



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
DE RECURSOS NARALES - PRODUCCIÓN

EFFECTO DEL ALTO CONTENIDO DE GASES CORROSIVOS EN EL TIEMPO DE VIDA
DEL BEC

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
SERGIO MALDONADO RODRÍGUEZ

TUTORES:
M.I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

DR. GERARDO ZAVALA OLIVARES
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD.MX. SEPTIEMBRE 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Martínez Romero Néstor
Secretario: M. C. Escobedo Zenil David
Vocal: Dr. Zavala Olivares Gerardo
1^{er.} Suplente: M. I. Bautista Fragoso Saúl
2^{d o.} Suplente: M. I. Ortega Benavides Horacio Andrés

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, Cd. MX, Instituto Mexicano Del Petróleo

TUTORES DE TESIS:

M.I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO

FIRMA

DR. GERARDO ZAVALA OLIVARES

FIRMA

Dedicatoria

A mis amados padres por su infinito apoyo y consejos

Agradecimientos

A la Universidad Autónoma de México (UNAM) por la oportunidad que me brindo de formarme profesionalmente y por permitirme vivir una gran etapa en compañía de amigos y profesores. También me gustaría agradecer Al consejo nacional de ciencia y tecnología (CONACYT) por el apoyo económico brindando durante mis estudios de maestría.

A mis tutores el Maestro Saúl Bautista y el Doctor Gerardo Zavala, por haberme brindado su experiencia, conocimiento y tiempo sin ellos este trabajo no hubiera sido posible. Gracias por su compromiso, dedicación, y haberme inspirado con su ejemplo a superarme profesionalmente.

A mis sinodales el M.I. Horacio Ortega Benavides, el M.C. David Escobedo Zenil y al Dr. Néstor Martínez Romero, que gracias a sus comentarios y observaciones este trabajo resulto mejor.

A mi hermana Monserrat por su apoyo incondicional, haberme ayudado siempre que me encontraba en problemas y por todo aquello que hace para que sea una mejor persona.

A mi abuela Luisa Natividad, por haberme acogido en su casa por tanto tiempo y enseñarme el significado de una comida casera hecha con amor.

A mi tía Araceli Lucina que me ha ayudado tanto durante toda mi etapa escolar, brindándome siempre su apoyo

A Celina Alejandra gracias por estar a mi lado tanto tiempo y ayudarme a mejorar cada día.

A mis amigos de la Maestría por su amistad sincera y por todas las experiencias vividas tanto dentro como fuera de la escuela. De igual forma me gustaría agradecer a todos mis amigos y familia a quienes no he citado aquí explícitamente, gracias por su amor y apoyo.

A mis padres Francisco Sergio Maldonado Robles y Felicitas Rodríguez González, por haberme brindado su amor, apoyo incondicional y siempre motivarme a cumplir mis metas. Gracias por estar siempre a mi lado

Contenido

Lista de Figuras	v
Lista de Tablas	viii
Resumen	x
Abstract	x
Introducción	xi
Objetivo general	xii
Objetivos específicos	xii
Capítulo I. Conceptos fundamentales del Equipo de Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	1
1.1. Descripción y breve historia del Bombeo Electrocentrífugo	2
1.2. Bombeo Electrocentrífugo en México	3
1.3. Descripción de los componentes del equipo de Bombeo electrocentrífugo.....	3
1.3.1. Componentes subsuperficiales	5
1.3.1.1. Bomba sumergible ^{1,4}	5
1.3.1.2. Protector o sello ^{1,4}	6
1.3.1.3. Motor eléctrico ^{1,5}	6
1.3.1.4. Separadores de gas ^{4,5}	7
1.3.1.5. Cables de potencia. ^{1,4}	8
1.3.1.6. Sensor de fondo ⁶	9
1.3.2. Componentes superficiales. ^{1,4,6}	9
1.3.2.1. Variadores de velocidad.....	9
1.3.2.2. Panel de interruptores	9
1.3.2.3. Transformadores.....	10
1.3.2.4. Caja de uniones	10
1.4. Avances en el desarrollo de mejoras en sistemas de bombeo electrocentrífugo en instalaciones costa afuera. ^{1,7,8,9}	10
Capítulo II. Análisis de la aplicación y Fallas del Sistemas De Bombeo Electrocentrífugo	16
2.1. Confiabilidad del sistema BEC	17
2.2. Ventajas del sistema BEC ^{5,1}	19
2.3. Limitaciones del sistema BEC ^{5,1}	19
2.4. Antecedentes del BEC en México ^{3,6}	20

2.4.1.	Región Norte	20
2.4.2.	Región Sur	21
2.4.3.	Región Marina Suroeste	21
2.4.4.	Región Marina Noreste	21
2.5.	Fallas Comunes en Sistemas BEC ^{2,17}	23
2.5.1.	Fallas Eléctricas.....	23
2.5.2.	Fallas en la Bomba.....	24
2.5.3.	Fallas en el Motor.....	25
2.5.4.	Fallas en el Sello o Protector	25
2.5.5.	Fallas del Eje	25
2.6.	Análisis de las Fallas de Acuerdo a su Causa ^{16,2,17}	26
2.6.1.	Terminación.....	27
2.6.2.	Instalación	29
2.6.3.	Fabricación	30
2.6.4.	Desgaste por Uso.....	31
2.6.5.	Operación	33
2.6.6.	Fluidos del Yacimiento	35
2.6.7.	Diseño del Sistema o Selección de Componentes.....	36
2.7.	Fallas en los equipos BEC instalados en México. ^{5,1}	38
Capítulo III. Corrosión por H₂S y CO₂		41
3.1.	Corrosión en la industria petrolera	42
3.2.	Naturaleza de la corrosión	43
3.3.	Termodinámica de la corrosión.....	45
3.3.1.	Energía libre.	45
3.3.2.	Potencial de celda	46
3.3.3.	Serie galvánica y electromotriz.	46
3.3.4.	Ecuación de Nernst.....	48
3.3.5.	Diagrama de Pourbaix	48
3.4.	Cinética de la corrosión.....	49
3.4.1.	Ecuación de Tafel ²⁴	50
3.4.2.	Potencial de corrosión o potencial mixto ²⁵	51
3.4.3.	Polarización y sobrepotencial ²⁵	52
3.5.	Medición y control de la velocidad de corrosión	54

3.5.1.	Método de extrapolación de Tafel.....	55
3.5.2.	Resistencia a la polarización lineal (Rp)	56
3.5.3.	Espectroscopia de impedancia electroquímica.....	57
3.5.4.	Ruido Electroquímico	58
3.5.5.	Inhibidores de corrosion	59
3.5.5.1.	Mecanismos de inhibición de la corrosión.....	60
3.6.	Corrosión por CO ₂	60
3.6.1.	Clasificación de los productos de corrosión.....	61
3.6.2.	Tipos de corrosión en presencia CO ₂	62
3.6.2.1.	Corrosión uniforme o generalizada.....	62
3.6.2.2.	Corrosión localizada	62
3.6.2.3.	Formación de una capa delgada, compacta y Adherente.....	63
3.6.3.	Mecanismos de la corrosión por CO ₂	63
3.7.	Corrosión por H ₂ S.....	64
3.7.1.	Productos de corrosión formados en la corrosión de un acero por H ₂ S.....	65
3.7.2.	Tipos de corrosión en presencia H ₂ S.....	67
3.7.2.1.	Corrosión por picaduras en presencia de sulfuros ⁵⁰	67
3.7.2.2.	Agrietamiento por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión (SSC) ^{63,64}	68
3.7.2.3.	Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC) ^{64,65}	68
3.7.2.4.	Fragilizacion por hidrógeno ^{64,65}	69
3.7.3.	Mecanismos de la corrosión por H ₂ S	69
3.8.	Corrosión de aceros en soluciones acuosas que contienen H ₂ S y CO ₂	70
Capitulo IV. Estabilidad del sistema de Bombeo Electrocentrifugo		73
4.1.	Operación de bombas centrifugas	74
4.1.1.	Principios de funcionamiento	74
4.1.2.	Cálculo de la carga generada por una Bomba ^{1,66,67}	74
4.1.3.	Mecanismos de pérdida de carga ^{1,68}	76
4.1.4.	Curva característica de una bomba.....	78
4.1.5.	Velocidad específica ^{1,6}	79
4.1.6.	Leyes de afinidad.....	79
4.1.7.	Cavitación y carga de succión positiva neta ¹	80
4.1.8.	Empuje axial ^{1,72}	80
4.1.9.	Determinación de la carga requerida.....	81

4.1.10. Carga dinámica total (TDH)	81
4.2. Factores que afectan el BEC	81
4.2.1. Capacidad de flujo del pozo	82
4.2.2. Geometría de flujo ^{5,6}	83
4.2.3. Gas libre en la bomba ^{1,74,75,76}	84
4.2.4. Efectos viscosos ^{1,77,78}	85
4.2.5. Temperatura ^{1,5,79}	87
4.2.6. Empacadores	89
4.2.7. Producción con sólidos abrasivos.	89
4.2.8. Operación a diferentes frecuencias.	91
4.2.9. Corrosión en el sistema BEC.....	92
4.3. Diseño de una instalación de Bombeo electrocentrífugo	93
4.3.1. Recopilación y Análisis de la Información ^{90,5}	93
4.3.2. Diseño básico y selección de un equipo BEC.....	94
Capítulo V. Análisis del caso de estudio	96
5.1. Datos del Pozo Analizado	98
5.2. Definición de casos de simulación	101
5.3. Simulación del intervalo 3916 m a 2565.9 m	101
5.3.1. Efectos del H ₂ S.....	105
5.3.2. Efectos del CO ₂	105
5.3.3. Efectos en el pH.....	106
5.3.4. Efectos de Agua	107
5.3.5. Efectos de temperatura y presión.....	108
5.3.6. Efectos de los Cloruros	110
5.3.7. Efectos del Aceite	110
5.3.8. Efectos de inhibidores y películas	111
5.4. Simulación del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m	114
5.4.1. Efectos del H ₂ S.....	117
5.4.2. Efecto del CO ₂	118
5.4.3. Efectos en el pH.....	118
5.4.4. Efectos de Agua	120
5.4.5. Efectos de temperatura y presión.....	121
5.4.6. Efecto de cloruros	122

5.4.7.	Efectos del Esfuerzo de corte	123
5.4.8.	Efectos del BEP	124
5.4.9.	Efecto de inhibidores	126
5.5.	Análisis de resultados.....	128
5.6.	Análisis de los materiales ocupados en el Equipo BEC.....	131
Conclusiones y recomendaciones		140
Referencias		143
Anexo A. Corrección de la curva de comportamiento de la Bomba y cálculo del esfuerzo de corte		147
Anexo B. Tablas de resultados destacados generados por el simulador Predict®		151
Anexo C. Tablas de Aleaciones y sus rangos de aplicación ANSI/NACE MR0175/ISO15156		157

Lista de Figuras

Figura 1. 1	Artunoff y su bomba electrocentrifuga.....	2
Figura 1. 2	Distribución de los componentes del aparejo del Sistema BEC (Diaz-Zertuche 2003)	4
Figura 1. 3	Bomba sumergible multietapas ⁵	5
Figura 1. 4	Protector de la bomba electrocentrifuga ¹	6
Figura 1. 5	Motor eléctrico ⁴	7
Figura 1. 6	Separadores de gas del sistema BEC ¹	8
Figura 1. 7	Cables de potencia del sistema BEC (Schlumberger 2009)	9
Figura 2. 1	Vida Útil de los equipos BEC a nivel Mundial.....	17
Figura 2. 2	Probabilidad de un TMF específico en un sistema BEC	18
Figura 2. 3	Posibles Causas de Falla y su Rango de Falla Asociado para Sistemas BEC ²	27
Figura 2. 4	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Terminación	28
Figura 2. 5	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Instalación.....	30
Figura 2. 6	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Fabricación.....	31
Figura 2. 7	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Causadas por el Desgaste por Uso.....	32
Figura 2. 8	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Durante la Operación.....	34
Figura 2. 9	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con los Fluidos del Yacimiento	35
Figura 2. 10	Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con el Diseño del Sistema o Selección de Componentes	37

Figura 2. 11 Causas de fallas en los equipos BEC (1960-2006) ³	38
Figura 2. 12 Análisis de referencia en la implementación del sistema BEC en el campo Samaria, información de la base mundial Ilimina (Schlumberger, 2012) ⁹	39
Figura 3. 1 Diagrama de una celda electroquímica.....	44
Figura 3. 2 Diagrama de Pourbaix para el Hierro en medio acuoso	49
Figura 3. 3 Gráfico del logaritmo de la corriente $\log(i)$ en función del sobrepotencial aplicado η	53
Figura 3. 4 Construcción de un diagrama de Evans	53
Figura 3. 5 Diagrama de Evans para un potencial mixto.....	54
Figura 3. 6 Método de Extrapolación de Tafel para la determinación de i_{corr} , donde los procesos anódico y catódico son controlados por activación; b_a es la pendiente de Tafel anódica (mV/década).	55
Figura 3. 7 Medición de la velocidad de corrosión por medio de la técnica RP ³⁰	57
Figura 3. 8 Diagrama de Nyquist de un circuito en paralelo, resistencia (r), Capacitancia (c).....	58
Figura 3. 9 Registro de tiempo y potencial para un acero en Ca(OH) ₂ 0.05 M + 0.025 M, mostrando eventos de picado.....	59
Figura 3. 10 Corrosión uniforme producida por el CO ₂ sobre una tubería de producción	62
Figura 3. 11 A) "Ring Worm Corrosion" tipo de corrosión por CO ₂ caracterizada por la formación de agujeros en las paredes de la tubería, B) Corrosión por CO ₂ caracterizada por la formación de picaduras interconectadas y C) "Mesa Corrosion", tipo de corrosión por CO ₂	63
Figura 3. 12 Corrosión por capa protectora.....	63
Figura 3. 13 Corrosión por H ₂ S en Varillas de bombeo.....	67
Figura 3. 14 Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (SSC).....	68
Figura 3. 15 Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC).....	68
Figura 3. 16 Formación de hidrógeno (H ₂) en una microgrieta.....	69
Figura 3. 17 Representación esquemática de la formación de la película de FeS	70
Figura 3. 18 Efecto de la composición del gas y temperatura en la velocidad de Corrosión ⁵⁴	72
Figura 4. 1 Trayectoria de flujo del líquido y los álabes de un impulsor ¹	74
Figura 4. 2 Triángulos de velocidad, (a) esquema de los canales de flujo del impulsor, (b) triángulo de velocidad a la entrada del impulsor, (c) triángulo de velocidad a la salida del impulsor ⁶⁶	75
Figura 4. 3 Esquema de las curvas de carga, a) Carga de Euler con diferentes ángulos de salida para los alabes, b) carga actual o real contando las pérdidas de carga ⁶⁹	77
Figura 4. 4 Curva característica de una Bomba ⁷⁰	78
Figura 4. 5 Variación del empuje Axial con el gasto	80
Figura 4. 6 Definición de la Carga dinámica Total ⁵	81
Figura 4. 7 Índice de productividad ⁹	82
Figura 4. 8 Diferentes Geometrías de flujo para pozos petroleros ⁶	83
Figura 4. 9 Tendencia general del cambio en el rendimiento por gas libre ¹	85
Figura 4. 10 Curva de comportamiento teniendo en cuenta el efecto de la viscosidad ¹	86
Figura 4. 11 Impacto de la Viscosidad en la carga generada por la bomba centrífuga y el gasto ⁷⁸	87
Figura 4. 12 Grafica de selección de bombas para trabajos abrasivos ⁸³	90
Figura 4. 13 Curva de comportamiento de una Bomba SN3600 a diferentes frecuencias ¹	92
Figura 5. 1 Diagrama general de la metodología.....	98
Figura 5. 2 Estado mecánico y Datos del Pozo analizado	99
Figura 5. 3 Datos PVT del Fluido del yacimiento ⁹²	100
Figura 5. 4 Esquema de la ubicación de los componentes del sistema BEC.....	102

Figura 5. 5 Diagrama de Flujo para Analizar el Primer intervalo	103
Figura 5. 6 Perfiles de Velocidad de Corrosión y de pH del sistema para el intervalo 3916 m a 2565.6 m	104
Figura 5. 7 . Efectos del Aumento en el contenido de H ₂ S sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema.....	105
Figura 5. 8 Efectos del Aumento en el contenido de CO ₂ sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema.....	106
Figura 5. 9 Efectos del Contenido de H ₂ S y CO ₂ sobre el pH del sistema y la velocidad de corrosión, en base a la Tabla 5.5.....	107
Figura 5. 10 Efecto de la Producción de Agua sobre las velocidades de corrosión	108
Figura 5. 11 Efectos de la Viscosidad del agua sobre la velocidad de corrosión	108
Figura 5. 12 Efectos de la presión a la profundidad del Motor y el Sello sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema.....	109
Figura 5. 13 Efectos de la temperatura a la profundidad del motor y sello sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema	109
Figura 5. 14 Efectos del contenido de Cloruros sobre la velocidad de corrosión y pH del sistema	110
Figura 5. 15 Efectos de la producción del aceite sobre las condiciones de corrosión.....	111
Figura 5. 16 Perfil de Corrosión para un contenido de 500 ppm de H ₂ S y CO ₂ del Intervalo 3916 a 2565.9 m afectado por inhibidores y Película protectora	112
Figura 5. 17 Perfil de Corrosión para un contenido de 800 ppm de H ₂ S y CO ₂ del Intervalo 3916 a 2565.9 m afectado por inhibidores y Película protectora	112
Figura 5. 18 Perfil de Corrosión para un contenido de 900 ppm de H ₂ S y CO ₂ del Intervalo 3916 a 2565.9 m afectado por inhibidores y Película protectora	113
Figura 5. 19 Esquema de la ubicación de la Bomba BEC Esquema de la ubicación de la Bomba BEC....	114
Figura 5. 20 Diagrama del proceso de obtención de resultados para el intervalo que abarca la bomba BEC	115
Figura 5. 21 Perfil de Velocidad de Corrosión y de pH del sistema para el intervalo 2565.9 m a 2529.2 m	116
Figura 5. 22 Efectos del Aumento en el contenido de H ₂ S sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema.....	117
Figura 5. 23 Efectos del Aumento en el contenido de CO ₂ sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema.....	118
Figura 5. 24 Efectos del Contenido de H ₂ S y CO ₂ sobre el pH del sistema y la velocidad de corrosión, condiciones de la Tabla 5.9.....	119
Figura 5. 25 Efectos del aumento en la producción de agua sobre la velocidad de corrosión.....	120
Figura 5. 26 Efecto de la variación de la PIP sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema	121
Figura 5. 27 Efectos de la variación de la temperatura sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema	122
Figura 5. 28 Efectos del contenido de cloruros sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema	123
Figura 5. 29 Variación del esfuerzo de corte y su influencia en las condiciones de corrosión	124
Figura 5. 30 Curvas de comportamiento para la Bomba BEC, con datos originales y corregidos por viscosidad.....	125
Figura 5. 31 Perfiles de corrosión para las diferentes condiciones de operación de la bomba BEC, considerando una concentración de H ₂ S y CO ₂ de 700 ppm.	125
Figura 5. 32 Perfil de Corrosión para un contenido de 500 ppm de H ₂ S y CO ₂ del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m afectado por inhibidores y operación de la Bomba.....	126

Figura 5. 33 Perfil de Corrosión para un contenido de 700 ppm de H ₂ S y CO ₂ del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m afectado por inhibidores y operación de la Bomba.....	127
Figura 5. 34 Perfil de Corrosión para un contenido de 900 ppm de H ₂ S y CO ₂ del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m afectado por inhibidores y operación de la Bomba.....	127
Figura 5. 35 Curva de polarización anódica para material que está mostrando un comportamiento activo-pasivo	132
Figura 5. 36 Regiones de severidad ambiental con respecto al SCC ⁶⁴	134
Figura 5. 37 Guía de selección de materiales para aplicaciones de manejo de gas y aceite, basado en la concentración de cloruros y la presión parcial del H ₂ S, modificada de ⁹⁸	136
Figura A. 1 Comparación de las curvas de comportamiento de la Bomba SN8900.....	148
Figura A. 2 Comparación entre el comportamiento ideal y Real de la Bomba.....	149
Figura A. 3 Triángulos de Velocidad.....	150

Lista de Tablas

Tabla 1. 1 Nuevos desarrollos en el sistema BEC.....	12
Tabla 2. 1 Características de los hidrocarburos de la región Marina Noreste	23
Tabla 2. 2 Clasificación de los datos de Consulta.....	26
Tabla 2. 3 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Terminación (Stale, 2010)	28
Tabla 2. 4 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Instalación (Stale, 2010)	29
Tabla 2. 5 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Fabricación (Stale, 2010)	31
Tabla 2. 6 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Causadas por el Desgaste por Uso (Stale, 2010)	32
Tabla 2. 7 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Durante la Operación (Stale, 2010)?	34
Tabla 2. 8 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionados con los Fluidos del Yacimiento. (Stale, 2010)	36
Tabla 2. 9 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con el Diseño del Sistema o Selección de Componentes (Stale, 2010)	37
Tabla 2. 10 Equipos instalados por compañía de 1960 a 2006.....	39
Tabla 3. 1 Fallas en la Industria Petrolera ²	42
Tabla 3. 2 Corrosión en la industria Petrolera ²	43
Tabla 3. 3 Serie electromotriz	47
Tabla 5. 1 Características del equipo del bombeo electrocentrífugo utilizado	99
Tabla 5. 2 Matriz de los escenarios que se simularon	101
Tabla 5. 3 Condiciones Base a las cuales el Equipo BEC está operando	104

Tabla 5. 4 Análisis de los principales iones del agua que se produce en el pozo	104
Tabla 5. 5 Condiciones de pH simuladas en función del CO ₂ y H ₂ S.....	106
Tabla 5. 6 Valores de pH simulados y velocidades de corrosión obtenidas	107
Tabla 5. 7 Condiciones simuladas para la variación de la producción de agua	107
Tabla 5. 8 Condiciones a las cuales está operando la Bomba BEC.....	116
Tabla 5. 9 Condiciones de pH simuladas en función del CO ₂ y H ₂ S.....	119
Tabla 5. 10 Escenarios simulados para los efectos de la producción de agua Escenarios simulados para los efectos de la producción de agua.....	120
Tabla 5. 11 Condiciones a las cuales se espera que los componentes del equipo BEC estén operando	132
Tabla 5. 12 Factor de severidad del ambiente para sistemas amargos	133
Tabla 5. 13 relación entre el factor de severidad del ambiente y el índice de picado requerido en función de la temperatura	133
Tabla 5. 14 Rango de aplicación de las aleaciones utilizadas en la elaboración de equipos BEC.....	134
Tabla 5. 15 Evaluación de tipos de CRA en base a los parámetros presentes en el pozo	135
Tabla 5. 16 Rangos de aplicación de las aleaciones propuestas	137
Tabla 5. 17 Comparación entre las diferentes aleaciones que se pueden utilizar para el Equipo BEC ^{5,8,9,11,12,13,14}	137
Tabla A. 1 Calculo de los factores de Corrección de la Bomba BEC.....	148
Tabla A. 2 Datos originales y corregidos de la curva de comportamiento de la Bomba SN8900	148
Tabla A. 3 Velocidad y Esfuerzo de Corte generados para distintos puntos de operación de la Bomba	150
Tabla A. 4 Resultados generados de Predict al variar el contenido de H ₂ S en la bomba BEC	151
Tabla A. 5 Resultados generados de Predict al variar el contenido de CO ₂ en la bomba BEC.....	151
Tabla A. 6 Resultados generados de Predict al variar el contenido de H ₂ S y CO ₂ en la bomba BEC.....	152
Tabla A. 7 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo el Intervalo 3916 m a 2565.9 m (Motor y Sello)	153
Tabla A. 8 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo la bomba BEC para 500 ppm de CO ₂ y H ₂ S	154
Tabla A. 9 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo la bomba BEC para 700 ppm de CO ₂ y H ₂ S	155
Tabla A. 10 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo la bomba BEC para 900 ppm de CO ₂ y H ₂ S	156

Resumen

El propósito principal de este estudio fue determinar los efectos que gases corrosivos como CO₂ y H₂S tienen sobre el tiempo de servicio y rendimiento del sistema BEC, en especial, se buscó determinar si el sistema podría fallar por efectos relacionados con la corrosión. Un análisis relacionado a los tipos de falla en el sistema BEC revelo que los componentes más susceptibles a fallar por efecto de la corrosión son el motor, la bomba y el protector. Asimismo, la corrosión de tipo localizada es probable a presentarse, debido principalmente al efecto del H₂S, por lo cual deben tomarse precauciones

Con las condiciones de operación de un equipo BEC de la Región Marina Noreste y un simulador, se generaron velocidades de corrosión uniforme mediante una metodología incluida. Dichos valores mostraron que, utilizando aceros al carbón, los valores de velocidad de corrosión pueden ser controlados con el uso de un inhibidor fílmico con una eficiencia de inhibición al menos 90%. Para la corrosión localizada se evaluó los materiales empleados para la fabricación del sistema BEC, determinándose su aplicabilidad y fortaleza para resistir fenómenos como fisuramiento y picaduras.

Los análisis realizados mostraron que, utilizando aleaciones especiales para la corrosión y teniendo un control preventivo de estas mediante la inyección de inhibidores, el sistema no debería presentar fallas desde el punto de vista de corrosión, por lo que, si el equipo está fallando es recomendable hacer una evaluación de estos dos puntos. No obstante, se proponen formas de reducir las inversiones para la manufactura del equipo BEC y de mejorar su rendimiento utilizando otro tipo de aleaciones

Abstract

The main objective of this study was to determine the effects of corrosive gases, such as CO₂ and H₂S, have on the run life and performance of the BEC system. Specifically, the focus of this study was determine whether the system could fail due to effects connected with corrosion. An analysis related to the types of failure in the BEC system revealed that the most susceptible components to fail caused by corrosion are the motor, pump, and the protector, Additionally the type of corrosion for which care must be taken and probably happens, is localized corrosion mainly due to the effect of H₂S

With the operating conditions of a BEC from the Northeastern Marine Region, uniform corrosion rates were generated by an included methodology. The result of this study showed that, using carbon steels, the corrosion rate can be controlled with the use of a filmic inhibitor with an inhibition efficiency of at least 90%. For localized corrosion, the materials used to manufacture the BEC system were evaluated, and its applicability and resistance to corrosion phenomena such as cracking and pitting were determined.

The analysis accomplished demonstrated that, using special alloys for corrosion and having preventive control of this by injection of inhibitors, the system should not present faults from the point of view of corrosion, Therefore, if the equipment is failing, it is recommended make an evaluation of alloys and inhibitors. In order to reduce investments for the manufacture of BEC equipment and improve its performance using other types of alloys are proposed.

Introducción

Muchos de los yacimientos que se encuentran en explotación tienen condiciones que permiten la exploración con tecnologías convencionales, sin embargo, esas reservas son finitas y en los últimos años ha sido notable su tendencia a la baja, por lo que la Industria Petrolera ha optado por la explotación de recursos no convencionales, entre los cuales se encuentran los crudos pesados y extra pesados (≤ 10). En México, la producción de crudo pesado se ha incrementado, de acuerdo a datos de petróleos mexicanos (PEMEX) y su anuario estadístico, durante el año 2018 se obtuvo una producción promedio de 2,018 Mbd, de los cuales 1,073 Mbd fueron de aceite pesado. Varios de estos yacimientos no convencionales están ubicados costa afuera y frecuentemente están asociados a una alta concentración de gases corrosivos (H_2S , CO_2).

Debido a que la presión en el yacimiento, así como en el fondo del pozo no es suficiente, los aceites pesados comúnmente no pueden ascender a la superficie, por lo que se requiere el uso de sistemas artificiales de producción los cuales incrementan la presión de la columna hidráulica en el pozo, uno de estos sistemas es el Bombeo Electrocentrifugo (BEC), el cual es capaz de producir mayores gastos que cualquier otro. En la actualidad aproximadamente el 10 % de la producción mundial de aceite es producida por medio de este sistema. Con el incremento de número de pozos equipados con BEC, los operadores están realizando esfuerzos sustanciales por mejorar el desempeño y la vida útil del sistema BEC.

En México se ha estado empleado extensivamente el sistema BEC para la producción de hidrocarburos, especialmente en la Región Marina Noreste, en donde el sistema BEC viene aplicándose desde hace más de 15 años en yacimientos de aceite de 27 °API y menos de 5 años en yacimientos de aceite pesado de 10 °API con altos contenidos de gases corrosivos (19% en la fase gaseosa). A pesar de esto el tiempo de vida promedio en México del sistema BEC es de 6 meses, a diferencia de otros países donde se alcanzado tiempos de 3 años. Con base en lo anterior, se tiene la necesidad de determinar y evaluar la problemática de los sistemas BEC empleados en la producción de hidrocarburos en campos mexicanos, considerando los componentes del sistema BEC que más fallaron, componentes críticos, así como los mecanismos y modos de falla de tales componentes.

La corrosión es un fenómeno natural el cual siempre esta propenso a manifestarse, ya que los materiales tienden a regresar a su estado original en forma de óxidos. Este fenómeno está influenciado por varios factores entre los cuales la concentración de gases corrosivos y la presencia de agua son de los más importantes, por lo cual una falla por corrosión puede estar afectando el tiempo de vida de los sistemas BEC que son sometidos a estos ambientes. Por lo anterior este trabajo tiene los objetivos que se refieren a continuación.

Objetivo general

Establecer el efecto de altos contenidos de gases corrosivos (H_2S y CO_2) en el desempeño y tiempo de servicio del equipo BEC utilizados en la Región marina Noreste para la producción de campos de crudo pesado, mediante la determinación de velocidades de corrosión y pH a los cuales están expuestos los componentes más críticos y por lo tanto susceptibles a presentar corrosión del sistema.

Objetivos específicos

- Analizar los antecedentes de fallas de los equipos BEC, en especial los relacionados con corrosión
- Identificar los componentes críticos de diseño propensos a sufrir fallas.
- Analizar el tipo y forma de corrosión que se presenta en el sistema
- Analizar datos reales de un equipo BEC instalado en un campo productor de aceite amargo y pesado con porcentajes altos de H_2S y CO_2 (19% en la fase gaseosa)
- Proponer una metodología de cálculo de velocidades de corrosión para equipos BEC mediante un simulador de corrosión.
- Analizar los parámetros y condiciones que afectan la vida útil del equipo BEC por efecto de la corrosión, al igual que los materiales ocupados para la elaboración del equipo
- Realizar recomendaciones acerca de los materiales utilizados para la elaboración del equipo BEC, los métodos de control de la corrosión y los factores a tener en cuenta para evitar un fallo a causa del efecto de los gases corrosivos.

Capítulo I. Conceptos fundamentales del Equipo de Bombeo Electrocentrifugo (BEC)

1.1. Descripción y breve historia del Bombeo Electrocentrífugo

Un sistema BEC estándar consiste en instalaciones subsuperficiales como una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, intake y/o separador de gas, protector, motor eléctrico y cable de potencia. En sus instalaciones superficiales tiene un transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos accesorios que aseguran una buena operación como lo son: flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable.

La historia del desarrollo de la bomba electrocentrífuga se remonta al año de 1911, en el cual Armais Artunoff, desarrollo la Dinamo Electrica Rusa de Artunoff (REDA). En 1916, se rediseñó una bomba centrífuga para operar con su motor, lo que constituyó un hito trascendental que conduciría al uso de las bombas motorizadas.



Figura 1. 1 Artunoff y su bomba electrocentrifuga

La primera aplicación del BEC para un pozo petrolero fue en 1929 por Arutunoff para Phillips Petroleum, y desde entonces ha probado ser un sistema artificial de producción (SAP) eficiente y económico. Como todo sistema, el BEC tiene sus ventajas desventajas, las cuales se mencionarán más adelante, y por las cuales no siempre puede ser el candidato para su implementación ya que el pozo debe reunir ciertas características que no afecten su funcionamiento, como las altas Relaciones gas aceite (RGA), altas temperaturas, presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, los cuales son factores que se reflejarán en la eficiencia del sistema.¹

El BEC se distingue principalmente por tener la capacidad de producir altos volúmenes de fluido sobre un amplio rango de profundidades. Particularmente su aplicación es exitosa cuando produce altos volúmenes de líquido con bajas RGA. El sistema generalmente es utilizado sin empacador inferior de Tubería de Producción (T.P.) y colocado por arriba de los disparos.

En sus inicios el BEC estaba diseñado con la condicional de que la bomba estuviera colocada por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de manera que se garantizara el suministro de líquido a la succión de la bomba. Además se suponía la existencia de una sola fase líquida en la T.P. Estas suposiciones aún son tomadas en cuenta, sólo que para pozos productores de aceite o para pozos con altas relaciones aceite-agua y volúmenes despreciables de gas.

Con el tiempo se mejoraron los métodos de diseño para la determinación de caídas de presión en las tuberías verticales con flujo multifásico, además de la utilización de correlaciones para el cálculo de propiedades PVT de los fluidos. Con lo cual fue posible realizar una selección de equipo de bombeo con mejores aproximaciones para pozos con importante cantidad de gas en la producción de líquidos.²

En la actualidad los diseños del BEC han mejorado, debido a que en los cálculos se han incorporado consideraciones volumétricas y propiedades físicas de la mezcla, las cuales varían constantemente en el interior de la bomba y tubería, lo cual se ve reflejado en las dimensiones menores del motor y de la bomba causadas por la reducción de la capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la de descarga, logrando así la operación más eficiente del sistema, la obtención del gasto de líquidos deseado en la superficie y el mantenimiento de la presión que es necesaria en la cabeza del pozo.

1.2. Bombeo Electrocentrífugo en México

En el año 2011 con la participación de 28 empresas nacionales e internacionales de países como Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos, Pemex presentó el proyecto de Bombeo Electrocentrífugo (BEC), el cual buscaba garantizar la producción de los yacimientos Ek, Balam, Takin, Maloob Zaap y Ayatsil, localizados en la sonda de Campeche, en el Golfo de México.³

El objetivo es garantizar el diseño, instalación, operación asistida y mantenimiento del sistema BEC para el aseguramiento del flujo de los crudos pesados de dichos yacimientos, ya que el bombeo electrocentrífugo sumergido se ha utilizado en México desde hace más de quince años en yacimientos petroleros de 27 grados API y más de cinco años en pozos productores de crudo de 13 grados API.

Dadas las características del crudo producido en los pozos exploratorios fue necesario realizar sus evaluaciones de potencial con sistema BEC, concluyendo que este sistema es el sistema artificial de producción más eficaz para explotar los yacimientos de cretácico tanto de aceite pesado (<22° API) como extra pesado (<10°API).

El proyecto tuvo un plazo de ejecución de cinco años para la instalación de este sistema en 122 pozos, con una inversión de mil millones de dólares, y se realizó a través de una licitación pública internacional.

En la actualidad de acuerdo con la información publicada en la página oficial de la nueva Empresa Productiva del Estado, Pemex, ya se han llevado a cabo tanto licitaciones como firma de contratos como parte de este proyecto.

1.3. Descripción de los componentes del equipo de Bombeo electrocentrífugo

Una unidad típica del sistema BEC, está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador. La bomba centrífuga es accionada por un motor eléctrico que se alimenta de energía de la superficie.

El sistema BEC es instalado en el pozo por encima del nivel de los disparos. Cuando los fluidos entran dentro del pozo pasan el motor enfriándolo, el motor se encuentra conectado con la parte inferior de la sarta de tubería. Después los fluidos continúan fluyendo, pasan la sección de sello o protector y entran dentro del separador, el cual quita la mayor parte del gas. Sin embargo, los separadores son opcionales, ya que el arreglo puede estar compuesto por una entrada o intake simple.

Cuando los fluidos entran a la bomba son levantados por múltiples etapas de la bomba hasta llegar a la superficie. El sistema BEC es una forma efectiva y económica de llevar grandes volúmenes de fluidos desde pozos muy profundos con una gran variedad en las condiciones de los pozos. El bombeo electrocentrífugo sumergido es una forma versátil de levantamiento artificial y tiene aplicaciones alrededor de todo el mundo.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drenaje, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido. En la Figura 1.2, se muestra la distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan colocados en el pozo.

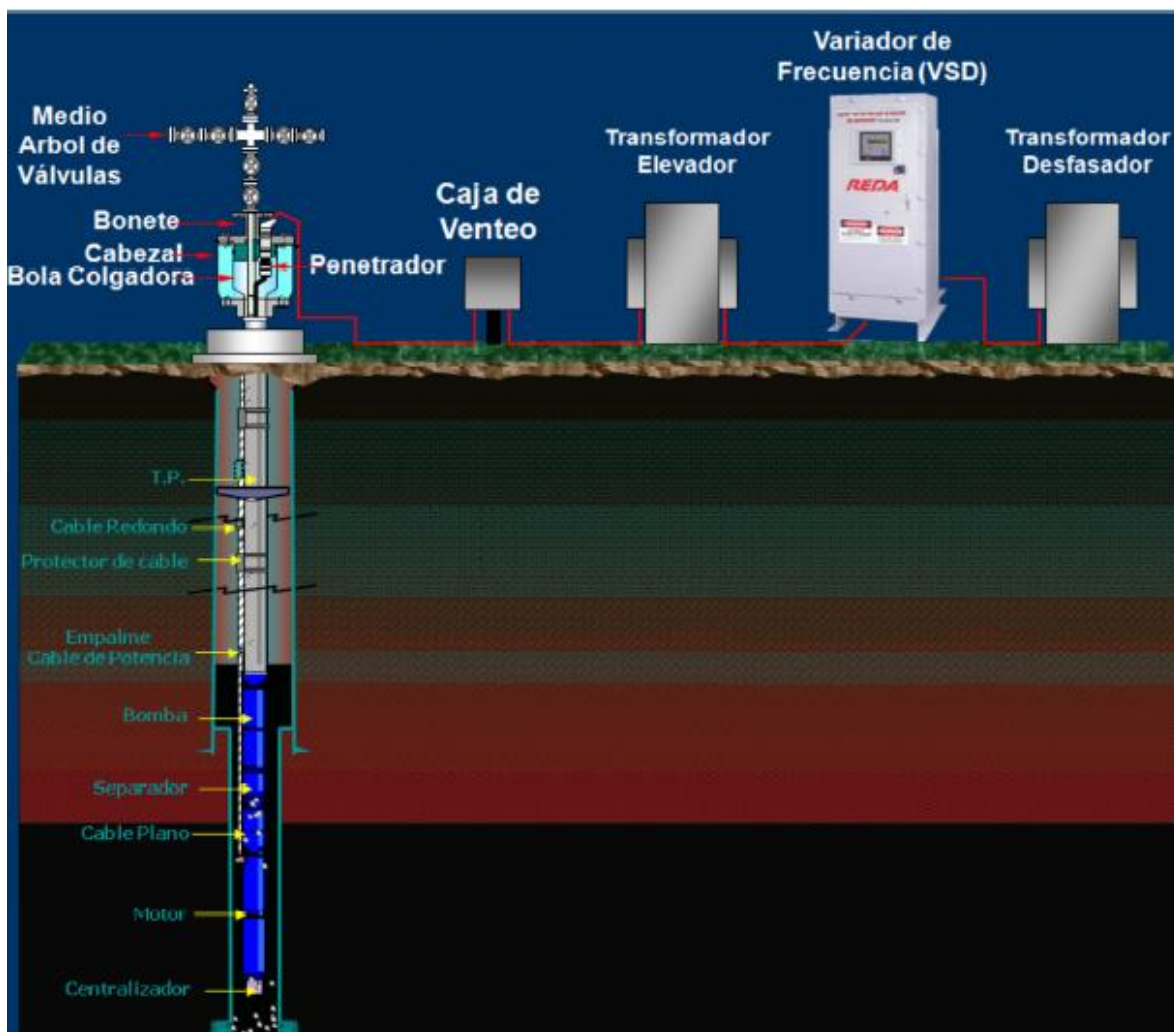


Figura 1. 2 Distribución de los componentes del aparejo del Sistema BEC (Díaz-Zertuche 2003)

1.3.1. Componentes subsuperficiales

1.3.1.1. Bomba sumergible^{1,4}

Son de tipo centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotatorio y un difusor estático. El tipo de etapa determina el volumen del fluido que será producido. El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. Las bombas son manufacturadas en un amplio rango de capacidades para su aplicación en diferentes condiciones de pozos.

El cambio de energía de presión se realiza cuando el líquido bombeado circula en el impulsor; mientras está girando imparte movimiento de rotación al fluido, adicionalmente el fluido imparte un movimiento tangencial hacia la parte externa. Este movimiento crea una fuerza centrífuga la cual produce un flujo en dirección radial. Por lo tanto, el fluido fluye a través del impulsor con ambos componentes, el tangencial y radial.

El difusor cambia la energía de alta velocidad en energía de relativamente baja velocidad mientras el flujo se dirige a la entrada del siguiente impulsor.

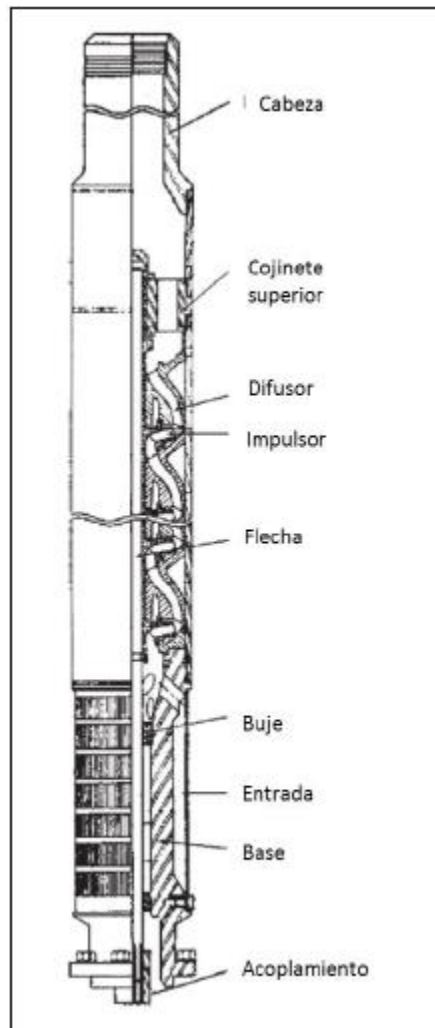


Figura 1. 3 Bomba sumergible multietapas⁵

1.3.1.2. Protector o sello^{1,4}

Este elemento realiza las siguientes funciones:

- Unión de las carcasas de la bomba y el motor por medio de la conexión de la flecha del motor con la flecha de la bomba.
- Encapsula el cojinete de la bomba para soportar el empuje axial desarrollado por la bomba.
- Evita la entrada de fluidos del pozo hacia el motor.
- Es un recipiente que compensa la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del motor cuando la unidad se pone en marcha o es detenida.

El diseño mecánico es diferente según el fabricante. La principal diferencia radica en la forma en que el aceite del motor es aislado de los fluidos del pozo.

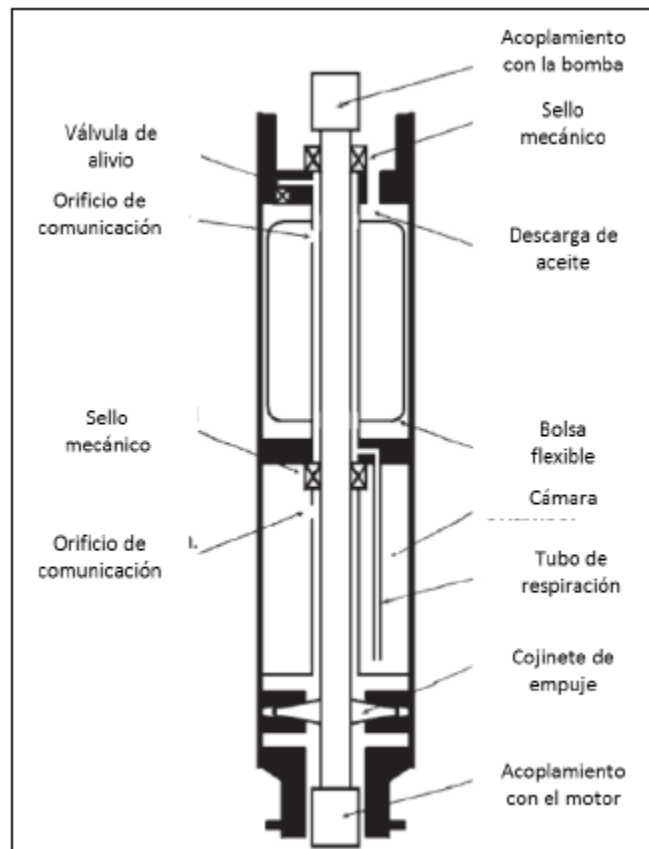


Figura 1. 4 Protector de la bomba electrocentrifuga¹

1.3.1.3. Motor eléctrico^{1,5}

Proporciona la fuerza impulsora, la cual hace girar la bomba. Los motores eléctricos utilizados en las aplicaciones de bombas sumergibles son de dos polos, tres fases, tipo jaula de ardilla. Estos motores giran a una velocidad relativamente constante de 3500 rpm con una frecuencia de 60 Hz y 2915 a 50 Hz. Los motores están llenos con un aceite mineral altamente refinado con propiedades dieléctricas, que a su vez lubrica a los cojinetes y ayuda al enfriamiento de la máquina. El cojinete de empuje del motor transfiere la carga del rotor. El calor de la carcasa del motor es transferido hacia los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de la carcasa.

El motor consiste en una carcasa de acero al bajo carbono, el estator contiene laminaciones de acero unidas a los cables conductores de la corriente eléctrica. El rotor está constituido por laminaciones de cobre.

La ubicación de la profundidad es un factor determinante en la selección del motor debido a la pérdida de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje llega a ser muy grande, se requiere un motor de menor amperaje.

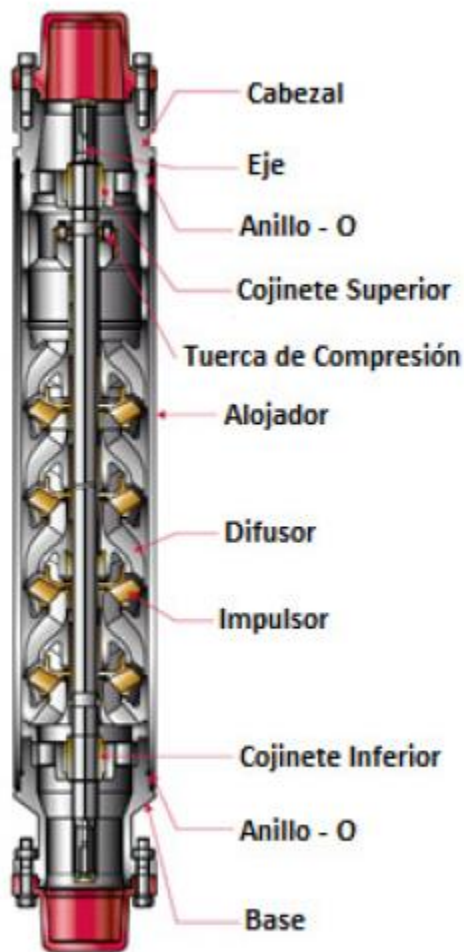


Figura 1. 5 Motor eléctrico⁴

1.3.1.4. Separadores de gas^{4,5}

Separa el gas libre del líquido evitando que ingrese a la bomba. Normalmente es una sección ensamblada entre el protector y la bomba en donde este sirve como entrada para la bomba. El gas separado es dirigido hacia el espacio anular en donde será transportado hacia la superficie.

Existen principalmente dos tipos de separadores, los cuales son:

- Separador de flujo inverso. Se basa en el principio de segregación gravitacional dada por el cambio de dirección del flujo. La mezcla líquido-gas entra en las perforaciones de la carcasa. En la sección anular que se forma entre la carcasa y la tubería vertical de entrada a la bomba

las burbujas son segregadas y viajan hacia la parte superior y salen hacia el espacio anular del pozo; el líquido con una baja cantidad de gas continúa hacia la entrada de la bomba.

- Separador ciclónico. Tiene su principio de operación en la separación de partículas de diferentes densidades bajo la acción de fuerza centrífuga. Cuando el fluido del pozo (que consiste de gas libre y líquido) pasa a través del impulsor se somete a la acción de fuerzas centrífugas. Las partículas del líquido, siendo de mayor densidad son expulsadas hacia la periferia del impulsor mientras que las partículas de gas forman un núcleo en el centro. El gas es venteado al espacio anular del pozo mientras que el líquido libre de gas entra al ojo del impulsor.

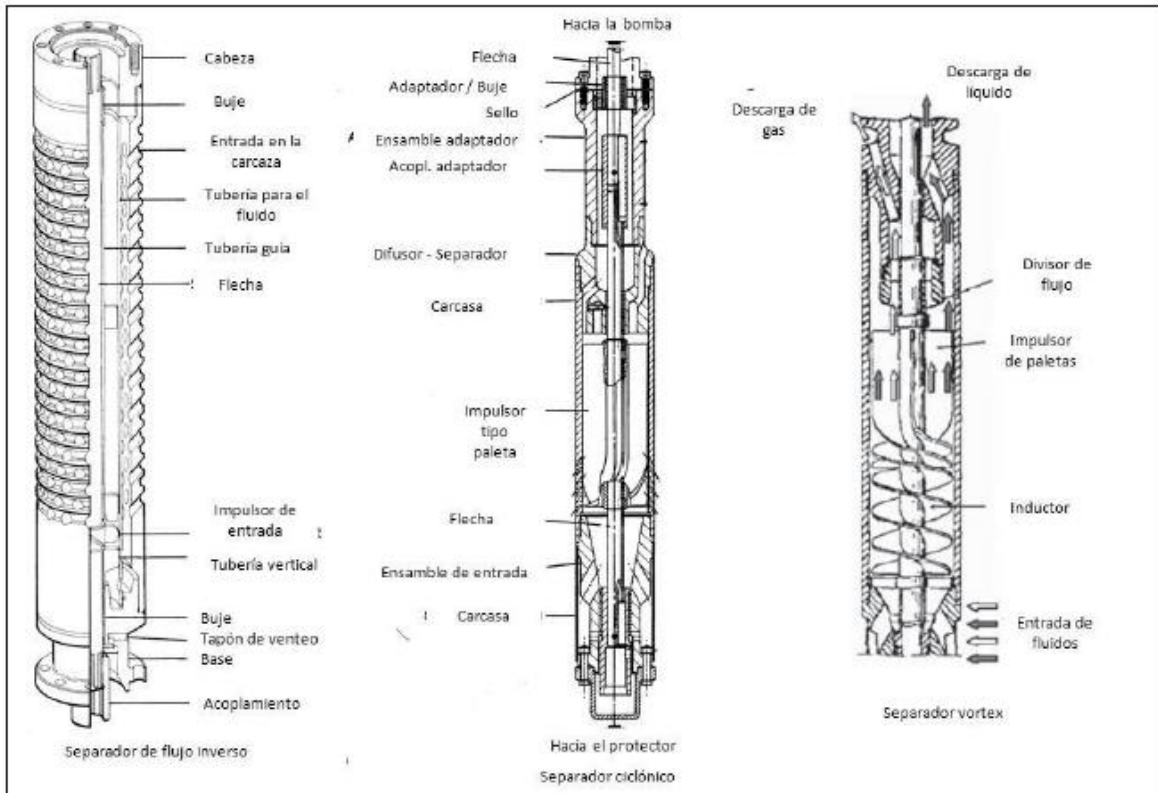


Figura 1. 6 Separadores de gas del sistema BEC¹

1.3.1.5. Cables de potencia.^{1,4}

La potencia es transferida al motor eléctrico por medio de un cable eléctrico. Un amplio rango de tamaño de conductores permite encontrar el mejor cable que se ajuste a los requerimientos del motor. Existen cables de tipo redondo y plano; estos cables aislados pueden ser instalados en el pozo a temperaturas tan altas como 300 °F (149 °C). El cable tiene una armadura de acero, bronce o monel dependiendo de las condiciones del pozo. Continuamente se está trabajando para mejorar el diseño de los cables. Se desea un mayor periodo de vida bajo condiciones de altas temperaturas. El tamaño de cable apropiado depende del amperaje, caída de voltaje y espacio disponible entre la tubería de producción y la de revestimiento. El mejor tipo de cable se selecciona con base en la temperatura del fondo del pozo y el tipo de fluidos encontrados.

En el cable del bombeo sumergible el elemento conductor es cobre o aluminio, en la zona de la bomba el cable es plano y en la tubería de producción es redondo. Cuando los cables se utilizan en sistemas de alto voltaje los conductores que acarrean corriente a menudo están rodeados de un aislamiento de alto grado y en algunas ocasiones tienen una envoltura de plomo.

El aislamiento para estos cables debe soportar las temperaturas y presiones del fondo y debe resistir el contacto con los fluidos del pozo. Los cables estándar generalmente tienen una vida de 10 años a una temperatura máxima de 167 °F (75 °C) con una disminución del 50% por cada 15 °F por arriba del máximo. El medio ambiente en donde se encuentra el cable también afecta el periodo de vida.



Figura 1. 7 Cables de potencia del sistema BEC (Schlumberger 2009)

1.3.1.6. Sensor de fondo⁶

Elemento encargado de medir variables importantes que nos indican el comportamiento del motor y la bomba, estas variables son importantes para la protección del equipo y detección de fallas. Las variables medidas son:

- Presión de entrada y descarga
- Temperatura en devanados del motor
- Temperatura de entrada
- Vibración
- Fuga de corriente
- RPM

1.3.2. Componentes superficiales.^{1,4,6}

1.3.2.1. Variadores de velocidad

Estos equipos se encargan de suministrar un voltaje con una frecuencia constante hacia el motor de la bomba ya que las variaciones de esta provocarán calentamiento en el motor; la frecuencia normal de operación es de 60 Hz.

1.3.2.2. Panel de interruptores

Los paneles de tipo estándar son a prueba de agua y están disponibles en un rango de tamaños. Existen desde unidades simples con interruptores de tipo magnético con protección por sobrecarga hasta ensambles más complejos con fusibles registradores de amperaje, protección de baja carga y sobre carga, luces de señalización, temporizadores para bombeo intermitente e instrumentos para operación a control remoto. Los paneles de interruptores están disponibles desde 440 a 4800 volts.

Se seleccionan con base en el cálculo del voltaje, amperaje, y potencia, así como el factor económico.

Es necesaria la protección por baja carga dado que los fluidos que pasan por el lado externo del motor no proveen un enfriamiento adecuado. El control de reinicio automático después del paro y medidores de amperaje usualmente son suministrados con todos los controladores de arranque del motor.

1.3.2.3. Transformadores

Existen bancos de tres transformadores de una fase, transformadores de tres fases estándar y autotransformadores de tres fases. Estos se encuentran llenos de aceite, y son unidades auto enfriadas diseñadas para convertir el voltaje primario al voltaje requerido por el motor. Los transformadores de tipo secos se utilizan en aquellos lugares en donde está prohibido el uso de transformadores de aceite, tales como plataformas en costa afuera. Los auto transformadores incrementan el voltaje de una línea desde 440/480 hasta 800 a 1000 volts.

1.3.2.4. Caja de uniones

Se localiza entre la cabeza del pozo y panel de interruptores por razones de seguridad. El gas puede viajar a través del cable hacia la superficie hasta el panel de interruptores, causando un peligro de fuego o de explosión. Por lo tanto, la caja de unión elimina el viaje del gas ya que este es venteado. La caja unión debe ser colocada al menos a 15 pies (4.52 m) de la cabeza del pozo y normalmente es montada 2 o 3 (0.61 a 0.914 m) pies arriba del piso. Los cables de la caja unión hacia la cabeza del pozo y el panel de interruptores pueden ser enterrados

1.4. Avances en el desarrollo de mejoras en sistemas de bombeo electrocentrífugo en instalaciones costa afuera.^{1,7,8,9}

Para instalaciones costa afuera, los costos de las intervenciones de las plataformas son muy altos, la vida útil del BEC se ve directamente reflejada en la rentabilidad de su operación. De la misma manera la disponibilidad de una fuente de poder cercana afectará el costo inicial del proyecto. Las incertidumbres iniciales acerca del comportamiento del yacimiento guían la selección del equipo de la superficie, es recomendable considerar parámetros que afecten el óptimo desempeño de los posibles SAP. En el proceso de selección de un SAP, se deben considerar datos como: desviaciones de pozos, propiedades de los fluidos (viscosidades, densidades, relación de solubilidad (Rs), factor volumétrico del aceite (Bo), etcétera), temperaturas, profundidades, disponibilidad de energía, vida útil del equipo, producción esperada, entre otros.

En el caso de la aplicación del BEC en instalaciones costa afuera, las variables que afectan principalmente la posible selección de este sistema son: Rs, viscosidad del fluido, temperatura a la profundidad de la bomba, disponibilidad de energía eléctrica, vida útil del sistema, costos de intervenciones y la producción esperada. La disponibilidad de la energía eléctrica confiable y de calidad es muy importante para cualquier instalación costa afuera, y de igual manera para las instalaciones marinas con BEC, es de vital importancia contar con energía de calidad en todo momento para el correcto funcionamiento del BEC, de manera que si no se contara con este factor,

no sería adecuado el uso de este sistema. Para la correcta selección del equipo subsuperficial cuando se instala el BEC por primera vez y la respuesta del yacimiento será desconocida, se debe considerar la flexibilidad de operación del equipo como principal requerimiento de diseño, lo cual minimizará o eliminará las intervenciones realizadas en la plataforma debido a las limitaciones de la bomba o a las fallas de ésta. Otro problema que concierne en la operación del BEC es la habilidad de manejar la producción de gas libre, cantidad excesiva de este puede resultar en el deterioro del desempeño de la presión en la cabeza del pozo, flujo inestable y cavitaciones, y por último fallas del motor o la bomba. La mayoría de las bombas pueden manejar alrededor de 10% de gas libre sin la necesidad de herramientas para su manejo en el fondo del pozo, si no se toma en cuenta la presencia de este en el pozo y el equipo no cuenta con la capacidad de asimilarlo, la vida útil del equipo será muy pobre, es por esto que se debe considerar la presencia de gas y efectuar la elección entre separadores o manejadores para su control, los nuevos desarrollos en el BEC han hecho posible que se pueda manejar hasta un 95% de gas combinando ciertos equipos y configuraciones.

En general, el diseño de este sistema es relativamente simple, pero requiere de una producción alta, así como de una excelente operación y nuevas tecnologías para alargar su vida útil, configuraciones que permitan que las reparaciones sean rápidas y de bajo costo, sistemas BEC con componentes que manejen fluidos muy viscosos, así como también la producción con altos porcentajes de gas y las consideraciones de ambientes extremos (altas presiones y temperaturas). A continuación, se muestra en la siguiente Tabla 1 algunos de los nuevos desarrollos en el BEC en instalaciones costa afuera en los últimos años, señalando como funciona cada desarrollo y los problemas que soluciona.

Tabla 1. 1 Nuevos desarrollos en el sistema BEC

Año	Desarrollo	Características	Problemática	Beneficio
2003	Manejadores avanzados de gas (AGH y Poseidón)	Reduce las burbujas de gas libre en el fluido	Presencia excesiva de gas	Incrementa la producción, previene la degradación del comportamiento de la bomba, extiende la vida útil del equipo, mayor confiabilidad en ambientes arenosos y abrasivos. Manejan fracciones de gas de 45% y 75%
2004	BEC Dual Herramienta Y.	El sistema dual emplea dos bombas, una en servicio y otra en espera. Los sistemas son completamente independientes con todos sus elementos.	Alto costo por constantes paros y reparaciones, Corta vida útil de los sistemas BEC estándar Control de gastos desde superficie Accionamiento de la bomba secundaria.	Se reduce la frecuencia de las reparaciones, se reducen los costos de operación de la bomba y se alarga la vida útil del sistema. Con los sistemas de control aplicados en este sistema es posible que se cambie fácilmente el funcionamiento de una bomba por otra. Los sistemas son independientes ya que cuentan con la herramienta Y, la cual forma un By-pass a la salida de cada bomba (primaria y secundaria)
2005	Sistema de Conexión de Alto Voltaje Mejorado (Horizontal)	Remoción de los accesorios de alineación, conexión, utilización de componentes mecánicos específicos y partes del colgador de la tubería. La alineación del conector y la operación del mismo son provistas por un mecanismo de conexión, el cual permite incorporar un colgador de la tubería y una capa interna del árbol estándar.	Problemas operativos debido a la posición y arreglo de la conexión de alto voltaje en el árbol de válvulas para BEC.	Un sistema de conexión de alto voltaje horizontal facilita y provee ahorros económicos importantes en ambientes submarinos con presiones extremadamente altas mediante la utilización de técnicas de terminación convencionales mediante la utilización de herramientas estándares y comunes, además de que el monitoreo del pozo es mandado directamente al barco de perforación. No es necesaria la remoción de los preventores (BOP) para realizar operaciones de mantenimiento o de terminación.

Año	Desarrollo	Características	Problemática	Beneficio
2005 Y 2011	Sistema REDA Maximus para sistemas BEC	Un sistema BEC en el que sus componentes, además de estar integrados, cuentan con la tecnología "plug-and. play" que permite la reducción de tiempos de operación. Compatibles con las herramientas de monitoreo de presión y temperatura Phoenix de fácil instalación cuya utilización previene la mortalidad temprana de los equipos.	Tiempos de Operación y Confiabilidad del Sistema (Monitoreo en Tiempo Real).	Operaciones realizadas con el cable de corriente, lo cual reduce el tiempo de no productividad, instalación simplificada, maximiza la producción basándose en los datos de desempeño del sistema BEC, operación y monitoreo confiables que reducen la mortalidad del sistema BEC y por consiguiente extienden su vida útil, curva de comportamiento de la bomba no degradada a causa de las operaciones en ambientes gaseosos.
2007	BEC en un módulo de bombeo en el lecho marino	Consta de un sistema BEC montado dentro de un sistema de bombeo, instalado verticalmente en un agujero de 30 in de diámetro por 40 m de longitud. El sistema de bombeo está compuesto por un PAB (base) y un módulo de bombeo recuperable instalado a 200m de distancia del pozo productor.	No es rentable instalación de equipos BEC de diámetros grandes en pozos costa afuera. - Gran cantidad de gas. - Costos y tiempo de las intervenciones. - Inversión grande en pozos productores con BEC que requieren altos gastos (bombas grandes).	Es posible utilizar bombas de mayor diámetro (mayor gasto), debido a la gran amplitud del pozo somero. Será posible manejar grandes porcentajes de gas debido al tamaño de las bombas. No es necesario una gran inversión en el pozo productor ya que no se requerirán TP'S o TR's de grandes diámetros. El pozo podrá seguir produciendo en caso de que el sistema BEC tenga que ser apagado o reemplazado (operará con un SAP de respaldo de BN).
2008	REDA Hotline para sistema BEC	Un sistema BEC en el que sus principales componentes (motor, bomba, cable y protectores) están fabricados con materiales resistentes a este tipo de ambientes, y que cuentan con modificaciones en algunas partes de ellos.	Ambientes abrasivos, corrosivos y con altas temperaturas.	Extiende la vida útil del equipo en aplicaciones desarrolladas en ambientes severos, extiende el rango de operación del equipo e incrementa la producción en procesos de recuperación térmicos. Por la resistencia de sus componentes, estos sistemas pueden manejar una fracción de gas de hasta un 95% cuando se combinan con manejadores avanzados y separadores de gas.

Año	Desarrollo	Características	Problemática	Beneficio
2008	TTC (Thru-Tubing Conveyed) o a través de la TP.	El IBEC TTC permite a las bombas electrocentrífugas ser cambiadas en pozos vivos sin necesidad de matar el pozo mientras se efectúan las reparaciones necesarias. La bomba es jalada y reemplazada con TF o línea de acero mientras que la TP, sección sello, motor, cable de poder y las válvulas del pozo permanecen en su lugar.	Falla en la bomba debido a la presencia de sólidos. -Costo y tiempo de reparaciones.	Se puede contar con un mayor tiempo de vida útil de todo el sistema BEC ya que los estudios demuestran que las fallas en las bombas se presentan cada año y medio o dos años, cuando se encuentra en presencia de fluidos con contenido de sólidos, por lo que el cambio de estas, permite poder seguir usando todos los demás componentes del BEC (los cuales no presentan fallas tan recurrentes en estos ambientes). Reduce tiempos de reparaciones y costos.
2011	Intervención con línea de acero	Este método consiste en que el BEC puede ser instalado o removido de un pozo sin el uso de una plataforma de perforación o de reparación. La tecnología para este método es comúnmente referida a un "conector mojado" del fondo del pozo. Esto es una conexión de poder que puede ser instalada y mantenida en el pozo para proveer energía al BEC. El BEC contiene la conexión de poder de manera que cuando el sistema es bajado, los pernos se alinean y la electricidad fluye al BEC.	Bajar y sacar el BEC convencional con TP es tardado. Necesidad de una plataforma de perforación/ reparación. Altos costos y tiempos de reparación. Mucho equipo en instalación superficial para instalación.	El BEC tiene un conector para unirse con la conexión del agujero, pero ya que no se corre ni TP ni cable, sólo la línea de acero es requerida para instalar el BEC. Esto significa que cualquier instalación o retiro del BEC subsecuente puede ser logrado sin necesidad de una plataforma convencional, salvando así costos y tiempos. Se pueden instalar sistemas de control debajo de la bomba, permitiendo la intervención en pozos vivos y ya que no se requiere TP para instalarlo, un preventor de reventones (BOP) puede ser suficiente para el control en superficie.
2011	CDESP (BEC bajo con cable)	El BEC puede ser instalado con un malacate, el cual es mucho más pequeño y fácil de transportar que una plataforma. El sistema proponía que con el cable de poder se bajara el sistema BEC pero se han hecho nuevos desarrollos en donde se observa que es muy difícil que un cable de poder soporte el peso de todo el sistema por lo que se crearon los cables duales para separar la función de soporte de la función eléctrica de los cables.	Disponibilidad y costo de las plataformas de perforación/ reparación. Altos costos de cables de poder que soporten el peso del sistema BEC. Fallas en el cable de poder.	Se vuelve más fácil poder contar con equipo en superficie para efectuar intervenciones en el pozo (BEC). Debido a que los cables que soportan el peso del sistema son muy caros y aun así no se tiene un cable que soporte el peso total del sistema sin que presente fallas, se creó un sistema con cable dual, el cual elimina las fallas en el cable de poder.

Año	Desarrollo	Características	Problemática	Beneficio
2011	CECT (BEC bajando con tubería flexible (TF) con el cable externo)	Es necesario un BEC convencional y una TF, así como un sistema de inyección a través de la TF (el cable se encuentra por fuera de la TF). El tiempo de intervención con la plataforma es menor al de una instalación convencional (con TP) debido a que no existe la necesidad de parar para unir secciones de tubería, el tiempo de bajada (instalación) y de subida (sacar el equipo) es menor.	Disponibilidad y costo de las plataformas de perforación/ reparación. -Altos costos y tiempos en las intervenciones/ reparaciones del sistema BEC. - Instalaciones BEC en pozos con pocas desviaciones.	Las plataformas con TF tienen mayor disponibilidad en la mayoría de los mercados y son significativamente menos caras que una plataforma de perforación o de reparación. Al eliminar el tiempo requerido para unir secciones de TP mientras se baja el BEC, menos tiempo de plataforma y del personal será requerido. Es posible instalar un BEC con TF a través de grandes desviaciones de pozos y también a distancias horizontales.
2011	CICT (BEC bajado con TF con cable interno)	El cable se encuentra por dentro de la TF, esto simplifica el proceso de instalación ya que elimina la necesidad de asegurar el cable de poder a la TF y de tener varios carretes en el sitio. Es requerido un sistema invertido del BEC (bomba en la parte inferior, motor en la parte superior) y el fluido es producido por el espacio anular entre la TP y TR.	Mismos problemas presentados en el CECT. -Utilización del CECT en pozos muertos. -Tiempo de instalación con el CECT.	Mismos beneficios que el CECT además de que es una instalación más rápida y se puede utilizar el CICT con el pozo vivo.

Capítulo II. Análisis de la aplicación y Fallas del Sistemas De Bombeo Electrocentrífugo

2.1. Confiabilidad del sistema BEC

Cualquier operación de mantenimiento o reemplazo en los pozos implica gastos en los activos además de pérdida de ingresos por producción diferida por lo que los operadores siempre van a buscar la forma de evitar o disminuir al mínimo posible las mismas. El rendimiento del tiempo de vida de los sistemas artificiales de producción (SAP) afecta directamente en la frecuencia de las operaciones de mantenimiento, sus costos y la pérdida de producción. El tiempo de vida de un SAP es un indicador clave del rendimiento del mismo, ya que se encuentra afectado por los efectos de los cambios en las condiciones de operación, la selección del equipo y las prácticas de operación además de que económicamente hablando es tomado en cuenta tanto por vendedores como para los operadores para poder concretar muchos contratos.

Para poder lograr una reducción en los costos de las operaciones de mantenimiento se debe lograr una mejor confiabilidad en los sistemas artificiales de producción. Con el objetivo de entender si las acciones tomadas para mejorar la confiabilidad de los sistemas son efectivas, se debe monitorear el tiempo de vida de los mismos¹⁵. Sin embargo; evaluar el rendimiento de la vida útil de los sistemas artificiales de producción no es tan simple como podría parecer, ya que hay muchas medidas que se usan en la industria y las tendencias por lo regular son engañosas; por lo que esas son algunas de las cuestiones que deben ser entendidas para que de esta forma se eviten dificultades, y se pueda llevar a cabo la selección de las medidas de tiempo de vida del SAP adecuadas.¹⁶

Los sistemas de producción sumergibles electrocentrífugos (electrocentrifugal submersible pumps, ESP, por sus siglas en inglés) o comúnmente conocidos como equipos BEC en México. Este equipo se emplea en la producción de hidrocarburos extensivamente a nivel mundial, en donde por lo general operan a una media de 3 años de vida útil sin falla, esto debido a que dichos equipos se han diseñado para operar en tales condiciones de pozos y tipos de hidrocarburos. Sin embargo, el periodo de vida de operación del sistema BEC continuo sin falla en México es por lo general menor a 6 meses, aunque se tienen evidencias de que en algunos pozos su vida de operación útil ha sido mucho menor.

Es difícil establecer las causas del por qué el promedio de vida de los equipos BEC es más bajo en México que a nivel mundial (Figura 2.1). Sin embargo, algo que se concluye es que no se ha asimilado plenamente esta tecnología o no se ha alcanzado el mismo nivel de dominio que existe en los activos integrales de PEMEX exploración y producción para el bombeo mecánico y neumático³.

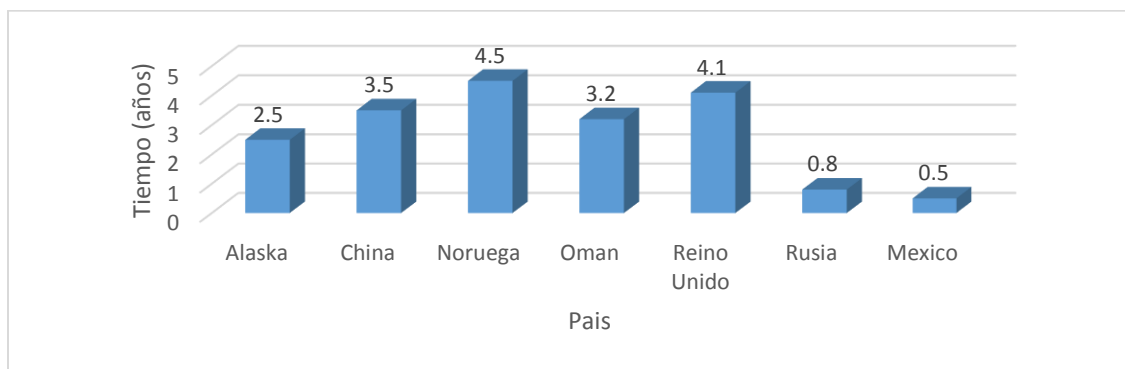


Figura 2. 1 Vida Útil de los equipos BEC a nivel Mundial

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 Electrocentrífugo⁴.

Sin embargo, en un estudio realizado en el 2012 por Alhanati y Trevisan⁵, se llevaron a cabo sesiones con miembros de un Comité Técnico Especializado en el tema (con representantes de Chevron, ConocoPhillips, Nexen, Petrobras, Statoil y Total) y cuyo objetivo fue el de presentar los temas predominantes referentes a la confiabilidad de los sistemas BEC en sistemas submarinos.

De acuerdo con el estudio realizado, el Tiempo Medio de Falla, TMF, (Mean Time to Failure, MTTF) que se refiere al tiempo transcurrido desde la instalación del sistema BEC hasta que falla y tiene que ser retirado para su reparación o sustitución; deberá ser entre 3 o 4 años para que el proyecto tenga una excelente rentabilidad. La Figura 2.2 presenta dos curvas que indican la probabilidad de que un sistema de éste tipo tenga un TMF en específico.

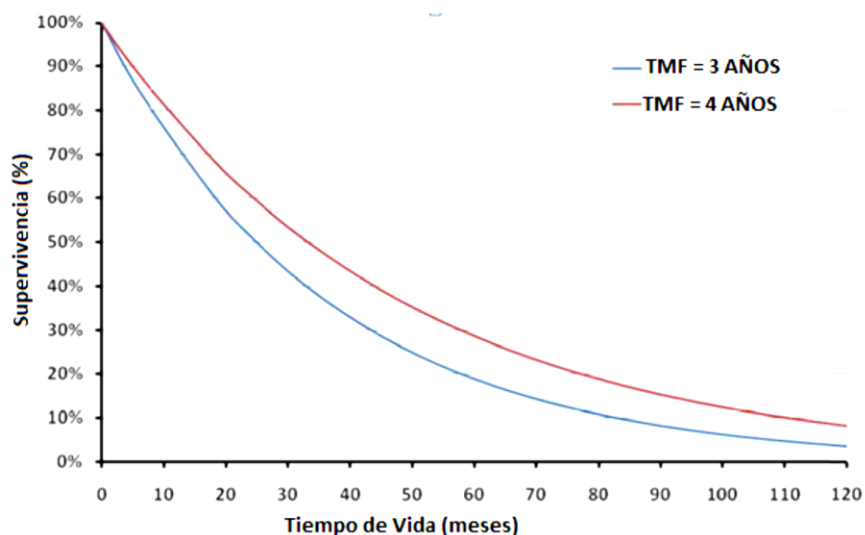


Figura 2. 2 Probabilidad de un TMF específico en un sistema BEC

Como se puede observar en la Figura 2.2, la probabilidad actual de que un sistema BEC sobreviva 5 años sin presentar falla alguna es de tan solo un 20 o 30%. Nótese que el 50% de probabilidad de que este tipo de sistemas trabajen sin presentar falla alguna, es decir, de alcanzar un TMF, es solo de 2 a 3 años, mientras que el 90% de probabilidad de no presentar falla alguna es solo de 4 a 6 meses. Para comprender estos resultados tenemos que tener en cuenta que para estas aplicaciones de alta potencia en aguas profundas y contando solo con pequeñas mejoras a la tecnología actual, solo se podrán alcanzar objetivos comunes, por lo tanto, son necesarias mejoras significativas en la tecnología de los sistemas BEC y así poder alcanzar los niveles de confiabilidad que las aplicaciones de alta potencia en aguas profundas requieren.

2.2. Ventajas del sistema BEC^{5,1}

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 estos, 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. Otra 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 energética es relativamente alta (cerca a 50%) para sistemas que producen arriba de 1000 BPD aproximadamente y el comportamiento del sistema es muy eficiente cuando se maneja únicamente líquido, en especial con altos contenidos de agua.
- Es un sistema efectivo para producir grandes volúmenes de fluidos, desde 200 hasta 60000 BPD, a grandes profundidades (aún superiores a los 15 000 pies) y varias condiciones, normalmente al manejar grandes gastos el costo de bombeo por barril decrece.
- Puede ser usado en pozos horizontales desviados sin ningún problema (dependiendo del ángulo de construcción, normalmente $<9^\circ/100$ ft)
- Requiere bajo mantenimiento, ya que los componentes son diseñados con el objetivo de cumplir miles de horas de operación, en la mayoría de los casos si la instalación es apropiadamente diseñada y operada se vuelve fácil la automatización y control.
- Puede ser usado en localizaciones urbanas debido a que el equipo de superficie requiere un mínimo espacio, lo que no causa destrucción en ambientes urbanos; de igual forma la ausencia del ruido en superficie produce un bajo impacto ambiental.
- Puede usarse en casos especiales, para inyección de fluidos a la formación, funcionando de manera invertida.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e incrustaciones por medio de una tubería capilar.
- Eficaz cuando se utiliza para producir líquidos con altas viscosidades, al igual que pozos con altos cortes de agua. Aunque es aplicable también en pozos con producción de gas libre, ya que la bomba centrífuga tolera cantidades determinadas de gas libre
- Factibilidad para variar las condiciones de operación de la bomba electrocentrífuga para tener la flexibilidad en la producción, debido a que la cantidad de crudo extraído es controlada por la velocidad de la bomba.

Otra ventaja del bombeo electrocentrífugo es que se puede explotar en pozos que ya eran consideradores de baja factibilidad para su explotación, ya que con este sistema vuelven a producir de manera exitosa. Esto junto con las ventajas antes descritas ha hecho que el Sistema BEC sea uno de los SAP más recomendados para su aplicación en campos costa afuera.

2.3. Limitaciones del sistema BEC^{5,1}

- La flexibilidad del funcionamiento constante de los sistemas BEC sobre una constante frecuencia es muy baja, por lo que se requieren equipos para cambiar la frecuencia de la

corriente eléctrica de esta manera es posible variar el flujo de líquido producido y darle flexibilidad operativa al sistema. Estos equipos representan un costo extra, de manera normal esta frecuencia es de 60 Hz.

- 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.
- Los materiales abrasivos tales como restos de la perforación y arena desprendida de la formación e incluso sólidos orgánicos o inorgánicos arrastrados por el aceite, incrementan la erosión y por lo tanto el desgaste de equipo (cantidades de arena menores a 200 ppm). Existen materiales que resisten la abrasión, pero se incrementan los costos de inversión.
- La reparación del equipo BEC en condiciones de campo es difícil, ya que se requiere sacar el equipo completo; además los equipos con fallas deben ser enviados al taller de reparaciones del fabricante. El uso de equipos BEC instalados con tubería flexible reduce los costos.
- La alta temperatura es un factor limitante, un equipo BEC estándar resiste alrededor de 250°F (120°C), el uso de materiales especiales eleva este límite hasta a 400°F (205°C).
- La producción de aceites con alta viscosidad incrementa los requerimientos de potencia, ya que el flujo será menor y los caballos de fuerza demandados de la bomba serán mayores.
- Los costos para la instalación son altos debido a la necesidad de utilizar pesadas torres de perforación. (La tubería flexible desarrollada para unidades BEC reduce los trabajos de operación)⁶. Por lo tanto, la instalación de este en pozos de alta producción no es rentable.

Un factor muy importante que se debe tomar en cuenta para la instalación de un BEC es la disponibilidad de una fuente de energía eléctrica, relativamente con alto Voltaje, de igual forma se debe tener en cuenta que los diseños del sistema son complejos y se debe contar con un buen conocimiento acerca del ambiente en el cual el sistema se instalara. Factores como temperatura, corrosión, abrasión y alto RGA reducen el tiempo de vida del equipo.

2.4. Antecedentes del BEC en México^{3,6}

En el periodo comprendido entre 1960 y 2006, se instalaron 245 equipos BEC en 74 pozos de Pemex Exploración y Producción (PEP). De estas 245 intervenciones sólo 91 cuentan con información suficiente para el análisis de su desempeño.

En México, como se mencionó anteriormente, el nivel de vida útil promedio de sistemas BEC es de 0.5 años (6 meses). No obstante, el equipo BEC que registró mayor vida útil, fue el instalado en el pozo Balam-13 con 8.5 años, produciendo en promedio 2419 (bpd) de crudo con una densidad de 26 api. Sin embargo, no se mencionan las condiciones de operación de dicho equipo, las cuales pudieron haber sido demasiado benignas, en comparación con las condiciones de operación actuales. Otros 4 largos periodos de vida del sistema BEC de más de 2.5 años fueron registrados en el campo Balam perteneciente a la Región Marina Noreste.

2.4.1. Región Norte

Las primeras pruebas del BEC en México se realizaron desde la década de los 60's hasta los 80's en el Distrito de Poza Rica perteneciente a la Región Norte, sin alcanzar los resultados esperados. De 159 equipos BEC instalados entre 1960 y 2000, se tiene registro de 116 de los cuales 103 tuvieron un periodo de operación máximo de medio año. En la década de los 60's se instalaron equipos BEC

en 3 pozos del Distrito Poza Rica con múltiples intervenciones y cortos periodos de operación. Más adelante, en los 70's se instalaron 121 equipos en la Región Norte en 23 pozos. El pozo que operó por mayor tiempo fue el Poza Rica 92 en su tercera intervención con un total de 394 días y una producción de 813 (bpd). Por otro lado, el menor tiempo de operación se registró en el pozo Poza Rica 71 en su séptima intervención con únicamente 3 días de operación. El 80% de los problemas ocurridos fueron originados por un corto circuito. Posteriormente, de 1980 a 1983 se instalaron 22 equipos BEC. En los 90's se realizó una prueba en dos pozos del Distrito Altamira que en promedio operaron 49 días. En los años 1999 y 2000 se realizaron las dos últimas instalaciones del BEC en los pozos Petronac-5 y Poza Rica-336.

2.4.2. Región Sur

En 1994 se analizó implementar el sistema BEC en algunos pozos de la Región Sur donde la presión de fondo no era suficiente para mantener flujo continuo. Debido a su alta producción, se dispusieron equipos BEC para algunos de los pozos de los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna. Se instalaron 18 equipos en 10 pozos, en 4 de estos pozos se realizó más de una intervención. El primer pozo, Yagual-101 duró 425 días operando, e incrementó su producción 791 (bpd).

En 1996 se instalaron 10 equipos en 5 pozos con periodos muy cortos de operación, posteriormente, en 1997 instalaron 3 equipos BEC en dos pozos que en promedio operaron 217 días. La última instalación en la Región Sur fue realizada en el pozo Puerto Ceiba-1 en 1998 operando por 103 días. De 18 equipos BEC en la Región Sur entre 1995 y 1998 se tiene información de 17, de los cuales 10 operaron 2 meses y el resto menos de 16 meses.

2.4.3. Región Marina Suroeste

En el campo Abkatún, perteneciente a la Región Marina Suroeste, se eligió hacer una prueba piloto con el sistema BEC en 2002 en el pozo Abkatún-73. En 2005 Se decidió implementar el BEC en los pozos de plataforma Abkatún-B ya que contaban con las mejores condiciones mecánicas y de ubicación estructural dentro del yacimiento, el tiempo promedio de operación de estos equipos fue de 122 días. Los 3 sistemas BEC instalados en la Región Marina suroeste en 2005 duraron como máximo 6 meses operando.

2.4.4. Región Marina Noreste

En 1991 se seleccionó el BEC como sistema artificial para explotar pozos del campo Ku-Maloob productores de aceite pesado perteneciente al Cretácico, ya que la presión original y las características del yacimiento no permiten que el fluido llegue a superficie por sí solo. En 1992, dos pozos de la plataforma Ku-H se eligieron para la prueba del BEC, operando por 31 y 12 días en su primera intervención produciendo 7920 y 8900 (bpd). Posteriormente, se estudió la factibilidad de instalar el BEC en equipos de la plataforma Zaa-C, en 1998 se instaló el BEC en el pozo, Zaa-27D operando únicamente por 66 días. En el año 2006 se realizaron intervenciones en los pozos Zaa-25 y 27D, donde los resultados no fueron satisfactorios, ya que su tiempo de operación fue de 3.5 meses. De 6 equipos instalados en Activo Integral Ku-Maloob-Zaa de 1992 a 2006 únicamente uno logró operar hasta medio año. Desde el 2005, algunos pozos del campo Zaa se encuentran operando con sistemas híbridos que consisten en el BEC como sistema artificial principal y bombeo neumático continuo (BN) como secundario.

En el campo Ayatsil se realizó la prueba del sistema BEC en dos pozos en 2007 y 2008, obteniendo producciones de 3900 y 4100 (bpd). Con la implementación del BEC se considera obtener en promedio 5000 (bpd) en 22 de los 122 pozos. El campo Ayatsil produce crudo extrapesado del Cretácico y se encuentra ubicado a 130 km de Ciudad del Carmen.

En 1993 se realizó un estudio para seleccionar el sistema artificial de producción (SAP) adecuado para los campos Ek y Balam con el objetivo de continuar explotando los hidrocarburos ligeros que pertenecen a las arenas del Jurásico Superior Oxfordiano y pesados de la brecha del Paleoceno, como resultado se adquirieron 6 equipos BEC para 5 pozos de la plataforma Ek-A, ya que mostraba una rentabilidad muy atractiva. El pozo Ek-13, comenzó a operar en 1995 por solo 105 días debido a un corto circuito, Ek-15 comenzó a operar en 1996, y desde su sexta intervención al 2006 ya llevaba más de 200 días operando con una producción promedio de 4560 (bpd). En 1996 se realizaron otras 5 instalaciones en los pozos Ek-3, Ek-11 y Ek-101. Uno de los más intervenidos fue el pozo Ek-101 con 6 equipos instalados, en 1996 cuando se le instaló el BEC no operó ni un día por problemas de arranque con el fluido de control. En total, en el campo Ek, se han llevado a cabo 29 instalaciones de BEC en 13 pozos con promedio de operación de 248 días. Los campos Ek y Balam se encuentran a 80 km de Ciudad del Carmen y las características del hidrocarburo obtenido se pueden ver en la Tabla 2.1

En el campo Balam, en 1997 y 1998 se instalaron 8 equipos BEC, uno de ellos, Balam-13 es el pozo que ha registrado el mayor tiempo de operación en todo PEP con más de 8 años, aportando una producción de 2419 (bpd) de aceite de 26 °API, RGA 44 (m³/m³), operando a 120 °C. La bomba de marca Centrilift con resistencia a la abrasión instalado en este pozo, se colocó a 2720m donde no existía gas libre.

En el 2000 se instaló el sistema BEC en el pozo Balam-73 operando por 747 días, en 2003 se realizó una segunda intervención logrando que operara por 144 días, y en 2005 se le instaló un tercer equipo que, para finales de 2006 ya llevaba más de 380 días operando. En el campo Balam se han instalado 29 equipos de BEC en 12 pozos a partir de 1997, y hasta 2006, el campo tenía 3 pozos produciendo con BEC. En los campos Ek y Balam únicamente 7 equipos de 58 instalados se encontraban operando al 2006, la vida útil promedio de los equipos instalados fue de 402 días. En 1996 se realizaron pruebas en el campo Cantarell, en las plataformas Akal-N y Akal-M. El pozo seleccionado, Cantarell-1082 producía 4455 (bpd) con Bombeo Neumático (BN), pero una vez instalado el sistema BEC incrementó su producción a 8000 (bpd) en promedio, con un tiempo de operación de 213 días.

Del campo Takin, desde 2008 se extraen hidrocarburos pesados pertenecientes a la Brecha del Paleoceno con el sistema BEC en 13 pozos. Las bombas que se instalaron en el sistema tienen la capacidad de manejar gastos que van de 2000 a 7000 (bpd).

Tabla 2. 1 Características de los hidrocarburos de la región Marina Noreste

Campo	Producción (BPD)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Arena	Relación gas-aceite (m ³ /m ³)	Tipo de aceite	Sistema artificial de producción
Ku	6700	3200	118	No	70	Pesado	BN
Maloob	5600	3200	117	No	50	Pesado	BN/BEC
Zaap	5700	3200	114	No	66	Pesado	BN/BEC
Ayatsil	5000	3800	123	No	20	Extra pesado	BEC
Ek-Balam (JSO)	2000	4500	110	Si	33	Ligero	BEC
Ek-Balam (BTPKS)	5000	3400	105	No	28	Pesado	BEC
Takin	5000	3400	130	No	28	Pesado	BEC
Akal	3500	2500	110	No	63	Pesado	BN

En el año 2012, después de realizar evaluaciones de potencial del BEC en la Región Marina Noreste, se concluyó que este es el sistema artificial de producción más efectivo para explotar los yacimientos del Cretácico que producen crudos pesados y extra pesados, por esta razón Pemex licitó el proyecto de Bombeo Electrocentrífugo con el objetivo de implementar un sistema que garantice el diseño, instalación, operación y mantenimiento del BEC para el aseguramiento de flujo de los crudos pesados de estos yacimientos. En el contrato se planeó la instalación de 122 Equipos BEC, pronosticándose un incremento de la producción de entre 2000 y 5000 BPD para cada pozo, siendo el campo Maloob en donde se instalaron el mayor número de equipos (41%). Derivado de este contrato en 2015 se reportó que el tiempo de vida útil promedio de los equipos instalados en cada campo fue de: 689 días para Ek-Balam, 300 días para Zaap-Maloob y 265 días para Ayatsil.

Finalmente, en el año 2018 se reportó que la Región Marina Noreste contaba con 74 equipos BEC operando de los cuales 30 pertenecen al campo Ek-Balam, 25 a Zaap-Maloob y 19 a Ayatsil, estos equipos tuvieron una producción de 301,076 bpd, siendo equivalente al 28% de la producción de los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, adicionalmente en la Tabla 2.2 se reportan los tiempos de vida de los equipos BEC pertenecientes a esta región a finales del 2018.

Tabla 2. 2 Reporte de Equipos operando en la Región Marina Noreste a finales del año 2018

Campos	Equipos operando	BEC>730 días	730 días <BEC < 365	BEC<365 días
Ek-Balam	30	13	4	13
Zaap-Maloob	25	3	6	16
Ayatsil	19	1	6	12

2.5. Fallas Comunes en Sistemas BEC^{2,17}

2.5.1. Fallas Eléctricas

En la mayoría de los casos la causa principal de las fallas eléctricas no está relacionada con el sistema eléctrico como podría pensarse. Sin embargo, los problemas estrictamente eléctricos también

pueden dar pie a fallas. Ya que el sistema eléctrico está conectado en serie, el componente más débil puede ser el factor crítico:

- a) Problemas con la fuente de energía incluyendo fases desbalanceadas, picos de tensión, presencia de armónicos, caída de rayos, etc. y sus efectos principales son el sobrecalentamiento del motor BEC y el cable.
- b) Los controladores del motor generalmente son seguros en la operación normal, sin embargo, bajo condiciones extremas (altas o bajas temperaturas, mucha humedad, etc.) pueden fallar.

Existen muchos problemas eléctricos relacionados con cortos circuitos los cuales pueden tener causas totalmente diferentes entre sí. El motor puede tener un corto circuito debido a alguna de las siguientes razones; el aceite no está limpio (contaminado con agua, con partículas), una gran cantidad de ruido del transformador puede provocar el desgaste del aislamiento y esto puede contaminar al aceite.¹⁵

Por otro lado, los cables pueden sufrir un corto circuito debido a las descargas eléctricas en la parte del aislamiento. Este fenómeno es principalmente observado cuando hay altos voltajes. Sobre todo, hay que tener en cuenta también cuando los cables usados en el sistema BEC no cumplen con las especificaciones de la Comisión Internacional de Electrotécnica (IEC, International Electrotechnical Commission), respecto a las descargas eléctricas. Las causas de los cortos circuitos pueden ser muchas y muy diferentes, algunas de las cuales son:

- Baja calidad del aislamiento del cable
- Irrupción de agua
- Exceso de ruido proveniente del transformador causando daño en el cable.

Si el cable que se encuentra dentro del pozo presenta fallas eléctricas, lo cual, inmediatamente va a provocar un apagón del sistema. Las posibles causas de la falla del cable son:

- Daño mecánico (aplaste, cortaduras, etc.) durante las operaciones de introducción del equipo
- Corrosión
- Deterioro del aislamiento debido a las altas temperaturas o los gases provenientes del yacimiento
- Las corrientes por encima del límite de diseño pueden incrementar la temperatura del cable provocando fallas en el aislamiento.

2.5.2. Fallas en la Bomba

Los sistemas BEC operan en ambientes difíciles y se encuentran sujetos a los efectos perjudiciales de la corriente del pozo. Los cojinetes de la bomba se encuentran lubricados por los fluidos bombeados, por lo tanto, su tiempo de vida es mucho más corto que el de los cojinetes del motor, los cuales está lubricados por aceite de alta calidad.

Las principales causas de las fallas de la bomba se encuentran enlistadas a continuación:

- El desgaste por el empuje “hacia arriba”, se presenta cuando la bomba está operando a gastos mayores que el gasto máximo recomendado. En las bombas tipo flotante, los

impulsores se encuentran rozando con los difusores lo cual puede provocar una sobrecarga que puede provocar la destrucción de una etapa de la bomba. La producción de sólidos acelera este proceso.

- Desgaste por empuje “hacia abajo” por lo regular ocurre cuando la bomba opera con gastos menores que el gasto mínimo recomendado y también es acelerado por la producción de sólidos.
- Las incrustaciones de la formación pueden incrustarse o incluso bloquear las etapas de la bomba.

2.5.3. Fallas en el Motor

La mayoría de las fallas en el motor, son de naturaleza eléctrica. Sin embargo, muchas otras condiciones pueden ser la causa primaria de la falla del motor:

- La sobrecarga del motor causa el calentamiento del cableado del motor; lo cual puede causar daño o la quemadura del motor. Regularmente la sobrecarga es causada por:
 - Alta gravedad específica del fluido del yacimiento, lo cual puede causar que la altura dinámica total sea mayor de la considerada.
 - Fallas de las bombas que dan como resultado el aumento de los requerimientos de potencia
 - Voltaje irregular (alto, bajo o desbalanceado) en la terminal del motor.
- Las fugas en los protectores permiten la entrada de los fluidos del yacimiento al motor causando una contaminación gradual del aceite de, lo cual puede causar un corto circuito y quemadura del mismo.
- Enfriamiento insuficiente. El enfriamiento es insuficiente cuando la velocidad de flujo después del motor, es menor que la requerida para una transferencia del calor generado por el motor eficiente.

2.5.4. Fallas en el Sello o Protector

Las fallas en la sección de sello pueden ser atribuidas a los siguientes factores:

- La ruptura o el daño de los sellos mecánicos en esta sección pueden provocar que los fluidos del yacimiento se filtren dentro del motor, y esto puede ser resultado de las vibraciones transmitidas a la sección por parte de la bomba cuando ya se encuentra muy desgastada y la selección inadecuada ya sea del equipo o de las instalaciones
- El cojinete principal del sistema en el sello puede fallar cuando la bomba opera con empuje excesivo, ya sea hacia abajo o hacia arriba.
- Los sellos tipo laberinto pueden fallar en pozos desviados (más de 30 grados).

2.5.5. Fallas del Eje

Las fallas típicas en el eje se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Fallas en la capacidad de torsión se presentan cuando se excede el límite de torque del eje. La deformación puede ser permanente e incluso se puede llegar a romper el eje.
- El giro de torsión en el eje absorbe la energía mientras se inicia el sistema, si el giro de torsión es mayor que el permitido en las partes conectadas, estas partes pueden dañarse.

- El desgaste del cojinete es más común cuando se están produciendo sólidos y por lo tanto la holgura de estos aumenta. Esto va a provocar que la estabilidad en el eje disminuya y por lo tanto las vibraciones van a aumentar.
- La pérdida de lubricación alrededor de los cojinetes de la bomba puede ser provocada por el roce metal-metal, lo cual hace que las temperaturas aumenten, y los materiales de los cojinetes se deshagan y peguen en una parte, dejando sin protección al eje expuesto a daños o ruptura.

2.6. Análisis de las Fallas de Acuerdo a su Causa^{16,2,17}

El ESP- RIFTS Joint Industry Project, JIP (por sus siglas en inglés que significa Proyecto Conjunto de la Industria), se enfoca en el desarrollo de una red de información a nivel mundial de la industria de los Sistemas de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible, (ESP, por sus siglas en inglés Electric Submersible Pump) y la Confiabilidad de la Información y los Sistemas de Monitoreo de Fallas (RIFTS, por sus siglas en inglés Reliability Information and Failure Tracking System), el cual pretende facilitar el proceso de compartir información acerca del Tiempo de Vida y las Fallas de los sistemas BEC, y por lo tanto, la consistencia en el análisis que se lleve a cabo para los datos reunidos por diferentes compañías ya sea operadoras o de servicios. El esfuerzo hecho, fue de acuerdo, tanto como sea posible, con:

- a) La Norma Estándar Internacional ISO 14224
- b) La Norma API RP 11S1

En el proyecto ESP- RIFTS participan 13 compañías y se encuentra actualmente en la Fase XX (veinte). Su base de datos contiene actualmente información de aproximadamente 112,000 instalaciones BEC en operaciones a nivel mundial¹¹. Debido a la existencia de desafíos al compartir información sobre fallas en BEC en una base de datos en común, no se puede asegurar la exactitud de los datos, ya que los operadores pueden tener diferentes opiniones, por ejemplo, en fallas por instalación, tal vez algunos piensen que los fallos de terminación son fallos de instalación y viceversa.

El análisis se llevó a cabo considerando información calificada de la base de datos, la cual es lo más precisa posible ya que se descartan todos aquellos datos que son inconsistentes o se encuentran incompletos. En la siguiente Tabla 2.3, se muestra que el análisis está basado en información de 6 compañías, 8 divisiones de los datos, 17 campos petroleros, 135 pozos y 211 sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido². Es importante señalar que la Base de Datos de ESP-RIFTS sólo considera los componentes subsuperficiales del sistema BEC, por lo tanto, el equipo de suministro de energía eléctrica se encuentra excluido.

Tabla 2. 3 Clasificación de los datos de Consulta

Clasificación de Datos	Número de Datos
Datos de Compañías	6
Datos de Divisiones	8
Datos de Campos	17
Datos de Pozos	135
Datos de Periodo de Producción	211

A partir del análisis de resultados, se podrá entender mejor la forma en la que el sistema BEC falla dentro de ciertas circunstancias, las cuales se presentan en porcentaje de rango de falla ilustradas en la Figura 2.3. La ESP-RIFTS define rango de falla como: el número total de fallas observadas dentro de un grupo de periodos de producción, dividido entre la suma del tiempo de vida útil de todos los sistemas BEC del grupo al que pertenece. En cuanto a periodo de producción, este se define como el periodo de tiempo de cualquier sistema BEC individual instalado en un pozo durante un periodo de tiempo.

De acuerdo con Takacs¹, la parte más débil del sistema BEC es el sistema eléctrico. Sin embargo, las fallas eléctricas en la mayoría de los casos, son originadas por problemas mecánicos los cuales son la verdadera causa primaria de Falla. Por lo tanto, cada falla debe ser analizada de manera adecuada para poder identificar cual es la verdadera causa le dio lugar. Existen muchos factores diferentes los cuales pueden ser el motivo de la generación de la falla de alguno de los componentes del sistema, en las siguientes secciones se describirá como es que cada uno de estos factores pueden originar las fallas en el sistema.

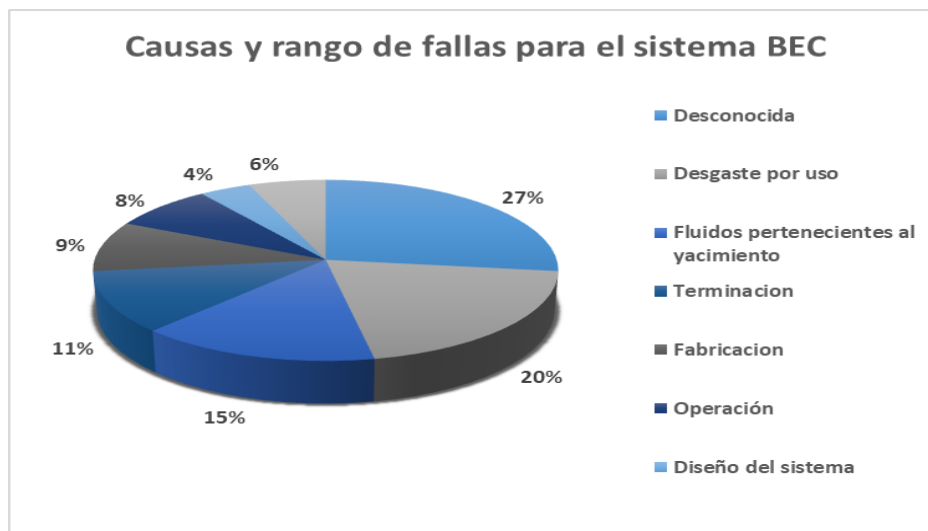


Figura 2. 3 Posibles Causas de Falla y su Rango de Falla Asociado para Sistemas BEC²

2.6.1. Terminación

Las fallas de la terminación, representan un 11% del total de fallas de la base de datos utilizada, las cuales por lo general no están relacionadas a componentes del sistema BEC como tal, sino a componentes de la terminación los cuales dan pie a la falla de uno de los componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo. De acuerdo con ESP-RIFTS, la causa de falla específica relacionada con la terminación que da lugar a fallas en el sistema BEC es el control de arena. Sin embargo, otras causas de falla relacionada con la terminación son: el colapso de la tubería de revestimiento, fallas en la tubería de producción, las cuales resultan en daños al cable. Algunos ejemplos de las causas de falla relacionadas con la terminación pueden ser:

- Falla de los disparos o de la colocación o diseño del liner.
- Falla en el sistema de control de arena.
- Falla en el diseño de terminación del pozo como: tubería de revestimiento, producción, empacador, válvulas de seguridad o fallas en el liner.

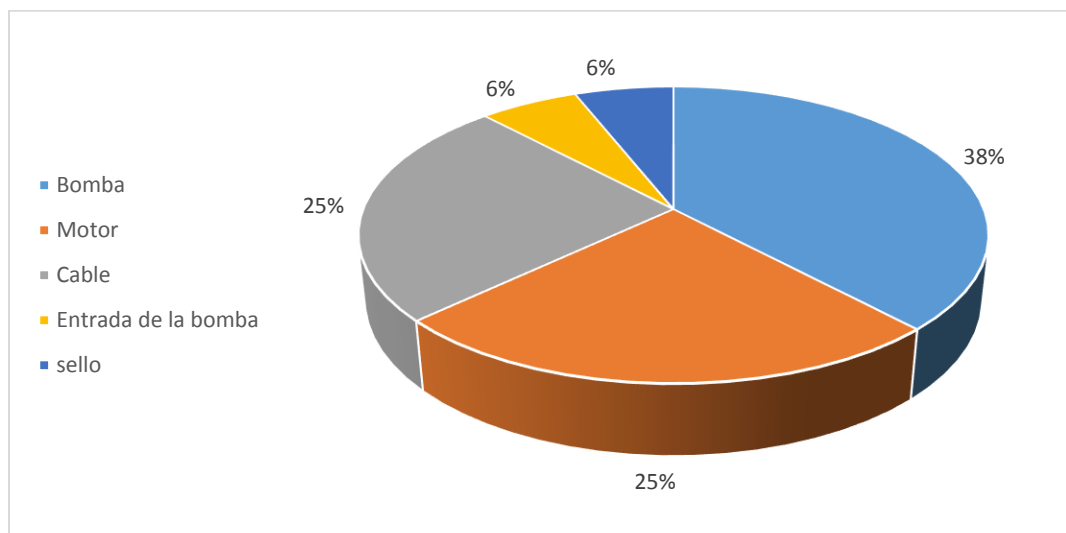


Figura 2. 4 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Terminación

Tabla 2. 4 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Terminación (Stale, 2010)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros en la Base de Datos
Bomba (38%)	Dañada por arena	2
Motor (25%)	Corto circuito	2
	Fase Desbalanceada	1
Cable (25%)	Dañado	2
	Corto circuito	2
Sello (6%)	Sin Información	-
Entrada de la Bomba (6%)	Desconectada	1

➤ **Bomba**

los resultados de los análisis mostraron que la bomba tiene el rango de falla más alto cuando se trata de causas relacionadas con la terminación. De acuerdo con la base de datos utilizada (Tabla 2.4), existen dos registros de bombas dañadas, la causa fue la alta producción de arena, por lo cual puede ser resultado de un diseño de control de arena inadecuado.

➤ **Motor**

En cuanto al motor, de acuerdo con los registros (Tabla 2.4), estos presentaron falla debido a dos razones, la primera fue un corto circuito a causa de ser expuestos a una corriente alta. La segunda causa fue a raíz de una fase desbalanceada, lo cual significa que la tubería de producción colapsó y el sistema BEC tuvo que ser dejado en el pozo.

➤ **Cable**

En caso del cable, las dos principales causas de falla son por corto circuito y por daño en el cable (Tabla 2.4), en el caso de daño en el cable, el análisis descubrió que la razón del daño fue debido a que el protector del equipo fue sometido a mucha presión.

➤ **Entrada de la Bomba**

Solo fue registrada una falla de la entrada de la bomba a causa de la terminación del pozo (Tabla 2.4). Esta fue causada específicamente por un sistema de control de arena inadecuado lo cual provocó que la arena entrara causando problemas al eje de la entrada de la bomba.

2.6.2. Instalación

Las fallas en la instalación, que representan un 6% del total de la base de datos utilizada, generalmente se encuentran relacionadas al daño del sistema BEC que ocurre durante la instalación del sistema dentro del pozo. La falla específicamente más común de acuerdo con la base de datos¹⁶ es la mala técnica de empalme del cable, ya que por lo regular se hace empalme con el cabezal del pozo. El análisis también muestra que el cable es el componente del sistema BEC que tiene los más grandes rangos de falla relacionado con la instalación Figura 2.5

Algunos ejemplos de causas de falla en la instalación son:

- Ensamble del sistema BEC
- Montaje del Equipo
- Limpieza del pozo
- Servicio de campo para el sistema BEC
- Prueba del equipo
- Optimización de pozo
- Reutilizar equipo dañado

Tabla 2. 5 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Instalación (Stale, 2010)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros en la Base de Datos
Bomba (11%)	Desgastada	1
Motor (33%)	Corto circuito	3
Cable (56%)	Corto circuito	4
	Dañado	1

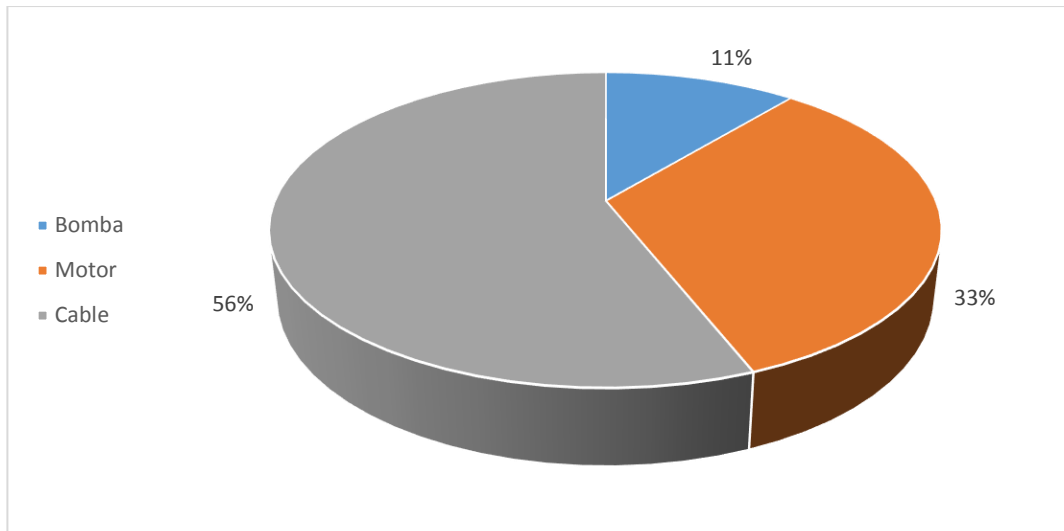


Figura 2. 5 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Instalación

➤ **Bomba**

La causa de falla en bomba es el desgaste Tabla 2.5, esto es debido a que se reinstaló una bomba que ya había sido utilizada y debido a que falló, se puede inferir que no fue sometida a las pruebas de fábrica necesarias ni se le dio el mantenimiento que requería para que pudiera volver a ser instalada.

➤ **Motor**

En esta sección, los tres motores reportados presentaron un corto circuito. El análisis consultado acerca de fallas no incluye respuestas específicas acerca de que fue lo que pasó, solamente indica que ocurrió durante un servicio a pozo del sistema BEC. Además de que existen muchos factores los cuales pueden provocar un corto circuito en el motor.

➤ **Cable**

Para el caso del cable de acuerdo con la base de datos Tabla 2.5, las fallas se debieron principalmente a un corto circuito, debido ya sea a una mala conexión del conector eléctrico con la cabeza del pozo, o debido a una falla en alguno de los empalmes que se encontraban dentro del pozo

2.6.3. Fabricación

Por la parte de fabricación que representa el 9% de fallas, el componente más propenso a fallar es el cable, principalmente asociado a un corto circuito de acuerdo con la base de datos¹⁶. Estas fallas ocasionadas por una mala fabricación, dan lugar a las fallas en cualquiera de los componentes del sistema BEC. Algunos de los ejemplos de las causas de falla en el sistema asociadas a errores en la fabricación, pueden ser:

- Mala selección de material a utilizar en la fabricación para cierta aplicación
- Una fabricación o ensamblaje de los componentes, inapropiados
- Un control de calidad deficiente o pruebas de los componentes inadecuados

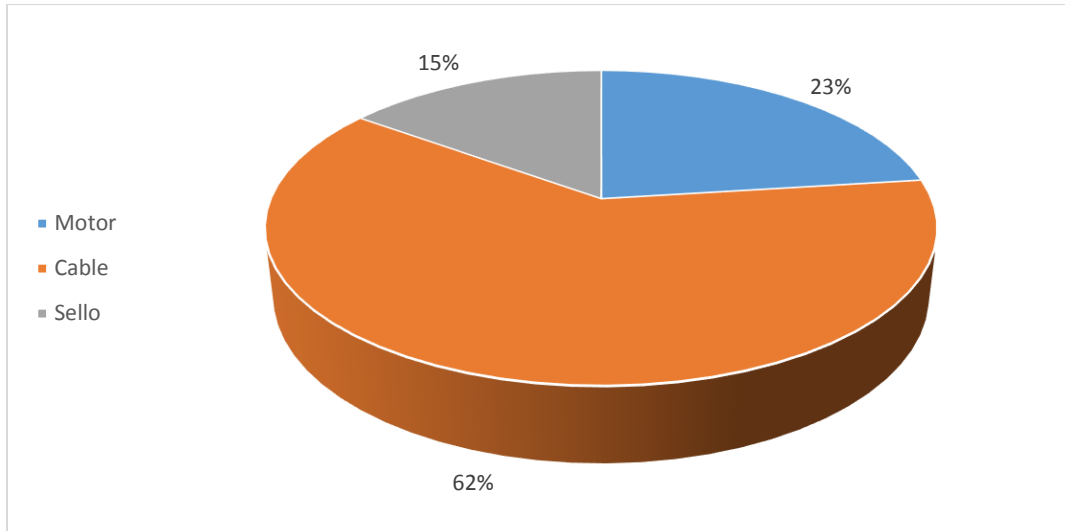


Figura 2. 6 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Fabricación

Tabla 2. 6 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas en la Fabricación (Stale, 2010)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros en la Base de Datos
Motor (23%)	Corto circuito	4
Cable (62%)	Corto circuito	14
Sello (15%)	Contaminada	2

➤ **Motor**

Para este caso, la falla de cuatro motores fue a causa de fallas en la fabricación por parte del vendedor, en específico debido a un corto circuito.

➤ **Cable**

El componente del sistema BEC que presentó mayor número de problemas registrados en la base de datos de ESP-RIFTS con relación a una falla en la fabricación, fue el cable; dando un total de catorce casos, Tabla 2.6.

➤ **Sello**

Se registraron dos casos de sellos los cuales estaban contaminados, en ambos casos el sello fue invadido, perdiendo su función; debido a esto el motor tuvo un corto circuito.

2.6.4. Desgaste por Uso

En esta categoría tenemos los reportes de falla dados en el sistema BEC por el desgaste debido al uso, el cual es normal y esperado, estas fallas representan un 20% del total de fallas de la base de datos utilizada, y en la cual podemos ver, como se muestra en la Figura 2.7, que las fallas en los

diferentes componentes del sistema se encuentran repartidas de forma más equitativa que en cualquier otra causa de falla.

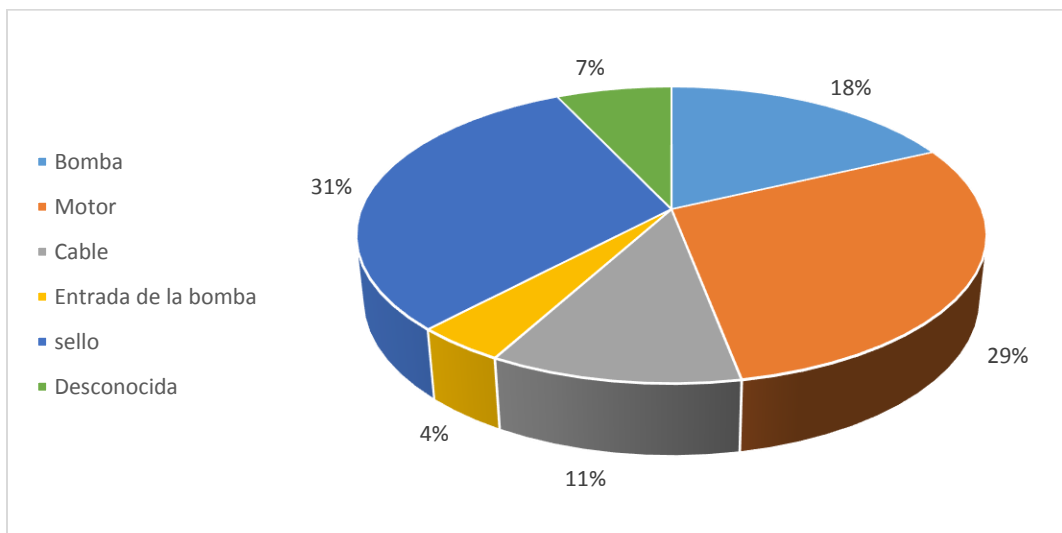


Figura 2. 7 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Causadas por el Desgaste por Uso

Tabla 2. 7 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Causadas por el Desgaste por Uso (Stale, 2010)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros de la Base de Datos
Bomba (18%)	Baja eficiencia	3
	Desgaste por uso	1
	Rotura o Fractura	1
Motor (29%)	Corto circuito	5
	Fase Desbalanceada	1
	Contaminado	1
	Corroído	1
Cable (11%)	Corto circuito	2
	Baja impedancia o resistencia	2
Sello (31%)	Contaminado	7
	Corroído	1
Entrada de la Bomba (4%)	Rotura o Fractura	1

➤ Bomba

Para el caso de desgaste por el uso de la bomba, como se muestra en la anterior Tabla 2.7, tenemos tres registros de fallas por baja eficiencia, lo cual en realidad no representa una falla. Las bombas fueron quitadas del pozo debido a que no producían el gasto deseado en superficie. Además del

tiempo en funcionamiento de la bomba, lo cual causa las fallas por uso, se registraron roturas o fracturas en la bomba, lo cual es originado por el fluido producido y los sólidos asociados con este, para este caso fue la producción de arena.

➤ **Motor**

En este caso, como muestra la Tabla 2.7, se tiene el reporte de cinco motores los cuales fallaron por un corto circuito, la causa del corto circuito de tres de estos motores es que fueron a tierra, sin embargo, de los otros dos motores que fallaron, se desconoce la causa. Sin embargo, se registró una falla en un motor por fase desbalanceada el cual se contaminó con fluido de producción, lo que provocó la corrosión de este, por lo cual se puede pensar que el fluido producido en el pozo en el que estaba operando este sistema BEC, contenía partículas abrasivas o materiales corrosivos. El registro también indicaba que la corrosión de la bomba era debida a un agujero que se encontraba en la cubierta del motor.

➤ **Cable**

En el registro se encontraron dos casos de cables que presentaron corto circuito debido al desgaste por el uso, como se muestra en la Tabla 2.7, para estos casos, no había ninguna explicación acerca de lo ocurrido, en otro de los registros la extensión del cable al motor había presentado falla a tierra. También había dos casos de cables en los que la causa de falla fue la baja impedancia o baja resistencia, sin embargo, no había una explicación más a fondo de lo ocurrido o causas.

➤ **Sello o protector**

Se encontraron siete registros en la base de datos acerca de sellos contaminados, además de uno con problemas de corrosión. Los comentarios incluidos en el registro indicaban, en resumen, lo siguiente:

- La protección o armadura del cable mostraba corrosión
- El motor presentaba falla a tierra lo cual dio pie después a el corto circuito y esto era consecuencia de la contaminación por agua
- El sistema BEC falló, después de que la alarma indicara un exceso de corriente
- Corrosión severa

➤ **Entrada de la Bomba**

Se encontró un registro de una entrada de la bomba que se encontraba rota o fracturada. Sin embargo, no había ninguna otra explicación al respecto de esta falla.

2.6.5. Operación

Las fallas en el BEC relacionadas con una operación inadecuada, representa el 8% del total de acuerdo con la base de datos utilizada, Figura 2.8. El componente con un rango de falla mucho mayor en este caso y en comparación con los demás componentes, es el motor.

Algunos ejemplos de falla en el sistema BEC debidas a una mala operación, son las siguientes:

- Monitoreo insuficiente o inadecuado

- Procedimiento de operación mal diseñado o accionado. Por ejemplo: se encontró que el sistema fue detenido y reiniciado en muchas ocasiones en las que era innecesario
- Tratamiento de pozo. Como ejemplo para este caso se inyectaban inhibidores.

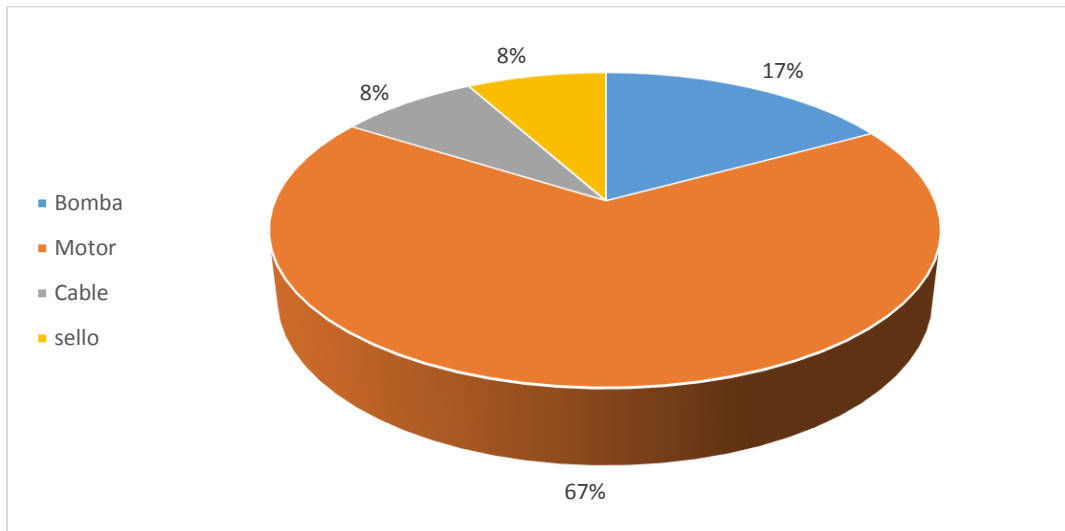


Figura 2. 8 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Durante la Operación

Tabla 2. 8 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con Fallas Durante la Operación (Stale, 2010?)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros en la Base de Datos
Bomba (17%)	Atascamiento	1
Motor (67%)	Corto circuito	3
	Fase Desbalanceada	1
	Corroído	4
	Desconocido	1
Cable (8%)	Corto circuito	1
Sello (8%)	Corroído	1

➤ **Bomba**

Para este caso, fue reportado un caso en el que la bomba se encontraba atascada, Tabla 2.8. La causa de falla de acuerdo con la base de datos y el análisis llevado a cabo por ESP-RIFTS, fue debida a la producción de arena que fue consecuencia de un monitoreo insuficiente.

➤ **Motor**

En este componente se registraron tres casos los cuales habían sido causados por un corto circuito en el motor. Cuatro de estas fallas se presentaron a causa de la corrosión en el protector o cubierta del motor. La otra falla fue consecuencia de un mal procedimiento de operación debido a un monitoreo inadecuado del motor y la presencia de una fase desbalanceada en este.

➤ **Cable**

Solamente un cable falló, a causa de un corto circuito y esto fue porque la extensión del cable al motor falló por una conexión a tierra.

➤ **Sello o protector**

La corrosión también fue la causa de la falla del sello lo que provocó que se corroyera; la corrosión era tan severa que se encontró en la sección del sello un agujero.

2.6.6. Fluidos del Yacimiento

En base a la Figura 2.9, el componente del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido que resulta mayormente dañado, es la bomba. Las fallas debido a los fluidos del yacimiento, representan el 15% del total de acuerdo con la base de datos utilizada para el análisis. Algunos de los ejemplos de las fallas que pueden ocurrir, son los siguientes:

- Presencia de asfáltenos en el fluido del yacimiento
- La temperatura de fondo de pozo se encuentra alrededor de 90°C
- Gas libre en el flujo hacia el pozo y la bomba principalmente
- Contenido de arena el en fluido del yacimiento
- Formación de incrustaciones
- Parafinas en el fluido del yacimiento
- Alta producción de agua en el fluido que llega al pozo
- Nula o poca presencia de flujo hacia el pozo.

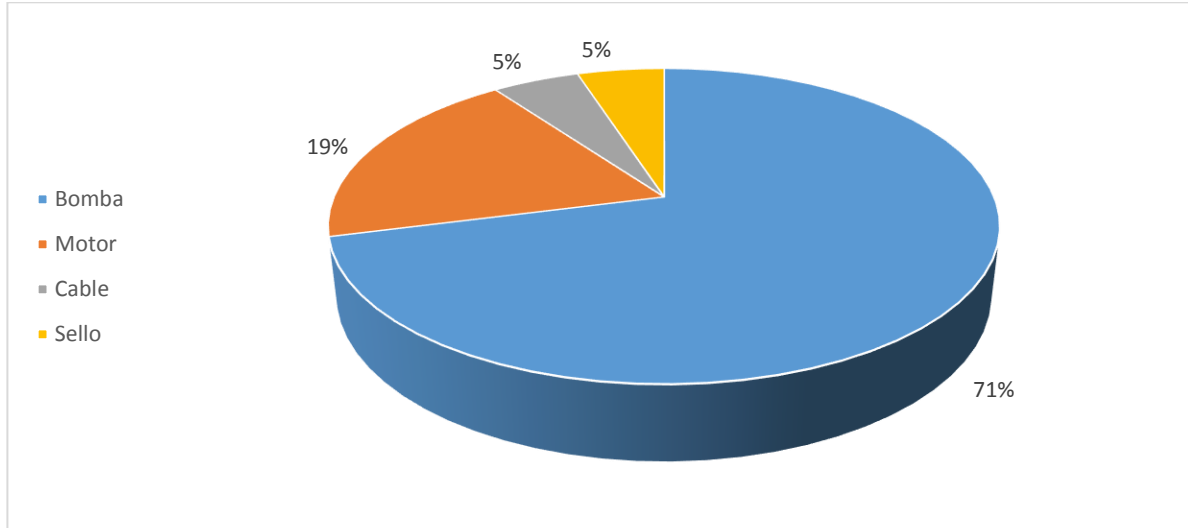


Figura 2. 9 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con los Fluidos del Yacimiento

Tabla 2. 9 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionados con los Fluidos del Yacimiento. (Stale, 2010)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros en la Base de Datos
Bomba (71%)	Atascamiento	11
	Incrustaciones	2
	Erosionada/Desgaste por	2
	Ruptura/Fractura	1
Motor (19%)	Fuga	1
	Fase Desbalanceada	1
Cable (5%)	Ruptura/Fractura	1
Sello (5%)	Corroído	2

➤ **Bomba**

De acuerdo con la base de datos ESP-RIFTS Tabla 2.9 las fallas fueron debido a la presencia de arena en el fluido y la presencia de sólidos orgánicos. Como ya se mencionó en el Capítulo I, las bombas electrocentrífugas sumergidas pueden tener impulsores rotatorios y estacionarios. El manejo de arenas y sólidos que se ha observado en las bombas con impulsores rotatorios puede causar un desgaste del cojinete radial, el desgaste del cojinete puede ser por empuje y desgaste por erosión.

➤ **Motor**

Se encontró un registro en la base de datos Tabla 2.9, en el que un motor falló a causa de una fase desbalanceada. El otro motor que presentó falla, fue a causa de una fuga en este, sin embargo; no se contaba con más información al respecto del motor con falla debida a fase desbalanceada, para el caso del motor con fuga, ésta fue a causa de la severa corrosión.

➤ **Cable**

En la Tabla 2.8, podemos observar que hubo una falla en un cable que se rompió o fracturó. La causa de falla es, de acuerdo con la base de datos por la producción de arena, aunque también se encontraron incrustaciones y corrosión en el sello inferior y el motor.

➤ **Sello**

Se encontraron dos sellos, en los cuales la causa de la falla se debió por la corrosión, sin embargo, no había mayor explicación acerca de las causas de la corrosión en el sello.

2.6.7. Diseño del Sistema o Selección de Componentes

El diseño o la selección adecuada de componentes es de suma importancia, para poder cumplir con los requerimientos necesarios. En la base de datos utilizada el 4% del total de las fallas, fue a causa de un diseño o selección inapropiada, esto incluye también el uso de datos inadecuados o errores de cálculo Figura 2.10. Algunos ejemplos de causas de falla asociadas a un mal diseño o selección del sistema BEC, pueden ser:

- Selección equivocada del equipo para una aplicación específica.
- Bomba que tenga una capacidad de flujo insuficiente o con una altura inadecuada.
- Capacidad de potencia eléctrica del motor inadecuada
- Selección y uso de materiales de bajo grado.

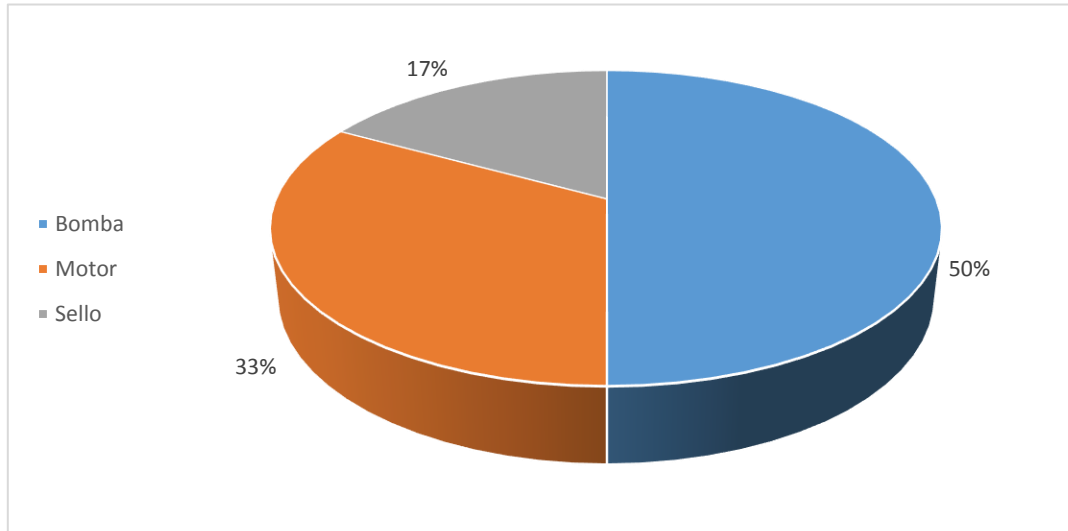


Figura 2. 10 Porcentaje de Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con el Diseño del Sistema o Selección de Componentes

Tabla 2. 10 Fallas en los Componentes del Sistema BEC Relacionadas con el Diseño del Sistema o Selección de Componentes (Stale, 2010)

Componente Primario de Falla	Descriptor Primario de Falla	Número de registros en la Base de Datos
Bomba (50%)	Fuga	2
	Atascamiento	1
Motor (33%)	Corto circuito	2
Sello (17%)	Roto o Fracturado	1

➤ **Bomba**

La bomba es el componente del sistema BEC que tiene un mayor rango de falla en relación a un mal diseño. De acuerdo de los registros Tabla 2.10, se encontraron dos problemas principales el primero fue fuga de líquido en las bombas; esto fue a causa de que las cubiertas de motor se encontraban corroídas. El segundo problema identificado fue un atascamiento de bomba; el cual fue a causa de la formación de incrustaciones.

➤ **Motor**

Dos registros en la base de datos Tabla 2.10 reportan una falla del motor a causa de un corto circuito. Para el primer motor, se encontro en la parte de los comentarios que la falla fue a causa de la producción de arena y se encontró daño a causa de la erosión, provocando que el fluido entrara en

el motor a través de agujeros en la cubierta de este, lo cual provocó el corto circuito. Esto da una razón para pensar que el corto circuito fue ocasionado a causa de la contaminación por aceite como resultado de que la sección de sello se encontraba operando de manera ineficiente.

➤ **Sello**

Solo se relacionó la falla en el sello con un mal diseño o selección inadecuada del componente, este se encontraba roto o fracturado; de acuerdo con la base de datos, el eje del sello era lo que se encontraba roto.

2.7. Fallas en los equipos BEC instalados en México.^{5,1}

Toda falla eléctrica en la instalación subsuperficial se refleja como corto circuito en la superficie. Se ha observado que la falta de información es un aspecto significativo, ya que de un total de 245 equipos BEC instalados entre 1960 y 2006, se desconoce la causa del fallo de 154 equipos BEC, de los 91 equipos BEC documentados se clasificaron los registros de fallas en las siguientes categorías, de acuerdo a la frecuencia de ocurrencia:

- Eléctricas (25.3%): Debido al bajo amperaje, equipos aterrizados o a una sobre corriente del sistema, en el sensor y el variador de frecuencia.
- Bomba (25.3%): Atascamientos, obturamientos, cavitación y fallas por causa de desacoplamiento de la flecha.
- Motor (20.9%): Intentos de arranque y fallas registradas en el motor.
- Sistema yacimiento-pozo (16.4%): Información del yacimiento escasa y mala, problemas mecánicos del pozo etc.
- Cable (11%): Problemas en la mufa y a lo largo del cable.
- Separador (1.1%): Desperfectos en el separador de gas.

En la siguiente Figura 2.11 se muestra el tipo de fallas descritas anteriormente, en porcentaje

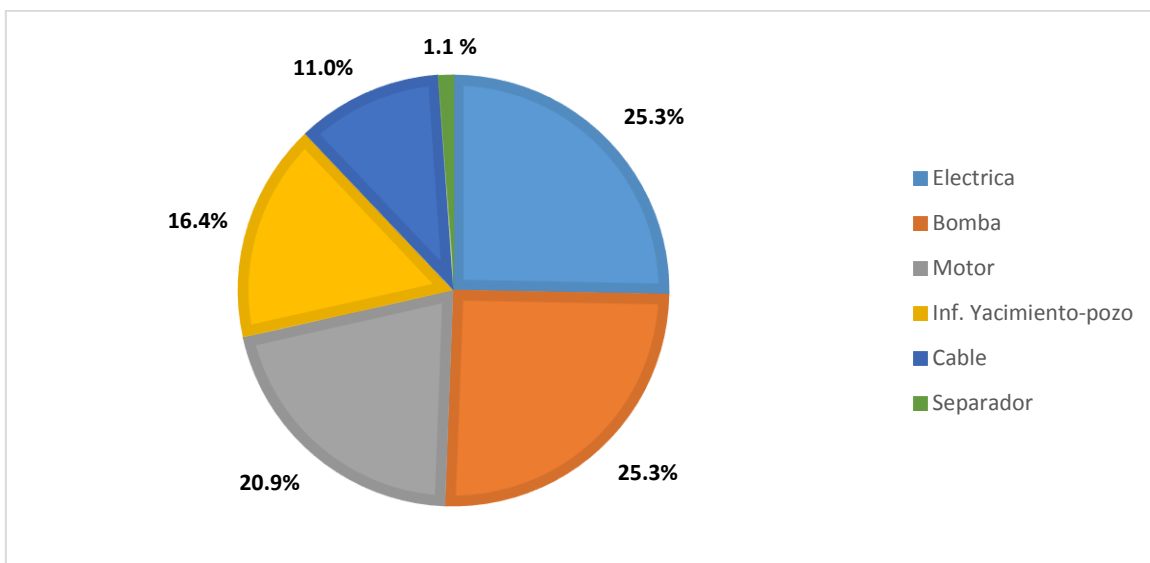


Figura 2. 11 Causas de fallas en los equipos BEC (1960-2006)³

Un problema importante observado en los equipos BEC en México es el incremento de temperatura relacionado con la presencia de gas en la bomba centrífuga, debida a la falta o falla del separador previo a la bomba y un mal diseño de la carga de succión positiva neta (NPSH). Una bomba centrífuga está diseñada para manejar fluidos parcialmente incompresibles, ya que la energía que la fase compresible no capta a la misma velocidad de la fase no compresible se transforma en calor.

Otro factor que puede afectar el rendimiento de los sistemas BEC, es que los equipos BEC instalados en México, se encuentran dentro del grupo de los más profundos a nivel mundial³, como se muestra en la siguiente Figura 2.12 (de acuerdo a Schlumberger), en la cual se puede observar que por el simple hecho de emplear equipos BEC en mayores profundidades de pozo, tales equipos operan a condiciones de operación más críticas que en otras regiones del mundo. Lo cual puede ser uno de los factores principales en la generación de fallas en los equipos BEC (obviamente tomando en consideración todos los factores que de alguna forma influyen a falla por dichas condiciones de operación).

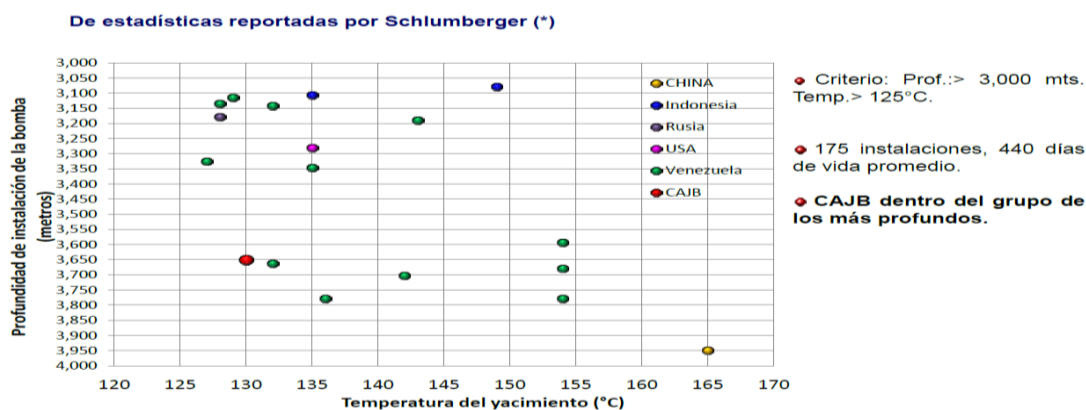


Figura 2. 12 Análisis de referencia en la implementación del sistema BEC en el campo Samaria, información de la base mundial Ilimina (Schlumberger, 2012)⁹

Durante la aplicación del BEC en el periodo de 1960 a 2006 en las cuatro Regiones de PEP se trabajó con cinco compañías:

Tabla 2. 11 Equipos instalados por compañía de 1960 a 2006.

Compañía	Número de Equipos
REDA	178
Centrilift	61
ODI	3
Daqing Petroleum Bureau	2
Kobe	1

De los 245 equipos BEC que se tuvieron en PEP de 1960 a 2006, no existen registros de 44, y de los 201 equipos restantes, 154 fallaron antes de 6 meses. El promedio de vida útil de los equipos BEC en México fue de 0.5 años en este mismo periodo, mientras que en Noruega o China es de 4.5 y 3.5 años respectivamente. Con respecto a las regiones de México, la Región Norte es donde los equipos BEC presentan más fallas. La región donde menos se ha probado el sistema BEC es la Región Marina Suroeste con únicamente 3 equipos que no duraron ni medio año. Por otro lado, la Región Marina

Noreste tiene el mayor tiempo de vida útil con 0.9 años en promedio, esto se debe probablemente a la baja RGA de los campos Ek y Balam, siendo estos campos los que mayores equipos instalados tiene, no obstante, dentro de esta región el campo Ayatsil es el que presenta los menores tiempos de vida útil. Las principales causas de falla reportadas para esta región fueron: problemas eléctricos, mecánicos y fallas propias del yacimiento.

En general el tiempo de operación promedio para las diferentes regiones es:

- Región norte: 0.3 años.
- Región sur: 0.4 años.
- Región Marina Suroeste: 0.4 años.
- Región Marina Noreste: 1 año.

En el periodo 2012-2015 PEMEX planeó instalar 50 sistemas BEC, para incrementar la producción de hidrocarburos. Sin embargo, no se tiene información del modelo de equipos BEC que se debieron haber adquirido e instalado, las condiciones de operación (servicio amargo, servicio dulce, porcentajes de H₂S y CO₂). Así mismo no se cuenta con el reporte de la selección de materiales (metálicos y polímeros) para evaluar si los materiales empleados en la construcción de los equipos BEC son los adecuados para el pozo en el cual operarán. Lo anterior muestra que aún y cuando los equipos BEC presentan fallen en poco tiempo, se han estado empleando ampliamente en México para la producción de hidrocarburos debido a sus ventajas con otros tipos de equipos de bombeo.

Capítulo III. Corrosión por H₂S y CO₂

Diversos metales se encuentran en la naturaleza combinados con otros elementos químicos, formando lo que se conoce como minerales. Los minerales pueden ser óxidos, sulfuros, carbonatos etc. esta condición es preferida por la naturaleza como resultado de las leyes de la termodinámica. Esta tendencia de los metales a recombinarse con componentes del ambiente, lleva al fenómeno conocido como corrosión, la definición más encontrada en la literatura¹ es: Destrucción o degradación de un material por reacción con su medio ambiente, deteriorando las propiedades físicas y químicas de un metal.

El término corrosión se aplica aquellos procesos que conducen a la destrucción química o electroquímica de un metal y esta sucede de manera espontánea (cede energía) y provoca que el metal retorne a su estado combinado, por estas razones algunos autores mencionan que la corrosión es el proceso metalúrgico extractivo en sentido inverso^{18,22}. La corrosión se clasifica, según el medio, de dos formas:

a) Corrosión química: Son las reacciones que ocurren sin presencia de humedad o iones, también llamada corrosión seca. Un ejemplo típico de corrosión química, es la oxidación química de los metales a altas temperaturas, esta se localiza sobre la superficie del metal formando una película de óxidos

b) Corrosión electroquímica: Ocurre en un medio acuoso (electrolito), por ejemplo: soluciones salinas, agua de mar, suelos y condiciones atmosféricas con humedad relativa. Este fenómeno se presenta cuando en el metal se forman puntos con cargas positivas y otros con cargas negativas y debido al fluido se establecen corrientes eléctricas que provocan un desprendimiento de iones de algún metal, por ejemplo, el hierro.

Es importante señalar que piden no existir cambios visibles en el material, sin embargo, este puede fallar inesperadamente a causa de ciertos cambios en su estructura interna.

3.1. Corrosión en la industria petrolera

Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales producen anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes: en los países industrializados se ha valorado en el 3% del PBI. Este porcentaje puede tomarse sobre la valoración equivalente de la industria petrolera y del gas para llegar a una cuantificación aproximada de sus efectos económicos.

De todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y del petróleo la más importante es la corrosión con el 33% de los casos (Tabla 3.1.).

Tabla 3. 1 Fallas en la Industria Petrolera¹⁹

TIPOS DE FALLAS	%
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño Mecánico	14
Fractura Frágil	9
Defecto de Fabricación	9
Defectos de Soldadura	7
Otros	10

A su vez, el tipo de corrosión que ocurre se distribuye aproximadamente de la forma que se muestra en la Tabla 3.2.:

Tabla 3. 2 Corrosión en la industria Petrolera²

TIPOS DE FALLAS	%
Por CO ₂	28
Por H ₂ S	18
En Soldaduras	18
Picaduras	12
Corrosión-Erosión	9
Galvánica	6
Espacios Confinados	3
Impacto	3
Corrosión bajo Tensión	3

A nivel mundial, el 63 % de las fallas en las tuberías de transporte de Gas Natural y/o Crudo es causado por corrosión.

- 50 % Corrosión interna
- 13 % Corrosión externa

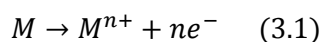
En la industria petrolera venezolana los costos por corrosión anuales están en el orden de 120 millones de dólares.

El CO₂ y el H₂S son las especies corrosivas más importantes y contra las cuales es necesario emplear diversos métodos para el control de corrosión. El CO₂ y el H₂S son especies químicas que están en equilibrio con las tres fases; petróleo, agua y gas, por lo que las cantidades de CO₂ y H₂S en cada fase están relacionadas con concentraciones diferentes dadas por las solubilidades correspondientes a cada fase.

3.2. Naturaleza de la corrosión

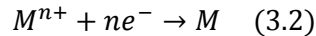
Cualquier proceso de corrosión involucra transferencia de cargas (iones y electrones), en particular en el caso de la corrosión húmeda, que se da a través de soluciones acuosas (electrolitos) donde el agua es el solvente en la solución, las cuales son eléctricamente conductoras. Este proceso de naturaleza electroquímica involucra reacciones químicas de oxidación y reducción. El origen del fenómeno es la presencia de heterogeneidades en la superficie de los metales, que producen zonas de diferentes niveles de energía y propician la formación de la celda electroquímica de corrosión (ver Figura 3.1), en la que son indispensables los siguientes elementos:

Ánodo. Porción de una superficie metálica en donde se lleva a cabo la corrosión (disolución). En este proceso existe una reacción de oxidación donde hay una pérdida o liberación de electrones como consecuencia del paso del metal a su forma iónica, que se representa en la ecuación 3.1:



Siendo M un metal de valencia n+, Mⁿ⁺ es su forma iónica y n el número de electrones cedidos.

Cátodo. Porción de la superficie metálica donde se lleva a cabo la reacción de reducción, en la cual los electrones producidos en el ánodo, se combinan con determinados iones presentes en el electrolito como, nitratos, sulfatos etc. En este proceso hay una ganancia de electrones y se representa en la ecuación 3.2:



Electrolito: sustancia que al disolverse en agua da lugar a la formación de iones y es capaz de conducir electricidad, por un flujo de iones.

Diferencia de potencial: desigualdad en el estado energético entre los dos electrodos que provoca un flujo de electrones desde el ánodo hasta el cátodo.

Conductor metálico: elemento que conecta eléctricamente los electrodos, conduce los electrones desde el ánodo hacia el cátodo.

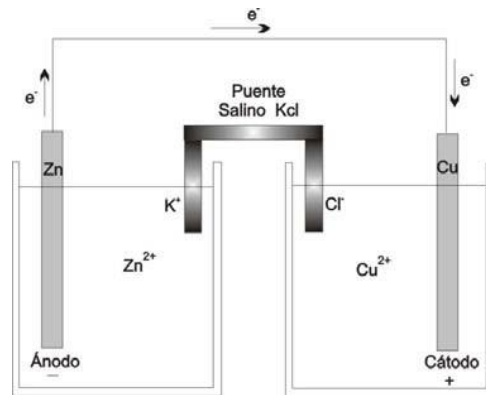
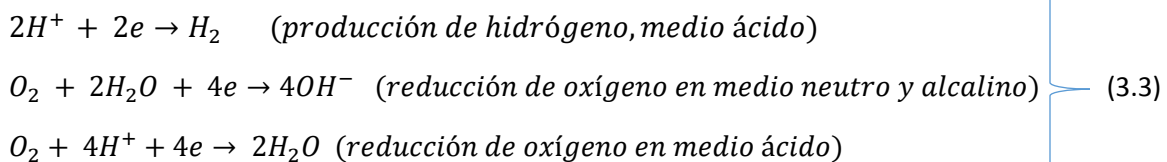


Figura 3. 1 Diagrama de una celda electroquímica

Los ánodos y cátodos involucrados en un proceso de corrosión se conocen como electrodos que pueden consistir en dos diferentes tipos de metal. Un electrolito capaz de formar un ambiente corrosivo puede ser en principio cualquier solución como agua de lluvia o incluso la humedad condensada del aire, agua dura o salada, los ácidos y álcalis fuertes, por ejemplo.

Los electrones que se pierden en el ánodo durante la reacción de oxidación son utilizados en el cátodo para que suceda la reacción de reducción, de esta manera la velocidad de la reacción de reducción y la de oxidación son iguales en un proceso de corrosión. Las reacciones catódicas o de reducción, más comunes en presencia de agua son²⁰:



Debido a que hay una migración de electrones en cualquier reacción electroquímica, existe un flujo de corriente eléctrica que fluye en la solución desde el ánodo al cátodo, regresa al ánodo por medio de un hilo metálico conductor (por ejemplo, alambre de cobre) y de esta manera se cierra el circuito eléctrico producido en una celda de corrosión²¹.

La convención adoptada para describir el sentido de la corriente es un sentido positivo va del cátodo al ánodo a través del conductor metálico, y un sentido negativo para una dirección contraria. Se ha coincidido en hablar del sentido de una corriente como si los portadores fueran todas cargas positivas, por tanto, los electrones se mueven en sentido opuesto de la corriente eléctrica adoptando la convención mencionada. Habrá un consumo y por tanto la consiguiente pérdida de metal, en aquellos lugares del ánodo en que la corriente abandone el electrodo para pasar al electrolito²¹.

La corrosión se puede clasificar de la siguiente manera en función de cómo se presente:

- a) Corrosión general o uniforme: Este caso se presenta cuando se exponen aleaciones de metales en donde la superficie es totalmente corroída y existe un desgaste total del metal, en un ambiente en el que hay un electrolito líquido (solución química, metal líquido), un electrolito gaseoso (aire, CO₂, SO₂, etc.), o un electrodo híbrido (sólido y agua, organismos biológicos, etc.).
- b) Corrosión por picadura: Es un ataque fuerte y local que en el metal crea picaduras de diferentes dimensiones, profundidades y número. No importa si existe corrosión uniforme o no en el metal, se produce cuando un material forma una película pasiva y esta se rompe en una solución acuosa, dando lugar a una disolución activa entre el metal y la solución, por ello se presenta la formación de pequeñas hendiduras distribuidas al azar.
- c) Ataque intergranular: Este es un ataque preferencial que ocurre en los límites de grano de un metal, causado por tratamientos térmicos previos y relacionado con una química de aleaciones específicas.
- d) Corrosión por fatiga: Es la iniciación y extensión de las grietas por la acción combinada entre esfuerzos y un ambiente corrosivo. En el caso de las aleaciones ferrosas si se introduce a un ambiente corrosivo, siempre se elimina el límite de fatiga creando una vida finita independientemente del nivel de esfuerzo.
- e) Corrosión galvánica: Acelera la corrosión del metal menos noble cuando se combinan uno o más metales. Los metales más nobles son protegidos por la corrosión por medio de esta acción.
- f) Corrosión asistida por esfuerzos: El inicio y propagación de las grietas se da por una combinación entre un esfuerzo tensil y un medio ambiente corrosivo. Generalmente la susceptibilidad de romperse se incrementa al aumentar la temperatura, no todas las aleaciones producen grietas por corrosión bajo tensión, sin embargo, el número de aleaciones que sí sufren este tipo de corrosión sigue en aumento.

3.3. Termodinámica de la corrosión

La viabilidad de una reacción química está indicada por parámetros termodinámicos, entre los cuales se pueden mencionar, cambios de energía, temperatura, presión, etc. En el fenómeno de la corrosión, los criterios termodinámicos permiten predecir la espontaneidad o dirección del proceso de la corrosión, es decir el proceso se llevará a cabo o no.

3.3.1. Energía libre.

La termodinámica permite realizar los balances de energía que para el caso de los metales puros colocados en una condición determinada permitirán predecir su comportamiento; en este caso si hay o no en ellos tendencia a la corrosión. La energía de un determinado sistema puede medirse en los términos de lo que se llama la energía libre. La diferencia de energía libre entre un metal y sus

productos de corrosión, ΔG , representa la tendencia de un metal a corroerse, y no indica nada referente a la velocidad del proceso. Un cambio de energía libre prevé el comportamiento de un determinado metal en un medio ambiente dado. El cambio de energía libre para cualquier sistema se define como la diferencia de energía del estado final del sistema y el estado inicial del mismo, esto es:

$$\Delta G = G_2 - G_1 \quad (3.4)$$

dónde: G_1 : energía libre inicial del sistema, G_2 : energía libre final del sistema.

Para un proceso químico:

$$\Delta G = G_P - G_R \quad (3.5)$$

dónde: G_P : energía libre de los productos, G_R : energía libre de los reactivos.

Si el signo del cambio de energía libre es negativo, el proceso es llamado espontáneo, debido que se pasa de un estado de mayor energía a uno menor, el sistema disipa energía que puede ser empleada para producir cualquier tipo de trabajo W :

$$-\Delta G = W \quad (3.6)$$

3.3.2. Potencial de celda

En un proceso de corrosión existe transporte de cargas eléctricas que producen una diferencia de potencial eléctrico ΔE entre los dos electrodos de la celda, llamado también potencial de celda. Este es una FEM (fuerza electromotriz) que mueve los electrones del ánodo al cátodo a través del circuito externo. Es necesario un trabajo para originar el mencionado transporte de cargas, este trabajo se le denomina trabajo eléctrico W_E y se le define como la carga total transportada, multiplicada por la diferencia de potencial existente entre el estado inicial y final del sistema.

$$W_E = nF\Delta E \quad (3.7)$$

donde:

n : es el número de electrones transportados en la reacción química.

F : es la constante de Faraday, $F = 96485$ Coulomb / mol

ΔE : potencial de celda, Volts.

De esta manera conociendo ΔE y n , es posible medir el trabajo eléctrico generado entre dos electrodos sumergidos en un electrolito. Entre mayor sea el valor de ΔE mayor será la oposición de este a corroerse y viceversa.

3.3.3. Serie galvánica y electromotriz.

La serie electromotriz, es el diseño de una escala en donde diversos metales se colocan por separado en un mismo electrolito, especificando valores idénticos de temperatura, presión atmosférica y concentración de los iones presentes en el electrolito. Existen condiciones conocidas como condiciones estándar, que son: una concentración de una mol ión por litro de solución (en donde el metal se encuentra en equilibrio con sus propios iones), una temperatura de 25°C y una presión atmosférica al nivel del mar (1 atm).

Es imposible medir el valor absoluto del potencial de celda para cualquier reacción química, por lo que es necesario definir una referencia. Por convención, esta referencia es la reacción de equilibrio del hidrógeno a la que le corresponde un potencial de cero Volts. A esta referencia se le conoce como electrodo estándar de hidrógeno (EEH).

De esta manera se puede construir una tabla de potenciales enfrentando los distintos electrodos al EEH en condiciones estándar, obteniéndose potenciales estándares E_H° para cualquier metal. A la lista de metales en equilibrio con sus propios iones junto con sus potenciales estándares obtenidos de tales mediciones, se les llama la serie electromotriz, de la cual se ofrece una versión muy reducida en la Tabla 3.3.

Así se tiene una forma cuantitativa para predecir un proceso de corrosión. Entre mayor sea el valor absoluto de la diferencia de potencial entre dos metales en la serie electromotriz, mayor será la tendencia de corroerse del metal más activo. La serie galvánica es una lista de metales y / o aleaciones ordenadas de acuerdo a su potencial de celda, en un medio ambiente común, es decir, la serie galvánica está ordenada de acuerdo a la tendencia que tienen los metales a corroerse en un mismo electrolito, por lo que la configuración de los metales en una determinada serie galvánica, puede diferir cuando se cambian factores ambientales, como puede ser temperatura, concentración del electrolito, o presión atmosférica.

Tabla 3. 3 Serie electromotriz

Reacción de equilibrio	E_H° (Volts)
Noble	
$Au^{2+} + 2e^- \rightarrow Au$	1.70
$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	1.23
$Pt^{2+} + 2e^- \rightarrow Pt$	1.20
$Hg^{2+} + 2e^- \rightarrow Hg$	0.85
$Ag^+ + e^- \rightarrow Ag$	0.80
$Cu^{2+} + 2e^- \rightarrow Cu$	0.34
$2H^+ + e^- \rightarrow H_2$	0.00 (por definición)
$Pb^{2+} + 2e^- \rightarrow Pb$	- 0.13
$Ni^{2+} + 2e^- \rightarrow Ni$	- 0.25
$Cd^{2+} + 2e^- \rightarrow Cd$	- 0.40
$Fe^{2+} + 2e^- \rightarrow Fe$	- 0.44
$Cr^{3+} + 3e^- \rightarrow Cr$	- 0.70
$Zn^{2+} + 2e^- \rightarrow Zn$	- 0.76
$Ti^{2+} + 2e^- \rightarrow Ti$	- 1.63
$Al^{3+} + 3e^- \rightarrow Al$	- 1.66
$Mg^{2+} + 2e^- \rightarrow Mg$	- 2.38
Activo	

De acuerdo con la International Union for Pure and Applied Chemistry (IUPAC) los metales nobles son los que tienen un potencial más positivo y por lo tanto son más resistentes a la corrosión. Mientras que los metales activos son los que tienen un potencial más negativo (relativo a metales nobles) y se corroen más fácilmente. Cabe destacar que la serie galvánica es útil cuando se desea elegir un metal o aleación para ser utilizado en un electrolito específico, puesto que se conoce su tendencia a corroerse²².

3.3.4. Ecuación de Nernst

El potencial que es medido experimentalmente al tomar como referencia la reacción de equilibrio del hidrógeno corresponde a condiciones muy particulares, que difícilmente se presentan en la práctica. Es por tanto que se han desarrollado procedimientos que permiten determinar el potencial para una condición cualquiera, a partir de un valor medido experimentalmente bajo condiciones estándar²⁰.

La variación del potencial del electrodo con la concentración de iones metálicos puede calcularse utilizando la ecuación de Nerst (ecuación 3.8) para potenciales de electrodo²³ en el equilibrio:

$$E = E_H^0 - \frac{RT}{nF} \log[a_{M^{n+}}] \quad (3.8)$$

Donde E es el potencial estándar de celda del metal M es una solución de concentración de sus iones $[M^{n+}]$, $[a_{M^{n+}}]$ es la actividad del ion metálico E_H^0 es el potencial estándar, R es constante universal de los gases ($R= 8.314 \text{ J/mol } ^\circ\text{K}$), T es la temperatura absoluta y n el número de electrones.

3.3.5. Diagrama de Pourbaix

La pasivación es la formación de una película muy delgada de óxido en la superficie del metal, la cual impide reacciones electroquímicas. Cuando un metal posee esta película protectora se dice que está pasivado. Una de las limitaciones de la serie electromotriz, es que no toma en cuenta los efectos de la pasivación de los metales, como es el caso del Aluminio y el Cromo, por ejemplo. Otra restricción importante de la serie electromotriz, es que el equilibrio de la reacción solo depende del potencial y no de la concentración de iones hidrógeno H^+ en un medio acuoso, que puede ser medido por medio del pH²³. Además, las reacciones que se presentan en la serie electromotriz son electroquímicas, es decir, existe una transferencia de electrones.

Cuando se estudia un fenómeno de corrosión los metales presentan diversos equilibrios químicos y electroquímicos, de manera que resulta necesario tomar en cuenta el efecto del pH del medio sobre una reacción y es preciso elaborar diagramas pH - potencial para cada metal en particular. Según el tipo de reacción, los diferentes estados de equilibrios y las gráficas que los representan pueden quedar incluidos en tres tipos generales: equilibrio independiente del pH, equilibrio independiente del potencial y equilibrio dependiente del pH y el potencial.

Si se contara con los equilibrios de todas las reacciones posibles entre un metal y un electrolito dado, daría una mejor idea de la tendencia que poseería ese metal ante un conjunto dado de condiciones de potencial y de pH, es decir, se podrá predecir si hay en el metal tendencia a formar óxidos o hidróxidos, si tenderá a disolverse completamente, o si bajo esas condiciones, el metal permanecerá intacto.

Hace algunas décadas, el investigador belga Marcel Pourbaix no sólo obtuvo esos equilibrios, sino que los representó gráficamente como función del potencial y del pH a través de unos diagramas que llevan su nombre. En estos diagramas los equilibrios existentes entre un metal y agua a 25°C son representados por líneas que dependen del potencial, del pH o de ambos, delimitando así zonas termodinámicamente estables en donde el metal existe en alguna de sus formas (disuelto, como óxido, o como hidróxido, como metal, etc.)²¹. En la figura 3.2 se presenta el diagrama de Pourbaix para el Hierro:

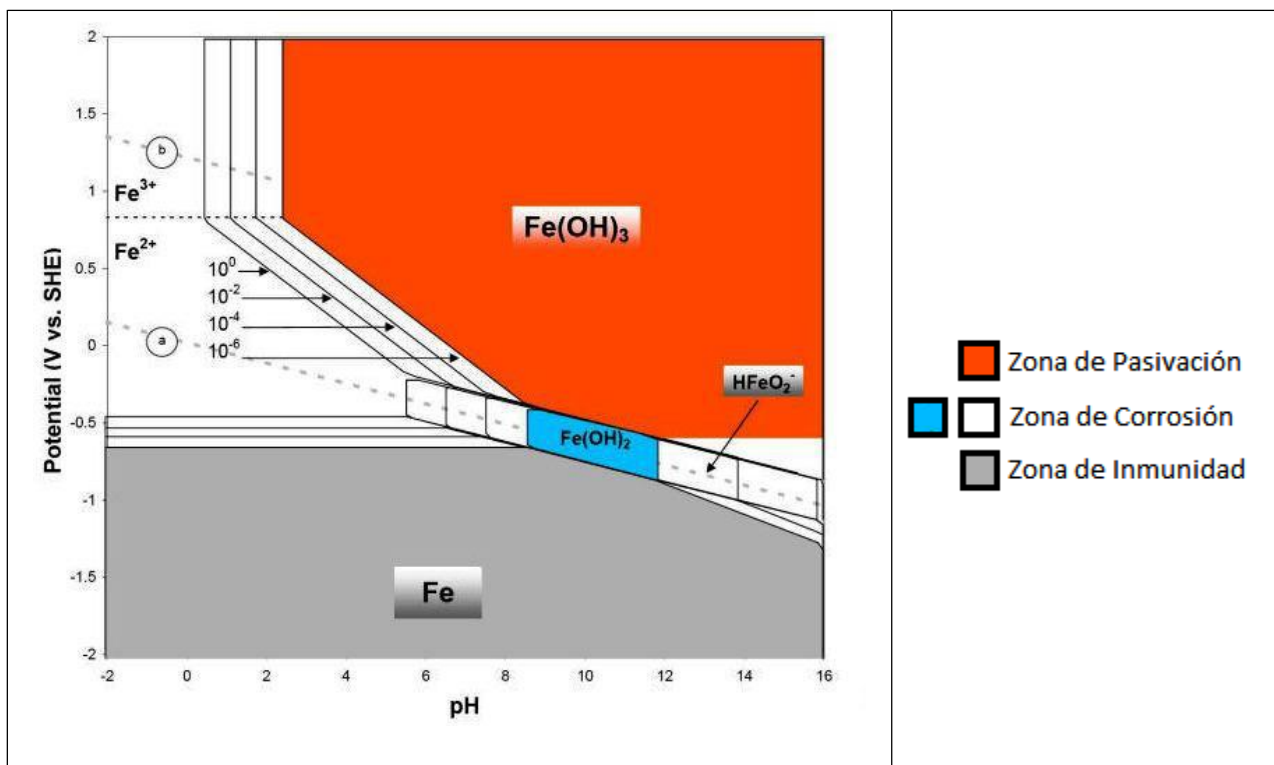


Figura 3. 2 Diagrama de Pourbaix para el Hierro en medio acuoso

Las líneas de frontera en el diagrama dividen áreas de estabilidad, las cuales se definen por medio de la ecuación de Nernst. Se definen tres zonas que se aprecian en un diagrama de Pourbaix:

- a) Región de Corrosión. Es la región de pH y E donde la forma termodinámicamente estable del metal (forma iónica o disuelta) será en solución. Con estas condiciones, es posible que la corrosión se lleve a cabo. Región de las especies Fe^{2+} , Fe^{3+} y HFeO_2^- .
- b) Región de inmunidad. La forma sólida del metal es termodinámicamente estable. En esta región el metal no sufrirá daño por corrosión. Región de la especie Fe.
- c) Región de Pasivación. La formación de un producto sólido óxido o hidróxido es termodinámicamente estable. Si el producto sólido formado se adhiere a la superficie metálica en forma compacta y uniforme, probablemente la corrosión se vea disminuida debido a la presencia de este producto sólido. Región de la especie $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

Los principales usos del diagrama son:

- Predecir la dirección espontánea de las reacciones.
- Estimar la composición de los productos de corrosión.
- Predecir los cambios ambientales para reducir el ataque corrosivo.

3.4. Cinética de la corrosión

La cinética de la corrosión permite estimar la velocidad a la cual sucede la destrucción de un metal o aleación, en un medio determinado mediante el parámetro de velocidad de corrosión (V_{corr}). Con

este parámetro se puede realizar predicciones referentes a la vida útil de un material, equipo o estructura.

En Electroquímica, la velocidad de reacción se expresa generalmente en términos de densidad de corriente j (corriente por unidad de área) o simplemente en corriente i . Ambas magnitudes se relacionan por la ley de Faraday que se expresa en la ecuación 3.9:

$$j = n * F * v \quad (3.9)$$

Donde v es la velocidad de reacción y n es el número de electrones involucrados en la reacción electroquímica por mol de la sustancia, para la cual se define la velocidad de reacción en el área real (efectiva) A del electrodo. Igualmente se cumple:

$$i = n * F * v * A \quad (3.10)$$

Cuando no existe un campo eléctrico exterior aplicado a la interfase, la misma se encuentra bajo un equilibrio dinámico, que implica pasaje de cargas en uno y otro sentido a igual velocidad y ocurren simultáneamente, no habiendo un flujo de corriente neta. La densidad de corriente en uno y otro sentido es la misma y se llama densidad de corriente de intercambio, j_0 . La diferencia de potencial en la interfase tiene entonces su valor de equilibrio $E_{j=0}$. Si bien la corriente neta es nula, cada una de ellas por separado tienen igual valor (j_0) pero de sentido opuesto, esta es la condición de equilibrio electroquímico²³.

Un sistema en equilibrio electroquímico puede ser apartado de esa situación por medio del suministro de energía eléctrica externa, que da lugar a una corriente neta que aparta al sistema del mencionado equilibrio. La diferencia de potencial adquiere un valor E_j que depende de la energía eléctrica aplicada, diferente del valor de equilibrio $E_{j=0}$, en dicha situación los electrodos se dice que se polarizan. De esta manera se define como polarización al desplazamiento de un potencial de equilibrio hacia otro valor por medio de un flujo de corriente eléctrica²¹. La diferencia entre ambos potenciales se le denomina sobrepotencial η .

$$\eta = E_j - E_{j=0} \quad (3.11)$$

La existencia de la polarización está relacionada con la baja velocidad de algunos de los procesos parciales del electrodo que conforman el proceso global. Si el proceso determinante de la velocidad de reacción es la transferencia de carga (propia de la reacción electroquímica), se habla de sobrepotencial de transferencia de carga η_t , mientras que si lo es la transferencia de masa se denomina sobrepotencial de transferencia de masa η_{con} . El sobrepotencial total está dado por:

$$\eta = \eta_t + \eta_{con} \quad (3.12)$$

3.4.1. Ecuación de Tafel²⁴

La relación entre la corriente total (i_t) y el sobrepotencial (η^*), está dada por la ecuación de Tafel, la cual presenta una relación lineal empírica entre $\log i_t$ y η^* . Siendo a y b valores constantes, la ecuación de Tafel es:

$$\eta^* = a + b \log i_t \quad (3.13)$$

Esta ecuación es una línea recta con ordenada al origen “ a ” y pendiente “ b ”, la última literal, también se le denomina como pendiente de Tafel. La ecuación de Tafel es válida únicamente en los

procesos electroquímicos o de corrosión, en los cuales la etapa más lenta es el paso de cargas eléctricas a través de la interfase metal-electrolito. Por lo tanto, todos los procesos de corrosión que obedecen a la ecuación de Tafel se definen como procesos controlados por “activación” o “transferencia de carga”.

Si la reacción de la ecuación 3.13 está controlada por la transferencia de carga, la dependencia de la densidad de corriente de reducción ($i_{c,z}$) y la densidad de corriente de oxidación ($i_{a,z}$) con el sobrepotencial (η^*), está dado por las siguientes ecuaciones:

$$i_{a,z} = i_{0,z} \exp\left(\frac{n^*}{\beta_{a,z}}\right) \quad (3.14)$$

$$i_{c,z} = i_{0,z} \exp\left(\frac{-n^*}{\beta_{c,z}}\right) \quad (3.15)$$

Donde los coeficientes de Tafel, $\beta_{c,z}$ y $\beta_{a,z}$, están definidos como:

$$\beta_{a,z} = \frac{RT}{\alpha n F} \quad (3.16)$$

$$\beta_{c,z} = \frac{RT}{(1 - \alpha)n F} \quad (3.17)$$

Donde R es la constante universal de los gases, T es la temperatura, F es la constante de Faraday, n es el número de electrones intercambiados en la reacción electroquímica y α es el coeficiente de transferencia (o de simetría) y generalmente tiene un valor entre 0 y 1. Las expresiones que relacionan las pendientes anódicas y catódicas de Tafel ($b_{c,z}$ y $b_{a,z}$, respectivamente) con los parámetros $\beta_{c,z}$ y $\beta_{a,z}$, son:

$$b_{a,z} = 2.303 \beta_{a,z} \quad (3.18)$$

$$b_{c,z} = 2.303 \beta_{c,z} \quad (3.19)$$

Cuando la interfase es desplazada en dirección anódica o catódica, la constante “a” de la ecuación de Tafel, es igual a:

$$a_a = \left[\frac{RT}{\alpha F} \ln i_{0,z} \right] \quad a_c = \left[\frac{RT}{(1 - \alpha)F} \ln i_{0,z} \right] \quad (3.20)$$

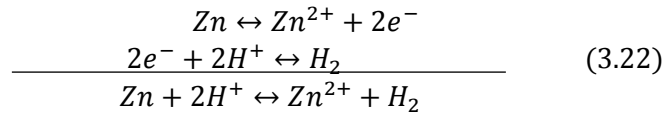
La i_t que fluye en un sistema está dada por la expresión de “Butler-Volmer”, la cual describe un proceso electroquímico que está controlado por transferencia de carga.

$$i_t = i_{c,z} - i_{a,z} = i_{0,z} \left\{ \exp\left(\frac{\alpha n F}{RT} n^*\right) - \exp\left(-\frac{(1 - \alpha)n F}{RT} n^*\right) \right\} \quad (3.21)$$

3.4.2. Potencial de corrosión o potencial mixto²⁵

El potencial de equilibrio de un electrodo está determinado por la velocidad de los dos procesos opuestos asociados con el equilibrio de una misma reacción global (ejemplo: $M \leftrightarrow M^{n+} + ne$). Puede suceder que las reacciones anódicas y catódicas sean de naturaleza diferente, es decir que

se trata de procesos diferentes que tienen lugar sobre el mismo metal, tal es la situación más frecuente en corrosión metálica. Considerando el caso de la disolución del Zn en HCl, el metal se disolverá espontáneamente, ocurriendo al mismo tiempo las siguientes reacciones.



La reacción de disolución del Zn tendrá asociada una corriente anódica i_a , mientras que la reacción de desprendimiento de H_2 tendrá asociada una corriente catódica i_c . En condiciones espontáneas la corriente neta es cero, lo cual implica que $i_a = i_c$. Al potencial definido por este proceso de corrosión espontáneo se denomina potencial mixto o potencial de corrosión E_{corr} , y al valor correspondiente de corriente se le llama corriente de corrosión i_{corr} ($i_{neta} = 0$). Si ambas reacciones están limitadas por transferencia de carga, sus velocidades pueden expresarse con las ecuaciones 3.14 y 3.15:

A partir de estas ecuaciones y las condiciones de estado estacionario, se pueden obtener la velocidad y el potencial de corrosión de un metal. Las curvas de polarización son la metodología usual para obtener ambos parámetros.

3.4.3. Polarización y sobrepotencial²⁵.

La polarización de una interfase metal-electrolito puede entenderse como el cambio de potencial que sucede cuando una corriente eléctrica pasa a través de dicha interfase. La magnitud de polarización es usualmente medida en términos de sobrepotencial.

El sobrepotencial (η) es un parámetro que cuantifica la desviación que sufre una interfase metal-electrolito al ser polarizada desde su E_{corr} hasta su valor de potencial distinto (E) y se define como:

$$\eta = E - E_{corr} \quad (3.23)$$

Considere un proceso de corrosión en equilibrio del cobre, caracterizado por la ecuación de Tafel (3.13), se pueden graficar de una manera sencilla y fácil las reacciones anódica y catódica, gracias a la dependencia lineal entre el sobrepotencial η^* y $\log(i_t)$ de estas, es decir describen la ecuación de una recta, con una pendiente positiva para el proceso anódico y una pendiente negativa para el proceso catódico.

Al graficar el logaritmo de la densidad de corriente $\log(i_t)$ en función del sobrepotencial aplicado η^* , para la reacción anódica y catódica del cobre (en equilibrio), se obtiene el gráfico de la Figura 3.3:

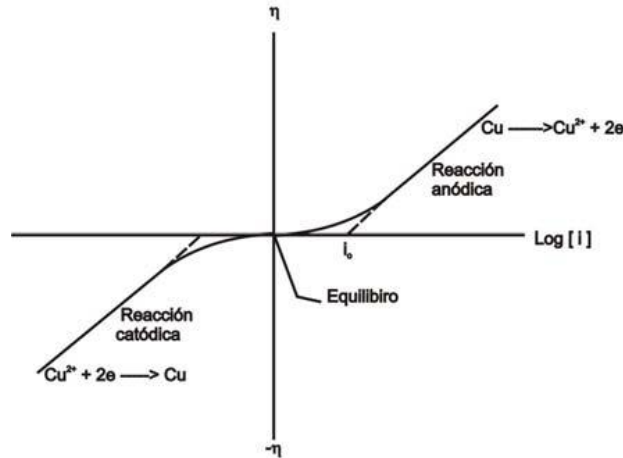


Figura 3. 3 Gráfico del logaritmo de la corriente $\log(i)$ en función del sobrepotencial aplicado η

Se observa que al incrementar el sobrepotencial ($+\eta^*$) se estimula la velocidad de disolución del cobre, en la misma figura se aprecia la conducta que sucedería en el caso de que la lámina de cobre hubiera sido alejada del equilibrio, pero ahora en la dirección negativa o catódica ($-\eta^*$) donde ambos procesos “giran” alrededor del potencial de equilibrio. Una manera más familiar y también fácil de visualizar esta misma relación, es la representación que se obtiene al doblar el lado izquierdo sobre el derecho tal y como se muestra la Figura 3.4. A este tipo de diagramas se les conoce con el nombre de Diagramas de Evans²¹. Estos diagramas ayudan a describir y explicar diversos fenómenos de corrosión.

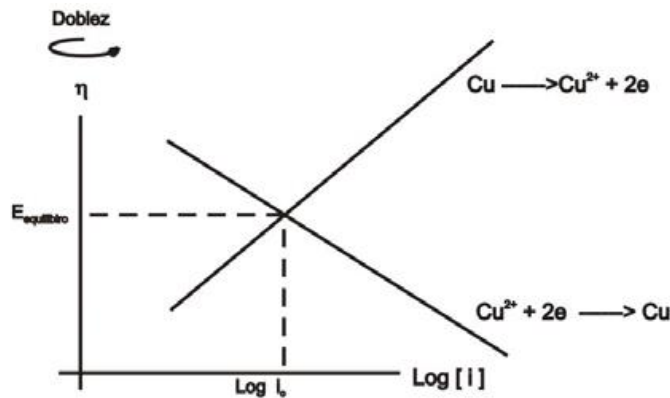


Figura 3. 4 Construcción de un diagrama de Evans

Suponiendo un proceso de corrosión de un metal donde se llevan a cabo simultáneamente reacciones anódicas y catódicas sobre la superficie de éste, con dos sistemas electroquímicos, uno basado en el equilibrio Zn/Zn^{2+} y el otro en el equilibrio H^+/H_2 , que suceden en la misma solución acuosa sin presencia de iones Zn^{2+} , lo que da a lugar a la corrosión del Zn, inicialmente los dos sistemas buscan mantener un equilibrio sobre la misma superficie del metal, sin embargo la corrosión que ocurre lo impide. Por un lado, el zinc se disuelve y por el otro el hidrógeno gaseoso se desprende de zonas metálicas que funcionan como cátodos. Al haber corrosión, hay un flujo neto de corriente que polariza al sistema hasta alcanzar un potencial de corrosión E_{corr} , en donde sucede que la corriente anódica de disolución (la velocidad con que se corroe el zinc) es igual a la corriente

catódica (la velocidad con que se desprende el hidrógeno), es decir i_{corr} . El diagrama de Evans de la Figura 3.5 muestra el análisis de este suceso.

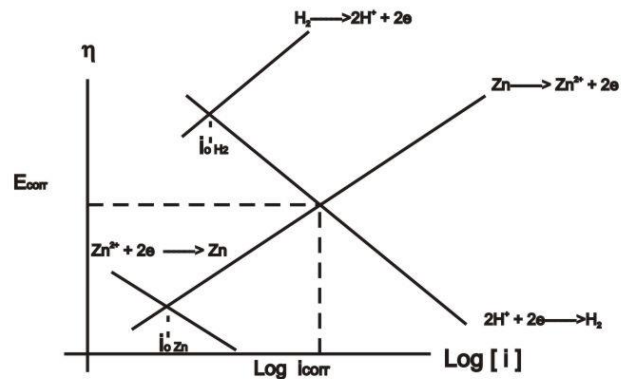


Figura 3. 5 Diagrama de Evans para un potencial mixto

Con la ayuda del diagrama de Evans se justifica la existencia del potencial mixto o de corrosión y es válido para cualquier sistema electroquímico equivalente al presentado.

La polarización es controlada:

- Por activación (η_{act}). En esta polarización, la etapa determinante o paso más lento de la reacción es la transferencia de cargas eléctricas en la interfase metal-electrolito. La polarización por activación es la energía necesaria para vencer la resistencia del paso más lento. En este tipo de polarización, la velocidad de reacción medida por la densidad de corriente, es una función logarítmica descrita por la ecuación de Tafel.
- Por concentración (η_{dif}). Cuando la especie electroactiva o reactivo catódico es suministrado de forma limitada sobre la superficie del metal que se está corroyendo, el transporte de masa de esta especie electroactiva puede ser el paso más lento del proceso corrosivo. El proceso de difusión de una especie electroactiva Z^+ , y su reducción a Z , se realiza a través de varios pasos, primeramente, el ión Z^+ se difunde del seno de la solución a la superficie del electrodo (proceso de transporte de masa), ya en la superficie del electrodo el ión Z^+ se puede reducir (proceso de transferencia de carga). La densidad de corriente de reducción (i_{c,Z^+}) asociada con la difusión de Z^+ está dada por la primera ley de Fick de difusión.

$$i_{c,Z^+} = \frac{nFD_{Z^+}C_o}{\delta} \quad (3.24)$$

Donde D_{Z^+} es el coeficiente de difusión del ión Z^+ , δ es el espesor de la película de difusión, C_o es la concentración de iones Z^+ en el seno de la solución.

3.5. Medición y control de la velocidad de corrosión

El estudio electroquímico de la corrosión, proporciona técnicas indirectas para determinar la V_{corr} de un metal o aleación inmerso en un medio corrosivo. Estas técnicas presentan ventajas sobre los métodos tradicionales usados para determinar V_{corr} , basados en pérdidas de peso. Las técnicas pueden clasificarse de acuerdo a:

- a) Técnicas de corriente directa. Por ejemplo, la técnica de extrapolación de Tafel y la técnica de resistencia a la polarización.

- b) Técnicas de corriente alterna. Por ejemplo, la técnica de espectroscopía de impedancia electroquímica.
- c) Técnicas sin perturbación externa. Por ejemplo, la técnica de ruido electroquímico.

3.5.1. Método de extrapolación de Tafel.

El método de extrapolación de Tafel se basa en la relación lineal existente entre el sobrepotencial (η) y la densidad de corriente (i). Esta relación es determinada por medio de la ecuación de Tafel. Este método se utiliza para determinar velocidades de corrosión mediante curvas de polarización anódica y/o catódica. Wagner y Traud^{27,28,29} utilizaron este método para verificar la teoría de potencial mixto.

La extrapolación de Tafel es usada para polarizaciones mayores de 0.050 V, y al menos, hasta polarizaciones de 0.5 V en dirección anódica y catódica. El método no es más que la extrapolación de la región lineal (zona Tafeliana) encontrada en las zonas anódicas y catódicas de una curva de polarización experimental, hasta el valor de sobrepotencial igual a i_{corr} .

Es conveniente que la zona lineal en la cual se vaya a realizar la extrapolación presente como mínimo una década de corriente de linealidad. Posteriormente se realiza la intersección con el eje correspondiente a la densidad de corriente, dándose en este punto de intersección, la i_{corr} .

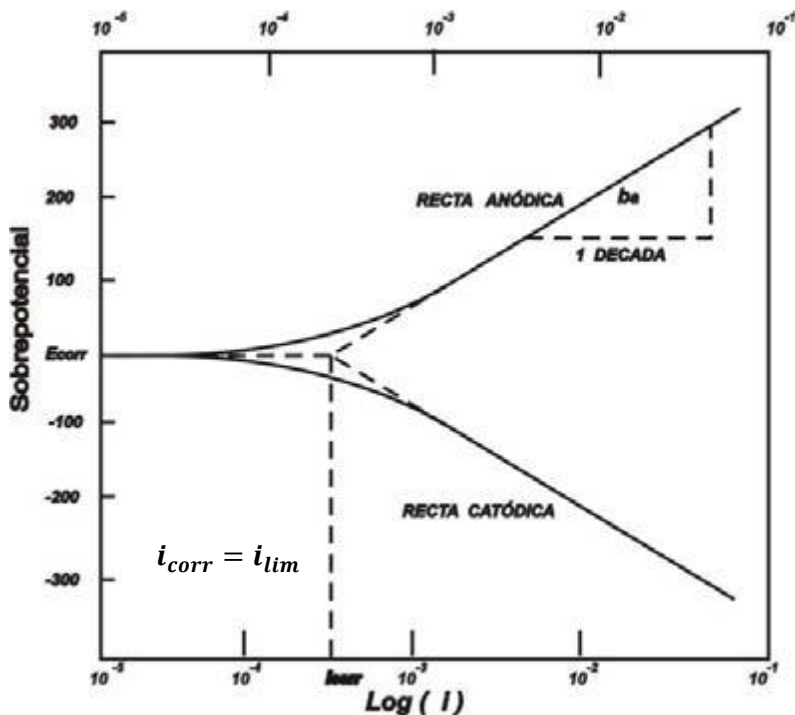


Figura 3. 6 Método de Extrapolación de Tafel para la determinación de i_{corr} , donde los procesos anódico y catódico son controlados por activación; b_a es la pendiente de Tafel anódica (mV/década).

Cuando en un fenómeno corrosivo el proceso catódico es afectado por la difusión de una especie electroactiva, la densidad de corriente de corrosión es igual a la densidad de corriente límite. En la Figura 3.6., se puede observar éste comportamiento del proceso catódico.

3.5.2. Resistencia a la polarización lineal (Rp)

El uso de la técnica electroquímica de resistencia a la polarización (Rp) es común para la medición de la corrosión uniforme, ya sea en campo o en laboratorio. Trabajos de Stern y Geary^{30,31} mostraron que las curvas de polarización para un sistema de corrosión controlado por activación mediante polarización con valores cercanos a i_{corr} , la densidad de corriente aplicada tiene una relación aproximadamente lineal con el potencial. Bockris y colaboradores³¹, muestran que al graficar el potencial contra la densidad de corriente (polarización anódica y catódica) cerca del i_{corr} (± 5 a ± 20 mV), la densidad de corriente es lineal con el potencial, y la pendiente de la curva lineal es la Rp.

Considerando las curvas de polarización anódica y catódica controladas por activación, de la Figura 3.4., las curvas experimentales de polarización esperadas pueden ser derivadas de:

$$i_{aplic,c} = i_c - i_a \quad (3.25)$$

$$i_{aplic,a} = i_a - i_c \quad (3.26)$$

Donde $i_{aplic,c}$ y $i_{aplic,a}$ son las corrientes totales aplicadas para el proceso catódico y anódico respectivamente

En un sistema de corrosión, donde el paso más lento es la transferencia de carga, los sobrepotenciales anódico (η_a) y catódico (η_c) pueden determinarse con las siguientes expresiones

$$n_c = \beta_c \log \frac{i_c}{i_{corr}} \quad (3.27)$$

$$n_a = \beta_a \log \frac{i_a}{i_{corr}} \quad (3.28)$$

Donde β_a y β_c fueron descritas en las ecuaciones 3.16 y 3.17. Convirtiendo las ecuaciones 3.27 y 3.28 a forma exponencial y sustituyendo en la ecuación 3.25, se tiene:

$$i_{aplic,c} = i_{corr} \left(10^{\frac{n_c}{\beta_c}} - 10^{\frac{n_a}{\beta_a}} \right) \quad (3.29)$$

Así, $i_{aplic,c}$ es la diferencia entre dos funciones exponenciales cuando $\eta \rightarrow 0$. Rearreglando la ecuación 3.29 y diferenciando para obtener la ecuación de Rp:

$$Rp = \left[\frac{\partial n}{\partial i_{aplic}} \right]_{n \rightarrow 0} = \frac{\Delta n}{\Delta i_{aplic}} \quad (3.30)$$

Así la pendiente de $\frac{\Delta n}{\Delta i_{aplic}}$ es la resistencia a la polarización o Rp, la cual puede ser determinada por:

$$Rp = \frac{B}{i_{corr}} \quad (3.31)$$

Donde B es la constante de proporcionalidad o de Stern-Geary, y está definida por:

$$B = \frac{b_a b_c}{2.303 (b_a + b_c)} \quad (3.32)$$

La constante B puede obtenerse de manera experimental si se conocen las pendientes de las curvas de polarización anódica y catódica (b_a y b_c , respectivamente).

En los sistemas electroquímicos controlados por difusión, se presenta un fenómeno especial en el que la corriente catódica se ve limitada por la concentración de los reactivos catódicos, es decir por el transporte de masa a través del electrolito. La pendiente catódica de Tafel en esta zona tiende a infinito $b_a \rightarrow \infty$, resultando imposible calcular la constante B, por lo que no es recomendable usar esta técnica para determinar la velocidad de corrosión. Con el fin de tener un valor indicativo de R_p , para compararlo con el obtenido con otras técnicas, existe una aproximación para un control difusional, donde la ecuación de Stern y Geary es modificada como:

$$i_{corr} = \frac{b_a}{2.303 R_p} \quad (3.33)$$

3.5.3. Espectroscopia de impedancia electroquímica.

La técnica de espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS por sus siglas en inglés), es un método electroquímico utilizado en estudios de corrosión, el cual se basa en el uso de una señal eléctrica alterna que es aplicada a un electrodo, registrando la señal de respuesta correspondiente. La respuesta que se obtiene en un ensayo de EIS, es la señal de salida entre la señal de entrada aplicada³². Esta técnica está basada en la impedancia que presenta el sistema a la señal eléctrica impuesta.

La EIS se ha aplicado con éxito al estudio de sistemas de corrosión durante treinta años y se ha demostrado, que es un método eficaz y exacto por medir las velocidades de corrosión³⁸. Una ventaja importante de la EIS sobre otras técnicas de laboratorio, es la posibilidad de usar una pequeña amplitud de señal sin perturbar las propiedades que son medidas.

El procedimiento experimental comúnmente empleado, es la aplicación de una pequeña señal de potencial alterno a un electrodo, y se mide su respuesta en corriente a diferentes frecuencias. Así el equipo electrónico usado, procesa las mediciones de potencial y corriente, dando como resultado una serie de valores de impedancia correspondientes a cada frecuencia estudiada. A la relación existente entre impedancia y frecuencia se le denomina espectro de impedancias³².

En la EIS generalmente se aplica un barrido de frecuencias de 106 Hz a 10-4 Hz obteniéndose un espectro de impedancias, con una amplitud de 5 a 50 mV³³. Esta técnica permite trabajar en ambientes con conductividad baja o variable. Debido al tamaño de la señal de excitación, se espera que la respuesta del sistema sea pseudolineal, donde la respuesta en corriente será sinusoidal a la misma frecuencia y diferente ángulo de fase³⁴.

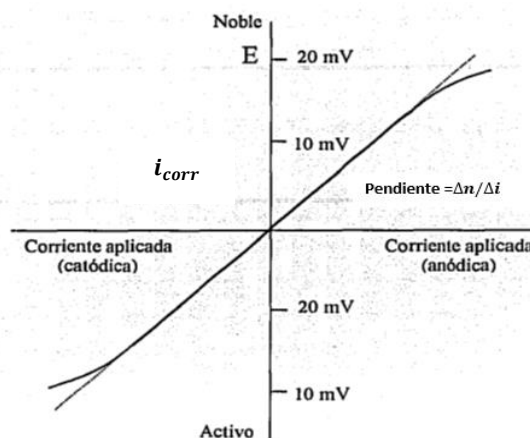


Figura 3. 7 Medición de la velocidad de corrosión por medio de la técnica RP³⁰

En términos matemáticos, la impedancia es una función de transferencia que relaciona la respuesta con la perturbación al sistema. Esta función de transferencia solamente puede llegar a ser una impedancia cuando se cumplen las siguientes condiciones³⁵:

- Causalidad: La respuesta del sistema debe ser consecuencia exclusiva de la perturbación aplicada.
- Linealidad: la relación entre la perturbación y la respuesta es independiente de la magnitud de la perturbación.
- Estabilidad: el sistema regresa a su estado inicial después de la aplicación de la perturbación.
- Finita: el valor de la impedancia debe ser finita cuando la frecuencia se aproxime a 0 y ∞ , y ser continua y finita valuada en todas las frecuencias intermedias.

Antes de intentar modelar un espectro de impedancias, se debe asegurar que los espectros son válidos. Cuando una onda seno es usada en una perturbación, la relación entre corriente y voltaje aplicado puede ser caracterizada por los ángulos de fases y las amplitudes del voltaje y la corriente, la Figura 3.8 muestra un ejemplo de esta técnica.

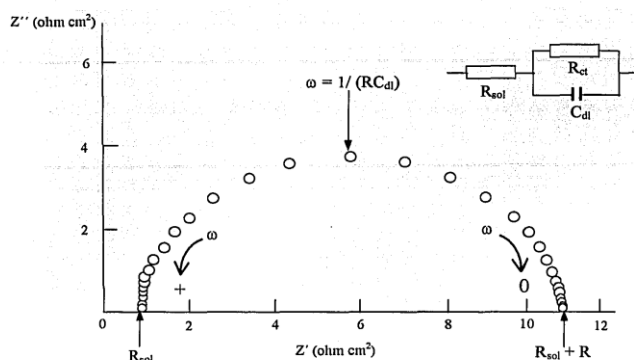


Figura 3. 8 Diagrama de Nyquist de un circuito en paralelo, resistencia (r), Capacitancia (c)

3.5.4. Ruido Electroquímico

Se denomina ruido electroquímico a las fluctuaciones de potencial o corriente, originadas por fenómenos que ocurren en la interface metal-solución. Experimentalmente las medidas de ruido electroquímico pueden obtenerse a potencial controlado (potenciostático), a corriente controlada (galvanostático) y a potencial de corrosión libre. Este último método ofrece ventajas sobre las demás ya que no existe perturbación externa en la interface³⁶.

En un proceso de corrosión las mediciones y observaciones del ruido electroquímico pueden proporcionarnos información acerca de la naturaleza del dicho proceso y la magnitud de la velocidad de corrosión. Respecto al ruido generado por el sistema, Hladky y Dawson³⁶, midiendo las fluctuaciones espontáneas del E_{corr} observaron que la corrosión por picaduras se caracteriza por un descenso brusco del E_{corr} seguido de recuperaciones exponenciales y que las pendientes de atenuación de las fluctuaciones de altas frecuencias guardan relación con la morfología de la corrosión²⁹.

En la señal de ruido electroquímico puede registrarse el potencial y la corriente en el tiempo, utilizando dos o tres electrodos de trabajo. Para medir el ruido de potencial existen dos formas³⁶:

- Potencial de un electrodo de trabajo que es medido respecto a un electrodo de referencia de bajo ruido.

- Potencial entre dos electrodos de trabajo equivalentes. En este caso los dos electrodos típicamente producirán igual cantidad de ruido, por lo que la potencia de ruido se sumará, y la desviación estándar del ruido será 2 veces que en un solo electrodo.

Por otro lado, el ruido en corriente también puede obtenerse de dos maneras:

- Registrando la corriente que fluye en un electrodo que es controlado potencioestáticamente.
- Midiendo la corriente que fluye entre dos electrodos de trabajo.

En la Figura 3.9 se presenta un gráfico típico de potencial y corriente en el dominio del tiempo³⁷.

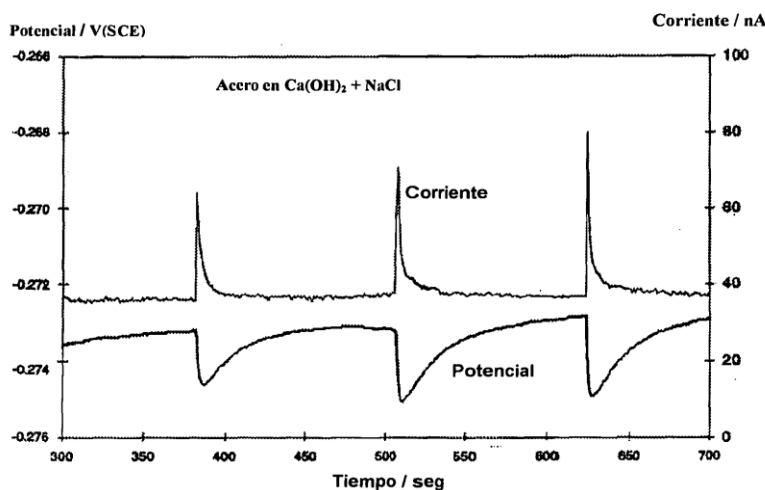


Figura 3.9 Registro de tiempo y potencial para un acero en Ca(OH)₂ 0.05 M + 0.025 M, mostrando eventos de picado.

3.5.5. Inhibidores de corrosión

En la industria de extracción y procesamiento del petróleo, los inhibidores siempre han sido considerados como la principal línea de defensa contra los problemas de corrosión³⁰. Aunque se debe señalar que en algunos casos, un ambiente puede hacerse menos agresivo mediante el uso de otros métodos tales como la remoción del oxígeno presente o la modificación del pH. La Organización Internacional de Estándares ISO por sus siglas en inglés (ISO 8044-1999) definió un inhibidor como³⁸:

“Sustancia química que cuando está presente en el sistema de corrosión a una concentración adecuada disminuye la velocidad de corrosión, sin cambiar significativamente la concentración de cualquier agente corrosivo”.

Los inhibidores de corrosión han sido clasificados de manera diferente por diversos autores, algunos autores prefieren agrupar los inhibidores por su funcionalidad química³⁰:

- Inhibidores de corrosión inorgánicos. Usualmente son sales cristalinas tales como cromato, fosfato o molibdato de sodio. Solo los aniones de estos compuestos están involucrados en el proceso de reducción de la velocidad de corrosión.
- Inhibidores de corrosión orgánicos. En su forma concentrada estos pueden ser líquidos o sólidos viscosos. La parte activa es, generalmente, un compuesto alifático o aromático

cargado positivamente con un grupo amino. Los inhibidores orgánicos³⁹, generalmente protegen al metal de la corrosión formando una película sobre la superficie metálica.

3.5.5.1. Mecanismos de inhibición de la corrosión

El mecanismo de inhibición se basa en las propiedades del compuesto dependiendo del tipo de inhibidor. Algunos inhibidores pueden disminuir la corrosión modificando la interfase metal/solución, mientras que otros pueden hacerlo modificando el medioambiente en el cual son adicionados.

➤ Modificadores del medioambiente

La corrosión puede controlarse eliminando las especies corrosivas del medio. Las sustancias que disminuyen la corrosividad reaccionando con los agentes agresivos del medio, se denominan modificadores del medio o “secuestrantes”. En soluciones neutras o alcalinas, la reducción del oxígeno es una reacción catódica común y el oxígeno se considera como una especie agresiva. En tal situación, la corrosión puede ser controlada mediante la disminución del contenido de oxígeno.

➤ Modificadores de la interfase (metal/solución)

Los inhibidores que modifican la interfase, controlan la corrosión formando una película en la interfase metal/solución. Estos se clasifican en inhibidores fase vapor o fase líquida.

Los inhibidores fase vapor son también llamados los inhibidores de corrosión volátiles (volatile corrosion inhibitors, VCI) y proporcionan una protección temporal contra la corrosión particularmente en ambientes cerrados, las sustancias que tienen baja pero significantes presiones de vapor con propiedades inhibitorias son efectivas. Las sales de diciclohexamilamina, ciclohexilamina y hexametileno amina son frecuentemente utilizadas. En contacto con la superficie metálica, el vapor de estas sales condensa y se hidroliza en contacto con la humedad.

Los inhibidores de fase líquida se clasifican como anódicos, catódicos, o mixtos, dependiendo si inhiben la reacción anódica, catódica o ambas. Estos funcionan a través de la adición de algún secuestrante (por ejemplo, la hidracina).

3.6. Corrosión por CO₂

En la industria del petróleo y producción de gas las principales sustancias corrosivas son el CO₂ y el H₂S. Cuando el CO₂ está presente en un proceso, a éste se le conoce como “proceso de corrosión en medio dulce”⁴⁰. La corrosión por CO₂ está directamente relacionada con los daños que sufren los equipos de las áreas de producción, transportación y refinamiento de la industria del petróleo. Con esto, los costos por el daño causado son muy elevados y lleva a las compañías a encarecer sus productos. Por lo que se han implementado equipos de investigación para estudiar los fenómenos que están involucrados en la corrosión de materiales expuestos a medios con altos contenidos de CO₂.

Una de las conclusiones a las que se ha llegado en casi todas las investigaciones es la siguiente: el CO₂ en contacto con el agua forma un ácido corrosivo^{41,42} (H₂CO₃) siendo éste el causante de la

corrosión en el material, en general no se tiene una conclusión concreta de cuál es el mecanismo que está directamente relacionado con el proceso.

El CO₂ puede producir no sólo corrosión generalizada sino también corrosión localizada, la cual es un problema mucho más serio. Por tal motivo se ha generado gran interés en entender el efecto de diferentes factores sobre el mecanismo de la corrosión por dióxido de carbono y la formación de una capa en la superficie del material, ya que ellos determinan la velocidad de corrosión.

Esta dificultad de tener una idea clara de los mecanismos presentes está relacionada con la gran cantidad de factores que afectan al proceso. En general estos factores pueden ser de tipo ambiental, así como los propiamente metalúrgicos del material utilizado⁴³

Algunos de los factores que afectan la corrosión por CO₂ son:

- PH
- Temperatura
- Presión parcial de CO₂
- Contenido de oxígeno
- Contenido de iones Fe²⁺ o Fe³⁺
- Tipos de Corrosión por CO₂
- Ácido sulfhídrico
- Tratamiento térmico del material
- Composición del material

3.6.1. Clasificación de los productos de corrosión

En ambientes acuosos que contienen dióxido de carbono se ha encontrado que la temperatura ejerce una notable influencia sobre la morfología y las propiedades de los productos de corrosión. En trabajos realizados por Ikeda y colaboradores sobre la corrosión por CO₂ en el hierro, se ha realizado una clasificación de los productos de corrosión en función de la temperatura, de la siguiente manera^{48,49}:

- Tipo I: se forman a temperaturas inferiores a los 60°C (150°F) y están constituidos por carbonato de hierro (FeCO₃) no adherentes. La corrosión es homogénea lo cual sugiere que el tipo de corrosión que se genera a estas temperaturas corresponde a la corrosión uniforme o generalizada.
- Tipo II: se forman alrededor de los 100°C (212°F) donde la velocidad de corrosión es máxima. Presentan picaduras profundas (corrosión localizada) y cristales de carbonato de hierro con textura definida, la película de productos de corrosión formada es medianamente adherente y gruesa.
- Tipo III: se forman a temperaturas superiores a los 150°C (302°F) donde se producen los menores valores de la velocidad de corrosión debido a la formación de una película de productos de corrosión delgada, compacta y adherente constituida por FeCO₃. A estas condiciones se considera que la corrosión por CO₂ es controlada por una rápida precipitación y baja disolución de los productos de corrosión que conforman la película superficial.

3.6.2. Tipos de corrosión en presencia CO₂

Para aceros al carbono, la corrosión por CO₂, en general se puede manifestar de tres maneras:

3.6.2.1. Corrosión uniforme o generalizada

Esta ocurre por debajo de los 60°C y es caracterizada por una reacción química o electroquímica que actúa uniformemente sobre la totalidad de la superficie del metal expuesta al entorno corrosivo. Desde el punto de vista cuantitativo la corrosión por ataque uniforme representa la mayor destrucción de los metales, especialmente de los aceros^{49,45,46}. En la Figura 3.10, se puede observar la morfología del daño producido por la corrosión generalizada en una tubería de producción de petróleo:

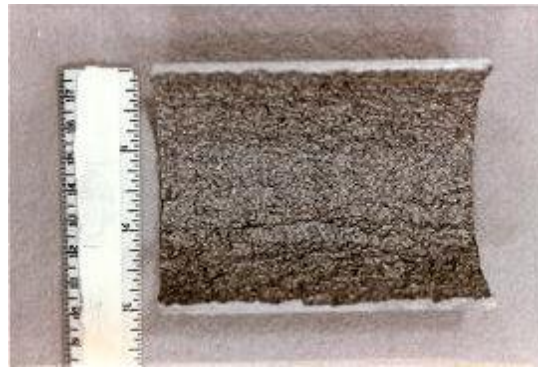


Figura 3. 10 Corrosión uniforme producida por el CO₂ sobre una tubería de producción

3.6.2.2. Corrosión localizada

Esta se da alrededor de los 100°C, esta produce la mayor tasa de corrosión se caracteriza por el crecimiento de cristales de carbonato de hierro sobre la superficie del metal ocurre de forma lenta, heterogénea y porosa, estas se pueden presentar como^{34,47}:

- Tipo gusano (“Ring Worm Corrosion”). Se presenta en zonas afectadas por el calor, en tuberías soldadas, y áreas cercanas a los extremos recalcados de la tubería; zonas en las cuales se puede generar corrosión galvánica debido a la formación de macroceldas entre la matriz y dichas zonas, este tipo de corrosión se acentúa en regiones donde el flujo es turbulento³⁴.
- Tipo picaduras (“Pitting Corrosion”). Originadas por la presencia de zonas anódicas y catódicas en la tubería. La picadura es una forma de ataque corrosivo que produce hoyos o pequeños agujeros en el metal. Es a menudo difícil de detectar porque los agujeros generados por la picadura pueden cubrirse con los productos de corrosión. Además, el número y profundidad de los agujeros puede variar considerablemente y por eso la extensión del daño producido puede ser difícil de evaluar. Para que ocurra la corrosión por picadura, los productos de corrosión (películas) deben tener defectos locales en su estructura. Estas imperfecciones pueden producirse debido al crecimiento no uniforme de las capas y/o a la destrucción mecánica por ataque hidrodinámico (erosión, cavitación, esfuerzo cortante del fluido), por abrasión o desgaste mecánico.
- Tipo “mesa” (“Mesa Corrosion”). Se caracteriza por la formación de especies de mesetas, debido a la pérdida de material en pequeñas áreas. Cuando el ataque se ha iniciado, una

celda galvánica es establecida donde la capa que cubre la superficie es catódica y el área atacada es anódica. El ataque “mesa” ocurre usualmente en áreas del metal donde se formaron películas con propiedades óptimas de protección, y a su vez existen superficies sin protección por la ausencia de productos de corrosión o por la presencia de películas porosas y no protectoras. Este tipo de ataque ocurre principalmente en sistemas bajo condiciones de flujo, puesto que las picaduras se producen en las superficies expuestas al medio, creando grandes hendiduras orientadas en la dirección del flujo (ver figura 3.11)⁴⁸:



Figura 3. 11 A) “Ring Worm Corrosion” tipo de corrosión por CO₂ caracterizada por la formación de agujeros en las paredes de la tubería, B) Corrosión por CO₂ caracterizada por la formación de picaduras interconectadas y C) “Mesa Corrosion”, tipo de corrosión por CO₂

3.6.2.3. Formación de una capa delgada, compacta y Adherente

El tercero es un tipo resistente a la corrosión debido a la formación de una película protectora de carbonato de hierro (FeCO₃) y se da por encima de los 150°C. La corrosión se puede entender a través del comportamiento de la formación del FeCO₃, el cual se caracteriza por disminuir su solubilidad mientras aumenta la temperatura^{49,45}.

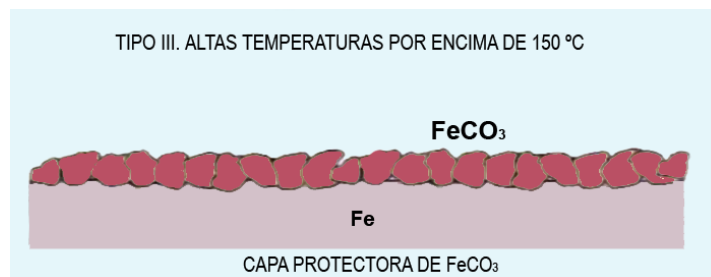


Figura 3. 12 Corrosión por capa protectora

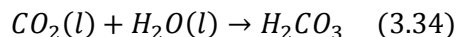
3.6.3. Mecanismos de la corrosión por CO₂

La corrosión por CO₂ ocurre cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua formando ácido carbónico (H₂CO₃). Este último, al entrar en contacto con la tubería, reacciona con el hierro del material para formar principalmente carbonato de hierro (FeCO₃). La estabilidad del FeCO₃ depende de la temperatura, de la presión parcial de CO₂ y de las condiciones de flujo^{24r}.

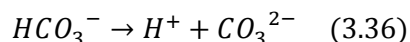
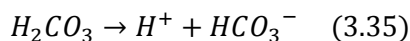
La corrosión por CO₂ involucra una serie de pasos

El primero es la disolución de CO₂ en la solución acuosa para formar varias especies reactivas que participan en la reacción de la corrosión por dióxido de carbono

Inicialmente el CO_2 debe hidratarse mediante la reacción con el agua para producir ácido carbónico (H_2CO_3).



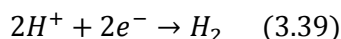
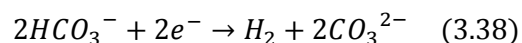
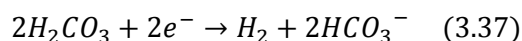
El ácido obtenido sufre una doble disociación dando lugar a la formación de iones carbonato y bicarbonato.



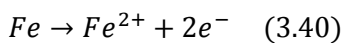
El segundo paso es el transporte de estos reactivos a la superficie del metal.

El tercer paso envuelve las reacciones electroquímicas (catódica y anódica) tomando lugar en la superficie del metal.

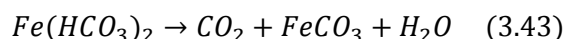
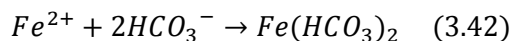
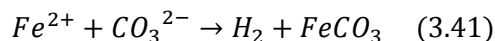
Reacción Catódica: Comprende la reacción de reducción de los iones disociados H^+ .



Reacción Anódica: Está representada por la reacción de oxidación del hierro.



El cuarto paso involucra el transporte de los productos de corrosión a la mayor parte de la solución, en esta etapa las especies disueltas se combinan para formar carbonato de hierro (FeCO_3). El carbonato de hierro, FeCO_3 , juega un papel importante en la formación de capas protectoras. Su formación puede ser explicada usando las ecuaciones



Por su baja solubilidad, el FeCO_3 precipita fuera de la solución²⁶, cuando el carbonato de hierro precipita sobre la superficie del acero, la velocidad de corrosión disminuye.

3.7. Corrosión por H_2S

Una de las corrosiones que más afecta a la industria petrolera por su alta concentración y existencia en los yacimientos petroleros es la corrosión por H_2S . El H_2S es un gas el cual aparte de tener un efecto nocivo para la salud en altas concentraciones, al estar en contacto constante con las tuberías de producción este gas tiende a ser altamente corrosivo. Para saber cómo controlar este ataque corrosivo se debe de tomar en cuenta las propiedades del H_2S .

El ácido sulfhídrico es un gas que al combinarse con el agua forma una solución ácida corrosiva (comúnmente llamada en ingeniería petrolera como "medio amargo"). En estas soluciones, el pH disminuye a medida que la concentración de H_2S aumenta; debido a éste comportamiento, al H_2S

se le denomina comúnmente gas ácido, y la corrosión agria es aquella que sucede en fluidos que contienen H_2S .

La capacidad de corroerse de aceros al carbón y de baja aleación en medios que contienen H_2S disuelto, depende de la presión, temperatura y principalmente del pH. Éste último, a medida que disminuye en la solución, velocidad de corrosión aumenta⁵⁰. La corrosión de estructuras en contacto con medios que contienen H_2S disuelto, es un fenómeno importante en las industrias Química y del Petróleo⁵¹. En la industria del Petróleo, el H_2S ha sido asociado a daños de equipos, tuberías, estructuras, etc., mediante fenómenos de corrosión y de corrosión inducida por azufre o hidrógeno^{52,53}. El incremento de la presión y la temperatura del medio que contiene H_2S disuelto, incrementa la agresividad de dicho medio hacia el acero al carbón.

La mayoría de los trabajos publicados de corrosión en medios que contienen H_2S , se han enfocado a proveer soluciones técnicas, referentes a desarrollar nuevos y más resistentes materiales, inhibidores orgánicos de corrosión y principalmente se han enfocado al estudio del fenómeno corrosivo que sucede en un material inmerso en un medio amargo y sometido a esfuerzos de tensión bajo condiciones estáticas^{52,54}.

Sin embargo, a pesar de la gran cantidad de investigaciones referente a la corrosión en soluciones que contienen H_2S , existe poca información referente al efecto del flujo sobre el proceso electroquímico que sucede en la superficie del metal inmerso en ambientes que contienen H_2S disuelto. Este hecho es de particular interés en muchos procesos de transporte de gas, agua y petróleo crudo que contienen H_2S disuelto, los cuales incluyen el movimiento de los mismos bajo condiciones de flujo turbulento y que están en contacto con estructuras de acero.

En general los factores que favorecen la corrosión por H_2S son:

- Concentración de H_2S
- Contenido de agua libre
- PH del medio
- Temperatura

3.7.1. Productos de corrosión formados en la corrosión de un acero por H_2S

Durante la década de los cincuenta, se dieron a conocer los primeros trabajos relacionados a la corrosión de aceros en medios que contenían H_2S disuelto y los productos de corrosión que se generaban. Meyer y colaboradores en 1953⁵⁵ sintetizaron un sulfuro de hierro, aún desconocido, mediante la exposición de un acero en una solución de cloruro de sodio al 5% que contenía H_2S disuelto, esto bajo condiciones anaerobias y a un intervalo de pH de 4 a 8. Este sulfuro desconocido fue analizado por difracción de rayos X, determinado su estructura como Fe_9S_8 . Este mismo año Prange⁵⁶ denominó a este sulfuro desconocido como kansita, esto, debido a que se encontró primeramente en los pozos petroleros de Kansas, los cuales presentaban H_2S en sus aceites crudos. Años más tarde (1966), la kansita fue llamada mackinawita por Milton en 1966⁵⁸.

Berner^{59,58} en la década de los sesenta constituyó uno de los principales investigadores que se dedicó al estudio y caracterización de los productos de corrosión de un acero inmerso en un medio acuoso con H_2S disuelto. En 1962⁵⁸, Berner encontró una nueva fase de sulfuro (sulfuro de hierro tetragonal), el cual consideró como el primer producto de corrosión del acero/hierro en medios

acuosos que contienen H₂S disuelto. Al comparar los patrones de difracción de rayos x del sulfuro de hierro tetragonal y de la kansita (Meyer, 1953⁵⁵ Berner se dio cuenta que eran idénticos, con lo cual Berner concluyó que el producto de corrosión del acero/hierro en medios acuosos con H₂S disuelto era el sulfuro de hierro tetragonal.

En 1963⁶⁰, Berner se enfocó en el estudio de la influencia de las bacterias sulfato reductoras (BSR) sobre la corrosión del acero. Donde las BSR producían H₂S como metabolito principal en este proceso corrosivo. En 1964 y 1967^{59,61} Berner continuo con sus estudios de caracterización de los productos de corrosión del acero en medios acuosos con H₂S disuelto, mediante difracción de rayos x. En estas investigaciones Berner logró sintetizar las siguientes fases de sulfuros de hierro: Sulfuro de hierro tetragonal (kansita), pirita, marcasita, sulfuro elemental, sulfuro de hierro cúbico y pirrotita, este autor concluyó Que la formación de las diferentes fases de sulfuros de hierro depende de muchos factores, entre los cuales menciona como más importantes al pH, temperatura, presencia de agentes oxidantes específicos y el tipo de acero que se esté corroyendo.

Tewary en 1976⁶² realizó estudios utilizando un electrodo de disco rotatorio (EDR) inmerso en una solución conteniendo H₂S con diferentes condiciones de pH y velocidades de rotación a una temperatura de 25°C y una presión de 0.1 MPa. El EDR fue hecho de FeS comprimido. Este autor concluyó que, con el movimiento del electrolito por efecto de la rotación del electrodo y modificación de condiciones de experimentación, las fases troilita y FeS cúbico (componentes principales del EDR) se transformaban en marcasita, pirita y azufre elemental. En 1979, Tewary⁶³ continuó con sus investigaciones, pero ahora, con un EDR hecho de acero al carbono, una presión de 1.6 MPa y 120 °C. En esta nueva investigación, Tewary concluyó lo siguiente:

- La mackinawita es la principal fase formada en la corrosión del acero en medios que contienen H₂S disuelto, aún en condiciones de flujo laminar producidas por la velocidad de flujo del EDR. Además, a partir de la mackinawita se producen las fases restantes.
- Las fases producidas a partir de la mackinawita siguen la siguiente secuencia:
 - 1)Sulfuro de hierro cúbico
 - 2)Troilita
 - 3)Pirrotita
 - 4)Greigita
 - 5)Pirita
 - 6)Marcasita

Este mismo año, Param y colaboradores realizan investigaciones referentes a este sistema en estudio, y sus conclusiones obtenidas concuerda con las obtenidas por Bemer⁵⁸ y Tewary⁶³. Este autor propone que el acero al carbono inmerso en una solución que contienen H₂S disuelto, se corroe dando como resultado la formación de iones ferrosos, para posteriormente formar una serie de sulfuros de hierro, donde la mackinawita es el primer producto, posteriormente y dependiendo de las condiciones del sistema, se forma el sulfuro de hierro cúbico, la troilita, pirrotita y pirita. De acuerdo con Param, la mackinawita es la fase más soluble y la formación de las posteriores fases depende de la velocidad de disolución de este sulfuro de hierro.

En 1987, Morse y colaboradores⁶⁴ realizan una recopilación y análisis de la información existente relacionada con la química del H₂S en medios acuosos y los productos de corrosión del acero al ser expuestos a este medio. En 1992 Hemmingsen⁶⁵ y Jayalakshmi⁶⁴ realizaron investigaciones referentes a la corrosión del acero en medios que contienen H₂S, enfocados a la formación de la

mackinawita. Estos investigadores utilizaron la voltametría cíclica la medición del potencial del electrodo. Sus conclusiones son similares a las anteriores, la mackinawita es el primer producto de corrosión formado en el sistema en estudio. Un punto importante en mencionar es que en la investigación realizada por Hemmingsen se utilizó un electrodo rotatorio a una velocidad de 3000 rpm.

Un criterio basado en las presiones parciales de H_2S , para los tipos de compuestos formados indica que por debajo de 0.689Kpa (0,1psi) se forma principalmente Pirita y Triolita ambos protectores. A presiones superiores a este valor, se forma Kansita un compuesto imperfecto que permite la difusión del Fe^{++}

Uno de los parámetros que determina la formación de estos compuestos es el pH de la solución:

- $pH \approx 3$ a 4 ó $pH > 9$ → Pirita (FeS_2) y Triolita (FeS)
- $pH \approx 4$ a 6.3 ó $pH \approx 8.8$ a 10 → Kansita (Fe_9S_8) (predominante), Pirita y Triolita
- $pH \approx 6.6$ a 8.4 → Kansita (no protector)

3.7.2. Tipos de corrosión en presencia H_2S

Para aceros al carbono, la corrosión por H_2S , en general se puede manifestar de tres maneras:

3.7.2.1. Corrosión por picaduras en presencia de sulfuros⁵⁰

Los sulfuros sólidos son formados por la reacción de los fluidos con el acero ferroso que se forma durante la corrosión o por la reacción de metales pesados en los fluidos de producción, aunque el último solo ocurre cuando los fluidos son mezclados. Casi siempre son por los sulfuros de hierro, pero el sulfuro de manganeso (rosa) y el sulfuro de zinc (blanco) pueden ocurrir en las tuberías y en el lodo de perforación. Cada uno de los sulfuros de hierro sólidos tienen una forma de corroer acero característico, y dependiendo de la cantidad de cada uno es la cantidad y forma de corrosión que se puede presentar. Después de que el sulfuro de hierro termino de corroer el acero, este permanece



Figura 3. 13 Figura 3.13. Corrosión por H_2S en Varillas de bombeo

inactivo. Su supuesta inactividad resulta por la absorción de hidrogeno en la red del sulfuro y parcialmente de la formación de hidróxidos que incuban al sulfuro.

La presencia de sulfuro de hidrogeno se caracteriza por la pérdida del metal y la presencia de picaduras. El sulfuro de hierro formado generalmente no constituye una capa protectora y es usualmente catódico frente a la superficie metálica

El oxígeno incrementa la velocidad de corrosión, el mismo actúa como despolarizante catódico, reacciona con el sulfuro de hierro y forma azufre elemental Las picaduras

formadas durante la corrosión por sulfuro de hidrógeno son generalmente pequeñas, redondas y el ángulo formado en el fondo del hoyo incrementa la tensión en el material.

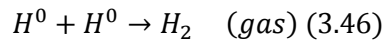
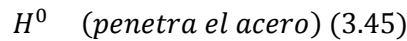
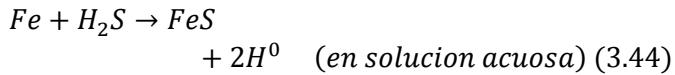
3.7.2.2. Agrietamiento por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión (SSC)^{63,64}

El SSC (agrietamiento por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión) es un mecanismo de corrosión que se caracteriza por exposición al H₂S. Afecta al material y lo hace fallar por medio de una combinación de corrosión y esfuerzos de tensión en presencia de agua y H₂S. La falla se manifiesta en forma de fractura por esfuerzos debido al hidrógeno.

El ácido sulfhídrico se combina con el hierro y produce una reacción química que da como productos sulfatos de hierro e iones de hidrógeno como lo muestra la Ecuación 3.44, Los iones de hidrógeno se recombinan produciendo gas hidrógeno (Ecuación 3.46), el material se vuelve frágil al absorber el hidrógeno difuso que se incrementa con la presencia de sulfatos. Esta difusión reduce la ductilidad del material y aumenta la susceptibilidad del material a la fractura. Los materiales con durezas altas son más susceptibles al SSC.



Figura 3. 14 Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (SSC).



3.7.2.3. Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC)^{64,65}

Hydrogen induced cracking (HIC) es una forma de abrasión también llamada agrietamiento inducido por presión de hidrógeno, agrietamiento paso a paso, agrietamiento en escalera y agrietamiento Cotton. Cuando la corrosión ocurre los iones de hidrógeno son descargados en la superficie del metal para formar átomos de hidrógeno que se combinan para formar gas de hidrógeno. En presencia de capas de sulfato de hierro, la tasa de combinación del átomo de hidrogeno para formar gas de hidrógeno es reducida y toma arriba de 10 veces más para que el átomo de hidrógeno se difunda en el acero.

Este fenómeno ocurre debido a que el hidrógeno molecular precipita dentro de los microporos o inclusiones del material y debido a que estas regiones están fragilizadas por el hidrógeno se ve favorecida la formación de ampollas o grietas escalonadas en la superficie del acero por la presión que este ejerce.



Figura 3. 15 Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC)

A diferencia del SSC (agrietamiento por esfuerzo de sulfuro), el HIC (agrietamiento inducido por hidrogeno) es una función de la metalurgia del acero y no es afectado por el nivel de esfuerzos que se le aplique. Sin embargo, puede interactuar con el SSC debido a que al momento de que se produce HIC o un SSC llega a una ampolla, el ambiente agrio puede permear la ampolla y crear agrietamientos en otras ligaduras en el metal. El daño por HIC ocurre con mucha rapidez si el acero es susceptible, típicamente gas amargo

húmedo causa un agrietamiento extenso en las primeras 48 hrs. Después que se caen las ampollas, el proceso continúa, pero a menor velocidad.

3.7.2.4. Fragilización por hidrógeno ^{64,65}

La fragilización por hidrógeno es un proceso físico-químico-metalúrgico en el que se desarrollan fenómenos de interacción química y difusión, que combinados con la naturaleza metalúrgica del sustrato sobre el que suceden, provocan cambios críticos en la capacidad de transmisión de carga de los elementos sometidos a tensión. Esto se traduce en fracturas catastróficas a tensiones inferiores a las que soporta el material en condiciones normales.

Si bien este fenómeno ocurre preferentemente en aceros al carbono o de baja aleación, hay otros metales y aleaciones susceptibles de sufrir este tipo de daños. Los fenómenos de fragilización por hidrógeno, sea cual sea su forma de expresarse, restringen de forma severa la aplicabilidad de ciertos materiales.

El hidrógeno no siempre causa efectos visibles como: grietas o ampollas, pero H disuelto produce pérdida de ductilidad. Pérdida de ductilidad en base al contenido de hidrógeno, ocurre sobre todo en los aceros comunes, aceros inoxidables, de base Ni, Al, Ti donde se observa un decrecimiento importante en la capacidad de deformación.

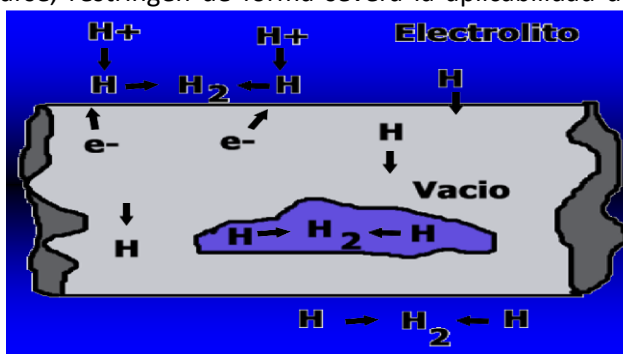


Figura 3. 16 Formación de hidrógeno (H₂) en una microgrieta

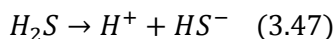
El fenómeno corrosivo resulta de la formación de pilas eléctricas, en general microscópicas, que se constituyen entre diversas partes no idénticas de un metal. Estas micropilas, originan una corriente eléctrica local con la existencia de un flujo de electrones a través del metal entre la zona en donde se produce la oxidación (ánodo) y la zona de reducción (cátodo), pudiendo estar separadas ambas zonas desde distancias interatómicas a kilómetros.

3.7.3. Mecanismos de la corrosión por H₂S

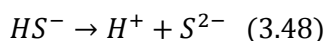
El fenómeno de corrosión del hierro en presencia del sulfuro de hierro y agua es dependiente de la disociación de la molécula del sulfuro de hidrogeno, entonces el hierro puro se convierte en Fe²⁺ y el sulfuro de hidrogeno se disocia en dos pasos

Cuando el sulfuro de hidrogeno se disocia en agua se disocia de la siguiente manera

Sulfuro de hidrogeno

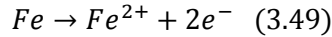


Ion HS⁻

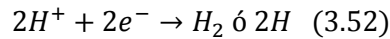
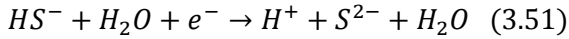
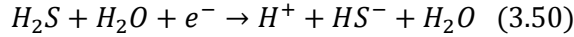


Varias reacciones heterogéneas de transferencia electrónica se efectúan entre la superficie y las especies cuando las especies reactivas llegan a la superficie metálica. Basados en la literatura se supone el mecanismo dado por las reacciones que se muestran a continuación.

Reacción anódica

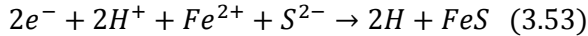


Reacción catódica

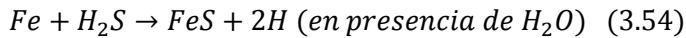


El azufre proveniente del sulfuro de hidrógeno se combina con el hierro para formar sulfuro de hierro, el cual se deposita sobre la superficie del metal.

Combinación de productos



Reacción neta



Las reacciones catódicas están representadas por la electro-disociación de las moléculas de H_2S disueltas, en lugar de los protones H^{+} . Los iones ferrosos se generan mediante la disolución del metal formando las diferentes fases tanto cristalinas como metaestables de sulfuro de hierro (Mackinawita, sulfuro ferroso cúbico) en la interfase metal- electrolito o bien migran al seno de la solución.

Las fases metaestables se transforman mediante re-disolución del FeS formando inicialmente, en troilita y pirrotita y finalmente en la fase estable pirita. En la Figura 3.17 se puede observar en forma esquemática la formación de sulfuros de hierro como productos de corrosión.

3.8. Corrosión de aceros en soluciones acuosas que contienen H_2S y CO_2 .

La naturaleza de interacción del H_2S y CO_2 con aceros al carbono es compleja. De investigaciones realizadas por diferentes autores, se ha observado que las películas de productos de corrosión formadas sobre aceros templados pueden ser protectoras o conducir a una falla rápida. Esto se debe a que una película de sulfuro de Fe (FeS) se formará si el H_2S es la especie predominante, o una capa de carbonato de hierro ($FeCO_3$) cuando el CO_2 es el gas predominante en la mezcla.

Se debe mencionar que en soluciones que contienen tanto CO_2 como H_2S , se formará en la mayoría de veces una película de Sulfuro de Fe, la cual en base a investigaciones⁶³, se tratará de la Mackinawita. Sin embargo, esta película sufrirá una transformación dependiendo de las condiciones y cambiará a otros compuestos como lo son la Pirita, Troilita, Marcasita, etc. Todos estos compuestos tienen diferentes propiedades que pueden ya sea, proteger o acelerar la velocidad de corrosión.

Sardisco, Greco y Wright⁶⁵ reportaron que a valores menores de PH_2S de 200 ppm, se reduce la velocidad de corrosión del acero-carbono expuesto a un medio acuoso saturado con CO_2 a 25°C y cuando PH_2S asciende hasta 1% se tienen efectos adicionales poco significativos. A concentraciones

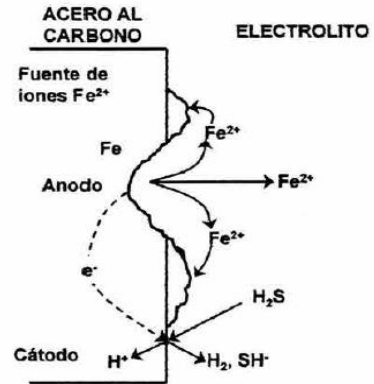


Figura 3. 17 Representación esquemática de la formación de la película de FeS

mayores, la velocidad de corrosión aumenta. A 70 y 80°C, pequeñas concentraciones de H₂S disminuyen la velocidad de corrosión.

Videm y Kvarekval⁶⁵, reportan que a una atmósfera y 450 ppm de H₂S a un pH=4.18 provoca un rápido aumento en el potencial de corrosión y una reducción drástica de la velocidad de la reacción anódica que originan películas protectoras. Las películas que se forman en presencia de cantidades muy pequeñas de sulfuro reducen mucho más la velocidad de la reacción anódica que las reacciones catódicas. Se ha establecido que la PH₂S en el rango de 130 a 550 ppm genera resultados divergentes en su resistencia a la polarización después de 1 día de exposición. Los resultados variaban entre 0.2 y 3 mm/año. Las cantidades más bajas de H₂S usualmente disminuían la velocidad de corrosión considerablemente. La divergencia se atribuye al rompimiento de las películas protectoras, a pesar de que el ataque aparenta ser uniforme a macro-escala.

Brown, Lee y Nesic⁴² especulan que la película de sulfuro de hierro se remueve con mayor facilidad de las paredes de la tubería que la capa de carbonato. En condiciones turbulentas, la remoción de la película "protectora" puede darse y originar un incremento en la velocidad de corrosión y probablemente corrosión por picaduras. Se ha especulado que en condiciones que eviten la acumulación de productos de corrosión, la adición de 3 ppm de H₂S en la fase gaseosa incrementa la velocidad de corrosión de los aceros AISI C 1018 y API 5L X-65. Mientras que la adición de 15 ppm o más de H₂S tiende a retardar la corrosión. Las pruebas fueron desarrolladas a 60 °C. En la mayoría de los casos, la velocidad de corrosión durante las primeras 4 horas es mayor que cuando se estabiliza en las 20 horas restantes.

En base a las investigaciones realizadas se ha encontrado que la presencia de H₂S en sistemas de CO₂/ salmuera, además de su contribución en la reducción del pH, H₂S tiene un triple papel:

- A niveles muy bajos de H₂S (<0.01 psia), el CO₂ es la especie corrosiva dominante, y a temperaturas superiores a 60 °C, la corrosión y cualquier pasividad es una función del fenómeno relacionado con la formación de FeCO₃ y la presencia de H₂S no tiene un significado realista.
- En los sistemas dominados por CO₂^{56,58} la presencia de incluso pequeñas cantidades de H₂S (proporción de PCO₂ / PH₂S > 200) puede conducir a la formación de una escala de sulfuro de hierro llamada mackinawite a temperaturas inferiores a 120 °C. Sin embargo, esta forma particular de descamación, que se produce en la superficie del metal directamente como una función de una reacción entre Fe⁺⁺ y S⁻, está influenciada por el pH y la temperatura⁴. Esta reacción en la superficie puede conducir a la formación de una fina película superficial que puede mitigar la corrosión.
- En los sistemas dominados por H₂S (relación de PCO₂ / PH₂S <200), hay una formación preferencial de una película de sulfuro metaestable en preferencia a la escala de FeCO₃; por lo tanto, existe protección disponible debido a la presencia de la película de sulfuro en el rango de temperaturas de 60 a 240 °C. Aquí, inicialmente es la forma mackinawite de H₂S que se forma como un fenómeno de adsorción de superficie. A concentraciones y temperaturas más altas, mackinawite se convierte en la pirrotita más estable. Sin embargo, a temperaturas inferiores a 60 °C o superiores a 240 °C, la presencia de H₂S exacerba la corrosión en los aceros, ya que la presencia de H₂S impide la formación de una escala estable de FeCO₃.⁶⁰ Además, se ha observado que la película de FeS se vuelve inestable y poroso y

no proporciona protección. Aunque existe acuerdo entre los diferentes trabajos sobre el efecto beneficioso de agregar pequeñas cantidades de H_2S a aproximadamente $60\text{ }^\circ\text{C}$ ^{54,57}.

T. Murata et al.⁵² publico un trabajo donde muestra los efectos combinados de la temperatura y la composición del gas en la velocidad de corrosión de los aceros al carbono. La Figura 3.18 muestra el efecto de diferentes grados de contaminación con H_2S sobre la corrosión del CO_2 . Sin embargo, hay que señalar que el papel del H_2S en la corrosión por CO_2 es un problema complejo que se rige por la estabilidad de la película de FeS y $FeCO_3$ a diferentes temperaturas y actualmente es un área de investigación activa.

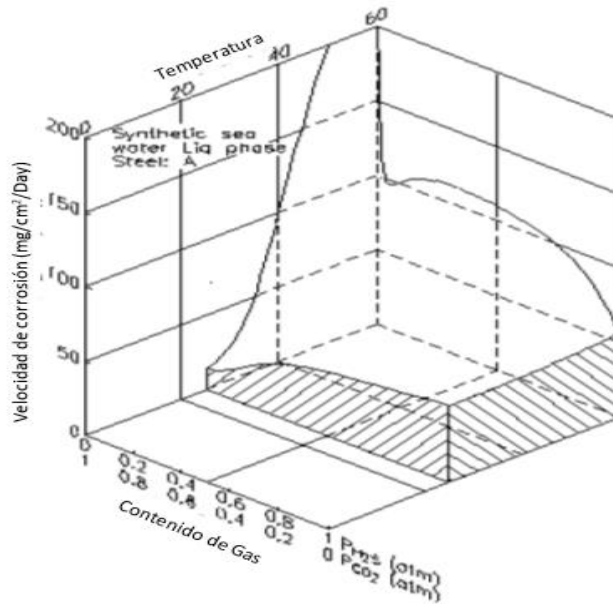


Figura 3. 18 Efecto de la composición del gas y temperatura en la velocidad de Corrosión⁵⁴

Capitulo IV. Estabilidad del sistema de Bombeo Electrocentrífugo

4.1. Operación de bombas centrífugas

Las bombas ocupadas en el sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) son dinámicas, ya que la energía es suministrada al fluido para aumentar su velocidad, y esta diferencia de velocidad es convertida en energía de presión a medida que fluye a través de la bomba. Otra característica que las distingue es que operan con su eje en posición vertical.

4.1.1. Principios de funcionamiento

Como se mencionó en el Capítulo 1, la bomba centrífuga consiste básicamente en una parte móvil (impulsor) que se encuentra montado en un eje de rotación y una parte estacionaria llamada (difusor) que consiste en una serie de canales con áreas transversales que incrementan gradualmente. El impulsor y el difusor fijo a la carcasa de la bomba constituye una etapa.

La rotación de los álabes del impulsor pone a las partículas del fluido en movimiento desde la succión hasta la descarga. Las partículas son aceleradas, por lo tanto, su energía cinética aumenta, y cuando entra al difusor esta energía es parcialmente convertida en energía potencial (presión o carga). El fluido deja la etapa con una presión mayor a la que tenía cuando entró al impulsor (Figura 4.1). En una bomba centrífuga multietapas, este proceso se repite hasta haber recorrido todas las etapas de la bomba.

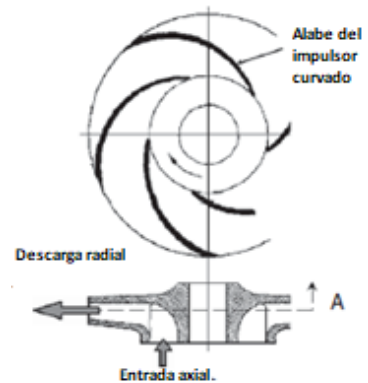


Figura 4. 1 Trayectoria de flujo del líquido y los álabes de un impulsor¹

El impulsor tiene un conjunto de álabes que imprimen velocidad al fluido, los álabes están contenidos dentro de una cubierta cerrada. Cada impulsor está acoplado con el eje de la bomba, de manera que cuando esta gira, todos los impulsores también lo hacen. El flujo en el impulsor es muy complejo, ya que los vectores de velocidad no son paralelos a las paredes. En la mayoría de los diseños de las bombas se asume flujo en una dimensión, por lo que movimientos secundarios son despreciados, también se asume que el fluido sigue exactamente los canales del impulsor. En el diseño de una bomba, ambas consideraciones son corregidas con factores experimentales.

4.1.2. Cálculo de la carga generada por una Bomba^{1,66,67}

Los cálculos son basados en la ecuación de Euler y en tres suposiciones que en la práctica no son completamente satisfechas¹:

- El fluido deja el impulsor tangencialmente a la superficie de los álabes. Es decir que el fluido es completamente guiado por el álabe en la descarga.
- Los canales del impulsor son llenados completamente por el fluido, es decir que no existen espacios vacíos en ningún momento.
- Las velocidades del fluido en puntos similares son las mismas en todas las líneas de flujo.

Para determinar la carga teórica que desarrolla el impulsor (H_t) se considera una partícula de fluido que entra al impulsor y sale de este, con su respectivo incremento de energía (Figura 4.2). Los subíndices 1 y 2 denotan la entrada y la salida del impulsor respectivamente

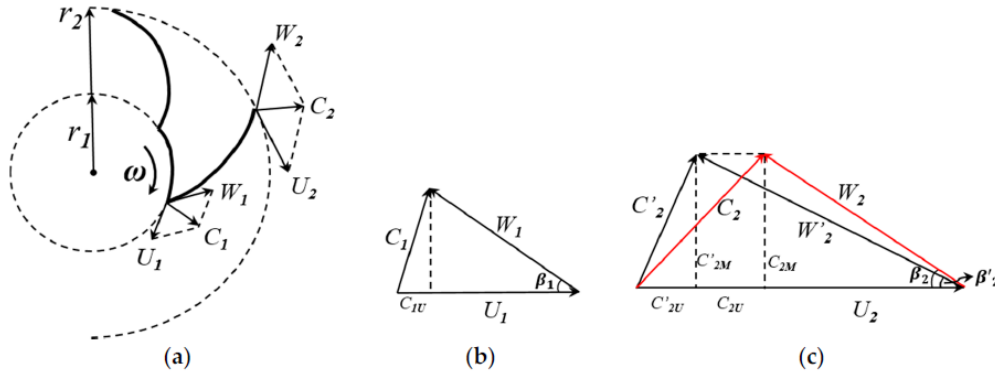


Figura 4. 2 Triángulos de velocidad, (a) esquema de los canales de flujo del impulsor, (b) triángulo de velocidad a la entrada del impulsor, (c) triángulo de velocidad a la salida del impulsor⁶⁶

La velocidad absoluta (C_2) de la partícula de fluido a través del impulsor puede ser resuelta en dos componentes: velocidad tangencial (U) y velocidad relativa (W). El análisis de estos vectores de velocidad se realiza gráficamente con el método del triángulo, estos triángulos pueden ser dibujados en cualquier punto de los canales de impulsor, pero la entrada y la descarga son de máximo interés.

En la Figura 4.2(c), C'_2 es una velocidad absoluta ideal asumiendo un número infinito de álabes en el impulsor. De acuerdo a estos triángulos y la ley de conservación ideal del momento angular en la bomba centrífuga rotatoria, la carga de Euler (H_t) se puede expresar como⁷³:

$$H_t = \frac{\vec{C}_2 * \vec{U}_2 - \vec{C}_1 * \vec{U}_1}{g} = \frac{U_2 C_{2U} - U_1 C_{1U}}{g} \quad (4.1)$$

Donde C_{2U} y C_{1U} son proyecciones de las velocidades absolutas en el impulsor a la salida y la entrada a la direcciones de las velocidades periféricas. Aplicando las relaciones de los triángulos de velocidad Figura 4.2, se puede obtener⁶⁷:

$$H_t = \frac{U_2^2 - U_1^2}{2g} + \frac{W_2^2 - W_1^2}{2g} + \frac{C_2^2 - C_1^2}{2g} \quad (4.2)$$

En donde g , es la aceleración gravitacional. Los tres términos a la derecha de la ecuación tienen significado físico, el primer término es la carga estática debida a la fuerza centrífuga, el segundo término es la carga estática debida al cambio de velocidad y el tercer término es la carga dinámica. Esta ecuación se puede reescribir utilizando las siguientes expresiones:

La velocidad tangencial del impulsor en la entrada y la salida:

$$U_1 = \Omega r_1 \quad (4.3)$$

$$U_2 = \Omega r_2 \quad (4.4)$$

Donde Ω es la velocidad angular del impulsor y r es el radio del impulsor.

La velocidad relativa con respecto al impulsor en la entrada y salida

$$W_1 = \frac{C_{1M}}{\sin \beta_1} \quad (4.5)$$

$$W_2 = \frac{C_{2M}}{\sin \beta_2} \quad (4.6)$$

Donde C_{1M} y C_{2M} son las velocidades meridionales con respecto al impulsor tanto a la entrada como a la salida y β es el ángulo de los álabes del impulsor.

El resultado de la ecuación 4.1 al utilizar las ecuaciones 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 es:

$$H_t = \frac{U_2(U_2 - W_2 \cos \beta_2) - U_1(U_1 - W_1 \cos \beta_1)}{g} \quad (4.7)$$

Si los fluidos no están rotando cuando entran al impulsor entonces $C_{1U} = 0$ y $C_1 = C_{1M}$, por lo tanto la ecuación 4.7 se puede describir como:

$$H_t = \frac{U_2^2}{g} - \frac{U_2 C_{2M}}{g \tan \beta_2} \quad (4.8)$$

Wiesner (1967) propuso una ecuación para considerar el efecto de álabes infinitos en el impulsor, por lo que la ecuación se puede reescribir como:

$$H_t = \sigma_s \frac{U_2^2}{g} - \frac{U_2 C_{2M}}{g \tan \beta_2} \quad (4.9)$$

Donde σ_s es el coeficiente de resbalamiento el cual puede ser calculado ya sea de manera experimental (método recomendado) o con el uso de algunas correlaciones⁶⁹.

Otra expresión muy utilizada en literatura, y la cual se obtiene ocupando las mismas ecuaciones 4.1, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, es la siguiente⁶⁸:

$$H_t = \frac{\Omega^2(r_2^2 - r_1^2)}{g} - \frac{Q\Omega}{2\pi gh} \left(\frac{1}{\tan \beta_2} - \frac{1}{\tan \beta_1} \right) \quad (4.10)$$

En donde h es la altura del canal y Q el gasto. De igual manera en esta ecuación 4.10 al considerar que los fluidos no están rotando cuando entran al impulsor se obtiene:

$$H_t = \frac{\Omega^2 r_2^2}{g} - \frac{Q\Omega}{2\pi gh \tan \beta_2} \quad (4.11)$$

4.1.3. Mecanismos de pérdida de carga^{1,68}

El flujo sufre pérdidas mientras fluye a través de la bomba, estas pérdidas provocan que la carga producida por la bomba sea disminuida. Las pérdidas de carga se pueden clasificar en tres grupos:

- a) Hidráulicas – Este tipo de pérdidas son debidas al flujo de fluido a través del impulsor provocadas por diversos factores:
 - Acción de fricción en el canal del impulsor.
 - Divergencia o convergencia en el canal.
 - Choque del fluido en la succión.
 - Mezcla y remolino en la descarga del impulsor.
 - Cambio de dirección en el vector de velocidad absoluta.

A la razón que existe entre la carga obtenida por el impulsor y la carga impartida al fluido se le llama eficiencia hidráulica del impulsor. De igual manera, se producen pérdidas al cambiar de energía cinética a energía potencial en el difusor. A la relación que existe entre la carga obtenida por la bomba y la carga total impartida al fluido en el impulsor se le denomina eficiencia hidráulica de la bomba.

- b) Volumétricas - Las pérdidas volumétricas consisten en la pérdida de capacidad a través de espacios entre el impulsor y el difusor, dependen entre otros factores de la magnitud del espacio y la distribución de la presión en los espacios vacíos. Estas pérdidas disminuyen la carga producida, ya que el flujo a través del impulsor es mayor que el flujo a la salida de la bomba debido a las pérdidas de fluido. La eficiencia volumétrica de la bomba es la razón entre la capacidad medida de la bomba y la capacidad a través del impulsor.
- c) Mecánicas - En este tipo de pérdidas se incluyen la fricción en el disco y la pérdida por fricción en los elementos del sistema, siendo la más importante en los impulsores flotados. Se denomina fricción del disco a la potencia requerida para hacer rotar un disco en un fluido, en este caso el impulsor. Internamente, esta potencia se convierte en calor y aumenta la temperatura del fluido. Las pérdidas por fricción de los elementos dependen de la rugosidad de las superficies, materiales, lubricación y las fuerzas que actúan sobre los elementos. Estas fuerzas mecánicas no tienen efecto en la carga o capacidad de la bomba, pero aumentan la potencia al freno. A la relación que existe entre la potencia entregada al fluido por el impulsor y la potencia al freno impartida al eje de la bomba por el sistema motriz se le conoce como eficiencia mecánica.

Por lo tanto, la carga real generada por una bomba puede ser calculada mediante la siguiente ecuación 4.12.

$$H = H_t - H_{friccion} - H_{choque} - H_{fuga} - H_{difusor} - H_{recirculacion} - H_{disco} \quad (4.12)$$

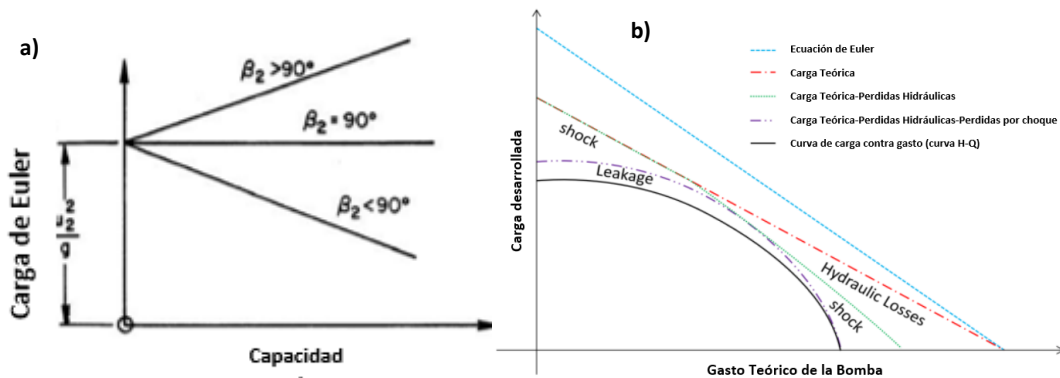


Figura 4. 3 Esquema de las curvas de carga, a) Carga de Euler con diferentes ángulos de salida para los álabes, b) carga actual o real contando las pérdidas de carga⁶⁹

La Figura 4.3a muestra los cambios de la carga ideal de Euler con respecto al ángulo de salida β de los álabes. La Figura 4.3b muestra las pérdidas de la carga ideal y la curva final H-Q de una bomba centrífuga según la ecuación 4.12. Como se puede ver la pérdida por fricción se vuelve prominente a altos gastos. En contraste la pérdida por fugas es más grande a gastos bajos, por último, la pérdida

por choque tiene lugar cuando el gasto de líquido difiere del diseñado (cambios en la dirección del flujo).

4.1.4. Curva característica de una bomba

Cada bomba centrífuga tiene una curva de funcionamiento para determinado diseño del impulsor y velocidad constante de la flecha. Las curvas de desempeño son obtenidas experimentalmente por los fabricantes. Estas pruebas son realizadas con agua, por lo que sus resultados son aplicables sólo a fluidos de baja viscosidad. En estas pruebas se realizan las siguientes actividades:

- Mide el incremento de presión en función del gasto de agua, este es convertido en columna de agua.
- Mide la potencia al freno.
- Calcula la potencia hidráulica para el agua.
- Calcula la eficiencia.

Finalmente, se obtienen las curvas características de las bombas bajo esas condiciones

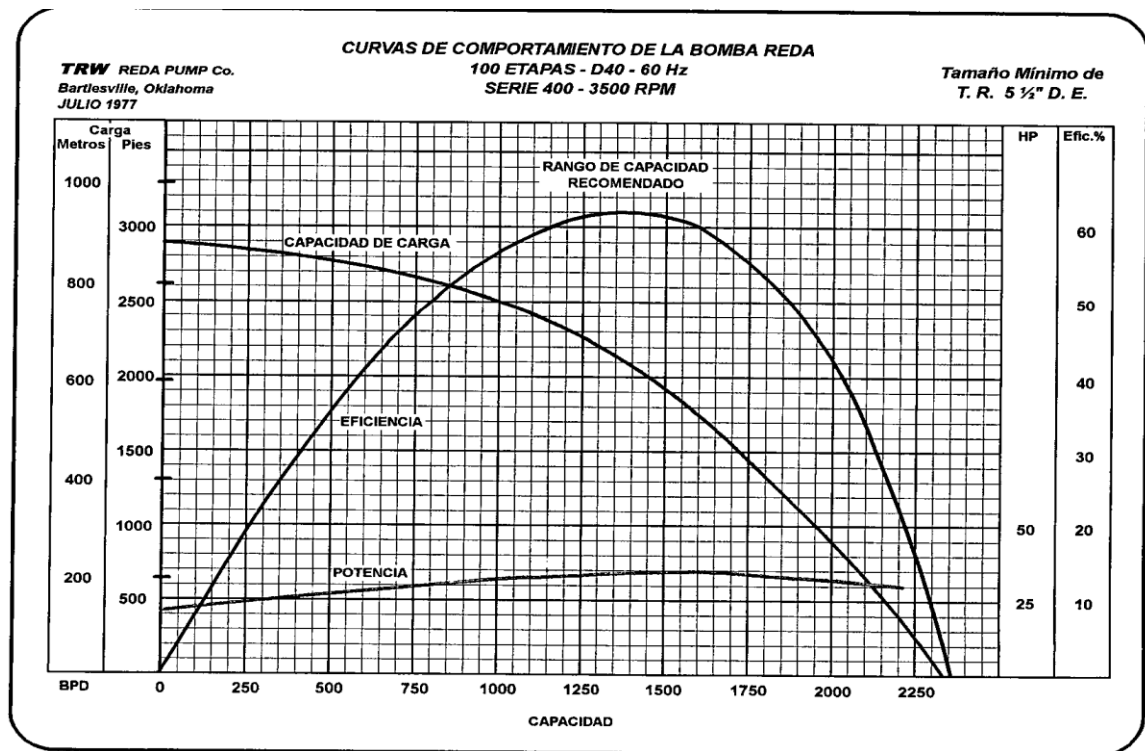


Figura 4. 4 Curva característica de una Bomba⁷⁰

Una bomba centrífuga debe procurar operarse en su zona de máxima eficiencia, con el objetivo de aprovechar al máximo la capacidad total de la bomba y que tenga una larga vida útil.

Para expresar la carga en unidades de presión se utiliza la siguiente fórmula.

$$H = \frac{2.31 P}{\gamma} \quad (4.13)$$

Donde H es la carga generada por la bomba (ft), P es la presión (Psi) y γ es la gravedad específica del fluido producido.

4.1.5. Velocidad específica^{1,6}

Es un indicador que sugiere el tipo de bomba que debe seleccionarse, ya que cada velocidad específica se relaciona con ciertas proporciones que deben guardar las dimensiones del impulsor. Las bombas se pueden clasificar con el número de velocidad específica (N_s).

$$N_s = \frac{n\sqrt{Q}}{H^{0.75}} \quad (4.14)$$

Donde n es la Velocidad (RPM), Q es la Capacidad (gal/min) y H es la Carga producida (pies). Con estas unidades, las velocidades específicas van desde 500 hasta 15000, dependiendo del tipo de impulsor.

A medida que la velocidad específica aumenta, el diseño de la bomba cambia de netamente radial a bajas velocidades específicas 1500 -1800, a ser estrictamente axial a velocidades específicas mayores de 4000 - 4500. En un impulsor del tipo radial, la carga es desarrollada en su mayoría por acción de fuerza centrífuga, y la descarga es prácticamente en dirección radial. Por otro lado, la carga producida en un impulsor del tipo axial es desarrollada en su mayoría por el empuje de los álabes y el flujo es prácticamente axial. En los impulsores de flujo mixto, la carga desarrollada es debida a la fuerza centrífuga y al empuje de los álabes¹.

4.1.6. Leyes de afinidad

Normalmente, las curvas de desempeño de la bomba muestran su resultado a velocidades (rpm) definidas, manejando agua ($\gamma=1$) y viscosidad de 1 (cP). En la industria se bombean otros fluidos con viscosidades y pesos específicos distintos, por lo que es importante estimar el comportamiento de la bomba a estas condiciones operativas. Las leyes de afinidad son relaciones que permiten predecir el comportamiento de una bomba que opera a condiciones distintas a las especificadas en su curva característica.

De acuerdo con las leyes de afinidad, existen las siguientes relaciones entre la velocidad real de la bomba centrífuga y sus parámetros de rendimiento más importantes^{1,71}:

- a) El gasto de una bomba cambia directamente proporcional a su velocidad de operación.
- b) La carga desarrollada por la bomba cambia proporcionalmente al cuadrado de la velocidad.
- c) La potencia al freno requerida para impulsar la bomba cambia proporcionalmente al cubo de la velocidad.
- d) La eficiencia de la bomba no cambia con los cambios de velocidad.

De manera matemática se puede expresar de la siguiente forma:

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \quad (4.15)$$

$$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 \quad (4.16)$$

$$BHP_2 = BHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3 \quad (4.17)$$

Donde N es la velocidad de la bomba (RPM), Q es el gasto de la bomba (BPD), H es la carga desarrollada por la bomba (ft) y BHP es la potencia al freno requerida por la bomba (HP).

4.1.7. Cavitación y carga de succión positiva neta¹.

Si la presión de un líquido en cualquier lugar dentro de la bomba es menor a su presión de saturación correspondiente a esa temperatura, pequeñas burbujas de vapor son formadas para luego ser arrastradas por el líquido fluyente a regiones de presión más altas donde las burbujas se condensan o colapsan acompañadas de un incremento de presión súbito, a este fenómeno se le denomina cavitación y puede causar daño en el equipo por erosión, corrosión y vibración intensa, también su eficiencia y capacidad son reducidas.

Si la presión no cae por debajo de la presión de saturación del fluido a condiciones de succión no ocurrirá cavitación. Generalmente las bombas sumergibles ocupadas en la industria petrolera no presentan cavitación ya que se encuentran sumergidas lo suficiente.

La carga de succión positiva neta (NPSH) es la presión absoluta, mayor a la presión de vapor del fluido bombeado, disponible en la tubería opuesta al impulsor de la primera etapa para mover y acelerar el fluido que entra al impulsor. El sistema debe ser diseñado de tal modo que la NPSH sea mayor o igual a la requerida por la bomba para que opere correctamente y evitar el fenómeno de cavitación.

4.1.8. Empuje axial^{1,72}

Es la fuerza actuante en la dirección de la flecha de la bomba, el empuje axial es generado en los impulsores y los extremos de la flecha. En la flecha, es causado por la diferencia de presión de entrada y descarga de la bomba. Mientras que, en los impulsores, el empuje es debido a la diferencia de presión entre la entrada y la salida del impulsor, también por la cantidad de movimiento transferido entre la entrada a la etapa y la sección del impulsor en la cual el fluido cambia de dirección. Una bomba operando a un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente.

La variación esquemática del empuje axial con la tasa de bombeo en una etapa de una bomba centrífuga típica se muestra en la Figura 4.5, según Coltharp⁷². El empuje está en un máximo a una velocidad de flujo de cero (condición de cierre) y apunta hacia abajo, luego disminuye continuamente a medida que aumentan los gastos de líquido. Después de haber alcanzado la condición de equilibrio, el empuje cambia su signo y entra en la región de empuje hacia arriba, aumentando continuamente a mayores gastos.

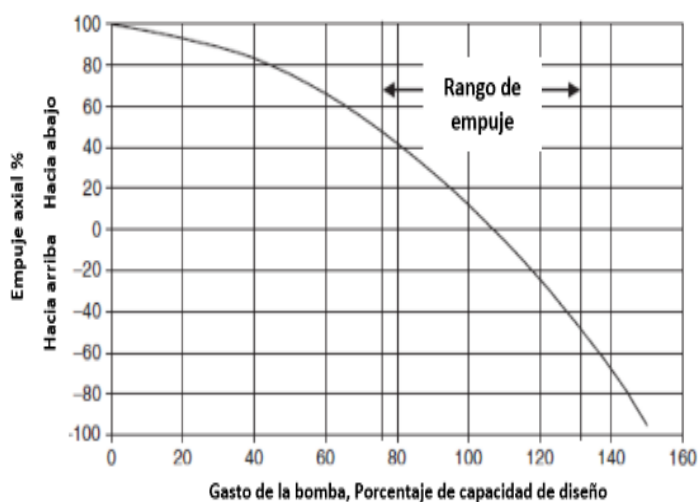


Figura 4. 5 Variación del empuje Axial con el gasto

El diseñador de la bomba selecciona el rango de operación de la bomba para asegurar la compensación efectiva de las fuerzas reales por medio de los cojinetes de empuje adecuadamente diseñados situados en la bomba y en la sección del protector.

4.1.9. Determinación de la carga requerida

Para determinar la presión a la cual la bomba debe entregar los fluidos para que estos sean llevados a la superficie, se aplica la técnica de Análisis Nodal. El nodo solución debe ser ubicado a la profundidad de la bomba, la cual debe instalarse en el punto más profundo posible, tomando en cuenta factores como geometría del pozo y temperatura. Posteriormente se debe calcular el valor de presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a partir de la curva de comportamiento del pozo (IPR). Con la P_{wf} calculada se puede determinar la caída de presión desde el fondo del pozo hasta la profundidad de colocación de la bomba, este valor es el correspondiente a la presión de entrada a la bomba. Finalmente, se puede determinar el número de etapas requeridas con la siguiente ecuación:

$$n = \frac{\Delta P}{\gamma H} \quad (4.18)$$

Donde n es el número de etapas, ΔP es el incremento de presión para que el fluido llegue a la superficie con la presión requerida, γ es la densidad relativa del fluido y H es la carga producida por etapa.

La potencia que se muestra en las curvas aplica únicamente para líquidos con gravedad específica igual a la del agua. Para determinar el tamaño del motor requerido (hp) se debe multiplicar la potencia máxima por etapa ($hp \text{ etapa}$), el número de etapas (n) y la gravedad específica del fluido (γ).

$$hp = \frac{hp}{\text{etapa}} * n * \gamma \quad (4.19)$$

4.1.10. Carga dinámica total (TDH)

Es simplemente la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica, es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión Figura 4.6.

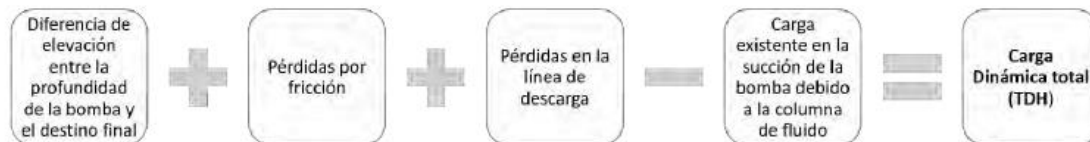


Figura 4. 6 Definición de la Carga dinámica Total⁵

4.2. Factores que afectan el BEC

El diseño de instalaciones de bombeo electrocentrífugo sumergido, se ve invariablemente afectado por diversos factores que deben considerarse en forma metódica, debido a su influencia sobre la selección de las dimensiones de la bomba y del motor que se requieren para cumplir con el objetivo de producción. Por su importancia, dichos factores se comentan a continuación.

4.2.1. Capacidad de flujo del pozo

Este parámetro obtenido de la prueba de producción, permite diseñar la bomba asegurando que el rango de gasto en el que se opere, está cerca de su máxima eficiencia. De otra manera, si la capacidad de la bomba excede a la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en vacío; en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que su aislamiento falla y se quema.

La recuperación de flujo del pozo se obtiene de su Índice de productividad, la relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión ($P_{ws} - P_{wf}$) en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J; desde un punto de vista práctico, el índice de productividad es la medición más directa de la capacidad productiva de una formación productora; si la producción q está en bpd de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en lb/in^2 , el IP se define como: (ver la ecuación 4.20)

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (4.20)$$

A menos que se indique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más producción de agua).

En la Figura 4.8 se muestran en las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo en el yacimiento de un pozo. En la línea A, la tendencia es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es menor a la presión de burbuja (P_b). Al abatirse la presión, el comportamiento es como el que se observa en línea B y finalmente, cuando los abatimientos sean mayores en el yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas C y D.

En relación a la misma Figura 4.7, cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación la pendiente de la recta es constante y entonces: $J = IP$ (línea A). Cuando $P_{wf} < P_b$ se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como IPR (líneas B, C y D), el IPR es usado cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbujeo, ocasionándose la liberación del gas y que dos fases fluyan en el yacimiento. El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ se conoce como $q_{m\acute{a}x}$.

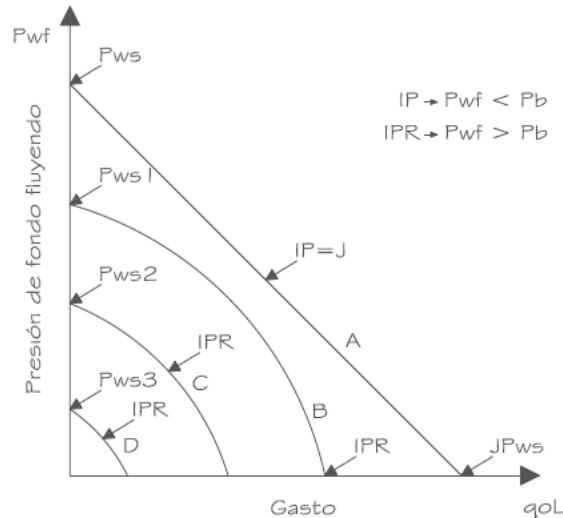


Figura 4. 7 Índice de productividad⁹

El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ se conoce como $q_{m\acute{a}x}$.

Conocida la capacidad de recuperación de flujo, se puede diseñar una bomba para el máximo gasto o cualquier gasto menor, los fabricantes de bombas sumergibles señalan que estas operan adecuadamente con $220 lb/in^2$ en la succión, si el fluido que se bombea es líquido. Cuando en las proximidades de la succión existe gas libre, es necesario considerar cuidadosamente que cantidad de este tolera la bomba, sin que su comportamiento se aparte del indicado en sus curvas características. La magnitud de esa cantidad puede ser variable de acuerdo con el fabricante, se

expresa como un porcentaje del gasto total de fluidos que ingresa a la bomba y se recomienda un rango de 10 a 15% como máximo⁵.

4.2.2. Geometría de flujo^{5,6}

El estado mecánico del pozo es parte de esta geometría que incluye el diámetro de la tubería de producción, mismo que está relacionado con el tamaño de la bomba. Dicho diámetro se selecciona para manejar apropiadamente el gasto que se desea producir, ya que influye sobre las pérdidas de presión desde la bomba hasta la superficie.

La aplicación de la ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. La definición de la frontera interna definirá la geometría de flujo en las cercanías del pozo, siendo la más importante en el establecimiento del comportamiento de los pozos, debido a que un mayor porcentaje de las caídas de presión ocurren en ese lugar.

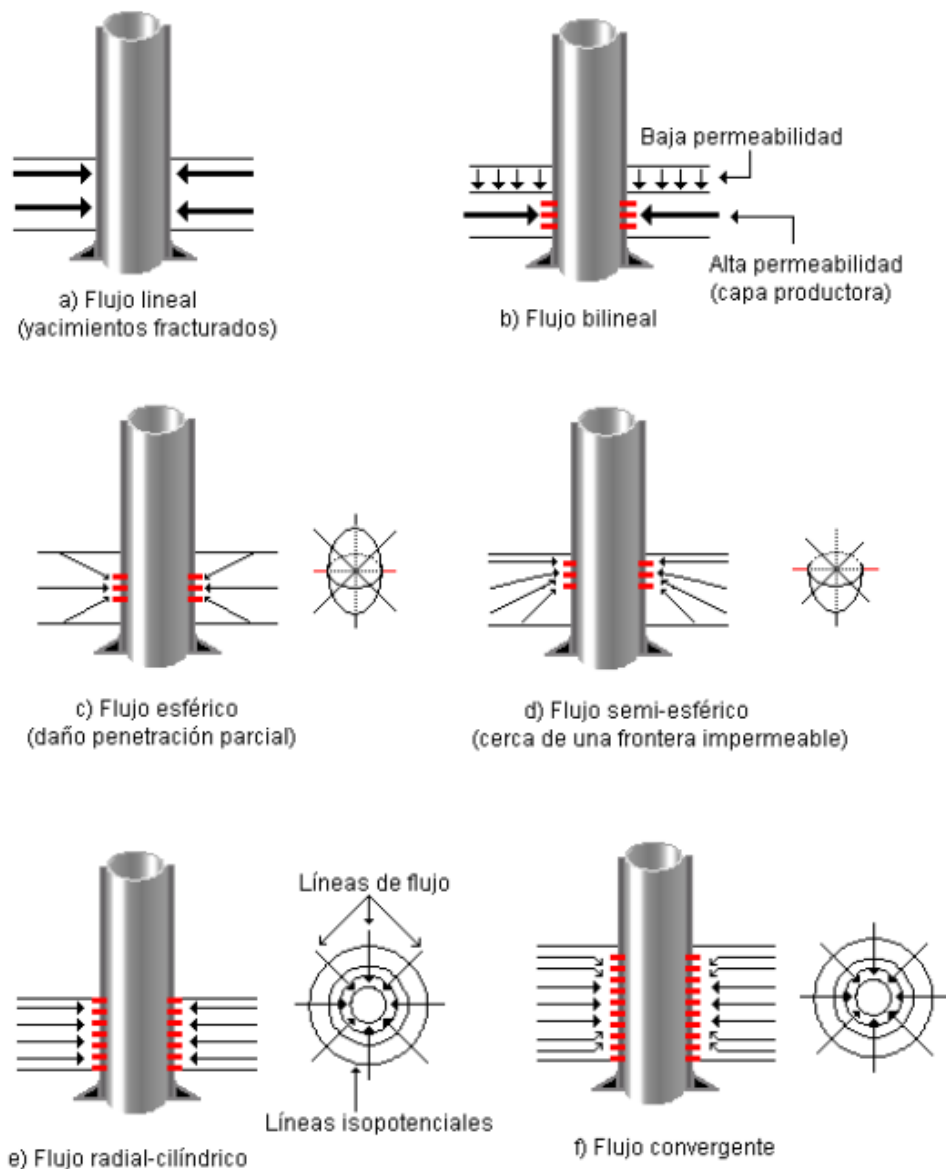


Figura 4. 8 Diferentes Geometrías de flujo para pozos petroleros⁶

En la Figura 4.8 se muestran las geometrías de flujo que pueden esperarse en la producción de hidrocarburos. En los pozos productores de aceite y gas, el flujo radial cilíndrico es probablemente el más representativo. Otras geometrías de flujo, también comunes, son las que se presentan en pozos parcialmente penetrantes (flujo esférico) y en pozos fracturados (flujo lineal y bilineal). Es muy importante conocer la geometría de flujo de cada pozo, ya que la correcta utilización de la ecuación de Darcy dependerá de ella y, por consiguiente, el diseño de nuestro sistema BEC también lo hará.

El fondo del pozo, la profundidad del intervalo disparado y el diámetro de la última tubería de revestimiento cementada determinan la profundidad de colocación de la bomba. En el caso de que la bomba quede instalada por abajo de la zona de disparos se requerirá una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo para obligar a que los fluidos del pozo pasen por la parte externa del motor y lo enfríen, normalmente la profundidad media del intervalo disparado es el límite de colocación del aparejo de BEC.

4.2.3. Gas libre en la bomba^{1,74,75,76}

La presencia de gas libre a la profundidad de colocación del aparejo, representa el mayor problema para dimensionar el equipo adecuado y producir efectivamente un pozo. La bomba se comporta a su más alta eficiencia cuando se bombean únicamente líquidos y aunque puede bombear gas libre, su presencia en exceso es causa de una operación ineficiente.

Si la producción del pozo tiene gas asociado, entonces, entre el nivel dinámico del fluido y el fluido, existe un rango de combinaciones de líquido y gas con diferentes densidades, mismas que influyen significativamente sobre la capacidad requerida para la bomba y su profundidad de colocación. Para el cálculo de estos dos parámetros, es imposible afirmar que cualquier criterio sea siempre el mejor, debido a que los datos del pozo no son siempre de la misma confiabilidad.

Como regla general, la mayoría de las instalaciones de bombeo electrocentrífugo impulsan a los fluidos por la tubería de producción, sin empacador en el pozo. Esto significa que el gas libre se puede desviar al espacio anular, o pasar a través de la bomba.

El funcionamiento de la bomba y del motor se ven afectados por la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba, en este punto, una mayor cantidad total de gas libre y en solución tiene efectos benéficos debido a que disminuye el peso de la columna hidráulica en la tubería de producción y reduce la demanda de potencia al motor, pero la bomba necesita manejar un gasto mayor. Es decir, el requisito de capacidad volumétrica de la bomba se incrementa conforme aumenta la relación gas libre-líquido que debe manejar. Cuanto más gas está en solución al entrar a la bomba, su comportamiento es más parecido al señalado en las curvas características (Figura 4.9). Por el contrario, se aparta de dicho comportamiento mientras la relación gas libre-líquido se incrementa a valores alrededor del 0.1%; pasando esta cantidad, lo más probable es que la producción de la bomba comience a disminuir, y conforme el gas libre se vaya incrementando, eventualmente se generará el efecto de candado de gas, provocando con esto que ya no se bombé ninguna cantidad de líquido, y consecuentemente el daño a las instalaciones.

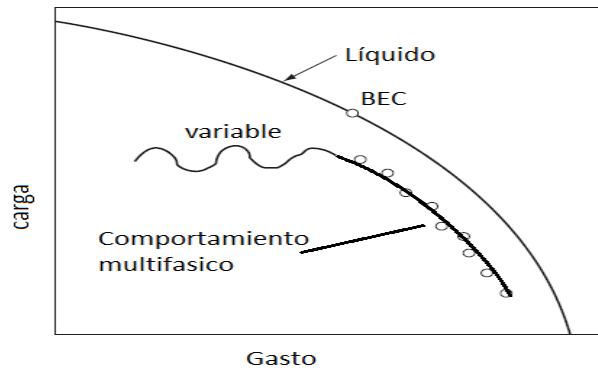


Figura 4. 9 Tendencia general del cambio en el rendimiento por gas libre¹

Algunas formas prácticas para resolver el problema del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba, son:

- a) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea superior a la presión de saturación. Entonces no existe gas libre en la entrada de la bomba y el gasto que se maneja es simplemente la producción de aceite a condiciones superficiales, multiplicado por su factor de volumen a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Esto puede hacerse únicamente si la profundidad a la que ocurre la presión de saturación, se presenta arriba del extremo inferior de la sarta de producción.
- b) Colocar la bomba de forma que la presión de succión sea inferior a la presión de saturación. Esto tiene la ventaja de acortar la longitud de la tubería de producción, la del cable conductor y en consecuencia un menor costo. Sin embargo, el gasto que la bomba maneja es igual al del aceite, más el del gas libre que pasa a través de la bomba, ambos medidos a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Conforme la bomba se coloca más arriba en el pozo, la cantidad de gas libre se incrementa y debe tenerse cuidado de que el flujo que llega a la succión no tenga una relación gas-líquido más alta de la que la bomba es capaz de tolerar.

Como se mencionó anteriormente el gas libre en la bomba deteriora el comportamiento de esta, a pesar de esto en México se han instalado y mantenido con éxito equipos BEC en pozos con altas relaciones gas-aceite (RGA) (arriba de $268 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$), como es el caso de pozos del campo Samaria Luna, localizado en la región sur. Sin embargo, los últimos equipos BEC instalados y en los cuales este trabajo está enfocado se encuentran en la Región Marina Noreste, en donde los valores de RGA se encuentran en valores bajos (menores a $60 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$), por lo cual dependiendo de las condiciones de operación es poco probable encontrar gas libre en la bomba.^{80,81}

4.2.4. Efectos viscosos^{1,77,78}

Los fluidos con densidades mucho mayores que la del agua provocan mayores pérdidas por fricción y una mayor fricción en los discos que están dentro de la bomba centrífuga, lo que finalmente da como consecuencia un cambio en el comportamiento de las bombas generando poca carga desarrollada, baja eficiencia de la bomba y una alta potencia al freno requerida.

Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga que produce, es mayor a más altos gastos. Las curvas de comportamiento que publican los fabricantes para cada bomba se basan en pruebas realizadas con agua, de manera que es necesario ajustar las curvas para fluidos de más alta viscosidad (Figura 4.10). La cantidad de ajuste varía entre bombas, aquellas con pasajes de flujo más pequeños generalmente se afectan más por la viscosidad alta.

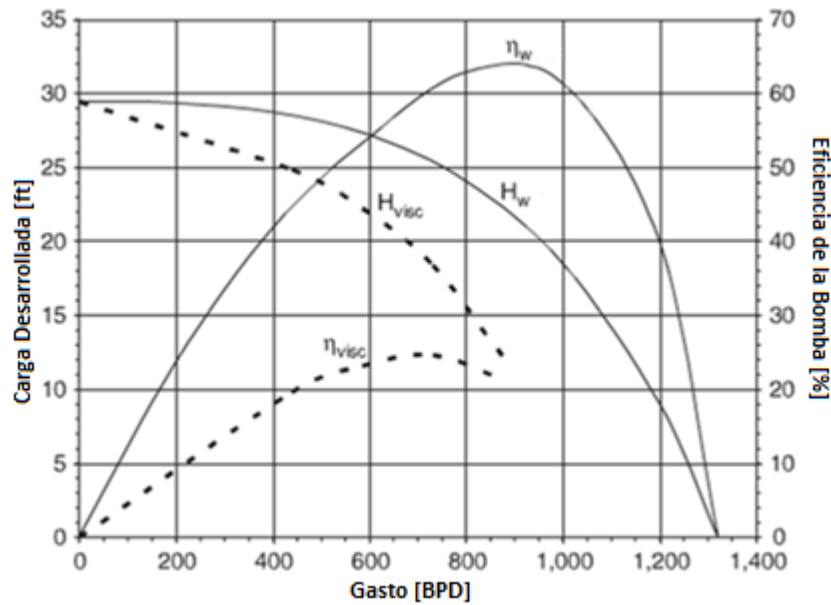


Figura 4. 10 Curva de comportamiento teniendo en cuenta el efecto de la viscosidad¹

Son por estas consecuencias resultantes de manejar fluidos más viscosos que el agua por las que las curvas de comportamiento estándar no se pueden utilizar con la precisión deseada⁴³. Existen varios métodos empíricos que permiten ajustar las curvas de comportamiento de las bombas, si las mediciones no se encuentran disponibles.

El principal procedimiento para convertir las curvas de comportamiento para ser usadas con fluidos viscosos fue desarrollado por Hydraulic Institute, es el más usado y fue desarrollado a partir de datos experimentales; la conversión incluye el uso de muchos diagramas y es válido en los siguientes rangos:

- Gasto de 3,400 a 34,000 (BPD).
- Carga de la bomba entre 6 y 600 (ft).
- Viscosidad del líquido de 4 a 3,000 (centistokes) (40-15,000 SSU).

Este método está basado en el cálculo de factores de corrección y las siguientes ecuaciones⁷⁸:

$$q_{visc} = C_q q_w \quad (4.21)$$

$$H_{visc} = C_H q_w \quad (4.22)$$

$$\eta_{visc} = C_\eta \eta_w \quad (4.23)$$

Para el cálculo de los factores de corrección se utilizó el siguiente modelo numérico modificado por Takacs and Turzo (2000) Figura 4.11:

$$q^* = \exp\left(\frac{39.5276 + 26.5605 \ln(v) - \gamma}{51.6565}\right) \quad (4.24)$$

Donde v es la viscosidad cinemática en Centi-Stokes (cSt), el término γ se calcula con la carga y el gasto (q) en 100 GPM, medidos en el mejor punto de eficiencia (BEP)

$$\gamma = -7.5946 + 6.6504 * \ln(H_{WBEP}) + 12.8429 * \ln(Q_{WBEP}) \quad (4.25)$$

q^* es usado para el cálculo del coeficiente de flujo (C_q) y el coeficiente de eficiencia (C_η)

$$C_q = 1.0 - 4.0327 * 10^{-3} * q^* - 1.724 * 10^{-4} * (q^*)^2 \quad (4.26)$$

$$C_\eta = 1.0 - 3.3075 * 10^{-2} * q^* + 2.8875 * 10^{-4} * (q^*)^2 \quad (4.27)$$

Para los coeficientes de carga, se seleccionan cuatro puntos (60%, 80%, 100%, 120%) del gasto en BEP para obtener la curva de comportamiento, y se calculan usando las siguientes formulas:

$$C_{H0.6} = 1.0 - 3.68 * 10^{-3} * q^* - 4.36 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (4.28)$$

$$C_{H0.8} = 1.0 - 4.4723 * 10^{-3} * q^* - 4.18 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (4.29)$$

$$C_{H1.0} = 1.0 - 7.00763 * 10^{-3} * q^* - 1.41 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (4.30)$$

$$C_{H1.2} = 1.0 - 9.01 * 10^{-3} * q^* + 1.31 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (4.31)$$

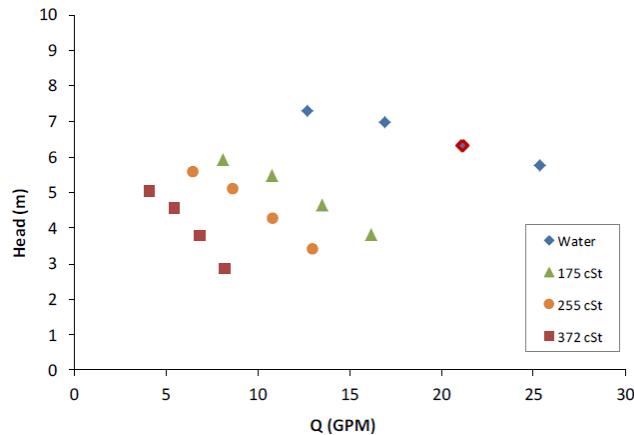


Figura 4. 11 Impacto de la Viscosidad en la carga generada por la bomba centrífuga y el gasto⁷⁸

Para el aseguramiento de flujo de los crudos pesados y para garantizar su producción, el equipo BEC es la mejor opción, por esta razón en la Región Marina Noreste de México se ha empezado a utilizar estos equipos en la producción de crudos con gravedades API entre 10 y 13. Sin embargo, también se han utilizado en la región Sur de México para producir crudos de 28 a 31 °API^{80,81}.

4.2.5. Temperatura^{1,5,79}

La temperatura de fondo es importante para la instalación de aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, porque es uno de los factores de control en la selección del cable conductor. Los cables disponibles en el mercado trabajan exitosamente a 350 °F o más, y son más costosos conforme su

temperatura de operación sea mayor. La temperatura también afecta al motor, aunque la bomba no se coloque en el fondo debido a que un alto ritmo de producción mueve a los fluidos rápidamente hacia el aparejo, acarreado al motor una temperatura más alta que la existente bajo condiciones estáticas. Una temperatura más alta en el motor acorta su vida útil. Por ejemplo, por cada 18 °F de exceso en la temperatura de operación, por arriba del rango de aislamiento del motor, la vida de éste se reduce en un 50 %. La temperatura a la profundidad del aparejo operando, debe conocerse para determinar el volumen total de fluidos que entra a la bomba, especialmente para manejo de gas libre.

En general los principales efectos en el rendimiento del BEC, cuando se produce en pozos con temperatura alta son los siguientes:

- a) Los elastómeros usados en el BEC como sellos se debilitan debido al material del cual están hechos, provocando que su vida productiva disminuya considerablemente.
- b) Las propiedades dieléctricas de los materiales aislantes se deterioran y los aislantes del motor y/o del cable pueden perder sus propiedades causando quemaduras en el mismo.
- c) La resistencia eléctrica en el conductor del cable aumenta, esto causa una mayor pérdida de energía en el mismo.
- d) La viscosidad del aceite del motor disminuye y la capacidad del cojinete de empuje que normalmente se encuentra ubicado en la sección sello, disminuye.
- e) Pueden ocurrir fallas mecánicas en las partes móviles debido a los diferentes materiales usados y a que cada material tiene una diferente expansión térmica.
- f) Las incrustaciones pueden llegar a ser más pronunciadas debido a que la solubilidad de los minerales aumenta si la temperatura es mayor, pero disminuye al disminuir la presión, de tal forma que al haber fluidos con alta temperatura tendrán más minerales disueltos, pero al llegar al fondo del pozo y ser sometidos a una caída de presión provoca su depositación.

Con el objetivo principal de disminuir el aumento de la temperatura y por consiguiente aumentar la vida de servicio de los motores estándar, la solución por lo general es reducir la potencia del motor, siempre y cuando se haya elegido uno que genere una mayor potencia que la necesaria. La disminución de la potencia del motor provocará que el calor que éste genera disminuya, tanto que la temperatura de operación puede caer por debajo de la temperatura nominal del motor. También debe ser revisada la velocidad del fluido que pasa a través del motor y si esta no es suficiente, debe ser aumentada usando un motor de un diámetro más grande o una cubierta adjunta en la parte externa del motor.

Además de los ajustes en el motor, la temperatura alta hace necesarias muchas modificaciones más en el protector, la bomba y el cable: por ejemplo, los elementos rotatorios deben de incrementar sus espacios interiores del mismo modo que el motor. El EPDM por sus siglas en inglés (ethylenepropylenedienemonomer; etileno propileno dieno monómero) es el material que ofrece una mejor resistencia a temperaturas altas, con el cual pueden ser fabricados, sellos, elastómeros en los motores, bombas y protectores, y en el aislamiento del cable.

En México podemos mencionar que las condiciones en las cuales se deben colocar los equipos BEC se encuentran en el límite de alta temperatura 122°C (250 °F), siendo la región marina sur en donde se han instalado los equipos BEC con las condiciones de temperatura más alta 137°C (280°F), esto

conlleva el uso de equipo especial o modificaciones a los componentes del BEC, que los permita trabajar bajo estas condiciones^{80,81}.

4.2.6. Empacadores

La forma preferente de instalar un aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido, es sin empacador, de manera que queda colgando de la tubería de producción. La colocación de un empacador significa una instalación especial, ya que este debe permitir el paso del cable de potencia al motor. Si el empacador se requiere en el pozo, su selección se hace cuidadosamente, de modo que la bomba tenga sobre sí muy poco peso o nada de peso a compresión. Por ejemplo, teniendo en cuenta que cuando la bomba empieza a mover grandes volúmenes de líquidos calientes, la tubería de producción se alarga y ejerce compresión sobre la bomba si no se hacen los ajustes necesarios. En este caso un empacador permanente utilizando sellos de tipo largo, trabajaría satisfactoriamente. En resumen, si se requiere del uso de empacadores úsese uno que pueda colocarse sin que la bomba o tubería de producción queden sujetas a compresión.

4.2.7. Producción con sólidos abrasivos.

La bomba centrífuga es un dispositivo de rotación de alta velocidad, cuyas partes son lubricadas por el fluido que es bombeado a través de ella. Ya que muchos pozos productores de aceite contienen partículas sólidas, la acción abrasiva de ellas pueden fácilmente dañar las partes móviles de la bomba. La pérdida de metal causada por la abrasión y/o erosión en puntos críticos en las etapas de la bomba o en sus diferentes cojinetes (aunque otros componentes de la bomba no sufren daños) puede generar fallas catastróficas en la bomba. Además de la bomba centrífuga que es la que sufre mayores daños, cuando existe la presencia de sólidos en los fluidos, los separadores rotatorios también son propensos a ser dañados por la arena y en esos casos será necesario usar separadores especiales⁸².

Existen otros sólidos que se pueden encontrar en los fluidos de producción diferentes a la arena, como el sulfuro de hierro y el carbonato de calcio; aunque la mayoría de los problemas son generados por la presencia de arena (cuarzo, SiO₂) en el fluido de producción, estos compuestos también contribuyen con la abrasión y/o erosión.

Los rasgos característicos de la producción de arena de los pozos productores de aceite pueden ser explicados mediante los principios de mecánica de rocas y se pueden resumir en tres:

- a) La producción de arena comienza en pozos con gastos grandes.
- b) La cantidad de arena producida se incrementa después que comienza la invasión de agua al yacimiento.
- c) La producción de arena ocurre cuando el gasto de producción cambia.

Las unidades BEC por lo general se instalan en pozos con altos gastos y baja presión de fondo, y en ocasiones son la primera elección en pozos que están bajo inyección de agua, y que involucra operaciones cíclicas frecuentemente. La presencia de sólidos abrasivos afecta enormemente a los pozos con un sistema BEC instalado debido a que viajan junto con los fluidos a gran velocidad. El daño provocado en el sistema de bombeo puede tomar diferentes formas y ocurrir en diferentes partes del sistema.

Además de la bomba, hay otros componentes que son muy susceptibles a ser dañados por la presencia de sólidos en el fluido de producción como, por ejemplo, los separadores rotacionales, los cuales se verán especialmente afectados debido a la enorme fuerza centrífuga que actúa en los sólidos, y que hace que golpee el armazón del separador con gran velocidad.

El transporte de arena y de otros agentes abrasivos disminuye considerablemente la vida productiva del equipo de bombeo; si éste no presenta algunas modificaciones o equipos especiales para manejar u operar en este tipo de ambientes, el componente que por lo común es más afectado en comparación con los demás es la bomba. Hoy en día la industria manufacturera ofrece una gran variedad de soluciones para combatir los efectos abrasivos de la arena en el fluido de producción; gracias al uso de esos equipos especiales la eficiencia¹

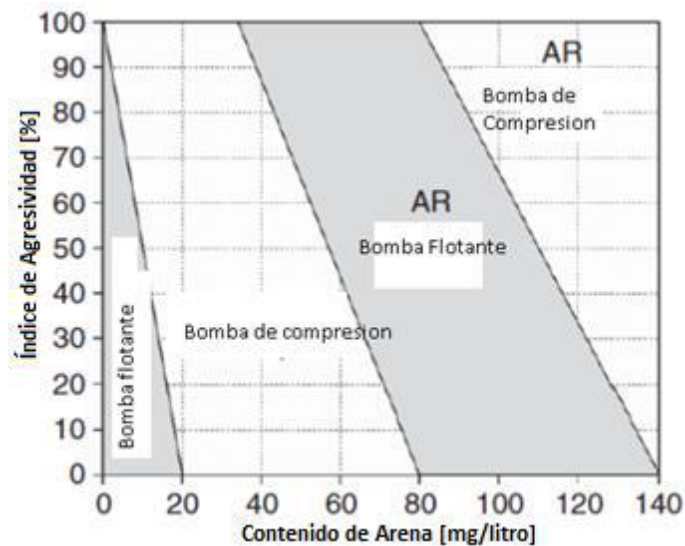


Figura 4. 12 Grafica de selección de bombas para trabajos abrasivos⁸³

del BEC en pozos con producción de arena se puede mantener en niveles competitivos con los otros sistemas artificiales de producción⁸³.

El índice de agresividad es un parámetro que se expresa en porcentaje y el cual se utiliza para representar los efectos combinados del tamaño de las partículas, la forma y el contenido de arena en los sólidos producidos, es decir muestra el poder relativo de destrucción de una partícula de arena, lo cual permite la comparación de diferentes corrientes de producción. En la práctica, cuando no se cuenta con análisis detallados acerca de la concentración de la arena, un valor de 60% usualmente, se asume.

La Figura 4.12 puede servir como guía para la apropiada selección de la bomba en un ambiente abrasivo. El rango de aplicación de las bombas está en función de la concentración de arena en el fluido de producción y del índice de agresividad. Las principales reglas para la selección de la bomba apropiada son:

- a) Las bombas flotantes no son recomendables para ser usadas en pozos en los cuales exista producción de arena.

- b) En pozos con abrasión media, puede ser posible usar bombas con el impulsor fijo y sin ningún equipo especial.
- c) En pozos con condiciones abrasivas altas, se pueden usar bombas con metalurgia modificada resistente a la abrasión (AR).
- d) En condiciones extremadamente agresivas, es necesario usar bombas de tipo compresión que sean resistentes a la abrasión (AR).

El contenido de arena puede expresarse en ppm (partes por millón) o por miligramos por litro. Los equipos BEC que operan, o que han sido instalados en pozos con altos contenidos de arena reportados en literatura(numero), se encuentran en campos del mar del norte, dichos contenidos se encuentran en un rango de 50 a 200 mg/litro. Debido a estos altos contenidos de arenas, las fallas reportadas en los equipos son mayormente atribuidas a la erosión generada por sólidos abrasivos^{84,85}.

En México los sistemas BEC operan en pozos con bajos contenidos de arena (menores de 11 mg/litro), por lo cual, los equipos utilizados no se diseñan con materiales resistentes a la abrasión. Es importante señalar que los datos ocupados en el Capítulo 2 de la base de datos C-FER, son en su mayoría equipos BEC instalados en pozos pertenecientes a campos del mar del norte.⁸¹

4.2.8. Operación a diferentes frecuencias.

Ya es muy conocido que el BEC a una velocidad constante es de operación muy inflexible si lo comparamos con otros sistemas artificiales de producción. La principal razón es que el rango eficiente de trabajo del BEC es demasiado estrecho y eso puede llevar a fallas muy tempranas. Debido a esto es que el conocimiento de los parámetros del flujo en el pozo es un prerrequisito para un diseño apropiado del equipo. Aunque en algunos casos, sin importar que exista un buen diseño e instalación, los cambios en el sistema son inevitables (presión de yacimiento, gasto, etc.) reduciendo la eficiencia del BEC. Algunos de los problemas provocados por los cambios en los parámetros del flujo pueden ser solucionados si el equipo de BEC convencional es operado a un amplio rango de velocidades. Ya que el motor sumergible controla directamente a la bomba centrífuga, la velocidad de la bomba puede ser modificada fácilmente al modificar la velocidad rotacional del motor, la base de aplicación del variador de frecuencia en el BEC es la apropiada regulación de la corriente AC que logra el efecto necesario ya que la velocidad del motor es función de la misma⁸⁶.

La Figura 4.13 muestra la curva de rendimiento de una bomba sumergible a diferentes frecuencias. Las tres líneas punteadas representan:

- a) Los límites inferiores del rango de gastos recomendados.
- b) Los mejores puntos de eficiencia.
- c) Los límites superiores del rango de gastos recomendados.

Si la bomba es operada a 60 [Hz] entonces se recomienda que el gasto éste dentro del rango de 2400-4600 [BPD]. Se puede observar que regulando la frecuencia de 40 a 70 [Hz], la bomba puede cubrir un rango

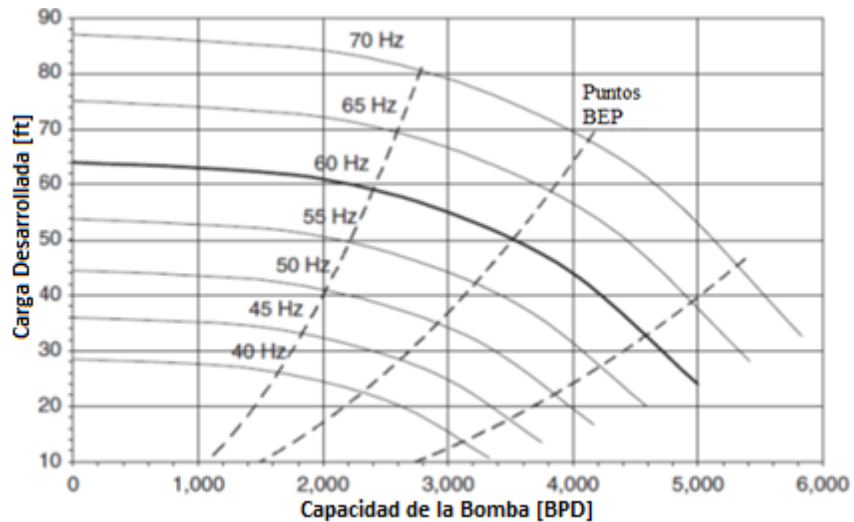


Figura 4. 13 Curva de comportamiento de una Bomba SN3600 a diferentes frecuencias¹

mucho más amplio de gastos, aproximadamente de 1600 a 5400 [BPD]. Esta extensión en el rango de gastos para operar da la flexibilidad necesaria para los diseñadores y/u operadores para compensar cambios inesperados en los parámetros del flujo en el sistema.

Existen dos soluciones disponibles para lograr la variación de frecuencia en el equipo del BEC:

- Variadores de frecuencia (VSD's): utilizan una fuente de energía estándar trifásica y controla su salida de frecuencia electrónicamente.
- Generadores de frecuencias variables: generan la energía eléctrica en el pozo usando algún tipo de motor y regulan la frecuencia de salida mediante la regulación de la velocidad del motor.

4.2.9. Corrosión en el sistema BEC

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 dióxido 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 concentraciones⁸¹.

El ensamble del sistema BEC se distingue por su capacidad de producir volúmenes considerables de flujo desde diferentes profundidades y bajo una amplia variedad de condiciones del pozo. 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 gases H_2S y CO_2 , por que el aislamiento de los cables debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo. El medio ambiente bajo el que opera el cable 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 al sistema BEC¹.

La corrosión puede afectar a todas las partes del sistema, pero la que afecta los cuerpos o carcasas del motor y / o la bomba es la más perjudicial para el sistema. La elección adecuada del material de la carcasa o la aplicación de un recubrimiento adecuado en las superficies externas puede posponer o prevenir completamente este tipo de falla. 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. Otro componente propenso a sufrir daños por corrosión es el material aislante de los cables utilizados para suministrar energía a la bomba eléctrica sumergible, y sobre todo el material de los cables, ya que la mayoría de estos se fabrican de cobre, el cual es un material altamente sensible a la corrosión por H₂S. Sin embargo, hay pocos estudios que se hayan realizado, estudiando los efectos que gases corrosivos puedan tener sobre la bomba y su tiempo de vida. A pesar de todo esto se ha mostrado que, aplicando las debidas precauciones, el sistema BEC podría ser un buen candidato a usarse en pozos con altas concentraciones de H₂S (arriba de 40%) y temperaturas de fondo de hasta 325 °F⁸⁷.

La industria del petróleo utiliza numerosos procesos durante la extracción, producción y refinamiento del petróleo. Durante estos procesos, una amplia gama de compuestos químicos corrosivos. puede causar que los materiales estructurales sufran severas condiciones de corrosión⁸⁸. Las aleaciones a base de níquel se han utilizado ampliamente en diferentes procesos de la industria petrolera, entornos de agua de mar y aplicaciones aeroespaciales debido a su alta resistencia a la corrosión. Se agrega una amplia gama de elementos a estas aleaciones a base de níquel para lograr objetivos específicos, tales como propiedades mecánicas y físicas mejoradas y una mayor resistencia a la corrosión⁸⁹.

En México el sistema BEC viene aplicándose desde hace más de 15 años en la región marina noreste, sin embargo, desde hace poco más de 5 años, se ha optado por instalar equipos BEC en pozos de aceite pesado, con alto contenido de H₂S y CO₂ (20 %), dando como resultado fallas prematuras en los equipos (tiempos de vida menores a 6 meses)⁸⁰.

4.3. Diseño de una instalación de Bombeo electrocentrífugo

4.3.1. Recopilación y Análisis de la Información^{90,5}

El diseño de una instalación de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido requiere de un conjunto de consideraciones parcialmente metódicas. En primer lugar, es importante que la bomba seleccionada se ajuste al gasto de producción deseado. Cada bomba tiene un rango de condiciones de flujo dentro del cual es más eficiente y menos susceptible al desgaste mecánico. El contar con una buena información del comportamiento de afluencia del pozo y en general del yacimiento ayuda a la prevención del sobredimensionamiento de la bomba, lo que puede resultar en una operación intermitente si el pozo dejara de bombear debido a que el nivel de fluidos se posicionará por debajo de la entrada de la bomba.

En segundo lugar, la bomba debe de tener el tamaño adecuado para producir el incremento de presión necesario para levantar los fluidos de producción hasta la superficie y mantener la presión necesaria en la cabeza del pozo. Esto solo es cuestión de seleccionar el número correcto de etapas en cuanto al bombeo centrífugo vertical se refiere. Una vez más, contar con buena información del comportamiento de afluencia es muy importante.

En tercer lugar, el tamaño correcto del motor podrá entonces ser seleccionado para ajustarse al gasto y altura junto con la eficiencia de la etapa de la bomba seleccionada. El comportamiento de la bomba y los requerimientos del motor son afectados también por las características de la mezcla de fluidos a bombear de un pozo en particular. Consecuentemente, se deben de tomar en

consideración factores como la densidad del fluido, la viscosidad, el contenido de gas, la corrosión y la abrasión del equipo.

El éxito del diseño de un aparato de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido se basa en la buena calidad de la información utilizada que incluye:

- a) Estado mecánico: Tubería de revestimiento y peso, tubería de producción, intervalo disparado, profundidad de la bomba.
- b) Datos de producción: Presión de fondo estática, Presión de fondo fluyendo, gasto de líquido, presión en la cabeza del pozo, relación gas-aceite, relación gas líquido, temperatura del fondo-agujero, temperatura en la cabeza del pozo.
- c) Propiedades del fluido producido o Gravedad específica del agua, gravedad específica del aceite, gravedad específica del gas, presión de burbujeo, viscosidad del aceite, datos de PVT (Presión-Volumen-Temperatura).
- d) Fuentes de energía o Voltaje primario disponible, frecuencia, capacidades de la fuente de energía.
- e) Posibles problemas o producción de arena, gran cantidad de gas, alta temperatura, depositación, corrosión, propiedades del fluido como emulsión.

4.3.2. Diseño básico y selección de un equipo BEC

A continuación, se muestran los pasos básicos para calcular y analizar las variables de diseño de la instalación de un equipo BEC^{90,91}.

- 1) Recopilar y analizar la información del pozo: Pruebas de producción, tipo de fluidos, estado mecánico y datos complementarios.
- 2) Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de colocación de la bomba, o determinar la profundidad de colocación de la bomba por el gasto deseado. Esto incluye el cálculo de la presión en la succión y en la descarga de la bomba, y del gasto de fluidos que se va a bombear, para obtener en la superficie el volumen de líquido deseado a condiciones de tanque.
- 3) Calcular la carga dinámica total, la carga dinámica total es la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión.

Cuando se bombea un líquido sin gas, la carga dinámica total es la suma de:

$$CDT = P_{cb} + P_{th} + \Delta P_f - \text{Sumergencia}$$

En donde P_{cb} es la profundidad de colocación de la bomba, P_{th} es la presión en la cabeza del pozo y ΔP_f son las pérdidas de presión por fricción. La Sumergencia se refiere a la longitud de la columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico el fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba.

Con frecuencia para propósitos de diseño, la presión requerida en la cabeza del pozo para transportar el flujo a través de la línea superficial, es remplazada con las pérdidas de presión por fricción y diferencias de elevación en dicha línea. Cada término de la ecuación se expresa en unidades de columna hidráulica.

- 4) De acuerdo con los datos de los pasos anteriores, elegir el grupo de gráficas de curvas características o curvas de comportamiento de las bombas Figura 4.4, que pueden introducirse en la T.R. del pozo y seleccionar la de la bomba que tenga la más alta eficiencia para el gasto que se va a bombear.
- 5) Para la bomba seleccionada, calcular el número de etapas requerido que permita desarrollar la carga dinámica total necesaria y producir el gasto deseado. Ver sección.
- 6) Determinar la demanda de potencia para el motor. De acuerdo con esta potencia, seleccionar un motor adecuado a la frecuencia manejada y a la potencia requerida. Ver sección
- 7) Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de los datos técnicos disponibles. Los fabricantes de equipos BEC proporcionan tablas que ayudan a la elección adecuada de este
- 8) Determinar la pérdida de voltaje a lo largo del cable y el voltaje superficial requerido. Este último valor establece el tamaño del tablero de control. Existen gráficos para determinar estos valores, dependiendo del tipo de cable y la temperatura.
- 9) Calcular los requerimientos de KvA (kilovatios-amperes), a fin de dimensionar los transformadores.
- 10) Seleccionar los accesorios necesarios tales como:
 - Tamaño y tipo del cabezal para la tubería de producción.
 - Equipo de servicio requerido para realizar la instalación.
 - Equipo opcional.
- 11) Determinar que otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como: Protecciones anticorrosivas necesarias y el uso de materiales inhibidores de corrosión.

Capítulo V. Análisis del caso de estudio

Como se ha mencionado a lo largo de los anteriores capítulos el sistema de Bombeo Electrocentrifugo (BEC) es una manera eficiente y rentable de producir hidrocarburos que tengan bajos grados API del orden de 10 o incluso menores. Sin embargo, al estar compuesto de varios componentes, algunos de ellos con muchas partes móviles (la bomba, por ejemplo), es importante conocer el sistema y que factores podrían afectar su funcionamiento.

En la Región Marina Noroeste (RMN) el sistema BEC viene aplicándose desde hace más de 15 años en yacimientos que producen hidrocarburos de 27 °API. A pesar de esto campos que en el pasado no se consideraban rentables de extraer debido a los bajos grados API (<10 API), ahora han sido empezados a explotarse, en el caso del sistema BEC desde hace más de 5 años se ha empezado a ocupar en yacimientos de aceite pesado (<10 API).

A pesar de que se realizaron evaluaciones del crudo producido y que se concluyera que el sistema BEC es el más eficaz para explotar los yacimientos de aceite pesado, estos se encuentran asociados a altos contenidos de gases corrosivos como los son CO₂ y H₂S los cuales pueden afectar el funcionamiento óptimo del sistema e incluso disminuir su tiempo de vida.

Es importante señalar que los sistemas BEC que se han instalado en la RMN han tenido un tiempo de vida demasiado corto, con valores menores de un año, inclusive se ha registrado sistemas que han fallado a un mes de su instalación. El conocer el efecto que tienen los gases corrosivos sobre el tiempo de vida del sistema BEC ayudaría a mejorar su diseño y por lo tanto alargaría su tiempo de servicio en ambientes similares.

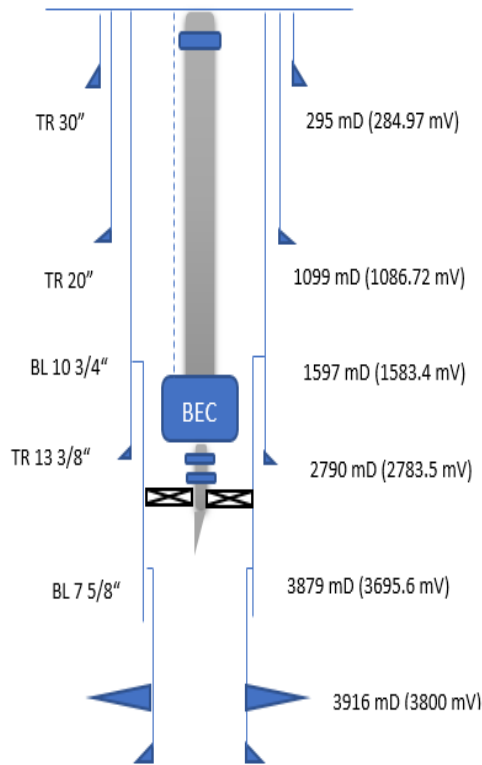
El presente capítulo se enfoca en la simulación de las condiciones a las cuales opera un pozo de esta región, y se pretende analizar los factores críticos que podrían afectar el tiempo de vida del sistema, enfocándose en el aspecto de corrosión y el efecto del alto contenido de CO₂ y H₂S. Con este análisis se espera mejorar el diseño del sistema considerando el aspecto de corrosión.



Figura 5. 1 Diagrama genera de la metodología

5.1. Datos del Pozo Analizado

Para el análisis de los efectos de gases corrosivos en el sistema BEC se ha tomado como base información de un pozo con instalación de BEC, ubicado costa afuera en la Región Marina Noroeste en el Golfo de México, el cual es productor de aceite extra pesado, el estado mecánico y la información del pozo se muestran en la Figura 5.2



Prof. BEC	2529.2- 2602.57 m
Prof. disparos	3916 m
Pozo abierto	
Pws	3689.8 Psia
Pozo Cerrado	
Pwf	3089.08 Psia
Twf	120 °C
IP	15 BPD/Psi
Producción	
Qo	6300 BPD
Qw	700 BPD
Qg	0.423 MMPCD
%w	10
RGA	27 m ³ /m ³

Figura 5. 2 Estado mecánico y Datos del Pozo analizado

El Equipo BEC utilizado consta de dos Bombas BEC de 52 Etapas, dos motores de 450 HP, el sistema de Bombeo fue ubicado a una profundidad de 2602.57 m, la bomba fue instalada sin separador de gas. Las características generales del equipo son las siguientes Tabla 5.1:

El análisis PVT indica que la densidad del aceite del pozo es de 10 °API, por lo tanto, se puede catalogar como aceite extra pesado; este mismo fluido es utilizado para el modelado del sistema artificial acoplado BEC-BN. En la Figura 5.2. se pueden consultar más detalles relacionados con las propiedades PVT.

Tabla 5. 1 Características del equipo del bombeo electrocentrífugo utilizado

Profundidad	2529.2- 2602.57 m
N° de etapas	104
N° de bombas	2
Frecuencia	60 hz
Velocidad	3500 rpm
Potencia	450 Hp
Configuración	Dos motores en Tandem
Bomba	SN8900
Motor	Dominator F151

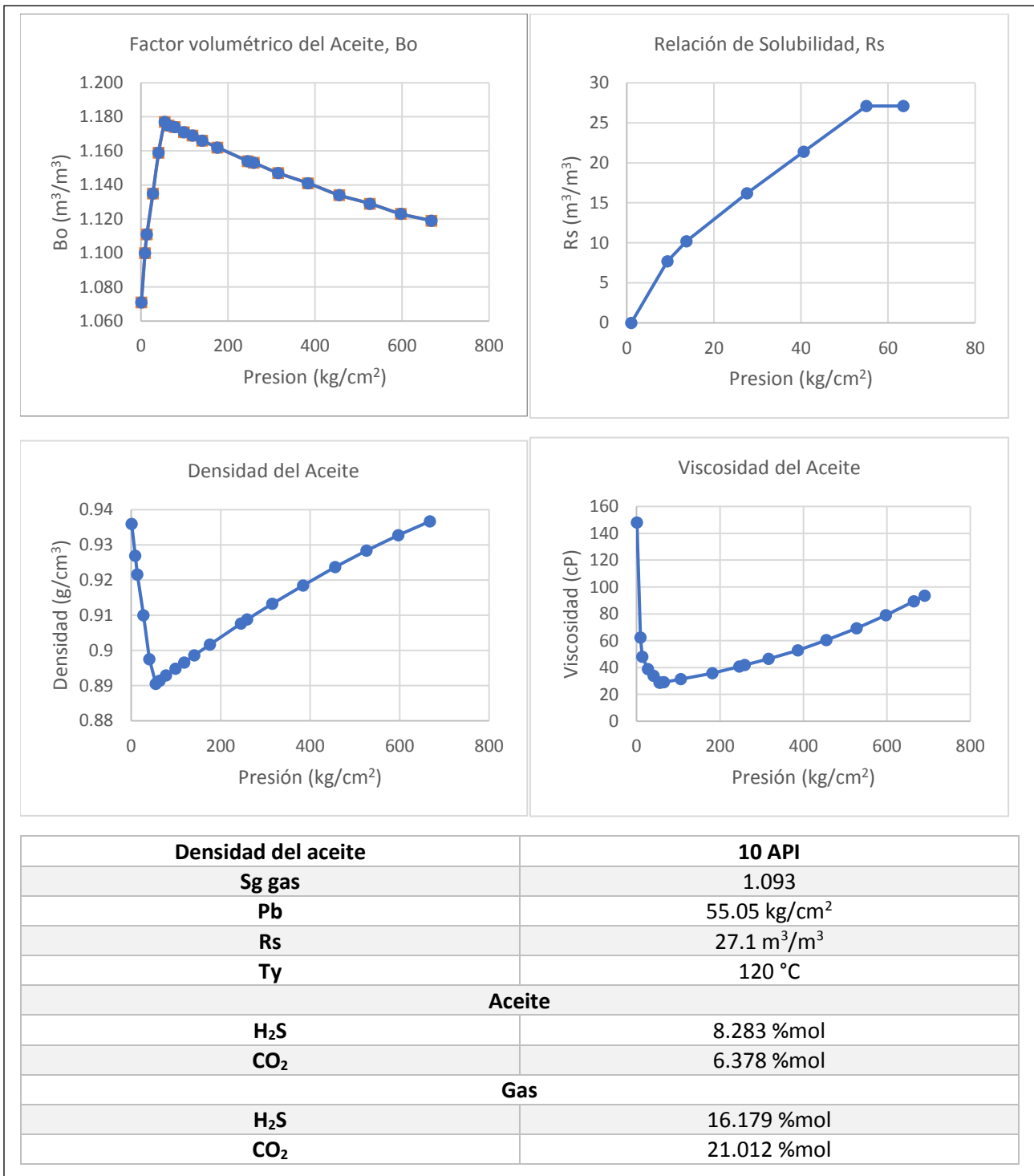


Figura 5. 3 Datos PVT del Fluido del yacimiento⁹²

5.2. Definición de casos de simulación

La simulación del equipo BEC se desarrolló en dos partes. A continuación, se describe cada una de ellas.

- Primera parte: Está representada por la profundidad del fondo del pozo, hasta la entrada de la bomba, es decir de 3916 m a 2565.9 m. Esta profundidad incluye también los componentes (los motores, el sello de los motores, los accesorios de fondo y la tubería de revestimiento).
- Segunda parte: La simulación abarca desde la profundidad de la entrada de la bomba hasta la profundidad de salida de la misma, por lo cual el componente que se analiza es la bomba la cual va desde 2565.9 a 2529.2m

Debido a que los componentes como los motores y los sellos tienen una continuidad en cuanto a su localización, es decir los dos motores están conectados al igual que los dos sellos o protectores, cuando se refiera al motor o al sello se estará considerando la conexión de los dos (sello-sello y motor- motor).

En la Tabla 5.3 se muestra una matriz con los escenarios simulados, realizados con el objetivo de conocer el comportamiento del equipo BEC bajo las condiciones base, así como el estudio paramétrico de las principales variables que afectan la velocidad de corrosión de los componentes.

Tabla 5. 2 Matriz de los escenarios que se simularon

Tipo	Principales componentes	Estudios paramétricos Simulados
Intervalo 3916 m a 2565.9 m	Motor	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Efecto del H₂S ➤ Efecto del CO₂ ➤ Efectos en el pH ➤ Efectos del agua ➤ Efectos de temperatura y presión ➤ Efectos de películas e inhibidores ➤ Efectos del Esfuerzo de corte ➤ Efectos del BEP (mejor punto de eficiencia)
	Sello	
Intervalo 2565.9 m a 2529.2 m	Bomba	

5.3. Simulación del intervalo 3916 m a 2565.9 m

Se realizó la simulación del intervalo 3916 m a 2565.6 m (8418.4 a 12847.77 ft) el cual abarca los componentes inferiores del equipo BEC como son el motor y el sello. Figura 5.3.

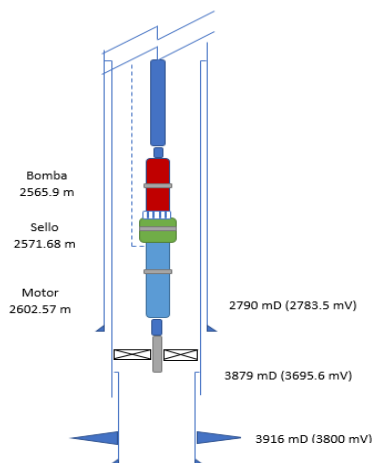


Figura 5. 4 Esquema de la ubicación de los componentes del sistema BEC

Para simular las condiciones y obtener las velocidades de Corrosión se utilizó la herramienta computacional Predict®, el cual, es un software de evaluación y predicción de velocidades de corrosión uniforme en base a CO₂/ H₂S, diseñado para evaluar tuberías y líneas de producción que son hechas de acero al carbón. Sin embargo, este software permite la personalización de la mayoría de sus módulos de operación, como lo es, el de velocidad de los fluidos, el cual se puede adaptar para recrear las condiciones a las cuales trabaja el equipo BEC, generando resultados consistentes o equivalentes, por esta razón se eligió ocupar esta herramienta. Para el primer intervalo simulado se utilizaron los pasos representados en el diagrama de flujo de la Figura 5.5. A continuación, se describirá el proceso involucrado en la obtención de resultados

- 1) Se determina el valor de pH en función del análisis ingresado de agua, ya sea contenido de gases ácidos y iones presentes en el agua utilizando el concepto de Bronstead⁹³.
- 2) Se determina la Presión parcial efectiva del CO₂ (pCO₂) que produce el nivel prevalente de pH.
- 3) Se realiza una primera aproximación a la velocidad de la corrosión basada en la presión parcial efectiva del CO₂

$$\log(V_{corr}) = 5.8 - \frac{1710}{T} + 0.67 \log(pCO_2) \quad (5.1)$$

- 4) Se determina la relación entre las presiones parciales del CO₂ y del H₂S, para relaciones mayores a 200 se considera que el sistema es dominado por CO₂, por otro lado, para relaciones menores de 200 se considera que el sistema es dominado por H₂S. En ambos casos se adiciona el efecto por contenido de H₂S a la velocidad de corrosión del sistema.
- 5) Se determina el efecto de la película y si se considera o no protectora, en sistemas dominados por CO₂ se espera que la película que se forme sea de carbonato de hierro (FeCO₃), por lo contrario, en sistemas dominados por H₂S se espera la formación de una película de sulfuros de hierro de diferentes tipos.

- 6) Se determina los efectos del contenido de agua, producción de aceite y el contenido de gas sobre el valor de la velocidad de corrosión.
- 7) Se obtiene el efecto del contenido de cloruros en el agua, el oxígeno presente y el contenido de sulfuro presente, sobre la velocidad de corrosión del sistema.
- 8) Se determina el efecto de la velocidad de los fluidos bajo las condiciones de operación.
- 9) Se selecciona el tipo de inhibidor que el sistema tendrá, si se elige utilizar inhibidor se debe elegir la eficiencia con la cual estará trabajando.
- 10) Se obtiene el índice de corrosión el cual representa la velocidad de corrosión del sistema afectada por todos los puntos anteriormente listados

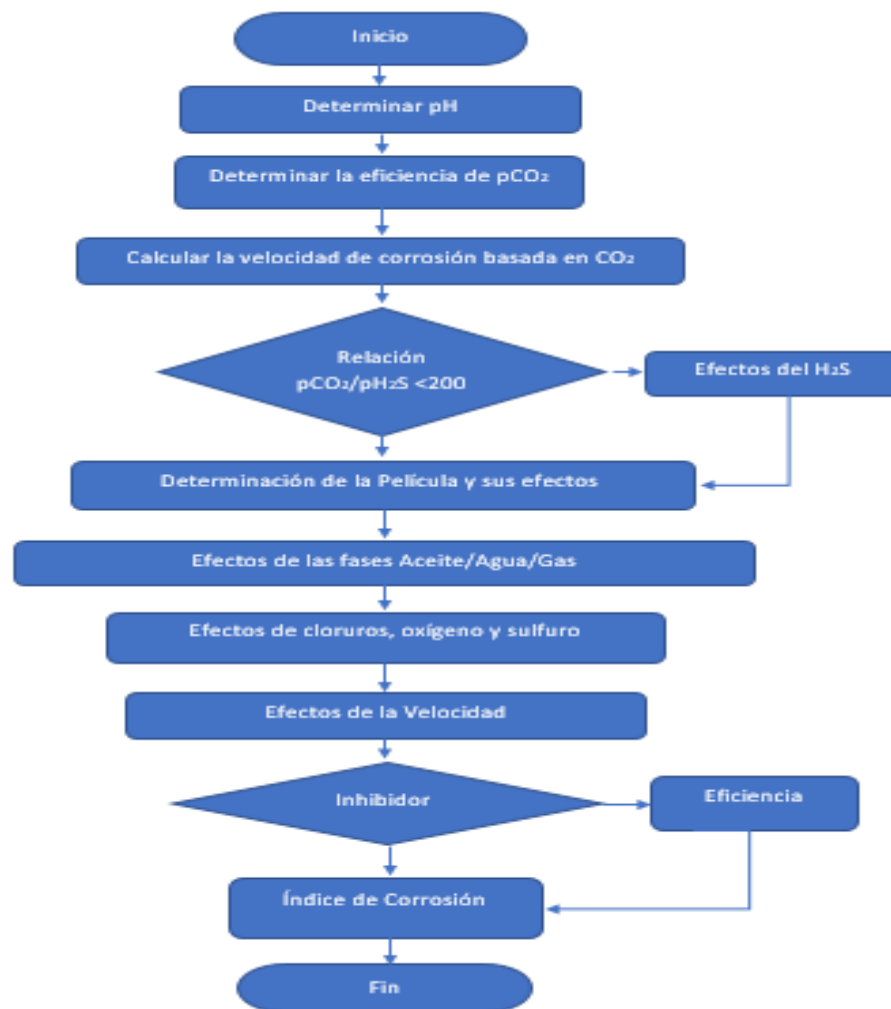


Figura 5. 5 Diagrama de Flujo para Analizar el Primer intervalo

Para la primera simulación se consideraron las condiciones base a las cuales el equipo se encuentra trabajando Tabla 5.3, Tabla 5.4. Para la concentración de CO₂ y H₂S se tomó el valor de 800 ppm debido a que, según datos de laboratorio la máxima cantidad reportada de estos gases que se puede disolver en agua se encuentra entre 700 y 800 ppm.

Tabla 5. 3 Condiciones Base a las cuales el Equipo BEC está operando

Producción de aceite	6300 BPD
Producción de agua	700 BPD
Temperatura	120 a 110 °C (248 a 231 °F)
CO₂	800 ppm (2.716 % mol)
H₂S	800 ppm (0.931 %mol)
Longitud	1350.06 m (4429.35 ft)

Tabla 5. 4 Análisis de los principales iones del agua que se produce en el pozo

Análisis del agua	
Manganeso	2.35 ppm
Hierro	0.71 ppm
Cloruros	22050 ppm
Sulfatos	900 ppm
Acetatos	522 ppm
Bicarbonatos	386 ppm

A partir de la simulación realizada se obtuvieron los siguientes perfiles Figura 5.6, en donde se pueden ver las variaciones de la velocidad de corrosión y el pH en función a la profundidad. En el caso del protector y el sello, estos componentes se encuentran afectados por valores de pH de 5.602 y velocidad de corrosión de 9.389 mpy (milésimas de pulgada por año).

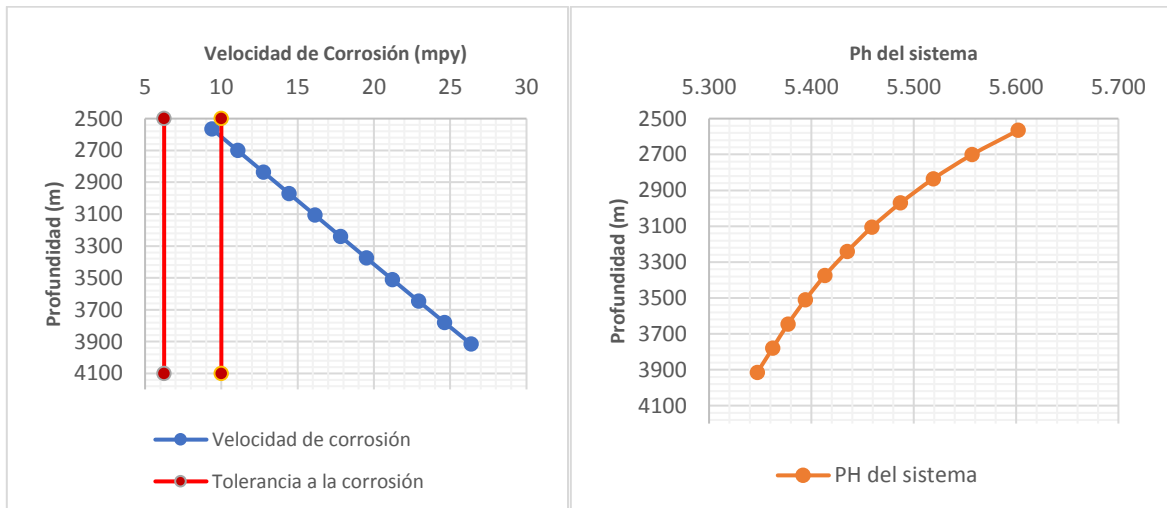


Figura 5. 6 Perfiles de Velocidad de Corrosión y de pH del sistema para el intervalo 3916 m a 2565.6 m

La tolerancia a la corrosión que se utiliza comúnmente por empresas operadoras como PEMEX son valores de ya sea, 6.25 y 10 mpy, si se toma en cuenta que el equipo se diseña para poder trabajar un mínimo de 5 años, se determina el espesor necesario a tomar en cuenta para el diseño. En la Figura 5.6 la línea roja representa estos límites.

5.3.1. Efectos del H₂S

Una vez que se obtuvo los valores de pH y velocidades de corrosión de las condiciones base, se procedió a evaluar la influencia que tendría la variación del H₂S sobre el comportamiento de la corrosión en el sello y el motor. Los resultados son presentados a continuación.

Se simularon dos condiciones, en la primera se mantuvo el contenido de CO₂ en 800 ppm, el cual es el máximo valor reportado en laboratorio, y se varió el contenido de H₂S en valores de 500 a 900 ppm (0.582 a 1.048 %mol) Figura 5.7. para la segunda condición se disminuyó el contenido de CO₂ a 500 ppm (1.698 %mol) y se varió el contenido de H₂S en el mismo rango que el escenario anterior.

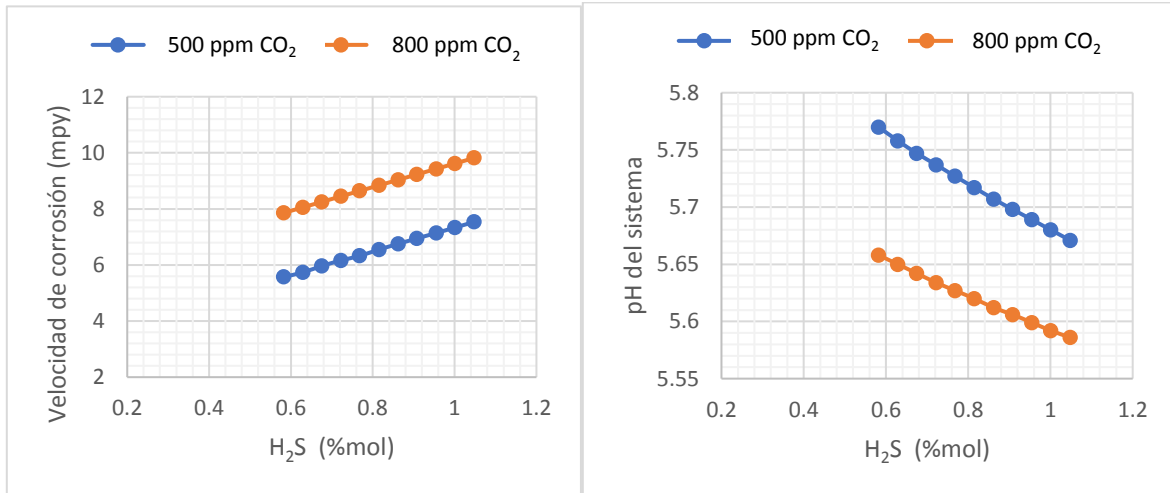


Figura 5.7. Efectos del Aumento en el contenido de H₂S sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema

Como se puede apreciar en la Figura 5.7, el aumento del H₂S tiende a reducir el pH del sistema, provocando que la velocidad de corrosión sea más alta a mayores concentraciones de este. En cuanto al comportamiento de la velocidad de corrosión por el cambio de contenido de CO₂, este mostro ser muy proporcional, ya que ambas curvas tienen la misma pendiente (500 y 800 ppm). A diferencia de lo anterior, las curvas del pH exhiben una variación en su pendiente, teniendo un valor más grande la curva con 500 ppm de CO₂, lo cual sugiere que, a bajas concentraciones de CO₂ el efecto del H₂S sobre el pH es más marcado.

5.3.2. Efectos del CO₂

Para evaluar los efectos de CO₂ se realizaron dos simulaciones parecidas a las realizadas para el H₂S, con la diferencia de que en el primer escenario se mantuvo el contenido en el máximo valor de H₂S reportado en laboratorio el cual es de 800 ppm (2.716 %mol) y se varió el contenido de CO₂ de 500 a 900 ppm (1.698 %mol a 3.056 %mol) Figura 5.8.; para el segundo escenario se varió el CO₂ en el mismo rango manteniéndose el contenido de H₂S en 500 ppm Figura 5.7.

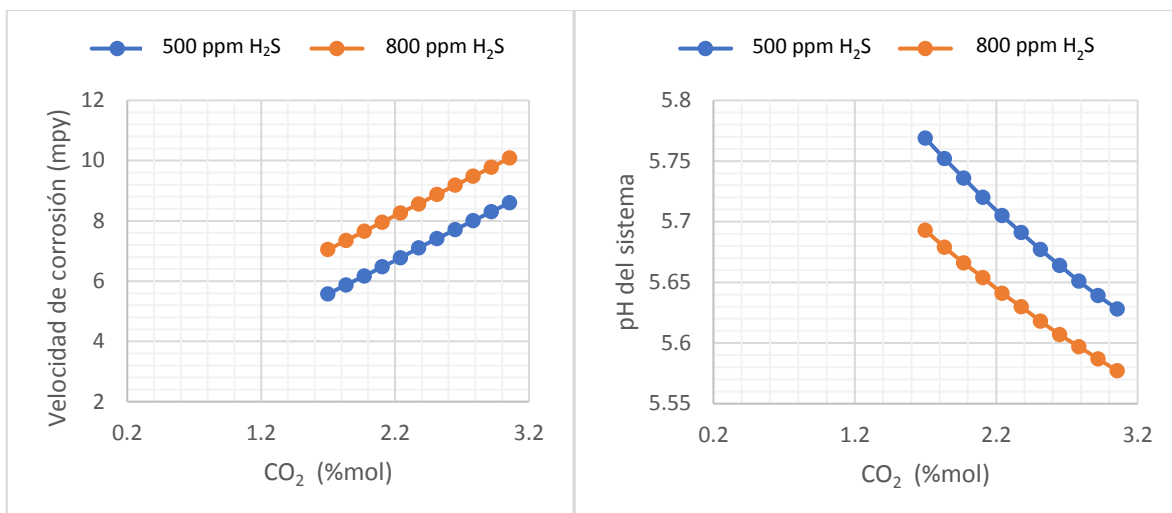


Figura 5. 8 Efectos del Aumento en el contenido de CO₂ sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema

Se puede apreciar que el comportamiento que tiene el sistema al aumentar el contenido de CO₂ es muy similar al encontrado al variar el H₂S, es decir, al aumentar el CO₂ el pH del sistema disminuye, por lo que la velocidad de corrosión aumenta. Sin embargo, a diferencia del caso anterior, las pendientes de ambas curvas en ambos casos (velocidad de corrosión y pH) son muy similares, por lo cual exhiben un comportamiento muy proporcional.

5.3.3. Efectos en el pH

Se evaluó el efecto que tendría el aumento de contenido tanto del CO₂ como del H₂S en los valores de pH, para esto se varió el contenido de estos gases ácidos en valores de 640 a 960 ppm Tabla 5.5., lo cual corresponde en CO₂ a 2.173 % mol a 3.259 % mol y en H₂S 0.745 % mol a 1.117 % mol Figura 5.9.

Tabla 5. 5 Condiciones de pH simuladas en función del CO₂ y H₂S

Condición	CO ₂ (%mol)	H ₂ S (%mol)
1	2.173	0.745
2	2.281	0.782
3	2.39	0.819
4	2.499	0.857
5	2.607	0.894
6	2.716	0.931
7	2.825	0.968
8	2.933	1.005
9	3.042	1.043
10	3.151	1.08
11	3.259	1.117

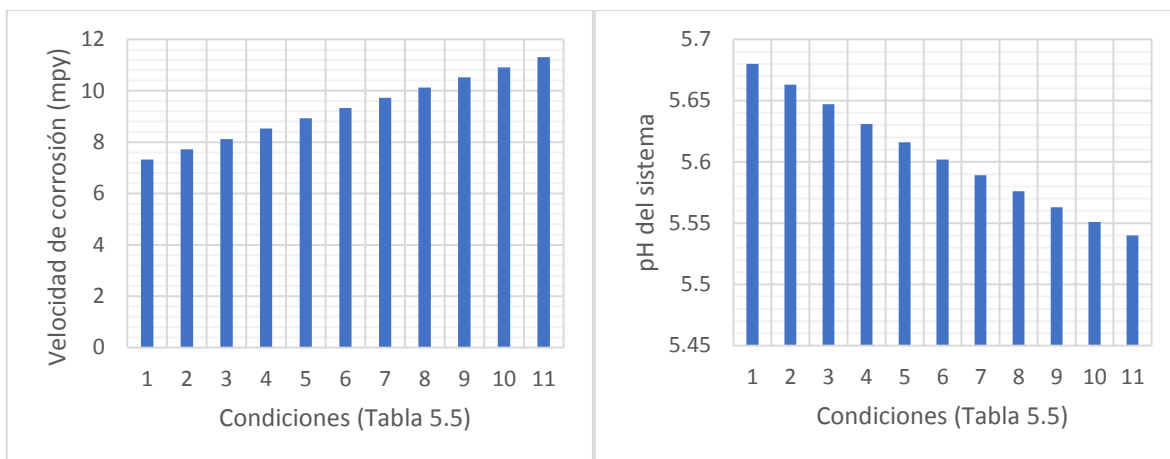


Figura 5. 9 Efectos del Contenido de H₂S y CO₂ sobre el pH del sistema y la velocidad de corrosión, en base a la Tabla 5.5

De igual forma se obtuvieron las velocidades de corrosión correspondientes a estos contenidos de gases ácidos (Figura 5.9.), como se aprecia en el peor de los casos con concentraciones de 960 ppm de H₂S y CO₂ (condición 11) el valor de pH que se alcanzó es de 5.54 y la velocidad de corrosión es de 11.3 mpy.

A pesar de estos valores, se ha encontrado en la literatura ambientes con altos contenidos de H₂S que han llegado a alcanzar valores de pH de 4, para poder evaluar una situación como esta y saber que velocidades de corrosión se tendrían, se realizó un análisis simulando 5 valores de pH Tabla 5.6., incluyendo el valor en cual se encuentra el caso base que es de 5.6.

Tabla 5. 6 Valores de pH simulados y velocidades de corrosión obtenidas

pH del sistema	Velocidad de corrosión (mpy)
4	1317.758
4.5	281.732
5	60.233
5.6	9.398
6	2.753

Para valores de pH de 4 la velocidad de corrosión alcanza valores de velocidad de corrosión demasiado grandes, sin embargo, en base a las simulaciones realizadas a pesar de aumentar el contenido de gases amargos, el pH del sistema no llega a alcanzar valores inferiores a 5.

5.3.4. Efectos de Agua

Para las simulaciones del efecto del agua se plantearon primero 3 condiciones, Tabla 5.7., los resultados obtenidos se pueden ver en la Figura 5.10.

Tabla 5. 7 Condiciones simuladas para la variación de la producción de agua

Condiciones	H ₂ S	CO ₂
1	500 ppm (0.582 %mol)	500 ppm (1.698 %mol)
2	800 ppm (0.931 %mol)	800 ppm (2.716 %mol)
3	900 ppm (1.048 %mol)	900 ppm (3.056 %mol)

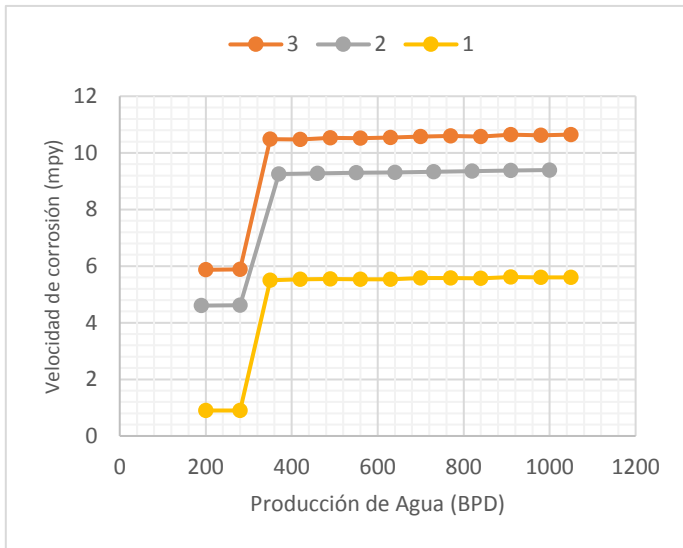


Figura 5. 10 Efecto de la Producción de Agua sobre las velocidades de corrosión

Como se puede apreciar las velocidades de corrosión se mantienen constantes a bajas producciones de agua, sin embargo, cuando se alcanza una producción por arriba de 200 BPD la velocidad de corrosión tiene un aumento significativo. En cuanto al pH las simulaciones arrojaron que el aumento en la producción de agua no modifica el valor.

Adicionalmente se realizó la simulación del efecto que tendría el cambio en la viscosidad del agua sobre la velocidad de corrosión, utilizando valores de 0.24, 0.68 y 1 cp. Figura 5.11.

Hay que recordar que bajo las condiciones base que se plantearon se utilizó una viscosidad del agua de 0.68 cp. En la Figura 5.11. se puede apreciar que la velocidad de corrosión aumenta a medida que la viscosidad también lo hace, de igual forma arriba de una producción de 200 BPD la velocidad de corrosión tiene un aumento considerable. En todos los casos se puede apreciar, que después de alcanzar una producción de agua (arriba de 300 BPD), la velocidad de corrosión se vuelve casi constante, lo podría indicar un estado de equilibrio entre las fases y por lo tanto del fenómeno de corrosión.

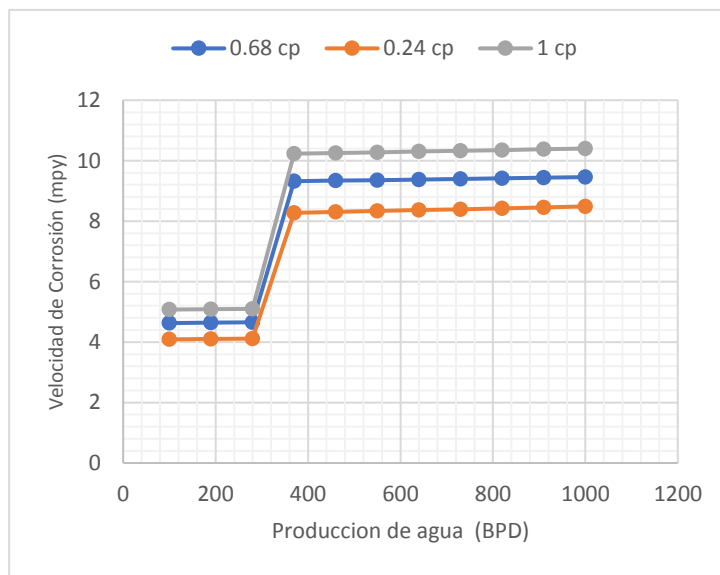


Figura 5. 11 Efectos de la Viscosidad del agua sobre la velocidad de corrosión

5.3.5. Efectos de temperatura y presión

Para las condiciones base, se variaron los parámetros de presión y temperatura a la profundidad del Sello y el motor (línea roja), obteniéndose los siguientes resultados para la presión Figura 5.12.

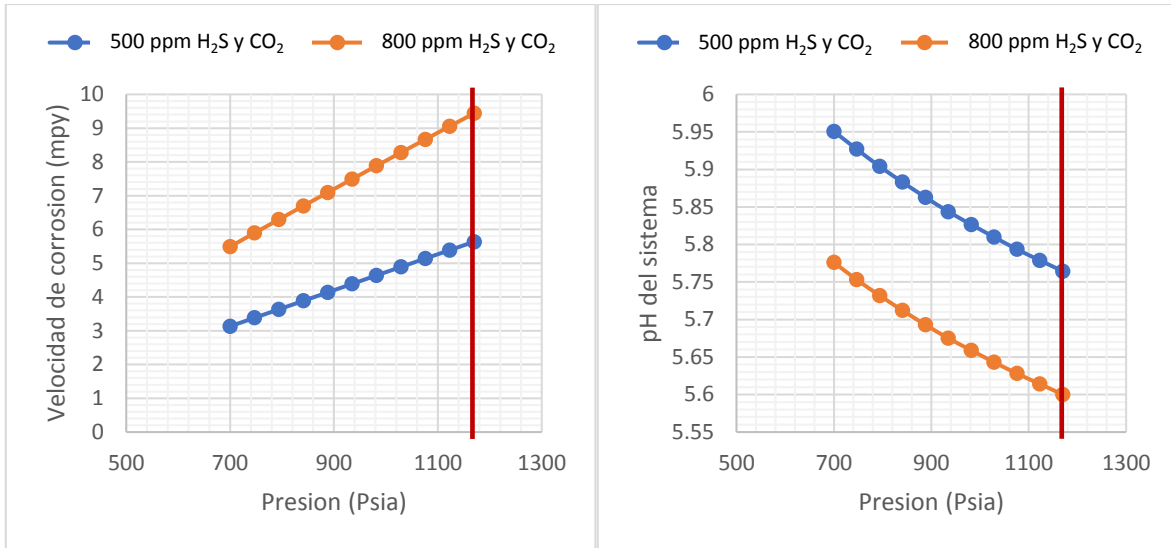


Figura 5. 12 Efectos de la presión a la profundidad del Motor y el Sello sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema.

La presión a la cual está sometido el motor y el sello es de un valor de 1170 Psia, por lo cual a futuro se podría esperar que disminuya debido abatimiento natural de la presión, por lo cual, a menores presiones, el pH del sistema aumenta por lo cual la velocidad de corrosión disminuye.

En cuanto a temperatura se realizó la sensibilidad, tomando en cuenta que el motor y el sello se encuentran a 231°F (110°C) representados por una línea roja. Como se puede ver en la Figura 5.13. a diferencia de la presión, la temperatura tiene el efecto contrario, cuando los valores de temperatura disminuyen el pH del sistema también lo hace, sin embargo, la velocidad de corrosión en lugar de aumentar disminuye su valor. Este fenómeno se debe a que cuando se incrementa la temperatura la solubilidad de los gases disueltos disminuye lo cual incrementa el pH del sistema.

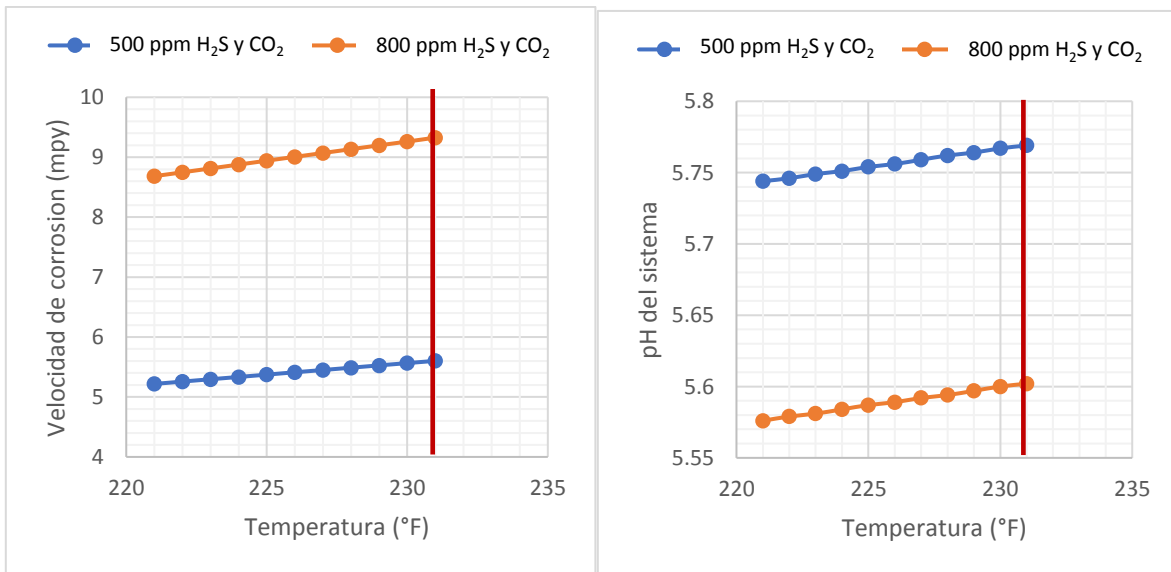


Figura 5. 13 Efectos de la temperatura a la profundidad del motor y sello sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema

5.3.6. Efectos de los Cloruros

Se simuló el impacto que tendría el aumento del contenido de cloruros en la velocidad de corrosión y el pH del sistema, para esto se varió el contenido de cloruros entre valores de 20000 a 92336 ppm. Adicionalmente se variaron las concentraciones de H₂S y CO₂ en cuatro escenarios: 500 ppm, 700 ppm, 800 ppm y 900 ppm ver Tabla 5.7, en la Figura 5.14 podemos ver los resultados obtenidos.

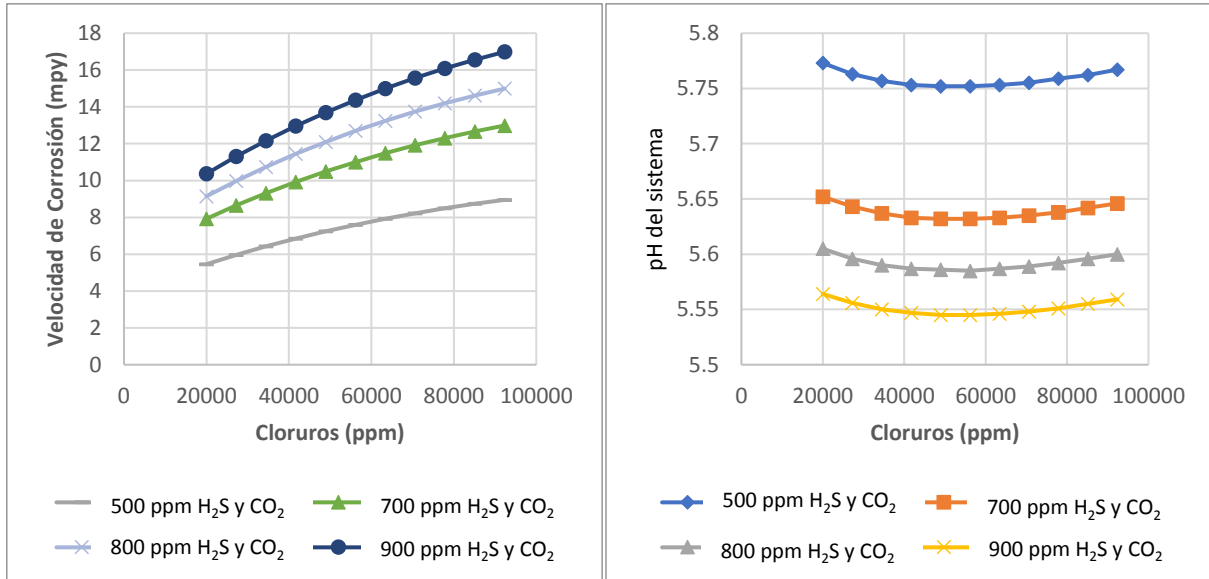


Figura 5. 14 Efectos del contenido de Cloruros sobre la velocidad de corrosión y pH del sistema

Se puede observar en el comportamiento de la velocidad de corrosión, esta tiende a aumentar a medida que incrementa el contenido de cloruros, recordando que bajo las condiciones base la concentración de cloruros es de 22050 ppm, también se aprecia que a medida que aumenta el contenido de CO₂ y H₂S la pendiente de la velocidad de corrosión disminuye, por lo cual a menores concentraciones el impacto del aumento del contenido de cloruros va a impactar menos a la velocidad de corrosión.

En cuanto al comportamiento en el pH del sistema, el aumento en el contenido de cloruros causa la disminución del pH del sistema hasta un punto mínimo a valores de 50000 ppm, cabe señalar que contenido de cloruros se determina a partir de las ppm de NaCl (cloruros = NaCl*0.63), por lo cual el valor de 50000 ppm de cloruros es generado por un contenido de 79365 ppm de NaCl. El comportamiento de la curva de pH puede ser generado ya sea por un efecto combinado de los gases corrosivos H₂S y CO₂ ó debido a un efecto de buffer sobre el agua, es decir a altos contenidos de sal, la solubilidad de los gases ácidos se reduce, por lo tanto, el pH del sistema aumenta ligeramente. Sin embargo, a pesar de que el pH del sistema no disminuye, la velocidad de corrosión aumenta, esto debido a que los cloruros tienen como efecto promover las reacciones de corrosión, por lo que desestabilizan el posible equilibrio que se pueda alcanzar.

5.3.7. Efectos del Aceite

Se evaluó los efectos que tendría el aumento de la producción de aceite en la velocidad de corrosión teniendo un contenido de 800 ppm de H₂S y CO₂. De igual manera se evaluó el efecto que tendrían variaciones en la viscosidad del aceite, para esto se evaluaron los valores de 30, 40 y 50 cp.

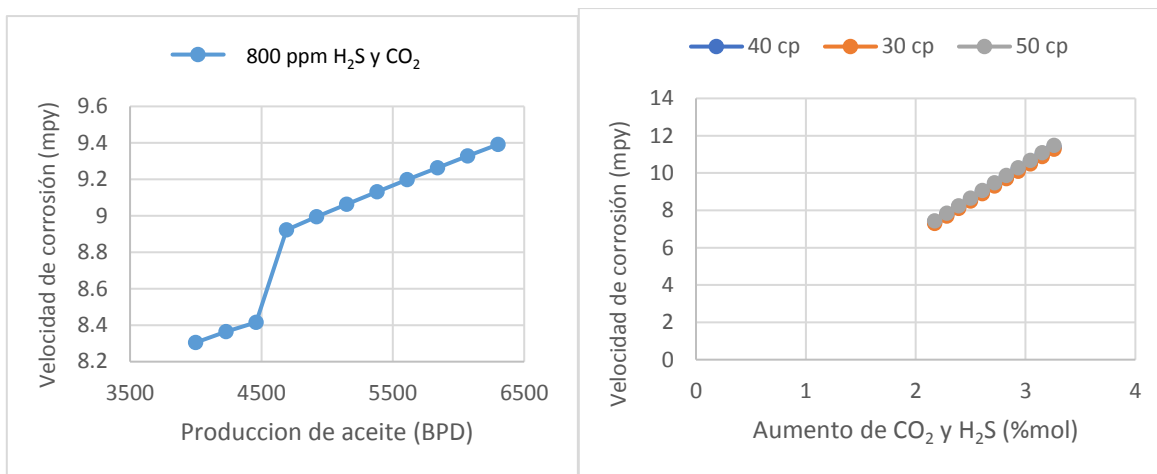


Figura 5. 15 Efectos de la producción del aceite sobre las condiciones de corrosión

Como se puede ver en la Figura 5.15, el efecto que tiene la producción de aceite sobre la velocidad de corrosión es mínimo ya que a pesar de alcanzar un valor de 4000 BPD de producción de aceite el valor de la velocidad bajo las condiciones base solo disminuyó 1.1 mpy. Esto podría deberse a que la herramienta computacional este considerando en las simulaciones, que la producción de agua disminuye al igual que el aceite, ya que como se vio en el comportamiento del agua, la velocidad de corrosión aumenta en proporción al corte de agua por lo que la producción de aceite disminuye.

En cuanto a la viscosidad, su efecto sobre la velocidad de corrosión parece nulo, ya que todas las curvas generadas a pesar de tener un aumento debido al afecto del CO₂ y H₂S, no se separan y quedan casi sobrepuestas.

5.3.8. Efectos de inhibidores y películas

Las sensibilidades y resultados obtenidos anteriormente fueron generados sin tomar en cuenta que se esté ocupando un inhibidor para controlar las velocidades de corrosión, tampoco se toma en cuenta que por efectos de la corrosión se forme una película sobre el metal que puede actuar como protectora.

En el caso de inhibidores su efecto se ve determinado por su eficiencia, para las simulaciones se consideraron tres inhibidores con diferentes porcentajes de eficiencia: Bueno con un porcentaje de eficiencia de 85% a 95%, Superior con un porcentaje de eficiencia de 75% a 85% y Justo con un porcentaje de 50% a 75%. El uso y eficiencia de estos inhibidores dependen de muchos factores y usualmente este porcentaje viene determinado de laboratorio. Dadas las condiciones que se presentan en el pozo, el tipo de inhibidor recomendado es uno del tipo fílmico, el cual, se adhiera a la superficie del metal formando una barrera, la cual prevenga la corrosión.

Para las películas, de acuerdo al escenario base simulado se determinó que la posible película que se puede generar es de un compuesto de FeS (sulfuro de hierro), sin embargo, como se ha mencionado anteriormente el FeS puede tratarse de diferentes tipos de compuestos lo cuales se generarán dependiendo de las condiciones, y dependiendo del compuesto se puede considerar si esta película actuará como protectora.

Se simularon las 3 condiciones de la Tabla 5.7, a lo largo del intervalo de 2565.9 m a 3916 m, tomando en cuenta el uso de los tres tipos de inhibidores y el efecto de una película protectora de FeS, adicionalmente se tomó en cuenta un escenario en donde se combinaron los efectos tanto de una película protectora como de un inhibidor Superior.

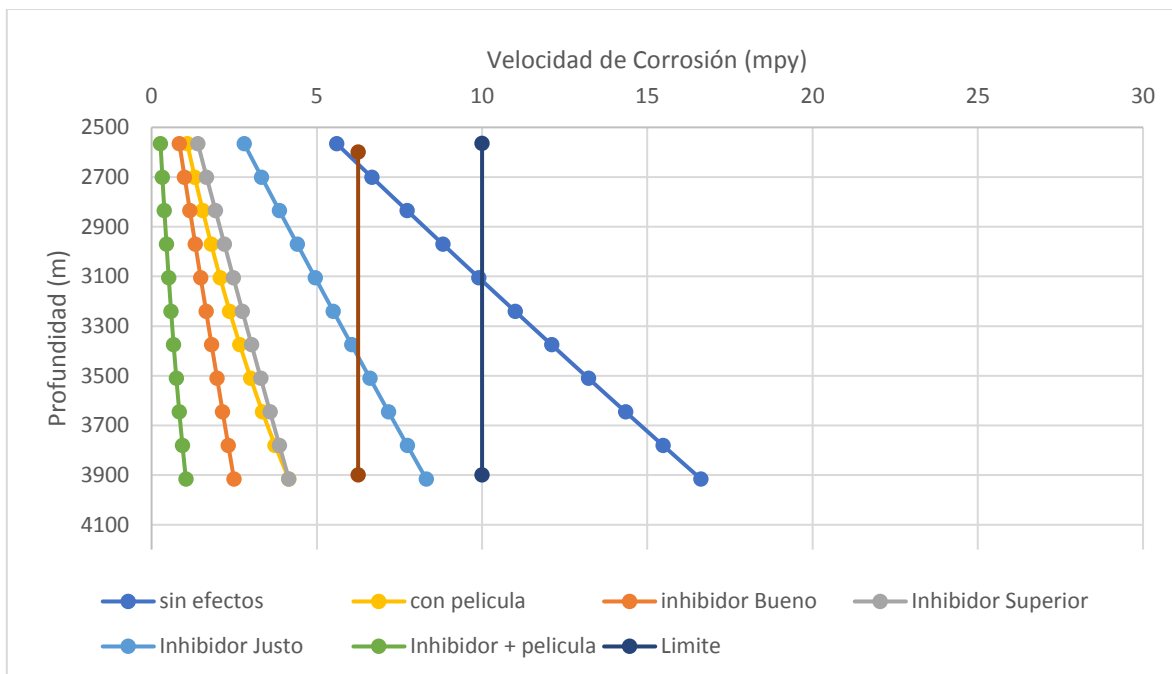


Figura 5. 16 Perfil de Corrosión para un contenido de 500 ppm de H₂S y CO₂ del Intervalo 3916 a 2565.9 m afectado por inhibidores y Película protectora

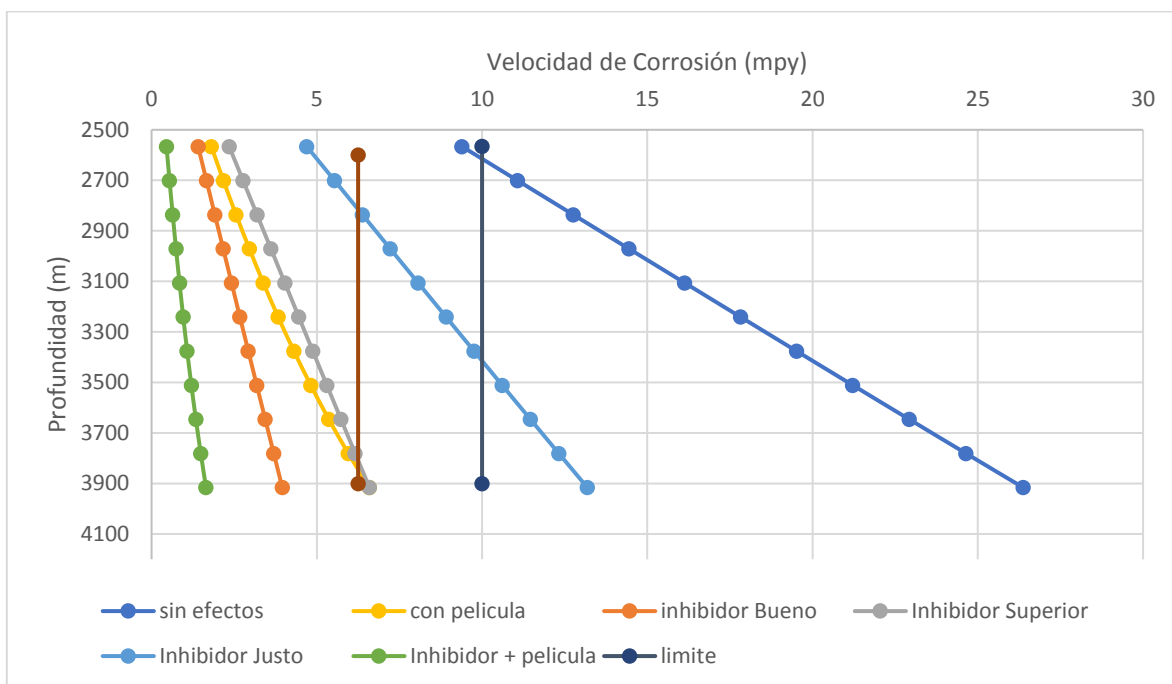


Figura 5. 17 Perfil de Corrosión para un contenido de 800 ppm de H₂S y CO₂ del Intervalo 3916 a 2565.9 m afectado por inhibidores y Película protectora

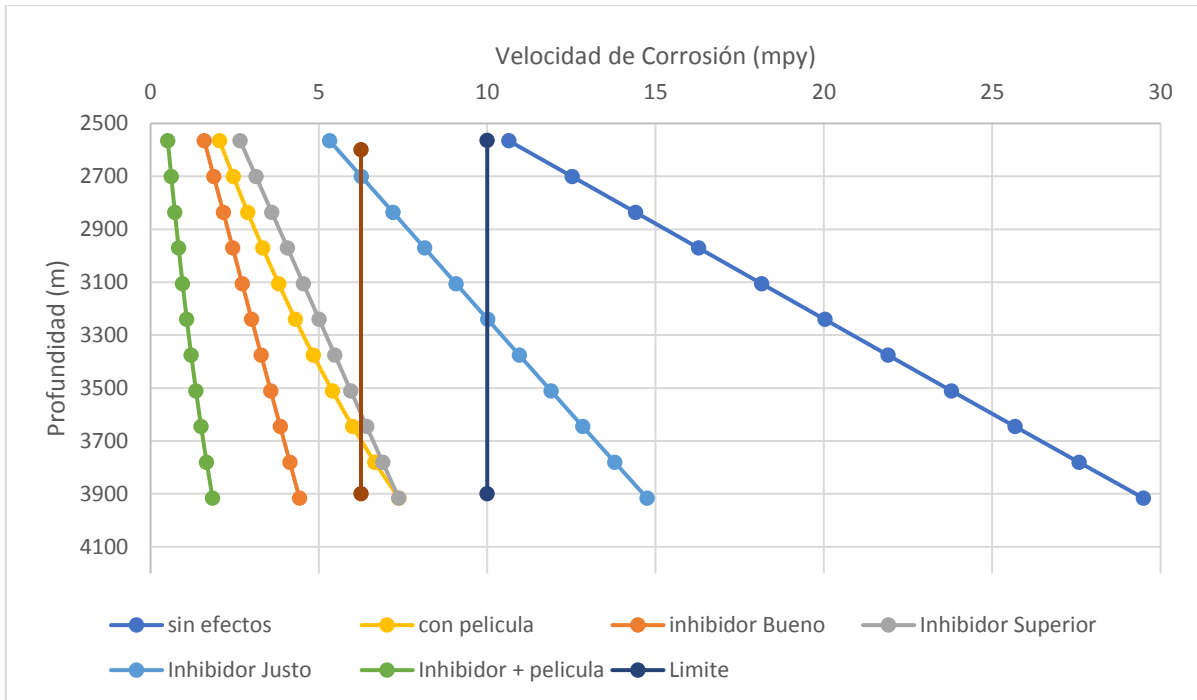


Figura 5. 18 Perfil de Corrosión para un contenido de 900 ppm de H₂S y CO₂ del Intervalo 3916 a 2565.9 m afectado por inhibidores y Película protectora

Como se puede observar en los perfiles generados en las Figuras 5.16, 5.17 y 5.18, el efecto que tiene los inhibidores y la película protectora sobre las velocidades de corrosión es considerable, esto obviamente va estar sujeto al porcentaje de inhibición que estos manejen. Bajo las condiciones base presentadas previamente (800 ppm de CO₂ y H₂S) en la Figura 5.17, se puede apreciar que, si el sistema no cuenta con un método de control de la corrosión, este llegara a fallar en un tercio del tiempo esperado, debido a que las velocidades de corrosión que se generarán excederán ambos límites de tolerancia permitidos (6.25 y 10 mpy), por lo que el uso de un inhibidor de al menos 75 a 85% de eficiencia (inhibidor superior) se vuelve necesario.

Para escenarios, donde consideráramos que la concentración de gases ácidos es de 500 ppm Figura 5.16, al igual que en el caso base, las velocidades de corrosión generadas excederán los límites tolerancia, a pesar de esto, el uso de un inhibidor Justo con apenas 50 a 75% de eficiencia podría controlar estas condiciones, logrando que las velocidades generadas entren dentro del rango de corrosión (6.25 a 10 mpy), excediendo solamente la tolerancia de 6.25 en la parte inferior del pozo.

En el caso de tener concentraciones de 900ppm de CO₂ y H₂S los perfiles generados en la Figura 5.18 muestran que el uso de un inhibidor Superior es necesario para mantener controladas las velocidades de corrosión, utilizando este inhibidor se estaría superando solamente la tolerancia de 6.25 mpy en la parte más profunda del pozo solo por algunas unidades (7.3 mpy).

En los tres casos considerados el uso de un inhibidor Superior con eficiencia de 75 a 85%, sería suficiente para mantener controlados los valores de corrosión dentro de los límites de tolerancia fijados, apenas superando el límite de 6.25 en algunos casos, en la parte inferior del pozo.

En cuanto a las películas, si se considera la aparición de una película que actúe como protectora, en todos los escenarios simulados su eficiencia de control de la corrosión demostró ser similar al efecto de un inhibidor Superior (75 a 85 % eficiencia), por lo que su aparición en el sistema aseguraría tener el control de las condiciones de corrosión que se presenten, incluso sin el uso de un inhibidor.

5.4. Simulación del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m

Se procedió a realizar la simulación del intervalo 2565.9 a 2529.2 m (8418.31 a 8297.90 ft), este abarca uno de los componentes principales, el cual es la bomba, y cuyas especificaciones se mencionaron en la Tabla 5.1.

De acuerdo a la Figura 5.19 la bomba se encuentra ubicada arriba del motor y el sello, encontrándose conectada directamente a este último, mediante una entrada simple, es decir en el arreglo que se está considerando, no se ocupa un separador de gas a la entrada de la bomba. Al igual que el anterior intervalo, se adaptó la herramienta computacional Predict® para simular las condiciones a las cuales está operando la bomba BEC y de esta manera generar resultados consistentes. A continuación, se describirá el proceso involucrado en la obtención de resultados Figura 5.19.

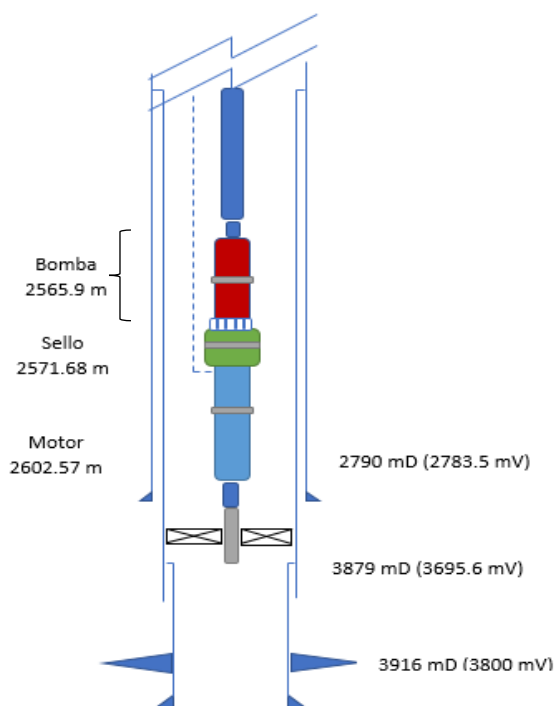


Figura 5. 19 Esquema de la ubicación de la Bomba BEC Esquema de la ubicación de la Bomba BEC

1. Se determina el valor de pH en función del análisis de ingreso de agua, ya sea contenido de gases ácidos y iones presentes en el agua utilizando el concepto de Bronstead.
2. Se determina la Presión parcial efectiva del CO₂ que produce el nivel prevalente de pH
3. Se realiza una primera aproximación a la velocidad de la corrosión basada en la presión parcial efectiva del CO₂
4. Se determina la relación entre las presiones parciales del CO₂ y del H₂S, para relaciones mayores a 200 se considera que el sistema es dominado por CO₂, por otro lado, para relaciones menores de 200 se considera que el sistema es dominado por H₂S. En ambos casos se adiciona el efecto por contenido de H₂S a la velocidad de corrosión del sistema.
5. Se determina el efecto de la capa protectora, en sistemas dominados por CO₂ se espera que la película que se forme sea de carbonato de hierro (FeCO₃), por lo contrario, en sistemas dominados por H₂S se espera la formación de una película de sulfuros de hierro.
6. Se determina los efectos del contenido de agua, producción de aceite y el contenido de gas sobre el valor de la velocidad de corrosión

7. Se obtiene el efecto del contenido de cloruros en el agua, el oxígeno presente y el contenido de sulfuro presente, sobre la velocidad de corrosión del sistema
8. En base a las Ecuaciones 4.2 a 4.11 del Capítulo IV de este trabajo, se hace una aproximación de la velocidad a la cual se encuentran sometidos los líquidos dentro de la bomba BEC, bajo las condiciones de operación.
9. Se calcula el esfuerzo de corte (τ_s), en base a la velocidad obtenida (V_{avr}), la densidad (ρ_{avg}) y el factor de fricción de Fanning (C_f), de acuerdo a la siguiente expresión⁹⁴:

$$\tau_s = \frac{1}{2} \rho_{avg} C_f V_{avr}^2 \quad (5.2)$$

Con este valor se determina el efecto de velocidad sobre la corrosión.

10. Se selecciona el tipo de inhibidor que el sistema tendrá, si se elige utilizar inhibidor se debe elegir la eficiencia con la cual estará trabajando.
11. Se obtiene el índice de corrosión el cual representa la velocidad de corrosión del sistema afectada por todos los puntos anteriormente listados



Figura 5. 20 Diagrama del proceso de obtención de resultados para el intervalo que abarca la bomba BEC

Tabla 5. 8 Condiciones a las cuales está operando la Bomba BEC

Producción de aceite	7308.5 BPD
Producción de agua	800 BPD
Operación de la bomba	Mejor punto de eficiencia (BEP)
Temperatura	110 a 112.7 °C (230 a 235 °F)
CO₂	700 ppm (2.716 % mol)
H₂S	700 ppm (0.931 %mol)
Longitud	36.7 m (120.41 ft)

Para la primera simulación se consideraron las condiciones base a las cuales el equipo se encuentra trabajando Tabla 5.4 y Tabla 5.8. Para este intervalo se tomaron 700 ppm de CO₂ y H₂S en las condiciones base, debido a que, entre 700 y 800 ppm son las máximas concentraciones reportadas en laboratorio que se pueden disolver de estos gases ácidos en agua, de igual forma se tomó el valor de 700 ppm ya que, las condiciones de succión de la bomba se consideran menos severas, por lo cual podría esperarse una menor concentración de gases ácidos. A partir de estos datos se realizó una primera simulación obteniéndose los siguientes resultados Figura 5.21.

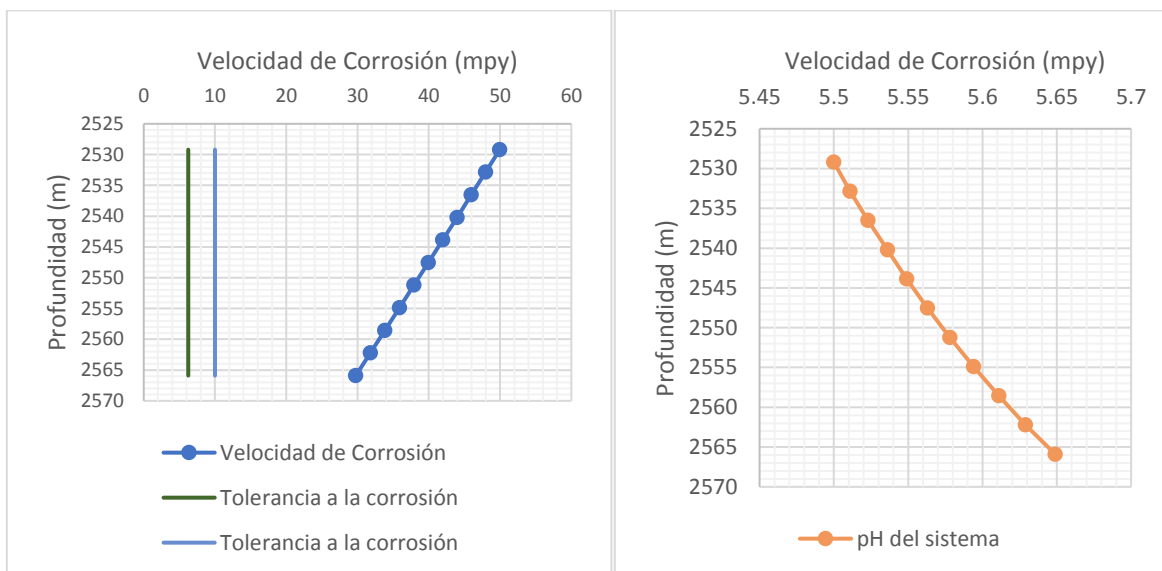


Figura 5. 21 Perfil de Velocidad de Corrosión y de pH del sistema para el intervalo 2565.9 m a 2529.2 m

En el perfil generado se puede observar la variación de la velocidad de corrosión y el pH del sistema con respecto a la profundidad, la cual comprende la extensión de la bomba y sus 104 etapas. Como se observa en la Figura 5.21, la velocidad de corrosión tiende a aumentar a medida que el fluido se desplaza por las etapas de la bomba, alcanzando los valores máximos a la salida de esta. De igual forma el pH del sistema tiende a aumentar en las etapas superiores de la bomba, de manera que los valores de velocidad de corrosión y pH del sistema máximos que se alcanza son de 49.9 mpy y 5.5. Es importante señalar que los resultados obtenidos, están basados en que la bomba BEC se encuentra operando en su mejor punto de eficiencia (BEP).

Empresas operadoras como PEMEX consideran en su normatividad que para la tolerancia a la corrosión se deben considerar valores de al menos 6.25 mpy y 10 mpy, los cuales se deben agregar

como espesor adicional por corrosión por cada año de vida del diseño. Para el caso de la bomba BEC si consideramos un tiempo de vida promedio de 5 años los espesores que se deberán agregar serán de 31.25 mils y 50 mils respectivamente. En las Figura 5.21 podemos ver los valores de tolerancia representados, observando que para las condiciones simuladas las velocidades de corrosión exceden los límites de tolerancia en todos los puntos de la bomba, por lo cual, si no se cuenta con un sistema de control de la corrosión, el sistema indudablemente fallará.

5.4.1. Efectos del H₂S

Después de obtenerse los resultados en base a las condiciones base de la bomba, se prosigue a evaluar los efectos que tendría la variación del H₂S sobre el comportamiento de la corrosión dentro de la bomba. Los resultados son presentados en la Figura 5.22.

Para la simulación se consideraron tres condiciones, en la primera se mantuvo el contenido de CO₂ en 700 ppm (2.377 %mol), para la segunda condición se disminuyó el contenido de CO₂ a 500 ppm (1.698 %mol) y para la tercera condición se aumentó el contenido de CO₂ a 900 ppm (3.056 %mol), en todas las condiciones se varió el contenido de H₂S en valores de 500 a 900 ppm (0.582 a 1.048 %mol)

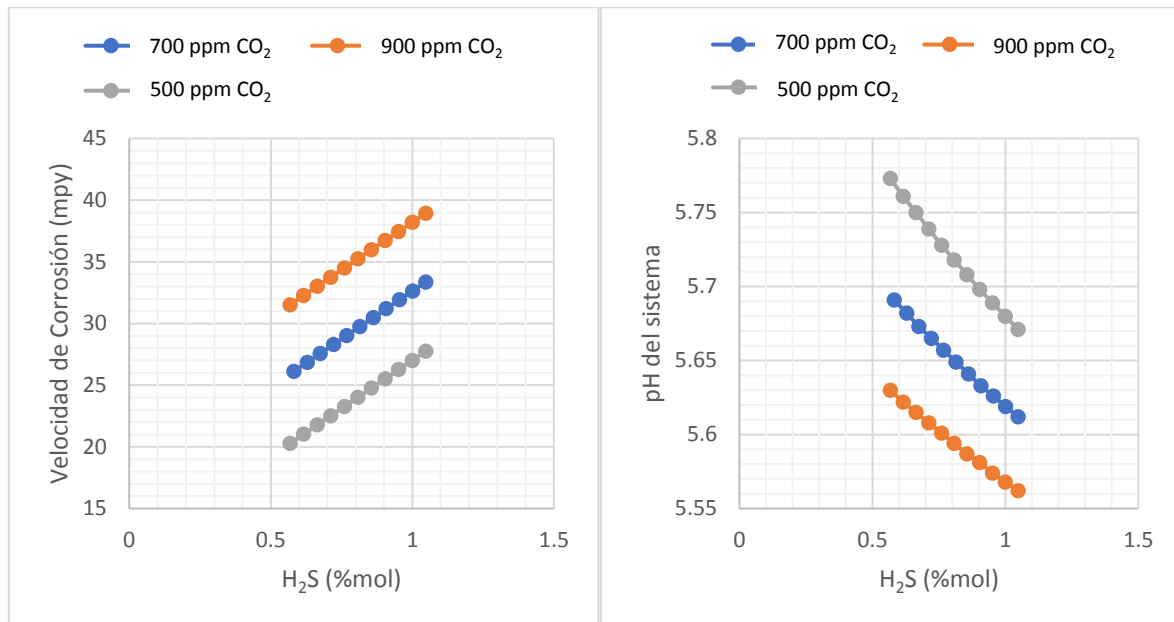


Figura 5. 22 Efectos del Aumento en el contenido de H₂S sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema

Como se observa en la Figura 5.22, el comportamiento es que a medida que se aumenta el contenido de H₂S los valores de pH disminuyen y por lo tanto las velocidades de corrosión aumentan. También se puede notar que las velocidades de corrosión aumentan conforme lo hace el contenido de CO₂, en tanto el pH disminuye a medida que este aumenta. Sin embargo, este cambio por efecto del CO₂ es más prominente en los valores de pH que en las velocidades de corrosión, ya que los valores de pendiente entre las tres condiciones cambian de 0.14 para el contenido de 900 ppm, 0.169 para 700 ppm y 0.211 para 500 ppm, por lo que a medida que aumenta el contenido de CO₂ la pendiente de los datos disminuye, provocando valores más bajos de pH. De igual manera, estos valores indican que, los efectos de la variación de H₂S sobre el pH son más marcados a bajas concentraciones de CO₂

5.4.2. Efecto del CO₂

Para evaluar los efectos de CO₂ se simularon tres escenarios, parecidos a los realizados para el H₂S, es decir se consideraron escenarios con 500 ppm (0.582 %mol), 700 ppm (0.815 %mol), 900 ppm (1.048 %mol) de contenido de H₂S, en los cuales se varió el contenido de CO₂ en un rango de valores de 500 a 900 ppm (1.698 %mol a 3.056 %mol), Figura 5.23.

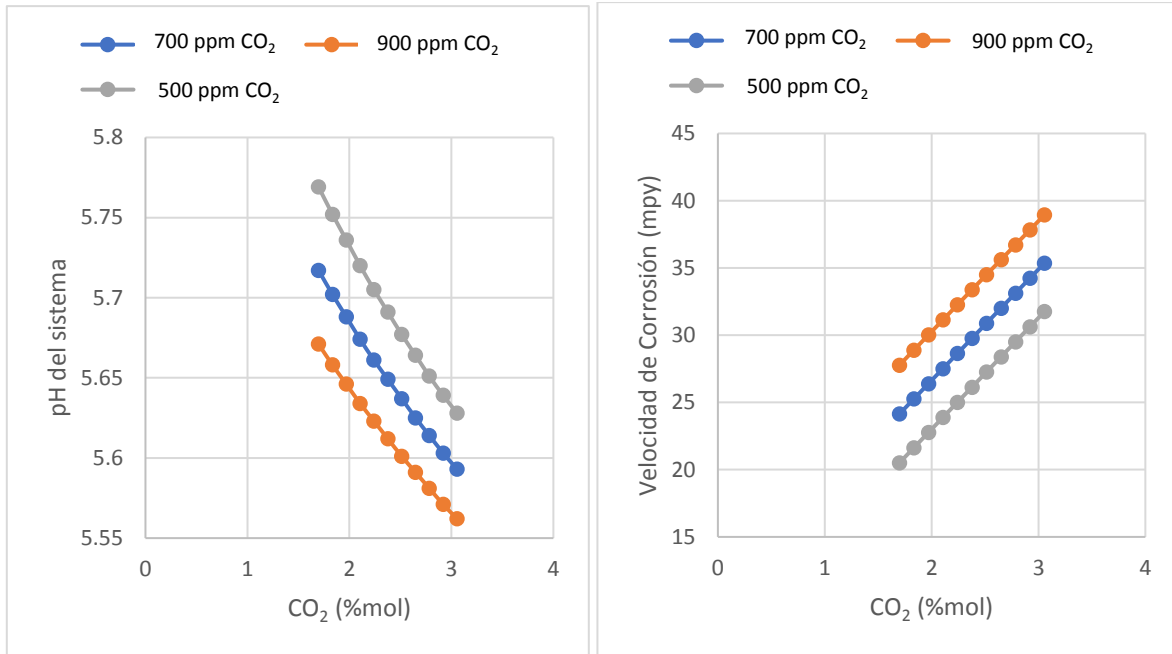


Figura 5. 23 Efectos del Aumento en el contenido de CO₂ sobre la Velocidad de Corrosión y el pH del sistema

En base a los resultados obtenidos se puede apreciar un comportamiento similar al encontrado para el H₂S, ya que a medida que aumenta el contenido de CO₂, lo hace la velocidad de corrosión y el pH disminuye. De igual manera a medida que se aumenta el contenido de H₂S, la velocidad de corrosión aumenta. Sin embargo, a diferencia del análisis del efecto anterior, no hay un cambio drástico en las pendientes del pH a medida que se aumenta el H₂S, de hecho, las pendientes de las curvas generadas son muy similares, por lo cual los comportamientos son bastante proporcionales.

5.4.3. Efectos en el pH

El pH del sistema está principalmente afectado por el contenido de H₂S y CO₂, por lo cual para evaluar los efectos en el pH se simularon once condiciones, en las cuales se variaba el contenido de estos gases ácidos en valores de 640 a 960 ppm Tabla 5.9, estos valores corresponden en CO₂ a 2.713 %mol a 3.259 %mol y en H₂S 0.745 % mol a 1.117 %mol. Como se mencionó antes a nivel laboratorio las máximas cantidades de H₂S y CO₂ que se pueden disolver en agua son de 700 a 800 ppm. Sin embargo, al tener condiciones variantes de presión y temperatura se consideró la posibilidad de que el contenido H₂S y CO₂ pudiera variar del esperado bajo las condiciones base.

Tabla 5. 9 Condiciones de pH simuladas en función del CO₂ y H₂S

Condición	CO ₂ (%mol)	H ₂ S (%mol)
1	2.173	0.745
2	2.281	0.782
3	2.39	0.819
4	2.499	0.857
5	2.607	0.894
6	2.716	0.931
7	2.825	0.968
8	2.933	1.005
9	3.042	1.043
10	3.151	1.08
11	3.259	1.117

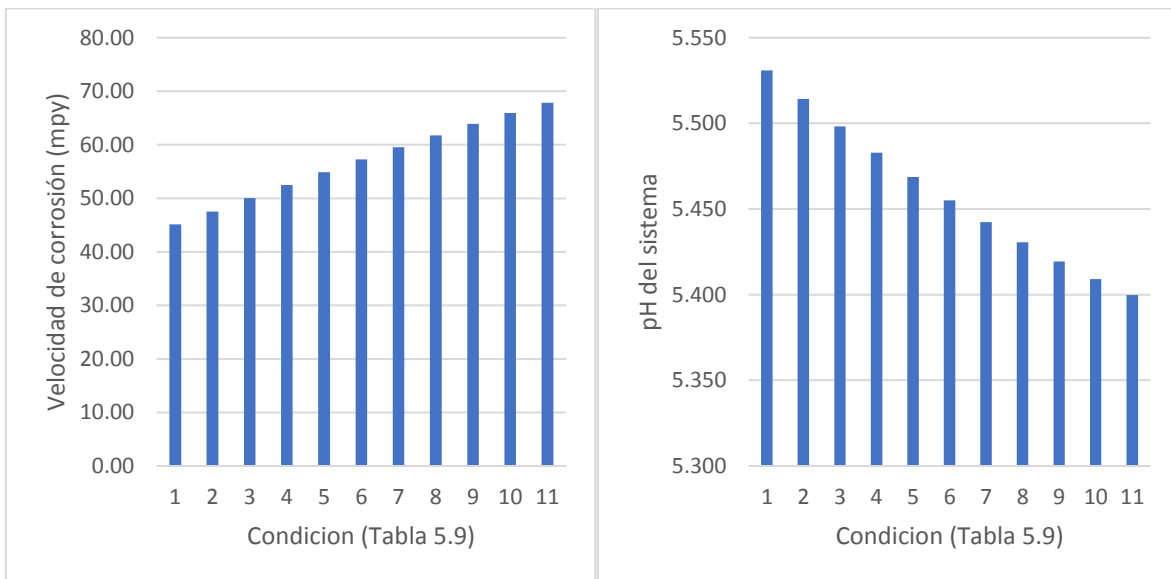


Figura 5. 24 Efectos del Contenido de H₂S y CO₂ sobre el pH del sistema y la velocidad de corrosión, condiciones de la Tabla 5.9

En base a los resultados Figura 5.24, se observa que se obtuvieron tanto los valores de pH como los de velocidades de corrosión, se puede apreciar que a medida que aumenta el contenido de gases amargos la velocidad de corrosión aumenta y los valores de pH disminuyen. Es importante señalar que, en este escenario el valor máximo que se alcanzó para velocidad de corrosión fue de 67.84 mpy y el valor mínimo de pH fue de 5.4, los cuales son pertenecientes a un contenido de 960 ppm de H₂S y CO₂, sometido a las condiciones de salida de presión y temperatura de la bomba BEC (2454 Psia y 235 °F), los cuales representan las condiciones más adversas que se presentan en la Bomba.

Debido a las altas velocidades de corrosión alcanzadas para los escenarios más desfavorables y poco probables, se optó por no simular escenarios con pH debajo de 5 ya que, a pesar de aumentar el

contenido de gases amargos (incluso por arriba de 900 ppm), los valores de pH del sistema no llegaban a disminuir debajo de 5.

5.4.4. Efectos de Agua

Para poder analizar los efectos del agua se plantearon 3 escenarios Tabla 5.10. en los cuales se variaron el contenido de H₂S y CO₂, adicionalmente se consideró un aumento en la producción de agua.

Tabla 5. 10 Escenarios simulados para los efectos de la producción de agua Escenarios simulados para los efectos de la producción de agua

Escenarios	H ₂ S	CO ₂
1	500 ppm (0.582 %mol)	500 ppm (1.698 %mol)
2	800 ppm (0.931 %mol)	800 ppm (2.716 %mol)
3	900 ppm (1.048 %mol)	900 ppm (3.056 %mol)

En la Figura 5.25. se pueden ver los resultados obtenidos en los escenarios, en estos se puede apreciar que a medida que aumenta la producción de agua, lo hace la velocidad de corrosión; sin embargo, este aumento en la cantidad de agua no afecta en los valores de pH. De igual manera se puede apreciar un aumento marcado en la velocidad de corrosión en valores de producción de agua arriba de 300 BPD, lo cual equivale a un 3.7% de corte de agua, arriba de estos valores se alcanza el máximo valor de velocidad de corrosión, manteniéndose constante a pesar del aumento en la producción de agua. Esto podría deberse a que, las reacciones de corrosión entre la fase agua y el metal han llegado a un punto de equilibrio, por lo cual, a pesar de que se aumente el contenido o la producción de agua, la velocidad de corrosión aumentara muy poco, manteniéndose casi constante.

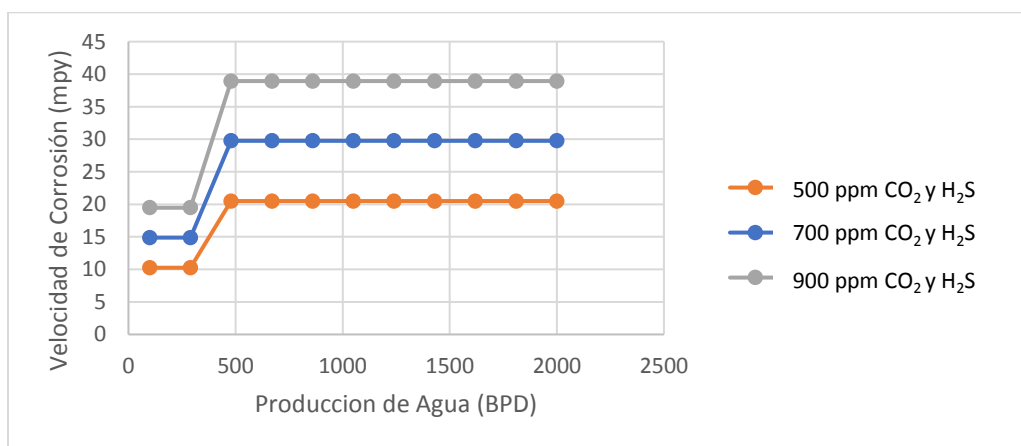


Figura 5. 25 Efectos del aumento en la producción de agua sobre la velocidad de corrosión

Al igual que el intervalo que se analizó anteriormente, se evaluaron los efectos que tendría la viscosidad sobre la velocidad de corrosión, obteniéndose variaciones muy pequeñas (menores a 1 mpy), por lo cual no se considera un valor de riesgo, sin embargo, al ser la viscosidad un factor que influye en el cálculo del esfuerzo de corte (Ecuación 5.2), su influencia cobra más importancia. En secciones posteriores se profundizará más en el esfuerzo de corte y la importancia que la viscosidad tendrá sobre este.

5.4.5. Efectos de temperatura y presión

Para las simulaciones de los efectos que tiene la presión y temperatura sobre la bomba BEC se utilizaron los escenarios planteados en la Tabla 5.10. Para el caso de la presión se analizó el efecto que tendría el cambio en la presión de entrada o succión de la bomba (PIP), en el caso base se considera que la bomba está trabajando bajo una presión de succión de 1163.64 Psia.

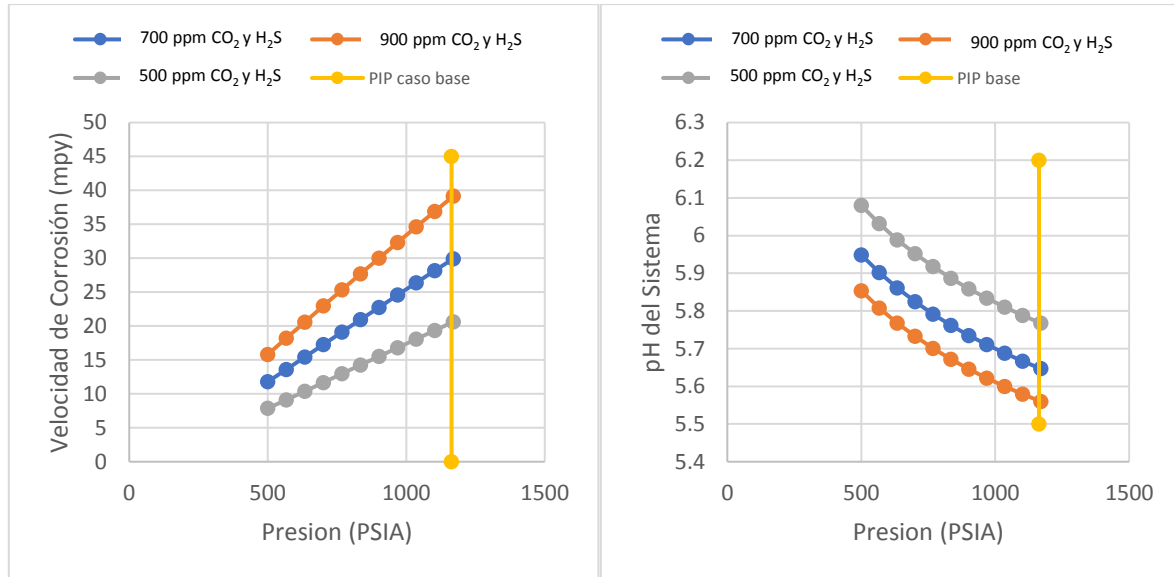


Figura 5. 26 Efecto de la variación de la PIP sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema

En la Figura 5.26 se puede apreciar que la variación de presión se consideró para valores menores de la PIP actual, esto debido a que se considera que la presión de succión disminuirá con el tiempo, debido al agotamiento natural de la presión en el pozo. En base a los resultados se puede apreciar que a medida que disminuye la presión entrada de la bomba los efectos de corrosión se ven reducidos, de igual forma el pH aumenta a medida que la PIP disminuye. Se debe tener en cuenta que, a pesar de que el decremento de la PIP parece traer beneficios desde el punto de vista de la corrosión, para la operación de la bomba resulta perjudicial, ya que a medida que la PIP disminuye, los efectos de cavitación pueden aparecer en la bomba. Esto debido a que, cuando la PIP disminuye y se acerca más al valor de la presión de burbuja del aceite (782 Psia para el caso presentado), empieza la aparición de gas en la entrada de la bomba, lo cual provoca una disminución en la eficiencia de la bomba.

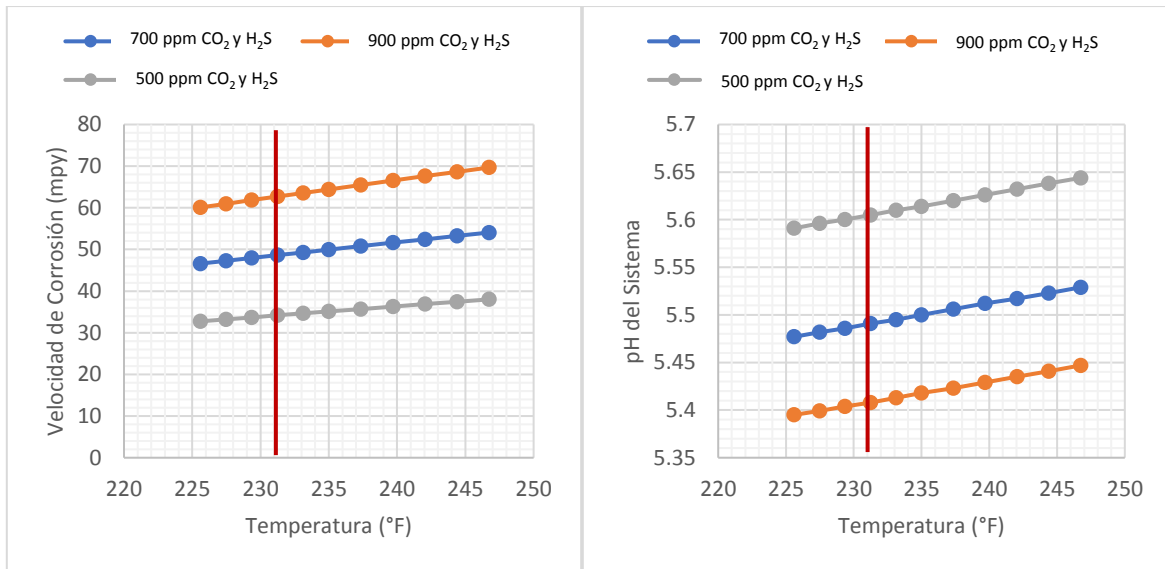


Figura 5. 27 Efectos de la variación de la temperatura sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema

En cuanto a la temperatura se realizó la simulación variando el valor de esta, de acuerdo al valor considerado que se tendrá bajo las condiciones de succión de la bomba 231 °F (línea roja). Debido a los efectos centrífugos dentro las etapas de la bomba, se considera que los fluidos aumentan su temperatura, por lo cual se espera que a la salida de bomba BEC el fluido aumente su temperatura en órdenes menores a 10 °F. Como se observa en la Figura 5.27. el aumento en la temperatura incrementa tanto los valores de corrosión, como los del pH del sistema, lo que indica que a la salida de la bomba los efectos de corrosión se ven más potenciados.

5.4.6. Efecto de cloruros

Se analizó el efecto que tendría el aumento de cloruros sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema, para esto se ocuparon los escenarios presentados en la Tabla 5.10, recordando que para las condiciones base se consideró una concentración de 22050 ppm.

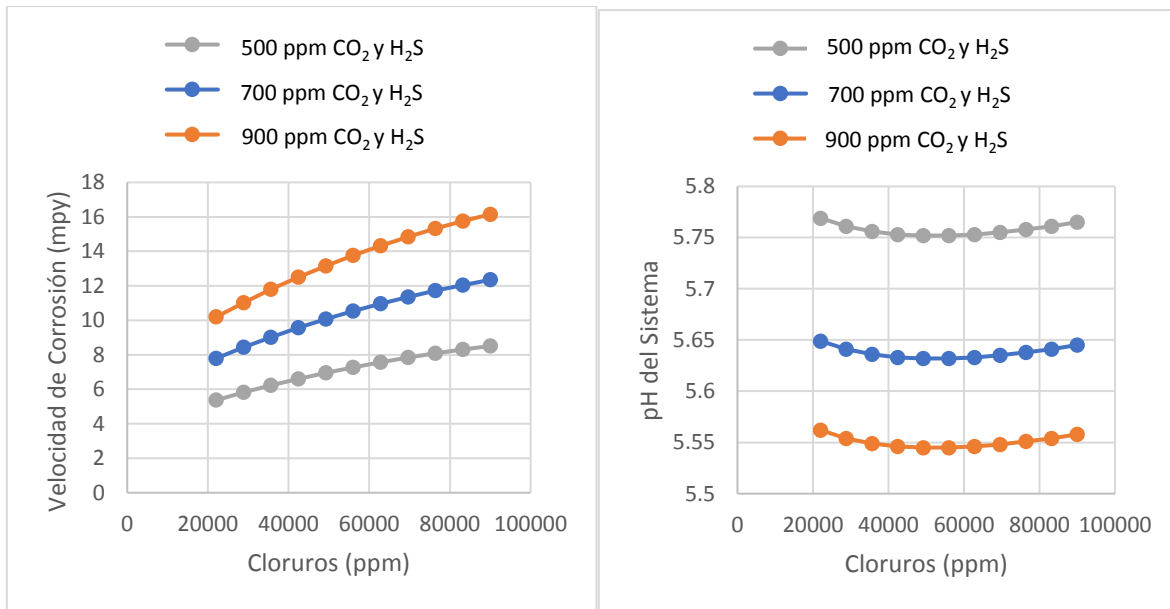


Figura 5. 28 Efectos del contenido de cloruros sobre la velocidad de corrosión y el pH del sistema

En base a la Figura 5.28. se puede observar los resultados obtenidos, la velocidad de corrosión tiende a aumentar cuando lo hace el contenido de cloruros, de igual manera a medida que aumenta el contenido de H₂S y CO₂ las pendientes de las curvas tienden a aumentar, es decir a mayores concentraciones de gases ácidos, como es el caso de 900 ppm, el efecto del contenido de cloruros se ve más potenciado.

En cuanto al efecto de los cloruros en el pH se puede observar que su comportamiento, al igual que el intervalo anterior, es convexo alcanzando valores mínimos de pH a valores cercanos de 50000 ppm de cloruros. Este tipo de comportamiento puede ser asociado ya sea a un efecto combinado de los gases ácidos (CO₂ y H₂S), o por un efecto buffer del CO₂ sobre el agua. En ambos casos el incremento en el contenido de cloruros ocasiona un aumento en la velocidad de corrosión debido a que afectan la estabilidad de las posibles películas protectoras que se pudieran formar, ocasionando igualmente corrosiones de tipo picadura sobre la superficie del metal. A pesar de que la herramienta Predict® no considera corrosión localizada, si toma en cuenta el efecto que el aumento de cloruros tiene sobre la velocidad de corrosión.

5.4.7. Efectos del Esfuerzo de corte

Debido a que el esfuerzo de corte dentro de la bomba, es un valor que se generó (Ecuación 5.2) y se adaptó al programa Predict® para simular los efectos de corrosión, se realizó un análisis de sensibilidad para conocer los efectos que tendría este sobre el comportamiento de la velocidad de corrosión considerando una concentración de gases amargos de 700 ppm. Para realizar el análisis se tomaron en cuenta 5 escenarios de esfuerzo de corte expresado en Pa y se generaron perfiles de acuerdo a la profundidad. Cabe señalar que bajo las condiciones base que se plantearon Tabla 5.10, el valor del esfuerzo de corte es de 77.64 Pa, por lo que el análisis considera dos condiciones por arriba y dos por abajo del caso base.

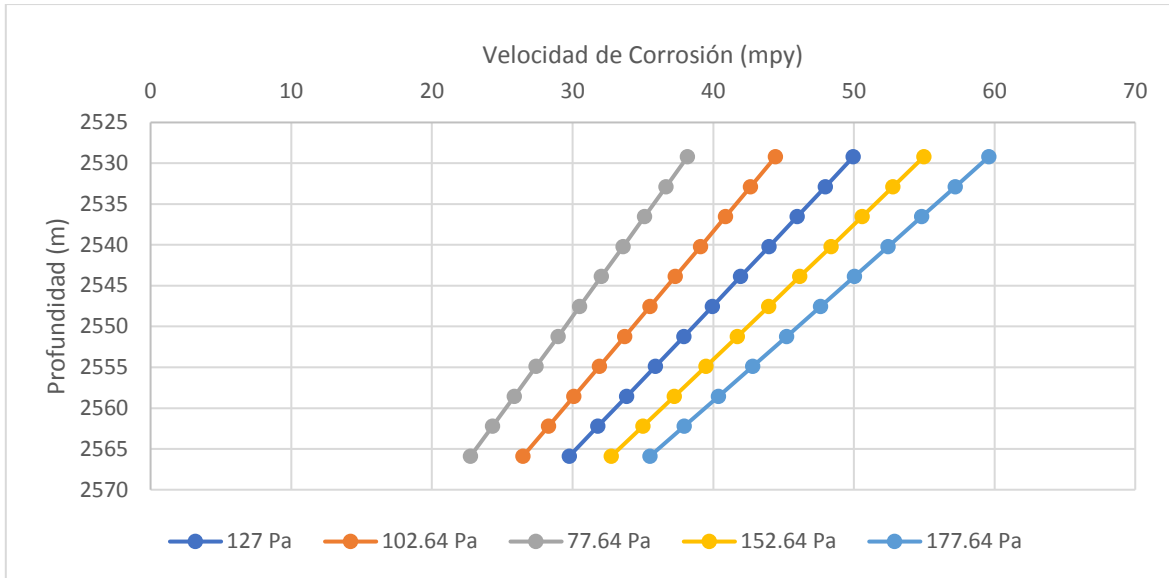


Figura 5. 29 Variación del esfuerzo de corte y su influencia en las condiciones de corrosión

En base a la Figura 5.29 se puede apreciar el efecto que tiene esfuerzos de corte sobre la velocidad de corrosión, a medida que aumenta el esfuerzo de corte, la velocidad de corrosión aumenta, y los efectos se ven más agravados a la salida del fluido de la bomba en donde se alcanzan los máximos valores para la velocidad de corrosión. Debido a que el esfuerzo de corte se generó por la Ecuación 5.1 este se ve influenciado por la viscosidad, la densidad del fluido y la velocidad a la cual se mueve este dentro de la bomba, por lo que su variación puede presentarse continuamente. En el caso de las simulaciones debe mencionarse que, el valor generado de 77.64 Pa es cuando la bomba BEC se encuentra trabajando en su punto de mejor eficiencia (BEP), el cual como se mencionó en el Capítulo IV es el punto, o las condiciones deseadas a las cuales la bomba BEC trabaja a su mayor rendimiento.

5.4.8. Efectos del BEP

Como se mencionó las simulaciones anteriores fueron realizadas considerando que la Bomba BEC se encontraba trabajando en su mejor punto de eficiencia (BEP), por lo que es importante considerar escenarios en donde el equipo se encuentre trabajando fuera de estas condiciones. Para realizar este análisis se generaron perfiles con respecto a la profundidad para 4 condiciones de operación de la bomba BEC: 60% del BEP (0.6 BEP), 80% del punto BEP (0.8 BEP), 100% del BEP (BEP), 120% del BEP (1.2 BEP). En la Figura 5.30. se puede observar las curvas de comportamiento de la Bomba BEC en donde se pueden ubicar estos puntos.

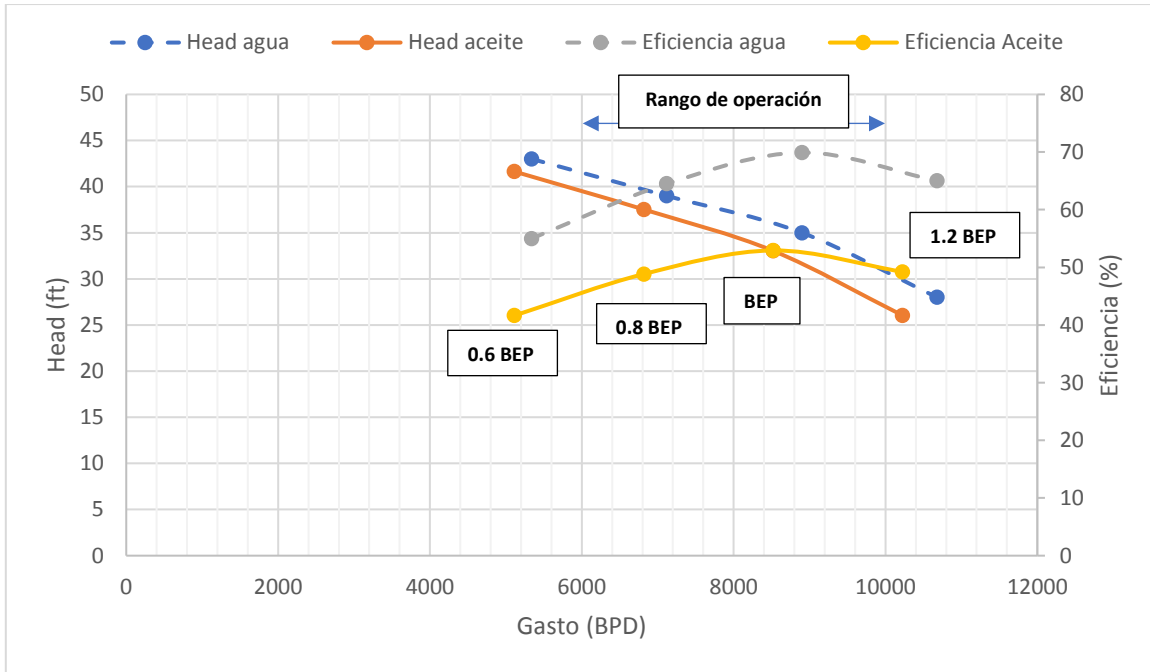


Figura 5.30 Curvas de comportamiento para la Bomba BEC, con datos originales y corregidos por viscosidad

Hay que señalar que en la Figura 5.30. las líneas punteadas son las curvas originales proporcionadas por el fabricante las cuales están calibradas con agua, las líneas continuas representan el comportamiento que se espera tenga la bomba, cuando está trabajando con los fluidos del pozo, es decir son las curvas corregidas por efecto de la viscosidad del fluido.

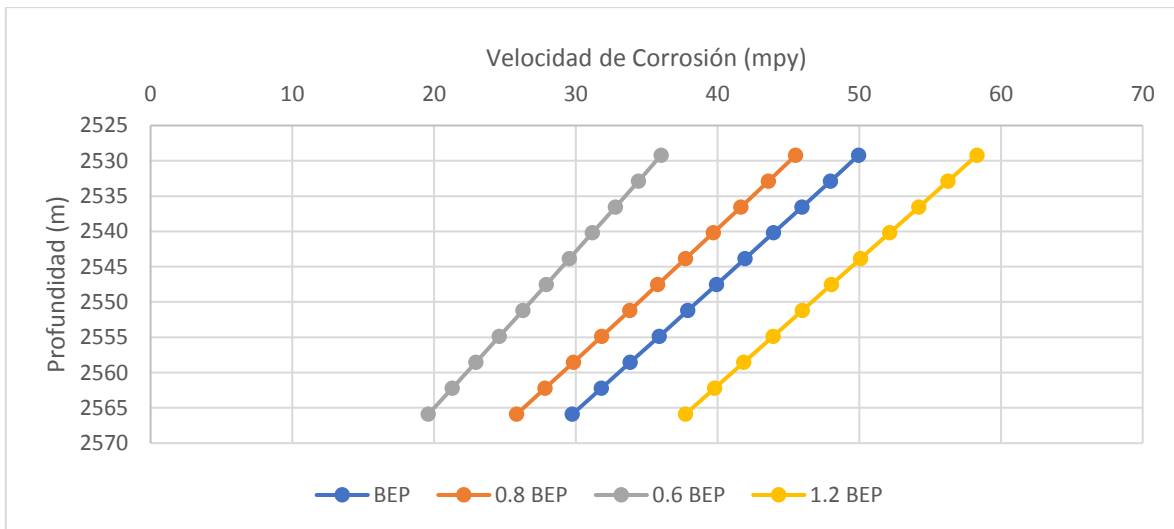


Figura 5.31 Perfiles de corrosión para las diferentes condiciones de operación de la bomba BEC, considerando una concentración de H₂S y CO₂ de 700 ppm.

La Figura 5.31., muestra los perfiles generados por la simulación, como se puede apreciar si la bomba se encuentra trabajando en puntos por debajo del BEP, la velocidad de corrosión disminuye, no obstante, al encontrarse por debajo del BEP: la eficiencia de la bomba disminuye lo cual demandará más energía al sistema para poder levantar los fluidos a la superficie, comprometerá la

estabilidad del sistema debido a que el fabricante de equipos recomienda un rango de operación (lo más cercano posible al BEP) el cual garantiza la estabilidad los esfuerzos axiales generados en la bomba y por último abajo del BEP se producirá menos fluidos.

El principal factor que influye en los valores de velocidad de corrosión en lo perfiles generados es la velocidad del fluido, y por lo tanto el esfuerzo de corte, ya que si nos ubicamos por arriba del BEP se espera que las velocidades a las cuales se mueve el fluido dentro de la bomba sean mayores, por lo tanto, el esfuerzo de corte generado y la velocidad de corrosión serán mayores.

5.4.9. Efecto de inhibidores

Los escenarios simulados anteriormente fueron generados sin tomar en cuenta un método de prevención o control de la corrosión, como es el caso del uso de inhibidores para poder disminuir los valores de la velocidad de corrosión. Como anteriormente se mencionó el efecto de los inhibidores se ve determinado por su eficiencia y bajo las condiciones a las cuales está sometido el equipo BEC, los tipos de inhibidores más adecuados que se deben ocupar son los fílmicos, debido a que, estos forman, una película entre la superficie del metal y los fluidos producidos. En los escenarios que se simularon se consideraron inhibidores con las siguientes eficiencias: Bueno con un porcentaje de eficiencia de 85% a 95% (y Justo con un porcentaje de 50% a 75%.

Se generaron perfiles de corrosión con respecto a la profundidad para tres concentraciones de gases ácidos (CO₂ y H₂S): 500 ppm, 700 ppm y 900 ppm. Adicionalmente se consideraron condiciones en donde la bomba esté trabajando en el BEP, 0.8 del BEP y 1.2 del BEP, esto con el fin de delimitar el rango de operación óptimo en el cual la bomba BEC debería estar trabajando.

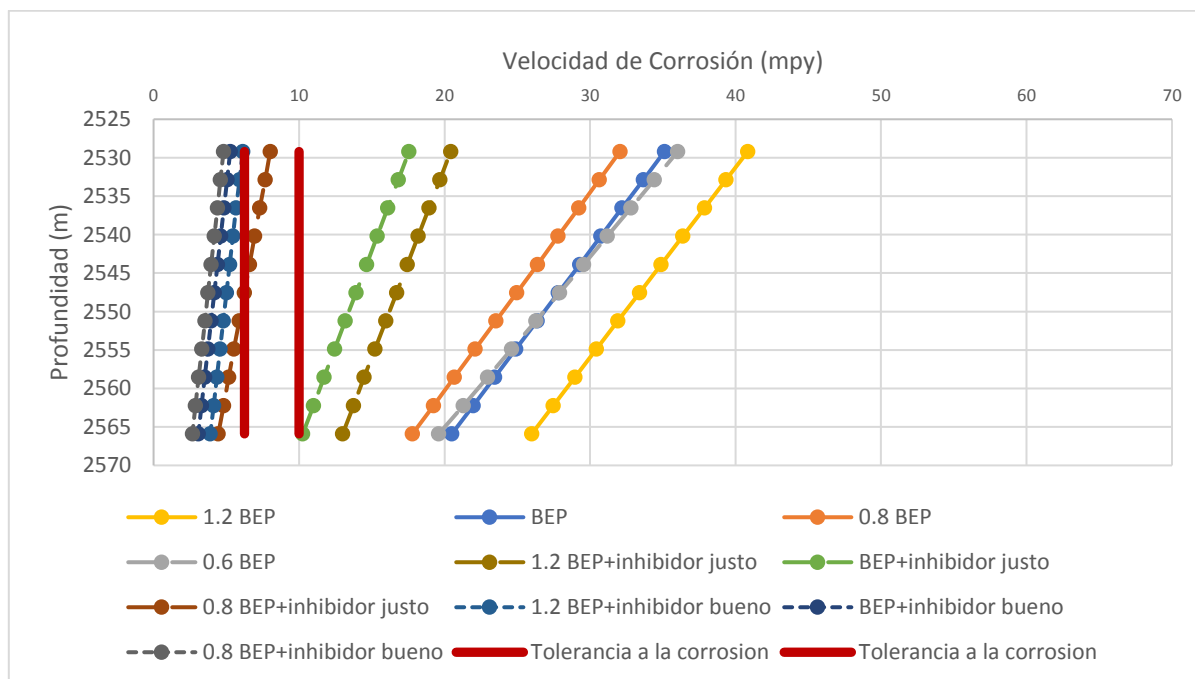


Figura 5. 32 Perfil de Corrosión para un contenido de 500 ppm de H₂S y CO₂ del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m afectado por inhibidores y operación de la Bomba

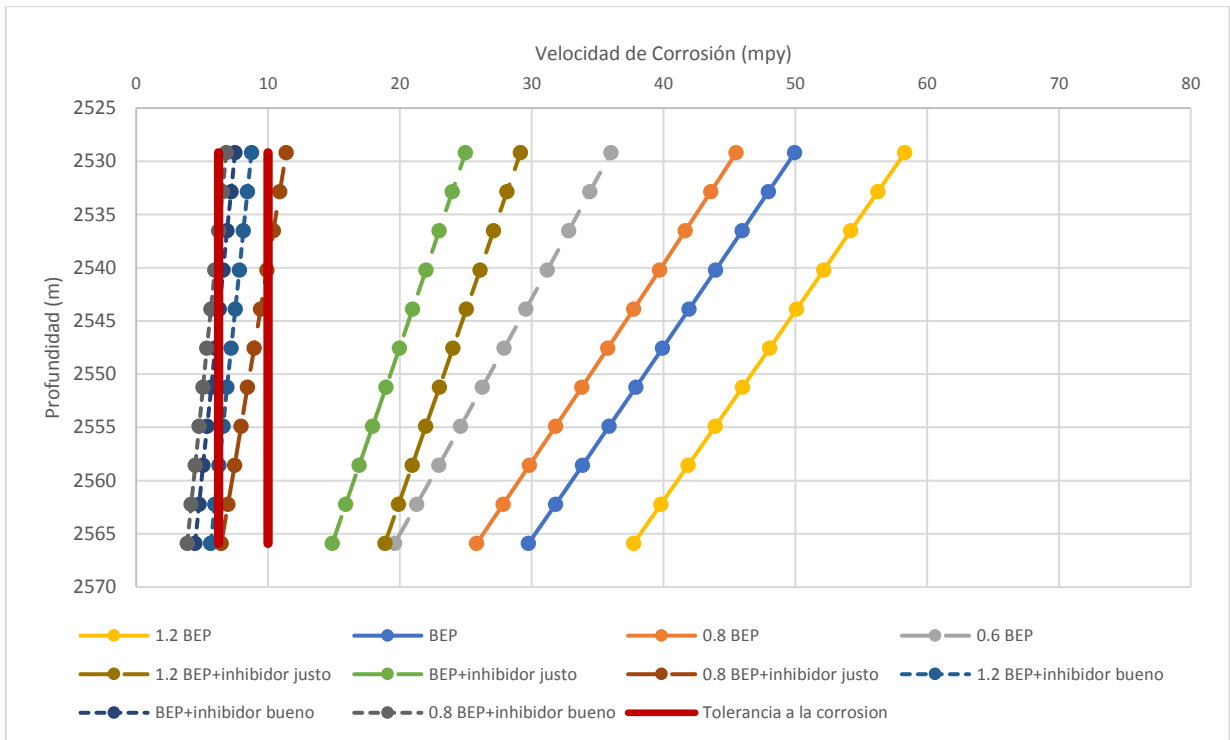


Figura 5. 33 Perfil de Corrosión para un contenido de 700 ppm de H₂S y CO₂ del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m afectado por inhibidores y operación de la Bomba

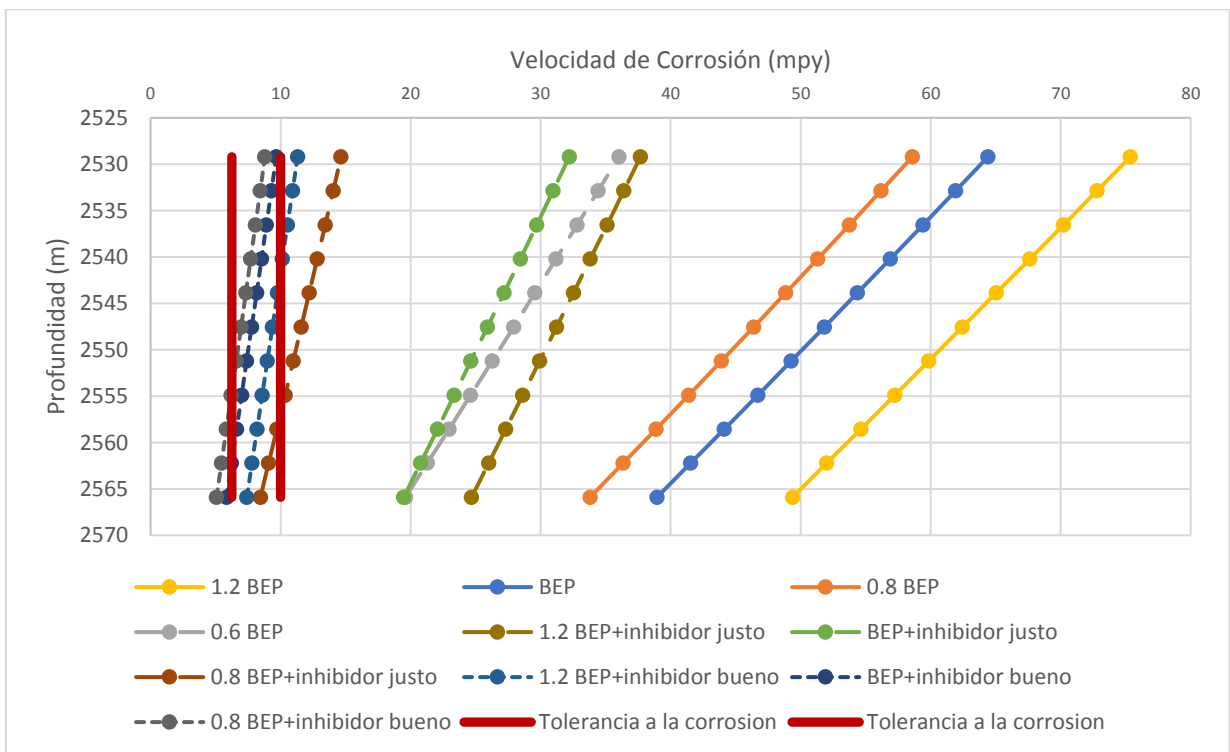


Figura 5. 34 Perfil de Corrosión para un contenido de 900 ppm de H₂S y CO₂ del Intervalo 2565.9 a 2529.2 m afectado por inhibidores y operación de la Bomba

En las Figuras 5.32, 5.33 y 5.34 se pueden observar los perfiles generados, en estos podemos notar el importante papel que juega el uso de un inhibidor para el control de la corrosión, ya que reduce drásticamente los valores de la velocidad de corrosión, dependiendo la eficiencia con la que trabaje (85 a 95% o 50 a 75%). Considerando que las velocidades de corrosión permisibles, o que se manejan para diseño son usualmente de 6.25 y 10 mpy, el uso de un inhibidor bueno con un porcentaje de inhibición del 85 a 95 % se vuelve necesario, ya que como se aprecia en la Figura 5.33 bajo las condiciones base que se manejan para la operación de la bomba, los valores de la velocidad de corrosión caen dentro del rango de corrosión permisible (entre 6.25 y 10 mpy), esto también es válido para cuando la bomba se encuentra operando fuera de su BEP, ya que tanto para la condición de 1.2 BEP como de 0.8 BEP los perfiles generados con el uso de un inhibidor bueno entran dentro del rango de corrosión permisible.

En el caso de considerar que hay una menor concentración de gases amargos como es el caso de 500 ppm, podemos observar en la Figura 5.32 que el uso de un inhibidor bueno, puede controlar sin problemas la corrosión presente dentro de la bomba, manteniéndose incluso por debajo del límite inferior o el valor mínimo que es 6 mpy, manteniéndose por debajo de igual manera para todo el posible rango de operación de la bomba BEC (0.8 a 1.2 BEP). De igual manera es posible entrar dentro de este rango de operación usando un inhibidor justo (50 a 75%) si se considera que la bomba BEC está trabajando en condiciones menores del BEP y mayores al 0.8 BEP.

Sin embargo, cuando se considera una mayor concentración de gases ácidos como es 900 ppm Figura 5.34, el uso de un inhibidor bueno se vuelve apenas suficiente, ya que para escenarios donde la Bomba BEC esté trabajando en el BEP o por abajo, la velocidad de corrosión puede ser controlada y mantenerse dentro del rango de corrosión permisible, con valores muy cercanos al límite superior de 10 mpy. A pesar de esto cuando se considera que la bomba está trabajando en condiciones superiores al BEP y cercanas al 1.2 BEP, el uso de un inhibidor con una eficiencia buena se vuelve insuficiente, alcanzándose valores de velocidad de corrosión superiores a 10 mpy incluso con el uso del inhibidor.

5.5. Análisis de resultados

En el primer intervalo que se analizó el cual abarca el protector y el sello se puede notar que factores como presión y temperatura a pesar de jugar un papel muy importante el cálculo de las velocidades de corrosión, en este caso se espera ayuden a disminuir la severidad del ambiente, ya que conforme pase el tiempo se espera que estos valores disminuyan, en especial la presión por efecto del agotamiento natural del yacimiento. En cuanto a gases corrosivos, a pesar de que ambos tienen una fuerte influencia sobre la corrosión, la concentración de CO₂ influye más en los valores de ésta, debido a que la primera aproximación que hace la herramienta computacional es en base a la corrosión por CO₂ (Ecuación 1). A pesar de esto, el pH del sistema no se espera que disminuya más allá de 5.3, incluso tomando en cuenta las condiciones más adversas, las cuales serían a la salida de los fluidos de la bomba BEC. Aunque se haya considerado en un inicio que por las condiciones el pH podía encontrarse en órdenes del 4, las simulaciones arrojaron que estos valores de pH con las condiciones que se manejan, generarían velocidades de corrosión poco probables, con valores arriba de 100 mpy.

El agua al ser un factor a considerar y a controlar desde el punto de vista de la corrosión ya que a futuro en los pozos se espera que las producciones de agua aumenten, las simulaciones muestran

que hay un punto en el cual la producción de agua aumenta, en el caso de la sección del motor y el sello arriba del 3% de corte de agua, y provoca que las velocidades de corrosión aumenten drásticamente, seguido de esto la velocidad de corrosión se mantiene aumentando conforme a la producción de agua, no obstante lo hace en menor proporción. Esto puede ser debido a que el agua ya tiene una presencia fija, es decir, ya existe una fase de agua, la cual está en equilibrio desde el punto de vista de corrosión, por lo cual, a pesar de que la producción de agua aumente, la velocidad de corrosión se mantendrá prácticamente constante. De igual forma, un análisis en la viscosidad del agua mostró que cuando se consideraba viscosidades más altas, la velocidad de corrosión aumentaba, esto debido a que, entre menos movilidad tenga el agua es más probable que ésta se encuentre en contacto con la superficie del metal, promoviendo así el fenómeno de corrosión. En cuanto a la producción de aceite, esta demostró no tener algún efecto relevante.

En base a los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas dentro de la bomba BEC, se puede apreciar la importancia de algunos factores, como es el caso de la concentración de los gases ácidos (H_2S y CO_2), que a pesar de ser aumentada su concentración incluso llegando a valores de las 1000 ppm de cada uno, los valores de pH del sistema se mantienen en valores arriba de 5. También es evidente que la concentración de CO_2 es la que más impacta en los valores generados, es decir, la concentración de CO_2 genera velocidades de corrosión más grandes y pH del sistema menores, lo cual es normal, ya que la herramienta computacional Predict® está basada en principalmente en corrosión por CO_2 .

En cuanto a las condiciones de presión y temperatura en la bomba, a pesar de que la temperatura tiene mayor impacto sobre la corrosión, a futuro no se espera que esta influya en la velocidad de corrosión, debido a que un aumento drástico en la temperatura a lo largo de la bomba es poco probable, e incluso, con el tiempo se considera que tendera a disminuir, debido a procesos naturales; por su parte, la presión impacta en gran medida al sistema, a causa de que la bomba genera más presión en cada etapa, haciendo el medio más agresivo, disminuyendo el pH del sistema, aumentando la velocidad de corrosión y por ende, generando las peores condiciones a la salida de la bomba. En contraparte de que se espera que la presión en el pozo disminuya con el tiempo, esto provocaría la disminución del PIP de la bomba, lo cual, en lugar de ayudar, perjudicaría el rendimiento de la bomba.

Factores como el esfuerzo de corte, la presión y la producción de agua impactan en gran medida a la bomba BEC, en el caso del esfuerzo de corte al ser un valor influenciado por las propiedades de los fluidos y de su velocidad dentro de la bomba, puede variar continuamente sin embargo se espera que tenga un valor alto (debido a las altas velocidades), lo cual indicaría que la formación de una película dentro de bomba es muy poco probable, por lo cual en las simulaciones no se tomó en cuenta la presencia de esta. En cuanto a la producción de agua, al igual que en el intervalo inferior (Sello y Motor), empieza a tomar mayor importancia cuando se alcanza 3.7% de corte de agua, se tiene la conjetura de que, el efecto que se observa en las simulaciones cuando a pesar de que la producción de agua aumenta, la velocidad de corrosión se mantiene igual, se debe a una condición de equilibrio a la cual ha llegado la fase de agua, por lo cual, el fenómeno de corrosión en este punto puede estar controlado por otros factores, la única forma en la cual esta zona con velocidad de corrosión constante pueda cambiar es, si las características del medio (pH, acidez, concentración de gases ácidos) cambian.

A pesar de que el análisis de la producción de aceite no se incluyó para el intervalo de la Bomba BEC, este viene implícito en el análisis del BEP, ya que por sí solo el aceite tiene una nula influencia en el proceso de corrosión, sin embargo, cuando se toma en cuenta junto con la producción de agua, aumentando o disminuyendo la cantidad de fluidos que entra a la bomba, cobra importancia ya que nos indica el punto de operación en el cual estará trabajando la bomba y por lo tanto el nivel de corrosión que se esperaría tener.

Factores como el contenido de cloruros que tienen un impacto en la velocidad de corrosión, no se espera que tengan un aumento considerable en su concentración, ya que para los casos base que se consideraron 22050 ppm lo cual es equivalente a tener 35 000 ppm de NaCl, que es el valor que normalmente se maneja para el agua mar

En cuanto a los inhibidores, en los casos simulados se observó que el uso de este es necesario debido a las condiciones que se presentan, sin embargo, la Bomba es la que tiene problemas más severos y la cual necesita el uso de inhibidores con una eficiencia de al menos 85 a 95% (inhibidor Bueno). Este inhibidor podría controlar fácilmente las condiciones presentes en el sello y el motor, manejándose incluso velocidades menores al límite de 6.25 mpy para esta zona, es importante señalar que en la mayoría de los escenarios de la Bomba BEC, a pesar del uso de un inhibidor de esta eficiencia, se encontrara trabajando por arriba del límite de 6.25 por lo que considerar factores de tolerancia a la corrosión de al menos 10 mpy parece lo correcto. Para asegurar que los inhibidores funcionen correctamente se debe elegir el tipo de inhibidor adecuado, que en este caso debería ser un formador de película, el cual pueda adherirse apropiadamente a la superficie del metal, por lo cual para asegurar que se alcance el porcentaje de eficiencia deseado se debe tener en cuenta los parámetros críticos como son: la persistencia o adherencia que tendrá el inhibidor y su afinidad hacia alguna fase (agua o aceite). La persistencia juega un papel importante ya que asegura que la película inhibidora que se forme se mantendrá estable, en especial se debe considerar que bajo las condiciones de la bomba BEC, las altas velocidades podrían complicar la formación de una película inhibidora. En cuanto a la afinidad, para que la película se forma, se debe asegurar que el inhibidor estará en contacto con la superficie metálica, por lo cual, si este es más soluble en la fase dominante se asegura el contacto y la formación de la película.

El efecto de las películas que se pudieran formar debido a la corrosión, solo fue considerado en el intervalo más profundo, en el cual las velocidades de los fluidos son relativamente pequeñas (< 5 m/s), por lo cual es posible la generación de una película sobre la superficie del metal. En contraparte debido a las altas velocidades de los fluidos dentro de la bomba (>10 m/s), la formación de una película dentro de esta, se considera poco probable. Debido a las condiciones que se presentan, las películas de tipo FeS son las más propensas en formarse por compuestos como: mackinawita, pirita, etc., dependiendo de las condiciones de presión y temperatura; sin embargo, como se ha mencionado antes, las películas de este tipo en su mayoría tienen una pésima adherencia y son porosas por lo cual no se podrían considerar como protectoras, por el contrario estas películas podrían tener efectos negativos como la presencia de picaduras sobre la superficie del metal, las cuales agravarías los efectos de la corrosión.

5.6. Análisis de los materiales ocupados en el Equipo BEC

Como se mencionó antes, la herramienta Predict® está dirigida principalmente a realizar análisis en aceros al carbón y calcular velocidades de corrosión uniforme. Sin embargo, en ambientes con altos contenidos de H₂S y CO₂ la corrosión localizada como picaduras y el fisuramiento o agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC) son fenómenos que pueden ocurrir. Los aceros al carbono, los aceros de baja aleación (LAS) y las aleaciones resistentes a la corrosión (CRA) utilizados en la industria de petróleo y gas pueden ser susceptibles de estos y en varias ocasiones este tipo de corrosión es el modo más común de falla en ambientes amargos.

En el caso de las picaduras, como se señaló en el Capítulo III del presente trabajo, es tanto un mecanismo como una forma de corrosión a menudo asociada con otros tipos de mecanismos de corrosión, la cual se caracteriza por una pérdida de metal altamente localizada, presentándose en forma de surcos o agujeros sobre la superficie los cuales tienden a crecer y propagarse con el tiempo, dando lugar a fallas en los materiales. Este fenómeno se ha estudiado durante los últimos años, y se han obtenido importantes progresos en la comprensión de las películas protectoras y su relación con el fenómeno de picadura. Sin embargo, los mecanismos de iniciación y propagación están lejos de ser completamente aclarados, ya que las picaduras son la consecuencia de una compleja combinación de factores; el efecto sinérgico de todos estos factores aún no se comprende por completo y no existen reglas para la predicción de picaduras en aceros al carbón. El otro fenómeno relacionado con ambientes con H₂S y agua es el agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC), el cual con su nombre lo dice, es el fisuramiento o agrietamiento de los materiales cuando se exponen a estos ambientes en presencia de esfuerzos de tensión (residuales y/o aplicados). Agregar elementos como cromo y molibdeno en aceros al carbón ha ayudado a mejorar su desempeño frente a estos fenómenos, debido a la mejora en la resistencia del material (dureza y esfuerzo de cadencia); la dureza, que es definida como la resistencia de un material a la deformación plástica localizada, como son: hendiduras, desgaste, abrasión y rayado. Esta propiedad juega un papel muy importante para el SCC, ya que entre más duro sea un material, es más propenso a sufrir este fenómeno.

En el caso de las CRA, las cuales fueron creadas para resistir los efectos de la corrosión uniforme y localizada, presentan un mejor comportamiento en ambientes con alto contenido de gases amargos (H₂S y CO₂) a comparación de los aceros al carbón; esto es debido a la formación de una película de óxido sobre la superficie del metal (pasivación) la cual se forma, ya sea por un tratamiento previo sobre la superficie del material, o debido a la exposición a ambientes corrosivos en especial los que contengan oxígeno. En la Figura 5.35 se ilustra la pasivación, empezando en la denominada zona activa la curva inicia con una variación gradual en la velocidad de corrosión, sin embargo, en el punto A existe una reducción dramática en el valor de ésta, debido a que la superficie del material se pasiva por productos de la corrosión (óxidos), los valores se mantienen bajos hasta llegar al punto B, en donde ocurre la ruptura de la película pasiva, dando lugar a la corrosión por picadura (zona de reactivación).

La película de óxido causa que las velocidades de corrosión sean menores que en los aceros al carbón (2 a 3 ordenes menores), promoviendo de igual forma una corrosión uniforme⁹². Las CRA están agrupadas en diferentes familias o grupos de acuerdo al contenido de sus componentes como: níquel, cromo, cobre y de sus propiedades. Sin embargo, desde el punto de vista de la corrosión por picadura existe un número desarrollado para reflejar y predecir la resistencia de una CRA basado en

las proporciones de los elementos Cr, Mo, W y N en la composición química de la aleación; este número es llamado número equivalente de resistencia a las picaduras (PREN), el cual como regla general entre más grande sea, mayor será la resistencia a las picaduras y el cual esta expresado matemáticamente en la Ecuación 5.1

$$PREN = \% Cr + 3.3(\%Mo + 0.5\%W) + 16\% N \quad (5.1)$$

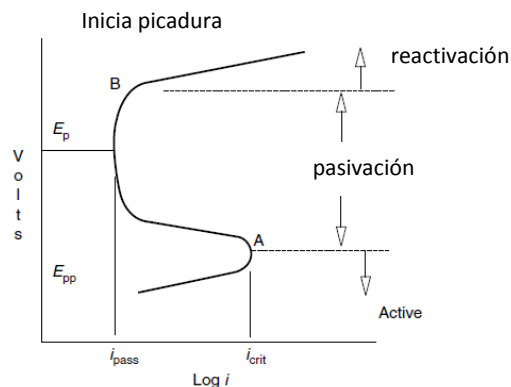


Figura 5. 35 Curva de polarización anódica para material que está mostrando un comportamiento activo-pasivo

En cuanto a SCC, al igual que en aceros al carbón este fenómeno está controlado o se ve afectado en gran medida por la dureza del material, normas como la NACE MR0175/ISO 15156-3 aborda la selección de CRA para ambientes que contengan H₂S, brindando rangos de aplicación en base a factores como: pH del sistema, temperatura, contenido de cloruros, contenido de azufre y contenido de H₂S. Todos estos rangos están basados en pruebas de laboratorio de materiales y experiencia de campo.

Se determinó el mínimo índice de picado requerido (RPI) para las condiciones presentadas en los casos base de este Capítulo (Tabla 5.3 y 5.8) tomando cuenta las condiciones más adversas en cada intervalo. Para prevenir la presencia de corrosión localizada en especial las picaduras, el PREN de una aleación debe ser mayoral valor del RPI, algunos autores recomiendan que este el valor del PREN sea al menos 10 % mayor al valor del mínimo índice de picado requerido (RPI)⁹³.

Tabla 5. 11 Condiciones a las cuales se espera que los componentes del equipo BEC estén operando

Intervalo	Cloruros (ppm)	Temperatura (°C)	Presión (Psia)	pCO ₂ (Psia)	pH ₂ S (Psia)	pH	RPI
Bomba (2529.2 a 2565.9 m)	22,050	112.78	2000	47.54	16.3	5.45	16.5
motor y sello (2565.9 a 2602.57 m)	22,050	110.5	1259	34.194	11.72	5.6	12
Componentes inferiores como guía, sensores, empacador (2602.57 a 2765.14 m)	22,050	111.11	1356.18	36.83	12.62	5.5	12

En la Tabla 5.11 se calcularon los valores de RPI respectivos para cada intervalo en base a los datos de las Tablas 5.12 y 5.13, las cuales están basadas en los criterios desarrollados por Honeywell® para la caracterización de ambientes corrosivos^{93,94}, dichos criterios están apoyados en pruebas de laboratorio realizadas en diferentes ambientes.

Tabla 5. 12 Factor de severidad del ambiente para sistemas amargos

Presión parcial del H ₂ S	Bajo (pH ≤ 4)	Moderado (4 < pH ≤ 5.5)	Alto (pH > 5.5)	Contenido de Cloruros
H ₂ S pp ≤ 1.5 psi	20	15	10	Bajo (Cl ⁻ ≤ 10,000 ppm)
	25	20	15	Moderado (10,000 < Cl ⁻ ≤ 100,000 ppm)
	35	25	20	Alto (Cl ⁻ > 100,000 ppm)
1.5 psi < H ₂ S ≤ 15 psi	30	15	10	Bajo
	50	20	20	moderado
	75	50	30	Alto
15 psi < H ₂ S ≤ 100 psi	60	20	20	Bajo
	85	30	40	moderado
	100	70	60	Alto
H ₂ S > 100 psi	100	50	50	Bajo
	110	70	70	moderado
	120	100	100	Alto

Tabla 5. 13 relación entre el factor de severidad del ambiente y el índice de picado requerido en función de la temperatura

Factor de severidad del ambiente	Temperatura (°F)				
	≤ 150	> 150, ≤ 250	> 250, ≤ 350	> 350, < 450	≥ 450, ≤ 500
0	5	12	12	12	12
5	5	12	12	12	12
10	12	12	12	12	30
15	12	12	12	13	30
20	12	12	13	25	30
25	13	13	16.5	35	37
30	16.5	16.5	16.5	35	37
35	16.5	30	30	35	37
40	16.5	30	30	35	37
45	16.5	30	30	35	38
50	16.5	30	30	35	38

Para evaluar la presencia de mecanismos de corrosión por SCC, se utilizó el criterio de la NACE MR0175/ISO 15156-2, en la cual se evalúa por regiones si es posible que el fenómeno de SCC se presente.

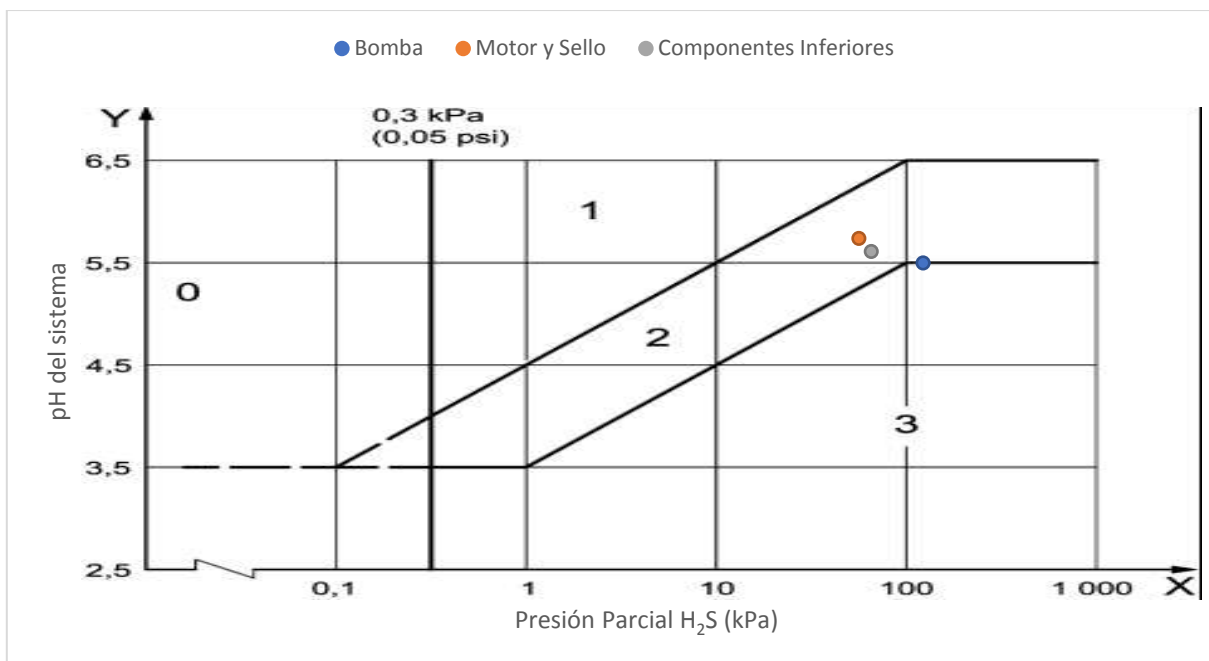


Figura 5. 36 Regiones de severidad ambiental con respecto al SCC⁶⁴

Utilizando los valores de la Tabla 5.11. se ingresa a la Figura 5.36. la cual está dividida por regiones, en las cuales 0 y 1 son donde el fenómeno de SCC es poco probable que se genere, especialmente en la región 0 por debajo de 0.05 Psi, en estos valores el fenómeno de SCC no se presentara. En cambio, en las regiones 2 y 3 las pruebas de laboratorio han demostrado que el fenómeno de SCC se generará y que se deben tomar precauciones para prevenirlo.

En base a estos dos criterios (picaduras y SCC) se debe elegir el material que sea adecuado para el equipo BEC y pueda garantizar un buen funcionamiento en estos ambientes. Los materiales que se utilizan usualmente para la elaboración de la bomba, el sello y el recubrimiento del motor del BEC son aleaciones CRA a base de níquel⁹⁵, que forman una película protectora de óxidos de níquel sobre la superficie del metal lo cual le brinda resistencia a ambientes corrosivos que contengan H₂S además, tienen la ventaja de soportar altos valores de tensión; de igual manera el níquel es metalúrgicamente compatible con muchos elementos como: cobre, cromo, molibdeno y hierro, causando que sus propiedades se puedan mejorar agregando alguno de esos elementos.

Las dos aleaciones utilizadas en la elaboración de los elementos del Equipo BEC en ambientes corrosivos son el Monel 400 y el Inconel 625, las propiedades y rangos máximos de aplicación de estos se pueden ver en la Tabla 5.14.

Tabla 5. 14 Rango de aplicación de las aleaciones utilizadas en la elaboración de equipos BEC

Aleación	PREN	Temp. (°C)	Pres. parcial del H ₂ S (Psia)	Cloruros Mg/L	pH	Dureza máxima (HRC)	Comentarios
Monel 400	65	427	72.5	100000	≤ 4.0	< 35	Dependiendo de los tratamientos que es sometido será su esfuerzo de tensión, además la temperatura y la presión parcial del H ₂ S son la limitante
Inconel 625	51	218	700	100000	≤ 4.0	35-40	

Como se puede ver en la Tabla 5.14., ambas aleaciones se podrían utilizar sin problemas en teoría, en las condiciones que se presentan en el pozo (casos base), y estas debido a sus propiedades no sufrirán de fenómenos de corrosión como picaduras, ya que el índice de equivalente de picadura (PREN) de estas es mayor del índice requerido de picaduras (RPI). De igual forma el fenómeno de SCC no se presentará siempre que se respeten los límites de aplicación y sobre todo que el material no exceda la dureza máxima recomendada.

A pesar de que las aleaciones antes presentadas son adecuadas para ocuparse bajo las condiciones presentes en el pozo, es importante señalar que, al ser aleaciones a base de níquel, tienen propiedades metalúrgicas muy favorables, sin embargo, el precio de estas es elevado en comparación al de aleaciones resistentes a la corrosión basadas en cromo y molibdeno e incluso de aceros al carbón. Como comparativa se puede mencionar que agregar cromo a una aleación cuesta menos de un dólar por libra, a comparación del níquel que puede llegar a costar el triple⁹⁶.

Debido a que las aleaciones utilizadas normalmente en el equipo BEC en ambientes corrosivos son a base de níquel, se decidió realizar en este trabajo la propuesta de algunas aleaciones que puedan sustituir al Monel y al Inconel logrando de esta manera, ya sea reducir los costos de fabricación del BEC, o aumentar la resistencia de este, no solo a la corrosión sino también a posibles fenómenos de erosión. Para esto se utilizaron los criterios de la MR0175/ISO 15156-3, Honeywell y algunos otros autores^{93,94,99,1}

En la Tabla 5.15. se agrupan los tipos de CRA, y de acuerdo a la Tabla 5.11. se evalúan los parámetros mostrados, para determinar qué tipos de aleaciones pueden usarse bajo las condiciones que se están presentando en la operación del equipo BEC. Es importante señalar que, para la evaluación hecha, se utilizaron los límites de aplicación de las diferentes aleaciones contenidos en las tablas guía de la norma MR0175/ISO 15156-3, estas tablas están basadas en datos experimentales llevados a cabo por la NACE para diferentes aleaciones, y se encuentran en función de 5 parámetros: temperatura, presión Parcial del H₂S, concentración de cloruros, pH y resistencia al azufre. En el Apéndice C del presente trabajo se pueden consultar las tablas guía antes mencionadas.

Tabla 5. 15 Evaluación de tipos de CRA en base a los parámetros presentes en el pozo

Familia o tipo de CRA	Acero inoxidable austeníticos (AIA)	Aceros inoxidables austeníticos altamente aleados. (AIAA)	Aleaciones sólidas a base de níquel (ABN)	Aceros inoxidables ferríticos (AIF)	Aceros inoxidables martensíticos (AIM)	Aceros inoxidables dúplex (AID)	Aceros inoxidables endurecidos por precipitación (AIE)	Aleaciones a base de níquel endurecidas por precipitación. (ABNE)	Aleaciones a base de cobalto. (ABC)	Titanio y tantalio (ABT)	Aleaciones a base de cobre y aluminio. (ABCAI)
Presión parcial del H ₂ S	N	Y	Y	N	N	N	Y	Y	Y	Y	Y
Concentración de cloruros	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Temperatura	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
pH del sistema	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y

Y: significa que se puede aplicar bajo las condiciones presentes. N: significa que no es posible ocuparse

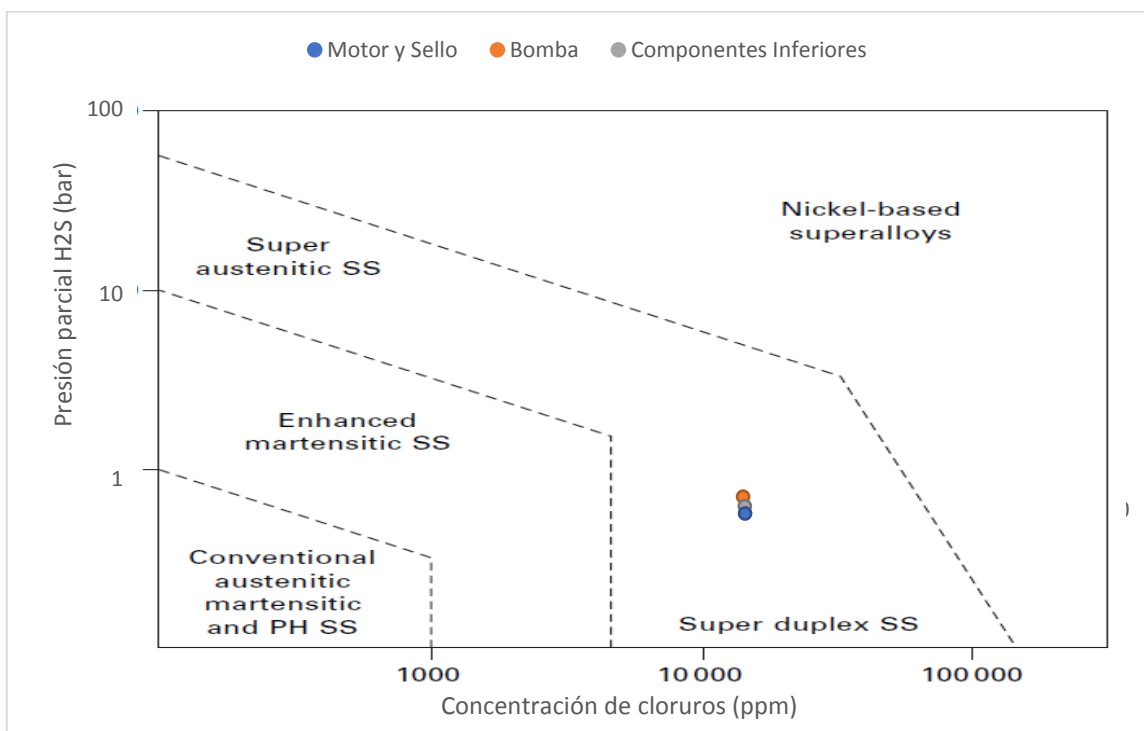


Figura 5. 37 Guía de selección de materiales para aplicaciones de manejo de gas y aceite, basado en la concentración de cloruros y la presión parcial del H₂S, modificada de⁹⁸

Adicionalmente se evaluó por medio de la Figura 5.37., los tipos de aleaciones recomendados para las condiciones de la Tabla 5.11. De esta forma se redujo el tipo de CRA que podrían ser viables a usarse. Cabe aclarar que, en esta última figura las aleaciones súper austeníticas se refieren a los Aceros inoxidable austeníticos altamente aleados y a las aleaciones Súper dúplex son Aceros inoxidable endurecidos por precipitación. En base a los criterios anteriores se determinó que las CRA más viables a ocuparse son las del tipo Aceros inoxidable austeníticos altamente aleados y Aceros inoxidable endurecidos por precipitación. Adicionalmente se considera que las aleaciones a base de titanio ofrecerán mejores características de resistencia, no solo desde el punto de vista de corrosión.

Tabla 5. 16 Rangos de aplicación de las aleaciones propuestas

Aleación	PREN	Temp (°C)	Pres. parcial del H ₂ S (psia)	Cloruro Mg/L	pH	Dureza máxima (HRC)	Tipo de CRA*
Alloy 31	54.45	130	100	65,000	≥ 3.5	< 35	AIAA
Alloy 25-6 Mo	47.25	130	100	65,000	≥ 3.5	< 35	AIAA
Alloy 450	20	120	18	CC	≥ 4.5	< 33	AIE
Ti-Grade 2	65.15	CC	CC	CC	CC	36-42	ABT

CC: significa que cualquier combinación o cantidad en ese parámetro puede aplicar sin sufrir fallas
 *: El significado de las abreviaciones está en la Tabla 5.15

En la Tabla 5.17. se muestran las CRA, elegidas y los rangos de aplicación de estas. Se debe tener en cuenta que los rangos de aplicación que aparecen, están basados en datos de la MR0175/ISO 15156-3 y están enfocados a la prevención del fenómeno de SCC. De igual forma se puede notar que en su mayoría las CRA mostradas entran dentro de los rangos de aplicación de manera sobrada, es decir, tienen un margen por debajo de los límites. A continuaciones describirán algunas características y aplicaciones de las aleaciones propuestas.

La Alloy 31 (N08031) es una aleación que se ha vuelto popular en procesos químicos y de transporte de hidrocarburos, como un material intermedio entre aceros inoxidable y aleaciones de base níquel, demostrando un buen comportamiento costo-beneficio para combatir los fenómenos de fisuramiento causados por corrosión, especialmente en ambientes donde la resistencia al agua de mar y al H₂S es requerida. También debido a su contenido de molibdeno y cromo, exhibe una excelente resistencia a fenómenos de corrosión localizada en soluciones neutras y ácidas.

Por su parte la aleación N08926 (Alloy 25-6 Mo), al igual que la anterior pertenece a la familia de aceros inoxidable austeníticos altamente aleados, debido a su contenido de molibdeno, esta exhibe mejores propiedades mecánicas que la Alloy 31, de igual forma presenta una excelente resistencia a la corrosión localizada, especialmente en ambientes con alto contenido de cloruros, por lo cual se utilizan principalmente en sistemas salobres y de aguas residuales.

En cuanto a la Alloy 450 (S45000), esta pertenece a la familia de los aceros inoxidable endurecidos por precipitación, por lo cual este tipo de aleaciones son sometidas a tratamientos térmicos para precipitar intencionalmente las fases, causando un fortalecimiento de la aleación y mejorando sus propiedades mecánicas en especial su resistencia, usándose principalmente para la elaboración de bombas y motores. A pesar de que estas aleaciones poseen una buena resistencia a la corrosión, su rango de aplicación con respecto al contenido de H₂S no es muy amplio, volviéndose más vulnerables a este, entre más aumente su fortalecimiento (propiedades mecánicas).

La Alloy Ti-Grade 2 (R50400) pertenece al grupo de las aleaciones de titanio, las cuales se clasifican por grados dependiendo de sus propiedades mecánicas y su composición. Este tipo de aleaciones se ha utilizado para todo tipo de industrias, debido a sus características y a su excelente resistencia a la corrosión tanto uniforme como localizada; el grado 2 es el más utilizado para servicios que requieran de resistencia a la corrosión, y ha sido empleado en la elaboración de equipo de fondo para pozos petroleros.

Tabla 5. 17 Comparación entre las diferentes aleaciones que se pueden utilizar para el Equipo BEC^{98,100,101,102,103}

Nombre comercial	UNS numero	Composición aproximada (% wt)	Precio *
Monel 400	N04400	0.3C + 2.5Fe + 2Mn + 0.5Si + 0.024S + 63Ni + Cu ^a	19.9
Inconel 625	N06625	0.1C + 20Cr + 5Fe + 0.5Mn + 0.5Si + 0.015S + 8Mo + 0.4Al+ 0.4 Ti + Ni ^a	20.25
Alloy 31	N08031	0.02C + 27Cr + 6.5Mo + 1.8Cu + 0.2N + 31Ni + Fe ^a	14.58
Alloy 25-6 Mo	N08926	0.02C + 19Cr + 2Mn+ 0.5Si + 0.03P+ 0.01S+ 6Mo + 0.15N + 0.5Cu + 24Ni + Fe ^a	15.37
Alloy 450	S45000	0.05C + 14Cr + 1Mn+ 1Si + 0.03P+ 0.03S+ 0.5Mo + 1.25Cu + 5Ni + Fe ^a	17
Ti-Grade 2	R50400	0.1C + 0.3Fe + 0.015H + 0.03N + Ti ^a	22.5

a: se encuentra en porciones para alcanzar el balance de 100 %
 *: El precio está dividido entre el valor del acero al carbón, si se quiere obtener el precio en alguna unidad se multiplica por el precio del acero al carbón

En cuanto a los precios de las aleaciones la Tabla 5.17., nos muestra una comparativa entre todas las aleaciones presentadas, que son factibles de usar bajo las condiciones presentadas en el pozo, señalando que estos valores de precio están en función (múltiplos) del valor del acero al carbón y aceros de baja aleación^{105,106,107}. En los datos puede notar que, en algunas aleaciones, la diferencia en cuanto a precio no es demasiada, como es el caso de las aleaciones Monel e Inconel, lo cual puede ser una de las razones por las cuales se ocupan frecuentemente estos materiales para la elaboración del Equipo BEC. Respecto a las demás aleaciones se puede notar que a medida que el contenido de Níquel disminuye el precio de la aleación lo hace también, esto es normal ya que como se mencionó antes, agregar níquel a una aleación es más caro que agregar otros elementos como Cromo o molibdeno. A pesar de esto, el Níquel sigue siendo uno de los mejores elementos que se puede agregar a las aleaciones para prevenir que fenómenos de Fisuramiento o agrietamiento se presenten, es decir, aumenta la resistencia las aleaciones al SCC^{94,96}. En el caso de la aleación 450 la razón de que su precio se eleve un poco puede ser debido a los procesos de endurecimiento a los que es sometida.

Aunque las aleaciones propuestas contienen menos cantidad de níquel, esto no significa que vayan a fallar por efectos de agrietamiento, siempre y cuando se respeten los límites presentados en la Tabla 5.17. Sobre todo, la dureza ya que estos límites están enfocados a la prevención de fenómenos de Agrietamientos o Fisuración de las aleaciones ya sea por influencia del H₂S, cloruros o temperatura, de igual forma el molibdeno y el níquel ayudan a la película de cromo de estas aleaciones a ser resistente a efectos de corrosión localizada como es el caso de picaduras, lo que se ve reflejado en su valor alto de PREN⁹⁶.

Para la CRA a base Titanio, al ser aleaciones altamente resistentes tanto a la corrosión en general como a la localizada, especialmente a los fenómenos de SCC, no tiene problemas para las condiciones presentes en el pozo, incluso en la MR0175/ISO 15156-3 se detalla que estas aleaciones son prácticamente inmunes al SCC en cualquier combinación de temperatura, pH, cloruros y Temperatura. Es importante señalar que la película de óxido que forma este tipo de aleaciones es muy resistente, estable y protectora, siendo afectada por muy pocas sustancias, la más notable sería el ácido fluorhídrico, también a diferencia de otras películas de óxido que son propensas a sufrir rupturas por efecto de la velocidad del fluido (corrosión por erosión) a velocidades usualmente bajas, la velocidad crítica para el titanio es de cerca de 90 ft/s.⁹⁷ En caso de que la película llegue a sufrir rupturas, al ser las aleaciones de titanio afines al oxígeno, estas pueden regenerarse al estar expuesta a pocas cantidades. Esto junto a su alta resistencia a la tensión hace que las aleaciones a base de Titanio sean muy factibles en ambientes corrosivos, y aunque en años atrás era un material bastante caro, actualmente con los avances tecnológicos en su fabricación su costo se ha visto disminuido y es considerado la competencia directa a las aleaciones a base níquel.

En base a los criterios de la MR0175/ISO 15156-2 es posible ocupar materiales como acero al carbón y aceros de baja aleación. En el caso de aceros al carbón para las condiciones de H₂S y temperatura se recomienda usar Aceros de grados L80 o C90 (ISO 11960 grades), en el caso de aceros de baja aleación se recomienda usar aleaciones con denominaciones UNS G41XX0 (como G41200) las cuales tienen Cromo y molibdeno, lo que le da una resistencia extra a la corrosión. En ambos casos para evitar el fenómeno de SCC se recomienda que la dureza máxima sea de 30 HRC y el esfuerzo mínimo de cadencia (SMYS) sea de 760 MPa (110 ksi).

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

El uso de sistemas BEC ha demostrado ser un método efectivo para la producción de aceites pesados y extra pesados, sin embargo, el principal problema asociado con su implementación en México ha sido el corto tiempo de vida, que en promedio es menos de 6 meses, en comparación con los instalados en otras regiones del mundo donde su promedio de vida es de 3 años. Esto se debe, en gran medida, a la falta de investigaciones aplicadas a equipos BEC que operan bajo las condiciones presentes en los Campos de México, las cuales son aceites pesados y con alto contenido de gases corrosivos (H_2S y CO_2), ya que la mayoría de investigaciones realizadas están enfocadas a condiciones menos severas y dirigidas hacia otros problemas como son: altos contenidos de gas y arena. La importancia de la investigación de equipos BEC expuestos a gases corrosivos es relevante ya que la mayor parte de las reservas en México son de aceites pesados y extrapesados que en la mayoría de los casos están asociados con estos gases.

La herramienta computacional Predict® y la metodología propuesta para obtener velocidades de corrosión, demostraron ser viables para el análisis de corrosión uniforme que pudiera presentarse en Equipos BEC, sobre todo para tener nociones de las tendencias futuras que tendrán parámetros que cambian durante la vida productiva de un pozo como son: Presión, Temperatura, Producción de agua y rendimiento de la bomba BEC, sobre el comportamiento de la corrosión. De igual manera ayudaron a identificar que la Bomba BEC es el componente en el cual se debe tener mayor precaución en la prevención de la corrosión, ya que es el que presenta las condiciones más adversas.

En un inicio se planteó la idea de que el contenido de gases corrosivos, en especial el H_2S , eran la principal causa de que los equipos BEC estuvieran fallando prematuramente en los campos de la Región Marina Noroeste. Sin embargo, al concluir esta investigación se ha encontrado que, si los materiales que se están ocupando en la Equipo son de aleaciones resistentes a la corrosión como son Monel e Inconel junto con un buen control de la corrosión por medio de la inyección de inhibidores, los equipos no deberían tener problemas desde el punto de vista de la corrosión.

A pesar de que se encontró que las aleaciones ocupadas y los métodos de control de corrosión son los adecuados en teoría, no se descarta la posibilidad de que la corrosión sea un factor importante que este influyendo en la disminución del tiempo de vida de los Equipos BEC. Ya que se demostró que, factores como: la presencia de gases corrosivos, la presencia de agua y su inclinación a aumentar y sobre todo la presión (en especial en la bomba), causan que las tendencias a la corrosión sean altas, por lo cual se podría presentar de alguna u otra forma. Se considera también que el Equipo BEC está conformado por bastantes partes móviles, las cuales están en contacto, y algunas de estas partes podrían estar hechas de aleaciones diferentes, como antes se mencionó: aceros al carbón, Monel e Inconel, etc. Estas condiciones pueden reducir el tiempo de vida del equipo debido a la presencia de corrosión por efecto de par galvánico, la cual es principalmente provocada por contacto de diferentes aleaciones. Y la cual se ve influenciada en escenarios donde: el inhibidor no llegue actuar apropiadamente, los materiales utilizados están muy alejados entre sí en la serie galvánica, no hubo un apropiado tratamiento de las aleaciones para el relevo de esfuerzos y finalmente, la falta de uso de empacadores para aislar los contactos entre materiales diferentes.

Recomendaciones

Es conveniente realizar una revisión del inhibidor de corrosión utilizado. Bajo las condiciones presentes el inhibidor recomendado a utilizar es uno fílmico, el cual genere una película protectora entre el metal y el medio corrosivo, siendo el factor más importante su eficacia o su porcentaje de inhibición que como arrojaron las simulaciones, debe de ser de al menos 90%. La evaluación del inhibidor debe estar enfocada en analizar si factores como el contenido de cloruros, la temperatura y sobre todo la velocidad del fluido afectan la adherencia del inhibidor y por lo tanto su eficiencia.

El desarrollo de una Base de Datos parecida a la ESP-RIFTS de CFER technologies, con información de los equipos BEC instalados en México, registrando el tiempo de vida de estos y el motivo de su falla, ayudaría a identificar la principal o las principales causas de fallo de los equipos BEC y por lo tanto brindaría los aspectos en los cuales se debe mejorar los diseños y las recomendaciones a seguir para extender el tiempo de vida de los Equipos.

Se podría ocupar acero al carbón o aceros de baja aleación al carbón en lugar de aleaciones como Monel e Inconel, ya que en base a las simulaciones realizadas se mostró el comportamiento que este tipo de materiales tendría bajo las condiciones que se están presentando en la región Marina... Sin embargo, es importante señalar que el inhibidor que se debe ocupar debe tener al menos entre 90 y 95% por ciento de eficiencia de inhibición para asegurar un buen control de la corrosión. De igual manera se debe considerar un espesor de material (tolerancia a la corrosión) de 10 mpy, especialmente en componentes como la Bomba BEC.

El uso de otros materiales para la elaboración del equipo BEC ya sea acero al carbón, o las CRA propuestas como: Alloy 31, Alloy 25 y Alloy 45. Podrían disminuir el costo de los componentes del equipo y por lo tanto si, la corrosión no es el problema principal que esté afectando el tiempo de vida del BEC, se podría garantizar que las pérdidas a los recursos invertidos sean menores. Debido a que los materiales propuestos tienen propiedades contra la corrosión muy similares a los utilizados actualmente (monel e Inconel), se estaría garantizando el mismo tiempo de vida con una menor inversión por el cambio de materiales. Aunque se cambien las aleaciones ocupadas, se debe tener en cuenta siempre el uso de un inhibidor, ya que a pesar de que las CRA forman una película protectora, esta es susceptible a sufrir rupturas las cuales provocarían la formación de corrosión localizada.

Es posible que las aleaciones a base Titanio puedan ser una alternativa para alargar los tiempos de vida en el/los equipos BEC, ya que al ser una aleación altamente resistente puede brindar y garantizar un amplio soporte, así como protección para los efectos de la corrosión y erosión por sólidos. En componentes como la bomba BEC, donde los fluidos son expuestos a altas velocidades debido al efecto centrifugo, la protección contra la corrosión ya sea con un inhibidor fílmico o una película de óxido protectora pueden verse afectados, por lo cual, una aleación como esta puede ser recomendable. Debe tomarse en cuenta que el precio de estas aleaciones es más elevado, no obstante, con los métodos de fabricación actuales y al paso de los años los precios de éstas han tendido a disminuir, lo cual las ha vuelto cada vez más competitivas con las aleaciones a base de níquel.

La mejor forma para seleccionar una aleación para elaborar los componentes del BEC, es realizar pruebas de laboratorio simulando las condiciones que se esperan en los pozos, con el fin de determinar el comportamiento de estos. En especial determinar qué tipo de corrosión se podría presentar y en base a esto determinar la mejor manera de controlarla.

Es conveniente realizar estudios acerca de que otros factores podrían estar impactando el tiempo de vida del sistema BEC, los dos más importantes a considerar serian: hacer una revisión del contenido de sólidos presentes en los fluidos para evaluar el posible efecto de erosión en el equipo, ya que en la base de datos ESP-RIFTS mostrada en el Capítulo II , se mostró que esta es una de las principales causas de falla en el equipo; el efecto e impacto que la formación de asfáltenos pueda tener en el equipo, ya que al ser aceites pesados, existe la posibilidad de la formación de estos por efecto del cambio de presión.

Referencias

1. Takacs, G. 2009. "Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance", primera edición. Burlington, Massachusetts, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing / Elsevier.
2. Stale, B. 2010. Artificial Lift (Junio 2010). "Electrical Submerged Pump, best practice and future demands within subsea applications". MS Thesis, Faculty of Science and Technology. University of Stavanger, Stavanger, Noruega.
3. Francisco Sánchez Arredondo, José Antonio Ruíz García, and Saúl Bautista Fragoso, 2007. "El BEC en México, Retrospectiva 1960-2006". Jornadas técnicas AIPM. Ciudad de México.
4. Clegg J.D., Bucaram S.M. and Hein Jr N.W. 1992. "New recommendations and comparisons for artificial lift method selection" Artículo de la SPE 24834
5. Brown, K. E., 1985 "The technology or artificial lift methods" Tulsa, Oklahoma, EUA: Pennwell Books.
6. Díaz-Zertuche, H. 2003. "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido", primera edición. Distrito Federal, México: Ediciones Gráficas Zeta.
7. Ansah, J., Al-Shehab, M. A., Al-Bani, F. A., Al-Quaimi, B. I., & Jacob, S. (2009, January 1). "Two-Zone Commingled Production Using Intelligent Well Completion Coupled with ESP Through a Hydraulic Disconnect Tool". SPE-120303-MS
8. M.A. Ali, SPE, Schlumberger, M. Shafiq, 2008. "Integrating ESP's with Intelligent Completion: Options, Benefits and Risks" Artículo de la SPE 120799.
9. Bettridge, J. M., Way, C. J., Daniel, S. B., Bird, E., Guatelli, V. J., & Jordan, J. P. (2007, January 1). "Cliffhead Intelligent Completion with Coiled Tubing Deployed ESP - Increased Production, Reduced Life-cycle Cost". SPE-108381-MS.
10. Pérez, A. y Caicedo, S.A. 2009. "Feasibility Study of Dual "Backup" Electrical Submersible Pump Based on Risk Analysis", SPE-120889-MS presentado en Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia, 31 Mayo – 3 Junio.
11. Skoczylas, P., Alhanati, F.J.S., Sheldon, J. y Trevisan, F. 2015. "Use of Run-Life Measures in Estimating Artificial Lift System Reliability". SPE-173908-MS presentado en SPE Progressing Cavity Pumps Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 31 Marzo – 1 Abril.
12. N.E. Bougherara, K. Si Ahmed y A. Algdamsi. 2011. "Improving ESP Lifetime Performance Evaluation by Deploying an ESP Tracking and Inventory Management System". SPE-144562
13. Alhanati, F. J. S., & Trevisan, F. (2012, April 30). "Reliability Gaps in ESP Technology for Deepwater Applications. Offshore Technology Conference". OTC 23341-MS
14. Sur, P.E.y.P.P.R., Presentación: Impactos económicos y productivos de la implantación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrocentrífugo (BEC), en el complejo A. J. Bermúdez. Noviembre 2012.
15. Alhanati, F.J.S. 2008. "Pitfalls to Avoid in Assessing Artificial Lift Run-Life Performance". Presentado como SPE Distinguished Lecture durante la temporada 2009 – 2010; Mayo 2010 en Irán.
16. C-FER Technologies. 2015. "Electric Submersible Pump – Reliability Information and Failure Tracking System ESP-RIFTS", <http://jip.esprifts.com/> (Consultada diciembre 2015).
17. Granados, K. 2015. "Predicción Y Análisis De Fallas En Sistemas De Bombeo Electrocentrífugo Sumergido". BD Tesis, Facultad de Ingeniería. Universidad Autónoma de México, México. (Febrero 2016).
18. Tejada, S.L., Salas, J. M., "Glosario de términos de corrosión", Facultad de Química UNAM, México, 1995
19. Intcover. La corrosión en el campo petrolero. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.intcover.com/pdfs/ct-corrosion.pdf>. [Consulta: 27 de junio de 2.006].
20. Cerrud, S., Ortiz, A., "Corrosión y Protección", UNAM Facultad de ingeniería, México, 2003.
21. Ávila, J., Genesca, J., "Más allá de la herrumbre I", Ed. Fondo de Cultura Económica, Primera edición, 1986, México.
22. Valle, M., Perez, T., "El fenómeno de la corrosión en estructuras de concreto reforzado", Publicaciones técnicas IMT No. 182, Querétaro, 2001.
23. Videla, H. A., Salvarezza, R. C., "Introducción a la corrosión microbológica". Biblioteca Mosaico. Librería Agropecuaria, Buenos Aires, Argentina, 1984.

24. <http://www.gastechnology.org>, Reporte Anual "Microbiologically Influenced Corrosion in the Natural Gas Industry", Instituto de Investigación del Gas, Chicago IL, 1989.
25. Videla, H. A., "Manual of Biocorrosion", Lewis publisher, U. S. A., 1996.
26. Bard A.J., Faulkner L.R., Electrochemical Methods, Fundamental and Applications, John Wiley and Sons, USA, 2001.
27. Fontana M.G., Corrosion Engineering, Editorial McGraw-Hill. México, 1986.
28. Jones D.A., Principles and Prevention of Corrosion, 2nd Edition, Prentice-Hall, U.S.A., 1996.
29. Genescá J. Técnicas Electroquímicas para el Control y Estudio de la Corrosión, UNAM, México, 2002
30. Roberge P.R., Handbook of Corrosion Engineering, Ed. McGraw-Hill, U.S.A., 2000.
31. Bockris, J., Reddy, A. Electroquímica Moderna Vol. 1 y 2, Editorial Reverté, 1980.
32. Hernández, M. A., "Técnicas electroquímicas aplicadas al estudio de la corrosión de una aleación Al-Zn-In en función de la concentración de NaCl", Tesis de maestría en Ingeniería Química Metalúrgica, UNAM, Facultad de Química, 2001.
33. Orozco, R., "Corrosión de aleaciones utilizadas en platos separadores de celdas de combustible de carbonatos fundidos", Tesis de maestría en ciencia de materiales, UNAM, Facultad de Química, 2001.
34. Arzola, S., "Técnicas electroquímicas aplicadas al estudio de la corrosión de un acero al carbono: influencia de la concentración de Na₂SO₄", Tesis de maestría en metalurgia, UNAM, Facultad de Química, 2001.
35. Winston, R. R. (editor), "Uhlrig's Corrosion Handbook", 2nd Edición, Ed. Electrochemical Society Series, New York, Marzo 2000.
36. Dawson J.L., Electrochemical Noise Measurement: The definitiva In-Situ Technique for Corrosion Applications?, Electrochemical/ Noise Measurement for Corrosion Applications, ASTM STP, ASTM, 1996.
37. Robert Cottis, Stephen Turgoose, Electrochemical/ impedance and Noise, NACE, Houston, Tx, (1999).
38. L. L. Shreir, R, A, Jarman, G. T. Burstein, Corrosion Control, vol. 2, 3a Ed., 1994, Editorial Butterworth Heinemann, p. 17:10, 17:32.
39. B. Obot, N. O. Obi-Egbedi, "Theoretical study of benzimidazole and its derivates and their potential activity as corrosion inhibitors ", Corrosion Science, Vol. 52, 2010, p. 657 – 660.
40. Efirid K. D., Galvanic Corrosion in Oil and Gas Production, galvanic Corrosion, ASTM STP, H. P. Hack., American Society for Testing and materials, Philadelphia, 1988. Pags, 260-281.
41. Kermani M. B. and Morshed A., Carbon Dioxide Corrosion in Oil and gas Production a Compendium, Vol 59, No 8, Agosto 2003, pags, 659-683
42. Nestic S., Postlethwaite I, Vrhovac M., Corrosion Reviews 15, 1-2 1997, pags, 211-240.
43. Yunny M. V. Tres Métodos Para Evaluar la Velocidad de Corrosión, Ingeniería Hidráulica México, Enero-Abril, México 1991, pags, 21-35.
44. Newski M., y otros. "Estudio del Comportamiento de Materiales OCTG API de grado J-55 y N-80 y de Acero Inoxidable de 13% Cromo en Ambientes Corrosivos Contaminados con CO₂". Informe Técnico, PDVSA-Intevep, Los Teques-Venezuela, pp. 2-4, 22, (diciembre de 1.985).
45. Ueda, M. e Ikeda, A. "Effect of Microstructure and Cr Content in Steel on CO₂ Corrosion". Corrosion/96, NACE, Paper N° 13, pp. 13/2, 13/9, (1.996).
46. Vines, E. "Estudio de la Susceptibilidad a la Corrosión de un Acero grado API T-95 en Ambientes con Presencia de CO₂/H₂S". Trabajo especial de grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas-Venezuela, pp. 6, 15-17, 19-21,25-30, 30, 46, (junio 2.006).
47. Méndez, C. y otros. "Efecto del Acople Galvánico de los Aceros L-80 y 13% Cr". Informe Técnico, PDVSA-Intevep, Los Teques-Venezuela, p. 5, (diciembre de 1.997).
48. Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR), "HYDROGEN SULFIDE", Chemical and physical Information, CAS # 7783-06-4, Atlanta U.S.A Junio 1999, fecha de consulta: 4/10/2003, p. 105-107. <http://www.atsdr.cdc.gov/MHM/mmg114.htm>
49. X.L. Cheng, H.Y. Ma, J. P: Zhang, X. Cheng, S. H. Cheng, H. a. Yang, Corrosion 54, 5 (1998) 369.
50. Kane RO., Effects of H₂S On the Behavior of Engineering Alloys: A Review of Literature and Experience. Hot topics Intercorr. - CLI International, Inc. 1999.
51. Colwell J. A, Payer J. H., Boyd W. K., "Performance of Steel in High Pressure Environments containing low H₂S Concentrations", CORROSION/86 Paper 168 (Houston. TX: NACE, 1986)

52. N. Seki, T. Kotera, T. Nakasawa, "The Evaluation of Environmental Condition and the Performance of one pipe Steels under Wet Sour Gas", CORROSION/82, Paper 82131 (Houston. TX: NACE, 1982).
53. F. H. Meyer, O.L. Riggs, R.L. Mc Glasson, J.D. Sudbury, Corrosion 14 (1958) 69.
54. F.A Prange, Corrosion 6, Jan. (1950) 26.
55. C. Milton, Corrosion 22, 7 (1966) 191.
56. R A Berner, Science 137 (1962) 669.
57. RA Berner, Amer. J. Sci. 265 (1967) 773
58. R A Berner, Geochim. Cosmochim. Acta 27 (1963) 563.
59. P.H. Tewary, AB. Campbell, J. of Phys. Chem. 80, 17 (1976) 1844.
60. P.H. Tewary, M.G. Bailey, AB. Campbell, Corros. Sci. 19 (1979) 579.
61. J. W. Morse, F.J. Millero, J.C. Cornwell, D. Rickard, Earth-Science Reviews, 24 (1987) 1.
62. T. Hemmingsen, H. Vangdal, T. Valand, Corrosion 48, 6 (1992) 475.
63. Smith, S. N.1994. "Prediction of Minimum H2S Levels Required for Slightly Sour Corrosion NACE".
64. ANSI/NACE MR0175/ISO15156 Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H2S-containing environments in oil and gas production, (2015)
65. Koteeswaran, M.2010. CO2 and H2S Corrosion in Oil Pipelines, University of Stavanger.Zhu, J., & Z. H.-Q. (2016). "Mechanistic modeling and numerical simulation of in-situ gas void fraction inside ESP impeller". Tulsa: Journal of Natural Gas Science and Engineering.
66. Zhu, J., & Z. H.-Q. (2016). "Mechanistic modeling and numerical simulation of in-situ gas void fraction inside ESP impeller". Tulsa: Journal of Natural Gas Science and Engineering.
67. Zhu, J., and Zhang, H.-Q., 2018. "A review of experiments and modeling of gas-liquid flow in electrical submersible pumps". Energies, 11, 180
68. Zhu, J., 2017. "Experiments, CFD simulation and modeling of ESP performance under gassy conditions". PhD Dissertation, the University of Tulsa, Tulsa, OK, USA
69. Wiesner, F.J., 1967. "A review of slip factors off centrifugal impeller". J. Eng. Power, 89(4), 558-566.
70. Centrillift Electrical Submersible Pump & Equipment Catalog, Jan. 1979 y Feb. 1991.
71. Huerta, J. L., & Salas Munguía, J. (s.f.). "Análisis de Operación y Mantenimiento de Bombas Centrifugas en Pemex, Gas y Petroquímica Básica". Distrito Federal: Facultad de Ingeniería UNAM
72. Coltharp, E. D.: "Subsurface Electrical Centrifugal Pumps." JPT, April 1984, 645–52.
73. Stepanoff, A. J., 1957. "Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design and Application", 2nd Edition. New York, NY, USA: John Wiley & Sons.
74. Alhanati, F. (1993). "Bottom Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installations". PhD Dissertation: University of Tulsa.
75. Bannwart, A., Sassim, N. A., Estevam, V., Biazussi, J., & Monte Verde, W. (2013). "Gas and Viscous Effects on the ESPs Performance". Cartagena, Columbia: SPE- 165072-MS.
76. Bedrin, V. G., Khasanov, M. M., Khabibullin, R. A., Krasnov, V. A., Pashali, A. A., Litvinenko, K. V., Prado, M. (2008). "High GLR ESP Technologies Comparison, Field Test Results (Russian)". SPE Russian Oil and Gas Technical.
77. Tovar, C. (1998). Sizing and Selecting ESP for Heavy Crude Oil Applications. Paper Presented at the ESP Workshop held in Houston, April 29-MAY 1.
78. Turzo, Z., Takacs, G. and Zsuga, J.: "Equations Correct Centrifugal Pump Curves for Viscosity." OGI, May 29, 2000, 57–61.
79. John M. Campbell & Co. (2009). Considering the Effect of Crude Oil Viscosity on Pumping Requirements. Petro Skills, www.jmccampbell.com.
80. Ramirez, M., & Martinez, J. F. (2017, April 24). "Design, Operation, Diagnosis, Failure Analysis and Optimization of ESP Systems in Wells with Great Depths, High Temperature, High GOR and High Concentrations of CO2, N2, H2S in Samaria Luna Field." SPE MS-185275
81. PEMEX. (15 de abril de 2011). Aseguramiento de Flujo con Sistema Artificial BEC Incluyendo el Equipo Superficial y Subsuperficial. México.
82. Seagraves, S., & Wu, Y. (1996). Comparison of Scale Index Calculations and Two Predictive Models. Denver, Colorado: SPE NACE-96186.
83. King, D. G., Traylor, F. T. and Stewart, R. E.: "Abrasion Technology for Electric Submergible Pumps". Paper SPE 12199 presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, October 5–8, 1983.

84. Camacho, A., Pastre, L. F., Boyce, S., & Macdonald, J. (2016, November 30). "High-Reliability ESP Application in the North Sea". SPE. MS-184171
85. McPhee, C. A., Farrow, C. A., & McCurdy, P. (2007, May 1). "Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples". SPE. PA-98110
86. Allen-Bradley. (s.f.). Variable Frequency Drives Optimize Performance and Protection of Offshore Oil Electric Submersible Pumps. Application Notes
87. Sikes, M. A., Adams, D. L., Qi, J., & Wonitoy, K. (2011, January 1). H2S Challenges Presented to ESP Systems. SPE. MS-141170-MS
88. Agarwal DC, Akid R. Handbook of advanced materials-enabling new designs. Hoboken (NJ): John Wiley and Sons; Inc.; 2004.
89. Mostafaei A, Peighambari SM, Nasirpouri F, Failure analysis of Monel packing in atmospheric distillation tower under the service in the presence of corrosive gases, Eng Fail Anal, 2013, 28: 241–251.
90. Tecnologías en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles. Artículo Técnico Schlumberger. E.U.A 2007. Chad Bremner, Grant Harris, Alex Cosmala Pág. 34-49.
91. API, "Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations", Third edition, July 2002, API 11S4
92. "Reporte de estudio PVT, reporte de propiedades del fluido. Ayatsil 1," Schlumberger, 2007.
93. Donald D. Deford, "The Application of the Bronsted Concept to the Calculation of pH in Systems Involving Two Acid-Base Couples", Analytica Chimica Acta, 1951, pp. 352-356.
94. Wei Li, B.F.M. Pots, Bruce Brown, Kok Eng Kee, Srdjan Nestic, "A direct measurement of wall shear stress in multiphase flow—Is it an important parameter in CO2 corrosion of carbon steel pipelines", Corrosion Science, Volume 110, 2016, Pages 35-45
95. Rebak, R. B., & Perez, T. E. (2017, April 27). Effect of Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide on the Localized Corrosion of Carbon Steels and Corrosion Resistant Alloys. NACE International.
96. Honeywell International, Inc. 2013. "Selection of Corrosion Resistant Alloys Through Environment Specifications", Honeywell Socrates 9.1.
97. Philip A. Schweitzer. 2007. "Corrosion Engineering Handbook: Fundamentals of Metallic corrosion". Broken Sound Parkway, NW: CRC Press/Taylor and Francis Group
98. R. B. REBAK. 2011. "Stress corrosion cracking (SCC) of nickel-based alloys", Woodhead Publishing Limited, 2011, Pages 273-306
99. Wilhelm, S. M., & Kane, R. D. (1986, October 1). Selection of Materials for Sour Service in Petroleum Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16040-PA
100. Reisman, L., & Burns, S. (s.f.-a). "Metal Prices- Steel, Aluminum, Copper, Stainless, Rare Earth, Metal Prices, Forecasting | MetalMiner Sourcing & Trading Intelligence for Global Metals Markets.", Recuperado 6 junio, 2019, disponible en: <https://agmetalmminer.com/metal-prices/>
101. Steel Tubes India. (s.f.). ERW Steel Tubes and Seamless Pipe manufacturers in India. Recuperado 7 junio, 2019, disponible en: <https://www.stindia.com/>
102. Aries Alloys. (s.f.). United Performance Metals. Recuperado 7 junio, 2019, disponible en: <https://www.ariesalloys.com/>
103. SP Metal India. (s.f.). SS Pipe manufacturer & stockist stainless steel Metal India. Recuperado 7 junio, 2019, disponible en: <https://www.spmetal.net/>
104. Ak Steel. (s.f.). Carbon steel price Book. Recuperado 7 junio, 2019, disponible en: <https://www.aksteel.com/sites/default/files/inline-files/CarbonPriceBook201612.pdf>
105. [Página de compra de materiales]. (s.f.). Alibaba.com. Recuperado 7 de junio, 2019, disponible en: https://www.alibaba.com/Minerals-Metallurgy_p9?spm=a2700.9161164.11.1.6b484e02PcdhJV
106. [Página de compra de materiales]. (s.f.). Made-in-China.com. Recuperado 7 de junio, 2019, disponible en: <https://wuxiqingniao.en.made-in-china.com/>
107. [Página de compra de materiales]. (s.f.). indiamart. Recuperado 7 de junio, 2019, disponible en: <https://dir.indiamart.com/indianexporters/metal-pipes-tubes.html>

Anexo A. Corrección de la curva de comportamiento de la Bomba y cálculo del esfuerzo de corte

➤ Corrección de la curva de comportamiento.

Existen distintos métodos y correlaciones para poder obtener la correlación de la curva de comportamiento de la Bomba BEC, por efecto de la viscosidad de los fluidos. Sin embargo, el método desarrollado por el instituto de hidráulica y modificado por Turzo⁷⁸ et al. ha probado ser, un método de corrección bastante razonable, especialmente para fluidos con altas viscosidades, ya que su rango de aplicación abarca fluidos de hasta 100 cp.

Este método está basado en el cálculo de factores de corrección y las siguientes ecuaciones.

$$q_{visc} = C_q q_w \quad (1)$$

$$H_{visc} = C_H q_w \quad (2)$$

$$\eta_{visc} = C_\eta \eta_w \quad (3)$$

Para el cálculo de los factores de corrección se utilizó el siguiente modelo numérico.

$$q^* = \exp\left(\frac{39.5276 + 26.5605 \ln(v) - \gamma}{51.6565}\right) \quad (4)$$

Donde v es la viscosidad cinemática en Centi-Stokes (cSt), el término γ se calcula con la carga y el gasto (q) en 100 GPM, medidos en el mejor punto de eficiencia (BEP)

$$\gamma = -7.5946 + 6.6504 * \ln(H_{wBEP}) + 12.8429 * \ln(Q_{wBEP}) \quad (5)$$

q^* es usado para el cálculo del coeficiente de flujo (C_q) y el coeficiente de eficiencia (C_η)

$$C_q = 1.0 - 4.0327 * 10^{-3} * q^* - 1.724 * 10^{-4} * (q^*)^2 \quad (6)$$

$$C_\eta = 1.0 - 3.3075 * 10^{-2} * q^* + 2.8875 * 10^{-4} * (q^*)^2 \quad (7)$$

Para los coeficientes de carga, se seleccionan cuatro puntos (60%, 80%, 100%, 120%) del gasto en BEP para obtener la curva de comportamiento, y se calculan usando las siguientes formulas:

$$C_{H0.6} = 1.0 - 3.68 * 10^{-3} * q^* - 4.36 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (8)$$

$$C_{H0.8} = 1.0 - 4.4723 * 10^{-3} * q^* - 4.18 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (9)$$

$$C_{H1.0} = 1.0 - 7.00763 * 10^{-3} * q^* - 1.41 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (10)$$

$$C_{H1.2} = 1.0 - 9.01 * 10^{-3} * q^* + 1.31 * 10^{-5} * (q^*)^2 \quad (11)$$

Considerando que el fluido que se maneja es de 40 cp. y con una densidad de 1.003 g/cm³ se generaron los siguientes resultados para los coeficientes de corrección, Tabla A.1.

Tabla A. 1 Calculo de los factores de Corrección de la Bomba BEC

$H_{wBEP}(ft)$	35	q^*	8.2651
$Q_{wBEP} (100GPM)$	2.596	γ	28.30
C_q	0.9548	C_η	0.7463
$C_{H0.6}$	0.9666	$C_{H0.8}$	0.96018
$C_{H1.0}$	0.9411	$C_{H1.2}$	0.9264

A partir de los factores calculados se corrigieron los valores originales de la curva de comportamiento de la bomba BEC, cabe aclarar que los valores originales son generados a partir de pruebas realizadas con la bomba utilizando agua como fluido.

Tabla A. 2 Datos originales y corregidos de la curva de comportamiento de la Bomba SN8900

Datos originales			
Punto	Q (bpd)	H (ft)	Eff. (%)
0.6 BEP	5340	43	55
0.8 BEP	7120	39	64.5
BEP	8900	35	69.9
1.2 BEP	10680	28	65
Datos Corregidos			
Punto	Q (bpd)	H (ft)	Eff. (%)
0.6 BEP	5099.122093	41.5640434	41.0494955
0.8 BEP	6798.829458	37.4470246	48.1398629
BEP	8498.536822	32.9391098	52.170177
1.2 BEP	10198.24419	25.9399164	48.5130401

En la Figura A.1, se puede apreciar gráficamente los datos de la Tabla A.2., y la comparación entre la curva original y la corregida.

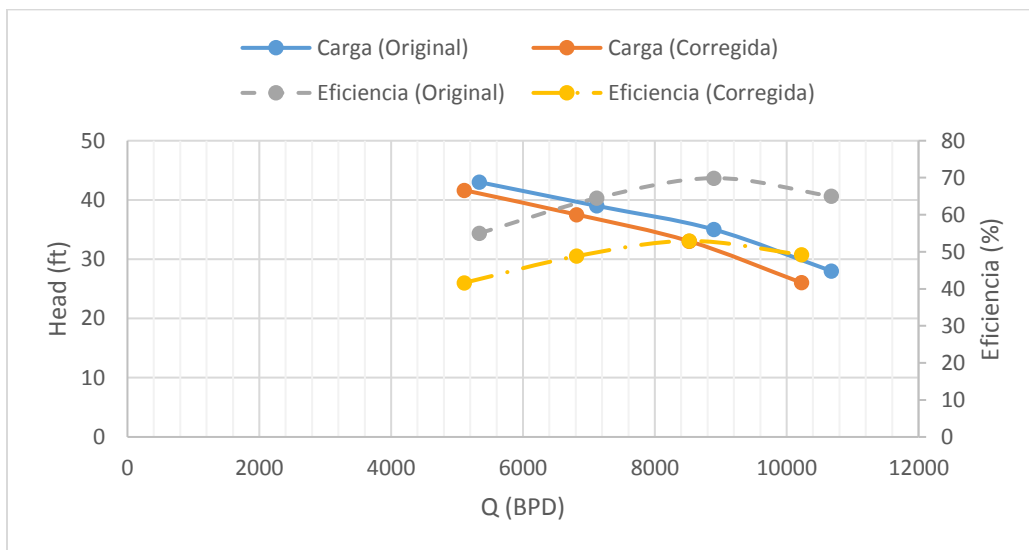


Figura A. 1 Comparación de las curvas de comportamiento de la Bomba SN8900

➤ Cálculo del esfuerzo de corte

Se calculó la curva ideal del comportamiento de la bomba, mediante la ecuación de Euler (Ecuación 12). Usando el criterio de Stepanoff, el cual nos dice que en el punto de mejor eficiencia (BEP) las pérdidas que influyen principalmente en el comportamiento de la bomba son las relacionadas con la fricción, la cual, se considera un 30% menos de la carga ideal.

$$H_E = \sigma_s \frac{U_2^2}{g} - \frac{U_2 C_{2M}}{g \tan \beta} \quad (12)$$

Donde:

H_E = carga de Euler [m]

σ_s = es el coeficiente de resbalamiento calculado por $\sigma_s = 1 - \frac{\sqrt{\sin \beta_2}}{Z_l^{0.7}}$ [adm]

U_2 = es la velocidad tangencial a la salida del impulsor calculada por $U_2 = \Omega R_2$ [m/s]

Ω = la velocidad angular del impulsor $\Omega = \frac{2\pi N}{60}$ [rad/s]

N = es la velocidad rotacional [rpm]

Z_l = es el número de aspas del impulsor [adm]

R_2 = es el radio exterior del impulsor [m]

β_2 = es el Angulo de salida del impulsor [deg]

g = aceleración gravitacional [m/s^2]

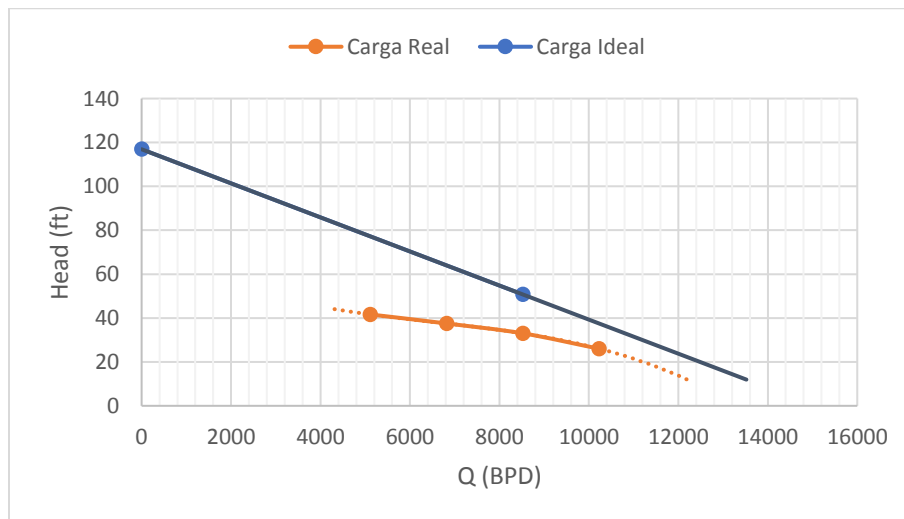


Figura A. 2 Comparación entre el comportamiento ideal y Real de la Bomba

En base a los resultados del comportamiento ideal (Figura A.2), generado por la ecuación de Euler, se calcula el componente de la velocidad, el cual nos dará la referencia de la velocidad a la cual se mueven los fluidos.

$$C_2 = \sqrt{C_{2M}^2 + \left(U_2 - \frac{C_{2M}}{\tan \beta_2} \right)^2} \quad (13)$$

Donde:

C_2 = velocidad absoluta del fluido a la salida del impulsor [m/s]

C_{2M} = es la velocidad meridional a la salida del impulsor calculada por $C_{2M} = \frac{Q}{(2\pi R_2 - Z_l T_B) y_l}$ [m/s]

Q = gasto de la bomba [m³/s]

T_B = espesor de las aspas del impulsor [m]

y_l = altura del impulsor [m]

En la Figura A.3, se puede observar los triángulos de velocidad a partir de los cuales se generaron las formulas previamente presentadas. Los valores de velocidad generados se compararon con datos generados por modelos CFD de bombas BEC, obteniéndose resultados aproximados.

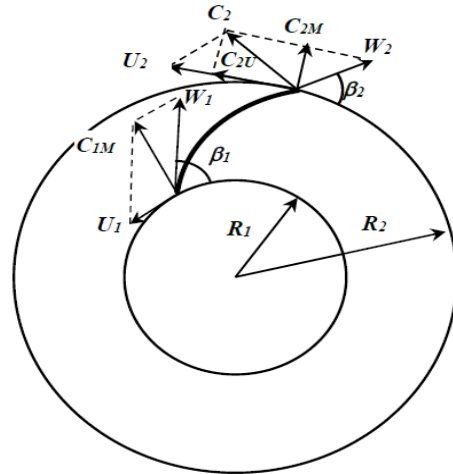


Figura A. 3 Triángulos de Velocidad

Una vez generadas las velocidades, se calculó el esfuerzo de corte respectivo mediante el método de Wei Li et al. Ecuación 14, la cual toma en cuenta el efecto de las propiedades de los fluidos como son viscosidad y densidad.

$$\tau_s = \frac{1}{2} \rho_{avg} C_f V_{avr}^2 \quad (14)$$

Donde:

τ_s = esfuerzo de corte [Pa]

ρ_{avg} = densidad promedio de la mezcla de fluidos [kg/cm³]

V_{avr} = Velocidad promedio [m/s]

C_f = factor de fricción de Fanning para flujo por canales calculado por $C_f = 0.0376 Re^{-1/6}$ [adm]

Re = número de Reynolds calculado por $\frac{\rho_{avg} D V_{avg}}{\mu_{avg}}$ [adm]

μ_{avg} = viscosidad promedio [Pa*s]

D = Diámetro [m]

En la Tabla A.3, se pueden observar los resultados obtenidos para los puntos importantes de operación de la bomba BEC.

Tabla A. 3 Velocidad y Esfuerzo de Corte generados para distintos puntos de operación de la Bomba

Punto	0.6 BEP	0.8 BEP	BEP	1.2 BEP
Velocidad (m/s)	4.093	5.46	6.24	8.186
Esfuerzo de corte (Pa)	59.2711	98.1425723	127.64	199.3635

Anexo B. Tablas de resultados destacados generados por el simulador Predict®

Tabla A. 4 Resultados generados de Predict al variar el contenido de H₂S en la bomba BEC

500 a 900 ppm de H ₂ S (0.582 a 1.048 %mol)				500 ppm (1.698 %mol CO ₂)	700 ppm (2.377 %mol CO ₂)	900 ppm (3.056 %mol CO ₂)				
Temperatura (°F)	Presión (Psia)	Producción de Aceite (BPD)	Producción de Agua (BPD)	H ₂ S (vap) mol%	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del sistema	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del sistema	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del sistema
231	1163.64	7308.5	800	0.582	20.282	5.773	26.13	5.691	31.531	5.63
231	1163.64	7308.5	800	0.629	21.031	5.761	26.863	5.682	32.276	5.622
231	1163.64	7308.5	800	0.675	21.78	5.75	27.581	5.673	33.021	5.615
231	1163.64	7308.5	800	0.722	22.527	5.739	28.312	5.665	33.764	5.608
231	1163.64	7308.5	800	0.768	23.277	5.728	29.029	5.657	34.507	5.601
231	1163.64	7308.5	800	0.815	24.025	5.718	29.759	5.649	35.248	5.594
231	1163.64	7308.5	800	0.862	24.775	5.708	30.491	5.641	35.99	5.587
231	1163.64	7308.5	800	0.908	25.523	5.698	31.205	5.633	36.729	5.581
231	1163.64	7308.5	800	0.955	26.272	5.689	31.935	5.626	37.469	5.574
231	1163.64	7308.5	800	1.001	27.019	5.68	32.648	5.619	38.207	5.568
231	1163.64	7308.5	800	1.048	27.768	5.671	33.377	5.612	38.941	5.562

Tabla A. 5 Resultados generados de Predict al variar el contenido de CO₂ en la bomba BEC

500 a 900 ppm de CO ₂ (1.698 a 3.056 %mol)					500 ppm (0.582 %mol H ₂ S)	700 ppm (0.815 %mol) de H ₂ S	900 ppm (1.048 %mol) de H ₂ S			
Temperatura (°F)	Presión (Psia)	Producción de Aceite (BPD)	Producción de Agua (BPD)	CO ₂ (vap) mol%	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del Sistema	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del sistema	Velocidad de Corrosión (mpy)	pH del sistema
231	1163.64	7308.5	800	1.698	20.502	5.769	24.137	5.717	27.767	5.671
231	1163.64	7308.5	800	1.834	21.632	5.752	25.265	5.702	28.893	5.658
231	1163.64	7308.5	800	1.97	22.76	5.736	26.393	5.688	30.018	5.646
231	1163.64	7308.5	800	2.105	23.88	5.72	27.511	5.674	31.133	5.634
231	1163.64	7308.5	800	2.241	25.007	5.705	28.637	5.661	32.255	5.623
231	1163.64	7308.5	800	2.377	26.135	5.691	29.759	5.649	33.376	5.612
231	1163.64	7308.5	800	2.513	27.262	5.677	30.886	5.637	34.495	5.601
231	1163.64	7308.5	800	2.649	28.389	5.664	32.009	5.625	35.612	5.591
231	1163.64	7308.5	800	2.784	29.506	5.651	33.122	5.614	36.719	5.581
231	1163.64	7308.5	800	2.92	30.629	5.639	34.24	5.603	37.832	5.571
231	1163.64	7308.5	800	3.056	31.752	5.628	35.358	5.593	38.941	5.562

Tabla A. 6 Resultados generados de Predict al variar el contenido de H₂S y CO₂ en la bomba BEC

Principales Iones en el Agua y Variando el contenido de H ₂ S y CO ₂ de 640 a 960 ppm										Entrada de la Bomba 231 °F y 1163.64 Psia		Salida de la Bomba 235 °F y 2454.62 Psia	
Producción de Aceite (BPD)	Producción de Agua (BPD)	Cloruros (ppm)	Sulfatos (ppm)	Acetatos (ppm)	Bicarbonatos (ppm)	CO ₂ (vap) mol%	H ₂ S (vap) mol%	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del Sistema	Velocidad De Corrosión (mpy)	pH del Sistema		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.173	0.745	26.985	5.68	45.11	5.531		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.281	0.782	28.456	5.663	47.56	5.514		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.39	0.819	29.933	5.647	50.03	5.498		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.499	0.857	31.423	5.631	52.49	5.483		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.607	0.894	32.888	5.616	54.89	5.469		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.716	0.931	34.364	5.602	57.26	5.455		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.825	0.968	35.825	5.589	59.57	5.442		
7308.5	800	22050	900	522	386	2.933	1.005	37.282	5.576	61.78	5.431		
7308.5	800	22050	900	522	386	3.042	1.043	38.757	5.563	63.92	5.419		
7308.5	800	22050	900	522	386	3.151	1.08	40.213	5.551	65.95	5.409		
7308.5	800	22050	900	522	386	3.259	1.117	41.659	5.54	67.84	5.400		

Tabla A. 7 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo el intervalo 3916 m a 2565.9 m (Motor y Sello)

Cond.	Temp. (°F)	800 Pres. (psia)	Prof. (m)	Qo (BPD)	Qw (BPD)	μ _o (cp)	μ _w (cp)	pH	Sin efectos Adicionales					Velocidad de corrosión (mpy)				
									Película Protectora	Inhibidor Ef. 50-75%	Inhibidor Ef. 85-75%	Inhibidor Ef. 85-95%	Inhibidor + Película Protectora (85-75%)					
500 ppm de CO₂ y H₂S																		
231	1163.64	2565.93	6300	700	40	0.68	5.602	5.603	1.079	2.802	1.401	0.841	0.2698					
232.7	1356.184	2700.94	6300	700	40	0.68	5.557	6.666	1.309	3.333	1.667	1	0.3273					
234.4	1548.728	2835.95	6300	700	40	0.68	5.519	7.739	1.551	3.869	1.935	1.161	0.3878					
236.1	1741.272	2970.95	6300	700	40	0.68	5.487	8.819	1.806	4.41	2.205	1.323	0.4516					
237.8	1933.816	3105.96	6300	700	40	0.68	5.459	9.908	2.077	4.954	2.477	1.486	0.5193					
239.5	2126.36	3240.97	6300	700	40	0.68	5.435	11.005	2.365	5.502	2.751	1.651	0.5912					
241.2	2318.904	3375.97	6300	700	40	0.68	5.413	12.11	2.673	6.055	3.027	1.816	0.6681					
242.9	2511.448	3510.98	6300	700	40	0.68	5.394	13.223	3.002	6.612	3.306	1.984	0.7506					
244.6	2703.992	3645.99	6300	700	40	0.68	5.377	14.347	3.356	7.173	3.587	2.152	0.8391					
246.3	2896.536	3780.99	6300	700	40	0.68	5.362	15.48	3.74	7.74	3.87	2.322	0.9350					
248	3089.08	3916.00	6300	700	40	0.68	5.347	16.625	4.156	8.313	4.156	2.494	1.0389					
231	1163.64	2565.93	6300	700	40	0.68	5.602	9.389	1.808	4.695	2.347	1.408	0.4520					
232.7	1356.18	2700.94	6300	700	40	0.68	5.557	11.075	2.174	5.537	2.769	1.661	0.5435					
234.4	1548.73	2835.95	6300	700	40	0.68	5.519	12.76	2.557	6.38	3.19	1.914	0.6393					
236.1	1741.27	2970.95	6300	700	40	0.68	5.487	14.445	2.959	7.222	3.611	2.167	0.7397					
237.8	1933.82	3105.96	6300	700	40	0.68	5.459	16.132	3.382	8.066	4.033	2.42	0.8455					
239.5	2126.36	3240.97	6300	700	40	0.68	5.435	17.822	3.831	8.911	4.455	2.673	0.9576					
241.2	2318.90	3375.97	6300	700	40	0.68	5.413	19.516	4.307	9.758	4.879	2.927	1.0768					
242.9	2511.45	3510.98	6300	700	40	0.68	5.394	21.217	4.817	10.609	5.304	3.183	1.2042					
244.6	2703.99	3645.99	6300	700	40	0.68	5.377	22.925	5.363	11.463	5.731	3.439	1.3407					
246.3	2896.54	3780.99	6300	700	40	0.68	5.362	24.643	5.953	12.322	6.161	3.697	1.4883					
248	3089.08	3916.00	6300	700	40	0.68	5.347	26.372	6.593	13.186	6.593	3.956	1.6483					
800 ppm de CO₂ y H₂S																		
231	1163.64	2565.93	6300	700	40	0.68	5.602	10.644	2.049	5.322	2.661	1.597	0.5123					
232.7	1356.18	2700.94	6300	700	40	0.68	5.557	12.526	2.459	6.263	3.132	1.879	0.6148					
234.4	1548.73	2835.95	6300	700	40	0.68	5.519	14.405	2.886	7.202	3.601	2.161	0.7214					
236.1	1741.27	2970.95	6300	700	40	0.68	5.487	16.281	3.335	8.14	4.07	2.442	0.8337					
237.8	1933.82	3105.96	6300	700	40	0.68	5.459	18.155	3.806	9.078	4.539	2.723	0.9516					
239.5	2126.36	3240.97	6300	700	40	0.68	5.435	20.031	4.305	10.016	5.008	3.005	1.0763					
241.2	2318.90	3375.97	6300	700	40	0.68	5.413	21.91	4.836	10.955	5.477	3.286	1.2089					
242.9	2511.45	3510.98	6300	700	40	0.68	5.394	23.793	5.402	11.897	5.948	3.569	1.3504					
244.6	2703.99	3645.99	6300	700	40	0.68	5.377	25.684	6.009	12.842	6.421	3.853	1.5023					
246.3	2896.54	3780.99	6300	700	40	0.68	5.362	27.584	6.664	13.792	6.896	4.138	1.6660					
248	3089.08	3916.00	6300	700	40	0.68	5.347	29.494	7.374	14.747	7.374	4.424	1.8436					
900 ppm de CO₂ y H₂S																		

Tabla A. 8 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo la bomba BEC para 500 ppm de CO₂ y H₂S

Cond.	Temp. (°F)	Pres. (psia)	Prof. (m)	pH	T _w (Pa)	Og (actm)	Qo (BPD)	Qw (BPD)	ρ _o (kg/m ³)	μ _o (cP)	ρ _w (kg/m ³)	μ _w (cP)	Sin efectos	
													Ef. 50-75%	Ef. 85-95%
													Velocidad de corrosión (mpy)	
0.8 Del BEP y 500 ppm de CO₂ y H₂S (1.698 y 0.582 %mol)														
231	1163.64	2565.9	5.769	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	17.797	8.898	2.67
231.4	1310.27	2562.23	5.746	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	19.231	9.616	2.885
231.8	1456.90	2558.56	5.725	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	20.667	10.334	3.1
232.2	1603.53	2554.89	5.705	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	22.1	11.05	3.315
232.6	1750.16	2551.22	5.687	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	23.53	11.765	3.53
233	1896.79	2547.55	5.669	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	24.959	12.48	3.744
233.4	2043.42	2543.88	5.653	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	26.384	13.192	3.958
233.8	2190.05	2540.21	5.638	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	27.807	13.904	4.171
234.2	2336.68	2536.54	5.624	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	29.227	14.614	4.384
234.6	2483.31	2532.87	5.611	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	30.644	15.322	4.597
235	2629.94	2529.2	5.598	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	32.058	16.029	4.809
231	1163.64	2565.9	5.769	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	20.504	10.252	3.076
231.4	1292.74	2562.23	5.749	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	21.968	10.984	3.295
231.8	1421.84	2558.56	5.73	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	23.432	11.716	3.515
232.2	1550.93	2554.89	5.712	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	24.897	12.449	3.735
232.6	1680.03	2551.22	5.696	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	26.36	13.18	3.954
233	1809.13	2547.55	5.68	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	27.822	13.911	4.173
233.4	1938.23	2543.88	5.665	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	29.284	14.642	4.393
233.8	2067.33	2540.21	5.652	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	30.743	15.372	4.612
234.2	2196.43	2536.54	5.639	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	32.201	16.101	4.83
234.6	2325.52	2532.87	5.626	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	33.659	16.829	5.049
235	2454.62	2529.2	5.614	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	35.114	17.557	5.267
1.2 Del BEP y 500 ppm de CO₂ y H₂S (1.698 y 0.582 %mol)														
231	1163.64	2565.9	5.769	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	25.996	12.998	3.899
231.4	1265.38	2562.23	5.753	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	27.473	13.737	4.121
231.8	1367.11	2558.56	5.738	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	28.954	14.477	4.343
232.2	1468.85	2554.89	5.724	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	30.436	15.218	4.565
232.6	1570.58	2551.22	5.711	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	31.919	15.959	4.788
233	1672.32	2547.55	5.698	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	33.403	16.701	5.01
233.4	1774.06	2543.88	5.686	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	34.888	17.444	5.233
233.8	1875.79	2540.21	5.674	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	36.375	18.187	5.456
234.2	1977.53	2536.54	5.663	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	37.862	18.931	5.679
234.6	2079.26	2532.87	5.652	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	39.351	19.676	5.903
235	2181.00	2529.2	5.642	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	40.84	20.42	6.126

Tabla A. 9 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo la bomba BEC para 700 ppm de CO₂ y H₂S

Cond.	Temp. (°f)	Pres. (psia)	Prof. (m)	pH	T _w (Pa)	Q _g (actm) (actual)	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	ρ _o (kg/m ³)	μ _o (cP)	ρ _w (kg/m ³)	μ _w (cP)	Velocidad de corrosión (mpy)		
													Sin efectos	Inhibidor Ef. 50-75%	Inhibidor Ef. 85-95%
0.8 Del BEP y 700 ppm de CO₂ y H₂S (2.377 y 0.815 %mol)															
231	1163.64	2565.9	5.649	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	25.834	12.917	3.875	
231.4	1310.27	2562.23	5.626	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	27.839	13.919	4.176	
231.8	1456.90	2558.56	5.606	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	29.836	14.918	4.475	
232.2	1603.53	2554.89	5.587	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	31.825	15.912	4.774	
232.6	1750.16	2551.22	5.569	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	33.807	16.903	5.071	
233	1896.79	2547.55	5.553	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	35.779	17.889	5.367	
233.4	2043.42	2543.88	5.537	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	37.744	18.872	5.662	
233.8	2190.05	2540.21	5.523	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	39.7	19.85	5.955	
234.2	2336.68	2536.54	5.509	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	41.648	20.824	6.247	
234.6	2483.31	2532.87	5.496	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	43.588	21.794	6.538	
235	2629.94	2529.2	5.484	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	45.521	22.761	6.828	
231	1163.64	2565.9	5.649	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	29.764	14.882	4.465	
231.4	1292.74	2562.23	5.629	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	31.809	15.905	4.771	
231.8	1421.84	2558.56	5.611	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	33.849	16.925	5.077	
232.2	1550.93	2554.89	5.594	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	35.885	17.942	5.383	
232.6	1680.03	2551.22	5.578	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	37.913	18.957	5.687	
233	1809.13	2547.55	5.563	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	39.936	19.968	5.99	
233.4	1938.23	2543.88	5.549	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	41.952	20.976	6.293	
233.8	2067.33	2540.21	5.536	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	43.964	21.982	6.595	
234.2	2196.43	2536.54	5.523	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	45.97	22.985	6.895	
234.6	2325.52	2532.87	5.511	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	47.969	23.984	7.195	
235	2454.62	2529.2	5.5	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	49.962	24.981	7.494	
231	1163.64	2565.9	5.649	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	37.736	18.868	5.66	
231.4	1265.38	2562.23	5.633	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	39.802	19.901	5.97	
231.8	1367.11	2558.56	5.619	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	41.866	20.933	6.28	
232.2	1468.85	2554.89	5.605	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	43.929	21.965	6.589	
232.6	1570.58	2551.22	5.592	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	45.991	22.995	6.899	
233	1672.32	2547.55	5.58	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	48.049	24.025	7.207	
233.4	1774.06	2543.88	5.568	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	50.106	25.053	7.516	
233.8	1875.79	2540.21	5.557	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	52.16	26.08	7.824	
234.2	1977.53	2536.54	5.547	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	54.214	27.107	8.132	
234.6	2079.26	2532.87	5.536	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	56.264	28.132	8.44	
235	2181.00	2529.2	5.527	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	58.312	29.156	8.747	
1.2 Del BEP y 700 ppm de CO₂ y H₂S (2.377 y 0.815 %mol)															

Tabla A. 10 Resultados generados de Predict para las diferentes condiciones a las cuales se simulo la bomba BEC para 900 ppm de CO₂ y H₂S

Cond.	Temp. (°F)	Pres. (Psia)	Prof. (m)	pH	T _w (Pa)	Qg (actm)	Qo (BPD)	Qw (BPD)	ρ _o (kg/m ³)	μ _o (cP)	ρ _w (kg/m ³)	μ _w (cP)	Sin efectos		
													Inhibidor Ef. 50-75%	Inhibidor Ef. 85-95%	Velocidad de corrosión (mpy)
0.8 Del BEP y 900 ppm de CO₂ y H₂S (3.056 y 1.048 %mol)															
231	1163.64	2565.9	5.649	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	25.834	12.917	3.875	
231.4	1310.27	2562.23	5.626	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	27.839	13.919	4.176	
231.8	1456.90	2558.56	5.606	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	29.836	14.918	4.475	
232.2	1603.53	2554.89	5.587	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	31.825	15.912	4.774	
232.6	1750.16	2551.22	5.569	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	33.807	16.903	5.071	
233	1896.79	2547.55	5.553	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	35.779	17.889	5.367	
233.4	2043.42	2543.88	5.537	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	37.744	18.872	5.662	
233.8	2190.05	2540.21	5.523	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	39.7	19.85	5.955	
234.2	2336.68	2536.54	5.509	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	41.648	20.824	6.247	
234.6	2483.31	2532.87	5.496	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	43.588	21.794	6.538	
235	2629.94	2529.2	5.484	98.14	0	6120	680	1000	40	1023	0.68	45.521	22.761	6.828	
231	1163.64	2565.9	5.649	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	29.764	14.882	4.465	
231.4	1292.74	2562.23	5.629	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	31.809	15.905	4.771	
231.8	1421.84	2558.56	5.611	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	33.849	16.925	5.077	
232.2	1550.93	2554.89	5.594	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	35.885	17.942	5.383	
232.6	1680.03	2551.22	5.578	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	37.913	18.957	5.687	
233	1809.13	2547.55	5.563	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	39.936	19.968	5.99	
233.4	1938.23	2543.88	5.549	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	41.952	20.976	6.293	
233.8	2067.33	2540.21	5.536	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	43.964	21.982	6.595	
234.2	2196.43	2536.54	5.523	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	45.97	22.985	6.895	
234.6	2325.52	2532.87	5.511	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	47.969	23.984	7.195	
235	2454.62	2529.2	5.5	127.64	0	7308.5	800	1000	40	1023	0.68	49.962	24.981	7.494	
231	1163.64	2565.9	5.649	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	37.736	18.868	5.66	
231.4	1265.38	2562.23	5.633	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	39.802	19.901	5.97	
231.8	1367.11	2558.56	5.619	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	41.866	20.933	6.28	
232.2	1468.85	2554.89	5.605	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	43.929	21.965	6.589	
232.6	1570.58	2551.22	5.592	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	45.991	22.995	6.899	
233	1672.32	2547.55	5.58	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	48.049	24.025	7.207	
233.4	1774.06	2543.88	5.568	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	50.106	25.053	7.516	
233.8	1875.79	2540.21	5.557	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	52.16	26.08	7.824	
234.2	1977.53	2536.54	5.547	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	54.214	27.107	8.132	
234.6	2079.26	2532.87	5.536	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	56.264	28.132	8.44	
235	2181.00	2529.2	5.527	199.36	0	9178	1020	1000	40	1023	0.68	58.312	29.156	8.747	
1.2 Del BEP y 900 ppm de CO₂ y H₂S (3.056 y 1.048 %mol)															

Anexo C. Tablas de Aleaciones y sus rangos de aplicación ANSI/NACE MR0175/ISO15156

Tabla A. 11 Límites ambientales y de materiales para aceros inoxidable austeníticos utilizados para cualquier equipo o componentes

Tipo de materiales/ Número de aleación individual UNS	Temperatura	Presión parcial pH_2S	Cloruros conc.	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
	máx. °C (°F)	máx. kPa (psi)	máx. mg/l			
Acero inoxidable austeníticos ^a	60 (140)	100 (15)	Ver columna De observaciones	Ver columna de observaciones	No	Cualquier combinación de concentración de cloruro y pH in situ ocurriendo en el tipo de producción descrito ambientes es aceptable.
	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	50	Ver columna de observaciones	No	Estos materiales se han utilizado sin restricciones de temperatura, pH ₂ S o pH in situ en entornos de producción. No se establecen límites para parámetros individuales, pero algunas combinaciones de los valores de estos parámetros pueden no ser aceptables.
S31603 ^b	60 (140)	1000 (145)	50 000	≥ 4.5	NDS ^d	
	90 (194)	1000 (145)	1000	≥ 3.5	NDS ^d	
	90 (194)	1 (0.145)	50 000	≥ 4.5	NDS ^d	
	93 (200)	10.2 (1.5)	5 000	≥ 5.0	NDS ^d	
	120 (248)	100 (14.5)	1 000	≥ 3.5	NDS ^d	
	149 (300)	10.2 (1.5)	1 000	≥ 4.0	NDS ^d	
S20910 ^c	66 (150)	100 (15)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	No	Cualquier combinación de concentración de cloruro y pH in situ que ocurra en ambientes de producción es aceptable.

Se debe considerar un límite en el contenido de martensita de estos aceros inoxidable austeníticos.
La resistencia al agrietamiento por corrosión bajo tensión de todos los aceros inoxidable austeníticos del tipo de material descrito en A.2 puede verse afectada adversamente por trabajo en frío

^a Estos materiales deberán contener los siguientes elementos en las siguientes proporciones, expresadas como fracciones en masa: C, 0.08% máx.; Cr, 16% min; Ni, 8% min; P, máximo de 0.045%; S, 0.04% Max; Mn, 2,0% Max; y Si, 2,0% máx. Se permiten otros elementos de aleación.
- estar en la condición de tratamiento térmico de solución recocida y templada o recocida y estabilizada térmicamente,
- estar libre de trabajos en frío destinados a mejorar sus propiedades mecánicas, y
- Tener una dureza máxima de 22 HRC.

^b UNS S31603 estará en estado de solución recocida y apagada cuando se utilice en entornos fuera de los límites impuestos para el tipo de material (es decir, en las dos filas superiores), pero dentro de los datos específicamente para S31603. Se aplicarán las siguientes condiciones:
- el material debe estar libre de trabajos en frío causados por la conformación, formación, reducción en frío, tensión, expansión, etc. después del tratamiento de recocido y enfriamiento de la solución final;
- después del tratamiento de recocido y templado de la solución final, dureza y trabajo en frío relacionados con el mecanizado o enderezamiento de la sala, no exceder los límites impuestos por la especificación del producto correspondiente.

^c UNS S20910 es aceptable para entornos dentro de los límites impuestos para el tipo de material y para esta aleación, específicamente, en la condición recocida o laminada en caliente (trabajada en caliente / en frío) con una dureza máxima de 35 HRC.

^d No se enviaron datos (NDS) para determinar si estos materiales son aceptables en servicio con presencia de azufre elemental en el ambiente.

Tabla A. 12 Límites ambientales y de materiales para aceros inoxidable austeníticos altamente aleados utilizados para cualquier equipo o componente

Tipo de materiales/ Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial p_{H_2S} máx. kPa (psi)	Cloruros conc. máx. mg/l	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
Tipo de materiales 3a, 3b y J93254	60 (140)	100 (15)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	No	Cualquier combinación de concentración de cloruro y pH in situ ocurriendo en el tipo de producción descrito ambientes es aceptable.
	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	50	Ver columna de observaciones	No	Estos materiales se han utilizado sin restricciones de temperatura, pH _{2S} o pH <i>in situ</i> en entornos de producción. No se establecen límites para parámetros individuales, pero algunas combinaciones de los valores de estos parámetros pueden no ser aceptables.
Tipo de materiales 3b	121 (250)	700 (100)	5 000	Ver columna de observaciones	No	Los valores de pH <i>in situ</i> que ocurren en los entornos de producción son aceptables.
	149 (300)	310 (45)	5 000	Ver columna de observaciones	No	
	171 (340)	100 (15)	5 000	Ver columna de observaciones	No	
N08926 N08031 N08926	130 (50)	700 (100)	65 000	≥ 3.5 Ver también columna de observaciones	No	pH estimado a partir de condiciones de prueba de laboratorio. UNS N08926 es un tipo de material 3b probado para límites más altos de concentración de cloruro que el que se aplica para el tipo de material en su totalidad.
J95370	150 (302)	700	101 000	Ver columna de observaciones	No	Los valores de pH <i>in situ</i> que ocurren en los entornos de producción son aceptables.

Este material también deberá cumplir con lo siguiente:

- el material tipo 3a debe ser acero inoxidable austenítico altamente aleado con $(w_{Ni} + 2w_{Mo}) > 30$ (donde w_{Mo} tiene un valor mínimo de 2%). El símbolo w representa el porcentaje de fracción en masa del elemento indicado por el subíndice;
- los materiales tipo 3b serán de acero inoxidable austenítico altamente aleado con $F_{FREN} > 40.0$;
- los tipos de materiales 31 y 3b (incluido N08926) deben estar en estado de solución recocida;
- UNS J93254 (CK3McnN, fundido 254SMO) de acuerdo con la norma ASTM A351, ASTM A743 o ASTM A744 deberá estar en la solución fundida, tratada con calor y enfriada con agua, y tendrá una dureza máxima de 100 HRB;
- UNS J95370 debe estar en la solución tratada térmicamente y en condiciones de agua templada y debe tener una dureza máxima de 94 HRB. |

Tabla A. 13 Límites ambientales y de materiales para aleaciones a base de níquel de solución sólida utilizadas en cualquier quipo o componente

Tipo de materiales/ Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx. kPa (psi)	Cloruros conc. máx. mg/l	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
Aleaciones recocidas de los tipos 4a y 4b	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Si	Estos materiales han sido utilizados sin restricción en temperatura, pH_2S , concentración de cloruro, o <i>in situ</i> pH en ambientes de producción. Sin límites en parámetros individuales están establecidos, pero algunos
N04400 N04405	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	NDS ^a	combinaciones de los valores de estos los parámetros podrían no ser aceptables.

Los productos a base de níquel en solución sólida forjada o colada hechos de aleaciones de los tipos 4a y 4b deben estar en estado de recocido o recocido en solución.
UNS N04400 y UNS N04405 tendrán una dureza máxima de 35 HRC.
Los componentes de la cabeza de pozo y del árbol de navidad también deben estar de acuerdo con la norma ISO 10423.
^a No se han presentado datos para determinar si estos materiales son aceptables para el servicio en presencia de azufre elemental en el medio ambiente

Tabla A. 14 Límites ambientales y de materiales para aceros inoxidables ferríticos utilizados para cualquier

Tipo de material	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx. kPa (psi)	Cloruros conc. máx. mg/l	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
Aceros inoxidables ferríticos	Ver columna de observaciones	10 (1.5)	Ver columna de observaciones	≥ 3.5	NDS ^a	Sujeto a limitaciones de pH_2S y pH. Estos materiales se han utilizado sin restricciones de temperatura o concentración de cloruro en entornos de producción. No se establecen límites en estos dos parámetros, pero algunas combinaciones de sus valores podrían no ser aceptables.

Estos materiales deben estar en estado de recocido y deben tener una dureza máxima de 22 HRC.

^a No se han presentado datos para determinar si estos materiales son aceptables para el servicio en presencia de azufre elemental en el medio ambiente.

Tabla A. 15 Límites ambientales y de materiales para aceros inoxidables martensíticos utilizados para cualquier

Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx. kPa (psi)	Cloruro conc.		Resistente al azufre?	Observaciones
			máx. mg/l	pH		
S41000 S41500 S42000 J91150 J91151 J91540 S42400	Ver columna de observaciones	10 (1.5)	Ver columna de observaciones	≥3.5	NDS ^a	Cualquier combinación de concentración de cloruro y pH in situ que ocurra en ambientes de producción es aceptable.
	Ver columna de observaciones	10 (1.5)	Ver columna de observaciones	≥3.5	No	

Los materiales deben cumplir con lo siguiente

- a) Las aleaciones fundidas o forjadas UNS S41000, J91150 (CA15) y J91151 (CA15M) tendrán una dureza máxima de 22 HRC y deberán ser
- 1) austenitizado y templado o enfriado por aire;
 - 2) templado a 621 ° C (1150 ° F) como mínimo, luego se enfría a temperatura ambiente;
 - 3) templado a 621 ° C (1150° F) como mínimo, pero más bajo que la primera temperatura de revenido, luego enfriado a temperatura ambiente.
- b) los aceros inoxidables martensíticos con bajo contenido de carbono, ya sea fundido J91540 (CA6NM), o forjados S42400 o S41500 (F6NM) deberán tener una dureza máxima de 23 HRC y deberán ser
- 1) austenitizado a 1 010 ° C (1 850 ° F) como mínimo, luego enfriado con aire o aceite a temperatura ambiente;
 - 2) templado a 649 ° C a 691 ° C (1 200 ° F a 1 275 ° F), luego se enfría con aire a temperatura ambiente;
 - 3) templado a 593 ° C a 621 ° C (1 100 ° F a 1 150 ° F), luego se enfría con aire a temperatura ambiente.

^a No se han presentado datos para determinar si estos materiales son aceptables para el servicio en presencia de azufre elemental en el medio ambiente.

Tabla A. 16 Límites ambientales y de materiales para aceros inoxidables austeníticos endurecidos por precipitación utilizados para cualquier equipo o componente

Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx kPa (psi)	Cloruros conc.		Resistente al azufre?	Observaciones
			máx mg/l	pH		
S66286	120(250)	100 (18)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	No	Cualquier combinación de concentración de cloruro y pH in situ que ocurra en ambientes de producción es aceptable.

UNS S66286 tendrá una dureza máxima de 35 HRC y estará en estado de solución recocida y envejecida o de solución recocida y doble envejecimiento.

Tabla A. 17 Límites ambientales y de materiales para aleaciones a base de níquel endurecidas por precipitación (I) utilizadas para cualquier equipo o componente

Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx. kPa (psi)	Cloruros conc. máx. mg/l	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
N07031 N07048 N07773	232 (450)	200 (30)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	No	Cualquier combinación de concentración de cloruro y pH <i>in situ</i> presente en la producción en los ambientes son aceptables.
N09777 (forjado)	204 (400)	1 400 (200)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	No	
N07718 (fundido)	149 (300)	2 700 (400)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	No	
N07031 N07048 N07773 N09777 (forjado)	135 (275)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Si	Cualquier combinación de sulfuro de hidrógeno, concentración de cloruro, y pH <i>in situ</i> en entornos de producción es aceptable.
N09925 (fundido)	135 (275)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	NDS ^a	
N07718 (fundido)	135 (275)	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	NDS ^a	
N07924	175 (347)	3 500 (500)	139 000	≥ 3.5 Ver columna de observaciones	No	pH estimado a partir de condiciones de prueba de laboratorio.

Estos materiales también deberán cumplir con lo siguiente:

a) la UNS N07031 forjada debe estar en cualquiera de las siguientes condiciones:

1) solución recocida hasta una dureza máxima de 35 HRC;

2) Recocido en solución y envejecido a 760 ° C a 871 ° C (1 400 ° F a 1 600 ° F) por un máximo de 4 h hasta una dureza máxima de 40 HRC.

b) UNS N07048 forjado, UNS N07773 forjado y UNS N09777 forjado deben tener una dureza máxima de 40 HRC y deben estar en estado de solución recocida y envejecida;

c) la UNS N07924 forjada debe estar en estado de recocido y envejecido en solución a una dureza máxima de 35 HRC;

d) el modelo UNS N09925 fundido debe estar en estado de recocido y envejecido en solución a una dureza máxima de 35 HRC;

e) el modelo UNS N07718 fundido debe estar en estado de recocido en solución y envejecido a una dureza máxima de 40 HRC.

^a No se enviaron datos para determinar si estos materiales son aceptables para el servicio en presencia de azufre elemental en el medio ambiente.

Tabla A. 18 Límites ambientales y de materiales para aleaciones a base de cobalto utilizadas para cualquier equipo o componente

Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx. kPa (psi)	Cloruros conc. máx. mg/l	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
R30003 R30004 R30035 BS HR.3 R30605 R31233	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Si	Cualquier combinación de temperatura. El pH_2S , la concentración de cloruro y el pH in situ que se producen en los entornos de producción son aceptables.

Estos materiales también deberán cumplir con lo siguiente:

- las aleaciones UNS R30003, UNS R30004 y BS HR.3 tendrán una dureza máxima de 35 HRC;
- UNS R30035 debe tener una dureza máxima de 35 HRC, excepto que puede tener una dureza máxima de 51 HRC si se encuentra en la condición de tratamiento térmico sometido a calor y en frío de alta temperatura
- la UNS R31233 forjada debe estar en la condición de recocido de la solución y debe tener una dureza máxima de 22 HRC;
- UNS R30605 tendrá una dureza máxima de 35 HRC.

Tabla A. 19 Límites ambientales y de materiales para el titanio utilizado para cualquier equipo o componente

Número de aleación individual UNS	Temperatura máx. °C (°F)	Presión parcial pH_2S máx. kPa (psi)	Cloruros conc. máx. mg/l	pH	Resistente al azufre?	Observaciones
R50250 R50400 R56260 R53400 R56323 R56403 R56404 R58640	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Ver columna de observaciones	Si	Cualquier combinación de temperatura. El pH_2S , la concentración de cloruro y el pH in situ que se producen en los entornos de producción son aceptables.

Estos materiales también deberán cumplir con lo siguiente:

- UNS R50250 y R50400 tendrán una dureza máxima de 100 HRB;
- UNS R56260 tendrá una dureza máxima de 45 HRC y estará en una de las tres condiciones siguientes:
 - recocido;
 - solución recocida;
 - Solución recocida y envejecida.
- UNS R53400 estará en estado recocido. El tratamiento térmico debe ser recocido a $(774 \pm 14) ^\circ C$ [$(1425 \pm 25) ^\circ F$] durante 2 h seguido de enfriamiento por aire. La dureza máxima será de 92 HRB;
- UNS R56323 estará en estado recocido y tendrá una dureza máxima de 32 HRC;
- la UNS R56403 forjada estará en estado recocido y tendrá una dureza máxima de 36 HRC;
- UNS R56404 estará en estado recocido y tendrá una dureza máxima de 35 HRC;
- UNS R58640 tendrá una dureza máxima de 42 HRC.

Se deben seguir pautas específicas para las aplicaciones exitosas de cada aleación de titanio especificada en esta parte de ANSI / NACE MR0175 / ISO 15156. Por ejemplo, la fragmentación con hidrógeno de las aleaciones de titanio puede ocurrir si estas aleaciones están acopladas galvánicamente a ciertos metales activos (por ejemplo, acero al carbono) en medios acuosos que contienen H_2S a temperaturas superiores a $80 ^\circ C$ ($176 ^\circ F$). Algunas aleaciones de titanio pueden ser susceptibles a la corrosión de grietas y / o SSC en ambientes de cloruro. La dureza no se ha demostrado que se correlaciona con la susceptibilidad a SSC / SCC. Sin embargo, se ha incluido dureza para aleaciones con alta resistencia para indicar niveles máximos de prueba en los que no se ha producido el fallo.