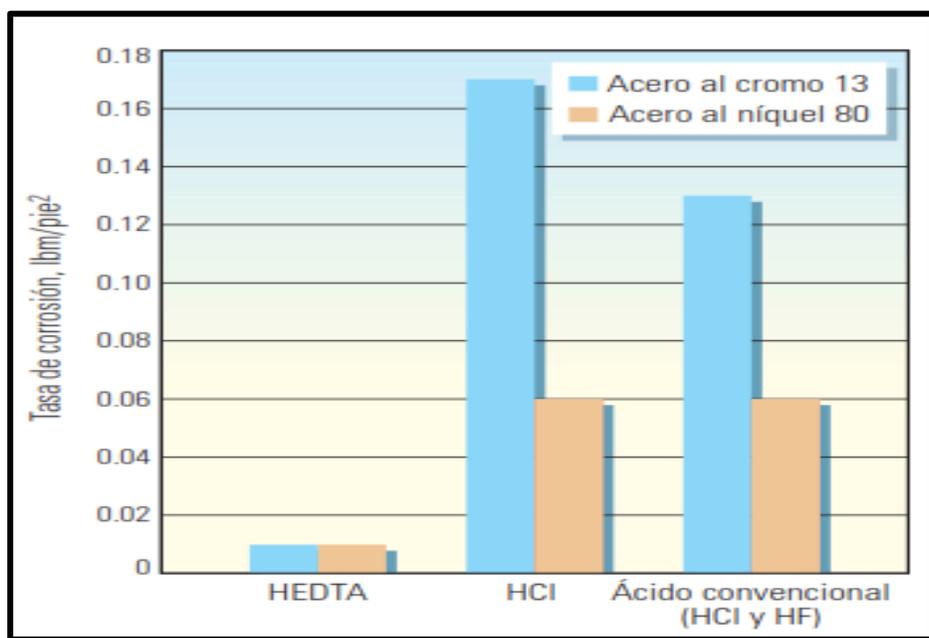


Figura 3.19 Tasa de corrosión de los ácidos convencionales y los quelantes

Entre las ventajas significativas relativas a la salud y el medio ambiente, se encuentran niveles más bajos de toxicidad, reducción de la necesidad de neutralización de los fluidos de retorno y concentraciones menores de productos de corrosión en estos fluidos. No obstante, de todas estas ventajas de los agentes quelantes HACA, la más importante es quizás la obtención de velocidades de reacción más lentas a temperaturas elevadas. Las pruebas de inundación de núcleos, efectuadas en carbonatos a temperaturas elevadas, demuestran la ventaja de utilizar un agente quelante en lugar de HCl para crear una red eficiente de agujeros de gusanos.

Otro patrón de medición de la efectividad de los agentes quelantes en los carbonatos, versus la efectividad del HCl, es la cantidad de ácido requerido para

penetrar una formación; medido en volúmenes porales de ácido requeridos para la penetración total de las muestras de núcleos (PVBT). En una simulación extrapolada a partir de los datos de laboratorio, se pronosticaron los valores PVBT, correspondientes al HCl y al HEDTA, para la acidificación de una formación carbonatada a una profundidad de 2,185 m [7,170 pies] y una temperatura de fondo de pozo de 177[°C], y con un daño que se extendía a 0.3 m [1 pie] del pozo. Con una velocidad de bombeo de 0.95 m³ [6 bbl/min], la simulación pronosticó que el valor PVBT para el HCl era aproximadamente 100 veces superior al del ácido HEDTA; esto indicó un nivel bajo de eficiencia de la acidificación para el HCl a temperatura elevada.

Como sucede en los carbonatos, el empleo de quelantes HACA en las areniscas ofrece una alternativa para evitar las velocidades de reacción rápidas que conducen a la precipitación. Las pruebas de laboratorio, efectuadas en una arenisca de África Occidental con un agente quelante HACA, confirman esa proposición.

El yacimiento Nemba forma parte de un grupo de zonas de producción que se encuentran ubicadas en el área marina de Cabinda, en Angola ¹⁰. Este yacimiento estratificado está compuesto por espesores variables de arenisca, caliza y lutitas. Si bien existen algunas secciones de alta permeabilidad, debido a la presencia de fisuras y fracturas, la permeabilidad en otras partes es baja y la temperatura es alta; 149[°C]. La Formación Nemba contiene niveles altos de carbonato de calcio nativo, lo que hace que la formación sea particularmente difícil de acidificar a temperaturas elevadas, sin producir su debilitamiento.

El tratamiento previo y las operaciones de reparación de pozos, llevadas a cabo en la formación Nemba, habían causado daños significativos relacionados con la acumulación de incrustaciones de carbonatos. Las muestras de areniscas de la formación Nemba constituyen buenos candidatos para evaluar la utilización de agentes quelantes en los tratamientos de acidificación a temperaturas elevadas. Se extrajeron diez muestras de núcleos del Campo Nemba a lo largo de un intervalo de profundidad estrecho situado a aproximadamente 3,534 m [11,595 pies], y luego fueron sometidas a una diversidad de experimentos con un agente quelante HEDTA. Estos experimentos permitieron medir la composición, examinar la evolución de los metales durante la reacción y determinar la permeabilidad.

La composición de las muestras de núcleos del Campo Nemba oscilaba entre 5% y 44% de carbonato de calcio, con cantidades significativas de feldespato y cloritas. Para determinar los resultados del tratamiento HEDTA, se llevaron a cabo dos procedimientos diferentes en el laboratorio: pruebas con reactores con combustible en suspensión y pruebas de permeabilidad mediante inundación de núcleos.

En las pruebas de reactores con combustible en suspensión, efectuadas en las muestras de areniscas del campo Nemba, se utilizó un reactor agitado isotérmico

para medir la composición de los productos como una función del tiempo. Las muestras de areniscas en polvo, que contenían niveles de carbonatos de entre el 24% y el 44%, fueron tratadas en el reactor con HEDTA a una temperatura de 149°C. Con el transcurso del tiempo se extrajeron las muestras de la mezcla de la reacción y luego se analizaron con el método de espectrometría de emisión por plasma acoplado por inducción.

Para ambos niveles de carbonatos, las concentraciones de calcio, silicio, aluminio y magnesio aumentaron levemente a través del tiempo sin que se produjeran reducciones que indicarían la presencia de precipitación.

Los datos del reactor con combustible en suspensión, referentes al ácido HEDTA, muestran que este agente quelante disuelve los minerales que rellenan y obturan los poros a alta temperatura, sin producir precipitación. Estos resultados positivos para el ácido HEDTA fueron seguidos por la ejecución de pruebas de inundación de núcleos en dos niveles de carbonatos. Los resultados de estas pruebas indican que el agente quelante incrementa significativamente la permeabilidad en los núcleos dañados (**figura 3.20**)

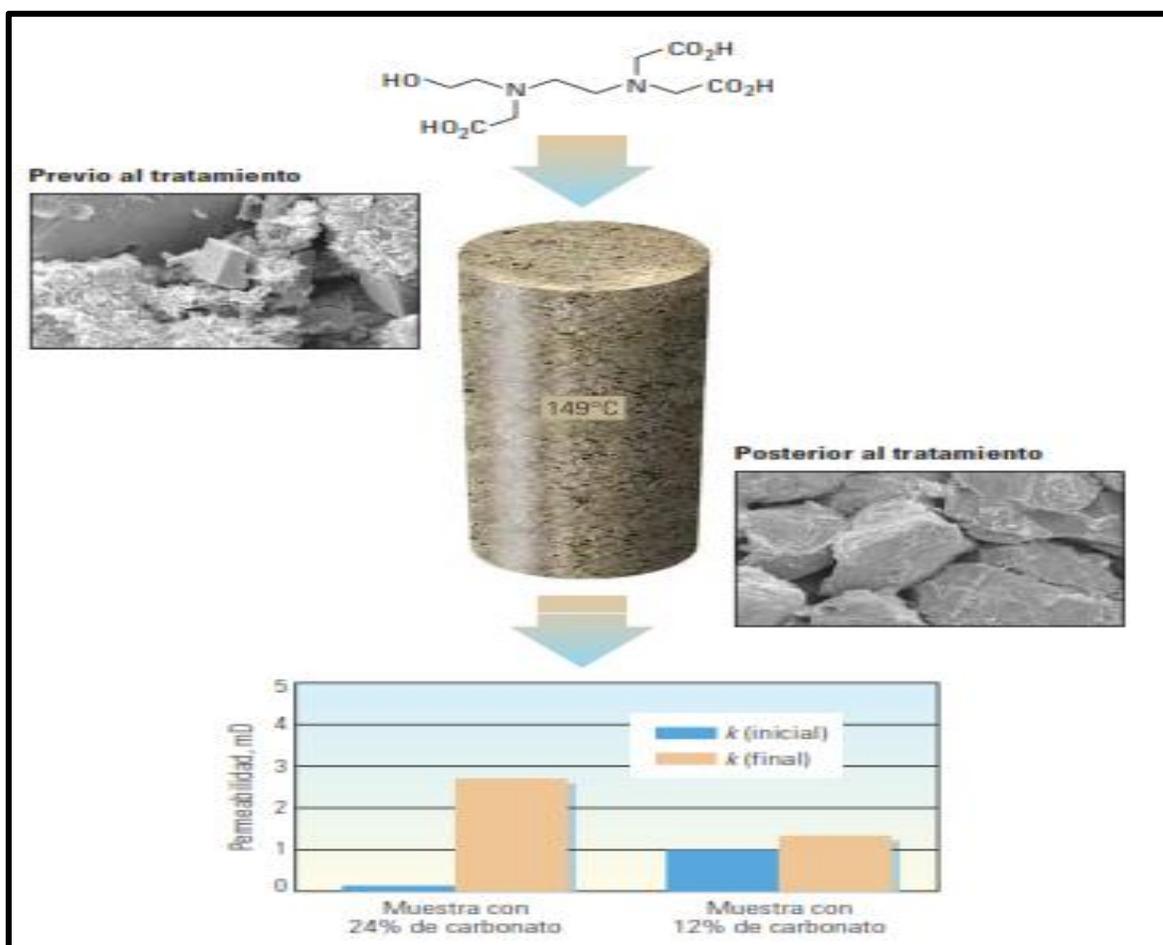


Figura 3.20 Tratamiento de quelantes sobre areniscas campo Nemba

En el análisis final, el éxito de los tratamientos de acidificación de pozos de alta presión y alta temperatura impondrá mayores demandas tanto en lo que respecta a los fluidos como a los procedimientos de tratamiento. Se requerirán fluidos que posean velocidades de reacción controladas, baja corrosión y huellas aceptables para la salud, la seguridad y el medio ambiente; los agentes quelantes constituyen un buen ejemplo de un paso adoptado en esta dirección. En conjunto, los desarrollos futuros, tanto en materia de fluidos como de procedimientos de tratamiento que los emplean, garantizarán que las operaciones de acidificación de la matriz avancen para responder a las condiciones difíciles que se planteen a medida que se desarrollen campos nuevos.

3.4 Bombeo electrocentrífugo en aguas profundas ^{12,13,14}

Debido al inminente agotamiento de la producción de crudo a nivel mundial desde que alcanzó su pico en el 2003, se está analizando la posibilidad de mantener los niveles de producción. Una forma es con los nuevos avances tecnológicos en materia de recuperación secundaria y mejorada y sistemas artificiales de producción. Y la otra es ir a lugares remotos a buscar más crudo. Actualmente, el área de aguas profundas, Deepwater en inglés, es uno de los temas de investigación y desarrollo más apasionantes en la industria petrolera. En la actualidad países como Brasil, Nigeria y Estados Unidos de América por nombrar algunos, han enfrentado el reto de dirigir sus operaciones de exploración y explotación en aguas profundas. Se ha determinado gracias al estudio de estas zonas que una gran cantidad de hidrocarburos se encuentran almacenados en yacimientos que tienen más de 500 metros de tirante de agua (distancia entre la superficie y el lecho marino), donde el reto principal son las condiciones ambientales a las que son expuestos el equipo de perforación y producción. México tiene 5 campos explorados en áreas con tirantes de aguas profundas y se ha creado la unidad especializada en aguas profundas de Petróleos Mexicanos, donde se pretende estudiar el potencial de explotar alrededor de 575,000 kilómetros cuadrados; donde se estima que existen numerosos campos en el área conocida como el Golfo de México, ya que se define como la región de mayor potencial petrolero con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa un 56 por ciento del recurso total del país ¹¹. Solo que las condiciones bajo las que se realizan operaciones en tirantes de aguas profundas representan desarrollar nuevas tecnologías y mejorar los procesos de explotación con equipos que soporten las condiciones ambientales a las que serán sometidos.

Las operaciones en aguas profundas requieren un gran trabajo que inicia desde la exploración hasta la optimización de la máxima recuperación disponible de hidrocarburos; por ello la tecnología, materiales requeridos y equipo que realiza actividades en tirantes de aguas profundas requiere altos costos para su adquisición y operación debido a la disponibilidad de los equipos que se

encuentran en el mercado, estas actividades a nivel internacional han permitido que la demanda por adquirir nuevas herramientas y desarrollar mejores métodos de explotación sea una opción que facilite llevar a cabo las operaciones bajo estas condiciones. El desarrollo de campos implica numerosos riesgos y altos costos operacionales en zonas de potencial explotable, así que debe encontrarse la forma adecuada para obtener el mayor beneficio económico y seguro para la producción de hidrocarburos.

El aseguramiento de la producción se extiende desde el yacimiento hasta el flujo ascendente a través de las tuberías de producción; por ello las bajas temperaturas, altas presiones y las extensas distancias de líneas de empalme hacen que se realicen trabajos especializados en predicciones, modelados de flujo, análisis de fluidos, refuerzo del flujo, medición, vigilancia y control de la producción, todo esto para proveer un enfoque multidisciplinario que trabaje en conjunto y permita optimizar la producción de fluidos que proviene de campos submarinos con tirantes de agua mayores a los 500 metros ¹².

Desarrollar campos en aguas profundas es todo un reto tecnológico y operativo, primero por lo remoto de esos lugares, y después por las condiciones extremas que ahí se presentan, por ejemplo altas presiones, con lo cual el diseño de las herramientas usadas debe resistir esas presiones enormes causadas por el tirante de agua, o la temperatura, que debido a la profundidad es muy baja y ocasiona el taponamiento de las tuberías debido al congelamiento de los hidrocarburos.

3.4.1 Clasificación de operaciones de acuerdo al tirante de agua ¹¹

Los tirantes de agua son considerados, distancia entre la superficie y el lecho marino y en todo este trabajo nos apegaremos a dicha clasificación, entendiendo aguas profundas al tirante comprendido entre 500 y 1500 metros (**figura 3.21**).

- Operaciones en aguas someras: Son actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en tirantes de agua menores a 500 metros.
- Operaciones en aguas profundas: Se refiere a la exploración y explotación de cuencas marinas con tirantes de agua entre 500 y 1500 metros.
- Operaciones en aguas ultraprofundas: Cuando el tirante de agua supera los 1500 metros.

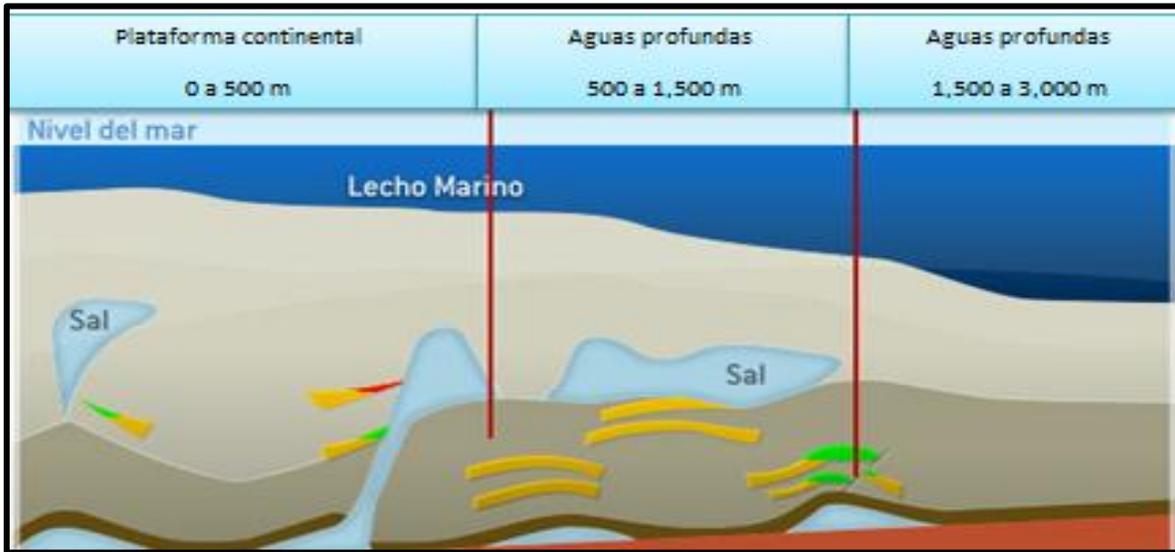


Figura 3.21 Clasificación de aguas profundas

Las terminaciones costa afuera se clasifican de acuerdo a su tirante de agua:

- Terminaciones submarinas, de pocos metros a 500 metros.
- Terminaciones en aguas profundas, de 500 a 1500 metros.
- Terminaciones en aguas ultra profundas, de más de 1500 metros

En las áreas marinas, la localización y el diseño del árbol de producción son una función del tirante de agua y la disponibilidad de las plataformas. En tirantes de agua inferiores a 1,830 [m] ó 6,000 [pies], los árboles pueden instalarse sobre una plataforma marina o *spar*. Cuando la profundidad del fondo marino excede los 6,000 [pies], la tecnología actual no permite las instalaciones de plataformas marinas, por lo que debe colocarse un “árbol submarino” sobre el fondo del mar (**figura 3.22**). Los árboles de producción sumergidos habitualmente son más complejos que las terminaciones con plataformas convencionales, y normalmente incluyen disposiciones para el monitoreo de la presión y la temperatura, y hardware sofisticado para el control automático del flujo de fluido.



Figura 3.22 Árbol de producción submarino

Los árboles submarinos pueden ser verticales u horizontales. En general, los árboles verticales se instalan después de bajar la tubería de producción en el pozo. Por lo tanto, si se requiere una reparación, el árbol puede recuperarse sin remover la terminación. Su principal limitación es la dificultad que implica la intervención del pozo después de la instalación. Por el contrario, los árboles horizontales están diseñados para permitir que los ingenieros finalicen una operación de terminación después de instalado el árbol. En consecuencia, la tubería de producción y otros dispositivos pueden bajarse en el pozo después de instalar el árbol en su lugar. Además, los árboles horizontales son más compactos.

3.4.2 Aguas profundas en México ¹¹

Actualmente las áreas de interés para aumentar las reservas de hidrocarburos en todo el mundo van dirigidas hacia las zonas de aguas profundas y ultraprofundas, en el caso de México las regiones ubicadas en estos tirantes de agua se conforman por una extensión aproximada de 575,000 kilómetros cuadrados en el Golfo de México, lo que resulta una zona estratégica con gran potencial para desarrollar proyectos y producir el aceite y gas contenido en dicha área, la cual está limitada al norte con Estados Unidos de América y al oriente con aguas territoriales de Cuba.

La zona de aguas profundas ha sido considerada por Petróleos Mexicanos como la región de mayor riqueza de hidrocarburos, la explotación de petróleo en esta zona cuenta con un recurso prospectivo de 29,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representaría un 56 por ciento del recurso total del país,

expertos señalan que no existe información científica aplicada a la exploración petrolera que permita conocer a detalle la localización de los sitios para perforar pozos en aguas profundas del Golfo de México, sin embargo se busca que los proyectos de exploración petrolera para perforar pozos vaya dirigido a zonas de gran potencial de hidrocarburos, en la **figura 3.23** se puede observar las áreas en las que se realizarán actividades de perforación y explotación de campos en aguas profundas y ultraprofundas.

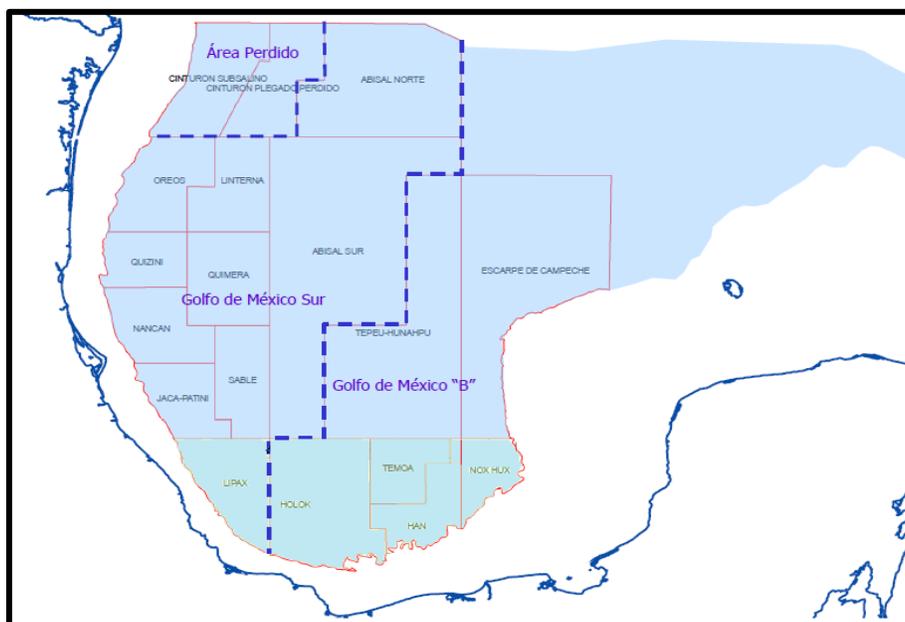


Figura 3.23 Descripción del área con potencial para explotar hidrocarburos en el Golfo de México.

Las áreas más importantes definidas para comenzar actividades en aguas profundas y ultraprofundas por parte de México son: Cinturón Plegado Perdido, Oreos, Nancan, Jaca-Patini, Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, localizadas frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz.

Los riesgos de trabajo en estas áreas varían dependiendo del tirante de agua y el tipo de aceite, pero permitirían explotar una gran cantidad de hidrocarburos, datos oficiales reportan que a partir del 2015 existen grandes expectativas de incorporar producción proveniente del Golfo de México, que podría aportar un volumen de 13 mil barriles de petróleo. Esta producción de crudo se convertiría en la primera obtenida a partir de un proyecto de aguas profundas en México, misma que podría incrementarse a 92 mil barriles de petróleo hacia el 2017.

La exploración y explotación de campos en aguas profundas en la parte estadounidense cuenta ya con la participación de alrededor de 30 compañías operadoras y a la fecha se han descubierto más de 190 campos, de los cuales cerca de 150 se encuentran produciendo hidrocarburos.

Llevó más de 20 años aproximadamente el descubrir esta área y EUA ha logrado alcanzar una producción alrededor de 1 millón de barriles de aceite y 30 millones de pies cúbicos de gas diarios, operando a través de compañías que cuentan con tecnología que promete en dos años más duplicar su producción.

3.4.3 Terminaciones inteligentes en aguas profundas ¹²

Las terminaciones inteligentes tienen la mayor parte de sus aplicaciones en el medio ambiente submarino, en especial en aguas profundas. Los beneficios de estas aplicaciones sólo pueden derivarse cuando el sistema está implementado con éxito. Una implementación exitosa requiere de la interfaz de una gestión eficaz de los diferentes componentes del proceso de terminación. Las aguas profundas poseen sus propios problemas de desarrollo. Éstos incluyen el alto costo de desarrollo, limitaciones con las tecnologías existentes y las cuestiones relativas a la aplicación de otras tecnologías nuevas.

Las actividades de desarrollo en estos entornos son más costosas que la perforación estándar y la tecnología suele ser llevada al límite. Esto ha resultado en la necesidad de desarrollar y aplicar nuevas tecnologías e invertir en la mejora de las ya existentes. Así, las terminaciones inteligentes se están convirtiendo en un componente importante de la mayoría de las actividades de desarrollo en aguas profundas. La aplicación de esta tecnología puede ser debido a la importante mejora de la fiabilidad de los sistemas, una mayor comprensión del funcionamiento de los componentes y el valor económico obtenido de la tecnología. La mejora de la fiabilidad podría estar asociada con un mayor número de instalaciones en el mundo. Las lecciones aprendidas de estas instalaciones han dado lugar a una mejor integración de los componentes ¹³.

En un entorno de aguas profundas, entre otros beneficios, las terminaciones inteligentes permiten a los operadores la reducción de las intervenciones, y pueden monitorizar y controlar remotamente el flujo de los fluidos del pozo, optimizando así la producción, a fin de maximizar el valor de los activos. Grandes campos en aguas profundas con un número limitado de pozos requieren pozos inteligentes para maximizar su capacidad de producción.

3.4.4 Sistemas artificiales de producción en aguas profundas

La terminación de pozos en aguas profundas también incluye el uso de los SAP. El bombeo mecánico “NO” se usa en aguas profundas, pues por lo remoto de esos lugares y por el tamaño del equipo superficial es prácticamente inviable. El Bombeo Neumático Inteligente suele ser aplicado en pozos de aceite mediano y ligero, y en yacimientos que tengan un buen casquete de gas a alta presión. En aguas profundas, la mayoría de los aceites encontrados son pesados o extrapesados. A veces el BN Inteligente no posee la suficiente fuerza para

levantar fluidos tan pesados y que tienen que elevarse a grandes distancias. Ante esto, el SAP más aplicado en aguas profundas es el bombeo electrocentrífugo. El BEC es el sistema artificial ideal en aguas profundas, dado su versatilidad y su diseño compacto, dicha versatilidad se debe a la combinación de las válvulas de control de flujo, el variador de frecuencia y las bobinas de fondo. Puede producir aceites pesados, incluso puede hacerlo si esos aceites contienen agua o arena. Para eliminar la presencia de gas, se usa un separador de gas, dicho gas de produce generalmente por la TR.

3.4.5 Aseguramiento de la producción submarina

El aseguramiento de la producción tiene como objetivo estudiar las condiciones a las que son expuestos los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento y mitigar los problemas (el tirante de agua, las altas presiones y bajas temperaturas) en éste proceso. Brindando estrategias adecuadas para evitar los problemas asociados en el transporte de hidrocarburos, permite establecer el aseguramiento de flujo a través del sistema de producción submarino, ofrece la posibilidad de reforzar el flujo al utilizar sistemas que suministren energía adicional a los fluidos para trasportarlos de forma continua y se encarga de vigilar y controlar las operaciones en el proceso de producción.

El aseguramiento de flujo es de suma importancia ya que determina el éxito de la producción de aceite y gas de campos en tirantes de aguas profundas, permite determinar el sistema más óptimo y viable para realizar las operaciones y manejar de forma adecuada los fluidos producidos en el yacimiento y llevarlos con seguridad a instalaciones para ser tratados, el aseguramiento de flujo es una función crítica para lograr que el proceso de producción sea lo más económicamente posible haciendo rentables los proyectos bajo dichas condiciones.

El aseguramiento de la producción submarina puede dividirse en tres funciones relacionadas entre sí:

- Aseguramiento de flujo.
- Refuerzo del flujo.
- Vigilancia del flujo

El aseguramiento de flujo es la capacidad de producir económica y técnicamente hidrocarburos del yacimiento durante la vida del campo en cualquier ambiente, implica el análisis de muestras de fluidos producidos para determinar el comportamiento del yacimiento y anticipar los problemas de flujo asociados con su explotación, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar problemas relacionados con el flujo continuo de hidrocarburos.

El refuerzo del flujo implica el diseño, ubicación y operación de los sistemas artificiales de producción y las bombas de refuerzo submarinas, que se combinan para lograr superar las presiones existentes entre el yacimiento y las instalaciones de producción en superficie.

La vigilancia del flujo utiliza medidores de flujo submarinos, servicios fijos de vigilancia y sensores para medir la presión, temperatura, gastos de flujo, y otras variables que resultan esenciales en lo que respecta al ajuste de operación de las bombas, los inyectores químicos y otros componentes para optimizar el desempeño de los sistemas de producción submarina.

En todos los campos con tirantes de aguas profundas reportan una mayor eficiencia en la etapa de desarrollo y operación gracias a los estudios que se realizan a través del aseguramiento de la producción permitiendo eliminar los problemas relacionados con su función en toda la vida productiva del campo.

3.4.6 Aseguramiento de flujo en sistemas artificiales de producción

Los sistemas artificiales de producción son usados en la función del refuerzo de flujo, debido a que la energía del yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, estos sistemas no sólo permiten mantener la producción de hidrocarburos con el gasto deseado sino es vital en el aspecto económico del desarrollo en general de un campo.

La aplicación de sistemas artificiales de producción son procesos que basan su funcionamiento en 3 conceptos básicos que son; la hidráulica, mecánica y eléctrica, si bien un SAP agrega energía a la corriente de flujo del pozo, también puede lograr cambios en las propiedades de los fluidos producidos con respecto a la temperatura, presión o densidad. Los sistemas de levantamiento artificial se instalan para aumentar la energía en el fondo del pozo o para reducir la densidad efectiva del fluido en un pozo, así la carga hidrostática sobre la formación productora será menor, los SAP mejoran la recuperación mediante la reducción de la presión de fondo de pozo a la cual se debe abandonar las operaciones dentro del mismo ¹⁴.

Existen dos sistemas artificiales de producción que se utilizan normalmente en pozos submarinos y con aplicación en tirantes de aguas profundas debido a que su diseño y mecanismo de operación se ajustan a las condiciones que predominan en tirantes de agua mayores a los 500 metros.

Estos dos sistemas; el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo sumergido cuentan con flexibilidad para ser instalados en el sistema de producción submarino y se ha desarrollado nuevos materiales y diseños para que su fabricación pueda no ser un factor limitante en el uso de ellos en ambientes extremos. El sistema artificial de producción por gas funciona mediante la inyección de gas natural en los fluidos de producción, el gas inyectado reduce la densidad del fluido, ayudando así a que la presión del yacimiento levante el fluido

hasta el árbol de producción. En el caso del BEC, el impulsor y difusor alojadas dentro del sistema someten a los fluidos al efecto de la fuerza centrífuga comprimiéndolos y a través de la bomba se logra impulsar estos fluidos hacia la superficie.

3.4.7 BEC en aguas profundas

A medida que aumentan las profundidades de las aguas de desarrollo submarino y las longitudes de alcance de pozos, los operadores requieren métodos de tecnología más avanzada y más económicos para producir reservas a lo largo de la vida de los campos en aguas profundas. Las novedosas soluciones para producción de distintas compañías elevan los fluidos desde los campos submarinos en aguas profundas para maximizar la producción y minimizar los costos, expandiendo por ende los límites de desarrollo económico de la tecnología submarina.

Este sistema artificial de producción es mejor conocido como BEC, el cual es instalado cuando existe presencia de aceites pesados, el acceso de gas de inyección es limitado o las presiones del fondo del pozo impiden que se implemente un bombeo neumático.

En cuanto al BN continuo en aguas profundas el BEC establece un mayor potencial de producción así como entre sus principales ventajas se encuentra el manejar grandes cantidades de agua y la producción de aceites pesados. Este sistema provee una fuerza centrífuga para presurizar los fluidos producidos y permitir el desplazamiento de estos a la superficie, su funcionamiento requiere una bomba centrífuga que está conectada a un motor eléctrico que utiliza un cable de suministro de energía.

La bomba está diseñada para soportar la carga del fluido, debe resistir la corrosión debido a que como se ha mencionado antes, el principal problema es determinar nuevos materiales que permitan soportar los ambientes extremos en tirantes de aguas profundas.

Limitaciones de un BEC en aguas profundas:

- El consumo de energía que requiere el motor.
- No puede trabajar si se encuentra presencia de gas.
- Se requiere el desarrollo de nuevo equipo para permitir la transmisión de energía en tirantes de aguas profundas.
- La instalación suele ser costosa.

A través de los años se ha mejorado el diseño de este sistema permitiendo utilizar materiales que soporten sobre todo las temperaturas y los gastos de producción con los que se trabaja así como pueden tener diferente configuración para ser

instalado ya sea dentro del pozo o fuera de él. La evaluación de este sistema artificial de producción es importante para el aseguramiento de flujo ya que el diseño debe ser confiable y abordar un buen control y monitoreo de su funcionamiento, así como es una herramienta que promete nuevos avances tecnológicos para su uso en tirantes de aguas ultraprofundas. En cuanto a su eficiencia el BEC puede tener hasta un 40 por ciento más que el uso de un sistema con inyección de gas, haciéndolo un sistema más atractivo para los pozos submarinos en aguas profundas. Tradicionalmente los sistemas de BEC se instalan en el fondo del pozo y pueden utilizar un sistema de seguridad de BN para que en caso de que se requieran realizar actividades de mantenimiento de la bomba o la sustitución de la misma por alguna falla técnica, pueda seguir la producción de hidrocarburos.

La configuración de estos sistemas básicamente está diseñado para los ambientes submarinos, simplemente las bombas han tenido un re-diseño para superar los problemas de presión e instalación en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas. El BEC tiene la ventaja además de instalarse a través de sistemas flotantes o plataformas semisumergibles lo que reduce el costo de instalación o por una intervención que se requiera. Otra ventaja que se ha determinado con el uso de este sistema es que la producción de varios pozos pueden ser impulsados mediante un solo sistema de BEC para el refuerzo del flujo de los hidrocarburos que se producen en el yacimiento.

Entre las principales ventajas para el uso de un sistema BEC en aguas profundas se encuentran:

Simplicidad en su operación en tirantes de aguas profundas.

Mayor compatibilidad con las condiciones de presión y temperatura en el pozo.

- Accesible para instalarse en tirantes de agua más profundos.
- Su ventaja principal es que sus instalaciones superficiales que requiere el sistema no es obstáculo para alojarse en la estructura superficial.
- Adaptarse a los altos gastos de producción.

Y dentro de las principales desventajas se encuentran:

- El costo de mantenimiento y reparación puede ser elevado.
- No se cuenta con mucha experiencia en la aplicación del sistema.
- La reparación o mantenimiento del sistema puede requerir un lapso de tiempo largo para llevarse a cabo.
- Mayor estudio en la innovación de cables eléctricos para suministrar energía a la bomba.
- El tirante de agua puede limitarse por el rango de potencia del motor y el tamaño del mismo.

3.4.8 Sistema boosting

Este tipo de equipo se utilizan como un método alternativo de bombas de fondo, y resulta conveniente cuando la producción de un gran número de pozos puede

combinarse y ser impulsada por un conjunto de válvulas de producción. Su instalación es sobre el lecho marino (ver **figura 3.28**), y se encuentran más cerca del yacimiento si se instalan al nivel del mar para mejorar la altura de succión de la bomba y así lograr un sistema con mayor potencia. Es común que sean consideradas como un sistema adicional para alargar la vida productiva de un campo y desempeñan un papel importante en cuanto al aseguramiento de flujo. Su principio se basa en presurizar las corrientes de producción y permitir reducir los problemas de formación de hidratos y ceras al dejar salir el calor a través de la corriente, permite incrementar la presión y aumentar así la velocidad del flujo. Permiten asegurar el flujo ya que proveen calor y presión, pueden ser utilizadas en combinación con algún sistema artificial de producción haciendo más eficiente la recuperación de hidrocarburos.

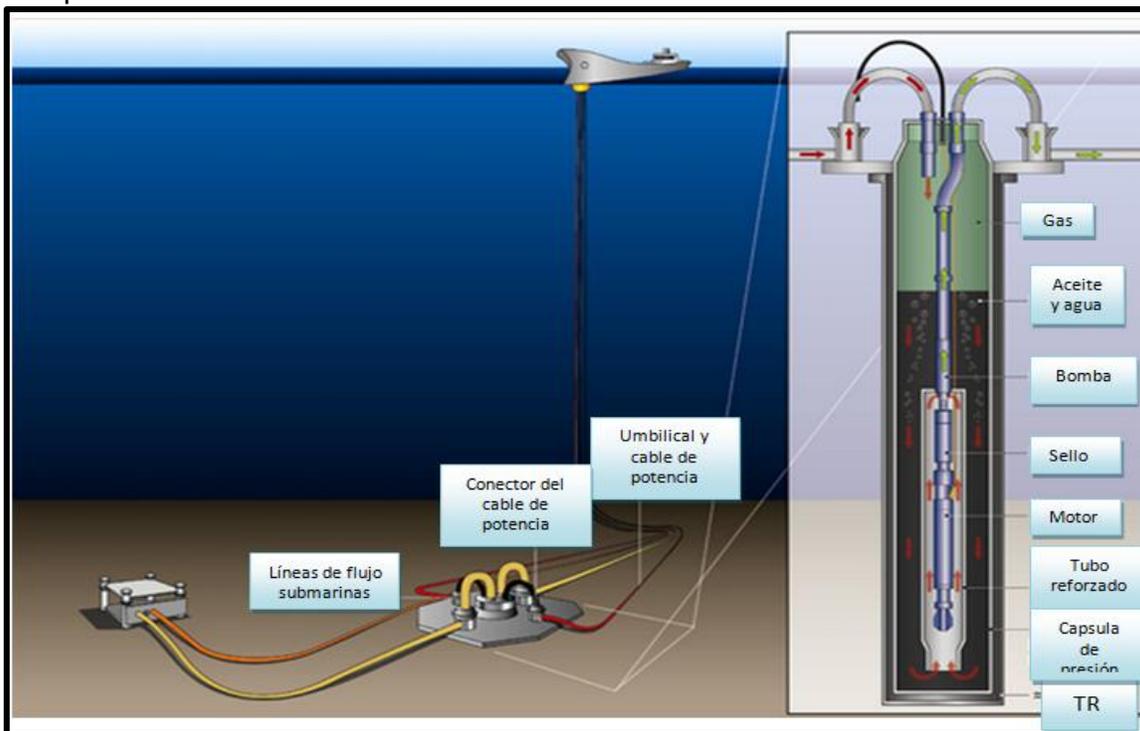


Figura 3.28 Sistema Boosting

Las bombas de refuerzo multifásicas submarinas permiten combatir la contrapresión generada por el empalme o por la longitud y elevación de las líneas de flujo que impiden que un pozo fluya naturalmente, una bomba de refuerzo instalada cerca del cabezal de producción puede ayudar a reducir la presión en boca de pozo.

Otro de los efectos que permite su diseño y operación es extender la producción de hidrocarburos mediante la reducción de la presión en la boca de pozo en lugar de abandonar los pozos submarinos cuando la presión es muy elevada y dificulta la producción de hidrocarburos.

Si la corriente de producción se separa en múltiples fases la bomba multifásica de refuerzo puede evitar condiciones de flujo transitorio en los equipos de producción en superficie, ya que permiten presurizar la corriente de producción, comprimiendo el gas y a veces haciendo que vuelva a estar en solución. Las bombas expulsan los fluidos producidos como un líquido homogéneo en condiciones de presión y temperatura elevadas y con un régimen de flujo estacionario.

Otra ventaja de su uso es que cuando los fluidos salen de la bomba el calor permite reducir los problemas de formación de hidratos y parafinas, y al incrementar la presión ayuda a aumentar las velocidades de flujo.

Las soluciones del bombeo electrocentrífugo como levantamiento (boosting) son más eficientes que muchos otros sistemas de bombeo artificial y tienen un desempeño probado de operación en condiciones de altas temperaturas y presiones, lo que las hace ideales para entornos submarinos. La tecnología del sistema BEC puede producir altos volúmenes de fluido (hasta 150.000 Bpd), tiene un amplio rango operativo y puede suministrar el empuje necesario (de más de 5000 lb/pg²) para elevar el flujo de producción a la plataforma. Hoy en día diferentes compañías ofrece sistemas duales de bombeo electrocentrífugo (BEC) en pozo, sistemas de levantamiento en lecho marino y sistemas de levantamiento instalados. Cada opción brinda distintas ventajas, dependiendo de las necesidades generales de producción de los campos submarinos.

3.5 Pozos con alta temperatura en sistemas BEC ^{15,16}

En la industria petrolera cada vez existen más operaciones en condiciones de alta presión y alta temperatura en el fondo del pozo. Este ambiente acarrea problemas técnicos difíciles de resolver a lo largo de toda la vida productiva de un pozo. Los científicos e ingenieros están desarrollando herramientas, materiales y productos químicos de avanzada tecnología para enfrentar estos diseños.

El descubrimiento y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos puede constituir una propuesta difícil, que a menudo requiere que los productores de petróleo y gas se enfrenten con condiciones de fondo de pozo hostiles. Si bien los pozos con alta presión y alta temperatura en esencia son construidos, estimulados, producidos y monitoreados en forma similar a los pozos con condiciones menos exigentes, el ambiente hostil limita el rango de materiales y tecnologías disponibles para explotar estos yacimientos.

3.5.1 Clasificación de altas temperaturas

Los pozos con alta presión y temperatura “HPHT” son aquellos cuya temperatura de fondo alcanza los 150 [°C] (300 °F) o su presión de fondo asciende a 10,000[lb/pg²]. En la **figura 3.25** se muestra un sistema de clasificación de HPHT. Basados en los límites de estabilidad de los componentes comunes de las herramientas para servicios al pozo; sellos elastoméricos y dispositivos electrónicos.¹⁵

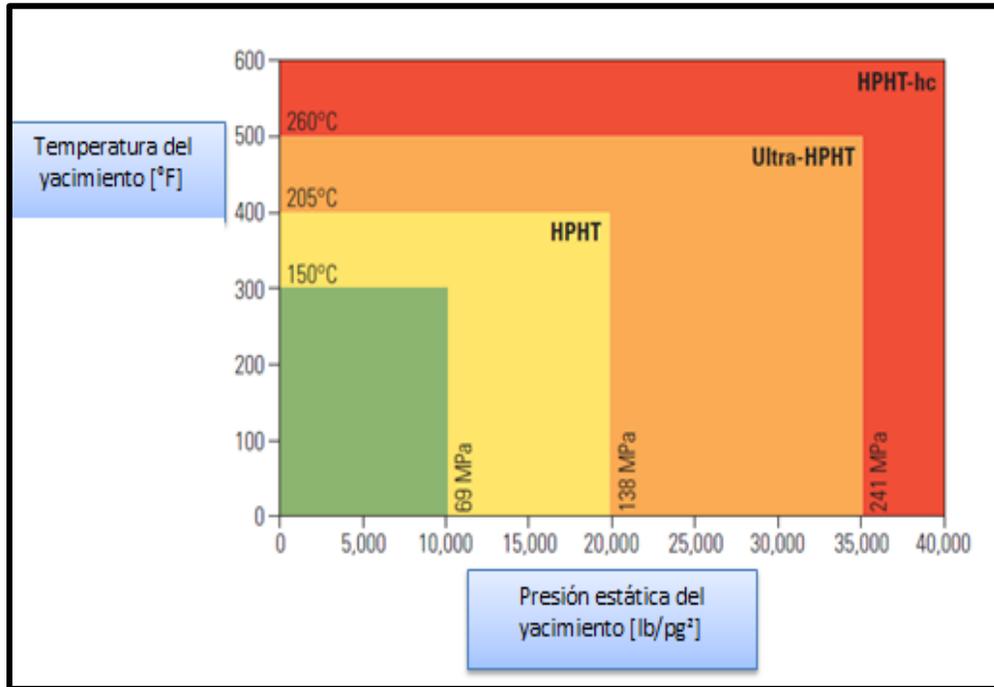


Figura3.25 Clasificación de altas temperaturas y altas presiones

Los proyectos HPHT a nivel mundial en la última década se incrementaron; sin embargo, estos proyectos representan sólo alrededor del 1% de los yacimientos productores de todo el mundo. Las principales áreas HPHT se encuentran en Estados Unidos (las áreas de aguas profundas del Golfo de México y los pozos profundos y calientes de tierra firme), el Mar del norte, el Mar de Noruegas, Tailandia e Indonesia (**figura 3.26**). Además, los proyectos de recuperación térmica para extraer petróleo pesado se localizan en Canadá, California, Venezuela y Europa Oriental.



Figura 3.26 Principales proyectos de altas temperaturas a nivel mundial

Los pozos Ultra-HPHT exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existentes; más de 205°C (400 °F) o 20,000[lb/pg²]. En la actualidad, la operación de los componentes electrónicos a temperaturas superiores requiere la instalación de disipadores de calor internos o la instalación de los dispositivos dentro de un recipiente de vacío para proteger los componentes electrónicos de las temperaturas severas.

La clasificación HPHT-hc define los ambientes más extremos: pozos con temperaturas y presiones superiores a 260 [°C](500 °F) o 35,000(lb/pg²), respectivamente. Es poco probable que tales condiciones de presión existan en el futuro previsible. No obstante, las temperaturas de fondo en los pozos geotérmicos y de recuperación térmica ya exceden los 260 °C. El término “hc” proviene de las clasificaciones de los declives montañosos más pronunciados utilizadas por la prueba de ciclismo Tour de France. En idioma francés, “hc” corresponde a “hors catégorie,” lo que significa en esencia “más allá de clasificación.”

Un parámetro vital de los pozos HPHT es el tiempo durante el cual las herramientas, materiales y productos químicos deben tolerar el ambiente hostil. Por ejemplo, las herramientas de obtención de registros y pruebas, los lodos de perforación y los fluidos de estimulación están expuestos a ambientes HPHT un tiempo limitado; sin embargo, los empacadores, filtros (cedazos) de arena, equipos de monitoreo de yacimientos, bombas electrocentrifugas deben sobrevivir muchos años; incluso más allá de la vida productiva del pozo. Por ende, este factor de tiempo posee un impacto considerable sobre la forma en que los ingenieros abordan el desarrollo de productos.

3.5.2 Producción de aceite pesado ¹⁶

La merma de suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los aceites pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para aceites convencionales

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar (**figura 3.27**), el petróleo pesado, el petróleo extra pesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70 % de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 13 trillones de barriles. Por lo general mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

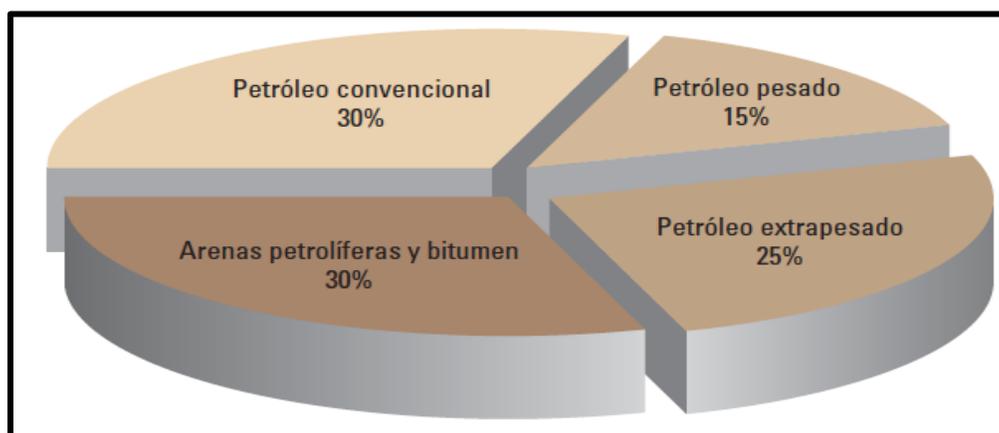


Figura 3.27 Total de reservas de petróleo del mundo

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del

petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los aceites pesados, porque los aceites pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los aceites convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta. Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m³]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen.

3.5.3 Métodos de recuperación del aceite pesado en frío

Los métodos de producción en frío son aquellos que no requieren el agregado de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Los métodos asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería. Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Gran parte del petróleo de la faja de petróleo pesado en Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y mediante el empleo de tecnología de sistemas artificiales como los sistemas de bombeo electrocentrífugo y los sistemas de cavidad progresiva, se llevan los hidrocarburos a superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.

La producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) es otro método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de petróleo pesado. En cientos de campos petroleros de Canadá, se produce arena con hasta un 10% de “corte de arena” en volumen junto con el aceite. El gas que se libera del aceite presurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. El

movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados agujeros de gusanos, que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. El peso de la sobrecubierta ayuda a extrudir la arena y los líquidos. La arena y el aceite se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables.

3.5.4 Métodos de recuperación del aceite pesado termal

Los métodos termal, como su contraparte en frío, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción en frío, pero también lo son los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento de agua.

La estimulación cíclica por vapor de agua (CSS), también conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, es un método consistente en un solo pozo que se aplica en etapas. Primero, se inyecta vapor. Luego, durante el periodo de impregnación o espera, el petróleo se calienta. Por último, se producen y separan el petróleo y agua calentados y el proceso se reitera. El método permite obtener factores de recuperación de hasta 30%, posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos apilados o estratificados.

El desplazamiento por vapor de agua, otro método termal, es un proceso de pozos múltiples. El vapor es inyectado en los pozos inyector, en una diversidad de esquemas de espaciado y localización, y el petróleo es producido desde los pozos productores. El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40% pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar el vapor a regímenes efectivos. Los desafíos que plantea este método son el control del vapor de baja densidad por la gravedad, las heterogeneidades de los yacimientos y el monitoreo del frente de vapor.

El método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) funciona para los aceites extrapesados. Se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 5 a 7 [m] por encima del otro. El vapor inyectado en el pozo superior calienta el aceite pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el aceite movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior (**figura 3.28**). La comunicación inicial se establece entre el inyector y el productor mediante inyección de vapor, vapor cíclico o inyección de solvente. El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 70%. No obstante, la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación por SAGD.

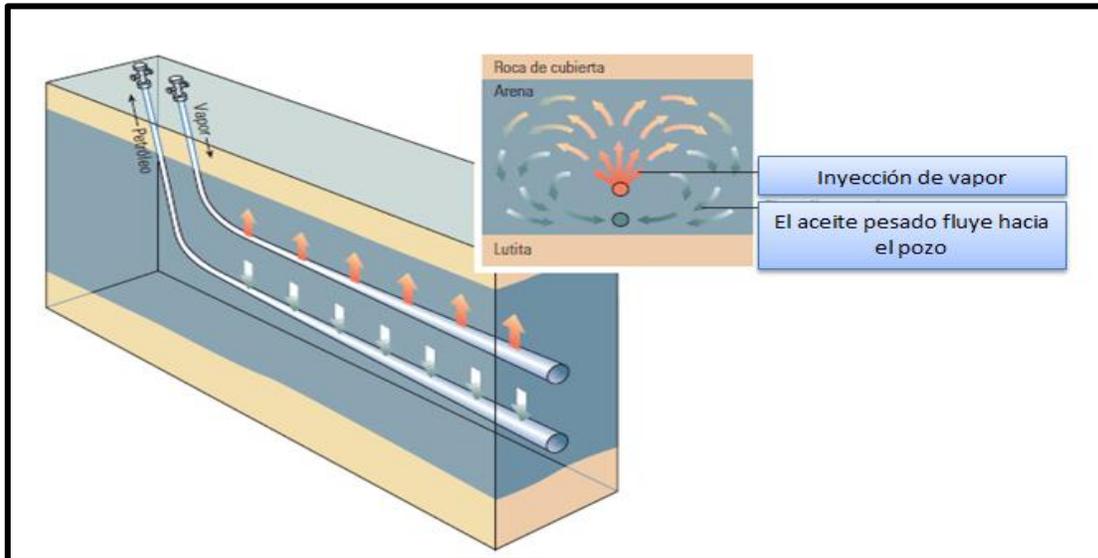


Figura 3.28 Método de inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional “La importancia del petróleo pesado” Oilfield Review, Otoño del 2006

3.5.5 Sistema BEC aplicado en procesos de inyección de vapor

Inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional También conocida como SAGD por sus siglas en inglés (Steam Assited Gravity Drainage), fue desarrollada por Roger Butler y sus colaboradores en la década de los 70s's, esta técnica consiste en aprovechar el drenaje gravitacional del aceite sobre el vapor para producir. Está enfocada a la recuperación de aceite extra pesado y bitumen que en condiciones normales no es fluyente debido a su alta viscosidad (en ocasiones mayores a 10,000 cp). Para este proceso se utilizan dos pozos generalmente horizontales (aunque pueden ser verticales), uno sobre otro. En el pozo superior se inyecta vapor y en el inferior se produce aceite que se segrega por gravedad, el aceite es extraído a la superficie por un sistema artificial.

Al inicio del proyecto se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de crear una cámara de vapor, en la cual se calientan los fluidos del yacimiento y el aceite disminuye su viscosidad logrando así fluir hacia el pozo productor por segregación gravitacional. Posteriormente sólo se inyecta vapor por el pozo superior y se produce por el pozo inferior (**figura 3.29**).

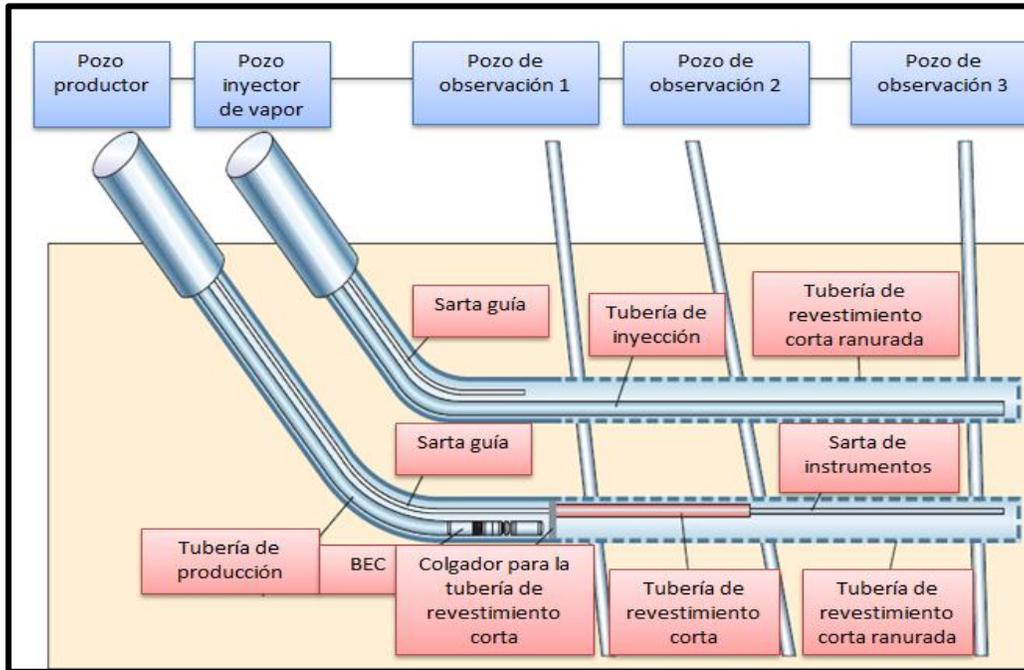


Figura 3.29 Método de inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional y sistema BEC

Este proceso puede alcanzar recuperaciones de hasta 55 % del aceite original, dependiendo de variables como el ritmo de inyección, la calidad del vapor y por supuesto las características del yacimiento.

Debido a que el proceso es adecuado para yacimientos poco consolidados y que tengan buena permeabilidad vertical, la técnica SAGD ha sido muy común en países como Venezuela y Canadá los cuales tienen grandes reservas de aceite extra pesado en yacimientos someros de arenas poco consolidadas. Sin embargo, se han propuesto algunas alternativas de este método para yacimientos que no cumplen con estas características, como la técnica VAPEX en la cual se inyectan aditivos junto con el vapor. El uso de pozos horizontales en la parte baja del yacimiento, ayudan a formar una cámara de vapor por encima de los pozos, y entonces el aceite es drenado en la parte baja del yacimiento. Con esto se incrementa el área de la cámara de vapor. El principal reto al bombear fluidos calientes son las altas temperaturas frecuentemente encontradas, en proyectos de SAGD se pueden presentar temperaturas de 260 [°C] mientras que en proyectos de inyección cíclica de vapor hasta de 350 [°C].

El sistema artificial de producción más usado para las operaciones de inyección de vapor es el bombeo mecánico, aunque también se ha aplicado bombeo hidráulico e incluso se ha aplicado bombeo electrocentrífugo con excelentes resultados. Existen varios problemas cuando se utilizan sistemas artificiales con fluidos calientes, pues estos pueden ocasionar un mal funcionamiento de los dispositivos utilizados, y si a esto le añadimos que generalmente se produce vapor junto con el aceite, el problema se complica aún más.

3.6 Incrustaciones en el sistema de bombeo electrocentrífugo ¹⁷

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los disparos, de las tuberías de revestimiento, tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de terminación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones, como ocurren en los caños de agua o en las teteras de agua de todos los hogares, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectores hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de aceite produce agua, o que utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. En ciertas áreas, como por ejemplo en el Mar del Norte y en Canadá, en donde existen regiones enteras con tendencia al depósito de minerales, esto ésta reconocida como uno de los principales problemas de la producción.

3.6.1 Efectos de las incrustaciones en el sistema integral de producción

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los disparos o se forma una capa espesa sobre las paredes de la tubería de producción. Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de terminación, como las válvulas de seguridad y el bombeo electrocentrífugo. Los efectos de las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos: en un pozo del campo Miller en el Mar del Norte, la producción descendió de 30,000[Bpd] (4770 m³/día) a cero en el lapso de 24 horas ¹⁶. Se debe considerar que los costos pueden llegar a ser enormes: la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción. Hasta no hace mucho tiempo, los métodos de tratamiento eran limitados y poco efectivos. Cuando se forma las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio (CaCO_3), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Pueden ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y que en algunas ocasiones puedan bloquearlas por completo, lo cual lleva un procedimiento para poderlas remover. En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO_4), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar barrenas de terminación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente.

3.6.2 Origen de las incrustaciones

Si se conocen las condiciones que provocan este problema y cuándo y dónde puede ocurrir, resulta más sencillo comprender cómo eliminar las incrustaciones y diseñar los tratamientos necesarios para restablecer la productividad del pozo a largo plazo. En segundo lugar, se presenta una descripción general de las técnicas mecánicas y químicas que se utilizan para la eliminación de incrustaciones, incluyendo los últimos avances en técnicas de limpieza a chorro y se examinan las ventajas y las limitaciones de cada método.

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y aceite.

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio [Ca^{+2}] y magnesio [Mg^{+2}]. Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [Ba^{+2}] y estroncio [Sr^{+2}]. EN los fluidos de

los yacimientos el total de sólidos disueltos pueden llegar a 400 000 mg/L [3.34ppg]. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico. La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 [lb/pg²] (48 Mpa) de disminución de la presión. No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100[°C](77 a 212 °F). Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio. Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO₂] y el ácido sulfhídrico (H₂S). La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el CO₂ como el H₂S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos. Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida; este efecto de la presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general; a medida que disminuye la presión, el CO₂ deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

3.6.3 Formación de las incrustaciones

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones de minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual

aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden disolver. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecerse el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones.

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en la superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o disparos en las tuberías de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos (**figura 3.30**).

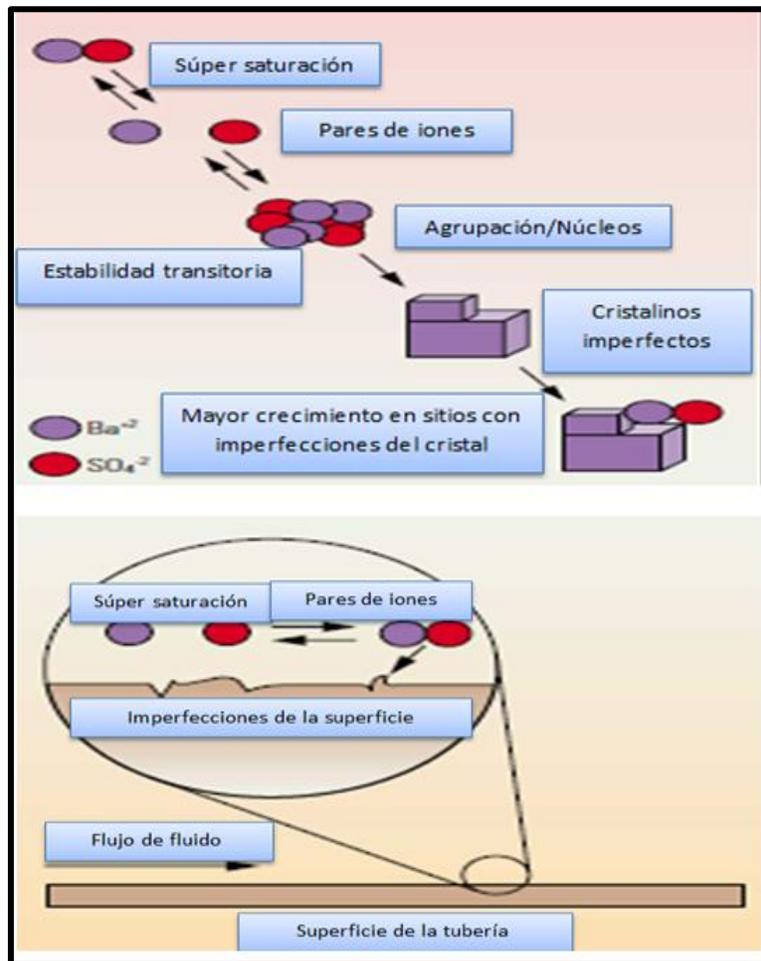


Figura 3.30 Formación de cristales por nucleación

Se concluye entonces que la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porque los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipamientos de terminación de fondo. La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones, a los que se detallará más adelante, que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

3.6.4 Identificación de las incrustaciones

El primer paso en el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos de minerales y la composición de los mismos. Las incrustaciones pueden presentarse como capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 [cm] o más. El efecto primario en la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de flujo. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción (**figura 3.31**). La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

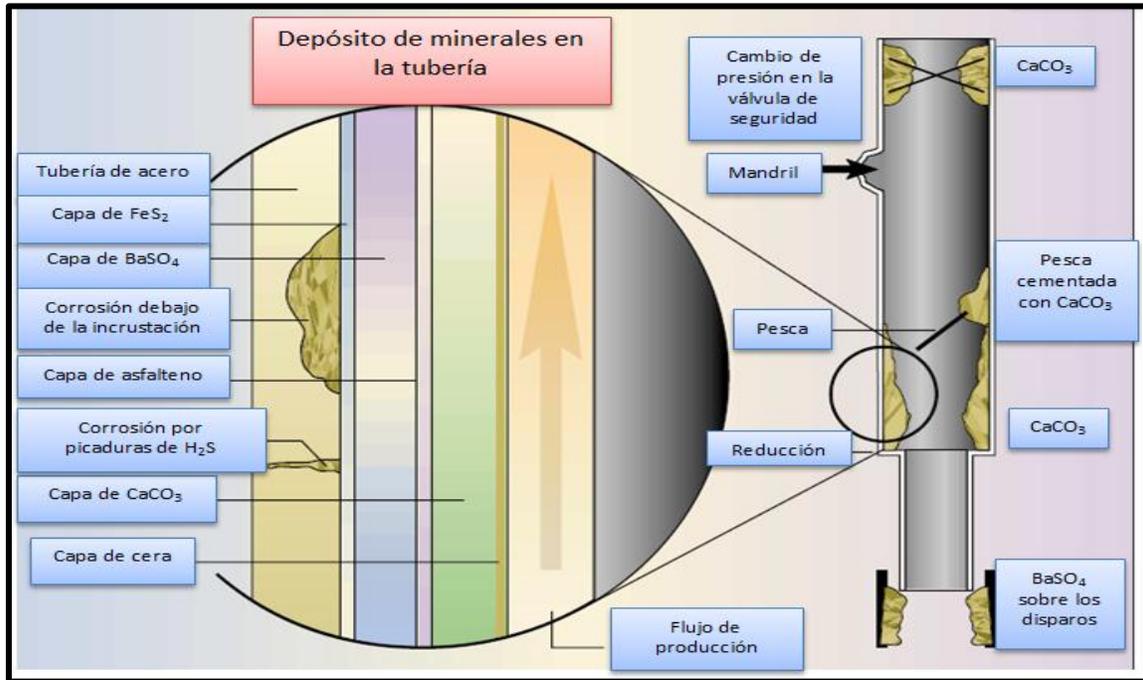


Figura 3.31 Capas de formaciones en las tuberías de producción y terminación

Matriz cercana al pozo: Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño con respecto de las incrustaciones que se encuentran en las tuberías: se miden en micrones en vez de centímetros. Bloquean los empaques de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después de largo periodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño (**figura 3.32**). Su eliminación por medio de disolventes químicos o ácidos puede contribuir a aumentar las tasas de producción en forma notable.

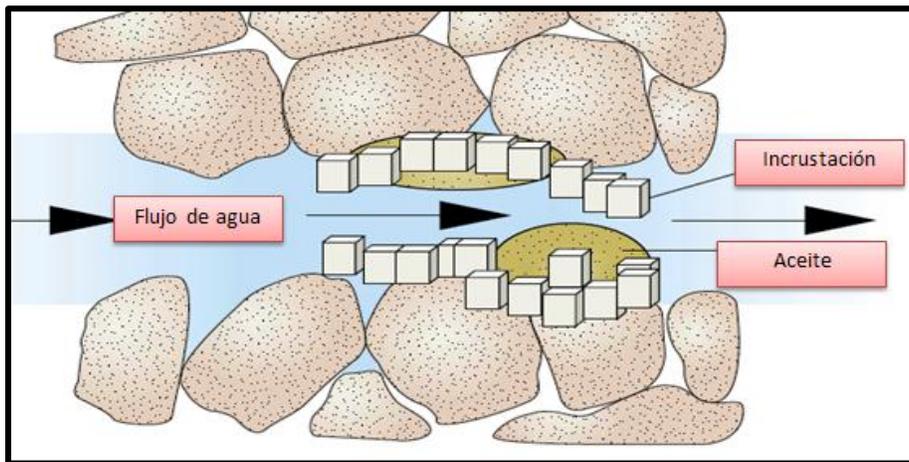


Figura 3.32 Daño en la matriz, depósitos de minerales restringen el flujo de los fluidos

Pozos inyector: Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyector, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección. Además, en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de la terminación (**figura 3.33**). Este problema se limita a las etapas iniciales de la inyección, cuando el agua de inyección entra en contacto con agua incompatible en la región cercana al pozo. Las incrustaciones que se forman en este punto pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inundación con agua.

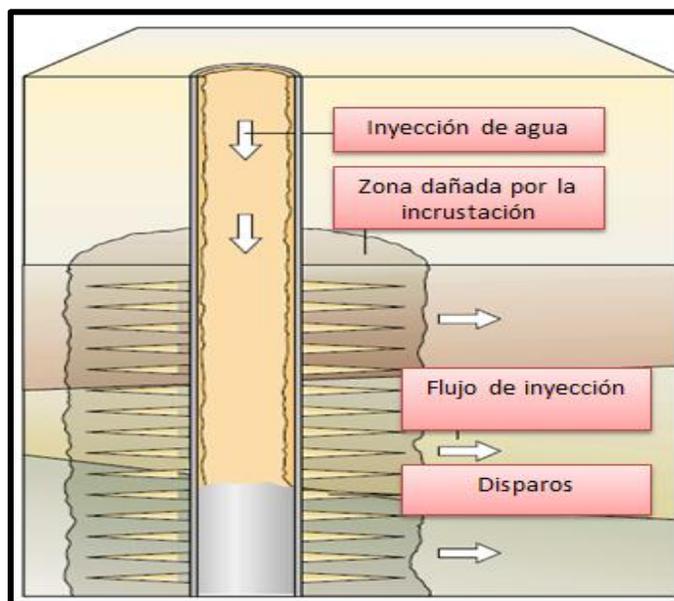


Figura 3.33 Formación de incrustaciones en un pozo inyector

La auto sedimentación del agua de inyección puede ocasionar el desarrollo de incrustaciones en la tubería de inyección. El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación del carbonato de calcio, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades del pozo, particularmente en pozos con alta presión y alta temperatura. La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de la formación) puede provocar daño al comienzo del programa de inyección de agua.

Detección de las incrustaciones: Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestra de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. La interpretación de registros de rayos gamma a menudo indica la presencia de residuos de sulfato de bario. En algunos casos, se llega a observar un aumento de hasta 500 unidades API en la actividad de los rayos gamma por encima de los valores naturales. Cuando se evalúa la producción por medio del análisis NODAL, éste puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si, por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de producción. En teoría, el análisis NODAL puede

indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del yacimiento a la producción, si bien esto es difícil de distinguir con respecto a otros tipos de daños que puede sufrir la formación.

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Normalmente, los operadores analizan la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ba^{+2} o sulfato (SO_4^{+2}), que coincide con una disminución de la producción de aceite y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar las incrustaciones. Mediante el estudio de la respuesta a los tratamientos químicos realizados con anterioridad, como los tratamientos ácidos, se pueden corroborar tales interpretaciones.

La posibilidad de advertir esta situación desde sus inicios resulta de gran valor para los operadores, dado que los pozos pueden incrustarse en un período de 24 horas o incluso menos. Los pozos que cuentan con terminaciones inteligentes y sistemas de monitoreo permanente están preparados para detectar los cambios que se puedan producir en la composición química del agua. El desarrollo de sensores subterráneos de incrustaciones y las aplicaciones de monitoreo permanente son temas de acentuada investigación actual.

Simulación química: Hoy en día se dispone de modelos químicos que permiten pronosticar la naturaleza y la extensión de las incrustaciones a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar la naturaleza y la extensión de las incrustaciones a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar el equilibrio de las fases utilizando principios de termodinámica y bases de datos geoquímicos y parten de ciertos datos básicos, como el análisis de concentración de elementos, temperatura, presión y composición de la fase de gas. Estos programas están diseñados para predecir el efecto de las perturbaciones, como mezclas incompatibles o cambios en la temperatura y la presión.

3.6.5 Causas principales de la aparición de incrustaciones

Mezclas incompatibles: La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. Con frecuencia se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar es rica en iones negativos de SO_4^{-2} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L (0.02 ppg), mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de Ca^{+2} y Ba^{+2} . La mezcla de estos fluidos en la matriz cerca al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos.

El sulfato de calcio (CaSO_4) se desarrolla en formaciones de calcáreos, mientras que el sulfato de bario (BaSO_4) y el sulfato de estroncio (SrSO_4) se encuentran en formaciones de areniscas. Si estas incrustaciones aparecen en la formación, resulta difícil eliminarlas con métodos químicos e imposible en forma mecánica. La mezcla de aguas incompatibles también puede tener lugar en las tuberías de producción, lo cual produce incrustaciones, que se pueden eliminar tanto química como mecánicamente.

Auto sedimentación: El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales, este fenómeno recibe el nombre de auto sedimentación. Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo, o en el sistema BEC. Los sedimentos de cloruro de sodio (halita) se forman de una manera similar a partir de salmueras de alta salinidad que sufren descensos de temperatura pronunciados. El agua puede transportar 218 kg/m^3 de halita a $200 \text{ }^\circ\text{C}$, pero no más de 174 kg/m^3 a la temperatura de superficie. Los sedimentos de halita pueden precipitar a una tasa de 20 [lbm] por cada barril de agua producido, lo cual significa muchas toneladas de residuos por día en un solo pozo que produce agua a razón de $1000 \text{ [Bpd]} (159 \text{ m}^3/\text{día})$.

Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales. Los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipamiento de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente. En el caso de incrustaciones de carbonatos, los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión. Por ejemplo, la reducción de la presión en el punto de entrada al pozo puede llevar a incrustaciones en la matriz. A medida que el fluido avanza por la tubería hacia las temperaturas de superficie y la presión del cabezal del pozo, la caída de temperatura resultante puede anular el efecto de la presión, con lo cual se reduce la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Por el contrario, la caída subsiguiente de presión desde el cabezal del pozo a la superficie puede producir la formación de grandes depósitos de residuos en los equipamientos de superficie y en las tuberías de producción.

Incrustaciones inducidas por la evaporación: La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación (gas húmedo). A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se vaporiza. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. Esta es una causa habitual de

incrustaciones de halita en pozos con alta presión y alta temperatura (HTHP), si bien otros tipos de incrustaciones también se pueden formar de esta misma forma.

Inundación con gas: Cuando se inunda una formación con dióxido de carbono (CO_2) para recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales. El agua que contiene CO_2 se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación. Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el CO_2 se separe de la solución y se precipiten residuos de carbonatos en los disparos y en los poros de la formación próximos al pozo. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y aún más precipitaciones (**figura 3.34**). Como ocurre en el caso de la auto sedimentación, este proceso de autogeneración puede llegar a sellar totalmente los disparos o crear una pared impermeable entre el hoyo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.

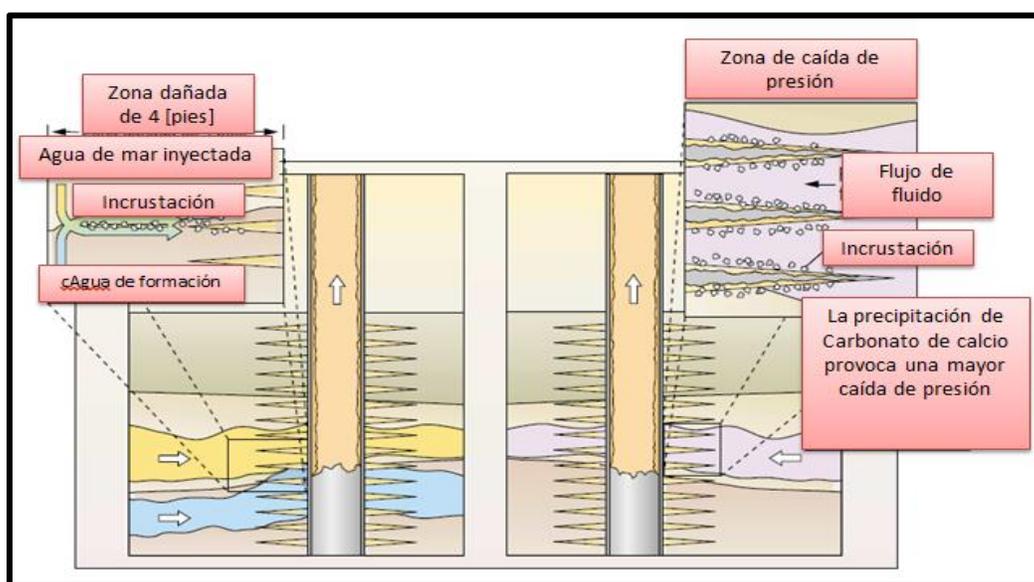


Figura 3.34 Caída de presión adicional por el carbonato de calcio

3.6.6 Eliminación de las incrustaciones

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de la formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones. El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección

de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta micro porosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede ocurrir que se trate de fases de un sólo mineral, si bien, por lo general, son una mezcla de compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede quitar lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos más tradicionales. Las mezclas de sulfato de bario, que por lo general contienen sulfato de estroncio, sulfato de calcio o incluso carbonato de calcio, con frecuencia ceden frente a diversos métodos de limpieza, tanto químicos como mecánicos.

Técnicas químicas: La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo ¹⁷.

La mayor parte de los tratamientos químicos se controla según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie de las incrustaciones. En consecuencia, la relación entre el área de la superficie y el volumen, o su equivalente, la relación entre el área de la superficie y la masa, constituye un parámetro importante en la velocidad y la eficiencia del proceso de eliminación. Las grandes áreas de superficies reactivas, como por ejemplo los materiales porosos, las partículas similares a las arcillas de placas sumamente finas y las proyecciones del espesor de un cabello reaccionan en forma inmediata, puesto que existe un gran volumen del ácido o del reactivo alrededor de la superficie. Cuando la relación entre el área de la superficie y el volumen es menor, por ejemplo en capas de incrustaciones gruesas y poco porosas, la reacción es más lenta y sólo responden a los reactivos químicos más fuertes. Los depósitos minerales que se encuentran en las tuberías de producción presentan una superficie tan pequeña en relación con el total de la masa depositada que, por lo general, la reactividad de los sistemas químicos resulta muy lenta, por lo que se convierte en un sistema de remoción poco práctico.

Las zonas de alta permeabilidad dentro de la formación que ofrecen una trayectoria de menor resistencia desvían los fluidos del tratamiento y obstaculizan la capacidad de los disolventes para penetrar en los intervalos dañados. Las últimas técnicas que utilizan disolventes y colchones lavadores que contienen surfactantes viscoelásticos pueden mejorar la colocación del disolvente. Los surfactantes viscoelásticos forman sustancias gelatinosas de alta viscosidad cuando se los mezcla con ciertos compuestos de salmuera, pero se rompen

completamente y se transforman en sustancias acuosas en presencia de petróleo o de gas de hidrocarburo. De esta forma, estos surfactantes viscoelásticos ayudan a canalizar los disolventes hacia las zonas productivas saturadas de petróleo, y evitan las zonas no productivas saturadas de agua. Si bien el ácido clorhídrico es, por lo general, la primera opción como tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio, la reacción rápida del ácido puede esconder un problema: las soluciones de ácido agotado de subproductos de las incrustaciones constituyen excelentes agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos minerales.

3.6.7 Como evitar la formación de incrustaciones

El costo directo de quitar las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250,000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada, que resulta aún más elevado. Así como en la práctica médica se dice que es mejor prevenir que curar; mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso. La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como tubo capilar (un tubo de diámetro inferior a 1 1/2 pulgadas) a lo largo de la tubería de producción (figura 3.35).

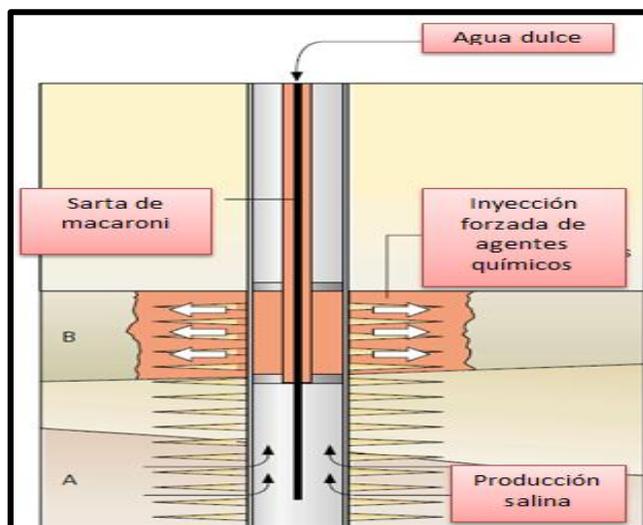


Figura 3.35 Tubo capilar transporte de fluidos y químicos para el tratamiento de incrustaciones

Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de petróleo. La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio, aún en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica. Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. En efecto, con el uso de este tipo de inhibidores la formación de residuos minerales desciende a concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores respecto de una proporción estequiométrica equilibrada, con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento. La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.

Vida útil del inhibidor: Los inhibidores de incrustaciones son retenidos en la formación por adsorción a las paredes de los poros o precipitación en el espacio de los poros. La adsorción es más efectiva en las formaciones de areniscas. La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación, y ocasionalmente es inusualmente corta (de 3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos.¹⁵ Bajo ciertas condiciones especiales, como formaciones con elevada capacidad de adsorción y bajas tasas de producción de agua, puede ocurrir que duren hasta dos años. Normalmente, la vida útil del tratamiento es de más de un año en el caso de los tratamientos diseñados adecuadamente, en los cuales la precipitación actúa como mecanismo de retención del inhibidor, aunque se encuentren tasas elevadas de producción de agua. Por ejemplo, se sabe que los inhibidores de fosfatos y ácido fosfinocarboxílico son algunos de los que previenen la formación de carbonato de calcio. Los iones de calcio a menudo son liberados cuando los inhibidores se colocan en formaciones de carbonatos y la precipitación constituye el mecanismo dominante de retención a largo plazo en las formaciones de carbonatos. En los yacimientos que por naturaleza no contienen suficiente calcio soluble para

precipitar el inhibidor, a menudo se bombea una salmuera con cloruro de calcio para inducir la precipitación del inhibidor y extender la vida útil del tratamiento.

3.7 Corrosión en los equipos BEC ^{18,19}

Cada año, la corrosión le cuesta millones de dólares al campo petrolífero. Una gran porción de estos costos se debe al reemplazo de los materiales de acero. Otros gastos incluyen el tiempo perdido en la perforación debido a reparaciones de los equipos, operaciones de pesca y viajes adicionales causados por fallas relacionadas con la corrosión. Muchos pozos tienen que ser perforados de nuevo debido a fallas de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento por la corrosión. No se pueden eliminar todos los problemas de corrosión causados por el fluido de producción y los elementos corrosivos, pero la mayoría pueden ser controlados median diagnóstico y tratamientos apropiados para disminuir el daño ocasionados por estos elementos.

3.7.1 El proceso de corrosión

“La corrosión es el deterioro de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, causada por una reacción con su ambiente. Aunque parezca que la corrosión ocurre sin distinción, en realidad cuatro componentes deben estar presentes para que el proceso de corrosión pueda ocurrir. Los cuatro componentes necesarios para la corrosión son: (1) ánodo, (2) un cátodo, (3) un electrolito y (4) un medio conductivo. La celda de corrosión básica está formada por dos metales diferentes inmersos en un electrolito y unidos por un conductor. Un electrodo tenderá a corroer más fácilmente que el otro y se llama ánodo.

El ánodo pierde los iones de metal positivos hacia el electrólito dejando electrones libres y una red de carga negativa. En el otro electrodo, llamado cátodo, los electrones libres son llevados arriba por iones en el electrólito dejando una red de carga positiva. Los electrones libres pueden viajar desde el ánodo hasta el cátodo, a lo largo del conductor. Entonces, el electrolito completa el circuito (**figura 3.36**).

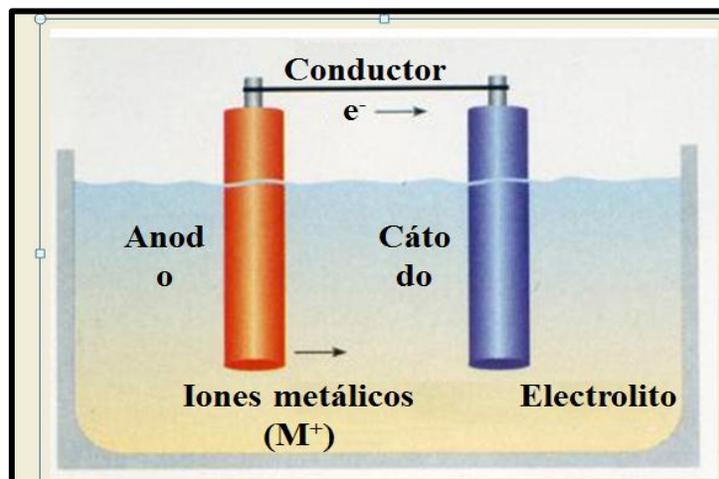
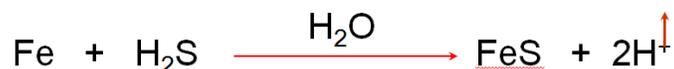


Figura 3.36 Celda de corrosión

La reacción química del H_2S se produce como un ataque a las tuberías y a los componentes metálicos del sistema BEC por la presencia del ácido sulfhídrico disuelto, es conocida como corrosión amarga. La reacción química es la siguiente:



El sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escama. (1) El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo condiciones de presión y temperatura especiales, las cuales generan la disociación de átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, éste se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo. (2) La difusión del hidrógeno atómico puede continuar si no existe algo que lo detenga. En el acero se encuentran inclusiones no metálicas, tales como el: sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO_3)⁻² ó alumina (Al_2O_3); por lo que el hidrógeno atómico se detiene, y empieza a acumularse. (3) El hidrógeno molecular va aumentando de presión en los espacios intergranulares del acero, dando origen a fisuras también intergranulares. (4) Las fisuras intergranulares se propagan uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas. Finalmente la separación del acero es por planos (ver **figura 3.37**).

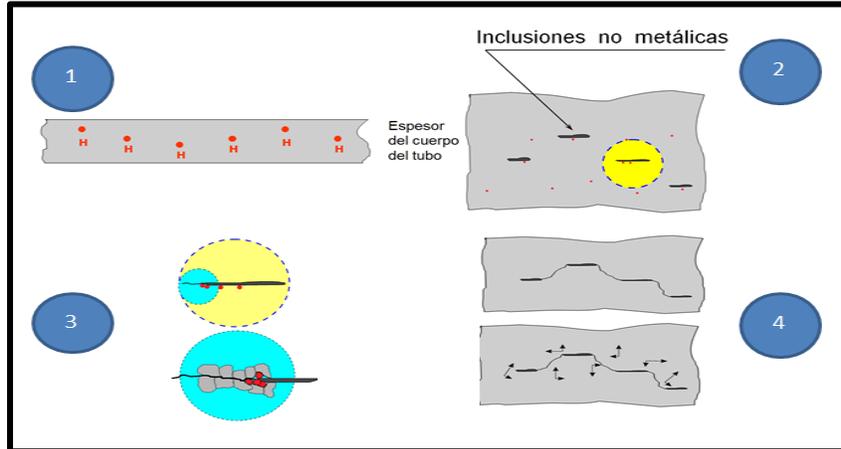
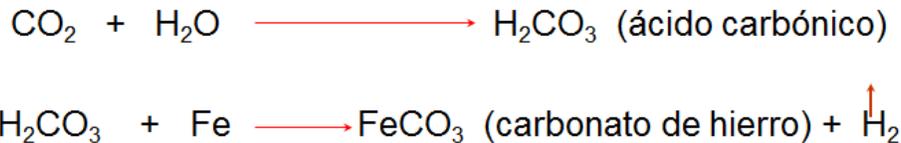


Figura 3.37 Fenómeno de la corrosión por ácido sulfhídrico

Corrosión por CO₂

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono es conocido como corrosión dulce. El primer caso histórico a nivel mundial de este problema está ubicado un pozo de gas en Texas, EUA, en 1947. Desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión, y se presenta en pozos de aceite, gas, y gas y condensado.

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO₂ en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO₂ es:



La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero por el agua de formación; es decir, cuando se incrementa el porcentaje, se espera que la posibilidad de corrosión se incremente. De tal manera que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H₂S y CO₂, hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero.

3.7.2 Tipos de corrosión

La lista proporcionada a continuación contiene definiciones breves de los tipos más comunes de corrosión:

Corrosión general: Corrosión que está uniformemente distribuida sobre la superficie del metal. Esto ocurre cuando las áreas localizadas, o celdas, se polarizan, formando ánodos y cátodos. Estas áreas son tan pequeñas como la estructura granular individual del acero. La pérdida de metal ocurre en el ánodo. Cuando los productos secundarios de la corrosión se depositan en la superficie del metal, el potencial de las celdas se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición hasta que la deposición adicional cause otra inversión del potencial. Estas áreas son tan pequeñas como la estructura granular individual del acero. La pérdida de metal ocurre en el ánodo. Cuando los productos secundarios de la corrosión se depositan en la superficie del metal, el potencial de las celdas se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición hasta que la deposición adicional cause otra inversión del potencial. Este tipo de corrosión se reporta generalmente en unidades de pérdida de peso como "libras por pie cuadrado por unidad de tiempo.

Corrosión crateriforme: Corrosión muy localizada que se limita a un área pequeña y adopta la forma de picaduras o cavidades. La corrosión crateriforme ocurre cuando los ánodos y los cátodos no cambian: el área de la picadura es anódica. A medida que el ánodo se corroe, la picadura se hace más profunda, resultando en agujeros o grietas profundas.

Corrosión en hendiduras: Corrosión localizada que resulta de la formación de una celda de concentración en una hendidura que se ha formado entre una superficie metálica y una superficie no metálica o entre dos superficies metálicas.

Fisuración por corrosión bajo tensión (SCC): La corrosión resulta en la fisuración, causada por la acción combinada de los esfuerzos de tensión y un ambiente corrosivo. Actuando individualmente, ni los esfuerzos de tensión ni el ambiente corrosivo causarían la fisuración. La corrosión por tensiones tiene consecuencias graves, ya que la rotura puede ocurrir a niveles de tensión inferiores a las propiedades físicas del metal y a los límites mecánicos del diseño del sistema BEC

La fisuración por corrosión bajo tensión no afecta a la mayor parte de la superficie de acero y puede dar la impresión de que la corrosión es mínima. Muchas veces, la SCC comienza en la base de una picadura, reduciendo la resistencia del metal en este punto. La tensión subsiguiente propagara la grieta, exponiendo nuevamente al metal al ambiente corrosivo. Esto resulta en mayor corrosión, debilitamiento, y finalmente rotura.

Fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión: La rotura por fragilidad de los aceros de alta resistencia al fisurarse bajo acción combinada del esfuerzo

de tensión y de la corrosión en presencia de agua y sulfuro de hidrógeno. Esta rotura es catastrófica y puede ocurrir sin advertencia.

Celda de concentración: Corrosión causada por la exposición a diferentes concentraciones iónicas, también llamada corrosión por tapado o corrosión debajo de un depósito. Esta corrosión ocurre debajo de las incrustaciones o de los cauchos protectores del sistema BEC.

3.7.3 Metalurgia

Los metales son cristalinos, compuestos de una microestructura de granos y contornos del grano. Para formar un metal purificado o una aleación, el metal líquido fundido debe ser enfriado hasta hacerse sólido.

Este cambio de fase líquida a sólida es similar al proceso de congelación del agua en hielo. Cuando el agua se enfría a menos de 32 [°F](0°C), se forman cristales de hielo. A medida que la temperatura sigue bajando, los cristales crecen, expandiéndose unos dentro de otros y eliminando todo el líquido. Los metales se solidifican de una manera similar. Los cristales sólidos de metal (granos) se forman y crecen hasta que hagan contacto con los granos adyacentes. Esta área de contacto entre los granos se llama contorno del grano. La metalurgia de los granos es diferente de la metalurgia de los contornos del grano y la corrosión afectará a cada uno de manera diferente.

La microestructura y las propiedades finales del acero son determinadas por los componentes de la aleación, la temperatura y la velocidad y el procedimiento de enfriamiento. Las variaciones de la microestructura determinan las propiedades del acero. Los metales se diferencian de otros sólidos cristalinos en que son dúctiles, permitiendo la deformación plástica sin fracturación o deformación permanente. El punto en que un metal se deforma de manera permanente y no vuelve a sus dimensiones originales se llama límite elástico. La ductilidad en un metal se logra cuando los granos del metal pueden deslizarse con facilidad sobre los contornos del grano adyacentes (deformación) sin romperse. Modificando la microestructura, las posibilidades de fabricación que se pueden obtener son ilimitadas. Se puede obtener metales duros o blandos, dúctiles o frágiles, según la mezcla de aleación, el método y la velocidad de enfriamiento, y varios tratamientos posteriores a la solidificación. Como la configuración más estable de un metal es su estructura reticular del cristal (forma), los contornos del grano representan áreas de alta energía con respecto a los granos, porque no están alineadas según la orientación del cristal. Por lo tanto, los contornos del grano suelen ser anódicos con respecto a los granos y son atacados más fácilmente al ser expuestos a un ambiente corrosivo. La resistencia a la tensión y la dureza son factores en lo que se refiere a la corrosividad de los materiales del sistema BEC.

3.7.4 Factores de Corrosión

Los aceros de alta resistencia son propensos a la ruptura por absorción de hidrógeno y a la rotura catastrófica en los ambientes ácidos. No hace falta que sulfuros estén presentes para que esto ocurra. Normalmente, un pH de 9.5 a 10.5 es adecuado para reducir la mayoría de los casos de corrosión. En algunos casos, un pH tan alto como 12 puede ser necesaria. Altos valores de pH (>10.5) neutralizan los gases ácidos y reducen la solubilidad de los productos de la corrosión. La corrosión es acelerada en los ambientes ácidos (pH < 7) y retardada en condiciones alcalinas (pH > 7). A medida que el pH ($\text{pH} = -\log[+H]$) aumenta, la concentración de H^+ disminuye, la concentración de iones H^+ aumenta, lo cual puede intensificar la reacción catódica y aumentar la velocidad de corrosión (los ácidos tienden a disolver los metales más rápidamente). El pH del agua de la formación es función del pH es logarítmica $\text{pH} = -\log(H^+)$. En una solución con un pH de 6, 5 y 4, ésta es más ácida entre 10, 100 y 1000 veces con respecto a un pH de 7 (ver **figura 3.38**).

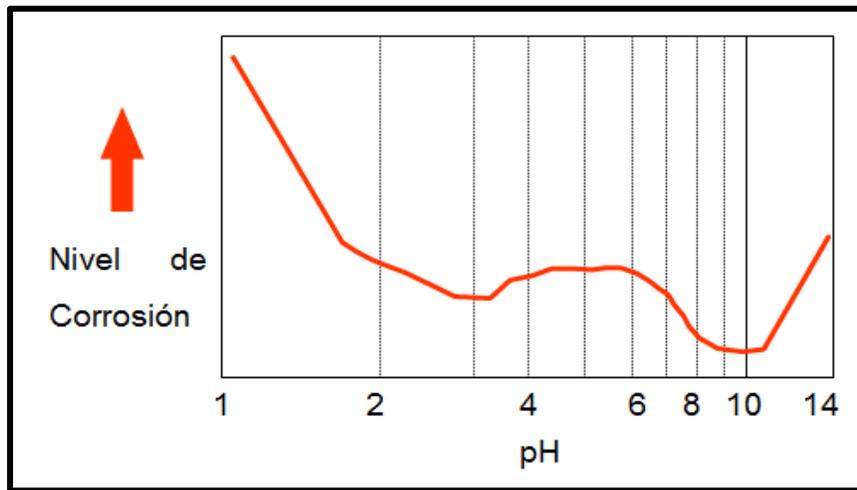


Figura 3.38 Comportamiento del nivel de corrosión con respecto al pH

Presión: La presión afecta la corrosión aumentando la solubilidad del oxígeno y otros gases corrosivos a 100[°F] y 100 [lb/pg²], la solubilidad del oxígeno en agua dulce es de aproximadamente 230 [ppm]

Temperatura: La temperatura tiene un doble efecto sobre la corrosión. La corrosión aumenta generalmente con la temperatura. La velocidad de la mayoría de las reacciones químicas aumenta con la temperatura, y la corrosión es simplemente una reacción química.

Gases disueltos: El oxígeno, el dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno constituyen generalmente la causa química de la corrosión en los sistemas que contienen parte metálicas del sistema BEC y en el sistema de producción.

Dióxido de carbono (CO_2): El dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico, reduciendo el pH. Por este motivo, se considera como “gas ácido”. El dióxido de carbono causará la corrosión (como otros ácidos) por desprendimiento de hidrógeno. El dióxido de carbono ataca al hierro directamente, formando carbonato de hierro.

Sulfuro de hidrogeno (H_2S): Este es un gas venenoso que tiene una toxicidad más o menos igual al cianuro de hidrogeno. Se trata de un gas extremadamente peligroso de olor fétido característico a huevos podridos que atenúa rápidamente el olfato. El H_2S es un gas reactivo y corrosivo que puede causar daños graves a los equipos BEC. El gas se disuelve en la fase acuosa para formar ácido hidrosulfúrico. Este ácido es menos corrosivo que el ácido carbónico pero es muy destructivo y puede causar la fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión de los aceros vulnerables:

La norma NACE TM0177 recomienda por estudios de laboratorio que la corrosión por presencia del H_2S se inicia a temperaturas cercanas a los 65 °C. Al incrementarse la temperatura, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye tanto la solubilidad del H_2S en el agua de formación como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica. Asimismo, la solubilidad del FeCO_3 decrece al incrementarse la temperatura.

Sin embargo, autores reconocidos internacionalmente, como Neal Adams, recomiendan que para evitar problemas de corrosión por efecto del H_2S , se considere, los diseños de tuberías, hasta un rango de temperatura de 93 °C.

En otro orden de ideas, en México se tiene la experiencia de campo, que registra el rompimiento de un aparejo de producción por efecto del H_2S , a una temperatura cercana a los 100 °C.

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO_2 se presenta en el rango de temperaturas de 70 a 80 °C. Para temperaturas menores, la solubilidad del FeCO_3 con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a protegerla (**figura 3.39**).

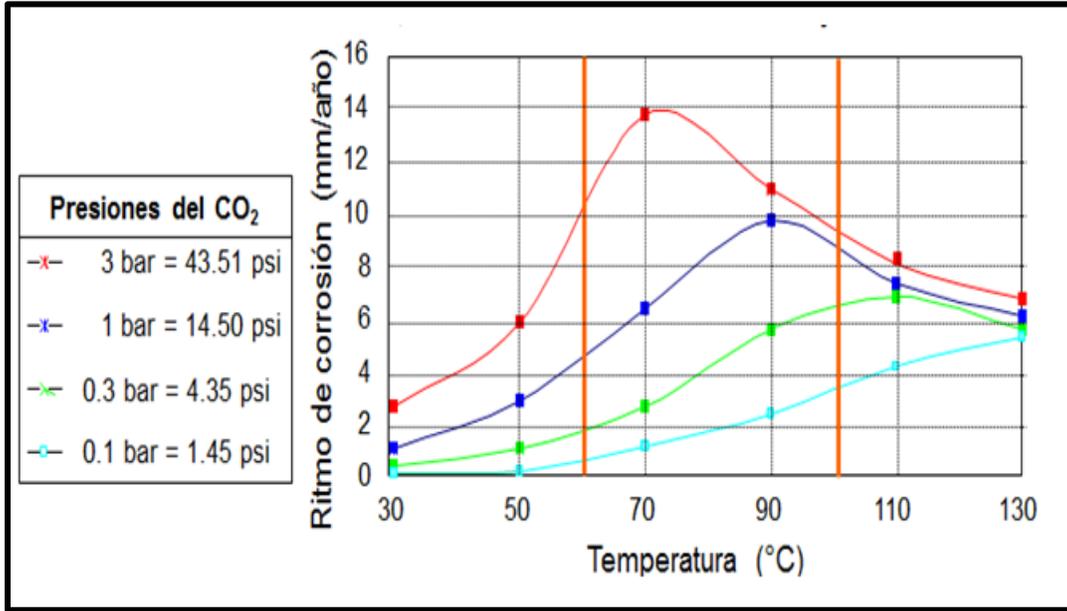


Figura 3.39 Ritmo de corrosión con respecto a la temperatura del CO₂

3.7.4 El sistema BEC en ambientes de corrosión

En las etapas de perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, los flujos de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, especialmente en los campos que se ubican en el sureste de la república mexicana, estos compuestos pueden estar presentes en pequeñas o altas concentraciones

El bombeo electrocentrífugo entre muchas características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente distingue porque, la bomba está acoplada directamente a la bomba. El ensamble del sistema BEC trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes. Por lo tanto el cable de potencia y la bomba de acuerdo a sus materiales son susceptibles a padecer desgaste por corrosión inducido por los fluidos del pozo que contienen el gas H₂S, por que el aislamiento de los cables debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo. Los cables estándar tienen en promedio 10 años de vida a una temperatura máxima de 167[°F] y se reduce a la mitad por cada incremento de 15[°F]. El medio ambiente bajo el que opera el cable también afecta directamente su vida y además al estar en contacto con esos fluidos la vida operativa se reduce enormemente por lo cual es necesario cuidar los elementos que constituyen los elementos del sistema BEC.

La corrosión producida por los fluidos del pozo es un aspecto perjudicial en el ambiente operativo del sistema BEC. A presiones y temperaturas elevadas, el

ácido sulfhídrico (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂) y ciertos productos químicos utilizados en tratamientos de pozos pueden dañar los sellos, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos que atacan los componentes críticos del motor. El material aislante de los cables utilizados para suministrar energía a la bomba eléctrica sumergible y la recolección de datos también son elementos vulnerables en estos entornos.

3.8 Producción de Sólidos Abrasivos

Los yacimientos con propensión a la producción de arena contienen un porcentaje creciente de las reservas de hidrocarburos del mundo. Muchos de los pozos que explotan estos recursos están produciendo más allá de los límites de su vida útil originalmente estimada, lo que puede traducirse en formaciones debilitadas. En consecuencia, los operadores buscan cada vez con mayor interés, métodos económicamente efectivos para reparar los sistemas defectuosos o agregar sistemas de control de la producción de arena.

En formaciones débilmente consolidadas, la producción de fluidos casi siempre es acompañada de arena. Esto puede conducir a regímenes de recuperación reducidos, daños de los equipos de superficie y de fondo de pozo, así como a costos de mantenimiento elevados. Siendo el resultado de un proceso de dos etapas, la producción de arena inicia como consecuencia de los esfuerzos que actúan sobre las rocas de las formaciones provocando rupturas por esfuerzo de corte. Luego, los fluidos producidos transportan la arena fragmentada hasta el pozo, desde donde ésta fluye hacia la superficie, o se deposita en otra parte del sistema del pozo. El cambio de fase, particularmente la incursión de agua, también se ha asociado con la migración de arena.

Se han ofrecido numerosas explicaciones acerca de la relación exacta que existe entre la incursión de agua y la rotura de la formación. Se sostiene que, dado que en la mayor parte de los yacimientos de areniscas la fase mojante es el agua, la incursión de este fluido se traduce en una reducción de la presión capilar debido al incremento de la saturación de la fase mojante. Dado que la presión capilar tiende a mantener juntos los granos de arena, la incursión de agua facilita la producción de arena. En esencia, baja saturación de agua equivale a alta presión capilar, y ausencia de agua equivale a presión capilar nula porque en ese caso existe una sola fase líquida.

Otra teoría sostiene que a medida que el agua incursiona en la formación, reduce la permeabilidad relativa al aceite y al agua. Los operadores reaccionan ante este hecho incrementando la caída de presión frente a la formación para mantener la producción de hidrocarburos, iniciándose de este modo el movimiento de finos. El agua incrementa además la viscosidad de los fluidos producidos y genera una tasa de arrastre más alta a través de los granos de arena, movilizand así las partículas finas de la formación. En última instancia, la mayor parte de los

especialistas coinciden en que la conexión existente entre la incursión de agua y la producción de arena no se comprende muy bien y es probablemente el resultado de varios factores.

3.8.1 Causas de producción de arena

Con el inicio de la rotura de la formación y la evidencia de arena(o partículas de sólidos) movilizadas a través de la formación. Los operadores pueden optar por reducir el flujo a regímenes incapaces de transportar sólidos, manejar la arena producida, o crear una barrera; en esencia, un filtro para evitar el movimiento de la arena desde la formación hacia el pozo. La detención, o al menos el retardo, del flujo de arena ejerciendo un impacto mínimo sobre la producción, requiere que el operador opte por alguna de las técnicas de exclusión mecánica tales como empaques de grava en pozo entubado, los empaques con agua a alto régimen de inyección, los tratamientos de fracturamiento y empaque, los empaques de grava en agujeros descubiertos o los cedazos (filtros) autónomos.

Además, las operaciones de terminación de pozos sin filtros de arena ofrecen una opción química aplicable en yacimientos moderadamente débiles. Esta técnica utiliza apuntalante revestido de resina para estabilizar la región vecina al pozo, a la vez que deja intacta suficiente permeabilidad original como para permitir la producción de los fluidos de arena de formación.

Las soluciones de manejo de la producción de arena, que pueden haber sido apropiadas en el momento de la terminación del pozo, pueden fallar con el tiempo y con las cambiantes condiciones del pozo. Las terminaciones horizontales en agujero descubierto ofrecen un ejemplo conveniente. Por su diseño, el riesgo de falla del control de la producción de arena en muchos de estos pozos es extremadamente bajo durante la producción inicial; sin embargo, aumenta hasta alrededor de un 50% cerca de las presiones de abandono

La forma en que un operador responde al inicio de la producción de arena, es casi siempre una función de rentabilidad. Por ejemplo, cuando una zona altamente prolífica produce arena en forma prematura, probablemente se justifique una nueva terminación. En el caso de un pozo que se está aproximando a su límite económico, quizás sea lo mismo no hacer nada y simplemente recuperar cualquier volumen de reservas remanentes posibles antes de que el pozo se llene de arena y deje de producir. Bajo estas condiciones, los ingenieros deben lograr un equilibrio entre la rentabilidad y aquello que es tecnológicamente posible.

3.8.2 Efecto de las partículas sólidas en la bomba electrocentrifuga

La bomba es un dispositivo que trabaja a una alta velocidad de rotación en el cual sus partes estacionarias y rotatorias están lubricadas por el fluido bombeado. Los fluidos del pozo frecuentemente contienen partículas de sólidos, la acción abrasiva de estos puede ocasionar un daño a las partes móviles de la bomba. La pérdida de metal causada por la abrasión y/o erosión son puntos críticos en la etapa de la bomba o en sus diferentes cojinetes (radial o axial), incluso si otros componentes de la bomba no son atacados por la abrasión de los sólidos, puede llevar a una falla catastrófica de la bomba. Por otro lado los separadores de gas también son propensos a un daño por sólidos en especial los separadores que tienen que ser usados en pozos que producen a partir de un intervalo arenoso. En corto tiempo, la producción de arena severamente acorta la esperanza de vida del sistema BEC; esta es la razón del porque soluciones técnicas especiales y el uso de sofisticados materiales son necesarios cuando se bombea fluidos con contenido de sólidos.

Aunque otros sólidos además de la arena por ejemplo sulfuro de hierro, carbonato de calcio, y etcétera, pueden causar abrasión en las bombas centrifugas, la mayoría de los problemas por abrasión son originados desde la producción de fluidos a partir de arenas (cuarzo, SiO_2). Los rasgos característicos de la producción de arena desde los pozos de aceite pueden ser explicados por la aplicación de los principios de mecánica de rocas y se pueden resumir de la siguiente manera:

- La producción de arena empieza usualmente a altos gastos de producción.
- La cantidad de arena producida aumenta después de la irrupción de agua al pozo suceda.
- La producción de arena se incrementa cuando los gastos de producción del pozo cambian.

Las unidades del sistema BEC usualmente son instaladas en pozos con altos gastos de fluidos y con bajas presiones de fondo fluyendo, son a menudo la primera opción en los campos que presentan operaciones de inyección de agua, y frecuentemente implican operaciones cíclicas. Estas condiciones son relacionadas con las principales causas de la producción de arena en pozos de aceite, los sistemas BEC son particularmente propensos a problemas de arena.

3.8.3 Características de los materiales abrasivos

El efecto de los sólidos cargados en los fluidos que fluyen a través de la bomba es la remoción de partículas metálicas de diferentes partes de la bomba. El daño puede ser clasificado como:

- Erosión que ocurre en la superficie metálica golpeada por las partículas de material abrasivo contenidas en el fluido.

- Abrasión causada por los materiales abrasivos y ocurre entre dos superficies metálicas debido al desgaste mecánico de las superficies.

La magnitud del daño causado por estos tipos de desgaste depende de muchos factores: La dureza del metal atacado, y por los sólidos: su concentración, tamaño, forma, distribución del tamaño de las partículas²¹.

La dureza de las partículas abrasivas, en comparación con la del metal atacado tiene efecto directo sobre el daño, es decir que si las partículas abrasivas presentan una mayor dureza que la del metal de los componentes de la bomba, estas desgastaran con mayor rapidez tal superficie. Por lo tanto una buena elección del metal o la aplicación de un revestimiento metálico a las superficies es recomendado. En la **figura 3.40** ilustra la escala de Mohs para clasificar la dureza relativa de varios materiales en el uso de la fabricación de la bomba en el sistema BEC.

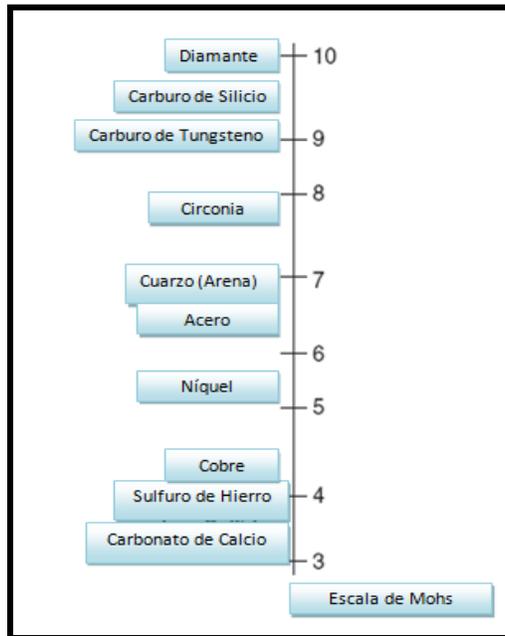


Figura 3.40 Escala de Mohs

Como se ve, La arena o cuarzo (SiO_2) es más duro que el acero o níquel pero no puede dañar a otros materiales más duros como el carburo de Tungsteno o Circonia o Zirconia. Otros sólidos usualmente en las corrientes de fluido hacia el pozo llevan consigo sulfato de hierro y carbonato de calcio son mucho más suaves que la arena, esto es por qué la arena se considera la sustancia abrasiva clave en pozos petroleros.

El tamaño de partícula y la forma de los materiales abrasivos también son importantes en el efecto del daño por la abrasión o por la erosión. Abrasión es más alta cuando el tamaño de las partículas sólidas se compara con los micros espacios existentes en el material del cual fueron hechas las etapas de la bomba.

El daño debido a la erosión es proporcional al tamaño de la partícula y al cuadrado su velocidad. Las partículas sólidas ásperas y de irregular forma causan más daño que las partículas redondas, o lisas del mismo tamaño.

3.8.4 Soluciones en contra materiales abrasivos

A lo largo de los años, los fabricantes han desarrollado muchas modificaciones en el diseño de la bomba e introducido el uso de diferentes materiales para contrarrestar el daño de la arena en el equipo del bombeo electrocentrífugo. La solución común para todos los diseños es el uso de materiales suficientemente duros para resistir los efectos perjudiciales de los materiales abrasivos que pueden ser arrastrados por la corriente de fluido. A partir del conocimiento de materiales más duros que la arena pueden ser usados en puntos críticos en la etapa de la bomba.

Curiosamente, los materiales suaves como el caucho también pueden ser utilizados con éxito en la fabricación del cojinete radial. En este caso, debido a la naturaleza elástica del material, las partículas de arena entran a las etapas de la bomba golpeando al cojinete de soporte hecho de caucho, pero no remueven o tienen un efecto significativo en la abrasión o erosión del material debido a la deflexión del caucho, ya que las partículas de arena no se pueden incrustar en la pieza de goma blanda.

Como se discutió anteriormente en las secciones previas, la severidad del daño por abrasión en bombas eléctricas incrementa los siguientes fenómenos dentro de las etapas de la bomba.

- La erosión de los difusores e impulsores
- Desgaste axial en los cojinetes de empuje
- Desgaste radial en los cojinetes de soporte

El desgaste por erosión en las etapas de la bomba puede ser minimizado por el uso de metales especiales (aleaciones de materiales que contienen hasta el 18% de níquel) para la fabricación de los impulsores y difusores, en lugar del hierro, o mediante el uso de revestimientos superficiales en las áreas que puedan ser potencialmente dañadas. El cojinete de empuje principal localizado en el protector, para su fabricación se usa materiales duros como la cerámica.

Reducción del desgaste radial: Las primeras soluciones para reducir el desgaste radial es el de colocar cojinetes radiales en intervalos regulares en la bomba electrocentrífuga. Dichos cojinetes contienen un material elástico (normalmente caucho) en el agujero del difusor donde el eje de la bomba gira, ver **figura 3.41**. El cojinete tiene una superficie con ranuras longitudinales en su superficie interior donde las partículas de arena se remueven desde el fluido bombeado. Entre más acortada la distancia entre los cojinetes especiales (distribuidos eventualmente a lo largo de la longitud del eje de la bomba), más grande será la estabilidad radial de la bomba

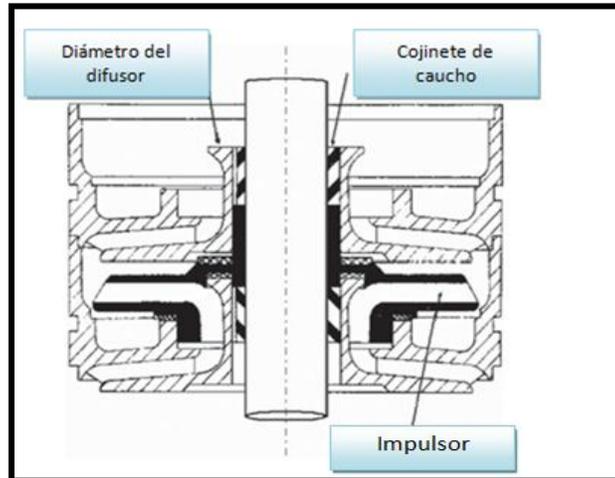


Figura 3.41 Etapa de una bomba con cojinetes hechos de caucho

El endurecimiento de las superficies usadas para disminuir la abrasión en los cojinetes radiales, también se aplican en los cojinetes de empuje. En la **figura 3.42** ilustra el daño radial y axial que puede ocurrir en las etapas de la bomba por el efecto de la abrasión y erosión de los sólidos. La estabilización radial y axial es asegurada por el uso de insertos especiales hechos de materiales más duros así que el desgaste radial y axial puede ser minimizado.

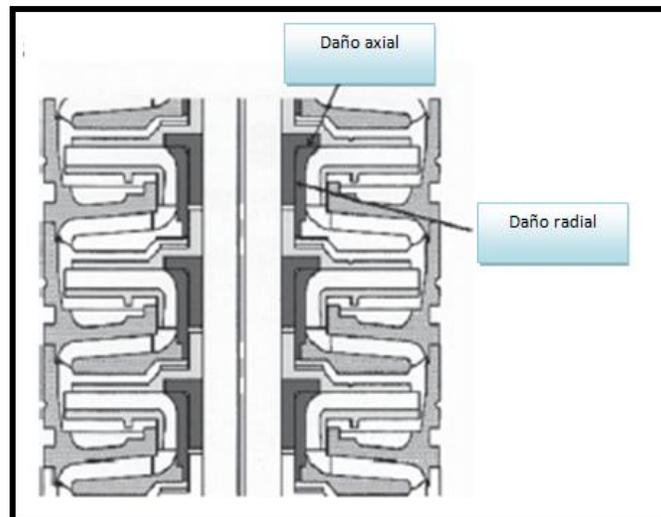


Figura 3.42 Daño radial y axial en las etapas de la bomba

Una vista detallada de una etapa de una bomba es dada en la **figura 3.43**, donde los insertos de materiales más duros están fijados al cojinete de empuje del difusor y el cojinete radial del impulsor. La más grande desventaja que tienen las bombas que poseen etapas con resistencia a la abrasión es su alto costo, estas pueden contener una etapa o todas las etapas modificadas para pozos que produzcan con un alto contenido de sólido.

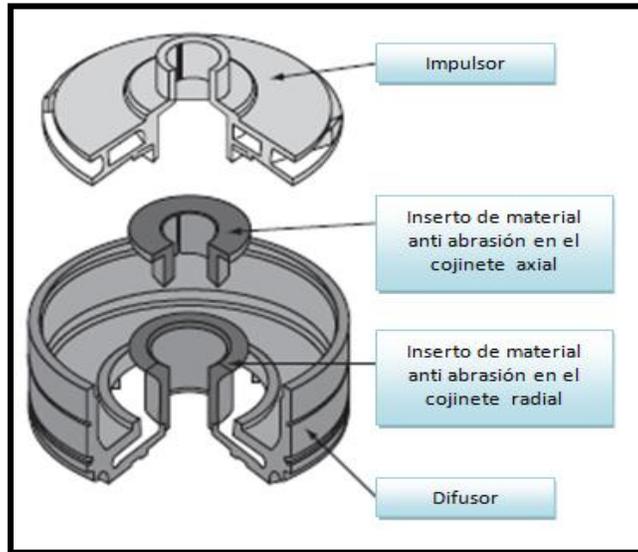


Figura 3.43 Etapa de la bomba electrocentrífuga modificada con insertos antiabrazión en sus cojinetes

3.8.5 Bombas para condiciones severas de trabajo

Hoy en día la producción de arena en los pozos que producen con alto gasto especialmente a través de un espesor productor de arena se ha convertido en un problema que afecta a la eficiencia del sistema artificial de producción por bombeo electrocentrífugo, por tal razón algunos fabricantes han desarrollado tecnologías para lograr optimizar la vida útil de este tipo de sistema artificial, entre los cuales podemos describir los siguientes:

- El diseño de las bombas para condiciones severas de trabajo es ideal para pozos con condiciones de fondo altamente abrasivas, requiriendo estabilización radial y protección contra el empuje de descenso.
- El diseño de flujo radial incorpora insertos de carburo de tungsteno y bujes instalados en un módulo de soporte espaciado a lo largo de la bomba, basado en una proporción calculada de longitud sobre diámetro (L/D).
- Los cojinetes adicionales de carburo de tungsteno en las partes superior e inferior y a lo largo del eje proveen una estabilización radial mejorada, reduciendo la tendencia a vibración.

Existen distintas ventajas para el módulo de empuje fijo versus diseños de compresión:

- Carga reducida en el eje de la bomba y en el cojinete de sello, extendiendo la vida útil del sistema BEC.
-

Construcción simplificada de la bomba:

- Incremento en la resistencia al empuje debido a que el desgaste de la bomba es transferido a cada juego de etapas.

El mayor soporte contra empuje con los cojinetes de carburo de tungsteno brinda varias ventajas:

- La protección contra desgaste por empuje descendiente extiende el rango de operaciones de la bomba e incrementa la vida útil del sistema BEC en condiciones variables de pozo.
- Evita desgaste que resulta del empuje descendiente de la bomba, y protege los cojinetes radiales contra abrasivos en los fluidos.
- Resiste acumulación de escamas en la superficie de los cojinetes.

Bombas resistentes a la abrasión zirconia: Las bombas resistentes a la abrasión zirconia (ARZ), reducen las fallas debido a los sólidos producidos en el fluido: La tecnología resistente a la abrasión incorpora 4 nuevos diseños para incrementar el tiempo de vida de las bombas.

- Zirconia es un material patentado con únicas propiedades de dureza y resistencia.
- Ensamblaje de la bomba/ diseño de etapas es: Estándar, con estabilidad mejorada en el diseño.
- Construcción de etapas: flotadora
- Metalurgia del impulsor

Cojinete de empuje radial del eje: Basado en la experiencia y análisis de fallas, la causa más común de fallas en pozos con sólidos abrasivos (arena) es el desgaste del cojinete de empuje radial del eje en la bomba, el intake o ambos. A medida que el cojinete de empuje se desgasta, la vibración en el eje incrementa:

- El acelerado desgaste de difusores e impulsores dan un efecto de vibración.
- Pérdida de eficiencia hidráulica.
- La vibración causa en los sellos del eje que los fluidos del pozo puedan moverse hacia dentro de la carcasa del motor resultando en un eventual quemado del bobinado.
- La rotación excéntrica causa más altas cargas al cojinete de empuje.

Para prevenir esto, se ha diseñado nuevos cojinetes para estabilizar el eje y minimizar la abrasión induciendo el desgaste del cojinete de empuje.

El material Zirconia y el carburo de silicio es más duro que la arena y el coeficiente de desgaste es 700 veces menor que los aceros inoxidable. Ésta tecnología reduce substancialmente el desgaste causado por sólidos en el fluido producido.

- Reduce desgaste corrosivo: Los cojinetes de empuje radial tienden a sufrir una erosión por corrosión debido a la película de óxido formada. Partiendo que el material zirconia es un no-metal base cerámica, no sufre corrosión como otros metales duros y metales sintéticos como el carburo de tungsteno.
- Incrementa estabilidad en el eje: Debido a la reducción del desgaste, el eje es estabilizado y la vibración es limitada. Esto virtualmente elimina fugas en los sellos del eje en el protector y evita un eventual quemado del motor.

3.9 Tabla de los casos especiales del sistema BEC

A lo largo de la historia del sistema BEC, se han presentado diferentes soluciones para vencer las condiciones adversas en las bombas, y en la siguiente tabla 3.1 son descritas las tecnologías desarrolladas disponibles hoy en día para contrarrestar las deficiencias del corazón del sistema BEC frente a “condiciones especiales”. Estas soluciones pueden implicar la introducción de nuevos dispositivos o procedimientos, o ambos, todo ello con el objetivo final de ampliar los campos de aplicación de los sistemas BEC.

Caso	Aplicación de nuevos procedimientos o dispositivos	Resultados
Pozos con alto contenido de gas libre	Instalación de una bomba helicoaxial y/o un manejador de gas avanzado	<ul style="list-style-type: none"> ● Incrementa la producción y la vida del yacimiento en pozos con alto porcentaje de gas libre permitiendo una operación efectiva de la bomba a presiones de entrada bajas. ● Reducen el bloqueo de gas y cierres de producción. ● Mejora la vida útil del equipo.
Tubería flexible desarrollada para bombeo electrocentrífugo	El sistema de bombeo electrocentrífugo con tubería flexible como un sistema artificial de producción es una alternativa para terminaciones submarinas que permiten incrementar la producción y flexibilidad en sistemas de costa afuera, lugares remotos con el límite de la aplicabilidad de una torre de perforación y un alto costo en trabajos de reparación de pozos.	<ul style="list-style-type: none"> ● Reduce las pérdidas por fricción llevando a un gasto más alto de flujo o reduciendo los requerimientos de potencia. ● Se puede lograr un mejor funcionamiento e incremento de la vida productiva del cable de potencia protegido en el interior de la TF
Estimulación con quelatos	Usando un nuevo sistema no ácido convencional con quelatos hizo posible estimular pozos terminados con el sistema BEC o en pozos con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de	<ul style="list-style-type: none"> ● Debido al ahorro de tiempo y de costos, esta técnica debe ser particularmente beneficiada en campos marginados, donde el uso, disponibilidad y la economía de un equipo de reparación de pozos es

	<p>extraer el equipo BEC para el tratamiento de estimulación</p>	<p>una cuestión frecuente.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● El fluido quelante no ácido fue capaz de hacer dos acciones al mismo tiempo 1) remover incrustaciones de minerales como el calcio y finos y 2) Prevención de la migración de partículas mientras minimiza la corrosión. Ofrece una mayor estimulación uniforme de yacimientos arenosos con menor riesgo de desintegración de la matriz.
<p>Aseguramiento de flujo</p>	<p>El sistema BEC en aseguramiento de flujo es un método alternativo de bomba de fondo, y resulta conveniente cuando la producción de un gran número de pozos puede combinarse y ser impulsada por un conjunto de válvulas de producción. Su instalación es sobre el lecho marino, y se encuentran más cerca del yacimiento si se instalan al nivel del mar para mejorar la altura de succión de la bomba y así lograr un sistema con mayor potencia</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Combate la contrapresión generada por el empalme o por la longitud y elevación de las líneas de flujo que impiden que un pozo fluya naturalmente ● Una bomba de refuerzo instalada cerca del cabezal de producción puede ayudar a reducir la presión en boca de pozo. ● Cuando los fluidos salen de la bomba el calor permite reducir los problemas de formación de hidratos y parafinas, y al incrementar la presión ayuda a aumentar las velocidades de flujo
<p>Bombeo electrocentrífugo aplicado en procesos de inyección de vapor asistido por gravedad SAGD con producción de sólidos</p>	<p>Las elevadas temperaturas relacionadas con los pozos más profundos y los procesos de SAGD degradan los sistemas de aislamiento y sellado de las bombas electrocentrifugas, produciendo finalmente la falla del motor. Para superar estos desafíos, los avances registrados en las tecnologías de aislamiento y sellado a altas temperaturas llevaron los márgenes de temperatura de trabajo de las bombas electrocentrifugas más allá de los 450[°F</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Sistema BEC con los recientes avances en la fabricación de sus materiales, es posible utilizarlo en procesos de SAGD ya que aumenta el gasto producido y es recomendable para crudos pesados
<p>Incrustaciones en el sistema BEC</p>	<p>Los sistemas BEC son particularmente sensibles a la formación de incrustación de carbonato de calcio debido a las temperaturas extremas que pueden desarrollar, para ello frecuentemente se requiere una continua inyección de químicos para controlar este problema. Continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones para el sistema BEC mitigan la</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● La remoción de incrustaciones con productos químicos es por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico ● Los inhibidores químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. ● Los inhibidores de incrustaciones reducen la formación de cristales en los impulsores de la bomba porque

	incrustación de carbonato de calcio siendo una práctica común.	se evita el desequilibrio y vibración sobre estos, aumentando el desempeño de la bomba.
Ácido sulfhídrico en los sistemas de BEC	El uso de materiales resistentes al H ₂ S pueden ser usados en varias configuraciones dependiendo de la cantidad de H ₂ S y de la temperatura	El uso de diferentes niveles de metalurgia en las partes metálicas de la bomba de acuerdo al contenido de H ₂ S y de temperatura, incrementan la vida útil operativa de los sistemas BEC en condiciones acidas.
Producción de Sólidos Abrasivos	Aplicación de bombas con metalurgia modificada resistentes a la abrasión.	<ul style="list-style-type: none"> ● Reduce desgaste corrosivo: Los cojinetes de empuje radial tienden a sufrir una erosión por corrosión debido a la película de óxido formada. Partiendo que el material zirconia es un no-metal base cerámica, no sufre corrosión como otros metales duros y metales sintéticos como el carburo de tungsteno. ● Incrementa estabilidad en el eje: Debido a la reducción del desgaste, el eje es estabilizado y la vibración es limitada. Esto virtualmente elimina fugas en los sellos del eje en el protector y evita un eventual quemado del motor

Capítulo 3 Referencias y Tablas

- 1 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier 2009
- 2 http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/gas_solutions
- 3 http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/advanced_gas_handling.ashx
- 4 http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/win08
- 5 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering "Production technology I", Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering, 1999
- 6 Schlumberger " Actualización de la tecnología en la tubería flexible" Oilfield Review, Verano de 2004
- 7 http://www.omega-completion.com/downhole_dst_gauge_carrier.html
- 8 <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=flapper%20valve>
- 9 http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog
- 10 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
- 11 <http://www.pemex.com>
- 12 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN "Arboles submarinos de producción", 2003
- 13 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN "Retos en el desarrollo y Explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste", Octubre 2009
- 14 Ben D Gould, "Use of Electrical Submersible Pumping Systems in Offshore and Subsea Environments", OTC 21816, Mayo 2011
- 15 Schlumberger "High Pressure, high temperature "Oilfield Review, Otoño del 2008
- 16 Schlumberger "La importancia del petróleo pesado" Oilfield Review, Otoño del 2006
- 17 Schlumberger" La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención", Oilfield Review, Otoño 1999
- 18 Integrated Learning Technology "Tipos de Corrosion", Corrosión en la industria petrolera Junio 2003
- 19 David Hernández Morales," Corrosión en tuberías, factores a considerar para el diseño y selección de tuberías", Tamsa tenaris Group, Marzo 2004

Lista de figuras Capitulo 3

- 3.1 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier 2009
- 3.2 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier 2009
- 3.3 Gabor Takacs, "Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance", Elsevier 2009
- 3.4 http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/gas_solutions
- 3.5 http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/gas_solutions
- 3.6 http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/gas_solutions
- 3.7 http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/advanced_gas_handling.ashx
- 3.8 http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/win08
- 3.9 http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/win08
- 3.10 http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/win08
- 3.11 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering "Production technology I", Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering, 1999
- 3.12 Schlumberger " Actualización de la tecnología en la tubería flexible" Oilfield Review, Verano de 2004
- 3.13 http://www.omega-completion.com/downhole_dst_gauge_carrier.html
- 3.14 <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=flapper%20valve>
- 3.15 http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog
- 3.16 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
- 3.17 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
- 3.18 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
- 3.19 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
- 3.20 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
- 3.21 <http://www.pemex.com>
- 3.22 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN "Arboles submarinos de producción", 2003
- 3.23 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN "Retos en el desarrollo y Explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste", Octubre 2009

- 3.24 Ben D Gould , “Use of Electrical Submersible Pumping Systems in Offshore and Subsea Environments”, OTC 21816 , Mayo 2011
- 3.25 Schlumberger ”High Pressure, high temperature ”Oilfield Review, Otoño del 2008
- 3.26 Schlumberger ”High Pressure, high temperature ”Oilfield Review, Otoño del 2008
- 3.27 Schlumberger “La importancia del petróleo pesado” Oilfield Review, Otoño del 2006
- 3.28 Schlumberger “La importancia del petróleo pesado” Oilfield Review, Otoño del 2006
- 3.29 Schlumberger “La importancia del petróleo pesado” Oilfield Review, Otoño del 2006
- 3.30 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
- 3.31 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
- 3.32 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
- 3.33 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
- 3.34 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
- 3.35 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
- 3.36 Integrated Learning Technology “Tipos de Corrosion”, Corrosión en la industria petrolera Junio 2003
- 3.37 David Hernández Morales,” Corrosión en tuberías, factores a considerar para el diseño y selección de tuberías”, Tamsa tenaris Group, Marzo 2004
- 3.38 David Hernández Morales,” Corrosión en tuberías, factores a considerar para el diseño y selección de tuberías”, Tamsa tenaris Group, Marzo 2004
- 3.39 David Hernández Morales,” Corrosión en tuberías, factores a considerar para el diseño y selección de tuberías”, Tamsa tenaris Group, Marzo 2004

CAPÍTULO 4

Casos de aplicación en condiciones especiales

4.1 Bombeo electrocentrífugo en pozos con alto contenido de gas utilizando una bomba helicoaxial ¹

En la república del Congo las presiones de los yacimientos en los campos Likalala y Kombi han decrecido desde el comienzo de la producción y han caído por debajo del punto de burbuja resultando en casquetes de gas secundarios. Consecuentemente, la RGA y las fracciones de volumen de gas de los pozos se han incrementado. Estos campos están produciendo usando el bombeo electrocentrífugo BEC sin embargo, la caída de presión o abatimiento de presión entre la presión de entrada y la presión de salida de la bomba BEC ha sido limitada por la tecnología de un manejador avanzado de gas, que típicamente no puede manejar fracciones de volumen de gas más altas que el 40%. La compañía E&P Congo instaló tres equipos BEC con una bomba helicoaxial en los campos Likalala y Kombi.

Los tres pozos analizados son Likalala 106, 112 y Kombi 102. Estos yacimientos presentan anticlinales fallados que se localizan en el arrecife continental congolés Albian Cenomanian. Estos campos están localizados en costa afuera del Congo y fueron puestos en producción en 1999. Estos campos consisten en múltiples capas desconectadas que se caracterizan por tener zonas de aceite atrapados entre ellas, presentando un espesor de 10 [m] a 100[m] con casquetes de gas en algunas de ellas. Los yacimientos Likalala y Kombi ubicados en el arrecife continental de Albian y Cenomanian están constituidos principalmente por carbonatos y areniscas respectivamente con porosidades de entre 15% y 25% y permeabilidades que varían entre 50[md] y 5,000 [md]. La viscosidad del aceite varía entre 1.5 [cp] en las capas de Albian mientras que en las capas Cenomanian alcanza cientos de centipoises. Los pozos considerados en la aplicación de esta tecnología están produciendo desde los pozos Likalala 106 y 122 exportando el aceite a través de una línea de flujo multifásica de 18 [km] directamente al campo Kombi donde esta se mezcla con la producción de este campo y después es exportada a través de otra línea multifásica de 16 [km] a la plataforma de procesamiento Yanga. Como resultado de las líneas de flujo multifásicas, el equipo BEC está diseñado para generar las presiones requeridas que varían entre 350 y 490 [lb/pg²] en Likalala y Kombi, respectivamente.

La depleción ha llevado a la formación de casquetes secundarios de gas en ambos yacimientos. Este factor, combinado con la necesidad de mantener una separación eficiente de gas y una caída de presión alta, lleva a que el sistema BEC pueda manejar altas fracciones de volumen de gas, por tal razón este campo fue candidato a utilizar un sistema helicoaxial en el sistema BEC.

4.1.1 Terminación de los pozos Likalala 106, 112 y Kombi 102

Los tres pozos tienen terminaciones similares, con la diferencia con el pozo Kombi 102 cuya sección lateral es de 1,500 [m], mientras tanto el Likalala 106 y 112 tienen 450 y 700 [m] de longitud respectivamente. El área de drene está ubicada a profundidades similares de aproximadamente 1,100 [m] de profundidad verdadera (TVD) en la **tabla 4.1** muestra una comparación de las características entre los tres pozos con el resultado del análisis PVT, características del yacimiento, características del pozo.

		Unidades	Kombi 102	Likalala 106	Likalala 112
PVT	Gravedad del aceite	°API	34	34	34
	Temperatura de fondo	[°C]	54	62	62
	Densidad del agua producida	[gr/cm ³]	1.16	1.16	1.16
	Punto de burbuja	[lb/pg ²]	1291	1849	1849
	Rs	[pies ³ /bl]	73	86	86
	Bo	[pies ³ /pies ³]	1.205	1.236	1.236
Características del yacimiento	Pws	[lb/pg ²]	1421	1849	1044
	Pws durante la bomba helicoaxial	[lb/pg ²]	800	1090	1051
	IP	[bl/lb/pg ²]	21.7	4.3	17.3
Características del Pozo	Profundidad de la sección horizontal	[m]TVD	1052	1113	1258
	Profundidad del sistema BEC	[m] TVD	1052	1085	1161
	inclinación del sistema BEC	Grados	89	76	4

Tabla 4.1 Características del fluido producido, del yacimiento y del pozo

Una típica terminación se puede observar en la **figura 4.1**. Un punto importante a considerar es que la separación de gas y su venteo en el anular es hecho a través una válvula de venteo localizada en el empacador. Esta válvula es montada sobre el empacador y el cable de alimentación corre concéntricamente dentro la válvula de venteo.

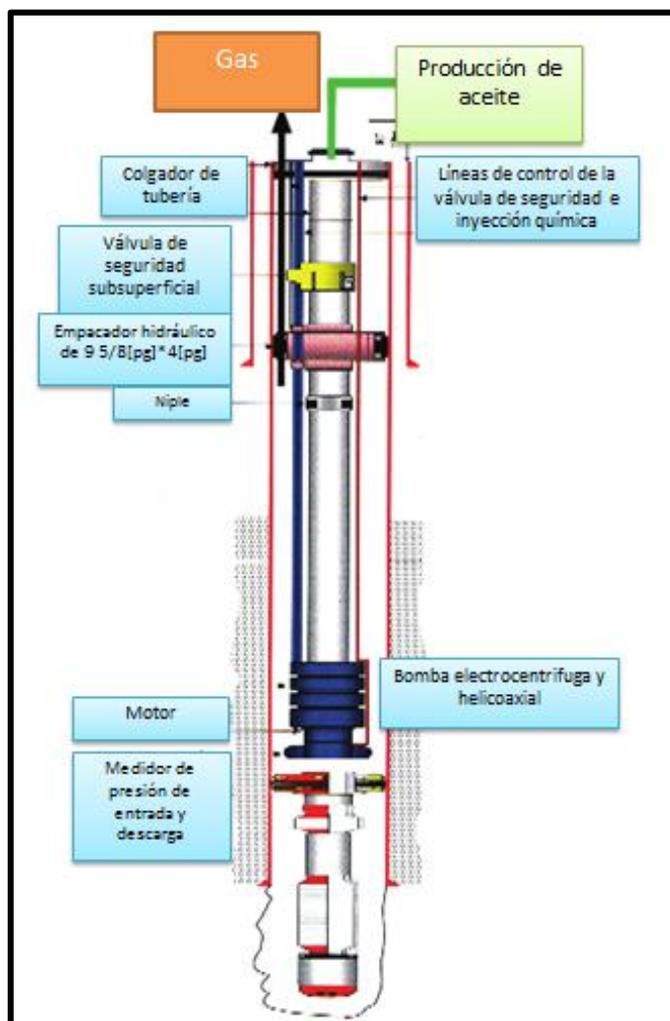


Figura 4.1 Diseño de la terminación y sarta del equipo BEC

La trayectoria del gas (**figura 4.2**) al llegar al empacador y encontrarse la válvula de venteo pasa a través del diámetro interno de la válvula ID y el diámetro externo OD del cable de potencia y después pasa a la tubería de revestimiento por los ojos de buey laterales. La configuración de la sarta del BEC con una bomba de refuerzo (booster) helicoaxial es la misma para los pozos de estudio y se detalla en la (**figura 4.1**). El punto clave es que un separador de gas y una bomba helicoaxial están combinados con una bomba estándar. Los tres pozos usan el mismo separador de gas, bomba helicoaxial y una bomba SN8500 que mezclan el flujo en etapas. La única diferencia notable es que el Likalala 112 tiene 179 etapas en la bomba mientras tanto el Likalala 106 y el Kombi 102 tienen 153 etapas totales en la bomba electrocentrifuga y en la bomba booster.

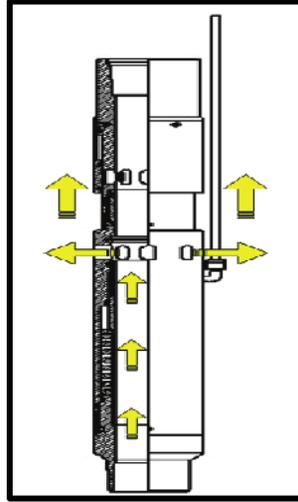


Figura 4.2 Trayectoria del gas al pasar por la válvula de venteo

4.1.2 Historia de la producción: Campo Likalala y los pozos #106 y #112

El desarrollo del campo Albian Likalala incluye 5 pozos productores y uno inyector. Todos los pozos productores tienen terminaciones horizontales a agujero descubierto para optimizar el drene del yacimiento y maximizar el índice de productividad (IP). Los pozos están terminados en el mismo intervalo productor, A2, y usan el sistema BEC como sistema artificial de producción. Durante la fase inicial de producción (antes del 2005), el gas se venteaba al espacio anular del pozo para después volver a la tubería de producción hasta llegar superficie. Esto limitó la caída de presión debido a que la presión de entrada de la bomba tiene que ser más grande que la presión de la cabeza del pozo. Después del 2005, el gas ventilado se quemaba para reducir la presión de la tubería de revestimiento a 292 [lb/pg²] y, posteriormente, en 2008 a 168 [lb/pg²]. Para evitar la quema de gas en este campo, una opción considerada fue detener la separación y ventilación en el fondo del pozo. Este plan incrementó las fracciones de volumen de gas en el equipo BEC, que había disminuido en los recientes años como resultado de la caída de la RGA. El historial de producción para los pozos Likalala es mostrado en **la figura 4.3 y 4.4** con las tendencias de la presión y gasto del flujo.

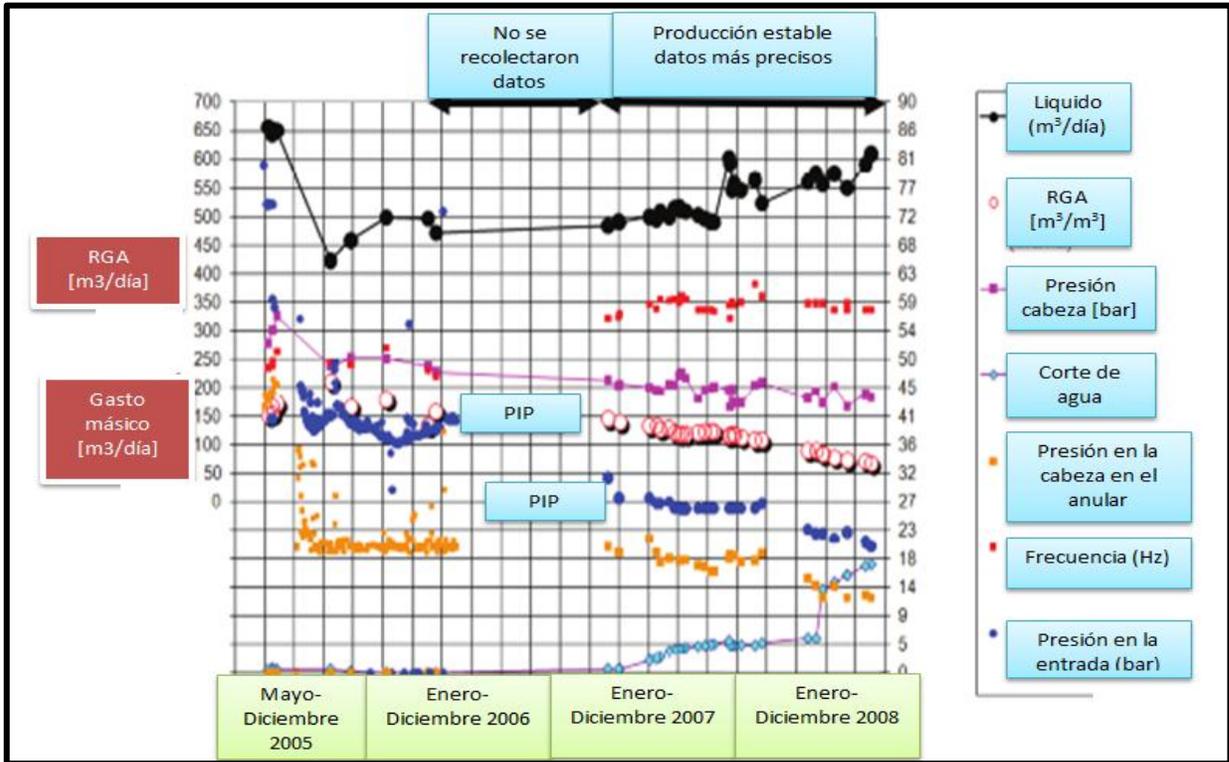


Figura 4.3 Historial de producción del pozo Likalala 106

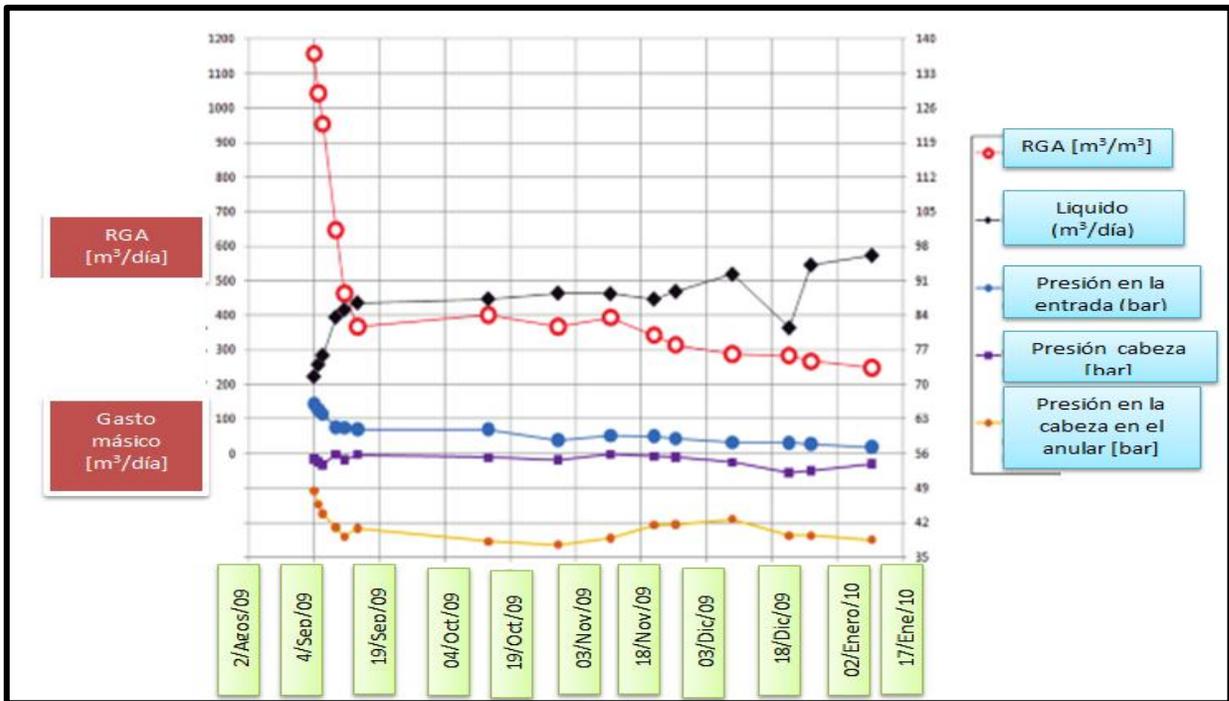


Figura 4.4 Historial de producción del pozo Likalala 112

El yacimiento Likalala es saturado, con una presión de yacimiento inicial igual a la del punto de burbuja. En la producción inicial llegó desde los pozos 102 y 110 con grandes presiones de fondo fluyendo entre 584 [lb/pg²] y 730 [lb/pg²]. El empuje natural del acuífero sobre el yacimiento es débil y la inyección de agua no inició hasta 5 años después de producción del primer aceite, resultando en la creación de un casquete de gas secundario. Como resultado, cuando el pozo #106 fue puesto en producción en 2005, este tuvo una RGA inicial alta que se ubicó dentro del rango de 150 [m³@CS/m³] a 200 [m³@CS/m³].

El pozo LKLM 106 es el más cercano al pozo inyector, LKML103, está localizado en la parte sur del campo (**ver figura 4.5**). La onda de presión desde el inyector, aumentó la distancia de la capa de gas y se estabilizó la presión del yacimiento, lo que en consecuencia aceleró aún más la caída, en la RGA de alcanzar valores iguales a R_s a finales del 2008. El soporte de la presión del pozo inyector se confirmó por la caída en RGA, motivando al incremento de la caída de presión entre la P_{wf} y la P_{wh} en el pozo #106 y se investigó una solución para el sistema BEC con la finalidad de manejar altas fracciones de volumen de gas esperadas a bajas presiones de fondo fluyendo. Un sistema BEC con una bomba helicoidal fue instalado en septiembre del 2006, y las caídas de presión se incrementaron substancialmente. El resultado fue una reducción en la presión de fondo fluyendo desde aproximadamente 584 [lb/pg²] a 394 [lb/pg²] y después a 335.8 [lb/pg²] a finales del 2008 (**figura 3**) junto con el incremento en la producción.

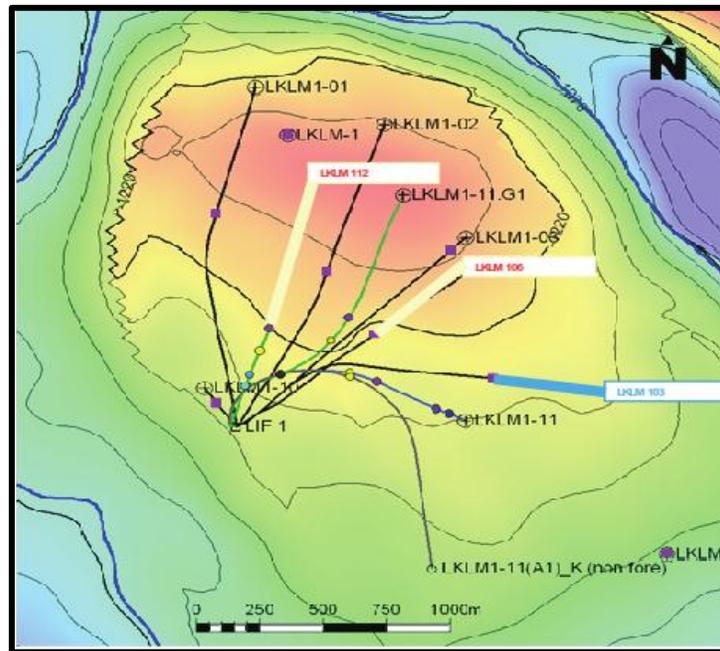


Figura 4.5 Localización de los pozos Likalala produciendo desde A2

El intervalo productor del Likalala 112 fue disparado por debajo de la cima de la estructura; sin embargo, sus disparos presentan una mayor profundidad relativamente lejos del casquete de gas. La RGA fue sin embargo muy alta, pero

luego se estabilizó alrededor de 200 a 300 [m³@C.S/m³]. Un IP más alto fue logrado en el pozo 112 que en el 106 y esto es en parte debido al área de drenaje más grande.

4.1.3 Historial de producción: Campo Kombi y pozo 112

El campo Kombi, está en la arenisca dolomitizada, se desarrolló con dos pozos productores y dos inyectores. La permeabilidad del yacimiento es de aproximadamente 50 [md] y puede alcanzar 1 [Darcy] en capas de arenisca. Esta permeabilidad más alta combinada con una baja viscosidad del crudo de 0.9 [cp] contribuyen al IP que es más alto en Kombi que en la capa de Likalala A2. Las terminaciones a agujero descubierto con el sistema BEC se usaron para todos los pozos para maximizar el drenaje del yacimiento. Debido a que el yacimiento es saturado con una presión de yacimiento igual a la presión de burbuja, la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja. El empuje del acuífero es relativamente débil, por lo que se decidió inicialmente perforar pozos inyectores que soportaran o apoyaran la presión del yacimiento a principios de la explotación de este campo, con la perforación del primer pozo inyector en el 2000 (Pozo KOMBI 109) en la parte norte del campo. Los volúmenes inyectados, no fueron suficientes para mantener la presión del yacimiento. El soporte de presión en la parte sur del campo para Kombi # 102 fue iniciado a finales del 2006 con el pozo inyector KOBM 110, después de 6 años de que el pozo Kombi 102 empezó a producir (figura 4.6).

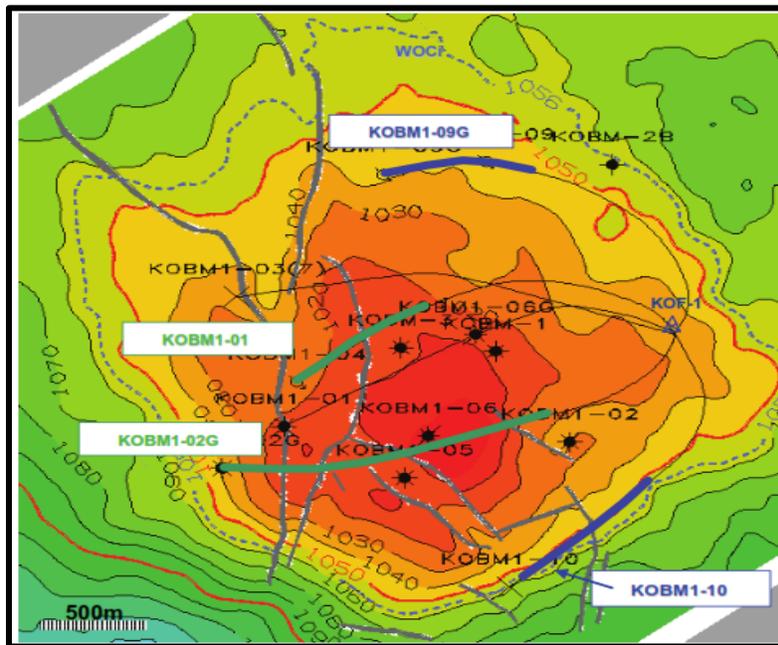


Figura 4.6 Localización de los pozos Kombi produciendo desde C1C5

Como consecuencia, las presiones del yacimiento cayeron desde una presión inicial de 1314 [lb/pg²] a aproximadamente 759 [lb/pg²](figura 4.7) durante los

primeros 5 años de producción. Esta condición creó un casquete secundario de gas, que fue la principal razón para una alta RGA de entre 250 [m³@CS/m³] y 300 [m³@CS/m³]. La RGA se mantuvo alta hasta mediados del 2005 cuando la presión del yacimiento se estabilizó y después incrementó ligeramente, alcanzando 832.2 [lb/pg²] a finales del 2007. Como se esperó, la RGA cayó a aproximadamente a 60 [m³@CS/m³]. La presión anular de la cabeza de pozo Kombi #102 afectó la inmersión del sistema BEC. A finales del 2002, la presión del espacio anular entre la TR y la TP disminuyó desde 657 [lb/pg²] a 438 [lb/pg²] y subsecuentemente a 365 [lb/pg²]. Las tendencias de las presiones del yacimiento y el índice de productividad son mostradas en la **figura 4.7**. Durante la producción inicial en junio del 2001 el pozo está en modo transitorio con depleción de los gastos y presiones de fondo fluyendo. Por consiguiente el IP fue calculado en 60 [m³@C.S/día/Bar] o 4 [m³@C.S/día/Bar]. Este valor es usado para graficar la curva del IPR, que está basado en las últimas presiones de yacimiento obtenidas de entre 759 [lb/pg²] y 876 [lb/pg²]. Debido a que las presiones del yacimiento fueron físicamente medidos cuatro veces durante la vida del pozo, el IP es confiable.

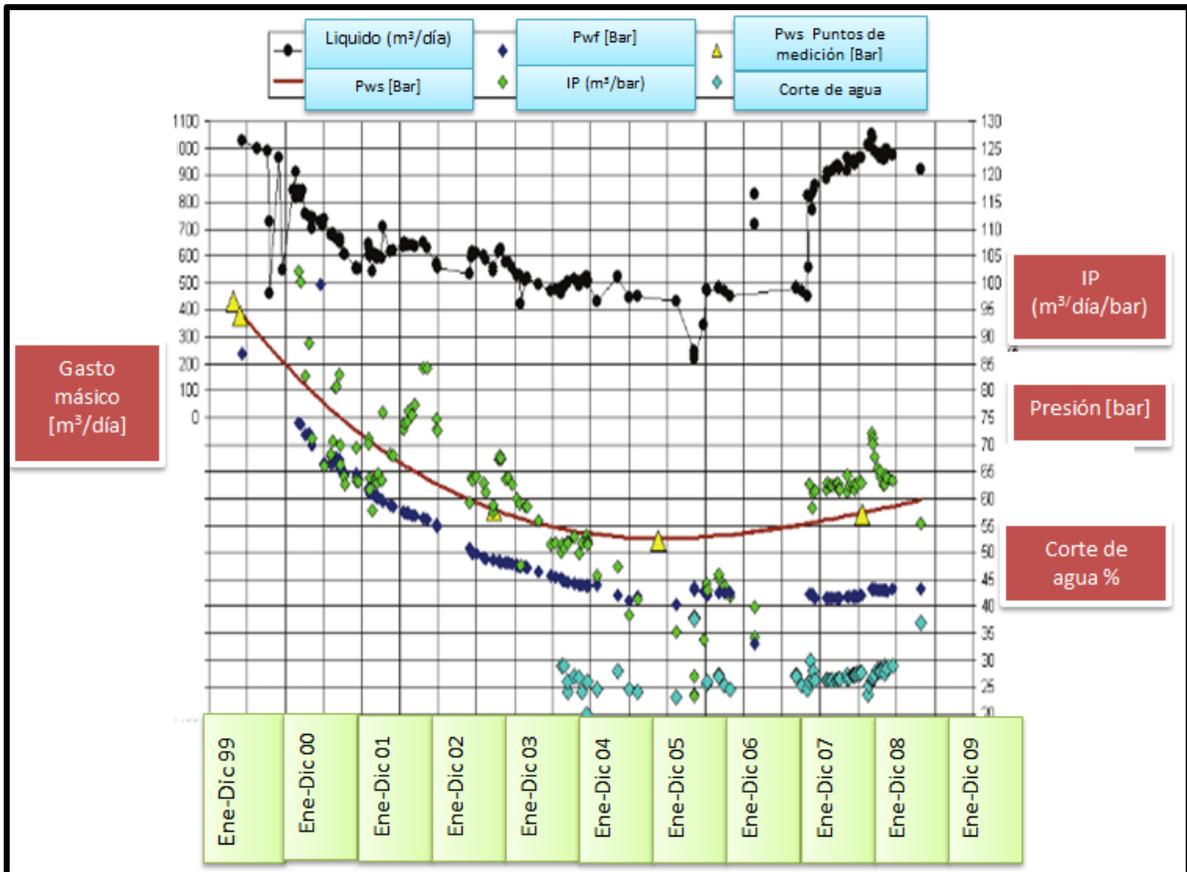


Figura 4.7Historial de producción pozo Kombi 102

4.1.4 Análisis del desempeño del separador de gas

La fracción de gas libre en la bomba es función de la RGA de la TP y no de la RGA de la formación, que es substancialmente más grande. La diferencia entre estos dos valores de RGA es debido a que el gas se ventea hacia el espacio anular por el separador. Una revisión del desempeño del separador de gas es, por lo tanto esencial para un enfoque holístico en la producción en especial de la RGA de los pozos con sistema BEC donde el venteo del gas es posible. La eficiencia de la separación del gas hace referencia a una combinación de la separación natural y del separador de gas. La eficiencia se define por la siguiente **ecuación 4.1**.

$$\eta_{sep} = \frac{\eta_{G \text{ anular}}}{\eta_{Gas \text{ total}}} \dots \dots \dots \text{ec (4.1)}$$

Dónde:

$\eta_{G \text{ anular}}$ = Gasto volumétrico de gas libre ventado hacia el espacio anular. El gasto volumétrico es medido en superficie, sin embargo, esta fórmula debe ser corregida a la presión y temperatura de entrada de la bomba usando el factor de formación B_g

$\eta_{gas \text{ total}}$ =Gasto volumétrico de gas libre en la TR a la profundidad en la cual el sistema BEC está instalado antes de la separación. Este gasto volumétrico es la suma de gas en la TP y en el espacio anular. Nota, este valor necesita ser calculado a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo después de tomar en cuenta que cantidades de gas pueden aun estar en solución y este no entra a la ecuación.

El gasto volumétrico total es calculado usando la siguiente **ecuación 4.2**:

$$Q_{Gas \text{ total}} = Q_o * (RGA - R_s) * B_g \dots \dots \dots \text{ec (4.2)}$$

Q_o = Gasto de aceite a condiciones estándar.

RGA= RGA de producción.

R_s = Relación de solubilidad a condiciones de presión y temperatura en la entrada de la bomba.

B_g =Factor de volumen del gas a condiciones de presión y temperatura en la entrada de la bomba.

Las eficiencias fueron calculadas y graficas contra el tiempo, a partir de que la bomba helicoaxial fuera instalada (**figura 4.8, figura 4.9, figura 4.10**) para los tres pozos. Las eficiencia varían entre 40% y 70%, estas graficas confirman unas eficiencias de separación razonables.

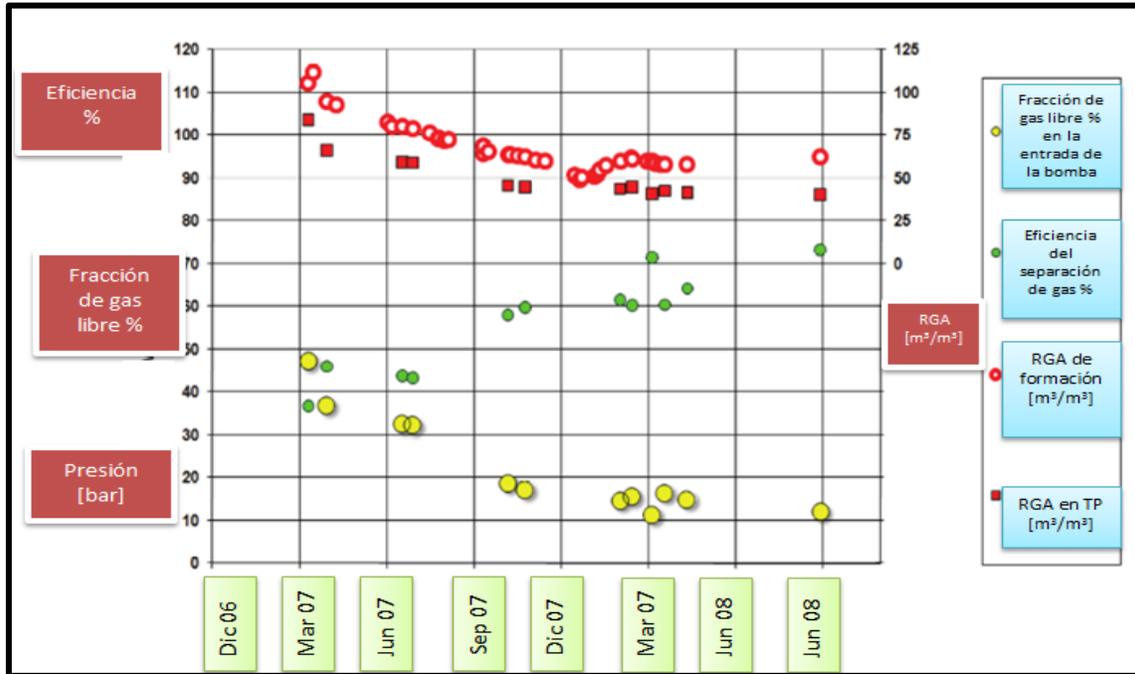


Figura 4.8 RGA, Eficiencia y fracción de gas libre Pozo Kombi 102 después de la instalación de Poseidón

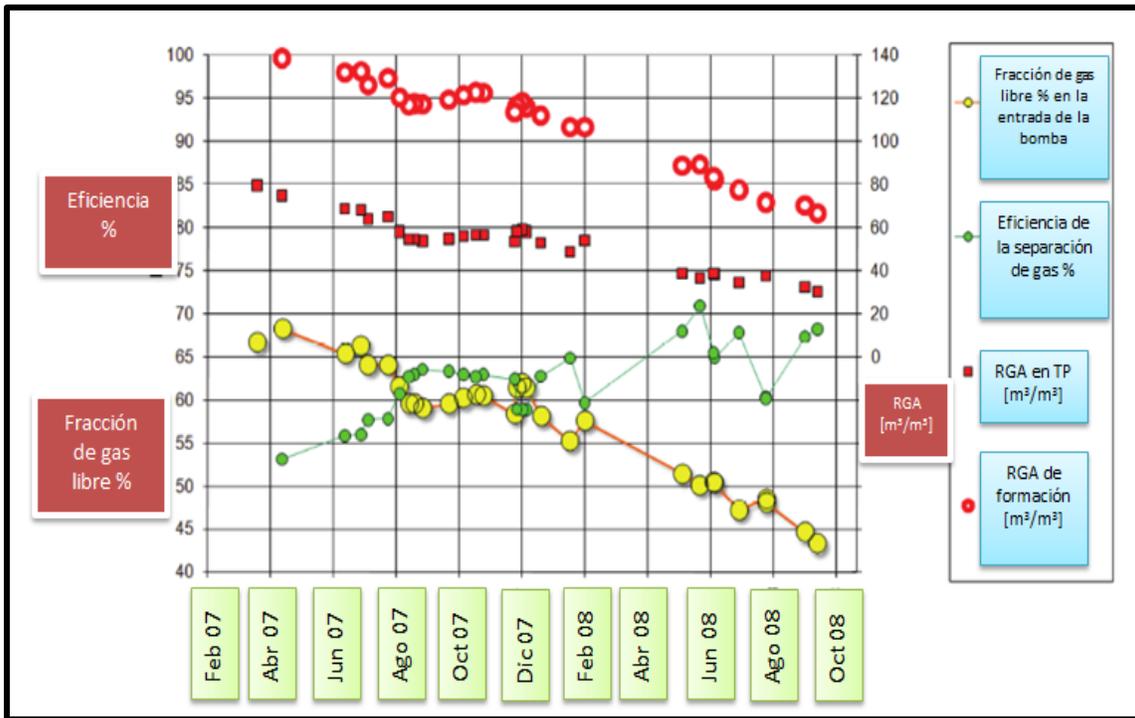


Figura 4.9 RGA, Eficiencia y fracción de gas libre Pozo Likalala 106 después de la instalación de Poseidón

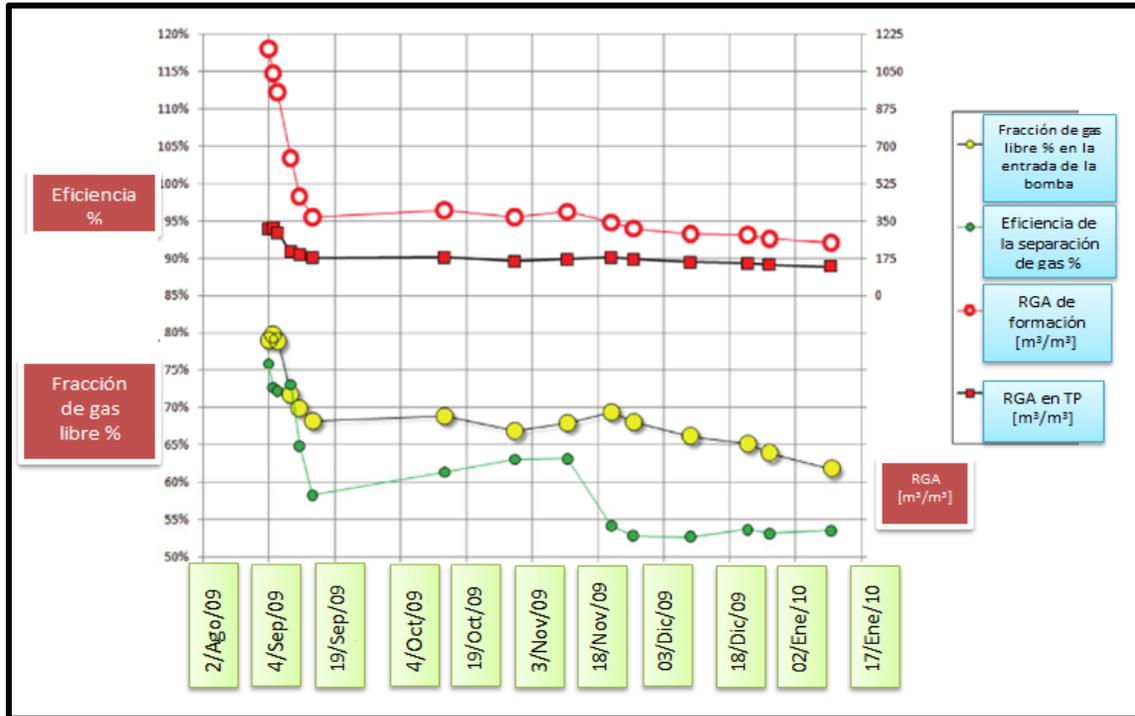


Figura 4.10 RGA, Eficiencia y fracción de gas libre Pozo Likalala 112 después de la instalación de Poseidón

4.1.5 Resultados de la aplicación de la bomba helicoaxial Likalala 106

Antes de la instalación del sistema BEC con la bomba de apoyo (booster) helicoaxial, el pozo Likalala 106 fue puesto en producción usando un manejador avanzado de gas y un separador de gas. El pozo estaba produciendo aproximadamente 500 [m³@C.S/día] (**figura 4.3**); sin embargo, la caída de presión entre la presión de salida y la presión de entrada de la bomba se limitó por la fracción de gas libre. El sistema BEC estaba operando con presión de entrada de entre 554 [lb/pg²] y 599 [lb/pg²] y con una fracción de gas libre de aproximadamente 50% en la primera etapa de la bomba. En septiembre del 2006, una bomba de apoyo helicoaxial se agregó a la sarta del BEC. La bomba booster consiste en 17 etapas helicoaxiales. Los resultados se resumen a continuación:

- El sistema BEC fue operado por cerca de un año entre septiembre del 2006 y agosto del 2007 con una fracción de gas libre que excedía el 67 % en la primera etapa, que alcanzó un máximo del 70 % (**figura 4.9**)
- La presión de fondo fluyendo se redujo en aproximadamente 219 [lb/pg²] o 15 [bar] (ver curva IRP **figura 4.11**). Esto es punto importante debido a que la producción se incrementó en 50 [m³/día], esto no hubiera sido posible al reducir la presión de fondo fluyendo, la producción hubiera decrecido substancialmente como resultado de la caída de la presión de yacimiento de 81 [bar](1182 [lb/pg²]) a 75[bar](1095 [lb/pg²]). La pérdida de producción

que se pronostico fue estimada entre 200 [m³/día] entre mayo del 2006 y marzo del 2007.

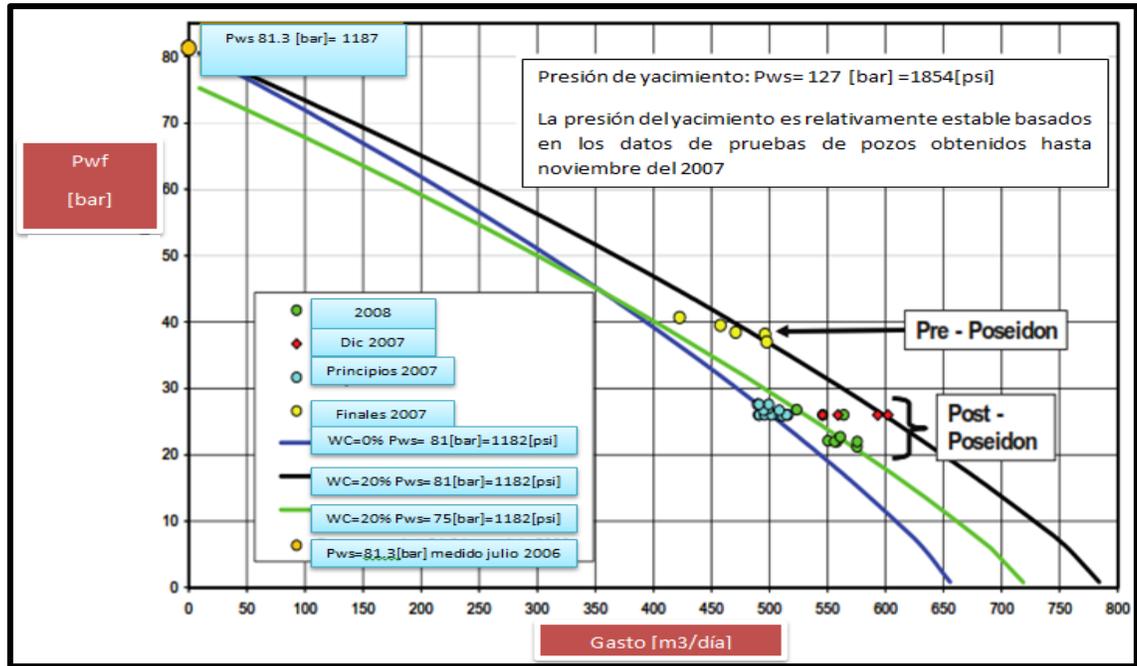


Figura 4.11 Curva IPR del pozo Likalala 106

4.1.6 Resultados de la aplicación de la bomba helicoaxial en Likalala 112

El pozo Likalala 112 fue inmediatamente puesto en producción con el sistema BEC como sistema artificial después de su terminación en 2009. Además, basado en las lecciones aprendidas del pozo Likalala #106, una bomba de apoyo helicoaxial se instaló directamente en la sarta del sistema BEC en 2009. Como resultado no hay un “antes” o “después” para comparar la producción con o sin la bomba helicoaxial; sin embargo este pozo es importante mencionar que la fracción de gas libre en la entrada de la bomba de apoyo helicoaxial Poseidón fue de un 80%. Esta condición fue confirmada por las pruebas de presión de pozo separadas en periodos de 12 [hr] cada una con su respectivo análisis nodal, aunque la presión de la cabeza del pozo presentara oscilaciones. Subsecuentemente, la presión de fondo fluyendo se estabilizó en 56 [bar] (816 [lb/pg²]) con un gasto en superficie de 450 [m³/día] con una fracción de volumen de gas de 70%. La producción del sistema BEC no hubiera sido posible sin la instalación del sistema Poseidón en este pozo.

4.1.7 Resultados de la aplicación de la bomba helicoaxial en Kombi 102

El pozo Kombi 102 exhibió una alta inestabilidad con una instalación típica de sistema BEC antes de que se integrara la bomba de apoyo helicoaxial a la sarta del sistema BEC.

- La presión en la cabeza del pozo exhibía grandes oscilaciones (ver **figura 4.7** antes de Mayo 2006), mostrando oscilaciones de hasta 25 [bar].
- La corriente eléctrica del sistema BEC también presento fluctuaciones.
- La fracción de gas libre fue estimada entre 40% y 50% en la primera etapa de la bomba electrocentrifuga. La incertidumbre en la estimación fue debida a la inestabilidad del pozo que dificultó la realización de las pruebas de pozo.

En junio del 2007, un sistema BEC se le instaló una bomba de apoyo helicoaxial Poseidón con la misma configuración que el pozo Likalala 106 y los siguientes resultados fueron observados:

- La presión de la cabeza de pozo se estabilizo.
- Los cierres y aperturas del pozo provocaron que el bloqueo de gas fuera eliminado por lo que incrementó la producción del pozo.
- El sistema BEC fue operado por cerca de 3 meses entre enero y marzo del 2007 con una fracción de volumen de gas que excedía en un 45% en la primera etapa de la bomba helicoaxial (**figura 4.8**).
- La presión de fondo fluyendo se redujo entre 8 [bar](116 [lb/pg²]) y 10[bar](146 [lb/pg²]) como se ilustra en los puntos de la gráfica IPR en la **figura 4.12**, que incrementó la producción pasando de 600 [m³/día] a más de 900 [m³/día].

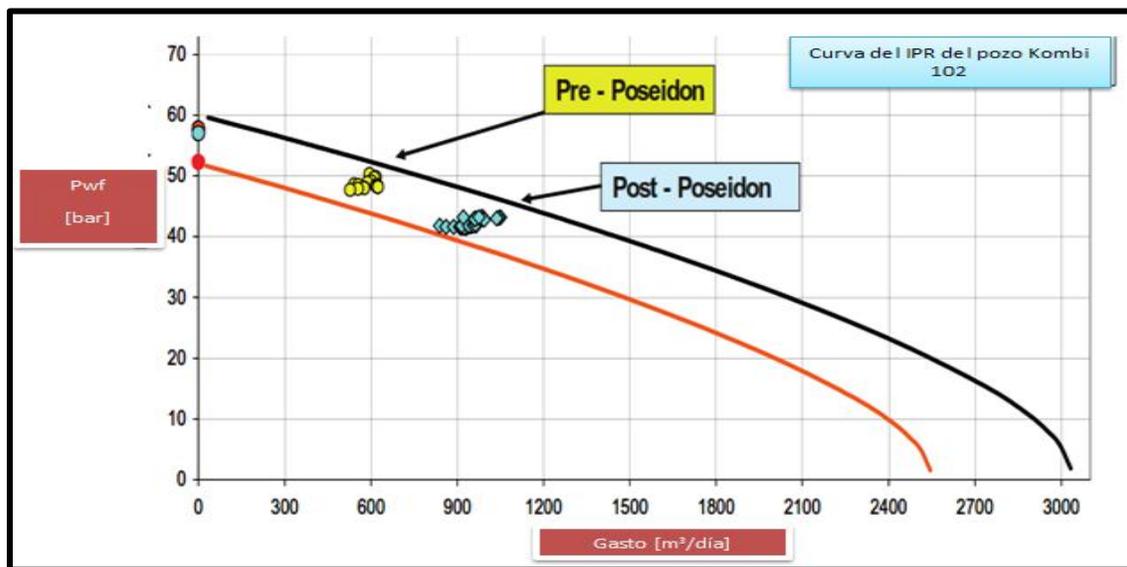


Figura 4.12 Curva del IPR del pozo Kombi 102

Los resultados de los tres pozos se han mostrado, sin embargo una representación más interesante es mostrada en la **figura 4.13**, donde las fracciones de gas libre de la entrada de Poseidón son graficadas en contra la presión de entrada, se realizaron 7 mediciones de fracciones de gas libre a condiciones de entrada de Poseidón, el tamaño de la burbuja de gas provoca una degradación en la altura dinámica total cuando es aproximadamente 75%. En estudios anteriores de manejadores de gas, se concluyó que su eficiencia de este es mejorada con el incremento de la presión de entrada.

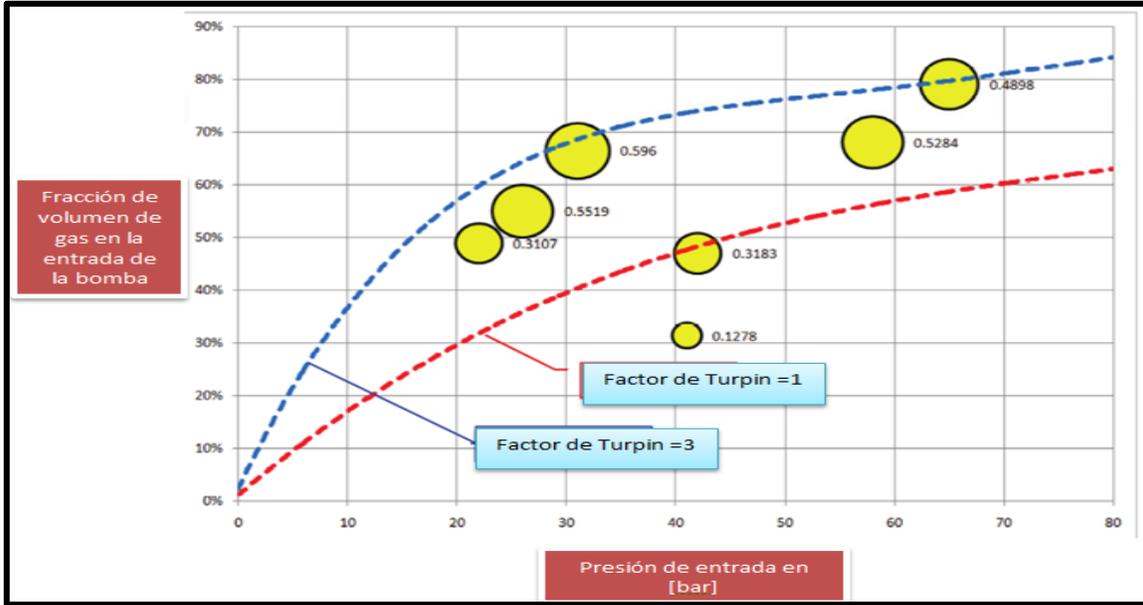


Figura 4.13 Factores de Turpin obtenidos a partir de siete mediciones de fracción de gas libre en la presión de entrada de Poseidón

Como se ha mencionado en el capítulo 2 la primera explicación cuantitativa de la presión de entrada de la bomba y la fracción de gas fue publicada por Turpin en 1987 en la cual el autor correlacionó el rendimiento de la bomba a un factor ϕ , que también se le conoce comúnmente como el “Factor de Turpin”, el cual es calculado mediante la **ecuación 4.3**. Turpin concluyó que cuando $\phi > 1$, la bomba sufre una significativa degradación en la altura dinámica a desarrollar y eventualmente bloqueos por gas. Las mediciones de estos tres pozos fueron por lo tanto comparados con la relación de volumen de gas libre para $\phi = 1$ y 3 (**figura 4.13**) esto mostró que una operación estable incluso con valores de $\phi = 3$.

$$\phi = 2000 \frac{Q_g * Q_L}{3 * IP} \dots \dots \dots \text{ec (4.3)}$$

4.1.8 Teoría sobre la altura dinámica total en bombas helicoaxiales y centrifugas

La tecnología de Poseidón, es aplicada al sistema BEC en una corta sección de 15 etapas helicoaxiales montadas en la succión de la bomba electrocentrifuga. La altura dinámica total generada por la bomba de apoyo helicoaxial y por una bomba SN8500 electrocentrifuga es mostrada en la **figura 4.14**, la cual ilustra que la altura dinámica diferencial de la bomba helicoaxial representa menos que el 9% del total de la altura dinámica total generada por el sistema de bombeo desplegado en el pozo. Evidentemente, entonces, el papel de la bomba helicoaxial no es proveer presión para levantar el fluido a una altura determinada.

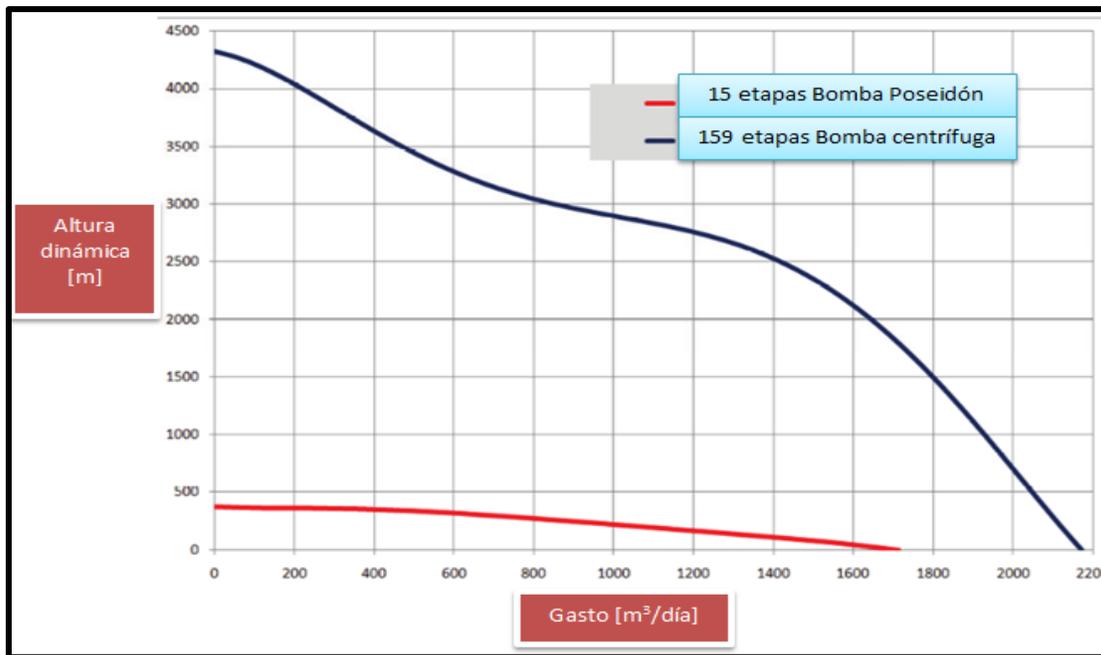


Figura 4.14 De la altura desarrollada por la bomba electrocentrifuga y la bomba Poseidón

En primera instancia, es útil recapitular por qué las bombas centrifugas tradicionales (es decir, no axiales y no helicoaxiales) generan menos alturas dinámicas totales en fluidos con fracciones de volúmenes de gas libre altas, esto ocurre porque estas bombas llevan a un bloqueo de gas, por la segregación de fases en la trayectoria del flujo al pasar por el impulsor, esta condición es análoga al resbalamiento en el flujo multifásico a través de la tubería. En una bomba centrifuga, las fuerzas centrifugas y de coriolis inducen a la separación de fases debido a la diferencia en las fuerzas que actúa sobre el cuerpo de las burbujas de gas libre y el líquido por la diferencia de densidad. El gas libre se acumula en las zonas de menor presión del impulsor, como resultado de la transferencia de energía desde el impulsor al fluido se ve afectada, lo que prácticamente significa que existe una relativa pérdida de transferencia de energía que se ve reflejada en la disminución de la altura dinámica total. En extremos casos, grandes

acumulaciones de gas en la aleta del impulsor llevan a un bloqueo por gas. Al contrario si el fluido es homogéneo y los valores de fracción de gas libre son bajos, la presión l generada por el impulsor es proporcional a la densidad de la mezcla y ninguna corrección a la altura dinámica es necesaria. En bajos de valores de fracciones de gas libre, burbujas finas están dispersas en el líquido que son arrastradas por el fluido y existe poco o nada de resbalamiento entre las fases a esto se le conoce como flujo burbuja. Igualmente, en grandes fracciones de volumen de gas libre, las gotas de líquido arrastradas por una corriente de gas se representan como un modelo de flujo homogéneo este segundo régimen de flujo es raro en aplicaciones del sistema BEC, y no es considerado en este caso de estudio. Más importante es la discusión del hecho que los volúmenes de gas libre se incrementan, el flujo burbuja no es posible debido a que las burbujas pequeñas de gas se fusionan para formar grandes acumulaciones de gas que conducen a un incremento de resbalamiento de fases. Por lo tanto, donde el gas está presente, la ecuación para la presión generada por una bomba centrífuga necesita incluir un factor de corrección de altura dinámica. La **ecuación 4.4** representa la presión diferencial a un determinado gasto volumétrico.

$$P_d - P_i = g * C_h * \rho_m * h_{stg} \dots \dots \dots \dots \dots \text{ec (4.4)}$$

Suposiciones:

- Se asume que el fluido es incompresible en cada etapa (densidad constante). Esto es por supuesto, teóricamente incorrecto, sin embargo, se asume de esta manera debido a que la presión diferencial en cada etapa es pequeña <0.5 bar o 7.3 [lb/pg²] en la mayoría de los casos.

Esto es una aproximación aceptable siempre y cuando la densidad sea recalculada en cada etapa de modo que la incompresibilidad no se asume mientras el fluido viaja a través de la bomba es decir a través de las 159 etapas como en ese caso.

P_d =Presión de descarga en la última etapa

P_i = Presión de entrada en la primera etapa

g = Aceleración gravitacional

h_{stg} = Altura dinámica de agua desarrollada por etapa

α =Fraccion de volumen de gas libre

C_h = Corrección en la altura dinámica.

Altura dinámica de agua desarrollada por etapa (h_{stg}), es obtenida desde pruebas de fábrica y es puramente una función de la presión, volumen y temperatura de las propiedades del fluido en la presión de cada etapa. Para aplicaciones del sistema BEC, las propiedades PVT son calculadas en la presión de entrada, que es una aproximación aceptable debido a la presión diferencial que cruza cada etapa es

típicamente pequeña comparada con toda la caída de presión a través de la toda la bomba. Una densidad homogénea es asumida.

La corrección en la altura dinámica (C_h) de la etapa es causada por el resbalamiento del gas libre, y este valor se ubica entre 0 y 1 con $C_h=1$ para un fluido homogéneo y una baja fracción de volumen de gas. $C_h < 1$ donde existe una degradación por el resbalamiento y altas fracciones de volumen de gas.

Si las fuerzas centrífugas y radiales pueden ser reducidas, entonces, basadas en la explicación anterior del comportamiento de los impulsores de flujo radial y mixto, la separación de fases y degradación de la altura dinámica también pueden ser reducidos. Los impulsores de flujo axial han mejorado el rendimiento en la presencia de gas libre debido a las aceleraciones centrífugas y de coriolis teniendo componentes que puedan contribuir a una mejor mezcla de fases. El impulsor helicoaxial va un paso adelante ya que este puede ser visto como un impulsor axial con un eje cónico y como resultado, puede manejar cualquier fracción de volumen de gas, estos impulsores tienen varios canales de mezclados inducidos por su forma y flujos secundarios, esencialmente, la forma de la hélice reduce la separación de fases (**ver figura 4.15**). Además las etapas helicoaxiales aceleran el fluido (ambas fases), mitigando la acumulación de fases y previene el posible bloqueo de gas. Lo que las etapas helicoaxiales no hacen es generar suficiente presión para reducir las fracciones de gas libre antes de que el fluido entre a la bomba. El gas libre esta por lo tanto aún presente en el sistema BEC.

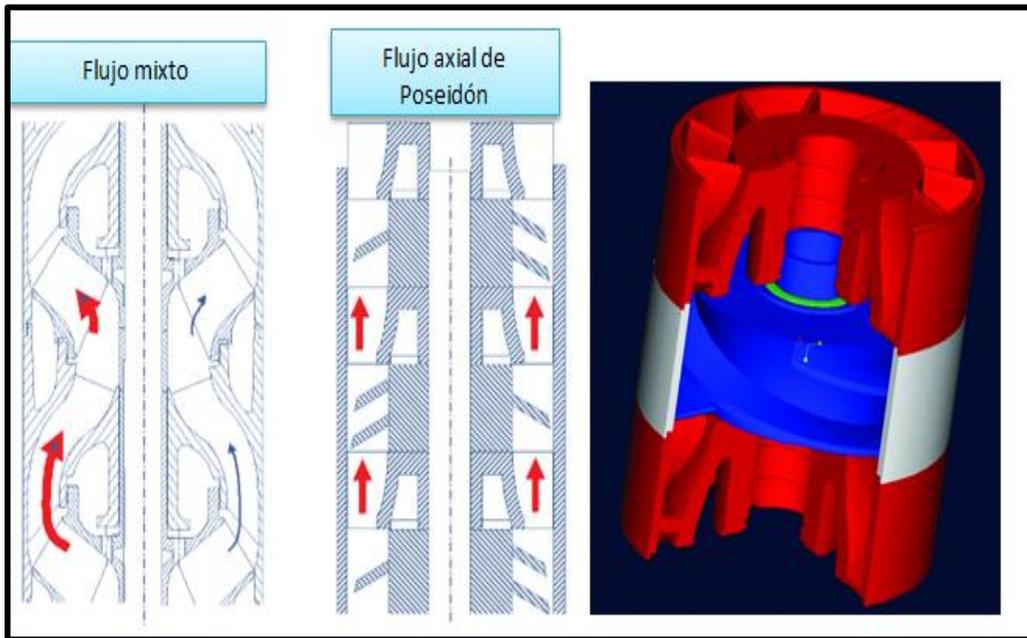


Figura 4.15 Flujo axial de la bomba helicoaxial y corte transversal de Poseidón

La separación de fase y la acumulación de gas no son la única causa de una pobre capacidad de manejo de gas para sistemas BEC convencionales. La otra cuestión son los gradientes negativos causados por las fuerzas de coriolis que

inducen un flujo inverso, esto explica porque los manejadores avanzados de gas se construyen con impulsores con flujo mixto, por lo que un equipo convencional de sistema BEC tiene una más baja capacidad de manejo cuando se compara con una bomba de apoyo helicoaxial o booster. Las etapas de un manejador avanzado de gas están equipados con puertos de recirculación en el impulsor que permiten que el líquido vuelva a introducirse en el paso del flujo en un área de baja presión y de ese modo arrastrar el gas acumulado para transportarlo a la siguiente etapa, esta es una característica que proporciona los manejadores avanzados de gas. Como los manejadores de gas tienen geometría para flujo mixto, las fuerzas radiales y de coriolis están en la misma dirección, por lo tanto esas dos fuerzas se combinan para separar las dos fases de gas y líquido así como sucede en un equipo convencional de BEC lo que ocasiona acumulación de gas en la entrada. A pesar de que el líquido vuelve a entrar a la corriente de fluido, el gas todavía tiene que superar el gradiente negativo en la etapa causada por la fuerza coriolis. Por lo tanto, existe un límite de fracción de gas libre en cuyo punto el líquido no puede arrastrar el gas y superar el gradiente de presión negativa. Para los manejadores avanzados de gas la fracción de volumen de gas límite es aproximadamente de 40%. La etapa helicoaxial por otro lado no tiene gradientes de presión negativa debido a que las fuerzas de coriolis y radiales se oponen la una a la otra, por lo tanto la separación de gas no se ve afectada por el impulsor. Como resultado un equipo BEC con Poseidón puede manejar hasta un porcentaje del 75% de fracción de gas libre en estado estacionario sin que ocurra un bloque por el gas. Un manejador de gas y Poseidón operan de la misma manera, ellos imparten energía. Estas bombas no provén ninguna reducción en las fracciones de volumen de gas ya que la presión diferencial que generan las bombas en el fondo del pozo es relativamente pequeña.

4.2 Tubería flexible como tubería de producción en pozos del campo Al Rayyan utilizando el sistema de bombeo electrocentrífugo ^{2,3}

La aplicación del sistema BEC con tubería flexible requiere el conocimiento y comprensión de las características del sistema yacimiento-pozo, para poder llevar a cabo con éxito la extracción del aceite desde el fondo del pozo hasta superficie. A continuación se presenta un caso de un campo en donde es aplicado el sistema BEC con tubería flexible en el medio oriente en costa afuera al norte de Qatar.

4.2.1 Características del campo Al Rayyan

El campo Al Rayyan está localizado aproximadamente a 45 millas al norte de la costa de Qatar en el golfo Árabe (**figura 4.16**). El campo fue descubierto en 1976, sin embargo su desarrollo comercial no empezó hasta 1996 a través de la aplicación de la perforación horizontal. La producción de aceite es a partir

yacimientos carbonatados que requieren el uso de sistemas artificiales. Con su relativa baja RGA y temperatura, el campo Al Rayyan fue un candidato ideal para el sistema de bombeo electrocentrífugo. Con el fin de ser económicamente viable, el campo desarrollo un plan de explotación para altos gastos utilizando la tubería flexible desplegada en el equipo de bombeo electrocentrífugo que resulta ser más económico que la instalación de un equipo BEC convencional ya que no se necesita una unidad de perforación para poderlo instalarlo. El campo actualmente ha producido en 13 pozos horizontales, todos con la tubería flexible desplegada con el sistema de bombeo electrocentrífugo.

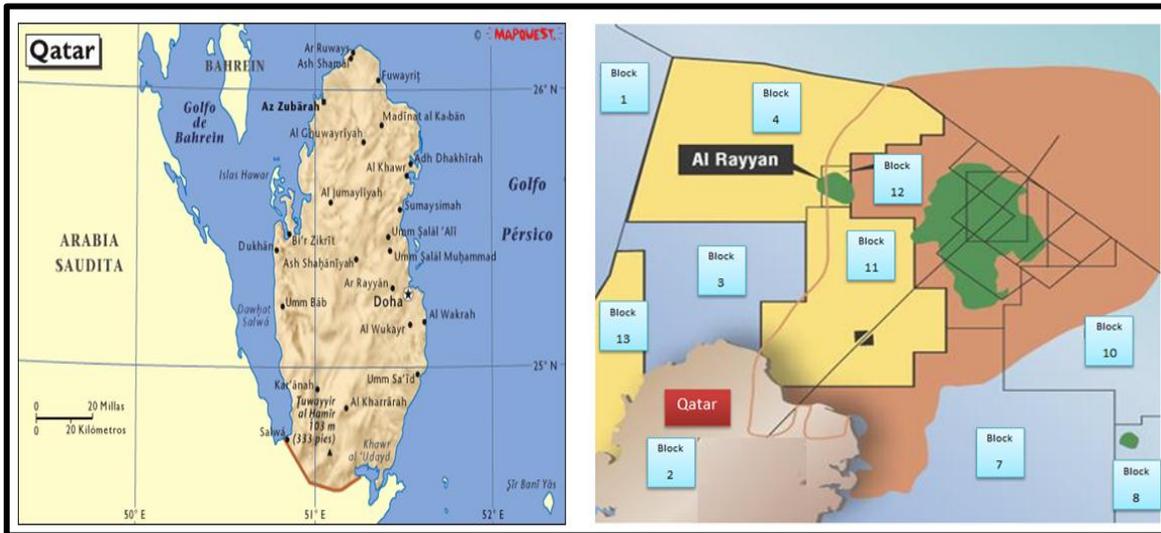


Figura 4.16 Localización del campo Al Rayyan al norte de Qatar en costa a fuera

En 1996 el sistema de bombeo electrocentrífugo desplegado con tubería flexible fue el primero de su tipo en ser desarrollado. La clave que impulsó el desarrollo de esta tecnología fue la reducción de los costos y la mejora de la disponibilidad del equipo en trabajos de reparación de pozos con el objetivo final de lograr una mejor economía general del proyecto. En la instalación de un sistema BEC convencional típico este es bajado a la profundidad objetivo junto con la tubería de producción y el cable de potencia atado al lado afuera de la tubería de producción. Los fluidos producidos alcanzan la superficie transportados por la tubería de producción. En el sistema convencional BEC el motor está localizado en el fondo de la sarta del sistema BEC mientras en el sistema de BEC con TF el diseño del motor se encuentra en la parte superior de la sarta del equipo subsuperficial (**figura 4.17**). El uso de unidad tubería flexible permite tener las siguientes ventajas:

- Reduce los costos al eliminar la necesidad de movilizar un equipo de perforación.
- En el pozo se reduce el tiempo para el trabajo de la terminación y el tiempo en el cual el pozo vuelve a producir cuando el equipo BEC ha fallado.

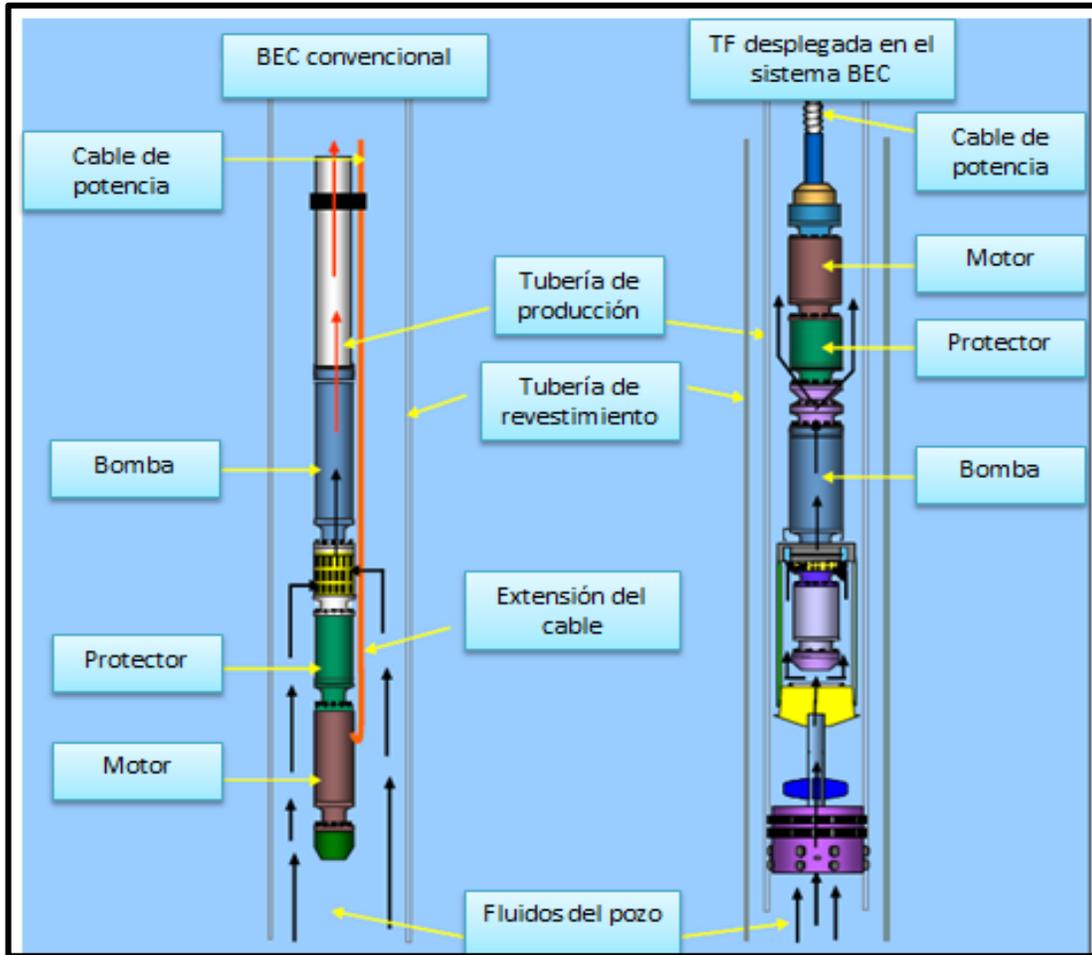


Figura 4.17 Comparación del sistema convencional con un sistema con TF desplegada para el BEC

El campo Rayyan produce aceite de dos yacimientos carbonatados, dentro de la formación llamada Qatar, el Arab "A" y el Arab "C" con una profundidad promedio de 4627 [pies]. El Arab "A" es predominante caliza mientras que el Arab "C" es caliza dolomítica. El campo fue descubierto en 1976, sin embargo su desarrollo fue sino hasta en 1996 después de ser perforados satisfactoriamente pozos horizontales (Anadarko se convirtió en el operador en junio del 2002). A la fecha un total de 13 pozos horizontales productores han sido perforados en el campo, 6 en el Arab "A" y 7 en el Arab "C". Las propiedades del yacimiento y de los fluidos son enlistados en la **tabla 4.2**. Ambos yacimientos de aceite tienen un espesor de 50 a 70 [pies] con un fuerte empuje de agua (acuífero). El plan de desarrollo del campo fue considerado para espesores delgados de producción aceite y un fuerte soporte del acuífero por lo que se requirió pozos horizontales con el fin de proporcionar una adecuada productividad en el yacimiento propenso a la conificación del agua ^{1, 2}. En 1996 con una producción temprana, la plataforma Amina fue puesta en operación para un diseño de una capacidad total de 60,000 [Bpd]. La instalación fue limitada con respecto a la capacidad de manipulación de

fluidos y generación de energía, con el objetivo de probarla en el campo, así como la nueva tecnología del sistema BEC con TF. La plataforma Amina generó su propia potencia con generadores a base de diesel suficientes para hacer funcionar a 8 sistemas BEC. Como resultado, los gastos de producción fueron restringidos. En Mayo del 2003 a una nueva planta de producción permanente, la plataforma Al Morjan reemplazo a la Amina. Este fue diseñado para una capacidad total de 180,000[Bpd] con la energía eléctrica comprada desde la plataforma alfa norte.

Presión inicial	2200 [lb/pg ²]
Temperatura	155 [°F]
RGA	80[pies ³ @CS/bl @C.S]
Presión de burbuja	450[lb/pg ²]
Gravedad del aceite	24 °API
Viscosidad	7-10[cp]
Contenido de H ₂ S	4 mol %
Contenido de CO ₂	3.5 mol %

Tabla 4.2 Parámetros del yacimiento Al Rayyan

4.2.2 Desarrollo de la tubería flexible desplegada en bombeo electrocentrífugo

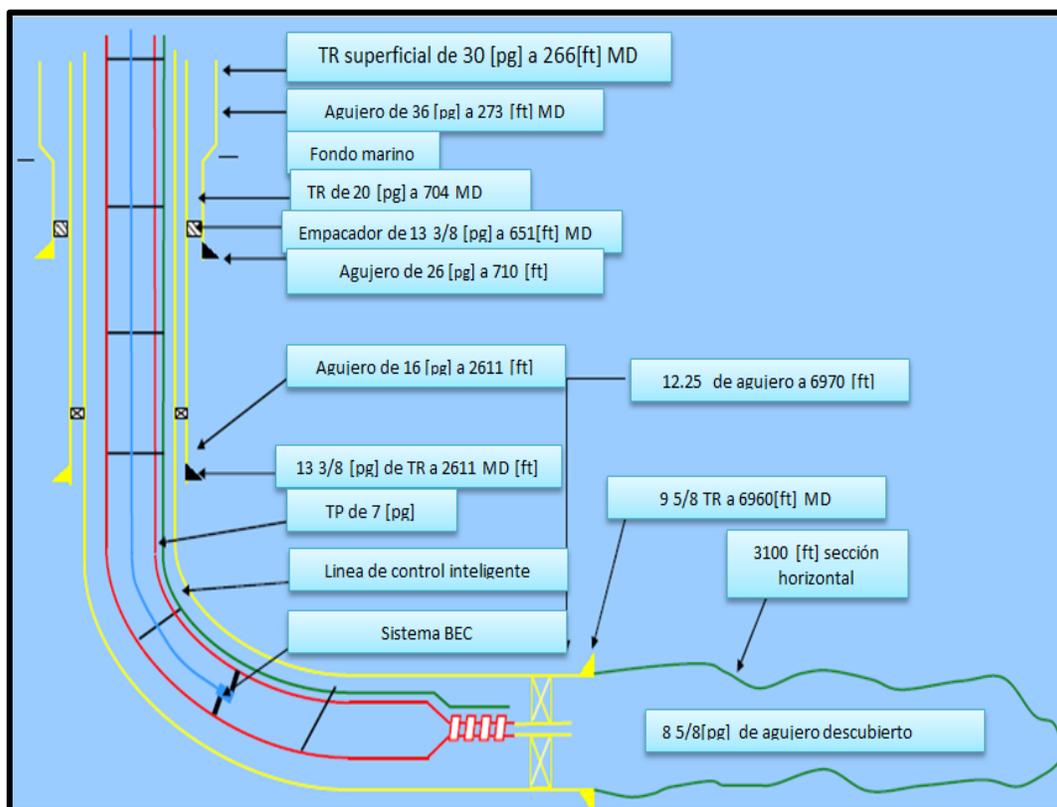
En las etapas iniciales, el campo Al Rayyan fue evaluado para determinar qué sistema artificial de producción era el más viable económicamente y técnicamente. Tres métodos de SAP fueron considerados y evaluados; bombeo neumático, bombeo hidráulico y bombeo electrocentrífugo. Cada uno fue evaluado basado en las condiciones de pozo, la eficiencia de levantamiento, capital y costos de operación. El sistema BEC resultó ser la alternativa más atractiva debido a los altos gastos alcanzables, la baja inversión del capital y la entrega relativamente rápida de los componentes de la superficie requeridos. En cuanto a la fiabilidad del sistema BEC no se pensó que era un tema importante en el inicio del proyecto ya que se estimaba la vida productiva del equipo en dos años. Hubo consideración en cuanto al uso de los sistemas artificiales de producción convencionales, sin embargo existía la preocupación sobre el costo de los trabajos de reparación de pozos, así como la incertidumbre de la disponibilidad de una torre de perforación cuando el equipo BEC fallase. Se decidió que el sistema BEC tuviese una innovación en su diseño que no dependiera de una torre de perforación para que la bomba se extrajera a superficie y en caso de una falla sin solución se reemplazara, todo esto con un costo menor en comparación al sistema BEC convencional.

Esto llevo al desarrollo de la tubería flexible desplegada en el bombeo electrocentrífugo (**ver figura 4.17**), con su principal ventaja de que este sistema no depende de una torre de perforación para instalar y recuperar el sistema BEC, pero en lugar de eso usa una unidad de tubería flexible. Esto directamente impacta en los costos globales de los trabajos de reparación de pozos y la disponibilidad del bombeo electrocentrífugo. El sistema de BEC con TF tiene otros beneficios como:

- El cable de potencia está dentro de la tubería flexible y por lo tanto no está expuesto a los fluidos del pozo o a un daño mecánico mientras se instala el equipo o se recupera.
- No se requieren abrazaderas para asegurar el cable, como en el caso de un cable externo montado al exterior de la tubería de producción, eliminando la basura potencial que se pudiera generar en el pozo por desprendimiento de las abrazaderas.
- Permite una mejor contención de los fluidos del pozo que tienen un contenido relativamente alto de H₂S.

4.2.3 Diseño de la terminación

El campo Al Rayyan ha sido explotado usando pozos horizontales. Todos ellos perforados desde una posición central de una plataforma de producción permanente. Todos están terminados con una tubería de revestimiento de producción de $9\frac{5}{8}$ [pg] y una sección lateral de $8\frac{1}{2}$ [pg] que está terminada a agujero descubierto con excepción de 2 pozos de $6\frac{1}{8}$ [pg] en los cuales se realizó la operación de desviación lateral o sidetracking (**figura 4.18**). El promedio de la longitud lateral es aproximadamente 4200 [pies]. La sección tangente es de aproximadamente 300 [pies] con un 1° o menos de severidad de pata de perro diseñada para colocar el equipo BEC. La inclinación del agujero a la sección tangente en los pozos tiene un rango de 0° a 86° dependiendo la localización del fondo del agujero objetivo. Se hicieron esfuerzos para colocar esta sección tangente tan bajo como sea posible en el agujero del pozo con el fin de maximizar la caída de presión.



4.18 Diseño de la terminación del sistema BEC desplegado con Tubería flexible

La terminación está compuesta de un empacador sello y localizador ensamblado de $9 \frac{5}{8}$, una junta de expansión o de dilatación, dos mandriles con sus respectivas válvulas de inyección química, un medidor o indicador permanente de temperatura y presión, una válvula de seguridad, un cross-over de $7[\text{pg}] * 5 \frac{1}{2}[\text{pg}]$, una tubería de producción. Una línea de control inteligente (flat pack) es corrida sobre el exterior de la tubería de producción de $7[\text{pg}]$ para proporcionar el control de la válvula de seguridad, líneas capilares de inyección química y indicador de datos de presión/temperatura. La línea de control inteligente está compuesta de una resina plástica que encapsula las líneas de control de acero inoxidable y está anclado por unas abrazaderas especiales a el cross over de $7[\text{pg}] * 5 \frac{1}{2}[\text{pg}]$ y a la tubería de revestimiento (**figura 4.19**). Posteriormente se instaló un empacador recuperable de $7[\text{pg}] * 3 \frac{1}{2}[\text{pg}]$ se corrió dentro la tubería de producción de $7[\text{pg}]$ e hidráulicamente instalado por arriba del cross over de $7[\text{pg}] * 5 \frac{1}{2}[\text{pg}]$. El propósito del empacador es aislar la entrada del sistema BEC hasta la descarga de la cabeza.

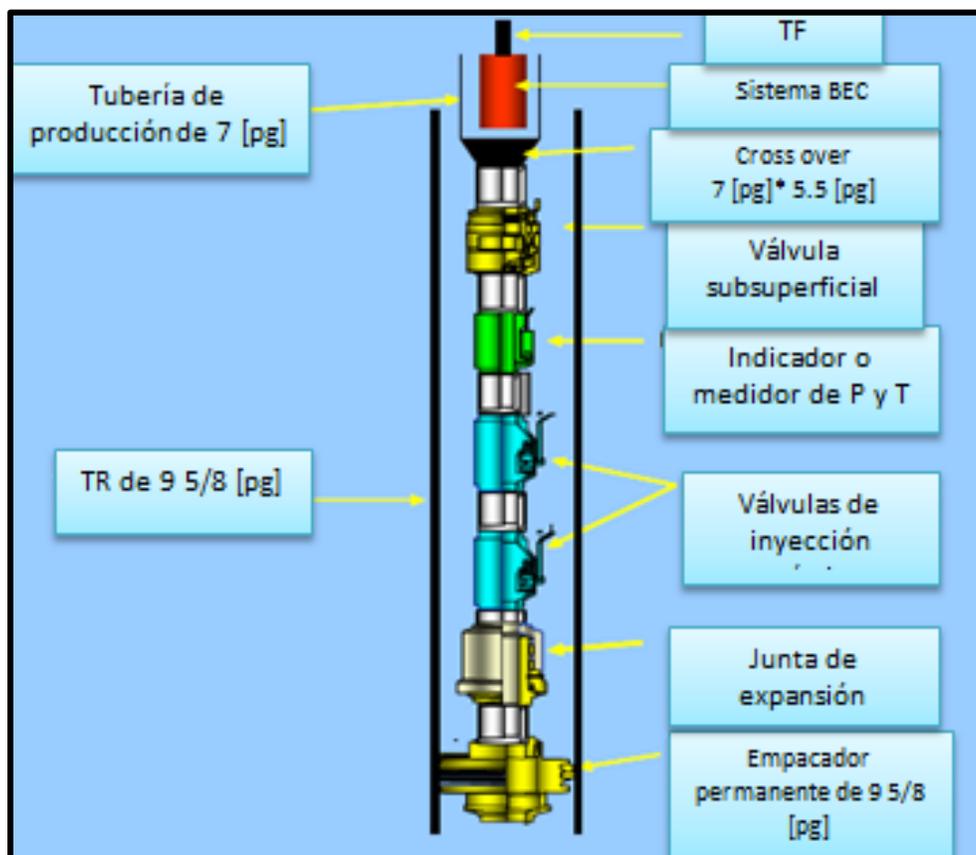
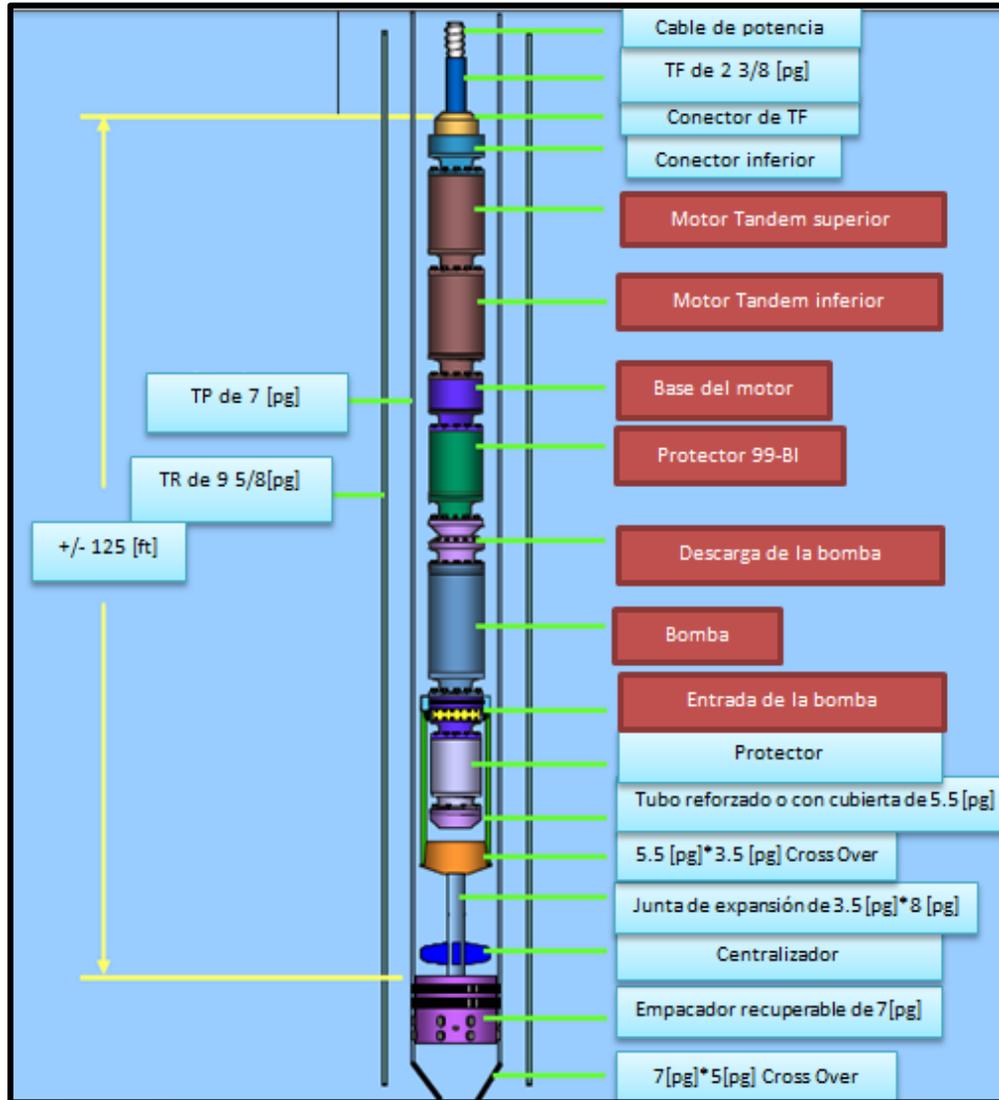


Figura 4.19 Componentes subsuperficiales del sistema BEC y accesorios

4.2.4 Equipo subsuperficial y superficial del sistema BEC desplegado con tubería flexible

La sarta del sistema BEC está compuesta con sello localizador ensamblado de $3 \frac{1}{2}$ [pg] (8 [pies] de longitud) sobre la parte inferior de la unidad que está unida al empacador recuperable de 7[pg]. El empacador es bajado con un sello de 6[pies]. El sello está formado por un centralizador, una junta de $3 \frac{1}{2}$, un cross-over, tubo reforzado o con cubierta (shroud tube) y un protector, todo este equipo tiene la finalidad de proporcionar un aislamiento entre la entrada y la descarga. El equipo principal del sistema BEC (descarga de la bomba, protector, motor, conector inferior) son ensamblados e instalados a la tubería flexible mediante el conector inferior y el conector de la TF (**figura 4.20**). La tubería flexible es corrida hasta superficie en donde el manejador de tubería soporta su peso y proporciona un sello de presión.



4.20 Sarta del sistema BEC

Cable interno para la tubería flexible de 2 3/8 [pg]: La energía del motor del sistema BEC es transmitida por un cable interno de potencia. El cable es instalado y probado para asegurar su continuidad y control de daños ocasionado por la extracción del cable interno de la TF.

Árbol de navidad horizontal: El árbol horizontal (**figura 4.21**) fue desarrollado específicamente para este proyecto y permite un flujo anular a través del árbol y fuera de la válvula maestra orientada horizontalmente. El árbol es posicionado horizontalmente debido a que la válvula maestra, la válvula de seguridad, y la línea de flujo corren en paralelo al piso con el fin de permitir a la TF terminar en el colgador de tubería localizado en la parte superior del árbol. El cable de la bomba entra a un “adaptador” que está conectado a la parte superior del árbol y proporciona espacio para el cable extra y es aquí en donde el cable se corta y se

empalma a un “cable aéreo”. El propósito del “cable aéreo” es ser flexible para permitir la expansión y contracción del cable durante las operaciones normales. El cable aéreo es atado a la cola de cerdo que conecta al equipo BEC con la caja de venteo. La tapa del árbol en la caja del adaptador actúa como un sello y contiene cualquier presión que pueda acumularse en el interior de la cubierta del adaptador. El diámetro interno de la tubería flexible y la cubierta del adaptador están en comunicación, esto permite la detección de cualquier presión sobre la TF que se desarrolle en el pozo. La TF es llenada con aceite mineral que actúa como fluido dieléctrico.

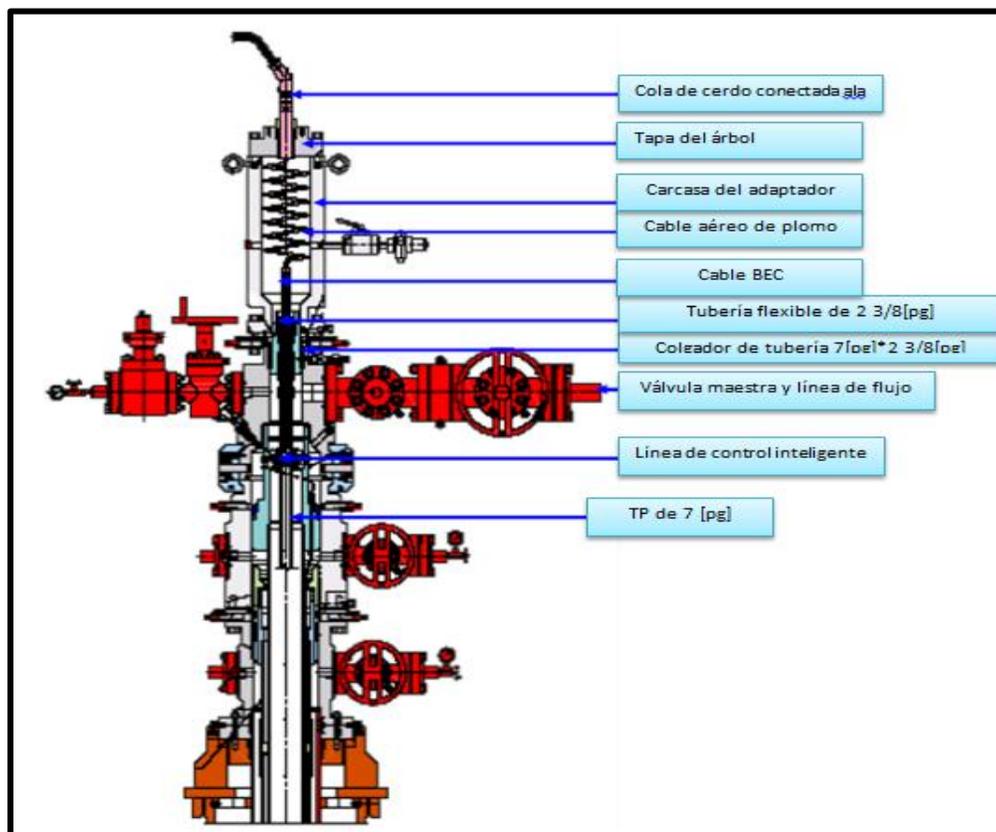


Figura 4.21 Árbol submarino del sistema BEC desplegado con tubería flexible

El sistema del cable es un sistema flotante, ya que este no es anclado dentro de la tubería flexible y esto permite una libre flotación. Algunos sistemas iniciales usaban anclas que no fueron exitosas y por lo tanto se descartaron. Actualmente, el cable necesita algo de movimiento con el fin de ser capaz de instalar el conector inferior y en futuros trabajos de reparación de pozos. La tubería flexible no se reemplaza en cada trabajo de reparación de pozos y pueden tener una vida productiva que excede los dos años dependiendo de la agresividad de la corrosión de los fluidos del pozo.

4.2.5 Vida operativa del sistema BEC

El sistema de tubería flexible desarrollada para el sistema BEC ha pasado por una evolución en los últimos nueve años desde su introducción en el campo. Desde su aparición y aplicación en el campo como toda nueva tecnología, el predecir los problemas específicos que pudieran surgir con el equipo fue difícil, los procedimientos de reparación de pozos, o las operaciones diarias con el equipo BEC. Por tal razón se trabajó y se estudió las posibles fallas del sistema BEC que se presentasen en el campo Al Rayyan, por lo cual se identificaron 4 áreas principales de enfoque para mejorar el rendimiento y operación del sistema. Se enfocaron sobre las cuatro siguientes áreas con el fin de extender la vida productiva de este sistema.

Diseño y fabricación: El trabajo en estrecha colaboración con los ingenieros de la compañía sobre el diseño de los componentes junto con la utilización de los resultados de inspecciones de desmonte del equipo después de haber sido sometido a pruebas con las condiciones del pozo a explotar son necesarias para poder mejorar el diseño del sistema con la finalidad de que este pueda satisfacer los requerimientos económicos y técnicos.

Montaje e instalación

- a) Utilizar un procedimiento detallado de los trabajos de reparación de pozos específicos para esta tecnología.
- b) Permitir que la nueva tecnología tenga un tiempo “adecuado” para un montaje de campo de la unidad.
- c) Involucrar a los técnicos de instalación en la redacción del procedimiento y la fabricación de herramientas especiales requeridas.
- d) Dentro lo razonable utilizar el mismo equipo en los trabajos de reparación de pozos para proveer continuidad.

La vida productiva de los equipos en el campo Al Rayyan es difícil de predecir debido a que los 13 pozos no proporcionan una base amplia de datos suficientes para un análisis estadístico. El tiempo promedio entre fallas es calculado en 422 días e incluye todos los cierres o tiempo de inactividad por cualquier razón desde el inicio del proyecto en 1996. El tiempo de actividad desde los inicios del proyecto es de 90 % y esto incluye todas las razones para el tiempo de inactividad, como cierres para el mantenimiento de las instalaciones. Ha habido 58 trabajos de reparación de pozos por falla del equipo BEC desde el inicio del proyecto en 1996. Aunque el tiempo entre fallas (MTBF) es de 422 días, muchos pozos han superado este tiempo. Algunos datos se muestran en la **tabla 4.3**.

Pozo	Instalación-extracción	Días sin falla o extracción	Razón de la extracción a superficie del equipo BEC
AR-4	15/Jul/01 - 5/May/05	1390	Extracción programada (revisión del estado del equipo)
AR-5	23/Jul/99 - 6/Jul/01	602	Quema del motor
AR-5	4/Dic/01 - 15/Oct/05	1411	Extracción programada (revisión del estado del equipo)
AR-9	10/May/00 - 21/Jun/02	722	Falla del equipo superficial
AR-9	18/Jun/03 - 15/Oct/05	850	Extracción programada (revisión del estado del equipo)
AR-7	20/Jul/01 - 16/Jul/03	726	Cambio de TF
AR-14	28/Sep/99 - 13/Oct/03	1476	Cambio de TF
AR-15	17/Mar/00 - 7/May/03	1146	Falla del equipo superficial

Tabla 4.3 Fallas que ocurrieron en el sistema BEC y tiempo de actividad antes de la falla

4.2.6 Programa DIFA: “DIFA”

Es un acrónimo de un programa de inspección de desmantelamiento y análisis de fallas. Un DIFA se lleva a cabo en todo el equipo BEC que se extrae a superficie para identificar la principal causa de la falla y para entender “por qué” la unidad se quedó tanto tiempo funcionando. Las fallas caen normalmente en dos categorías, mecánicas o eléctricas. En la mayoría de los casos la causa de una falla mecánica puede ser determinada y una solución de ingeniería es aplicada para eliminar ese tipo de fracaso en el futuro. La principal causa de fallas eléctricas, primariamente es la quema del motor son más difíciles de identificar.

En el 2003 Al Morjan producción fue comisionado para estudiar e identificar los problemas que ocasionaban fallas en el equipo BEC. La causa de cada falla fue identificada como resultado del estudio DIFA sobre los equipos BEC que habían presentado fallas. Durante el estudio se encontró que los tiempos de arranque del motor relativamente largos fueron causas que provocaron fallas en el eje del motor.³ El sistema DCS fallo a la hora de apagar el equipo BEC durante una emergencia en las instalaciones lo que permitió que el sistema BEC siguiera funcionando con la válvula de seguridad cerrada. El equipo BEC se calentó debido a la recirculación causando que el eje de la bomba se detuviera y eventualmente se partiera. Había también cuestiones relacionadas con la fabricación del control de calidad en lo que respecta a la selección de materiales que ocasionaban un

inapropiado enfriamiento de la barra de acero y defectos de diseño en la entrada de la bomba ⁴. Soluciones de ingeniería fueron puestas en marcha y las fallas en los siguientes equipos fueron eliminados sin más recurrencia. El proceso de DIFA ha sido un excelente método para la evaluación de fallas y que en consecuencia después de aplicar las soluciones de ingeniería extendieron la vida productiva del equipo BEC.

4.2.7 Innovaciones del sistema

El sistema BEC con tubería flexible ha visto muchas innovaciones en el tiempo estas son presentadas a continuación con una breve explicación de cada una.

Conector inferior: El conector inferior es el componente que transfiere la corriente eléctrica desde el cable de potencia dentro de la tubería flexible a la parte superior del centro del motor tándem. Este se encuentra en el inicio de la sarta, además este componente actúa como un sello y una cámara de conexión”, sin embargo en diseños anteriores, permitía el ingreso de fluidos del pozo al motor que en consecuencia conducía a muchos corto circuitos. Esto influyó en el diseño que eventualmente se convirtió en lo que conocemos hoy en día como “conector inferior”. El conector inferior tiene una cámara superior e inferior, que no presentan comunicación entre ellas, por lo tanto se elimina la entrada de fluido del pozo a través del conector. La conexión del motor es conectada en la cámara inferior que a su vez esta conecta en la parte superior del motor.

Cable flotante dentro de la tubería flexible: Inicialmente el cable interno fue utilizado con anclas o abrazaderas con el objetivo de minimizar el movimiento del cable de potencia de la tubería flexible. Las abrazaderas nunca cumplieron el objetivo y nunca realmente pararon el movimiento del cable. En el proceso de trabajos de reparación de pozos, había veces que una holgura es requerida para empujar en el interior de la tubería flexible de modo que cuando la bomba es bajada en el pozo más tarde en un trabajo de reparación, el cable tendrá suficiente holgura cuando se realice la prueba de peso para identificar que no se suelte del conector inferior. El movimiento del cable es inevitable debido a los esfuerzos a los que se somete la tubería flexible, por lo que sucede un alargamiento causado por el empuje de la bomba, la expansión térmica producida por el calor del motor y el líquido producido, por otra parte sin embargo, más estudios y pruebas son necesarias para entender mejor la dinámica del movimiento del cable dentro de la tubería flexible para conocer si el anclaje del cable o el añadir holgura durante la instalación del cable dentro de la tubería flexible es en realidad una buena idea. Actualmente las anclas o abrazaderas del cable no son usadas en las instalaciones del sistema BEC en los pozos del campo Al Rayyan.

El protector: El protector 99-BI es un componente crítico del equipo BEC, como se ha mencionado anteriormente una de sus funciones es mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector esencialmente está ubicado en forma invertida en comparación con un sistema convencional de BEC. La válvula de alivio ayuda a

equilibrar la presión dentro del protector y el motor, además la gravedad trabaja en contra de este. El protector está compuesto de dos cámaras de bolsa y dos cámaras de laberinto conectadas en serie. El problema con el protector fue el sello del eje ya que este permitió al fluido del pozo pasar al interior del motor. El fluido del pozo que entra al motor provoca que el aislamiento falle y que ocurra degradación en los bobinados causando corto circuitos. Un sello metálico fue agregado a los sellos del eje con lo que se logró un mayor índice de soporte de presión. Este cambio agrega dos sellos al eje dando una protección redundante en contra de los fluidos del pozo que pudieran ingresar en el motor. Esta mejora añade un cambio positivo en la tasa de vida productiva del protector.

El motor UMB-BI-80 es una base de motor universal localizado en la parte inferior del motor que tiene contacto con el protector. Se notó que incluso cuando el protector mantenía los fluidos del pozo fuera del motor, el H_2S pasaba hacia el motor provocando una degradación hasta llegar al punto de producir una falla. Un revestimiento de cobre es instalado dentro de la carcasa del motor con un material aislante situado entre la carcasa y el revestimiento de cobre. La idea fue que el revestimiento de cobre reaccionara primero con el gas H_2S y dejara los embobinados del motor sin reacción con el gas H_2S . Esta fue una innovación económicamente rentable y ha dado buenos resultados. A partir del uso de este dispositivo, los anillos del rotor y los cables del estator no han mostrado signos de degradación por H_2S .

Este problema fue resuelto mediante la utilización de un empacador para lograr un sello requerido entre la descarga y la entrada. Esto también permitió al BEC abarcar más espacio y que el sistema no estuviera en compresión. El sistema consiste en un empacador recuperable corrido con la tubería flexible e hidráulicamente colocada en la tubería de producción de 7 [pg]. Por debajo del empacador se encuentra el centralizador que asegura que el localizador encuentre el empacador en pozos altamente desviados. En subsecuentes trabajos de reparación de pozos, una sección de tubería flexible tiene que ser removida, con el fin de volver a la misma profundidad en el pozo, se añade una junta de 5 1/5[pg] al tubo reforzado o con cubierta. El único límite con el número de juntas es la longitud de la sección tangente. Un procedimiento dicta que la parte superior de la sarta del equipo BEC debe permanecer 30 [pies] por debajo de la primera pata de perro con una severidad de más de 2°. La utilización del empacador ha salvado mucho tiempo en los trabajos de reparación de pozos así como la reducción del riesgo al personal por la eliminación de la necesidad de manejar grandes longitudes de tubería flexible en superficie.

4.2.8 Procesos de reparación de pozos

La unidad de tubería flexible. Todos los trabajos de reparación de pozos que se ejecutaron en el campo Rayyan utilizaron un 100 % la unidad de tubería flexible que se almacena en la plataforma. Una unidad de TF es usada con el fin de

facilitar una movilización rápida y minimizar el tiempo de inactividad cuando la bomba ha fallado.

La duración de los trabajos de reparación de pozos. El objetivo de los trabajos de reparación de pozos es conseguir que el pozo esté operando lo más rápidamente y seguramente como sea posible después de un fallo del sistema BEC. El trabajo es correr en 24 horas la operación. Las mejoras en el proceso a través del tiempo han reducido el tiempo de cierre típico de 7 días desde la falla del sistema BEC al nuevo comienzo o arranque de la unidad. Una línea del tiempo es mostrada a continuación para un pozo en el cual la tubería flexible es corrida. Un trabajo de reparación de pozos tendría normalmente el pozo de vuelta a producción en aproximadamente 101 horas después de la llegada de la tripulación de reparación de pozos a alta mar. Los trabajos de reparación adicionales de la misma movilización se llevaría menos tiempo en completarse debido a que la plataforma reduce el tiempo para el próximo pozo.

- 1.- El sistema falla y la movilización de la tripulación de la unidad de los trabajos de reparación de pozos duraría 2 días
- 2.- El equipo de TF es instalado en el pozo que presenta una falla en el sistema BEC ($1 \frac{1}{2}$ días)
- 3.- La sarta del equipo BEC es extraída a superficie y esta es desmontada ($\frac{1}{2}$ día)
- 4.- La sarta del equipo BEC es montada y corrida hasta el fondo del pozo a su respectiva profundidad (1 día)
- 5.- La sarta del equipo BEC es puesta a pruebas de tensión (1 día)
- 6.-El equipo BEC es puesto en operación y la unidad de TF es removida (1 día)

La producción promedio por pozo en el campo Al Rayyan es aproximadamente de 10,300 [Bpd]. Una evaluación técnica económica está en marcha para incrementar los niveles de producción en varios pozos para lograr una producción total de 17,000 [Bpd]. Esto requerirá el uso de motores en tándem de 450 [HP] y transformadores de 1000-1200 [Kva]. Este es el paso más importante para el sistema de TF con sistema BEC y que probablemente requerirá modificaciones en la sarta del bombeo electrocentrífugo y la terminación.

4.2.9 Conclusiones de la aplicación del sistema BEC desplegado con tubería flexible

El sistema de tubería flexible para bombeo electrocentrífugo ofrece una alternativa competitiva contra los sistemas convencionales de BEC en casos donde la movilización y el uso de una torre de perforación es difícil o cara como en trabajos de reparación de pozos en costa afuera o en localizaciones remotas. En las

localizaciones costa afuera probablemente se requeriría construir plataformas con el propósito de desarrollar operaciones especializadas. Nuevas aplicaciones de costa afuera pueden ser planeadas y diseñadas para adaptarse al sistema de tubería flexible con BEC como si fuera un caso en el diseño de la nueva plataforma de producción en el campo Al Rayyan.

El sistema de TF con sistema BEC ha sido aplicado exitosamente en el campo Al Rayyan desde 1996. La fiabilidad del sistema ha sido mejorado grandemente debido a la implementación del programa de análisis estructurado de fallas (DIFA) junto la cooperación participativa del equipo de producción y fabricantes. Ambos han sido críticos en el desarrollo de soluciones e innovaciones que han llevado a la mejora de la vida operativa del sistema BEC. Los procesos de reparación de pozos han sido optimizados y han reducido el tiempo de los trabajos de reparación de pozos desde 14 días a 7 días, mejorando la disponibilidad del equipo BEC y reduciendo la producción perdida.

4.3 Estimulación de pozos con quelantes, en pozos con el sistema BEC ^{4,5}

La estimulación en formaciones productoras de arena típicamente requiere una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico para disolver los minerales que causan el daño a la formación. El ácido fluorhídrico reacciona y disuelve los minerales solubles en ácido clorhídrico, además de disolver o parcialmente disolver los materiales silíceos tales como bentonita y arcillas de origen natural de la formación. Debido a que el uso de estos tratamientos con ácido son corrosivos, es muy común practicarlos en pozos con relativa baja presión en los cuales anteriormente se extrae la bomba electrocentrifuga para ejecutar un tratamiento de estimulación para prevenir el daño en ellas, provocando costos adicionales y producción diferida.

En Ecuador, el aceite es producido desde yacimientos arenosos con baja presión en los cuales se utiliza el sistema artificial de bombeo electrocentrífugo sumergido. En muchos de esos yacimientos la producción es limitada por la migración de finos. La baja presión frecuentemente resulta en un daño adicional a la formación cuando se realizan trabajos de reparación de pozos debido a la pérdida de fluido de terminación, emulsiones, y la inestabilidad de la arcilla. Muchos de los operadores prefieren producir el pozo con una formación dañada antes que exponer al equipo de bombeo electrocentrífugo a fluidos corrosivos para remover el daño o generar adicionalmente daño durante los trabajos de reparación de pozos.

Usando un nuevo sistema no ácido convencional con quelatos hizo posible estimular pozos terminados con el sistema BEC o en pozos con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de extraer el equipo BEC para el tratamiento de estimulación.

Un estudio de laboratorio evaluó la corrosión de cada componente del sistema BEC expuesto a diferentes tratamientos de fluido por periodos extensos. El fluido quelante no ácido fue capaz de hacer dos acciones al mismo tiempo 1) Remover incrustaciones de minerales como el calcio y finos y 2) Prevención de la migración de partículas mientras minimiza la corrosión.

El sistema de estimulación no ácida con quelante exitosamente ha sido utilizado en más de 10 pozos terminados con bombeo electrocentrífugo. En muchos casos, la producción en esos pozos se incrementó un 35%. Además, el costo de tratamiento fue 70% menos que los tratamientos por los cuales una torre de reparación de pozos es usada, por otra parte el tiempo de cierre fue reducido desde días a horas.

Debido al ahorro de tiempo y de costos, esta técnica debe ser particularmente beneficiada en campos marginados, donde el uso, disponibilidad y la economía de un equipo de reparación de pozos es una cuestión frecuente.

4.3.1 Formación NAPO Ecuador

En Ecuador, los yacimientos principales cuentan con una permeabilidad que va desde 100 a 2,000 [mD]. La formación productora más prolífica es Napo con un contenido de arcilla significativa y mineralogía mixta, esta se encuentra localizada en el oriente de Ecuador (**figura 4.22**). Los aceites están propensos a la formación de emulsiones en contacto con los fluidos de terminación creando daños secundarios y otras precipitaciones. Además, cualquier sistema de ácido convencional bombeado tiene una alta probabilidad de corrosión del sistema BEC que requiere un costo más alto en trabajos de reparación de pozos. Muchos operadores prefirieron producir el pozo con la formación dañada en lugar de hacer frente a estos riesgos.



Figura 4.22 Provincia Napo al oriente de Ecuador

La acidificación de la arena es un gran desafío debido a la complejidad de las reacciones que pueden ocurrir durante la interacción de la formación con las múltiples etapas de tratamiento de los fluidos bombeados. Por lo tanto el éxito de los gastos de fluidos convencionales bombeados en etapas de pre lavado es bajo debido a la incertidumbre asociada con las interacciones de los fluidos de la formación.

El estimulación con un fluido no ácido con quelatos fue desarrollado para mitigar el riesgo con precipitados secundarios o terciarios, la posible corrosión del sistema de bombeo electrocentrífugo y/o los costos de utilizar una torre de perforación o trabajos de reparación de pozos. El fluido fue inyectado a la formación mediante la técnica de bullheading o inyección de fluidos forzada. Los estudios de este caso y resultados demuestran la efectividad del fluido de estimulación no ácido con quelante como un medio de estimulación de zonas productivas en la formación NAPO sin la necesidad de sacar el equipo de bombeo electrocentrífugo para realizar la operación de estimulación.

4.3.2 Pruebas de laboratorio y análisis de corrosión

Un estudio de laboratorio se realizó con el fin de evaluar el impacto de diferentes fluidos sobre los principales componentes del sistema BEC. Los principales componentes que se pusieron a prueba fueron la carcasa del metal, los cables de potencia y los anillos. Cuatro sistemas de ácidos convencionales fueron evaluados para determinar la compatibilidad y resistencia a la corrosión de los componentes del sistema BEC. Los sistemas de fluido que se pusieron a prueba fueron dos basados en ácido fluorhídrico (OMA-orgánico y RMA-inorgánico) y dos sistemas de ácido fluorborico (OCA-orgánico y ácido inorgánico para arcillas) ver **tabla 4.4**. Adicionalmente, el fluido no ácido con quelante fue expuesto bajo las mismas condiciones.

Sistema ácido	HF%	HCl%	HBF %	Ácido fórmico %	Ácido cítrico %
RMA	1.5	6	-	-	-
OMA	1.5	-	-	9	-
OCA	0.3	0.15	4.1	-	10
Ácido inorgánico para arcillas	0.3	0.15	4.1	-	-

Tabla 4.4 Sistemas de ácidos utilizados en las pruebas de laboratorio

4.3.2.1 Continuidad de los cables planos

Las muestras de cable de potencia del sistema BEC fueron expuestas a diferentes tratamientos de fluidos y puestos a prueba a 180 °F. La prueba fue evaluada

midiendo la continuidad eléctrica a través de los cables cada 2 horas para los diferentes sistemas de tratamientos de fluidos (**ver tabla 4.5**).

	2 h	4 h	6 h	12 h	24h
RMA	Si	Si	No	No	No
OMA	Si	Si	Si	No	No
OCA	Si	Si	Si	No	No
Ácido inorgánico para arcillas	Si	Si	No	No	No
NACS	Si	Si	Si	Si	No

Tabla 4.5 Continuidad de los cables durante la prueba con su respectivo tiempo de funcionamiento La continuidad eléctrica del cable fue mantenida por más de 12 horas un tiempo relativamente grande cuando el fluido de estimulación NACS es comparado con las 6 horas o menos que los ácidos tradicionales pueden trabajar sin que exista una discontinuidad eléctrica en el cable.

4.3.2.2 La corrosión de la cubierta o carcasa de metal

La cubierta de los equipos de bombeo electrocentrífugo están hechas de un acero cromado. Estas cubiertas fueron expuestas a una temperatura de 180 [°F] con los fluidos ácidos y el NACS utilizados en la estimulación con el fin de medir la corrosión con el tiempo. Esto determinó una medición del porcentaje de peso perdido contra el tiempo. La prueba se realizó por 60 horas. La pérdida de peso usando el fluido de estimulación (NACS) fue menor que el 2% después de 60 [h] (**Figura 4.23**).

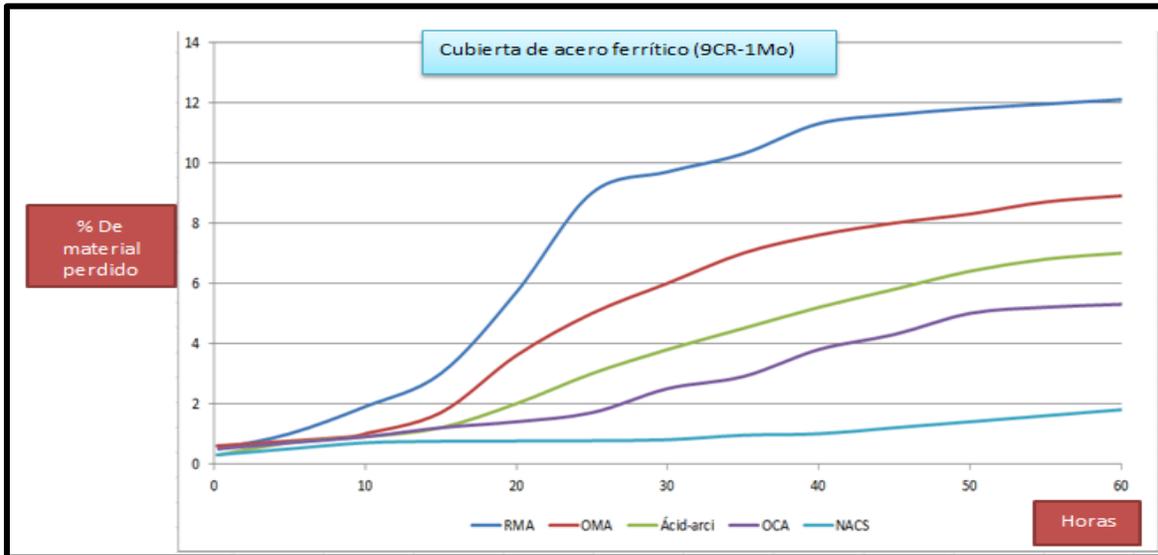


Figura 4.23 Porcentaje de la pérdida de peso contra el tiempo

4.3.2.3 Elastómeros

Los elastómeros utilizados en los componentes del sistema BEC han ido evolucionando y fabricándose de una calidad superior, resistentes a altas temperaturas y presiones a fin de evitar que fallen y permitan el ingreso de fluidos por las juntas del aparejo del sistema BEC. Entre algunos de los tipos de elastómeros que se han usado tenemos: Neopreno, Viton, Aflas, etc. La conexión se realiza antes de acoplar las piezas del aparejo del BEC en un canal o canales de la base de la pieza superior a conectarse, se unta de aceite dieléctrico para facilitar su desplazamiento y se acoplan las piezas.

Durante una instalación del equipo BEC es muy importante que se tenga en el campo o plataforma un set adicional de elastómeros con un buen cuidado de los mismos. Se debe de evitar que los elastómeros nuevos estén expuestos a la intemperie o en contacto con el diesel, debido a que se deforman y al instalarlos pueden no cumplir con la función específica de sello en la interconexión de los equipos BEC de fondo. Es recomendable nunca reusar los elastómeros. Aflas es el nombre comercial de un fluoroelastómero basado en un copolímero alternativo de tetrafluoroetileno y polipropileno. Los anillos están hechos de este material especial flexible, cuya función es sellar las juntas de las piezas interconectables del aparejo del sistema BEC: motor, sello, bombas. Estos anillos son conocidos por su excelente resistencia a los ácidos, bases, agua, en el rango de temperatura de 14 a 400 [°F]. Por lo tanto estos materiales son ampliamente usados en los anillos de las juntas que están expuestos al aceite del pozo. Estos anillos fueron expuestos a fluidos de ácidos convencionales y al fluido de estimulación NACS a 180 [°F] para determinar los cambios en sus dimensiones y la posible pérdida de peso, de tal estudio se obtuvo la siguiente grafica (**figura 4.24**). La siguiente expresión fue usada para calcular el cambio en la longitud ΔL en los anillos:

$$\% \Delta L = \frac{(L_i - L_o)}{L_o} * 100\%; i = 1, 2, 4, 8, 16, 24 \text{ horas}$$

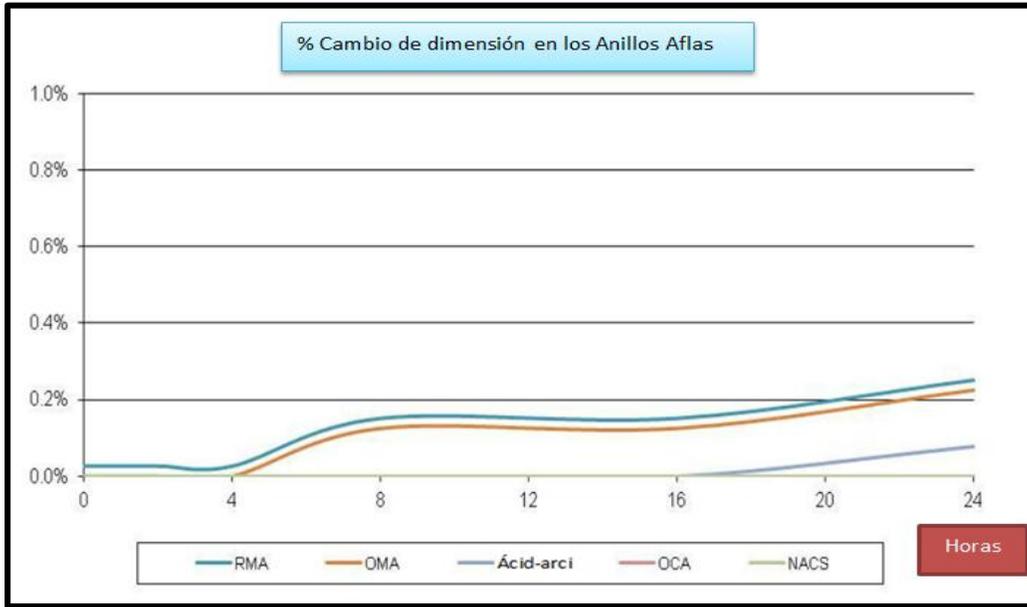


Figura 4.24 Cambio de dimensión en los anillos hechos del material aflas

4.3.3 Consecuencias de utilizar ácidos convencionales

Baja presión del yacimiento y zonas de alta permeabilidad a menudo resultan en daños a la formación durante trabajos de terminación de pozos, debido a la pérdida del fluido de terminación, emulsiones, e inestabilidad de la arcilla. En un reciente estudio de 20 pozos de la formación el Napo en Ecuador, donde un tratamiento ácido fue realizado con un equipo BEC en el pozo, se concluyó que en cada caso el sistema de ácido convencional había dañado al equipo BEC. Esto provocó la necesidad de reemplazar al equipo BEC. Resultando en una significativa pérdida de producción del 20% a 50% en algunos pozos y un gran incremento en los costos de operación (**figura 4.25**).

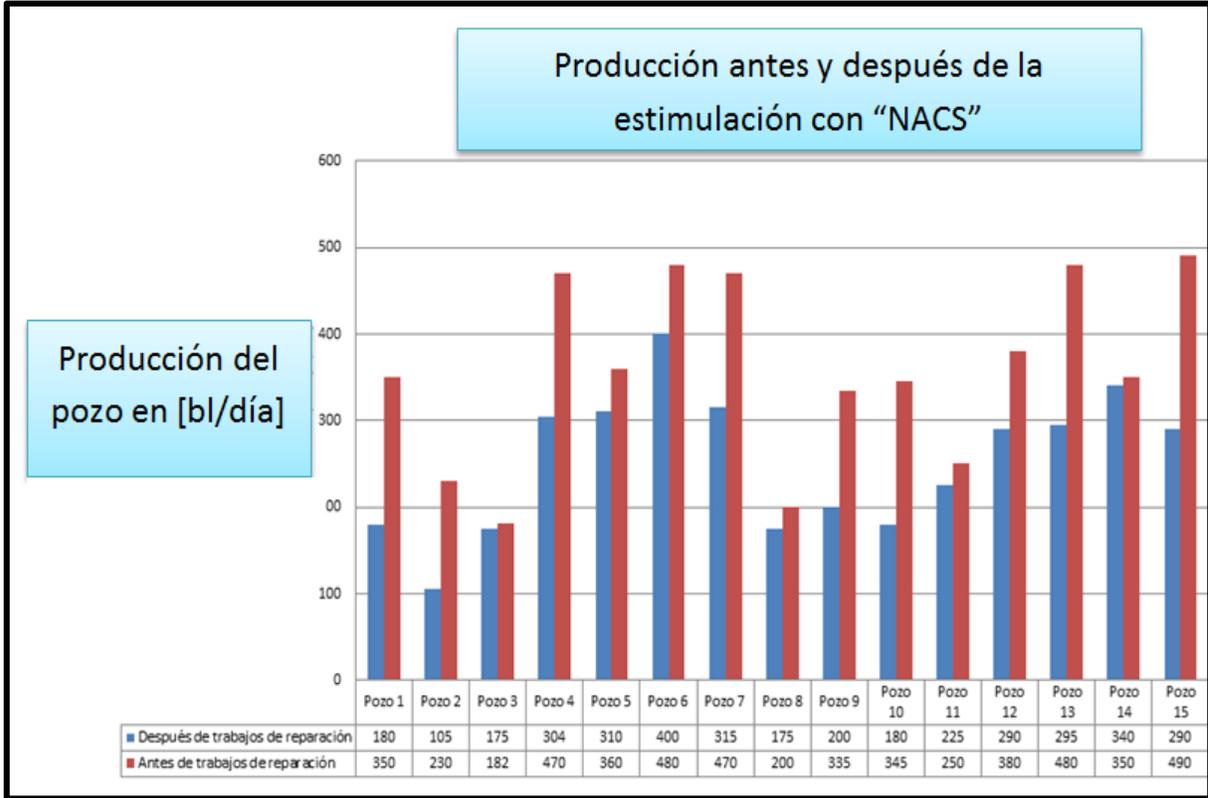


Figura 4.25 Producción antes y después de los trabajos de reparación de pozos usando un sistema de ácido convencional.

4.3.4 Nuevo tratamiento y mejora de la producción utilizando el sistema NACS

Con el fin de revertir la tendencia de la pérdida de producción y de ser capaces de estimular los pozos sin sacar el equipo BEC, el fluido NACS fue propuesto.

Los beneficios de la estimulación utilizando el fluido NACS son los siguientes:

- Sistema basado en quelantes con un pH de aproximadamente de 5.5 por lo tanto, existe menor riesgo a la corrosión de las tuberías y del equipo BEC.
- Ofrece una mayor estimulación uniforme de yacimientos arenosos con menor riesgo de desintegración de la matriz.
- Bombeado como tratamiento de una sola etapa.
- El fluido NACS mitiga el riesgo de precipitaciones secundarias o terciarias y reduce la tendencia para la emulsión del ácido y el agua de la formación con sus sólidos.
- Capaz de remover el daño causado por carbonatos, arcillas y otros aluminosilicatos. Como se confirmó a través de análisis de laboratorio y muestras de contra flujo.

A continuación se presentan dos casos de pozos a los que se les aplicó el tratamiento de estimulación utilizando el fluido NACS, todos ellos ubicados en la formación Napo en Ecuador.

Caso 1 Pozo candidato #1 es un pozo de aceite terminado en la formación Napo "U" en julio 2001. La producción media en los últimos años fue 280 barriles de aceite por día y en el tiempo que el pozo estuvo produciendo, el equipo BEC se tuvo que cambiar cuatro veces, la última fue en enero del 2011. Después de que el sistema BEC fue cambiado el gasto de producción no se recuperó como se esperaba. El pozo fue estimulado con ácidos convencionales y después de un análisis se determinó que el daño fue de 6 con una producción de 209 [Bpd] y 0.2 % de corte de agua. Investigaciones posteriores revelaron que más de 300 [bl] de fluido de terminación se perdieron cambiando el equipo BEC. Por lo tanto el desafío era recuperar la producción perdida sin la necesidad de sacar el equipo BEC. Tomando en cuenta la litología y el daño estimado debido a la pérdida de fluido en la terminación, el tratamiento recomendado fue un tratamiento con el fluido NACS. En las **tablas 4.6 y 4.7** se resumen las características del pozo caso 1.

El tratamiento considero los siguientes volúmenes de fluido.

Prelavado: NH₄CL 3% + Disolvente mutuo: 420 galones

Tratamiento principal: Estimulación no acida NACS: 1470 galones

Agente disolvente: 420 galones

Datos del pozo	
Temperatura de fondo	224[°F]
Tipo de terminación	Agujero descubierto
Máxima desviación	Vertical
Pws	1451 [lb/pg ²]
Pwf	1,100 [lb/pg ²]
Porosidad	15%
Permeabilidad	[md]
Gravedad del aceite API	21 [°API]
Intervalos perforados	(9,586 - 9,622) [pies] (36 [pies])

Tabla 4.6 Datos del pozo 1 aplicación del fluido NACS

Mineralogía de la formación: cuarzo 39.8 %, clorita 0.2 %, caolinita 3.5%, esmectita 1.9 % dolomía 47.6 %,

Composición mineralógica	%
Cuarzo	39.8
Clorita	0.2
Caolinita	3.5
Esmectita	1.9
dolomía	47.6

Tabla 4.7 Composición mineralógica del pozo candidato 1

El tratamiento se realizó mediante tubería flexible con la siguiente programación:

- NH₄Cl 3% + Disolvente mutuo: 10 [bl]
- NH₄Cl 3 %: [5 bl]
- Fluido NACS : 15 [bl]
- Desviador viscoelastico surfactante: [10 bl]
- Fluido NACS: 20 [bl]

La presión en el pozo durante el tratamiento se muestra en la **figura 4.26**. La reducción de la presión en la cabeza del pozo se muestra claramente entre los puntos (3) y (4). La desviación se muestra entre los puntos (4) y (5); durante la última etapa del fluido NACS, la presión en la cabeza del pozo cae a zero.

Los resultados del tratamiento con el sistema NACS demostraron buenos resultados en el incremento de la producción comparado con los sistemas de ácidos convencionales pasando de producir 230 [Bpd] a 350 [Bpd], por lo cual represento un 50 % más de producción en este pozo, además de evitar el cierre del pozo por la extracción del sistema BEC, y reducir el tiempo de inactividad por trabajos de reparación de pozos (**figura 4.27**).

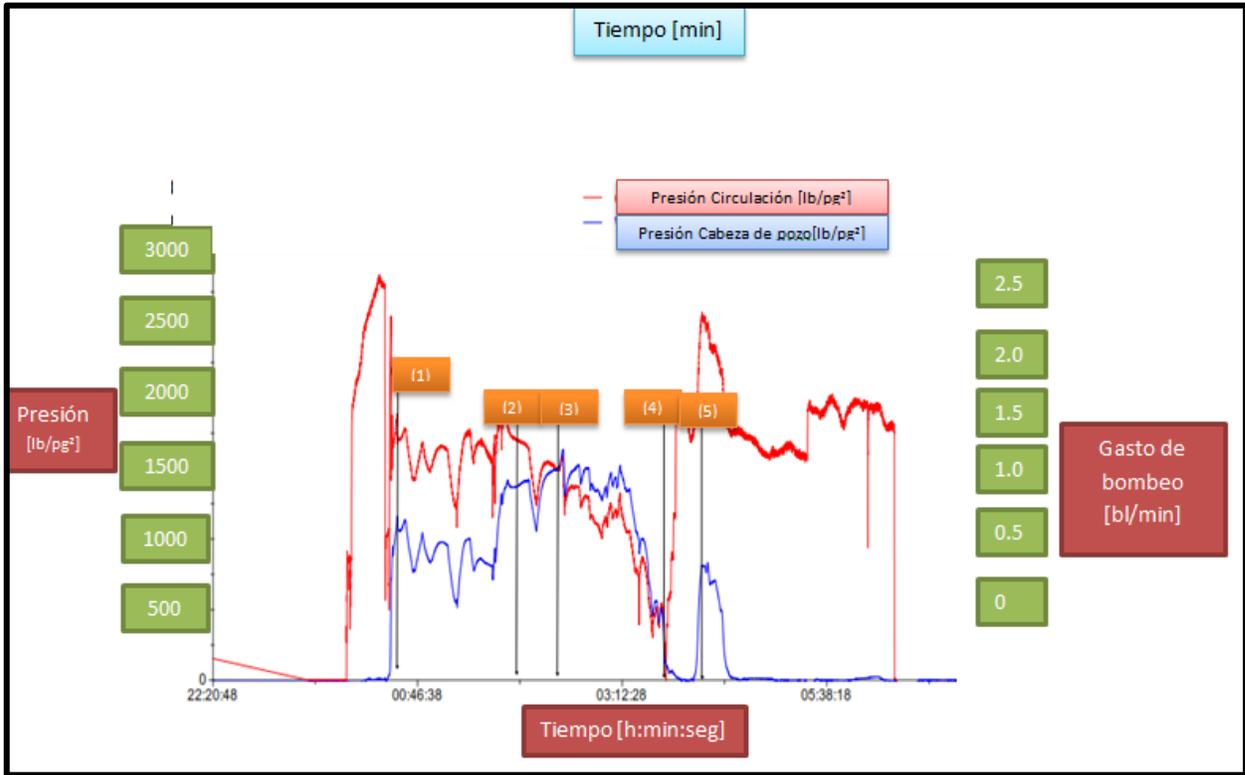


Figura 2.26 Grafica de la presión de circulación y la presión en la cabeza del pozo

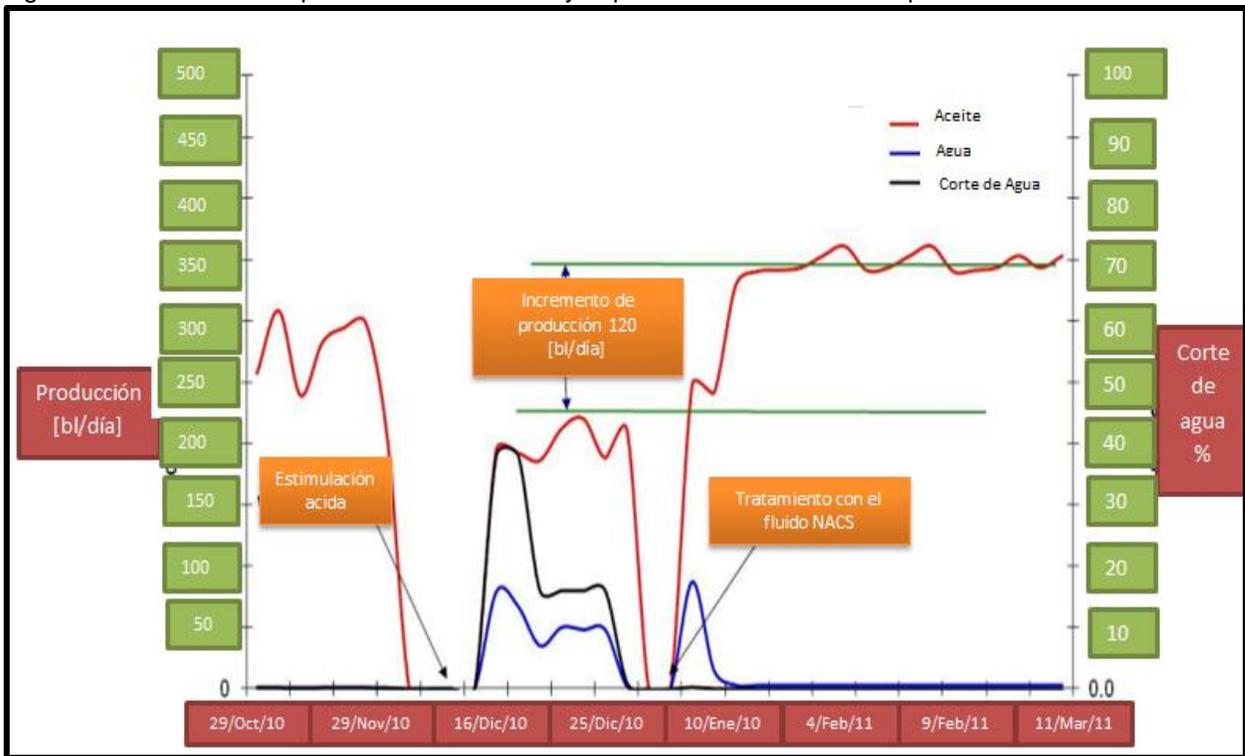


Figura 4.27 Graficas del incremento de la producción después de la aplicación del tratamiento NACS en el caso 1

Caso 2

Un pozo vertical originalmente terminado en la formación Napo “I” con un sistema BEC. La producción inicial era de 201 [Bpd] con un 16 % de corte de agua. El gasto de producción rápidamente decreció a 70 [Bpd] y el equipo BEC tuvo diferentes paros para evitar el sobre calentamiento del motor. En la tabla 4.8 se muestran los datos del pozo caso 2.

Datos del pozo caso 2	
Temperatura de fondo	225[°F]
Tipo de terminación	Agujero descubierto
Máxima desviación	Vertical
Pws	1,102 [lb/pg ²]
Pwf	1,100 [lb/pg ²]
Porosidad	15%
Permeabilidad	60[md]
Gravedad del aceite API	26.4 [°API]
Intervalos perforados	(9,772 - 9,692) [pies] (20 [pies])

Tabla 4.8 Datos del pozo 2 aplicación del fluido NACS

El mecanismo del daño fue identificado como migración de finos. Por lo tanto el siguiente tratamiento fue propuesto

Solvente de prelimpieza: 840 [gal]

Principales tratamientos: Sistema de estimulación mediante un fluido (NACS):840 [gal]

Agente disolvente: 210 [gal]

Programación de bombeo fue de la siguiente manera

- Solventes: 20 [bl]
- NH4Cl 3% 5 [bl]
- Sistema de estimulación mediante un fluido (NACS): 10 [bl]
- Agente divergente: 5 [bl]
- Sistema de estimulación mediante un fluido (NACS): 10 [bl]
- La producción de aceite después del tratamiento se incrementó a 180 [Bpd]

Los resultados del tratamiento con el sistema NACS demostraron buenos resultados en el incremento de la producción comparado con los sistemas de ácidos convencionales pasando de producir 160 [Bpd] a 240 [Bpd], por lo cual

represento un 50 % más de producción en este pozo, además de evitar el cierre del pozo por la extracción del sistema BEC, y reducir el tiempo de inactividad por trabajos de reparación de pozos (**figura 4.28**).

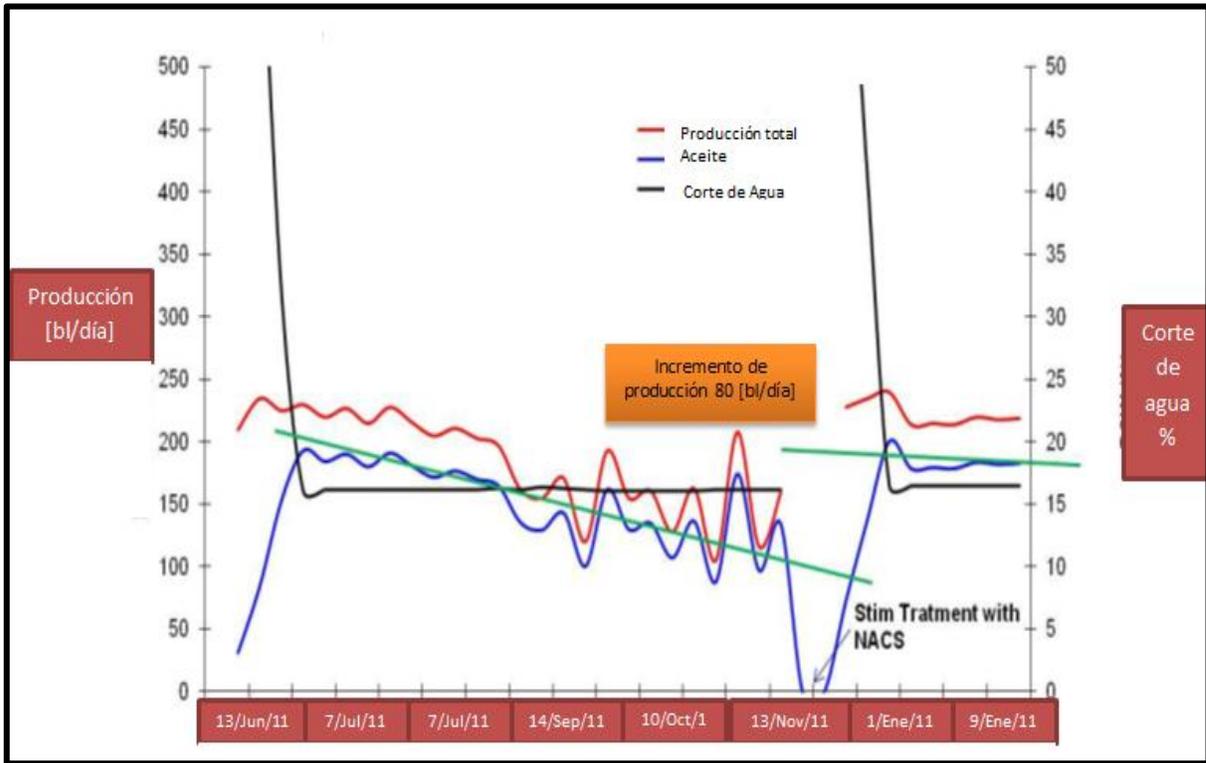


Figura 4.28 Producción del pozo caso 2 después de aplicar la estimulación mediante el fluido NACS

El sistema de estimulación no ácida con quelante (NACS) ha sido usado en tratamientos en más de 10 pozos terminados con el sistema BEC. En muchos casos, la producción en esos pozos se incrementó en un 35%. Además, el costo del tratamiento fue del 70% menos que en los tratamientos para los cuales una torre de perforación fue usada. Cabe agregar, que la producción diferida fue reducida de días a horas (**figura 4.29**). Debido a los ahorros de tiempo y costos esta técnica debería ser particularmente beneficio para campos marginales, donde la disponibilidad de una torre de perforación y la economía son cuestiones frecuentes.

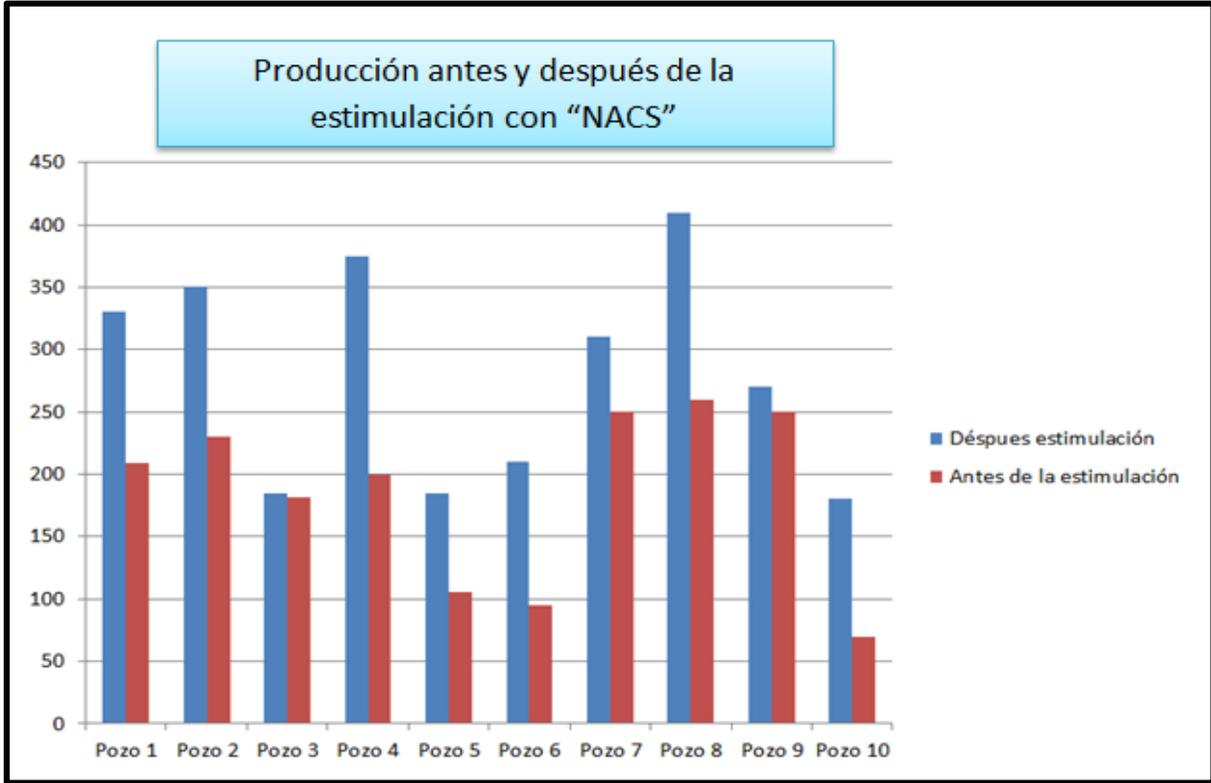


Figura 4.29 Producción antes y después de los tratamientos de estimulación con el fluido NACS en pozos que tienen instalado el sistema BEC

Es posible que el fluido NACS proporcione el mismo grado de estimulación si se utiliza un fluido convencional de estimulación matricial, con la principal ventaja de que no se daña al sistema BEC. Un tratamiento mediante el fluido NACS en una sola etapa reduce el volumen de los químicos requerido y simplifica la logística. Exitosamente la estimulación en pozos con un equipo BEC instalado reduce enormemente los costos de operación mientras se maximiza la producción. El tiempo de operación se reduce desde días a horas.

4.4 Aplicación del sistema de bombeo electrocentrífugo en aseguramiento de flujo en el campo Jubarte en Brasil ⁶

Después de casi de dos décadas de actividad, la difícil tarea de producir hidrocarburos desde trampas geológicas encontradas en ambientes de aguas profundas se ha vuelto menos desconcertante. Los avances que posibilitan la producción en aguas profundas surgen tanto de la pura innovación como de las modificaciones de tecnologías aplicadas en otros ambientes operativos. Los avances técnicos y la colaboración entre las compañías operadoras, las de servicios y los agentes reguladores también contribuyen al éxito de los proyectos

que de otro modo resultarían antieconómicos. La proporción global de la producción de petróleo y gas proveniente de pozos marinos se está incrementando rápidamente. A medida que los proyectos marinos avanzan hacia aguas más profundas, el diseño, la prueba y la instalación eficientes de las operaciones de terminación de pozos son clave para la viabilidad económica de los mismos. Brasil con su empresa Petrobras ha tenido un crecimiento significativo durante los recientes años alcanzando los primeros lugares en cuanto se refiere a la explotación de petróleo en aguas profundas, por tal razón, se presenta un caso de estudio del campo Jubarte en Brasil que actualmente produce aceite pesado.

El campo de Jubarte se encuentra en alta mar a 77 kilómetros del estado de Espírito Santo (ver **figura 4.30**). Se encuentra a una profundidad de agua de 1.300 [m] en la cuenca norte de Campos en el bloque BC-60. Descubierta en enero de 2001, el campo es propiedad y está operado por Petrobras. El proyecto fue el mayor descubrimiento de Petrobras desde 1996, con reservas de petróleo estimadas en 600 millones de barriles. El campo tiene como sello un domo salino, donde los depósitos de petróleo y gas se encuentran bajo una capa de sal, lo que hace difícil aprovechar todo el potencial.



4.30 Localización del campo Jubarte en Brasil

4.4.1 El desarrollo del campo de Jubarte

La plataforma FPSO (Floating Production Storage and Offloading) Seillean fue construida originalmente como una sola nave para la producción de petróleo. Se produjo petróleo crudo desde los pozos, almacenando el producto y luego transportado a los buques tanque. La FPSO Seillean podía ser reposicionada y su planta de transformación fue adaptada para manejar aceite en el campo, pero a través del desarrollo del proyecto esta plataforma no cumplió con las expectativas por lo cual la FPSO JK (P-34) una plataforma que inicialmente se encontraba en la explotación de la cuenca de Campos fue posteriormente modificada para su uso en el campo de Jubarte.

4.4.1.1 Fases de desarrollo

Petrobras obtuvo la licencia para llevar a cabo pruebas de explotación en el campo Jubarte en julio de 2002. Ese año, la prueba comenzó con la instalación de la FPSO Seillean (embarcación de posicionamiento dinámico). Las operaciones se iniciaron en octubre de 2002, tras la perforación del pozo 3 ESS-110H. El primer pozo fue perforado en sentido horizontal hasta 1,070 [m] con terminación a agujero descubierto y empacamiento con grava, los resultados fueron exitosos al obtener que el índice de productividad fue 13 veces mayor a un pozo perforado verticalmente. El desarrollo del campo se planificó en tres etapas: piloto, fase I y fase II. La viabilidad comercial del campo fue confirmada en diciembre de 2002 con el inicio de la producción piloto.

Relevantes aspectos en los sistemas artificiales de producción y aseguramiento de flujo para todas las fases del proyecto Jubarte están resumidas en la **tabla 4.9**.

Desarrollo del campo Jubarte	Fase piloto	Fase I	Fase 2
Pozos productores	1	4	15
Pozos inyectores	-	-	7
Control de arena	Empaque de grava	Empaque de grava	Empaque de grava
Longitud horizontal	1070 [m]	(+/-) 1000 [m]	(+/-) 1000 [m]
SAP	BEC	(2) BEC (2) BN	BEC
SAP ADICIONAL	-	BN(para 2 pozos con BEC)	BN(para 5 pozos)
Configuración BEC	Encima del árbol submarino de producción	1 BEC en agujero abierto y 1BEC como módulo de bombeo en el fondo marino	BEC en el fondo marino
Potencial del BEC	900 [HP]	1,200[HP]	1,500[HP]
Unidad de producción	FPSO (Unidad de posicionamiento dinámico)	FPSO(Unidad de posicionamiento dinámico)	FPSO(sistema de amarre)
Capacidad de procesamiento de aceite	22,000[Bpd]	60,000[Bpd]	180,000[Bpd]
Capacidad de procesamiento de líquidos	22,000[Bpd]	60,000[Bpd]	300,000[Bpd]

Tabla 4.9 Características de cada fase en el plan de desarrollo del campo Jubarte

EL BEC cuenta un EDP (Emergency Disconnect Package), que es un sistema de desconexión de emergencia, el cual permite en caso de que la FPSO pierda su posición original el dispositivo de seguridad actuará para desconectarse y evitar un accidente, el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido se compone de:

- 2 motores de inducción eléctrica en serie, cada uno de 450 [HP].
- 2 secciones para la protección mecánica, 6 sellos de los cuales 4 tienen un sistema de bolsa y 2 con sistema laberíntico.
- Un separador de gas.
- Una bomba centrífuga de etapas múltiples.
- Conector eléctrico y un cable conductor eléctrico.
- Un controlador de velocidad variable (VSD).

La fase piloto; durante el período de prueba, un pozo produjo 16,500 barriles de petróleo y 100,000 [m³] de gas natural por día. El aceite extraído del pozo se almacenaba en FPSO Seillean para transportarlo a las refinerías. Hasta enero de 2006 el pozo ESS-110 HPA produjo 20,000 [Bpd]. El pozo fue conectado a la FPSO a través de un riser de perforación de alta presión (DPR) 5.625 [pg]. El sistema DPR se compone de dos tubos de perforación; una sección de control y el umbilical y fue desarrollado para permitir operaciones de producción desde una FPSO con posicionamiento dinámico en tirantes de aguas profundas. Esto permitió la instalación del bombeo electrocentrífugo. En caso de que se presentará una falla, el raiser de perforación debería ser recuperado por la FPSO para poder recuperar o en un caso extremo reemplazar la bomba.

En la fase 1, el tamaño de la tubería de producción que se utilizó fue de 7[pg](26 lb/pies, ID 6.276 [pg]). La longitud de los pozos horizontales fue de alrededor de 1,000[m]. Estos pozos como se mencionó antes han tenido índices de productividad altos debido principalmente a sus características petrofísicas. Para el control de arena se utilizó una terminación de pozo a agujero descubierto. Esta tecnología probó ser efectiva durante la fase piloto.

La fase piloto fue finalizada en enero del 2006 y los datos obtenidos en este proceso ayudaron a determinar la planificación de las fases posteriores del proyecto, ya que se observó la eficiencia del BEC instalado por encima del árbol de producción además considerando que el equipo trabaja con gas libre con una fracción en volumen del 22%, todos estos aspectos fueron importantes para mejorar el proceso de producción y hacerlo más eficiente. En la **figura 4.31** se muestra un esquema de la producción durante el periodo de pruebas de la fase piloto. La fase piloto tuvo su fin en enero del 2006.

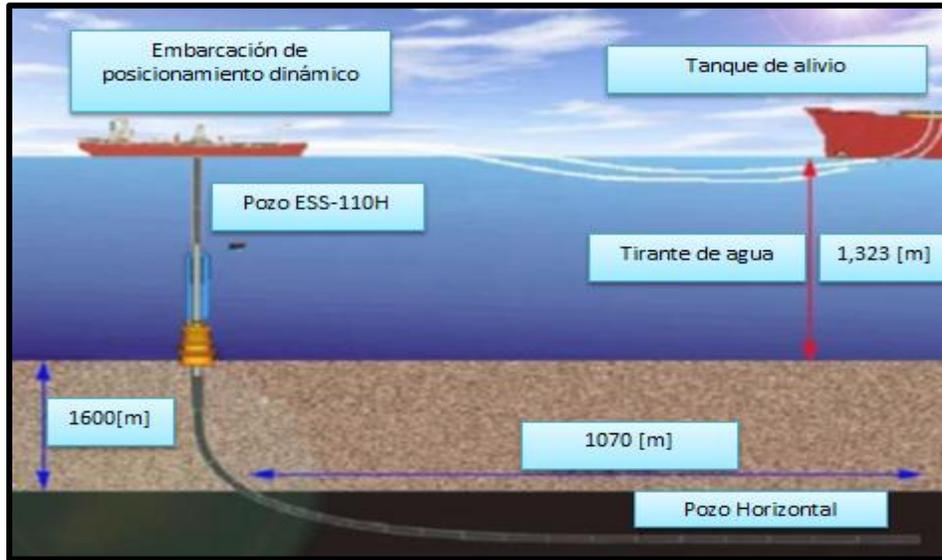


Figura 4.31 Esquema de producción durante las pruebas de producción y la fase piloto

El sistema artificial de producción por bombeo electrocentrífugo mejoró la producción y se alcanzó un gasto superior a los 22,000 [Bpd]. Los datos recolectados se convirtieron en un factor importante, ya que redujo las incertidumbres, por ejemplo, una de ellas relacionada con la eficiencia del equipo BEC instalado por arriba del árbol de Navidad. Ese aspecto debe ser mencionado debido a que el equipo operó con volúmenes de fracción de gas superior al 22% en la entrada de la bomba. Los buenos resultados obtenidos llevaron a la continuación del proyecto pasando a la fase I. La fase I en Jubarte, empezó con cuatro pozos horizontales productores cuya producción era llevada a la FPSO Juscelino Kubitschek (P-34). Esta fase de producción no abarcó la inyección de agua en el yacimiento, P-34 se estableció en una ubicación definitiva (**figura 4.32**) con todos los pozos conectados a ella.



Figura 4.32 P-34 Anclada en una ubicación definitiva

4.4.2 Características del yacimiento

Las areniscas del campo Jubarte se caracterizan por sus altos valores de porosidad y permeabilidad. Los valores petrofísicos de la porosidad y permeabilidad pueden alcanzar valores promedios de 23% y 1200 [mD], respectivamente. La viscosidad del aceite a las condiciones de yacimiento es 12 [cp], la temperatura del yacimiento fue de 76[°C]. Tales características habían garantizado alto índice de productividad para los pozos productores. La presión estática original extrapolada fue de 289.9 [Kgf/cm²]. Después de un año de producción, este valor no experimento una alteración significativa. La presión de burbuja del fluido por pruebas de laboratorio (PVT) fue de 183.7 [Kgf/cm²]. Esta gran diferencia entre la presión estática y la presión de burbuja abrió la posibilidad de tener el bombeo electrocentrífugo instalado en el lecho marino como sistema boosting. Las propiedades del aceite, del agua de formación y gas producido son mostradas en la **tablas 4.10 y 4.11**. El fluido del campo Jubarte puede ser considerado como aceite pesado y presenta baja relación gas aceite (RGA). Tales características favorecen también el uso del sistema BEC.

Características del aceite		Características del agua	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Grados API	17.19[°API]	Densidad	11,056
Viscosidad(aceite muerto)	357[cP]@50°C y 1411 [cP]@30°C	Salinidad	159,727 [mg/l]
Límite de incorporación de agua(agua/aceite emulsión)	60%	PH	5.8
Temperatura de aparición de la parafina	15.2 [°C]		
Tendencia de bloque por hidratos	Sin tendencia		
Formación de espuma	Severa		

Tabla 4.10 Características del aceite y agua del campo Jubarte

Características del gas	
Parámetro	Valor
CO ₂	0.21 %mol
N ₂	0.56 %mol
C ₁	89.04 %mol
C ₂	5.24 %mol
C ₃	1.66 %mol
IC ₄	0.63 %mol
NC ₄	0.78 %mol
IC ₅	0.4 %mol
NC ₅	0.29 %mol
C ₆ ⁺	1.19 %mol

Tabla 4.11 Características del gas del campo Jubarte

4.2.3 Sistema artificial de producción

Hablando generalmente, el bombeo electrocentrífugo pueda dar un mayor potencial de producción que el bombeo neumático. Además, el sistema BEC también hace posible acelerar la producción y consecuentemente los beneficios económicos. Otra ventaja del sistema BEC es usualmente indicado en aplicaciones en donde se tiene la necesidad de levantar grandes cantidades de agua y aceites pesados y viscosos. Estas características son similares al campo Jubarte por lo que favorecieron la aplicación del sistema BEC.

Sin embargo la elección del sistema artificial de producción adecuado a lo largo de la vida productiva del campo es una tarea compleja ya que involucra una gran cantidad de variables asociadas a la incertidumbre. De este modo, la fase 1 fue delimitada para servir como una etapa intermedia para la adquisición de datos, con el propósito de ayudar la optimización del desarrollo del campo. Por lo tanto entre la fase 1 los principales objetivos eran evaluar las incertidumbres relacionadas con el comportamiento del yacimiento y la eficiencia de las diferentes tecnologías disponibles para el sistema artificial de producción, es decir, el sistema BEC y el bombeo neumático.

En cuanto el sistema BEC, los buenos resultados alcanzados en la fase piloto hechos por el personal de confianza de la empresa PETROBRAS fue una alternativa que permitió económicamente y técnicamente ayudar al desarrollo del campo Jubarte. Así que esto se evaluó para instalar dos configuraciones distintas en los pozos de la fase 1.

- a) Un equipo BEC instalado a fuera del pozo, en un módulo de bombeo en el fondo marino.
- b) Un equipo BEC dentro del pozo productor.

En ambos arreglos, sería posible operar con bombeo neumático, como un apoyo mientras ocurre una reparación del sistema BEC, en caso de una falla de la bomba. Entonces, ambos pozos con sistema BEC, han sido equipados con mandriles con sus respectivas válvulas de bombeo neumático. Este arreglo es con la intención de minimizar las pérdidas de producción, mejorando el factor operacional del sistema artificial de producción. Para el resto de los dos pozos de la fase 1, el SAP usado fue el bombeo neumático.

4.2.4 Bombeo electrocentrífugo en el fondo marino dentro de un módulo de bombeo

La tecnología de la selección del SAP para el pozo 7-JUB-02 HP fue de un motor de 1200 [HP] montado en el interior de un módulo de bombeo, instalado verticalmente, cuenta con un diámetro de 30[pg] y una longitud de 40 [m] sobre el fondo marino, Este pozo fue equipado con un bombeo neumático instalado para proveer un apoyo al SAP por bombeo electrocentrífugo (**figura 4.32**).

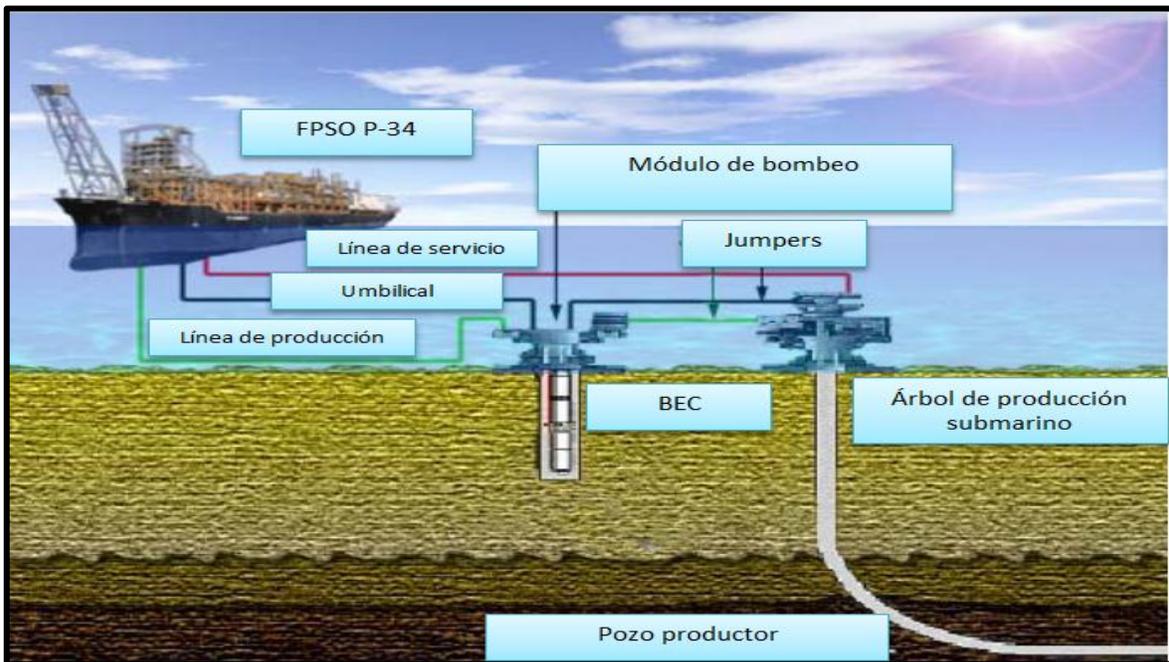


Figura 4.32 Modulo de bombeo en el fondo marino

El sistema de bombeo está compuesto de una base adaptiva y un módulo de bombeo recuperable instalado a 200[m] lejos del pozo. El módulo de bombeo fue diseñado para permitir un by-pass si se desea, además sus componentes pueden

instalarse separados o en conjunto, con el fin de estar diseñado para que puedan realizarse operaciones de limpieza y operaciones de inspección fuera del módulo con ayuda del by-pass.

El diseño conceptual original considera la posibilidad de un módulo de BEC para ser recuperado y/o instalado por cable, usando un barco especial. Los principales beneficios de este sistema son la reducción de los costos y tiempos de intervención, y la reducción de los trabajos de reparación de pozos en el caso de reemplazar la bomba. Otra ventaja del diseño del sistema es hacer posible el uso del sistema BEC de gran potencia y de enorme capacidad de levantamiento (debido al diámetro relativamente grande de la bomba), sin incrementar el diámetro de la tubería de producción.

En la **figura 4.34** se ilustra el sistema, esto consiste en un pozo horizontal satélite conectado a P-34 a través de tubería flexible y un módulo recuperable. La **figura 4.35** muestra imágenes del prototipo llevado a cabo durante las pruebas de integración de planta. En la **figura 4.36** registra el momento de la instalación. Actualmente, la tecnología es considerada accesible para otros proyectos de la compañía.

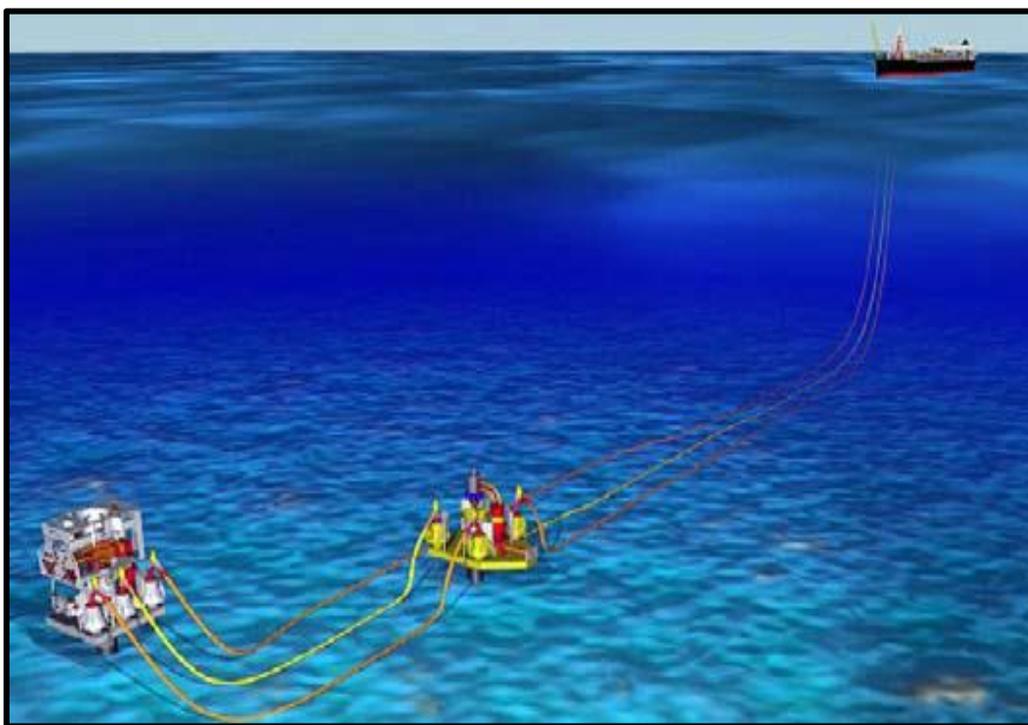


Figura 4.34 Sistema BEC instalado en un módulo de bombeo



Figura 4.35 Adaptador de la base



Figura 4.36 Instalación del módulo de bombeo

La cantidad de gas que puede ser manejado por la bomba es relacionado a la presión de admisión. Como la presión de entrada de la bomba se incrementa, la

diferencia entre el gas y el líquido decrece permitiendo levantar más grandes porcentajes de gas. En este aspecto, el corte de agua tiene una gran influencia en la presión de entrada, debido a la densidad del agua de formación. De otra manera si la cantidad de agua incrementa, la presión de admisión decrecerá.

En la **figura 4.37** muestra los resultados de los estudios llevados a cabo por Dunbar y Turpin. Estas correlaciones empíricas están basadas en modelos homogéneos y permiten evaluar si el equipo operara en una forma estacionaria y satisfactoria (región por encima de la curva) o no. En la zona inestable de operación (región por debajo de la curva), la probabilidad de éxito se ve reducida, incrementando el riesgo de que ocurra una falla. Independientemente de cual región el sistema opera, en el caso del campo Jubarte la máxima cantidad de gas libre admisible en la entrada de la bomba fue limitada a 35% de volumen. Este número considera el uso de un dispositivo como lo es el manejador de gas, limitado por los límites recomendados por los fabricantes. El manejador de gas es una pieza del equipo diseñada para homogeneizar el fluido antes de que entre a la bomba, comprimiendo el gas libre de vuelta a la fase líquida. Debido a los riesgos asociados al bloqueo de gas, esta configuración del sistema BEC fue también estudiada en un modelo de laboratorio hecho a escala, y algunas mejoras en el sistema se adaptaron como resultados de estos experimentos.

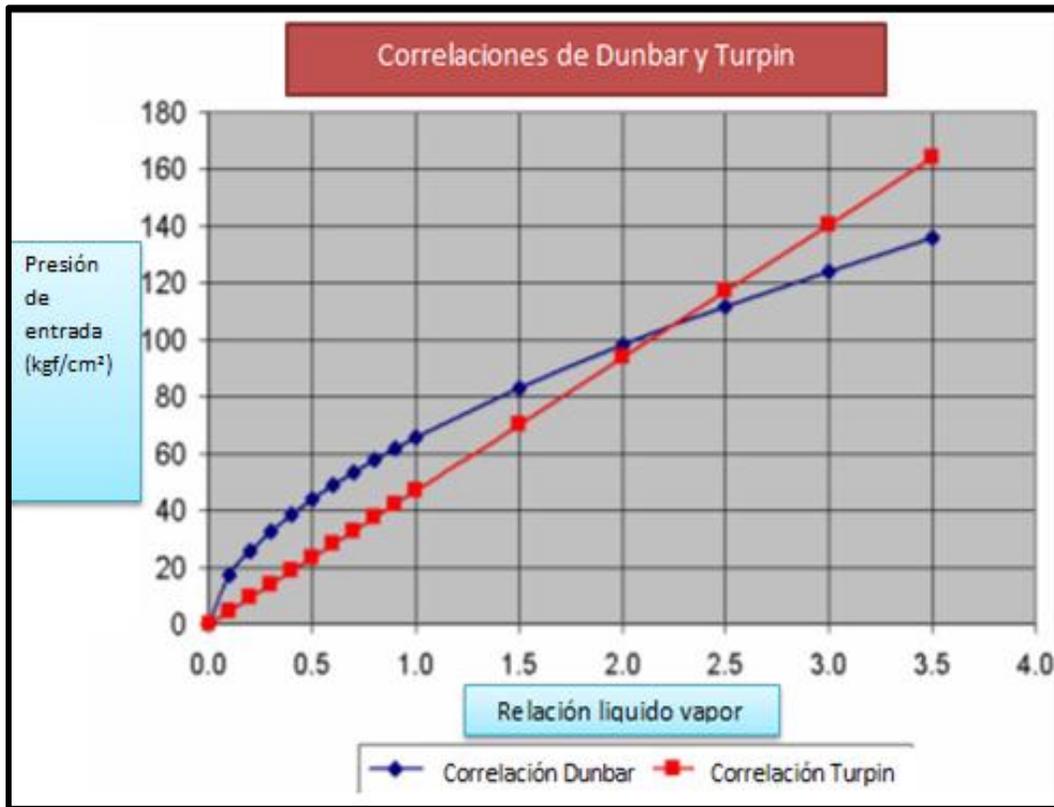


Figura 4.36 Correlación de Dunbar y Turpin

4.2.5 Alta potencia y alta confiabilidad en el sistema BEC

Otro pozo productor también fue equipado con el sistema BEC. Sin embargo, este fue instalado en el fondo del pozo. El pozo también fue equipado con el sistema de bombeo neumático con el fin de ayudar a sostener la producción cuando el sistema BEC presenta alguna falla, este sistema está compuesto por sus mandriles con sus respectivas válvulas.

En la **figura 4.38** ilustra este pozo productor, que consiste en un pozo satélite horizontal conectado a P-34 a través de tuberías flexibles. Un árbol submarino horizontal apropiado fue usado para esta instalación del sistema BEC, desarrollado con el propósito de ser aplicado en este proyecto.

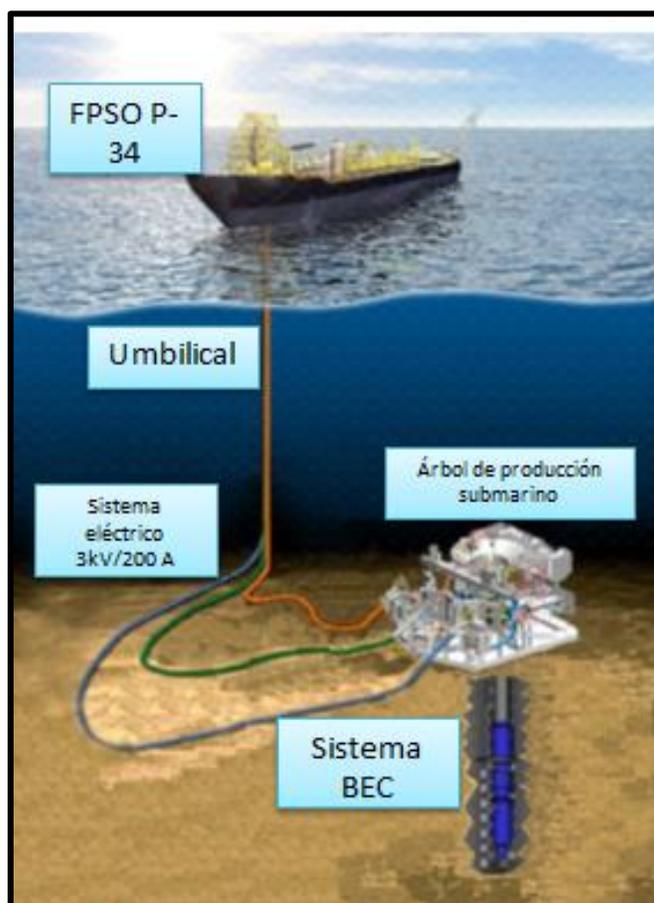


Figura 4.38 Sistema BEC de alta potencia (1,200 HP) instalado en el pozo

En resumen, el sistema BEC instalado en este pozo es parte del proyecto enfocado en el desarrollo del motor electrocentrífugo instalado para producir 1,200 [HP] y alta confiabilidad, con la capacidad de levantar grandes cantidades de fluido en aguas profundas y ultra profundas. La expectativa es que el equipo opere sin fallas por lo menos cuatro años, e incluso tal vez seis años. Para asegurar este

rendimiento y la vida productiva del equipo con un programa de control riguroso para el sistema de bombeo.

Una importante particularidad del sistema del pozo Jubarte 06 es la existencia de un manifold para inyección química, conectado a la base del sensor. Este dispositivo hace posible la inyección química de productos corriente arriba de la entrada de la bomba por medio de un tubo capilar, incorporado al cable de potencia. Actualmente el uso de estos productos multipropósitos permite tener un efecto de desmulsificantes y anti incrustaciones.

Para prevenir los riesgos por cable dañado o en accesorios especiales de la terminación, se han utilizado los siguientes dispositivos (**figura 4.38**).

- Uso de mandriles especiales del sistema de bombeo neumático para el cable de potencia y que permite su orientación.
- Una unión ajustable con función de giro para permitir los ajustes necesarios de la extensión y giro de la tubería de producción con el equipo BEC ya instalado en la TP
- DHSV con protección para el paso del cable.



Figura 4.38 Unión ajustable, mandriles del bombeo neumático, y cables con protección

4.2.6 Aseguramiento de flujo del campo Jubarte

El aceite del campo Jubarte está considerado muy estable con respecto a la precipitación de asfáltenos. Aunque el fluido no presente características de producción de parafinas, el sistema de producción fue conectado a P-34 en el cual se utilizó un respaldo con diablo para remover los depósitos orgánicos. El sistema de aislamiento garantiza que la temperatura del flujo dentro de la tubería y en su pared es siempre más grande que la temperatura de formación de ceras WAT. Este valor límite fue establecido después de analizar la relación entre la entalpia desarrollada en el proceso de cristalización y el calor latente de las parafinas y en cuanto los hidratos se predijeron que no serían un problema para el aseguramiento de flujo. Con respecto a la formación de hidratos, el aceite de Jubarte y sus emulsiones no tienen tendencia a la formación de bloqueo por hidratos.

Deposición inorgánica: Cuando se abre el sistema BEC que opera en la fase piloto de Jubarte, se evidencio la ocurrencia de la deposición de incrustaciones en los impulsores de la bomba y en el manejador de gas. Muestras de la deposición fueron recolectadas y se realizaron pruebas para la caracterización de la incrustación. El potencial de deposición de incrustaciones se incrementa significativamente por las condiciones de la bomba, que aceleran la cinética de la precipitación de los sulfatos. La temperatura y un área superficial más grande en los impulsores de la bomba incrementan la precipitación y facilita la nucleación del crecimiento de los cristales.

La incrustación de los impulsores causa una sensible degradación de la operación de la bomba e incrementa el riesgo de bloqueo. Para reducir el potencial de la precipitación en el equipo de producción de los pozos con el sistema BEC conectados a P-34 la inyección continua de productos químicos anti-incrustaciones a través de un umbilical y de la inyección química del manifold fueron operaciones hechas con la finalidad de reducir el daño de las incrustaciones en el equipo BEC. La estrategia es el uso de un producto que opere simultáneamente las funciones de demulsificador e inhibidor de incrustaciones.

Para mejorar la prevención de la deposición de incrustaciones, los impulsores y los difusores del equipo BEC han sido suministrados recubrimientos de teflón. El revestimiento, además de hacer la nucleación y el crecimiento de cristales difícil, con el objetivo de mejorar las propiedades físicas de los materiales, como por ejemplo la reducción de la rugosidad superficial. La cubierta del teflón también protege las partes de la bomba contra la agresión de los agentes químicos y factores ambientales.

Producción de arena: Como se mencionó anteriormente para el control de arena la terminación del pozo fue a agujero descubierto, debido a los buenos resultados presentados en la fase piloto por su suficiente efectividad en el control de arena, esta terminación fue utilizada en los demás pozos en las siguientes fases del

proyecto. Independientemente las bombas instaladas tienen unas cuñas especiales de alta resistencia a la abrasión, con una aleación especial de carburo de tungsteno y zirconia usadas en relación de 1:2 (**figura 4.40**).

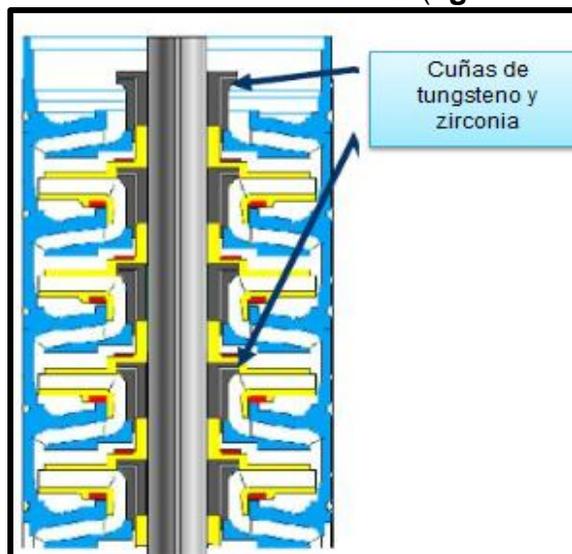


Figura 4.40 Etapas de la bomba con “cuñas” especiales hechas de carburo de tungsteno y zirconia

Efectos de la viscosidad de la emulsión: Datos experimentales de los fluidos del campo Jubarte muestran un incremento exponencial en la viscosidad debido al efecto de la formación de la emulsión del agua y el aceite. Se ha tasado un límite a la incorporación de la emulsión en el fluido del campo Jubarte y este es del 60%, resultando que la viscosidad de la emulsión experimenta un incremento siete veces más altos por encima de la viscosidad del crudo. Esto puede afectar directamente en la potencia necesaria suministrada al equipo BEC para que pueda bombear el fluido. Otro punto importante a destacar es la estabilidad de la emulsión de agua y aceite está directamente relacionado a las características físico-químicas del aceite, y el aceite del campo Jubarte favorece la formación de emulsiones estables. La probabilidad de formación de la emulsión aumenta, debido que en aceites pesados, la velocidad de rotación de los impulsores de la bomba pueden contribuir a la formación de la emulsión. Debido a esto, y también para cumplir los requisitos del proceso de separación de agua-aceite, la inyección continúa de desmulsificadores corriente arriba de la bomba es desarrollada a través de los umbilicales especialmente diseñados.

Como se presentó en la tabla 4.9, la producción definitiva (fase 2) comprende el uso de un buque de producción flotante, almacenamiento y unidad de descarga FPSO conectado a 11 nuevos pozos productores satélite, más los 4 pozos que son transferidos desde la P-34. La fase 2 también comprende 7 pozos de inyección, tanto para incrementar el factor de recuperación del campo y mantener la presión del yacimiento.

En la fase 2, todos los pozos operaran con un equipo BEC instalado en el fondo marino como un sistema artificial de producción primario, teniendo la posibilidad de instalar un sistema de bombeo neumático de apoyo (un sistema similar al mostrado en la **figura 4.41**). La potencia nominal de la bomba fue especificado en 1500 [HP]. La tecnología de levantamiento utilizadas es igual a la desarrollada en la Fase 1, excepto por pequeñas modificaciones.

A partir de la fase 1 no se consideró inyección de agua en el yacimiento, la fase 1 la producción acumulada generaría una significativa reducción en la presión del yacimiento. Por lo tanto, la configuración del equipo para la fase 2 requería especial atención en lo que se refiere a los requerimientos mínimos de la presión de entrada y la fracción de gas en las condiciones de presión de entrada de la bomba.

En el presente trabajo se describió las tecnologías de los SAP y del aseguramiento de flujo que se pusieron a prueba durante la fase 1 desarrollada en el campo Jubarte, especialmente enfocándose sobre los pozos que tenían el sistema BEC como su principal método de sistema artificial de producción.

Las características del yacimiento confirmaron los resultados adquiridos en la fase piloto y han motivado los esfuerzos hacia el uso del sistema BEC para SAP en aguas profunda, argumentando la reducción de costos favoreciendo la instalación del sistema BEC dentro de un módulo de bombeo en el fondo marino. Esta tecnología es la indicada para ser un excelente método de SAP para desarrollarse en campos petroleros de aguas profundas, debido a su reducción de costos relacionados con los trabajos de reparación de pozos. Mientras tanto, el uso del sistema de bombeo neumático como apoyo en el levantamiento incrementa la flexibilidad del proyecto, ya que minimiza el impacto de fallas eventuales del sistema BEC de los volúmenes producidos.



Figura 4.41 Equipo BEC instalado en el fondo marino como un sistema artificial de producción primario

4.5 Bombeo electrocentrífugo aplicado en procesos de inyección de vapor asistido por gravedad SAGD con producción de sólidos abrasivos ⁷

En la producción de aceite pesado usando la inyección de vapor asistida por gravedad se ha convertido en un método común de extracción de aceite. Este es considerado un método de recuperación secundaria mejorada (EOR) y es uno de los métodos de extracción usados en la estimulación térmica de yacimientos de aceite. La inyección de vapor es ampliamente usada en el valle de San Joaquín en California (Estados Unidos), en areniscas del norte de Alberta (Canadá) y Venezuela. La inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional (SAGD) ha sido uno de los métodos más rentables y efectivos de la producción de aceite desde los yacimientos de areniscas. Esta misma tecnología está siendo aplicada para yacimientos de aceite pesado donde la viscosidad es una cuestión.

Los pozos que implican la operación de inyección de vapor las temperaturas de fondo fluyendo pueden alcanzar 180 [°C] a 250 [°C]. Esto es una prueba para los pozos que producen por medio del sistema de bombeo electrocentrífugo, ya que su competencia es decir el bombeo neumático o bombeo mecánico pueden funcionar de una manera eficiente hasta temperaturas que rondan los 320 [°C]. Este rango de temperaturas de operación empujaron a los fabricantes a desarrollar un sistema BEC capaz de operar continuamente a esas temperaturas con una vida productiva o de operación razonable de 2 años o más. Las especificaciones del equipo para los materiales y diseños para este tipo de aplicaciones implican el uso de metales y elastómeros de alta tecnología diseñados para temperaturas extremas de operación.

Los proyectos de inyección de vapor desafían a los sistemas BEC con temperaturas elevadas, temperaturas cíclicas, corrosión H₂S, sólidos abrasivos, vapor y gas libre.

El desarrollo de proyectos de inyección de vapor son paralelos a los requerimientos para el desarrollo del equipo usado para operar en ambientes sumamente hostiles (alto H₂S), materiales resistentes al H₂S pueden ser usados en varias configuraciones dependiendo de la cantidad de H₂S y las temperaturas de fondo fluyendo. Ejes de alta resistencia y acoplamientos resistentes a la corrosión, y carcasas ofrecen la mayor protección contra los elementos corrosivos que son transportados por el aceite producido. El cable y la extensión del motor son beneficiados a partir de la aplicación de una barrera de plomo. Los principales desarrollos en los materiales aislantes necesarios para la extensión principal, el estator, cable y motor permitieron a los operadores aumentar la fiabilidad del sistema BEC cuando se exponían a altas temperaturas y ambientes corrosivos.

Los fabricantes de Centrilift Centigrade desarrollaron productos capaces de operar satisfactoriamente en condiciones rigurosas. Estos productos son los primeros en operar seguramente en temperaturas tan altas como 250 [°C].

El desarrollo de los equipos BEC para ser capaces de manejar condiciones extremas de operación han hecho los procesos de recuperación in situ económicamente viables. Más de una década atrás cuando los métodos de inyección de vapor empezaban a ser usados en la extracción de vapor, los sistemas BEC para alta temperatura capaces de operar en temperaturas de fondo de 180[°C] tenían que ser desarrollados. Con el venir de las nuevas tecnologías y las fallas analizadas con el fin de comprender y mantener los equipos BEC funcionando por un periodo de tiempo rentable tanto para los fabricantes como para los compradores.

Por años la brecha entre la teoría y práctica ha sido muy amplia, las pruebas de campo y el desarrollo iterativo de estas en los pozos de producción en toda la industria de petróleo y gas ha llevado a desarrollar productos que se adapten a las condiciones exigentes de campo.

4.5.1 Explotación de aceite en areniscas

El aceite de Alberta ha logrado el reconocimiento mundial como una importante base de reservas. La tecnología ha permitido que estas reservas se han reconocidas ya como reservas probadas y para desarrollar su plan de explotación. Con aproximadamente el 90% de reservas. La inyección de vapor asistida por drene gravitacional es un método para desarrollar recursos más profundos.

En Canadá uno de los métodos artificiales de producción que han tenido un mayor avance tecnológico han sido los sistemas BEC que han podido operar en ambientes de altas temperaturas de fondo, permitiendo la optimización de la relación de vapor aceite SOR con un mejor control y facilidad en la operación. Los sistemas BEC pueden operar con presiones más bajas que los sistemas de bombeo Neumático, por lo que mejora económicamente el proyecto reduciendo la relación de vapor aceite. Las altas temperaturas de los fluidos arriba de 218[°C] (456°F) sobrepasan los límites de temperatura de los elastómeros tradicionales o comunes del sistema BEC. Con pruebas extensivas de laboratorio y soluciones innovadoras en la fabricación de los sistemas BEC son ahora los preferidos para ser utilizados como sistema artificial de producción en la mayoría de los proyectos de SAGD.

Los proyectos de inyección de vapor fueron los primeros métodos utilizados en la producción de aceites de las areniscas de Alberta en 1980 (**figura 4.42**). Muchas pruebas piloto han sido llevadas a cabo a partir de esa fecha. La compañía EnCana empezó la primera operación por SAGD, que consistía en dos pozos horizontales paralelos, de aproximadamente 400 a 1000 [m] en longitud, localizados en el fondo del yacimiento con aproximadamente 5[m] de separación

vertical. El pozo superior es usado para inyectar vapor en la formación, que viene en contacto con el aceite, condensando y bajando la viscosidad del fluido. El resultado es un drene de la emulsión de aceite y agua por la gravedad hacia el pozo inferior que producirá este fluido desde el fondo del yacimiento hasta superficie.

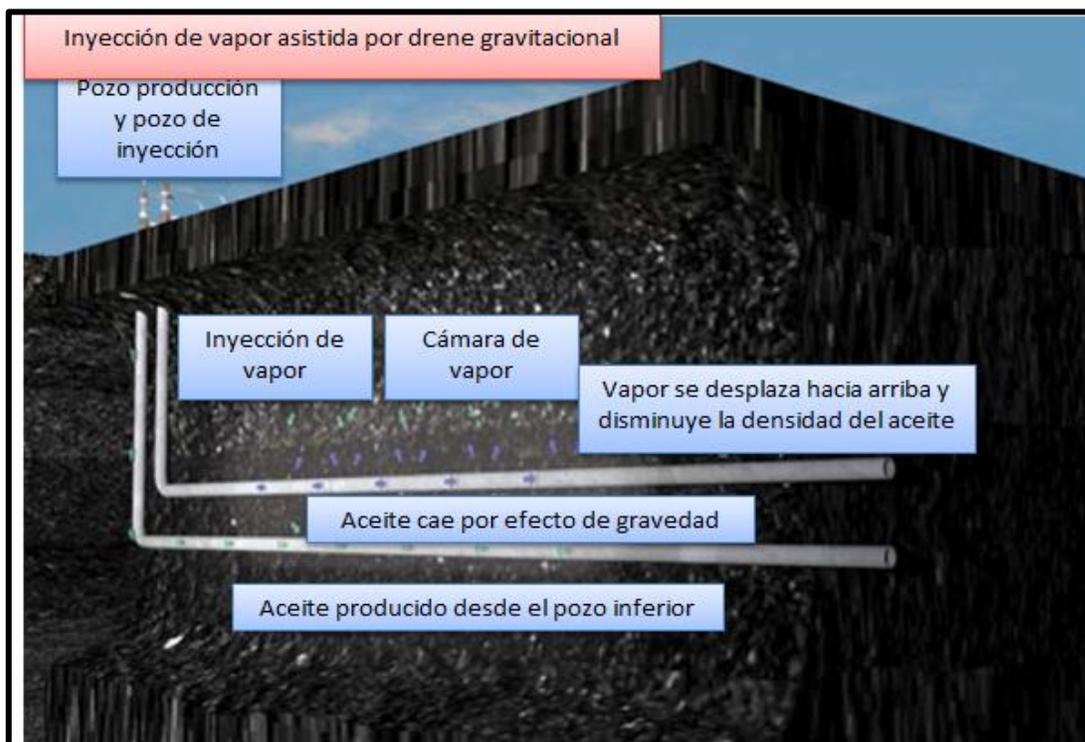


Figura 4.42 Proceso de recuperación mediante inyección de vapor asistida por drene gravitacional

A partir de que bajas presiones pueden resultar en bajas SOR, el desarrollo de una alternativa de bombeo neumático o levantamiento por vapor es requerido. Los pozos productores que utilizan el SAGD como medio de recuperación mejorada producen grandes cantidades de fluido por sistemas artificiales tradicionales como el bombeo mecánico o bombeo neumático.

El bombeo Neumático es la inyección de gas en el pozo con la finalidad de reducir el gradiente hidrostático y así permitir que los fluidos puedan ser producidos hacia superficie. Otro método es sobre presionar el yacimiento para que los fluidos fluyan. Pero las pruebas de campo han mostrado que bajas presiones resultan en bajas SORS que mejoran la economía del método SAGD, y en bajas presiones, el bombeo neumático no es eficiente.

Los sistemas BEC permiten operaciones para controlar los gastos de fluido optimizando el pozo. La eliminación de gas del sistema reduce el tamaño de las líneas de descarga y de los separadores, que reducen los requerimientos de capital necesarios para tratar los fluidos en superficie. A partir de que cada pozo puede bajar o incrementar su producción dependiendo de las circunstancias del

plan de explotación, el mejor plan de desarrollo fue obtenido con la producción de aceite con ayuda de los sistemas BEC, eliminando los requerimientos de volumen de gas necesarios para la inyección de este, para el sistema artificial por bombeo Neumático.

Los campos de Alberta desarrollados por la compañía EnCana son líderes en el proceso de recuperación secundaria y mejorada por SAGD con relaciones de vapor/aceite más bajas en la industria y con numerosas instalaciones del sistema BEC en sus pozos productores. Este gran desarrollo se debe principalmente a las pruebas de campo que proveen resultados de laboratorios más cercanos a la realidad lo que ayuda en gran medida a la creación de nuevas tecnologías para contrarrestar los puntos débiles del sistema BEC.

4.5.2 Tecnología BEC en SAGD

Las operaciones SAGD pueden emplear estrategias con más bajas y más altas presiones para producir un campo. La estrategia de “presiones altas en el fondo del pozo típicamente usa el Bombeo Neumático mientras que en las estrategias de producción mediante “presiones de fondo bajas” se usa el bombeo electrocentrífugo. Las ventajas de las operaciones con baja presión incluyen:

- Reducción de SOR (relación de vapor aceite).
- Producción más flexible.
- Mejora en la seguridad de superficie al no manejar volúmenes de gas.
- Mayor control en la cámara de vapor a partir de que las bombas ofrecen una mayor flexibilidad.
- La producción de gas a través del bitumen no está en riesgo.
- Reducción del riesgo en superficie por un reventón por vapor.
- Reducción del riesgo de que la trayectoria del vapor cambie del pozo inyector al pozo productor.
- Reducción del riesgo de que la trayectoria del vapor del pozo cambie del inyector al casquete de gas o al acuífero.
- Reduce el equipo de superficie para el manejo por gas.

Los pozos con sistemas BEC son particularmente usados en las estrategias del plan de explotación en bajas presiones (**figura 4.43**). Las presiones de fondo de pozo tienen una influencia mínima en el rendimiento del sistema BEC. Las bombas estándar del sistema BEC pueden manejar arriba del 30% de gas libre incluso mayores cantidades con los manejadores de gas. Con la presencia de gas libre existen tres estrategias que pueden ser empleadas.

La orientación horizontal típica de los pozos con SAGD, un manejador de gas en la entrada de la bomba provee la solución más fiable. Los desafíos que enfrentan los equipos BEC son: Un manejo efectivo del gas debido a la formación de gas libre a presiones de fondo fluyendo bajas.

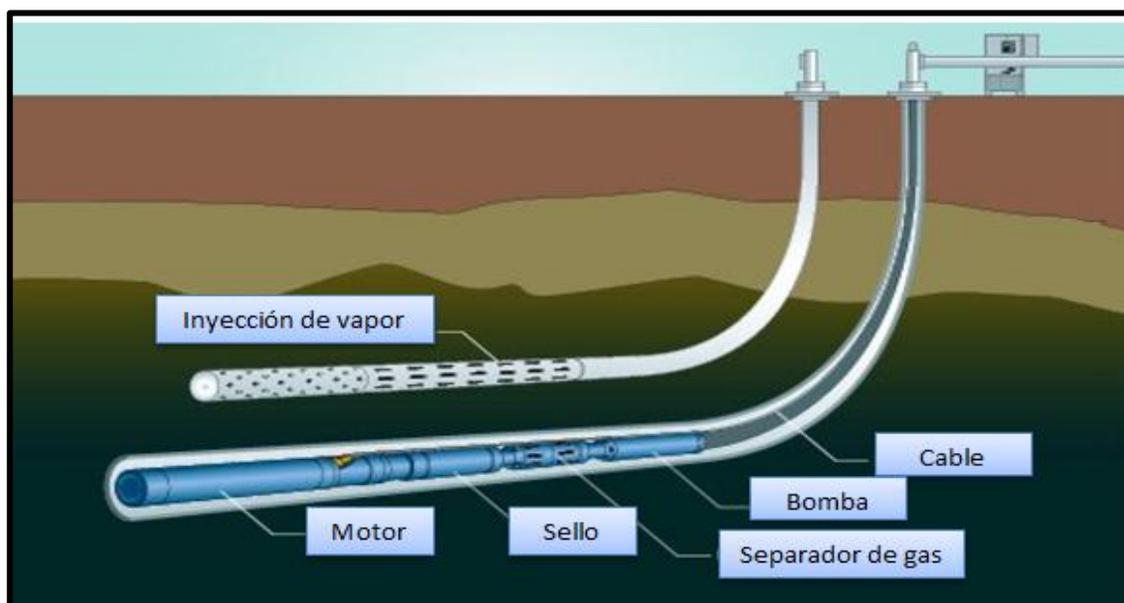


Figura 4.43 El sistema BEC como SAP en operaciones de recuperación por SAGD

El equipo BEC utiliza unas bombas multifásicas para producir los fluidos del yacimiento. Las bombas centrífugas caen debajo de la categoría de bombas cinéticas ya que la energía cinética es impartida al fluido por el impulsor rotatorio. Un difusor estacionario direcciona el fluido hacia el eje, creando una presión, esta bomba centrífuga interactúa con el pozo para realizar una operación en equilibrio. El gasto que una bomba centrífuga producirá dependiendo de los requerimientos de la altura dinámica total. En un pozo de aceite esta altura es dictada por el nivel del fluido, la fricción del tubo y la presión de la tubería de superficie en la cabeza del pozo. En los pozos que utilizan SAGD el gasto de inyección de vapor influye enormemente en el índice de producción del pozo.

Los sistemas BEC son en general más aplicables a las operaciones por SAGD debido a las características distintivas de la producción de estos pozos. Por ejemplo, si la inyección de vapor es interrumpida o si el nivel del fluido es reducido el índice de productividad cambiara. Los componentes subsuperficiales y superficiales del sistema BEC comprende un motor de doble polo jaula de ardilla, un sello, un manejador de gas, una bomba centrífuga, cable de potencia y un variador de frecuencia. El variador de frecuencia incrementa la flexibilidad de la producción mientras se asegura la fiabilidad del sistema BEC. El cable de tres bases lleva la energía eléctrica requerida desde la superficie al sistema subsuperficial. La extensión del motor se adapta al cable de potencia al contacto del motor para proveer la energía necesaria para que desarrolle la potencia requerida del sistema. Los motores rotan a una velocidad de 3500 [RPM] a 60 [Hz], proporcionando el torque a la bomba. La sección del sello tiene 5 principales funciones: Proteger al motor mediante una cámara laberíntica, sella los fluidos del pozo mediante sellos mecánicos, permitir la expansión y la contracción del aceite

del motor, transmitir el torque desde el motor a la bomba, absorber el empuje hidráulico de la bomba y la fuerza provocada por la diferencial de presión de la bomba.

Para actualizar el diseño del sistema BEC para temperaturas extremas hubo cinco principales tácticas aplicadas.

- Minimizar los elastómeros; Las extremas temperaturas, y el gas libre se combinan para crear un ambiente que no es propicio para los elastómeros de hoy. El entorno cambiante del fondo del pozo con frecuencia requiere que los elastómeros se flexionen, cambien, se degraden, complicando aún más la aplicación.
- Permitir una expansión del aceite adicional: En cuanto las temperaturas se incrementan el volumen del aceite del motor también lo hace proporcionalmente.
- Permitir la expansión térmica de componentes mecánicos: Los componentes mecánicos crecen radialmente y axialmente mientras la temperatura se incrementa.
- Permitir un amplio rango de expansión de los cojinetes: Los cojinetes radiales o de empuje en las interfaces en el motor, la sección de sello, el manejador de gas y en las bombas centrifugas para que todos estos componentes puedan operar en condiciones de temperatura arriba de los 400 [°F].
- Aumento del aislamiento eléctrico, debido a que una regla muy común es que por cada incremento de 10 [°C] (18 °F) la vida operativa del cable de potencia del sistema BEC se reduce a la mitad, por lo que el aislamiento se debe de incrementarse en consecuencia.

4.5.3 Pruebas de laboratorio contra desarrollo en el campo

Esto determino que un análisis de pruebas de laboratorio reduce el ciclo de desarrollo necesario para producir unos sistemas seguros y eficientes para aplicaciones de temperaturas extremas. La relación entre la temperatura de operación y la vida del aislamiento indica que pruebas a 240 [°C](465°F) para 23 días es equivalente a una prueba de dos años a 190 [°C](375°F) en un sistema de aislamiento eléctrico. Las pruebas internas permiten poner las manos en el control operacional y el seguimiento de las características del sistema, así como la evaluación en tiempo real de las condiciones de diseño en caso de fallo del sistema o componente. Estas ventajas ayudan a reducir el tiempo de ciclo de desarrollo más de los que se pueden hacer en pruebas de campo con periodos relativamente largos.

La producción de aceite pesado, aceite extrapesado y bitumen es vital para satisfacer el incremento de la demanda de aceite en el mundo, ya que la producción de aceite convencional ha decrecido de una manera significativa. El éxito de los sistemas BEC en temperaturas extremas ha contribuido a la explotación de reservas de aceite muy pesado y además de ser un candidato

eficiente y económico en las estrategias de numerosos proyectos para explotar estos campos por más de cinco años. La mayoría de los desarrollos tecnológicos continúan llevándose a cabo en los yacimientos de areniscas de Alberta Canadá.

Dos años y medio de intenso diseño, ensayos de materiales y pruebas del sistema de laboratorio de prototipos de sistemas de bombas ha dado que en temperaturas extremas el sistema BEC es capaz de funcionar en condiciones reales de campo con poca o ninguna modificación. Esto proporciona al usuario final un sistema de producción fiable con un mínimo impacto en la pérdida de producción que típicamente se experimentan durante el desarrollo de un tipo de prueba de campo. Se están trabajando en el desarrollo en bombas que soporten y que puedan trabajar continuamente sin presentar una falla en temperaturas cada vez altas con ayuda de los pensamientos innovadores de los ingenieros que impulsan a la búsqueda incesante de aumentar la vida productiva de los sistemas BEC en temperaturas extremas. El desarrollo de los sistemas BEC han sido capaces de manejar temperaturas extremas de operación, las condiciones de operación han hecho los procesos de recuperación secundaria y mejorada económicamente viables. A aproximadamente una década atrás cuando los métodos de inyección de vapor empezaron hacer usados en la extracción del aceite pesado, sistemas BEC de alta temperatura capaces de operar en temperaturas de fondo de 180[°C] tenían que ser desarrollados. Con esta nueva tecnología había éxitos y fallas que tenían que ser analizadas para entender con el fin de mantener el sistema BEC funcionando en periodo de tiempo costeable tanto para el fabricante como para la compañía que adquiera esos productos. La primera aplicación en temperaturas de fondo fue de aproximadamente a 180°C (356°F) con tiempos de funcionamiento desde seis meses a un año. Los fabricantes de del sistema BEC eran desafiados a desarrollar una tecnología que pudiera resistir y operar efectivamente y eficientemente en ambientes cada vez con mayor temperatura.

Las actividades de SAGD mediante el sistema BEC han involucrado a las compañías a desarrollar la tecnología necesaria en el sistema BEC para poder explotar yacimientos que produzcan mediante la recuperación secundaria y mejorada, que pueden alcanzar ultra temperaturas. El rango de temperaturas de motores desarrollados es mostrado en la **figura 4.44**.

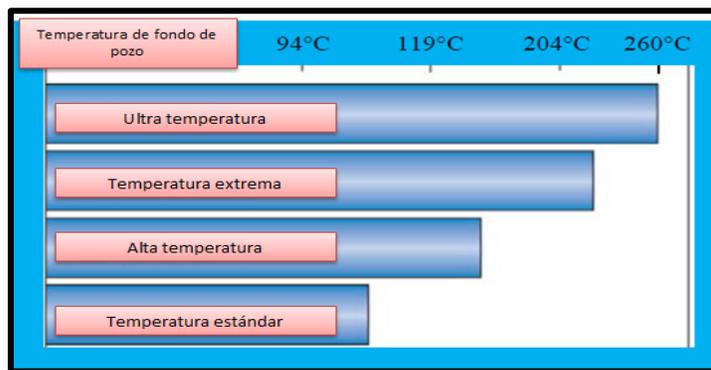


Figura 4.44 Clasificación de temperaturas

Como se mencionó con anterioridad el sistema BEC ha sido desarrollado a través de diferentes pruebas de laboratorio para producir fluidos con muchas características desafiantes. A nivel mundial, hay muy pocas aplicaciones de sistemas BEC que trabajen en ambientes con ultra temperaturas. La arena y los sólidos abrasivos son uno de los problemas encontrados en la producción de aceite a partir de areniscas, la respuesta a esto fue desarrollar tecnologías de revestimiento y endurecimiento para cada material que este expuesto a condiciones extremas de producción. Diferentes materiales y diferentes procesos de endurecimiento fueron puestos a prueba como carburo de tungsteno, etapas de la bomba con recubrimiento, y procesos de boronización. Las etapas endurecidas serán menos susceptibles a la erosión debido a los sólidos abrasivos que lleva consigo el fluido producido. Estas tecnologías son fundamentales para la longevidad de la bomba y su entrada, estos requerimientos provocaron el desarrollo y el uso de mangos y bujes de carburo de tungsteno.

El uso del sistema BEC con una bomba centrífuga multifásica y un manejador de gas da la máxima fiabilidad en condiciones con gas libre y vapor. Con esta tecnología se permite a la bomba operar exitosamente en yacimientos donde otros métodos de sistemas artificiales no son rentables. En los yacimientos que producen por medio de SAGD y BEC tienen 4 importantes desafíos (**figura 4.45**) como lo son la producción de aceites pesados con alta viscosidad, solidos abrasivos, ambientes de alta temperatura y flasheo de vapor (contaminación de vapor por moléculas de agua).

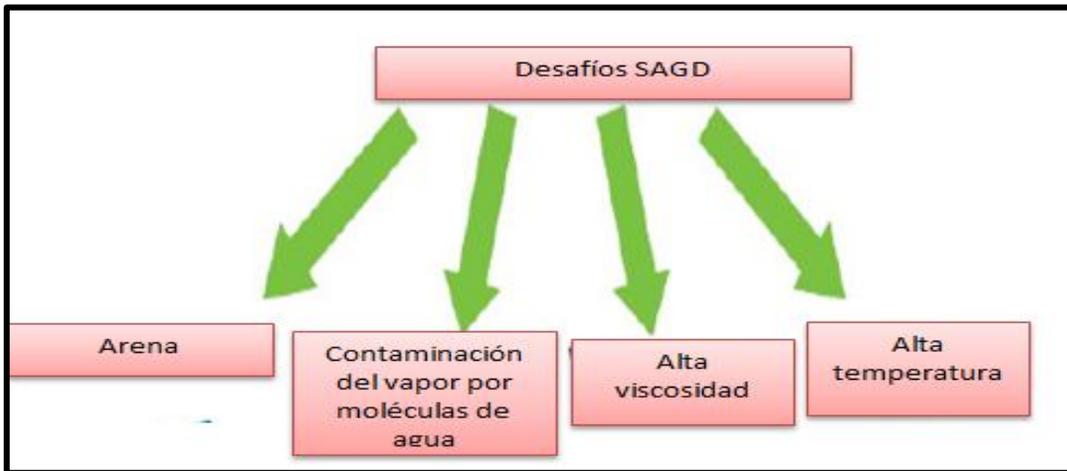


Figura4.45 Desafíos en el proceso SAGD con sistema BEC

4.5.4 Desempeño de la nueva tecnología en ambientes extremos

Los ambientes de inyección de vapor existen arenas finas, gas y vapor que deben ser manejados por el equipo del sistema BEC, especialmente por la bomba. Los componentes carburo de Tungsteno son especialmente diseñados e incorporados en las etapas de la bomba con el fin de manejar ambientes abrasivos. El carburo

de Tungsteno es usado en los cojinetes radiales como etapa de recubrimiento para incrementar su longevidad. Los mayores beneficios de las nuevas etapas de la bomba son ampliar las aberturas de las aletas para mejorar el desempeño de fluidos viscosos, reduciendo el taponamiento, produciendo con mayor cantidad de gas, y limitar el desgaste por solidos abrasivos. Estos cambios hacen una bomba hidráulicamente eficiente sin tener que sacrificar el rendimiento de la bomba. Más bajos requerimientos de NPSH permiten que el nivel del fluido sobre la bomba sea reducido. Todos estos desarrollos permiten mayores tiempos de vida útil del equipo, mayores gastos de producción, extendiendo los rangos de operación y minimizando los costos de potencia (**figura 4.46**).

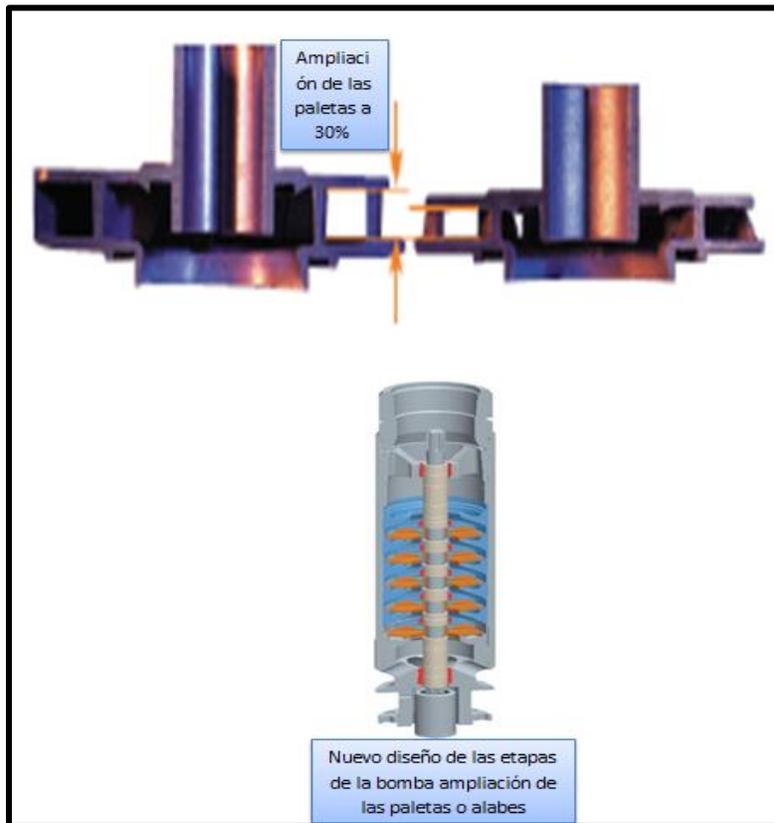


Figura 4.46 Ampliación del tamaño de los alabes del impulsor y con aleación de carburo de tungsteno

Tecnología de recubrimiento. Las imágenes mostradas en la **figura 4.47** muestran la diferencia entre las etapas con y sin recubrimiento. Las dos etapas fueron puestas a prueba en el laboratorio durante 60 horas, la etapa con recubrimiento de ARMOR X mostro poco desgaste comparada con la etapa sin recubrimiento. Las terminaciones de pozos en donde se producen aceite mediante el proceso de recuperación secundaria y mejorada experimenta grandes volúmenes de arena que tienen que ser mantenidas fuera de los fluidos producidos mediante liners ranurados o solidos manejados por la bomba con aleaciones resistentes a la abrasión. La tecnología de recubrimiento es utilizada en los componentes que

están más susceptibles a tener un mayor desgaste por el simple hecho de estar en contacto con los sólidos que lleva consigo el fluido producido.

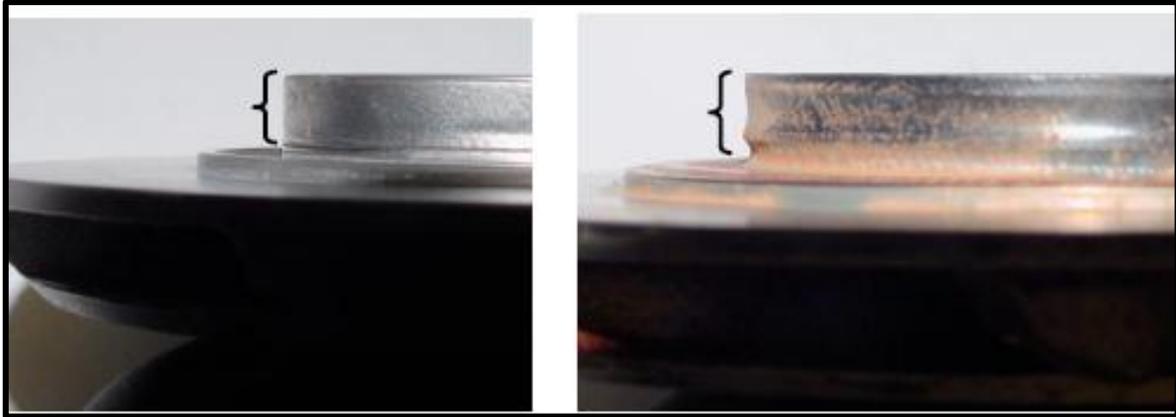


Figura 4.47 Etapas de la bomba electrocentrifuga con recubrimiento Armor X(izquierda) y sin recubrimiento(derecha) **ARMOR X**

El manejador de gas: Cuando el gas libre está presente hay diferentes estrategias que pueden ser empleadas para manejar o eliminar el volumen de gas que entra a la bomba. La primera opción es usar un separador de gas convencional, la segunda opción es evitar que el gas libre entre a la bomba tanto como sea posible con el uso de un manejador avanzado de gas en la entrada de la bomba demostró ser un componente confiable en la eliminación de gas libre. Este diseño fue aplicado en pozos que producen gracias al proceso de SAGD.

El diseño de la etapa: El diseño del impulsor de las etapas de la bomba electrocentrifugas (**figura 4.48**) permite a la bomba operar continuamente y proveer un levantamiento del fluido en condiciones de 70% de gas libre.

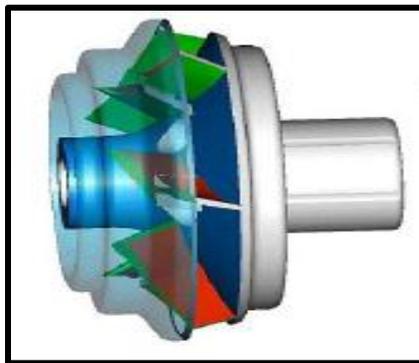


Figura 4.48 Diseño de la etapa del manejador de gas

Sección del sello: Las funciones del sello es transferir el torque del eje, minimizando el ingreso del fluido, permitiendo la expansión y contracción del aceite del motor, absorbe el empuje de la bomba y ecualiza la presión interna con la presión externa. Para las aplicaciones de temperatura extrema el sello sufrió numerosas mejoras. El minimizar los elastómeros fue crucial en el diseño en

comparación a los elastómeros tradicionales. Un diseño en Tándem fue elegido para la capacidad de expansión de aceite para proteger el aceite de los fluidos del pozo. Los principales componentes internos tales como los cojinetes de empuje, las juntas del eje, se han actualizado a los materiales aptos para ambientes SAGD.

Motores. Un mayor desafío cuando se desarrolla un sistema de ultra temperatura es el aislamiento de materiales requeridos para el estator. Materiales de aislamiento Epoxy comprobaron que en la simulación de motores muestran una ventaja sobre el barniz. Las pruebas de capacidades es el uso de un recipiente de material de prueba de compatibilidad con los materiales del motor a alta temperatura, el diseño actual del motor es el resultado final y es el mostrado en la **figura 4.49**. El motor tiene un alambre de cobre con una cubierta hecha a base de un polímero llamado “poliamida” que fue usado en el estator.

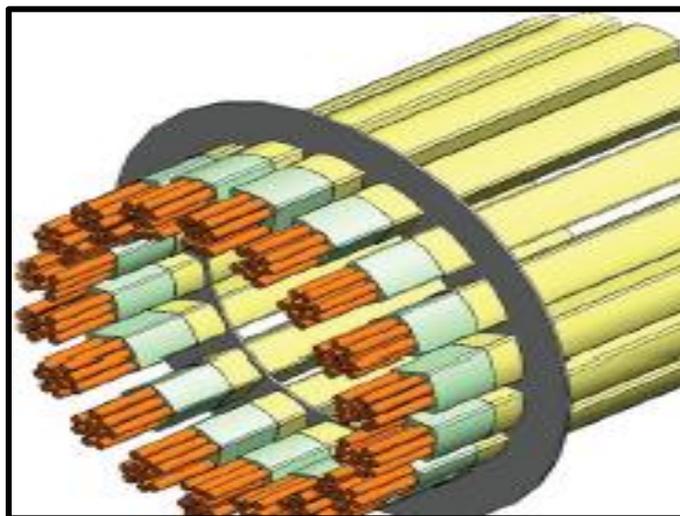


Figura 4.49 Motor con recubrimiento de EPOXY

El cable de potencia es el resultado de muchos años de investigación y de pruebas de laboratorio, y el resultado son productos que pueden operar en una variedad de ambientes desafiantes debido a las condiciones de corrosión, temperatura y presión de algunos pozos que producen aceite bajo esas condiciones. El cable desarrollado puede trabajar para pozos con alto contenido de gas en su producción y con niveles altos de CO₂ y H₂S y en temperaturas elevadas (**figura 4.50**). El cable de potencia incluye:

- 1.- Armadura de acero galvanizado.
- 2.- Una camisa de plomo para proteger al cable de daños mecánicos.
- 3.- Protector o envoltura de plomo para mejorar la barrera contra los fluidos del yacimiento.
- 4.- Aislamiento altamente dieléctrico hecho de caucho EPDM.

5.- Conductor de cobre.

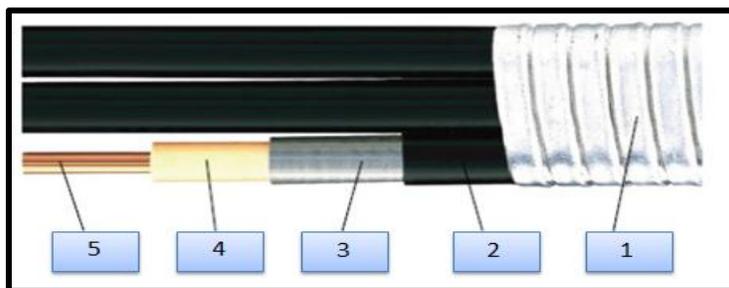


Figura 4.50 Componentes del cable de potencia

Las mufas sufrieron cambios importantes en el diseño para permitir un servicio confiable en temperaturas elevadas (**figura 4.51**). Los cambios incluyen un aumento de aislamiento eléctrico interno y la eliminación de elastómeros en el cuerpo del empalme del motor, el diseño de temperatura extrema ha sido probado con éxito a 500°F (260 °C).

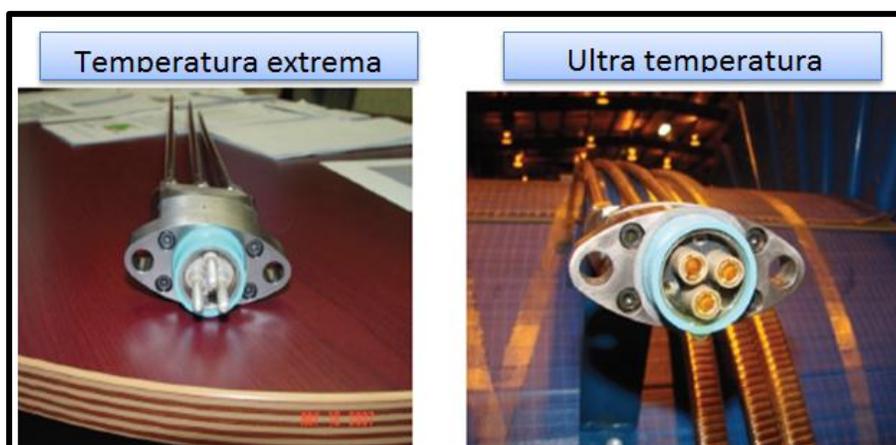


Figura 4.51 Diseño de Mufas en temperatura extrema y ultra temperatura

Las pruebas se realizaron en diversas formulaciones de aceite para comprobar su capacidad de funcionar de manera eficaz a altas temperaturas en el motor a las cuales es sometido en la producción de aceite mediante SAGD. El resultado final de la prueba completa permitió el desarrollo de un aceite lubricante para aplicaciones de ultra temperatura con mayor estabilidad térmica, propiedades dieléctricas y lubricantes (**figura 4.52**).



Figura 4.52 Aceite del motor

Los suministros convencionales de aceite están disminuyendo año tras año, la producción de aceite muy pesado, será de vital importancia en el futuro para satisfacer la demanda del mercado. La continua inversión en investigaciones y pruebas de laboratorio permiten el desarrollo de una familia de productos capaces de operar en ambientes de ultra temperaturas. La reducción de costos de los equipos y el aumento de los tiempos de funcionamiento son de vital importancia para los fabricantes para operar en proyectos en SAGD para obtener un éxito financiero.

4.6 El desarrollo y aplicación de un inhibidor de incrustaciones para el sistema BEC ⁸

Muchas compañías petroleras en la región de las montañas rocosas, en EU, utilizan el sistema BEC para asistir el levantamiento de los fluidos producidos. Esta región del país es bien conocida por sus duros inviernos, que en temperaturas ambientes se encuentran en $-40[^\circ\text{F}](-40^\circ\text{C})$.

Los sistemas BEC cuando fallan incrementan los costos debido a los trabajos de reparación de pozos, la producción pérdida, y la logística pueden causar muchos factores, incluyendo solidos erosivos que pueden también ser atrapados dentro de la entrada de la bomba o de sus etapas, los problemas mecánicos o eléctricos, depositación de incrustaciones. Los sistemas BEC son particularmente sensibles a la formación de incrustación de carbonato de calcio debido a las temperaturas extremas que pueden desarrollar, para ello frecuentemente se requiere una continua inyección de químicos para controlar este problema.

Las incrustaciones de carbonato de calcio en el sistema BEC son bien conocidas por provocar fallas en el sistema BEC. Grandes caídas de presiones combinadas con altas temperaturas incrementa el riesgo de la depositación del carbonato de calcio. La formación de incrustaciones en la carga del motor actúa como un aislamiento, previniendo la transferencia de calor al motor por parte de los fluidos del pozo, causando que un enfriamiento insuficiente. Cualquier tipo de depositación de incrustaciones sobre los impulsores de la bomba puede causar una vibración y desequilibrio, degradando el rendimiento de la bomba.

Continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones para el sistema BEC mitigan la incrustación de carbonato de calcio siendo una práctica común. Sin embargo, la elección de cada inhibidor requiere de cuidadosas consideraciones debido a las altas temperaturas que se pueden desarrollar y que pueden llevar a la depositación del inhibidor. Continuos tratamientos efectivos para el sistema BEC durante los meses de invierno en regiones donde existen muy bajas temperaturas pueden ser requeridos con su respectiva formulación capaz de resistir esas condiciones hostiles sin cambiar significativamente sus propiedades físicas.

Este caso especial presenta y discute, con la ayuda de datos de laboratorio y de campo, el desarrollo y despliegue de un inhibidor térmicamente estable adecuado para el tratamiento en los sistemas BEC que puede también ser desplegados en ambientes muy fríos, junto con herramientas de monitoreo usadas para asegurar un tratamiento efectivo.

Las incrustaciones inorgánicas encontradas en los campos de aceite son depósitos que se forman como resultado de la precipitación de los sólidos del agua con alto contenido de sal presentes en el yacimiento o en el sistema de producción. La precipitación de estos solidos ocurre como resultado de los cambios de la composición iónica, pH, presión y temperatura a la cual está sujeta

en el trayecto de producción. Los tres principales mecanismos que son responsables por la formación de incrustaciones en tierra y en costa a fuera de los campos de aceite son los siguientes. Los detalles de estos mecanismos están dados a continuación

1.- Un decremento en la presión y/o incremento en la temperatura lleva a una reducción en la solubilidad de la sal, como en el caso de la incrustación del carbonato de calcio.

2.- La mezcla de dos fluidos incompatibles, comúnmente en el agua de formación rica en iones de bario con agua rica en sulfato, lleva a la precipitación de sulfato de bario.

3.- La evaporación del agua contenida en los fluidos, resulta en una alta concentración de sal incrementando el límite de solubilidad y llevando a la precipitación de la sal.

La formación de las incrustaciones de carbonato de calcio en los sistemas BEC es un contribuyente a las fallas del sistema BEC. Grandes caídas de presión combinadas con altas temperaturas incrementan el riesgo de la depositación del carbonato de calcio incluso sistemas de incrustación mínimos. La carcasa del motor del sistema BEC puede alcanzar altas temperaturas a bajas presiones durante la producción. Estas condiciones de presión y temperatura incrementan el riesgo de depositación de incrustaciones de calcita, que también es un contribuyente a ocasionar una falla en el sistema BEC. La formación de incrustaciones sobre la carcasa del motor actúa como un aislamiento, evitando la transferencia de calor desde el motor hacia los fluidos del pozo, causando que el motor tenga un enfriamiento ineficiente. Cualquier depositación de incrustación sobre los impulsores de la bomba puede causar un desequilibrio y vibración sobre estos, degradando el desempeño de esta.

Continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones en el sistema BEC, han sido utilizados para mitigar las incrustaciones de carbonato de calcio, siendo esta una práctica muy común.

4.6.1 Pruebas del desempeño del inhibidor de incrustaciones

Cuidadosas consideraciones han llevado a la selección de inhibidores de incrustaciones que cumplirían con los requisitos de una estabilidad térmica y una compatibilidad con los fluidos y el agua producidos.

Las pruebas de precipitación dinámica de incrustaciones (TBT) fueron usadas para determinar las propiedades del inhibidor de incrustaciones para seleccionar la mejor opción. Los cationes y aniones del agua producida fueron preparados de acuerdo con métodos de laboratorio típicos.

Las TBT operan bajo el principio de que las incrustaciones se forman sobre la superficie interior como tubos capilares que surgen por el incremento de la caída de presión. Las rápidas caídas de presión incrementan la tendencia a la formación de incrustaciones. Las pruebas TBT son usadas para determinar la tendencia del agua sintética o agua de formación para formar las incrustaciones condiciones particulares de temperatura y presión..

Una muestra es puesta a prueba para determinar el tiempo requerido para observar un incremento en la presión diferencial. Los inhibidores de incrustación son entonces dosificados en salmuera a diferentes concentraciones. Para cada concentración del inhibidor, el sistema se permite fluir por un determinado tiempo. Si no es observado un incremento en la presión diferencial, la dosificación del inhibidor es reducida y la prueba continúa hasta que la concentración del inhibidor no sea suficiente para controlar el incremento de la presión diferencial. La concentración mínima del inhibidor (MIC) es definida como la concentración más baja del inhibidor para evitar el incremento de la presión diferencial.

Las temperaturas de fondo de pozo típicamente se encuentran desde 210 [°F] a 230[°F](98.9°C a 110°C). Sin embargo temperaturas desde 250[°F] a 280[°F](137.8°C a 221.1) fueron esperadas en la carcasa del motor. La **figura 4.53** muestra el desempeño del inhibidor de incrustaciones a diferentes gastos a 300[°F] (148.9°C) y 200[lb/pg²] de contrapresión. Cada color en la gráfica representa un gasto diferente, empezando con el azul a 30 [ppm]. La composición del agua salada o salmuera usada en la prueba de laboratorio es detallada en la **tabla 4.12**. En la **tabla 4.13** muestra la tendencia a las incrustaciones de carbonato de calcio calculadas usando un modelo de un software comercial debajo del rango de temperatura y presión relevante para esta aplicación en el campo.

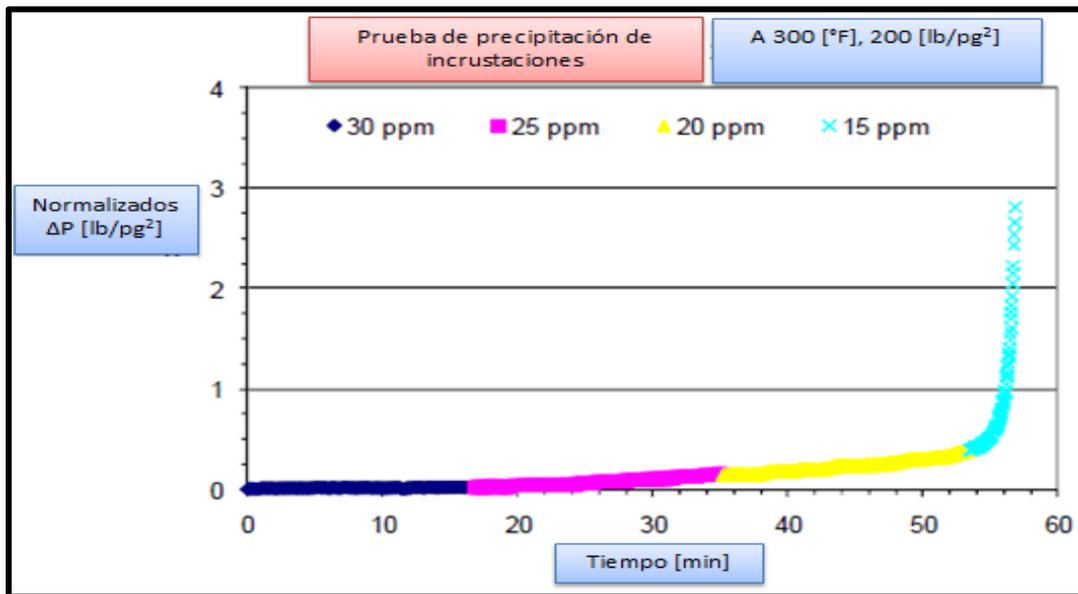


Figura 4.53 Prueba de precipitación de incrustaciones a 300[°F] y 200[lb/pg²]

Ion	Na	Ca	Mg	K	Sr	Ba	Cl	SO ₄	HCO ₃	pH
mg/L	22,000	2,200	300	1,200	58	1	40,000	910	340	7

Tabla 4.12 concentración de los iones

Presión[lb/pg ₂]	Tendencia de incrustaciones de carbonato de calcio a 300°F		
	Ph	SI	mg/L
1,000	6.32	1.3	216
900	6.35	1.35	219
800	6.4	1.4	223
700	6.45	1.46	226
600	6.51	1.52	230
500	6.58	1.6	234
400	6.67	1.69	239
300	6.78	1.81	244
200	6.94	1.98	251
100	7.22	2.24	256

Tabla 4.13 Tendencia de incrustaciones de carbonato de calcio a 300°F

Un determinado tiempo seleccionado de una salmuera a 300[°F] (148.9°C) y 200[lb/pg₂] fue de aproximadamente de 8 minutos, por lo tanto, cada dosificación del inhibidor de incrustaciones fue requerido para controlar la presión diferencial para aproximadamente 16 minutos. Como se observó en la **figura 4.53**, las pruebas de laboratorio mostraron que el inhibidor de incrustaciones se seleccionó controlando el depósito de las incrustaciones de carbonato de calcio en una aplicación de dosificación de 20[ppm] de inhibidor de incrustaciones.

Durante el desarrollo de la formulación del inhibidor de incrustaciones A. Las propiedades de la inhibición de las incrustaciones del sulfato de bario de este material también fueron evaluados por una prueba de botella. Aunque la formación de incrustaciones de sulfato de bario no se esperaba en este campo, se deseó evaluar si la formulación de incrustaciones de inhibidor A, era adecuada para aplicaciones en las que el sulfato de bario pueda contribuir a la formación de un depósito de incrustaciones.

Las pruebas de botella son métodos de evaluación reconocidos en la industria para la selección del inhibidor de incrustaciones. Estas pruebas son realizadas con una simulación de pruebas preparadas de acuerdo con los métodos de laboratorio típicos. El pH se ajustó de manera que la mezcla de salmuera final tenía el pH deseado, representativo del sistema. Las pruebas de sulfato de bario fueron

realizadas para determinar el desempeño de la inhibición del sulfato de bario por parte del inhibidor. La salmuera seleccionada para esta prueba fue mezclada con agua de mar a una relación 50:50 antes de ser ejecutada en la prueba. La prueba fue realizada a 180[°F](82.2°C) para 24 horas. Los resultados de esta prueba son mostrados en la **figura 4.54** mientras que en la **tabla 4.14** se detalla la composición de salmuera usada para la prueba.

En este caso, las pruebas de laboratorio mostraron que la formulación del inhibidor de incrustaciones A puede controlar efectivamente las incrustaciones de sulfato de bario a dosificaciones de 20[ppm], lo que indica que, además de sus excelentes propiedades de inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio, el inhibidor mismo podría utilizarse para el tratamiento de las bombas BEC donde la depositación de incrustaciones del sulfato de bario pueden dar lugar al deterioro del desempeño de la bomba.



Figura4.54 Inhibición de sulfato de bario a 180[°F], durante 24 horas con una relación de agua sintética con agua de mar de 50:50

Ion	Na	Ca	Mg	K	Sr	Ba	Cl	SO ₄	HCO ₃
mg/L	12,530	402	702	313	18	17	20,606	1,507	616

Tabla 4.14 Composición de la salmuera utilizada para la prueba de botella

4.6.2 Propiedades físicas del inhibidor

Los inhibidores de incrustaciones deberían trabajar efectivamente bajo un amplio rango de condiciones; sin embargo, cuando la aplicación de estos químicos es requerida en diferentes áreas del mundo donde condiciones difíciles o extremas son encontradas, con estudios y pruebas de laboratorio se deberían de llevar a cabo para asegurar que estos químicos puedan ser aplicables a cada pozo en

específico. La evaluación de los efectos de temperatura sobre la estabilidad y desempeño del inhibidor es necesaria para asegurar la aplicabilidad del producto.

También es importante tener en cuenta la compatibilidad de los productos químicos de producción con los materiales de construcción utilizados en las instalaciones submarinas. Los productos químicos aprobados para el servicio deben cumplir con estrictos requisitos de compatibilidad de materiales para asegurar que no se corroen los metales o que pudieran degradar los elementos no metálicos.

4.6.3 Estabilidad del inhibidor en alta temperatura.

Las pruebas de estabilidad fueron realizadas con el inhibidor de incrustaciones para asegurar que la formulación del inhibidor sea la más eficaz después de un calentamiento prolongado. Aunque las pruebas de precipitación dinámica de incrustaciones mostraron que el desempeño del inhibidor de incrustación fue efectivo en altas temperaturas. El tiempo de residencia a través del tubo capilar usado en este experimento es muy corto, por lo tanto fue necesario demostrar que el rendimiento de la formulación de inhibidores de incrustaciones era también eficiente por más tiempo.

Prueba #1: Una dilución de 1% del inhibidor de las incrustaciones en agua destilada fue calentada a 270[°F](132.2°C) por 8 horas. Esta prueba es diseñada para simular el calentamiento del producto diluido si ocurriera en la carcasa del motor durante aplicaciones normales.

Prueba#2 El inhibidor fue puesto a prueba a 285[°C] con una presión de 500[lb/pg²] durante 21 días. Esta prueba fue hecha para asegurar que no exista una degradación química que causaría un taponamiento.

Después de estar expuesto a altas temperaturas y presión durante un tiempo, el producto es evaluado por cualquier separación física. Una prueba estándar del carbonato de calcio se realizó utilizando muestras “frescas” y “envejecidas” de los productos para asegurar de que el tiempo de exposición no causó la pérdida de efectividad del producto.

Después de que las muestras del inhibidor de incrustaciones han sido expuestas a un calentamiento durante 8 horas en la prueba 1, y no existió separación o precipitación, se obtienen las gráficas de la **figura 4.55** que muestra los resultados obtenidos de la prueba #1. Es evidente que el rendimiento de la inhibición de incrustación no cambió significativamente tras la exposición prolongada al calor.

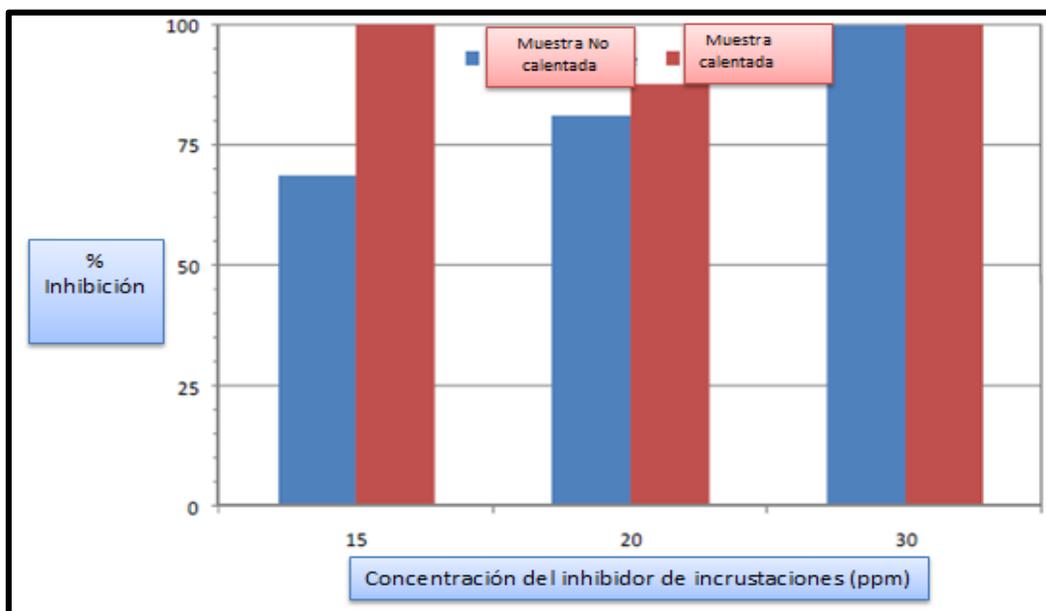
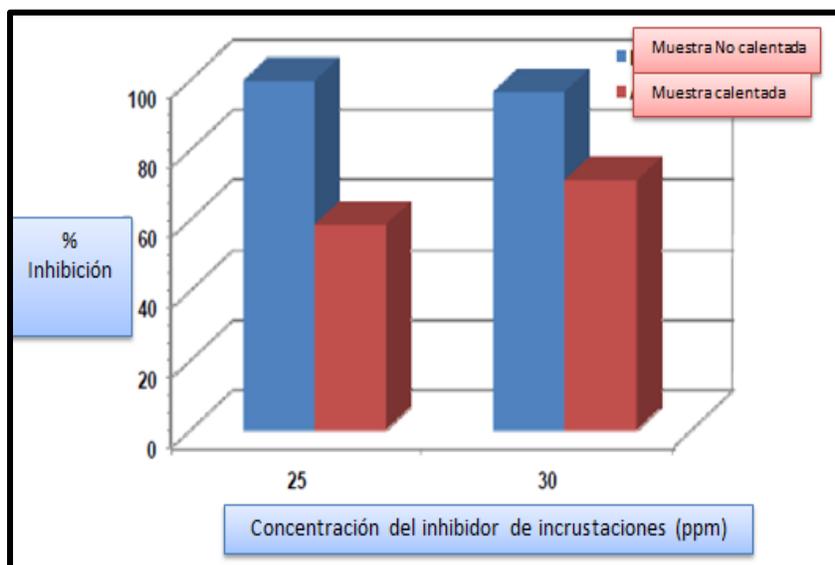


Figura 4.55 Eficiencia de la inhibición del carbonato de calcio en muestras sin calentamiento y con calentamiento (1% de dilución en agua, calentamiento a 270 °F durante 8 horas)

En la **figura 4.56** se muestra que el inhibidor de incrustaciones no mostro alguna separación o precipitación después de 21 días. Indicando que la capilaridad y la degradación química es poco probable. La **figura 4.56** muestra la comparación física del desempeño del inhibidor con muestras nuevas y anteriormente expuestas a los tratamientos de temperatura. Un ligero decremento del desempeño fue observado después de que las muestras iniciales fueron expuestas al calentamiento durante 21 días, sin embargo, en el campo no es probable que el producto encuentre con tales condiciones rigurosas



Figura 4.56 Inhibidor de incrustaciones muestra sin calentamiento (izquierda) y muestra con calentamiento a 285[°F](derecha) durante 21 días



Eficiencia de la inhibición de carbonato de calcio con muestras expuestas al calentamiento (285°F para 21 días) y muestras "frescas"

La composición química del inhibidor de incrustaciones es importante para el éxito de esta aplicación en alta temperatura. La composición química fue diseñada para evitar la formación de incrustaciones de carbonato de calcio en pozos que tienen como sistema artificial al sistema BEC en campos de aceite localizados en la región de montañas rocosas de los Estados Unidos. Esta región del país es bien conocida por sus duros inviernos, con temperaturas al aire libre tan bajas como -40[°F](-40°C). Por esta razón, la composición química los inhibidores de incrustaciones necesita estar estable a bajas temperaturas durante periodos de tiempo prolongados. Además, la composición química necesita tener una viscosidad que permita que el producto sea bombeado bajo estas duras condiciones.

Las pruebas de estabilidad en temperaturas bajas fue llevada a cabo para asegurar una condición química estable a -40[°F](-40°C) por siete días en donde no se observó alguna separación o precipitación, indicando que el inhibidor puede almacenarse en condiciones de bajas temperaturas.

Además almacenar a bajas temperaturas, es necesario asegurar que el material será aun capaz de fluir y, por lo tanto ser capaz de ser bombeado en operaciones de limpieza del sistema BEC. La **figura 4.57** muestra la dependencia de la temperatura con la viscosidad del inhibidor de incrustaciones. Estos datos claramente indican que la viscosidad del inhibidor permanece baja, indicando que la composición química del inhibidor de incrustaciones podría ser bombeada a bajas temperaturas sin presentar deterioro en el gasto bombeado.

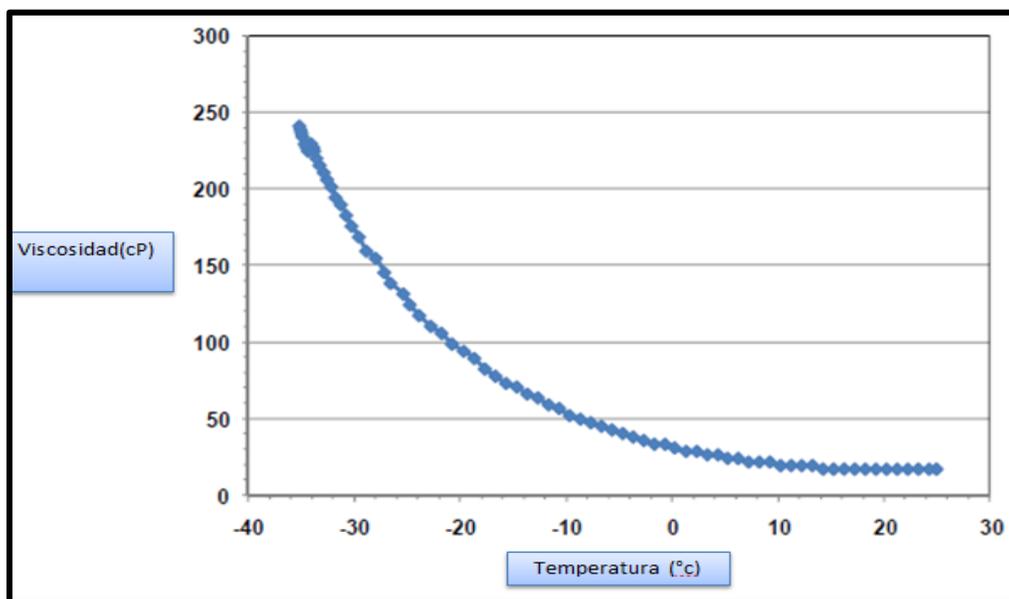


Figura 4.57 Perfil de la viscosidad del inhibidor de incrustaciones con respecto a la temperatura ambiente

Es importante considerar la compatibilidad de cualquier químico con los materiales usados en las operaciones de campo. La composición química del inhibidor de incrustaciones fue probada para evaluar su compatibilidad con una serie de materiales y se encontró ser compatible con un amplio rango de metales comúnmente usados en el equipo de campo.

Los materiales no metálicos fueron también probados para asegurar que no exista degradación de esos materiales al existir contacto con el inhibidor de incrustaciones, una vez más se comprobó la compatibilidad con una variedad de materiales no metálicos.

4.6.4 Monitoreo del desempeño de los inhibidores de incrustaciones

Los métodos de monitoreo para la evaluación de los programas de inhibidores se basan en análisis de residuos químicos y de la concentración iónica de incrustaciones. En este caso de los análisis de los residuos químicos, el conocimiento del desempeño del inhibidor en pruebas de laboratorio es usado para determinar si el sistema está protegido.

La confianza en la correlación entre los resultados de laboratorio y de campo es necesaria y los cambios químicos del agua requieren repetidas pruebas de laboratorio para asegurarse de que los resultados son todavía representativos de las condiciones de campo. Más recientemente, se han desarrollado sensores que aumentan la tasa de evaluación y la interpretación. Procedimientos en tiempo real son usados para determinar el potencial de la incrustación de las salmueras. Esta técnica ofrece la ventaja de una medición de in-situ con una generación rápida de

resultados. La respuesta del equipo es independiente de la naturaleza de cualquier incrustación o inhibidor presente.

Un escaneo microscópico de electrones (ESEM) permite la examinación de las texturas y la composición de incrustaciones orgánicas/inorgánicas y minerales sin la necesidad de secar o realizar una limpieza disolviendo las muestras. Cuando los electrones chocan con la superficie de la muestra algunos electrones son nuevamente dispersados, este efecto ayuda a la imagen de las muestras en términos de la densidad del material. La emisión de la radiación electromagnética desde la muestra también ocurre a varias longitudes de onda. Con la radiación de rayos X, permite la medición de la composición elemental de la muestra.

4.6.5 Aplicación de campo del inhibidor de incrustaciones

El campo está localizado en la región de montañas rocosas, en EU. Los pozos utilizan como sistema artificial al bombeo mecánico o al sistema BEC. Inicialmente, las bombas BEC son tratadas con inhibidores de incrustaciones, para evitar la depositación de carbonato de calcio. Aunque la selección de un inhibidor de incrustaciones fue aplicada, algunas bombas BEC aun presentan fallas.

El análisis de sólidos suspendidos a partir de la muestra de agua producida obtenida en la cabeza del pozo mostro que una cantidad significativa de sólidos estaban siendo transportados. El análisis de la composición de sólidos mostró la presencia de carbonato de calcio tanto en el pozo así como fosfato de calcio, indicando que las altas temperaturas generadas en la carcasa del motor puede causar un porcentaje del volumen del inhibidor bombeado se degrade. La **figura 4.58** muestra las imágenes del análisis de escaneo microscópico de electrones ESEM y de la dispersión de energía por rayos X (EDX) de la composición de las partículas suspendidas colectadas en los filtros a partir de dos pozos. Los puntos brillantes en la micrografía indican las áreas de alta densidad de los sólidos que corresponden al carbonato de calcio o al fosfato de calcio. Los puntos más oscuros (de baja densidad) es el papel filtro sobre el cual los fragmentos son detenidos. La imagen de ESEM muestra que el agua filtrada producida contenía una cantidad moderada de sólidos en suspensión, con grandes agregados.

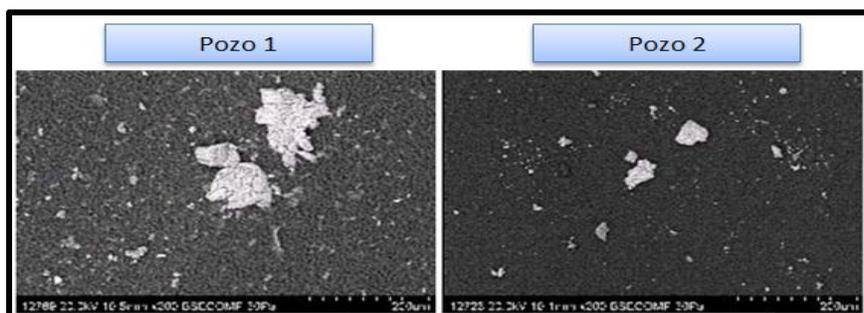


Figura 4.58 Análisis de sólidos suspendidos por pruebas ESEM y EDX de las partículas recolectadas desde los pozos antes de ser tratados con el inhibidor de incrustaciones

El tratamiento con el inhibidor A fue iniciado en dos pozos. El inhibidor de incrustaciones fue continuamente aplicado a través de un tubo capilar. El análisis de sólidos suspendidos de las muestras del agua de producción que se obtuvo en la cabeza del pozos después de dos semanas de la aplicación continua del inhibidor de incrustaciones son mostradas en la **figura 4.59**. Es claro que a partir de esos resultados se concluye que se puede efectivamente evitar la formación de incrustaciones de carbonato de calcio. Esas imágenes muestran una cantidad muy pequeña de sólidos suspendidos, por lo que significativamente se ha reducido la cantidad observada comparada anteriormente del bombeo del inhibidor de incrustaciones. Además, la composición de los sólidos suspendidos colectados sobre el filtro mostro que esos sólidos fueron predominantemente material derivado del yacimiento. Pequeñas cantidades de calcio y fosforo observado en el filtro puede ser debido a los materiales restantes dejados por el inhibidor de incrustaciones anteriores.

Estos pozos han sido tratados por seis meses, con excelentes resultados a partir del inicio de tratamiento, ha sido aplicado en múltiples pozos produciendo mediante el sistema BEC como sistema artificial con resultados similares. Adicionalmente, el tratamiento de esos pozos ha sido llevado a cabo durante los meses de invierno a bajas temperaturas. El inhibidor de incrustaciones permaneció estable a través de este periodo de tiempo sin presentar precipitación o separación.

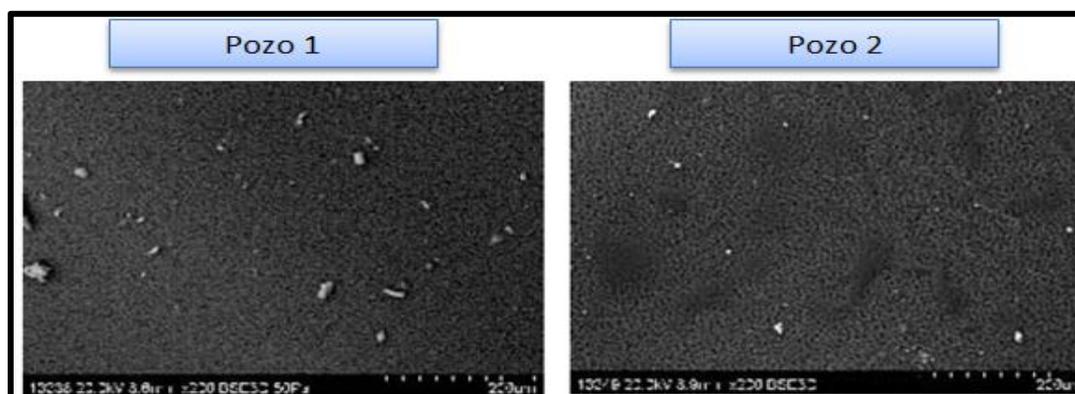


Figura 4.59 Análisis de sólidos suspendidos por pruebas ESEM y EDX de las partículas recolectadas desde los pozos después de ser tratados con el inhibidor de incrustaciones

La composición química del inhibidor de incrustaciones adecuado para una continua aplicación en condiciones desfavorables (temperatura tan bajas como -40°F(-40°C)) fue desarrollado y puesto a prueba en el laboratorio. La composición química del inhibidor de incrustaciones mostro una inhibición excelente con las incrustaciones de carbonato y bario. La composición química fue aplicada en el campo para mitigar la formación de incrustaciones en pozos que tienen como sistema artificial al sistema BEC. Un continuo monitoreo usando análisis ESEM/EDX de suspensión de sólidos obtenido a partir de las muestras de agua

producida mostro que el inhibidor de incrustaciones efectivamente controlo la formación de carbonato de calcio en esos pozos

4.7 Desafíos del ácido sulfhídrico en los sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido⁹

Ácido sulfhídrico (H_2S) puede impactar negativamente en los sistemas BEC, a través de varios mecanismos incluyendo el incremento de la probabilidad de corrosión, promueve la formación de sulfuro de hierro (FeS), y fisuración por bajo tensión (SSC). El ácido sulfhídrico es un componente común en los fluidos producidos a nivel mundial. La presencia de H_2S puede resultar en varias formas de corrosión que atacan a los sistemas BEC, causando fallas prematuras que resultan en la pérdida de producción, los sistemas BEC han demostrado ser buenos candidatos para pozos con concentraciones de H_2S arriba del 40 %. Las temperaturas de fondo de 325 [°F] con cantidades medibles de H_2S también han dado resultados positivos.

La reacción del H_2S con los fluidos del pozo crean hidrogeno libre que resulta en un potencial desgaste de los componentes metálicos. Además, el hidrogeno libre puede llevar a debilitar la resistencia de los aceros a través del tiempo. H_2S puede reaccionar con el agua y formar ácido sulfúrico (H_2SO_4).

Usando la aplicación de materiales resistentes al H_2S en diferentes configuraciones dependiendo de las cantidades de H_2S y de las temperaturas de fondo, permiten ser la mejor combinación para defender los componentes del sistema de producción. Ejes, coples, sujetadores y carcasas resistentes en ambientes de alta corrosión son la mejor protección contra elementos corrosivos.

El cable y su extensión se benefician a partir de la aplicación de una barrera de protección de plomo. El plomo es un elemento estable que es denso y maleable, ofreciendo una protección excelente contra la corrosión en el sistema eléctrico. Todas esas combinaciones son capaces de incrementar la fiabilidad de los sistemas BEC incluso donde este se expone a ambientes altamente corrosivos.

4.7.1 El H_2S en los pozos productores de aceite

Los pozos de aceite se encuentran en todo el mundo, algunos pozos fluyen naturalmente debido a las presiones encontradas dentro de los pozos siendo suficientes para traer o transportar los fluidos a superficie. Otros pozos, debido a su edad o localización, no fluyen naturalmente a superficie o no producen las cantidades de volumen requeridos por los operadores. Estos pozos se benefician a partir de diferentes sistemas artificiales de producción como el bombeo Neumático, bombeo por cavidades progresivas, bombeo mecánico, y los sistemas de bombeo electrocentrífugo, y otros. Los sistemas BEC son usados cuando

grandes cantidades de fluido son necesarias para transportar gastos volumétricos entre 150 y 125,000 [Bpd]. Algunas regiones han producido fluidos que son considerados bastantes benignos, pero la mayoría tienen una amplia de elementos corrosivos y dañinos que interactúan en contra de la fiabilidad del sistema.

Todos los yacimientos tienen una trayectoria de flujo desde el yacimiento. Estos ríos subterráneos pueden ser afectados por los distintos tipos de materiales presentes en las rocas además de impedir la capacidad de fluir hacia el pozo de los fluidos. La presencia de fallas, de cuerpos superficiales de agua, o incluso domos salinos puede dar lugar a diferentes flujos a diferentes ubicaciones de la terminación. Cuando un sistema artificial es empleado este disminuye la presión del pozo a la interfaz de la pared del intervalo productor y aumenta el flujo a través de la estructura geológica, también cuando los números de producción originales comienzan a declinar, un aumento de la producción de agua se produce normalmente. El corte de agua aumenta debido a los valores de viscosidad más bajos de agua cuando se comparan con el aceite, haciendo posible más fácilmente fluir a través de los medios porosos.

4.7.2 Desafíos en la producción de aceite con H₂S en los sistemas BEC

El fluido dentro de las formaciones no es simplemente agua (H₂O), aceite, y gas natural también presenta elementos o componentes naturalmente tales como el azufre, ácido sulfhídrico (H₂S), Carbonato de calcio(CaCO₃), dióxido de carbono(CO₂), y otros sólidos, gases o componentes. A las profundidades donde los sistemas BEC son instalados en el fondo del pozo, añaden elementos adicionales al ambiente como el hierro (Fe), aleaciones resistentes a la corrosión, compuestos de caucho, cobre, acero galvanizado, y en aleación de níquel-cobre por nombrar unos pocos. Mientras los componentes empiezan a interactuar, existen una serie de cambios físicos y químicos, que resultan en problemas de fiabilidad del sistema y aumentan la posibilidad de que ocurra una falla estructural de los equipos subsuperficiales.

Las principales preocupaciones en el sistema BEC es la interacción con estas sustancias químicas que provocan una fisuración y agrietamiento de los elementos metálicos por el hidrogeno libre, la generación de sulfuro de hierro (FeS) (**figura 4.60**) e incluso la producción de ácido sulfúrico (H₂SO₄). El equipamiento metalúrgico estándar consiste en tubo de acero con una barrera de carbono en las piezas de unión de la entrada y la salida de la bomba. El incremento de producción de agua permite que el H₂S se disuelva más en solución y generando un ácido débil (HS) que interactúa con los metales de las carcasas y puede causar la corrosión de los componentes internos del sistema de bombeo. Además el H₂S puede incrementar el agrietamiento de los metales. Este agrietamiento hace que la estructura natural del acero se vea comprometida a la creación de una línea de

falla por fragilidad del material y, finalmente, una separación de los equipos a partir de este punto.



Figura 4.60 Fisuración y agrietamiento (Izquierda) y generación de sulfuro de hierro (Derecha)

El azufre libre es tan dañino para el acero al carbono mediante la reacción con la superficie de hierro y la creación de sulfuro de hierro, un material quebradizo negro (**figura 4.61**). Esto no sería tan perjudicial si se mantuviera en su lugar, pero con el fluido desplazándose por el equipo y la vibración, este recubrimiento frágil se rompe y expone más al sistema a una reacción química. El dióxido de carbono puede combinarse con el agua para formar ácido carbónico que también hará que la corrosión de las carcasas y los componentes internos del sistema BEC sean mayores.



Figura 4.61 Azufre producto de la corrosión del acero al carbono

4.7.3 Materiales para la protección del H₂S

NACE internacional ha recomendado una especificación MR0175/ISO 15156 "Industrias del petróleo y gas natural-Materiales para el uso en ambientes

que contienen contenido de H₂S en la producción de aceite y gas”, esta norma ofrece una guía para las restricciones de los materiales en aplicaciones de servicio agrio (fluidos con H₂S). Para las aplicaciones del sistema BEC esta especificación puede seguir en tiempo los tratamientos térmicos específicos y las propiedades mecánicas se mantienen para la línea de ejes y los componentes de las carcasas (**Figura 4.62**). Aunque se da una dirección a la industria para el uso de materiales en ambientes H₂S, la especificación excluye el equipo subsuperficial incluyendo los sistemas BEC.

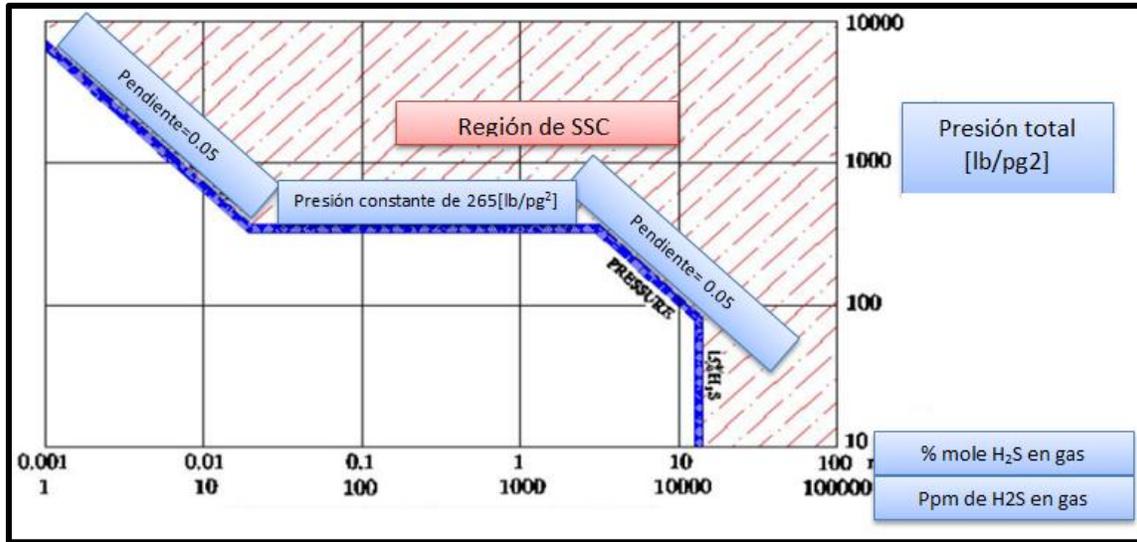


Figura 4.62 Contenido de H₂S contra presión para determinar el potencial de corrosión bajo tensión

El uso de las aleaciones ricas en níquel ha demostrado ser más propensos a la susceptibilidad agrietamiento, mientras con el incremento de temperatura las aleaciones de Ni-Cu se encontraron que son más sensibles al agrietamiento que las aleaciones Ni-Mo. Las aleaciones de Níquel-Molibdeno han demostrado ser todavía inadecuadas a la corrosión, mientras que la resistencia a la fisuración por hidrogeno se ve afectada por el contenido de cromo. Mediante el proceso de investigación se determinó que el potencial de agrietamiento se reduce a medida que aumenta el pH.

4.7.3 Producción de aceite con alto contenido de H₂S en Norte América

A pesar de que el H₂S se encuentra en todo el mundo los datos que se presentan en este caso especial proviene de las áreas de Canadá y del suroeste de los Estados Unidos. El trabajo cercano con un número de operadores en Canadá durante los pasados 20 años, enfocándose en concentraciones de H₂S arriba del 44%, en donde las investigaciones se enfocaron en la protección en contra H₂S a mediados de los 90 en donde la vida operativa de los equipos se vía reducida en

pozos que producían en gran cantidad este gas. Mientras se determinaba la causa principal de cada falla, con una corrección específica al problema, las especificaciones de los equipos eran redefinidas. Con cada pequeña modificación hacían que esos componentes causaran la reducción de la vida operativa de la bomba con la intención de remediar algunos problemas. Las causas de las fallas originalmente se localizaban en la bomba y en el separador de gas, relacionados con la formación de incrustaciones, empuje descendente, y corrosión. Mientras los problemas iniciales eran corregidos, nuevas cuestiones en los componentes se convertían en el punto principal de falla llevando a nuevas barreras de plomo, cables especiales, nuevos componentes de la mufa. Había también un énfasis en proponer procedimientos de manejo e instalación que incrementaran la fiabilidad del sistema BEC a través de buenas prácticas de servicio de campo.

4.7.4 Niveles de Metalurgia para materiales para la protección del H₂S

También se encontró que sí el motor se sobre dimensionaba, la vida de operación del motor se incrementaba significativamente. Diseños previos implementaron en prácticas estándar de carga de motores de 90-95% de gasto nominal. Con las nuevas aplicaciones sobre dimensionar el motor reduciría la carga a 80-85%, una reducción de la tensión o voltaje eléctrico sobre los componentes, esto incrementaba la vida de operación. A partir de la **figura 4.63**, se puede determinar los niveles de H₂S que se clasifican su contenido desde despreciable a moderado en función de las temperaturas de fondo de pozo. En el campo, las temperaturas de 200[°F], 250[°F] y 325 [°F] corresponden a valores de 3%, 2% y 1% respectivamente para nivel 1 de metalurgia en el equipo pero a temperaturas más bajas con mayor frecuencia en aplicaciones de pozos de agua. El nivel 1 incluye el uso de carcasas de acero al carbono, cabezas, bases, sujetadores de aleación con níquel y cobre, acoplamientos hechos con níquel. Como las concentraciones de H₂S aumentan la exigencia de pasar al Nivel 2 o nivel 3 en donde una metalurgia diferente se hace evidente.

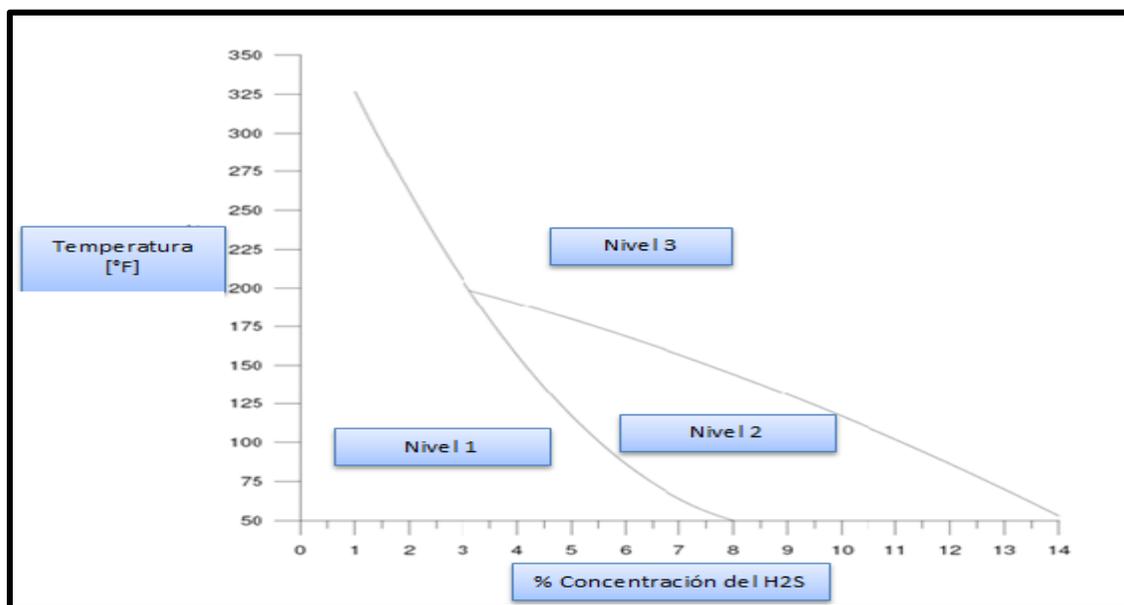


Figura 4.63 Guía de selección de los niveles de metalurgia de acuerdo a los niveles de H₂S y temperatura

El nivel 2 es limitado a 200 [°F] a una concentración menor de H₂S, reservándose este equipo principalmente para aplicaciones de pozos de agua o aceite. La adición importante a los sistemas de Nivel 2 es la capa externa de las carcassas de acero al carbono, cabezas y bases con un mínimo de 6 milésimas de pulgada (0.0006 pg) de recubrimiento compuesto principalmente de níquel y cobre. El uso de 0.010 [pg] de recubrimiento pueden ofrecer protección adicional cuando se requiera.

El nivel 3, maneja un mínimo de 6% de H₂S a 200[°F] y 12% de H₂S a 150[°F] dentro de las especificaciones de diseño actuales. En ciertas áreas en Canadá, 45% de H₂S con temperaturas de 194[°F] se ha experimentado con éxito operaciones de entre seis meses y un año. Una larga vida de operación es subjetiva, un año en operación es notable en estas condiciones pero se consideraría prematuro en pozos de agua en una ciudad. El Nivel 3 también incorpora el uso de recubrimientos de aleaciones de níquel-cobre, en las carcassas de acero, bases, y cabezas. El uso de carcassas con 9Cr o 13Cr con acero inoxidable 416 es también una opción. Además carburo de tungsteno es buscado para reforzar los cojinetes, el uso de un pereflluoreslastomero para ser un componente de los materiales de los elastómeros, y mufas de cobre-níquel reemplazan a las mufas de acero inoxidable. En general todo esto añade mayor protección y limita la habilidad del H₂S de interactuar con los metales y elastómeros expuestos al paso de los fluidos.

Los cables y las extensiones son también afectados por la presencia del H₂S. Los aspectos más importantes es la protección del conductor de cobre contra el

contacto de los fluidos del pozo y la preocupación de la migración del H₂S. Para el nivel 1 de H₂S en un pozo, las selecciones del cable de potencia y de la conexión son aceptables sin ninguna consideración especial. Cuando se aproximan a las condiciones de temperaturas y concentraciones de H₂S del nivel 2, el uso de una barrera de plomo en el cable es requerido. En estos niveles de concentraciones una cubierta de plomo sobre la mufa con chapa de oro con aleación de níquel-cobre evita que el H₂S ataque a los conductores.

Como se discutió, el H₂S puede tener un efecto dañino en el equipo del sistema BEC resultando en una falla prematura y en costos no esperados. Las consecuencias de que el equipo falle debido a las fallas relacionadas con el H₂S (Agrietamiento, fisuración, generación de sulfuro de hierro y ácido sulfhídrico) son tan grandes que pueden disminuir la eficiencia del sistema BEC en caso de no considerar diferentes opciones de metalurgia y protección contra los componentes más expuesto al H₂S. Para que el sistema BEC sea competitivo en costos se necesita aumentar la protección del sistema contra los crecientes niveles de H₂S. Las metalurgias y nuevos elastómeros discutidos en este caso especial, permiten tener un conocimiento de los niveles de H₂S y temperaturas que con una selección adecuada de materiales pueden lograr aumentar la vida operativa del sistema BEC. La tecnología hoy en día camina a pasos agigantados, llegarán momentos, en donde será necesario calificar los equipos actuales o localizar nuevos materiales, “mejores” que puedan manejar el desafío cada vez mayor en la industria petrolera, en específico en el área de producción con el sistema BEC.

4.8 Tablas comparativas de las tecnologías aplicadas en los casos especiales del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido

La instalación convencional del sistema BEC no puede ser aplicada en muchos tipos de aceite, estas condiciones difieren de las ideales para el funcionamiento de una bomba centrífuga, esto es debido a que su operación se basa en un solo fluido de baja viscosidad y relativamente grandes gastos. La operación de todo el sistema BEC es determinado esencialmente por el rendimiento de su bomba, en condiciones menores a las óptimas de operación pueden afectar severamente la eficiencia de este sistema artificial de producción. Las siguientes tablas resumen las aplicaciones de las tecnologías utilizadas para contrarrestar cada problemática encontrada en cada caso especial

Caso	Bombeo electrocentrífugo en pozos con alto contenido de gas libre utilizando una bomba helicoaxial
Lugar	República del Congo
Características	Estos yacimientos presentan anticlinales fallados que se localizan en el arrecife continental congolés Albian y Cenomanian, a partir de yacimientos dolomitizados con viscosidad del aceite de 0.9[c.p] y $k=50$ [mD]
Problemática	Estos campos están produciendo usando el bombeo electrocentrífugo BEC sin embargo, la caída de presión o abatimiento de presión entre la presión de entrada y la presión de salida de la bomba BEC ha sido limitada por la tecnología de un manejador avanzado de gas, que típicamente no puede manejar fracciones de volumen de gas más altas que el 40%. La compañía E&P Congo instaló tres equipos BEC con una bomba helicoaxial en los campos Likalala y Kombi.
Solución	Instalación tres equipos BEC con una bomba helicoaxial en los campos Likalala y Kombi.
Resultados	Después de casi dos años de operaciones en los pozos Likalala 106 y Kombi 102, la producción se ha estabilizado y se incrementó como resultado de la eliminación de cierres de pozo. En un tercer pozo Likalala 112, la tecnología helicoaxial aseguró que los objetivos de producción fueran logrados a pesar de inesperadas altas RGA y fracciones de volumen de gas. Los análisis de estas aplicaciones se enfocaron en el sistema BEC y en un análisis nodal que demuestran la capacidad de un gran manejo de las fracciones de volumen de gas.

Caso	Tubería flexible como tubería de producción en pozos del campo Al Rayyan utilizando el sistema de bombeo electrocentrífugo
Lugar	Qatar, campo Al rayan
Características	La producción de aceite es a partir yacimientos carbonatados que requieren el uso de sistemas artificiales como el sistema BEC. Relativa baja RGA y temperatura
Problemática	La preocupación sobre el costo de los trabajos de reparación de pozos, así como la incertidumbre de la disponibilidad de una torre de perforación cuando el equipo BEC fallase. Se decidió que el sistema BEC tuviese una innovación en su diseño que no dependiera de una torre de perforación para que la bomba se extrajera a superficie y en caso de una falla sin solución se reemplazara, todo esto con un costo menor en comparación al sistema BEC convencional.
Solución	Esto llevo al desarrollo de la tubería flexible desplegada en el bombeo electrocentrífugo, como un método técnicamente factible y económicamente rentable.
Resultados	<ul style="list-style-type: none">• Reduce los costos al eliminar la necesidad de movilizar un equipo de perforación.• En el pozo se reduce el tiempo para el trabajo de la terminación y el tiempo en el cual el pozo vuelve a producir cuando el equipo BEC ha fallado.• El cable de potencia está dentro de la tubería flexible y por lo tanto no está expuesto a los fluidos del pozo o a un daño mecánico mientras se instala el equipo o se recupera.• No se requieren abrazaderas para asegurar el cable, como en el caso de un cable externo montado al exterior de la tubería de producción, eliminando la basura potencial que se pudiera generar en el pozo por desprendimiento de las abrazaderas.• Permite una mejor contención de los fluidos del pozo que tienen un contenido relativamente de H₂S.

Caso	
Estimulación de pozos con quelantes, en pozos con el sistema BEC	
Lugar	Provincia de Napo Ecuador
Características	En Ecuador, el aceite es producido desde yacimientos arenosos con baja presión que cuentan con una permeabilidad que va desde 100 a 2,000 [mD] en los cuales se utiliza el sistema artificial de bombeo electrocentrífugo.
Problemática	<p>.</p> <p>La estimulación en formaciones productoras de arena típicamente requiere una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico para disolver los minerales que causan el daño a la formación. El ácido fluorhídrico reacciona y disuelve los minerales solubles en ácido clorhídrico, además de disolver o parcialmente disolver los materiales silíceos tales como bentonita y arcillas de origen natural de la formación. Debido a que el uso de estos tratamientos con ácido son corrosivos, es muy común practicarlos en pozos con relativa baja presión en los cuales anteriormente se extrae la bomba electrocentrífuga para ejecutar un tratamiento de estimulación para prevenir el daño en ellas, provocando costos adicionales y producción diferida.</p>
Solución	Usando un nuevo sistema no ácido convencional con quelatos hizo posible estimular pozos terminados con el sistema BEC o en pozos con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de extraer el equipo BEC para el tratamiento de estimulación.
Resultados	El sistema de estimulación no acida con quelante exitosamente ha sido utilizado en más de 10 pozos terminados con bombeo electrocentrífugo. En muchos casos, la producción en esos pozos se incrementó un 35%. Además, el costo de tratamiento fue 70% menos que los tratamientos por los cuales una torre de reparación de pozos es usada, por otra parte el tiempo de cierre fue reducido desde días a horas. Debido al ahorro de tiempo y de costos, esta técnica debe ser particularmente beneficiada en campos marginados, donde el uso, disponibilidad y la economía de un equipo de reparación de pozos es una cuestión frecuente.

Caso	Aplicación del sistema de bombeo electrocentrífugo en aseguramiento de flujo en el campo Jubarte en Brasil
Lugar	Campo Jubarte, Brasil ubicado en Costa Afuera
Características	El campo jubarte presenta bajo contenido de gas libre y con las siguiente propiedades $\phi=0.23$ y $k= 1200$ [mD], $\mu_o= 12$ [cp], $T_{yac}= 76$ [°C] $P_{ws}= 289.9$ [Kgf/cm ²], hicieron al campo Jubarte un exelente candidato a operar mediante el sistema BEC ya sea como sistema Boosting o instalado dentro del pozo productor.
Problemática	. La necesidad de un sistema de artificial de producción adecuado a lo largo de la vida productiva del campo, que pudiera transportar los fluidos desde el lecho marino hacia la superficie, a grandes gastos asegurando su producción técnica y económicamente posible
Solución	Bombeo electrocentrífugo en el fondo marino dentro de un módulo de bombeo, compuesto de una base adaptiva y un módulo de bombeo recuperable instalado a 200[m] lejos del pozo
Resultados	<ul style="list-style-type: none">• La reducción de los costos y tiempos de intervención• Reducción de los trabajos de reparación de pozos en el caso de reemplazar la bomba.• diseño del sistema es hacer posible el uso del sistema BEC de gran potencia y de enorme capacidad de levantamiento (debido al diámetro relativamente grande de la bomba"

Caso	Bombeo electrocentrífugo aplicado en procesos de inyección de vapor asistido por gravedad SAGD con producción de sólidos abrasivos
Lugar	Areniscas del norte de Alberta (Canadá).
Características	El desarrollo de proyectos de inyección de vapor son paralelos a los requerimientos para el desarrollo del equipo usado para operar en ambientes sumamente hostiles (alto H ₂ S), materiales resistentes al H ₂ S pueden ser usados en varias configuraciones dependiendo de la cantidad de H ₂ S y las temperaturas de fondo fluyendo
Problemática	Los pozos que implican la operación de inyección de vapor las temperaturas de fondo fluyendo pueden alcanzar 180 [°C] a 250 [°C], imposible de manejar para un sistema BEC convencional.
Solución	Minimizar los elastómeros; Las extremas temperaturas y el gas libre se combinan para crear un ambiente que no es propicio para los elastómeros de hoy. El entorno cambiante del fondo del pozo con frecuencia requiere que los elastómeros se flexionen, cambien, se degraden, complicando aún más la aplicación. <ul style="list-style-type: none">• Diferentes materiales y diferentes procesos de endurecimiento fueron puestos a prueba como carburo de tungsteno, etapas de la bomba con recubrimiento, y procesos de boronización.
Resultados	<ul style="list-style-type: none">• Permitir una expansión del aceite adicional: En cuanto las temperaturas se incrementan el volumen del aceite del motor también lo hace proporcionalmente.• Permitir la expansión térmica de componentes mecánicos: Los componentes mecánicos crecen radialmente y axialmente mientras la temperatura se incrementa.• Permitir un amplio rango de expansión de los cojinetes: Los cojinetes radiales o de empuje en las interfaces en el motor, la sección de sello, el manejador de gas y en las bombas centrifugas para que todos estos componentes puedan operar en condiciones de temperatura arriba de los 400 [°F].• Aumento del aislamiento eléctrico, debido a que una regla muy común es que por cada incremento de 10 [°C] (18 °F) la vida operativa del cable de potencia del sistema BEC se reduce a la mitad, por lo que el aislamiento se debe de incrementarse en consecuencia.

Caso	El desarrollo y aplicación de un inhibidor de incrustaciones para el sistema BEC
Lugar	Montañas Rocosas en Estados Unidos
Problemática	<p>Los sistemas BEC son particularmente sensibles a la formación de incrustación de carbonato de calcio debido a las temperaturas extremas que pueden desarrollar, para ello frecuentemente se requiere una continua inyección de químicos para controlar este problema.</p>
Solución	<p>Proceso de selección de inhibidores de incrustaciones apto a las condiciones del pozo y de los fluidos del yacimiento</p> <ul style="list-style-type: none">• Inhibidor con estabilidad térmica y una compatibilidad con los fluidos y el agua producidos.• Pruebas de precipitación dinámica de incrustaciones• Eficiencia de la inhibición de carbonato de calcio, con muestras sin calentamiento y con calentamiento(Comprobación de la capilaridad y degradación química)• Pruebas de estabilidad a temperaturas del medio ambiente bajas para comprobar la estabilidad del inhibidor de incrustaciones.• Métodos de monitoreo del desempeño de los inhibidores de incrustaciones (Escaneo microscópico de electrones).
Resultados	<ul style="list-style-type: none">• El análisis de sólidos suspendidos de las muestras del agua de producción que se obtuvo en la cabeza del pozos mediante estudios de rayos X y escaneo microscópico de electrones después de dos semanas de la aplicación continua del inhibidor de incrustaciones. Muestran una cantidad muy pequeña de sólidos suspendidos, por lo que significativamente se ha reducido la cantidad observada comparada anteriormente del bombeo del inhibidor de incrustaciones.• Estos pozos han sido tratados por seis meses, con excelentes resultados a partir del inicio de tratamiento, ha sido aplicado en múltiples pozos produciendo mediante el sistema BEC como sistema artificial con resultados similares.

Caso	Desafíos del ácido sulfhídrico en los sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido
Lugar	Canadá y el suroeste de los Estados Unidos
Problemática	<p>La presencia de H₂S puede resultar en varias formas de corrosión que atacan a los sistemas BEC, causando fallas prematuras que resultan en la pérdida de producción, los sistemas BEC han demostrado ser buenos candidatos para pozos con concentraciones de H₂S arriba del 40 %.</p>
Solución	<p>Usando la aplicación de materiales resistentes al H₂S en diferentes configuraciones dependiendo de las cantidades de H₂S y de las temperaturas de fondo, permiten ser la mejor combinación para defender los componentes del sistema de producción. Ejes, coples, sujetadores y carcasas resistentes en ambientes de alta corrosión son la mejor protección contra elementos corrosivo.</p> <p>El cable y su extensión se benefician a partir de la aplicación de una barrera de protección de plomo. El plomo es un elemento estable que es denso y maleable, ofreciendo una protección excelente contra la corrosión en el sistema eléctrico. Todas esas combinaciones son capaces de incrementar la fiabilidad de los sistemas BEC incluso donde este se expone a ambientes altamente corrosivos.</p>
Resultados	<p>La creación de un modelo grafico que determina el tipo de metalurgia clasificada en tres niveles de acuerdo a los niveles de concentración de H₂S y de la temperatura.</p>

Referencias del capítulo 4

- 1 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 2 http://go.hrw.com/atlas/span_htm/qatar.htm
- 3 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
- 4 <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/4e/MapaSageo-Ecuador-Napo.png>
- 5 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012
- 6 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, C zar A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS “**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**”, 19083-MS March 2008.
- 7 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPs**”, SPE 150646 ,December 2011
- 8 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010
- 9 M.A. Sikes, SPE, D.L. Adams, J.P. Qi, K. Wonitoy “**H2S Challenges Presented to ESP Systems**”, SPE 141170 ,September 2011

Lista de Figuras Capitulo 4

- 4.1 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.2 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.3 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.4 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.5 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.6 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.7 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011

- 4.8 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.9 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.10 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.11 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.12 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.13 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.14 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.15 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
- 4.16 http://go.hrw.com/atlas/span_htm/qatar.htm
- 4.17 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
- 4.18 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
- 4.19 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
- 4.20 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
- 4.21 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
- 4.22 <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/4e/MapaSageo-Ecuador-Napo.png>
- 4.23 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012
- 4.24 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012

4.25 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador **"Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps"**, SPE 152320, 2012

4.26 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador **"Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps"**, SPE 152320, 2012

4.27 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador **"Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps"**, SPE 152320, 2012

4.28 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador **"Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps"**, SPE 152320, 2012

4.29 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador **"Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps"**, SPE 152320, 2012

4.30 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008.

4.31 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.32 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.33 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.34 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.35 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.36 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.37 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.38 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **"Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil"**, 19083-MS March 2008

4.39 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS “**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**”, 19083-MS March 2008

4.40 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS “**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**”, 19083-MS March 2008

4.41 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS “**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**”, 19083-MS March 2008

4.42 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.43 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.45 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.46 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.47 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.48 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.49 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.50 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.51 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.52 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, “**Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS**”, SPE 150646 ,December 2011

4.53 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.54 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.55 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.56 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.57 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.58 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.59 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company “**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**”, SPE 135127, October 2010

4.60 M.A. Sikes, SPE, D.L. Adams, J.P. Qi, K. Wonitoy “**H2S Challenges Presented to ESP Systems**”, SPE 141170 ,September 2011

4.61 M.A. Sikes, SPE, D.L. Adams, J.P. Qi, K. Wonitoy “**H2S Challenges Presented to ESP Systems**”, SPE 141170 ,September 2011

4.62 M.A. Sikes, SPE, D.L. Adams, J.P. Qi, K. Wonitoy “**H2S Challenges Presented to ESP Systems**”, SPE 141170 ,September 2011

4.63 M.A. Sikes, SPE, D.L. Adams, J.P. Qi, K. Wonitoy “**H2S Challenges Presented to ESP Systems**”, SPE 141170 ,September 2011.

Referencias de tablas Capitulo 4

Tabla 4.1 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011

Tabla 4.2 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005

Tabla 4.3 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005

Tabla 4.4 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012

Tabla 4.5 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012

Tabla 4.6 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012

Tabla 4.7 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador "**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**", SPE 152320, 2012

Tabla 4.8 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador "**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**", SPE 152320, 2012

Tabla 4.9 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS "**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**", 19083-MS March 2008

Tabla 4.10 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS "**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**", 19083-MS March 2008

Tabla 4.11 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS "**Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil**", 19083-MS March 2008

Tabla 4.12 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company "**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**", SPE 135127, October 2010

Tabla 4.13 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company "**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**", SPE 135127, October 2010

Tabla 4.14 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company "**Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather**", SPE 135127, October 2010

CAPÍTULO 5

Análisis y discusión de resultados

El yacimiento es una sección de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, el gas y el aceite se encuentran en los poros de la roca a una presión y una temperatura

Más del 90% de los pozos productores de petróleo requieren alguna forma de levantamiento artificial. La mayoría de estos pozos se encuentran ubicados en campos marginales, también conocidos como campos maduras. Se utilizan técnicas de levantamiento artificial cuando los yacimientos no cuentan con suficiente energía como para producir petróleo o gas en forma natural conduciéndoles a la superficie, o cuando los regímenes de producción no son los deseados. Asociado en general con campos marginales, este déficit energético se produce habitualmente cuando la presión del yacimiento se ha agotado a través de la producción. No obstante, las estrategias de sistema artificial se empelan en una amplia variedad de pozos incluyen desde pozos de aguas profundas con infraestructura submarina que producen a altos regímenes de producción, hasta los pozos más viejos de los campos más longevos.

En los campos marginales, el mantenimiento de la presión y los métodos de recuperación secundaria y terciaria ayudan a extender la vida productiva del yacimiento a nivel del campo; sin embargo, tarde o temprano, el interés termina centrándose en el manejo de pozos individuales. Por ejemplo, los pozos situados en campos sometidos a procesos de recuperación secundaria mediante inyección de agua a menudo producen grandes volúmenes de agua, por lo que requieren el empleo de técnicas de sistema artificial para mantener volúmenes económicos de producción de petróleo. En ciertos campos los pozos producen más de un 90% de agua y el aumento del porcentaje de petróleo producido en un 1% puede marcar una diferencia enorme en lo que respecta a viabilidad económica.

La decisión acerca del tipo de sistema artificial a desplegar es más complicada e implica la evaluación de las características del yacimiento, tales como temperatura, presión, regímenes de producción óptimos y propiedades de los fluidos, y de las particularidades del pozo; profundidad, inclinación, configuración de la terminación, instalaciones de superficie y tipo de energía para producir el levantamiento.

Despliegue de sistemas artificiales en todo el mundo. El bombeo mecánico representa sin duda el método de sistema artificial más común utilizado en la actualidad, bajo el impulso de la gran cantidad de pozos situados en los campos marginales de América del Norte. Los sistemas de bombeo electrocentrífugo son desplegados en casi 60% de los pozos que requieren métodos de sistema artificial diferentes al bombeo mecánico. Rusia actualmente utiliza más sistemas BEC que cualquier otro país. No obstante, a medida que maduren los campos petroleros de todo el mundo, se espera un crecimiento significativo del empleo de los sistemas BEC, dados su gran versatilidad y sus mayores capacidades volumétricas.

Actualmente, más de 100,000 bombas electrocentrifugas se encuentran operando en el mundo. La mayoría de los sistemas BEC están instalados en campos marginales de EUA, Europa, y Asia. Se espera que la utilización de los sistemas BEC en Medio Oriente aumente significativamente en los próximos años, al incrementar los requerimientos de aplicación de los sistemas artificiales.

Las técnicas de supervisión de la bomba, vigilancia rutinaria, diagnóstico y control, han contribuido a maximizar tanto la vida operativa del sistema de bombeo como el desempeño del pozo. En muchos casos, las acciones de supervisión son reactivas, alertando a los operadores acerca de la existencia de fallas de funcionamiento de la bomba o del sistema de suministro de energía, o fallas en la terminación del pozo. Las prácticas de supervisión, realizadas a lo largo de toda la vida operativa del sistema BEC, proveen valiosa información para identificar la causa de la falla en caso de que el sistema falle antes de su expectativa de vida normal. La supervisión del sistema de bombeo también se traduce en medidas proactivas, instando a la implementación de prácticas de operación mejoradas que aumentan la vida operativa de la bomba, la productividad y el flujo de caja.

Estos sistemas se despliegan ahora a profundidades de pozos de 4570 [m](15,000 pies) y en diámetros de tuberías de revestimiento que oscilan entre 4 ½ y 13 3/8 pulgadas, arrojando regímenes de producción que fluctúan entre 150[Bpd](24 m³/día) y 100,000 [Bpd](15,900 m³/día). La determinación del tamaño y tipo de bomba que ha de instalarse depende de las geometrías del pozo y de la terminación y de las características de producción anticipadas.

5.1 Gas libre en la entrada de la bomba

El gas producido en los pozos de aceite puede afectar drásticamente el desempeño y la longevidad de la bomba. Cuando el volumen de gas libre presente en el fluido se aproxima a 10% por volumen, puede producirse obturación por gas. La obturación por gas es una forma de cavitación que hace que las bombas funcionen a un ritmo irregular y fallen prematuramente.

La bomba del sistema BEC es un dispositivo dinámico que imparte una velocidad de rotación alta en el fluido que entra en el impulsor. La cantidad de energía cinética pasa de ser proporcional a la densidad del fluido bombeado. Debido a que las partículas de líquido tienen relativamente una gran densidad, estas reciben una gran cantidad de energía cinética que, después de pasar por las etapas de la bomba, se convierte en energía de presión. Por otro lado, el gas y el líquido aunque los dos son sometidos a la misma velocidad de rotación, el gas libre no puede producir la misma cantidad de incremento de presión porque la energía cinética impartida por el impulsor sobre el gas es significativamente más baja debido a la muy baja densidad de la fase gaseosa. Por estas razones el rendimiento de la bomba siempre es deteriorado si con el líquido entra gas en la succión de la bomba.

A pesar de la separación natural en el anular o en la operación del separador de gas, el gas puede eventualmente alcanzar la bomba. El gas libre en la bomba deteriora rápidamente la eficiencia de la misma, los volúmenes de gas incrementados pueden causar fluctuaciones en la salida de la bomba llevando a cambios cíclicos en la carga del motor y en el consumo de corriente. La corriente del motor empieza a fluctuar en consecuencia el controlador del motor en superficie apagará la unidad BEC. Esto ocasionará cierres frecuentes del sistema, aumentando los reinicios del equipo, por lo tanto el motor se dañará y la vida de operación de la instalación se reducirá severamente.

La presencia de gas libre en la entrada de la bomba y en la descarga involucra implicaciones adicionales en el diseño de la instalación del sistema BEC. En condiciones ideales, los pozos producen fluidos libres de gas, la bomba debe producirlos a una presión de entrada arriba de la presión de burbuja de los fluidos así no habría gas libre presente en la succión de la bomba.

Esto requeriría una inmersión suficientemente grande de la bomba por debajo del nivel dinámico de líquido causando una alta presión de fondo fluyendo, P_{wf} , limitando severamente la tasa de producción o gasto del pozo, q . Esta es la razón del porque, en la mayoría de los casos, soluciones específicas (instalaciones no convencionales, separadores de gas, etc.) tienen que ser considerados cuando se producen fluidos con alta RGA en el sistema artificial por bombeo electrocentrífugo.

Hay muchas soluciones disponibles para controlar la interferencia del gas en la operación del equipo BEC.

- Si la separación natural es insuficiente y el gas libre entra al sistema BEC, se debe separar y expulsar el gas libre en el espacio anular antes de que este entre a la bomba. Los separadores de gas rotativos se utilizan para este propósito.
- Si el gas no puede ser separado antes de que llegue a la bomba, el uso de bombas espaciales pueden manejar el gas libre junto con el líquido sin que ocurra una degradación severa en el bombeo.

A niveles de gas libre manejables, este problema se puede aliviarse de distintas maneras. El mantenimiento de una presión de admisión de bomba más alta evita que se forme gas libre en el fondo del pozo. Reducir el régimen de producción o emplazar al sistema BEC en una posición más baja dentro del pozo son dos formas de incrementar la presión de admisión, aumentando de este modo el peso de la columna de fluido que se encuentra por encima del punto de admisión de la bomba. Otra forma común de manejar la presencia de gas libre es mediante la instalación de un dispositivo de tratamiento de gas, o separador de gas, debajo de la sección de la bomba, lo que permite que gran parte del gas pase por alto la sección de la bomba. La nueva tecnología, tal como el sistema de tratamiento de gas Poseidon o bomba helicoaxial, ha demostrado la capacidad para manejar volúmenes de gas libre de hasta un 75% sin que se produzca obturación o

bloqueo por gas aumentando efectivamente los regímenes de producción de líquidos y extendiendo la vida útil del motor BEC.

Independientemente de la fuente o la naturaleza de las inclusiones de gas en la corriente de flujo, pueden producirse problemas cuando el gas llega al sistema BEC. La experiencia reciente ha puesto de manifiesto que la selección de la solución de manejador de gas más adecuado no es una tarea simple. La razón es que las inclusiones de gas se pueden manifestar de muchas maneras desde pequeñas burbujas a grandes acumulaciones de gas.

Debido a que el régimen de formación de gas libre puede ser variable, un monitoreo en tiempo real del flujo, presión y temperatura proporcionan información valiosa en la decisión del mejor método de manejo de gas, pero también tiene importantes beneficios a largo plazo para detectar cambios en la operación que podría conducir a una falla prematura de la bomba.

Las bombas BEC generalmente tienen una tolerancia baja al gas, usualmente no más que 10% a 20% de fracción de volumen de gas. Debido a que el sistema BEC se basa en la fuerza centrífuga para mover el fluido, generalmente en forma radial o una combinación de forma radial y axial. Las zonas de alta y baja presión se crean en las paletas de cada etapa de la bomba. Mientras el gas entra a la bomba, la fase de gas más ligera debido a su densidad se desliza aparte de la fase del fluido más pesado y se acumula en la zona de baja presión hasta que finalmente bloquea el paso de toda la paleta o alabe en la etapa de la bomba.

En esta manera, mientras el gas entra a la etapa de la bomba electrocentrífuga, eventualmente causara un bloqueo por gas. El resultado es un aumento drástico en la temperatura del bobinado del motor y una fuerte disminución de la carga del motor. Para altas fracciones de gas libre, varias técnicas de rotación pueden ser empleadas. Estas técnicas agregan energía a la corriente de flujo para estimular al proceso de separación. Los separadores centrífugos asisten en la separación de gas del líquido y dispersan el gas a través de orificios de descarga en la carcasa para ser producidos en el espacio anular.

Los manejadores avanzados de gas operan bajo el principio de homogeneizar la mezcla de producción de fluido antes de la entrada a la bomba. El manejador de gas permite que un incremento en las fracciones de gas libre que sobrepasan la efectividad de un separador centrífugo permita manejar un mayor porcentaje de fracciones de gas libre. Los manejadores avanzados de gas homogenizan las fases líquida y gas, comprimen una porción de la parte posterior de gas en solución y se induce un efecto de elevación de gas en la tubería de producción encima de la bomba. Esto permite a la bomba producir la mezcla con un límite del 45% de fracciones de gas libre sin bloqueo por gas, reduciendo la carga de la bomba y mejorando en forma general la eficiencia de levantamiento.

La técnica más efectiva, en términos de manejo de gas, emplea la tecnología de flujo axial que tiene capacidad de manejar efectivamente hasta un 75 %. Desarrollado conjuntamente por Institut Francais du Pétrole (IFP), Total, and

Statoil, la bomba helicoaxial (Poseidon), el sistema está diseñado para grandes cantidades de gas libre en pozos de aceite o de altos gastos en pozos de gas que requieren eliminación de agua y se producen mediante los sistemas BEC. Este ha sido caracterizado como un manejador multifásico debido a que puede lidiar con una amplia gama de regímenes de flujo de gas. Este puede ser instalado arriba del separador, o directamente en la entrada de la bomba.

Este dispositivo agrega una velocidad al fluido en un punto donde la bomba centrífuga puede manejarlo. Una etapa especialmente diseñada para flujo axial asegura una buena mezcla entre el gas y el líquido. Esto rompe las burbujas grandes de gas, se reduce el volumen de gas, y prepara la bomba para la producción. La mezcla líquida de gas es empujada a través de las etapas de la bomba

El sistema de manejador multifásico de gas eficientemente maneja altos porcentajes de gas libre. Se puede utilizar en unidades BEC instaladas en pozos con alta RGA ya no aptos previamente para esta tecnología o puede instalarse en pozos submarinos. Los sistemas actuales de manejo de gas se basan en la fuerza centrífuga para transferir energía a la mezcla de líquido y gas. Incluso con contenido de gas libre de 10% a 20% en la bomba, el líquido y el gas se separan. La eficiencia energética de transferencia disminuye. Si el gas acumulado es suficiente, la bomba se bloqueará por el gas y evitará el movimiento del fluido. Una etapa especialmente diseñada para flujo axial asegura una buena mezcla entre el gas y el líquido. Esto rompe las burbujas grandes de gas, se reduce el volumen de gas, y prepara la bomba para la producción. La mezcla líquida de gas es empujada a través de las etapas de la bomba.

Los resultados de la aplicación de la Bomba helicoaxial en los pozos Likalala 106 y 122 y Kombi 102 En esta caso de estudio se demostró que la bomba helicoaxial Poseidón es capaz de ser aplicada en pozos que presentan una relación de gas libre de hasta 70%. Además de ser una función de la fracción de gas, el desempeño de la bomba se encontró que es dependiente de la presión de entrada en la bomba. Es posible que el rendimiento de la bomba dependa de la velocidad de rotación para una mejor eficiencia, la bomba helicoaxial ha estabilizado la producción de los pozos y ha eliminado los costosos cierres de producción. Esta bomba incremento la producción ya que esta es función del tiempo activo del pozo, y por lo tanto se espera que también se incremente la vida de operación de las bombas electrocentrifugas.

Los pozos Likalala 106 y Kombi 102, la caída de presión y la alta producción se incrementaron como resultado de la instalación de la bomba Poseidón, en valores de fracción de gas libre grandes.

Este caso de estudio y, más importante aún, la evaluación comparativa del rendimiento de los equipos para su uso en futuras aplicaciones fue posible gracias a la disponibilidad de datos, que incluye las mediciones de los gastos, así como los métodos de recopilación de datos y almacenamiento.

Después de casi dos años de operaciones en los pozos Likalala 106 y Kombi 102, la producción se ha estabilizado y se incrementó como resultado de la eliminación de cierres de pozo. En un tercer pozo Likalala 112, la tecnología helicoaxial asegura que los objetivos de producción fueran logrados a pesar de inesperadas altas RGA y fracciones de volumen de gas. Los analices de estas aplicaciones se enfocaron en el sistema BEC y en un análisis nodal que demuestran la capacidad de un gran manejo de las fracciones de volumen de gas

5.2 Bombeo electrocentrífugo desplegado con tubería flexible

Alguna vez se consideró a la tubería flexible de alto riesgo y aplicable solamente a servicios especiales, pero en los últimos años se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos.

En los últimos años se han registrado avances significativos en lo que respecta a materiales y fabricación de unidades de tubería flexible. La disponibilidad de aceros virtualmente libre de defectos con límites elásticos cada vez más altos y aleaciones resistentes a la corrosión, y las mejoras introducidas en el fresado de los tubos, tales como secciones planas más largas, soldaduras en diagonal y diámetros de tubería más largos actuaron como factores esenciales en la expansión de la utilización de la tecnología de tubería flexible.

Los equipos y técnicas de CT modernos presentan numerosas ventajas con respecto a las unidades de perforación, terminación y reparación de pozos, tales ventajas incluyen la movilización rápida y los costos más bajos, la aceleración de las operaciones como consecuencia de la eliminación de la necesidad de efectuar interrupciones para conectar los empalmes de las tuberías, y las capacidades de cargas razonablemente grandes en alcances verticales más profundos y de alto ángulo, en comparación con las operaciones con cable o línea de acero.

Una evaluación de las operaciones y los requisitos de las plataformas, y las regulaciones locales, ayudaron a los ingenieros a desarrollar nuevas unidades de tubería flexibles. El objetivo del nuevo diseño era lograr reducciones en el tiempo de montaje y en el tiempo de ciclo operacional general para alcanzar un incremento de la eficiencia y una reducción del personal a cargo de las unidades, las unidades de hoy en día CT SEAS está constituida por componentes modulares que resultan fáciles de entregar y armar, producen niveles de descarga nulos y optimizan el aprovechamiento de espacio en áreas marinas. La flexibilidad en lo que respecta a la disposición del equipo reduce el tiempo de montaje y mejora las operaciones de TF. Las unidades CT marinas convencionales implican típicamente 54 elevaciones de la grúa para su montaje; la nueva unidad reduce esta cifra a 36. Los componentes de la unidad CT SEAS son transportados a la localización del pozo sobre patines, previamente armados y probados, para reducir el número de elevaciones de grúa y manipuleo manual del equipo. El

cabezal del inyector es transportado con el conector instalado. Un cuello de cisne auto plegable y el proceso parcialmente automático de inserción de la tubería flexible en el cabezal del inyector limitan la exposición del personal a diversos peligros. El uso de la tubería flexible como tubería de producción utilizando al sistema BEC como sistema artificial de producción, a probado ser una tecnología eficiente. El cable de alimentación del sistema de bombeo electrocentrífugo auto portante minimiza los costos de la unidad de TF y los costos de instalación. El cable ya no se ata en la tubería flexible durante el despliegue en la localización del pozo sino que permanece protegido en un fluido inhibido. La tubería flexible también puede ser utilizada como conducto hidráulico para el accionamiento por presión de los empacadores, las válvulas de seguridad u otros equipos de fondo de pozo.

El control de pozos con lodo pesado, previo a la instalación de una bomba BEC, es costoso y requiere mucho tiempo, y a menudo produce una reducción de la productividad del pozo debido al daño de la formación. El sistema de TF con BEC permite el despliegue rápido y seguro de la tubería flexible en un pozo, bajo presión. La colocación del cable de alimentación dentro de la tubería flexible garantiza la formación de un sello seguro dentro del conjunto de preventores de reventón y el cabezal del extractor durante su instalación

En México se debe tener un continuo desarrollo de varios frentes, orientados en su mayor parte al mejoramiento de la seguridad, la confiabilidad y la eficacia de las operaciones con tubería flexible.

Desde su concepción las unidades de BEC han sobresalido en los sistemas artificiales de producción al manejar grandes gastos en comparación con los otros tipos de SAP y su manejo en aplicaciones costa afuera han probado que es un sistema altamente rentable, esto es creíble debido a que hoy en día aproximadamente el 10% de la producción de aceite es producida por las instalaciones de Bombeo Electrocentrífugo.

Los avances registrados recientemente en la tecnología de TF con BEC, incluyendo los cables de alimentación internos, de transmisión de datos y de fibra óptica, han posibilitado la producción de pozos que exhiben altas velocidades de flujo, con un volumen de hasta 3,180 [m³/día] (20,000 [Bpd]) de fluido dentro de la tubería de revestimiento de 7[pg]. Para condiciones de pozo que no permiten el flujo ascendente por la tubería de revestimiento, el despliegue de un sistema de TF con BEC en el interior de la tubería de producción de 7[pg] aísla los fluidos producidos tanto de la tubería de revestimiento del pozo de 9 $\frac{5}{8}$ [pg] como del cable de alimentación del sistema BEC.

La tecnología de TF con BEC tiene una trayectoria comprobada, con más de 20 instalaciones en todo el mundo. Anadarko Petroleum ha instalado 12 terminaciones de REDACoil en Qatar. Las configuraciones de estos sistemas eran del tipo admisión inferior con producción anular. Estos pozos tiene tubería de

revestimiento de 9 5/8 a 1219 [m] (4,000 pies) TVD, con 1920[m] de profundidad medida. La máxima inclinación del pozo en la profundidad de la bomba es de 86°.

La configuración actual de los sistemas de TF con BEC están compuestas por una tubería flexible de 2 3/8[pg] con un cable de limentacion interno, un conector inferior, motores una base de motor universal, un protector, un cabezal de descarga, bombas y un protector de admisión y empuje. El arreglo de fondo de pozo de 46 [m] (150 pies) se instala dentro de una tubería de revestimiento corta de 7[pg]. La producción de fluido oscila entre 1272 1907 m³/día (8000 y 12000 Bpd), con sólo de 2,864 m³/día [100 Mpc/día] de gas. La temperatura de fondo de pozo es de 68[°C] (155°F). La terminación inferior contiene una válvula de seguridad de fondo de pozo asentada a una profundidad determinada, una camisa de deslizamiento, medidores de presión y temperaturas permanentes, y mandriles de inyección química.

En áreas marinas, la tecnología CT expande las aplicaciones de bombas BEC cuando es factible la instalación a través de la tubería producción, eliminando la necesidad de efectuar reparaciones con equipos convencionales y minimizando el tiempo inactivo y la producción diferida. Esta técnica flexible única, tiene potencial en campos marinos pequeños o marginales, donde no existe infraestructura para el levantamiento por gas o donde se requiere la conversión del proceso de levantamiento artificial por gas a bombeo eléctrico centrífugo.

En el campo Magpie del Mar del Sur de China, en el Sureste de Asia, Shell Brunei instaló dos terminaciones de TF con BEC marinas similares alas del campo en Qatar salvo por la utilización de tubería flexible de 2[pg] en lugar de la tubería flexible de 2 3/8 [pg]. La profundidad de los pozos oscila entre 1036 y 1158 m k(3400 y 3800 [pies]), con inclinaciones que fluctúan entre 60 y 65 [°C].

Shell seleccionó el sistema de BEC con TF para satisfacer los objetivos de costos de reparación durante la conversión del proceso de levantamiento artificial por bombeo neumático a bombas BEC, al producirse la maduración del campo. Combinado con tecnologías tales como el manipulador o manejador de gas avanzado y las barreras mecánicas adicionales, el sistema de TF con BEC permitió reducir los costos y aumentar la producción de petróleo en dos pozos. La producción de la primera instalación de TF con BEC, el pozo 14 del campo Magpie, aumento a 350 [m³/día] (2,201 Bpd), es decir, un 56% más que con el diseño de sistema artificial por gas que implicó un aumento a 225 [m³/día].

En el segundo pozo, la producción con bomba electrocentrifuga aumento a 725 [m³/día] (4560 Bpd); es decir, un 32% más que los 550 [m³/día](3,459 Bpd) obtenidos con el diseño de sistema artificial por bombeo Neumático. Shell estima la conversión del proceso de bombeo neumático a bombeo electrocentrífugo permitirá recuperar 540,000 [m³](3.4 millones de barriles) incrementales de petróleo en el primer pozo y 318,00 [m³](2 millones de barriles en el segundo. El sistema TF con BEC instalado en el pozo 14 del campo Magpie continúa operando luego de haber transcurrido más de 4 años y medio de su instalación.

5.3 Estimulación de pozos con sistema BEC

La estimulación de yacimientos de areniscas típicamente requiere de una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico para disolver los minerales que dañan la formación. El HF reacciona con y disuelve todos los minerales solubles en HCl, además de disolver parcialmente materiales con alto contenido de sílice tales como bentonita y arcillas naturales de la formación. Debido a que los tratamientos son corrosivos, es común practicarlo en pozos con baja presión en donde se necesita extraer la bomba electrocentrifuga previamente para realizar el tratamiento de la estimulación con el fin de evitar un daño a la bomba. Estas prácticas tienen efectos en costos adicionales de producción y tiempo diferido. En muchos yacimientos del mundo existen pozos que producen de yacimientos de areniscas con baja presión usando los sistemas de bombeo electrocentrifugo. En muchos de estos casos la producción del yacimiento es limitada por las incrustaciones o migración de finos. Los yacimientos con baja presión frecuentemente resultan en un daño adicional por los trabajos de reparación de pozos debido a la pérdida del fluido de terminación, emulsiones e inestabilidad de la arcilla. Muchos operadores prefieren producir el pozo con la formación dañada más que exponer al equipo BEC a los fluidos corrosivos para remover el daño o generar adicionalmente daño durante un trabajo de reparación de pozos.

Los agentes quelantes utilizados habitualmente en los servicios de campos petroleros son ácidos orgánicos complejos. Estos compuestos no sólo ligan los metales, sino que son agentes de disolución activos en las reacciones de acidificación. Los tratamientos de estimulación de pozos con agentes quelantes ofrecen diversas ventajas, incluyendo velocidades de reacción retardadas, tasas de corrosión bajas y más beneficios para la salud, la seguridad y el medio ambiente. Si bien los agentes quelantes, tales como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), han sido utilizados ampliamente para el control de la precipitación de hierro, los agentes quelantes derivados del ácido hidroxiaminopolicarboxílico (HACA) poseen la ventaja adicional de la alta solubilidad en ácido, y su rol principal es la acidificación de la matriz. Las velocidades de reacción más lentas, exhibidas por los agentes quelantes HACA a altas temperaturas, poseen implicancias importantes. En los carbonatos, las velocidades más lentas permiten la creación de agujeros de gusanos eficientes, mientras que en las areniscas existen menos posibilidades de daño de las formaciones sensibles. La baja corrosión es otra característica importante de los agentes quelantes HACA. Por ejemplo, a temperatura elevada, el ácido hidroxietilendiaminotriacético (HEDTA) exhibe tasas de corrosión que son hasta un orden de magnitud más bajas que las de los ácidos minerales convencionales.

Usando un sistema quelante con alto pH (NACS) como fluido de estimulación hace posible estimular los pozos terminados con el sistema BEC o con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de extraer el equipo BEC para el tratamiento de la estimulación.

Mediante pruebas de laboratorio se expuso los componentes del sistema BEC a diferentes tratamientos de estimulación ácido y a estimulación con quelantes durante periodos de tiempo similares a los que ocurren en una operación promedio de reparación de pozos. Los resultados fueron que el fluido NACS hecho a base de quelatos fue capaz de remover tanto las incrustaciones de calcio como solidos finos, previniendo su migración mientras se minimizaba la corrosión

La estimulación con quelantes exitosamente ha sido unos tratamientos comunes en más de 10 pozos en los campos de aceite de ecuador, todos terminados con el sistema BEC. En muchos casos, la producción se incrementó alrededor de un 35%, además el costo de tratamiento fue menor que los tratamientos para cada trabajo de estimulación en el cual se utilizaba una torre o mástil para la extracción del sistema BEC. Aproximadamente la producción diferida fue reducida desde días a horas. Debido al ahorro de los costos y tiempo, esta técnica debería ser particularmente benéfica en campos marginales donde la disponibilidad de una torre y su economía son frecuentemente una cuestión.

5.4 Aguas profundas sistema BEC

Hoy en día, en aguas de mayor profundidad, se terminan cabezales de pozos y árboles de producción instalados sobre el lecho del mar, conectados con líneas de flujo para transportar los hidrocarburos hasta superficie. Las estructuras de superficie pueden ser embarcaciones de producción flotantes de almacenamiento y descarga (FPSO, por sus siglas en ingles). El control de los pozos submarinos activos para realizar pruebas, terminaciones e intervenciones requiere el uso de equipos confiables y diseñados especialmente para tales propósitos. Por lo general, los fluidos deben recorrer varios kilómetros de tuberías y muchas veces dependen de bombas electrocentrifugas u otras técnicas de sistema artificial de producción para poder llegar a la superficie.

Para poder alcanzar una producción óptima de hidrocarburos de los pozos de aguas profundas, es necesario prestar especial atención al mantenimiento de las condiciones de flujo. El garantizar la fluencia constituye un esfuerzo multidisciplinario que comprende distintos aspectos, desde la deposición de asfáltenos y la formación de hidratos hasta las propiedades de fluencia de los hidrocarburos y la confiabilidad de la línea de flujo. Cualquier problema potencial que pudiera dificultar el flujo de hidrocarburos desde yacimiento hacia la embarcación o la tubería de producción se incluye dentro del aseguramiento de flujo.

En las zonas marinas de Brasil, como en otras zonas, el diseño de los desarrollos de yacimientos situados bajo aguas profundas se ha visto limitado por las presiones de los yacimientos, ya que de ellas dependía la distancia aceptable entre el pozo y la plataforma sin una pérdida crítica. La disminución de la presión se puede compensar por medio de la inyección de agua, mientras que la contrapresión se puede reducir con el levantamiento artificial por bombeo

Neumático. Sin embargo, la eficiencia de este sistema disminuye en pozos con largas conexiones horizontales, típicas de las terminaciones submarinas. Para mantener la producción de crudo en estos pozos submarinos de aguas profundas es preciso encontrar nuevas soluciones para incrementar las tasas de flujo, simplificar el diseño de las instalaciones de producción, disminuir el número de plataformas de producción y reducir las inversiones y los costos operativos. Varias soluciones se encuentran en proceso de investigación, entre las que se incluye el aseguramiento de flujo con bombeo electrocentrífugo.

Para hacer posible el uso de bombas electrocentrifugas a grandes profundidades, las bombas deberían garantizar el flujo hacia las instalaciones de superficie a través de conexiones prolongas.

La bomba electrocentrifuga constituye el elemento clave para el éxito del aseguramiento de flujo. Debido a los elevados costos de las intervenciones en aguas profundas, la confiabilidad y la duración de los equipamientos resultan factores de gran importancia. La integración del sistema de terminación con el equipamiento de la bomba electrocentrifuga es fundamental, lo cual se debería tener en cuenta durante la planificación de los pozos en aguas profundas.

Refuerzo submarino compañías petroleras como Statoil, BP Amoco, Exxon Mobil y Petrobras han instalado bombas de refuerzo (boosting) multifásicas submarinas como método alternativo a las bombas de fondo. Esta opción resulta atractiva cuando la producción de un gran número de pozos puede combinarse en el fondo del mar e impulsar desde un conjunto de válvulas de producción, o bien cuando la presión de fluencia en el yacimiento cae por debajo del punto de burbujeo. Cuando se instalan bombas multifásicas sobre el lecho marino, éstas se encuentran más cerca del yacimiento que si se instalaran al nivel del mar, con lo cual se mejora la altura de succión de la bomba y se logra utilizar un sistema de mayor potencia. Este equipo se instaló por primera vez en diciembre de 1997 en el sur del Mar de China, en el campo Lufeng operado por Statoil. Se instalaron cinco bombas de refuerzo multifásicas fabricadas por Framo Engineering a 330 [m](1082 pies) de profundidad bajo el nivel del mar. Desde entonces, las bombas han levantado más de 50 millones de barriles (8 millones de m³) de líquido, sin ningún tipo de conveniente hasta el año 2002. Otras instalaciones de bombas multifásicas se encuentran en el campo Topacio, ubicado en la zona marina de Guinea Ecuatorial, donde Exxon Mobil opera las bombas Framo instaladas a más de 500[m] bajo el nivel del mar para mejorar la producción del campo petrolero.

5.5 Altas temperaturas en el sistema BEC

Junto con la profundidad de los pozos también crecieron los desafíos asociados con las operaciones BEC. Las elevadas temperaturas relacionadas con los pozos más profundos degradan los sistemas de aislamiento y sellado de las bombas electrocentrifugas, produciendo finalmente la falla del motor. Para superar estos

desafíos, los avances registrados en las tecnologías de aislamiento y sellado a altas temperaturas llevaron los márgenes de temperatura de trabajo de las bombas electrocentrifugas más allá de los 450[°F]. Además de tolerar la temperatura geotérmica, los motores BEC generan su propio calor relacionado con la carga de la bomba como una fracción de la potencia del motor. El desarrollo de los nuevos controladores de variadores de velocidad, para los sistemas BEC otorga a los operadores la flexibilidad necesaria para variar la velocidad de los motores a fin de lograr velocidades de bombeo óptimas a frecuencias variables, manejando mejor la energía y en consecuencia el calor. Cuanto más tiene que bajar el motor, más elevada es su temperatura de bobinado. Además, se debe considerar la velocidad del fluido a la profundidad del motor para el enfriamiento del mismo. Los pozos con alta presión y temperatura “HPPH” son aquellos cuya temperatura de fondo alcanza los 150 [°C] (300 °F) o su presión de fondo asciende a 10,000[lb/pg²].

La merma de suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los aceites pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para aceites convencionales.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

La tecnología de los sistemas BEC evolucionó a través de los años para abordar las exigencias de las condiciones operativas y los requisitos de producción, tolerando temperaturas operativas más elevadas, superiores a 232 [°C](450°F) e incrementando la producción de gas y sólidos.

El petróleo pesado generalmente se dejaba de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero a la disminución del petróleo “fácil” se ha convertido en el objetivo a largo plazo de las compañías explotadores de petróleo. A nivel mundial existen más de 6 trillones de barriles (1 trillón de m³) de petróleo en sitios atribuidos a hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo que merecen una atención más esmerada.

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportara un yacimiento, la densidad y la viscosidad del

petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petroleros densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos de producciones especiales pero no insuperables. Los petróleos crudos naturales exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determinan cuan fácilmente fluirá el petróleo.

Ciertos tipos de yacimientos HPHT no se benefician demasiado de los tratamientos de acidificación de la matriz o los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Quizás los mejores ejemplos son los yacimientos de aceite pesado, en los que el método de estimulación preferido implica la reducción de la viscosidad del aceite mediante la inyección de vapor de agua. La generación de vapor comprende aproximadamente el 75% de los costos de operación de estimulación por inyección de vapor asistida por drene gravitacional (SAGD). La reducción de la relación de vapor-aceite (SOR) y el mantenimiento de un régimen de producción óptimo son claves para el mejoramiento de la rentabilidad. La disminución de la entrada de vapor ahorra energía, reduce el volumen de agua producida y los costos de tratamiento. Se puede lograr una reducción de la relación SOR del 10 al 25% mediante la utilización de sistemas de bombeo electrocentrífugo (BEC)

En Orinoco, Venezuela se utilizó exitosamente el bombeo electrocentrífugo para levantar los fluidos producidos mediante SAGD en pozos horizontales. El crudo presento una densidad de 9.5°API, la bomba utilizada tenía la capacidad de 2900[Bpd], contaba con doble separador de gas y resistía una temperatura de 450[°F](232°C), el motor tenía una potencia de 305 [HP] y estaba equipado con un sensor para monitorear la presión y la temperatura. Se utilizó nitrógeno como aislante térmico para proteger la tubería de revestimiento, el vapor inyectado tenía una calidad del 80%, la máxima presión de inyección fue de 1300 [lb/pg²] y la temperatura máxima de 580[°F](304 °C) en la cabeza del pozo. La producción se inició con una presión de fondo de 975[lb/pg²] y una temperatura de fondo de 282[°F](138.8°C), se utilizó un diluyente de 22 °API para disminuir la densidad del aceite además de enfriarlo, de manera que pudiera ser bombeado sin dañar el equipo. La temperatura máxima permitida fue de 300 [°F](148°C) y se tuvo un incremento de la producción de 150 [Bpd]a 950[Bpd] con la inyección SAGD

En Canadá, para el proceso SAGD, la temperatura de fondo está entre 180°C y 209°C, mientras que las bombas electrocentrifugas estándar soportan temperaturas de hasta 149[°C], sin embargo, se han desarrollado componentes como motores, cables, bombas y protectores avanzados, que se han adaptado para resistir temperaturas de hasta 218[°C]. SUNOR ha instalado 21 de estos sistemas, los cuales tienen capacidad de reducir la presión fluyendo para mejorar la relación vapor-aceite (SOR). Esto significa una reducción directa en los costos de operación y mantenimiento, ya que se ahorran millones de dólares en el tratamiento de agua y en el combustible necesario para generar vapor. La línea del sistema BEC de SUNCOR presenta una vida productiva mayor a 500 días.

Los sistemas BEC permiten explotar los yacimientos a presiones independientes de la presión en cabeza del pozo o las presiones del separador, incrementando de ese modo la eficiencia del proceso de inyección de vapor y reduciendo el costo de producción en al menos 1.00 \$ por barril de petrolero producido. Numerosos operadores de Canadá, incluyendo Encana, Suncor, Conoco Philips, Nexen, TOTAL, Husky y Blackrock, han instalado el sistema BEC para condiciones de alta temperatura REDA HOTLINE550 en pozos que producen por inyección de vapor. Diseñado para operar continuamente a una temperatura de motor interna de hasta 288[°C] (550 °F), o a una temperatura de fondo de pozo de 218 [°C](425°F), el equipo emplea un proceso de aislamiento termoplástico del bobinado del motor para altas temperaturas y está construido para compensar las tasas variables de expansión y contracción de los diferentes materiales de la bomba. Muchas de estas instalaciones han operado en forma ininterrumpida durante más de dos años.

La producción de aceite pesado, aceite extrapesado y bitumen es vital para satisfacer el incremento de la demanda de aceite en el mundo, ya que la producción de aceite convencional ha decrecido de una manera significativa. El éxito de los sistemas BEC en temperaturas extremas ha contribuido a la explotación de reservas de aceite muy pesado y además de ser un candidato eficiente y económico en las estrategias de numerosos proyectos para explotar estos campos por más de cinco años. La mayoría de los desarrollos tecnológicos continúan llevándose a cabo en los yacimientos de areniscas de Alberta Canadá.

Se están trabajando en el desarrollo en bombas que soporten y que puedan trabajar continuamente sin presentar una falla en temperaturas cada vez altas con ayuda de los pensamientos innovadores de los ingenieros que impulsan a la búsqueda incesante de aumentar la vida productiva de los sistemas BEC en temperaturas extremas.

5.6 Incrustaciones en el sistema BEC

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de aceite produce agua, o que utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los disparos o se forma una capa espesa sobre las paredes de la tubería de producción. Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de terminación, como las válvulas de seguridad y el bombeo electrocentrífugo. Se debe considerar que los costos pueden llegar a ser enormes:

la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción. Hasta no hace mucho tiempo, los métodos de tratamiento eran limitados y poco efectivos. Cuando se forma las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en límite de saturación para ciertas fases minerales. La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión.

La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el CO_2 como el H_2S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos. La acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porque los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipamientos de terminación de fondo. La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones, que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

El efecto primario en la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de flujo. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible al acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes

quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo

El costo directo de quitar las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250,000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada, que resulta aún más elevado. Así como en la práctica médica se dice que es mejor prevenir que curar; mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones

La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio, aún en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica

Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. En efecto, con el uso de este tipo de inhibidores la formación de residuos minerales desciende a concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores respecto de una proporción estequiométrica equilibrada, con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento.

Los sistemas BEC cuando fallan incrementan los costos debido a los trabajos de reparación de pozos, la producción pérdida, y la logística pueden causar muchos factores, incluyendo sólidos erosivos que pueden también ser atrapados dentro de la entrada de la bomba o de sus etapas, los problemas mecánicos o eléctricos, depositación de incrustaciones. Los sistemas BEC son particularmente sensibles a la formación de incrustación de carbonato de calcio debido a las temperaturas extremas que pueden desarrollar, para ello frecuentemente se requiere una continua inyección de químicos para controlar este problema.

Continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones para el sistema BEC mitigan la incrustación de carbonato de calcio siendo una práctica común. Sin embargo, la elección de cada inhibidor requiere de cuidadosas consideraciones debido a las altas temperaturas que se pueden desarrollar y que pueden llevar a la depositación del inhibidor

La formación de las incrustaciones de carbonato de calcio en los sistemas BEC es un contribuyente a las fallas del sistema BEC. Grandes caídas de presión combinadas con altas temperaturas incrementan el riesgo de la depositación del carbonato de calcio incluso sistemas de incrustación mínimos. La carcasa del motor del sistema BEC puede alcanzar altas temperaturas a bajas presiones durante la producción. Estas condiciones de presión y temperatura incrementan el riesgo de depositación de incrustaciones de calcita, que también es un contribuyente a ocasionar una falla en el sistema BEC. La formación de incrustaciones sobre la carcasa del motor actúa como un aislamiento, evitando la transferencia de calor desde el motor hacia los fluidos del pozo, causando que el motor tenga un enfriamiento ineficiente. Cualquier depositación de incrustación sobre los impulsores de la bomba puede causar un desequilibrio y vibración sobre estos, degradando el desempeño de esta.

Cuidadosas consideraciones han llevado a la selección de inhibidores de incrustaciones que cumplirían con los requisitos de una estabilidad térmica y una compatibilidad con los fluidos y el agua producidos.

5.7 Corrosión en pozos con el sistema BEC

La corrosión es uno de los grandes problemas en la industria petrolera, que cada año induce a los ingenieros a pensar y a desarrollar diferentes formas de controlarla para poder trabajar durante un tiempo determinado sin que se produzca alguna falla en los componentes del sistema integral de producción. Tan solo en EUA el costo total directo por corrosión es de aproximadamente de 276,000 millones por año, aproximadamente un 3.1% del producto interno(PIB) de ese país.

La corrosión es causada por diversos mecanismos, incluyendo los efectos electroquímicos, químicos y mecánicos. Una forma de mitigar esta acción consiste en utilizar aleaciones resistentes a la corrosión, tales como el acero al cromo en lugar del acero al carbono. Otra consiste en utilizar un cubrimiento, cuya forma más simple es la pintura. Un diseño puede requerir protección catódica que trasfiere el efecto corrosivo de los componentes estructurales esenciales a una piza de metal no esencial de sacrificio.

Un elemento fundamental en la lucha contra la corrosión es el monitoreo. Además de mitigar los costos directos, el monitoreo de la corrosión reduce los riesgos para la seguridad y el medio ambiente mediante la detección de puntos débiles antes de que fallen o presenten fugas En la superficie, el monitoreo a veces puede efectuarse visualmente pero además existen herramientas diseñadas para detectar pérdidas ocultas en metales debidas a la corrosión. En cuanto a las sartas de tubería de revestimiento y tuberías de producción, y equipos de fondo de pozo, las herramientas de adquisición de registros constituyen la única forma de monitoreo.

La corrosión es un fenómeno espontáneo que se presenta prácticamente en todos los materiales procesados por el hombre. Si bien existen varias definiciones, es común describir la corrosión como una oxidación acelerada y continua que desgasta, deteriora y que incluso puede afectar la integridad física y química de los objetos o estructuras. Este proceso se presenta durante la terminación de un pozo y su producción. De todas las fallas que ocurren durante la industria de gas y petrolero, la corrosión es una de las más importantes; ocasionando pérdidas que pueden llegar a cifras muy importantes. La mayoría de los equipos utilizados en la industria están constituidos de metal, estos al estar dentro del pozo, están en riesgo de sufrir procesos de corrosión debido a la presencia de gases disueltos como el H₂S, CO₂, estas sustancias químicas están en equilibrio con las tres fases aceite, agua y gas por lo que pueden existir diferentes concentraciones dadas por la solubilidades correspondientes a cada fase.

Con el paso de los años, los pozos en producción comienzan a aumentar su contenido de agua, ya sea por causas naturales o por inyección para recuperación secundaria, y asociada con ella se presentan los primeros signos de corrosión. Se han desarrollado nuevas tecnologías que permitieron aumentar la profundidad de los pozos, lo cual hizo a su vez más difícil de controlar la corrosión por métodos químicos, o mediante la utilización de materiales resistentes a la corrosión capaces de admitir las tensiones impuestas a las bombas por las nuevas profundidades.

Cuando hay corrosión, no es posible eliminarla totalmente sino que se trata de reducir el daño a valores aceptables en términos técnicos-económicos. En general la corrosión dependerá del pH y del porcentaje de contenido de agua. También intervienen factores como la temperatura de fondo de pozo.

Cuando se está en presencia de un pozo corrosivo, lo primero a tener en cuenta es el desarrollo de un programa de aplicación de inhibidores.

El sistema de extracción por bombeo electrocentrífuga, la bomba es el componente con mayor contacto con los fluidos producidos, para ello la tecnología ha avanzado en la creación de nuevas aleaciones e inhibidores anti-corrosivos de tal manera que se pueda aumentar la vida operativa del sistema BEC disminuyendo los costos por cierres de pozo o reemplazamiento de la bomba.

Otro aspecto perjudicial de los ambientes operativos de alta temperatura es la corrosión acelerada producida por los fluidos de fondo de pozo. A presiones y temperaturas elevadas, el ácido sulfhídrico [H₂S], el dióxido de carbono y ciertos productos químicos utilizados en tratamientos de pozos pueden dañar los sellos, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos que atacan los componentes críticos del motor. El material aislante de los cables utilizados para suministrar energía a la bomba eléctrica sumergible y la recolección de datos también son elementos vulnerables en estos entornos. A nivel industrial, el quemado del motor atribuido al ingreso del agua es una de las causas más comunes de las fallas relacionadas con los equipos de los sistemas BEC.

Las concentraciones del H₂S y CO₂ en México de algunos pozos están dadas en

Cada año, la corrosión le cuesta millones de dólares al campo petrolífero. Una gran porción de estos costos se debe al reemplazo de los materiales de acero. Otros gastos incluyen el tiempo perdido en la perforación debido a reparaciones de los equipos, operaciones de pesca y viajes adicionales causados por fallas relacionadas con la corrosión. Muchos pozos tienen que ser perforados de nuevo debido a fallas de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento por la corrosión. No se pueden eliminar todos los problemas de corrosión causados por el fluido de producción y los elementos corrosivos, pero la mayoría pueden ser controlados median diagnóstico y tratamientos apropiados.

El sistema de bombeo electrocentrífugo es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usada para la producción de crudos y extrapesados, es considerado como un medio eficiente para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo. La presencia de H₂S puede resultar en varias formas de corrosión que atacan a los sistemas BEC, causando fallas prematuras que resultan en la pérdida de producción, los sistemas BEC han demostrado ser buenos candidatos para pozos con concentraciones de H₂S arriba del 40 %. Las temperaturas de fondo de 325 [°F] con cantidades medibles de H₂S también han dado resultados positivos Usando la aplicación de materiales resistentes al H₂S en diferentes configuraciones dependiendo de las cantidades de H₂S y de las temperaturas de fondo, permiten ser la mejor combinación para defender los componentes del sistema de producción. Ejes, coples, sujetadores y carcasas resistentes en ambientes de alta corrosión son la mejor protección contra elementos corrosivos. El cable y su extensión se benefician a partir de la aplicación de una barrera de protección de plomo. El plomo es un elemento estable que es denso y maleable, ofreciendo una protección excelente contra la corrosión en el sistema eléctrico. Todas esas combinaciones son capaces de incrementar la fiabilidad de los sistemas BEC incluso donde este se expone a ambientes altamente corrosivo.

Conclusiones

- El sistema de bombeo electrocentrífugo es un sistema artificial de producción que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.
- El bombeo electrocentrífugo sumergido ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico.
- Un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características que no afecten su funcionamiento como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del sistema.
- Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades.
- Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.
- El gas producido en los pozos de aceite puede afectar drásticamente el desempeño y la longevidad de la bomba. Cuando el volumen de gas libre presente en el fluido se aproxima a 10% por volumen, puede producirse un bloqueo por gas.
- Una forma común de manejar la presencia de gas libre es mediante la instalación de un dispositivo de tratamiento de gas, o separador de gas, debajo de la sección de la bomba, lo que permite que gran parte del gas pase por alto la sección de la bomba.
- El sistema de tratamiento de gas Poseidon o bomba helicoaxial, ha demostrado la capacidad para manejar volúmenes de gas libre de hasta un 75% sin que se produzca obturación o bloqueo por gas aumentando efectivamente los regímenes de producción de líquidos y extendiendo la vida útil del motor BEC.
- El mejoramiento de las prácticas de fabricación y control de calidad de los tubulares tuvo un importante impacto positivo, pero la optimización de los equipos y el perfeccionamiento de las técnicas y procedimientos operacionales en el despliegue del bombeo electrocentrífugo mediante

tubería flexible desempeñaron un rol importante en lo que respecta al mejoramiento del desempeño y la confiabilidad de la tecnología.

- Los sistemas de bombas electrocentrifugas BEC, bajadas con tubería flexible y con cables de alimentación internos reducen los costos de instalación y las pérdidas de tiempo de producción asociadas con pozos remotos o de alto costo, así como en plataformas marinas donde el espacio y la disponibilidad del equipo de perforación son limitados.
- La estimulación en formaciones productoras de arena típicamente requiere una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico para disolver los minerales que causan el daño a la formación. Debido a que el uso de estos tratamientos con ácido son corrosivos, es muy común practicarlos en pozos con relativa baja presión en los cuales anteriormente se extraía la bomba electrocentrifuga para ejecutar un tratamiento de estimulación para prevenir el daño en ellas, provocando costos adicionales y producción diferida.
- Usando un nuevo sistema no ácido convencional con quelatos hizo posible estimular pozos terminados con el sistema BEC o en pozos con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de extraer el equipo BEC para el tratamiento de estimulación.
- Los avances registrados en materia de diseño y manufactura de bombas electrocentrifugas están proporcionando ser un sistema artificial muy eficaz en la explotación de campos petroleros ubicados en aguas profundas.
- El desarrollo de la bomba electrocentrifuga como sistema Boosting permite ser una solución novedosa en aguas profundas para maximizar la producción y minimizar los costos, expandiendo por ende los límites de desarrollo económico de la tecnología submarina.
- El sistema BEC como sistema boosting es más eficiente que muchos otros sistemas de bombeo artificial y tienen un desempeño probado de operación en condiciones de altas temperaturas y presiones, lo que les hace ideales para entornos submarinos.
- En los pozos con alta presión y temperatura “HPHT”, el sistema BEC con los recientes avances en la fabricación de sus materiales, es posible utilizarlo en procesos de SAGD ya que aumenta el gasto producido y es recomendable para crudos pesados.
- Los sistemas BEC son particularmente sensibles a la formación de incrustación de carbonato de calcio debido a las temperaturas extremas que pueden desarrollar, para ello frecuentemente se requiere una continua inyección de químicos para controlar este problema.

-
- La formación de incrustaciones en la carcasa del motor actúa como un aislamiento, previniendo la transferencia de calor al motor por parte de los fluidos del pozo, causando que un enfriamiento insuficiente.
 - Cualquier tipo de depositación de incrustaciones sobre los impulsores de la bomba puede causar una vibración y desequilibrio, degradando el rendimiento de la bomba.
 - Continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones para el sistema BEC mitigan la incrustación de carbonato de calcio siendo una práctica común. Sin embargo, la elección de cada inhibidor requiere de cuidadosas consideraciones debido a las altas temperaturas que se pueden desarrollar y que pueden llevar a la depositación del inhibidor.
 - Los ambientes operativos de alta temperatura pueden provocar la corrosión acelerada producida por los fluidos del pozo.
 - A presiones y temperaturas elevadas, el ácido sulfhídrico [H₂S], el dióxido de carbono y ciertos productos químicos utilizados en tratamientos de pozos pueden dañar los sellos, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos que atacan los componentes críticos del motor.
 - No se pueden eliminar todos los problemas de corrosión causados por el fluido de producción y los elementos corrosivos, pero la mayoría pueden ser controlados median diagnóstico y tratamientos apropiados.
 - Una de las soluciones a este problema es la utilización adecuada de una aleación que permita la durabilidad y optima operación de los dispositivos metálicos del sistema BEC. Esto es posible gracias a los niveles de metalurgia para la protección del H₂S
 - Otro desafío común para los sistemas BEC existe en los pozos que producen sólidos abrasivos.
 - Los sólidos producidos, incluyendo arena de formación, apuntalantes e incrustaciones, causan desgaste excesivo cuando son absorbidos por la bomba.
 - Las bombas resistentes a la abrasión de Zirconia son excelentes soluciones para el aumento de la fiabilidad de la bomba y por ende la disminución de la producción diferida.

Recomendaciones

- Asegurarse que la energía que se suministre a los equipos BEC sea de calidad y continua (frecuencia, potencia, continuidad, etc.).
- Considerar las recomendaciones del documento API RP11 S, referentes a la operación, mantenimiento e instalación del equipo BEC, así como los rangos de operación recomendados para el sistema (temperatura de hasta 200 °C, gastos de 1,000 a 10,000 BPD, viscosidad de hasta 500 cp y una RGA de hasta 356 m³/m³, etc.).
- La utilización de los manejadores avanzados de gas y de bombas helicoaxiales son tecnologías que permiten trabajar a la bomba electrocentrifuga con alto contenido de gas libre en la entrada de la bomba.
- Se recomienda el uso del sistema BEC con TF debido a que reduce las pérdidas por fricción llevando a un gasto más alto de flujo o reduciendo los requerimientos de potencia.
- Se recomienda que el cable de potencia sea bajado en el interior de la TF para lograr un mejor funcionamiento e incremento de la vida productiva del mismo.
- Se recomienda el uso de un sistema no ácido convencional con quelatos para estimular pozos terminados con el sistema BEC o en pozos con terminaciones sensibles a la corrosión, sin la necesidad de extraer el equipo BEC para el tratamiento de estimulación.
- El sistema BEC es recomendable instalarlo cuando existe presencia de aceites pesados, ya que el acceso de gas de inyección es limitado o las presiones del fondo del pozo impiden que se implemente un bombeo neumático en operaciones de aguas profundas.
- El sistema BEC como sistema Boosting es un método alternativo de bombas de fondo, y resulta conveniente cuando la producción de un gran número de pozos puede combinarse y ser impulsada por un conjunto de válvulas de producción.
- Se recomienda el desarrollo de equipos especiales BEC capaces de manejar condiciones extremas de operación, es decir en pozos con altas temperaturas.
- En operaciones de SAGD se recomienda utilizar el sistema BEC como un método económicamente y técnicamente fiable ya que reduce la SOR, tiene una producción flexible y mejora la flexibilidad en superficie al no manejar volúmenes de gas.

-
- Es recomendable continuos tratamientos de inhibidores de incrustaciones en el sistema BEC, para mitigar las incrustaciones de carbonato de calcio y por lo tanto reducir el riesgo de las fallas del equipo.
 - La evaluación de los efectos de temperatura sobre la estabilidad y desempeño del inhibidor es necesaria para asegurar la aplicabilidad del producto
 - Usando la aplicación de materiales resistentes al H₂S en diferentes configuraciones dependiendo de las cantidades de H₂S y de las temperaturas de fondo, permiten ser la mejor combinación para defender los componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido.

Bibliografía

- 1 Ing. Emaglin Hernández Medina, “Curso de sistemas artificiales de producción”, Halliburton. Ciudad del Carmen 2009.
- 2 Gómez Cabrera J. Ángel, “Apuntes de producción de pozos 1”, Facultad de ingeniería, UNAM. México, DF.
- 3 Gud, B., Lyons, W. and Ghalambor, “Petroleum Production Engineering a Computer Assisted Approach.
- 4 H.Dale Beggs,” Production optimization, using nodal analysis” OGCI Publications, 1999
- 5 Heriot-Watt University “Production technology I” Department of Petroleum Engineering,1999
- 6 Heriot-Watt University “Production technology II”Department of Petroleum Engineering,1999.
- 7 Serinpet; “ Bombeo de Cavidades Progresivas” <http://serinpet.com>
- 8 Kudo ;“Soluciones en levantamiento Artificial “www.kudupump.com
- 9 John R. Fanchei, Larry W.Lake “Petroleum Engineering Handbook vol4”
- 10 Marcelino Gomez Vicente ”Análisis Técnica y Económica de los Sistemas Artificiales de Producción Híbridos.
- 11 “SPE-93594-MS Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Well P” M. Taufan. Caltex Pacific Indonesia ,2005.
- 12 Gabor Takacs,” Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance”, Elsevier , 2009

-
- 13 Examination for the Degree of MENG in Petroleum Engineering ,“Production technology I”, Heriot-Watt University Department of Petroleum Engineering 1999
 - 14 http://www.caiesp.com/images/stories/documents/esp_brochure_1.0_email_2010.pdf
 - 15 http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/other/gassolution.pdf.
 - 16 Chad Bremner, Grant Harris, Alex Kosmala ” Tecnologías en evolución Bombas eléctricas sumergibles en evolución”, Primavera de 2007, Schlumberger.
 - 17 Gabor Takacs, ”Manual Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance”, Elsevier 2009
 - 18 http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/gas_solutions
 - 19 http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/win08
 - 20 Schlumberger ” Actualización de la tecnología en la tubería flexible” Oilfield Review, Verano de 2004
 - 21 http://www.omega-completion.com/downhole_dst_gauge_carrier.html
 - 22 <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=flapper%20valve>
 - 23 http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog
 - 24 http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp/2009
 - 25 <http://www.pemex.com>
 - 26 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN “Arboles submarinos de producción”, 2003

-
- 27 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN “Retos en el desarrollo y Explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste”, Octubre 2009
 - 28 Ben D Gould, “Use of Electrical Submersible Pumping Systems in Offshore and Subsea Environments”, OTC 21816, Mayo 2011
 - 29 Schlumberger “High Pressure, high temperature ”Oilfield Review, Otoño del 2008
 - 30 Schlumberger “La importancia del petróleo pesado” Oilfield Review, Otoño del 2006
 - 31 Schlumberger” La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención”, Oilfield Review, Otoño 1999
 - 32 Integrated Learning Technology “Tipos de Corrosion”, Corrosión en la industria petrolera Junio 2003
 - 33 David Hernández Morales,” Corrosión en tuberías, factores a considerar para el diseño y selección de tuberías”, Tamsa tenaris Group, Marzo 2004
 - 34 L Camilleri, Schlumberger; L Brunet and E. Segui ,”**Poseidon Gas Handling Technology: A case Study of Three ESP Wells in the Congo**” , SPE 141668, Septiembre 2011
 - 35 http://go.hrw.com/atlas/span_htm/qatar.htm
 - 36 K. Hood, SPE, Premier Artificial Lift Solutions, and J. Sanden, SPE, Anadarko Petroleum Corp, “**Coiled Tubing Deployed Bottom Intake ESP Developed for Al Rayyan Field, Offshore Qatar Nine Years of Experience**”, SPE10657-MS, 2005
 - 37 <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/4e/MapaSageo-Ecuador-Napo.png>
 - 38 M. Gallegos, SPE, A. Milne, SPE; C. Del Rio, SPE, Schlumberger; M. Robles, PetroEcuador “**Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Costs without Damaging Pumps**”, SPE 152320, 2012

-
- 39 Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M. Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro, PETROBRAS **“Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”**, 19083-MS March 2008.
- 40 Mohammed Issa, SPE, James Fleming, Kelvin Wonitoy, **“Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPS”**, SPE 150646 ,December 2011
- 41 Sandra Linares-Samaniego and Kevin Spicka, Nalco Company **“Developmente and Application of a Scale Inhibitor for Electrical Sumbmersible Pumps Suitable for Very Cold Weather”**, SPE 135127, October 2010
- 42 M.A. Sikes, SPE, D.L. Adams, J.P. Qi, K. Wonitoy **“H2S Challenges Presented to ESP Systems”**, SPE 141170 ,September 2011

Nomenclatura

<u>A</u>		
API	Densidad API	°API
<u>B</u>		
Bpd	Barriles por día	
<u>D</u>		
d	Diámetro	
<u>H</u>		
HP	Caballos de potencia	[HP]
<u>I</u>		
IP	Índice de productividad	[Bpd/lb/pg ²]
<u>K</u>		
k	Permeabilidad	[Darcys],[mD]
<u>M</u>		
Mmpce	Millones de petróleo crudo equivalente	
<u>P</u>		
ppm	Partes por millón	
P	Presión	[lb/pg ²],[kgf/cm ³]
<u>Q</u>		
q	Gasto de aceite	[bl/día]
Q	Calor transferido	
<u>R</u>		
RGA	Relación de gas-aceite	[pies ³ g@C.S/blo@C.S]
<u>T</u>		
T	Temperatura	[°C],[°F]
<u>W</u>		
WAT	Temperatura de formación de ceras	[°C],[°F]
μ	Viscosidad	[cp]
φ	Porosidad	[porcentaje o fracción]
ρ	Densidad	[gr/cm ³]

