



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS DE RIESGO EN EL ESTUDIO DE
FACTIBILIDAD TÉCNICA - ECONÓMICA EN LA INSTALACIÓN DEL
SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN BES-BCP”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

ANDRADE CORTÉS JUAN PABLO

ALVARADO CRUZ JUAN ALBERTO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



MÉXICO, D.F, CIUDAD UNIVERSITARIA 2014



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.



El ignorante afirma, el sabio duda y reflexiona.

Aristóteles



AGRADECIMIENTOS

A dios por darme la oportunidad de llegar a este día

A mi madre Amalia Cortés Loredó por ser la fuerza en mi espíritu y en mi alma, mi ejemplo y mi modelo a seguir.

A mi abuela Juana Cortés eres tú la razón por la que quise ser ingeniero porque con tus clases de filosofía a diario en mi niñez me enseñaste a echar a volar mi imaginación al máximo

A mis hermanas Rosario Andrade y Andrea Andrade por ser mis amigas mis confidentes y mi razón de ser feliz todo el tiempo

A mis tíos Beatriz Cortés, Luis Cortés, Genaro Cortés, Francisco Cortés y Eduardo Cortés por fungir como ejemplo de ser una persona con criterio, constante, honrada y disciplinada.

A mis profesores Ing. Sara Valentina Sánchez, Ing. Alex Cortés, Ing. Octavio Steffani, Ing. Felipe Lucero e Ing. José Ángel Gómez Cabrera por darme enormes cátedras ingenieriles pero fundamentalmente cátedras de vida.

Al Ing. Israel Castro Herrera, Dr. Sarabia, Ing. Ulises Neri, Ing. Agustín Velasco y al Ing. Marco Antonio Belío, por su apoyo y soporte con la dirección de este trabajo.

A la maravillosa UNAM por abrirme sus brazos y ofrecerme cultura, ciencia, deporte y diversión en un mismo lugar, siempre estaré en deuda contigo y jamás olvidare que me incluiste a tú raza cósmica.

A mi bella y magnífica Facultad de Ingeniería por incluirme a la elite de la ingeniería al dejarme pisar tus aulas y darme la satisfacción de tener grandes profesores.

A mi amigo, socio y hermano Juan Alberto Alvarado por la dicha enorme de compartir grandes días de clase conmigo, por sus consejos y por acompañarme en este trabajo tan importante para mí.

A mis amigos, Iván Mendoza, Aldo de la Cerda, Zendhel Aranda, Ronald Castro, Sandra Rosales, Patricia Mercado, Raúl Guevara, Sergio Castro, Omar Bolaños, Israel Amaya, Cristian Ramírez, Claudio Flores y Ricardo Meza por apoyarme y compartir grandes momentos conmigo.

A los Ingenieros de DNV-GL y Schlumberger por apoyarme en mi formación profesional

Juan Pablo Andrade Cortés



Dedicatorias

Karen y Abril

Existe una fuerza más grande que la de gravedad, y definitivamente ustedes la han aplicado en mí, “el amor”, cada paso que he dado en esta carrera ha sido pensando en ustedes, se los dedico con toda mi alma y espíritu y ojalá que este sea el inicio de un legado que quiero dejarte a ti Abril, hija mía.

Gracias Karen por ayudarme a cumplir uno de mis sueños, te lo comparto y será por siempre tuyo, gracias por tantos hermosos momentos hemos vivido durante estos años y ahora con todos tus consejos y dedicación llegue a la maravillosa culminación de un ciclo importante como lo es el ser Ingeniero Petrolero. Ahora se que los sueños se hacen realidad por que ustedes dos existen.

Las amo y este trabajo es para ustedes.

Juan Pablo Andrade Cortés



Agradecimientos

“Sólo se puede decir que estamos vivos en esos momentos cuando nuestros corazones están conscientes de nuestros tesoros”.

Thornton Wilder

*Agradezco infinitamente a la **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO** y a la **FACULTAD DE INGENIERÍA**, por permitirme ser parte de esta gran comunidad universitaria. A todos y cada uno de mis maestros que compartieron su tiempo y conocimiento, especialmente a aquellos que dejaron más que conocimiento, aquellos que fueron ejemplos de vida, gracias.*

Un agradecimiento especial al Ing. Israel Castro Herrera, por su apoyo, su dedicación con los estudiantes de ingeniería y especialmente con nosotros, al Ingeniero Felipe de Jesús Lucero Aranda y al jurado que revisó este trabajo.

A mi amigo y compañero Juan Pablo por su apoyo en este trabajo y en todo momento, pero sobre todo su valiosa amistad. Gracias amigo, hermano.

Se dice que en los momentos importantes de la vida debemos tener a la gente “adecuada”. Agradezco a mi madre que ha estado conmigo siempre, en mis fracasos y triunfos, por supuesto a mi padre, que a pesar de todo me llena de orgullo ser su hijo. A mis hermanos por su apoyo y a todas las personas que de algún modo han estado en conmigo para llegar a esta etapa de mi vida.

Juan Alberto Alvarado Cruz



Dedicatorias

*“Combatirse a sí mismo es la guerra más difícil;
vencerse a sí mismo es la victoria más bella”.*

Friedrich von Logau

Dedico este título de Ingeniero Petrolero a mis padres, a mi madre por su eterno amor para con mis hermanos y conmigo, a mi padre por tantos sacrificios. A mis hermanos Francisco, Uriel por su apoyo, compañía, vivencias, a mi querida hermana Rosa (“mis ojos en la espalda”) que siempre estuvo para apoyarme en todo momento.

Dedico también este título a todas las personas que me ayudaron económica, material o moralmente para seguir en el camino, a mis tíos Ciro, Ana, Ere, Sol, Luz, Luchi, a Don Epi porque siempre aprendemos algo de los abuelos. Y por supuesto al gran Rock-RAC por su siempre sutil manera de decirme que siga adelante. Espero algún día poder corresponder con todos de la misma manera que ellos cuando lo necesité.

A lo largo de la vida conocemos a grandes personas y conforme las conocemos se van haciendo más cercanas hasta llamarles amigos, a mis carnales David, Chucho, Manuel, Ussiel, Mera, Eddy, Rolas, Juan Pablo, Baló, Roger, Noé gracias por su amistad, apoyo y camaradería. Hago una mención especial para unas grandes personas que encontré en el camino de la vida: Lily, Nancy, Edgar, Lucero, Edgar Andrés, Chino, “Deivid”, Armando, Michelle, Javi, Alberto y a mis compañeros del IMP, por el tiempo y las cosas que uno aprende con ustedes.

Juan Alberto Alvarado Cruz



ÍNDICES	7
RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	18
OBJETIVO	19
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES BES, BCP Y EL SISTEMA HÍBRIDO BES-BCP.	
1.1 ANTECEDENTES DEL BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIDO	21
1.2 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL BES	22
1.2.1 COMPONENTES SUBSUPERFICIALES	25
1.2.1.1 MOTOR ELÉCTRICO	25
1.2.1.2 SEPARADOR DE GAS	26
1.2.1.3 PROTECTOR	27
1.2.1.4 BOMBA ELECTROCENTRÍFUGA	28
1.2.1.5 SENSOR DE FONDO	31
1.2.2 COMPONENTES SUPERFICIALES	32
1.2.2.1 BOLA COLGADORA	32
1.2.2.2 CAJÁ DE VENDEO	32
1.2.2.3 TABLERO DE CONTROL	32
1.2.2.4 TRANSFORMADOR	32
1.2.3 ACCESORIOS	33
1.2.3.1 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN	33
1.2.3.2 VÁLVULA DE DRENE	33
1.2.3.3 VARIADOR DE FRECUENCIA	33
1.2.3.4 CENTRADORES	34
1.2.3.5 BANDAS DE CABLE	34
1.3 DISEÑO BÁSICO Y SELECCIÓN DE UN BES	35
1.3.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BES	36
1.4 ANTECEDENTES DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	38
1.5 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL FUNCIONAMIENTO DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	38
1.5.1 TIPOS DE INSTALACIÓN	43
1.5.1.1 INSTALACIÓN CONVENCIONAL	43
1.5.1.2 INSTALACIÓN INSERTABLE	43
1.5.2 EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL	43
1.5.2.1 EQUIPO SUBSUPERFICIAL	44
1.5.2.1.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	44
1.5.2.1.2 SARTA DE VARILLAS	44
1.5.2.1.3 ESTATOR	44
1.5.2.1.4 ELASTÓMERO	45
1.5.2.1.5 ROTOR	45
1.5.2.1.6 CENTRADOR	46
1.5.2.1.7 NIPLE INTERMEDIO O NIPLE ESPACIADOR	46
1.5.2.1.8 NIPLE DE PARO	47
1.5.2.1.9 ANCLA DE TORSIÓN	47
1.5.2.1.10 NIPLE DE ASIENTO	48
1.5.2.1.11 MANDRIL	48
1.5.2.1.12 ZAPATA DE HERMETICIDAD	49
1.5.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE	49



1.5.2.2.1	CABEZAL DE ROTACIÓN	49
1.5.2.2.2	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	53
1.5.2.2.3	SISTEMA DE FRENO	53
1.5.2.2.4	MOTOR	55
1.5.3	ELASTÓMEROS	55
1.5.3.1	PROPIEDADES DINÁMICAS Y MECÁNICAS DE LOS ELASTÓMEROS	57
1.6	DISEÑO BÁSICO Y SELECCIÓN DE UN BCP	58
1.6.1	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BCP	58
1.7	ANTECEDENTES DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN HÍBRIDO BES-BCP	60
1.8	GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO HÍBRIDO BES-BCP	61
1.8.1	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA HÍBRIDO BES-BCP	61
1.8.1.1	CONFIGURACIÓN DEL BCP EN EL SISTEMA HÍBRIDO	62
1.8.2	CONFIGURACIÓN DEL BES EN EL SISTEMA HÍBRIDO	63
1.8.2.1	REDUCTOR DE ENGRANES	63
1.8.2.2	SELECCIÓN DEL SELLO	64
1.8.2.3	EJE FLEXIBLE Y LA VÁLVULA DE ADMISIÓN	64
1.8.2.4	CARGA MÁXIMA	65
1.8.2.5	ESTRUCTURA CONVENCIONAL DEL MODELO BES-BCP	66
1.8.3	COMPONENTES FUNDAMENTALES DE LA CONFIGURACIÓN CONVENCIONAL DEL BES-BCP	67
1.8.3.1	COMPONENTES SUPERFICIALES	67
1.8.3.2	COMPONENTES SUBSUPERFICIALES	69
1.8.4	PUNTOS QUE COMPLEMENTAN EL DISEÑO DEL BES-BCP	69
1.8.5	CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS	70
1.8.6	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BES-BCP	70

CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO COMO UNA HERRAMIENTA EN LA GESTIÓN DE PROYECTOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

2.1	LOS PROYECTOS, BASE FUNDAMENTAL PARA LA INGENIERÍA PETROLERA	73
2.1.1	TIPO DE RIESGOS	74
2.1.2	PROCESO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	75
2.1.3	TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	76
2.2	EL ANÁLISIS DE LA TOMA DE DECISIONES EN LOS PROYECTOS DE LA IP	82
2.2.1	DIAGRAMA DE OBJETIVOS	83
2.2.2	TABLA DE ESTRATEGIAS	84
2.2.3	PRUEBA DE CLARIDAD	84
2.2.4	ÁRBOL DE PROBABILIDAD	84
2.2.5	ÁRBOL DE DECISIÓN	86
2.3	EL ANÁLISIS DE RIESGO, UNA HERRAMIENTA PARA LA INSTALACIÓN DE UN SAP	88
2.3.1	FLUJOS DE FONDOS DESCONTADO	90
2.3.2	SIMULACIÓN DE MONTECARLO	92
2.3.3	TEORÍA DE LA CARTERA DE INVERSIONES	95
2.3.4	TEORÍA DE LAS OPCIONES	98
2.3.5	TEORÍA DE LAS PREFERENCIAS	101
2.3.6	PREDICCIÓN TECNOLÓGICA	103
2.3.7	MOMENTO ÓPTIMO PARA REALIZAR UN REEMPLAZO	104
2.3.8	EL VALOR DE LA EVALUACIÓN DEL RIESGO	105



CAPITULO 3. PROYECCIÓN DEL ANÁLISIS DE RIESGO APLICADO AL SISTEMA HIBRIDO BES-BCP.

3.1 GENERALIDADES PARA LA ESTRUCTURA Y DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE RIESGO APLICADO AL SISTEMA BES –BCP	110
3.2 ESTUDIO DEL ANÁLISIS TÉCNICO	114
3.2.1 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE Y GAS	116
3.2.2 CÁLCULO DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN	119
3.2.3 VELOCIDAD DE BOMBEO OPERACIONAL	121
3.2.4 REQUERIMIENTO DE ENERGÍA	121
3.2.5 SELECCIÓN DE LA UNIDAD DE REDUCCIÓN DE ENGRANES, SELLO, CABLE, VARIADOR DE VELOCIDAD	122
3.3 ESTUDIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	123
3.3.1 VALOR PRESENTE NETO	124
3.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO	125
3.4 CÁLCULO DEL VPN Y LA TIR CON PRODUCCIÓN CONSTANTE CON INFLACIÓN Y FINANCIAMIENTO	110

CAPÍTULO 4. EL ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BES-BCP COMO ALTERNATIVA TÉCNICA INSTALADA EN LOS CAMPOS KULIN Y DURU (INDONESIA), BOHAI BAY, LIAOHE Y JIDON (CHINA) Y KERN (E.U.A).

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS CAMPOS KULIN Y DURU	128
4.1.1 ASPECTOS CARACTERÍSTICOS DE KULIN Y DURU	129
4.1.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DEL BES-BCP	131
4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL CAMPO DEL RÍO KERN	132
4.2.1 ASPECTOS CARACTERÍSTICOS DEL CAMPO PETROLERO DEL RÍO KERN	133
4.2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO KERN	134
4.2.3 EL ALCANCE DEL PROYECTO PARA LA INSTALACIÓN DE LOS COMPONENTES DE TERMINACIÓN DEL SISTEMA	138
4.3 ANALISIS TÉCNICO DE LOS CAMPOS BOHAI BAY, LIAOHE Y JIDON	143
4.3.1 LA APLICACIÓN DEL BES-BCP IN SITU	143
4.3.2 OBSERVACIONES DE AHORRO DE ENERGÍA	144

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SISTEMA INSTALADO EN LOS 6 CAMPOS DE ESTUDIO

5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SISTEMA INSTALADO EN LOS 6 CAMPOS DE ESTUDIO	146
--	------------

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES	157
ABREVIATURAS	158

REFERENCIAS POR CAPÍTULOS	159
----------------------------------	------------

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA	162
------------------------------------	------------



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 DISEÑO DEL REDUCTOR	63
TABLA 1.2 DIFERENTES TIPOS DE TERMINACIONES DEL BES-BCP	64
TABLA 1.3 ESPECIFICACIONES DE LA TRANSFERENCIA MECÁNICA	67
TABLA 1.4 PARAMETROS DEL MOTOR DE 4 POLOS	68
TABLA 2.1 EJEMPLO DE TABLA DE ESTRATEGIAS DEPURADA DONDE DE PLASMAN LAS OPCIONES MÁS CONFIABLES	84
TABLA 2.2 TABLA DEL CRECIMIENTO DEL VPN DE \$5000 INVERTIDOS UTILIZANDO UNA TASA DE DESCUENTO DEL 10%	91
TABLA 2.3 PRONÓSTICO DEL PORCENTAJES VS VALOR MONETARIO	94
TABLA 2.4 ESCENARIOS DE UNA CARTERA DE INVERSIONES	96
TABLA 3.1 COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL BEC-BCP CON OTROS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	111
TABLA 3.2 TABLA COMPARATIVA DE CARACTERÍSTICAS PARA LA APLICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	112
TABLA 3.3 VOLUMEN OPERATIVO MÁXIMO DE LOS DISTINTOS SAP	113
TABLA 3.4 DATOS DEL POZO IXCHEL-1	114
TABLA 3.5 DATOS DEL FLUIDO DEL POZO IXCHEL-1	115
TABLA 3.6 CONDICIONES DE DISEÑO PARA LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO EN EL POZO IXCHEL-1.	123
TABLA 4.1 RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DE LOS POZOS KL082 Y KL083	129
TABLA 4.2 EFICIENCIA DE LA BOMBA INSTALADA EN LOS POZOS HORIZONTALES EN DURÍ	130
TABLA 4.3 RESUMEN DE ESPECIFICACIONES EN LA INSTALACION DEL BES-BCP	132
TABLA 4.4 RESUMEN COMPARATIVO DEL BES-BCP CON DIVERSOS PROVEEDORES EN CHINA	142
TABLA 4.5 DESARROLLO HISTORICO DEL BES-BCP POR PARTE DE SANYANG Co	143

ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1.1 FUSIÓN DE LAS COMPAÑIAS CAMCO & SCHLUMBERGER	22
---	----



FIGURA 1.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL BES	23
FIGURA 1.3 INTEGRACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL BES	25
FIGURA 1.4 VISTA INTERNA DEL MOTOR ELÉCTRICO	26
FIGURA 1.5 VISTA INTERNA DEL SEPARADOR DEL GAS	27
FIGURA 1.6 VISTAS DE PERFIL DE LA BOMBA ELECTROCENTRÍFUGA	29
FIGURA 1.7 IMAGEN HELICOIDAL	38
FIGURA 1.8 SISTEMAS BCP INSTALADOS EN UN CAMPO DE ACEITE	39
FIGURA 1.9 CONFIGURACIÓN DE LAS PRINCIPALES PARTES DE UN BCP	40
FIGURA 1.10 DISTRIBUCIÓN DEL ROTOR Y EL ELASTOMERO CON IGUAL INTERFERENCIA	42
FIGURA 1.11 DISTRIBUCIÓN DEL ROTOR Y EL ELASTOMERO CON IGUAL NÚMERO DE ETAPAS	42
FIGURA 1.12 VARILLAS	44
FIGURA 1.13 VISTA INTERNA DEL ESTATOR	45
FIGURA 1.14 ROTOR	45
FIGURA 1.15 CENTRALIZADOR MARCA NEPTUN	46
FIGURA 1.16 NIPLE INTERMEDIO	46
FIGURA 1.17 NIPLE DE PARO	47
FIGURA 1.18 VISTA EXTERNA E INTERNA DE UN ANCLA DE TORSIÓN	48
FIGURA 1.19 NIPLE DE ASIENTO MARCA TACKER	48
FIGURA 1.20 CABEZAL DE ROTACIÓN	50
FIGURA 1.21 CABEZAL CON MOTOR ELÉCTRICO	50
FIGURA 1.22 CABEZAL VERTICAL CON SISTEMA MECÁNICO DE REDUCCIÓN DE FLUJO VARIABLE	51
FIGURA 1.23 PARTES DEL CABEZAL DE UN BCP	52
FIGURA 1.24 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	53
FIGURA 1.25 CONFIGURACIÓN ESTÁNDAR DEL BES-BCP	63
FIGURA 1.26 CONFIGURACIÓN DE LOS TIPOS DE BES-BCP	65



FIGURA 1.27 CONFIGURACIÓN DEL BES-BCP CONVENCIONAL	66
FIGURA 2.1 ESQUEMA DE FRECUENCIA DE SUCESOS VS MAGNITUD DE CONSECUENCIAS	76
FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE OBJETIVOS A PARTIR DE MAQUINARÍA Y EQUIPO DE TUBERÍAS	83
FIGURA 2.3 ÁRBOL DE PROBABILIDAD	85
FIGURA 2.4 EJEMPLO DE ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPO POTABILIZADOR DE AGUA EN PLATAFORMA	87
FIGURA 2.5 ÁRBOL DE DECISIÓN DONDE LA INFORMACIÓN PERMITE DETERMINAR EL VALOR ESPERADO DE CADA RESULTADO	87
FIGURA 2.6 DIVERSOS TIPOS DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD	93
FIGURA 2.7 PRONÓSTICO DE DISTRIBUCIÓN	94
FIGURA 2.8 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE CARTRA DE INVERSIONES	97
FIGURA 2.9 CURVA DE PREFERENCIAS	102
FIGURA 2.10 CURVAS DE PREFERENCIAS QUE REPRESENTAN LOS TIPOS DE PERSONAS RESPONSABLES DE TOMAR DECISIONES	102
FIGURA 2.11 INDICADOR DE DESEMPEÑO VS TIEMPO	104
FIGURA 2.12 ASPECTOS QUE ENGLOBAN LA TOMA DE DECISIONES	106
FIGURA 2.13 DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS DEL ANÁLISIS DE RIESGO	107
FIGURA 2.14 ASPECTOS QUE SE ESTUDIAN DENTRO DEL ANÁLISIS DE RIESGO	108
FIGURA 3.1 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS EN POZOS CON CONDICIONES ESPECIALES	111
FIGURA 3.2 DIAGRAMA DE DONDE PUEDEN ESTAR LAS POSIBLES FALLAS EN EL SISTEMA DURANTE SU FUNCIONAMIENTO	112
FIGURA 3.3 VOLUMEN MÁXIMO DE PRODUCCIÓN DE DISTINTOS SAP	113
FIGURA 3.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA CON INFLACIÓN, FINANCIAMIENTO Y PRODUCCIÓN CONSTANTE	126
FIGURA 4.1 UBICACIÓN DEL CAMPO KERN EN ESTADOS UNIDOS	134
FIGURA 4.2 VISTA TRIDIMENSIONAL DE ARENISCAS, LIMOLITAS Y TEMPERATURA EN UNA SECCIÓN DEL CAMPO KERN	135
FIGURA 4.3 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA BAJO EL NIVEL DEL MAR VS PROFUNDIDAD MEDIDA	137



FIGURA 4.4 COMPONENTES DEL BES-BCP Y SUS DIMENSIONES EN EL POZO 33835H	139
FIGURA 4.5 PERFIL DEL POZO 33835H	140
FIGURA 4.6 COMPARACIÓN DE LA SEÑAL DEL SENSOR DE NIVEL DE LÍQUIDO DE LA ESTABILIDAD/RESOLUCIÓN DEL ECÓMETRO	140
FIGURA 4.7 AJUSTE LINEAL DE LOS DATOS DEL BCP DE CERO Y 1000 DEL CABEZAL	141
FIGURA 5.1 PRODUCCIÓN DEL POZO KL082	147
FIGURA 5.2 TENDENCIA DEL CORTE DE AGUA EN KL082	147
FIGURA 5.3 EFICIENCIA DE LA BOMBA EN KL082	148
FIGURA 5.4 PRODUCCIÓN DEL POZO KL083	149
FIGURA 5.5 CORTE DE AGUA EN KL083	149
FIGURA 5.6 EFICIENCIA DE LA BOMBA DE KL083	150
FIGURA 5.7 IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE LA INCLUSIÓN DE POZOS HORIZONTALES Y SIN POZOS HORIZONTALES	151
FIGURA 5.8 PORCENTAJE DE EFICIENCIA DEL SISTEMA	152
ÍNDICE DE ECUACIONES	
1.1 ECUACIÓN DE CARGA DINÁMICA	35
1.2 ECUACIÓN DE POTENCIA REQUERIDA DEL MOTOR DEL BCP	55
1.3 ECUACIÓN DE LA FORMACIÓN SINUSOIDAL, COMPONENTE VISCOSA ENTRE COMPONENTE ELÁSTICA	57
1.4 ECUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE VOLUMEN DEL BCP	62
2.1 RIESGO EN FUNCIÓN DEL VALOR ESPERADO DE LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS	73
2.2 PROBABILIDAD DE POSIBLES ESCENARIOS DEPENDIENDO DEL NIVEL DE PÉRDIDAS	74
2.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS RECUPERABLES DE HIDROCARBUROS	92
2.4 FÓRMULA DE BLACK-SCHOLES	100
2.5 APLICACIÓN DE LA FÓRMULA BLACK-SCHOLES	100
2.6 ECUACIÓN PARA CALCULAR LOS AÑOS DE VIDA DE LA HERRAMIENTA	104
3.1 RELACIÓN PETROLEO / GAS EN SOLUCIÓN, CORRELACIÓN DE STANDING	117



3.2 FACTOR DE FORMACIÓN DEL GAS	117
3.3 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO	118
3.4 FACTOR PARA DETERMINAR EL B_o	118
3.5 CÁLCULO DE VOLUMEN TOTAL DE GAS	118
3.6 CANTIDAD DE GAS LIBRE	118
3.7 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDOS ACEITE (V_o)	119
3.8 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDOS GAS (V_g)	119
3.9 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDOS AGUA (V_w)	119
3.10 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DE LOS FLUIDOS (V_t)	119
3.11 % DE GAS LIBRE	119
3.12 PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO DISPARADO [pies]	119
3.13 GRADIENTE DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA [psi]	119
3.14 PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LA BOMBA [psi]	119
3.15 PÉRDIDA DE CARGA POR FRICCIÓN [pies/1000]	120
3.16 PRESIÓN DE FLUJO [psi]	120
3.17 PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA [psi]	120
3.18 DIFERENCIA DE PRESIÓN [psi]	120
3.19 VELOCIDAD DE BOMBEO OPERACIONAL	121
3.20 REQUERIMIENTO DE ENERGIA [HP]	121
3.21 POTENCIA REQUERIDA [HP]	121
3.22 TORQUE [lb/pies]	122
3.23 ECUACIÓN PARA CALCULAR EL VOLTAJE EN EL VARIADOR DE VELOCIDAD	123
3.24 ECUACIÓN PARA CALCULAR EL VPN	124
3.25 ECUACIÓN PARA CALCULAR LA TIR	125
3.26 ECUACIÓN PARA CALCULAR LA TMAR MIXTA EN EL CASO HIPOTÉTICO	126
3.27 ECUACIÓN PARA CALCULAR EL VPN EN EL CASO HIPOTÉTICO	126



4.1 RELACIÓN PARA CALCULAR LA VELOCIDAD DE LA BOMBA EN LOS POZOS KL082 Y KL083	131
4.2 REDUCTOR DE ENGRANES TORQUE DE SALIDA	131
4.3 GASTO DE LA BOMBA	132
4.4 RPM DEL BCP EN EL CAMPO KERN	141
4.5 POTENCIA DEL MOTOR DEL BCP EN EL RÍO KERN	141
4.6 REDUCTOR DE ENGRANES DEL MOTOR DEL BCP EN EL RÍO KERN	141



RESUMEN

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) han sido para la industria petrolera una herramienta muy importante para incrementar la producción de aceite y gas; se sabe que más del 90% de los pozos productores de petróleo requieren de alguna forma de sistema artificial. Los sistemas artificiales de producción más comunes hace un par de décadas en la industria petrolera eran: Bombeo Mecánico (BM) Convencional, para crudos pesados, y Bombeo Neumático (BN) para crudos medianos y livianos. Posteriormente, comenzó la aplicación en campo, de métodos no convencionales, tales como el Bombeo Eléctrico Sumergido (BES) y el Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP): estos dos últimos son los temas fundamentales que abarcan este trabajo.

Este trabajo analiza de forma general el análisis de riesgo aplicado a los sistemas artificiales de producción BES, BCP y BES-BCP, con el fin de comprender los puntos relevantes para analizar las ventajas y desventajas del sistema híbrido BES-BCP, documentadas en casos reales del funcionamiento de este sistema híbrido en tres regiones del mundo y con la ejemplificación de un caso hipotético (Pozo *IXCHEL-1*) donde se puntualizan rasgos básicos de un análisis de riesgo (AR).

La motivación principal para realizar este trabajo es conceptualizar el uso del análisis de riesgo aplicándolo a un sistema híbrido, primordialmente para definir los nodos principales que desempeñan importancia al análisis de riesgo, como el análisis de decisión a través de árboles de decisión, árboles de probabilidad, pruebas de claridad etc.; además de dar a conocer metodologías importantes dentro del análisis de riesgo como la cartera inversión, la simulación de Montecarlo, la teoría de las preferencias o la teoría de las opciones, incluyendo lo referente a la instalación y mantenimiento del sistema como un activo permanente dentro del pozo. Se conceptualiza esta alternativa tecnológica a través de la optimización de un sistema híbrido BES-BCP, con un esquema generalizado del análisis de riesgo, donde se sabe, impactará inmediatamente en el desplazamiento individual de los sistemas artificiales de producción, en su instalación y desinstalación, minimizando todos los aspectos relacionados con el mantenimiento del pozo y los costos asociados.

El horizonte principal para el uso de la combinación BES-BCP en *Indonesia*, en el Campo *Kulin* y *Duri*, es el contar con un sistema que eleve el crudo a la superficie con un motor de fondo ideal para pozos horizontales contrarrestando las pérdidas de fricción en el tubo y la varilla principalmente. Mientras que en *China* se analizan a fondo las características del yacimiento como la viscosidad, el ángulo del pozo y la profundidad de la bomba dentro del yacimiento y en el río *Kern* disminuir los efectos de la temperatura extrema que existe dentro del pozo realizando mejoras a la herramienta.



En este trabajo el análisis de riesgo se visualiza como una propuesta general para la instalación del sistema híbrido, como un operador distinto al que se trabaja comúnmente de manera individual (BES y BCP) y conjuntamente (unión de ambos sistemas) al aplicar un indicador financiero como el VPN se utiliza para optimizar el esquema de terminación económico propuesto para el BES-BCP, colocando al sistema híbrido como una herramienta viable para su instalación. Se mostrará que los elevados costos asociados al uso de la tecnología híbrida serían contrarrestados por el significativo incremento en las ganancias relacionadas a una producción estable y a la disminución de los costos operacionales debido a una representación exitosa del SAP, donde la función de este trabajo es analizar si dichas opciones, AR y SAP, son una herramienta eficaz.

.

.



INTRODUCCIÓN

El análisis de riesgo es el proceso que involucra el estudio de las causas de las posibles amenazas y probables eventos no deseados además de los daños y las consecuencias que éstas puedan producir, implícitamente se relaciona la evaluación económica que se considera en la parte final del análisis de riesgo e cualquier proyecto. Específicamente para la Industria Petrolera (*IP*) la aplicación del análisis de riesgo se ha convertido en un hito fundamental para la toma de decisiones y para conocer el riesgo que implica invertir en nuevas tecnologías e instalar nuevas herramientas y lo que conlleve estas acciones. Nos permite generar una herramienta poderosa que facilite una decisión acertada en el trabajo diario del pozo petrolero. Existen diferentes metodologías en el análisis de riesgo que incluyen elementos que menciona este trabajo como, la simulación de Montecarlo, teoría de la cartera de inversiones, diagrama de decisiones, matriz de riesgo etc.

La representación adecuada del conocimiento que se tenga sobre una situación problemática dentro del activo es un aspecto crítico en la solución de un problema (Análisis de Riesgo). Como primer paso del análisis de riesgo es identificar los activos a proteger o evaluar de manera inicial. La evaluación de riesgos involucra comparar el nivel de riesgo detectado durante el proceso de análisis con criterios de riesgo establecidos previamente. El presente trabajo ejemplificar, a través de la documentación de casos reales estudiados en *China, Indonesia y E.U.A* donde se desglosa el funcionamiento del Bombeo Eléctrico Sumergido (BES) y el Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), de tal forma que se puedan identificar los problemas más recurrentes en su instalación y operación. Aquí la función de la *evaluación económica* consiste en ayudar a alcanzar un nivel razonable de consenso en torno a los objetivos en cuestión; mantenimiento, protección del medio ambiente y al personal dentro del activo, además de asegurar un nivel de inversión mínimo que permita desarrollar indicadores financieros; TIR y VPN, a partir de los cuales se pueda medir y evaluar la propuesta tecnológica.

En este trabajo se analiza la instalación de un sistema híbrido de producción en el campo *Kulin* con pozos horizontales, donde se hizo una evaluación técnica-operativa para identificar el sistema artificial de producción más apropiado para optimizar la producción del campo. Por otra parte se documenta un caso en *China*, la compañía *Sanyang* analiza casos de BES-BCP que cubren rangos de viscosidad de 100 a 8000 [cp] con ángulos de inclinación de la bomba entre los 20° a los 86° y profundidad de la bomba que cubren un rango entre 900 a 1800 [m] y por último se documenta el caso de un campo en el río *Kern, en Estados Unidos* donde se estudian alternativas del mismo sistema híbrido (BES-BCP), esto con el fin de contrarrestar los efectos de la temperatura en los pozos donde los estudios principales los realiza la compañía *Chevron*.



OBJETIVO

Generar un panorama de divulgación que permita al Ingeniero Petrolero contar con herramientas que faciliten la toma de decisiones, de tipo técnico–económico, en instalaciones petroleras, primordialmente en terminaciones para sistemas artificiales de producción y específicamente a través del análisis de riesgo como antecedente a un procedimiento sistemático que transforme problemas de decisión opacos en problemas de decisión transparentes, por medio de una secuencia de pasos lógicos y claros.

Cabe destacar que la finalidad de esta tesis es únicamente ofrecer un panorama y no crear una metodología de AR, ya que un estudio más robusto necesitaría de un software más especializado, además de hacer un consenso con especialistas del ramo para conocer las vulnerabilidades operativas más comunes de este sistema. Aquí se podrá observar cómo se aplicaría desde una perspectiva general el AR en el sistema híbrido BES-BCP, a través de distintas metodologías cuantitativas y cualitativas, con el fin de crear interés en el lector y así poder construir una base que posteriormente pueda ser aprovechada y mejorada.



CAPÍTULO 1.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES BES, BCP Y EL SISTEMA HÍBRIDO BES-BCP.



1.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIDO

Actualmente más del 80% de los pozos productores de petróleo en el mundo requieren de un *Sistema Artificial de Producción (SAP)*.¹¹ Principalmente se asignan a diversas contingencias que ocurran dentro del pozo, ya sea para *aumentar* el ritmo de producción o *incrementar* el volumen de producción. Las técnicas de producción artificial se utilizan cuando los yacimientos no cuentan con la suficiente energía como para producir aceite o gas de forma natural conduciéndolos a la superficie, o en su defecto cuando los regímenes de producción no son los deseados.

No obstante, las estrategias de producción artificial se emplean en una gran variedad de pozos que incluyen los que están con infraestructura submarina, los que producen con altos regímenes de producción y los pozos más longevos o llamados maduros. La selección del tipo de sistema artificial es más complicada y depende de diversos análisis dentro de los que destacan: la evaluación de las características del yacimiento (temperatura, presión, índice de productividad), propiedades de los fluidos, diseño del pozo y por supuesto el análisis de riesgo, además de la evaluación económica y costos asociados.

Hoy en día, los sistemas artificiales de producción dominantes a nivel mundial siguen siendo el bombeo mecánico (BM), Bombeo Neumático (BN), mientras que el bombeo eléctrico sumergido (BES) ha tomado gran importancia en los últimos años desde su introducción en 1927¹.

La historia del desarrollo de la bomba eléctrica sumergible se remonta al año de 1911, en el cual *Armais Arutunoff*, lanzó la *Dinamo Eléctrica Rusa de Arutunoff (REDA)*. En 1916, se rediseñó una bomba centrífuga para operar con su motor, lo que constituyó un hito trascendental que conduciría a la utilización de las bombas motorizadas.

Durante el año 1927, *Arutunoff* instaló el primer sistema de bombeo BES en campos petroleros para *Phillips Petroleum*, actualmente conocida como *Conoco-Phillips*. En el año de 1930, se establece *REDA Pump Company* en Bartlesville, Oklahoma, E.U.A, donde actualmente continúa fabricando bombas. En 1988, REDA se convirtió en una división de *CAMCO Incorporated*, que fue adquirida por *Schlumberger* en el año de 1998 como se muestra en la figura 1.1.²

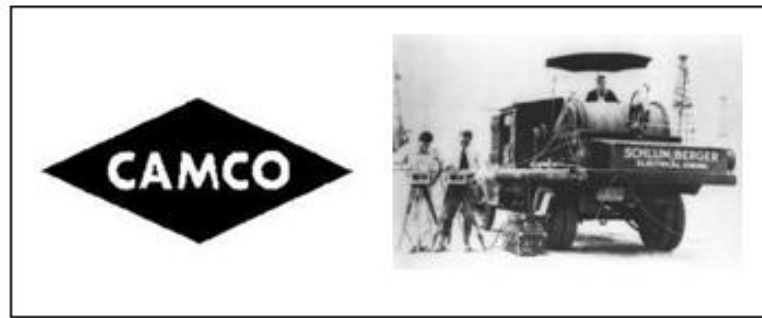


Figura 1.1 Fusión CAMCO & Schlumberger

1.2 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL BES

Uno de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) más común en el mundo, después del Bombeo Mecánico, es el Bombeo Eléctrico Sumergido (BES). A partir del año 2007, más de 100,000 bombas eléctricas sumergibles se encuentran operando en el mundo. La mayoría de las bombas electrocentrifugas están instaladas en campos marginales de E.U.A, Europa y Asia. El Bombeo eléctrico sumergido tiene como principio fundamental levantar el fluido del yacimiento hasta la superficie mediante la rotación centrífuga de la bomba. Este método puede utilizarse para producir fluidos de alta viscosidad, aceite con presencia de gas y pozos con alta temperatura. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

Una unidad convencional del sistema de bombeo eléctrico sumergido se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. La figura 1.2 muestra las partes fundamentales del equipo BES en superficie y subsuperficiales; el conjunto de partes subsuperficiales está constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o separador de gas, la sección de sello o protector y el motor eléctrico.

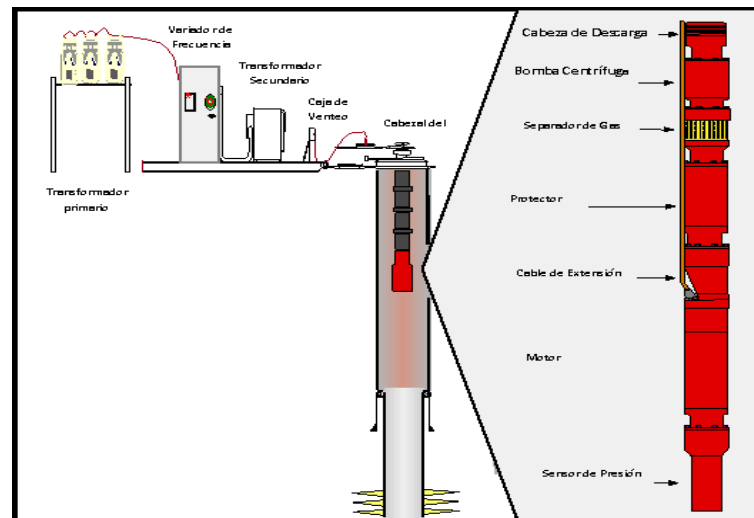


Figura 1.2 Estructura general del BES.³

Entre los cables se encuentran:

- El cable conductor eléctrico.
- El cable de conexión del motor.
- Sensor de fondo.

El equipo BES está constituido subsuperficialmente por los siguientes componentes¹:

- Motor eléctrico.
- Protector.
- Sección de entrada.
- Bomba electrocentrífuga.
- Cable conductor.

Las partes superficiales están constituidas por:

- Cabezal.
- Cable superficial.
- Tablero de control.



- Transformador.
- Variador de frecuencia.
- Caja de venteo

Además se incluyen los accesorios necesarios para asegurar una óptima operación, como son:

- Separador de gas.
- Flejes para cable.
- Extensión de la mufa.
- Válvula de drene.
- Válvula de contrapresión.
- Centrador.
- Sensor de presión.
- Dispositivos electrónicos para control del motor.

La integración correcta de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema con el fin de obtener las condiciones de operación deseadas que permitan a su vez impulsar a la superficie el gasto requerido. En la figura 1.3 se muestra el perfil del equipo BES con nivel de fluido y sus principales componentes superficiales y subsuperficiales. La figura muestra la perspectiva superficial y subsuperficial del bombeo eléctrico sumergido.

En la parte superior de la imagen se encuentra el transformador, el cabezal y el controlador de la frecuencia así como la caja de venteo; en la parte inferior de la imagen se muestra el cable de potencia, el empaque, las valvulas de seguridad, la bomba, el separador de gas, la sección del sello, el motor y el sensor de fondo. A continuación se desglozan de forma detallada cada uno de los componentes del sistema BES.

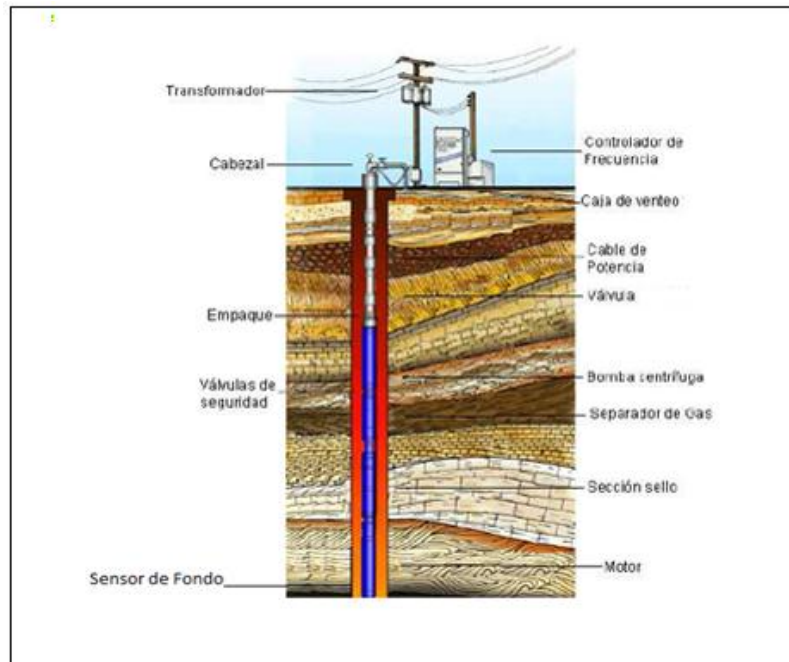


Figura 1.3. Integración de los componentes del BES.

1.2.1 COMPONENTES SUBSUPERFICIALES

1.2.1.1 MOTOR ELÉCTRICO

El motor eléctrico es parte esencial del sistema, se coloca en la parte inferior del aparato y recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable; su diseño compacto es peculiar, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de grandes potencias, además soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia. Consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente. Dichos motores son bipolares, trifásicos, del tipo jaula de ardilla y de inducción; los rotores construidos con longitudes de 12 a 18 [pg] están montados sobre la flecha y los estatores sobre la carcasa. El interior del motor se llena con aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar los cojinetes; la figura 1.4 muestra las condiciones internas y externas del motor.

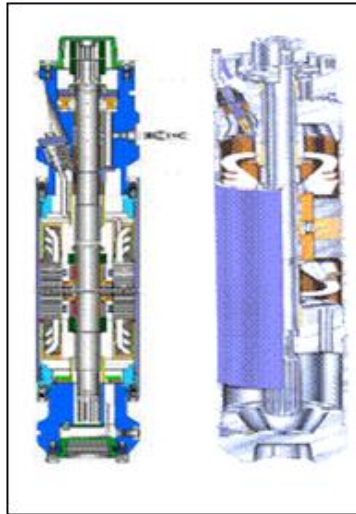


Figura 1.4 Vista interna del motor eléctrico.

Los requerimientos de amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 [A] y se puede lograr mayor potencia, aumentando la longitud de la sección del motor; cuando éste es sencillo puede tener unos 30 [pies] de largo y una potencia de 200 a 250 [HP], mientras que los de tipo *Tandem* alcanzan hasta 100 [pies] de largo y una potencia de 1000 [HP].

La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable; por ejemplo, cuando la pérdida del voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de mayor voltaje y menor amperaje.

1.2.1.2 SEPARADOR DE GAS

El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de los fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de la disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación con producción de altos gastos y las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas. Existen dos tipos de separadores, uno es el convencional y el otro es el centrífugo, donde su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. En la figura 1.5 se muestra la parte interna de un separador de gas.

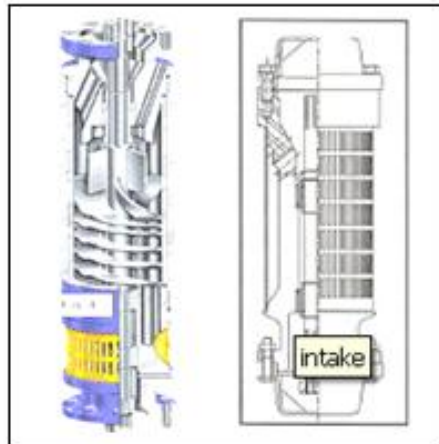


Figura 1.5 Vista interna del separador de gas.

Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes.

El separador centrífugo trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Unas aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y el gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos hacia la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la tubería de producción.⁵

1.2.1.3 PROTECTOR

También llamado sección sellante se localiza entre el motor y la bomba, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

Las funciones principales que desempeña son:

- Contribuye a igualar la presión entre el motor y el espacio anular.
- Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico.



- Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo.

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. La diferencia radica en cómo el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo. El protector convencional protege contra la entrada del fluido alrededor de la flecha; por otra parte el protector de tres cámaras constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Si dos de los tres sellos mecánicos fallan, el motor sumergible aún queda protegido.

1.2.1.4 BOMBA ELECTROCENTRÍFUGA

Su función básicamente es imprimir a los fluidos producidos el incremento de presión necesaria para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente hacia la cabeza del pozo. La bomba electrocentrífuga es de múltiples etapas y cada una consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor aporta energía cinética al fluido. El difusor la transforma en energía potencial. Las etapas de la bomba se clasifican dependiendo de la geometría del pasaje del fluido en dos tipos; flujo mixto y el flujo radial.¹ Cabe mencionar que existe una clasificación de los diferentes tipos de bombas en relación a su diámetro, la serie, por ejemplo "A", "D", "G", "H", etc.

Una bomba que opera con un gasto superior al de su diseño produce un empuje ascendente excesivo; por el contrario, al operar con un gasto inferior se produce un empuje descendente. A fin de evitar estos empujes la bomba debe trabajar con una capacidad de rango recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente está dentro del 75% al 95% aproximadamente del gasto de mayor eficiencia de la bomba.

La presión desarrollada por una bomba electrocentrífuga depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. De esta manera la presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica es la misma cuando la bomba maneje agua con densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad relativa. La figura 1.6 ilustra la configuración interna de una bomba electrocentrífuga.

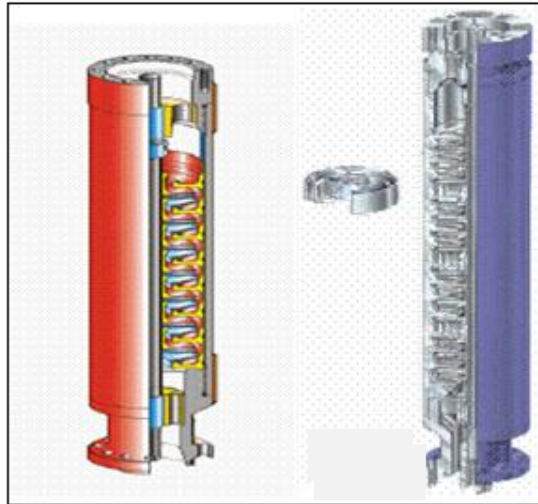


Figura 1.6 Vistas interna de la bomba electrocentrífuga.

Para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba ya construida, por lo que se refiere al gasto que puede manejar, es necesario determinar mediante pruebas prácticas sus curvas características o de comportamiento; estas indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba; así como: la potencia del freno en cada caso. Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce con densidad relativa de 1.0 y una viscosidad 1.0 [cp] haciéndola trabajar a velocidad constante y estrangulando la descarga. Durante la prueba se miden en varios puntos: el gasto, el incremento de presión a través de la bomba y la potencia del freno.

El incremento de presión se convierte en carga de columna hidráulica y se calcula la eficiencia total de la bomba. Con base en esos datos se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba. Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes. En estos casos es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación¹:

- ❖ **Efecto del cambio de velocidad:** El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.



- ❖ **Efecto de la densidad relativa:** La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

- ❖ **Efectos de cambio del diámetro de impulsor:** La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs gasto, incluyen información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración. En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo a la frecuencia en [Hz] de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas, verificando que su número de serie o diámetro externo sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que se maneje con mayor eficiencia en el gasto deseado bajo las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

- ❖ **Fenómeno de cavitación:** Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyente hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de ariete o choque. Este fenómeno se conoce como cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.



- ❖ **Cables:** La unión eléctrica entre los equipos descritos instalados en el subsuelo y los equipos de control en superficie, son los cables. Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo eléctrico sumergido: extensión de cable plano y cable de potencia. La extensión de cable plano es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor; en el otro extremo este se empalma al cable de potencia; donde la única diferencia entre el cable de plano y el cable de potencia es que este (cable plano) posee las mismas propiedades mecánicas y eléctricas que los cables de potencia pero son de un tamaño inferior.⁵
- ❖ **Cable Conductor eléctrico:** La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje del motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

1.2.1.5 SENSOR DE FONDO

El sensor de fondo es un equipo que se coloca en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permiten enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en un controlador, convirtiéndolas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba. Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba. Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción.

El sensor de fondo está conectado a la unidad de lectura en superficie, las señales de temperatura y presión de fondo son previamente acondicionadas por el propio sensor en el fondo del pozo y transmitidas a través del cable de potencia. El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura, a intervalos específicos. Durante el tiempo que dura la calibración las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en las pantallas de monitoreo permitiendo la realización de registros manuales.⁵



Un equipo de superficie se utiliza para manejar la información proveniente del fondo del pozo, en tiempo real. Esta información puede ser solamente mostrada o enviada a otro sistema de monitoreo para poder ser extraída y procesada posteriormente. Además, dependiendo de la aplicación, existe un sensor de fondo de acuerdo a la temperatura de trabajo; funciona a presiones de hasta 5000 [lb/pg²].

1.2.2 COMPONENTES SUPERFICIALES

1.2.2.1 BOLA COLGADORA

Este dispositivo se coloca en una especie de nido mecánico sobre el árbol de válvulas. Su función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento para evitar fuga de fluidos a la superficie. Está construida de acero y cubierta de neopreno. En el caso de instalaciones marinas el paso de los conductores del cable, lo tiene integrado y su contacto es como el de la mufa.⁵

1.2.2.2 CAJÁ DE VENTEO

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

1.2.2.3 TABLERO DE CONTROL

Este es un componente fundamental desde donde se administra la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero; este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadoras de la causa de paro, amperímetro y otros dispositivos para control remoto; los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.⁵



1.2.2.4 TRANSFORMADOR

Este componente se utiliza para incrementar el voltaje de la línea al valor requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

1.2.3 ACCESORIOS

1.2.3.1 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN

Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba y permite al flujo ir en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

1.2.3.2 VÁLVULA DE DRENAJE

Al utilizar una válvula de retención debe utilizarse una válvula de drenaje una junta por encima de está, como factor de seguridad para cuando se requiera circular el pozo por el espacio anular a la tubería de producción. Se coloca de una a tres lingadas por arriba de la válvula de contra presión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

1.2.3.3 VARIADOR DE FRECUENCIA

Este dispositivo es considerado como equipo fijo. Eventualmente la información disponible para efectuar un diseño no es del todo confiable, como consecuencia se obtiene una instalación que no opera adecuadamente; anteriormente la alternativa sería rediseñar e instalar un nuevo aparejo, debido a que el sistema de bombeo eléctrico trabaja a velocidad constante para un mismo ciclaje. En otros casos, algunos pozos son dinámicos en cuánto a parámetros de presión de fondo, producción, relación gas-aceite (RGA) y otros para los cuales no es recomendable la operación de un aparejo con velocidad constante.



Lo anteriormente expuesto limita la aplicación del sistema a pozos estables donde el número de etapas de la bomba, sus dimensiones y velocidad podría ser constantes. El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 [Hz], lo que implica un amplio rango de velocidades y por lo tanto de gastos que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto; una baja frecuencia, los disminuye.

1.2.3.4 CENTRADORES

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

1.2.3.5 BANDAS DE CABLE

También denominados flejes, se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción durante la instalación, y el cable de extensión del motor al equipo. Las bandas se fabrican de tres materiales distintos:

- **Bandas de acero negro:** se utilizan en pozos donde no exista corrosión.
- **Bandas de acero inoxidable:** se usan en pozos moderadamente corrosivos.
- **Bandas de monel:** se usan en ambientes corrosivos. Otros accesorios pueden ser los sensores de presión y de temperatura de fondo, cajas protectores para transporte del equipo, etc.

La integración de todos los componentes descritos es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener en la superficie el gasto del líquido deseado y mantener la presión necesaria en la boca del pozo.



1.3 DISEÑO BÁSICO Y SELECCIÓN DE UN EQUIPO BES

A continuación se muestran los pasos básicos para calcular y analizar las variables de diseño de la instalación de un equipo BES.³

1. Recopilar y analizar la información del pozo: Pruebas de producción, tipo de fluidos, estado mecánico.
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:

$$CDT = [P_{cb}] + [P_{th}] + [\Delta P_f] - [sumergencia] \quad (1.1)$$

Dónde:

CDT = Carga dinámica total

P_{cb} = Profundidad de colocación de la bomba

P_{th} = Presión en la cabeza del pozo

ΔP_f = Pérdidas de presión por fricción

Sumergencia: es 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 de las bombas, 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.
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.
7. Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de los datos técnicos disponibles.
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.
9. Calcular los requerimientos de KvA (kilovatios-amperes), a fin de dimensionar los transformadores.
10. Seleccionar los accesorios necesarios tales como:
 - a. Tamaño y tipo del cabezal para la tubería de producción.
 - b. Equipo de servicio requerido para realizar la instalación.
 - c. Equipo opcional.
11. Determinar que otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como:
 - a. Protecciones anticorrosivas necesarias y el uso de materiales inhibidores de corrosión.

1.3.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BES

Las ventajas principales del BES son:

- Es un sistema efectivo para producir grandes volúmenes de fluidos, desde 200 hasta 60000 [bl/d], a grandes profundidades (aún superiores a los 15 000 pies) y varias condiciones.
- También se utiliza para producir fluidos con altas viscosidades y el manejo simultáneo de aceite, gas y agua.
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.



- El comportamiento del sistema es muy eficiente cuando se maneja únicamente líquido.
- Trabaja bien en pozos desviados.
- No causan destrucciones en ambientes urbanos.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e incrustaciones..

Las desventajas son:

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.

Una vez concentradas las características más puntuales y específicas del BES, se describen a continuación los aspectos generales que caracterizan al sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP).



1.4 ANTECEDENTES DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS⁴.

A finales de los años 20, *René Moineau* desarrolló el concepto de cavidades progresivas para una serie de bombas helicoidales (forma helicoidal Figura 1.7). Una de aquellas bombas tomó forma y se convirtió en lo que ahora se conoce con el nombre de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP). En 1979, algunos operadores de Canadá, donde existían yacimientos con crudos viscosos y con alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con bombas de cavidades progresivas. Muy pronto, comenzaron a realizarse importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y en los tipos de elastómeros. En los últimos años las BCP han experimentado un incremento gradual como un método de producción artificial común. Sin embargo el bombeo por cavidades progresivas está recién en una etapa de desarrollo, en comparación con otros sistemas artificiales de producción como el Bombeo Neumático (BN), el Bombeo Mecánico (BM) e inclusive el Bombeo Eléctrico Sumergido (BES).



Figura 1.7 Imagen helicoidal.

1.5 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.

El bombeo por cavidades progresivas (BCP) proporciona un método artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles, por lo que su mantenimiento, es relativamente sencillo. Un sistema BCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en la superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado. La operación de la bomba es sencilla, a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, y estas (las varillas) son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator, estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo. La figura 1.8 se muestra un ejemplo de algunos equipos BCP montados sobre un campo petrolero.



*Figura 1.8 Sistemas BCP instalados en un campo de aceite*⁴

La instalación en la superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la bomba de cavidades progresivas. Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existiría acción de bombeo.

En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y la mala operación del sistema. El niple de asentamiento, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario. La anterior figura 1.9 muestra la configuración superficial y subsuperficial del sistema BCP.



Figura 1.9 Configuración de las principales partes de un BCP⁴

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno es rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor del eje del estator.

La geometría del conjunto rotor-estator es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades, el área de cada cavidad es constante y a velocidad de rotación constante, el gasto es uniforme. Esto es una característica importante del sistema ya que esta acción se asemeja a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita. La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es "un paso", esta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad). En tanto el gasto es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación.



La capacidad de la bomba de cavidades progresivas para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre rotor-estator. Para obtener esas líneas de sello se requiere una *interferencia* entre rotor/estator, es decir una compresión entre rotor y estator.

Existen distintas geometrías en bombas de BCP y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor. La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:

Ej.

No. De lóbulos del rotor:	3
No. De lóbulos del estator:	4

Por lo tanto la geometría es: 3:4

Esta relación permite clasificar a las bombas en dos grupos:

- Lobulares Simples: con geometría 1:2
- Multilobulares: con geometría 2:3, 3:4; etc.

En cuanto a la presión desarrollada dentro de la bomba depende básicamente de dos factores:

- Número de líneas de sello (etapas).
- Interferencia entre rotor y estator.

La mayor o menor interferencia o compresión entre rotor y estator se puede lograr en principio variando el diámetro normal del rotor. A su vez, la expansión del elastómero durante el proceso de producción hace que la interferencia aumente, lo cual se deberá tener en cuenta para elegir la mejor combinación entre rotor y estator.

La expansión del elastómero se puede dar por:

- Expansión térmica debida a la temperatura del fondo del pozo o la energía térmica generada por deformación cíclica-histéresis.

- Expansión por interacción química.

La cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor número de etapas, mayor es la capacidad para vencer a una diferencia de presión. Las siguientes figuras 1.10 y 1.11 muestran distintas combinaciones que afectan a la distribución de la presión dentro de la bomba.

- a) Igual Interferencia - Distinto número de etapas.

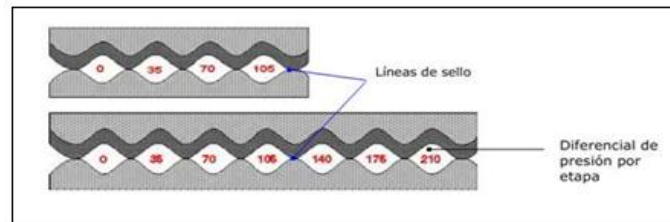


Figura 1.10 Distribución del rotor y el elastómero con igual interferencia.

- b) Igual número de Etapas - Distinta interferencia.

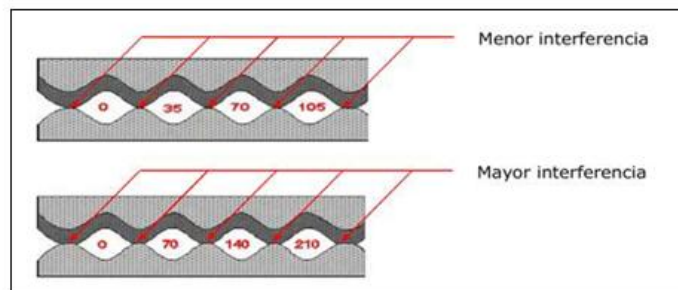


Figura 1.11 Distribución del rotor y el elastómero con igual número de etapas.



1.5.1 TIPOS DE INSTALACIÓN

1.5.1.1 INSTALACIÓN CONVENCIONAL

Como primer paso se baja la tubería de producción y se ancla con un empacador, después se baja el estator y el rotor, y son instalados de forma separada; este tipo de instalación demanda tiempo de intervención y en consecuencia se requiere una mayor inversión.

Las varillas transmiten el movimiento giratorio que requiere el sistema para funcionar, estas van enroscadas al rotor. Actualmente este tipo de instalación ya no es común por la cantidad de tiempo que consume su instalación, mientras que la instalación insertable es el sistema que lo ha venido a suplantar⁴.

1.5.1.2 INSTALACIÓN INSERTABLE

En la configuración de bombas insertables el estator se baja al fondo del pozo conjuntamente con el resto del sistema subsuperficial. En otras palabras, la bomba completa es instalada con la sarta de varillas sin necesidad de remover la tubería de producción, minimizando el tiempo de intervención y en consecuencia el costo asociado ha dicho trabajo. La bomba es la misma que en la configuración convencional, con la diferencia de que está adaptada a un sistema de acople que permite obtener un equipo totalmente ensamblado como una sola pieza. Al rotor se le conecta una extensión de varilla la cual sirve como apoyo al momento del espaciado de la bomba. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema

1.5.2 EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL

El BCP está integrado por dos secciones principales de equipos:

- 1) Equipo en Superficie.
- 2) Equipo Subsuperficial.



1.5.2.1 EQUIPO SUBSUPERFICIAL

1.5.2.1.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. En caso de haber instalado un ancla de torsión, ésta se arma con torsión óptima API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torsión, se debe ajustar con la torsión máxima API; de este modo, en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torsión, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.

1.5.2.1.2 SARTA DE VARILLAS

Es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de coples formando una sarta; se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidades progresivas. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie.

Los diámetros máximos de la sarta de varillas utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, Se muestra la figura 1.12 tres varillas que pueden conformar la sarta.



Figura 1.12 Varillas

1.5.2.1.3 ESTATOR

Usualmente está conectado a la tubería de producción; es una hélice doble interna y moldeada a precisión (está hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero). En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo. La figura 1.13 muestra el diámetro mayor y menor del estator.

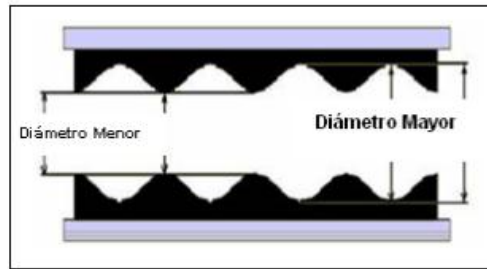


Figura 1.13 Vista perfilada del Estator.

1.5.2.1.4 ELASTÓMERO

Es una goma en forma de espiral y está adherida al estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

1.5.2.1.5 ROTOR

Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión y hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente. Estando el estator y el rotor al mismo nivel, los extremos inferiores del rotor, sobresalen del elastómero aproximadamente unos 18.11 [pg] a 20.47 [pg]; este dato permite verificar en muchos casos si el espaciamiento fue bien realizado. En el caso de la producción de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. La figura 1.14 muestra un rotor típico.



Figura 1.14 Rotor.



1.5.2.1.6 CENTRADOR

Puede ser un componente adicional y se usa principalmente para proteger las partes del sistema. El tipo de centrador "no soldado" es empleado con el propósito de centrar la bomba dentro de la tubería de producción. La figura 1.15 muestra un centrador marca *NEPTUN* para instalaciones que utilizan BCP.



Figura 1.15 Centrador marca NEPTUN

1.5.2.1.7 NIPLE INTERMEDIO O NIPLE ESPACIADOR

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cople o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación. La figura 1.16 muestra el acoplamiento del niple intermedio o también llamado espaciador.

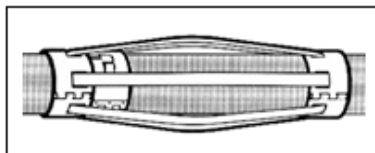


Figura 1.16 Niple Intermedio.



1.5.2.1.8 NIPLE DE PARO

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.
- Como succión de la bomba.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior para permitir instalar bajo el ancla de torsión cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor durante el espaciamiento. La siguiente figura 1.17 muestra un niple de paro.



Figura 1.17 Niple de Paro

1.5.2.1.9 ANCLA DE TORSIÓN

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenroscado de la tubería. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción; el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenroscado, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator. Se muestra en la figura 1.18 la configuración externa e interna del ancla de torsión.



Figura 1.18 Vista externa e interna de un ancla de torsión.

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, en algunos casos es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor gasto a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

1.5.2.1.10 NIPLE DE ASIENTO

Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril que permite utilizar el mismo niple de asiento que en una bomba mecánica, evitando en un futuro el movimiento del aparejo de producción al momento de cambiar el sistema de extracción. Se muestra la figura 1.19 con el niple de asiento.

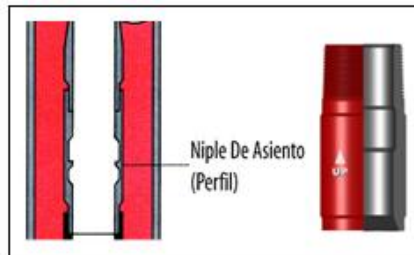


Figura 1.19 Niple de asiento marca TACKER®.

1.5.2.1.11 MANDRIL

Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la tubería de producción y el resto del pozo. El término mandril tiene muchos significados. Puede referirse al cuerpo principal de una herramienta o un eje. Adicionalmente, partes de la herramienta podrían estar conectadas, arregladas o encajadas adentro. También puede ser varillas de operación en una herramienta.



1.5.2.1.12 ZAPATA DE HERMETICIDAD

En caso de ser instalada (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio para poder probar toda la tubería; además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor impidiendo su paso en la bajada. La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor, cuanto mayor sea la presión total resultante sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba para evitar dañarla.

1.5.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

Una vez obtenidos los parámetros mínimos de operación necesarios para accionar el equipo subsuperficial, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie para que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar al vástago a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie. Los componentes de superficie se pueden concentrar en tres sistemas que son: cabezal de rotación, sistema de transmisión y el sistema de frenado. A continuación se detallan dichos componentes.

1.5.2.2.1 CABEZAL DE ROTACIÓN

El cabezal de rotación debe ser diseñado para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de frenado y la potencia necesaria. Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo. Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.



La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento del mismo dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión (a semejanza del sistema buje -apoyo de ejes- de impulso/vástago de perforación). El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de cuatro pernos. La barra se puede levantar a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa. A continuación en la figura 1.20 se muestra la figura del cabezal de rotación y la figura 1.23 muestra las características que fundamentan el trabajo del mismo.



Figura 1.20 Cabezal de rotación.

Algunos arreglos de los cabezales también se pueden configurar de la siguiente manera:

- 1) **Cabezal con motor eléctrico:** La transmisión de energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o combustión interna) hasta el cabezal de rotación, es a través de correas y poleas (figura 1.21), engranajes o transmisión hidráulica. En el caso de transmisión de poleas y correas, la relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y la potencia/torque que se deba transmitir al sistema de varillas del BCP.

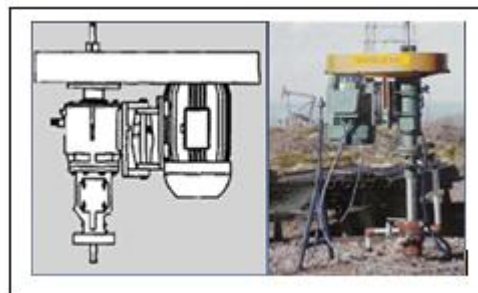


Figura 1.21 Cabezal con motor eléctrico



- 2) **Cabezal vertical con sistema mecánico de reducción de flujo variable:** El equipo es un reductor de velocidad de ejes ortogonales, desarrollado para soportar elevadas cargas axiales en el eje de salida; el principio de funcionamiento consiste en aprovechar el movimiento en contrasentido que se genera al desenergizarse el motor.

En esas condiciones el engranaje del eje impulsa a la bomba de frenado que aspira aceite de un depósito propio y lo envía al caliper de freno, que actúa inmovilizando el disco de freno. Gracias a la inyección de aceite a través de la válvula reguladora de gasto, la presión cae y permite que el eje vuelva a girar. Al rotar nuevamente el sistema se activa y frena, alternando giros y frenado. figura 1.22.

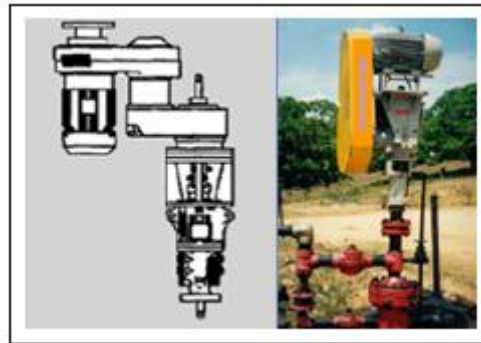
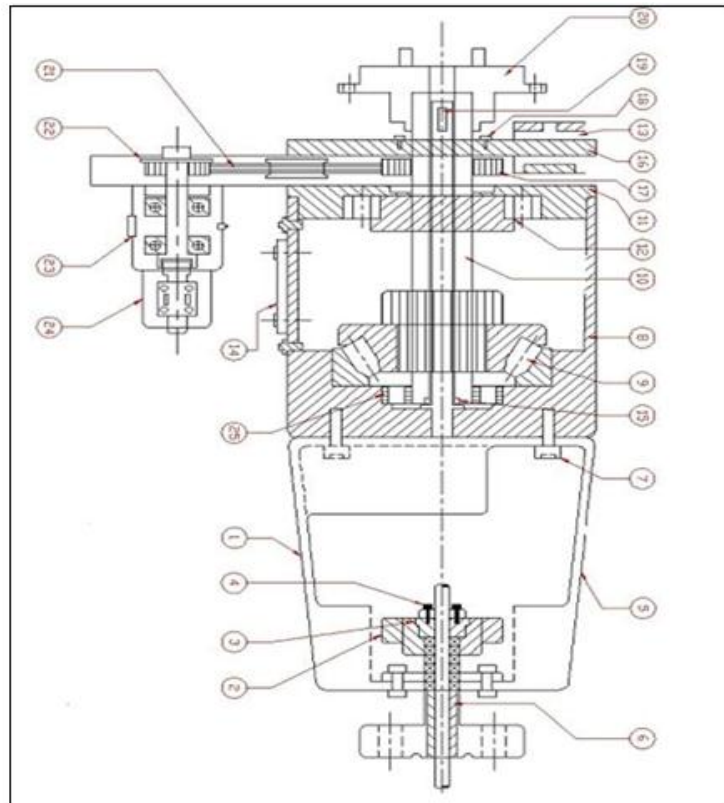


Figura 1.22 Cabezal vertical con sistema mecánico de reducción de flujo variable



- | | | |
|--|--------------------------------|---------------------------------|
| 1. Base porta empaque. | 12. Rodamiento nj 214. | 23. Correa sincrónica 90 x 190. |
| 2. Tuerca porta empaque. | 13. Caño guía. | 24. Engranaje 22 dientes. |
| 3. Buje centralizador de tuerca empaque. | 14. Visor. | 25. Engranaje 42 dientes. |
| 4. Buje centralizador inferior. | 15. Reten inferior. | |
| 5. Deflector ecológico. | 16. Mesa porta polea. | |
| 6. Bulones 10/32 anclaje buje de tuerca. | 17. Bulones Alem 3/4 x 2 1/4". | |
| 7. Cuerpo principal. | 18. Caliper de freno. | |
| 8. Tapa superior. | 19. Disco de freno. | |
| 9. Eje motriz pasaje hasta 1 1/2". | 20. Bulón Alem 12 x 175 x 35. | |
| 10. Rodamiento 29420. | 21. Caja comando hidráulico. | |
| 11. Rodamiento nj 221. | 22. Motor hidráulico. | |

Figura 1.23 Partes del cabezal de un BCP.

1.5.2.2.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Como sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos. Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costo, se seleccionará el método a utilizar.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 revoluciones por minuto [RPM], es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas [RPM], lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor. La figura 1.24 muestra el sistema de transmisión.



Figura 1.24 Ssistema de transmisión.

1.5.2.2.3 SISTEMA DE FRENO

La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas. Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar la torsión.



Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular en el momento que se detiene. Durante ese proceso de marcha inversa, se pueden alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, el desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea el cabezal, pudiendo ocasionar daños severos al operador.

Algunas características del sistema de frenado son:

- El freno tiene la capacidad requerida para manejar conjuntos de alta potencia con bombas de gran dimensión.
- El motor hidráulico que equipa el cabezal es de alta eficiencia y respuesta inmediata en ambos sentidos de giro.
- El *manifold* comando permite un rango de regulación según las exigencias del equipo, ya que se puede optar por un freno progresivo, que evite el aprisionamiento de la bomba de fondo; caso contrario, se puede optar por un bloqueo del mismo según los requerimientos operativos.
- El freno de disco asegura una mejor dispersión del calor generando un frenado prolongado.
- Las pastillas del freno se pueden reemplazar fácilmente en el campo por el buen acceso al *Caliper* de freno que se tiene.
- El freno funciona automáticamente tan pronto como hay contra rotación; la velocidad de contrarrotación se puede ajustar fácilmente por el alto rango de regulación que consta el *manifold* comando.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

- **Freno de accionamiento por fricción:** Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 [HP].



- **Freno de accionamiento hidráulico:** Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de un BCP). Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc.

1.5.2.2.4 MOTOR

La principal función del motor en el sistema es proveer la potencia requerida para generar el movimiento de rotación que se le debe suministrar al rotor. La potencia es función directa del torque y esta relación esta expresada en la siguiente ecuación:

$$P_{\text{requerida}} = C * T_{\text{sarta}} * N / \mu_{\text{Transmisión}}. \quad (1.2)$$

Dónde:

$P_{\text{REQUERIDA}}$ = Potencia total requerida por el sistema (KW).

T_{SARTA} = Torque total sobre la sarta de varillas ([N*M] o [LBS *PIES]).

N = Velocidad de rotación del sistema (RPM).

$\mu_{\text{TRANSMISIÓN}}$ = Eficiencia de transmisión (%).

C = Constante (sistema métrico $1.504E^{-2}$, sistema inglés $1.917E^{-6}$).

1.5.3 ELASTÓMEROS

El elastómero es un elemento que puede ser estirado un mínimo de dos veces de su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original. El caucho natural es tratado para producir encruzamiento, sus átomos forman enlaces covalentes entre las diferentes cadenas poliméricas, uniéndolas en una sola molécula reticulada para dar como resultado el elastómero.



Las características principales de los elastómeros son:

- Resistencia a la fatiga; hasta 500.000.000 de ciclos acumulados de deformación cíclica.
- Elasticidad; Fuerza necesaria por unidad de superficie para estirar una unidad de longitud (resistencia a la presión).
- Dureza; Fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero.
- Resistencia al desgarramiento.
- Resistencia a la abrasión.
- Resiliscencia: velocidad para volver a la forma original, para poder volver a sellar las cavidades.
- Permeabilidad; para evitar la descompresión explosiva, en paros de producción de pozos con gas libre en la succión de la bomba.

Los principales elastómeros que se usan en la industria petrolera son el caucho de nitrilo butadieno NBR (*Nitrile Butadiene Rubber*), cadenas poliméricas de butadieno y acrilonitrilo (ACN). El ACN es el compuesto que le aporta las propiedades necesarias para afrontar los requerimientos de la explotación de petróleo. El contenido de ACN en los elastómeros para petróleo está comprendido entre 18 y 50 %, produciendo diferentes efectos sobre sus características y propiedades. El NBR posee un doble enlace tenso de carbono que favorece las reacciones químicas, permitiendo agregar aditivos que mejoran sus propiedades. En el proceso de vulcanización del caucho; los aditivos se mezclan mecánicamente y luego se moldea y vulcaniza la mezcla para acelerar el proceso de formación de enlaces. Se utiliza más de una docena de aditivos en cada compuesto específico de caucho, tales como azufre que provee enlaces reductores de fricción, catalizadores de vulcanizado etc. Los principales agentes químicos agresivos para el elastómero son:

- Disolventes aromáticos.
- Ácido sulfhídrico H_2S .
- Dióxido de carbono CO_2 .
- Agua.



1.5.3.1 PROPIEDADES DINÁMICAS Y MECÁNICAS DE LOS ELASTÓMEROS

El elastómero es un compuesto que posee propiedades "visco-elásticas", de tal manera que en un proceso de deformación cíclica el elastómero tiene la habilidad única de almacenar y disipar energía simultáneamente. Las gomas sintéticas en la mayoría de sus aplicaciones son sometidas a cierto grado de deformación cíclica o absorción de cargas, situación típica observada en la operación de una BCP. La base de esta discusión se centra en que las propiedades mecánicas dinámicas de una goma sintética sometidas a una deformación (<25%) son independientes a la magnitud de la deformación. Y al contrario, son fuertemente dependientes de la arquitectura molecular, temperatura y frecuencia de deformación. Los datos de las propiedades dinámicas mecánicas son obtenidas a través de ensayos de desplazamiento de la goma (compresión o tensión), aplicando una deformación sinusoidal cíclica, llamado módulo de elasticidad complejo (E^*). Este módulo está compuesto por:

E'' componente elástica del módulo de elasticidad. (Energía recuperable) que se encuentra en fase con el desplazamiento.

E'''' componente viscosa del módulo de elasticidad. (Energía irre recuperable).

Para cuantificar la deformación sinusoidal, se utiliza la relación entre la componente viscosa (E'''') y la componente elástica (E'') que está representada por la relación:

$$\text{Tan } (d) = E'''' / E'' \quad (1.3)$$

Cuando existe un bajo valor de $\text{Tan } (d)$ el elastómero es sometido a cargas cíclicas; contrariamente, un alto $\text{Tan } (d)$ es preferido en aplicaciones donde las cargas son intermitentes o aleatorias.

El contenido de acrilonitrilo (ACN) ayuda al elastómero a adquirir propiedades y características especiales para resistir las exigencias operativas del sistema BCP. La contrapartida del agregado es que cuanto mayor es el contenido de (ACN) en el elastómero, menor es la elasticidad y la resiliencia del mismo, aumentando la componente viscosa y en consecuencia el almacenamiento de energía en su interior.



1.6 DISEÑO BÁSICO Y SELECCIÓN DE UN BCP

A continuación se detallan los pasos a seguir para calcular y analizar las variables de diseño de una instalación de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP).

1. Datos del pozo.
2. Selección de la bomba.
3. Cálculo del gasto teórico.
4. Carga dinámica total (*TDH, Total Dynamic Head*).
5. Cálculo de la potencia consumida.
6. Cálculo de torques.
7. Cálculo de esfuerzos axiales.
 - 7.1 Debido a la presión sobre la bomba.
 - 7.2 Debido al peso de las varilla.
8. Cálculo de las tensiones combinadas.
9. Cálculo de estiramiento de la sarta de varillas.

1.6.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BCP

Ventajas

Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos artificiales de producción, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %. Otras ventajas adicionales de los sistemas BCP son:

- Producción de fluidos altamente viscosos (2,000-50,000) [cp].
- La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento.



- Los costos operativos son también mucho más bajos. Se señalan ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales de bombeo eficiente. El sistema de accionamiento es también eficiente a causa de que la varillas de bombeo no se levantan y bajan, sólo giran.
- Los costos de transporte son también mínimos; la unidad completa puede ser transportada con una camioneta.
- Opera eficientemente con arena debido a la resiliencia del material del estator, aunque la fricción de los granos de arena desgasta al estator y en general al mecanismo de bombeo.
- La presencia de gas no bloquea la bomba, pero el gas libre a la succión resta parte de su capacidad, reduciendo su eficiencia.
- La ausencia de pulsaciones en la formación cercana al pozo generará menor producción de arena de yacimientos no consolidados. La producción de flujo constante hacen más fácil la instrumentación.
- Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies hacen que la unidad BCP sea perfectamente adecuada para locaciones con pozos múltiples y plataformas de producción costa afuera.
- El bajo nivel de ruido y pequeño impacto visual la hace ideal para áreas urbanas.
- Ausencia de partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.

Desventajas

Los sistemas BCP también tienen algunas desventajas en su uso:

- Resistencia a la temperatura de hasta 138 [°C].
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo).
- Tendencia del estator a un daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos (por ejemplo cuando se obstruye la succión de la bomba).



- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción en pozos direccionales y horizontales.
- Requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba (ya sea por falla, por adecuación o por cambio de sistema).

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. El sistema BCP es una tecnología que ha demostrado ser eficiente en la producción de aceite con elevada viscosidad y en pozos de difícil operación como alta temperatura y presencia de gas, los componentes de este sistema fue diseñado para trabajar eficazmente en condiciones extremas, por lo que muchos especialistas que operan en campos maduros consideran que utilizando este sistema se tendría una recuperación más rentable de crudos pesados.

En su aplicación correcta, los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proveen el más económico método de producción artificial si se configura y opera apropiadamente. A continuación se explican los fundamentos operativos del sistema BES-BCP, esto con el fin de observar las cualidades técnicas de dos sistemas altamente capacitados para producir de manera conjunta en pozos con características adversas como: presencia de arena, altos cortes de agua, alta viscosidad y temperaturas extremas, etc.

1.7 ANTECEDENTES DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN HÍBRIDO BES-BCP

El concepto de BES-BCP fue iniciado hace 50 años aproximadamente, pero la investigación y las pruebas realizadas con tecnología conjuntamente avanzada en el sitio comenzaron en el año 2000. El primer BES-BCP en forma, con una configuración más sofisticada, comenzó a ser utilizada en pozos productores de crudo pesado en el año 2005. *Sanyang Co*[®] es una de las compañías pioneras en el manejo de este tipo de tecnología además de la producción de aceites pesados en instalaciones costa a fuera⁹.

Sanyang Co[®] comenzó con las investigaciones y desarrollo tecnológico del BES-BCP desde el año 1996 y después de 10 años de dedicación a la investigación de este sistema artificial híbrido ha logrado significativos progresos, tanto en su óptimo acoplamiento así como en una comunicación inteligente entre ambos sistemas.



Dicho sistema híbrido ya es una tecnología de alto impacto, dado que es utilizado en muchos yacimientos alrededor del mundo con producción de crudos pesados, con altos cortes de agua, intrusión de arenas, alta viscosidad, contacto constante con H_2S y CO_2 y con grandes niveles de corrosión¹⁰.

1.8 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO HÍBRIDO BES-BCP

Los sistemas artificiales de producción convencionales, se han encontrado con problemas tradicionales dentro del pozo, específicamente con la viscosidad del aceite y los crudos pesados y extrapesados. Dichos desafíos incluyen problemas con la abrasión de la arena, la formación de emulsiones, la desviación del pozo (pozos horizontales), la formación y deposición de incrustaciones y la alta temperatura. El desarrollo de la tecnología BES-BCP significa la sinergia del BCP y el BES en un sistema híbrido que aprovecha las mejores cualidades de ambos sistemas. Por un lado, el BES y el BCP ofrecen una mayor resistencia a la abrasión por la producción de sólidos, son aplicables para la producción de líquidos de alta viscosidad y formación de emulsiones dentro del BCP. Por otra parte el sistema BES-BCP puede ser desplegado en los pozos de alta desviación con un par de motores adicionales para producir fluidos. La explotación de los recursos no convencionales, como los proyectos térmicos de petróleo pesado, han provocado el desarrollo y la mejora de la tecnología BES-BCP para aplicaciones en yacimientos con alta temperatura.^{5,10}

1.8.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA HÍBRIDO BES-BCP

El BES-BCP es un sistema de bombeo volumétrico impulsado por el sistema de motor de fondo, que se compone por un sistema de transferencia mecánica, cojinete de empuje, tubería flexible y sistema de lubricación separado del eje. En comparación de una terminación BES convencional con una terminación BES-BCP, hay una buena sinergia entre los dos, dado que solo requieren pocas modificaciones al unirlos con el BCP. Incluye en el fondo una caja reductora (*GRU*), patentada por *Baker Hughes*[®], que se incorpora en el sistema para reducir la velocidad del motor en la operación de la bomba BCP e incrementar el torque suministrado a la bomba.



La carga en la cabeza del BCP se define por las fases del estator. La capacidad de volumen del BCP se obtiene por la siguiente ecuación:

$$Q = 4 \times E \times D \times Pe \times N \quad (1.4)$$

Q: gasto [pie^3/s]

E: excentricidad

D: diámetro [pg]

Pe: paso del estator [pg]

N: velocidad del rotor [RPM]

El motor hacia dentro del orificio del BES-BCP está constituido por 4 ó 6 polos del motor sumergible, cuya velocidad es de alrededor de 1500 [RPM] y 1000 [RPM] a 50 [Hz], respectivamente. El protector del motor es la cápsula convencional, llamada también protector de solución tipo.

1.8.1.1 CONFIGURACIÓN DEL BCP EN EL SISTEMA HÍBRIDO

Esta configuración es un sistema sin émbolo que elimina la pérdida por fricción en la tubería y la varilla. El BCP se maneja de forma individual como una espiral (rotor) que gira excéntricamente al interior del estator. El BCP es la bomba de desplazamiento positivo. A medida que el rotor gira dentro del estator, el líquido se mueve a través de la bomba de cavidad a cavidad. Como una cavidad se cierra, se abre la cavidad opuesta exactamente a la misma velocidad. Esto da como resultado un flujo no pulsátil constante. La ventaja aquí es que el BCP puede manejar fluidos viscosos y con contenido de sólidos.

El rotor estándar es de acero inoxidable y cromo duro plateado para la protección contra la abrasión. El elastómero del estator está hecho de una mezcla de compuestos diseñados para manejar variedad de fluidos producidos, sólidos y gases. El elastómero del estator generalmente tiene una limitación de calor asociado con la temperatura del fondo del pozo.

Algunos productos disponibles tienen variedad de resistencia a la temperatura hasta un máximo de 95 [°C], 105 [°C], 135 [°C] y 150 [°C]. Otra consideración en el diseño de una instalación del BCP es la determinación de que el elastómero sea compatible con los compuestos aromáticos en los fluidos producidos. La figura 1.25 muestra el acoplamiento del BES-BCP convencional.

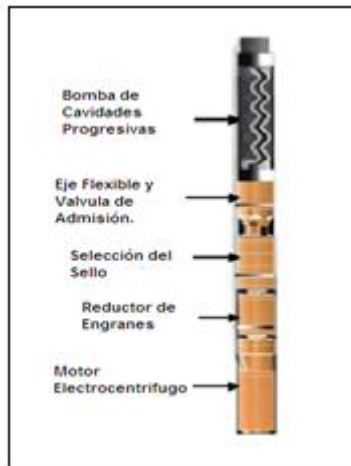


Figura 1.25 Configuración estándar del BES - BCP.

1.8.2 CONFIGURACIÓN DEL BES EN EL SISTEMA HÍBRIDO

En el BES el tamaño del motor está determinado por la potencia necesaria para iniciar y operar el BCP así como por el tamaño de la TR y la temperatura de fondo del pozo. El sistema estándar para el sistema BES-BCP es un motor de dos polos con una velocidad de 50[Hz] a 2917 [RPM] y 60 [Hz] velocidad a 3500 [RPM].

1.8.2.1 REDUCTOR DE ENGRANES

La función primaria del reductor de engranajes es proporcionar una velocidad que sea aceptable para el BCP. El rango normal del BCP es de 100 a 500 [RPM]. La segunda función del reductor de engranajes es aumentar el par disponible al BCP. El radio del reductor es diferente y depende de cada producto. La siguiente tabla 1.1 muestra la configuración del BES-BCP.

Tabla 1.1 Diseño del reductor.

Velocidad del Motor [RPM]	Relación del Reductor	Velocidad del Rotor [RPM]
1430 (4 polos)	5:1	286
	4:1	357
920 (6 polos)	5:1	184
	4:1	230



1.8.2.2 SELECCIÓN DEL SELLO

La función principal es evitar que los fluidos del pozo entren en el reductor de engranajes y el motor, el aislamiento del aceite del motor es formulado especialmente a partir de los fluidos de perforación del pozo. Este aislamiento permite que el aceite de motor se expanda o contraiga ya que las temperaturas y la presión de fondo del pozo pueden variar.

1.8.2.3 EJE FLEXIBLE Y LA VÁLVULA DE ADMISIÓN

El conjunto de eje flexible está diseñado para convertir la rotación del eje concéntrico a la sección del sello de rotación excéntrica requerida por el BCP, diseñado principalmente para altas cargas de torque. El gasto máximo de admisión es de 9.000 [bpd]. Para controlar las velocidades de flujo, la carga y la eficiencia de la bomba, en el BES-BCP se realiza mediante el accionamiento del variador de frecuencia (*VSD por sus siglas en inglés*) que operaba en la superficie. Mediante el ajuste de la frecuencia, el sistema *VSD* ofrece potencial para controlar la producción y reducir el tiempo de inactividad. La tabla 1.2 muestra los diferentes tipos de configuraciones que se pueden realizar con el BES-BCP.

Tabla 1.2 Diferentes tipos de terminaciones BES-BCP.

Tipo		Estructura	Objetivo del Pozo	Propiedades
Modelo Invertido	Tipo Domo	Figura 1	Muy bajo gasto	Mejorar la velocidad del fluido a través del motor
	Tipo Flujo Anular	Figura 2	Caso Especial	Tamaño radial disponible más grande
Modelo Convencional		Figura 3	El más común	Casi la misma estructura del BES

A continuación se muestra en la figura 1.26, los 3 diferentes tipos de estructura, o distribución, que se utilizan en el BES-BCP y sus componentes básicos:

1. BCP.
2. Transferencia Mecánica
3. Motor
4. Empacador
5. Domo

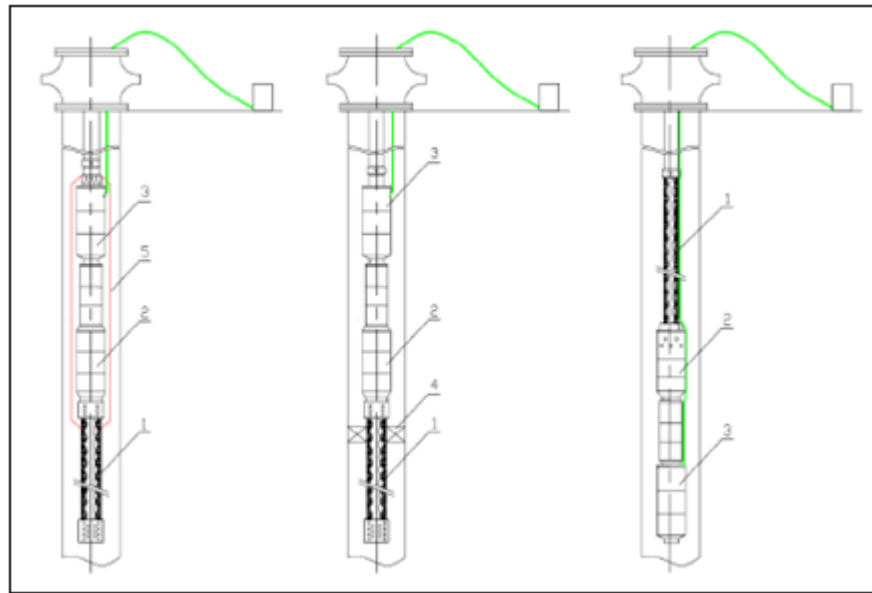


Figura 1.26 Configuración de los tipos de BES-BCP más comunes.⁹

1.8.2.4 CARGA MÁXIMA

La aplicación del BES-BCP además tiene como objetivo el producir de manera sencilla crudos pesados y extrapesados, lo cual beneficiaría mucho la producción en campos maduros en el mundo, que se encuentran produciendo este tipo de hidrocarburos. De acuerdo a los requerimientos actuales donde se examinan a este tipo de pozos, el gasto máximo al que está sometido el sistema es de 16,056 [bpd], el máximo poder del eje es de 45 [kW] y la capacidad máxima de levantamiento de los fluidos es de 3937.2 [pies].

1.8.2.5 ESTRUCTURA CONVENCIONAL DEL MODELO BES-BCP

La estructura más popular del BES-BCP es el modelo convencional, el cual está constituido por el motor de fondo, la transferencia mecánica, el BCP, el VSD, la tubería de drenaje, la válvula de flujo, el centrador de la bomba y el torque de anclaje.

La siguiente figura 1.27 muestra la configuración convencional del BES-BCP:

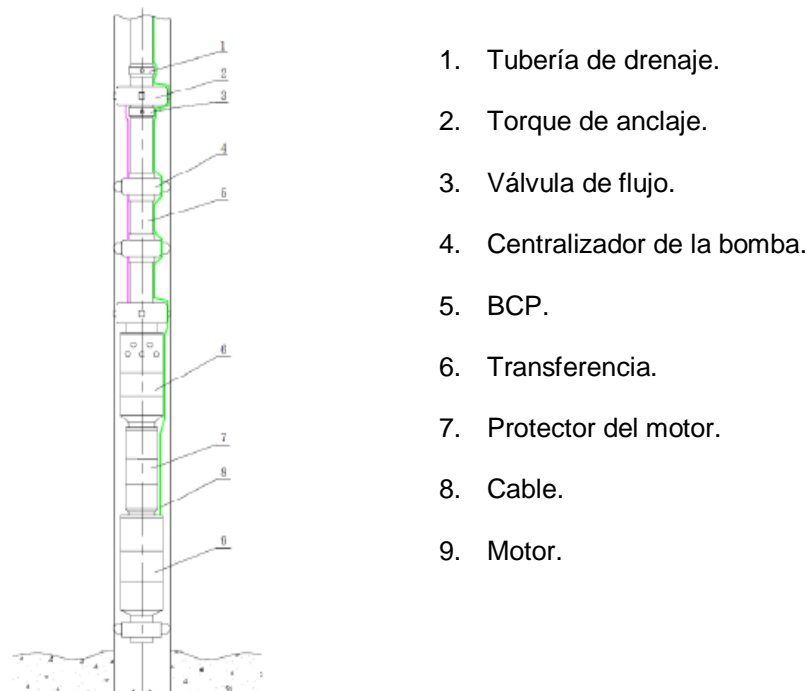


Figura 1.27 Configuración del BES-BCP convencional⁹.



1.8.3 COMPONENTES FUNDAMENTALES DE LA CONFIGURACIÓN CONVENCIONAL DEL BES-BCP

1.8.3.1 COMPONENTES SUPERFICIALES

Se describen los componentes superficiales de un sistema híbrido BES-BCP de un caso de aplicación en Indonesia.

1) Transferencia mecánica.

Las funciones operativas de la transferencia mecánica en el BES-BCP son¹⁰:

- Disminuir la velocidad del motor y a su vez incrementar el torque.
- Transferir la rotación excéntrica del BCP a una rotación concéntrica por la tubería flexible.
- Cargar la fuerza axial del cojinete de empuje.

La siguiente tabla 1.3 muestra las especificaciones de la transferencia mecánica, para un caso de aplicación en Indonesia.

Tabla 1.3 Especificaciones de la transferencia mecánica.

Diámetro del Casing		Espacio Radial	Temperatura	Presión	Requerimientos del Diseño
7"	9 5/8"				
158 mm	222 mm	≥ 5mm	≤ 150 ° C	≤ 1.24 lb/pg ²	Mantenimiento libre y diseño ilimitado

2) Motor de fondo multigrado.

Un motor de fondo de 4 a 6 polos se desarrolló y se estructuró basándose en un motor tradicional de 2 polos, aunque últimamente se determinó estandarizar el trabajo del motor con 4 polos. A continuación en la tabla 1.4 se muestran los parámetros del tipo de polos del motor utilizados para el mismo caso en Indonesia.



Tabla 1.4 Parámetros del motor de 4 polos.

Serie del Motor	Máximo Radio del Torque	Comienzo del radio del torque	Factor	Eficiencia
5.62"	2.1	2	0.7	0.79
7.25"	2.3	2	0.7	0.75

3) BCP.

De acuerdo al diseño del motor de fondo, la velocidad de la bomba es de 280 [RPM] ó 350 a 50 [Hz] donde la velocidad es controlada por el VSD (Por sus siglas en inglés, VSD, *Variable Speed Drive*) desde la superficie. Esto quiere decir que la velocidad de la configuración híbrida es más rápida que la terminación individual.

4) VSD, variador de frecuencia

La función del VSD para el sistema híbrido es casi similar que en el sistema BES, el cual controla la velocidad de la bomba además de ofrecer un arranque suave de inicio al mismo tiempo.

5) Cable de fondo y tubería

La selección del cable de fondo y de la tubería para el BES-BCP es el mismo que para el BES.

6) Suministro eléctrico en superficie

Se requiere una fuente de poder para alimentar eléctricamente el controlador en superficie y el variador de acuerdo a los [kVA] que se requieren para operar el equipo BES-BCP (mínimo 50 [kVA]). En el caso de utilizar un generador eléctrico, es muy importante que éste sea apto para trabajar con variadores de frecuencias.

7) Transformador SDT (*SHIFT DOWN TRANSFORMER*)

Este elemento es necesario si se utiliza un suministro eléctrico de mediana tensión. El objetivo es reducir el voltaje de la línea de suministro a 480 [V~AC] para alimentar el variador. Este componente usualmente es proporcionado por la operadora de acuerdo al suministro eléctrico que se disponga en campo.



1.8.3.2 COMPONENTES SUBSUPERFICIALES

1) Válvula de flujo

Este tipo de válvula ofrece un sólo camino de circulación del flujo y se diseñó para estar colocada por encima de la bomba, la cual ofrece un fácil camino del flujo en el pozo.

2) Centrador de la bomba y ancla de torque

Con el fin de controlar y reducir las vibraciones producidas por el BCP, se configuró el centrador de la bomba y el ancla de torque. El propósito del ancla de torque es establecer y fijar la bomba dentro de la TR dándole soporte a la bomba y reducir las vibraciones. El propósito del centrador de la bomba es proporcionar de igual forma alivio por las vibraciones y centrar a la bomba en la TR.

3) Tubería de drene

La tubería de drene controla la presión hidráulica además de estar diseñada para sacar el líquido durante la reparación del pozo.

1.8.4 PUNTOS QUE COMPLEMENTAN EL DISEÑO DEL BES-BCP

El diseño para BES-BCP deberá incluir los siguientes aspectos:

- Hoja de datos del pozo.
- Análisis de la productividad del pozo y de la predicción dinámica.
- Gasto y el cálculo de la profundidad de la bomba.
- Cálculo de la pérdida de presión en la línea de flujo.
- Selección del modelo de la bomba.
- Sistema de unidades que corre el cálculo de los parámetros.



- Sistema de unidades en la verificación de la flexión.
- Cálculo del balance térmico del motor.
- Modelo de motor y equipo de superficie.
- Selección de accesorios.
- El diseño del programa de reacondicionamiento.

1.8.5 CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

La diferencia es que la bomba eléctrica sumergible se sustituye por una bomba de cavidad progresiva, como la configuración 1 y 2 vistas en la figura 1.2. Se adiciona un reductor de engranes con el fin de reducir la velocidad del motor de alta velocidad a una velocidad más aceptable para la bomba de cavidad progresiva. Hay muchas maneras en las que el BES-BCP "reduce costos a sus operadores." Algunas de estas formas son:

- Ambos tienen un motor eléctrico sumergible.
- Ambos tienen una sección de sellado.
- Ambos utilizan cable.

1.8.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BES-BCP

Algunas ventajas de este sistema son:

- Alta eficiencia volumétrica. Reduce gastos de operación.
- Sistema con menos varillas. Elimina el desgaste mecánico entre la tubería y las varillas en pozos horizontales y desviados.



- Aumento de capacidad de torque. Permite motores más pequeños para manejar el sistema.
- Sistema de solo aceite. Elimina la necesidad de sistemas múltiples para aceite y sellos para el motor y reductor de engranes.
- Alta eficiencia del separador de gas horizontal. Proporciona eficiencia en la separación del gas en pozos desviados y horizontales.
- Consumo optimizado. Permite la tasa de flujo máximo con la menor caída de presión.
- Las pérdidas por fricción se reducen al mínimo.
- No hay fugas de fluidos del pozo a la superficie.
- Elimina el espaciado incorrecto del rotor.

Algunas desventajas en el uso de BES-BCP son:

- Limitaciones con la potencia de la bomba electrosumergible.
- Empuje axial limitado.
- VSD necesario para el ajuste del gasto.

Una vez que se describieron, en éste capítulo, los aspectos fundamentales que caracterizan a un sistema BES, a un BCP y a un BES-BCP, a continuación se procede a explicar el entorno del análisis de riesgo (AR). Principalmente cómo está involucrado con el entorno de la industria del petróleo desde un perfil cualitativo y cuantitativo; esto con el fin de utilizar el AR como una herramienta sistemática en la toma de decisiones, así como para visualizar los esquemas económicos contemplarlos como parte fundamental de la ejecución de los sistemas artificiales de producción y /o cualquier tema en el ámbito que involucre su estudio.



CAPÍTULO 2.

FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO COMO UNA HERRAMIENTA EN LA GESTIÓN DE PROYECTOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA.



2.1 LOS PROYECTOS, BASE FUNDAMENTAL PARA LA INGENIERÍA PETROLERA.

Se propone para la Ingeniería Petrolera (IP), que el análisis de riesgo ofrece una metodología que realiza un especial énfasis en la comprensión del problema y todas sus consecuencias, además del proceso de solución, y en la praxis nos permite visualizar alternativas confiables para mejorar dichas soluciones a través de un sinfín de aciertos y errores en la implementación de nuevas tecnologías tanto en la exploración como en la explotación de los yacimientos. Además se puede considerar al análisis de riesgo como parte fundamental de un proyecto petrolero, que circunscribe un proceso que facilita las decisiones. Además los proyectos son únicos e irreversibles y sólo pueden realizarse pocas modificaciones para no alterar el objetivo final, por lo que es muy importante comprender desde un inicio la vulnerabilidad del proyecto y qué riesgos del tipo técnicos – económicos, inclusive ambientales y políticos, pueden presentarse. Cabe resaltar que el análisis de riesgo se ha convertido en parte fundamental de un proyecto y a su vez de una evaluación de las decisiones que se tomen en el transcurso de su duración.

Cuando en un proceso existe la posibilidad de que haya eventos no deseados e inesperados que tienen consecuencias respecto a los resultados, ya sea en términos económicos, ambientales, a la producción y/o instalaciones se debe entender que existe un riesgo¹.

Así el riesgo se puede comprender desde una perspectiva más cualitativa como: *“La probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados e inesperados bajo una situación dada, dentro de un periodo determinado y que puede tener consecuencias negativas o fatales”*, y de manera cuantitativa se puede expresar como: *“La probabilidad de falla de un sistema ocasionada por todas las causas posibles, además de la magnitud de una situación de falla, usualmente expresada en términos económicos.”*² La interpretación más común de riesgo se expresa en función del valor esperado de las pérdidas, L , como:

$$\text{Riesgo} = E [L] = \sum_{i=1}^n p(L_i) * L_i \quad (2.1)$$

Dónde:

L_i = nivel de pérdidas i .

L = probabilidad de ocurrencia de las pérdidas.



Entonces si se define el conjunto de escenarios posibles $\bar{A} = \{A_j, j = 1, 2, 3, \dots, m\}$ donde los escenarios A_k y A_q para $k \neq q$ son mutuamente excluyentes, la probabilidad de cada nivel de pérdidas se puede escribir como:

$$p(L_i) = \sum_{j=1}^m p(L_i | A_j) \cdot p(A_j) \quad (2.2)$$

$p(L_i | A_j)$ = probabilidad de que se presente un nivel de pérdidas L_i dado A_j .

$p(A_j)$ = Probabilidad de ocurrencia del evento A_j .

A_j = evento A_j

En este caso es importante identificar los riesgos potenciales que se puedan presentar durante un proceso y que de manera directa están relacionados con las personas, instalaciones, la producción/fabricación y/o procesos objetivos del negocio y, por supuesto, el medio ambiente.³

2.1.1 TIPO DE RIESGOS

En la actualidad existen diferentes formas de diferenciar a los riesgos, principalmente por la industria involucrada, como por ejemplo riesgos físicos, químicos, biológicos por mencionar algunos. Pero de manera generalizada se distinguen conforme al riesgo que este implica, ya sea en objetos, operaciones y/o procesos, como se menciona a continuación.⁴

- *Riesgo inherente*: propio del trabajo o proceso, no puede ser eliminado.
- *Riesgo incorporado*: se genera por desviarse de la forma correcta de efectuar las tareas incorporando un riesgo innecesario al riesgo inherente.
- *Riesgo asociado*: es el potencial de obtener resultados negativos que pueden presentarse durante el desarrollo de un proceso o un sistema productivo.
- *Riesgo aceptable*: este tipo de riesgo se reduce a un nivel que pueda ser tolerado.



2.1.2 PROCESO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

En la mayoría de las industrias como en los países, existen diferentes metodologías para el análisis de riesgos. Para el sector petrolero se recomiendan ciertas metodologías, como las que ejecutan el American Petroleum Institute (*API, por sus siglas en inglés*), Det Norske Veritas (*DNV, por sus siglas en inglés*) y la Health & Safety Executive (*HSE, por sus siglas en inglés*) por mencionar otros más. En México los organismos reguladores estipulan un modelo de análisis y evaluación de riesgos de acuerdo con las siguientes etapas:

- Identificación de peligros
- Análisis de consecuencias
- Estimación de frecuencias
- Jerarquización de riesgos
- Informe del estudio de riesgo

Hay dos aspectos fundamentales para comprender el análisis y evaluación de riesgos: el peligro y el riesgo

- *Peligro*: Es una propiedad inherente de una sustancia química, agente biológico, físico, equipo o proceso para causar daño.
- *Riesgo*: El riesgo es una función de la probabilidad y las consecuencias.

Apartir del riesgo y el peligro podemos concentrar un esquema que permita conocer el nivel de riesgo al que se está expuesto en cualquier instalación petrolera y de que forma podríamos plantear una posible solución o mejora al problema a enfrentar. En la figura 2.1 se ilustra el en que nivel de riesgo se puede ubicar un determinado peligro de acuerdo a la frecuencia de suceso y la magnitud de las consecuencias de que éste suceda.

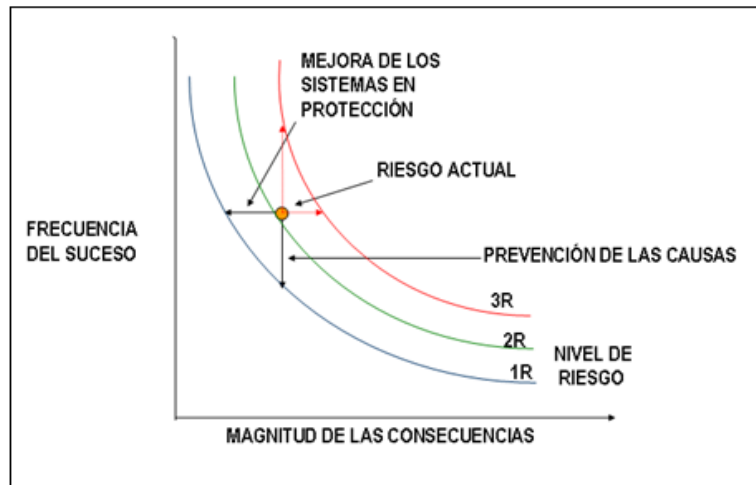


Figura 2.1 Esquema de frecuencia de sucesos vs magnitud de consecuencias

➤ Etapas del análisis de riesgo

- Identificación de peligros
- Análisis de consecuencias
- Estimación de frecuencia de ocurrencia
- Cálculo del Riesgo
- Jerarquización del riesgo

2.1.3 TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Se requiere de técnicas para identificar y evaluar qué puede estar mal en un proceso, además de encontrar las medidas de protección contra los eventos indeseados, así como estimar el riesgo contenido y sugerir las mejoras que sean necesarias para prevenir los peligros. Básicamente existen los siguientes o métodos para identificar riesgos.

- *Métodos cualitativos:* se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.



- *Métodos Comparativos:* se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en equipos e instalaciones similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en establecimientos parecidos a que se analiza. En estos se encuentran cuatro métodos:
 - Códigos/Normas de diseño
 - Análisis histórico de accidentes
 - Lista de chequeo o “safety check list”
 - Análisis preliminar de riesgos o PHA

- *Métodos generales:* se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallas, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. Esto trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos. Los métodos más importantes dentro de los métodos generalizados son:
 - Análisis “what if?”
 - Análisis funcional de operatividad, HAZOP.
 - Análisis de árbol de fallos (FTA).
 - Análisis de Árbol de Eventos (ETA).
 - Análisis de Modo Falla – Efecto (FMEA).

- *Métodos semicualitativos:* los hay que introducen una valoración cualitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado evento y se denominan métodos para la determinación de frecuencias y se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños.

Los índices de riesgo son métodos de evaluación de peligros semicuantitativos directos y relativamente simples que dan como resultado una clasificación relativa del riesgo asociado a un establecimiento industrial o a partes del mismo.



Estos índices no se utilizan para estimar riesgos individuales, sino que proporcionan valores numéricos que permiten identificar áreas o instalaciones.

Entre los métodos desarrollados de mayor difusión a nivel internacional son dos:

- *Índice Dow*
- Índice Mond

A continuación se presenta una breve descripción de algunos métodos comparativos.

➤ **Lista de Chequeo**

Se basa en el desarrollo de una lista de cumplimientos o características con los que debe contar la instalación para un funcionamiento y operación segura. Es sencilla, rápida y fácil de aplicar, no se requiere personal con mucha experiencia.

Ventajas de la lista de chequeo:

- ❖ Puede ser aplicada fácilmente por personal técnico.
- ❖ El tiempo empleado es relativamente corto.
- ❖ No establece prioridades en las deficiencias observadas.

Desventajas de la lista de chequeo:

- ❖ Limita por su estructura la búsqueda de riesgos.
- ❖ La utilidad depende de la calidad de la lista.



➤ **Análisis Preliminar de Riesgos**

Consiste en formular una lista de peligros asociados a puntos de la instalación donde se puede producir liberación de energía, asociados a: productos, equipos, entorno, etc. se aplica en fase de diseño previo de unas instalaciones nuevas.

Ventajas:

- ❖ Poca inversión en su aplicación (personal / horas dedicación).

Desventaja:

- ❖ No permite entrar en detalle sobre los riesgos.

A continuación se presenta una breve descripción de algunos métodos generales.

➤ **What If?**

Es un método sencillo y útil para la identificación de riesgos en procesos o equipos sencillos y puede producir una buena visión para sistemas más grandes, pero no para sistemas complejos. Se basa en la experiencia con instalaciones similares y sugiere áreas o puntos de interés.

Ventajas:

- ❖ Técnica sencilla de manejar.
- ❖ No requiere mucho tiempo de planeación.
- ❖ Útil para etapas de diseños como de operación, así como para cambios en el proceso.

Desventajas:

- ❖ Su eficacia depende de la experiencia e imaginación del equipo evaluador.
- ❖ Requiere de conocimiento del proceso.



➤ **FMEA (Análisis de Modo Falla – Efecto)**

Consiste en una tabulación de los equipos de proceso, los modos de falla de cada componente y los efectos del modo de falla en el proceso. Describe como un punto específico puede fallar (abierto, cerrado, prendido, apagado, fuga, etc.) y el efecto es la respuesta del sistema a la falla. FMEA es efectivo identificando modos de fallas simples para una parte del equipo, pero no identifica las combinaciones de las fallas que contribuyen colectivamente a un incidente.

Ventajas:

- ❖ Fácil de elaborar a nivel de componentes.
- ❖ Revela rápidamente fallas individuales más críticas.

Desventajas:

- ❖ No detecta las interacciones importantes que pudiesen suceder en el sistema.
- ❖ Requiere de mucha experiencia.
- ❖ No alcanza un grado de detalle.

➤ **HAZOP**

Es un enfoque metódico de identificación de riesgos asociados con el proceso, basado principalmente en las desviaciones de los parámetros. Este es un método muy minucioso, pero produce buenos resultados.

Ventajas:

- ❖ Es una técnica estructurada.
- ❖ Puede mejorar la operación del sistema analizado.

Desventajas:

- ❖ Requiere de una inversión grande de tiempo.
- ❖ Requiere de conocimientos técnicos.
- ❖ Requiere de conocer bien el proceso.



➤ **Árbol de Fallas/ Eventos**

Técnicas deductivas que se enfocan a un evento específico no deseado (*TOP EVENT*) y determina todas las causas que pueden llevar a ese evento. Es muy útil al considerar combinaciones de fallas (incluyendo errores humanos) que pueden contribuir a un incidente. Es una representación gráfica de combinaciones de fallas y otros eventos que finalmente pueden conducir al evento tope.

Ventajas:

- ❖ Analiza las interacciones entre varios eventos y toma en cuenta el error humano.
- ❖ Se requiere de la frecuencia (cuantitativa) de todas las fallas.

Desventajas:

- ❖ Requiere gran cantidad de tiempo.

A continuación se presenta una breve descripción de un método semicualitativo.

➤ **Índice Dow/Mond**

Técnica rápida que se emplea para clasificar los elementos separados de una planta o complejo industrial.

Ventajas:

- ❖ Se puede evaluar cada equipo por separado.
- ❖ Proporciona resultados cuantitativos.

Desventajas:

- ❖ Únicamente evalúa riesgo por incendio / toxicidad.
- ❖ No considera la interacción entre equipos.



A continuación se describen de manera general puntos que estructuran una mejor comprensión del AR como son: un proyecto, la evaluación de un proyecto, la toma de decisiones dentro de un proyecto y teorías económicas que se han vuelto parte fundamental en proyectos de ingeniería petrolera. Se comienza por una parte fundamental, ¿Qué es un proyecto?; un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema, la cual tiende a resolver una necesidad humana. En este sentido pueden existir una gran lluvia de ideas, tecnologías, inversiones y metodologías con diverso enfoque; en el área petrolera, se busca maximizar la cantidad de reservas de crudo y gas a corto y largo plazo reduciendo costos¹¹.

Dado que la industria petrolera es inherente a los aspectos económicos, es muy importante conceptualizar un proyecto como un plan de inversión, al cual se le asigna determinado monto de capital y se le proporcionan insumos de varios tipos y que producirá a largo plazo un significativo beneficio en la reducción de costos y tiempo de implementación.

Actualmente una inversión inteligente necesita un sustento que lo justifique. Dicha justificación es precisamente un proyecto con cierta estructura que indique la pauta a seguir. De ahí se deriva la necesidad de realizar proyectos¹¹.

2.2 EL ANÁLISIS DE LA TOMA DE DECISIONES EN LOS PROYECTOS DE LA IP

La metodología en la toma de decisiones es un proceso que para llegar a la solución del problema va desde un enfoque macro hasta un enfoque micro. Se inicia en definir de manera clara la situación de decisión que se desea abordar, de tal forma que se delimite el alcance y se genere un marco de trabajo común para todo el personal que rodea al proyecto⁵.

El primer paso es sentar las bases para un mismo lenguaje entre los especialistas, promoviendo el entendimiento de los conceptos, premisas y supuestos que enmarcan la situación. Para lograr este objetivo es preciso identificar el disparador de la toma de decisión.

Al estar consciente de este elemento y de su importancia en el proceso, será posible superar el sesgo que pudiera generar. La mayor parte de los detonadores proceden de fuentes externas al decisor, sin embargo esto no quiere decir que éste tiene que esperar a que un estímulo externo genere una situación de selección de alternativas. El decisor puede crear situaciones de decisión generando oportunidades antes de que se presente un problema.

A continuación se detallan algunos pasos que involucran al análisis en la toma de decisiones dentro de los que destacan los diagramas de objetivos, los árboles de decisión, la tabla de estrategias, la prueba de claridad y los árboles de probabilidad; todos ellos involucran un brazo más para determinar de mejor forma una decisión más confiable en la implementación de algún proyecto de inversión en la IP.⁴

2.2.1 DIAGRAMA DE OBJETIVOS

Una vez que se ha formulado y entendido el problema, el siguiente paso es identificar: ¿qué es lo que realmente se quiere lograr? y ¿Cuáles son los objetivos finales? .En esta parte del proceso es necesario identificar el objetivo fundamental y los objetivos intermedios que estén involucrados en la situación.

Aquí los objetivos son muy importantes porque constituyen la base de las alternativas que se consideran en el abanico de soluciones; si no se establecen adecuadamente, se corre el riesgo de dejar fuera de consideración alguna alternativa que podría resultar importante.

La clave para un entendimiento completo de lo que se desea lograr en una situación de decisión es descubrir las razones detrás de cada objetivo y como se relaciona con otro objetivos. En la figura 2.2 se ejemplifica un diagrama de objetivos.

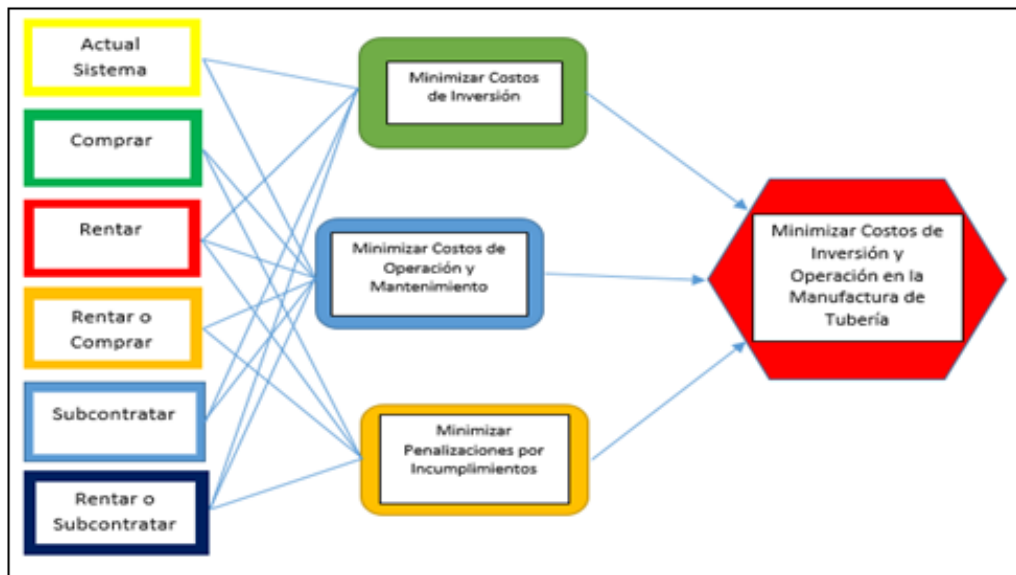


Figura 2.2 Ejemplo de Diagrama de Objetivos a partir de maquinaria y equipo de manufactura de tuberías.



2.2.2 TABLA DE ESTRATEGIAS

Las tablas de estrategias son una herramienta de amplia utilidad, ya sea que se apliquen de forma individual o como parte de una metodología; se utilizan cuando al modelar una situación problemática se identifican en ella varias decisiones relacionadas entre sí; esto vuelve complejo el análisis y por lo tanto, se requiere un manejo eficiente de las combinaciones de alternativas. Se le llama estrategia a cada combinación resultante de tomar una alternativa por cada decisión, de tal modo que resulta más práctico generar pocas estrategias coherentes tomando una alternativa de cada decisión individual, que considerar todas las combinaciones posibles de las alternativas. En la siguiente tabla 2.1 se muestra un ejemplo de estrategias. Donde se resuelve la siguiente problemática de n posibles combinaciones con:

Plataforma – Construir – Abkatun.

Plataforma – Construir – Nohoch – A.

Plataforma – Construir – Akal – J.

Tabla 2.1 Ejemplo de una Tabla de estrategias depurada donde se plasman las opciones más confiables.

Alternativas de cada decisión	Decisiones Consideradas		
	Decisión sobre localización de infraestructura	Decisión sobre Puente	Decisión sobre Ubicación del Equipo
1	Plataforma	Construir	Abkatun - A
2	*FPSO		Nohoch – A
3	**FSO	No Construir	Akal – J
4	***TMDB		Ku – A

*FPSO (Floating Production Storage and Offloading) Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga.

**FSO (Floating Storage and Offloading) Flotante de Almacenamiento y Descarga.

***TMDB (Terminal Marítma dos Bocas.)

Esta herramienta permite seleccionar dentro de un abanico de combinaciones, aquellas alternativas que cumplen con las condiciones técnicas, lógicas, políticas, sociales y de factibilidad, para ser llevadas a la práctica, descartando combinaciones poco útiles y eliminando trabajo de evaluación innecesario.

2.2.3 PRUEBA DE CLARIDAD

Para que en el desarrollo del estudio quede fuera cualquier ambigüedad en los términos que se manejan, es recomendable realizar una prueba de claridad; esto es, se deben definir todos y cada uno de los términos de tal forma, que la definición no deje en duda a que se está refiriendo cada expresión y todo el equipo multidisciplinario que esté involucrado en el proyecto entiendan lo mismo sin utilizar su propio criterio en la interpretación.

2.2.4 ÁRBOL DE PROBABILIDAD

Cada uno de los eventos inciertos que se identifiquen en el proyecto tienen posibles resultados que deben ser identificados exhaustivamente; estos resultados son llamados también sucesos. Para hacer manejable esta situación, puede utilizarse un árbol de probabilidad, que además de hacer manejable situaciones complejas, permite visualizar posibles situaciones de asimetría en las combinaciones existentes. Un ejemplo de árbol de probabilidad se muestra en la figura 2.3.

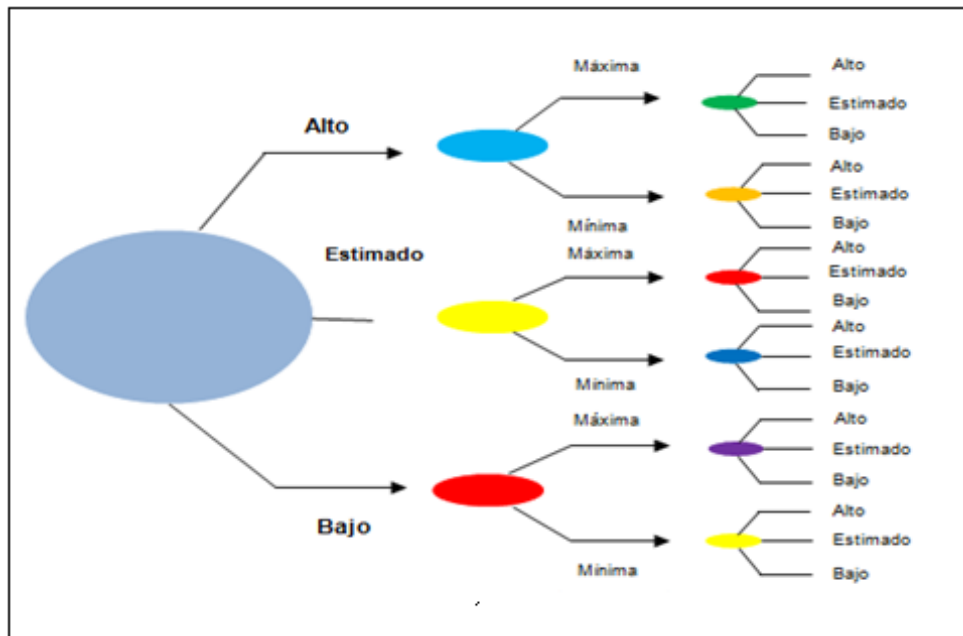


Figura 2.3 Árbol de probabilidad



Al igual que con las combinaciones de alternativas, las combinaciones de sucesos pueden depurarse para eliminar del estudio las variables innecesarias. Cada uno de los escenarios factibles resultantes del árbol de probabilidad tiene asociada una distribución de probabilidad; ésta puede ser calculada a través de un método cognoscitivo o a través de registros estadísticos validados por un especialista en el área de obtención de los datos, a fin de validar que las frecuencias relativas obtenidas son válidas para las condiciones y el tiempo en que se lleve a cabo el estudio. Existen varios métodos para la obtención de probabilidades cognoscitivas, los cuales permiten transformar el conocimiento que tiene un decisor sobre una situación en particular, en probabilidades de ocurrencia de sucesos. Más adelante se describirán a detalle algunos de los métodos más utilizados por los analistas de decisiones. Una vez que se tiene definido el árbol de probabilidad se integra con cada una de las estrategias o alternativas factibles, según sea el caso, y con ellos se obtiene lo que es llamado un escenario.⁵

2.2.5 ÁRBOL DE DECISIÓN

El árbol de decisión es una herramienta que integra el conjunto de estrategias factibles del modelo, con el conjunto de combinaciones resultantes del árbol de probabilidad, dando como resultado la cuantificación del total de escenarios posibles en el proyecto. Los árboles de decisión utilizan símbolos para representar a las decisiones e incertidumbres, iguales a los usados en el diagrama de influencia. El nodo de decisión está representado a través de un cuadro, del cual emanan líneas que representan las alternativas de la situación.

Los eventos inciertos están representados a través de círculos, de ellos emanan líneas que representan a los posibles sucesos o acontecimientos del evento. A cada suceso se le asigna un valor de probabilidad y un monto económico, que, al combinarse, dan como resultado el cálculo de la magnitud del riesgo del problema. Lo anterior se deriva de que el riesgo está definido como la probabilidad de ocurrencia de un suceso indeseable por el monto económico que ello representa; por lo tanto la magnitud del riesgo de un evento depende tanto de la probabilidad de ocurrencia como de la magnitud económica que implique. Un ejemplo de árboles de decisión se presenta en la figura 2.4 y 2.5.⁵

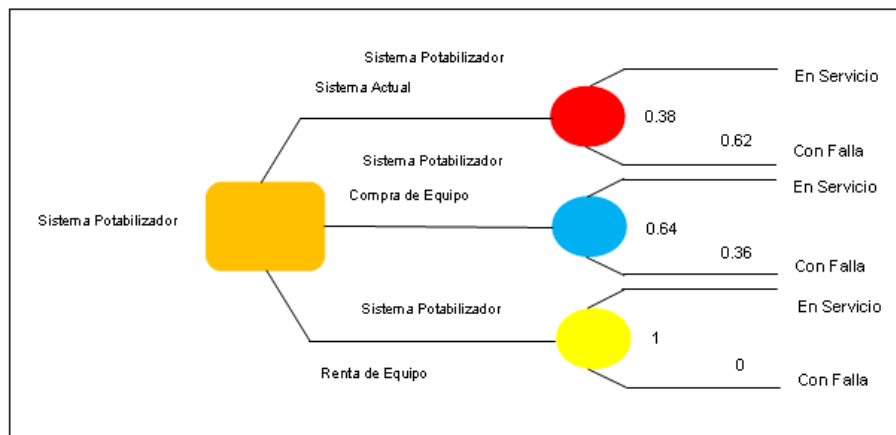


Figura 2.4 Ejemplo de árbol de decisión para la selección de equipo potabilizador de agua en plataforma.

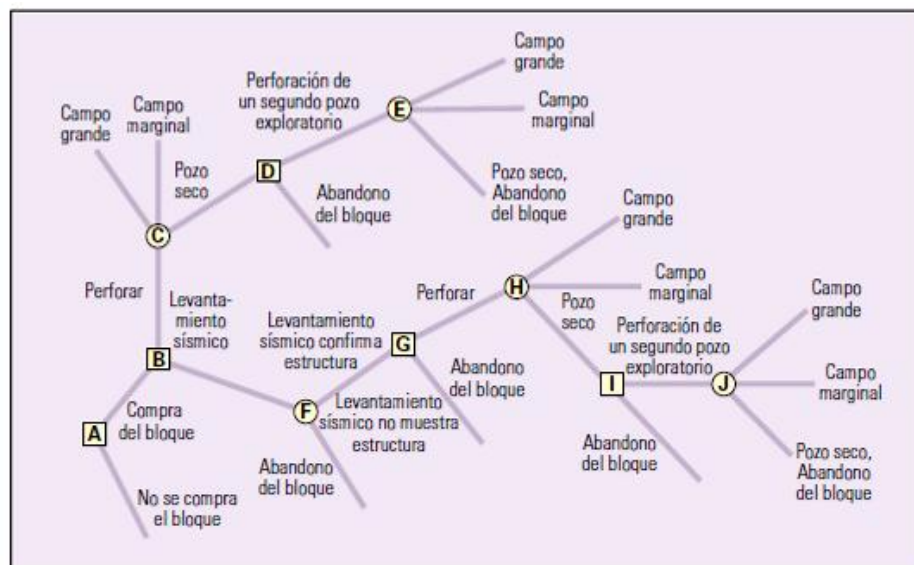


Figura 2.5 Árbol de decisión donde toda información permite determinar el valor esperado de cada resultado.

Muchas de las aplicaciones descritas en esta sección forman parte de las soluciones que en el transcurso de una década han desarrollado especialistas en el área de Análisis de Decisiones, un brazo extendido del AR, los cuales han destacado por sus trabajos aplicados a la industria petrolera, presentándolos en los máximos foros técnicos de esta importante industria en México: las Jornadas Técnicas de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, y el Congreso Nacional de Ingenieros Petroleros.



De estos trabajos destacan: “Análisis de Decisiones. Caso: el Impacto de la Incertidumbre en la Factibilidad Económica para la Recuperación de Plataformas Marinas” de Gerardo Morales Reyes, “Evaluación Económica de Sistemas Artificiales de Producción bajo Condiciones de Incertidumbre”, “Análisis de Decisiones. Caso: Desarrollo de un Modelo de Toma de Decisiones para Selección de Infraestructura para el Manejo, Procesamiento y Transporte de Crudo”, y “Modelo para el Análisis de Incertidumbre y Riesgo al Proceso de Planeación de la Producción en la Región Marina Suroeste”.

2.3 EL ANÁLISIS DE RIESGO, UNA HERRAMIENTA PARA LA INSTALACIÓN DE UN SAP

En la industria del petróleo y gas abundan comúnmente riesgos e incertidumbres. Ambos aspectos revisten gran importancia en todas las etapas del negocio; exploración, producción, mercadotecnia y distribución de los combustibles, razón por la cual la industria petrolera ejemplifica la necesidad de utilizar sofisticados enfoques para la evaluación de los riesgos. No obstante la evidencia demuestra que si bien existen numerosas y rigurosas herramientas de evaluación, no se utilizan al máximo de su potencial. Inclusive las grandes compañías se basan usualmente más en la intuición y la experiencia en lugar de recurrir a la ciencia a la hora de evaluar oportunidades de inversión o decidir la disposición de fondos en determinados proyectos.

Las herramientas de análisis de probabilidades se utilizan por ejemplo para captar las incertidumbres relacionadas con la estimación de las reservas recuperables de un campo, pero no para evaluar la conveniencia económica de desarrollar un campo en condiciones de costos y precio del petróleo variable.² Muchas herramientas se encuentran disponibles para ayudar a las compañías con el fin de mantener una ventaja competitiva, mediante una correcta evaluación del riesgo. Comúnmente, la última parte tratada en el estudio del AR es la evaluación económica. Sin embargo, esta sección aborda la base central de este trabajo de tesis, llevando un orden en la comprensión del AR, en el cual se presenta un enfoque totalmente nuevo sobre el riesgo. Hoy por hoy el resultado de una evaluación económica tradicional no permite prever el riesgo de una posible quiebra o fracaso en algún proyecto petrolero a corto o mediano plazo, lo que sí es plausible con esta perspectiva de análisis por lo que el enfoque que aquí se presenta se llama analítico-administrativo porque no sólo cuantifica desde un perfil el riesgo, sino que, mediante su administración, previene el fracaso de la inversión hecha al anticipar la situación para evitarla.



El AR puede ser integrado a una gran variedad de aplicaciones dentro de cualquier disciplina en el que esté involucrado algún proyecto, y en este sentido en cualquier disciplina ingenieril, específicamente a la ingeniería petrolera, visualizando *reservas, factor de recuperación, precios internacionales del barril de petróleo, medio ambiente, tipo de instalaciones en tierra etc.*

Específicamente, las metodologías que pueden implementarse en un estudio de riesgo para el sistema híbrido en cuestión, tienen que enfocarse a la probabilidad de que el equipo falle y cause un impacto financiero, ecológico y humano. Un modelo específico que cuantifique nodo por nodo el sistema conllevaría a un estudio más robusto y que se tendría que cuantificar directamente en campo o conceptualizar a través de un software, lo cual no es la finalidad de éste trabajo, ya que se pretende mostrar las bases de operación del sistema y las posibles metodologías del AR a seguir, para que “*a posteriori*” se pueda cuantificar con cualquier software la probabilidad de falla y el impacto que tendría el sistema.

Dentro de este análisis se consideran además métodos probabilísticos como son: *la simulación de Monte Carlo, el análisis de sensibilidad y el análisis de decisión, flujo de fondos descontados, teoría de la cartera de inversiones, teoría de las opciones y teoría de las preferencias*, los cuales nos permiten configurar un mejor AR. Algunas de las estrategias y recomendaciones que se aplican actualmente en proyectos de la industria petrolera, a la par de utilizar métodos probabilísticos para optimizar el AR, son:

- 1) Integrar el análisis de riesgo como un paquete de datos de fácil comprensión para el grupo de estrategias que manejan el proyecto.
- 2) Ejecutar de forma manual los cálculos sin perder ningún detalle de cada variable involucrada. Hay que destacar el hecho de que se debe comprender de forma completa los cálculos involucrados además de cada una de sus variables primordialmente para que exista una sinergia entre todos los involucrados en el proyecto.
- 3) Exportar los datos a distintos software con el fin de cotejar resultados y que visualicen resultados más robustos.



2.3.1 FLUJOS DE FONDOS DESCONTADO

El análisis del flujo de fondos descontado (DCF por sus siglas en inglés) es la herramienta de evaluación de inversiones más utilizada en la industria petrolera y encarna un concepto que resulta fundamental para una industria cuyas escalas de tiempo de inversión a menudo no se miden en años sino en décadas; esto es, el valor del dinero en el tiempo. El valor del dinero en el tiempo se basa en la idea de que una cantidad de dinero recibida en algún momento en el futuro, vale menos que la misma cantidad recibida hoy.

En el mar del norte, transcurre un lapso promedio de siete años entre el momento de realizar los gastos de exploración iniciales y la toma del compromiso para desarrollar un descubrimiento. Transcurren otros tres o cuatro años más en comenzar la producción, y luego los campos producen normalmente por unos 20 años antes de ser abandonados.

La mayor parte de los costos primarios, o egresos de fondos, se realizan en los primeros años de exploración y desarrollo, mientras que los ingresos de fondos se distribuyen a lo largo de la etapa de producción activa del campo. Los fondos recibidos más adelante en este caso, el dinero recibido por el petróleo producido valen menos que la misma suma pagada con anterioridad, ya que no se dispuso de ese dinero para devengar intereses durante los años intermedios.

El concepto asociado de valor presente neto (VPN) le permite a los encargados de evaluar potenciales inversiones, determinar si conviene o no realizar una inversión. El valor presente neto es la suma de los flujos de fondos descontados y representa la diferencia entre los valores actuales (descontados) de los egresos de fondos a lo largo de la vida del proyecto y los valores actuales de los ingresos de fondos. Si el VPN es positivo, es probable que se obtenga la tasa de retorno requerida y, por lo tanto, el proyecto debería ser considerado viable. Si fuera negativo, en cambio, habría que rechazar el proyecto.

Dentro del cálculo del VPN, el elemento clave es la tasa de descuento aplicada. Esto puede considerarse de varias formas. Por ejemplo, existe una tasa de retorno libre de riesgos que un banco ofrecería para depositar dinero. Si se utiliza esa tasa en los cálculos y se obtiene un VPN negativo, entonces convendría poner el dinero en el banco. Un VPN positivo significa que invertir el dinero en el proyecto es más conveniente que poner el dinero en el banco. Una alternativa consiste en preguntar cuánto cuesta pedir el dinero prestado, ya sea a los accionistas o al banco, y luego calcular el descuento a dicha tasa.⁶



En la tabla 2.2 se observa un ejemplo del análisis de flujo de fondos descontado. Utilizando una tasa de descuento del 10%, el valor de un flujo de fondos neto de \$2000 (\$2500 de renta menos \$500 de gastos operativos) recibido en el año 5, como resultado de invertir \$5000 hoy, vale \$1242. En este ejemplo, el VPN total (la suma de todos los fondos netos descontados) es de \$2582. En otras palabras, se recuperan los \$5000, más un 10% de retorno, más \$2582. Si se hubieran invertido los \$5000 en un banco al 10% de interés, el retorno hubiera originado \$2582 menos que una inversión en este proyecto.

La utilidad del DCF se ve limitada por su insensibilidad a las circunstancias cambiantes y a los plazos propios de la industria petrolera. A estas desventajas, se agrega el hecho de que el DCF a menudo se utiliza en conjunto con el análisis de sensibilidad, mediante la cual se examinan las consecuencias de los posibles cambios en las variables. En los cálculos se incluyen los cambios en las tasas de interés, los flujos de fondos y los tiempos para determinar el valor del proyecto; esto siempre que tales cambios ocurran realmente.

Utilizado junto con el DCF, el análisis de sensibilidad permite plantear un número limitado de situaciones del tipo "que ocurriría sí" ("what if"), pero los cambios de las variables que se desean alterar y la forma de hacerlo es sumamente subjetiva. Si bien el DCF combinado con el análisis de sensibilidad le puede permitir a los responsables de tomar decisiones formarse una mejor idea de los potenciales resultados positivos y negativos de una inversión, ello no intenta cuantificar la probabilidad de un resultado determinado, información que resultará extremadamente valiosa para la toma de decisiones.

Tabla 2.2 Se muestra un ejemplo del crecimiento del VPN de \$5000 invertidos utilizando una tasa de descuento del 10%*.

Año	Inversión	Ingresos	Gastos operativos	Flujo de fondos netos	Flujo de fondos netos descontados al 10%	Flujo de fondos netos descontados al 20%
0	\$5,000			-\$5,000	-\$5,000	-\$5,000
1		\$2,500	\$500	\$2,000	\$1,818	\$1,667
2		\$2,500	\$500	\$2,000	\$1,653	\$1,389
3		\$2,500	\$500	\$2,000	\$1,503	\$1,157
4		\$2,500	\$500	\$2,000	\$1,366	\$965
5		\$2,500	\$500	\$2,000	\$1,242	\$804
Total	\$5,000	\$12,500	\$2,500	\$5,000	\$2,582	\$982



2.3.2 SIMULACIÓN DE MONTECARLO

La simulación de Montecarlo es una técnica muy utilizada para realizar corridas de simulación y obtener distribuciones de probabilidad de los indicadores económicos del proyecto; de igual forma se pueden generar análisis de riesgos en la administración de proyectos, o a niveles de seguridad en instalaciones. La simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como consideraciones secundarias. Lo más importante es que incorpora el concepto de probabilidad. Se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta: ¿si alguna cosa ocurre, ¿cuál es el rango de resultados posibles? La técnica genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros clave.

Se puede utilizar para responder preguntas técnicas como: ¿cuál es el rango de reservas recuperables y económicas de hidrocarburos en esta región? o ¿Cuál es la probabilidad de que el VPN de este proyecto potencial exceda el objetivo de \$X millones? Resulta más fácil ver cómo funciona la simulación de Monte Carlo cuando se (o durante el proceso para determinar) las reservas recuperables de un posible prospecto subterráneo. Si los yacimientos fueran homogéneos, sería muy simple deducir las reservas recuperables de ese yacimiento, utilizando un valor único para cada parámetro.

Pero en la práctica por lo general no es posible asignar valores únicos a cada parámetro. Los ingenieros petroleros deben asignar valores promedio a través de todo el volumen de un campo, para propiedades tales como la porosidad y el volumen total de la roca basándose en información incompleta. Por ejemplo la siguiente ecuación 2.3 permite estimar las reservas recuperables de hidrocarburos

$$N_r = (GRV) * f * \Phi * S_h * \epsilon_r * B \quad (2.3)$$

N_r = reservas recuperables.
 GRV = volumen total de roca.
 f = relación de espesor neto y espesor total.
 Φ = porosidad.
 S_h = saturación de hidrocarburos.
 ϵ_r = factor de recuperación.
 B = factor de encogimiento.

Si los valores posibles de porosidad para la arenisca oscilan por lo general entre 10% y 35%, la curva de distribución que relaciona la probabilidad (eje vertical), con el valor de la porosidad (eje horizontal), describiría la probabilidad de que ocurra cada valor de porosidad. Se pueden trazar curvas de distribución similares para todos los otros parámetros. En una simulación de Monte Carlo, cada uno de estos datos se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí.

El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para las reservas recuperables. Este muestreo arbitrario de cada distribución de datos ingresados se repite muchas veces, por lo regular entre 1,000 y 1, 000,000 dependiendo del tipo de cálculo que se desea realizar. Con tantas pruebas, la simulación tomará los resultados más posibles de cada distribución, en lugar de los extremos, porque existen más ejemplos dentro de ese rango.

Como resultado final se obtiene una nueva curva de distribución de probabilidad que representa un rango de posibles cantidades de reservas recuperables y la probabilidad de que ocurra algún valor en particular. De forma utópica, las curvas de distribución se deberían basar en muchas mediciones. Pero, en la praxis, a menudo existe un mínimo de datos disponibles.

En la figura 2.6 se muestran diversos tipos de distribuciones de probabilidad, donde la más conocida es la curva normal, cuya forma fue reconocida por primera vez en el siglo XVII por el matemático inglés de *Moivre*; dicha curva tiene la forma de una campana y es simétrica. Su media, moda y mediana se encuentran en el centro.

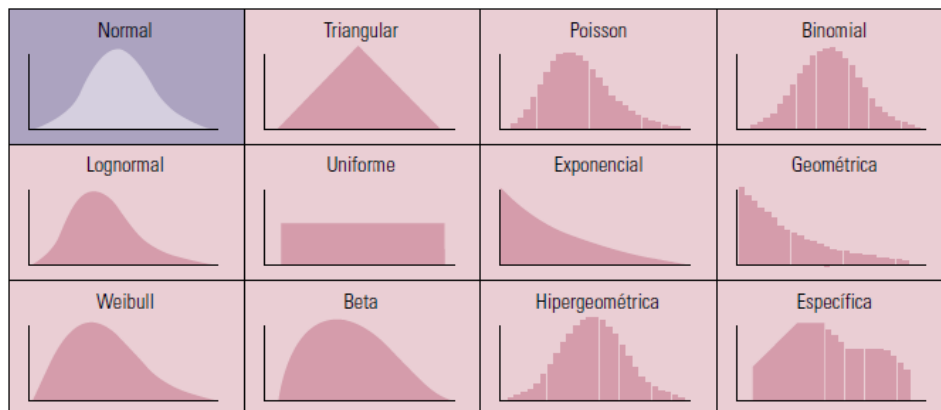


Figura 2.6 Diversos tipos de distribución de probabilidad.

La forma de las distribuciones puede variar enormemente; por ejemplo una distribución triangular, se podría elegir para la porosidad si los expertos pudieran asegurar que conocen los valores de porosidad mínima, máxima y más probable. Una distribución log-normal podría parecer lo más apropiado para el *GRV* (Volumen Total de la Roca), lo cual indicaría que los expertos consideran que el rango es mayor para los valores altos que para los valores bajos. Si bien la simulación de Monte Carlo es ampliamente utilizada y reconocida para estimar las reservas, sólo una cantidad limitada de compañías la adoptan como método para tomar decisiones económicas.

A continuación se presenta un ejemplo con un campo hipotético con reservas recuperables de 150 millones de barriles. La producción anual alcanza un nivel inmediatamente del 12% de las reservas totales, es decir, 180 millones de barriles por un periodo de 5 años; a partir de ahí se declina al 20% por año, hasta que se han producido los 150 [mmbpd]. Se necesitan 5 pozos productores, a un costo de \$15 millones de dólares por pozo a lo largo de dos años. Los costos de instalación de la plataforma de producción y de las tuberías de conducción ascienden a \$765 millones de dólares en el transcurso de tres años. Los costos operativos son de \$75 millones de pesos por año y el gasto del abandono después de la última producción es de \$375 millones de dólares. Los impuestos corporativos son del 30%, la inflación a lo largo de este periodo es del 10%. Se supone que el precio del petróleo es de \$18 dólares por barril y que aumenta según la tasa de inflación. Mediante un cálculo simple y determinístico se obtiene un valor neto nominal de \$125 millones de pesos y descontando el flujo de fondos al 10% por año, en la tabla 2.3 se presentan varios ejemplos extraídos del pronóstico de la distribución y frecuencia de probabilidades y en la figura 2.7 se muestra toda la gama de resultados posibles, como VPN de un activo que aparece en el eje X y la probabilidad de cada uno de ellos sobre el eje Y.

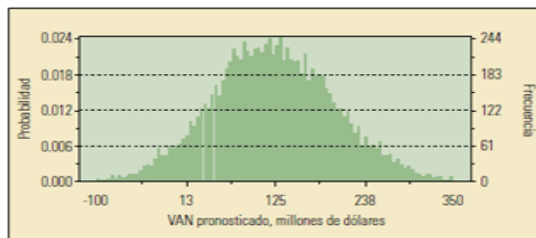


Figura 2.1 Pronóstico de distribución.

Porcentaje, %	Valor, millones de \$
0	-112
10	27
25	71
50	122
75	176
90	223
100	422

Tabla 2.3 Pronóstico del porcentaje vs valor.

Este es un número positivo, el VPN obtenido anteriormente, de modo que la decisión de proceder con el desarrollo será muy sencilla. Una evaluación probabilística del mismo campo hipotético pone a consideración un panorama más amplio para la toma de decisiones. Se supone que la evaluación probabilística utiliza las cifras anteriores como los datos más probables (que son los que se encuentran en la mitad del rango) pero también se sugieren otros valores como posibles datos a considerar: los gastos de perforación, las erogaciones de capital y los gastos operativos, que se supone se distribuyen en forma normal con una desviación estándar (SD) del 10% con respecto a la media. Los gastos de abandono normalmente se distribuyen con una desviación estándar del 20% de la media. Los volúmenes de producción también se distribuyen en forma normal, pero con una correlación positiva con respecto al gasto operativo. Los resultados de las 100,000 pruebas de una simulación de Monte Carlo muestran la probabilidad de que ocurra un rango de resultados posibles.



El valor promedio esperado es de \$124 millones de pesos, esto significa que una cantidad importante desde un punto de vista estadístico de oportunidades idénticas, tendrían un valor promedio de \$124 millones de pesos cada una, en términos del VPN.

El análisis de Monte Carlo es una herramienta que se debe utilizar con cuidado, ya que un error en la asignación justa de algún dato ingresado, como por ejemplo la variación del precio del barril de crudo, puede hacer que todo el análisis resulte erróneo.

2.3.3 TEORÍA DE LA CARTERA DE INVERSIONES

La mayoría de las compañías petroleras poseen muchos activos, como los campos petroleros, o intereses compartidos en otros campos, y hacen todo lo posible por adquirir y mantener la mejor combinación posible de tales activos. La teoría de la cartera de inversiones muestra cómo se pueden combinar los activos, de tal manera que el riesgo quede minimizado para cualquier nivel de retorno esperado.

Por otra parte, se puede definir a la cartera de inversiones, como el estudio de la forma en que la compañía puede alcanzar una tasa máxima de retorno y minimizar el riesgo. Este sistema de la cartera de inversiones se basa en el trabajo de *Harry Markowitz*, quien obtuvo el Premio Nobel de Economía en 1990 por sus teorías sobre la evaluación de riesgos y recompensas en los mercados financieros. *Markowitz* quería probar la conveniencia de contar con una cartera diversificada de activos financieros, constituida por una mezcla de inversiones para maximizar el retorno y minimizar el riesgo.

Ejemplificando, los analistas del sector energético se dieron cuenta rápidamente de que existía un paralelismo entre la bolsa de valores, en la cual se comercializan papeles y acciones, y la actividad petrolera en la cual las compañías poseen y comercializan carteras de activos reales, por ejemplo, vendiendo y comprando acciones de proyectos compartidos. La teoría de la cartera de inversiones puede parecer contraria a la intuición.

Por ejemplo considerando un caso en que se deben invertir \$10 millones de dólares en proyectos de exploración y producción. Solo dos proyectos están disponibles, y cada uno de ellos requiere invertir la totalidad de los \$10 millones de dólares para obtener un 100% de interés; se sabe que uno de los proyectos es relativamente riesgoso y que las probabilidades de éxito son independientes.



Ahora bien el Valor Neto Esperado (VANE) para cada uno, que es el VPN del resultado satisfactorio multiplicado por la probabilidad de que ocurra dicho resultado más el VPN del resultado no satisfactorio (pozo seco) y la probabilidad de que esto ocurra, es el mismo: \$26 millones de dólares. Aquí se pueden agregar las complicaciones realistas, si se pierde el dinero, la confianza de los accionistas se derrumba, Existe un 40% de probabilidades de perder la confianza de los inversionistas con el proyecto seguro y un 60% con el proyecto riesgoso.

El VANE en ambos casos es de \$26 millones de dólares; de manera que no existe una forma de aumentarlo eligiendo el proyecto riesgoso en lugar del seguro. Bajo estas circunstancias, el proyecto seguro constituye sin lugar a dudas la mejor opción. El ejemplo se fundamenta en una suposición principal: que los proyectos son independientes. El objetivo en el manejo de la cartera de inversiones consiste en diversificar las inversiones en muchas oportunidades, mientras se buscan las correlaciones negativas y se evitan las positivas.

En la siguiente tabla 2.4 se muestra el método de la cartera de inversiones para evaluar operaciones hipotéticas seguras y riesgosas, con cuatro escenarios posibles que resultan de una inversión equivalente en dos proyectos.

Tabla 2.4 Escenarios de una cartera de inversiones.

Escenario	Seguro	Riesgoso	Probabilidad, %	Retorno, millones de \$	Resultado
1	Éxito	Éxito	$60 \times 40 = 24$	$50\% \times \$50 + 50\% \times \$80 = \$65$	Se retiene la confianza del accionista
2	Éxito	Pozo seco	$60 \times 60 = 36$	$50\% \times \$50 + 50\% \times (-\$10) = \$20$	Se retiene la confianza del accionista
3	Pozo seco	Éxito	$40 \times 40 = 16$	$50\% \times (-\$10) + 50\% \times 80 = \35	Se retiene la confianza del accionista
4	Pozo seco	Pozo seco	$40 \times 60 = 24$	$50\% \times (-\$10) + 50\% \times (-\$10) = -\$10$	Se pierde la confianza del accionista
VANE de la cartera = $24\% \times \\$65 + 36\% \times \\$20 + 16\% \times \\$35 + 24\% \times (-\\$10) = \\$26$ millones					

La dependencia estadística puede tener diversos orígenes, que incluyen, por ejemplo, el lugar y el precio. Los resultados económicos de dos sitios cercanos pueden estar correlacionados en forma positiva a través de similitudes geológicas, como producir de una misma formación o depender de una misma fuente de hidrocarburos. Por otra parte, dos sitios muy distanciados tendrían poca o ninguna correlación geológica, por lo cual estarían más diversificados.

Los precios del crudo tienden a ser similares en todo el mundo, de manera que los resultados económicos de los proyectos petroleros están correlacionados en forma positiva respecto de las fluctuaciones en los precios del crudo. Por el contrario, los precios del gas natural en diferentes localidades no tienden a seguir ni los precios del crudo, ni guardan relación entre ellos. Esto significa que una cartera de inversiones que contenga un proyecto gasífero y un proyecto petrolero, tendrá menor correlación positiva y estará mejor diversificada que otra que contenga dos proyectos petroleros. *Markowitz* dice que una cartera de inversiones es eficiente si no existe otra que tenga mayor retorno esperado y con igual o menor riesgo con igual o mayor retorno esperado.

Si alguna de estas dos condiciones, o ambas son falsas, la cartera es ineficiente. Cuando todas las posibilidades se representan en una gráfica en la cual el eje vertical es el valor y el horizontal es el riesgo, las carteras eficientes forman una línea denominada frontera de eficiencia.

En la parte superior de la línea de frontera se observa un aumento tanto en el riesgo como en el retorno. La cartera representada por el punto A, es ineficiente porque hay carteras con el mismo valor pero menos riesgo, como el punto B, y carteras con el mismo riesgo pero con más valor como el punto C y también una donde exista una combinación entre ambas condiciones como se muestra en la figura 2.8.

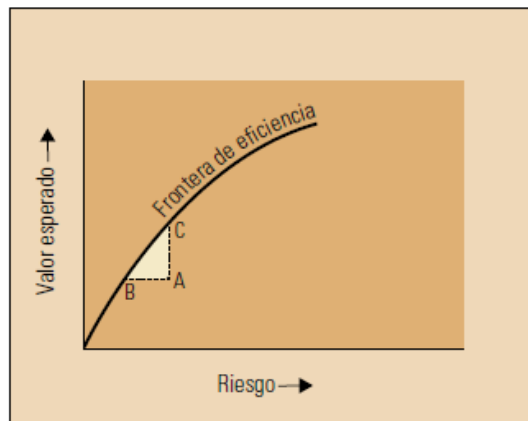


Figura 2.8 Representación gráfica de cartera de inversiones.

Las restricciones reales se pueden incluir en el proceso de optimización, de manera que las carteras de inversión que se encuentran en la frontera de eficiencia resultante representen las alternativas realistas entre las cuales se pueda escoger, dependiendo de las concesiones que los directivos de la compañía estén dispuestos a realizar entre mayor riesgo con mayor retorno, y menor riesgo con menor retorno.



2.3.4 TEORÍA DE LAS OPCIONES

Un aspecto importante en la toma de decisiones es el tiempo, es decir, determinar cuándo tomar la decisión. Las condiciones y la información pueden cambiar con el transcurso del tiempo, por lo tanto, si las decisiones se toman a destiempo, el resultado se verá alterado. La mayoría de las compañías petroleras en *Aberdeen (Escocia)* utilizan árboles de decisión como método de ayuda para la toma de decisiones. Los árboles de decisión, como se mostró anteriormente en el análisis de toma de decisiones, ilustran las opciones disponibles, las incertidumbres que enfrenta el responsable de tomar la decisión y los resultados estimados de cada decisión posible. Estos árboles permiten poner en claro las opciones, los riesgos, los objetivos, las ganancias monetarias y las necesidades de información implícitas en las decisiones referidas a inversiones.

Al estimar un valor para cada resultado posible y establecer una probabilidad de que ocurra cada uno de estos resultados, se puede calcular el valor global esperado resultante de la decisión. La teoría de las opciones reales traza un paralelo entre el mundo financiero de las acciones, los bonos y el mundo de los activos físicos reales, representados por cualquier bien desde fábricas hasta campos petroleros.

En el mundo financiero es posible comprar una opción, que representa el derecho a comprar o vender un activo financiero, como una acción en un momento dado en el futuro a un precio fijo. Un derecho de compra se conoce como una opción "*call*" y por lo general se adquiere con la expectativa de que el precio de la acción suba. Por lo tanto una opción "*call*" le puede permitir al poseedor comprar una acción de la "compañía ABC" por \$500 dólares en un día determinado o antes de esa fecha. Si el precio de la acción sube por encima de \$500 dólares en esa fecha o con anterioridad, el poseedor de la opción puede ejecutarla y quedarse con la diferencia.

Una opción "*put*" (opción de venta) se adquiere con la expectativa de que el precio descienda, y protege al poseedor contra dicha caída. Las opciones reales son análogas a las opciones financieras. Por ejemplo, si la compañía petrolera decide no desarrollar un campo en este momento, puede hacerlo en un futuro. Pagando al gobierno una licencia determinada, la compañía adquiere una opción real: el derecho a lograr réditos adicionales en cualquier momento durante el tiempo que dure la licencia, haciendo una inversión mayor para desarrollar el campo, pero sin tener la obligación de hacerlo; esto es similar al precio de ejecución del derecho de compra.



La existencia de cursos de acción alternativos, como iniciar el desarrollo de un campo en el futuro y no en forma inmediata, tiene un cierto valor que no se puede reflejar en un análisis DCF estadístico. Debido a que los proyectos de la industria petrolera comprenden una secuencia de etapas separadas; estudios sísmicos, perforación, construcción de plataforma y tendido de tuberías de producción, producción y ventas, al final de la vida útil del campo, existen muchos puntos de decisión a lo largo de todo el trayecto citado.

En 1973, los economistas *Fischer Black* y *Myron Scholes* publicaron la denominada fórmula de *Black – Scholes* para la evaluación de opciones financieras⁵. Dicha fórmula se puede utilizar para valorar las opciones reales, es decir para llevar a cabo evaluaciones que, al contrario del análisis de flujo de caja descontado (DFC por sus siglas en inglés), asignan importancia a la flexibilidad. Utilizando una fórmula de valoración, en algunos casos se puede demostrar que un proyecto tiene un valor significativamente mayor del que muestra el análisis DCF.

Existen proyectos que hubieran sido rechazados por los directivos de la compañía utilizando dicho análisis, porque tiene un valor negativo y, a pesar de ello, con la evaluación de las opiniones reales presentan un valor positivo, lo que sugiere que el proyecto debería aprobarse.

Por ejemplo se tiene una compañía petrolera que está tratando de evaluar su licencia en un bloque determinado. En este caso, pagar los cánones de la licencia equivale a adquirir una opción. La compañía ahora tiene el derecho a invertir en la opción una vez resuelta la incertidumbre acerca del valor de las reservas desarrolladas, lo que equivaldría al precio de la acción⁶. Supongamos que la compañía tiene la oportunidad de adquirir una licencia por cinco años y se espera que el bloque contenga unos 50 millones de barriles de petróleo.

El valor estimado actual del aceite del campo, en el cual se encuentra ubicado el bloque, promedia los \$10 dólares por barril, y el costo de desarrollo del campo (en términos de valor actual) es de \$600 millones de dólares. El valor actual neto estático calculado del VPN sería:

$$\$500 \text{ millones de dólares} - \$600 \text{ millones de dólares} = -\$100 \text{ millones de dólares.}$$

El VPN es negativo, de manera que lo más probable es que la compañía no prosiga con la operación.



La evaluación del VPN ignora el hecho de que se pueden tomar decisiones con respecto a la incertidumbre, la cual en este caso, resulta doble: la incertidumbre sobre la cantidad de petróleo que existe en el bloque y acerca del precio del barril. Es posible realizar estimaciones razonables de la cantidad de petróleo, analizando los datos geofísicos y geológicos obtenidos en áreas similares, y también evaluar los datos históricos sobre la variabilidad de los precios del petróleo. Se puede suponer que estas dos fuentes de incertidumbre originen una desviación estándar del 30% con respecto a la tasa de crecimiento de los flujos de ingresos de la operación, se puede suponer además que mantener la opción obliga a la compañía a incurrir en los costos fijos anuales de mantenimiento de la reserva activa, los que representa unos \$15 millones de dólares o lo que es lo mismo un dividendo del 3% (15/500) del valor activo. El valor de una opción real P se estima aplicando la fórmula de *Black-Scholes*, ec.2.4, de la siguiente manera:

$$P = Se^{-\delta t} * [N(D_1)] - Xe^{-rt} * [N(D_2)] \quad (2.4)$$

DÓNDE:

$$D_1 = [\text{LN}(S/X) + (R - \Delta + \Sigma^2 / 2) T] / (\Sigma * \sqrt{T})$$

$$D_2 = D_1 - \Sigma * \sqrt{T}$$

S = precio de la acción.

X = valor actual de los costos fijos.

Δ = dividendos.

R = tasa de interés libre de riesgo.

Σ = incertidumbre acerca de la fluctuación del precio de la acción.

T = tiempo de vencimiento.

N (D) = función de la distribución normal acumulada.

Si se aplica la fórmula de *Black-Scholes*, pero ahora evaluando una opción real en lugar de una opción sobre acciones, se obtiene un valor de opciones real (ROV, por sus siglas en inglés) de \$100 millones de dólares. Sustituyendo los valores en el ejemplo analizado en el texto principal se obtiene:

$$P = (500e^{-0.03*5}) * [(0.58)] - (600e^{-0.05*5}) * [(0.32)] = \$251 - \$151 = + \$100 \text{ millones de dólares.} \quad (2.5)$$

La diferencia de \$200 millones de dólares entre la valuación del VPN de -\$100 millones, y los \$100 millones que surgen del ROV, representa el valor de la flexibilidad de poder invertir siempre y cuando las incertidumbres se hayan resuelto.

Cálculos como este pueden ejercer gran influencia sobre la manera en que los estrategas corporativos consideran sus activos.



2.3.5 TEORÍA DE LAS PREFERENCIAS

Aunque se utilicen computadoras o herramientas de decisión, como el flujo de fondos descontados o el análisis de Monte Carlo, en última instancia la decisión la debe tomar un individuo o un grupo de personas. La subjetividad complica el proceso de toma de decisiones, dado que el perfil psicológico del individuo puede incidir sobre las mismas. En la industria del petróleo, el riesgo constituye una parte importante en la línea de razonamiento de los ejecutivos, por lo cual es fundamental comprender las preferencias del individuo o del grupo y sus actitudes con respecto al riesgo y a la aceptación de los mismos. En 1738, el matemático *Daniel Bernoulli* publicó un trabajo en el cual destaca que existía una extensa aversión al riesgo. Después de casi 250 años *Daniel Kahneman* y *Amos Tversky* presentaron un ejemplo simple para ilustrar esta característica; una persona tiene la posibilidad de elegir entre dos opciones, la primera representa una ganancia segura antes de \$80, mientras que la segunda es un proyecto más riesgoso en el cual existe un 85% de probabilidades de ganar \$100 dólares y un 15% de no ganar nada. Según *Kahneman* y *Tversky*, la gente prefiere la ganancia segura antes que correr el riesgo, a pesar de que este se supone una mayor expectativa monetaria, que es la suma de los resultados ponderados por sus probabilidades.

Con el resultado seguro se tiene la certeza de ganar \$80 dólares mientras que con la opción más riesgosa, la expectativa monetaria sería de \$85 dólares ($\$100 * 0.85$ más $\$0 * 0.15$). La elección refleja una aversión al riesgo, ya que se prefieren los \$80 seguros, frente a la posibilidad de optar por el resultado más riesgoso. Los responsables de tomar decisiones, por lo general tienen aversión al riesgo y les disgusta más sufrir una pérdida, de lo que disfrutan al obtener una ganancia del mismo valor.

En consecuencia, tienden a aceptar un mayor nivel de riesgo para evitar una pérdida, en lugar de lograr una ganancia equivalente. Estos postulados se pueden expresar en forma gráfica en la figura 2.9; éste ejemplo muestra que la satisfacción asociada con la ganancia de \$4000 dólares es por lo general menor que el disgusto provocado por la pérdida de la misma cantidad.



Figura 2.9 Curva de preferencia.

La gente acepta un riesgo mayor para evitar una pérdida, que para obtener una ganancia equivalente. Teóricamente es posible trazar dicha curva para cualquier individuo o compañía. Las distintas formas de las curvas denotan los diferentes tipos de actitud frente a la toma de decisiones. Como se muestra en la figura 2.10, la forma pronunciada de la curva del cuadrante inferior izquierdo describe como se siente la compañía con respecto a la pérdida, y en el cuadrante superior derecho se muestra su actitud frente al riesgo y los niveles de ganancias asociados con el mismo.

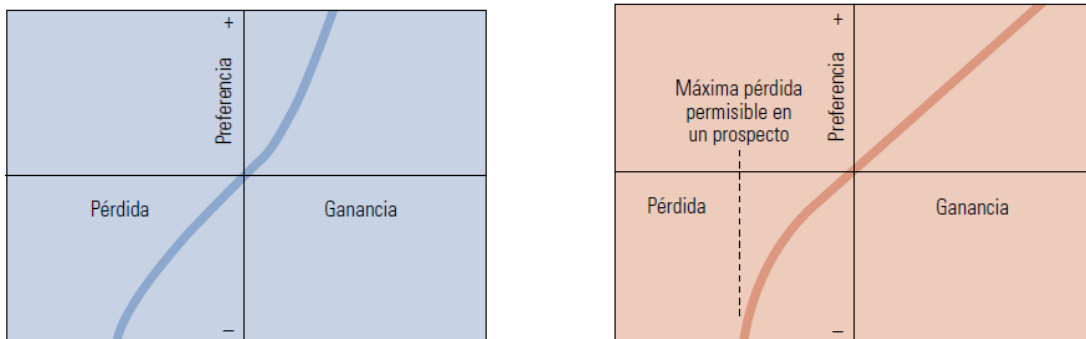


Figura 2.10 Curvas de preferencias que representan los distintos tipos de personas responsables de tomar decisiones.

Analizando las decisiones anteriores de un individuo o de una compañía, es posible construir una curva de preferencia que represente lo que piensa acerca del riesgo, o mas bien, cómo reacciona frente al riesgo en el momento de tomar decisiones. Este instrumento podría ser utilizado por los responsables de tomar decisiones, como elemento de ayuda para acercarse a la línea de pensamiento de los directivos o de la compañía en general.



En la práctica pocas compañías utilizan la teoría de las preferencias como una herramienta para tomar decisiones. Los críticos sostienen que los problemas prácticos son demasiado grandes. Dentro de la misma organización, un gerente puede estar a favor de los proyectos riesgosos, mientras que otro que ocupa una posición similar puede tener un perfil más conservador. Es posible que la teoría de las preferencias tenga una función más limitada, pero no menos importante, ya que les permite demostrar de forma gráfica a los responsables de tomar decisiones, lo que implica su estilo personal.

2.3.6 PREDICCIÓN TECNOLÓGICA

Es un método que incentiva la capacidad de anticipar el desarrollo de nuevas tecnologías o algún tipo de producto y el impacto que podrían tener en el mercado específico de la empresa. Casos típicos son la posibilidad de introducir el gas en sustitución del petróleo en diversos procesos productivos, o en este caso de un sistema BES o BCP por separado para instalar un equipo híbrido BES-BCP. El método trata de prever un ciclo de vida para definir la oportunidad del reemplazo del mercado, producto o tecnología con la antelación suficiente para no tener que enfrentar costos de improvisación. Los principales supuestos del método son que, cuando aparece una innovación tecnológica, los rendimientos (aumento de productividad o reducción de costos) crecientes terminarán por dejar obsoleta la tecnología actual y que cuando se inicia la incorporación de la nueva tecnología, el proceso sustitutivo es irreversible hasta desplazar a la antigua; lo que es importante mencionar en este trabajo es la capacidad de operación del sistema a reemplazar y la capacidad del yacimiento para producir aceite, dado que la bomba puede afectarse por muy baja o muy alta producción.

El método requiere un seguimiento permanente de toda innovación que se empiece a introducir en el mercado para que, mediante el análisis comparado de la tasa de adopción de tecnologías similares en el pasado, se defina el ciclo de vida que se estima más probable en función de algún indicador de desempeño como lo ilustra la figura 2.11.

Aquí en la figura 2.11, En el periodo de vida que va de T_0 a T_1 se introduce la nueva tecnología o producto. En este momento la empresa debe ser capaz de prever la posibilidad de éxito y anticipar el momento de la sustitución. Para ello, debe predecir la función que asumirá el indicador de desempeño en el tiempo. Entre el T_1 y T_2 se produce una adopción intensiva de la innovación, al mostrar claras mejoras en su indicador de desempeño. Entre T_2 y T_3 el crecimiento sigue pero a tasas de rendimiento decrecientes y, a partir de T_3 , la tasa declina por la aparición de otra tecnología con un mejor indicador de desempeño. En el momento T_3 la empresa ya debería haber adoptado la tecnología más eficiente.

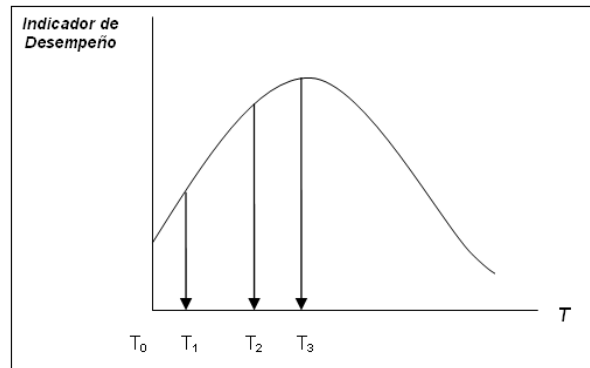


Figura 2.11 Indicador de desempeño vs tiempo.

2.3.7 MOMENTO ÓPTIMO PARA REALIZAR UN REEMPLAZO

Un caso especial respecto del momento óptimo de hacer la inversión se relaciona con la oportunidad de reemplazar un activo. En este caso se pueden distinguir dos situaciones básicas:

- El reemplazo de un activo que incrementa a lo largo del tiempo sus costos debido al deterioro normal que sufre por su uso.
- El reemplazo de un activo por otro que introduce cambios tecnológicos en el proceso productivo.

La situación de reemplazar un activo deteriorado por otro igual se fundamenta en que el aumento de costos del primero llegará a tal nivel que el reemplazo se deberá hacer necesariamente en algún momento. Para determinar el momento más conveniente para el cambio, se supone, en una primera alternativa metodológica, que el costo atribuible al deterioro crece anualmente a una tasa fija y asimismo se asume que la productividad, y por lo tanto los beneficios, son los mismos ya sea que se utilice en el proceso un SAP nuevo u otro con más deterioro. El momento óptimo del reemplazo se calculará determinando el número de años de uso que minimiza el valor actual de los costos, incluyendo en ellos la inversión inicial. Con la siguiente ecuación 2.6 se logra dicho cometido ⁷.

$$n = (i \cdot I_0 / g) + (1 / i) - (1 / i) \cdot (1 + i)^n \quad (2.6)$$

n = años de vida de la herramienta.

i = tasa de retorno.

I_0 = valor de la maquina nueva.

g = variable iterativa.



En la ecuación 2.6 para encontrar n se debe proceder a probar distintos valores con la finalidad de que, por aproximaciones sucesivas, se pueda hallar el valor de n que haga cumplir la ecuación.

2.3.8 EL VALOR DE LA EVALUACIÓN DEL RIESGO

¿Es posible cuantificar el valor agregado que resulta del uso de estas herramientas de evaluación del riesgo? Con el objetivo de responder esta interrogante se realizó el estudio del análisis de riesgo,

El análisis de riesgo, fundamentalmente se utilizó para poder tomar la decisión de instalar una alternativa artificial híbrida como lo es el BES-BCP, además como una herramienta viable para yacimientos con alta temperatura, alta viscosidad, producción de arena y altos cortes de agua además de poder configurar pozos horizontales para la extracción de hidrocarburos.

El término “análisis” se refiere al uso de alguna forma de análisis de costos y beneficios en la evaluación de las inversiones. Riesgo e incertidumbre indica si la compañía adopta definiciones rigurosas de riesgo e incertidumbre y las incorpora en sus análisis. Riesgo, en este caso, se define como la probabilidad de que un hecho ocurra. Incertidumbre es el rango de valores posibles en cuanto al tamaño, el costo y los beneficios de un hecho, si ese hecho ocurre. La categoría “cualitativa y cuantitativa” indica si las compañías tienen técnicas formales para manejar los elementos cualitativos y cuantitativos tales como hábitos, instintos e intuición.

Ahora bien si el análisis de Monte Carlo se utiliza ampliamente para estimar las reservas potenciales, lo cual constituye un claro reconocimiento de la importancia de la incertidumbre a este nivel técnico, se puede decir que se emplea muy poco para temas económicos. Los investigadores sugieren que esto implica, en los casos de aquellos que no lo usan, la suposición de que existe una total certeza en materia de costos, precio del producto, términos fiscales y parámetros temporales.

Se puede considerar como un resumen entre aspectos cuantitativos y cualitativos para el análisis de riesgo con la figura 2.12, en la cual la mitad inferior muestra los medios cuantitativos, como el flujo de fondos descontados y el análisis de Monte Carlo utilizados para analizar el riesgo y tomar decisiones. En la mitad superior se observan los medios cualitativos que se pueden utilizar para el mismo tipo de análisis.

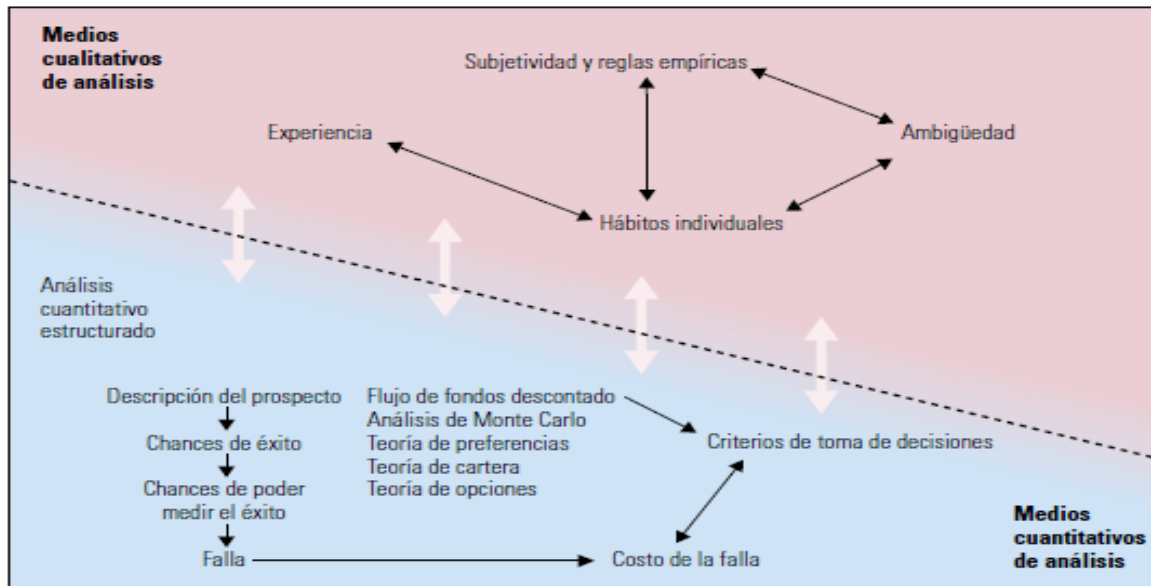


Figura 2.12 Aspectos que engloban la toma de decisiones.

Puede mencionarse por último que el AR cuenta con diversos componentes como:

- Procedimientos matemáticos estadísticos semejantes al análisis de sensibilidad y árboles de decisión.
- Librerías con información que permitan al usuario presentar datos de entrada y resultados del análisis de riesgo a través de tablas y gráficas que muestren la tendencia del proyecto.

Se adicionan las siguientes metodologías con el fin de contar con un set de herramientas que permiten acercarse a un sistema de opciones que hacen al AR más íntegro y con mayores fundamentos el cual se muestra en la figura 2.13.⁸

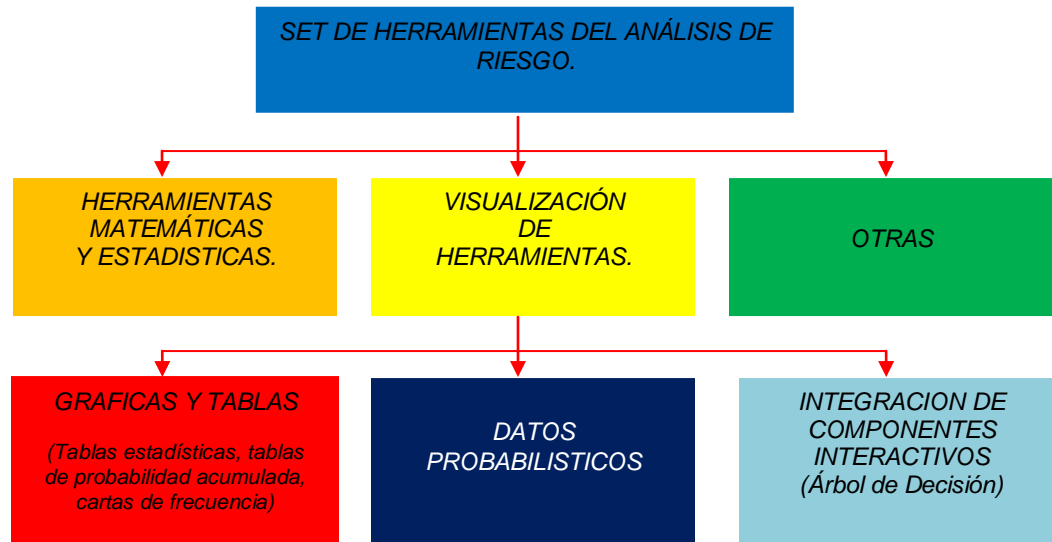


Figura 2.13 Diagrama Herramientas que conforman el análisis de riesgo.

En consecuencia de los aspectos que engloban el AR y la toma de decisiones, en el siguiente capítulo se describen los puntos más importantes para analizar el sistema BES-BCP, desde un entorno analítico-técnico-económico. Se discute un caso hipotético del pozo *IXCHEL-1*, el cual sirve para analizar la panorámica en la viabilidad del sistema híbrido.⁸ Es importante resaltar que la pretensión principal de este trabajo es únicamente conceptualizar al Análisis de Riesgo que se muestran en la figura 2.14, principalmente por el hecho de que al abordar un ejemplo de forma más profunda y específica pueden confundirse las alternativas de decisión, dado que los procesos se vuelven más complejos al incluir una cantidad “n” de variables. Además el AR involucra, según sea el caso y la profundidad del proyecto, antecedentes técnicos muy específicos.

Por lo tanto este trabajo se enfoca en plantear esquemas ya establecidos con el fin ser un apoyo en la instalación de un BES-BCP, se cuente con una guía que fortalezca la comprensión del sistema híbrido, desde sus características técnicas, sus posibles costos y de manera directa o indirecta de cómo estos dos últimos llegan a involucrarse y se vean reflejados en un AR, ya que si el riesgo de instalación es muy alto es imposible costearlo, por lo que el capítulo 3 de este trabajo involucra aspectos técnicos - económicos que son fundamentales, ya que si no se conocen los alcances en la instalación o sus características, no se puede conocer el tiempo de vida de la herramienta o el costo que involucraría una reparación o acondicionamiento de la misma.

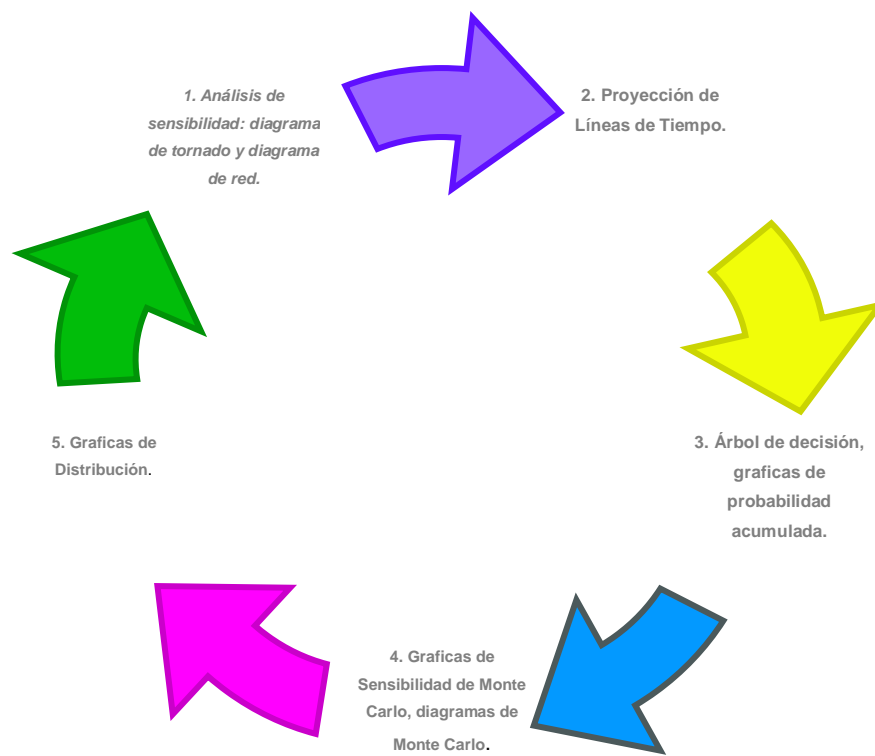


Figura 2.14 Aspectos que se estudian dentro del análisis de riesgo.



CAPÍTULO 3

ESTRUCTURA Y DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE RIESGO APLICADO AL SISTEMA BES-BCP.



3.1 GENERALIDADES PARA LA ESTRUCTURA Y DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE RIESGO APLICADO AL SISTEMA BES –BCP

Después de haber descrito y analizado las herramientas que ofrece el análisis de riesgo, la toma de decisiones, la pregunta es ¿cómo se vinculan a la implementación de un sistema BES-BCP?; la respuesta es mediante la asignación de una metodología anteriormente vista para comprender de forma sustancial un enfoque para la implementación del BES-BCP. El estudio del análisis de riesgo conlleva a un sinnúmero de escenarios que permiten al ingeniero petrolero decidir cuál es la mejor solución para optimizar al pozo y que haya menos pérdidas (humanas, financieras, equipo, etc), durante su operación, además de extraer el hidrocarburo en el menor tiempo posible, con la menor inversión y con el menor impacto posible al medio ambiente. En este sentido el AR, ofrece la oportunidad de ser más asertivos en la decisión final a tomar y tener una base sólida de las posibles contingencias operativas; cabe mencionar que no por muchos estudios de AR que se realicen, esto significa que el proyecto será 100% mejor o que dejen de existir problemas en el pozo.

Se pueden considerar factores externos como del tipo social para tener una mejor visión en la elaboración de los proyectos y hasta factores psicológicos del individuo que se encarga de tomar la decisión final. Para considerar a un sistema artificial de producción como hito en el análisis de riesgo, es el hecho de considerar que la mayoría de los campos requieren tecnologías cada vez más efectivas y de mayor tiempo de vida para incrementar la producción, además el análisis de riesgo ofrece un panorama para hacer más efectiva la aplicación del sistema. Además otro aspecto importante es que los actuales sistemas artificiales de producción convencionales se encuentran limitados debido a la creciente explotación de los recursos de gas y petróleo no convencional y las tecnologías más avanzadas utilizadas en la perforación y producción, tanto en campos shale gas, shale oil o campos maduros. Por ejemplo, el BES no es muy adecuado para la producción de aceite pesado y aceite con presencia de arena.

La varilla que transmite el movimiento giratorio en el BCP puede tener dificultades al girar en pozos desviados, la potencia de la sarta de varillas también está limitada por la velocidad de la bomba y la profundidad de asentamiento de la bomba. Sin embargo la combinación del BES-BCP cuenta con las ventajas de ambos. En la siguiente tabla 3.1 se comparan algunas características del BES-BCP con respecto a otros sistemas.

Se presenta un análisis de decisión a través de una tabla comparativa de las características del sistema híbrido BES-BCP contra las características de los sistemas artificiales BM, BEC, BCP. La puntuación que tiene cada rubro es según la escala que coloca *Sanyang Co*[®]. La puntuación mayor (que comprende un excelente funcionamiento) está indicada por ***** y la menor por *.

Tabla 3.1 Comparación de las características del BEC-BCP con otros sistemas de producción,

	Bombeo Mecanico (BM)	Bombeo por Cavidades (BCP)	Bombeo Electrocentrifugo (BEC)	Sistema Híbrido BEC-BCP	
Aceites Pesados	***	*****	*	*****	
Arenas	**	*****	*	*****	
Polimeros	***	*****	*	*****	
Pozos Desviados	*	*	*****	*****	
Gasto	***	**	*****	***	
Profundidad de la Bomba	**	**	*****	***	
Impacto en Superficie	*	***	*****	*****	
Resistencia a la temperatura	*****	***	****	***	
Ahorro de Energía	Eficiencia de la Bomba	**	*****	**	*****
	Transferencia de la Bomba	*	**	*****	****
Confiabilidad	*****	*****	*****	***	
Costo (Fondo del pozo)	*****	****	***	**	

A partir de ésta comparación se consideran como puntos de mayor vulnerabilidad, para el BEC, el BCP, el BM y el BES-BCP, la producción de aceites pesados, acarreo de arena, polímeros, pozos desviados etc. Se construye un árbol de decisión (como se muestra en la figura 3.1) para conseguir un mejor perfil de decisión a partir del porcentaje que arroje cada opción tecnológica. Cabe destacar que para fines de este ejemplo sólo se consideran 5 de 8 posibles problemas que llegan a surgir en campo con los sistemas más comunes, además el porcentaje asignado es solo interpretativo con el hecho de que se cuenta sólo con 4 sistemas artificiales de producción.

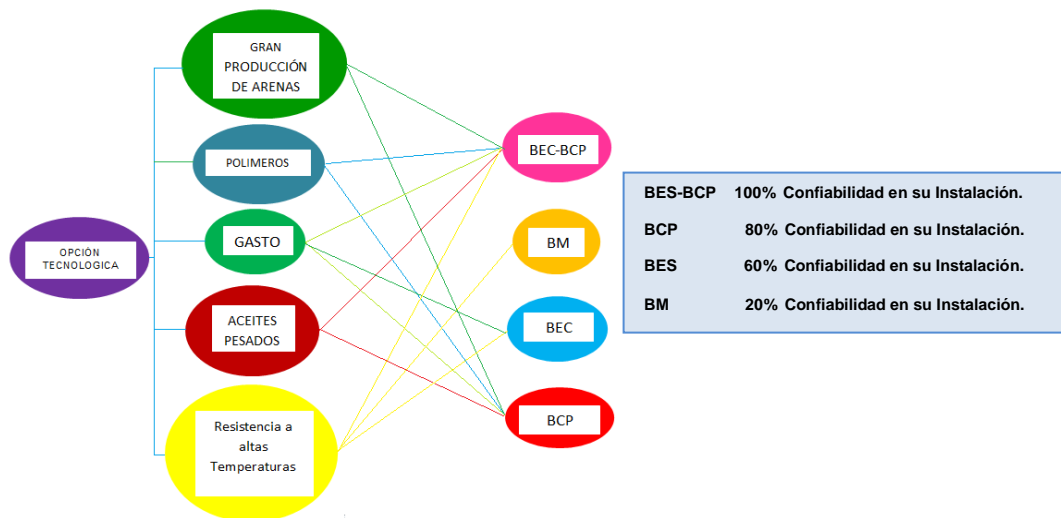


Figura 3.1 Árbol de decisión para la implementación de alternativas tecnológicas en los pozos con condiciones especiales.

Mediante la secuencia de probabilidad presentada en el árbol de decisión de la figura 3.1, puede decirse que el análisis de riesgo para la instalación del BES-BCP se refiere a la posibilidad de que la innovación tecnológica, una vez instalada, funcione de forma adecuada o sobrepase los estándares de producción dentro del pozo. Por lo que es fundamental documentar todo lo necesario para un análisis más robusto. Inclusive a partir de que se seleccione al BES-BCP como la mejor opción, se inicia con la identificación de los posibles problemas operativos con los que contaría dicho sistema Fig. 3.2

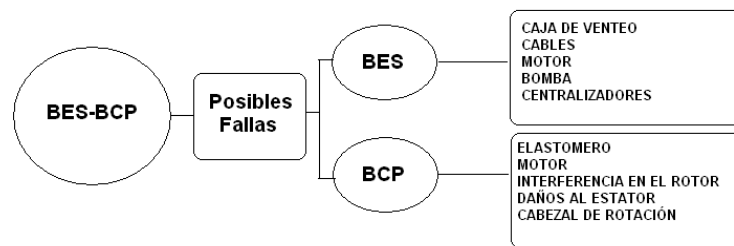


Figura 3.2 Diagrama de donde pueden estar las posibles fallas en el sistema durante su funcionamiento.

Se tiene que ver al sistema BES-BCP con un enfoque sistemático hacia soluciones que vuelvan más atractivo el instalarlo, la selección de una tecnología que sea duradera y que su configuración sea correcta para utilizarlo en los pozos que lo requieran. Se muestra la tabla 3.2 con las características y rangos típicos para cada sistema artificial de producción conforme a la experiencia de operación de la compañía *Weatherford*[®]. En este caso los parámetros varían de acuerdo con las situaciones y los requerimientos del pozo.

Tabla 3.2 Tabla comparativa de características para la aplicación de sistemas artificiales de producción.

Forma de Levantamiento	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP/PCP)	Gas Lift	Plunger Lift	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Hidráulico tipo Jet	Bombeo Electrosumergible	Tecnologías Capilares
Profundidad operativa máxima, TVD (pies/m)	16,000 4,878	12,000 3,658	18,000 4,572	19,000 5,791	17,000 5,182	15,000 4,572	15,000 4,572	22,000 6,705
Volumen operativo máximo (BFPD)	6,000	4,500	50,000	200	8,000	20,000	60,000	500
Temperatura operativa máxima (SDgrF/SDgrC)	550* 288*	250* 121*	450* 232*	550* 288*	550* 288*	550* 288*	400* 204*	400* 204*
Manejo de corrosión	Bueno a excelente	Aceptable	Bueno a excelente	Excelente	Bueno	Excelente	Bueno	Excelente
Manejo de gas	Aceptable a bueno	Bueno	Excelente	Excelente	Aceptable	Bueno	Aceptable	Excelente
Manejo de sólidos	Aceptable a bueno	Excelente	Bueno	Aceptable	Aceptable	Bueno	Aceptable	Bueno
Gravedad de fluido (SDgrAPI)	>8	<40	>15	>15	>8	>8	>10	>8
Mantenimiento	Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo		Wireline o equipo de reacondicionamiento	Wellhead catcher o wireline	Hidráulico o wireline		Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo	Unidad capilar
Motor	Gas o eléctrico		Compresor	Energía natural del pozo	Multicilindro o eléctrico		Motor eléctrico	Energía natural del pozo
Aplicación offshore	Limitado	Limitado	Excelente	N/A	Bueno	Excelente	Excelente	Bueno
Eficiencia del sistema	45 a 60%	50 a 75%	10 a 30%	N/A	45 a 55%	10 a 30%	35 a 60%	N/A



De acuerdo a la tabla 3.2, la eficiencia del sistema capta mejores resultados con los sistemas BES y BCP; de igual manera se ve que su aplicación *costa afuera* resulta viable para el uso de BES aunque limitado para BCP. Es importante considerar esta tabla como una base para la toma de decisiones en la implementación de un sistema combinado.

En la tabla 3.3 y la figura 3.3 se indica el volumen de producción en bpd de cada SAP, de acuerdo al criterio de la compañía *Weatherford*[®].

Tabla 3.3 Volumen operativo máximo de los distintos SAP.

Tecnología a Implementar en los Activos	Volumen de Operación Máximo Aproximado [bpd]
Bombeo Mecánico	6,000
Bombeo por Cavidades Progresivas	4,500
Bombeo por Gas Lift	50,000
Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	200
Bombeo Hidráulico Tipo Jet	20,000
Bombeo Eléctrico Sumergido	60,000
BES-BCP	20,000

Es importante resaltar que estos datos amplían más el perfil de cada SAP, esto con el fin de conocer a que nivel productivo se encuentran y que esto permita tener otra opción para poder tomar una decisión, inclusive se observa que precisamente el BES y el BES-BCP son sistemas, que se encuentran con un nivel máximo de producción bastante aceptable.

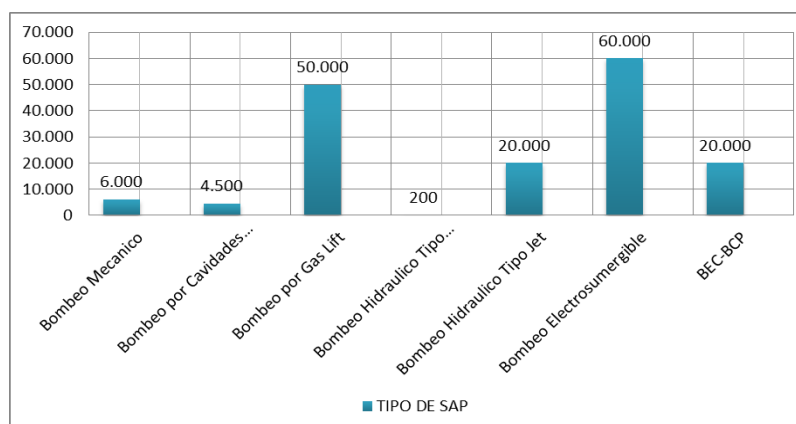


Figura 3.3 Volumen máximo de producción de distintos SAP.



Como se observa en la figura 3,1, tabla 3.2 la distribución muestra a 4 sistemas como los de mayor producción; lo interesante aquí es que sólo el BES y el BES-BCP tienen la capacidad para resistir a situaciones adversas al ser aplicado, como altas temperaturas o producción de arenas o crudos pesados, algo que en los demás sistemas sería una tarea compleja.

3.2 ESTUDIO DEL ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo principal del análisis técnico es diseñar de manera óptima los componentes del sistema híbrido, teniendo en cuenta las características y condiciones de un pozo hipotético llamado *IXCHEL-1*.⁷

Datos del pozo

Tabla 3.4 Datos del pozo *IXCHEL-1*.

<i>Ixchel 1</i>	
Parámetros	Especificaciones
Gasto	417 [bpd]
Tubería de revestimiento	7", 29 [lb/ft]
Tubería de producción	3 1/2", N-80,R11, R8, 9.3 [lb/ft]
Nivel estático	240 [pies]
Nivel dinámico	3502 [pies]
Corte de agua	70%
Presión en la cabeza del pozo	100 [psi]
Presión en el revestidor	74 [psi]
Profundidad de asentamiento de la bomba	5395 [ft]
Temperatura de fondo	145 [°F]
RGA	225 [scf/STB]
Intervalo perforado	5410 - 6328 [pies]



Datos del fluido

Tabla 3.5 Datos del fluido del pozo IXCHEL-1.

Fluido	
Parámetros	Especificaciones
Gravedad API	19 °API
Densidad específica del aceite	0.94 rel aceite
Densidad específica del gas	0.62 rel gas
Densidad específica de la mezcla	0.96 rel aceite/gas
Densidad del agua	1.05
Presión de burbuja	1252 [psi]
Viscosidad del aceite en superficie @ 90 [°F]	50 [cp]
Viscosidad del aceite en el fondo @ 145 [°F]	25[cp]

Fuente de energía

- Disponibilidad de voltaje.
- Capacidad de fuentes de energía.

Posibles problemáticas

- Arena.
- Depositación e incrustación de arenas.

Selección de la bomba

La selección de la bomba depende principalmente del gasto que se va a manejar, la profundidad de asentamiento, el diámetro de la TR y el tipo de fluido. El gasto define la capacidad de la bomba y el tipo de fluido define el elastómero que se va a emplear, ya que éste puede alterarse con los fluidos producidos y los contaminantes que contenga; es muy importante escoger un elastómero adecuado para que la bomba tenga un buen desempeño⁹.



Tipo de elastómero para los hidrocarburos.

Los elastómeros más utilizados en la aplicación BCP y BES-BCP, poseen bases nitrílicas (convencionales), hidrogenación catalítica (elastómeros hidrogenados) y fluoelastómeros. El elastómero que se utiliza para este ejemplo es *NBRA* (contenido medio de acrílico–nitrilo); este tipo de elastómero tiene buena resistencia a la abrasión, muy buena resistencia mecánica y ha tenido buena compatibilidad con los fluidos (muy buena tolerancia a los aromáticos) y por tal razón se tiene la plena confianza de instalarlo.

Cálculo de gas

La eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas (BCP), al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Es por ello que en los casos donde se espera tener fracciones de gas significativas a la entrada de la bomba, se recomienda realizar separación de gas instalándose comúnmente anclas de gas o separadores estáticos gas-líquido en la tubería de producción, en estos casos debe tenerse en cuenta que el separador actúa como un sistema que tiene dos efectos, a medida que separa el gas libre crea una caída de presión adicional. El segundo efecto es perjudicial, pues induce una liberación adicional de gas y aumenta el volumen ocupado por la masa de gas libre.

La presencia de gases a la entrada de la bomba genera problemas en cuanto a la cantidad de gas presente que impide el manejo de líquido en el sistema, por esto se puede utilizar un mezclador estático de fondo con la finalidad de lograr una mayor concentración de gas disperso en el crudo que permita la facilidad de desplazamiento de la fase continua y evitar el trabajo de la bomba con altos volúmenes de gas.

3.2.1 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE Y EL GAS

Se calculan las propiedades físicas del aceite y gas para el caso hipotético *IXCHEL-1*, R_s , B_g , B_o . Además del cálculo de volumen de fluidos producidos; utilizando las correlaciones correspondientes de Standing para cada propiedad, esto con el fin de determinar las condiciones de trabajo para la herramienta y a lo que se estaría enfrentando el sistema bajo ciertas condiciones, que aunque se plantean de manera hipotética es importante reconocerlas.



- **Relación gas/aceite en solución**

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P_b}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 * \text{°API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}, \quad (3.1)$$

$$R_s = 201.98 \text{ [pies}^3 \text{ /Bls]},$$

Dónde:

R_s = Relación petróleo /gas en solución [pies³ /Bls], con la correlación de Standing

γ_g = Densidad relativa del gas.

P_b = Presión de burbuja [psi].

°API = Densidad del aceite en °API.

°F = Temperatura de fondo [°F].

- **Factor de volumen de formación del gas**

$$B_g = 0.00503 * (zT/P), \quad (3.2)$$

$$B_g = 0.04071 \text{ [Bls/Mscf]},$$

Dónde:

B_g = Factor de formación del gas [Bls/Mscf].

Z = Factor de compresibilidad del gas 0.99 para el pozo *IXCHEL-1*.

T = Temperatura de fondo [Rankine].

P = Presión de sumersión.



- **Factor de volumen del aceite saturado**

$$B_o = 0.972 + (0.000147 * F^{1.172}), \quad (3.3)$$

$$F = R_s * (\gamma_g / \gamma_o)^{0.5} + (1.25 * ^\circ F), \quad (3.4)$$

$$B_o = 1.086$$

B_o = Factor de volumen del aceite. Usando la correlación de Standing

γ_g = Densidad relativa del gas.

γ_o = Densidad relativa del aceite.

- **Cálculo de volumen total de gas**

$$\text{Volumen de gas total} = \text{RGA} * Q_o / 1000, \quad (3.5)$$

$$\text{Volumen de gas total} = 45 \text{ [pies}^3\text{]},$$

Dónde:

RGA = Relación gas / petróleo [pies³/ BIs].

Q_o = gasto de aceite producido [bpd].

- **Volumen de gas libre**

$$\text{Gas libre} = \text{gas total} - \text{gas en solución}, \quad (3.6)$$

$$\text{Gas Libre} = 4.6 \text{ [pies}^3\text{]},$$



- **Cálculo de volumen de fluidos**

$$V_o = B_{pd} * B_o = 218.8 \text{ [Bls]}, \quad (3.7)$$

$$V_g = \text{gas libre} * B_g = 1.44 \text{ [Bls]}, \quad (3.8)$$

$$V_w = B_{pd} = 217 \text{ [Bls de aceite por cada barril de agua producido]}, \quad (3.9)$$

$$V_t = V_o + V_g + V_w = 437.24 \text{ [Bls]}, \quad (3.10)$$

$$\% \text{ Gas Libre} = V_g / V_{\text{Total}} * 100 = 0.33 \%, \quad (3.11)$$

En el caso del pozo *IXCHEL-1* la producción de gas no es un problema para el diseño ya que es muy baja (0.33%).

3.2.2 CÁLCULO DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN

- **Presión de succión de la bomba**

$$MPP = h_{\text{tope}} + h_{\text{base}} / 2 = 6027.5 \text{ [pies]}, \quad (3.12)$$

$$\Delta P = (MPP - \text{Prof. de la Bomba}) * SG_m * \Delta P_H, \quad (3.13)$$

$$P_{\text{Intake}} = P_{\text{wf}} + CHP - \Delta P = 936.48 \text{ [psi]}, \quad (3.14)$$

P_{Intake} = Presión de succión de la bomba [psi].

MPP = Profundidad media del intervalo disparado [pies].

h_{tope} = Profundidad de tope del intervalo disparado [pies].

h_{base} = Profundidad de la base del intervalo disparado [pies].

SG_m = Densidad relativa de la mezcla.

CHP = Presión de la cabeza en el espacio anular [psi].

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [psi].

ΔP_H = Gradiente de presión hidrostática, 0.433 [psi/ pies]



- **Presión de descarga de la bomba**

Las pérdidas de carga por fricción (F) debido al flujo por el interior de la tubería de producción se calculó con la ecuación *Hazen & Williams*.¹⁰

$$F = 2083 * (100/C)^{1.86} * (Q/34.3)^{1.86} * 1 / ID^{4.86} = 7.3 \times 10^{-4} \text{ [pies]}, \quad (3.15)$$

$$P_F = F * \text{Prof. De la Bomba} * \Delta P_H = 1.7 \text{ [psi]}, \quad (3.16)$$

$$P_{\text{Descarga}} = (\text{Prof. De la Bomba} * SG_m / 2.31) + P_F + P_{\text{Cabeza del Pozo}} = 2346.6 \text{ [psi]}, \quad (3.17)$$

Dónde:

P_{Descarga} = Presión de descarga de la bomba [psi].

F = Perdida de carga por fricción [pies/1000]

C = Constante, 120.

Q = Gasto [bpd].

ID = Diámetro interno de la tubería [pulgadas]

$P_{\text{Cabeza del Pozo}}$ = Presión de la cabeza del pozo [psi].

- **Diferencia de presión**

$$P_{\text{dif}} = P_{\text{Descarga}} - P_{\text{Intake}} = 1410 \text{ [psi]}. \quad (3.18)$$

Se debe escoger una bomba con presión nominal por lo menos 20% mayor que la diferencia de presión calculada, para asegurar el rango de operación ya que las BCP son bombas de desplazamiento positivo y el rango de presión no es exacto. Si el pozo tiene alta producción de arena, se debe escoger una bomba con una presión nominal del 75% mayor que la presión diferencial requerida



3.2.3 VELOCIDAD DE BOMBEO OPERACIONAL

$$\text{Vel. Oper.} = \text{Tasa de Diseño} * (100 \text{ [RPM]} / \text{Tasa Teórica de la Bomba})_{\text{Bomba}} * \text{Eficiencia.} \quad (3.19)$$

$$\text{Vel. Oper.} = 417 * (100 \text{ [RPM]} / 151) * 0.8 = 220.9 \text{ [RPM]}$$

Conforme a las características hipotéticas del pozo *IXCHEL-1* en condiciones de alta producción de arenas, lo más recomendable es que no se opere a una velocidad mayor de 250 [RPM].

3.2.4 REQUERIMIENTO DE ENERGÍA

$$\text{HHP} = Q * P_{\text{dif}} * 2.31 / 136000 = 10 \text{ [HP]}, \quad (3.20)$$

$$\text{HP} = \text{HPP} / \text{Efic.} = 10 / 0.8 = 12,5 \text{ [HP]}, \quad (3.21)$$

Dónde:

HHP = Potencia hidráulica [HP].

HP = Potencia requerida [HP].

P_{dif} = Diferencial de presión [psi].

Efic = Eficiencia de la bomba.

Generalmente los requerimientos de un sistema BES-BCP son menores que los de un sistema BES, así que se puede escoger un rango de tensión más alto para absorber las pérdidas de tensión en el cable.



3.2.5 SELECCIÓN DE LA UNIDAD DE REDUCCIÓN DE ENGRANES, SELLO, CABLE, VARIADOR DE VELOCIDAD

- **Unidad de reducción de engranes (GRU)**

$$\text{Torque} = \text{HP} * 5252 / \text{RPM} = 12.5 * 5252 / 220.9 = 297.2 \text{ [lb/pies]} \quad (3.22)$$

Se debe seleccionar una GRU de la misma serie del motor que pueda manejar 1.5 veces el torque calculado; esto es porque las BCP's necesitan un torque alto para el arranque debido a la configuración del rotor dentro del estator.*

- **Sección del sello**

Para la selección del sello se recomienda utilizar tres cámaras, el sello de doble bolsa con sellos de primera calidad para proporcionar protección extra a la GRU ya que si ésta se contamina se puede dañar gravemente el conjunto de engranes; la sección sello debe tener el mismo aceite que el motor y la GRU.

- **Selección del cable**

Se dispone de diferentes tamaños de cable, como también de forma (plano o redondo). El tamaño adecuado del cable depende de factores como caída de tensión, amperaje y del espacio que se tenga entre la TP y la TR. El cable puede adaptarse para este ejemplo de 100 a 200 [pies] de largo para que haya distancia desde la boca del pozo a los equipos de superficie y las conexiones permanezcan seguras.



- **Variador de velocidad**

El variador de velocidad y el transformador deben manejar los requerimientos de potencia del sistema y se puede calcular el voltaje a través de la siguiente ecuación.

$$KVA = V_{\text{superficie}} * \text{Amperaje} * \sqrt{2} / 1000 = 16.2 \text{ [KV]} \quad (3.23)$$

En la tabla 3.6 se indica el equipo seleccionado con las especificaciones de trabajo de un caso real de BES-BCP usado en Colombia, realizado por la compañía *Baker Hughes Co*®.*

Tabla 3.6 Condiciones de diseño para la operación de un sistema híbrido en el pozo Ixchel-1.

Características del Diseño del Sistema para el Pozo Ixchel-1	
Tasa Deseada [BPD]	417
% de Agua	52
Gas dentro de la Bomba [%]	.33
Frecuencia [Hz]	60
RGA	225
Perdidas por Fricción [psi]	1.7
Presion en el Intake [psi]	936.48
Presión de Descarga [psi]	2346.6
Modelo de la Bomba	130-D-2600
Potencia Requerida por el Motor [HP]	12.5
Selección del Sello	GSB3DB LS
Selección del Motor	MSP1-250F 108 [HP] 1775 [v] 39 [A]
Longitud del Cable en Superficie [ft]	100
Longitud del Cable [ft]	5495
Tipo de Cable	# 4 MLE KLHT 4.0 [KV]
Caida de Tensión [V]	52.8
Selección del Controlador	VSD 2250 [VT] 260[KVA] 480 [V] 313 [A]
Selección del GRU	11:04:01

3.3 ESTUDIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio del análisis económico se basa fundamentalmente en aspectos que están involucrados directamente en la instalación del BES-BCP, desde su modelación hasta las reparaciones que requiera, además de considerar el tiempo de vida de la herramienta.



Este apartado es importante ya que depende del grupo multidisciplinario que este involucrado en el proyecto para contar con información de calidad en los costos de diseño, adquisición, instalación y mantenimiento. Dado que la aplicación de esta innovación tecnológica aún no ha sido implementada en campos petroleros en México; por lo tanto, se considera este trabajo como una pauta para su ejecución como una alternativa para los pozos con este sistema artificial de producción, ofreciendo un panorama general para su instalación y lo que conlleva el riesgo, por un posible descontrol de la herramienta y su impacto general (humano, medio ambiente) por alguna falla.

Se realiza principalmente con base en indicadores más básicos como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la eficiencia, el *payback* o finalmente por la relación costo-beneficio, con el fin de tener un criterio sólido de la posible viabilidad de la implementación.

3.3.1 VALOR PRESENTE NETO

Este indicador determina el valor presente de los flujos de fondos de los negocios, transformando todos los ingresos y egresos futuros a pesos al día de hoy. Si el VPN es positivo quiere decir que el proyecto genera un rendimiento o ganancia; en cambio si es negativo significa que hay una pérdida a cierta tasa de interés, sí es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

$$\text{VPN} = \text{VPI} - \text{VPE}, \quad (3.24)$$

Dónde:

VPN = Valor presente neto.

VPI = Valor presente para los ingresos.

VPE = Valor presente de egresos.



3.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa que obtienen los recursos o el dinero que permanece atado al proyecto; esto es la tasa a la cual el inversionista le presta su dinero al proyecto.

$$VPN = 0 = [FE_1 / (1 + k)^1] + [FE_2 / (1 + k)^2] + \dots + [FE_N / (1 + k)^N] - \text{Inversión}, \quad (3.25)$$

Dónde:

FE = Flujos netos de efectivo.

K = Tasa de descuento (%).

N = Tiempo de flujo de caja.

3.4 CÁLCULO DEL VPN Y LA TIR CON PRODUCCIÓN CONSTANTE CON INFLACIÓN Y FINANCIAMIENTO

Se plantea a continuación el cálculo hipotético de la adquisición del SAP, donde se colocan cifras del estado de resultados con producción constante, con inflación y con financiamiento. Las cifras del estado de resultados consideran inflación, ya que la tasa de financiamiento tiene considerada una inflación. La inversión inicial es de \$4, 435,00 [DlIs]. Esta cifra se obtuvo al restar a la inversión total el financiamiento, \$5, 935,00[DlIs] - \$1, 500,00[DlIs] = \$4, 435,00 [DlIs]. Esto se plantea de esta manera porque el VPN y la TIR consideran como inversión sólo al desembolso neto de los inversionistas. Si se tomara en cuenta como la inversión inicial a los \$5, 935,00[DlIs], entonces se estarían considerando dos veces a los \$1,500.00 [DlIs].

Hay que recordar que en el estado de resultados con financiamiento existe un rubro llamado pago de capital que suma exactamente \$1,500.00 [DlIs]. Los flujos netos de efectivo son: $FNE_1 = \$1936$ [DlIs]; $FNE_2 = \$2385$ [DlIs]; $FNE_3 = \$2918$ [DlIs]; $FNE_4 = \$3555$ [DlIs]; $FNE_5 = \$4311$ [DlIs]. El valor de salvamento (VS) = $3129(1.2)^5 = \$7786$ [DlIs]. Se considera una tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) mixta, debido a que ahora se tiene una mezcla de dos capitales para realizar la inversión inicial; el capital de los accionistas, que tienen un valor de 38% con inflación, y el de la institución financiera que tiene una tasa de ganancia (interés que cobra por el préstamo) de 34% anual.

La TMAR mixta se calcula como un promedio ponderado de los costos de capital mediante la ecuación 3.26 y reflejado mediante un diagrama donde se presenta cada flujo de efectivo, figura 3.3:

$$\text{TMAR MIXTA} = (1500/5935) \cdot (0.34) + (4435/5935) \cdot (0.38) = 0.3689 \quad (3.26)$$

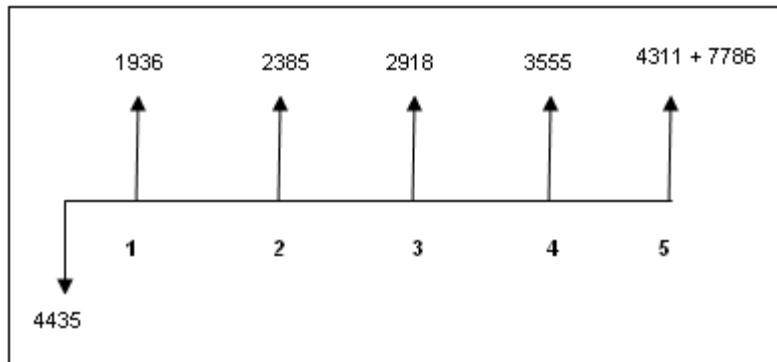


Figura 3.4 Diagrama de flujo para la evaluación económica con inflación, financiamiento y producción constante.

Ahora se calcula el VPN mediante la ecuación 3.27:

$$\text{VPN} = -4435 + 1936/(1.3698)^1 + 2385/(1.3698)^2 + 2918/(1.3698)^3 + 3555/(1.3698)^4 + 4311+7786 / (1.3698)^5 = \$2901.27 \quad (3.27)$$

La TIR obtenida cuando el VPN = 0 es TIR =61.34%. Se observa la conveniencia de solicitar el financiamiento por \$1, 500,000 [DIs], ya que tanto el VPN como la TIR son superiores a los valores obtenidos sin financiamiento. Esto puede observarse y analizarse como lógico ya que el uso de este dinero significa utilizar dinero más barato, ya que mientras el préstamo para el SAP tiene un costo de 34% anual, la compañía puede generar ganancias a una tasa de 38% anual. Puede constatarse que la tecnología cuenta con escenarios óptimos para su operación, además de ser más eficiente el sistema híbrido que de forma individual los dos sistemas (BES, BCP); inclusive en el peor escenario donde se tenga que realizar una inversión muy fuerte para su instalación, se recupera de manera gradual pero con mayor ganancia.

Es importante a su vez mencionar que su impacto al medio ambiente también es menor a otro sistema artificial de producción y cuenta con un tiempo de vida muy grande sin requerir grandes reparaciones. En el siguiente capítulo se mostrará la operación del BES-BCP en campos petroleros con diversas condiciones adversas que requieren de dicho sistema para que la producción siga siendo la adecuada y la más eficiente.



CAPÍTULO 4

EL ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BES-BCP
COMO ALTERNATIVA TÉCNICA INSTALADA EN LOS
CAMPOS KULIN Y DURI (INDONESIA), BOHAI BAY,
LIAOHE Y JIDON (CHINA) Y KERN (E.U.A).



4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS CAMPOS KULIN Y DURÍ

Como punto central, el alcance del proyecto del pozo horizontal Kulin es perforar dos pozos horizontales y ejecutar el BES-BCP de ahí se parte para realizar su análisis. El BES-BCP es una combinación del bombeo por cavidades progresivas BCP y bombeo eléctrico sumergido BES, ideal para uso en pozos horizontales. Con el sistema híbrido se eliminarán las pérdidas por fricción dentro de las tuberías y las varillas. El BCP tiene más resistencia a la producción de arena y ofrece una alta eficiencia en la producción de fluidos viscosos⁴.

El proyecto de perforación horizontal del pozo Kulin se inició a principios de 2002 y terminó en febrero 2003; el primer pozo horizontal fue Kulin 082 (KL082) y el segundo pozo fue Kulin 083 (KL083). Después los pozos se terminaron con BES-BCP como sistema artificial híbrido dentro de los pozos, la producción inicial para KL082 fue 708 [bpd], sin BES-BCP, para que posteriormente se estabilizara en 531 [bpd] con un 25% de corte de agua y en el pozo KL083 eran 518 [bpd], posteriormente se realizó la estabilización de 394[bpd], y con 24% de corte de agua. La producción con el paso del tiempo se estimó por encima de la producción inicial de 300 [bpd / pozo].

El sistema BES-BCP de los pozos horizontales *Kulin* y *Duri*, se encuentra instalado en las secciones tangentes con menos de 2°/100 [pies] con un diámetro en la tubería de producción de 9-5/8". El foco principal para el diseño BES-BCP es hasta un máximo de 15°/100 [pies] para construir la sección tangencial.

El elastómero del estator dentro del BCP es operado a temperaturas entre 57.22 [°C] y 65.55 [°C], la cual está por debajo de la limitación de temperatura máxima para el elastómero. Las velocidades de flujo, la carga en la cabeza y la eficiencia de la bomba de los BES-BCP se controlan desde la superficie con el accionamiento de un variador de frecuencia. En junio de 2004, se instalaron los BES-BCP en dos pozos horizontales de *Kulin* y *Duri*, mismos que han estado operando por más de 450 días y 800 días respectivamente, sin ningún tipo de problema mecánico o fallas de la bomba o del BES. Ambos sistemas BES-BCP se mantuvieron operando bajo el periodo comprendido entre mediados de junio del 2004 hasta principios de agosto de 2004, cuando el campo Kulin fue cerrado debido a cuestiones de seguridad dentro de las instalaciones. Las tasas de producción de estos pozos horizontales son alrededor de 2,5 - 3,5 veces mayor que cualquier pozo productor promedio vertical en el campo.



4.1.1 ASPECTOS CARACTERISTICOS DE KULIN Y DURÍ

Los pozos horizontales fueron diseñados con tubería de producción de 9-5/8 cubierta con una "sección abierta con un orificio lateral de 7" que contiene una tubería de revestimiento de 8,5". EL pozo KL082 está produciendo del pozo *Duri* "E", con intervalos de producción de arena de 1,340 [pies] y 393 [pies] de longitud en los pozos laterales.

El pozo KL083 está produciendo desde *Duri* "B" con intervalos de arenas a una profundidad de 980 [pies] y 1,214 [pies]. Un resumen de las propiedades del yacimiento antes del inicio de su explotación aparece en la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Resumen de las propiedades de los pozos KL082 y KL083.

Característica	KL082	KLO83
Porosidad	33%	25%
Permeabilidad	5000 [md]	2131 [md]
Grosor de la Arena	34 [pies]	18[pies]
Presión del Yacimiento	220[psi]	235[psi]
Temperatura del Yacimiento	65.56 [°C]	57.22 [°C]
°API	20	16

Durante la fase previa a la ejecución del proyecto, el equipo encargado de los pozos horizontales en Kulin hizo una evaluación para identificar los métodos artificiales de producción adecuados para el proyecto, y con el fin de optimizar la operatividad de la bomba y el pozo de producción. Los pozos horizontales situados en el campo *Duri* adyacente se utilizaron para evaluar el rendimiento de la bomba en la tubería. Este análisis se realizó para comprender los factores críticos que surgen y afectan el funcionamiento de las bombas instaladas.

El campo *Duri* contiene arenas no consolidadas con alta temperatura en el yacimiento como resultado del proceso de generación de vapor "in situ". Se realizó un análisis en el rendimiento de las bombas dentro de la tubería para 25 pozos horizontales en *Duri*, el cual arroja datos deficientes. El promedio de la eficiencia de las bombas es menos del 30% con 118 días promedio de vida por bomba.



Tabla 4.2 Eficiencia de la bomba instalado en los pozos horizontales en Duri.

Año	# de Bombas Instaladas	Porcentaje de Eficiencia de la Bomba
1999	6	20%
2000	15	27%
2001	19	43%
2002	7	29%

Algunos factores que contribuyeron a que el rendimiento de la bomba haya disminuido dentro del pozo *Duri* son las pérdidas por fricción que impiden que la bomba viaje adecuadamente, y la producción de arena excesiva que daña el equipo, y el émbolo de la bomba no opere correctamente. Aunque se han hecho algunas modificaciones para reducir las pérdidas por fricción mediante la instalación de guías en la sarta de varillas, la bomba todavía falla con mucha frecuencia.^{1, 3}

De hecho las guías fueron dañadas por la producción excesiva de arena debido al control deficiente en pozos horizontales. La mayoría de los pozos horizontales utilizan un set de revestimiento pre-perforados de agujero abierto para el control de arena (cedazos), lo que ha logrado controlar y reducir la esta problemática. Al darse cuenta de que en *Kulin* la arena es no consolidada y los pozos horizontales fueron diseñados utilizando una terminación similar con revestimiento pre-perforado en agujero descubierto, el equipo tomó la iniciativa para identificar otras alternativas de SAP para las bombas dentro de la tubería.

Las características deseadas del nuevo sistema eran un sistema sin vástago con más resistencia a la producción de arena. El equipo consideró tanto al BES y al BCP por separado, pero el BES no está diseñado para manejar la producción de arena, y el BCP está utilizando un sistema de barras que es propenso a fallas en pozos horizontales. Por lo tanto decidieron utilizar una combinación más eficiente con previo análisis operativo, donde sus resultados arrojaron que el sistema más adecuado es el BES-BCP. A continuación se explica brevemente su inclusión como alternativa de producción en estos campos maduros.



4.1.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DEL BES-BCP

En la instalación del BES-BCP en KL082 y KL083, se ha considerado la inclinación máxima permitida para la colocación de la bomba. El BES-BCP es capaz de ser operado en pozos horizontales de hasta menos de 15°/100 [pies] de desviación. El BES-BCP en KL082 se instaló con 1,6°/100 [pies] de desviación, en un revestidor de 9-5/8". La profundidad de instalación es de 1.440 [pies] (Measured Depth, MD) ó 1.267 [pies] *TVD*. El BES-BCP en KL083 se instaló con 58" con inclinación de 1,5°/100 [pies]. La profundidad de la bomba es 1014 [pies] de profundidad medida MD ó 891 [pies] *TVD*.

Las bombas se instalan con una válvula de retención de 3-1/2 [pulgadas] y una válvula de purga de 90 [pies] por encima de la bomba. Para evitar la fricción del cable con la caja del motor, se instaló un protector para el cable a lo largo de la bomba y de la tubería. El motor BES que se instaló en ambos pozos con dos polos del motor a 60 [Hz] de velocidad y 3500 [rpm], serie 562, 38 [HP], 453 [volts] y 53 [amperios]. El ajuste real es de 40 [Hz] de velocidad 2333 [rpm]. El diámetro exterior del motor es de 5.62 [pg] con 6.98 [pies] de largo. La serie 562 del motor es adecuada para un mínimo de 7 [pg] de TR. Ambos pozos horizontales están utilizando la relación de transmisión 9:1, a los 40 [Hz] de velocidad a 2333 [rpm].

Utilizando la relación de transmisión para obtener las revoluciones de salida del motor, sólo se despeja de una regla de tres la velocidad de giro del motor.

$$\frac{\text{rpm en el motor de la bomba}}{\text{relación del motor}} = \frac{\text{rpm en la bomba BCP}}{\text{Relación de la bomba}} \quad (4.1)$$

$$2333/9 = 259 \text{ [rpm]}$$

$$\begin{aligned} \text{Par de salida del motor} &= \text{motor [Hp]} * 5252 / \text{velocidad del motor} = \\ &= 38 \text{ [Hp]} * 5252/2333 \text{ [rpm]} = 86 \text{ [pies/ lbs]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Reductor de engranes torque de salida} & \quad (4.2) \\ &= 86 \text{ [pies/ lbs]} * 9 = 774 \text{ [pies/ lbs]} \end{aligned}$$



El modelo PCP es 054-12-045 con una capacidad de 340 [bpd/100] [rpm], entonces el gasto de la bomba se obtiene de la siguiente manera.

$$\text{Gasto de la bomba} = \text{velocidad de la bomba} * \text{capacidad de la bomba} \quad (4.3)$$

$$\text{Gasto de la bomba} = 259 \text{ [rpm]} * 340 \text{ ([bpd]/100 [rpm])} = 881 \text{ [bpd]}$$

El diámetro de la bomba es de 4,25 [pg] y la longitud del estator es de 13.3 [pies] de largo. La Tabla 4.3 resume el diseño BES-BCP que fue instalado en KL082 y KL083.

Tabla 4.3 Resumen de especificaciones en la Instalación del BES-BCP.

Velocidad del Motor [rpm] @ 40[Hz]	2.3
Reductor de Engranés	9.1
Velocidad de la Bomba [rpm]	259
Capacidad del BCP [bpd/100 rpm]	340
Gasto de la Bomba [bpd]	881

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL CAMPO DEL RÍO KERN

El campo Kern fue descubierto en la década de 1899, los primeros pozos fueron perforados en yacimientos someros de petróleo pesado y de brea. El pozo descubridor encontró aceite a 13 metros de profundidad.

El campo es de unos 10 [km] de largo por unos 6.4 [km] de ancho. Y produce aceite pesado de la formación Kern, de edad Miocena a Pleistocena. Las areniscas de la formación Kern poseían una saturación de aceite inicial promedio de 50%. La porosidad promedio es de 33% y la permeabilidad varía entre 1 a 8 [Darcy]. El campo contenía unos 640 millones de metros cúbicos (4 mmb) in situ. La densidad del aceite es de 10 a 15°API y la viscosidad de 500 a 10,000 [cp], las bajas temperaturas y la presión inicial del yacimiento dieron como resultado una baja recuperación primaria.

La producción del campo Kern alcanzó un pico de casi más de 40,000 [bpd] en 1900. La llegada de calentadores de fondo de pozo a mediados de la década de 1950 aumentó la producción. La experimentación con inyección de vapor a principios de la década de 1960 ayudó a comprobar el potencial de los métodos de recuperación térmicos.



El crudo del campo Kern responde considerablemente bien al calor: la viscosidad es de 12000 [cp], a la temperatura del yacimiento de 32°C se reduce por un factor de 600 a 20 [cp] a la temperatura de inyección de agua de 128°C. En 1975 el 75% de la producción del campo provenía de proyectos de desplazamiento por vapor de agua⁵.

4.2.1 ASPECTOS CARACTERISTICOS DEL CAMPO PETROLERO DEL RÍO KERN

A raíz de una iniciativa del departamento Tecnologías de Energía Chevron (*ETC*) (Por sus siglas en inglés, *ETC, Energy Technology Chevron*) en sus oficinas de *Bakersfield, California*, se desarrolló un proyecto para una instalación piloto de un BES-BCP en el campo *Kern* productor de aceite pesado, el cual tiene por antecedente operaciones de inyección de vapor.

El objetivo principal fue probar la viabilidad de la tecnología de BES-BCP como un sistema híbrido alternativo para las aplicaciones térmicas de ultra alta temperatura en un campo operado por Chevron. Mientras que los sistemas más convencionales de producción artificial, como el BM y el BCP, incluyendo aquellos con estatores de metal, han sido exitosamente empleados en los yacimientos térmicamente estimulados; en este caso, los sistema anteriormente mencionados pueden carecer de la capacidad de producir los aceites pesados, o de tolerar pozos de alta desviación y / o curvas cerradas.

Sin embargo, el uso de los sistemas artificiales no se ajusta a la potencia necesaria dentro del pozo, y se han visto limitados por la susceptibilidad de algunos de sus componentes en ambientes de alta temperatura, o incluso por la acción abrasiva de los sólidos producidos. Las operaciones de producción globales de Chevron incluyen áreas importantes de las futuras reservas potenciales de crudo pesado que son o serán objeto de proyectos térmicos. El desarrollo de tecnologías capaces de sobresalir en la producción de altas tasas volumétricas, así como soportar las operaciones de alta temperatura para producir con un mayor tiempo de vida, es de gran interés para *ETC* y los equipos técnicos de producción. En consecuencia, la propuesta del proyecto piloto pondría a prueba el diseño, el análisis de riesgos, instalación y operación de una unidad BES-BCP que podrían cumplir las siguientes medidas de éxito:

1. Funcionamiento sin incidentes (*IFO*).
2. Sin pérdida de producción en comparación con la bomba de varillas de bombeo.
3. La bomba sigue funcionando de manera eficiente después de dos ciclos de trabajo de vapor.
4. La bomba puede manejar diferentes velocidades de flujo (50-200 [bpd] de líquido bruto)
5. No hay fallas del subsuelo (bomba, motor, cable, y sensores) en los primeros seis meses de operación.

6. La instalación no debe tener problemas por su instalación por el espacio anular.
7. Debe ser capaz de comunicarse con la base de datos de información así como un medio para producir la producción de tiempo histórico y real esencial y los parámetros de la bomba (nivel de fluido, velocidad, amperios, el voltaje, presión, velocidad de flujo.)
8. La cantidad de vigilancia / intervención del operador es la misma o menor que una con varillas.
9. Debe ser capaz de operar con menos de 10 [lb/pg²] en la entrada de la bomba, para producir continuamente a condiciones de bombeos fuera de límite mínimos o máximos (máximo draw-down).

4.2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO KERN

Situado en el *Valle de San Joaquín, California* (figura 4.1), el campo *Kern* es uno de los mayores yacimientos de petróleo pesado en los *E.U.A.* El campo fue descubierto en 1899 y con el Programa Operativo Anual (*POA*) se tiene un estimado de más de 3,5 mil millones de barriles de aceite in situ.



Figura 4.1 Ubicación del campo Kern en Estados Unidos

Hasta 2007 el campo produjo su segundo billonésimo barril de aceite pesado y para el 2012 produjo cerca de 70.000 [bpd]. El campo *Kern* era un "gigante dormido" hasta finales de 1960, cuando se realizó un tratamiento térmico (inyección de vapor) que dio como resultado un aumento en la tasa de producción de más de 120,000 [bpd] durante los próximos 30 años. Más de 20,000 pozos han sido perforados hasta la fecha. El yacimiento consiste en depósitos de canal intercalados que se desarrollaron hasta en nueve zonas productoras (capas de depósito). En la figura 4.2 las areniscas con saturaciones de aceite mayores a 30% se muestran en color verde. Las limolitas, con resistividades inferiores a 10 ohm-m, se muestran en color celeste. Esta vista indica que en la zona inferior R1 todavía posee buena saturación de aceite y su temperatura es relativamente baja.

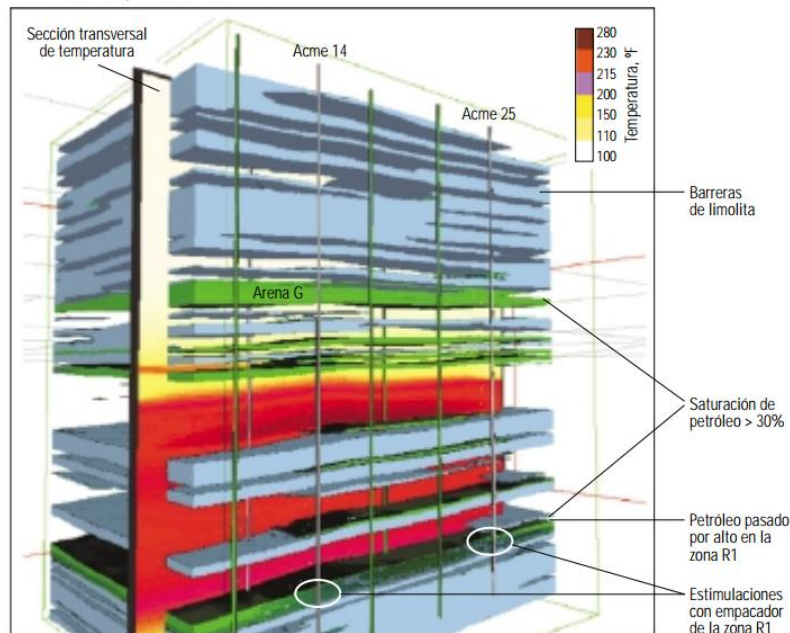


Figura 4.2 Vista tridimensional de areniscas, limolitas y temperatura en una sección del campo Kern⁵.

La porosidad de las areniscas no consolidadas oscila desde 29% hasta 33% y la permeabilidad de 1 a 8 [Darcy]. El camp *Kern* produce principalmente aceite pesado de 13 [°API] y viscosidad media de 4000 [cp] a la temperatura inicial del yacimiento, 32°C.

Durante los años en los que se realizó inyección de vapor se perforaron más de 600 pozos de observación que han permitido que el campo se desarrolle con más ingeniería y permita que haya un sistema de monitoreo en la producción y el yacimiento, que se utilice para la predicción del rendimiento de los nuevos proyectos de inyección de vapor del campo y de los yacimientos análogos.

En particular, el monitoreo de temperatura y los registros C/S) permiten el desarrollo de un modelo 3D del yacimiento. Una de las aplicaciones de este modelo ha sido para la perforación de pozos horizontales perforados en los últimos seis años para alcanzar objetivos más profundos. Los pozos horizontales son comúnmente terminados en 7 [pg], y con liners ranurados de 5 ½" [pg]. Dadas las presiones del yacimiento (menos de 50 [psi]) los pozos deben ser producidos por bombeo³.

El objetivo de la perforación de pozos horizontales es maximizar la exposición de las caras del pozo con la parte inferior de la arena y beneficiarse por el drene gravitacional a lo largo de la trayectoria del revestimiento ranurado. A finales de 2011 los más de 300 pozos productores horizontales ya estaban produciendo más de 50,000 [bpd] con un corte de agua promedio de alrededor del 70%.



Los pozos horizontales del campo deben ponerse a producir con sistemas capaces de resistir el incremento de la temperatura por las operaciones de inyección de vapor. Por otra parte, los pozos, incluyendo horizontales, deben soportar las condiciones causadas por la inyección de vapor. El vapor es inyectado en un pozo vecino para disminuir la viscosidad del aceite y aumentar la producción en los pozos donde se instalen los sistemas de bombeo artificial. Un efecto secundario, sin embargo, es la exposición del sistema híbrido a temperaturas que pueden superar los 148 [°C].

Aunque la gran mayoría de los pozos horizontales han producido con éxito por medio de sistemas que utilizan varillas, la creciente importancia de la producción de los pozos altamente desviados temperaturas promedio de más de 65.56 [°C] exige el desarrollo de sistemas de bombeo más avanzado.

El BES-BCP se describe en este documento como la representación de una tecnología para la cual el campo *Kern* se convierta en un campo de pruebas perfecto. Se requiere que el prototipo pueda demostrar su eficiencia al ser aplicado en pozos térmicos, desviados y con producción de sólidos, pero a una tasa de producción baja así (bajo riesgo económico). Un prototipo exitoso en estas condiciones puede ser fácilmente instalado en mayor escala para la producción de mayores volúmenes de fluidos (mucho más allá del bombeo con varillas).

La descripción del BES-BCP y su instalación después de una evaluación adecuada del riesgo y la economía permitió al equipo de Chevron continuar con la instalación de la unidad en el pozo 33 835H, situada cerca de la frontera oriental del campo *Kern*. Este pozo horizontal fue perforado en 2009 a un *PBTD* (Por sus siglas en inglés, *Plug Back Total Depth, Conexión Total de Profundidad*) de 2345 [pies]. El pozo es revestido con una TR de 7 [pg] y se conecta a la zona de producción por medio de un *liner* ranurado de 5.5 [pg] (48R x 40 x 2 "x 6") que va desde los 1305 [pies] a los 2343 [pies].

La trayectoria del pozo y la base de la arena de destino se ven en la figura 4.3.

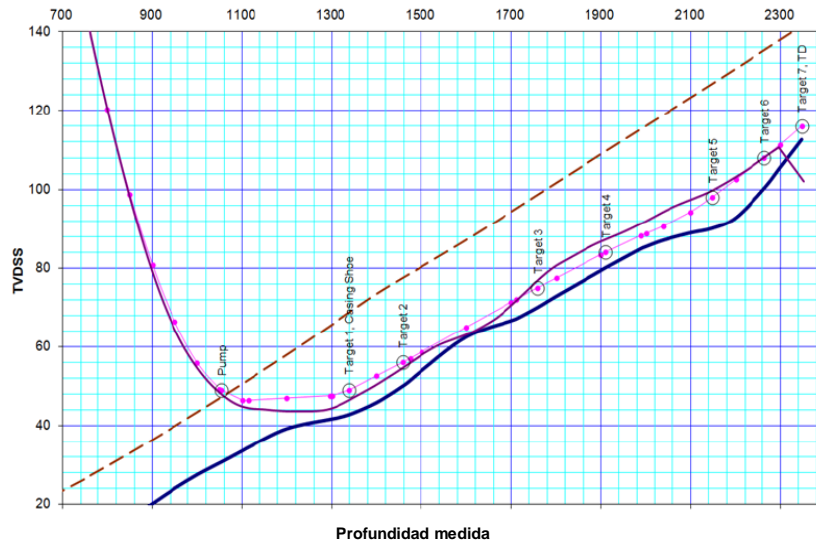


Figura 4.3 Trayectoria (rosa) del pozo 33835 H y de la base de arena del objetivo R1 (azul), Base actual (Morado), Profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (TVDSS) vs profundidad medida.

Este pozo, produjo a través de una bomba de varillas 14-3 con un suplemento 25-200-RWAM con sólo una unidad convencional de bombeo en la superficie, antes de la instalación del prototipo BES-BCP.

4.2.3 EL ALCANCE DEL PROYECTO PARA LA INSTALACIÓN DE LOS COMPONENTES DE TERMINACIÓN DEL SISTEMA

- Motor eléctrico de fondo de pozo (serie 450), 31CV, 770 [v], 26 [A], 60 [Hz].
- Cuadro de engranajes, eje y juntas.
- Bomba de cavidad progresiva, clasificada para 60 a 300 [bpd].
- **Instrumentos de monitoreo**
 - Dentro del pozo sensor de presión / temperatura.
 - Cable de alimentación, 4 [AWG], plano y blindado.
 - Mandril híbrido.
 - Unidad de variación de frecuencia, (770 [volts], 66 [kVA]).
 - Transformador (480 [V] / 110 [kVA]).



- Transmisor de presión y transmisor de temperatura en la línea principal.
- Sensores del nivel de líquidos, la temperatura y la presión sobre la cubierta, en la superficie y en el fondo del pozo.
- Equipos de telecomunicaciones.
- Cedazos para el control de arenas.

La figura 4.4 muestra los componentes principales y las dimensiones del sistema híbrido BES-BCP del pozo 33835H. Como se mencionó anteriormente, los componentes superficiales incluyen la adición de su propio medidor de flujo y la telemetría inalámbrica para la adquisición de datos durante la producción. El monitoreo continuo de la producción bruta del pozo 33835H sin este equipo habría sido una tarea prácticamente imposible.

Además de la presión, la temperatura y el gasto medido en la superficie, la instalación del sistema de bombeo cuenta con el sensor del motor de fondo del pozo y se encuentra típicamente en los sistemas BES / BES-BCP de medición: en el fondo del pozo, la bomba de presión de admisión, para medición de la temperatura del fluido dentro del pozo, la temperatura del devanado del motor (embobinado del motor), amperaje del motor y la velocidad del motor en [RPM].

Una de las medidas del éxito fue que la unidad puede mantenerse en buenas condiciones con el trabajo de bombeos externos. Con el fin de lograr este objetivo, el sistema fue equipado con sensores de tipo sónico (ecómetro) para monitorear el nivel del fluido.

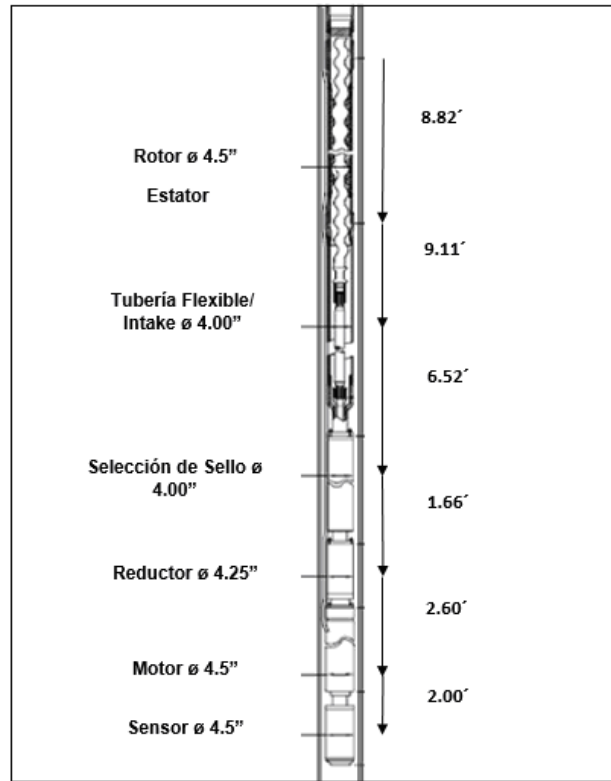


Figura 4.4 Componentes del BES-BCP y sus dimensiones en el pozo 33 835H.

Este último sensor determinará el nivel de fluido del pozo mediante la medición de tiempo de viaje de una señal sónica propagada a través de la tubería por encima de y cerca de la profundidad de la bomba. El encuentro de la señal sónica con la interfase líquido-gas crea un "corto" en el tiempo de viaje de la señal que se traduce en la distancia (profundidad en pies) por el sensor.

La profundidad calculada del nivel de fluido es entonces una entrada de control para el variador de frecuencias, lo que ajusta la velocidad de la bomba para mantener el nivel de fluido del pozo justo por encima de la entrada de la bomba. Este sensor podría tener una precisión de un pie y produce 20 mediciones por segundo. La figura 4.5 muestra el perfil del pozo y la colocación de los dispositivos de medición de fondo de pozo. La fiabilidad del sensor de nivel de fluido en comparación con el indicador de presión de fondo de pozo BES-BCP se puede apreciar en la gráfica 4.6 donde la línea roja representa la estabilidad/resolución de la señal de salida del ecómetro para los datos de nivel de líquidos derivados del sistema híbrido BES-BCP en el fondo del pozo dado por los manómetros (línea azul), en el eje vertical es la altura del nivel de fluido (pies) por encima de la bomba y el eje horizontal es la fecha de muestreo.

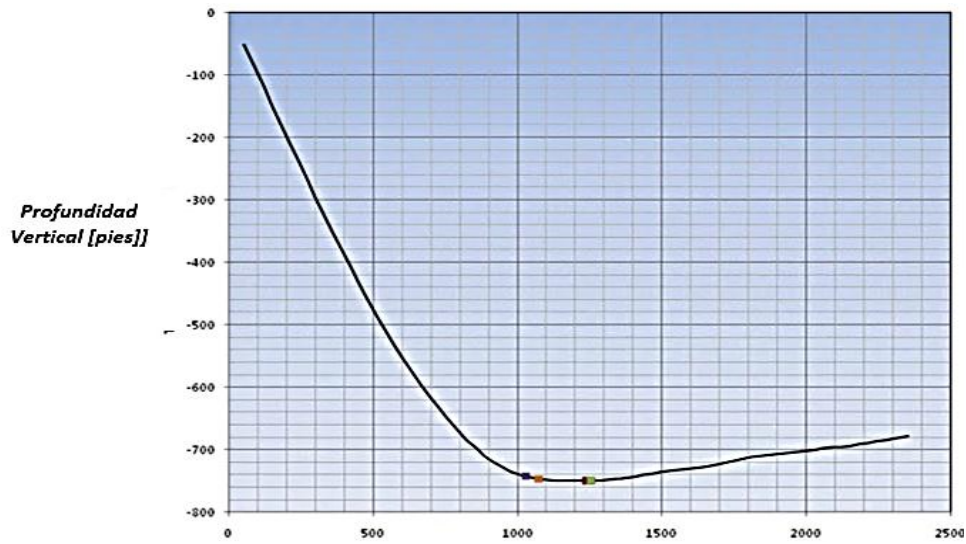


Figura 4.5 Perfil del pozo 33835H, los cuadros coloreados muestran la colocación del BES-BCP.

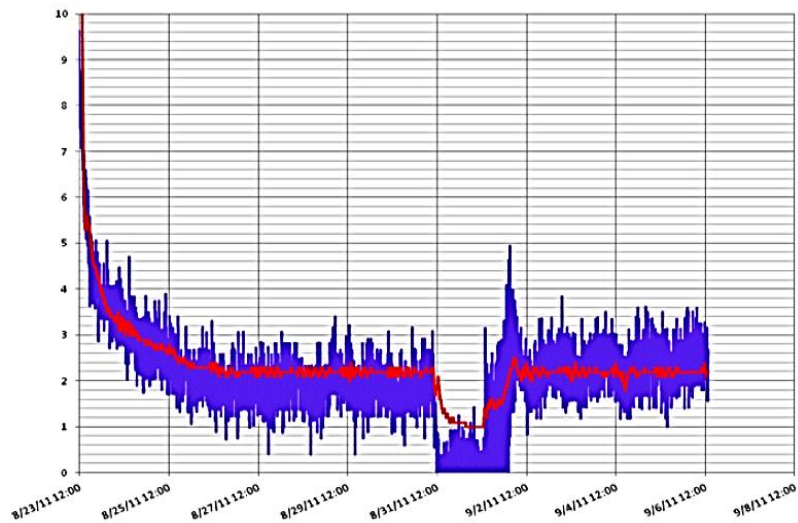


Figura 4.6 Comparación de la señal del sensor de nivel de líquido de la estabilidad/resolución del ecómetro.

El reductor de la bomba proporciona una relación de 11.5:1. Para ilustrar la configuración operativa inicial y el rendimiento de la bomba durante agosto de 2011 (un mes después de la puesta en marcha), el motor de la bomba estaba siendo operado a una frecuencia de 28.5 [Hz] o 1.725 [RPM].



Utilizando la ecuación 4.1 se calcularon las revoluciones en el BCP:

$$\frac{\text{rpm en el motor de la bomba}}{\text{relación del motor}} = \frac{\text{rpm en la bomba BCP}}{\text{Relación de la bomba}} \quad (4.1)$$

$$1,725 / 11,5 = 150 \text{ [RPM]} \quad (4.4)$$

El par de salida del reductor de motor y el reductor de engranes (MOT y GROT) puede estimarse como:

$$\begin{aligned} \text{MOTOR} &= (\text{motor [HP]} \times 5252) / \text{velocidad del motor [RPM]} & (4.5) \\ &= (31 \times 5252) / 1725 \\ &= 94,4 \text{ [pies-lb}_f\text{]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GROT} &= \text{MOTOR (pies-lb)} \times \text{REDUCTOR DE ENGRANES} & (4.6) \\ &= 94,3 \times 11,5 \\ &= 1,085.4 \text{ [pies- lb}_f\text{]} \end{aligned}$$

El BCP utilizado por la unidad fue el modelo 40-S-025 con un elastómero *HNB* nominal a 148 [°C]. En la figura 4.7 se muestra la producción en barriles de fluido por día [bfpd] vs la velocidad de giro de la bomba BCP [RPM], se realizó un ajuste lineal sobre los datos de las curvas de la prueba de BCP. En consecuencia se espera que a 150 rpm la bomba produzca 51 bfpd, este ajuste correlaciona satisfactoriamente la tasa promedio de 52 bpd que se registraron durante agosto de 2011.

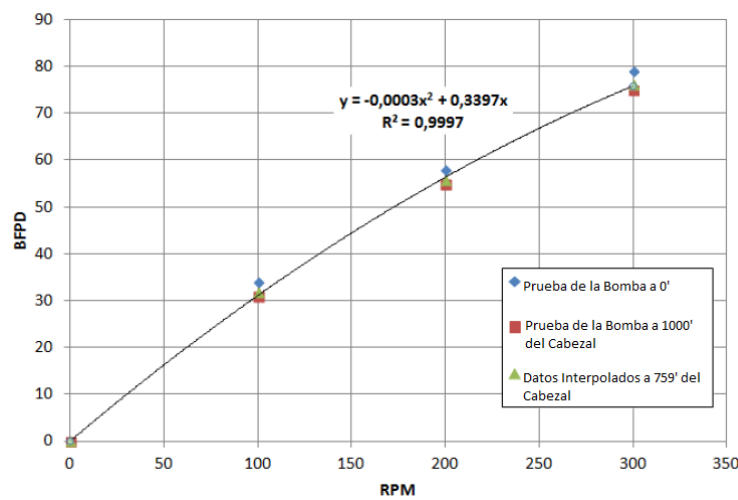


Figura 4.7 Ajuste lineal de los datos del BCP de cero y 1000 pies del cabezal



Se realizó la instalación del BES-BCP en el pozo a una profundidad de asentamiento del BCP a 1260 pies de la profundidad desarrollada (MD) (759 pies *TVD*). La unidad BCP tiene un echado a 90° y 40[pg], tanto el cable de alimentación plan del BES-BCP y el sensor de nivel de fluido se fijaron a la sarta de producción usando un "MoneI" de bandas por debajo y por encima de cada conexión de la tubería.

La presión de descarga de la bomba actuaría de forma continua como un pistón para proporcionar el impulso hacia arriba, para mantener el sellado y evitar el escurrimiento del fluido. Tan pronto como la bomba deje de funcionar, la presión de descarga puede no cancelar el peso hidrostático del fluido producido, y el dispositivo podría abrir la comunicación en la parte posterior, drenando así la columna de fluido.

4.3 ANALISIS TÉCNICO DE LOS CAMPOS BOHAI BAY, LIAHOE Y JIDON

En China, la mayoría de los BES-BCP fueron desarrollados investigados y aplicados en CNOOC, donde alrededor de 140 BES-BCP se han utilizado de forma común entre los años 2000 y 2013. Entre todos estos BES-BCP, la mayoría de ellos son suministrados por *Sanyang Co*[®]. *Ltd.* Al mismo tiempo, *Baker Hughes*[®], *Highland Shengli Oil Company*[®] y *Tianjin Radar Company*[®] han probado algunos BES-BCP de CNOOC. Se presenta una breve comparación entre estos proveedores BES-BCP en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Resumen Comparativo del BES-BCP con diversos proveedores en China.

Proveedores	Campo Petrolero	Cantidad	Tiempo de Vida Maximo [dia]	Gasto [m3 / d]
Schlumberger Radar	QH32-6, Bohai Bay	2	150	50-70
High Land	NB35-2, Bohai Bay	3	120	30
Tianjin Radar	SZ36-1, Bohai Bay	10	400	30-100
Sanyang Co. Ltd.	SZ36-1, NB35-2, Bohai Bay	130	1400	20-240

4.3.1 LA APLICACIÓN DEL BES-BCP EN IN SITU

Rango de trabajo del BES-BCP

A pesar de ser un diseño especial, para simplificar la instalación, todo el modelo de instalación y las herramientas son similares al BES. Según el tamaño del motor, se desarrollan 2 series (150 y 200) de BES-BCP. Las series 150 son de 7" de tamaño en TR y las series 200 de 9 5/8" respectivamente.



La velocidad de flujo se encuentra entre 20~300 [m/d] y la cabeza de elevación es de 600~1800 metros. Las condiciones adecuadas para el BES-BCP son las siguientes:

Tabla 4.5 Desarrollo histórico del BES –BCP por parte de Sanyang Co[®].

Año	Cantidad	Campo	Tiempo de vida máximo (día)	observaciones
1997	1	Liaohé CNPC	178	Primer BES-BCP
1999-2001	2	Liaohé CNPC	18 a 275	Reparación hasta 595 días de haberse instalado
2002-2005	28	Bohai Bay CNOOC	≥300	2 reparaciones hasta 1400 días de haberse instalado
2006	30	Bohai Bay CNOOC	≥365	
2007	32	Bohai Bay CNOOC y Jidon CNPC	≥400	
2008	28	Bohai Bay CNOOC	≥420	
2009-2010	31	Bohai Bay CNOOC, CNOOPC y Shengli, SINOPEC	En observación	
total	152 instalaciones hasta marzo 30 de 2010			

La velocidad de flujo se encuentra entre 20~300 [m/d] y la cabeza de elevación es de 600~1800 metros. Las condiciones adecuadas para el BES-BCP son las siguientes:

- Viscosidad del aceite en superficie es de 100 ~ 8000 [cp] a 30 [°C].
- Temperatura máxima del fluido en la profundidad de la bomba es de 120 [°C].
- Cortes de arena son menores al 15% (volumen), y el diámetro máximo de la partícula de arena es menor de 0,3 [mm].
- El tamaño de la TR es de 7" o más grande, la desviación máxima para 7" es la TR de 7°/30 [m].
- En la profundidad de asentamiento de la bomba, el RGA es menor de 20% (volumen), y H₂S es menor de 8%.

4.3.2 OBSERVACIONES DE AHORRO DE ENERGÍA

1) BES-BCP vs PCP

Para un pozo vertical, por ejemplo, el gasto es de 628 [bpd], la profundidad de la bomba es de 1000[m], la viscosidad del fluido es de 500 [cp] con varillas de 1" y una tubería de 3 ½". Para la varilla que impulsa el BCP, la potencia consumida es aproximadamente de un 30% del consumo total de energía, la energía consumida por unidad de carga es de aproximadamente 8%. Si la alimentación del sistema del BCP es 30 [kW], sólo 2,4 [kW] se utiliza para accionar el sistema.



La mayor parte del consumo de energía del BES-BCP proviene de los equipos de fondo del pozo, como el motor, el motor reductor, la transmisión mecánica y el cable. El consumo total de potencia del motor-conjunto es de aproximadamente 10% de la totalidad. Por otra parte, la mayor parte de esta energía se transfiere en forma de calor para aumentar la temperatura del fluido a la profundidad de la bomba y disminuir su viscosidad.

2) BES-BCP vs BES.

En comparación con el sistema BES, que es un tipo de bomba centrífuga, el ahorro de energía del BES-BCP es principalmente el resultado de la eficiencia para bombear. Gracias a la propiedad de la bomba volumétrica, la eficiencia media de la bomba para BES-BCP es hasta un 70% mejor en comparación con el 30% de los equipos BES.



CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SISTEMA INSTALADO EN LOS 6 CAMPOS DE ESTUDIO



5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SISTEMA EN LOS POZOS EN ESTUDIO

En muchas ocasiones, las empresas se enfrentan a decisiones de gran impacto interno y tienen que seleccionar alternativas de situaciones con una estructura muy similar, lo que les permite tomar como base la experiencia obtenida de situaciones problemáticas anteriores, teniendo la ventaja de no partir siempre desde cero. Este razonamiento es la base de los modelos reusables de decisión como los que se describen en los campos en *China, E.U.A e Indonesia*. A continuación se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del sistema híbrido BES-BCP. En *China*, más de 10 años de registro en la aplicación del sistema han demostrado que el BES-BCP es una solución bastante notable en la producción del crudo pesado.

El BES-BCP se está convirtiendo en una de las tecnologías de producción artificial ideal en campos maduros, especialmente para los pozos con capacidad de gasto entre 125 [bpd] a 1886 [bpd], conduciendo la producción hasta el cabezal con una altura de 600 a 1800 [m]. En la actualidad, los esfuerzos están orientados para resolver los principales problemas y limitaciones de BES-BCP tales como:

- Altos costos de los equipos en el fondo del pozo, tales como la transferencia mecánica y el costo del motor multigrado.
- El sistema BES-BCP aún está limitado por condiciones como: la temperatura del yacimiento, la desviación del pozo, el diámetro del agujero y la capacidad para levantar los fluidos pesados.
- Disminuir la fricción en partes como el estator y el rotor, los engranajes, cojinetes de empuje ya que afectan la vida útil del sistema.

Por esto, se busca:

- Optimizar y mejorar en el diseño de sistemas, diseño de menor costo, selección de materiales y tecnología de la maquinaria para llevar el fluido a la superficie.
- Ampliar el campo de aplicación del BES-BCP, mayor volumen y más capacidad de elevación hacia el cabezal.
- Mejorar la tolerancia a la temperatura de todo el sistema BES-BCP.
- Desarrollar nuevas series de BES-BCP para adaptarse a carcasas de 5 ½"

Para la situación de los campos en Indonesia (*Kulin* y *Durin*), el pozo KL082 inició su producción en abril de 2002. La producción inicial fue de 708 [bpd] y posteriormente se estabilizó en 531 [bpd] y un 25% de corte de agua. La producción promedio de los pozos es de 445 [bpd], con un promedio entre 20% a 30% de corte de agua; la figura 5.1 muestra el rendimiento de producción de KL082.

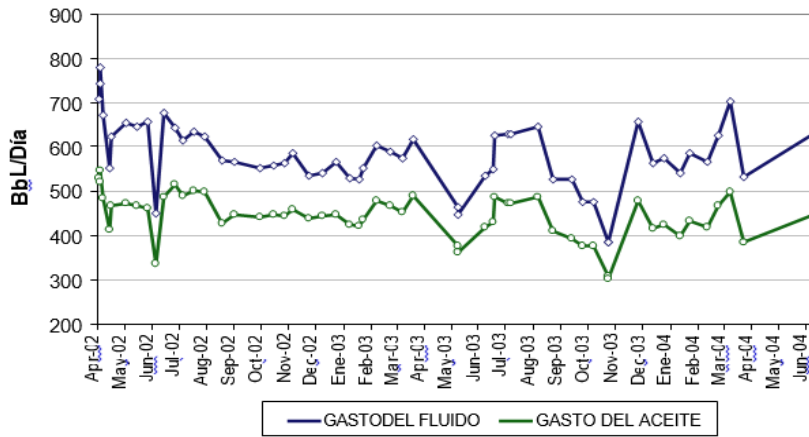


Figura 5.1 Producción del pozo KL082.

La producción inicial de agua es estable entre los niveles del 20-25% y aumenta ligeramente al 27% a partir de marzo de 2004. Por otra parte la figura 5.2 muestra la tendencia del corte de agua en el pozo KL082.

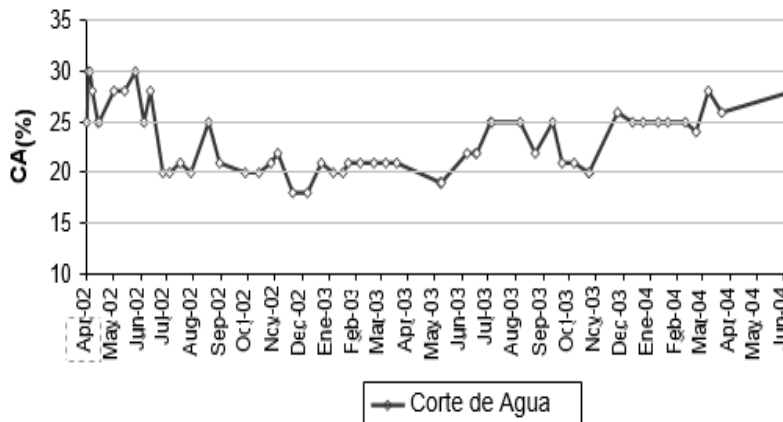


Figura 5.2 Tendencia del corte de agua en KL082.

El BES-BCP tiene una mejor eficiencia de la bomba en comparación con la eficiencia de la bomba en los pozos horizontales de *Duri*. La eficiencia media de la bomba en KL082 así desde la producción inicial es de 66%.

Después de más de 800 días (2.2 años) de producción, no ha habido indicios de fallas de la bomba. La figura 5.3 muestra la eficiencia de la bomba a KL082.

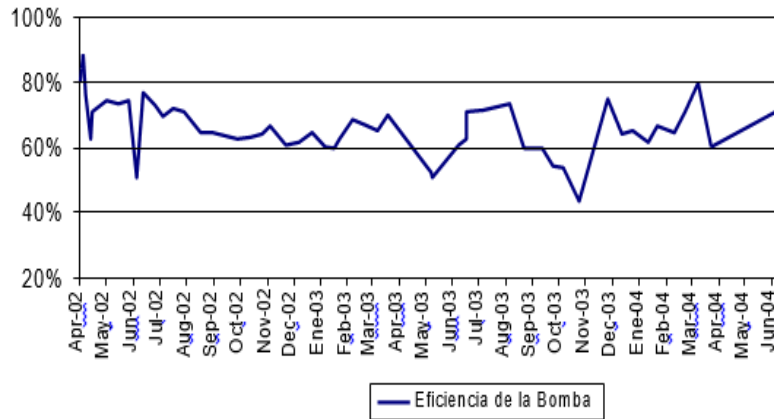


Figura 5.3 Eficiencia de la bomba en KL082.

Se encontraron algunos problemas operativos al principio de la vida de los pozos; posteriormente los fluidos fueron producidos con ayuda de un sistema de bombeo. Se utilizó un ecómetro para localizar el nivel del líquido por encima de la bomba; en ese momento, el equipo multidisciplinario sospecho que algo estaba tapando la entrada de la bomba. El equipo utilizó con éxito la técnica de lavado a contracorriente de la bomba, invirtiendo la rotación del motor para beneficiar la producción sin tirar de la bomba. Al invertir la rotación del motor, en un par de minutos, continuó la rotación de manera normal dentro del motor por lo que el pozo operó con éxito.

Para el caso de Kulin 083, produjo para el año 2004 inicialmente 518 [bpd], para establecerse con una tasa de 394 barriles al día y un 24% de corte de agua; cabe mencionar que hubo algunos problemas al principio de la vida de este pozo como: la alta viscosidad del aceite con 16 [°API] y cerca de 2 [km] de una línea de producción con una presión generada que se fue acumulando. Al arrancar la bomba durante las primeras 24 horas, la presión en la cabeza del pozo llegó hasta las 200 [psi] y continuó aumentando.

El equipo de operaciones decidió cerrar la bomba mientras realizaba un trabajo de lavado en la línea de producción. El trabajo de lavado indicó que no había materiales de taponamiento en la línea de producción.

Posteriormente, el equipo decidió conectar al KL083 en la línea de producción de superficie con la línea de producción del pozo vecino KL073, que tiene alta velocidad y un alto corte de agua de hasta 90% y 900 [bfpd]. Esta mezcla ayudó a disminuir la presión en la cabeza del pozo KL083 a 130 [psi]. El pozo el arrancó con éxito la producción con vigilancia estrecha.

Esto también ha demostrado que al incrementar el corte de agua de un promedio de 30% a 64% dio lugar a la disminución de la producción de aceite. La producción promedio de petróleo en los primeros 6 meses fue de 400 [bpd] y disminuyó hasta 150 [bpd]. Las figuras 5.4 y 5.5 Muestran el rendimiento de producción y la tendencia en el corte de agua del pozo KL083.

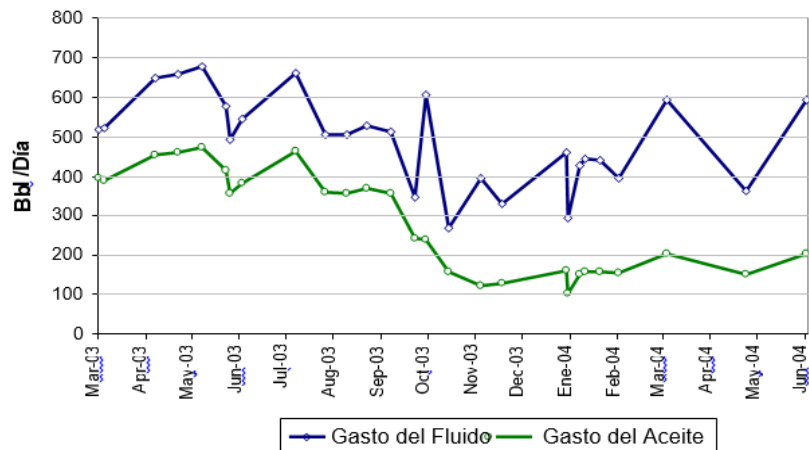


Figura 5.4 Producción del pozo KL083.

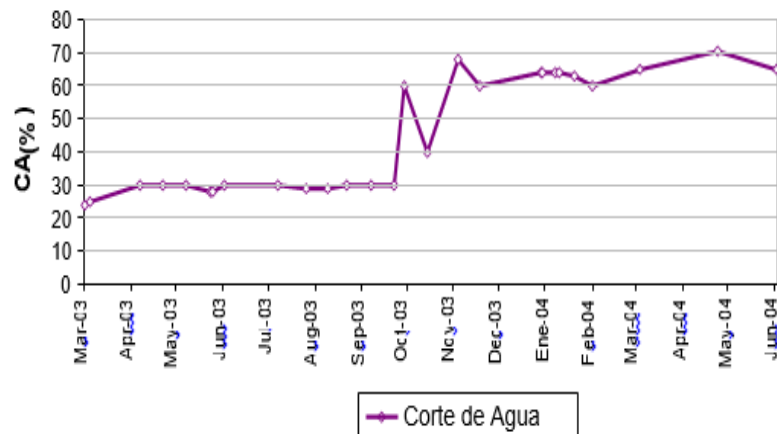


Figura 5.5 Corte de agua en KL083.



En junio de 2004, el rendimiento BES-BCP en KL083 superó la expectativa del equipo de ejecución del pozo horizontal *Kulin* con un funcionamiento de vida de la bomba de 450 días. Aquí la bomba no tiene reacondicionamiento durante la ejecución de estas tareas. La bomba redujo su operación debido a problemas relacionados con el funcionamiento de la bomba.

La eficiencia media de la bomba desde el pozo puesto en producción es 56%. La figura 5.6 muestra la eficiencia de la bomba del KL083.

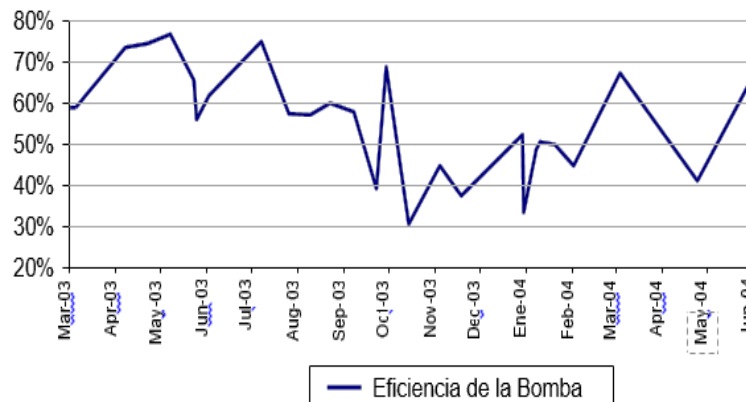


Figura 5.6 Eficiencia de la bomba de KL083.

Una ventaja del sistema BES-BCP es que durante la puesta en producciones no se derramo aceite en la superficie. Esto fue posible porque el sistema sin vástago del BES-BCP, elimina la fricción entre la barra y la caja en la cabeza del pozo que puede contribuir a pequeños derrames. La producción de los pozos horizontales contribuyó significativamente a la producción total de campo *Kulin* con una producción incremental de aproximadamente 17% en la producción total de *Kulin*. La figura 5.7 muestra el impacto del desarrollo de los pozos horizontales en la producción del campo *Kulin*. Desde mayo de 2004, algunos pozos fueron cerrados debido a un problema de seguridad de las instalaciones, lo que resulta en una disminución de la producción en el campo.

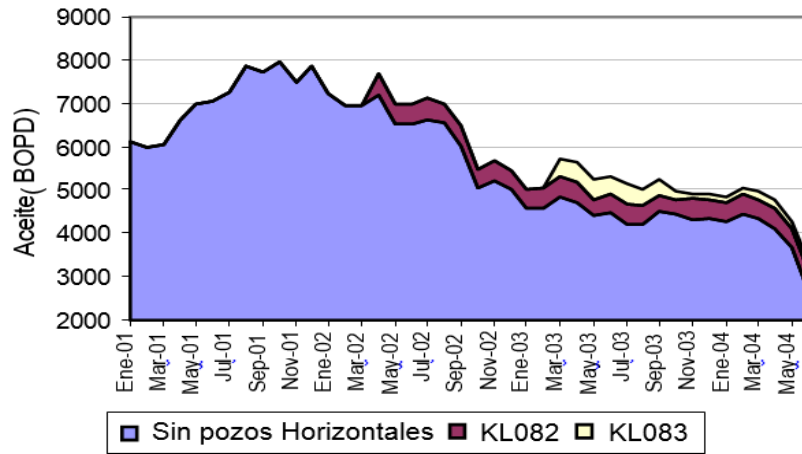


Figura 5.7 Impacto de la inclusión de pozos horizontales y sin pozos horizontales.

Para el caso del campo del *Río Kern*, el BES-BCP inició satisfactoriamente el 1 de julio (2011) y la unidad fue capaz de bombear en un pozo horizontal con gastos de 50 a 60 [bpd], con un promedio de 150 [rpm]. Durante los tres primeros meses de funcionamiento, el BCP se mostró una eficiencia menor a la calculada. Esto se puede atribuir a un cierto grado de deformación del elastómero, típico en aplicaciones de BCP, además a las pequeñas diferencias inherentes entre las mediciones del gasto realizadas en las pruebas y de los realizados en el pozo.

Cuando la bomba funciona a altas velocidades sólo se tiene en momentos específicos, por ejemplo, cuando el nivel del líquido ha aumentado significativamente por encima de la bomba y la unidad tiene que alcanzar a levantar el fluido para mantener el pozo produciendo. Además, el pozo aumenta temporalmente su producción después de realizar inyección de vapor, como se esperaba, y la unidad puede necesitar permanecer a velocidades más altas para mantener el flujo hasta que el calor del vapor empleado se disipe y la unidad pueda mantenerse a velocidades más bajas. La evolución de la eficiencia de la bomba durante todo el período de funcionamiento del BES-BCP se muestra en la figura 5.8.

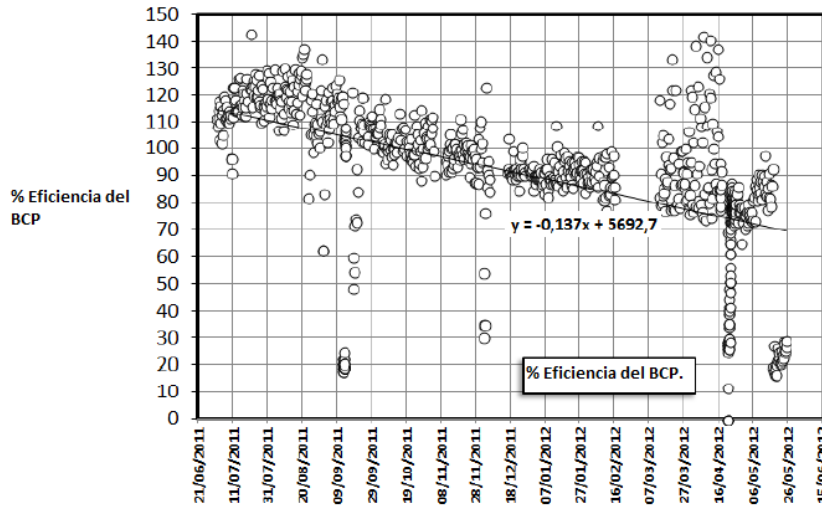


Figura 5.8 porcentaje de eficiencia del sistema.

Esta última parte ofrece un medio para estimar la degradación del elastómero del BCP con el tiempo de funcionamiento.

La mayoría de los puntos atípicos durante su funcionamiento pueden deberse a problemas de medición de velocidad del fluido o después de la inyección de vapor, cuando la velocidad de la bomba y el gasto pueden fluctuar rápidamente, estas fluctuaciones se traducen en valores que ayudan a calcular la eficiencia instantánea.

Es interesante señalar que los parámetros de fondo del pozo, tales como la temperatura y la presión, cambiaron durante las inyecciones de vapor, los cuales no habían sido explícitamente medidos en cualquier pozo productor de petróleo en el campo Kern antes de la instalación de la BES-BCP. Esto es cierto a pesar de que la inyección de vapor son una práctica habitual, y mucho se ha discutido sobre la duración y la eficacia de estos tratamientos térmicos de inyección de vapor.

En el primer periodo de inyección de vapor a principios de diciembre de 2011 se inyectó vapor cerca de 22 horas y llegó a un pico de temperatura de casi 148 [°C]. El vapor sólo provocó un aumento de presión en la TR de aproximadamente 40 [lb/pg²], probablemente debido a la arena con alta permeabilidad detrás de la tubería disparada y el agotamiento natural del yacimiento debido a los años de la producción anterior.



Aunque las temperaturas de fondo del pozo disminuyen a menos de 91 [°C] antes de la inyección de vapor en menos de tres semanas, el gasto aumentó de 40 hasta cerca de 70 [bpd], es una marca que se obtuvo por cerca de dos meses a partir de la inyección de vapor. Es necesario señalar que con el fin de proteger el BES-BCP, las inyecciones de vapor deben realizarse con la unidad de BES-BCP apagado para evitar la depresión del nivel de líquido por el vapor de agua y la posible quema del elastómero.

Por desgracia, y después de analizar los datos del VSD, las dos últimas inyecciones de vapor en el pozo, mostraron que el BES-BCP no reflejó ningún tipo de contraste, no hubo daños "aparentemente" después de la inyección de vapor en abril de 2012, pero después de la inyección de vapor del 25 mayo hubo algunos indicios de posibles daños en el equipo como: una dramática caída en la presión de descarga de la bomba y la estabilización de las lecturas de temperatura de fondo de pozo, casi 6.6 [°C] por encima de lo esperado, y la alta fluctuación en la temperatura del motor y las tasas de fluido. Además la tasa de fluido es extremadamente inestable (suponiendo que el medidor es todavía funcional) y la bomba, a pesar de trabajar en máxima velocidad (311 [RPM]), es incapaz de bombear. Estas observaciones sugieren una alta probabilidad de daño en elastómero debido a la inyección de vapor. La bomba dejó de funcionar a mediados de junio de 2012, después de una exitosa operación de 12 meses.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES

Tanto los ingenieros como los matemáticos, economistas y expertos en otras disciplinas, han ideado diversas herramientas que nos permiten comprender las incertidumbres, y evaluar y mitigar los riesgos. En la industria del petróleo y el gas abundan las incertidumbres y se enfrentan nuevos riesgos a cada momento; sin embargo, muchos de los responsables de tomar decisiones en el ámbito petrolero, tal vez gran parte de ellos, no recurren a estas técnicas.

Aunque en años recientes ante el impacto humano-económico-ambiental que han ocasionado grandes desastres, a conducido a los gobiernos a que se vuelvan más exigentes con las empresas operadoras y de servicios petroleros en cuestión de la elaboración de programas para mitigar riesgos, por lo que distintas compañías han encontrado soluciones en software para deducir y explicar el alcance de un problema dentro del pozo.

Con un promedio de 10 años de registro operativo se ha demostrado que el BES-BCP es un sistema eficiente para la producción de crudo pesado. Ahora el sistema BES-BCP se está convirtiendo en una de las opciones más eficientes para de levantamiento artificial en campos maduros para empresas productoras de petróleo y gas. En la actualidad, se realizan esfuerzos por resolver los principales problemas y limitaciones del BES-BCP.

Al implementar el sistema híbrido BES-BCP sería posible reactivar una zona potencialmente productora y de éste modo poder aumentar la producción, además de esto se estaría aprovechando la ventaja de no utilizar varillas en la configuración del sistema y así disminuir las fallas que se presentan debido a la alta desviación del pozo.

Del análisis de *Kulin* y *Duri* podemos concluir lo siguiente:

El BES-BCP es una combinación entre el BCP y BES, el cual tiene algunas ventajas previstas a nivel horizontal:

- Alta eficiencia de la producción, incluso para fluidos viscosos y de alto contenido de sólidos.
- El sistema sin varillas eliminará la pérdida por fricción.
- Sin caja de engranes, se evitarán derrames de petróleo en la superficie.
- Alta capacidad de torsión.



La aplicación del BES-BCP en *Kulin* ofrece resultados en pozos horizontales con una mayor eficiencia de la bomba con un promedio entre el 56 a 66% en comparación con la aplicación pura del BCP o el BES únicamente; en Duri se tiene menos del 30% de eficiencia. El BES-BCP ofrece una mayor duración del funcionamiento de la bomba, demostrado en KL082 KL083, y en los pozos horizontales no tienen problemas con la bomba o realizando alguna reparación menor. En junio de 2004, el BES-BCP en KL082 ha estado operando más de 800 días y el sistema BES-BCP de KL083 más de 450 días. Por lo que corresponde al análisis de la instalación del BES-BCP en el campo *Kern*, el sistema cumplió con todas las medidas de éxito y se adquirieron datos valiosos de la producción y de los métodos de recuperación térmica, especialmente de la inyección de vapor.

La unidad es capaz de bombear fuera del pozo horizontal en condiciones extremas de temperatura y no presentó problemas de fricción a lo largo de su vida útil. El sensor de nivel de líquido fue guiado con éxito con el variador de frecuencia como el parámetro de control de velocidad principal y el BCP trabajando con una alta eficacia a lo largo de su vida de producción de 12 meses.

Por desgracia, se llevaron a cabo dos últimas operaciones de inyección de vapor en un lapso muy corto de tiempo, mientras que el BES-BCP seguía funcionando. El equipo fue capaz de sobrevivir a una primer inyección de vapor bajo condiciones de trabajo, pero finalmente falló después de una segunda inyección de vapor.

Entonces es imperativo hacer hincapié en la comunicación con los operadores responsables de realizar la inyección de vapor y la producción para evitar cualquier desviación de las directrices operacionales recomendadas. Se recomienda que se instalen más unidades adicionales de BES-BCP en otros pozo candidatos del campo Kern (con problemas de fricción o baja tasa de producción) y exportar la tecnología y la experiencia adquirida a otras operaciones térmicas pertinentes que requieren producir un gran volumen de aceite.



RECOMENDACIONES

Como recomendaciones, consideramos principalmente el generar una base de datos extensa de particularidades, características y de factores que requieran evaluarse para realizar un análisis de riesgo objetivo, con el fin de atacar los hitos más relevantes que involucren los mayores daños de tipo físicos, al ecosistema y financieros con el fin de llevar a buen puerto el estudio de AR y tomar las medidas necesarias para evitar dichos daños.

El presente trabajo se enfoca a dar pautas para iniciar un estudio de AR con una estructura más compleja y se considera pertinente que se continúe con el estudio de este sistema híbrido BES-BCP para que tenga una estructura de análisis más integra.

Si se llegara a implementar el sistema híbrido BES-BCP, lo recomendable es mantener una velocidad de operación menor a 250 [RPM] para disminuir el desgaste y aumentar la vida productiva del equipo, como también garantizar una red eléctrica de calidad porque el consumo de potencia al arrancar el motor es alto y así se evitarían daños al sistema.

Si el campo tiene producción de gas considerable, se podría implementar un generador para aprovecharlo y disminuir el venteo o quema de gas al ambiente cumpliendo con las normas de la Secretaría de Energía, y además proporcionarle al sistema energía confiable. Antes de implementar el sistema, asegurarse de que el pozo en estudio posea las características adecuadas y que la información obtenida del análisis de riesgo sea confiable, para que el diseño se ajuste a la realidad del pozo y al implementarse sea una inversión de alto desempeño y de esta manera no tener pérdidas económicas o la pérdida del pozo.



ABREVIATURAS

SAP SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

BM BOMBEO MECÁNICO.

BES BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.

ESP ELECTRICAL SUMERSIBLE PUMP.

RGA RELACIÓN GAS ACEITE.

TDH ALTURA DINAMICA TOTAL, TOTAL DYNAMIC HEAD.

BCP BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

BN BOMBEO NEUMÁTICO.

PCP PROGRESSIVE CAVITY PUMP.

NBR NITRILE BUTADIENE RUBBER.

BES-BCP BOMBEO ELECTRICOSUMERGIBLE CON BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

VSD VARIADOR DE FRECUENCIA, VARIABLE SPEED DRIVE.

AR ANÁLISIS DE RIESGO.

ACN ACRILONITRILO.

PG PULGADAS.

A AMPERES.

M METROS.

HP HORSE POWER.

CP CENTIPOISE.

HZ HERTZ.

P_{WF} PRESIÓN DEL FONDO FLUYENDO.

LB/PG² LIBRAS SOBRE PULGADA AL CUADRADO.

°API AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

RPM REVOLUCIONES POR MINUTO.

H₂S ÁCIDO SULFIDRICO.

CO₂ DIOXIDO DE CARBONO.

°F FARENHEITH.

°C CELCIUS.

FT³/S PIES CÚBICOS SOBRE SEGUNDO.

BLS/D BARRILES POR DÍA.

KW KILOWATT

KVA KILOVOLTS AMPER

V-AC VOLTAJE DE CORRIENTE ALTERNA



REFERENCIAS POR CAPÍTULOS

CAPÍTULO 1

1. *Examinando los pozos productores Supervisión de los sistemas ESP. Artículo Técnico Schlumberger E.U.A 2004. Ron Bates, Charlie Cosad, Pág.18-29.*
2. *“Feasibility Study of Dual Electrical Submersible Pump Based on Risk Analysis”. Society of Petroleum Engineers. Conference Paper. Aileen Pérez and Sergio Caicedo PDVSA-Intevep. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 31 May-3 June 2009, Cartagena de Indias, Colombia. 120889-MS.*
3. *Tecnologías en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles. Artículo Técnico Schlumberger. E.U.A 2007. Chad Bremner, Grant Harris, Alex Cosmala Pág. 34-49.*
4. *<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com>.*
5. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción Tema 4 Bombeo Cavidades Progresivas. Noviembre 2011 Semestre 2012-2. Lucero Aranda Felipe M.I.*
6. *Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción Tema 4 Bombeo Electrocentrífugo. Noviembre 2011. Semestre 2012-2. Lucero Aranda Felipe M.I.*
7. *<http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible>.*
8. *“A model for estimating the life of ESP”. Society of Petroleum Engineers. M.M. Patterson, SPE, Consultant. November 1993. 22790-PA.*
9. *“The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield”. Society of Petroleum Engineers. Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company,CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company,SINOPEC; Xiaocheng Zhang,Tianjin Company,CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company,CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM. SPE Progressing Cavity Pumps Conference, 12-14 September 2010, Alberta, Canada. 136816-MS*
10. *“Electrical Submersible Progressive Cavity Pump Application in Kulin Horizontal Wells”. Society of Petroleum Engineers. M. Taufan, R. Adriansyah, and D. Satriana, P.T. Caltex Pacific Indonesia. Jakarta, Indonesia 2005. 93594-MS.*
11. *“Jet pump based artificial lift systems”. Petrotech, 2014. Conference Youth Fest, Reyuvanation 2014.*



CAPÍTULO 2

1. <http://www.ucema.edu.ar>. "Teoría de la Preferencias "Bernoulli.
2. Coss, Bu. *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*, Editorial Limusa, México, 1986. Pág. 23-90.
3. "Decision and Risk Analysis Tools for the Oil and Gas Industry". Society of Petroleum Engineers. Lev Virine, Lisa Rapley, Schlumberger Ltd. SPE Eastern Regional Meeting, 6-10 September 2003, Pittsburgh, Pennsylvania. 84821-MS.
4. "A Decision- Support System for Economic Analysis and Risk Assessment of Subsea Development Scenarios". Society of Petroleum Engineers. N.J. Dyer, Amerada Hess Ltd., and J.T. Ford and A. Tweedie, Heriot-Watt U. 1997. Society of Petroleum Engineers. 36802-PA.
5. "Estructura de Análisis de Decisiones para la Evaluación Económica de Proyectos Petroleros bajo Condiciones de Incertidumbre y Riesgo". Gerardo Morales Reyes. UPIICSA. México 2007. Pág. 1-16.
6. "Recent Developments in Risk Analysis - Applications for Petroleum Engineering". Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A. 2007. 109637-MS.
7. "Evaluación de Proyectos", Baca Urbina Gabriel, Editorial: MCGRAW HILL, Año: 2013.
8. "Evaluación de Proyectos de Inversión", Mendoza García Alberto, Editorial: Mcgraw-hill Interamericana, Año 1998.

CAPÍTULO 3

1. "Technical & Economical Evaluation of Artificial Lift Systems for Eight Offshore Reservoirs" Society of Petroleum Engineers. Marcos Ramírez, PEMEX; Nick Zdenkovic, Edgardo Medina, CEALC INC. Conference and Exhibition in México, 1-3 February 2000, Villahermosa, México. 2000. 59026-MS.
2. Keeney, Ralph L. *Value Focused Thinking: A Path to Creative Decision Making*, Harvard University Press
3. "Measure Risk". William Bailey & Benoît Couët. Universidad de Aberdeen Aberdeen, Escocia 2001. Pág. 22-37.



4. *“Estudio de Prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo Electrosumergible con Cavidades progresivas en un campo de Ecopetrol s.a”*. Serrano Rico Yesenia. Universidad de Santander. Colombia 2012. Pág. 83 – 103.
5. *“Importance of Economic Analysis on Today’s Petroleum Engineering Education”*. Society of Petroleum Engineers. J.C. Cunha, SPE, University of Alberta. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A. 109638-MS.
7. Pozo Hipotético referenciado con el nombre IXCHEL-1

CAPÍTULO 4

1. *“The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield”*. Society of Petroleum Engineers. Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company,CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company,SINOPEC; Xiaocheng Zhang,Tianjin Company,CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company,CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM. SPE Progressing Cavity Pumps Conference, 12-14 September 2010, Alberta, Canadá. 136816-MS.
2. *“Electrical Submersible Progressive Cavity Pump Application in Kulin Horizontal Wells”*. Society of Petroleum Engineers. M. Taufan, R. Adriansyah, and D. Satriana, P.T. Caltex Pacific Indonesia. Jakarta, Indonesia 2005. 93594-MS.
3. *First ESPCP Ultra High Temperature Application With Cyclic Steam Stimulation in the Kern River Field*. E. Guerra, C.H. Webb, O. Lindo, Chevron Corporation; J. Prather, Baker Hughes Centrilift. 2013 SPE Artificial Lift Conference - Americas, May 21 - 22, 2013, Cartagena, Colombia. 165042-MS.
4. *Nuevos desarrollos del bombeo electrocentrífugo sumergido en instalaciones costa fuera*. Tesis. Fidel Juárez Toquero, Mario Alberto Campos Cervera, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2012.
5. *Yacimientos de petróleo pesado, Schlumberger 2003, Carl Curtis, Robert Kopper et. al.*



BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA

1. *"Feasibility Study of Dual Electrical Submersible Pump Based on Risk Analysis"*. Society of Petroleum Engineers. Conference Paper. Aileen Pérez and Sergio Caicedo PDVSA-Intevep. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 31 May-3 June 2009, Cartagena de Indias, Colombia. 120889-MS.
2. *"A model for estimating the life of ESP"*. Society of Petroleum Engineers. M.M. Patterson, SPE, Consultant. November 1993. 22790-PA.
3. *"Risk Analysis: Lessons Learned"*. Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September 1998. Alexander, J.A., Lohr, J.R. New Orleans, Louisiana. 1998. 49030-MS.
4. *"Decision and Risk Analysis Tools for the Oil and Gas Industry"*. Society of Petroleum Engineers. Lev Virine, Lisa Rapley, Schlumberger Ltd. SPE Eastern Regional Meeting, 6-10 September 2003, Pittsburgh, Pennsylvania. 84821-MS.
5. *"A Decision- Support System for Economic Analysis and Risk Assessment of Subsea Development Scenarios"*. Society of Petroleum Engineers. N.J. Dyer, Amerada Hess Ltd., and J.T. Ford and A. Tweedie, Heriot-Watt U. 1997. Society of Petroleum Engineers. 36802-PA.
6. *"Recent Developments in Risk Analysis - Applications for Petroleum Engineering"*. Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A. 2007. 109637-MS.
7. *"Technical & Economical Evaluation of Artificial Lift Systems for Eight Offshore Reservoirs"* Society of Petroleum Engineers. Marcos Ramírez, PEMEX; Nick Zdenkovic, Edgardo Medina, CEALC INC. Conference and Exhibition in Mexico, 1-3 February 2000, Villahermosa, Mexico. 2000. 59026-MS.
8. *"Importance of Economic Analysis on Today's Petroleum Engineering Education"*. Society of Petroleum Engineers. J.C. Cunha, SPE, University of Alberta. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A. 109638-MS.



9. "The Application of ESP-PCP in China Offshore Oilfield". Society of Petroleum Engineers. Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company, CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company, SINOPEC; Xiaocheng Zhang, Tianjin Company, CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company, CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM. SPE Progressing Cavity Pumps Conference, 12-14 September 2010, Alberta, Canada. 136816-MS
10. "Electrical Submersible Progressive Cavity Pump Application in Kulin Horizontal Wells". Society of Petroleum Engineers. M. Taufan, R. Adriansyah, and D. Satriana, P.T. Caltex Pacific Indonesia. Jakarta, Indonesia 2005. 93594-MS
11. "Evaluación de Proyectos", Baca Urbina Gabriel, Editorial: MCGRAW HILL, Año: 2013.
12. "Evaluación de Proyectos de Inversión", Mendoza García Alberto, Editorial: Mcgraw-hill Interamericana, Año 1998.
13. "Análisis Económico para Ingenieros", Canada Jhon R., Editorial: Diana, Año 1977.
14. "Riesgos Medidos". Artículo informativo Schlumberger, William Bailey, Benoit Couet, Peter Rose, 2001, Universidad de Aberdeen (Escocia).
15. "Generalidades del BES", Artículo informativo Universidad de Zaragoza, Michael Vizet & Peter Rosberg.
16. <http://www.pemex.com.mx>
17. <http://www.slb.com/>
18. <http://www.halliburton.com/en-US/default.page>
19. Rico Serrano Yesenia. "Estudio de Prefactibilidad para la Implementación del Sistema Artificial por Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas en un campo de Ecopetrol". Tesis de Licenciatura. Escuela de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga 2012.
20. <http://www.pemex.com/files/content/BES15abr2011.pdf>
21. Coss, Bu. Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión, Editorial Limusa, México, 1986.
22. Keeney, Ralph L. Value Focused Thinking: A Path to Creative Decision Making, Harvard University Press.
23. Bombeo electrocentrífugo sumergido, Héctor Díaz Zertuche, Facultad de Ingeniería, UNAM