



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO
SUMERGIDO (BEC) EN TERMINACIONES
INTELIGENTES

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

GERMÁN DE JESÚS SÁNCHEZ MEDINA

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

MÉXICO, DF, SEPTIEMBRE 2012



ÍNDICE	Página
Lista de Figuras	VIII
Lista de Tablas	XIV
INTRODUCCIÓN	XV
1. Antecedentes de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP)	1
1.1 Diseño de Instalaciones de Producción	3
1.1.1 Aparejo de Producción	3
1.1.1.1 Instalación Abierta	3
1.1.1.2 Instalación Semi-Cerrada	3
1.1.1.3 Instalación Cerrada	4
1.1.2 Aparejo Fluyente	5
1.1.3 Diseños de Terminaciones de Aparejos de Producción Fluyentes	5
1.1.3.1 Pozo Fluyendo con T.P Franca	6
1.1.3.2 Pozo Fluyendo con Empacador	6
1.1.3.3 Pozo Fluyendo Sencillo Selectivo	7
1.1.3.4 Aparejo Fluyente Doble	7
1.1.3.5 Aparejo Fluyente Doble Selectivo	8
1.1.4 Comportamiento de Afluencia	8
1.1.5 Flujo en el Pozo a Través de Tuberías Verticales o Inclinas	11
1.1.6 Sistema Integral de Producción	12
1.1.7 Tipo de Análisis	13
1.1.8 Selección del Sistema Artificial de Producción	14
1.1.8.1 Tabla de Atributos y Consideraciones de los Principales SAP	16
1.2 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción	24

1.2.1 Sistema de Bombeo Neumático	24
1.2.1.1 Bombeo Neumático Continuo (BNC)	27
1.2.1.2 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)	28
1.2.2 Sistema de Bombeo Hidráulico (BH)	29
1.2.2.1 Sistema Hidráulico Tipo Pistón	30
1.2.2.2 Sistema Hidráulico Tipo Jet	32
1.2.3 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	33
1.2.4 Sistema de Bombeo Mecánico	35
1.2.4.1 Unidad Convencional (Clase I)	36
1.2.4.2 Unidad Mark II (Clase III)	37
1.2.4.3 Unidad Aerobalanceada (Clase III)	37
1.2.4.4 Unidad Rotaflex de Bombeo de Carrera Larga	38
1.2.4.5 Unidad Hidroneumática (Tieben)	39
1.2.5 Sistema de Cavidades Progresivas	41
1.2.6 Sistema de Émbolo Viajero	44
1.2.6.1 Sistema de Bombeo Neumático Intermitente (BNI) con Émbolo Viajero	46
1.2.6.2 Chamber Lift	46
Referencias	48
2. Fundamentos y Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergible (BEC)	49
2.1 Descripción de los Componentes del Equipo de Bombeo Electrocentrífugo	50
2.1.1 Componentes Subsuperficiales	51
2.1.2 Componentes Superficiales	62
2.1.3 Accesorios	64
2.2. Información Requerida para el Diseño de Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	69

2.3 Factores que Afectan el Diseño de Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	70
2.3.1 Capacidad de Flujo	70
2.3.2 Geometría de Flujo	70
2.3.3 Gas Libre en la Bomba	70
2.3.4 Separador de Gas	71
2.3.5 Pozos Desviados	71
2.3.6 Empacadores	71
2.3.7 Efectos Viscosos	71
2.3.8 Temperatura	72
2.3.9 Selección del Aparejo	72
2.4 Diseño de Instalaciones de Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo	73
2.4.1 Carga Dinámica Total (CDT)	73
2.4.2 Número de Etapas (NE)	74
2.4.3 Potencia Requerida	75
2.5 Detalle del Diseño de Instalaciones de Aparejos de Bombeo Electrocentrífugo	
Sumergido	76
2.5.1 Ejemplo de Diseño de un Aparejo de Bombeo Electrocentrífugo para un Pozo Productor de Aceite sin Gas Libre	77
2.6 Diseño para Pozos con Producción de Gas de Media a Alta	86
2.6.1 Procedimiento de Cálculo para Pozos que Producen Gas	87
2.6.2 Ejemplo de Diseño para un Pozo con Baja Producción de Gas	88
2.7 Detección de Fallas en el Aparejo de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	95
2.7.1 Operación Normal	96
2.7.2 Pequeñas Fluctuaciones de Corriente	97
2.7.3 Candado de Gas	98
2.7.4 Bombeo en Vacío	99

2.7.5 Fallas por Posibles Condiciones de Vacío en el Arranque	100
2.7.6 Frecuentes Ciclajes de Bombeo	101
2.7.7 Condiciones de Gasificación	102
2.7.8 Suministro de Corriente Insuficiente	103
2.7.9 Carga Reducida de Corriente	104
2.7.10 Efectos de Controles de Nivel de Tanque	105
2.7.11 Condiciones de Sobrecarga de Corriente	106
2.7.12 Producción de Arena o Incrustaciones	107
2.7.13 Excesivos Intentos Manuales de Operación	108
2.7.14 Variaciones de Corriente Impredecibles	109
2.7.15 Registro Raro o Misterioso	110
Referencias	111
3. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Terminaciones Inteligentes	112
3.1 Administración de Yacimientos y el Proceso de Adquisición de Datos	113
3.2 Terminaciones Inteligentes	115
3.2.1 Historia de las Terminaciones Inteligentes	115
3.2.1.1 Primer Pozo con T.I en el Golfo de México	116
3.2.2 Definición de Pozos Inteligentes	117
3.2.3 Características de Pozos Inteligentes	118
3.2.4 Ventajas y Desventajas de los Pozos Inteligentes	118
3.2.4.1 Problema de Intervención a Pozos Resuelto Mediante T.I	119
3.2.4.2 Factor de Riesgo Involucrado en el uso de VCF para el Manejo de Incrustaciones en Tuberías	120
3.2.5 Beneficio de los Pozos Inteligentes	122
3.2.6 La Planeación de una Terminación Inteligente	123

3.3 Bombeo Electrocentrífugo Sumergible en Terminaciones Inteligentes	124
3.3.1 Bombeo Electrocentrífugo Sumergible (BEC)	124
3.3.2 Elementos de los Pozos Inteligentes	124
3.3.2.1 Válvula de Control de Flujo (VCF)	124
3.3.2.1.1 Válvula Controladora de Flujo Binaria	125
3.3.2.1.2 Válvula de Posicionamiento Discreto	126
3.3.2.1.3 Válvula Controladora de Variable Infinita	128
3.3.2.2 Válvula de Seguridad Subsuperficial	129
3.3.2.2.1 Válvula de Seguridad Subsuperficial Controlada en Superficie (VSSSCS)	130
3.3.2.2.2 Válvula de Seguridad Subsuperficial Controlada en el Fondo (VSSSCF)	130
3.3.2.3 Sensores Permanentes de Fondo	131
3.3.2.3.1 Medidor Permanente de Cristal de Cuarzo	132
3.3.2.3.2 Medidor Permanente de Fibra Óptica	135
3.3.2.4 Estimación y Medición de Flujo	136
3.3.2.5 Líneas de Control y Cables	138
3.3.2.6 Abrazaderas de las Líneas de Control	138
3.3.2.7 Empacadores	139
3.3.2.8 Empacadores Feed-Through	140
3.3.2.9 Actuador y Herramienta de Conexión Hidráulica	140
3.3.2.10 Cabezal del Pozo	141
3.3.2.11 Adquisición y Control de Datos en Superficie	142
3.3.2.12 Sistema de Monitoreo en Tiempo Real	143
3.3.2.13 Proceso de Manejo de Datos a la WEB en Base al Sistema de Administración de Yacimientos	144
3.3.3 Aplicaciones de los Pozos Inteligentes	145
3.3.4 Beneficios de Integrar BEC con Terminaciones Inteligentes	146

3.3.5 Desafíos de Integrar Terminaciones Inteligentes con BEC	148
3.3.6 Métodos para Combinar Terminaciones Inteligentes con Sistema BEC	148
3.3.6.1 Terminación Inteligente “Recuperable”	148
3.3.6.2 Terminación Inteligente “Parcialmente Recuperable” con Línea de Control de Fondo y Conexión de Cable	151
3.3.7 Tipos de Diseño de la Bomba	153
3.4 Procesos del Manejo del Yacimiento	154
3.5 Terminaciones Inteligentes en Reservas Marginales.....	155
3.6 Mezclado	156
3.7 Características, Ventajas y Desventajas de los Dispositivos y Aplicaciones del Sistema BEC en Terminaciones Inteligentes	158
Referencias	162
4. Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Terminaciones Inteligentes en Terminaciones Costa Afuera	164
4.1 Producción de Mezclado de dos Intervalos Usando Terminación de Pozos Inteligentes Acoplados con BEC a Través de una Herramienta de Conexión Hidráulica	165
4.2 Pozo NEIA-24 ML	177
4.3 Terminación Inteligente en el Pozo Cliff Head con BEC Desplegado con Tubería Flexible - Incrementa la Productividad y Reduce los Costos del Ciclo de Vida del Pozo	183
4.4 Sistema de Pozo Inteligente con Estranguladores Hidráulicos Ajustables y Monitoreo Permanente Mejora la Terminación Convencional del BEC para un Operador en el Ecuador	203
Referencias	219
5. Análisis y Discusión de Resultados	220
5.1 Metodología de Implementación de los Sistemas BEC y Terminación Inteligente	221
5.1.1 Implementación de los Sistemas BEC y Terminación Inteligente para un solo Intervalo Productor	222

5.1.2 Implementación de los Sistemas BEC y Terminación Inteligente para Múltiples Intervalos Productores	223
5.1.3 Dispositivos y Sistemas Complementarios para los Sistemas BEC y T.I	224
5.2 Análisis de los Cuatro Ejemplos de Aplicación	226
5.2.1 Producción de Mezclado de dos Intervalos Usando Terminación de Pozos Inteligentes Acoplados con BEC a Través de una Herramienta de Conexión Hidráulica	226
5.2.2 Pozo NEIA-24 ML	228
5.2.3 Terminación Inteligente en el Pozo Cliff Head con BEC Desplegado con Tubería Flexible - Incrementa la Productividad y Reduce los Costos del Ciclo de Vida del Pozo	229
5.2.4 Sistema de Pozo Inteligente con Estranguladores Hidráulicos Ajustables y Monitoreo Permanente Mejora la Terminación Convencional del BEC para un Operador en el Ecuador	231
5.3 Factores Económicos Comparativos	232
5.4 Terminaciones Inteligentes: La Propuesta de Valor	233
Referencias	235
Conclusiones y Recomendaciones	236
Nomenclatura	242
Bibliografía	245

LISTA DE FIGURAS	Página
Figura 1.1 Instalación abierta	3
Figura 1.2 Instalación semicerrada	4
Figura 1.3 Instalación cerrada	4
Figura 1.4 Pozo fluyendo con T.P franca	6
Figura 1.5 Pozo fluyendo empacador	6
Figura 1.6 Aparejo fluyente sencillo selectivo	7
Figura 1.7 Aparejo fluyente doble	7
Figura 1.8 Aparejo fluyente doble selectivo	8
Figura 1.9 Representación gráfica del Índice de Productividad	10
Figura 1.10 Curva de IPR	11
Figura 1.11 Etapas del Sistema Integral de Producción	13
Figura 1.12 Clasificación de los SAP	24
Figura 1.13 Componentes fundamentales del BN	26
Figura 1.14 Bombeo Neumático Continuo	28
Figura 1.15 Bombeo Neumático Intermitente	28
Figura 1.16 Sistema de Bombeo Hidráulico	29
Figura 1.17 Bomba Hidráulica Tipo Pistón	30
Figura 1.18 Relación de áreas mas comunes entre pistones	31
Figura 1.19 Bomba Tipo Jet	32
Figura 1.20 Bomba Hidráulica Tipo Jet	33
Figura 1.21 Sistema de Bombeo Electrocentrifugo Sumergido	34
Figura 1.22 Sistema de Bombeo Mecánico	35
Figura 1.23 Unidad Convencional (clase I)	36
Figura 1.24 Unidad Mark II (clase III)	37
Figura 1.25 Unidad Aerobalanceada (clase III)	37

Figura 1.26 Unidad Rotaflex	38
Figura 1.27 Unidad Neumática (Tieben)	40
Figura 1.28 Componentes de la unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático	41
Figura 1.29 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas	42
Figura 1.30 Bomba subsuperficial	43
Figura 1.31 Sistema de Émbolo Viajero	44
Figura 1.32 Ciclo del Émbolo Viajero	45
Figura 1.33 Instalación de Chamber Lift	46
Figura 2.1 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	51
Figura 2.2 Motor Eléctrico	52
Figura 2.3 Protector	54
Figura 2.4 Separador de Gas	56
Figura 2.5 Bomba Centrífuga Sumergible	57
Figura 2.6 Cable Conductor Eléctrico	60
Figura 2.7 Cable de potencia con tubo capilar	62
Figura 2.8 Bola Colgadora	62
Figura 2.9 Caja de Venteo	63
Figura 2.10 Tablero de Control	63
Figura 2.11 Transformador	64
Figura 2.12 Controlador de Velocidad Variable	64
Figura 2.13 Accesorios	68
Figura 2.14 Lectura de la curva capacidad de carga	74
Figura 2.15 Lectura de la curva de potencia	75
Figura 2.16 Pérdidas de presión debida a la fricción en tuberías	80
Figura 2.17 Curva de comportamiento, bomba tipo D-40 , serie 400	81

Figura 2.18 Caída de Voltaje vs Amperes	84
Figura 2.19 Factor de corrección por pérdida de voltaje	84
Figura 2.20 Curva de comportamiento, bomba tipo D-26 , serie 400	94
Figura 2.21 Operación normal	96
Figura 2.22 Pequeñas fluctuaciones de corriente	97
Figura 2.23 Candado de gas	98
Figura 2.24 Bombeo en vacío	99
Figura 2.25 Fallas por posibles condiciones de vacío en el arranque	100
Figura 2.26 Frecuentes ciclajes de bombeo	101
Figura 2.27 Condiciones de gasificación	102
Figura 2.28 Suministro de corriente insuficiente	103
Figura 2.29 Carga reducida de corriente	104
Figura 2.30 Efectos de controles del nivel de tanque	105
Figura 2.31 Condiciones de sobrecarga de corriente	106
Figura 2.32 Condiciones de residuos de arena u otro material	107
Figura 2.33 Excesivos intentos manuales de operación	108
Figura 2.34 Variaciones de corriente impredecibles	109
Figura 2.35 Registro raro o misterioso	110
Figura 3.1 Sistema Convencional	116
Figura 3.2 Sistema Inteligente	116
Figura 3.3 Ubicación del primer pozo inteligente	116
Figura 3.4 Plataforma TLP	117
Figura 3.5 Problemas de incrustaciones en la T.P	121
Figura 3.6 Aseguramiento de flujo usando VCF	121
Figura 3.7 Metodología para el desarrollo de un sistema inteligente	123

Figura 3.8 Válvula controladora de flujo	127
Figura 3.9 Componentes y beneficios de las VCF	128
Figura 3.10 Montaje hidráulico directo de una VCF	129
Figura 3.11 Válvula de seguridad subsuperficial	130
Figura 3.12 Sensor de fondo	131
Figura 3.13 Partes de un MFP	132
Figura 3.14 MFP y mandril	133
Figura 3.15 MFP en dos zonas productivas	134
Figura 3.16 Sensores de fibra óptica y dispersión Raman	135
Figura 3.17 Mandril de inyección y sistema de sub inyección química	137
Figura 3.18 Líneas de control eléctrica	138
Figura 3.19 Abrazaderas de las líneas de control	139
Figura 3.20 Empacador multipuerto	139
Figura 3.21 Distribución de líneas hidráulicas en un empacador Feed-Through	140
Figura 3.22 Funcionamiento de un Actuador con Herramienta de Conexión Hidráulica	141
Figura 3.23 Distribución y comunicación de líneas de la T.I. y del sistema BEC	142
Figura 3.24 Sistema de supervisión y adquisición de datos	142
Figura 3.25 Sistema de monitoreo en tiempo real	143
Figura 3.26 Proceso de manejo de datos	144
Figura 3.27 Componentes de una terminación inteligente	145
Figura 3.28 Arreglo de Empacadores	149
Figura 3.29 T.I “recuperable” con sistema Pod BEC	150
Figura 3.30 T.I “semi-recuperable” con conexión de fondo y sistema Pod BEC	151
Figura 3.31 Diseños BEC con T.I	153
Figura 3.32 Modelo de Monitoreo-Análisis-Predicción-Optimización	154
Figura 3.33 Producción de dos intervalos en una T.I	157

Figura 4.1 Localización de la implementación de la terminación de doble intervalo con BEC y T.I	165
Figura 4.2 Yacimiento doble con producción de mezcla	167
Figura 4.3 Esquema del pozo	170
Figura 4.4 Distribución de porcentaje del gasto de flujo (sin controles de fondo)	171
Figura 4.5 Distribución de porcentaje del gasto de flujo (con VCF)	171
Figura 4.6 Distribución de gasto en caso de producción de agua (desproporcional debido al intervalo inferior)	172
Figura 4.7 Optimización de la distribución de gasto en caso de producción de agua	173
Figura 4.8 Diagrama de flujo de los pasos para la realización de una terminación	174
Figura 4.9 Ubicación del pozo NEIA-24 ML	177
Figura 4.10 Mapa de la arena “31-1” yacimientos sin ser tomados en cuenta en color verde	178
Figura 4.11 Doble lateral “NEIA - 24 ML” terminación inteligente recuperable con BEC	179
Figura 4.12 Doble lateral “NEIA - 24 ML”, producción acumulada prevista vs actual	180
Figura 4.13 Doble lateral “NEIA - 24 ML”, gasto de producción previsto vs actual	180
Figura 4.14 Doble lateral “NEIA - 24 ML”, comparación de producción	181
Figura 4.15 Localización del campo Cliff Head	183
Figura 4.16 Sistema de producción de CHA	184
Figura 4.17 Coiled Tubing Unit (CTU); Unidad de Tubería Flexible	189
Figura 4.18 Ejemplo de diseño de terminación de un CHA	190
Figura 4.19 Coiled Tubing Unit (CTU); Unidad de Tubería Flexible	198
Figura 4.20 Localización del bloque 15, donde se encuentra el pozo EY-D11	204
Figura 4.21 Diseño de terminación original del pozo EY-D11; típico de la mayoría de los pozos de Oxy del campo Eden-Yuturi	205
Figura 4.22 Diseño de sistema de pozo inteligente EY-D11, instalado en Diciembre del 2003	208
Figura 4.23 Configuración de las líneas de control en Feed-Through para IWS en EY-D11	212
Figura 4.24 Esquema del sistema superficial de pozo inteligente en el campo Eden-Yuturi	213

Figura 4.25 Gráfica de comparación de producción del pozo EY-D11 con y sin IWS	216
Figura 5.1 Diagrama de flujo de las etapas de implementación de los sistemas BEC y T.I	224
Figura 5.2 Comparación económica de alternativas en terminación	233
Figura 5.3 Distribución de los beneficios de las T.I	233
Figura 5.4 Mejoras en el perfil esperado del Flujo de Efectivo Neto con pozos inteligentes	234

LISTA DE TABLAS	Página
Tabla 1.1.- Consideraciones y comparaciones en conjunto de los diseños de los SAP	16
Tabla 1.2.- Consideraciones en una operación normal	19
Tabla 1.3.- Consideraciones de la producción artificial	21
Tabla 2.1.- Selección del motor	82
Tabla 2.2.- Selección del cable	83
Tabla 2.3.- Transformadores fase simple (DISC60 Hertz REDA)	85
Tabla 2.4.- Datos para el cálculo del número de etapas	89
Tabla 3.1.- Aspectos en un programa de mantenimiento de pozo	120
Tabla 3.2.- Posibles causas de daño	120
Tabla 3.3.- Beneficios de las válvulas binarias	125
Tabla 3.4.- Características de los diseños BEC	154
Tabla 3.5.- Características, ventajas y desventajas de los dispositivos y aplicaciones del sistema BEC en T.I	158
Tabla 4.1.- Doble lateral “NEIA-24 ML”, prueba de pozo con válvulas de medición de fondo y medidor de flujo superficial	181
Tabla 4.2.- Desafíos de diseño en el sistema de pozo inteligente EY-D11	209
Tabla 4.3.- Tabla de comparación de producción del pozo EY-D11 antes y después del IWS	217

INTRODUCCIÓN

Hoy en día la Industria Petrolera enfrenta grandes retos debido a los altos costos que trae consigo la extracción de los hidrocarburos, por si fuera poco estos retos se incrementan cuando hablamos de campos en aguas profundas. Afortunadamente hoy en día contamos con tecnología que nos permite enfrentar estos grandes retos.

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP), son utilizados en yacimientos que no cuentan con la energía suficiente para llevar el hidrocarburo a la superficie o cuando los gastos de producción no son los deseados. En particular, el sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) permite manejar altos gastos de producción, lo que es de gran utilidad en instalaciones costa afuera, donde se necesitan altos gastos de producción para hacer rentable el proyecto.

Por otro lado se encuentra la tecnología de Terminación Inteligente (T.I), la cual nos permite: adquirir, validar, filtrar y almacenar datos de producción. Dándonos la capacidad de reconfigurar la terminación de los pozos desde la superficie para optimizar los gastos de producción y la recuperación de las reservas, mientras minimizamos los costos de inversión y los gastos de operación.

Además de los sistemas BEC y T.I, se cuenta con diversos dispositivos que al ser instalados permiten mejorar las condiciones de operación del pozo, herramientas de cómputo como Softwares los cuales nos permiten simular las condiciones del pozo y/o yacimiento. El Análisis de Riesgo nos permitirá la toma de decisiones, de tal manera que se tengan las mejores condiciones de operación y que se maximice el valor del activo.

Finalmente, los principales beneficios obtenidos con la implementación de los sistemas BEC y T.I serán: optimizar la producción de los hidrocarburos, maximizar la recuperación de las reservas, incrementar el tiempo de vida de los equipos desplegados en el pozo, modificar la terminación en tiempo real y sin intervenir el pozo y reducir del número de pozos desarrollados.

CAPITULO 1

Antecedentes de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP).

El sistema integral de producción es el conjunto de elementos que transporta a los fluidos del yacimiento hasta la superficie, los separa en aceite, gas y agua y los envía a instalaciones para su almacenamiento y comercialización.

Los componentes básicos del sistema integral de producción son (Golan y Whitson, 1991)¹:

- ◆ Yacimiento.
- ◆ Pozo.
- ◆ Tubería de descarga.
- ◆ Estrangulador.
- ◆ Separadores y equipo de procesamiento.
- ◆ Tanque de almacenamiento.

Los pozos productores de hidrocarburos pueden clasificarse por el tipo de energía con la que pueden aportar los fluidos a la superficie. Siendo esto mediante dos sistemas diferentes:

a. Sistema Natural

Son aquellos pozos que tienen la capacidad de aportar los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie con la energía propia del yacimiento. Esto es, la presión del yacimiento es suficiente para vencer las caídas de presión presentes en el aparejo de producción.

b. Sistema Artificial

Son aquellos pozos a los que se les necesita adicionar energía, ya que la energía del yacimiento no es suficiente para aportar fluidos del fondo del pozo a la superficie. Esto es, cuando los pozos llegan al fin de su vida de flujo natural, la presión de fondo puede ser tan baja, que el pozo dejará de producir el gasto deseado o inclusive que no produzca nada, entonces será necesario implementar un sistema artificial de producción.

Por otra parte debe tenerse en cuenta que el que un pozo sea fluyente no significa que no deba ser considerado para algún tipo de sistema artificial en un tiempo dado. Ya que se le puede suministrar energía indirectamente al yacimiento mediante inyección de agua o gas para su mantenimiento de presión.

Existe una gran variedad de sistemas artificiales de producción, pero todos estos corresponden a variaciones o combinaciones de tres procesos básicos (Donohue, 1986)¹.

1. Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas (Bombeo neumático).
2. Bombeo subsuperficial (Bombas de balancín, bombas hidráulicas, bombas electrocentrífugas, etc.).
3. Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

1.1 DISEÑO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

1.1.1 APAREJO DE PRODUCCIÓN

Está conformado por todos los accesorios que junto con la Tubería de Producción (T.P) son instalados dentro del pozo para que los hidrocarburos fluyan a la superficie.

La extracción de hidrocarburos en una terminación es determinada por el tipo de fluido y la presión del yacimiento, para lo cual existen diferentes métodos de explotación a los cuales llamaremos en adelante instalación.

Para yacimientos con características y profundidades diferentes, existen diferentes tipos de instalaciones como:

1.1.1.1 Instalación abierta.- Se usa solamente T.P dentro de la Tubería de Revestimiento (T.R), empleándose en pozos de alta producción y explotándose por espacio anular o por T.P indistintamente como se ve en la figura 1.1. No es recomendable por los daños que causa a la T.R y a las conexiones superficiales.

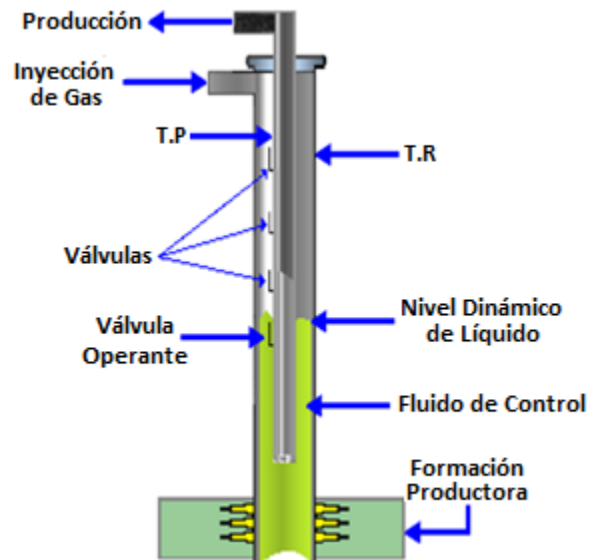


Figura 1.1 Instalación abierta.

1.1.1.2 Instalación semi-cerrada.- Se utiliza T.P y un empacador para aislar el espacio anular como se ve en la figura 1.2. En nuestro país, es el diseño más empleado para la explotación de hidrocarburos, permitiendo el aprovechamiento óptimo de la energía del yacimiento, protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a los que son sometidos, explotándose solamente por el interior de la T.P.

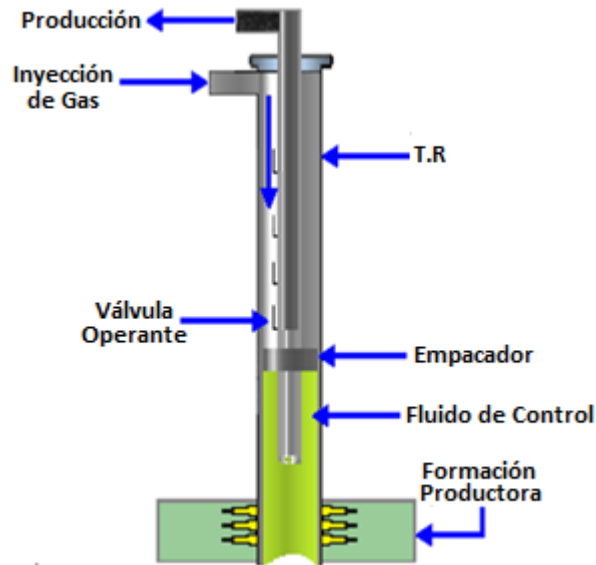


Figura 1.2 Instalación semicerrada.

1.1.1.3 Instalación cerrada.- En la figura 1.3 se muestra un diseño similar al anterior, solo que se le instala una válvula de retención alojada en un niple de asiento, seleccionando su distribución en el aparejo. El accesorio permite el paso de los fluidos en una sólo dirección.

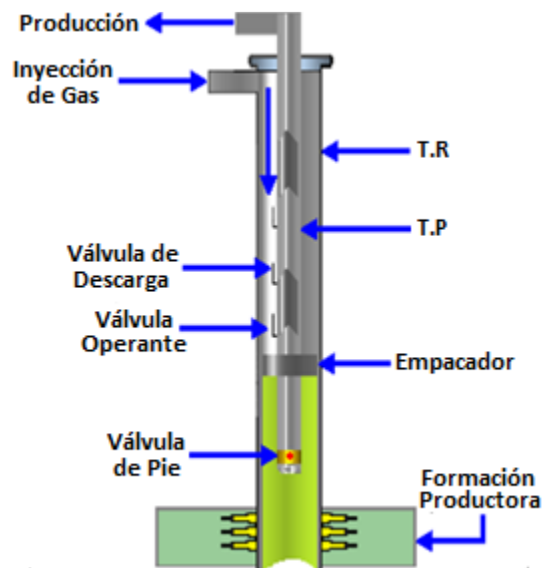


Figura 1.3 Instalación cerrada.

Para que un pozo productivo aporte los hidrocarburos desde el intervalo productivo hacia la superficie, es necesario seleccionar, preparar e introducir un determinado aparejo, el cual una vez operado descargará los fluidos en forma controlada y segura.

1.1.2 APAREJO FLUYENTE

Inicialmente los pozos son terminados con este aparejo y aprovechan la energía propia de los yacimientos productores que serán capaces de elevar los hidrocarburos hasta la superficie.

Existen dos formas de explotación fluyente:

- ◆ **Continua.**- Se da cuando las características propias del yacimiento permiten la producción ininterrumpida en superficie de hidrocarburos en estado líquido. Esto será observado en pruebas a flujo constante, que serán realizadas en las baterías de separación.
- ◆ **Intermitente.**- Sucede cuando la energía disponible disminuye, por lo cual las condiciones de flujo cambian y modifican su explotación.

En algunos casos los pozos fluyentes continuos se convierten en pozos fluyentes intermitentes, esto es, debido a que conforme pasa el tiempo, la presión del yacimiento disminuye y el gas disuelto en el hidrocarburo se libera, modificando las condiciones de flujo, lo cual se aprecia cuando el flujo es bache y fluye a determinados periodos de tiempo.

También los fluidos que aportan los pozos se dividen en dos tipos básicamente:

- ◆ **Los pozos productores de aceite y gas.**- La mezcla ocurre en función de las características físicas del yacimiento; y la relación que existe entre los volúmenes de estos fluidos se conoce como la Relación Gas-Aceite (RGA) y es el factor principal en la explotación de los pozos.
- ◆ **Los pozos productores de gas.**- Manejan altas presiones debido a la propiedad que tiene ese fluido de expandirse y liberar en el momento una gran cantidad de energía. Su explotación permite a través de instalaciones de separación y limpieza, recuperar los condensados que el gas tenga asociado, éste es utilizado en plantas petroquímicas como combustible en algunas maquinarias y para uso doméstico.

1.1.3 DISEÑOS DE TERMINACIONES DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN FLUYENTES

La terminación de un pozo está encaminada a diseñar el aparejo de producción más conveniente para la explotación de un pozo petrolero. Buscando con esto establecer de forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las T.R que representan la vida del pozo, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento. Para esto se debe tomar en cuenta las condiciones de flujo de los intervalos productores, programas futuros de intervenciones, datos del estado mecánico del intervalo productor bajo la acción de esfuerzos in-situ que van cambiando gradualmente durante el agotamiento o caída de presión del yacimiento.

Dependiendo de los accesorios con que sea provista la T.P será el tipo de aparejo, siendo los más comunes los siguientes:

1.1.3.1 Pozo fluyendo con T.P franca.- En la figura 1.4 se muestra la T.P que va colgada y situada a determinada profundidad sobre el intervalo productor. Los fluidos pueden ser explotados por dentro y fuera de la T.P, aun que no se recomienda que se produzca por espacio anular debido a que la T.R sería expuesta a daños por fricción y corrosión.

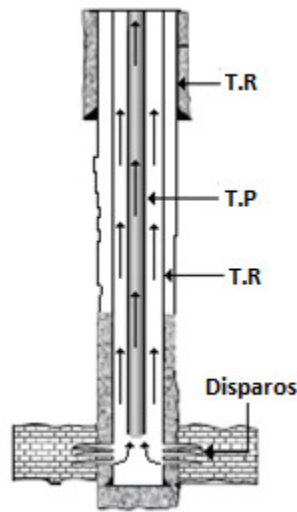


Figura 1.4 Pozo fluyendo con T.P franca.

1.1.3.2 Pozo fluyendo con empacador.- Conformado por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación y la T.P. Con este tipo de terminación se pueden canalizar los fluidos de producción por la T.P, con esto se protege la T.R de los daños por fricción y corrosión como se observa en la figura 1.5. El flujo y la presión de los fluidos producidos se controlan por medio de un estrangulador ubicado en el árbol de válvulas.

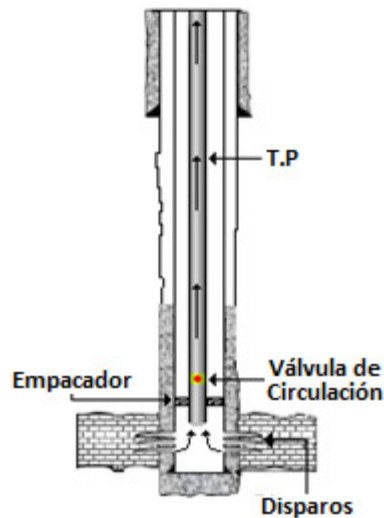


Figura 1.5 Pozo fluyendo empacador.

1.1.3.3 Pozo fluyendo sencillo selectivo.- En la figura 1.6 se muestran un aparejo que consta de un empacador permanente inferior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación. Los fluidos aportados pueden combinarse selectivamente; explotándose simultáneamente los dos intervalos o aislando uno de ellos. El diseño de aparejo está sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a programas futuros de intervenciones del pozo y su estado mecánico.

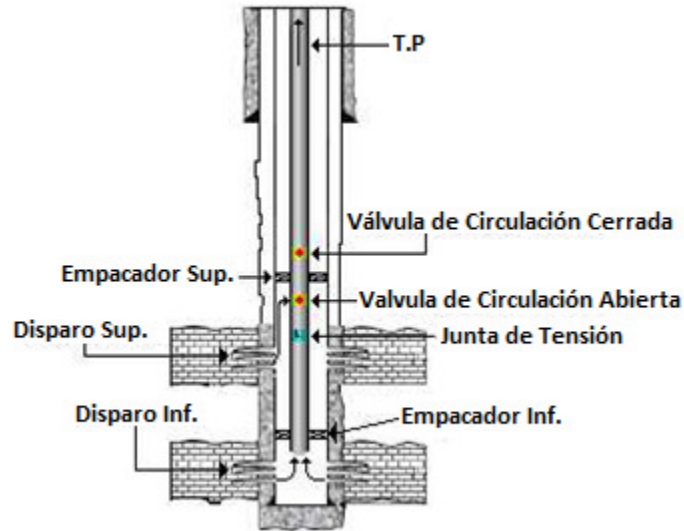


Figura 1.6 Aparejo fluyente sencillo selectivo.

1.1.3.4 Aparejo fluyente doble.- Está formado por dos empacadores: uno permanente inferior y otro recuperable de doble terminación superior; una junta de seguridad; dos válvulas de circulación y dos T.P como se ve en la figura 1.7. Se denomina Sarta Larga (S.L) a la sección por donde aporta fluidos el intervalo inferior y Sarta Corta (S.C) por donde fluiría el aceite y gas del intervalo superior. Las tuberías pueden seleccionarse de igual o diferentes diámetros.

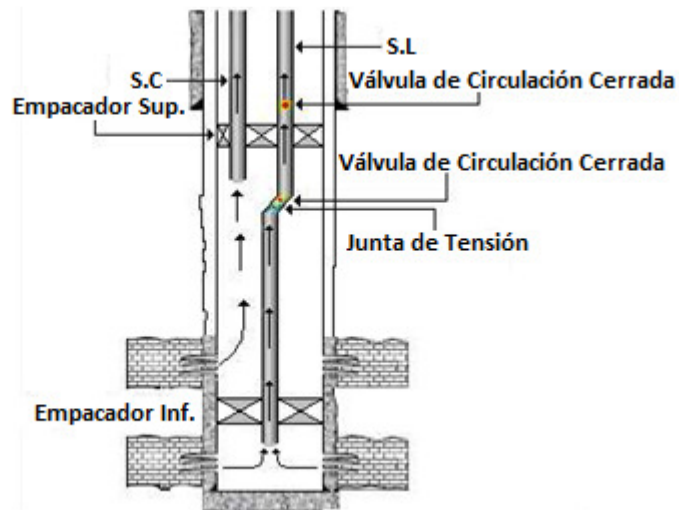


Figura 1.7 Aparejo fluyente doble.

1.1.3.5 Aparejo fluyente doble selectivo.- Este tipo de aparejo utiliza tres empacadores: dos permanentes, uno inferior y otro intermedio y uno superior recuperable de doble terminación. Como accesorios: una junta de seguridad y tres válvulas de circulación con dos T.P de igual o diferente diámetro, como se observa en la figura 1.8.

Por la S.L desalojan los fluidos de los intervalos inferior e intermedio y por la S.C descargarán los fluidos del intervalo superior. En cualquier tipo de aparejo fluyente seleccionado, los empacadores de producción son el elemento de sello cuya finalidad principal es la de aislar el o los intervalos abiertos entre sí, además de evitar la comunicación entre las T.P y la T.R.

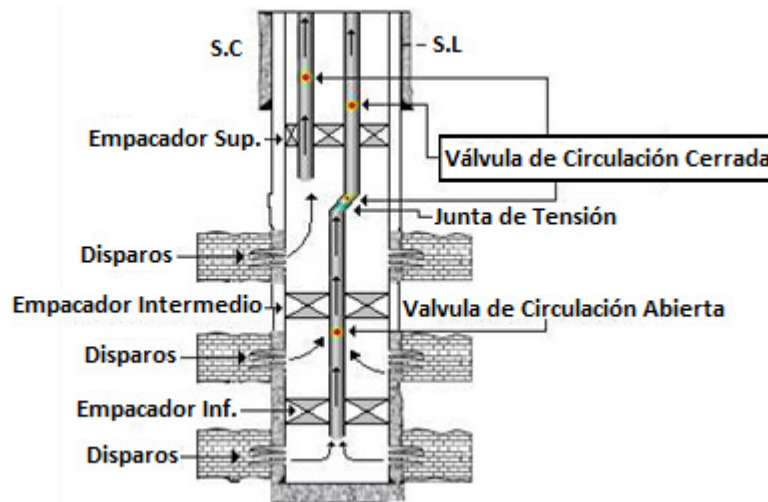


Figura 1.8 Aparejo fluyente doble selectivo.

1.1.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

El comportamiento de afluencia se encarga del análisis de los factores que gobiernan el flujo de fluidos que van de la formación productora al pozo. El análisis dependerá de si el flujo es laminar o no, en el caso de que el flujo sea laminar, se cumplirá la Ley de Darcy, en el caso que no se cumpla la Ley de Darcy, se le denomina flujo no Darciano, y se presentará cuando se tengan yacimientos de gas o también cuando se tengan altas velocidades de flujo tanto en pozos de aceite como en pozos de gas, especialmente en regiones cercanas a pozos productores.

El análisis está basado en dos procedimientos, el Índice de Productividad (IP) y la ecuación de Darcy, los cuales nos permiten evaluar el comportamiento de la formación.

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad que tiene el pozo de aportar fluidos, lo cual nos indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Esta capacidad de flujo dependerá en gran medida del mecanismo de empuje y geometría de flujo que actúe en el yacimiento, así como de otras variables tales como la presión del yacimiento, permeabilidad, viscosidad, saturación de fluidos, etc.

Para el cálculo del abatimiento de presión en un yacimiento es necesaria una expresión matemática, la cual represente las pérdidas de energía o de presión debida a esfuerzos viscosos o de fricción en función de la velocidad o gasto. Para lo cual es necesaria la combinación de las siguientes ecuaciones:

- ◆ Ecuación de conservación de masa.
- ◆ Ecuación de movimiento.
- ◆ Ecuación de estado.

La Ley de Darcy debe considerar la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. La ecuación 1.1 representa la Ley de Darcy en forma diferencial:

$$q = VA = \frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots (ec. 1.1)$$

Donde:

A: área de flujo, [pie²]

k_a: permeabilidad, [mD]

q: gasto, [bl/día]

V: velocidad aparente del fluido, [pie/seg]

μ: viscosidad, [cp]

$\frac{dp}{dx}$: gradiente de presión [lb/pg²/pie]

Existen diversos métodos que permiten la elaboración de curvas de comportamiento de afluencia, las cuales permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos. A este método para determinar la capacidad productora se le conoce como Inflow Performance Relationship (IPR); relación de comportamiento de afluencia.

Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción que se tiene de un pozo ya seas de aceite o gas, lo cual nos llevará a tener un mejor conocimiento del gasto de producción con el cual debe ser explotado el yacimiento para extender su vida fluyente.

El Índice de Productividad (IP) se calcula con la ecuación 1.2:

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots (ec. 1.2)$$

Donde:

IP: Índice de Productividad, [bl/día/lb/pg²]

q: gasto, [bl/día]

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

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

y también puede expresarse con la ecuación 1.3:

$$P_{wf} = -\left(\frac{1}{IP}\right)q + P_{ws} \quad \dots\dots\dots (ec. 1.3)$$

la cual, representa la ecuación de una línea recta en coordenadas (X-Y) en la forma $Y = mx + b$ donde (IP) es el recíproco de la pendiente.

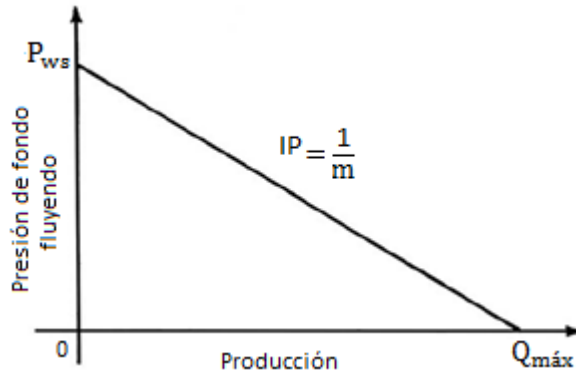


Figura 1.9 Representación gráfica del Índice de Productividad¹.

La figura 1.9 muestra un comportamiento lineal de producción en función de la presión fluyendo, es decir, el pozo aporta incrementos constantes de producción a decrementos iguales de presión.

Es común evaluar el IP durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo, siempre y cuando el yacimiento esté sometido a un empuje hidráulico y la presión de fondo fluyendo permanezca por arriba de la presión de burbuja (p_b). Sin embargo puede incurrirse en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto o que su presión de fondo fluyendo esté por debajo de la p_b , como se muestra en la figura 1.10. Entonces su IP cambia en función de la recuperación acumulada.

Cuando p_{wf} es menor que p_b , el IP para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida se calcula con la ecuación 1.4:

$$IP = \tan\theta = -\frac{dq}{dp_{wf}} \quad \dots\dots\dots (ec. 1.4)$$

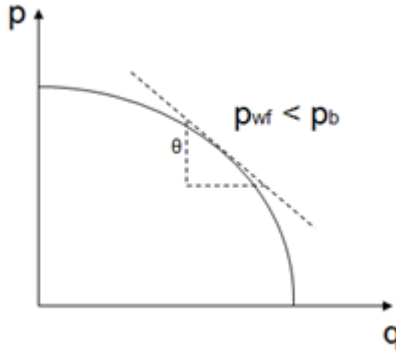


Figura 1.10 Curva de IPR¹.

El método de Vogel predice el comportamiento de pozos para yacimientos con empuje de gas disuelto; donde la P_{wf} esté por debajo de la p_b . La ecuación 1.5 representa el método de Vogel en su forma convencional y la ecuación 1.6 muestra el mismo método de Vogel pero con la P_{wf} despejada.

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \dots\dots\dots \text{(ec. 1.5)}$$

Donde:

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

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

q_o : gasto de aceite @ P_{wf} , [bl/día]

$q_{o \max}$: potencial del pozo ($P_{wf}=0$), [bl/día]

$$P_{wf} = 0.125P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{o \max}} \right)} \right] \quad \dots\dots\dots \text{(ec. 1.6)}$$

1.1.5 FLUJO EN EL POZO A TRAVÉS DE TUBERÍAS VERTICALES O INCLINADAS

Una vez que los fluidos del yacimiento están dentro del pozo, se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instalado para su transporte hasta la superficie. El comportamiento de este flujo en pozo, desde la profundidad media del intervalo hasta la superficie se le conoce como flujo multifásico en tuberías verticales o inclinadas, y ha sido estudiado por diversos investigadores los cuales han aportado a la industria petrolera la metodología para predecir el comportamiento del flujo a través de las tuberías.

Estos métodos que a continuación se presentan, fueron desarrollados para determinar los gradientes de presión, cuando fluyen simultáneamente aceite, gas y agua:

- | | |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| 1) Poettman y Carpenter (1952) | 6) Hagedorn y Brown (1965) |
| 2) Griffith y Wallis (1961) | 7) Orkiszewski (1967) |
| 3) Baxendell y Thomas (1961) | 8) Azis, Govier y Fogarasi (1972) |
| 4) Fancher y Brown (1963) | 9) Chierici, Ciucci y Sclocchi (1973) |
| 5) Duns y Ros (1963) | 10) Beggs y Brill (1973) |

Todos ellos desarrollados para representar lo mejor posible el comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales o inclinadas. (Determinación del gradiente de presión). El más versátil de estos métodos es Beggs Y Brill debido a que puede ser aplicado tanto en tuberías verticales o inclinadas en el caso del pozo, y también en tuberías horizontales, como las líneas de descarga. Pero debe tenerse en cuenta que ningún método es capaz de simular todas las condiciones de flujo que se presentan en el pozo, debido a que cada uno fue desarrollado con condiciones específicas de flujo, cubriendo un determinado rango de variaciones en las variables que intervienen en el fenómeno de flujo, por lo cual cada método tiene limitantes.

Sin embargo cuando son aplicados dentro de rango de condiciones en que fueron desarrollados, es sorprendente la precisión que se obtiene de alguno de ellos, al ser comparados con datos medidos.

1.1.6 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

El sistema integral de producción es el conjunto de elementos que transporta a los fluidos del yacimiento hasta la superficie, los separa en aceite, gas y agua y los envía a instalaciones para su almacenamiento y comercialización.

Los componentes básicos del sistema integral de producción son:

- ◆ **Yacimiento.**- Porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.
- ◆ **Pozo.**- Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados desde el yacimiento hasta la superficie.
- ◆ **Estrangulador.**- Aditamento instalado en pozos productores para establecer una restricción al flujo de fluidos y así obtener el gasto deseado.
- ◆ **Tubería de descarga.**- Conducto de acero cuya finalidad es transportar la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.
- ◆ **Separador.**- Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite, gas y agua que proviene del pozo; pueden ser verticales, horizontales o esféricos.

- ◆ **Tanque de almacenamiento.**- Son recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos; pueden ser instalados en tierra firme o pueden ser buque-tanques, ambos con capacidades de 100 mil a 500 mil barriles.

Al sistema integral de producción lo conforman cuatro etapas de flujo, como se muestra en la figura 1.11:

- 1) Comportamiento de entrada de fluidos al pozo o comportamiento de afluencia al pozo.
- 2) Comportamiento del flujo vertical.
- 3) Comportamiento del flujo a través del estrangulador.
- 4) Comportamiento de flujo de la línea de descarga.

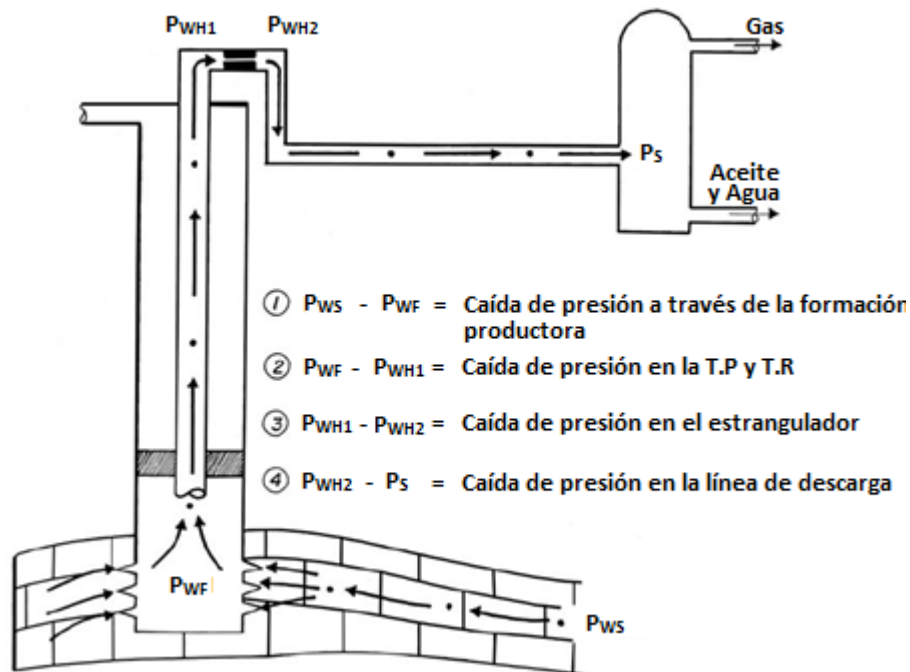


Figura 1.11 Etapas del Sistema Integral de Producción².

1.1.7 TIPO DE ANÁLISIS

1. FLUJO EN EL YACIMIENTO.- Se analiza el comportamiento del flujo de los fluidos desde la frontera del yacimiento hasta el pozo.
2. FLUJO EN EL POZO.- Comportamiento del flujo desde la profundidad media del intervalo productor hasta la superficie. Se utilizan correlaciones para simular el comportamiento de flujo multifásico.

3. FLUJO EN LA LÍNEA DE DESCARGA.- Comportamiento de flujo desde el estrangulador hasta la central de recolección. Se utilizan correlaciones empíricas para simular las condiciones de flujo en cualquier punto de la línea de descarga.

1.1.8 SELECCIÓN DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN

Para una buena selección del SAP se requiere de la colaboración y participación de diferentes disciplinas como lo son: ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción y de perforación (Terminación de pozos). De esta manera, las pruebas de formación, los datos de producción, los estados mecánicos, las instalaciones superficiales y la infraestructura construida son el primer paso para iniciar la selección.

Para comenzar el proceso se deberá observar las condiciones actuales de los pozos, esto nos ayuda a visualizar el método que tiene mayor factibilidad de aplicación. Así también la predicción de los gastos de producción con el sistema artificial y el periodo de vida del sistema en el pozo es la parte más difícil de obtener ya que las condiciones cambian constantemente a lo largo de la vida del pozo.

Existen parámetros los cuales nos ayudarán a la selección del sistema artificial, estos se dividen en parámetros de diseño, aspectos operativos y problemas especiales. En estos se comparan aspectos como la eficiencia hidráulica, flexibilidad, confiabilidad, profundidad, monitoreo, manejo de gas, etc. De las cuales destacan 6 consideraciones:

1. La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
2. Se necesita estimar y comparar las condiciones económicas que resulten del sistema específico.
3. La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera, servicio de mantenimiento y reparaciones fáciles. Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.
4. El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es en plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático. Estos dos métodos han demostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método podrá ser elegido si cuenta con ventajas económicas y operativas.
5. Una vez que se haya seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños para conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
6. Finalmente todos estos factores deberán ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que SAP utilizar.

Hay que recordar que el mejor método, es el que aumenta al máximo la ganancia o beneficio y que no obliga a cambiar de sistema durante cierto tiempo de explotación; se debe considerar que el SAP debe estar en función de las condiciones de la producción que prevalece.

Normalmente la maximización de la última ganancia se obtiene usando los diferentes métodos de producción artificiales en momentos diferentes durante la vida de un pozo. La producción-cambiante es una capacidad ventajosa y deben considerarse propiamente los costos además, debemos saber cuando esos cambios tendrán lugar.

Los SAP deben ser considerados desde el principio del plan de desarrollo del campo del yacimiento, desde la perforación, la terminación y así tomar las decisiones de la producción a llevar. Todos deberán conocer las condiciones de la producción y los cambios futuros.

Después de seleccionar uno o más métodos para una cierta aplicación, la próxima fase involucra:

- ◆ La determinación de escenarios operacionales (teniendo la profundidad, gastos de flujo, caballos de fuerza, etc.).
- ◆ Especificación del equipo del pozo y elementos o componentes de éste.
- ◆ Definición de los mecanismos de control de fallas.
- ◆ Definición de la estrategia de monitoreo a ser adoptado.

Varias características de la producción afectan esta fase como son:

- ◆ Temperatura en el fondo del agujero.
- ◆ Producción de Sólidos.
- ◆ Producción de Gas.
- ◆ Fluidos Corrosivos.
- ◆ Problemas de Incrustaciones.
- ◆ Estabilidad.
- ◆ Cambios en las condiciones de producción con el tiempo.
- ◆ Condiciones de la T.P, T.R, etc.

La selección del método del SAP para una cierta aplicación está basada en los resultados de un análisis técnico y económico. Para cada aplicación, ciertos métodos tendrán un mejor desempeño que otros. Normalmente en casos reales, las características de cada método y la producción condicionan y limitan las posibles opciones.

El análisis económico apropiado necesita no sólo tener en cuenta el desempeño del método (gastos de flujo y caballos de fuerza), también el capital y los costos de explotación asociados con las consideraciones realistas en el buen funcionamiento del método.

1.1.8.1 Tablas de atributos y consideraciones de los principales SAP.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Costo del Capital	Moderadamente Bajo: Incrementa con la profundidad y unidades más grandes.	Bajo: Incrementa con la profundidad y gastos muy grandes.	Relativamente bajo, si se dispone de una fuerza eléctrica comercial.	Varía pero es competitivo con el bombeo mecánico. Con pozos Múltiples, los sistemas centrales reducen costos para los pozos pero son más complicados.	Competitivo con el Bombeo Mecánico. Los incrementos en los costos son por los altos requerimientos de caballos de fuerza.	Costos bajos para equipo de líneas de pozo y los costos por compresión pueden ser altos. El sistema de compresión central reduce los costos por pozos.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Muy bajo: Algunos pozos cuestan menos si no requieren compresor.
Equipo Subsuperficial	Razonablemente bueno el diseño de varillas y es necesaria una práctica de operación. El banco de datos de fracasos de varillas y bombas beneficia, en la buena selección de operación y reparaciones necesarias practicadas para varillas y bombas.	Buen diseño y se necesita una práctica de operación. Se puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero del estator.	Requiere de un cable apropiado además del motor, bombas, sellos, etc. Un buen diseño más una buena operación práctica son esenciales.	Un tamaño apropiado de la bomba y una operación práctica son esenciales. Requiere de un fluido motriz en el conducto. Una bomba libre y una fuerza de fluido confinado opcional.	Requiere de una computadora con programas de diseño para clasificar según tamaño. Moderadamente tolerante a los sólidos en el fluido. Ninguna parte de las bombas se mueve: larga vida en servicio con procedimientos de reparación simples.	El buen diseño de válvulas y espaciamiento son esenciales. Costos moderados para equipo del pozo (válvulas y mandriles). Opción de válvulas recuperables o convencionales.	Descarga en el fondo con válvulas de bombeo neumático; considera cámara para alto IP y baja BHP de pozo.	Las prácticas de operación tienen que ser ajustadas a cada pozo para la optimización. Algún problema con el émbolo pegajoso.
Eficiencia	Excelente: Es un sistema totalmente eficiente. Bueno: Cuando la bomba está llena se tiene una eficiencia típica de aproximadamente 50 a 60%, y si la bomba no está sobre el nivel de líquidos.	Excelente: Pueden exceder la bomba de varillas para casos ideales. El sistema reporta una eficiencia de 50 a 70%. Se necesitan más datos de operación.	Buenos para altos gastos de pozo pero decremente significativamente para <1,000 BFPD. Su eficiencia típica total del sistema es aproximadamente del 50% para altos gastos, pero para <1,000 BFPD, su eficiencia típica es <40%.	Regular a Bueno: No es bueno con bombeo mecánico debido a RGL, con fricción, y uso del bombeo. Rango de las eficiencias desde 30 al 40% con RGL >100; pueden ser altos con una baja RGL.	Regular o Malo: Máxima eficiencia alrededor del 30%. Es muy influenciado por el fluido motriz más la pendiente de la producción. Las eficiencias que operan típicamente son del 10 al 20%.	Regular: En Aumento para pozos que requieren inyección de RGL pequeñas. Bajo para pozos que requieren alto RGL. Las eficiencias Típicas son del 20% pero van del 5 al 30%.	Malo: Normalmente requieren un volumen alto de inyección de gas por barril de fluido. La eficiencia de producción típica es del 5 al 10% mejorado con un émbolo.	Excelente para fluidos de pozos. No requiere de energía de entrada debido a que usa la energía del pozo. Bueno incluso cuando se le suman pequeñas cantidades de gas.
Flexibilidad	Excelente: Después de bajar la bomba y controlar su velocidad, longitud, tamaño del émbolo, y tiempo de corrida para controlar el gasto de la producción.	Regular: Después de obtener cierta velocidad de rotación la unidad hidráulica provee una flexibilidad adicional pero es un costo adicional.	Malo: Normalmente la corrida de la bomba es una velocidad fija. Requiere de un cuidadoso clasificado de tamaño de bomba. El tiempo de cada ciclo normalmente se evita. Debe seleccionarse el tamaño de la bomba apropiada.	Bueno/Excelente: Puede variar la fuerza del gasto del fluido y la velocidad de la bomba al fondo del agujero. Numerosos tamaños de bombas y la relación bomba/motor se adaptan a la producción y a la profundidad necesaria.	Buena a Excelente: Fuerza del gasto del fluido y presión se ajustan a los gastos de producción y a la capacidad de producción. La selección de la garganta y los tamaños de la boquilla extienden el rango de volumen y su capacidad.	Excelente: El gasto de inyección de gas varía con cambios en gastos. T.P necesaria del tamaño correcto.	Bueno: debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.	Bueno para volumen bajo de la columna de fluidos del pozo. Puede ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia.

Tabla 1.1.- Consideraciones y comparaciones en conjunto de los diseños de los SAP⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCEN-TRÍFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Miscelánea de Problemas	Cuando el material de la caja se derrama puede ser un desorden y un riesgo potencial (no contaminar de residuos tóxicos y llenar contenedores cuando se tengan).	Puede ser limitado el servicio de algunas áreas. Porque este es un nuevo método, conocimiento del campo y experiencia son los limitantes.	Requieren un sistema de poder eléctrico muy bueno. Método sensible a cambio en los gastos.	En la fuerza del fluido, los sólidos son de control esencial. Es necesario 15 ppm de 15 micras máximo de la dimensión de las partículas para evitar el uso excesivo de la maquina. Se debe agregar surfactante al fluido agua para lubricar. Se requiere un control triple en el émbolo de escape.	Más tolerante a fluidos con sólidos; 200 ppm de partículas de 25 micras son aceptables. Diluyentes pueden agregarse si es requerido. La fuerza o energía del agua (dulce o agua de mar) es aceptable.	El compresor es muy bueno alrededor del 95% del tiempo de inyección requerido. Debe deshidratarse el gas apropiadamente para evitar la congelación del gas.	Con una labor intensiva fina se mantiene y se pone a punto un desempeño pobre. Manteniendo firme el flujo de gas causa a menudo (gas inyección) problemas de operación.	Émbolo congelado o pegajoso puede ser el mayor problema.
Costos de Operación	Muy bajo para poca a mediana profundidad (>7,500 pies) localizaciones en tierra con baja producción (<400 BFPD).	Potencialmente baja, pero corta en la vida del estator que frecuentemente es reportado.	Varía: Si el caballaje de fuerza es alto, los costos de energía son altos. Los altos costos sacan resultados de la vida de carrera cortos. A menudo los costos de reparación son altos.	Frecuentemente superior que las de bombeo mecánico incluso para sistemas libres. La corta vida de la carrera aumenta los costos de operación totales.	Altos costos de energía debido a los requerimientos en caballos de fuerza. Son gastos bajos de mantenimiento en una bomba típica con la garganta propiamente dimensionada y la tobera.	Costos bajos de pozo. Costos de compresión variables dependiendo del combustible y el mantenimiento del compresor. La clave es inyectar tan profundamente como sea posible con un RGL óptima.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Usualmente muy bajo.
Confiabilidad	Excelente: Eficiencia de tiempo de corrida >95%. Si se siguen las buenas prácticas de operación y si la corrosión, parafinas, asfaltenos, sólidos, desviaciones, etc. son controlados.	Bueno: Normalmente por encima del bombeo y la carencia de experiencia disminuyen el tiempo de corrida.	Varía: Excelente para los casos de producción ideales; Malo para las áreas de problemas. Muy sensible a las temperaturas de operación y mal funcionamiento eléctrico.	Bueno con un sistema correctamente diseñado y operacional. Los problemas de pozo cambian las condiciones reduciendo la confiabilidad de bombeo al fondo del agujero. Frecuentemente tiempos bajos resultan de problemas operacionales.	Bueno con el tamaño apropiado de garganta y tobera para las condiciones de operación. Debe evitar operar en el rango de cavitación en la garganta del motor de reacción; relacionado para bombear a presión de succión. Más problemas si la presión es >4,000 lb/pg ² .	Excelente si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y mantenido.	Excelente si son adecuados los suministros de gas y un volumen de almacenamiento de presión bajo, adecuado para el gas de inyección. El sistema debe diseñarse para fluctuantes proporciones de flujo de gas.	Bueno si es pozo de producción estable.
Valor Salvable	Excelente: De fácil movimiento y de mercado bueno para el equipo usado.	Regular/Malo: De fácilmente movimiento y algunos equipos usados tienen mercado.	Regular: Algunos valores tienen valor comercial. Valor Malo en un mercado libre.	Mercado regular para bombas triple; bueno en valores para sistemas de pozos que pueden ser movidos fácilmente.	Bueno: Fácilmente movibles. Algunos tienen valor comercial. Regular en un mercado para bombas triples.	Regular: Mercado para los compresores usados y un poco de comercio en el valor para los mandriles y válvulas.	Regular: Un poco de comercio en el valor. Valor Malo en un mercado libre.	Regular: En algún comercio se valora. Valor Malo en un mercado libre.

Tabla 1.1 (Continuación).- Consideraciones y comparaciones en conjunto de los diseños de los SAP⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Sistema (Total)	Dirección recta y procedimientos básicos para diseñar, instalar, y operar con las siguientes especificaciones del API y las prácticas recomendadas. Cada pozo es un sistema individual.	Simple de instalar y operar. Límites probados de diseño, instalación, y especificaciones de operación. Cada pozo es un sistema individual.	Bastante simple a diseñar pero requiere de datos de gastos buenos. El sistema no perdona. Recomienda prácticas de diseño API, comprobación, y operación. Típicamente cada pozo es una producción individual usando un sistema eléctrico común.	Manual simple o uso de diseño típico de computadora. La bomba se recupera fácilmente para reparar. Una unidad individual es de costo muy flexible pero extra. La planta central es compleja; normalmente los resultados en la prueba y el tratamiento son problemáticos.	El programa de diseño de computación es usado típicamente para el diseño. Básicamente necesita de procedimientos de operación para bombas para fondo del agujero y de la unidad del sitio del pozo. La bomba se recupera fácilmente para reparación en el sitio o remplazo. Bajo el agujero si chorrea a menudo exige un ensayo y llega a un error a un mejor / óptimo chorreo.	Un adecuado volumen, alta presión, gas seco, no corrosivo y gas limpio de un abastecimiento son necesarios a lo largo de su vida. Es necesario un acercamiento al sistema. Una presión baja atrás es beneficiosa. Se necesita de buenos datos para el diseño y espaciado de las válvulas. Las especificaciones de API y el diseño / operación prácticas recomendadas deben seguirse.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Pozo individual o sistema. Simple al diseño, instalación y operación. Requiere ajustes y mantenimiento del émbolo.
Uso / Mirar hacia afuera	Excelente: Usado en aproximadamente el 85% de la producción artificial de E.U. El método de producción artificial estándar normal.	Limitado relativamente a pozos con poca profundidad con gastos bajos. Usado al menos en el 0.5% de pozos de desarrollo en E.U.	Un gasto alto excelente para los SAP. El mejor para quedar satisfecho por ser <200F y gastos >1,000 BFPD. Es a menudo el más usado con porcentaje alto de agua. Usado aproximadamente en 4% de los pozos de producción de E.U.	A menudo es el SAP predefinido. La operación flexible; el rango ancho del gasto; conveniente para profundidades, volúmenes y temperaturas altas, pozos de aceite desviados. Usados en <2% de pozos de producción de E.U.	Bueno para pozos con volúmenes superiores que requieren un funcionamiento flexible. El sistema tolera un rango ancho de profundidad, altas temperaturas, fluidos corrosivos, alta RGA, y producción significativa de arena. Usado en <1% de pozos de producción de E.U. algunas veces usado para pozos de prueba que no fluyen costa afuera.	Bueno, flexible para altos gastos del SAP para pozos con alta presión de fondo en el agujero. La mayoría como pozos fluyendo. Usado sobre el 10% de pozos de producción de E.U. en su mayor parte costa afuera.	Frecuentemente usado como el método de producción artificial estándar en lugar del bombeo mecánico. También es predeterminado para una presión de fondo baja en pozos de producción de gas continuo. Usado en <1% de pozos en E.U.	Esencialmente un gasto de líquido bajo, alta RGL del método de producción. Puede usarse para extender la vida de flujo o mejorar la eficiencia. Extenso volumen de gas y/o presión necesaria para el funcionamiento exitoso. Usado en <1% de E.U.

Tabla 1.1 (Continuación).- Consideraciones y comparaciones en conjunto de los diseños de los SAP⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMOLO VIAJERO
Límites de la T.R	Algunos problemas en pozos con altos gastos requieren bombas con émbolos amplios. Tamaños pequeños de la T.R (4.5 y 5.5 pg) pueden ser limitantes para la separación del gas.	Normalmente no hay problema para T.R de 4.5 pg. Y grandes, pero la separación del gas puede ser una limitante.	El tamaño de la T.R es una limitante al usar grandes motores y bombas.	Requiere de T.R grandes para sistemas paralelos de apertura y cierre. Tuberías pequeñas (4.5 y 5.5 pg) pueden resultar en una pérdida excesiva por fricción y limitando los gastos de producción.	Tamaños pequeños de T.R frecuentemente limitan los gastos de producción por pérdidas debidas a la fricción (inaceptable) TR grandes puede ser requeridas si son dobles las corridas de las tuberías.	El uso de T.R de 4.5 y 5.5 pg con 2 pg de T.P nominal normalmente limitan los gastos a <1,000 BPD. para gastos >5,000 BPD se usan >7 pg T.R y >3.5 pg son necesarios en T.P.	Tamaño de T.R pequeños (4.5 y 5.5 pg) no son un problema relativo para una producción de bajo volumen.	La T.R apropiada para esta producción de volumen bajo. El anillo debe tener un volumen adecuado de almacenamiento de gas.
Límites de Profundidad	Bueno: La estructura de las varillas puede limitar el gasto a una profundidad. Efectivamente alrededor de 500 BPD a unos 7,000 pies y 150 BPD a unos 15,000 pies.	Malo: limitado relativamente por la poca profundidad, quizá 5,000 pies.	Usualmente limitado por los caballos de potencia del motor y la temperatura. Profundidad prácticamente alrededor de los 10,000 pies.	Excelente: Limitado por la fuerza del fluido de la presión (5000 lb/pg ²) o caballos de fuerza. Bajo Volumen / Alta producción en la operación de las bombas a una profundidad de 17,000 pies.	Excelente: Límites similares al bombeo recíprocante. Profundidad práctica de 20,000 pies.	Controlado por el sistema de presión de inyección y los gastos del fluido. Típicamente para 1,000 BPD con 2.5 pg. De T.P nominal. Sistemas de producción de 1,440 lb/pg ² . Y 1,000 RGL a profundidad de inyección alrededor de los 10,000 pies.	Usualmente limitado por el regreso del bache, pocos pozos a >10,000 pies.	Típicamente <10,000 pies.
Capacidad de Succión	Excelente: Factible a <25 lb/pg ² . Provee un adecuado desplazamiento y descarga de gas. Típicamente sobre los 50 a 100 lb/pg ² .	Bueno: A <100 lb/pg ² se provee de un adecuado desplazamiento y descarga de gas.	Regular: Si hay pequeñas cantidades de gas libre (con >250 lb/pg ² de presión de succión de la bomba.) malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular: No muy bueno con varillas. Presión de Succión <100 lb/pg ² usualmente resulta en frecuentes reparaciones de la bomba. Se reduce la eficiencia si hay gas libre y la vida en servicio.	Malo a Regular: >350 lb/pg ² a 5,000 pies con baja RGL. Un objetivo típico del diseño es 25 % de sumersión.	Malo: Restringido por el gradiente del gas-fluido elevado. Típicamente moderado con gasto limitado alrededor de 100 lb/pg ² /1,000 pies de profundidad de inyección. De esta manera la presión atrás en 10,000 pies el pozo puede ser >1,000 lb/pg ² .	Regular: Cuando menos que se usen cámaras. PIP >250 lb/pg ² para 10,000 pies en el pozo. PIP de <250 lb/pg ² es factible a 10,000 pies.	Bueno: Con presión de fondo del agujero <150 lb/pg ² a 10,000 pies. Para un gasto bajo, alta RGL en el pozo.
Nivel del Ruido	Regular: Moderadamente alto para las áreas urbanas.	Bueno: En superficie el primer movimiento proporciona el único ruido.	Excelente: Ruido bajo. A menudo se prefiere en las áreas urbanas si el gasto de producción es alto.	Bueno: Ruido bajo en el pozo. En el sitio del pozo la unidad de fuerza de los fluidos puede ser seguro corregirlo.	Igual al Bombeo Hidráulico Recíprocante.	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bajo.
Causa de Problemas	El tamaño de las operaciones es la desventaja en las poblaciones y las áreas de cultivo. Especialmente bajo el perfil de las unidades disponibles.	Bueno: Bajo perfil en equipo superficial.	Bueno: Bajo perfil pero requiere un banco transformador. El transformador puede causar problemas en áreas urbanas.	Regular a bueno: Bajo perfil en el equipo de la cabeza del pozo. Requiere tratamiento superficial y un equipo de bombeo de alta presión.	Igual al Bombeo Hidráulico Recíprocante.	Bueno: De perfil bajo, pero se debe mantener el compresor. Deben tomarse las precauciones de seguridad para las líneas de gas de alta presión.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bueno.

Tabla 1.2.- Consideraciones en una operación normal⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Flexibilidad en el Primer Movimiento	Bueno: Las dos máquinas o motores pueden ser usados fácilmente (los motores son más usados y flexibles).	Bueno: Las dos máquinas o motores son usados.	Regular: Requiere de una fuente de poder buena sin puntas o interrupciones. Alto voltaje puede reducir las pérdidas.	Excelente: El primer movimiento puede encender un motor eléctrico, gas o diesel máquinas o motores.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante.	Bueno: Maquinas, turbinas, o motores pueden ser usados para la compresión.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Normalmente no se requiere nada.
Vigilancia	Excelente: Puede ser fácilmente analizado basándose en pruebas a pozo, nivel de fluidos, etc. Mejora de análisis usando dinamómetros y computadoras.	Regular: Basado en análisis de producción y de un nivel de fluido. Dinamómetros y cartas de bombeo de salida no se puede usar.	Regular: Control eléctrico pero especialmente en el equipo necesario pero de otro modo.	Bueno/Regular: El desempeño de la bomba abajo del agujero puede ser analizado desde la superficie con la fuerza del fluido y la presión, velocidad, y el gasto de la producción. Obtener la presión en el fondo del agujero con bombas libres.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante.	Bueno/Excelente: Puede ser analizado fácilmente. Se examina la presión en el fondo del agujero y los registros de producción son fácilmente obtenidos. La optimización y el control por computadora se intentan hacer.	Regular: Complicado por el estado de las válvulas y el descenso del líquido.	Bueno: Depende de las buenas pruebas de pozo y de las gráficas de presión del pozo.
Pruebas	Bueno: Pruebas de pozo simples, pocos problemas usando el equipo disponible y los procedimientos estándar.	Bueno: Pruebas de pozo simples con pocos problemas.	Bueno: Simple con pocos problemas. Altos recortes de agua y altos gastos del pozo pueden requerir un chequeo del agua libre.	Regular: Pruebas de pozo con unidades individuales estándar del pozo con pocos problemas. Pruebas de pozo con un sistema central muy complejo; requiere de una exacta medición de la fuerza del fluido.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante. Las pruebas de la tercera etapa de producción puede ser conducidas para ajustar el paso del gasto, el grabar en el sitio el monitoreo de la presión de succión.	Regular: Pruebas de pozo complicadas por el volumen /gasto de inyección de gas. La formación RGL se obtiene por la sustracción total del gas producido del gas de inyección. Gas medido comúnmente con errores.	Malo: Las pruebas de pozo son complicadas por el volumen /gasto de inyección de gas. Ambas mediciones: entrada y salida de gas del flujo son un problema, la intermitencia puede causar problemas de operación en compañía de los separadores.	Pruebas simples de pozo con pocos problemas.
Tiempo del ciclo y la aplicación controlada del bombeo suspendido o apagado	Excelente si el pozo puede ser bombeado o suspendido.	Malo: Evite la interrupción en la producción de altas viscosidades / arenas.	Malo: Inicio suave y se recomienda mejorar los sellos protectores.	Malo: Posible pero normalmente no usado. Algunos son usualmente controlados por el control de desplazamiento y no se desarrolla un control de la bomba.	Malo: No parece aplicable a ninguno debido a que requiere una presión de succión alta de bombeo de apagado.	No es aplicable.	Malo: Lo ciclos deben ser periódicos y ajustados. Es una labor intensiva.	El tiempo del ciclo es necesario para una eficiente operación. El apagar el bombeo no es aplicable.

Tabla 1.2 (Continuación).- Consideraciones en una operación normal⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Corrosión / Capacidad de Inhibición	Bueno a Excelente: Tratamiento de inhibidores de corrosión frecuentemente usados en el espacio anular.	Bueno: Tratamiento de inhibidor para corrosión abajo en el anular es bueno.	Regular: Tratamiento de inhibidor para corrosión sólo a la entrada a menos que debiera usarse.	Bueno / Excelente: Tratamiento continuo de inhibidores de corrosión puede ser circulados con la fuerza del fluido para un control efectivo.	Bueno / Excelente: Inhibidor con una mezcla de la fuerza del fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet. Tratamiento por corrosión en el anular es bueno.	Bueno: Inhibidor en la inyección de gas y/o inhibiendo la corrosión abajo en la T.P es bueno. Los pasos deben ser tomados a fin de evitar la corrosión en las líneas de inyección de gas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Regular: Normalmente la producción por ciclos debe ser interrumpida al tratamiento por corrosión en el pozo.
Pozos Inclinados / Desviados	Regular: La carga se incrementa y lleva a problemas. Un alto ángulo de desviación del pozo o agujero (>70 grados) y los pozos horizontales son comenzados a producir. Algunos se logran bombear a 15 grados/100 pies usando varillas guías.	Malo a Regular: La carga se incrementa y lleva a problemas. Ocurriendo en muy pocas instalaciones.	Bueno: Pocos problemas. Limitado en experiencia en pozos horizontales. Se requiere del registro del radio del agujero del pozo inclinado esto se consigue con cuidado.	Excelente: Si la T.P puede ser corrida en el pozo, normalmente la bomba debería pasar a través de la tubería. La bomba libre se recupera sin sacar la tubería. El funcionamiento es bueno en pozos horizontales.	Excelente: La bomba Jet corta puede pasar a través de dog legs arriba de 24 grados/100 pies en 2 pg de T.P nominal. Algunas condiciones son para la bomba hidráulica recíprocante.	Excelente: Pocas tuberías tienen problemas arriba de los 70 grados de desviación para tuberías con válvulas recuperables.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente.
Doble Aplicación	Regular: Paralelo 2 x 2 pg doble gasto bajo factible dentro de T.R de 7 pg. Doble dentro de una T.R de 5.5 pg generalmente no es favorable. El gas es un problema desde la zona de abajo. Incrementando se los problemas mecánicos.	No se conocen instalaciones.	No se conocen instalaciones. T.R anchas deben ser necesarias. Posiblemente corran y ocasionen problemas.	Regular: Tres líneas no descargan aplicaciones tienen que ser hechas con completo aislamiento de la producción y la fuerza del fluido desde otra zona. Limitada a bajo RGL y gastos moderados.	A excepción de algunas bombas hidráulicas recíprocantes pueden posibilitar un manejo alto de RGL pero se reduce la eficiencia.	Regular: Comúnmente el Bombeo Neumático es doble pero una buena operación doble de bombeo neumático es complicada e ineficiente resultando en gastos reducidos. Paralelo 2 x 2 pg de T.P dentro de una T.R de 7 pg y de 3 x 3 de T.P dentro de una T.R de 9 5/8 de pg sea factible.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	No se conocen instalaciones.
Habilidad del manejo de gas	Bueno si puede dar escape y usando fijo el gas natural con un apropiado diseño de la bomba. Malo si debe manejar la bomba >50% de gas libre.	Malo si debe bombear algún gas libre.	Malo para gas libre (con >5%) a través de la bomba. Los separadores de gas rotatorios son útiles si no se produjeran sólidos.	Bueno / Regular: Bomba estable concéntrica o paralela permite una libertad del escape del gas con un apropiado separador de gas abajo del agujero debajo de la bomba de succión. La T.R limitan la libertad de la bomba a una baja RGL.	Similar al Bombeo Hidráulico Recíprocante. El gas libre reduce la eficiencia pero ayuda a la producción. La descarga del gas libre es posible usando un gasto fijo.	Excelente: Reduce la producción de gas necesario para la inyección de gas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente.

Tabla 1.3.- Consideraciones de la producción artificial⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Aplicación Costa Afuera	Malo: Se debe diseñar para el tamaño de la unidad, peso y sacar la unidad por el espacio. El pozo debe ser desviado y típicamente produce arenas.	Malo: Puede tener alguna aplicación especial costa afuera. Sin embargo, es necesario sacar la unidad.	Bueno: Deberá proveerse de energía eléctrica y servicios de arranque de la unidad.	Regular: Funcionamiento factible en pozos favorablemente desviados. Requiere de espacio para tratar los tanques y las bombas. La fuerza del fluido agua puede usarse. La energía del aceite es un problema (fuego).	Bueno: Produce agua o agua de mar y puede ser usada como la energía del fluido con el sitio del pozo tipo de sistema o fuerza del fluido a ser separado antes de los sistemas de tratamiento de la producción.	Excelente: Debe ser comúnmente el método adecuado y disponible para la inyección de gas.	Malo en pozos donde se necesita un control de arenas. Se usa estándar con válvulas de riesgo. Encabeza las causas de problemas de operación.	Excelente durante una correcta aplicación.
Capacidad para Manejo de Parafinas	Regular / Bueno: Tratamiento caliente de agua/aceite y/o uso de posibles rascadores (escareador), pero incrementan los problemas de operación y costos.	Regular: TP puede necesitar tratamiento. La varilla rascadora no se usa. Posibilita una destitución de la bomba y la circulación de fluidos calientes en el sistema.	Regular: Tratamiento caliente de agua/aceite, el corte mecánico, con inhibidores de corrosión.	Bueno / Excelente: Circulación caliente abajo del agujero la bomba minimiza y aumenta. El corte mecánico y los posibles inhibidores. Tapones disponibles solubles. Las bombas libres pueden ser programadas en la superficie.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante.	Bueno: A veces se requiere del corte mecánico. El gas de inyección puede agravar un problema ya existente.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente: Recorta las parafinas y remueve pequeños depósitos.
Terminación de agujeros delgados (2 7/8 pg producción línea de T.R)	Es posible para gastos (<100 BPD) y baja RGA (<250). Típicamente son usados con T.P nominal de 1.5 pg.	Es posible si son gastos bajos, baja RGA, y baja profundidad pero no se conocen instalaciones.	No se conocen instalaciones.	Posible pero puede tener pérdidas altas por fricción o problemas de gas. Es apropiado para gastos bajos y baja RGA.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante.	Es posible pero puede ser dificultoso e ineficiente.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Bueno: Similar al de producción con T.R pero debe tener una formación de gas adecuada.
Capacidad para entregar Sólidos/Arenas	Malo / Regular: Para una baja viscosidad de producción (< 10 cP.) Mejorar el desempeño para casos con altas viscosidades (>200 cP.) Pueden ser capaz de manejar arriba del 0.1% de arenas con bombas especiales.	Excelente: Arriba del 50% de arena con alta viscosidad del crudo (>200 cP). Decrementa con <10% de arena por producción de agua.	Malo: Requiere de <200 ppm. Sólidos. Mejora su uso con materiales resistentes si se dispone de una prima económica.	Malo: Requiere de <10 ppm de sólidos en la fuerza del fluido para correr una buena vida. Asimismo se produce fluidos que deben tener bajos sólidos (<200 ppm de 15 micrones partículas) para una razonable vida. Use la inyección del agua dulce para los problemas del aumento de sal.	Regular/Bueno: Bombas Jet son operadas con 3% en producción de fluidos con sal. La fuerza del fluido a la bomba jet puede tolerar 200 ppm de 25 micrones del tamaño de partícula. Agua dulce para los problemas del aumento de sal.	Excelente: La entrada es el límite y problemas de la superficie. El límite típico para el flujo es de 0.1% arena y problemas de la salida.	Regular: Válvulas estándares pueden causar problemas.	La arena puede adherirse al émbolo; sin embargo el émbolo limpia la T.P.
Limitación de la Temperatura	Excelente: Generalmente usado en operaciones termales (550°F).	Regular: Limitado al estator del elastómero. Normalmente se presenta un ruido a 250 °F.	Limitado a <250 °F por estándares y <325 °F con motores especiales y cableado.	Excelente: Materiales estándares a 300 °F y a 500 °F es posible con materiales especiales.	Excelente: Es posible u operado a 500 °F con materiales especiales.	Excelente: Es típico máximo de alrededor de 350 °F. Se necesitan conocer las temperaturas de diseño debajo de la carga de las válvulas.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Excelente.

Tabla 1.3 (Continuación).- Consideraciones de la producción artificial⁴.

ATRIBUTO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO	BOMBEO HIDRÁULICO RECIPROCANTE	SISTEMA HIDRÁULICO JET	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	ÉMBOLO VIAJERO
Capacidad de Manejo de Altas Viscosidades del Fluido	Bueno para fluidos <200 cP y bajo gasto (400 BPD). Varilla con problemas de descenso para gastos altos. Gastos superiores pueden requerir diluyentes con baja viscosidad.	Excelente para viscosidades altas de los fluidos con ningún problema del rotor/estator.	Regular: Limitado alrededor de los 200 cP incrementando los caballos de fuerza y reduciendo la cabezada. La solución potencial es usar el centro del flujo con 20% de agua.	Bueno: Con producción >8 API con una viscosidad posible <500 cP. La fuerza del fluido puede ser usada para diluir la baja producción por gravitación.	Bueno / Excelente: Producción con un alta viscosidad hasta 800 cP con aceite de >24 API y <50 cP o agua para reducir la fuerza de fricción del fluido y evitar pérdidas.	Regular: Pocos problemas para >16 API o debajo de 20 cP de viscosidad. Excelente para recortes de agua incluso con alta viscosidad del aceite.	Igual al Bombeo Neumático Continuo.	Normalmente no es aplicable.
Capacidad de Altos Volúmenes de Producción	Regular: Restringido a poca profundidad usando émbolos largos. Gasto Máximo sobre de 4,000 BPD desde 1,000 pies y 1,000 BPD desde 5,000 pies.	Malo: Restringido a gastos relativamente pequeños. Posiblemente de 2,000 BPD desde 2,000 pies y 200 BPD desde 5,000 pies.	Excelente: Limitado por necesitar caballos de fuerza y por ser restringido por el tamaño de la T.R. En T.R. de 5.5 pg de diámetro pueden producir 4,000 BPD desde 4,000 pies con 240 caballos de fuerza. Motores Tandem pueden ser usados pero se incrementan los costos.	Bueno: Limitado por el tubular y caballos de fuerza. Típicamente 3,000 BPD desde 4,000 pies y 1,000 BPD desde 10,000 pies con 3,500 lb/pg ² del sistema.	Excelente: Arriba de los 15,000 BPD con una presión de fondo adecuada de flujo, tamaño del tubular, y de los caballos de fuerza.	Excelente: Restringido por el tamaño de la tubería y del gasto de inyección del gas y la profundidad. Dependiendo de la presión del yacimiento y del IP, con 4 pg de diámetro nominal de la T.P se obtienen gastos de 5,000 BPD desde 10,000 pies es posible con 1,440 lb/pg ² de inyección de gas y una RGL de 1,000.	Malo: Limitado por el volumen cíclico y el numero de posibles ciclos de inyección. Típicamente sobre los 200 BPD desde 10,000 pies con presiones de entrada de la bomba <250 lb/pg ² .	Malo: Limitado por el numero de ciclos. Es posible obtener 200 BPD desde 10,000 pies.
Capacidad de Producción de Bajo Volumen	Excelente: Deben comúnmente usarse métodos para la producción de pozos <100 BPD	Excelente para pozos poco profundos con <100 BPD que la bomba no se apague.	Generalmente Malo: Baja eficiencia y altos costos de operación por <400 BPD	Malo: No es bueno con bombeo con varillas. Típicamente va de 100 a 300 BPD desde 4,000 a 10,000 pies. >75 BPD desde 12,000 pies. posiblemente.	Regular: >200 BPD desde 4,000 pies.	Regular: Limitado por el Encabezamiento y el desprendimiento. Evitar el rango de flujo inestable. Típicamente el límite más bajo es de 200 BPD para T.P de 2 pg sin cabeceo; 400 BPD para 2.5 pg y 700 BPD para 3 pg en T.P.	Bueno: Limitado por la eficiencia y el límite económico. Típicamente de ½ a 4 bbl/ciclo con un incremento a 48 ciclos/día.	Excelente para flujos de gasto bajos de 1 a 2 BPD con un alta RGL.

Tabla 1.3 (Continuación).- Consideraciones de la producción artificial⁴.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

A continuación se presentan los principales SAP, así como su clasificación en la figura 1.12:

- ◆ Sistema de Bombeo Neumático.
- ◆ Sistema de Bombeo Hidráulico.
- ◆ Sistema de Bombeo Electrocentrífugo.
- ◆ Sistema de Bombeo Mecánico.
- ◆ Sistema de Cavidades Progresivas.
- ◆ Sistema de Émbolo Viajero.

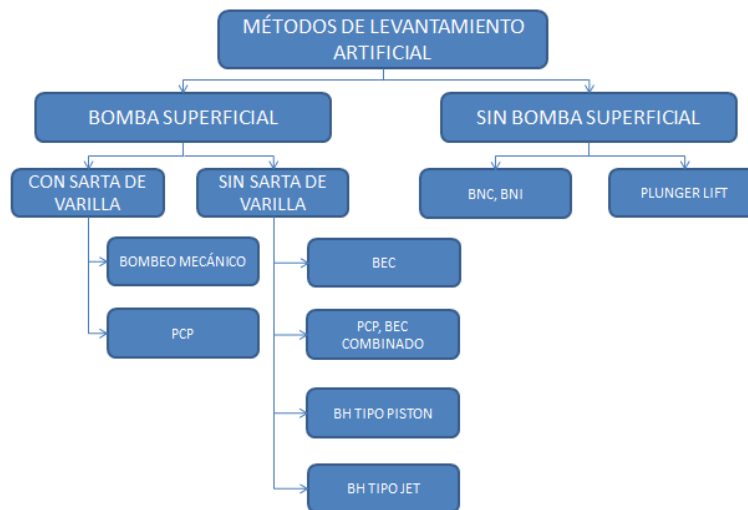


Figura 1.12 Clasificación de los SAP².

1.2.1 SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO (BN)

El Sistema Artificial de BN en un pozo petrolero, es un procedimiento de recuperación artificial de hidrocarburos, por medio de la inyección de gas a alta presión. Es el sistema que más se acerca al proceso de flujo natural y por esto puede ser considerado como una extensión del proceso de flujo natural. En el flujo natural del pozo, cuando los hidrocarburos viajan a la superficie, la presión de la columna de fluido se reduce, ocasionando la liberación del gas que trae disuelto. El gas liberado siendo más ligero que el aceite, reduce la densidad de la columna de fluido, ocasionando la reducción del peso de la columna de fluido que actúa contra la formación.

Del mismo modo cuando la presión del yacimiento decrece o las excesivas caídas de presión en el pozo impiden que los fluidos lleguen a la superficie, podrá implementarse este sistema, donde el gas será inyectado por debajo de la columna de fluido para llevarlo hasta la superficie por medio de las siguientes causas o su combinación:

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad de la columna de fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El gasto de producción del pozo dependerá de la efectividad de estos mecanismos y del método de bombeo neumático que se aplique. En la figura 1.13 se muestran los componentes fundamentales del BN.

VÁLVULAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO

La válvula subsuperficial de BN es el componente considerado como el corazón de la instalación, debido a que es precisamente ahí donde se realiza la transferencia de energía del gas de inyección al fluido producido por el pozo. Una de sus ventajas es que, tiene el mínimo de partes móviles, lo cual hace su vida útil grande. Existen diversos tipos de válvulas para BN de acuerdo a la aplicación y función para que se desee usar.

Las funciones principales de las válvulas de BN son:

- ◆ Descargar los fluidos de control al pozo.
- ◆ Inyectar un volumen de gas, controlado, en un punto óptimo de la tubería de producción.
- ◆ Crear la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo pueda producir el gasto de producción deseado.

La característica más importante de las válvulas, es la sensibilidad que tiene en su mecanismo interno de operación, para abrir, cerrar o permitir un paso continuo y controlado de la entrada de gas de inyección, son del tipo fuelle y resorte de carga.

Las principales ventajas de las válvulas de inyección de gas del BN son:

- ◆ Presión constante de operación.
- ◆ Es posible cambiar las presiones de operación en superficie.
- ◆ Las válvulas son compuestas por acero asíéndolas más resistentes.

Las partes que componen una válvula de BN son:

- ◆ Cuerpo de la válvula.
- ◆ Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos).
- ◆ Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- ◆ Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- ◆ Elemento medidor (orificio o asiento).

TIPOS DE VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

- a) *Válvulas balanceadas.*- Las válvulas no están influenciadas por la presión de la T.P cuando están en posición cerrada o abierta. En la válvula la presión en la T.R actúa en el área del fuelle todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión de domo). Por lo cual, la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.
- b) *Válvulas desbalanceadas.*- Las válvulas son las que tienen un rango de presión definido por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinado por las condiciones del pozo, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran a una presión más baja. Cuando la válvula está abierta, la presión bajo la bola es la presión en la T.R no la presión en la T.P.

El sistema de BN consta de cuatro partes fundamentales:

- ◆ Fuente de gas a alta presión (estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo).
- ◆ Un sistema de control de gas en la cabeza de pozo (válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable).
- ◆ Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).
- ◆ Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

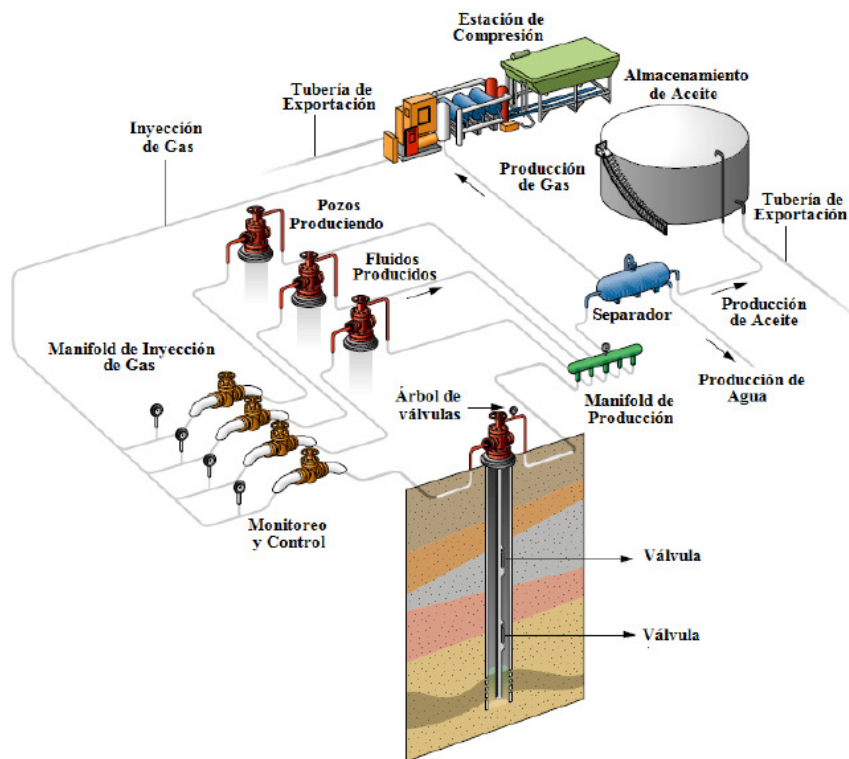


Figura 1.13 Componentes fundamentales del BN⁵.

El BN puede clasificarse como:

- a) Bombeo Neumático Continuo (BNC).
- b) Bombeo Neumático Intermitente (BNI).

1.2.1.1 Bombeo Neumático Continuo (BNC)

En la figura 1.14 se observa el BNC, donde se introduce un volumen de gas a alta presión de forma constante por el espacio anular, donde mediante una válvula de fondo el gas pasará a la T.P. La columna de fluido por encima del punto de inyección es aligerada por aereación causada por la baja densidad del gas inyectado. Esta disminución del peso de la columna de fluido permite a la presión de fondo un incremento en la producción.

Ventajas del BNC:

- ◆ Pocos problemas al manejar gran volumen de sólidos.
- ◆ Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto IP.
- ◆ Muy flexible para cambiar de continuo a intermitente.
- ◆ Discreto en localizaciones urbanas.
- ◆ Sin dificultad para operar en pozos de alta Relación Gas-Líquido (RGL).
- ◆ Opera en pozos con terminaciones desviadas.

Desventajas del BNC:

- ◆ Disponibilidad del gas de inyección.
- ◆ Dificultad para manejar emulsiones.
- ◆ Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- ◆ La T.R debe resistir presiones elevadas.
- ◆ Experiencia del personal mínima.

Factores que afectan el BNC:

- ◆ Presión en la T.R y línea de descarga.
- ◆ Profundidad de inyección.
- ◆ Profundidad, presión y temperatura del yacimiento.
- ◆ IP.
- ◆ % de agua.
- ◆ Relación de Solubilidad (R_s) y gas libre en el fluido del pozo.
- ◆ Presión de separación.
- ◆ Suministro del gas.

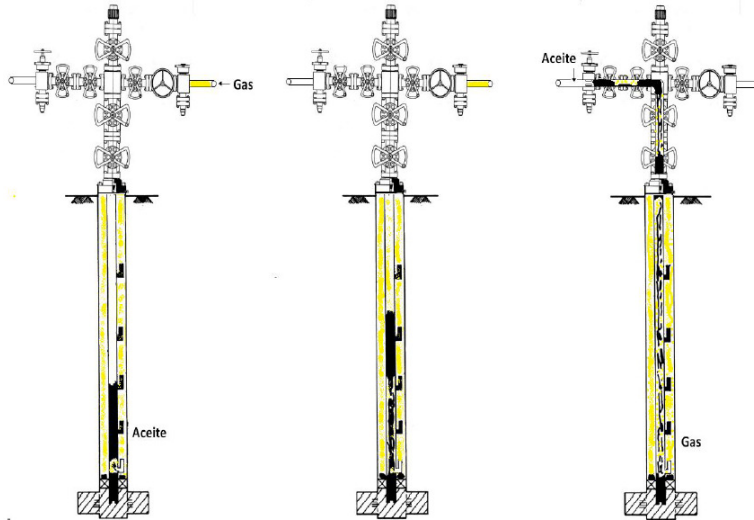


Figura 1.14 Bombeo Neumático Continuo².

1.2.1.2 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

En la figura 1.15 se observa el BNI, donde la producción del aceite es periódica, esto es debido a que el gas que es inyectado periódicamente en múltiples puntos o bien en un sólo punto. Un regulador en la superficie controla los tiempos de cada ciclo de inyección-producción. Usualmente se utiliza en pozos con bajos volúmenes de fluido, un alto IP y bajas presiones de fondo, o bien, bajo IP y altas presiones de fondo. Debido a esto las válvulas serán abiertas para inyectar cierta cantidad de gas a distintos tiempos, donde la primera válvula será la que se encuentre por debajo de la columna o bache fluido, el fluido aligerado llegará a la siguiente válvula ubicada más arriba de la primera válvula, donde también será inyectado gas, que levantará aun más este fluido; esto se repite con las demás válvulas hasta llevar el fluido a la superficie.

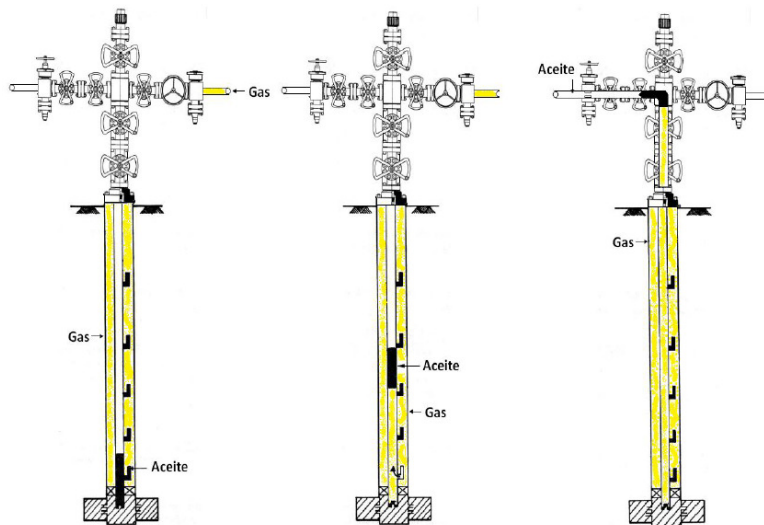


Figura 1.15 Bombeo Neumático Intermitente².

Para el diseño del pozo con BNC o BNI, se deberá de tener en cuenta las características del pozo, el comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento de la P_{wf} y del IP, el tipo de terminación, así como la posible producción de arenas y conificación de agua y/o gas.

Las válvulas deberán ser diseñadas de modo que funcionen como orificio de apertura variable para el caso de BNC o tener un asiento amplio en el caso de querer suministrar un volumen de gas rápidamente para desplazar un bache de líquido en el caso de BNI.

1.2.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO (BH)

El principio de funcionamiento del sistema de BH se basa en transmitir potencia mediante el uso de un fluido presurizado a través de la tubería, este fluido es conocido como fluido de potencia o fluido motriz, este fluido es utilizado por una bomba subsuperficial, la cual transforma la energía del fluido en energía potencial o de presión para el fluido producido, el cual será enviado a la superficie. En la figura 1.16 se ilustra el sistema de BH.

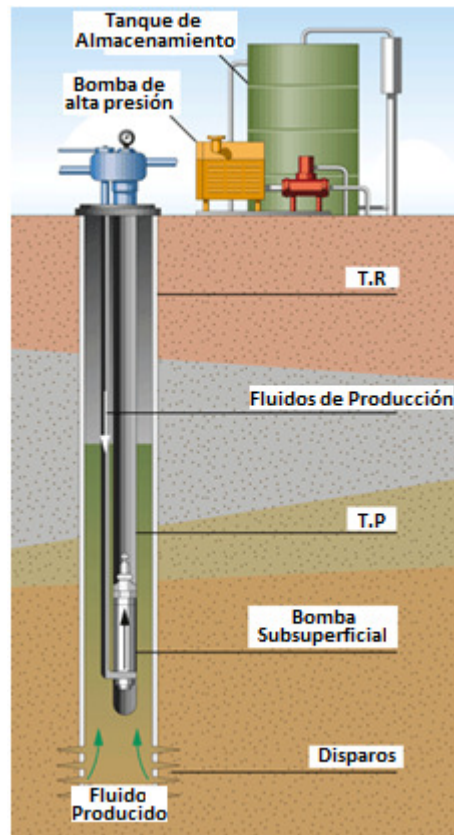


Figura 1.16 Sistema de Bombeo Hidráulico⁵.

El tipo de bombeo a utilizar dependerá del tipo de bomba subsuperficial, siendo estos:

- a) Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.
- b) Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

1.2.2.1 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

En la figura 1.17 se observa el bombeo hidráulico tipo pistón, que consiste de un motor con un pistón reciprocante impulsado por un fluido motriz, este está conectado por un eje corto al final de la bomba. El comportamiento de la bomba es parecido a la bomba de varillas, excepto que la bomba hidráulica es de doble acción, lo que significa que el fluido es desplazado tanto en la carrera descendente como en la carrera ascendente.

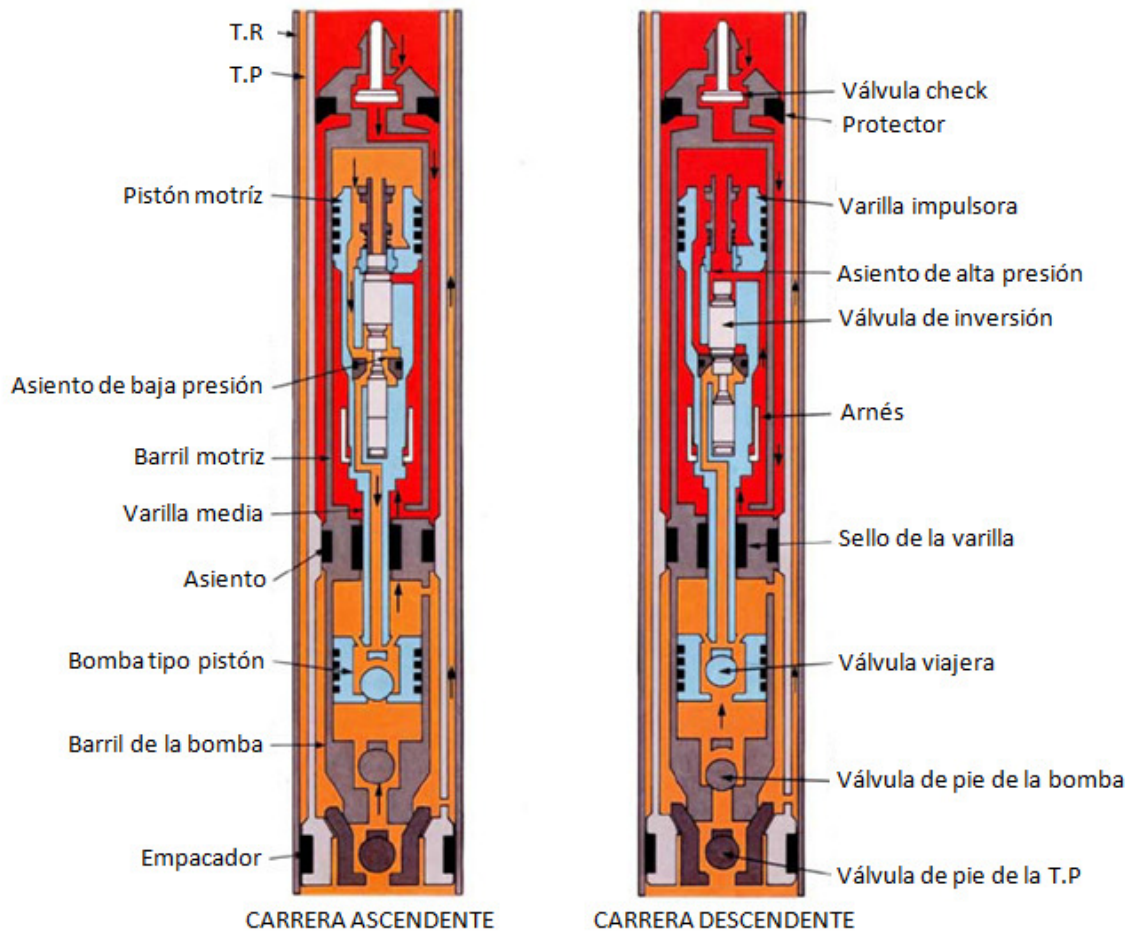


Figura 1.17 Bomba Hidráulica tipo Pistón .

Su funcionamiento se basa en ejercer presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, donde dicha presión será transmitida en todas direcciones con la misma intensidad.

La unidad de bombeo consta principalmente de dos pistones unidos mediante una varilla. El pistón superior es denominado pistón motriz debido a que es impulsado por el fluido motriz, este arrastra al pistón inferior denominado pistón de producción mediante la varilla, el pistón de producción a su vez impulsa el aceite producido.

Debido a que la presión se define como una fuerza que actúa sobre un área, entonces al modifica esta área la fuerza resultante aumentará o disminuirá. Por lo tanto, si el área del pistón producción es igual a la mitad del área del pistón motriz, entonces se tiene que ejercer 1 Kg de fuerza para vencer cada $\frac{1}{2}$ Kg de resistencia que presenta el pistón de producción. Desde el punto de vista volumétrico, se necesita únicamente medio barril de fluido motriz por cada barril de aceite producido. En la figura 1.18 se muestran las relaciones de áreas más comunes entre pistones.

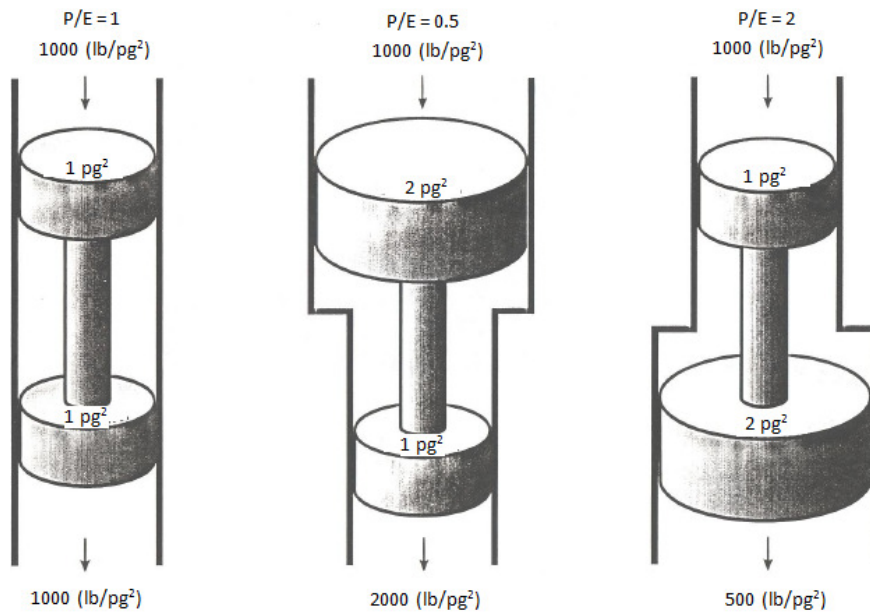


Figura 1.18 Relación de áreas mas comunes entre pistones².

SISTEMAS DE INYECCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ.-

- SISTEMA CERRADO.-** En éste, el fluido motriz superficial y subsuperficial permanece en un conducto cerrado y no se mezcla con los fluidos producidos.
- SISTEMA ABIERTO.-** En éste, el fluido motriz se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo, donde ambos fluidos retornan a la superficie mezclados.

El fluido motriz puede ser agua o aceite, teniendo como práctica común el circular parte del aceite producido como fluido motriz.

El bombeo hidráulico tipo pistón generalmente alcanza gastos de producción en un rango de 135 a 15,000 BPD. Al aplicar el bombeo hidráulico tipo pistón se tienen las siguientes ventajas:

1. Puede operarse en pozos direccionales.
2. Es de fácil adaptación para su automatización.
3. Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
4. Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
5. Puede instalarse en áreas reducidas (plataformas o áreas urbanas).
6. Puede alcanzar profundidades de hasta 5,500 m.

1.2.2.2 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

El bombeo hidráulico tipo jet es similar al bombeo hidráulico tipo pistón, tanto en el principio de funcionamiento, como en las instalaciones superficiales y subsuperficiales. La diferencia radica en la bomba subsuperficial. Los principales componentes de la bomba tipo jet son: la boquilla, la garganta y el difusor, como se observa en la figura 1.19.

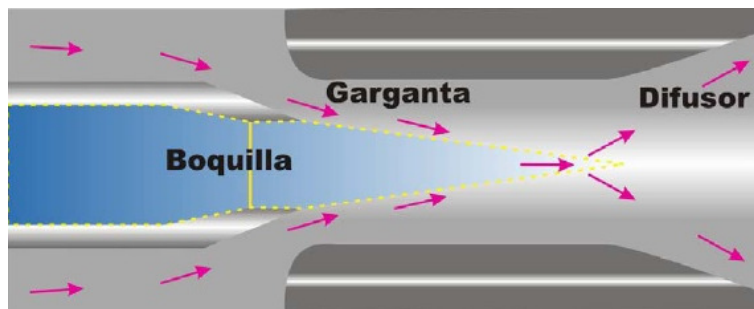


Figura 1.19 Bomba tipo Jet.

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, donde la presión del fluido es convertida a una carga de velocidad debido al cambio de diámetro por donde pasa el fluido motriz. El fluido motriz sale de la tobera a una mayor velocidad y entra en la cámara de fluido de producción, aquí tanto el fluido motriz como el fluido de producción proveniente de la formación se combinan y pasan a través de la garganta de la bomba, donde se mezclan completamente debido a que esta tiene un mayor diámetro. Es en este mismo momento, en el mezclado, donde la energía del fluido motriz es transferida al fluido proveniente de la formación. La carga resultante de la mezcla es suficiente para fluir contra el gradiente de los fluidos producidos, pero esta carga en su mayoría se encuentra en forma de carga de velocidad,

por lo cual la mezcla pasa a través de un difusor de mayor área, el cual tiene la función de convertir la carga de velocidad en una carga estática de columna de fluido, permitiendo así llevar los fluido hacia la superficie. En la figura 1.20 se muestra la bomba hidráulica tipo jet.

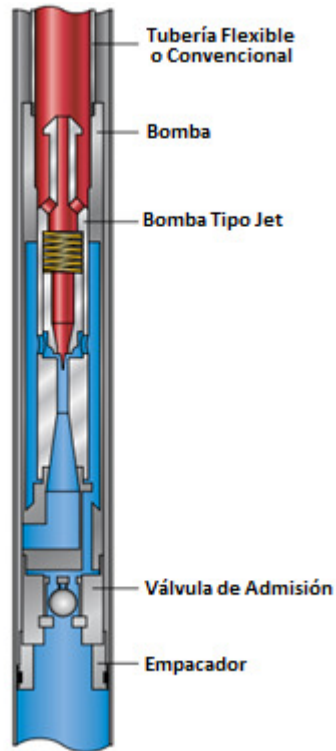


Figura 1.20 Bomba Hidráulica tipo Jet⁶.

Ventajas al aplicar el bombeo hidráulico tipo jet:

- ◆ Aplicable en tubería flexible de 1 ¼ de pg.
- ◆ En pozos direccionales o totalmente horizontales.
- ◆ Aplicable en una amplia variedad de condiciones y configuraciones en el pozo.
- ◆ Puede manejar grandes cantidades de arenas y partículas sólidas.
- ◆ Capaz de manejar crudos de alta viscosidad.
- ◆ La bomba jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.

1.2.3 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)

Un sistema BEC estándar consiste de instalaciones subsuperficiales como una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, intake y/o separador de gas, protector, motor eléctrico y cable de potencia. En sus instalaciones superficiales tiene un transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos

accesorios que aseguran una buena operación como lo son: flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable. En la figura 1.21 se muestra el sistema BEC.

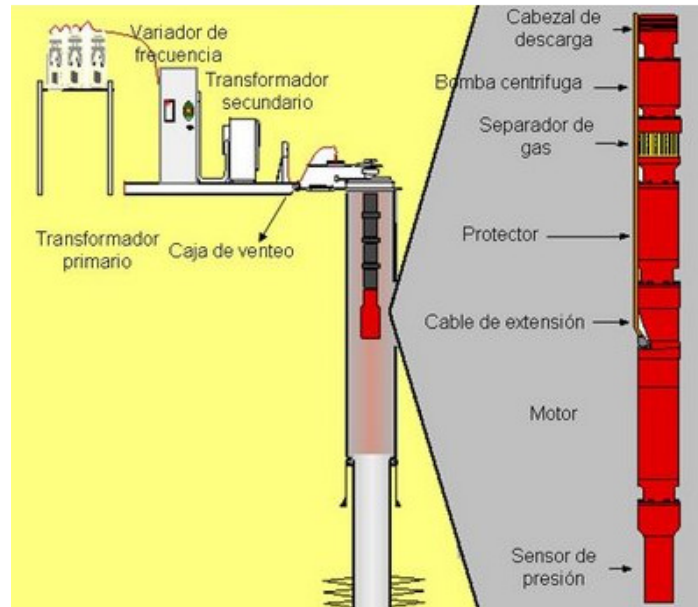


Figura 1.21 Sistema de Bombeo Electrocentrifugo Sumergido².

La bomba electrocentrífuga va instalada dentro del pozo, generalmente esta instalada de tal manera que los fluidos producidos fluyan por dentro de la camisa, la cual fuerza a los fluidos producidos circular alrededor del motor, proporcionando un sistema de enfriamiento natural. El motor recibe la energía necesaria mediante un cable de potencia flejado a la T.P. Por encima del motor se encuentra el protector, el cual provee un sello y equilibra las presiones internas y externas para evitar que los fluidos producidos entren al motor y contaminen el aceite del mismo.

A continuación el fluido de la formación pasa a través del Intake o Separador con el fin de regular la cantidad de gas libre que ingrese a la bomba. Una vez el fluido dentro, la bomba impulsará el fluido a la superficie.

Un pozo candidato a producir artificialmente con el sistema BEC debe tener tales características que no afecten su funcionamiento como lo son las altas RGA, altas temperaturas, presencia de arenas en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, los cuales son factores que afectan la eficiencia del sistema.

Por otra parte este sistema es apropiado para el manejo de altos gastos de producción desde grandes profundidades, para pozos con altos porcentajes de agua y baja RGL.

1.2.4 SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

La figura 1.22 muestra el sistema de bombeo mecánico, que básicamente consiste en instalar en el fondo de la T.P una bomba subsuperficial, la cual succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un émbolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como unidad de bombeo mecánico, siendo accionado por la energía proporcionada de un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía hasta el émbolo a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir a la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, siendo indispensable que la bomba se encuentre completamente sumergida en el fluido del pozo.

Los sistemas de bombeo mecánico consisten esencialmente de cinco componentes:

1. Bomba subsuperficial.- la cual desplaza el fluido del fondo del pozo.
2. Sarta de varilla.- transmite la potencia de la bomba desde la superficie.
3. Unidad superficial.- transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
4. Sistema de engranes.- controlan la velocidad de la máquina o la del motor primario.
5. Motor primario superficial.- suministra la potencia necesaria al sistema.

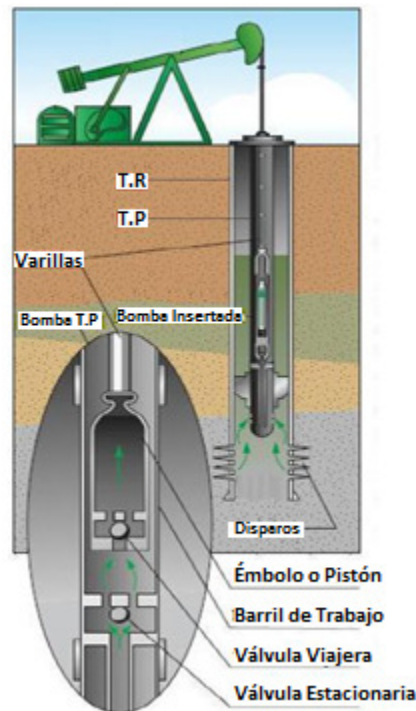


Figura 1.22 Sistema de Bombeo Mecánico⁵.

Usualmente el sistema de bombeo mecánico se aplica cuando se tiene:

- ◆ Bajo IP.
- ◆ No haya producción de arena, o sea muy baja.
- ◆ La presión de fondo fluyendo debes ser suficiente para tener un nivel estático en el pozo.
- ◆ Que no haya depósitos de parafinas.
- ◆ Que la P_{wf} sea mayor a la P_b a la profundidad de la bomba.

Alguna de las limitaciones que presenta son:

- ◆ Desgaste de las varilla y en la T.P. cuando los pozos son desviados.
- ◆ No aplica cuando se tiene altas RGA.
- ◆ Su eficiencia decrece con la profundidad.
- ◆ Por las dimensiones de la unidad no se recomienda en pozos costa afuera.

CLASES DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

1.2.4.1 Unidad Convencional (Clase I).- Se le conoce también como unidad convencional, esta unidad tiene el reductor de engranes colocado en la parte trasera apoyada a la mitad del balancín. Puede tener contrapesos rotativos o contrapesos en el extremo del balancín, la rotación de los contrapesos son usados para contrarrestar el peso de la varilla de succión y del fluido extraído. El esfuerzo del motor principal es aplicado en el extremo del balancín y la resistencia de la carga del pozo está aplicada en el extremo opuesto del balancín, como se observa en la figura 1.23.



Figura 1.23 Unidad Convencional (clase I)².

1.2.4.2 Unidad Mark II (Clase III).- Conocida también como unidad con montaje frontal. El compensador está colocado directamente encima del reductor y se desplaza cerca de la cabeza del balancín produciendo una carrera ascendente y descendente de 195° y 165° , la carrera ascendente reduce la aceleración cuando la carga es máxima con lo que se reduce la carga máxima en la varilla pulida. Además se obtiene una ventaja mecánica al levantar la carga y el factor máximo de torque se disminuye. Los contrapesos son colocados en forma descentrada en la manivela, lo que produce que al principio de la carrera ascendente retarde el torque del pozo y al inicio de la carrera descendente el torque de contrabalanceo queda adelantado como se ve en la figura 1.24.



Figura 1.24 Unidad Mark II (clase III)².

1.2.4.3 Unidad Aerobalanceada (Clase III).- La figura 1.25 muestra la unidad aerobalanceada, la cual se emplea principalmente para bombeo profundo, en bombeo de altos volúmenes con carreras largas y en bombeo de crudos pesados entre otros.



Figura 1.25 Unidad Aerobalanceada (clase III)².

1.2.4.4 Unidad Rotaflex de Bombeo de Carrera Larga.- En la figura 1.26 se observa una unidad de bombeo Rotaflex, la cual ofrece un bombeo eficiente y rentable en pozos profundos, complejos y de alto caudal. Con la unidad Rotaflex, se pueden utilizar bombas a pistón en pozos donde antes sólo operaban bombas electrosumergibles o hidráulicas.

Su larga carrera de (hasta 366 pg, o 9.3 m) y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica. Los gráficos dinamométricos revelados en los pozos que operan con Rotaflex son similares a un gráfico de carga ideal (modelo teórico).

El bombeo con la unidad Rotaflex, reduce la carga estructural sobre el equipo, alargando la vida útil de la instalación de fondo y de la sarta de varillas, ya que la sarta de varillas trabaja a velocidades relativamente constantes.



Figura 1.26 Unidad Rotaflex⁷.

APLICACIONES DE LA UNIDAD ROTAFLEX DE BOMBEO DE CARRERA LARGA:

- ◆ Pozos de alto caudal y alta carga dinámica.
- ◆ Pozos desviados y horizontales.
- ◆ Pozos con alta frecuencia de intervención por problemas de fondo.
- ◆ Operaciones que requieren de ahorro de energía.

CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y BENEFICIOS DE LA UNIDAD ROTAFLEX DE BOMBEO DE CARRERA LARGA:

- ◆ La excepcional longitud de carrera y su diseño único hacen que la unidad Rotaflex sea mucho más eficiente que otras unidades de bombeo. Los ahorros en costos de energía oscilan entre un 15% y un 25%.
- ◆ La velocidad constante y una menor cantidad de ciclos por minuto alargan la vida útil de la unidad de bombeo, de la bomba de fondo de pozo y de la sarta de varillas.
- ◆ La longitud de carrera da lugar a menos ciclos y movimientos de reversa, lo que otorga mayor eficiencia y confiabilidad en el sistema.
- ◆ Su carrera larga y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica.
- ◆ La unidad Rotaflex se entrega totalmente armada, para facilitar su instalación y puesta en servicio.
- ◆ Una longitud de carrera más larga genera un mayor coeficiente de compresión en la bomba, lo que minimiza los problemas de bloqueo por gas.
- ◆ El sistema de inversión de movimiento es totalmente mecánico y su excepcional confiabilidad está avalada por más de 20 años de uso en el campo.
- ◆ La banda de carga para servicio pesado que conecta el sistema de potencia con la sarta de varillas de bombeo, actúa como amortiguador de choques, lo que reduce eficazmente la fatiga de todo el sistema, alargando su vida útil.
- ◆ El pequeño radio de la corona, reduce notablemente la demanda de torque necesaria y permite el uso de un motor y de un reductor más pequeños, que son más económicos de operar.

1.2.4.5 Unidad Hidroneumática (Tieben).- La figura 1.27 muestra la unidad Hidroneumática, la cual es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, cuyo principio de funcionamiento es sobre la base de presiones hidráulicas compensadas debido a la compresión y expansión del nitrógeno (N_2), este nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador que soporta $2/3$ de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico convencional.

Con el principio hidroneumático se pueden levantar cargas de hasta 40,000 lbs en la varilla pulida, con una carrera efectiva máxima de 120 pg y con hasta ocho emboladas por minuto; éstas pueden ser modificadas según las necesidades de la operación. Los componentes de la unidad de bombeo mecánico hidroneumático se ilustran en la figura 1.28.



Figura 1.27 Unidad Neumática (Tieben)².

ELEMENTOS DE LA UNIDA HIDRONEUMÁTICA (Tieben):

- ◆ **Acumulador.**- Es un cilindro con un pistón flotante en su interior, en el cual actúan dos fluidos; aceite hidráulico y nitrógeno (N₂) comprimido. El acumulador genera el efecto de los contrapesos.
- ◆ **Cilindro actuador.**- Es el cilindro que está compuesto por dos pistones adheridos a una varilla pulida, estos pistones generan tres cámaras en las cuales actúa el aceite hidráulico.
- ◆ **Motor.**-Elemento que propicia la potencia necesaria a la bomba hidráulica.
- ◆ **Bomba hidráulica.**- Unidad provista de 130 cm³, con una bomba simple o de 75 cm³ cuando se trata de una bomba doble.
- ◆ **Tanque de aceite hidráulico.**- Almacenador del aceite hidráulico con una capacidad de hasta 360 litros.
- ◆ **Contenedor de nitrógeno (N₂)**
- ◆ **Pedestal.**- Torre de aproximadamente 7 m, en la cual se alojan los sensores para el cambio de dirección de la carrera y del elevador, los cuales están unidos por la varilla de succión en uno de los extremos del cilindro actuador y en el otro extremo por la varilla pulida.

SISTEMA DE SEGURIDAD DE LAS UNIDADES DE BOMBEO MACÁNICO HIDRONEUMÁTICO:

- ◆ **Sensor de separación de la varilla pulida.-** Este sensor se coloca al elevador, el cual se desliza por el pedestal. Estos sensores son magnéticos por lo que se coloca un disco de metal sobre la grampa superior para que el sensor esté actuando permanentemente, en el caso de que la varilla pulida se detenga, la separación del sensor y el plato metálico no será la misma, por lo que se detendrá la unidad, hasta que la distancia del sensor-plato se restablezca.
- ◆ **Limitador de presión.-** Esta limitante es regulada de acuerdo a la carga a levantar; al exceder esta limitante el equipo se detendrá quedando asentada la falla.
- ◆ **Sensor de nivel de fluido hidráulico.-** Cuando el nivel no es seguro para realizar una operación el equipo se detendrá.
- ◆ **Sensor de temperatura.-** La temperatura no podrá exceder los 65°C.

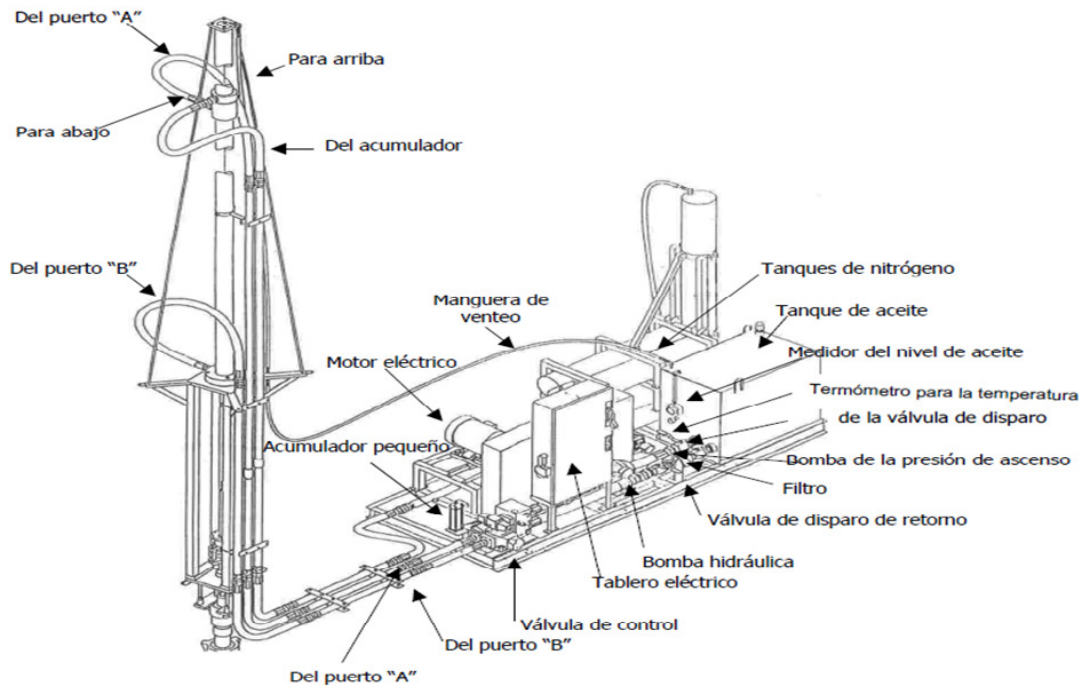


Figura 1.28 Componentes de la unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático².

1.2.5 SISTEMA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El sistema de bombeo de cavidades progresivas consta fundamentalmente en su equipo superficial de: motor, cabezal de rotación o cabezal de accionamiento, relación de transmisión, estopero, varilla pulida y la grampa. En los aditamentos de su equipo subsuperficial se tiene, varilla, rotor, estator, separador de gas y accesorios de la bomba como lo son el pin o niple de paro, ancla de torsión y centradores. En la figura 1.29 se ilustra el sistema de bombeo de cavidades progresivas.

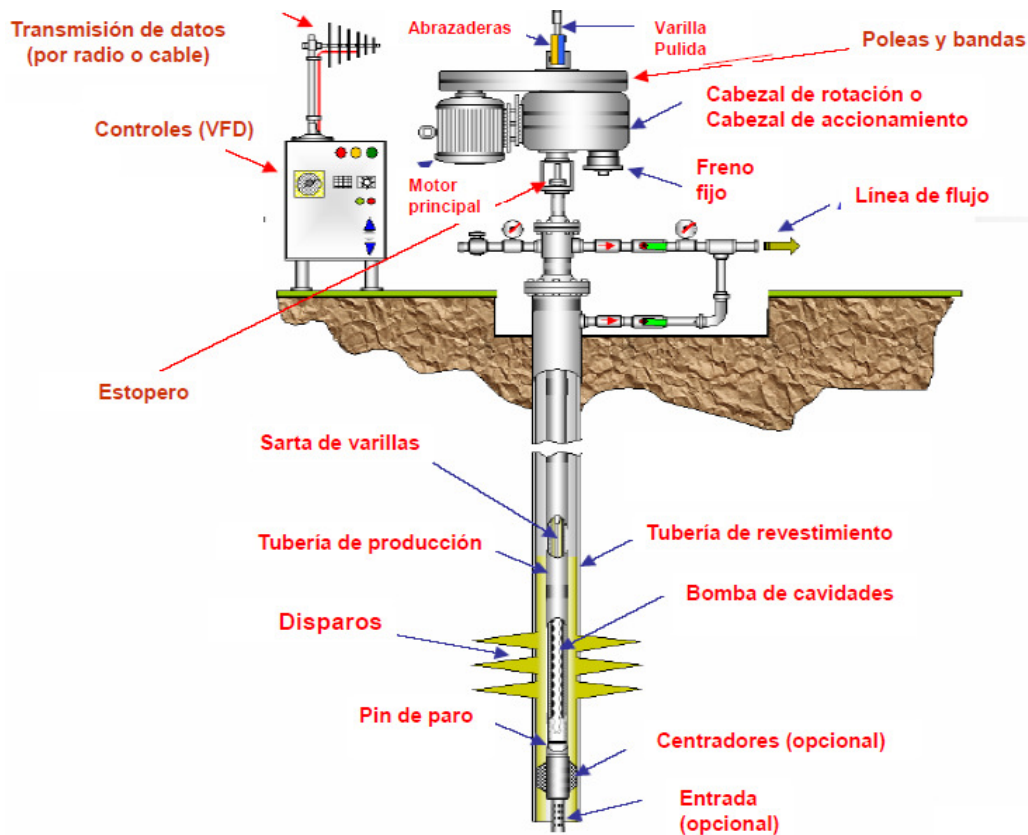


Figura 1.29 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas².

El principal aditamento del sistema de cavidades progresivas es su bomba de desplazamiento positivo, ilustrada en la figura 1.30, la cual, consiste principalmente de un rotor que gira excéntricamente dentro de un estator, donde la excentricidad entre ellos hace que al girar se formen cavidades selladas, las cuales desplazan el fluido de abajo hacia arriba. En la parte inferior el fluido es succionado gracias a que el rotor gira dentro del estator provocando que se creen una serie de cavidades idénticas pero separadas, las cavidades tienen un giro helicoidal de manera ascendente, lo cual hace que el fluido vaya hacia arriba y sea descargado, creando así la acción de bombeo.

Dos condiciones son necesarias para obtener las cavidades cerradas, y estas son:

- ◆ El rotor debe tener un lóbulo menos que el estator y cada lóbulo debe estar siempre en contacto con la superficie interna del estator.
- ◆ El rotor y estator deben construir longitudinalmente dos engranes helicoidales.

Existen diversas configuraciones de la bomba de cavidades progresivas, las cuales dependen de la relación de lóbulos entre el rotor y el estator.

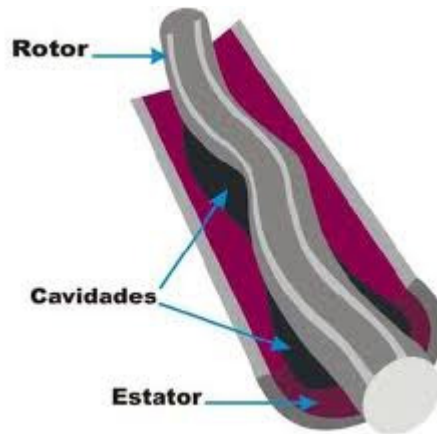


Figura 1.30 Bomba subsuperficial.

Rotor.- El rotor tiene la forma de tornillo sin fin, se construye en acero de alta resistencia y un cromado en la parte superficial. Este se conecta a la sarta de varillas la cual transmite el movimiento de rotación desde la superficie. En casos donde estén presentes agentes corrosivos o acidificantes en alta concentración, se utiliza el acero inoxidable por su capacidad de resistencia. Este material tiene la desventaja de ser susceptible a la abrasión y es mas costoso que el tradicional (acero al carbón) por lo que su aplicación se restringe a casos especiales.

Estator.- El estator consiste en un cilindro de acero con un cuerpo de elastómero pegado internamente. El elastómero es sintético moldeado en forma de doble hélice. El proceso de fabricación del estator consiste en la inyección del elastómero al tubo. El primer paso es recubrir la superficie interna de estator con un adhesivo, después se inyecta el polímero a alta presión y temperatura entre la camisa de acero y un núcleo.

Elastómero.- El elastómero es la base del sistema de cavidades progresivas, este se moldea al perfil de doble hélice del estator. Su selección correcta prolongará la vida del sistema beneficiando en lo económico y técnico. De acuerdo a las condiciones del pozo (temperatura, presión, agentes corrosivos, etc.) se seleccionarán los materiales a utilizar en el diseño del elastómero. Los elastómeros dentro de la industria petrolera están fabricados a partir de tres compuestos químicos: nitrilo, nitrilo hidrogenado y fluoroelastómeros.

Entre las ventajas que ofrece el sistema de cavidades progresivas están:

- ◆ Desplazamiento de fluido altamente viscosos, de alta concentración de solidos y gas libre moderado.
- ◆ Baja formación de emulsiones por la constante agitación y desplazamiento del fluido.
- ◆ No tiene válvulas por lo que no hay candado de gas o atascamientos.
- ◆ Bajos costos.

El sistema es apropiado para aplicarse en:

- ◆ Aceite pesado con hasta 50% de arena.
- ◆ Aceite medio, limitado en el contenido de H₂S.
- ◆ Aceite ligero limitado en el contenido de aromáticos.
- ◆ Extracción de agua en pozos productores de gas.
- ◆ Yacimientos maduros con flujo de agua.

Desventajas del sistema de cavidades progresiva:

- ◆ Producción de 2,000 a 4,000 BPD.
- ◆ Profundidad de 1,800 a 3,500 m.
- ◆ Temperatura de 130 a 178 °C.
- ◆ No es recomendable para pozos horizontales o direccionales.

Debe tenerse en cuenta que una de las principales limitaciones del sistema de cavidades progresivas radica en el elastómero, este reviste el interior del estator y hace posible el sellado entre las cavidades. De tal manera que el elastómero puede inflarse o deteriorarse por la exposición a ciertos fluidos.

1.2.6 SISTEMA DE ÉMBOLO VIAJERO

El sistema de émbolo viajero es empleado cuando se tienen problemas de remoción de líquidos en pozos de gas, básicamente el sistema permite la extracción de líquidos estancados en el fondo del pozo debido a caídas de presión que generan condensación de hidrocarburos. El fluido es extraído mediante un émbolo, el cual en su carrera descendente carga el fluido y en su carrera ascendente lo descarga. La figura 1.31 muestra el sistema de émbolo viajero.

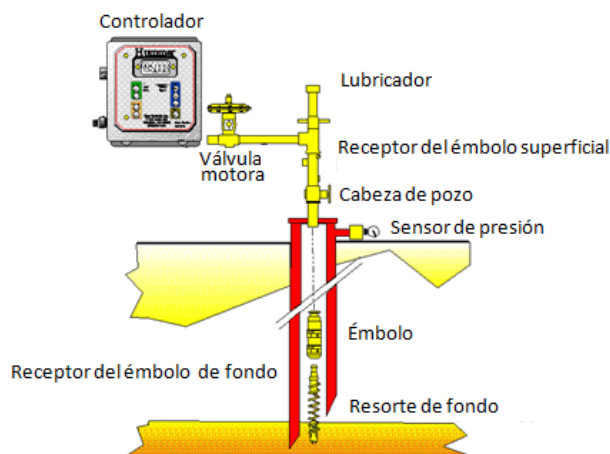


Figura 1.31 Sistema de Émbolo Viajero.

Los principales componentes del sistema de émbolo viajero son:

- ◆ Controlador de cabeza de pozo.
- ◆ Lubricador.
- ◆ Válvulas motoras.
- ◆ Resorte de fondo.
- ◆ Pistón.

El sistema cuenta con un émbolo viajero de acero con un dispositivo de válvula simple localizado en la sarta de la T.P. En el fondo de la T.P. esta instalado un asiento el cual cumple la función de permitir el paso de los fluidos de la formación a la T.P.

Cuando el émbolo cae, los fluidos que se habían acumulado pasan a través de este y llegan al asiento en el fondo de la T.P, provocando así el cierre de la válvula localizada en el émbolo, y el cierre de la T.P en su extremo inferior. En consecuencia la presión de fondo fluyendo se eleva de tal modo que es mayor que la presión ejercida por el peso del émbolo y de los fluidos en la T.P, haciendo que el émbolo y el aceite acumulado se eleven por la T.P hasta la superficie.

En el extremo superior de la T.P por arriba de la línea de flujo está ubicado un amortiguador, el cual tiene la función de retener al émbolo, es aquí cuando la válvula del émbolo abre y libera la presión hacia la línea de flujo permitiendo al émbolo descender. Mientras el émbolo cae, el fluido proveniente del pozo descarga en la T.P debido a la contrapresión de la trampa, tan pronto como el émbolo llega al fondo el ciclo se repite. La figura 1.32 ilustra el ciclo del émbolo viajero.

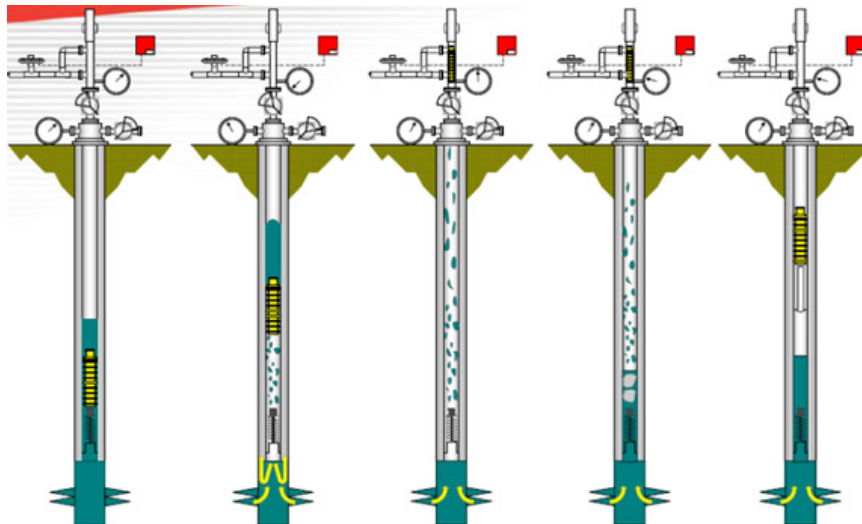


Figura 1.32 Ciclo del Émbolo Viajero².

El sistema de émbolo viajero es deficiente en pozos con producción de arenas, pero tiene algunas ventajas como lo son:

- ◆ Prolonga la vida productiva en pozos con problemas de acumulación de líquidos.
- ◆ Remoción de líquidos en pozos de gas.
- ◆ Control de parafinas e hidratos.

1.2.6.1 Sistema de Bombeo Neumático Intermitente (BNI) con Émbolo Viajero.-

Consiste de un muelle amortiguador en el fondo, lubricador con conexión en T, muelle amortiguador y receptor en superficie, controlador para abrir y cerrar el pozo, y por supuesto, pistón libre. También requiere de una superficie interna de T.P lisa y un diámetro uniforme.

La energía del gas es usada para empujar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta la superficie. Después de producir el gas con el bache, el pozo se cierra y el pistón cae de nuevo al fondo. El aumento en la presión de gas se inicia de nuevo y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, tras lo cual, se abre de nuevo el pozo y se repite el ciclo.

1.2.6.2 Chamber Lift.-

Chamber Lift o levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del Gas Lift, que opera cíclicamente; permite alternadamente el ingreso del crudo e inyección de gas a la cámara desde la superficie para desplazar el crudo acumulado, como se ve en la figura 1.33.

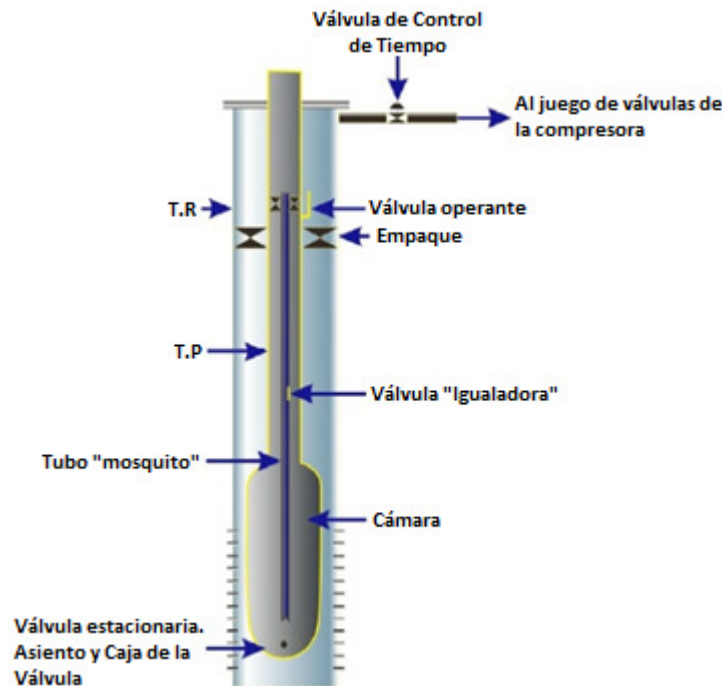


Figura 1.33 Instalación de Chamber Lift.

Las partes esenciales que se requieren en este método de producción artificial son mostradas esquemáticamente en la figura 1.33, así como y las funciones que cada una desempeña son descritas por el ciclo de producción de la cámara.

1. Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo "mosquito" permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la presión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.
2. A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre a válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular entre la T.R y la T.P arriba del empacador. La presión en la T.R se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito y la T.P. La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido a la alta diferencia de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro de la T.P.
3. Para un segundo intervalo de tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre la T.R y la T.P. La presión en la T.P cae y la válvula de operación se ajusta de tal forma que se cierra en cuanto el bache de líquido alcance la superficie, o inmediatamente después. De esta forma se completa el ciclo.

Referencias.

1. Ramírez Sabag, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares. *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007, 354 p.
2. M.I. Lucero Aranda, Felipe de Jesús *“Apuntes de sistemas artificiales de producción”* Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
3. M.I Gómez Cabrera, José Ángel *“Producción de pozos 1”* Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
4. Clegg J.D., Bucaram S.M. and Hein Jr N.W. *“New recommendations and comparisons for artificial lift method selection”* Artículo de la SPE 24834, 1992.
5. Schlumberger, *“Artificial lift for high-volume productions”*, http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors99/spr99/lift.ashx
6. Weatherford, *“Pumping units”*, <http://www.weatherford.com/dn/WWW018972>
7. Weatherford, *“Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga”*, <http://www.weatherford.com/Products/Production/ReciprocatingRodLift/Long-StrokeUnits/>

CAPITULO 2

*Fundamentos y
Aplicaciones del
Bombeo
Electrocentrífugo
Sumergido BEC.*

INTRODUCCIÓN:

La primera aplicación del BEC para un pozo petrolero fue en 1929, y desde entonces ha probado ser un SAP eficiente y económico. Como todo sistema, el BEC tiene sus ventajas y desventajas, debido a esto no siempre puede ser el candidato para su implementación ya que el pozo debe reunir ciertas características que no afecten su funcionamiento, como las altas RGA, altas temperaturas, presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, los cuales son factores que se reflejarán en la eficiencia del sistema.

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

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

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

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

2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

El sistema BEC tiene componentes subsuperficiales como lo son: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, bola colgadora, cable superficial, caja de venteo, tablero de control y transformador.

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

En la figura 2.1 se muestran los elementos básicos del sistema BEC. La integración de los componentes es esencial ya que cada uno de estos ejecuta tareas específicas con las cuales se obtiene las condiciones de operación deseadas para la obtención del gasto requerido en superficie.

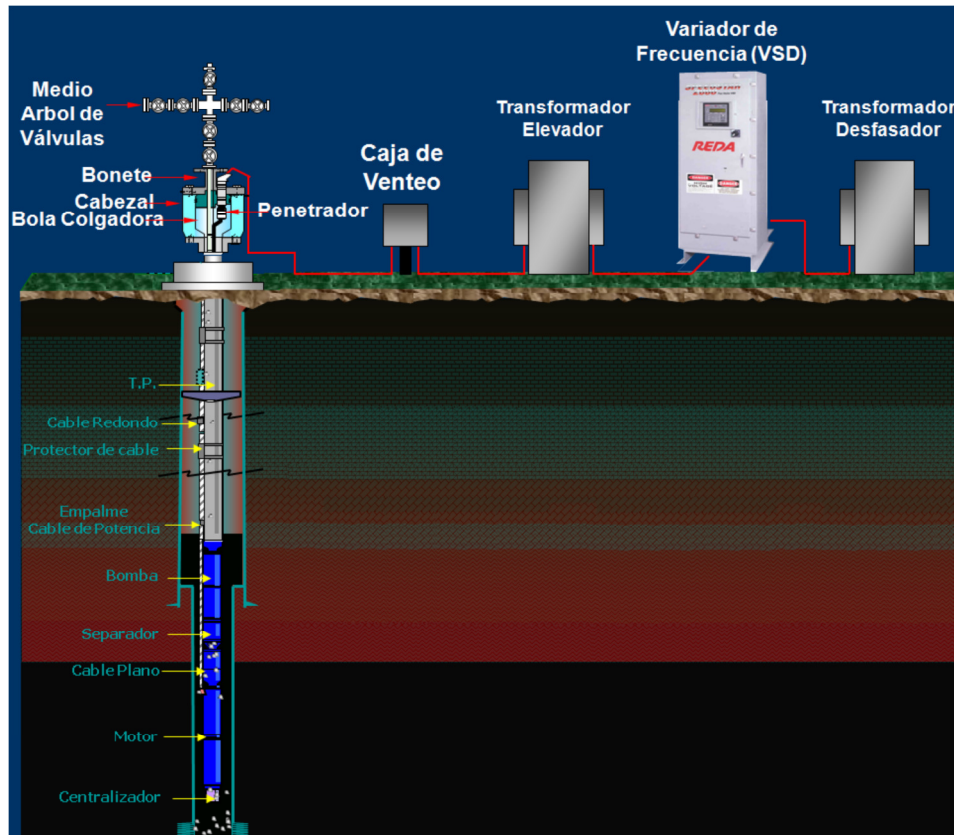


Figura 2.1 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido⁴.

2.1.1 COMPONENTES SUBSUPERFICIALES

MOTOR ELÉCTRICO^{4,6}

El motor puede ser bipolar, trifásico, tipo jaula de ardilla y de inducción, se encuentra colocado en la parte inferior del aparejo, la energía que lo suministra llega a él a través de un cable que va hasta la superficie. Resiste altos esfuerzos de torsión al arranque permitiendo que llegue a su velocidad de operación en menos de 15 ciclos con lo que evita una sobre carga prolongada en la línea eléctrica.

El interior del motor se encuentra lleno con aceite mineral característico por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. El aceite permite que el calor generado por el motor sea transferido a la carcasa, y de esta a los fluidos del pozo, los cuales pasan por la parte externa de la carcasa. Pruebas de laboratorio indican que la velocidad a la que debe circular el fluido en el exterior del motor para lograr un enfriamiento adecuado es de 1 pie/seg.

Los requerimientos de amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amps y se logra mayor potencia, aumentando la longitud de la sección del motor: cuando este es sencillo, puede tener aproximadamente 30 pies de largo y desarrollar de 200 a 250 Hp, mientras que otros integrados en tandem alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 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. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje.

En pozos muy profundos, la economía es un factor importante: con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y más caro. La figura 2.2 muestra los componentes de un motor eléctrico.

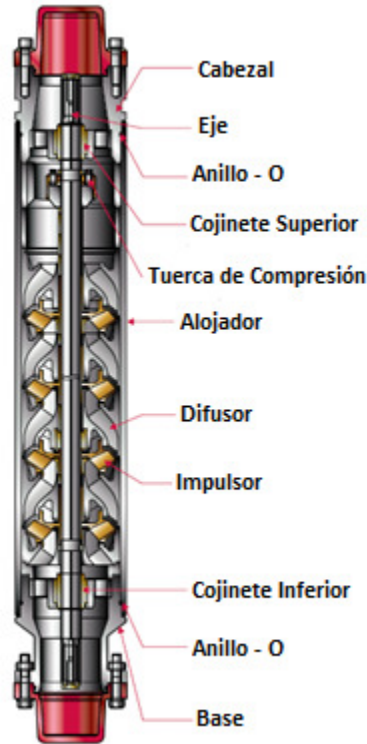


Figura 2.2 Motor Eléctrico⁴.

Camisa del motor en operaciones BEC.- El enfriamiento se obtiene mediante la transferencia de calor al fluido del pozo que pasa por el motor a través de un aceite altamente refinado que además provee resistencia dieléctrica, lubricación y buena conductividad térmica. Para los casos en que la T.R es grande y la productividad del pozo es pequeña, la alternativa es usar camisa de motor (motor jacket) para incrementar la velocidad del fluido y obtener mejor enfriamiento. Otra alternativa de optimizar el enfriamiento es la de instalar un centralizador entre motor y motor, con la finalidad de que los motores no estén recostados sobre la pared de la T.R y se tenga una transferencia de calor y enfriamiento uniforme y óptimo.

Rotor.- Es uno de los componentes internos del motor, es el que genera los Hp del motor. Por ejemplo: un motor de 150 Hp que consta de 10 rotores, cada uno de ellos aporta 15 Hp.

Estator.- Es el embobinado del motor electrosumergible y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en pozos con BEC debe de tenerse en cuenta varios factores, como la temperatura del fondo del pozo, la posición de colocación, etc.

Cojinetes del motor.- Son componentes internos del motor y son elementos estáticos, cuya función es la de fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda la configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

Eje.- Es el componente interno del motor que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento. Dentro de la optimización que se ha generado en la calidad de los ejes, existen en el mercado ejes desde estándar hasta ejes de alta resistencia.

Zapata del motor.- Se conoce también como cojinete de empuje (Thrust bearing) y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores. Se encuentra instalado en la parte superior del motor y su configuración puede ser direccional o bi-direccional.

Bloque aislante.- Es el componente del motor superior (upper tandem) donde va conectado la mufa y el cable de extensión del motor. La conexión durante la instalación del equipo BEC, es muy delicada debido a que una mala instalación del cable de extensión o alguna migración de alguna suciedad o fluido al motor superior puede ocasionar cortocircuito en el bloque aislante o en la mufa (Pothead).

Aceite dieléctrico.- Es un aceite mineral o sintético que provee la lubricación y enfriamiento de los componentes internos del motor. Está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas. En toda aplicación del sistema BEC siempre se debe de usar aceite nuevo en el pozo cuando se empiece a realizar el servicio a los motores, ya que un aceite dieléctrico expuesto a las condiciones atmosféricas pasa por un proceso de degradación del aceite, perdiendo sus propiedades dieléctricas y no es apto para la aplicación en el sistema BEC.

Bujes.- Se encuentran localizados entre el eje y el cojinete (rotor-rotor) y el elemento dinámico que gira junto con el rotor. El material que es fabricado es de menor resistencia que el cojinete del motor, generalmente es de bronce.

PROTECTOR⁶

El protector mostrado en la figura 2.3 o también llamado sección sellante, se encuentra localizado 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, adicional a las siguientes funciones:

- ◆ Conectar la carcasa de la bomba con la del motor y une rígidamente la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
- ◆ Aloja un cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
- ◆ Evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.
- ◆ Provee un receptáculo para compensar la expansión y contracción del aceite lubricante del motor, debidas al calentamiento o enfriamiento de este, cuando la unidad está trabajando o sin operar. Esta función equivale a igualar la presión interna en el motor con la presión externa del pozo.

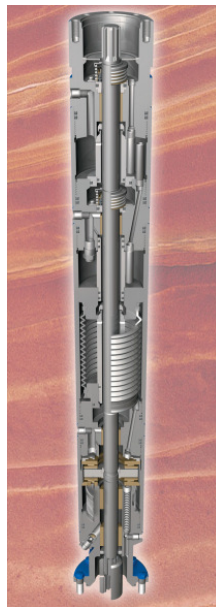


Figura 2.3 Protector⁴.

Sello mecánico.- Es el componente de la sección sellante, cuya función principal es de evitar la migración de fluido del pozo a la cámara inferior del sello y por consiguiente que no llegue este fluido hacia el motor BEC. Existen en el mercado diferentes tipos de sellos mecánicos y de diferente material. Los principales componentes de un sello mecánico son el bellow, spring, o ring, snap ring y accesorios.

Los sellos mecánicos están ubicados desde la parte superior hasta la parte inferior y su número depende del diseño requerido para la operación, por ejemplo en un sello que tenga 3 cámaras pueden haber instalados dos sellos mecánicos.

Cojinete de empuje (Thrust bearing).- También se le conoce como zapata y su función principal es absorber la carga axial de la bomba, y la capacidad de carga depende del tipo de bomba que esté instalada. Sus principales componentes son el rodete (Thrust runner), cojinete superior y cojinete inferior y un film de aceite hidrodinámico para su lubricación durante su operación.

El tipo de zapata y calidad depende del requerimiento del operador y a las condiciones de fondo que va a trabajar. Existen en el mercado zapatas estándar, de alta temperatura, alta carga axial, etc.

Configuración del sello.- La configuración del sello puede ser laberíntico o de bolsas. El número de cámaras y bolsas depende del requerimiento del operador y del número de secciones que tiene el sello. Hay diferentes factores que se deben tener en cuenta para la configuración, entre ellos si el equipo BEC se va instalar en un pozo vertical o direccional, densidad del fluido, temperatura de fondo, tipo de bomba instalada, corte de agua, etc., entre otros factores.

Eje.- Es el componente interno del sello que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueca para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del protector, con la finalidad de brindar lubricación y tienen comunicación con el motor BEC. Dentro de la optimización que se ha generado en la calidad de los ejes, existen en el mercado ejes desde estándar hasta ejes de alta resistencia.

Carcaza del sello.- Es la coraza del sello en que vienen alojados sus componentes internos. Es fabricado de diferentes materiales, tales como acero con bajo contenido de carbono, acero ferrítico, acero inoxidable, etc. En toda aplicación del sistema BEC se debe tener muy en cuenta las condiciones en que va a operar el equipo de fondo para seleccionar el tipo de material de la carcaza del sello, por ejemplo en pozos de alto corte de agua hay que tener en cuenta el grado de corrosión, tener en cuenta la corrosión galvánica, los químicos que se inyectarán, entre otros factores.

SEPARADOR DE GAS^{5,6}

En la figura 2.4 se muestra el separador de gas, el cual es un componente utilizado en pozos que presentan altos volúmenes de gas, ya que ayuda a eliminar la presencia de gas libre en el sistema BEC. Se encuentra colocado entre la bomba y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión al espacio anular. La implementación de este componente en el sistema permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que disminuye los efectos de capacidad de carga en el motor producida por la presencia del gas.

Se emplean dos tipos de separadores: Convencional y Centrífugo. Donde el Separador Convencional consiste en invertir el sentido de flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Es recomendable en pozos donde, a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes.

El Separador Centrífugo en sus orificios de entrada recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos, por la 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 a la succión de la bomba y desvía es gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la T.P.

Es importante hacer mención que la total eliminación del gas no es necesariamente la mejor manera de bombear el pozo. Y que por una parte el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que entrega la bomba a la descarga se incrementa, debido a una menor RGA de la columna hidráulica en la T.P.

Los factores que causan la presencia de gas libre en el interior de la bomba son: el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de eficiencia, fluctuación de carga en el motor, posible efecto de cavitación, etc. La eficiencia de estos separadores de gas está en el rango del 80% al 95%, sin embargo esta eficiencia se ve afectada por los volúmenes manejados, composición y propiedades del fluido. A volúmenes menores de producción la eficiencia es mayor, de allí que se debe tener en cuenta el manejo de altos volúmenes de producción para establecer el porcentaje de eficiencia del diseño.



Figura 2.4 Separador de Gas⁴.

BOMBA CENTRÍFUGA SUMERGIBLE^{4,5,6}

En la figura 2.5 se muestra una bomba electrocentrífuga sumergible, su función principal es la de imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo.

Son del tipo centrífugo de múltiples etapas, donde cada etapa consiste de un impulsor (dinámico) y un difusor (estático), el número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.



Figura 2.5 Bomba Electrocentrífuga Sumergible⁴.

Cada etapa provee una altura determinada de fluido por ejemplo si para producir 2,500 barriles tenemos una carga dinámica de 3,000 pies y la bomba seleccionada levanta 30 pies por etapa, el número total de etapas requeridas es $3,000 \text{ pies} / 30 \text{ pies/etapa} = 100 \text{ etapas}$.

En una bomba de impulsores flotantes, estos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente o en empuje descendente en los cojinetes cuando están en operación. Estos empujes a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante. Mientras que en la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores lo amortigua un cojinete en la sección sellante.

Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba. Una bomba operando a un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente.

Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independiente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluido de ahí que: la presión desarrollada por un bomba centrífuga sumergible depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a la longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneja agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de densidad diferente.

La bomba tiene un rango de operación óptimo. Si se opera por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente o descendente reduce la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es muy importante determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo. De acuerdo a estudios e investigaciones que se han realizado durante las inspecciones de las bombas en operaciones BEC foráneas, se ha concluido que es recomendable iniciar una operación BEC en el límite superior de la zona de empuje ascendente. Esto se ha corroborado por el tiempo de vida de los equipos BEC bajo este esquema de diseño.

CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA

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; las cuales indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba; así como, la potencia al freno en cada caso.

Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa 1.0 y 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 al freno. El incremento de presión se convierte a 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.

Las gráficas de curvas características para una bomba se realizan de la siguiente manera:

- 1) El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
- 2) La altura total de elevación o carga hidráulica, se determina fijando la altura de succión mediante un vacuómetro y la altura de descarga mediante un manómetro.
- 3) La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
- 4) El número de revoluciones por minuto se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.
- 5) La eficiencia se obtiene al despejarla de la fórmula de la potencia.

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se van construyendo las curvas características de la bomba.

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables, lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, por ejemplo a 3,500 rpm, en este caso el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 5,300 pies, para lo cual, se requiere una potencia de 40 Hp, todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo: la curva de capacidad de carga, baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto.

Continuando con la apertura de la válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, la eficiencia y la potencia. 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 operación:

◆ *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 del 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 de carga y potencia vs gasto, incluye información respecto al diámetro de la T.R 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 al ciclaje (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 T.R existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado a 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 fluyendo, 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 martillo 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.

CABLE CONDUCTOR ELÉCTRICO^{4,6}

El cable conductor eléctrico transmite la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor en el fondo del pozo para impulsarlo. El cable es elegido de tal manera que satisfaga los requerimientos de voltaje y amperaje del motor, además del aislamiento requerido por las propiedades del fluido a producir.

El cable de potencia consiste de tres fases de conductores aislados individualmente, como se muestra en la figura 2.6, donde los conductores son cubiertos con un material protector y finalmente se protegen del daño químico, abrasivo y mecánico con una cubierta y un blindaje.



Figura 2.6 Cable Conductor Eléctrico¹.

El conductor del cable puede ser de cobre o aluminio y el rango de tamaños de cable van del #1 al #6, donde normalmente para la alimentación de potencia se utiliza el #1 y para conexión al motor suelen ser de #4, #5 y #6. La configuración del cable de potencia puede ser redonda o plana, usualmente la configuración es redonda con la excepción de que el espacio entre T.P. y T.R sea reducido se requiera correr con configuración plana. El tamaño del cable se determina por el amperaje y voltaje del motor, así como el espacio disponible entre la T.P y la T.R.

Considerando la longitud de un conductor para la aplicación de un voltaje dado, los volts por pie disminuyen con forme el alambre es mas largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye, lo que resulta en una reducción de la corriente, en otra palabras, la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor.

Cuando la sección transversal o diámetro del alambre es mayor, tiene un efecto contrario sobre la resistencia, ya que el número de electrones libres por unidad de longitud se incrementa con el área. Bajo esta condición la corriente se incrementa para una fuerza electromotriz (fem) dada, ya que se mueven más electrones por unidad de tiempo, lo que quiere decir que, la resistencia es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor.

La instalación del cables se realiza fijándolo en la parte externa de la T.P con flejes, usualmente se colocan de 3 a 4 flejes por lingada. En la sección que corresponde a los componentes del aparejo de producción se recomienda colocar flejes cada metro debido a que esta sección es de mayor diámetro y el cable puede dañarse al introducir el aparejo, también en esta sección adicionalmente se instalan protectores llamados guarda cables. A lo largo de esta sección la configuración del cable es plana y se la llama extensión de la mufa, la cual constituye el contacto con el motor.

La unión de la extensión de la mufa y el cable conductor se denomina empate; su elaboración se realiza cuidadosamente en la localización del pozo, ya que constituye una de las partes débiles de la instalación. Un empate también puede ser necesario en cualquier punto a lo largo del cable, donde se detecte una falla del mismo o donde la longitud del cable sea insuficiente para llegar a la superficie.

Cable de Potencia con tubo capilar.- Dentro de las aplicaciones del cable de potencia en el sistema BEC, actualmente en la industria se tiene la opción de instalar el cable de potencia con un tubo capilar o 2 tubos capilares, lo cual facilita la inyección de productos químicos tales como anticorrosivos, diluyentes, antiespumantes, anti scale (incrustaciones) etc., desde la superficie.

Esta opción de usar tubo capilar ilustrado en la figura 2.7, facilita la operación BEC, principalmente cuando hay formación de asfáltenos, parafinas, formación de incrustaciones, producción de petróleo con alto corte de agua, petróleos pesados, etc.



Figura 2.7 Cable de potencia con tubo capilar¹.

2.1.2 COMPONENTES SUPERFICIALES^{4,6}

BOLA COLGADORA

La figura 2.8 nos muestra la bola colgadora, que es un dispositivo que va montado en el árbol de válvulas. En él, la T.P se sostiene además de permitir el paso de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre la T.P y la T.R para evitar la fuga de los fluidos a la superficie. Está construida de acero y cubierta de neopreno. En instalaciones marinas el paso de los conductores del cable, lo tiene integrado y su contacto es como el de la mufa.



Figura 2.8 Bola Colgadora².

CAJA DE VENTEO

La caja de venteo mostrada en la figura 2.9 es instalada por cuestión de seguridad y va entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a través del cable superficial y llegar hasta la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de venteo los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando la posibilidad de que el gas pueda llegar a la instalación eléctrica.



Figura 2.9 Caja de Venteo².

TABLERO DE CONTROL

El tablero de control mostrado en la figura 2.10 permite realizar las operaciones del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desee tener, se seleccionan los dispositivos necesarios para integrar el tablero. Este puede ser sencillo y tener sólo los controles de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para el restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadoras de la causa del paro, amperímetro y otros dispositivos para control remoto. Los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.



Figura 2.10 Tablero de Control².

TRANSFORMADOR

El transformador mostrado en la figura 2.11 es utilizado para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo, algunos están equipados con interruptores “taps” que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un sólo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.



Figura 2.11 Transformador².

CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE

El controlador de velocidad variable, mostrado en la figura 2.12, 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 30Hz a 90 Hz. Lo que implica su amplio rango de velocidades, y por lo tanto de gasto que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto, una baja frecuencia, los disminuye.



Figura 2.12 Controlador de Velocidad Variable².

Es instalado cuando los pozos son dinámicos en cuanto a parámetros de presión de fondo, producción, RGA, y otros para los cuales no es recomendable la operación con un aparejo de 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 podrían ser constantes.

2.1.3 ACCESORIOS^{3,6}

GUÍA DEL MOTOR

Estructura metálica, normalmente de hierro dulce o de acero según las condiciones del pozo lo requieran. En condiciones severamente corrosivas es recomendable usar acero ferrítico o acero inoxidable. Forma cónica o tubular, diámetro máximo ligeramente menor que el drift de la T.R.

Su función principal es orientar el equipo sumergible dentro de la T.R y evitar el bamboleo del aparejo. Se encuentra conectado al final del último motor o del sensor de fondo. Es muy importante verificar el diámetro exterior de la guía del motor antes de introducir el equipo BEC y correlacionar los diámetros de los diferentes pesos de la tubería.

SENSOR DE FONDO

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BEC. Tubular de aproximadamente 1.50 m, con el anillo de sensor de presión y la electrónica almacenada en el tercio superior del cuerpo del sensor. Tiene entrada para conectarse con un Flujo-metro u otro sensor de cabeza.

Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal. Se alimenta de pulsos de corriente continua de +- 120 Voltios, cuando la señal es sensada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque y esta señal es enviada al panel de control.

Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo. Se han encontrado referencias de una correlación entre la vibración y la producción de arena a través de la bomba. De igual manera altos niveles de vibración pueden estar indicando un probable problema por venir. Importante disminuir la frecuencia y revisar los parámetros.

CABEZA DE DESCARGA

No es más que un adaptador entre las bombas electrosumergibles y la T.P. En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal - metal por medio de pernos como el resto del equipo BEC y en su parte superior es roscado. Existen diferentes tipos de roscado de acuerdo a las necesidades del pozo así como los diámetros suministrados. Como componente del sistema BEC, este acople guarda las mismas condiciones de fabricación que el resto del equipo BEC en lo que se refiere al tamaño y material.

EMPACADOR PARA APLICACIONES BEC

La función del empacador es aislar el espacio anular de la sarta de producción. La continuación de la alimentación de la energía del sistema BEC es a través del penetrador del empacador y la liberación del gas al espacio anular es a través de la válvula de venteo.

VÁLVULA DE TORMENTA

La válvula de tormenta o también conocida como válvula de seguridad se instala encima del empacador y su profundidad de asentamiento en las operaciones de costa afuera en el Golfo de México es de aproximadamente 170 metros.

Su función en el sistema BEC es cerrar automáticamente el pozo en condiciones de emergencia accionada automáticamente por una consola que es instalada en superficie y cerca al cabezal del pozo. Los casos de emergencia podrían ser derrame de crudo, incendio, alta presión, etc. Según normas internacionales, en todas las operaciones de costa afuera es imperativo instalar la válvula de seguridad.

PENETRADOR DEL EMPACADOR

Las características de este dispositivo son solamente las de conexión de una etapa del aparejo a la siguiente manteniendo aislado ambos lados de la conexión. El penetrador no es más que un dispositivo tubular con 3 fases eléctricas tipo enchufe trifásico a largo de todo el cuerpo, aisladas con una resina epóxica con determinado coeficiente di-eléctrico.

VÁLVULA DE CONTRA PRESIÓN

Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba, esta válvula permite el flujo 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.

VÁLVULA DE DRENE

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 al T.P, 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 T.P; la barra rompe el perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

VÁLVULA DE VENDEO

La instalación de la válvula de venteo se realiza al mismo tiempo cuando se instala el penetrador del empacador. La función de la válvula de venteo es facilitar la migración del gas libre del fondo del pozo al espacio anular. La operación es accionada por una consola a través de la línea de control de ¼" y se mantiene la válvula de venteo siempre abierta durante la operación del sistema BEC junto con la válvula de tormenta. Tanto la válvula de venteo como la válvula de tormenta se puede volver a usar, previo al mantenimiento y revisión de sus componentes.

PROTECTORES METÁLICOS O DE HULE

Los protectores de esta naturaleza, su función es la de proveer un adecuado aislamiento del daño mecánico que pueda causar la introducción del aparejo dentro del pozo, alojando el cable dentro de su cuerpo y provee un diámetro exterior más grande a fin de absorber los impactos del bamboleo y rozamiento del aparejo.

Ambos protectores son de forma cilíndrica con un diámetro exterior acorde con la T.R en la que penetra y con un canal interior capaz de alojar al cable de potencia.

La ubicación de los protectores y el número que se instalan depende de los requerimientos del operador y de la geometría del pozo, tener especial protección cuando se instalan en pozos direccionales con altas desviaciones y en T.R reparadas o dañadas.

Los protectores metálicos son hechos de hierro o de acero, pero para minimizar costos no son anticorrosivos y están sujetos a la acción del ambiente que los rodea, tanto dentro del pozo como cuando están fuera de él. Un programa adecuado de mantenimiento es necesario a fin de preservar el buen funcionamiento y la confiabilidad de los mismos.

Los protectores de hule tienen la misma función que los anteriores, con la diferencia que el mantenimiento que requieren es mínimo. Una selección adecuada es importante para determinar el protector más adecuado de acuerdo a las condiciones del pozo, resistencia del material a la acción mecánica, flexibilidad, resistencia a la corrosión, a los ácidos, etc.

GUARDA CABLES

Piezas metálicas en forma de U y de 8 pies de largo, son hechas de hierro galvanizado o acero inoxidable y tienen ojales o pasadores a lo largo de su cuerpo por donde se introducirán las bandas metálicas para sujetar estos protectores sobre el cable.

Como es obvio, su función consiste en proteger específicamente el cable de extensión del motor. Estos protectores se conectan a lo largo de toda la longitud del cable de extensión del motor. Cuando la T.R es muy grande y el pozo es vertical, no se hace necesario esta protección, a menos que se sospeche de T.R trabajadas o demasiado viejas que puedan tener rebabas o filos metálicos que pudieran dañar el cable.

En pozos BEC donde hay restricciones en la geometría del pozo (muy reducido el espacio anular), es recomendable no instalar guarda cables debido a que el mismo guarda cable puede dañar al cable de extensión del motor al entrar en fricción con la T.R o entrar en contacto con alguna parte de la T.R que esté dañada o reparada.

SADDLES

Pasadores u ojales, son pequeñas piezas metálicas de acero o hierro galvanizado en forma de U por 3 pulgadas de largo. El objetivo de estos dispositivos es el de proteger el cable de la acción de las bandas metálicas y evitar que estas bandas corten el cable por una acción de sobretensión. Por cada fleje que se instala se usa un saddle y son reusables.

ACOPLAMIENTOS

Son los conectores cilíndricos con estrías que conectan las flechas de las diferentes piezas del aparejo: motor-motor, motor-sello, bomba-bomba, etc. El material es de acero inoxidable y son únicos para la conexión en que se usan. Sus dimensiones dependen del diámetro de la flecha de cada componente del equipo BEC de fondo.

Durante una instalación del equipo BEC, es imprescindible tenerlos en almacenamiento en el campo o plataforma, un juego adicional de acoplamientos debido a que se pueden dañar durante las conexiones de los equipos subsuperficiales o se pueden caer en la boca del pozo.

ELASTÓMEROS

Son anillos de un material flexible especial, cuya función es sellar las juntas de las piezas interconectadas del aparejo BEC: motor, sello, bombas, etc. El material que se usa ha ido evolucionando y fabricándose de una calidad superior resistentes a altas temperaturas y presiones a fin de evitar que fallen y permitan el ingreso de fluidos por las juntas del aparejo BEC.

Durante una instalación del equipo BEC es muy importante que se tengan en almacenamiento en el campo o plataforma un set adicional de elastómeros y un buen cuidado de los mismos. Evitar que los elastómeros nuevos estén expuestos a la intemperie o en contacto con el diesel, debido a que se deforman y al instalarlos en esa manera ya no cumplen con la función específica de sello en la interconexión de los equipos BEC de fondo. Es recomendable nunca reusar los elastómeros.

A continuación en la figura 2.13 se presentan algunos de los accesorios antes mencionados:

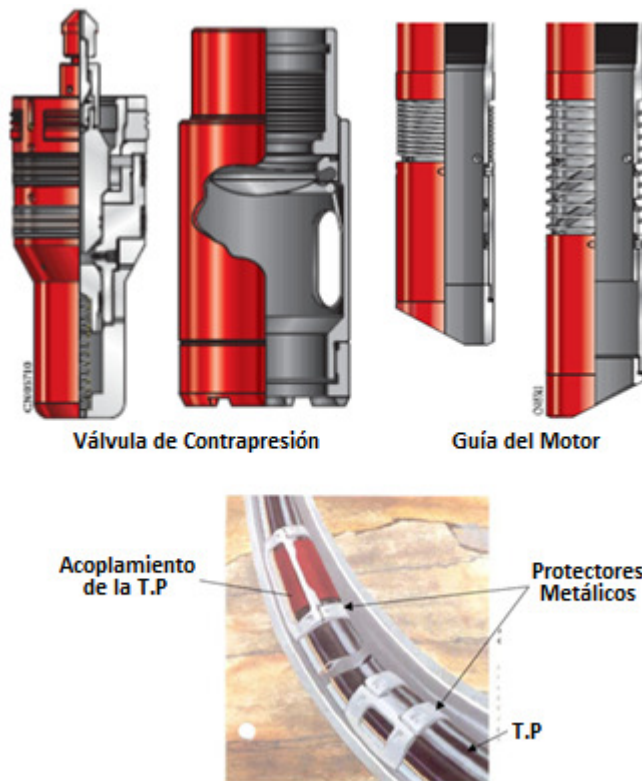


Figura 2.13 Accesorios.

2.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA DISEÑO DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO⁶

La realización de un buen diseño del BEC se basa en la calidad de la información obtenida del pozo, como lo es:

1) PRUEBAS DE PRODUCCIÓN:

Los datos del comportamiento de flujo en el yacimiento y en la tubería vertical, establecen la capacidad máxima de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. Este comportamiento se describe con las presiones estáticas y de fondo fluyendo, medidas a una profundidad conocida, y con el gasto correspondiente. Si no existe presencia de gas, los niveles estático y dinámico del fluido son suficientes, en lugar de las presiones.

La presión de fondo fluyendo para cualquier otro gasto, se determina con los gastos de la curva de comportamiento de flujo, calculadas mediante:

- a) Línea recta del IP, utilizado cuando no hay gas presente o cuando todo el gas se encuentra en solución a la profundidad del intervalo productor.
- b) Curva de IPR utilizada cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la de saturación, lo que implica la presencia de gas libre en el yacimiento.

Cuando se tiene gas presente los datos como la temperatura de fondo fluyendo y en la cabeza son necesarios. La cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura, y cambian continuamente durante su trayectoria por la T.P. También la selección del material para el cable conductor, queda afectada por la temperatura del medio ambiente al que está expuesto.

2) TIPOS DE FLUIDO PRODUCIDOS:

Es de gran importancia el análisis de datos de pruebas PVT aun para cuando el fluido producido no tenga presencia de gas, y si los datos no se tienen disponibles, entonces es válido recurrir a las correlaciones; para las que se deberán conocer parámetros como densidad relativa del agua y gas, la densidad API del aceite, el porcentaje de agua producida y las RGA. Los datos obtenidos ya sea por pruebas PVT o correlaciones influyen directamente sobre la demanda de potencia al motor y la viscosidad, además, influye sobre las curva de comportamiento de las bombas.

3) ESTADO MECÁNICO DEL POZO:

La importancia que tiene el estado mecánico radica en que podemos determinar los diámetros de tubería que fueron manejados en el pozo, con esto puede ser determinado el diámetro máximo del motor y bomba que serán introducidos al pozo. La importancia radica en hacer la instalación más eficiente, conforme los diámetros de motor y bomba sean mayores.

Así mismo podemos determinar la colocación del aparejo el cual debe ir acorde a la profundidad media del intervalo disparado, en caso de una instalación tradicional. En el caso de que la zona disparada quede por arriba de la bomba, se requiere una instalación especial, la cual consiste en colocar una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo, para obligar a los fluidos a pasar por la parte externa del motor para su enfriamiento.

4) DATOS COMPLEMENTARIOS:

Otra información indispensable para el diseño del aparejo que no tiene que ver con el yacimiento ni el pozo, se refiere al voltaje disponible para el suministro de energía de los transformadores y otros componentes eléctricos. Los (Hz) de la corriente, que gobiernan la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba. El tamaño y tipo de rosca para la elección de la válvula de contra presión, la de drene, la extensión de la mufa y la bola colgadora.

Debe de tenerse en cuenta que para cada aplicación las condiciones de operación variarán, ya que estarán en función del pozo y del fluido a bombear.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO⁶

El buen diseño de una instalación de BEC se ve afectado por diversos factores, por lo que habrá que tener cuidado en algunos de ellos ya que tendrán influencia en el diseño final de la instalación como lo son:

2.3.1 CAPACIDAD DE FLUJO

Este parámetro puede ser obtenido por una prueba de producción, y permite diseñar la bomba de tal modo que opere dentro del rango de gasto, cerca de su máxima eficiencia. Evitando exceder la aportación del pozo y por consiguiente que se queme la bomba. Será importante considerar cuando exista aportación de gas, ya que se deberá tener cuidado de cuanto gas pueda tolerar la bomba, sin que el comportamiento de la bomba se aparte de la curva característica correspondiente.

2.3.2 GEOMETRÍA DE FLUJO

Tiene importancia debido a que dependiendo de la geometría que se seleccione se tendrá el gasto de producción deseado, y en esta selección también se verán reflejadas las pérdidas de presión desde la bomba a la superficie.

2.3.3 GAS LIBRE EN LA BOMBA

La presencia de gas libre a la profundidad de colocación del aparejo es uno de los más grandes problemas, ya que a pesar de que la bomba puede trabajar bombeando gas libre, su presencia afecta una operación eficiente.

Por lo general en instalaciones terrestres, el BEC impulsa los fluidos por la T.P, sin empacador en el pozo, con lo que es posible que el gas libre sea desviado al espacio anular o que pase a través de la bomba.

El funcionamiento de la bomba y el motor son afectados por la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba, pero hay que tener en cuenta que una cantidad total de gas libre también es benéfico, ya que disminuye el peso de la columna hidráulica en la T.P, con lo que se reduce la demanda de potencia del motor, pero la bomba maneja un gasto mayor.

Algunas formas de disminuir el gas libre a la profundidad de colocación de la bomba son:

- a) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea mayor a la presión de saturación, con lo que se asegurará que el fluido que entre a la bomba sea sólo aceite más el gasto de agua si la hay.

- b) Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea inferior a la presión de saturación, lo cual tendrá la ventaja de acortar la longitud de la T.P y el cable conductor y en consecuencia un menor costo; pero gas libre pasará a través de la bomba lo cual afectará su eficiencia.

2.3.4 SEPARADOR DE GAS

El separador de gas permite desviar parte del gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular, lo que hace posible controlar de cierta manera la cantidad de gas que pasa a través de la bomba. Esto en pozos de alta RGA permite tener una mejor eficiencia del sistema.

2.3.5 POZOS DESVIADOS

En estos pozos se tiene el problema que por lo general las bombas sumergibles operan mejor en posición vertical, esto tiene que ver con que la flecha no se fuerce o flexione demasiado al estar en posición horizontal. El límite de desviación vertical lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante de motor y el fluido del pozo.

2.3.6 EMPACADORES

Si se tiene un empacador al instalar un BEC, implica que se tiene una instalación especial, ya que la colocación del empacador deberá permitir el paso del cable de potencia al motor. Su selección es cuidadosa ya que se deberá hacer lo posible para que la bomba tenga sobre sí muy poco peso o nada debido a la contra presión que se le podría ejercer por los cambios de longitud que tenga el aparejo a medida que transcurra la vida productiva del pozo.

2.3.7 EFECTOS VISCOSOS

La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas centrífugas, disminuyendo su capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia acurra a un gasto menor.

Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga que produce, es mayor a más altos gastos. Hay que tener en cuenta que las curvas de comportamiento de la bomba se basan en pruebas realizadas con agua, por lo que para fluidos viscosos habrá que ajustarlas.

2.3.8 TEMPERATURA

La temperatura es un factor importante en la instalación de BEC, ya que los materiales con los que están fabricados los conductores del cable no son resistentes a altas temperaturas. Los cables en el mercado trabajan exitosamente a 350 °F y el costo aumenta si se tienen mayores temperaturas de operación.

La temperatura también afecta al motor aunque la bomba no se coloque en el fondo del pozo, debido a que un alto ritmo de producción mueve a los fluidos rápidamente hacia el aparejo, acarreado al motor una temperatura más alta que la que existe bajo condiciones estáticas.

2.3.9 SELECCIÓN DEL APAREJO

La selección del aparejo debe quedar ajustada a las dimensiones de la bomba y el motor por lo que se recomienda observar cuidadosamente las siguientes acciones:

1. Es importante que la bomba se seleccione para manejar el gasto deseado, dentro de la capacidad de producción del pozo. Cada bomba tiene su propio rango de gasto dentro del que es más eficiente y está menos sujeto al desgaste mecánico. La información confiable del yacimiento y de una prueba de producción ayuda a evitar el dimensionamiento equivocado de la bomba, lo que resultaría en una instalación ineficiente.
2. Las dimensiones de la bomba debe ser tales que impriman a los fluidos, la energía necesaria para elevarlos del fondo a la superficie, manteniendo la presión requerida en la cabeza del pozo. Para lograrlo, siempre es importante que el número de etapas en la bomba sea el correcto. Nuevamente la información confiable es de utilidad.
3. El tamaño del motor se elige de manera que la potencia satisfaga los requerimientos para impulsar el número de etapas, considerando la eficiencia de estas, su capacidad de carga y el gasto que la bomba maneje, a la profundidad de colocación del aparejo.

Teniendo esto en cuenta, la selección del aparejo queda ajustada de la siguiente forma:

El número de serie del protector y del separador de gas debe ser el mismo que el de la bomba. El diámetro de la T.P es función del gasto a manejar y a su vez, las dimensiones de los accesorios son función de dicho diámetro. El tamaño de cable se elige de acuerdo a los requisitos de voltaje del motor, como consecuencia se determina el voltaje necesario en la superficie y las características electro-mecánicas que deben tener los dispositivos que se instalen en el tablero de control. Así mismo, el voltaje superficial requerido, conduce a elegir el tamaño de transformador o transformadores que permitan cubrir la demanda de corriente, para asegurar la operación satisfactoria de la instalación del BEC.

2.4 DISEÑO DE INSTALACIONES DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO⁶

Para el diseño de instalaciones BEC es indispensable el conocer correctamente los fundamentos básicos de su funcionamiento y los factores que afectarán el comportamiento del sistema con el objetivo de tener una instalación eficiente.

Para el diseño de un BEC, se tiene que las instalaciones más simples se tienen en pozos productores de agua, ya que no existe gas libre que fluya a través de la bomba. La siguiente con mayor grado de complejidad está dada por pozos con baja RGA, donde el gas libre puede o no pasar a través de la bomba. La siguiente está dada para aquellos pozos con alta producción de gas, de manera que una porción o todo el gas libre debe bombearse. Y finalmente están las aplicaciones especiales para pozos con fluidos viscosos, medio ambiente agresivo y otros factores.

El procedimiento de cálculo es general para todos los casos, pero hay que tener en cuenta que cada uno requiere modificaciones en algunos pasos del proceso, debido a las propiedades del fluido producido.

2.4.1 CARGA DINÁMICA TOTAL (CDT)

Es la carga total generada por la bomba, al bombear el gasto deseado. La carga se expresa como longitud de columna hidráulica, es la diferencia entre la presión que la bomba entrega a la salida y la presión existente en la succión.

$$CDT = \left(\begin{array}{c} \text{Profundidad de} \\ \text{colocación de} \\ \text{la bomba} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Presión en} \\ \text{la cabeza} \\ \text{del pozo} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Pérdidas de} \\ \text{presión por} \\ \text{fricción} \end{array} \right) - \left(\text{Sumergencia} \right) \dots \text{(ec. 2.1)}$$

Es decir, la CDT se define como la profundidad de colocación de la bomba, más la presión requerida en la cabeza del pozo, más las pérdidas de presión por fricción en la T.P, menos la sumergencia; todos los términos expresados en unidades de longitud de columna hidráulica, como se muestra en la ecuación 2.1.

Donde la sumergencia se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba.

2.4.2 NÚMERO DE ETAPAS (NE)

Con el valor de la CDT y utilizando el dato de capacidad de carga leído en la gráfica de curvas características de la bomba seleccionada, el NE requerido para impulsar la producción hasta la superficie se calcula con la ecuación 2.2:

$$NE = \frac{CDT \text{ (pies)}}{\left(\frac{\text{pie}}{\text{etapa}}\right)} \dots\dots\dots \text{(ec. 2.2)}$$

Donde:

NE: número de etapas, [etapas]

CDT: carga dinámica total, [pies]

Como ejemplo, se puede tomar como referencia la figura 2.14, la cual supone que la CDT es de 5,000 pies y el gasto que se va a bombear es de 2,100 BPD; la capacidad de carga se encuentra entrando a la gráfica de la bomba con 2,100 BPD de gasto, moviéndose verticalmente a la curva de capacidad de carga y leyendo en la escala de la izquierda, la carga por etapa es de 19.7 pies. Por cada 100 etapas es de 1,970 pies.

Entonces el número de etapas es:

$$NE = \frac{5,000 \text{ pies}}{19.7 \frac{\text{pies}}{\text{etapa}}} = 254 \text{ etapas}$$

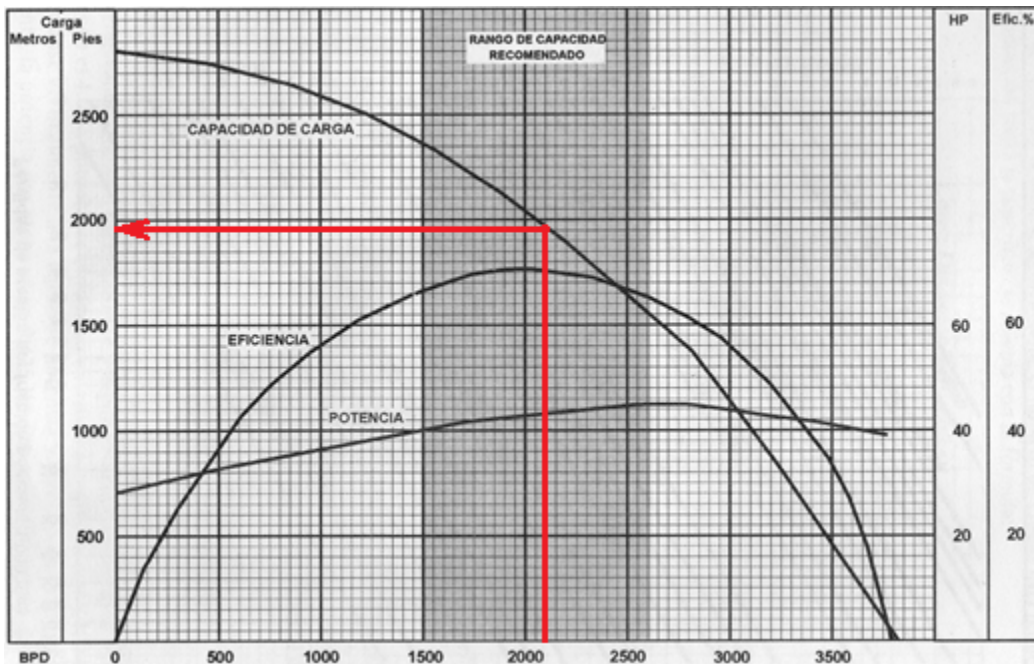


Figura 2.14 Lectura de la curva capacidad de carga⁶.

2.4.3 POTENCIA REQUERIDA

La ecuación 2.3 calcula la potencia necesaria para impulsar el número de etapas, se determina multiplicando el NE, por el valor leído en la gráfica de curvas características de la bomba seleccionada, el resultado de este producto se multiplica únicamente si el fluido bombeado es agua dulce con densidad relativa de 1.0. En caso contrario, dicho producto debe efectuarse por la densidad relativa (ρ_r) o por la densidad relativa del fluido que se trate (ρ_{rm}), por lo que la demanda de potencia queda:

$$Hp = \frac{Hp}{etapa} * \text{total de etapas} * \rho_r \quad \dots\dots\dots (ec. 2.3)$$

Donde:

Hp: potencia requerida, [Hp]

ρ_r : densidad relativa, [adimensional]

Empleando la figura 2.15, y suponiendo que la densidad relativa del fluido bombeado es 1.0, la potencia se encuentra entrando a la gráfica con 2,100 BPD, de gasto, moviéndose vericalmente a la curva de portencia y leyendo en la escala de la derecha correspondiente, la potencia por etapa es de 0.435 Hp. Por cada 100 etapas de 43.5 Hp.

$$Hp = 0.435 \frac{Hp}{etapa} * 254 \text{ etapas} * 1.0 = 110 \text{ Hp}$$

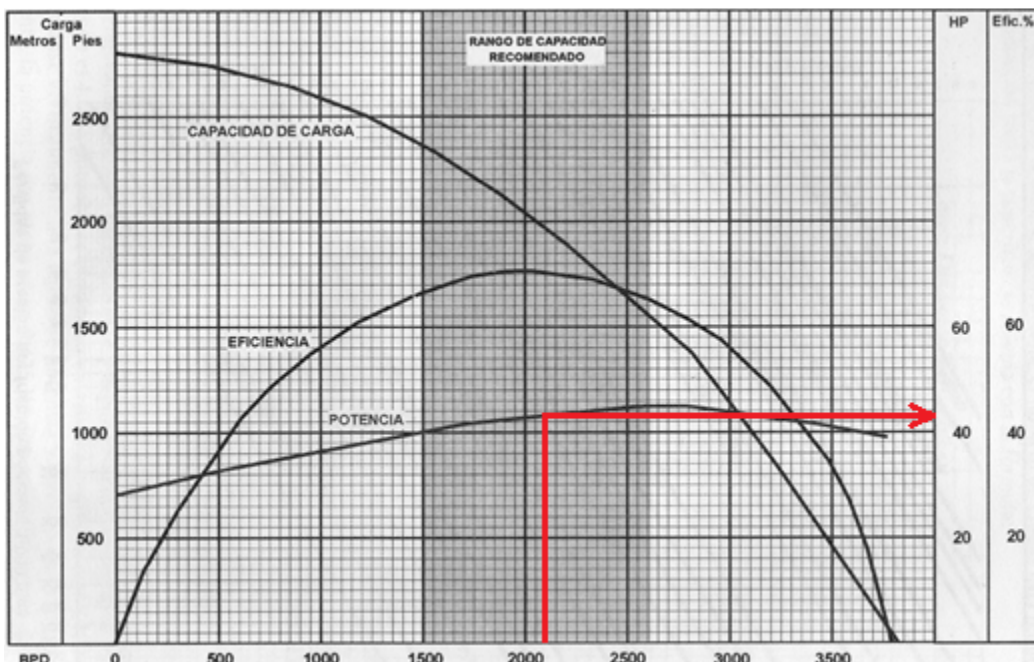


Figura 2.15 Lectura de la curva de potencia⁶.

2.5 DETALLE DEL DISEÑO DE INSTALACIONES DE APAREJOS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO⁶

1. Recopilar y analizar la información del pozo: Prueba de producción, tipo de fluidos, estado mecánico y datos complementarios.
2. Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de colocación de la bomba, o determinar la profundidad de colocación de la bomba para el gato 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 CDT.
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 NE requerido que permita desarrollar la CDT necesaria y producir el gasto deseado.
6. Determinar la demanda de potencia para el motor. De acuerdo con esta potencia, seleccionar un motor adecuado al ciclaje manejado 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:
 - ◆ Tamaño y tipo del cabezal para la T.P.
 - ◆ Equipo de servicio requerido para realizar la instalación.
 - ◆ Equipo opcional.
11. Determinar que otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como:
 - ◆ Protecciones anticorrosivas necesarias y el uso de materiales inhibidores de corrosión.

2.5.1. Ejemplo de diseño de un aparejo de bombeo electrocentrífugo para un pozo productor de aceite sin gas libre⁶.

El pozo produce con una baja RGA y 15% de agua. Se supone que no pasa gas libre a través de la bomba o su cantidad es despreciable. El cálculo difiere de pozos de agua, en que el volumen en la succión de la bomba es mayor al que se obtiene en la superficie, debido al factor de volumen del aceite.

1) Recopilar y analizar información:

a) Prueba de producción:

Presión de fondo estática	P_{ws}	= 2,000 lb/pg ² a 5,959 pies.
Presión de fondo fluyendo	P_{wf}	= 1,500 lb/pg ² .
Presión en la cabeza del pozo	P_{wh}	= 200 lb/pg ² .
Gasto	q	= 474 BPD (85% de aceite).
Relación gas-aceite	RGA	= 350 pie ³ /bl.
Temperatura de fondo	T_{wf}	= 170 °F.
Presión de burbujeo	P_b	= 2,000 lb/pg ² (empuje por gas disuelto)

b) Tipo de fluidos:

Densidades: Aceite		= 30 °API
relativa aceite	ρ_{ro}	= 0.876 (agua = 1.0)
relativa agua	ρ_{rw}	= 1.02
relativa gas	ρ_{rg}	= 0.75 (aire = 1.0)

NOTA: El pozo produce fluidos corrosivos.

c) Estado mecánico:

Tubería de revestimiento	$\Phi_{T.R}$	= 5 ¹ / ₂ " D.E.
Tubería de producción	$\Phi_{T.P}$	= 2 ³ / ₈ " D.E (nueva).
Intervalo disparado		= 5,900-5,970 pies. 6,000-6,030 pies.

d) Datos complementarios:

Sistema de potencia: Voltaje primario 7,200/12,470

Como pre-requisito de diseño, se desea obtener el máximo gasto posible, manteniendo 300 lb/pg² de presión en la succión de la bomba, que equivale a colocarla a 5,850 pies; es decir, 50 pies arriba del intervalo disparado, lo que permite que el fluido del pozo pase por el exterior del motor y lo enfríe. Se considera un diseño práctico, ya que para este tipo de aplicación, por experiencia se ha encontrado que con 300 lb/pg² en la succión, se desvía el gas libre al espacio anular y se tienen mejores condiciones de bombeo.

2) Capacidad de producción de pozo:

La presión estática se midió a 5,950 pies y la bomba se coloca a 100 pies más arriba, lo cual reduce ligeramente dicha presión medida. Para encontrar esta reducción es necesario conocer mejor la densidad relativa promedio del fluido por debajo de la bomba:

El pozo produce 475 barriles de fluido en total, 15% de agua y 85% de aceite. La densidad relativa del aceite sin gas es de 0.876 y la del agua es de 1.02; entonces, la densidad relativa promedio, es:

$$\rho_{rm} = (0.876 * 0.85) + (1.02 * 0.15) = 0.89$$

Por lo que una columna hidráulica de 100 pies, en presión representa aproximadamente:

$$P_{100 \text{ pies}} = \frac{100 \text{ pies} * 0.89}{2.31 \text{ pies/lb/pg}^2} = 40 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Se desprecia el efecto del gas libre en la columna hidráulica y la presión estática a la profundidad de la bomba, se estima como:

$$P_{ws} \text{ a } 5,850 \text{ pies} = 2,000 - 40 = 1,960 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Ahora puede calcularse la capacidad de producción del pozo. Como se trata de un yacimiento con empuje por gas disuelto, se utiliza la curva de IPR de Vogel para determinar el volumen máximo disponible para bombear, el cual será calculado con la ecuación 1.5 mostrada anteriormente.

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{1,500}{2,000} = 0.75 \quad ; \quad \frac{475}{q_{o \max}} = 0.40$$

$$q_{o \max} = 1,188 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{340}{2,000} = 0.17 \quad ; \quad \frac{q_o}{1,188} = 0.94$$

$$q_o = 0.94 * 1,188 = 1,117 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

Es el gasto para $P_{wf} = 340 \text{ lb/pg}^2$ a la profundidad de medición (5,950 pies), la cual da 300 lb/pg^2 a la profundidad de succión de la bomba.

Como comparación entre el método de IPR y el de la línea recta, en un yacimiento con empuje por gas disuelto, a continuación se calcula la capacidad de producción del pozo usando el método de línea recta, con la ecuación 1.2 mostrada anteriormente.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{475}{2,000 - 1,500}$$

$$J = 0.95 \text{ (bl/día/lb/pg}^2\text{)}$$

Para tener 300 lb/pg^2 en la succión de la bomba, la presión de fondo fluyendo a 5,950 pies, debe ser de 340 lb/pg^2 , por lo que:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf} = 2,000 - 340 = 1,660 \text{ lb/pg}^2$$

El gasto correspondiente a P_{wf} es:

$$q = \Delta P * J = 1,660 * 0.95 = 1,577 \text{ bl/día}$$

Como el empleo de este método, la capacidad de producción del pozo es optimista y posiblemente resulte una unidad sobre diseñada. La productividad del pozo se verifica después de que la unidad opere algún tiempo. Si la capacidad resulta mayor que la calculada, se puede instalar una unidad de más alto volumen o utilizar un controlador de velocidad variable para modificar las condiciones de bombeo.

Nótese que el volumen de $1,117 \approx 1,125 \text{ BPD}$ está medido a condiciones de tanque y por lo tanto es necesario determinar el volumen que ingresa a la bomba, para obtener el volumen mencionado en la superficie. Existen datos suficientes para determinar el factor de volumen del aceite a la presión de 300 lb/pg^2 . (Correlación Standing).

$$B_o = 1.075 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

El gasto de líquido a la profundidad de la bomba, es:

Aceite	$1,125 \text{ bl/día} * 0.85 * 1.075 = 1,028 \text{ bl/día}$
Agua	$1,125 \text{ bl/día} * 0.15 * 1.0 = 169 \text{ bl/día}$
Total, gasto que ingresa a la bomba	$= 1,197 \text{ bl/día}$

Supuestamente no pasa gas libre a través de la bomba.

3) Carga dinámica total:

- a) La presión en la boca del pozo es de 200 lb/pg², expresada como columna hidráulica con una densidad relativa promedio de 0.890 es:

$$\text{Col. Hidr.} = \frac{200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{0.433 * 0.89} = 520 \text{ pies}$$

- b) Pérdidas de presión por fricción: datos.- 5,850 pies de T.P; 2³/₈" y 1,197 BPD

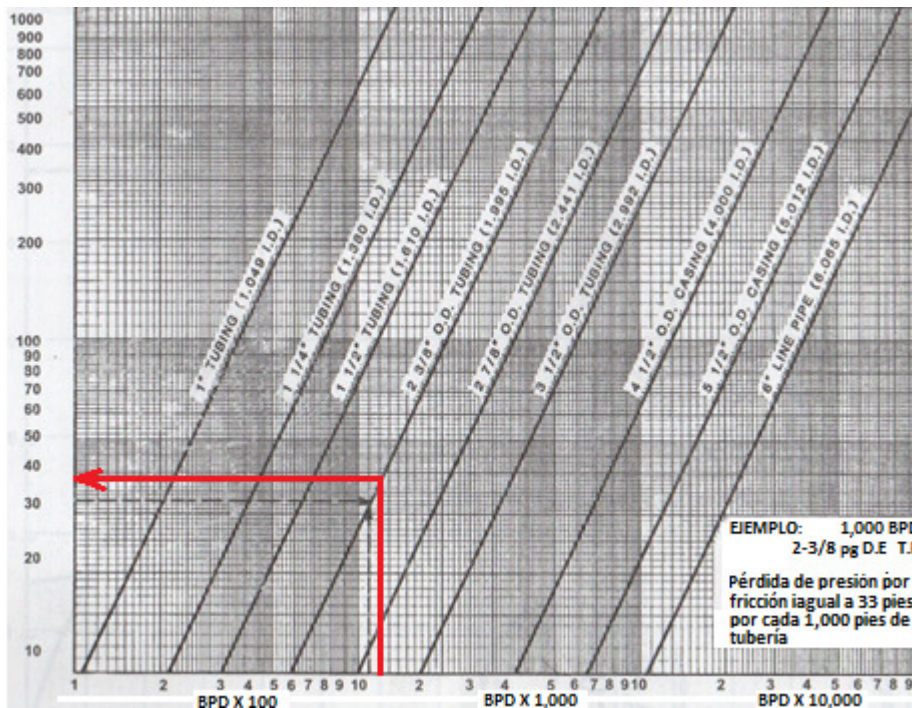


Figura 2.16 Pérdidas de presión debida a la fricción en tuberías⁶.

En la figura 2.16, y utilizando los datos antes mencionados, se ven las pérdidas por fricción, las cuales son de 37 pies/1,000 pies

$$\Delta P_f = 37 * 5.85 = 217 \text{ pies}$$

Use 235 pies de pérdida de presión por fricción, para incluir la válvula de contra presión y la de drene. NOTA: Las pérdidas en estos dispositivos son pequeñas comparadas con la carga dinámica total y pueden despreciarse, sin embargo considerar de 5 a 10 pies de pérdida en cada uno, es adecuado.

- c) Elevación neta:

Se requiere calcular el nivel dinámico del fluido cuando se tienen 300 lb/pg², en la succión de la bomba a 5,850 pies. Esta presión convertida a pies de columna hidráulica, es la sumergencia de la bomba:

Suponiendo que las 300 lb/pg², son de una columna de aceite y despreciando el gas.

$$\text{Sumergencia} = \frac{300 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{0.433 * 0.89} = 780 \text{ pies}$$

$$\text{Elevación neta} = 5,850 - 780 = 5,070 \text{ pies}$$

Carga dinámica total:

$$\text{CDT} = 5,070 + 235 + 520 = 5,825 \text{ pies}$$

4) Tamaño y tipo de bomba:

La unidad debe instalarse en una T.R de 5¹/₂" D.E; entonces, una bomba de la serie 400 con 4" D.E, es adecuada. Para el gasto de 1,227 BPD, la gráfica de la bomba tipo D-40, mostrada en la figura 2.17, marca Reda, es la más eficiente y las M-34 y G-48, marca Centrilit, también.

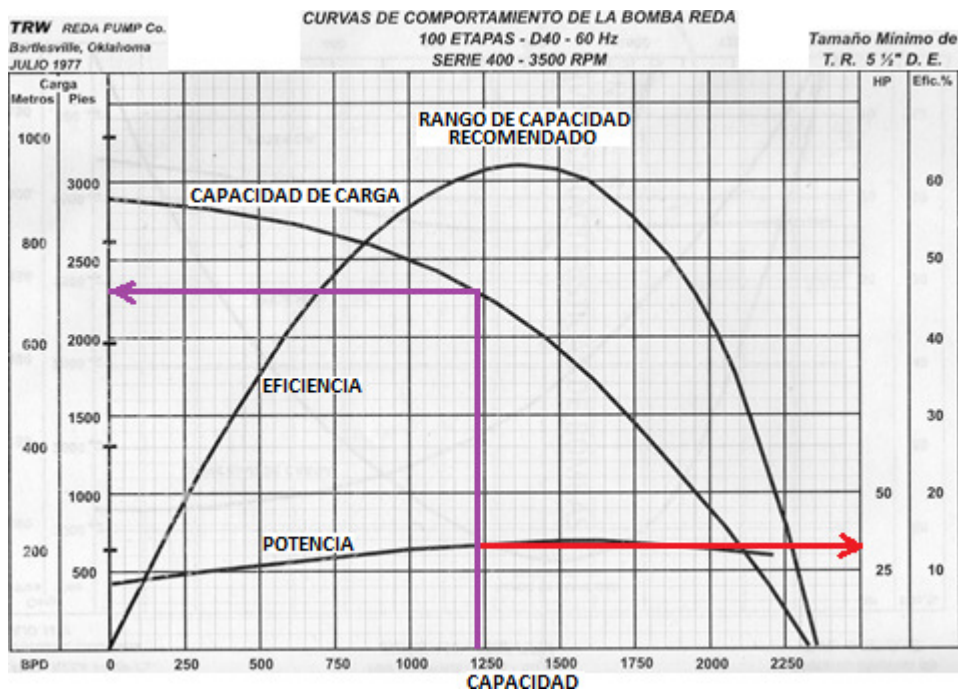


Figura 2.17 Curva de comportamiento, bomba tipo D-40 , serie 400⁶.

5) Número de etapas necesario:

La carga que desarrolla la bomba D-40 por cada etapa, es aproximadamente de 23 pies, como se observa en la figura 2.17 en color morado.

Entonces:

$$\text{NE} = \frac{\text{CDT}}{\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}} = \frac{5,825}{23} = 253 \text{ etapas}$$

6) Potencia del motor:

La potencia que se requiere para impulsar cada etapa de la bomba es de 0.35 Hp, como se muestra en la figura 2.17 de color rojo. Por lo tanto, la potencia total, es:

$$Hp = NE * \frac{Hp}{etapa} * \rho_{rm}$$

$$Hp = 253 * 0.35 * 0.89 = 79 \text{ Hp}$$

La tabla 2.1 muestra diferentes números de serie de motores; en este caso se necesita un motor de la serie 456 (4.56" D.E), se puede usar en el diámetro interior de la tubería de revestimiento. En esta, se encuentra disponible un motor de 90 Hp, 1,250 volts y 45 amperes, el cual es una buena elección para esta aplicación.

SERIE 375 (3.75" ϕ ext.)			SERIE 456 (4.56" ϕ ext.)			SERIE 540 (5.40" ϕ ext.)			SERIE 738 (7.38" ϕ ext.)			
Hp	Volts	Amperaje	Hp	Volts	Amperaje	Hp	Volts	Amperaje	Hp	Volts	Amperaje	
7.5	415	13.5	10.0	440	15.0	20.0	445	29.0	200.0	2300	53.0	
10.5	400	20.0	15.0	440	23.0		762	17.0	220.0	1350	97.0	
	690	12.0		750	14.0	30.0	445	44.0		2300	57.0	
15.5	330	34.0	20.0	460	28.0		720	27.5	240.0	2300	64.0	
	415	27.0		780	17.0	40.0	445	59.0	260.0	2300	70.0	
19.5	650	35.0	25.0	420	38.0		670	39.0	MOTOR TANDEM			
	440	22.5		700	22.0		740	36.0	400.0	2300	106.0	
22.5	750	38.5	30.0	440	43.0	50.0	890	30.0	440.0	2000	131.0	
	650	22.5		765	25.0		430	75.0	480.0	2200	134.0	
25.5	780	29.5	35.0	400	55.0		740	44.0	520.0	2300	140.0	
		24.5		690	32.0	60.0	920	33.0	600.0	3450	106.0	
MOTOR TANDEM				800	27.5		445	87.0	680.0	3200	140.0	
30.0	630	35.5	40.0	450	57.0		665	58.0	720.0	3300	134.0	
39.0	575	51.0		675	38.0		755	52.0				
	774	38.0		790	32.5		890	44.0				
45.0	660	51.5		900	28.5	70.0	990	39.0				
51.0	740	51.0	50.0	700	45.5		775	58.0				
	1000	37.0		840	38.0		880	51.0				
	1250	31.0		980	32.5		1035	44.0				
58.5	860	51.0	60.0	670	57.0	80.0	685	76.0				
67.5	990	51.5		775	50.0		770	68.0				
76.5	1110	51.0		840	45.0		890	58.0				
90.0	1320	51.5		1000	38.0		1185	44.0				
102.0	1480	51.0	70.0	785	57.0	100.0	740	85.0				
112.5	1650	51.5		980	45.0		855	74.0				
127.5	1850	51.0		1170	38.0		960	66.0				
			80.0	900	57.0		1100	58.0				
				1120	45.0		2200	29.0				
			90.0	1350	38.0	120.0	770	98.0				
				1000	57.0		890	85.0				
				1260	45.0		1330	57.0				
				1500	38.0		2200	32.0				
				2000	29.0	130.0	835	98.0				
			100.0	970	66.0		965	84.0				
				1120	57.0		965	97.0				
				1400	45.0		1150	75.0				
				2250	29.0		2150	43.0				
			110.0	1080	65.0	160.0	1015	99.0				
				1240	57.0		2230	45.0				
				1000	77.0		3000	113.0				
				1170	66.0		2000	57.0				
				1350	57.0	200.0	1160	105.0				
				2300	34.0		2200	53.0				
			MOTOR TANDEM				225.0	1200	120.0			
			140.0	1080	82.5		2300	62.5				
				2270	39.0	MOTOR TANDEM						
			160.0	1270	80.0	240.0	2060	73.0				
				2160	47.5	260.0	2250	67.0				
			180.0	2270	50.0	300.0	2150	87.0				
				2140	59.0	320.0	2230	88.5				
			200.0	2380	60.0	360.0	1890	120.0				
				2250	70.0	400.0	2200	115.0				
			240.0									

Tabla 2.1.- Selección del motor⁶.

NOTA: Este requerimiento de potencia es para el pozo en condiciones de operación. Si el pozo está controlado con salmuera o con fluido más pesado, el motor de 90 Hp estará sobrecargado aproximadamente un 10% mientras se expulsa el fluido de control. Esto debe tomarse en cuenta durante la descarga del pozo.

7) Cable:

Para seleccionar el cable se toma en cuenta la temperatura de fondo de 170 °F, es diámetro de la T.R, la longitud de 5,850 pies de la T.P y 100 pies más de conexiones superficiales, es decir, 5,950 pies de cable.

Los 45 amperes del motor seleccionado, ajustan en el rango de la capacidad de conducción del cable #4, como se ve en la tabla 2.2, conductor de cobre que es el tamaño más grande que puede usarse en la T.R de 5¹/₂". El cable 3 KV-Redalane-Estándar es la mejor elección para 170 °F. De acuerdo al voltaje, se puede usar el tablero de control de 1,500 volts.

De TRW – REDA, se dispone de los siguientes cables:

- a) 3KV – Redalene - Estándar (para 180 °F) GALV.
- b) 3KV – Redalene - GALV (para 300 °F).
- c) 3KV – Polietileno (para medio ambiente corrosivo a temperaturas menores de 140 °F).

CABLE No.	Máx. Amp.
1 CU	115
2/0 AL	115
2 CU	95
1/0 AL	95
4 CU	70
2 AL	70
6 CU	55
4 AL	55

Tabla 2.2.- Selección del cable⁶.

Si se hubiera seleccionado el motor de 57 amperes, la capacidad de conducción del cable #4 se aproxima a su límite. Si se selecciona el motor de 1,500 volts, se requerirá un tablero de control de 2,400 volts y con un mayor costo.

El motor de 2,000 volts, podría seleccionarse usando el cable #6 con el motor de 29 amperes, pero tendría que usarse el tablero de 2,400 volts y el cable #6 necesitaría cambiarse posteriormente.

8) Pérdida de voltaje en el cable y voltaje superficial:

Considerando la longitud del cable y los requisitos del motor, se encuentra que la pérdida de voltaje para 45 amperes, con el cable #4 a 170 °F, es de 24 volts por cada 1,000 pies de cable, entonces el voltaje superficial requerido, es:

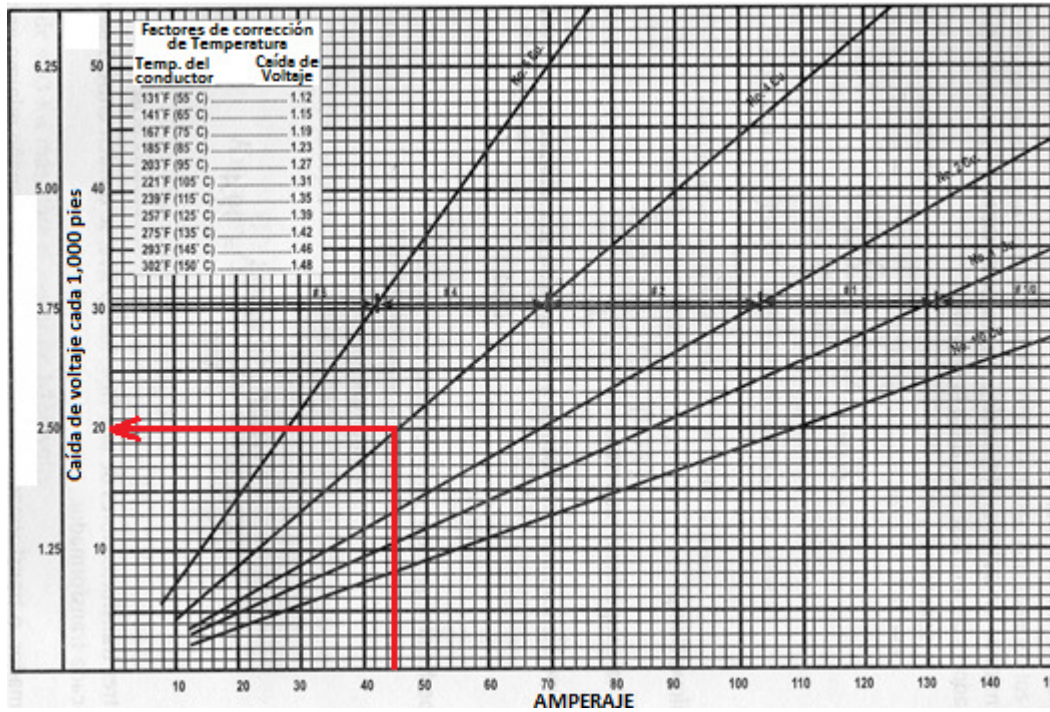


Figura 2.18 Caída de Voltaje vs Amperes⁶.

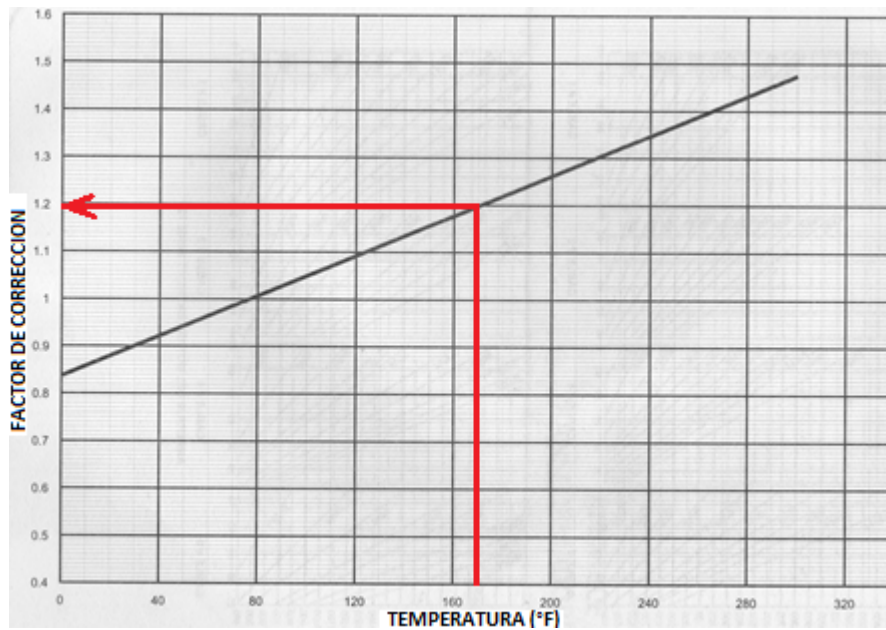


Figura 2.19 Factor de corrección por pérdida de voltaje⁶.

En la figura 2.18 se observa una pérdida de voltaje de 20 volts por cada 1000 pies, y al aplicar el factor de corrección para la pérdida de voltaje de la figura 2.19 se tiene que:

$$\text{Pérdida de Voltaje} = (20 \text{ volts por cada } 1000 \text{ pies}) * (1.2) = 24 \text{ volts por cada } 1000 \text{ pies}$$

$$V_s = (24 * 5.95) + 1,250 = 1,393 \text{ volts} * 1.025 = 1,428 \text{ volts}$$

El 2.5% se considera pérdida en el transformador.

Un voltaje superficial de 1,425 a 1,450 volts, es apropiado para esta aplicación.

9) Cálculo de los requerimientos de Kva:

$$Kva = \frac{1,428 * 45 * 1.73}{1,000} = 111 \text{ Kva}$$

Utilizar tres transformadores de una sola fase, con 37 Kva cada uno, es apropiado.

NOTA: Los transformadores de 37.5 Kva son adecuados. Sin embargo, de acuerdo a la tabla 2.3 y debido a la poca diferencia en el costo de los transformadores de 50 Kva, la recomendación es utilizar tres transformadores de 50 Kva.

TAMAÑO KVA	ALTURA		ANCHO		LARGO		PESO		VOLTAJE PRIMARIO Volts	VOLTAJE SECUNDARIO Volts	SERIE
	pg	m	pg	m	pg	m	lb	kg			
25	40.0	1.02	22.5	0.57	24.8	0.63	460	209	12500	480/960	66270-0
25	47.5	1.21	22.5	0.57	24.8	0.63	500	227	24950	480/960	80803-3
50	51.5	1.31	29.0	0.74	33	0.84	915	416	12500	650/1300	80822-0
50	52.5	1.33	29.0	0.74	33	0.84	935	425	24950	650/1300	80825-3
75	53.5	1.36	29.0	0.74	33	0.84	1085	493	12500	650/1300	80823-8
75	59.0	1.51	29.0	0.74	33	0.84	1100	500	24950	650/1300	80826-1
100	56.5	1.43	29.0	0.74	33	0.84	1325	602	12500	650/1300	80824-6
100	62.5	1.59	29.0	0.74	33	0.84	1350	614	24950	650/1300	80827-9

Tabla 2.3.- Transformadores fase simple (DISC60 Hertz REDA)⁶.

10) Accesorios apropiados:

La T.P es de 2³/₈“ EUE 8RD y no se requiere extensión de la bomba (mandril), ya que esta tiene cabezal de 2³/₈“ EUE 8RD y se conecta directamente con T.P. La válvula de contrapresión y la de drene, se ordenan con las mismas especificaciones de diámetro y rosca. Así mismo, debe seleccionarse el cabezal de la T.P (bola colgadora), para la presión de T.R que se tenga anticipada.

11) Determinación de lo necesario para asegurar buena operación:

El pozo produce fluidos corrosivos, de manera que se toman precauciones para combatir este medio ambiente:

- I. Cubiertas plásticas en el equipo.
- II. Uso de guarda cables o flejes de acero inoxidable para fijar el cable.
- III. Cable plano con mufa resistente a la corrosión.
- IV. Tapones y pernos resistentes a la corrosión.

2.6 DISEÑO PARA POZOS CON PRODUCCIÓN DE GAS DE MEDIA A ALTA⁶

Los pozos candidatos a la instalación de un BEC, que representan mayor dificultad en el diseño, son los que producen con cantidades apreciables de gas, principalmente cuando este se encuentra libre en las proximidades de la bomba. En estos casos, es necesario tomar en cuenta los efectos del fenómeno de flujo multifásico a través del sistema de bombeo.

La presión y temperatura de los fluidos varía continuamente durante su trayectoria desde el fondo del pozo hasta la superficie. Conforme la presión disminuye, la cantidad de gas que se libera aumenta progresivamente, a partir del punto en que se alcanza la presión de saturación. Por esta razón se debe poner especial atención en el cálculo de la profundidad a la que se coloca el aparejo. Si la cantidad de gas libre que ingresa a la bomba, es superior al 15% del volumen total, su funcionamiento se aparta del indicado en sus curvas características y se ve aún más afectado si se presenta el fenómeno de cavitación.

La densidad de la mezcla también varía con los cambios de presión y temperatura, lo que afecta sensiblemente a las caídas de presión en las tuberías y en consecuencia, influye sobre las dimensiones de la bomba y del motor.

El volumen de la mezcla de los fluidos que recibe la bomba, es invariablemente superior al que entrega, debido al incremento de presión que se le imprime desde la entrada hasta la salida. Tomar en cuenta este factor, conduce a un diseño telescopiado, consistente en dos o más secciones de la bomba con etapas de diferente capacidad volumétrica; donde cada sección, maneja con máxima eficiencia el volumen variable en el interior de la bomba. Esto se traduce en una reducción del NE requerido.

A continuación se presenta paso a paso el procedimiento de cálculo, considerando una mezcla homogénea en la bomba y que esta puede desarrollar una carga concordante a cálculos de densidad sin resbalamiento. La temperatura a través de la bomba se supone constante debido a su corta longitud. Las propiedades de los fluidos se obtienen de análisis PVT, o se calculan mediante correlaciones.

2.6.1 Procedimiento de cálculo para pozos que producen gas⁶.

1. Determinar la presión de succión de la bomba.
2. Determinar la presión en la descarga de la bomba.
Los pasos 1 y 2 requieren del uso de una correlación de flujo multifásico.
3. Determinar el incremento de presión entre las presiones de succión y descarga, (ΔP_t).
4. Dividir dicho incremento en "n" partes iguales (P_i), tales que:

$$P_{succ} + P_{i's} = P_{desc}$$

5. Determinar la densidad de la mezcla en cada presión seleccionada, (ρ_m):
 - a) Encontrar el volumen de aceite, gas y agua en cada presión, (V_t).
 - b) Encontrar la masa de aceite, gas y agua en cada presión, (M).
 - c) Calcular la densidad:

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

6. Encontrar el gradiente de presión en cada presión señalada, (G_r).
7. Encontrar el gradiente de presión promedio entre las presiones señaladas, (G_{rp}).
8. Convertir los gradientes de presión promedio a pies de carga entre los incrementos de presión.
9. Encontrar el gasto total (q_t) en cada presión señalada.
10. Encontrar los gastos promedio entre las presiones señaladas (q_p).
11. Seleccionar la bomba para cada gasto promedio y obtener la Carga (H_e) y Potencia (H_p) desarrolladas por etapa, en cada caso.
12. Determinar el incremento de presión desarrollado por etapa (ΔP_e).

$$\Delta P_e = (G_{rp} * H_e)$$

13. Determinar el número de etapas necesario para obtener cada incremento de presión:

$$NE_i = \frac{P_i}{\Delta P_e} \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, "n"$$

14. Determinar el número total de etapas (\sum paso 13)($\sum NE_i$).
15. Determinar la potencia (Hp) necesaria para cada incremento de presión.
16. Determinar el total de Hp (\sum paso 15)($\sum Hp_i$).

El resultado es una combinación de bombas, cada una con etapas diferente capacidad volumétrica; por ejemplo: 120 etapas de una bomba X-50 y 60 etapas de otra bomba Z-60.

En esta forma, se tiene la bomba requerida para las condiciones de operación estables del pozo y se debe tener en cuenta que se necesita más etapas para descargar el pozo.

2.6.2 Ejemplo de diseño para un pozo con baja producción de gas⁶.

a) Prueba de producción:

Presión de fondo estática	$P_{ws} = 1,000 \text{ lb/pg}^2$.
Presión de fondo fluyendo	$P_{wf} = 500 \text{ lb/pg}^2$.
Presión en la cabeza del pozo	$P_{wh} = 200 \text{ lb/pg}^2$.
Gasto de líquido	$q_l = 500 \text{ BPD (50\% de agua)}$.
Relación gas-aceite	$RGA = 500 \text{ pie}^3/\text{bl}$.
Relación gas-líquido	$RGL = 250 \text{ pie}^3/\text{bl}$.
Temperatura en la cabeza	$T_{wh} = 120 \text{ }^\circ\text{F}$.
Temperatura de fondo	$T_{wf} = 160 \text{ }^\circ\text{F}$.

b) Tipo de fluidos:

Densidades: Aceite	$= 35 \text{ }^\circ\text{API}$
relativa agua	$\rho_{rw} = 1.07$
relativa gas	$\rho_{rg} = 0.65$

c) Estado mecánico:

Tubería de revestimiento	$\phi_{T,R} = 5\frac{1}{2}'' \text{ D.E.}$
Tubería de producción	$\phi_{T,P} = 2\frac{3}{8}'' \text{ D.E.}$
Profundidad total	$PT = 7,000 \text{ pies}$.

d) Datos complementarios:

Se bombea el 100% del gas.

Se presenta el procedimiento detallado para determinar el NE necesario entre las presiones inicial y final de un incremento considerado en el interior de la bomba. Es decir, ya se han calculado las presiones en la succión y en la descarga se calcularon con la correlación de Orkiszewski, el incremento de presión total requerido; el cual a su vez, está dividido en cuatro incrementos iguales; los datos PVT correspondientes se calcularon con la correlación Standing.

Encontrar el NE necesario entre la presión de succión de la bomba a 500 lb/pg² y la presión de 700 lb/pg², con los datos de la tabla 2.4.

- 1) **Presión en la succión:** $P_{succ} = 500 \text{ lb/pg}^2$
- 2) **Presión en la descarga:** $P_{desc} = 1,300 \text{ lb/pg}^2$
- 3) **Incremento total de presión:** $\Delta P_t = P_{desc} - P_{succ}$
 $\Delta P_t = 800 \text{ lb/pg}^2$

4) **Incrementos de presión en el interior de la bomba:**

$$P_i = \frac{\Delta P_t}{n} \quad ; \quad n = 4$$

$$P_i = 200 \text{ lb/pg}^2$$

NOTA: Los cálculos se presentan únicamente para el primer incremento de 500 a 700 lb/pg².

P (lb/pg ²)	Bo	Rs (pie ³ /bl) @ c.s.
500	1.080	80
700	1.094	120

Tabla 2.4.- Datos para el cálculo del número de etapas⁶.

5) **Densidad de la mezcla en cada presión:**

a) *Volumen de aceite, gas y agua en la succión a 500 lb/pg²:*

$$V_{t(500)} = (V_o + V_g + V_w) * q_t (1 - f_w)$$

Esta ecuación antes del producto por “q_t”, se refiere al volumen de los fluidos (B) a condiciones de escurrimiento, asociado a un barril de aceite a condiciones de tanque.

$$B = 1 \text{ bl @ c. tanque}$$

$$V_o = q_t * (1 - f_w) * B_o$$

$$V_g = q_t * (1 - f_w) * (RGA - R_s) * PGI * B_g$$

PGI = Porcentaje de gas que ingresa a la bomba

$$V_w = q * f_w$$

$$V_{o(500)} = (B) * (1.08) = 1.08 \text{ bl}_o \text{ @ c. esc.}$$

Por cada barril de aceite en tanque, se tienen 1.08 barriles de aceite a 500 lb/pg².

$$B_g = 0.00504 * \frac{T_{wf} * z}{P_{wf}} \left(\frac{\text{bl @ c.esc.}}{\text{pies}^3 \text{ @ c.atm.}} \right)$$

$$B_g = 0.00504 * \frac{620 * 0.95}{514.7} \left(\frac{\text{bl @ c.esc.}}{\text{pies}^3 \text{ @ c.atm.}} \right)$$

$$B_{g(500)} = 0.00577 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

$$\text{Gas libre a } 500 \text{ lb/pg}^2 = 500 - 80 = 420 \frac{\text{pie}^3}{\text{bl}}$$

$$V_{g(500)} = 420 * 0.00577 = 2.42$$

$$V_{g(500)} = (B) * 2.42 = 2.42 \text{ bl}_g \text{ @ c.esc.}$$

Por cada barril de aceite en tanque, se tienen 2.42 barriles de gas a 500 lb/pg².

$$V_w = (B) * (B_w) = 1 \text{ bl}_w \text{ @ c.esc.}$$

No hay cambio en el volumen del agua.

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

$$V_t = 1.08 + 2.42 + 1 = 4.50 \frac{\text{bl}}{B}$$

Por cada barril de aceite en tanque, se tienen 4.50 barriles de líquido y gas a 500 lb/pg², en la succión de la bomba.

Conforme los fluidos avanzan sucesivamente por las etapas de la bomba, su presión se incrementa y su volumen se reduce; por lo que para la presión de 700 lb/pg² en el interior de la bomba se tienen:

$$V_{o(700)} = (B) * (1.094) = 1.094 \text{ bl}_o @ \text{ c. esc.}$$

$$B_{g(700)} = 0.00404 \frac{\text{bl}}{\text{pie}^3}$$

$$V_{g(700)} = (B) * 1.53 \text{ bl}_g @ \text{ c. esc.}$$

$$V_{w(700)} = (B) * (B_w) = 1 \text{ bl}_w @ \text{ c. esc.}$$

$$V_t = 1.094 + 1.53 + 1 = 3.63 \frac{\text{bl}}{B}$$

b) *Masa de aceite, gas y agua:*

$$M = M_o + M_g + M_w$$

I. Masa del aceite:

$$\rho_{ro} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} = \frac{141.5}{131.5 + 35} = 0.8498$$

$$M_o = 62.4 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right) * 5.615 \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right) * \rho_{ro}$$

$$M_o = 350 * 0.8498 = 297.4 \frac{\text{lb}}{\text{bl}}$$

$$M_o = (B) * (0.8498) * 350 = 297.4 \text{ lbs.}$$

II. Masa del agua:

$$M_w = 62.4 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right) * 5.615 \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right) * \rho_{rw}$$

$$M_w = 350 * 1.07 = 374.5 \frac{\text{lb}}{\text{bl}}$$

$$M_w = (B) * (1.07) * 350 = 374.5 \text{ lbs.}$$

III. Masa de gas:

$$\rho_{aire} = 0.0764 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

$$\rho_g = \rho_{rg} * \rho_{aire} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right) * RGA \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right)$$

$$\rho_g = 0.65 * 0.0764 * 500 = 24.8 \left(\frac{\text{lb}}{\text{bl}} \right)$$

$$M_g = (B) * 24.8 = 24.8 \text{ lbs.}$$

Masa (o,w,g) por cada barril (B) de aceite a condiciones de tanque:

$$M = 297.4 + 374.5 + 24.8 = 696.6 \frac{\text{lbs}}{\text{bl}}$$

$$M = (B) * 696.6 = 696.6 \text{ lbs}$$

Gasto másico total:

$$q_m = M \left(\frac{\text{lbs}}{\text{bl}} \right) * q_o \left(\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right)$$

$$q_m = 696.6 * 250 = 174,157.5 \left(\frac{\text{lb}_m}{\text{día}} \right)$$

Es un valor constante sin resbalamiento en cada presión señalada.

c) *Densidad de la mezcla (ρ_m):*

Su valor se calcula para el V_t , en cada presión señalada:

$$\rho_m = \frac{M}{V_t} = \frac{(\text{lb})}{(\text{bl}) * \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right)} = \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

$$\rho_{m(500)} = \frac{696.6}{4.5 * 5.615} = 27.56 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

$$\rho_{m(700)} = \frac{696.6}{3.63 * 5.615} = 34.17 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

6) **Gradiente de presión a 500 y 700 lb/pg²:**

$$G_r = \frac{\rho_m \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}}{144 \frac{\text{pg}^2}{\text{pie}^2}} = \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{pie}}$$

$$G_{r(500)} = \frac{27.55}{144} = 0.1913 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{pie}}$$

$$G_{r(700)} = \frac{34.17}{144} = 0.2372 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{pie}}$$

7) Gradiente de presión promedio:

$$G_{rp} = \frac{G_{r(500)} + G_{r(700)}}{2}$$

$$G_{rp} = \frac{0.1913 + 0.2372}{2} = 0.2143 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{pie}}$$

8) Gradiente de presión promedio expresado en carga (longitud de columna hidráulica):

$$\text{Carga} = \frac{200}{0.2143} = 933.27 \text{ pies}$$

9) Gasto total que ingresa a la bomba (q_t):

$$q_{t(500)} = (V_o + V_g + V_w) * q_t (1 - \%w)$$

Gasto total a 500 lb/pg²:

$$q_{t(500)} = 4.5034 * 500 * 0.5 = 1,125 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

Significa que por los 250 barriles de aceite producidos en la superficie, se manejan 1,125.85 barriles de fluido en la succión de la bomba.

$$q_{t(700)} = (V_o + V_g + V_w) * q_t (1 - \%w)$$

Gasto total a 700 lb/pg²:

$$q_{t(700)} = 3.63 * 500 * 0.5 = 907.5 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

Significa que por los 250 barriles de aceite producidos en la superficie, se manejan 907.5 barriles de fluido en el interior de la bomba a 700 lb/pg².

10) Gasto promedio (q_p):

$$q_p = \frac{q_{t(500)} + q_{t(700)}}{2}$$

$$q_p = \frac{1,125.85 + 907.5}{2} = 1,017 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

11) Seleccionar la bomba para este gasto promedio:

Con el gasto promedio y gráficas de bombas para T.R de 5¹/₂”, se selecciona la bomba que maneje este gasto con mayor eficiencia. En los catálogos de los fabricantes se encuentran las bombas: Reda D-26 o D-40; Centrilift FC 1,200; ODI R9; o Kobe modelo II SOF. En este caso, en la figura 2.20, se elige la Reda D-26. Las lecturas de la gráfica indican, en la líneas de color morado se desarrollan 19.5 pies/etapa (H_e), en la línea de color rojo que se requieren 0.235 Hp/etapa (H_p).

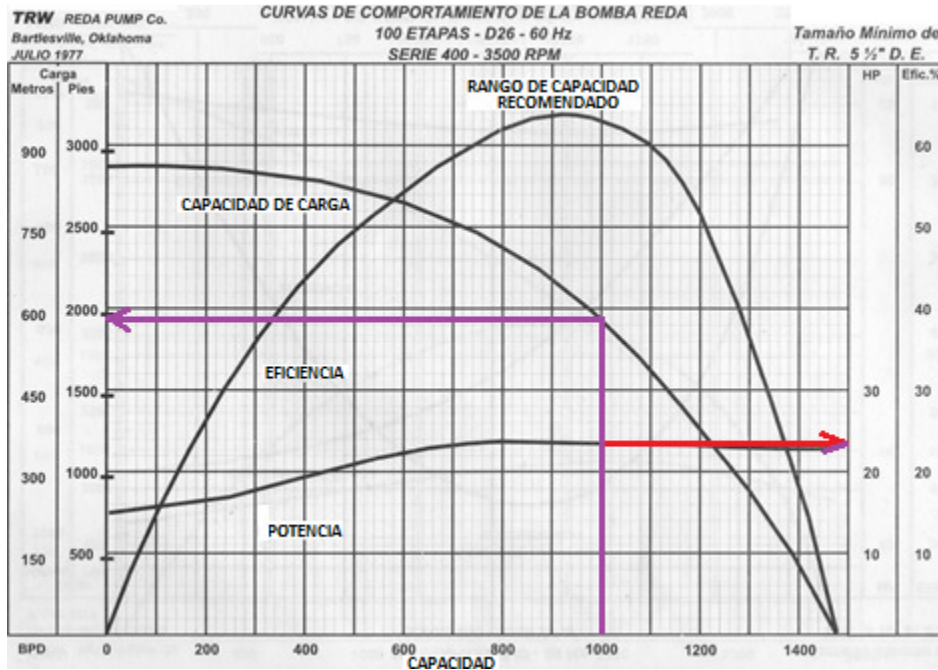


Figura 2.20 Curva de comportamiento, bomba tipo D-26 , serie 400⁶.

12) Incremento de presión por etapa:

$$\Delta P_e = G_{rp} * H/\text{etapa}$$

$$\Delta P_e = 0.2143 * 19.5 = 4.18 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{ etapa}}$$

13) NE necesario para obtener el incremento de presión de 200 lb/pg²:

$$NE_i = \frac{P_i}{\Delta P_e}$$

$$NE_i = \frac{200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{4.18 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{ etapa}}} = 48 \text{ etapas}$$

14) El procedimiento se repite para cada incremento y la sumatoria de etapas de cada uno, es el NE.

15) Potencia necesaria para este NE:

$$Hp_i = Hp_e * NE_i * \rho_{rm}$$

$$P_m = \frac{P_{m(500)} + P_{m(700)}}{2}$$

$$P_{rm} = \frac{27.65 + 34.17}{2 * 62.4} = 0.494$$

$$Hp_i = 0.235 * 48 * 0.494 = 5.58 \text{ Hp}$$

16) El procedimiento se repite para cada incremento y la sumatoria de potencia de cada uno, es la potencia total requerida.

2.7 DETECCIÓN DE FALLAS EN EL APAREJO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO⁴

El BEC está expuesto a fallas, todas estas fallas pueden ser el resultado de defectos de fabricación, mal diseño, malas técnicas de operación o instalación, formación de emulsiones, variaciones en las condiciones de producción, corto circuito, suministro inadecuado de energía eléctrica, y otras causas menos comunes; las cuales se pueden detectar, ya que todas estas fallas se ven reflejadas en los cambios en la demanda de corriente del motor.

Esta interpretación del registro de corriente es obtenida de la carta del amperímetro, y se requiere conocimiento del significado de los diferentes tipos de variación de corriente, para el diagnóstico de fallas y su localización.

A continuación se presentan tendencias de curvas de amperaje, que servirán de guía en la interpretación, diagnóstico y prevención de fallas en el BEC.

2.7.1 OPERACIÓN NORMAL.- La figura 2.21 ilustra las condiciones ideales de operación, donde se puede producir una curva arriba o abajo del amperaje nominal del motor; pero si esta es continua o simétrica, se considera ideal.

Un BEC no puede producir una línea continua y constante por largo tiempo, debido a que día a día se producen cambios en las condiciones de producción del pozo. Cualquier desviación de la operación normal del aparato, indica la posibilidad de un problema o cambio en las condiciones del pozo, lo cual se refleja en el amperaje registrado.

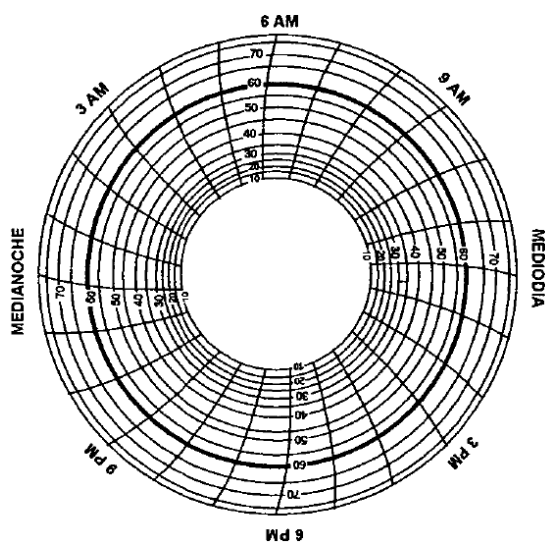


Figura 2.21 Operación normal⁶.

2.7.2 PEQUEÑAS FLUCTUACIONES DE CORRIENTE.- La figura 2.22 muestra como bajo condiciones normales de operación, la energía eléctrica tiende a salir del motor en residuos relativamente constantes. Además, dado que el amperaje varía en proporción inversa con el voltaje; entonces, si el suministro de corriente primaria sufre fluctuaciones de voltaje, el amperaje hace un intento por mantener la potencia de salida constante. Estas fluctuaciones se reflejan en la carta del amperímetro.

La causa más común de la variación en la potencia, es el alto consumo de corriente que se realiza durante “horas pico”, en el sistema primario de suministro de corriente eléctrica. Al continuar el bombeo, se puede detectar a qué se deben dichas fluctuaciones y determinar la causa exacta del problema.

Este tipo de fluctuaciones, no son tan perjudiciales como las que se presentan en caso de un disturbio causado por una tormenta eléctrica cercana al pozo, daño que se puede reducir si se instalan pararrayos en la zona de operaciones.

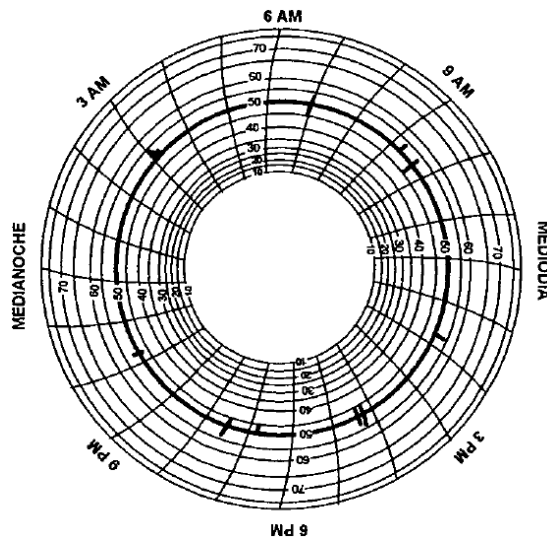


Figura 2.22 Pequeñas fluctuaciones de corriente⁶.

2.7.3 CANDADO DE GAS.- La figura 2.23 muestra el comportamiento del BEC bombeando con baja presión en la succión y aumento de gas libre, de manera que cae en el candado de gas y por consiguiente deja de operar.

La sección A, muestra el inicio de la operación con un amperaje superior al nominal. En este momento, el nivel de fluidos en el espacio anular entre la T.P y T.R, es alto, por lo que el gasto y el amperaje son ligeramente mayores. La sección B, muestra la curva normal de operación para ese tiempo el nivel dinámico de los fluidos es el de diseño. La sección C, muestra un decremento en el amperaje debido a que el nivel de fluidos es inferior al de diseño y empieza a aumentar la cantidad de gas libre en las cercanías de la bomba. La sección D, muestra un amperaje bajo y variante debido a que el nivel de fluidos está alcanzando la succión de la bomba y se produce el candado de gas.

Es decir, la bomba opera sin carga suficiente en la succión y bombea únicamente gas. Para redimir este problema, se puede considerar bajar la unidad sumergible a un punto donde la liberación del gas no sea tan abundante; es decir, a una profundidad tal que la bomba tolere la RGA existente, sin que se alteren sus curvas características, lo que permite continuar con la operación. Si no se puede bajar la bomba, estrangúlese la producción hasta alcanzar el nivel dinámico apropiado.

Si dichas acciones no son factibles, otra posibilidad es el bombeo intermitente programado por tiempo para retirar el máximo de fluidos usando un mínimo de ciclos. También es necesario verificar si la bomba cumple todavía con las condiciones de diseño, en caso contrario, se debe rediseñar el BEC, sin descartar la posibilidad de estimular al pozo. Si en la instalación se cuenta con el convertidor de velocidad variable, únicamente se requiere reducir la frecuencia de la corriente (Hz), para ajustar la capacidad del aparejo a la del pozo.

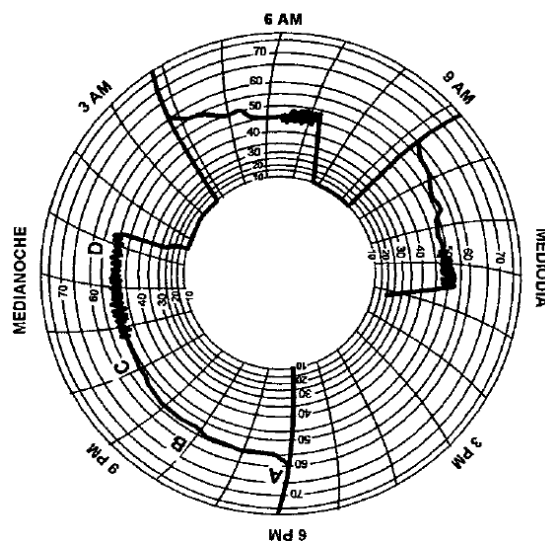


Figura 2.23 Candado de gas⁶.

2.7.4 BOMBEO EN VACÍO.- En la figura 2.24 se muestra el comportamiento de un BEC a un ritmo mayor al que el pozo aporta, por lo que la operación en vacío y se para. Posteriormente, transcurridas dos horas de apagado dispuestas en el reloj del tablero de control, se trata de restablecer la operación y nuevamente cae a las condiciones de bombeo en vacío. Una vez más, se intenta restablecer el bombeo sin éxito y finalmente el sistema queda apagado.

El análisis de las secciones A,B y C es idéntico al tratado cuando se presenta candado de gas; pero para este caso, no se presentan las variaciones de corriente debidas a la presencia de gas libre. En la sección D, el nivel de los fluidos se acerca a la succión de la bomba, por lo que el gasto y amperaje declinan y la carga dinámica total aumenta. Enseguida, se alcanza el nivel de baja corriente y la unidad deja de bombear. Como se observa, la unidad reinicia automáticamente su operación después de un tiempo establecido en el tablero de control, únicamente dos veces. Antes de suspender el bombeo en D, el nivel dinámico alcanza la succión y durante el tiempo en que permanece sin bombear, el pozo no recupera su nivel estático, se reiniciar el bombeo, y empieza en alguna parte de la succión C.

La causa de este problema es que la bomba está sobre diseñada; es decir, la capacidad de bombeo es mayor a la capacidad de aportación del pozo. Como resultado, el nivel dinámico disminuye bruscamente sin dar tiempo a que los fluidos se estabilicen, dando lugar a una condición de bombeo intermitente no programada muy perjudicial, ya que la bomba opera en vacío por un corto tiempo en varias ocasiones.

Las acciones recomendadas para solucionar este problema son las mismas que se aplican cuando se presenta el candado de gas. Es decir, se puede estrangular el pozo, bajar el aparejo de bombeo a una mayor profundidad. Nuevamente, si la instalación cuenta con controlador de velocidad variable, sólo se requiere reducir la frecuencia de la corriente (Hz), para ajustar la capacidad del aparejo a la del pozo.

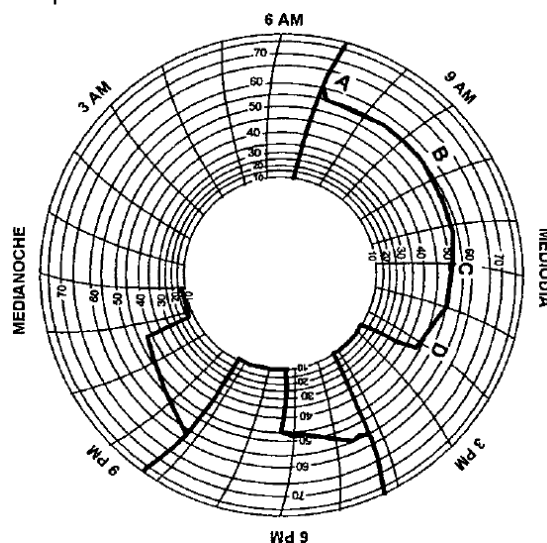


Figura 2.24 Bombeo en vacío⁶.

2.7.5 FALLAS POR POSIBLES CONDICIONES DE VACÍO EN EL ARRANQUE.- El análisis de la figura 2.25 señala que la unidad deja de bombear poco después del arranque, debido a una rápida disminución en la corriente de operación; o bien, a que el tiempo que permanece apagada, no es suficiente para que se recupere el nivel de fluidos. Lo anterior se repite en varios intentos de arranque.

El comportamiento es similar al descrito en la figura 2.24; es decir, el tiempo que la unidad permanece sin bombear no es suficiente para que el pozo recupere su nivel y la bomba opere normalmente. Posiblemente, la bomba está sobre diseñada; si esto se verifica, se debe rediseñar y cambiar lo más pronto posible. También debe de considerarse una posible estimulación al pozo, para incrementar el nivel estático de fluidos.

De acuerdo con lo observado, se recomienda tomar en cuenta la posibilidad de operar con bombeo intermitente programado y tiempo de bombear no menos a 5 horas, para que los fluidos alcancen un nivel dinámico capaz de mantener un bombeo normal. Nuevamente, si la instalación cuenta con controlador de velocidad variable, sólo se requiere reducir la frecuencia de la corriente (Hz), para ajustar la capacidad del aparejo a la del pozo.

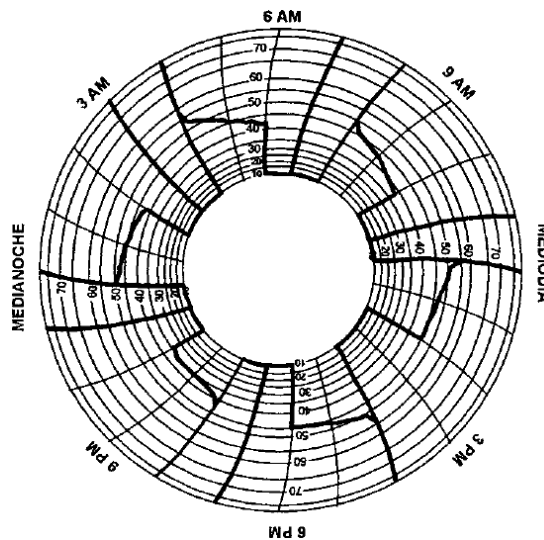


Figura 2.25 Fallas por posibles condiciones de vacío en el arranque⁶.

2.7.6 FRECUENTES CICLAJES DE BOMBEO.- La figura 2.26 muestra que la unidad se comporta en forma similar a lo observado en la figura 2.25, pero en este caso los ciclos de bombeo son más cortos y más frecuentes. Normalmente la configuración de esta carta también indica que la bomba está sobre diseñada. Si por el contrario, la productividad del pozo es compatible con el aparejo de bombeo, las causas de la anomalía pueden ser otros problemas.

La sugerencia inmediata para detectar la causa del problema, es determinar la profundidad del nivel de fluidos, mediante un registro acústico llamado ecómetro. Si este muestra que los fluidos están al nivel de diseño, entonces esta causa se elimina. Ahora debe revisarse la presión en la T.P, pues una resistencia en esta, reduce la producción acompañada de una caída en el amperaje. La resistencia al flujo dentro de la T.P generalmente es producto de la deposición de parafinas o esfaltenos debida a la disminución de la temperatura.

Si la línea de descarga está tapada, o una válvula está cerrada, o semiabierta en la trayectoria de flujo, también ocurre una reducción en la producción acompañada por una caída en el amperaje, como el que se muestra en la figura 2.26. Este tipo de problemas es extremadamente perjudicial para el motor sumergible y debe corregirse lo más pronto posible.

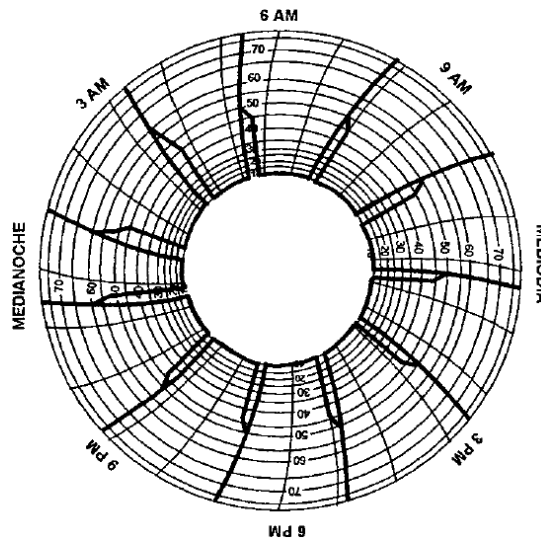


Figura 2.26 Frecuentes ciclajes de bombeo⁶.

2.7.7 CONDICIONES DE GASIFICACIÓN.- La figura 2.27 muestra el comportamiento de un aparato de bombeo operando dentro del rango de los niveles de fluido y corriente diseñados, pero está manejando líquidos ligeramente gasificados.

Las fluctuaciones de corriente son causadas por el ingreso de gas libre a la bomba. Esta condición, usualmente está acompañada por una reducción en la producción total de líquidos, medido a condiciones de tanque; comparativamente con el volumen de fluidos que entra en la succión.

Una bomba maneja determinado número de barriles de cualquier fluido incluyendo gas, aún en perjuicio del comportamiento indicado en sus curvas características y en este caso, un barril de gas no representa contribución en el tanque de almacenamiento, pero sí en un volumen substancial cuando se maneja a través de la bomba. Esto ocasiona serios problemas como candado de gas, cavitación, incluso la destrucción del equipo.

Este tipo de carta también puede ser resultado de que la succión de la bomba esté taponada por emulsiones, parafinas, asfaltenos, etc. Al existir un taponamiento de la bomba, esta deja de trabajar, pues la corriente eléctrica cae por debajo de la normal de operación.

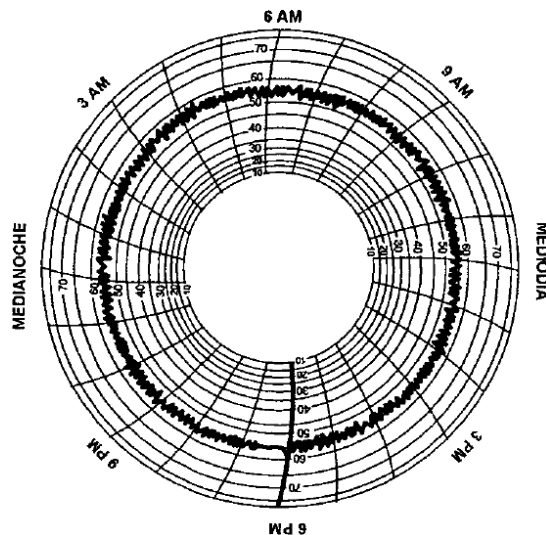


Figura 2.27 Condiciones de gasificación⁶.

2.7.8 SUMINISTRO DE CORRIENTE INSUFICIENTE.- La figura 2.28 ilustra el comportamiento del aparejo de bombeo que deja de funcionar por baja carga de corriente, dos horas después se intenta restablecer la operación automáticamente, sin éxito, y parando en la misma zona. Normalmente este registro lo produce un fluido de muy baja densidad.

Si la prueba de la producción muestra fluidos disponibles en la succión de la bomba, la solución al problema es reducir la corriente en el relevador de baja carga, para evitar su activación y la suspensión del bombeo. Este cambio debe hacerse después de consultar las curvas características de la bomba, para verificar que no disminuya la eficiencia de bombeo.

Otra causa de este tipo de gráfica puede ser la falla del relevador de tiempo, utilizado para bloquear al relevador de baja carga de los circuitos de control, durante la secuencia automática de arranque. Cuando se presenta esta gráfica, todas las áreas involucradas en el tablero de control, deben ser revisadas punto por punto.

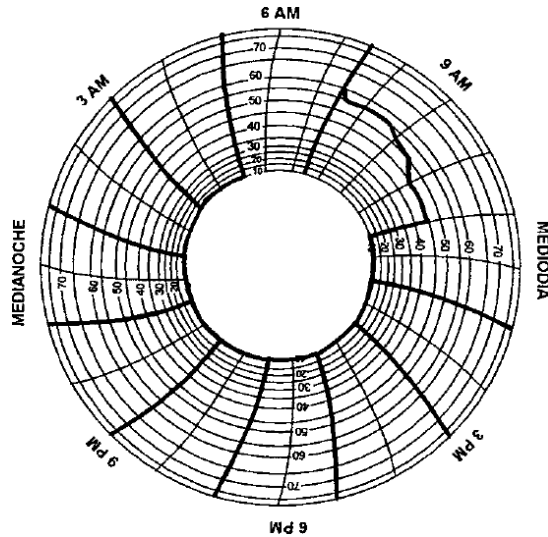


Figura 2.28 Suministro de corriente insuficiente⁶.

2.7.9 CARGA REDUCIDA DE CORRIENTE.- En la figura 2.29 se ilustra el inicio de una operación normal seguida por una declinación en el amperaje; después, el BEC opera con una carga de corriente reducida constate y por último, deja de bombear debido a una sobre carga.

Este registro es típico resultado de una falla en el relevador de baja carga, debida al valor de corriente mal establecido para su activación. En este caso, la unidad sumergible se encuentra a una profundidad que ocasiona la disminución en el consumo de corriente del motor; entonces, el relevador de baja carga debería activarse para evitar que el motor trabaje por un largo período con baja carga.

Por lo observado en la gráfica, es muy probable que los fluidos no estén enfriando adecuadamente el motor, como resultado aumenta su temperatura de operación y este o el cable pueden quemarse. Esto se refleja en la sobre carga de corriente observada y para evitarlo, el fluido debe ser obligado a pasar por las paredes externas del motor para que lo enfríe.

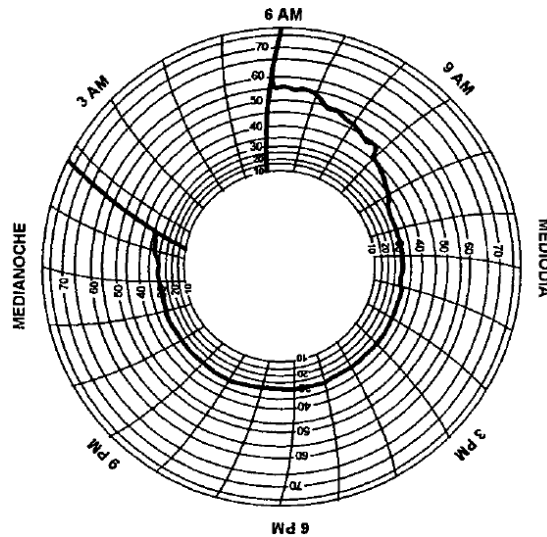


Figura 2.29 Carga reducida de corriente⁶.

2.7.10 EFECTOS DE CONTROLES DE NIVEL DE TANQUE.- La figura 2.30 muestra que el bombeo se está controlando mediante un interruptor colocado en el tanque de almacenamiento, naturalmente esta es una instalación más sofisticada. El BEC inicia su operación, o se detiene automáticamente, cuando el nivel de fluidos en el tanque, decrece o se eleva a niveles preestablecidos.

Este tipo de instalación es común para mantener un nivel de producción, ya sea por limitaciones de almacenamiento, políticas de explotación, etc. Debido a que la secuencia automática de remarcha, depende de la rapidez o lentitud con que se haga la extracción de los fluidos, los tiempos de operación varían, como se observa en la gráfica.

Esta forma de producción ocasiona que al momento de interrumpir el bombeo, los fluidos en la T.P, regresen a través de la bomba y la flecha gire en sentido inverso, lo que daña al equipo. Para evitarlo, se recomienda un tiempo mínimo sin bombear de 30 minutos, para asegurar que el movimiento de fluidos en sentido inverso haya terminado. Para evitar el movimiento inverso de fluido, se coloca la válvula de retención en la T.P, una ligada por arriba de la bomba.

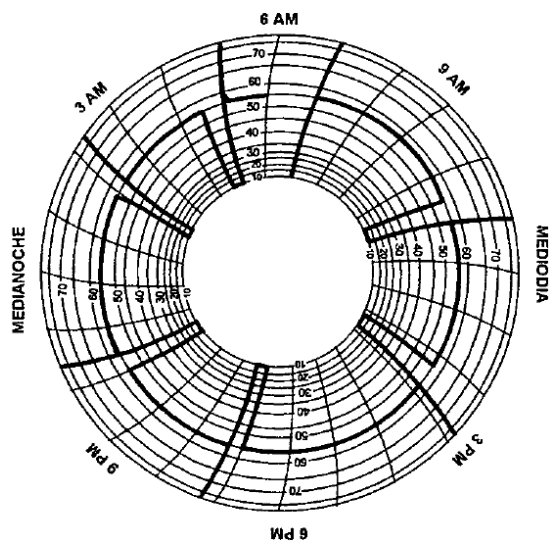


Figura 2.30 Efectos de controles del nivel de tanque⁶.

2.7.11 CONDICIONES DE SOBRECARGA DE CORRIENTE.- La figura 2.31 muestra que el BEC deja de operar por sobre carga de corriente, la sección A, indica el inicio del bombeo con amperaje abajo del normal de operación y gradualmente se eleva hacia el normal. En la sección B, la unidad está operando normalmente. La sección C, indica un incremento continuo de amperaje, hasta que cae a cero debido a una sobrecarga. Si se presenta este registro, no se debe intentar el reinicio de operación hasta localizar y corregir la causa exacta del problema.

En este caso, las causas más comunes del problema, sin los incrementos de densidad o viscosidad del fluido que se bombea, la producción de arena, la formación de emulsiones, o problemas mecánicos como los causados por relámpagos, motor sobrecalentado y/o desgaste en el equipo.

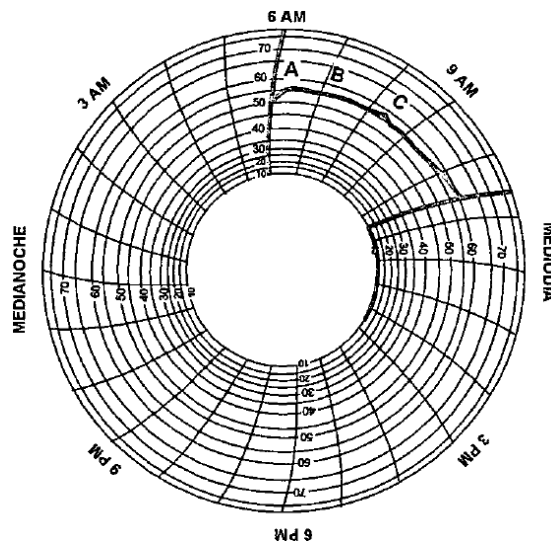


Figura 2.31 Condiciones de sobrecarga de corriente⁶.

2.7.12 PRODUCCIÓN DE ARENA O INCRUSTACIONES.- La figura 2.32 muestra variaciones al inicio del bombeo por un corto período y posteriormente se normaliza. Este tipo de registro se espera cuando se limpia un pozo de residuos tales como: arena suelta, incrustaciones, lodos pesados o salmueras. Este tipo de operación es común que se realice en pozos petroleros y sólo se recomienda si es indispensable; ya que puede causar problemas a la unidad BEC, sobre todo al inicio del bombeo.

La potencia que entrega el motor es función directa de la densidad relativa de los fluidos que se bombean. Por tal razón, al tratar de bombear un fluido limpiador muy pesado, que exceda la potencia disponible del motor y la capacidad de la bomba, se puede matar al pozo. Para evitarlo, se deben consultar las curvas características de la bomba y determinar si las dimensiones del motor y bomba, son las suficientes para desalojar dicho fluido.

Si el pozo inicialmente produce arena, la unidad debe arrancarse lentamente con un gasto reducido, para prevenir el arrastre abundante de residuos de la formación, que puedan ocasionar problemas de taponamiento o incrustaciones en la succión de la bomba.

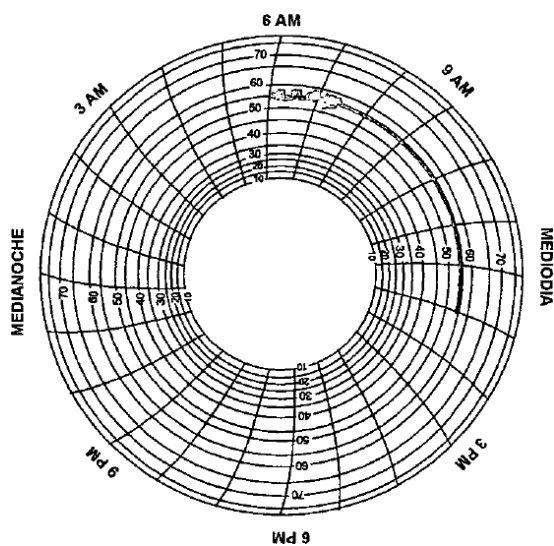


Figura 2.32 Condiciones de residuos de arena u otro material⁶.

2.7.13 EXCESIVOS INTENTOS MANUALES DE OPERACIÓN.- La figura 2.33 muestra la operación normal del BEC por un largo tiempo, hasta que surgen fluctuaciones de corriente que terminan por producir sobrecarga, la cual ocasiona la suspensión del bombeo. Se observa que posteriormente, se hicieron varios intentos manuales para volver a poner en marcha la unidad, sin éxito.

Es muy importante tomar en cuenta que si se realiza un intento manual por poner en marcha la unidad y no responde, ya no debe hacerse otro intento, pues es muy perjudicial para el sistema de bombeo. En su lugar, llame a un especialista para que revise la unidad.

Es muy posible que las fluctuaciones de corriente que provocaron la sobrecarga, se deban a una tormenta eléctrica. En este caso, durante el tiempo que permanece apagada la unidad debe revisarse el sistema; ya que una línea primaria de suministro de corriente puede estar desconectada o quemada.

Esto da lugar a que se opere sólo con una o dos fases, ocasionando severos daños al equipo eléctrico al tratar de arrancar la unidad. Aparentemente, la activación de los relevadores de sobrecarga, no afecta el arranque de la unidad y permite los múltiples intentos manuales.

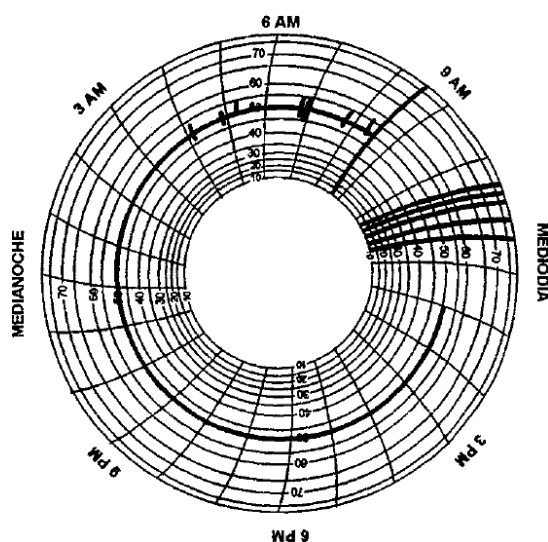


Figura 2.33 Excesivos intentos manuales de operación⁶.

2.7.14 VARIACIONES DE CORRIENTE IMPREDESIBLES.- La figura 2.34 ilustra una operación de bombeo en que la variación de corriente es impredecible. Posteriormente, la línea de corriente se interrumpe, el sistema queda apagado y no hay restablecimiento automático.

La reoperación manual no debe intentarse hasta que un especialista revise completamente la unidad y se determine la causa exacta del problema. Normalmente este tipo de registro se produce por variaciones en la densidad relativa de los fluidos, o por cambios importantes en la presión superficial.

También, las fallas de sobrecarga de esta naturaleza, pueden deberse a alguna de las siguientes razones: bomba atascada, motor y/o cable quemado y fusibles primarios o secundarios desgastados.

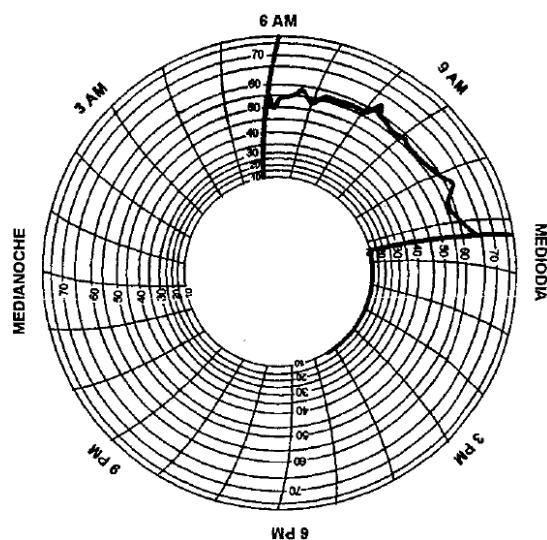


Figura 2.34 Variaciones de corriente impredecibles⁶.

2.7.15 REGISTRO RARO O MISTERIOSO.- La figura 2.35 muestra un registro de corriente raro y difícil de interpretar. Se observa que durante un período, el motor está cargado y pierde una cantidad de carga de corriente durante otro periodo. Se requiere el uso de todos los datos disponibles, para analizar cartas de este tipo.

Probablemente, la operación de bombeo es totalmente normal y la variación de corriente registrada, se debe simplemente a deformaciones del papel o plumillas, producidas por cambios de temperatura en el transcurso del día y la noche.

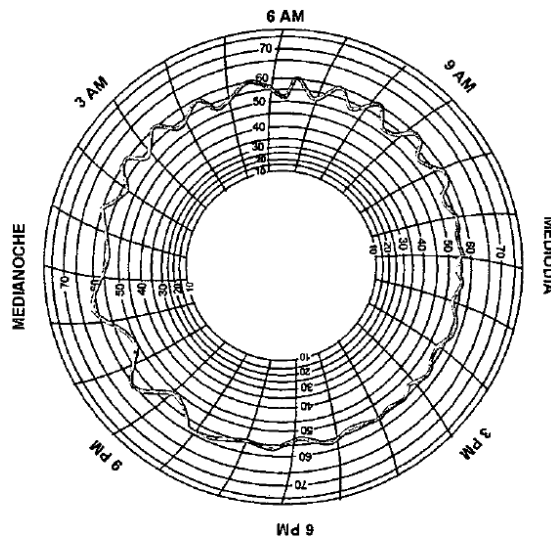


Figura 2.35 Registro raro o misterioso⁶.

Referencias.

1. Schlumberger, Mark of Schlumberger "*Electric submersible pump*",
http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible.aspx
2. Weatherford, Company Weatherford, "*Electric Submersible Pumping*",
<http://www.weatherford.com/Products/Production/>
3. Ing. Marto Ramírez "*Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting*" ESP Oil International Training Group, Venezuela, 2004.
4. M.I. Lucero Aranda, Felipe de Jesús "*Apuntes de sistemas artificiales de producción*" Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
5. M.I Gómez Cabrera, José Ángel "*Producción de pozos 1*" Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
6. Ing. Díaz Zertuche, Héctor Jesús "*Bombeo electrocentrífugo sumergido*", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2002.

CAPITULO 3

Bombeo Electrocentrífugo Sumergido en Terminaciones Inteligentes.

INTRODUCCIÓN:

Uno de los principales desafíos que enfrenta la industria petrolera es la reducción de los costos de desarrollo, mientras que al mismo tiempo se quiere acelerar la recuperación y también la maximización de las reservas. Una de las claves que nos permitirá obtener esto se encuentra en el área de las terminaciones inteligentes (T.I).

Dispositivos de control de flujo en el fondo del pozo, permiten tener flexibilidad en las operaciones de pozos convencionales y no convencionales. Debido a la colocación de sensores y válvulas de control en la cara del yacimiento, los ingenieros pueden monitorear el yacimiento así como el comportamiento de los pozos en tiempo real, análisis de datos, toma de decisiones y modificar la terminación sin la necesidad de intervenir el pozo, todo esto para optimizar el yacimiento y el rendimiento de los activos.

También provee la capacidad independiente de controlar cada válvula desde la superficie, para maximizar la producción de petróleo y minimizar la producción de agua y/o gas. Sin embargo también se puede utilizar para tratar los problemas con la producción de agua, tales como la incrustación de orgánicos.

En un yacimiento inteligente es necesario contar con un sistema de pozos inteligentes, herramientas computacionales y sistemas de comunicación capaces de recoger, transmitir y analizar la terminación, así como los datos de producción y del yacimiento, también, iniciar la acción para tener un mejor control del pozo y de los procesos de producción.

Los beneficios de la tecnología de pozos inteligentes se llevan a cabo cuando se genera la información de producción en el fondo del pozo mediante los sensores desplegados en el campo, los cuales pueden ser activados y usados frecuentemente para la toma de decisiones, al modificar las terminaciones de los pozos por zonas, por lo que la optimización de la producción y el manejo del yacimiento es en tiempo real.

3.1 ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS Y EL PROCESO DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Una cosa que ocurre siempre cuando nuevos conceptos tecnológicos son aplicados es que se subestima el impacto que las nuevas ideas tendrán en relación a los sistemas o procedimientos ya establecidos. De aquí la importancia de la administración de proyectos en el desarrollo de la aplicación de nuevas tecnologías, tales como las terminaciones inteligente.

Durante la década de 1970's, una serie de operadores optaron por integrar tecnología Through Flow Line (TFL) en sus desarrollos submarinos. Esta tecnología proporciona un método para el servicio a pozos sin la necesidad de realizar una intervención costosa con equipo de perforación convencional. El tipo de servicios que estaban disponibles incluía:

1. Cambio de las válvulas submarinas del Manifold.
2. Sustitución de tapones o válvulas a boca de pozo.
3. Extracción y reinsertación de las válvulas de control de flujo.
4. Realización de rutinas de mantenimiento en las válvulas de seguridad subsuperficiales.

El operador habría de elegir la funcionalidad de la terminación basado en el servicio que quiere llevar a cabo de forma rutinaria. Esto a su vez, impulsó el desarrollo de herramientas específicas. Cualquier nueva herramienta tuvo que ser evaluada teniendo en cuenta cada interfaz, y los problemas potenciales fueron resueltos antes de la aprobación final.

Wiggins y Startzman definen a la administración de un yacimiento petrolero como “la aplicación de la tecnología de última generación dentro de un sistema yacimiento conocido”⁴. Satter por su parte afirma que la administración de yacimientos es “maximizar los beneficios de un yacimiento mediante la optimización de la recuperación, mientras se minimiza los costos de inversión de capital y los gastos de operación”⁵.

Antes de la década de 1980’s la administración de yacimientos estaba basada en la baja densidad de datos de producción, herramientas de simulación digital rudimentarias y proceso de trabajo secuencial.

En la década de 1980’s se registró un aumento del uso del sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), aquí se empleaba instrumentación básica de baja frecuencia que mostraba presiones a boca de pozo, poco incremento del poder en los sistemas de cómputo centrales y súper computadoras permitían simuladores de yacimientos más sofisticados y la introducción de personal de computadoras de escritorio. Todas estas herramientas aún eran rudimentarias y los datos adquiridos tenían baja resolución analógica debido a los registradores de presión de fondo, además, las lecturas de los datos adquiridos eran tomadas con una frecuencia de un mes.

La década de los 90’s se caracterizó por la explosión de la Era de la información y la adopción generalizada de organización de equipos de trabajo, así como el empleo de conceptos de administración de yacimientos. Los sistemas SCADA fueron instalados en campo, proporcionando instrumentación de medición de presión a boca de pozo. Medidores multifásicos aplicados en pozos individuales o en grupo, arrojando continuamente datos de producción, almacenando lecturas por día.

Estaciones de trabajo de ingeniería con los más sofisticados simuladores de yacimientos eran puestos a disposición de los ingenieros petroleros. La gran capacidad de cómputo combinado con la mejora en las aplicaciones de análisis de Ingeniería Petrolera, permiten al Ingeniero Petrolero analizar y optimizar el rendimiento del activo con mayor facilidad, siempre y cuando el Ingeniero Petrolero tenga las capacidades requeridas para ello.

3.2 TERMINACIONES INTELIGENTES

3.2.1 HISTORIA DE LAS TERMINACIONES INTELIGENTES

Antes de agosto de 1997, por lo general todos los pozos eran terminados con una terminación convencional, como se muestra en la figura 3.1, la cual incluía: tuberías, mangas deslizables, y control superficial de las válvulas de seguridad subsuperficiales; con el transcurso del tiempo estas terminaciones fueron evolucionando propiciando así el desarrollo de los pozos inteligentes, mostrado en la figura 3.2. Estos avances han pasado varias etapas, las cuales se nombran a continuación¹⁵:

- I. Etapa 1.- Los Pozos convencionales son instalados sin medidores de fondo. De acuerdo al número de intervalos, será el número de mangas deslizables que se desplieguen. Líneas e intervenciones son requeridos.
- II. Etapa 2.- Se instalan medidores permanentes, estos pozos tienen sólo medidores de fondo y los datos son recolectados con registrador de datos en un periodo de tiempo predeterminado. No son controlados desde la superficie. Líneas e intervenciones son necesarias en caso de necesidad.
- III. Etapa 3.- Instalación de controles hidráulicos de forma remota, estos pozos son controlados hidráulicamente desde la superficie. Ninguno de los sensores se instala en el fondo del pozo, y como resultado no hay datos de transmisión en el ordenador para su interpretación.
- IV. Etapa 4.- Instalación de sensores, los datos son interpretados por los ingenieros en la superficie. En tiempo real los datos de temperatura, presión y gasto provienen del fondo a través de sondas o sistemas inalámbricos. También se les conoce como pozos inteligentes de bajo coeficiente intelectual.
- V. Etapa 5.- Se añaden dispositivos de fondo, controladores de flujo y software, estos equipos son usados para adquirir e interpretar datos automáticamente, en tiempo real, sin la interferencia del ser humano.

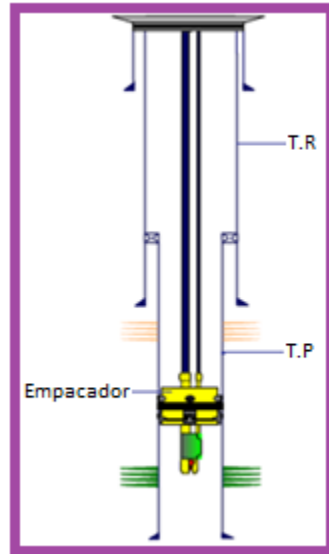


Figura 3.1 Sistema Convencional.

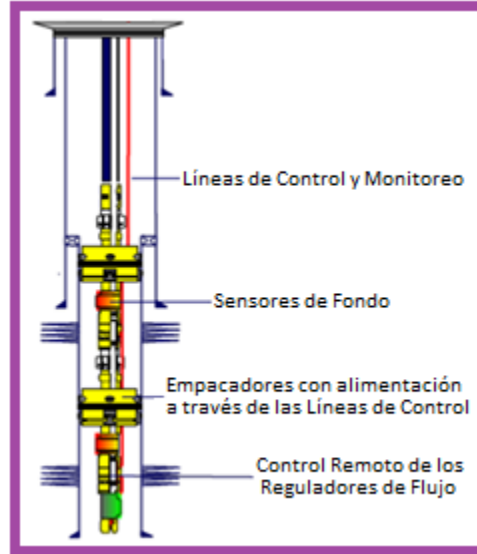


Figura 3.2 Sistema inteligente.

3.2.1.1 PRIMER POZO CON T.I EN EL GOLFO DE MÉXICO

En Abril de 1999 fue instalado en el Golfo de México el primer pozo inteligente, localizado en aguas profundas con un tirante de agua de 1000 m, como se ilustra en la figura 3.3. El campo contaba con unidades de arenas verticales y lateralmente discontinuas. Debido a la necesidad de tener múltiples puntos de producción, se debía encontrar un método que permitiera la producción de dos intervalos a la vez en un mismo pozo, ahorrando costos al no desarrollar un segundo pozo. Los operadores desarrollaron un plan el cual describía el orden en el que las zonas productoras serían incorporadas al pozo para la maximización de reservas y la producción inicial.

Previamente se realizaron estudios de caracterización al campo, toma de muestras y simulación, con el propósito de observar la distribución de las permeabilidades, así como el comportamiento del fluido, principalmente para determinar al pozo candidato para la instalación de la T.I.



Figura 3.3 Ubicación del primer pozo inteligente¹⁸.

Técnicas innovadoras fueron utilizadas para la instalación de la terminación, desde la incorporación de una plataforma mini-TLP, mostrada en la figura 3.4, hasta el desarrollo de ductos y líneas de descarga. Todo el proceso realizado fue con base en extremo cuidado ya que se pretendía que con el uso de una T.I se podría maximizar la producción del campo.

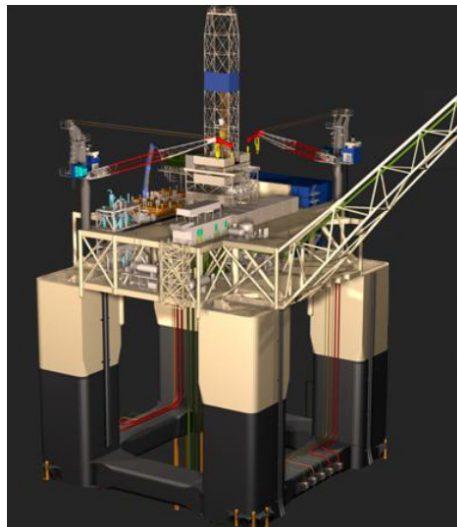


Figura 3.4 Plataforma TLP¹⁸.

Al pozo con T.I se le instaló un método de control de arena con la finalidad de evitar su formación y producir dos zonas independientes. El equipo de T.I permitía al operador monitorear la presión, temperatura y la producción de cada zona (zona alta, zona baja, ambas zonas o ninguna). Las instalaciones de las zonas de interés fueron terminadas simultáneamente con el montaje de la T.I instalada como parte de la sarta de la T.P. Esto se realizó para maximizar y/o eliminar la necesidad de futuras intervenciones al pozo o iniciar cambios en la producción de cualquiera de los intervalos de producción.

3.2.2 DEFINICIÓN DE POZOS INTELIGENTES

Un pozo inteligente, es un pozo con sistemas avanzados de control y monitoreo que permiten al operador producir, monitorear y controlar la producción de hidrocarburos a través de sistemas de terminación operados a control remoto. Estos sistemas son desarrollados con técnicas que permiten que la arquitectura del pozo sea reconfigurada a voluntad y que se obtengan datos en tiempo real como, presión y temperatura, y que estos datos sean adquiridos sin ningún tipo de intervención, para la identificación de problemas en el yacimiento o pozo. Ayudando a los operadores a minimizar la pérdida de fluidos, administrar el yacimiento, mantener la integridad del pozo y la maximización de la producción.

3.2.3 CARACTERÍSTICAS DE POZOS INTELIGENTES

Características para considerarse pozo inteligente⁸:

- ◆ Control de flujo en uno o más intervalos.
- ◆ Capacidad de recolección de información de producción.
- ◆ Capacidad de utilizar la información de la producción para la toma de decisiones que tienen un impacto positivo en el VPN (Valor Presente Neto) en los campo.

La tecnología de pozos inteligentes abarca simultáneamente dos conceptos básicos²:

1. Vigilancia en tiempo real.- la capacidad de adquirir datos de flujo en el fondo del pozo o del yacimiento.
2. Control en tiempo real.- la capacidad de controlar el flujo en forma remota, variando el estrangulador o las válvulas.

Para aprovechar mejor esta tecnología se requieren procesos de trabajo, datos de administración y rutinas de optimización que permitan el correcto ajuste de los pozos inteligentes.

3.2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS INTELIGENTES

Las ventajas de los pozos inteligentes pueden ser brevemente comprendidas en los siguientes cuatro puntos¹⁷:

1. Reducción de gastos operativos.
2. Incremento de la producción de aceite.
3. Recuperación mejorada del aceite.
4. Mitigación de la incertidumbre Geológica sobre el desempeño del proyecto.

Sin embargo las desventajas de la tecnología de pozos inteligentes, se derivan de su complejidad técnica. Estas desventajas se pueden resumir de la siguiente manera¹⁷:

1. El alto costo.
2. Riesgo de falla en válvulas y sensores.

Por varios años, los operadores han instalado de forma permanente instrumentos de presión y temperatura para determinar estos parámetros de producción en tiempo real. Información sobre las condiciones de flujo en un pozo son útiles en la optimización de la recuperación de hidrocarburos en el yacimiento.

Pocos operadores sin embargo, le han sacado realmente ventaja a los datos para mejorar sus operaciones. O bien la información se almacena en un medio difícil de recuperar o utilizar, o no existe suficiente personal disponible para el análisis de datos, que traerían beneficios potenciales en la optimización de la producción. El sistema inteligente ofrece una solución a este problema.

Si bien es cierto, que un pozo inteligente puede ser definido como una terminación con sensores de fondo y un sistema de datos de telemetría, para la recuperación de datos pertinentes en tiempo real, el máximo beneficio económico solo puede realizarse si los controles de fondo, que proporcionan un control remoto de los procesos de producción están instalados. Además, en la superficie va montado un sistema de automatización de pozo, que debe ser incluido en este sistema, de modo que la herramienta de análisis del software y controles en boca de pozo puedan automatizar la mayoría de las tareas asociadas con la operación eficiente del pozo que se le puedan proporcionar. Por lo tanto, un sistema inteligente básico debe incluir un sistema de control en el fondo del pozo, y un sistema de control en la superficie.

La implementación de un sofisticado sistema de control de fondo sólo es necesaria cuando el operador decide mezclar la producción de múltiples zonas o secciones multilaterales dentro de un solo pozo. Una T.I básica de un pozo incluye sensores de fondo de pozo, controles reconfigurables de flujo en superficie y un sistema de telemetría de datos.

3.2.4.1 PROBLEMA DE INTERVENCIÓN A POZOS RESUELTO MEDIANTE T.I

Un pozo inteligente con la instalación de sistemas de control y monitoreo principalmente trae ventajas significativas como el control y supervisión en tiempo real del pozo, en comparación con los sistemas tradicionales, en donde los pozos eran controlados hidráulicamente desde superficie y además no había sensores en el fondo, dando como resultado falta de información sobre el rendimiento del pozo en superficie. Adicionalmente estos sistemas necesitan operaciones de reparación e intervención a lo largo de la vida productiva del pozo por lo que los costos en el desarrollo de un pozo se incrementarán.

El problema de las intervenciones y reparaciones en pozos es considerable, ya que no sólo ocasionan elevados costos sino también una elaboración de programas de mantenimiento a pozos. Además en casos especiales es imposible realizar estas operaciones por las condiciones que presenta el pozo. Estas condiciones pueden ser de alto riesgo, el cual pueden poner en peligro al personal y al equipo (superficial y subsuperficial) del pozo.

El programa de mantenimiento de un pozo es un proceso de planeación y desarrollo que requiere tomar en consideración algunos aspectos, en la tabla 3.1 muestra los principales aspectos a considerar en un programa de mantenimiento.

ASPECTO	CARACTERÍSTICAS
Objetivo de la intervención	Determinar los alcances de la intervención.
Requerimientos básicos de información	El diseñador debe realizar una recopilación completa de los antecedentes del pozo y datos de información (registros de producción, toma de muestras, calibraciones) tales como: estados mecánicos, características de los fluidos producidos, presión y temperatura, etc.
Secuencia operativa	Son eventos ordenados secuencialmente para alcanzar el objetivo planteado en la intervención.
Problemas comunes en el área	Dependerá de la ubicación del pozo, así como del equipo a utilizar en la intervención.
Tipo de pozo (Terrestre o Marino)	Se puede considerar que las secuencias operativas de mantenimiento entre pozos terrestres y marinos son las mismas, excepto que los marinos, por seguridad, requieren contar con una válvula de control en sus aparejos de producción subsuperficial. El manejo de este accesorio requiere de operaciones adicionales que finalmente marcan la diferencia.
Costo de la intervención	a) Costos de los materiales. b) Costos de los servicios. c) Costos por la utilización, mantenimiento y pruebas del equipo.

Tabla 3.1.- Aspectos en un programa de mantenimiento de pozo.

El concepto “pozo inteligente” es una tecnología que ha mejorado las condiciones de instalación, operación, monitoreo y manejo de hidrocarburos en pozos, además de que se tiene un mejor control del equipo y se disminuye los costos por intervención.

3.2.4.2 FACTOR DE RIESGO INVOLUCRADO EN EL USO DE VCF PARA EL MANEJO DE INCRUSTACIONES EN TUBERÍAS

Durante la perforación, terminación y producción, es posible encontrar una zona dañada ya sea por causas naturales o inducidas. Estas zonas pueden ser las tuberías, empacadores, áreas cercanas al pozo, o en equipos superficiales (líneas de descarga). Existen dos tipos de causas por las que se pueden formar daño, natural o inducida. Las causas se muestran en la tabla 3.2.

TIPO	PRINCIPALES CAUSAS	EJEMPLOS
Natural	Cambios de presión y temperatura.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Migración de finos. ◆ Aumento de arcilla. ◆ Depósito de orgánicos. ◆ Depósito de parafinas o esfaltenos.
Inducida	Operaciones como: Perforación, terminación y/o reparación.	Afecta la permeabilidad relativa como: <ul style="list-style-type: none"> ◆ Fluido de perforación y terminación. ◆ Cementación.

Tabla 3.2.- Posibles causas de daño.

La figura 3.5 y 3.6 ilustran algunos problemas que pueden afectar el rendimiento de la T.P, y como tener mejor acceso para que la información de fondo pueda mejorar la habilidad del aseguramiento de flujo.

Existen riesgos, así como beneficios potenciales en el uso de pozos inteligentes para el manejo de incrustaciones. Estos son³:

- ◆ Mezcla de salmueras incompatibles, en una localización fija y en altas concentraciones, propicia la deposición de incrustaciones de sulfatos, afectando la operación de la válvula y la integridad del flujo en la misma.
- ◆ La caída de presión a través de las válvulas, propicia la precipitación de incrustaciones de carbonatos, la prevención en el mantenimiento de las válvulas, permite un buen funcionamiento de ellas.

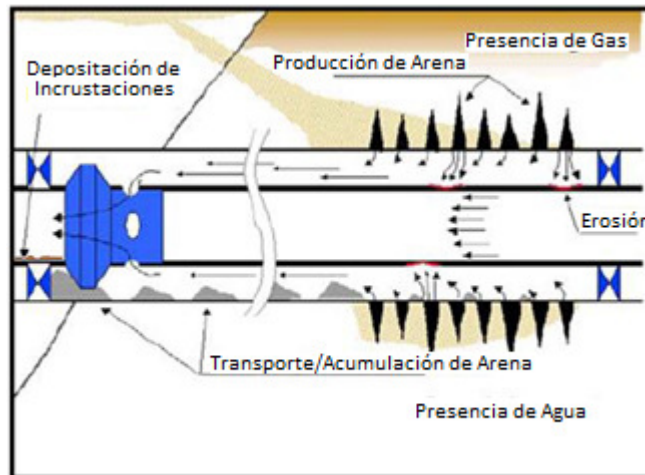


Figura 3.5 Problemas de incrustaciones en la T.P³.

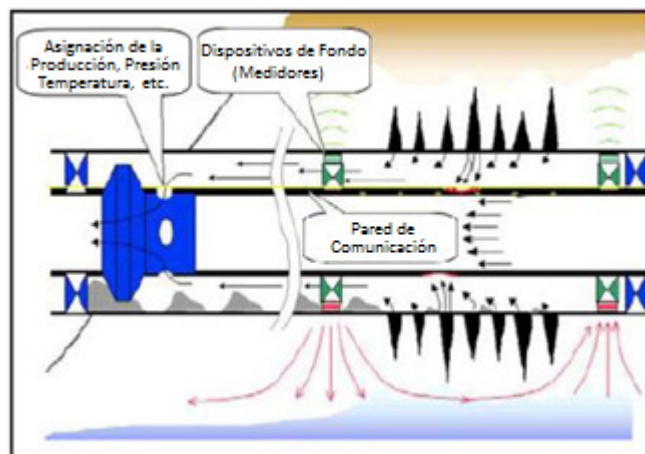


Figura 3.6 Aseguramiento de flujo usando VCF³.

3.2.5 BENEFICIO DE LOS POZOS INTELIGENTES

La aplicación de pozos inteligentes tiene varios beneficios para cualquier empresa petrolera en particular en situaciones costa afuera. Los siguientes beneficios se pueden lograr con esta tecnología¹⁵:

- ◆ Acelerar la producción.
- ◆ Mejorar la recuperación de los hidrocarburos.
- ◆ Reducir las intervenciones.
- ◆ Aumentar el conocimiento de las características del yacimiento para facilitar el desarrollo de operaciones en campo.
- ◆ Mejorar la distribución del desarrollo de pozos nuevos en el campo.
- ◆ Menores gastos en la infraestructura superficial.
- ◆ El mezclado.
- ◆ Manejo del agua.
- ◆ Detección de químicos en el fondo.
- ◆ Medición de flujo.
- ◆ Control en tiempo real del pozo y el campo, y la optimización mediante la vinculación de los pozos inteligentes.
- ◆ Adición de reservas marginales.
- ◆ Control de inyección en dos o más zonas.
- ◆ Detección de cambios importantes en el fondo del pozo.
- ◆ Comunicar cambios en una localización dada, y planificar una respuesta adecuada.
- ◆ Permite el accionamiento de diversos dispositivos para reconfigurar la terminación sin la necesidad de intervenciones.
- ◆ Confirma que la terminación resultante consiguió el ajuste óptimo.
- ◆ Beneficios en la producción y económicos para el BEC.
- ◆ Mejor distribución de flujo.
- ◆ Limpieza en fondo y a lo largo en un pozo horizontal.
- ◆ Producción de aceite con igual reducción a lo largo de la sección horizontal del pozo.
- ◆ Mitigación de incertidumbres en el fondo y secciones del pozo.
- ◆ Mitigación de riesgo de un trabajo de cementación malo.
- ◆ Aumento del VPN del proyecto especialmente en la producción de mezclado.
- ◆ Reducción del riesgo e incertidumbre en el desarrollo.
- ◆ Identificación instantánea de problemas en el pozo.
- ◆ Mejora la frecuencia de pruebas en el pozo.
- ◆ Beneficios ambientales, reduciendo instalaciones superficiales y mantener residuos bajo tierra.
- ◆ Buen soporte técnico para la toma de decisiones en situaciones críticas.
- ◆ Adquisición de datos relevantes para el abandono del pozo.
- ◆ Mejora la calidad de vida para el personal operativo.

3.2.6 LA PLANEACIÓN DE UNA TERMINACIÓN INTELIGENTE

El uso de una T.I requiere de una pre-planeación para su correcto desarrollo. Las operaciones con T.I requieren cuidados en los equipos marinos como: colgador de tubería, ductos de producción, instalaciones superficiales y diseño de la terminación, por lo difícil de su diseño y por los materiales de los que están diseñados.

Las T.I requieren de muchos componentes en su instalación, desde el equipo hasta la organización del personal. Debido a esto la planeación de un proyecto de T.I tarda aproximadamente de dos a tres años para su instalación. El tiempo varía dependiendo de la organización entre las disciplinas involucradas en el desarrollo del proyecto.

En la planeación es necesario analizar toda la información disponible del pozo (caracterización, simulación, geología, propiedades de los fluidos, etc.) con el objetivo de prevenir problemas en la instalación. Es aquí donde se examinan todos los parámetros técnicos, condiciones de pozo (temperatura, presión, profundidad) y propiedades de los fluidos con el fin de crear la mejor estrategia de diseño.

El diseño de una instalación de un SAP marino incluye muchas etapas. Dichas etapas deben ser aprobadas por los grupos que realizan la planeación, ya que si existe algún problema en alguna etapa del proyecto no se podrá pasar a la siguiente, hasta que el problema esté solucionado.

El Octograma de la figura 3.7 muestra la metodología a seguir para el correcto desarrollo de un sistema inteligente, en él se muestra las principales etapas del desarrollo de una instalación para los sistemas inteligentes.

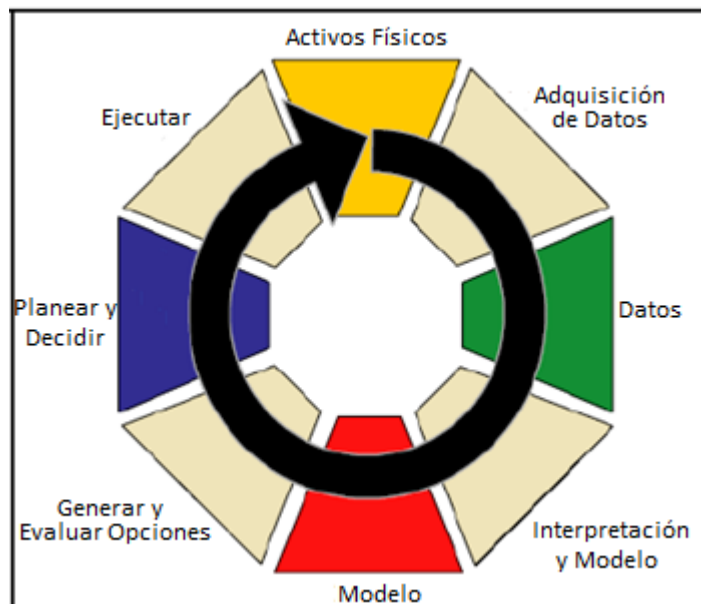


Figura 3.7 Metodología para el desarrollo de un sistema inteligente¹⁰.

Algunos especialistas consideran que los pozos inteligentes (aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna), son probablemente los más importantes en la industria. Esto se comprueba a través de sus múltiples beneficios, aplicaciones y por el incremento del VPN que posee¹⁰.

3.3 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE EN TERMINACIONES INTELIGENTES

3.3.1 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE (BEC)

Menos del 10% de los pozos en el mundo producen de manera natural, el 90% restante producen por algún tipo de SAP, y muchos de estos pozos están equipados con BEC⁹.

Los BEC modernos usan sensores de fondo para monitorear la bomba, y parámetros del motor tales como la presión, temperatura, vibración y fugas. El VSD (Variable Speed Drive) permite el control de la velocidad de la bomba y del motor con el fin de maximizar la productividad del pozo, alargando la vida del motor, la bomba y equipo de fondo del pozo.

Más recientemente el BEC está siendo instalado en pozos que son capaces de producir de manera natural, para mejorar la eficiencia de la energía natural del yacimiento; mejora la eficiencia del mantenimiento de la presión, para aumentar la presión con que los fluidos llegan al cabezal del pozo en la superficie.

3.3.2 ELEMENTOS DE LOS POZOS INTELIGENTES

La industria en general reconoce la definición de una T.I, como se describe en el SPE 2001 Foro en San Maxime, Francia, como aquella en la que el “control de entrada (o inyección) se lleva a cabo en el fondo del pozo en el yacimiento, sin ninguna intervención física, con o sin monitoreo activo”⁷.

Para lograr esto, los siguientes componentes son requeridos generalmente:

3.3.2.1 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO (VCF)

Recientemente los dispositivos de control de flujo en el fondo del pozo se basan o derivan de mangas deslizables o tecnologías de válvulas de bola. El control de flujo puede ser binario (on/off), posición discreta (un número preestablecido de posiciones) o variable infinita.

La fuerza motriz para estos sistemas puede ser proporcionada por los sistemas hidráulicos, electro-hidráulicos o eléctricos. Los dispositivos de fondo de control de flujo más comúnmente utilizados hoy en día son operados aplicando presión hidráulica a través de líneas de control que se extienden desde el dispositivo a la superficie.

3.3.2.1.1 Válvula controladora de flujo binaria.-

Las T.I con dispositivos de control remoto binarios son seguras. Esta combinación proporciona un método rentable de monitoreo relevante de los parámetros de la formación y control de la producción cuando se combinan con SAP. Estos sistemas sólo permiten dos posiciones para estrangular la producción (abierto/cerrado).

BENEFICIOS.- El más sencillo uso de dispositivos binarios es producir selectivamente o por efecto de mezclado las diferentes zonas productoras en un sólo pozo. Esta aplicación es especialmente útil en pozos con levantamiento BEC donde el costo del SAP puede ser compensado sobre la producción de intervalos múltiples.

Las razones para querer producir zonas selectivamente varían, como por ejemplo un pozo donde las múltiples zonas producen fluidos incompatibles, una zona pueda necesitar ser cerrada con el fin de producir otra o donde se presenten problemas de agua o gas. Una válvula de control remoto permite al operador intervenir sin retrasos ni gastos después de la instalación inicial del equipo. La instalación de una VCF tendrá tres beneficios, mostrados en tabla 3.3.

Beneficios de las válvulas binarias	
Control de agua	Colocando una válvula binaria, se controlará el flujo de la zona que presente el mayor avance de agua. Un medidor es colocado a la altura de la zona para detectar el avance del agua. El medidor colocado en el empacador de aislamiento medirá la diferencia de la presión hidrostática con suficiente precisión para constatar la presencia de agua en la corriente de producción. Cuando el agua es detectada, la válvula de control remoto cerrará la producción. Después de que la conificación de agua se suavice, la zona se reabrirá y producirá hasta que la conificación de agua vuelva a formarse.
Control de pérdida de fluido	El control de pérdida de fluidos es otra aplicación para válvulas binarias. Se aplica a terminaciones de una sola zona. Si la presión de la columna hidrostática es suficientemente alta para superar la presión de la formación, este impulsará los fluidos de regreso a la formación cuando el BEC esté desactivado o falle. La pérdida de fluido en la terminación añade costos y podría causar daño y reducir la productividad del pozo. Un acoplador de control remoto evitaría la pérdida de fluido.
Bombas	Una tercera aplicación de válvulas binarias es la implementación de bombas. El BEC tarde o temprano se desgasta o falla y debe ser reemplazado y corregido periódicamente. Una contribución importante a los costos de los sistemas BEC es el costo de la intervención, el cual es disminuido gracias a la VCF y a los sensores de fondo instalados en el motor y en las terminaciones.

Tabla 3.3.- Beneficios de las válvulas binarias¹¹.

Las VCF binarias son las más utilizadas para combinarlas con un sistema BEC por las siguientes razones:

- ◆ Diseño básico y sólo se requiere de una línea por cada válvula y otra para estrangular o cerrar.
- ◆ No requiere de una T.I complicada por lo que su instalación será fácil.
- ◆ Cumple con los requerimientos básicos de una T.I (control y monitoreo).

Las dos posiciones de la válvula bastarán para regular la presión y el flujo en los intervalos productores lo que mejorará la eficiencia de la bomba y disminuirá los problemas de intervención gracias al equipo de T.I adicional (sensores, medidores de flujo y monitoreo). Actualmente estas válvulas trabajan en ambientes complicados a altas presiones y temperaturas, además la válvula puede usarse como estrangulador.

3.3.2.1.2 Válvula de posicionamiento discreto.-

El equipo de control del fluido hidráulico es controlado por un sistema hidráulico, el cual brindará un simple y confiado control, incluso en ambientes complejos. El fluido hidráulico que es transportado por el sistema hidráulico llegará a la VCF para accionar el pistón actuador.

Anteriormente se discutió que una VCF necesita dos líneas de control desde superficie, una línea es conectada al lado abierto del pistón actuador y la otra línea es conectada al lado cerrado del pistón actuador.

La presión es aplicada en una línea, pero no en la otra, lo que impulsará al pistón al correspondiente lado. Dado que el pistón está mecánicamente unido al mecanismo de apertura de la VCF, el movimiento del pistón posicionará la válvula.

Los módulos del actuador responden a toda información y comandos requeridos desde la unidad de control superficial, esto hace que reaccione rápidamente evitando posibles daños a los equipos.

Las válvulas de posicionamiento discreto son prediseñadas para tener un número determinado de posiciones de la válvula, este número de posiciones se asigna basándose en los requerimientos de producción que se deseen tener y de las características de producción del intervalo (RGA, % de agua, gasto, propiedades del fluido producido, etc.). Un ejemplo se muestra en la figura 3.8, es una válvula que regula el flujo de dos zonas, la válvula permite las siguientes opciones de producción:

1. Zona inferior solamente.
2. Ambas zonas cerradas.
3. Zona superior solamente.
4. Ambas zonas abiertas.

La segunda posición (ambas zonas cerradas) es diseñada para permitir una posición intermedia entre las zonas, de tal manera que el operador pueda estar seguro de que no pueda ocurrir flujo cruzado. Esta posición también puede ser importante si los fluidos del yacimiento resultan ser incompatibles entre sí. La posición intermedia permite que la presión en la T.P pueda ser modificada desde la plataforma operando dentro de los límites de funcionamiento aceptables por la válvula.

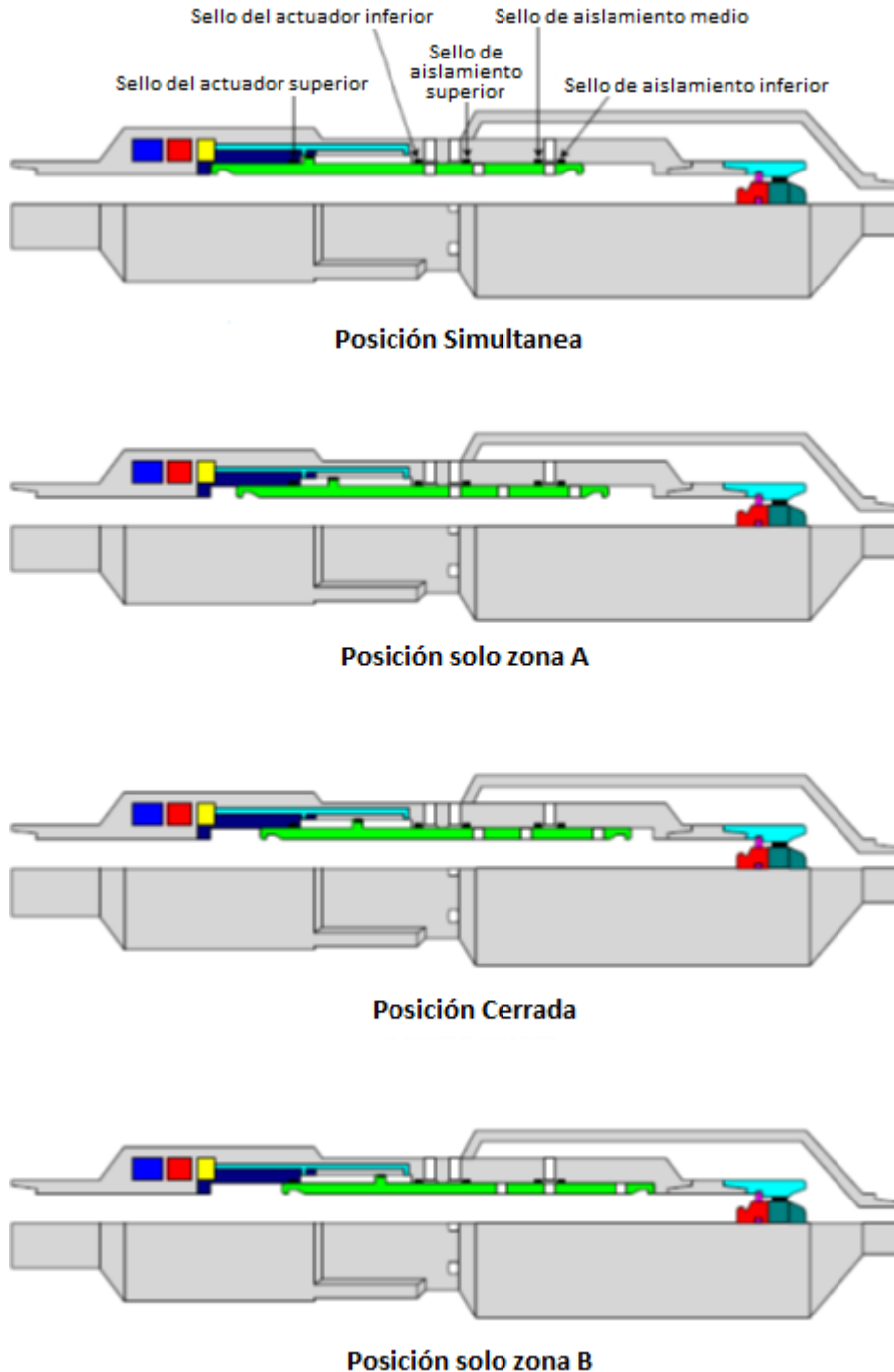


Figura 3.8 Válvula controladora de flujo¹³.

3.3.2.1.3 Válvula controladora de variable infinita.-

Las válvulas de variable infinita son operadas remotamente, usadas para controlar el flujo y permitir a los operadores alterar las características de flujo de la zona sin intervención mecánica. La característica de esta válvula es que permiten el posicionamiento infinitamente variable del estrangulador.

La nueva generación de válvulas controladoras de intervalos posee un diseño capaz de soportar severas condiciones ambientales, en la figura 3.9 muestra las características principales de esta nueva generación de válvulas.



Figura 3.9 Componentes y beneficios de las VCF¹⁴.

El ensamblaje del sistema hidráulico y las VCF puede llegar a ser complicado, ya que se debe considerar todo el equipo de fondo que requiera de líneas hidráulicas, además de que se debe considerar los espacios disponibles con el que se contará para instalar el equipo. El diseño de las líneas, el cable y equipo de fondo seleccionado deberán cumplir con sus funciones establecidas, en otras palabras ningún equipo deberá perjudicar a otro. En la figura 3.10 se muestra un ejemplo de ensamblaje de las líneas hidráulicas y la válvula controladora de flujo.

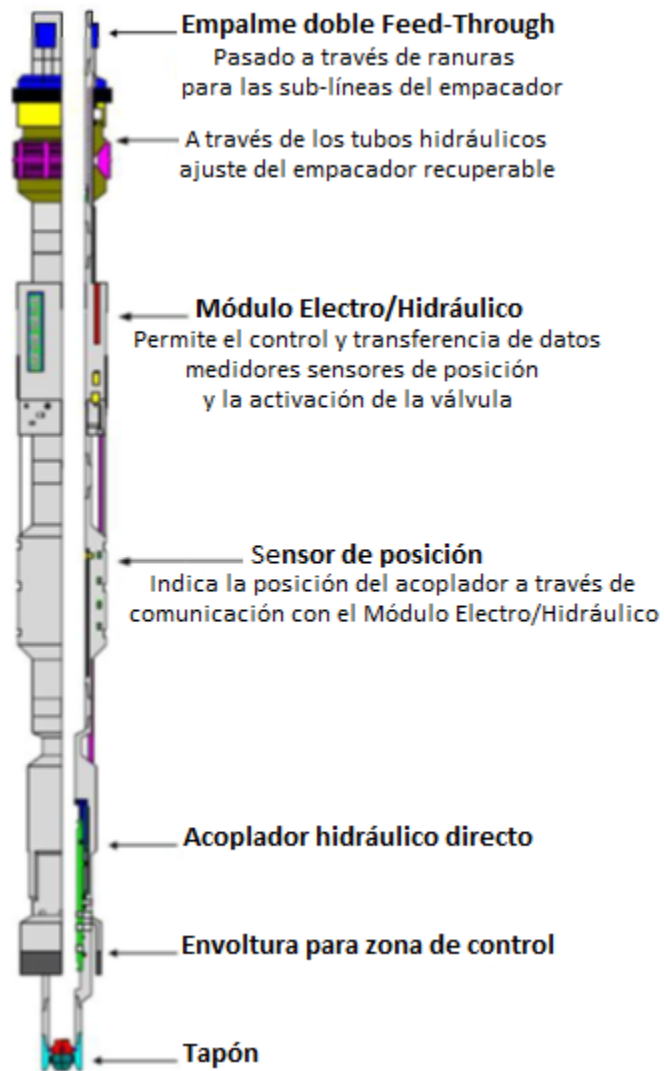


Figura 3.10 Montaje hidráulico directo de una VCF¹³.

3.3.2.2 VÁLVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIAL

La válvula de seguridad es un dispositivo instalado en la parte superior del pozo, ésta permite el cierre de emergencia de los conductos de producción en caso de emergencia. Hay dos tipos de válvulas de seguridad disponibles:

1. Controlada en superficie.
2. Controlada en el fondo.

3.3.2.2.1 Válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie (VSSCS).-

Son operadas con instalaciones desde la superficie a través de una línea de control atada a la superficie externa de la T.P. Dos tipos de VSSCS como se muestra en la figura 3.11, son comunes: por cable recuperable, por donde los principales componentes de la válvula se pueden instalar y recuperar con línea de acero, y tubería recuperable, el montaje completo de la válvula está instalado con la sarta de producción. El sistema de control opera en un modo a prueba de fallos, con control de presión hidráulica usada para mantener abierta una bolla o un montaje de trampa que se cierra si la presión de control es baja.

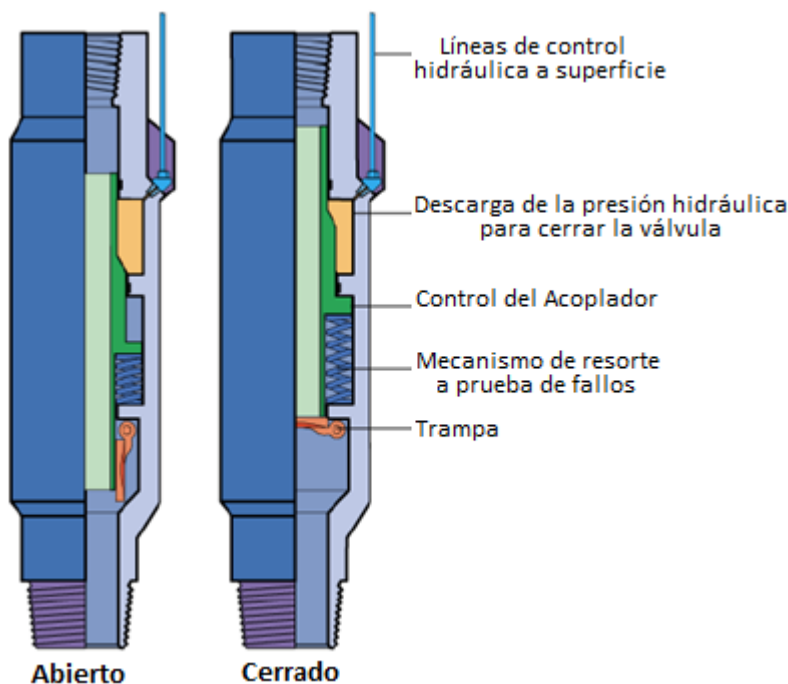


Figura 3.11 Válvula de seguridad subsuperficial¹⁹.

3.3.2.2.2 Válvula de seguridad subsuperficial controlada en el fondo (VSSSCF).-

Actúan mediante el cambio en las condiciones del pozo. Estas válvulas funcionan sobre la carga de un resorte, flujo en una trampa, el principio de presión diferencial, y están diseñadas para pozos de gran volumen. Cuando la válvula está operando, un resorte mantiene ésta afuera de su asiento hasta que el flujo en el pozo alcance una velocidad predeterminada. Cuando la diferencia de presión a través de la trampa supera la fuerza del resorte, como resultado de una ruptura en una línea de flujo o en el equipo de superficie, la válvula se cerrará y cerrará el pozo. Para volver abrir, la presión de la válvula debe estar completamente igualada en la trampa, ya sea mediante la aplicación de presión en la tubería desde superficie o mediante la instalación de un piñón para permitir la igualación. Cuando la presión es igualada, el resorte abrirá la válvula automáticamente.

La selección del equipo de la T.I y del BEC es un proceso de planeación largo ya que se consideran una enorme cantidad de información (datos del pozo, estados mecánicos, ubicación, propiedades del fluido, etc.) para su elección.

La aplicación de una T.I ha sido comercialmente usada por casi 10 años y eso se debe en gran parte por sus múltiples beneficios que generan los dispositivos de fondo. Esta tecnología ha beneficiado desde el punto de vista económico como operativo en campos petroleros. Las compañías más fuertes en tecnología de T.I son Schlumberger y Halliburton que cada año instalan más y más pozos con esta tecnología y no sólo se conforman con lo desarrollado, sino también, mejoran los equipos para llevar la tecnología a condiciones más críticas, por lo que estas dos compañías son las más experimentadas en SAP con T.I.

3.3.2.3 SENSORES PERMANENTES DE FONDO

La figura 3.12 muestra un sensor de fondo, los más comunes miden la presión en un sólo punto y los medidores de temperatura pueden ser colocados en cada intervalo productor. Un número de sensores pueden ser instalados en un sólo cable eléctrico proporcionando datos de alta precisión de múltiples intervalos.

Cables de fibra óptica se están usando cada vez más para proporcionar registros de temperatura (mapa térmico) a lo largo de la longitud de la zona de interés, y de la cara de la formación a la superficie para dar información sobre lo que está sucediendo con la producción y la integridad mecánica de la terminación.

Otros sensores de fondo disponibles en la actualidad pero de uso limitado son los medidores de tipo vénturi, medidores eléctricos de corte de agua y los que miden los arreglos de resistividad de la formación. El nuevo desarrollo se está llevando para mejorar la fiabilidad y reducir los costos de estos sensores mediante el uso de diferentes tecnologías, junto con el desarrollo de nuevos sensores como arreglos micro sísmicos, y sensores de análisis químico de fondo.



Figura 3.12 Sensor de fondo⁹.

Existe una variedad de sensores en la industria, pero todos ellos se derivan de dos principios de medición:

3.3.2.3.1 Medidor permanente de cristal de cuarzo.-

La figura 3.13 muestra un Medidor de Fondo Permanente (MFP); están fabricados con cristal de cuarzo, para medir presión y temperatura. Trabajan con traductores de cuarzo y dispositivos electrónicos, su diseño permite registrar y resistir largas duraciones de monitoreo, así como resistir altas presiones y temperaturas.

Los medidores tienen la característica de perfecto soldado, sellado hermético y componentes electrónicos sólidos. Una vez instalados no serán instalados en otro pozo, por lo que el mantenimiento no es considerado.

Su alta estabilidad de medición y larga duración se logra mediante el uso de los resonadores de cuarzo sellados herméticamente, de la electrónica digital y de las propiedades de los sellos mecánicos. Se componen básicamente de:

- ◆ Terminación de cable.
- ◆ Traductor de cuarzo.
- ◆ Arreglo mecánico (incluyendo sellos).
- ◆ Circuitos electrónicos.

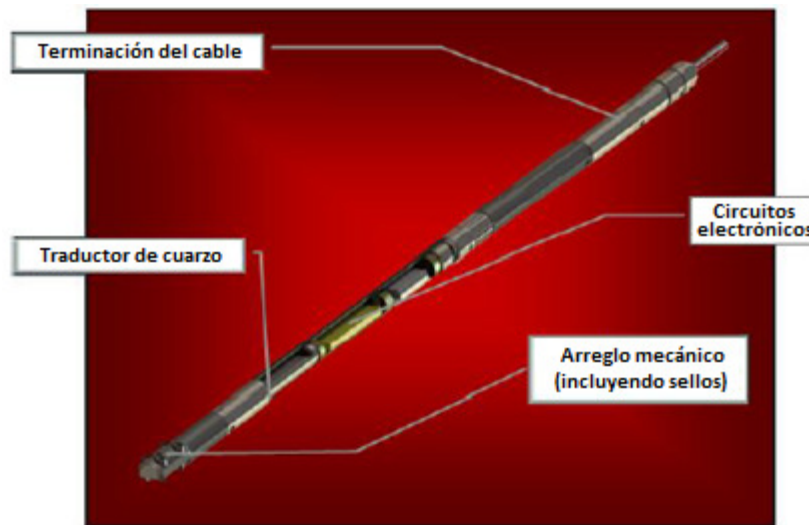


Figura 3.13 Partes de un MFP.

El MFP usa las resonancias de los cristales de cuarzo para realizar las mediciones, después los datos son capturados digitalmente y transferidos a la superficie mediante el cable. La instalación de un MFP a la tubería, se hace mediante un mandril, el cual proporciona un descanso y protección al medidor, como se muestra en la figura 3.14.

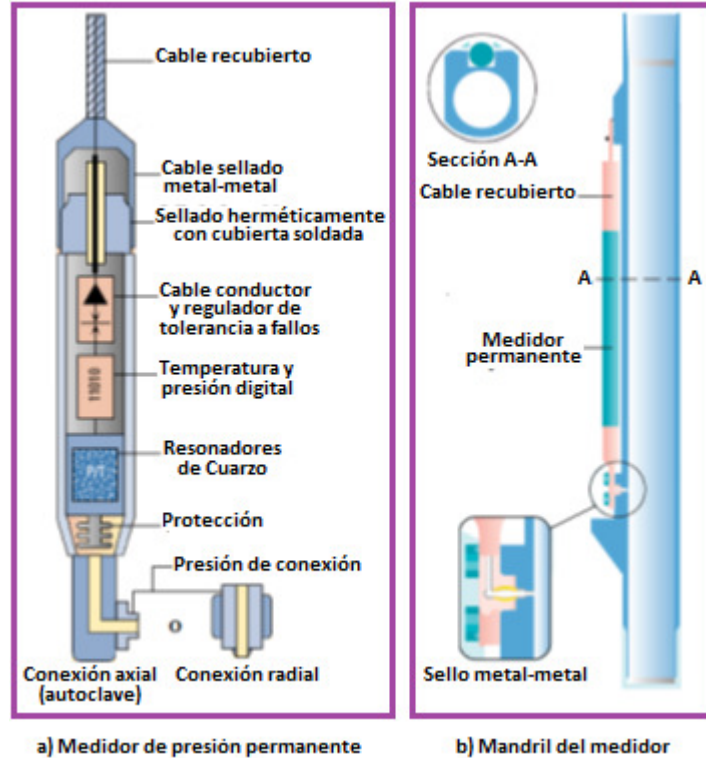


Figura 3.14 MFP y mandril.

El mandril proporciona protección al medidor en contra de los daños mecánicos. Las conexiones de los medidores de presión pueden ser de dos maneras:

- ◆ Conexión eléctrica.- está conectado al cable para su alimentación y transmisión de datos. El diseño se realiza en el taller, donde el conductor es soldado al conector de alimentación directa. La conexión de presión se realiza en el sitio del pozo con sellos metal-metal.
- ◆ Conexión hidráulica.- se conecta a las líneas hidráulicas.

Cuando en el pozo existe mezclado de una o más zonas se requieren de múltiples medidores para la medición de presión y temperatura de las diferentes zonas a través de una misma línea de conducción, como se ve en la figura 3.15.

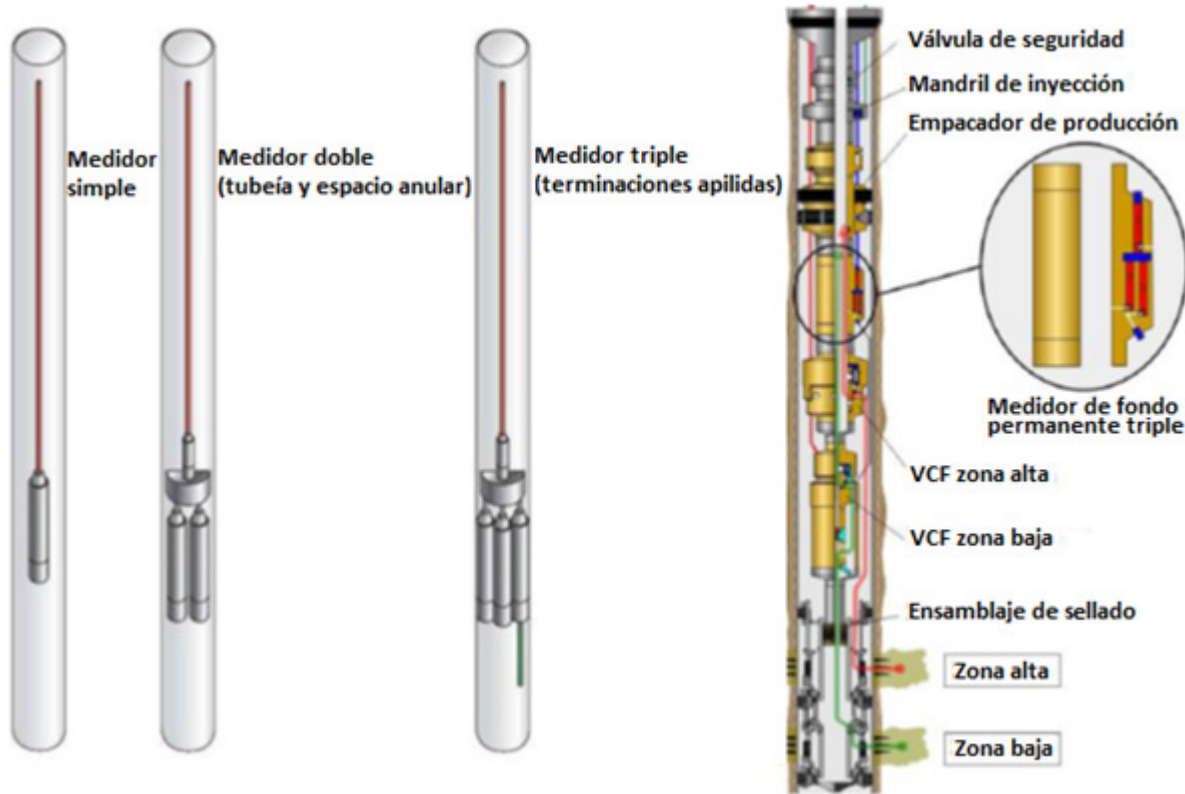


Figura 3.15 MFP en dos zonas productivas.

Las nuevas generaciones de medidores permanentes de cuarzo incorporan las innovaciones más recientes en traductores de cuarzo, componentes electrónicos avanzados y cables con tecnología de sellado. Los beneficios de estos sistemas son:

- ◆ Medición continua de presión y temperatura.
- ◆ Exactitud de medición a largo plazo logrado con sensores electrónicos de alta estabilidad.
- ◆ Alta seguridad del sistema a través de rigurosas pruebas.
- ◆ Aplicación no sólo en T.I si no también en inyección química.
- ◆ Diseño compacto del medidor para una óptima integración del pozo.
- ◆ Medidor equipado con tecnología avanzada en el cable conductor, además de poder medir el flujo y la densidad del fluido en aplicaciones específicas.
- ◆ Proporcionar alta calidad de datos y pueden resistir altas presiones y temperaturas.

La última generación de medidores ha mejorado notablemente ya que estos pueden operar en presencia de H_2S y CO_2 .

3.3.2.3.2 Medidor permanente de fibra óptica.-

Los sensores utilizados en estos medidores son, Sensores de Temperatura Distribuida (STD) con fibra óptica, utilizados desde el 2002 se instalaron para evaluar las condiciones del pozo en ambientes críticos o de difícil manejo.

Los STD pueden proporcionar perfiles de temperatura en tiempo real sobre toda la longitud del pozo. Mediante una interpretación de la temperatura del pozo, la información dinámica de temperatura que se obtiene como resultado de la interpretación, identifica rápidamente los cambios en las condiciones del pozo que pueden afectar la producción.

Los sensores de fibra óptica pueden proporcionar datos de alta calidad sobre las condiciones de fondo (continua y en tiempo real) y son compatibles con el medio ambiente dentro del pozo.

Un sistema moderno de STD de fibra óptica multi-modos (o en algunos casos de modo simple) como el elemento primario de medición, como se muestra en la figura 3.16. Los sensores de fibra óptica pueden dividirse en tres categorías:

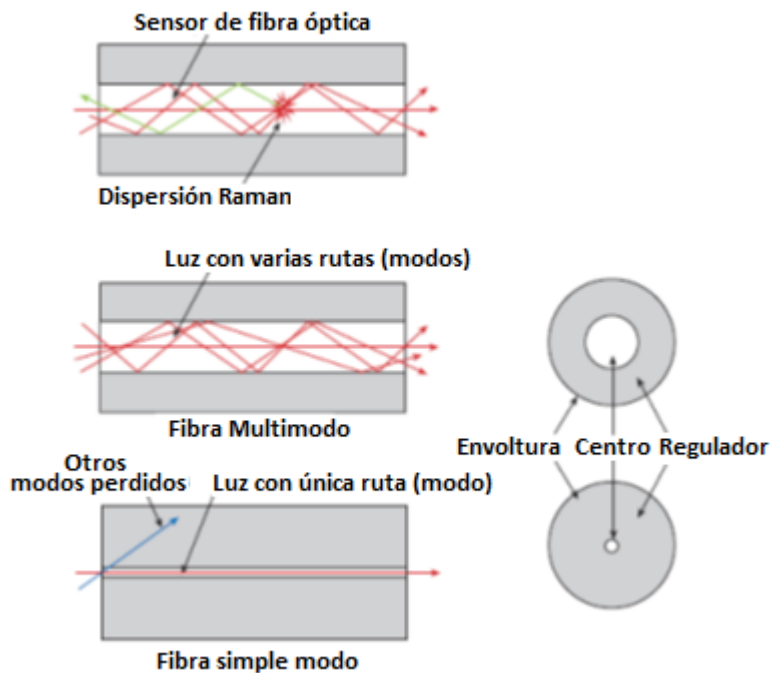


Figura 3.16 Sensores de fibra óptica y dispersión Raman¹².

- i. STD.- También llamado sistema Raman, es un sistema típico para medir un perfil de temperatura. Las temperaturas se registran a lo largo del cable del sensor óptico, por lo tanto no en los puntos, sino como un perfil típico. Las dimensiones físicas como presión o temperatura y tensión pueden afectar a la fibra de vidrio a nivel local y cambiar las características de transmisión de luz en la fibra, los cambios son registrados y llevados a superficie para su interpretación. Debido a cambios en la luz de las fibras de vidrio de cuarzo a través de la dispersión, la localización de un efecto físico externo puede ser determinada de manera que la fibra óptica pueda ser implementada con un sensor lineal.
- ii. Sensores Bragg.- Esta tecnología permite que una sección corta de fibra sea codificada con un sensor que reflejara la luz en una frecuencia muy estrecha. Esta sección sensible de fibra es a continuación construida en una cabeza de percepción que aplica una pequeña tensión a la fibra cuando se expone al evento a ser medido (presión, temperatura, vibración, etc.). Esto provoca un cambio muy pequeño en la longitud del sensor de la fibra, lo que provoca un pequeño pero detectable cambio en la frecuencia reflejada.
- iii. Sensores mecánicos.- Esta opción utiliza un conjunto de sensores mecánicos para modular una señal óptica. La señal óptica se introduce en el paquete de sensores de fibra óptica. El conjunto de sensores puede ser tan simple como una cavidad con una superficie reflectante en un extremo. La cavidad se convierte en un medio de comunicación de un interferómetro para que los cambios en la longitud de la cavidad a través de la presión, temperatura, tensión, etc. sean detectadas como franjas de interferencia.

3.3.2.4 ESTIMACIÓN Y MEDICIÓN DE FLUJO

La estimación del flujo es usualmente generada por la medición de parámetros, la mayoría de las veces la presión (por ejemplo, un orificio o medidor Venturi), temperatura o vibración. Los siguientes métodos son utilizados normalmente en la estimación del flujo del fondo del pozo⁷:

- ◆ Medidor de flujo en el fondo del pozo (puntual).
 - Venturi.
 - Spinner.
 - Fibra óptica acústica pasiva.
- ◆ Caída de presión a través del control de la válvula de flujo.
- ◆ Pruebas periódicas - Modelado del comportamiento de afluencia.
- ◆ Comportamiento de la T.P – Caída de presión.
- ◆ Modelado térmico – Temperatura distribuida.

Además, una medida o estimación de la composición de afluentes, particularmente corte de agua y gasto de aceite y gas, debe hacerse para cada intervalo de interés. Mientras que los medidores en el fondo del pozo de corte de agua y de densidad están disponibles, estimaciones adecuadas de la composición se puede derivar de pruebas periódicas en el pozo o en zonas individuales.

Además de los medidores de flujo otras tecnologías están disponibles hoy en día como: sensores de corte de agua, medidores de densidad, resistividad de la formación y sensores químicos de fondo.

La combinación con sensores de presión y el monitoreo continuo brindarán mayor información en tiempo real del flujo de cada zona de interés, lo que permitirá un mayor conocimiento de las condiciones de producción y se podrán evitar problemas futuros en el pozo.

El sistema de inyección químico forma parte del equipo de sensores de fondo, el cual proporciona la capacidad de inyectar químicos a través de mandriles, como se ve en la figura 3.17. La inyección de químicos entra a la válvula a través del espacio anular o de una línea de inyección separada adjunto al costado del bolsillo del mandril, donde una línea de inyección se instala entre la superficie y la conexión en el mandril para estar comunicado.

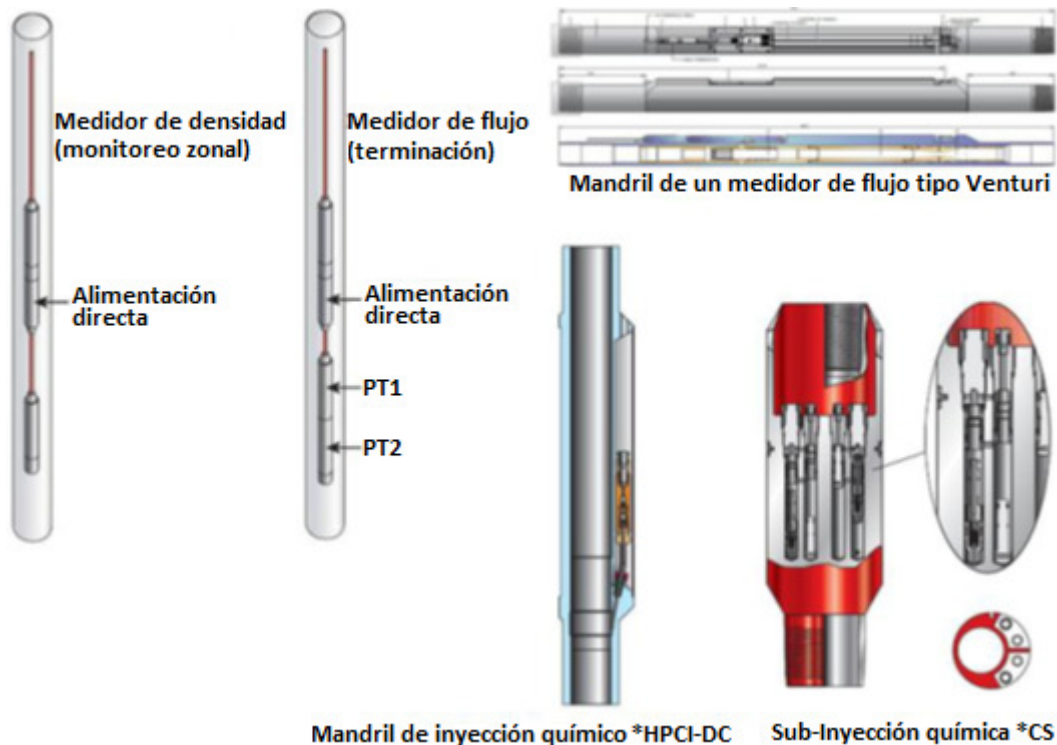


Figura 3.17 Mandril de inyección y sistema de sub inyección química.

Los beneficios de los más recientes sistemas de inyección instalados en campo son su mayor seguridad, sin la complejidad de un mandril de bolsillo y permiten la inyección de una gran variedad de productos químicos.

3.3.2.5 LÍNEAS DE CONTROL Y CABLES

La tecnología actual de pozos requiere de múltiples conductos para transmitir energía y datos para el monitoreo de fondo y dispositivos de control. Estos puede ser líneas de control hidráulicas, energía eléctrica y conductores de datos, o líneas de fibra óptica.

La fibra óptica puede ser instalada en una sola línea, o puede compartir una línea de control eléctrico o hidráulico. Por protección y facilidad de despliegue, varias líneas son por lo general encapsuladas y pueden ser blindadas, como se observa en al figura 3.18.

Un sistema hidráulico requiere un mínimo número de líneas de control igual al número de dispositivos de fondo, mientras que un sistema hidráulico multi-drop comparte líneas de control entre varios dispositivos de fondo, lo que reduce el número de líneas de control y empacadores Feed-Through requeridos a través de los empacadores y a boca de pozo.



Figura 3.18 Líneas de control eléctrica.

3.3.2.6 ABRAZADERAS DE LAS LÍNEAS DE CONTROL

Las abrazaderas de las líneas de control, como se ve en la figura 3.19, están diseñadas para proteger las líneas de control durante la instalación. Más abrazaderas comunes son instaladas en los acoplamientos de la T.P donde las líneas de control son más vulnerables a los daños.

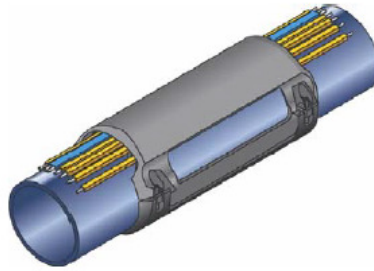


Figura 3.19 Abrazaderas de las líneas de control⁹.

3.3.2.7 EMPACADORES

Los empacadores se instalan para aislar una zona de la otra. Cada una de estas zonas pueden ser yacimientos diferentes o distintos intervalos de un mismo yacimiento. Funcionalmente, el empacador proporciona un sellado en el espacio anular. Este sello ofrece el aislamiento dividiendo el espacio anular por arriba de él, y el resto del pozo, por debajo de éste.

A pesar de que los empacadores han existido por décadas, las T.I han creado nuevas necesidades que incluyen el paso de las líneas eléctricas e hidráulicas. Muchos de los empacadores ahora tienen estos diseños, como se ve en la figura 3.20, pero el número de líneas de alimentación puede limitar los componentes de la T.I.



Figura 3.20 Empacador multipuerto⁹.

3.3.2.8 EMPACADORES FEED-THROUGH

Para llevar a cabo el control individual de cada zona y asegurar la separación de hidrocarburos en la segregación, cada zona debe ser aislada de otras con la incorporación de empacadores con conductos (Feed-Through), como se ve en la figura 3.21, lo que permitirá el control, comunicación y el paso de los cables de poder.

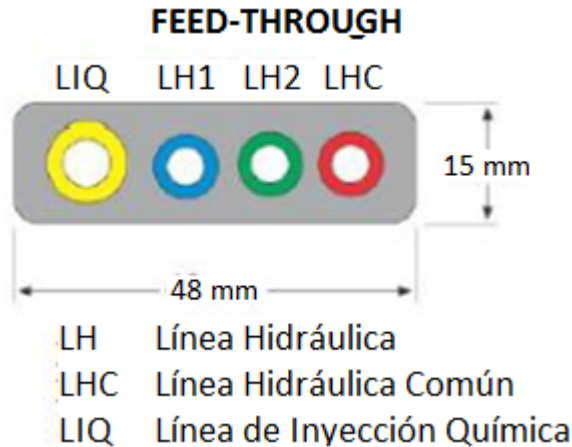


Figura 3.21 Distribución de líneas hidráulicas en un empacador Feed-Through¹¹.

3.3.2.9 ACTUADOR Y HERRAMIENTA DE CONEXIÓN HIDRÁULICA

El uso de los conectores de fondo permite que las líneas de control sean desconectadas del fondo del pozo, cuando el BEC es removido, como se aprecia en la figura 3.22. Al ser reinstalado el BEC, las líneas de control se vuelven a conectar al conector hidráulico. La limitación de este método es la seguridad requerida para el conector hidráulico, ya que si falla, la válvula no puede ser reabierta. Ante esta situación, se ha planteado una solución, la cual consistía en la separación del actuador de la válvula a través de la válvula misma.

La válvula se conecta a un empacador por encima de la zona productiva como se ilustra en la figura 3.22a. El actuador se junta por debajo del BEC, y las líneas de control circulan a superficie con el cable de alimentación del BEC. Se ajusta en la válvula como se ilustra en la figura 3.22b. Cuando el empacador se desplaza, mueve la válvula a la posición abierta como se muestra en la figura 3.22c. Cuando el BEC se detiene o falla, el actuador se utiliza para cerrar la válvula como se muestra en la figura 3.22d. Cuando el BEC es retirado, el actuador se separa de la válvula ya que el BEC se recupera, como se ilustra en la figura 3.22e. Cuando el BEC se reinstala, el actuador se incorporará en la válvula y estará listo para operar.

El actuador y el ensamble de la válvula son un equipo compacto que ofrece control preciso del flujo a través de la válvula. Existen dos tipos de actuadores, hidráulicos y eléctricos.

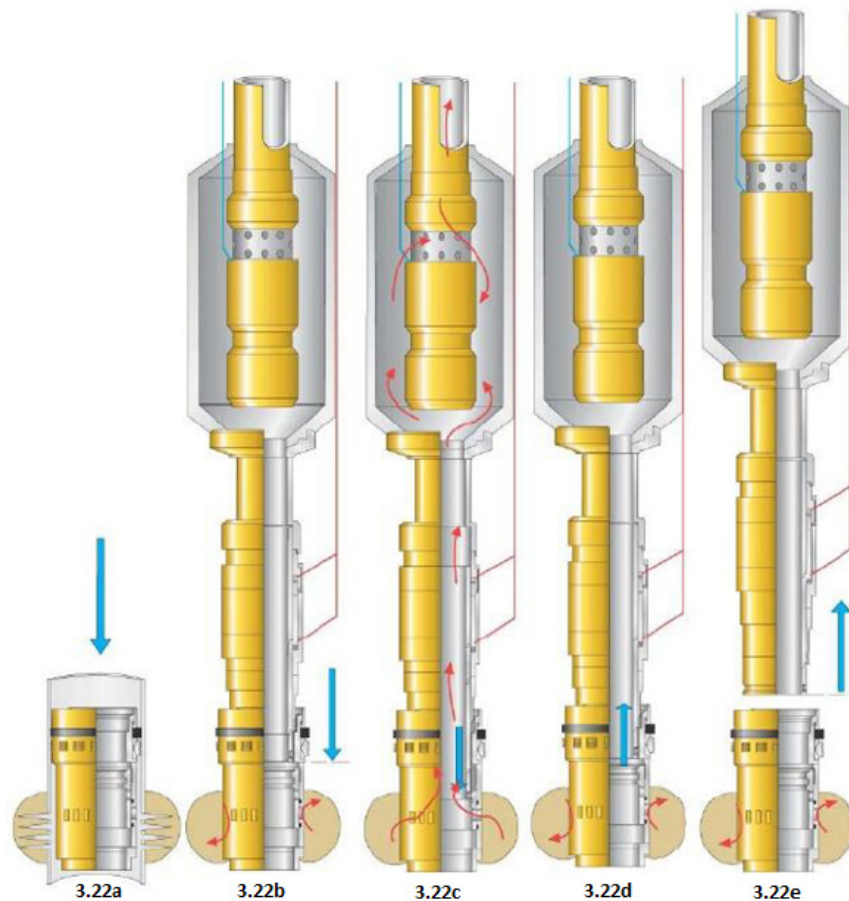


Figura 3.22 Funcionamiento de un actuador con herramienta de conexión hidráulica.

3.3.2.10 CABEZAL DEL POZO

El cabezal del pozo, es el equipo por donde el cable del BEC y las líneas hidráulicas de la T.I pasan a través de conductos dirigiéndose al motor y a la VCF. Su instalación es parte difícil del equipo superficial, ya que las líneas hidráulicas y el cable del BEC deben compartir el espacio disponible. Ante esta situación el diseño de las líneas que se lleva a cabo en superficie, debe de ser tal que las líneas entren al espacio anular sin ninguna dificultad.

En un pozo donde anteriormente se instalado cualquier aparato de producción y se requiere instalar un BEC con T.I, en este caso el espacio anular disponible podría ser el problema para la instalación por lo que será una labor larga y costosa. Una evaluación se realiza para determinar si la mejor opción es instalar un T.I con BEC o cualquier otro SAP.

La aplicación de un BEC y una T.I al inicio de la producción de un pozo trae ventajas, ya que se diseña el equipo a las condiciones que trabajará el pozo, aunque no se descartan los problemas del espacio anular y la extracción del la bomba. La figura 3.23 muestra la distribución y comunicación de líneas de la T.I y del sistema BEC en superficie.

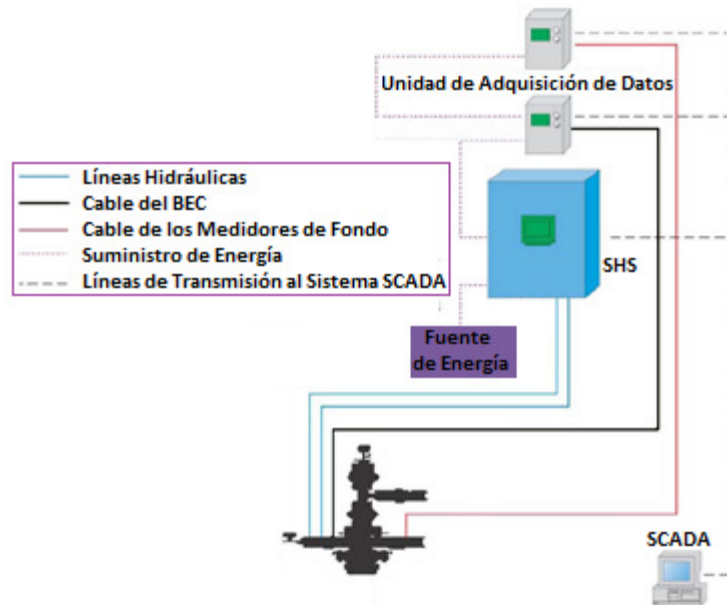


Figura 3.23 Distribución y comunicación de líneas de la T.I. y del sistema BEC.

3.3.2.11 ADQUISICIÓN Y CONTROL DE DATOS EN SUPERFICIE

Múltiples sensores de fondo proporcionan datos de producción en tiempo real, el volumen de datos adquiridos puede ser abrumador. Los sistemas son requeridos para adquirir, validar, filtrar y almacenar los datos. La figura 3.24 muestra las herramientas de proceso requeridas para examinar y analizar datos, y entender mejor el comportamiento del pozo en el yacimiento.

En combinación con los conocimientos adquiridos en el análisis, los modelos predictivos ayudan en la generación de toma de decisiones para optimizar la producción del pozo y los activos.



Figura 3.24 Sistema de supervisión y adquisición de datos.

3.3.2.12 SISTEMA DE MONITOREO EN TIEMPO REAL

Los sensores de fondo, los medidores de fondo permanentes, modulo de suministro hidráulico y módulos de control del pozo son conectados al Sistema de Control Superficial (SCS) del pozo. El sistema proporciona un punto central de control y monitoreo para supervisar el rendimiento del pozo y/o yacimiento en tiempo real, además un SCS cuenta con varios módulos que pueden ser activados de acuerdo a las necesidades específicas del operador, como se muestra en la figura 3.25, incluyendo:

- ◆ IHM.
- ◆ Datos históricos.
- ◆ Interfaz CAEA externos.
- ◆ Cliente a distancia.
- ◆ Alarma y eventos.
- ◆ Interfaz con sistemas externos, incluyendo computadoras de terceros y sistemas de control distribuido.

El SCS también se encuentra en contacto con el sistema central del campo a través de la red SCADA, el cual también monitorea y controla el pozo a través del SCS. El monitoreo es a través de software, el cual sólo basta con dar un click al mouse para observar cualquier dato de interés acerca del pozo. El SCS permite al operador remotamente realizar pruebas de flujo de los diferentes intervalos de producción de manera individual a través de los diferentes ajustes de la válvula de fondo.

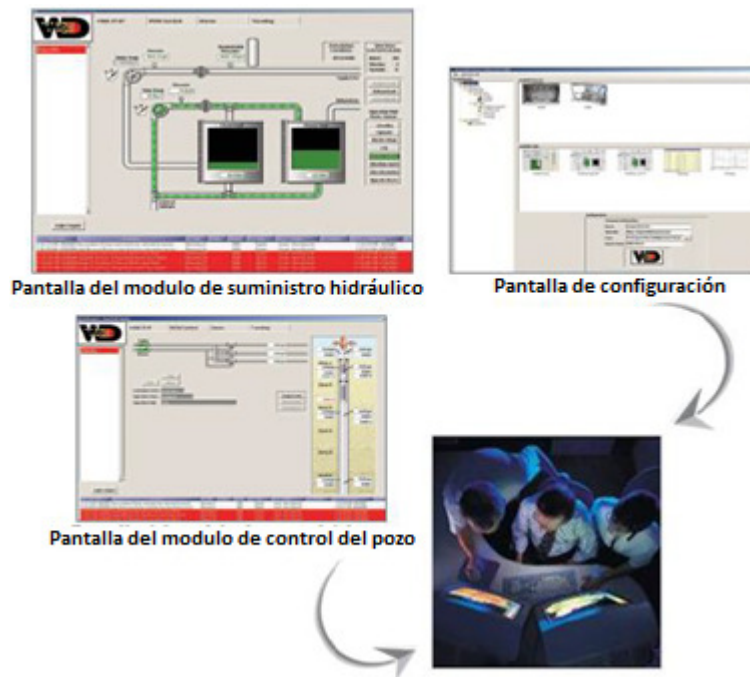


Figura 3.25 Sistema de monitoreo en tiempo real.

3.3.2.13 PROCESO DE MANEJO DE DATOS A LA WEB EN BASE AL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS

La figura 3.26 muestra como los datos son recolectados del pozo y otros del equipo superficial entorno a los pozos inteligentes, enviado a través del internet (o intranet), recibido por el servidor Web y en última instancia puestos a disposición del usuario final a través del navegador Web. Un riguroso proceso de manejo de datos es necesario para asegurar que los datos y la información son válidos y que estén a disposición del equipo de trabajo.

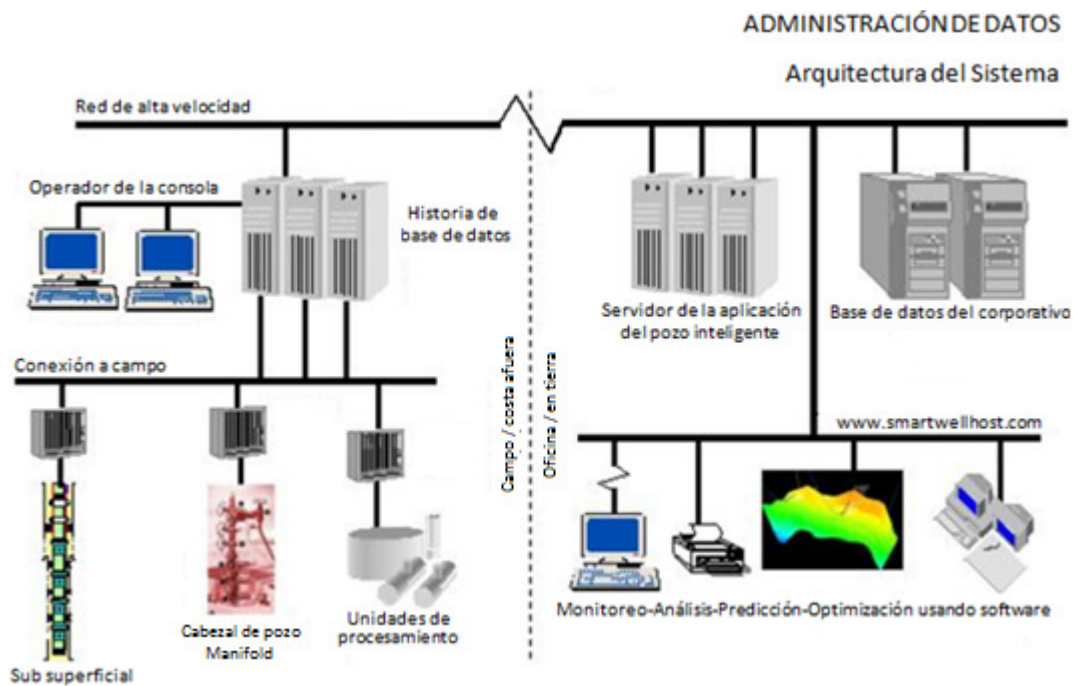


Figura 3.26 Proceso de manejo de datos⁶.

El proceso de automatización necesita estar en el lugar para administrar y procesar la información para facilitar a los equipos activos con información útil. Planear para un proceso de manejo efectivo de datos es imperativo en el entorno de los pozos inteligentes. Sin planificación, la calidad en los datos puede ser pasada por alto y datos que no tienen valor pueden ser almacenados indefinidamente. El proceso de manejo de datos comienza con la satisfacción de la necesidad del equipo a utilizar información de tecnología para satisfacer estas necesidades.

Todos estos componentes en general hacen posible el desarrollo de una T.I, como se muestra en la figura 3.27.

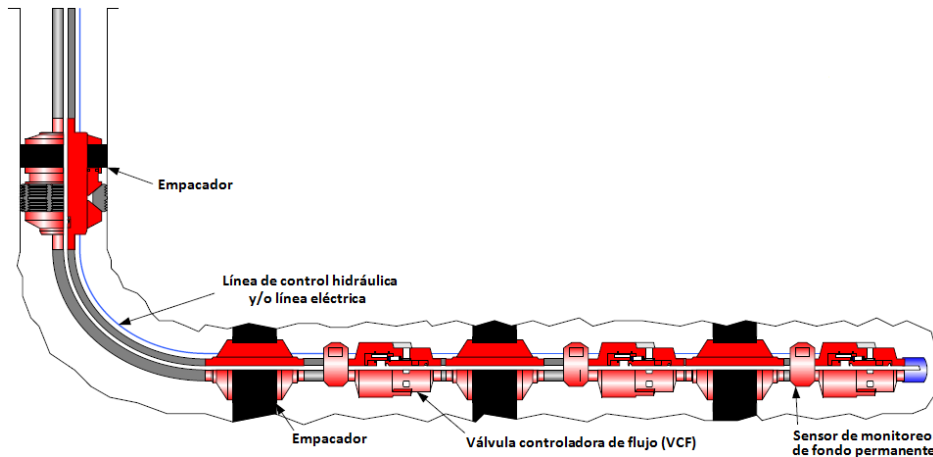


Figura 3.27 Componentes de una terminación inteligente¹⁶.

3.3.3 APLICACIONES DE LOS POZOS INTELIGENTES

Las T.I están consideradas por una simple razón: para mejorar el retorno de la inversión durante la vida del campo. Esto se logra mediante el incremento en la producción, la mezcla de producción de distintos intervalos, cero intervenciones, un barrido eficiente de los hidrocarburos y control en la maximización de la reserva del yacimiento.

- a) **Mezcla de producción de distintos intervalos:** el uso de VCF en un pozo inteligente, permite mezclar la producción de diferentes intervalos productores, los cuales pueden tener diferentes características y presiones, con lo que aumentará el potencial del pozo para el aporte de fluidos.

Por ejemplo en el caso de acuíferos débiles que no pueden proveer una presión adecuada, al cerrar temporalmente el intervalo y abrirlo de nuevo en un cierto periodo de tiempo, puede resultar en un incremento de la recuperación final del intervalo.

- b) **Cierre de intervalos por invasión de agua o gas.-** Por ejemplo, el perfil de producción de agua a lo largo del pozo puede no ser uniforme en un yacimiento heterogéneo de varios intervalos o puede presentar conificación de agua en el fondo. Algunas secciones del pozo pueden estar completamente invadidas por agua mientras que otras pueden estar todavía produciendo hidrocarburos.

Las VCF se pueden utilizar para cerrar aquellos intervalos invadidos por agua, reduciendo así la cantidad total de agua producida. Al cerrar la zona invadida también ayuda a mejorar la eficiencia de barrido del aceite, mejorando así, la recuperación del crudo.

- c) **Producción de campos marginales.**- Múltiples intervalos pueden ser producidos a través de un sólo pozo, en vez de que cada intervalo tenga un pozo individual. Esto tiene el potencial para reducir los costos finales de desarrollo del campo.
- d) **Control del flujo de inyección.**- Las VCF pueden ser utilizadas para controlar la distribución de la inyección de agua o gas en un pozo terminado, ya sea que se inyecte por intervalos o en todo el yacimiento.
- e) **Manejo de problemas del pozo.**- Así como seleccionar la zona a acidificar y el manejo de incrustaciones. La tecnologías de los pozos inteligentes puede brindar los siguientes beneficios:
 - ◆ Monitoreo de los gastos de producción de agua de los diferentes intervalos productores.
 - ◆ Demorar el avance de agua de mar, y más tarde, cierre del intervalo por problemas de incrustaciones. Cerrar el pozo hasta que el tratamiento de inhibidores para las incrustaciones haya actuado.
 - ◆ Control de los inhibidores de incrustaciones (u otro tipo de productos químicos).

3.3.4 BENEFICIOS DE INTEGRAR BEC CON TERMINACIONES INTELIGENTES

Monitorear pozos inteligentes y controlar la tecnología que complementa las capacidades del sistema BEC proporciona la capacidad para equilibrar la producción de múltiples intervalos, restringiendo o cerrando intervalos que produzcan alto corte de agua y/o gas, y realizando pruebas por intervalo para monitorear el comportamiento del yacimiento.

La tecnología de T.I puede ser utilizada en las siguientes aplicaciones⁹:

- ◆ Pozos productores de múltiples intervalos o mezcla de múltiples yacimientos.
- ◆ Explotar yacimientos con pozos horizontales con alto grado de heterogeneidad.
- ◆ Pozos multilaterales para controlar el flujo en intervalos individuales.
- ◆ En pozos usando separación y eliminación de aceite/agua en el fondo.

Los beneficios de integrar tecnología de T.I con instalaciones BEC incluye⁹:

- ◆ La energía del BEC puede ser dedicada para elevar el aceite en lugar del agua, mediante estrangulamiento o cierre de los intervalos productores de agua.
- ◆ El perfil de flujo a lo largo de la sección horizontal puede ser manejada para evitar la temprana invasión de agua.

- ◆ El tamaño del BEC puede ser reducido para ajustar mejor los requerimientos del levantamiento de aceite.
- ◆ El desgaste debido a la acumulación e inclusión de gas es reducido.
- ◆ El pozo puede ser cerrado en la cara de la formación mientras se retira el BEC a la superficie, esto mantiene el pozo controlado y minimiza el daño a la formación.
- ◆ Monitorear los parámetros del motor (corriente, potencia y voltaje) y transferirlos al centro SCADA.
- ◆ Monitorear presión, temperatura y flujo en el pozo de cada zona de interés.
- ◆ Capacidad para mezclar la producción de dos o más zonas productoras lo que acelerará la producción.

Estos beneficios resultan en una mayor producción, recuperación mejorada, y reduce los costos de extracción.

El equipo de T.I puede ser muy completo o sólo lo necesario para hacer funcionar el equipo de fondo. Dependiendo de las funciones que se realizarán (monitoreo, control y medición) y del equipo de fondo que se utilizará (cuantos sensores, medidores, válvulas, intervalos productores, etc.), se podrá utilizar un Sistema de Control (SC) tan grande como en aguas profundas o sólo se utilizará un sistema de control básico para cubrir con las necesidades básicas de manejo y control del pozo.

El sistema de control básico por lo general es el más conveniente de utilizarlo ya que sólo la T.I con el BEC requiere de instalaciones básicas de control y monitoreo. Además otras razones porqué se ocupa el sistema básico son:

1. El límite del espacio anular.-

Las líneas de control de la T.I y el cable del BEC comparten espacio, debido a esto, no es posible instalar sensores o válvulas extras u otros sensores de fondo ya que aumentará el número de Feed-Through y complicará su instalación. El sistema de control completo no sería factible instalarlo ya que el equipo de terminación realizará funciones básicas, por lo que un sistema básico será seguro para las funciones.

2. El límite del espacio en plataforma.-

El equipo superficial del BEC, las líneas de descarga, el equipo de procesamiento de aceite y gas, y el espacio para servicios ajenos a la producción del yacimiento limitan el uso de un SC completo, además de que es costoso y de un procedimiento de instalación muy largo.

El sistema es operado por un SCS hidráulico que requiere de seguimiento automático y registro de las posiciones del estrangulador de fondo. El SCS fácilmente se comunica con el sistema SCADA, operando de forma remota los estranguladores, registrando su posición de cada intervalo.

El SCS básico se le proporciona con capacidad para controlar otros pozos. Las nuevas versiones del SCS son automáticas, con programación integrada para el control interactivo simple de todas las funciones necesarias para operar los estranguladores.

El paquete electrónico de monitoreo del pozo exige que la presión, temperatura y flujo deban ser monitoreados y aparecer en superficie en tiempo real. Un sistema de adquisición de datos es elegido para monitorear los sensores, mostrando los datos en tiempo real y proporcionar almacenamiento de una copia de seguridad de hasta 6 meses de datos. El sistema de adquisición también proporciona capacidad para integrarse con el sistema SCADA.

3.3.5 DESAFÍOS DE INTEGRAR TERMINACIONES INTELIGENTES CON BEC

El principal desafío de combinar las T.I con el BEC es el manejo de las líneas de control y los cables necesarios para la T.I y para el sistema BEC. La cantidad de espacio disponible entre la T.P y la T.R es limitado y tiene que ser compartido entre las líneas de control de la T.I y los cables del BEC.

También hay un número limitado de perforaciones que pueden hacerse a través de los empacadores y el cabezal de producción. El problema puede ser superado mediante el uso de sistemas multi-drop que permiten el intercambio de líneas de control entre dos o más dispositivos, y compartir el cable de transmisión de datos y energía del BEC a la T.I.

La práctica actual consiste en correr las líneas de control y cables fuera de la T.P y la T.I es instalada en un solo viaje. Si un sistema BEC se va a implementar en la misma sarta de producción que la T.I, se requiere que la T.I sea recuperada del pozo cada vez que el BEC vaya a ser reemplazado.

3.3.6 MÉTODOS PARA COMBINAR TERMINACIONES INTELIGENTES CON SISTEMA BEC

3.3.6.1 Terminación Inteligente “Recuperable”.-

Las T.I se instala generalmente en el tiempo de vida del pozo, y son consideradas difíciles de recuperar debido a los múltiples empacadores, líneas de control y riesgo de daño a los sensores y otros equipos de fondo durante la recuperación y reinstalación.

El equipo de T.I ha evolucionado en los últimos 10 años y equipos modernos son mucho más resistentes, de bajo costo y pueden soportar un tratamiento más duro.

Para agujeros entubados, las T.I pueden ser configuradas de tal manera que pueden ser recuperadas cada vez que el sistema BEC necesite reemplazarse.

Con el fin de configurar una Terminación Inteligente “recuperable” los empacadores son seleccionados para facilitar la recuperación. Dependiendo del diseño de terminación y los cálculos del movimiento de la tubería, los empacadores son corridos sin ser anclados.

Empacadores de producción superiores y si es necesario inferiores, como se muestra en la figura 3.28, son anclados, y proporcionan suficiente fuerza de fijación para eliminar cualquier movimiento de de la tubería en las mayoría de los casos.

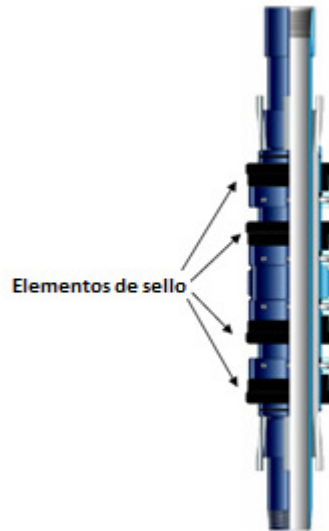


Figura 3.28 Arreglo de Empacadores⁹.

La recuperación de una T.I requiere manejo de recuperación de líneas de control y cables. El recuperado de líneas de control no se recomienda para su reutilización. El manejo y disposición de líneas de control recuperables puede ser desordenado en la superficie.

Por lo tanto, el equipo de enrollado para el recuperado de líneas debe ser seleccionado cuidadosamente para el acomodo de toda la longitud de líneas.

BENEFICIOS.- La Terminaciones Inteligentes “recuperable” requiere una cantidad mínima de equipo especial y han estado en uso algunos años atrás. La recuperación de la T.I permite la oportunidad de inspeccionar, dar servicio, reemplazar y cambiar el tamaño de los dispositivos de flujo.

Como resultado el costo inicial de la T.I puede ser reducido mediante el uso de dispositivos de control de flujo binarios o de posición discreta con menor número de posiciones de estrangulamiento que permiten cambiar el reacondicionamiento posteriormente.

LIMITACIONES.- En general las T.I en agujero descubierto no son recuperables debido al colapso del agujero abierto alrededor del empacador, acumulación de escombros en agujero abierto y el mecanismo de fijación irreversible de algunos empacadores de agujero abierto (la expansión del empacador). Por lo tanto la técnica de recuperación de T.I no puede ser aplicada en agujero abierto para combinar las T.I con el BEC.

Como generalmente la T.I es recuperada para reemplazar el BEC, se necesita matar al pozo y no se puede cerrar la cara de la formación para minimizar el daño. En Terminaciones Inteligentes “recuperables” de “un solo viaje” con BEC el peso de la T.I cuelga por debajo del BEC. El sistema BEC no está diseñado y no es capaz de llevar el peso de la T.I. Por lo tanto, tal terminación requiere del sistema Pod BEC, mostrado en la figura 3.29.

El sistema Pod BEC elimina la necesidad del empacador encima del BEC y también protege a la T.R de los fluidos de la formación, pero se puede restringir el tamaño del BEC que se puede implementar y puede no ser práctico en T.R pequeñas.

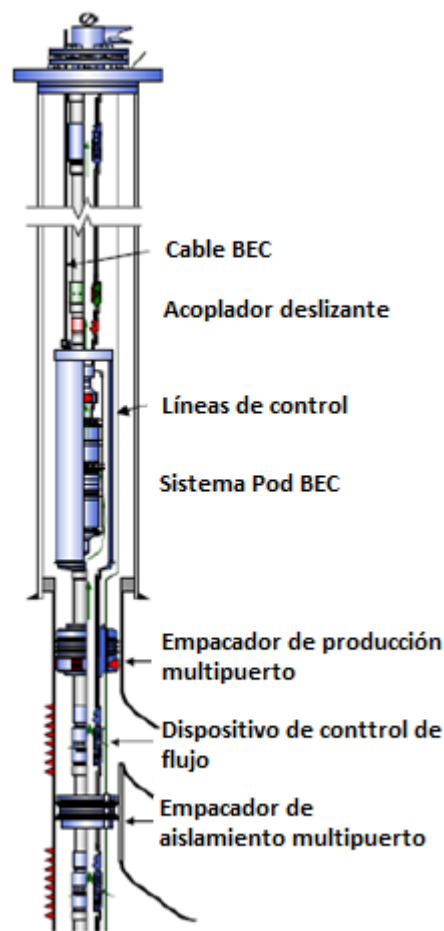


Figura 3.29 T.I “recuperable” con sistema Pod BEC⁹.

3.3.6.2 Terminaciones Inteligentes “Parcialmente Recuperables” con línea de control de fondo y conexión de cable.-

Los conectores hidráulicos de fondo permiten desconectar y volver a conectar las líneas hidráulicas, eléctricas y ópticas cuando se recupera el sistema BEC para reemplazarlo, dejando a los empacadores, sensores y dispositivos de control de la T.I en el lugar. La figura 3.30 muestra una T.I semi-recuperable con desconexión de fondo y sistema Pod BEC.

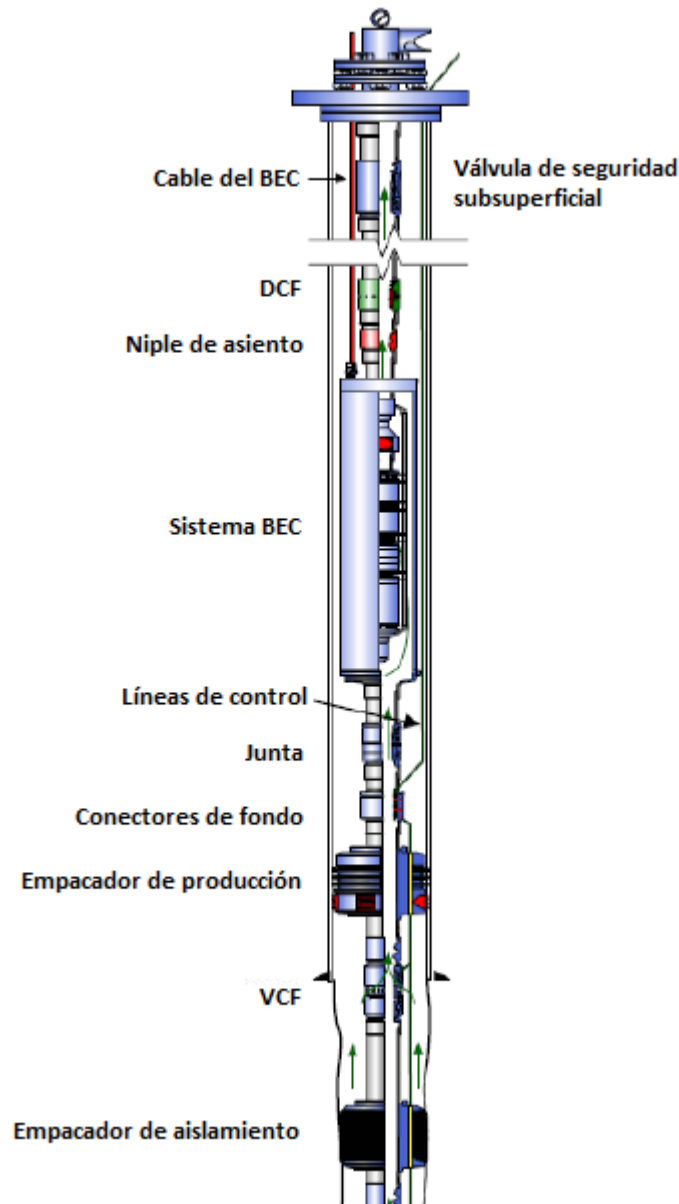


Figura 3.30 T.I “semi-recuperable” con conexión de fondo y sistema Pod BEC⁹.

Varios diseños diferentes de conectores hidráulicos están disponibles en el mercado hoy en día y muchos otros están en desarrollo para pozos con T.I. Como todo conector hidráulico de fondo debe soportar temperatura extrema, presión, en un medio ambiente propenso a residuos y debe encajar dentro de un espacio pequeño, exhaustivas pruebas de calificación son requeridas para garantizar la fiabilidad de estos conectores durante la vida útil del pozo.

Debido a las fuerzas necesarias para activar y desactivar las conexiones hidráulicas y las fuerzas experimentadas debido a la expansión térmica y contracción de la T.P, más los conectores hidráulicos que requieren una junta de expansión para correrlo conjuntamente.

Las mismas fuerzas tampoco permiten una conexión hidráulica que se corra directamente bajo el BEC y requiere un diseño Pod BEC con los mismos beneficios y limitaciones como se explicó anteriormente.

El sistema de monitoreo BEC y los sensores están diseñados principalmente para monitorear el comportamiento del BEC. Si sensores adicionales deben implementarse por debajo del BEC, será necesario una conexión eléctrica además de una hidráulica.

El despliegue de los cables de fibra óptica a través de los conectores hidráulicos de fondo plantea desafíos y requieren una desconexión especial. El diseño actual se basa en la creación de una línea de control que proporciona un acceso continuo, la protección del conducto de fibra óptica. Una vez que la parte superior de la terminación del BEC es ejecutada y que los conectores hidráulicos son probados, las líneas de control son puestas en marcha y el despliegue de la fibra óptica es por bombeo mediante el fluido.

En Terminaciones Inteligentes “recuperables”, el mayor beneficio de los conectores, es que permiten que los equipos convencionales de T.I se combinen con BEC en una terminación. Pero también lleva las mayores limitaciones de recuperar el diseño de la T.I.

Mientras que los conectores permiten dejar todos los empacadores de la T.I y dispositivos de control de flujo en el pozo cuando el sistema BEC se recupera, hasta el 80% de la longitud de las líneas de control aún tienen que ser recuperadas y se deben manejar en la superficie los retos que plantea el manejo mismo discutido anteriormente para recuperar la T.I.

Hasta tres diferentes tipos de conectores de fondo que pueden ser requeridos para implementar líneas hidráulicas, eléctricas y de fibra óptica en una sola terminación.

3.3.7 TIPOS DE DISEÑO DE LA BOMBA

El diseño se basa en la forma en que la bomba está protegida y como el flujo pasa a través de esta. Existen tres diseños los cuales se muestran en la figura 3.31.

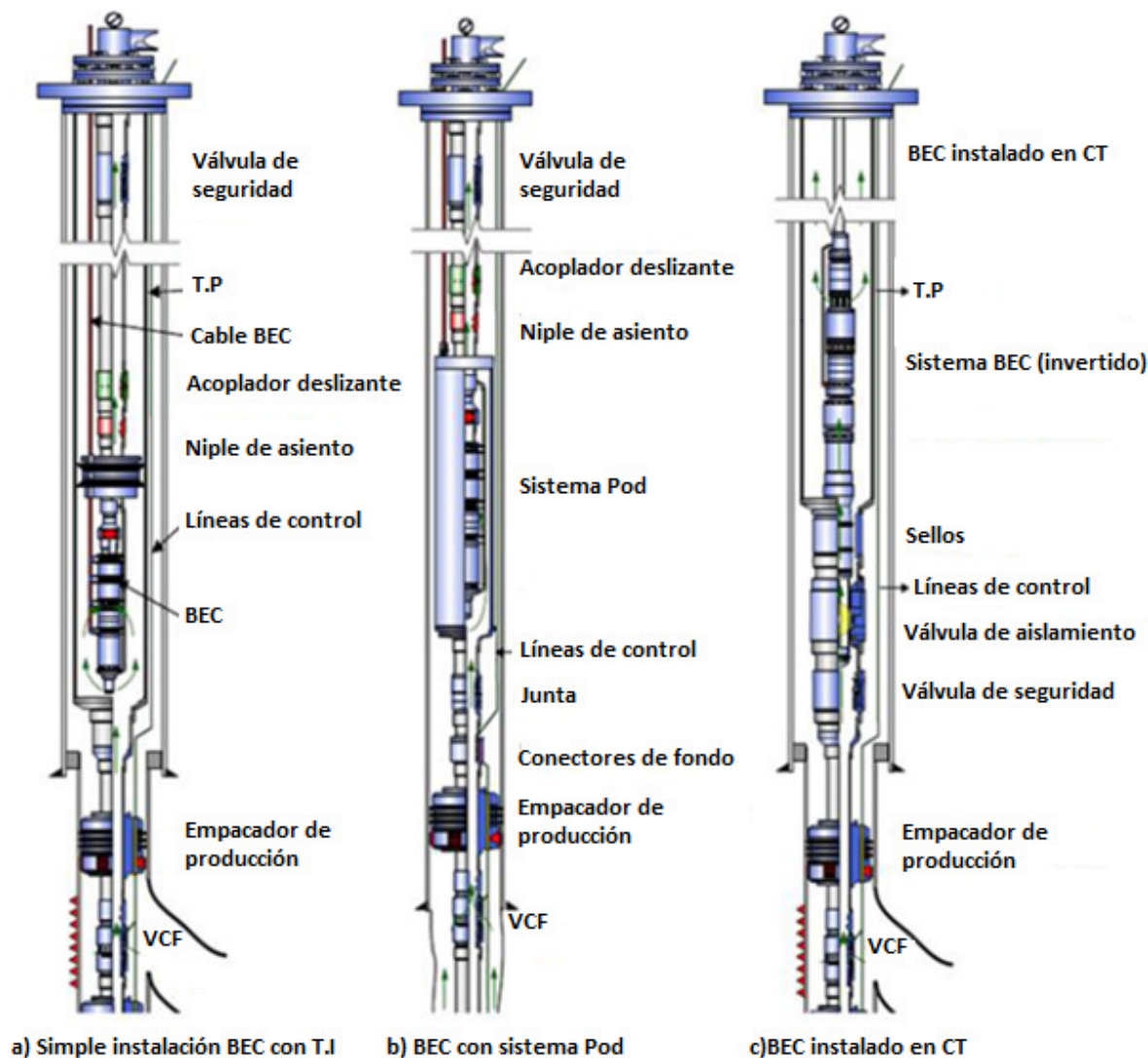


Figura 3.31 Diseños BEC con T.I.^o

La tabla 3.4 muestra las características de los diseños del BEC; tales características pueden ser manipuladas de tal manera que alargue el tiempo de vida de la bomba, mediante un correcto funcionamiento de esta. Dando como beneficio, menor deterioro de la bomba, y reducir costos de intervención al no tener que reparar o sustituir la bomba dañada.

DISEÑO	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Instalación simple de BEC con T.I	Es un BEC convencional y se instala junto con la T.I, las líneas se corren por fuera de la T.P.	<ul style="list-style-type: none"> Los costos de instalación y operación no son altos. 	<ul style="list-style-type: none"> Para retirar la bomba o cualquier dispositivo de la T.I se necesita retirar todo el aparejo de producción
BEC con sistema Pod	El BEC y la T.I son independientes uno de otro con una instalación hidráulica.	<ul style="list-style-type: none"> Un sistema Pod BEC es capaz de aguantar el peso de la T.I. Se puede utilizar como método para la combinación de líneas hidráulicas y los cables de BEC. Elimina la necesidad de empacadores por arriba del BEC y protege la T.R de estallido. 	<ul style="list-style-type: none"> Limita el tamaño de la bomba.
BEC instalado en tubería flexible	El BEC es instalado en la tubería flexible la cual va por dentro de la T.P y baja hasta la profundidad de interés.	<ul style="list-style-type: none"> Mayor flexibilidad al reemplazar el sistema BEC. Se puede utilizar como método para combinar las líneas hidráulicas y el cable del BEC. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere de especiales consideraciones para su instalación, además de equipo especial.

Tabla 3.4.- Características de los diseños BEC⁹.

3.4 PROCESOS DEL MANEJO DEL YACIMIENTO

En el entorno de los pozos inteligentes, el yacimiento puede ser monitoreado por sensores localizados dentro del pozo y en el equipo superficial. Estos datos pueden ser analizados para entender parámetros de producción como la permeabilidad y el factor de daño. Basado en el análisis, se puede hacer una predicción de producción y de reservas. Estos pronósticos permiten tomar decisiones oportunas a realizar.

La figura 3.32 ilustra el modelo de “Monitoreo-Análisis-Predicción-Optimización”, el cual es crucial para los procesos apropiados de la administración de yacimientos.

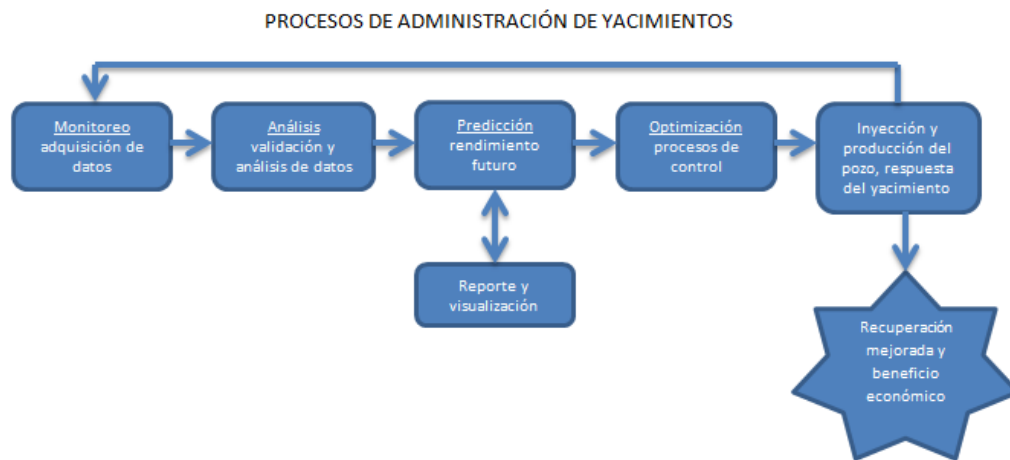


Figura 3.32 Modelo de Monitoreo-Análisis-Predicción-Optimización⁶.

Hay que tener en cuenta que el proceso se centra en la parte de optimización de la producción del manejo de yacimientos, y no necesariamente en la vida completa del campo que va desde el descubrimiento hasta el abandono. La optimización de la producción puede ser considerada en dos contextos, temporal y espacial. En el dominio temporal, el manejo del yacimiento se enfoca en objetivos de corto plazo contra los objetivos a largo plazo, acciones y respuestas. En el dominio espacial, los rangos van desde el individual (pozo) zona o terminación hasta yacimiento o campo.

A corto plazo el manejo de yacimientos se centra en el rendimiento de la producción en la terminación o el nivel de la zona con los objetivos de maximización de la producción de hidrocarburos y la rentabilidad a corto plazo. A largo plazo el manejo de los yacimientos se centra en maximizar la recuperación de reservas de hidrocarburos y el VPN de los activos.

Rossi describe estos procesos como Fast-Loop y Slow-Loop. Equilibrio de las decisiones de objetivos a corto plazo en comparación a los objetivos a largo plazo que es la clave para el manejo eficaz de los yacimientos⁶.

Los pozos inteligentes proporcionan a los ingenieros petroleros y administradores con nuevas herramientas y capacidades para mejorar el rendimiento tanto a corto plazo y a largo plazo.

3.5 TERMINACIONES INTELIGENTES EN RESERVAS MARGINALES

Gran parte de las acumulaciones de hidrocarburos en el mundo, por sí solas, no son de carácter económico para el desarrollo o producción. En muchas de las cuencas prolíficas de hidrocarburos, los yacimientos se encuentran en una misma región unos sobre otros. Regulaciones convencionales gubernamentales y prácticas del petróleo disponen que la producción de petróleo o gas de los distintos yacimientos deban permanecer segregados en el pozo.

El propósito de mantener la separación del aceite y del gas en el pozo es⁷:

- ◆ Para evitar la posibilidad de que el pozo y/o las condiciones del yacimiento se vean afectadas en la recuperación final del hidrocarburo (por ejemplo en algunos casos el flujo de la mezcla de los fluidos de distintos intervalos productores, puede poner en peligro la recuperación de los intervalos involucrados en el aporte de fluidos).
- ◆ Mantener la capacidad de recopilar datos sobre intervalos productores de manera individual, con lo que se verá afectada la evaluación de los recursos y la administración del yacimiento.

Los métodos tradicionales de explotar múltiples yacimientos con un sólo pozo, se basan en desarrollar las reservas de forma secuencial, desde abajo hacia arriba, o el uso de terminaciones multilaterales para mantener la segregación.

El inconveniente del primer método, es que puede tomar una gran cantidad de tiempo explotar todos los yacimientos, y a menudo se opone a los métodos de recuperación terciaria, los cuales tienen el potencial para mejorar la fracción de hidrocarburos que pueden ser recuperados.

El inconveniente del segundo método es la productividad individual de los intervalos, y la geometría de la T.R del pozo puede restringir el tamaño de la T.P, el diámetro de la T.R puede ser incrementada, para tener una mejor distribución de la T.P y optimizar la producción, pero es una opción costosa.

En consecuencia, en muchas de las cuencas alrededor del mundo, pequeñas acumulaciones de hidrocarburos penetradas por un pozo son pasadas por alto en favor de acumulaciones más grandes y más prolíficas. Grupos de pequeñas acumulaciones de hidrocarburos siguen sin ser desarrolladas. Sin embargo cuando son desarrolladas juntas, pueden llegar a ser económicamente rentables.

Una empresa de explotación puede tener en el inventario de pozos de explotación y desarrollo, acumulaciones marginales separada o con las reservas económicas primarias. Sin embargo, para la empresa estas reservas tienen pocas posibilidades de ser desarrolladas. Esta situación aplica en muchas regiones del mundo, incluyendo el Golfo de México, el Mar del Norte, África Occidental, Oriente Medio y la región de Asia del Pacífico⁷.

3.6 MEZCLADO

A la producción simultánea de hidrocarburos de múltiples yacimientos o diferentes intervalos a través de un sólo conducto de producción, como se muestra en la figura 3.33, se le denomina mezclado. Hay varios beneficios económicos del mezclado de reservas que pueden proporcionar un incremento en el VPN del proyecto para todos los tipos de aceite y gas en el desarrollo de campos.

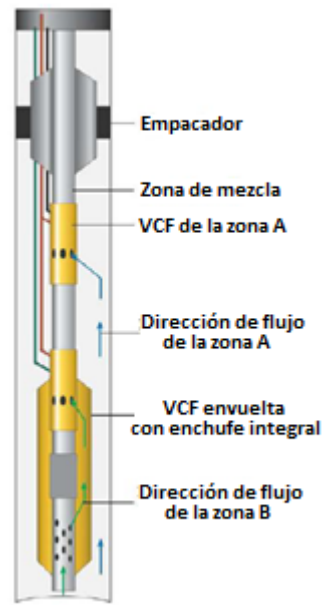


Figura 3.33 Producción de dos intervalos en una T.I.

Los beneficios del mezclado de la producción de distintos yacimientos son⁷:

- ◆ La capacidad para producir hidrocarburos a partir de múltiples yacimientos que no son económicamente rentables por sí mismos.
- ◆ Menos pozos, menos infraestructura - menores costos de capital.
- ◆ Reducción de gastos de operación.
- ◆ Menor impacto ambiental, menos instalaciones.
- ◆ Un rango de producción sostenida.

Problemas prácticos asociados con el mezclado de hidrocarburos, pueden ser clasificados en las siguientes categorías⁷:

- ◆ Asignación de la producción de diferentes yacimientos.
- ◆ Administración de yacimientos.
- ◆ Prevención de flujo cruzado entre yacimientos.
- ◆ Compatibilidad de fluidos de los yacimientos.
- ◆ Habilidad para excluir producción de flujos no deseados (agua y/o gas).
- ◆ Integridad del pozo y aseguramiento de flujo.

Las T.I han probado ser un éxito en la producción de pozos multilaterales, pozos horizontales con producción de múltiples intervalos y en yacimientos heterogéneos, utilizando un sólo pozo. Su capacidad para restringir la producción de agua o gas, y mejorar la recuperación

final, lo ha ayudado a optimizar la perforación en general, así como los costos de producción y terminación.

Los sistemas BEC juegan un papel importante en la producción de pozos de aceite que no son capaces de producir naturalmente. El BEC es comúnmente usado en pozos que no llevan el aceite hasta la superficie debido a la baja presión del yacimiento, alto corte de agua y alta presión que hay en el cabezal del pozo o una combinación de las tres.

Inicialmente la aplicación de las T.I fue en pozos submarinos para terminar y producir en múltiples intervalos mediante un sólo pozo, sin la necesidad de intervenciones. El costo adicional de los pozos con T.I fue fácilmente justificable cuando se comparó el alto costo y el riesgo de intervención en pozos submarinos.

Hoy en día, los pozos con T.I se utilizan en tierra y costa afuera para el manejo y optimización de la producción, mejora de la producción, manejo de la producción de agua, la asignación de producción en diferentes intervalos, monitoreo de la integridad mecánica del pozo y la reducción del impacto ambiental, a la vez que se reducen los costos en general con la reducción del número requerido de pozos e instalaciones.

3.7 CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DISPOSITIVOS Y APLICACIONES DEL SISTEMA BEC EN TERMINACIONES INTELIGENTES

La siguiente tabla 3.5 muestra las características, ventajas y desventajas de los dispositivos y de las aplicaciones de integrar el sistema BEC con T.I.

	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
VÁLVULA CONTROLADORA DE FLUJO (VCF)	Válvula que permite el control de flujo mediante dos posiciones abierto/cerrado.	<ul style="list-style-type: none"> ● Diseño básico y sólo se requiere de una línea por cada válvula y otra para estrangular o cerrar. ● No requiere de una T.I complicada por lo que su instalación será fácil. 	Es limitado el número posiciones, por lo que no es recomendable para pozos con múltiples intervalos productores.
	Válvula que permite el control de flujo mediante un número determinado de posiciones.	La posibilidad de un mayor número de posiciones permite tener flujo de intervalos múltiples e inclusive la apertura de uno y el cierre de otro para no permitir el flujo cruzado debido a la incompatibilidad de los fluidos.	El ensamble de las líneas de energía e hidráulicas es moderadamente complicado.
	Válvula que permite el control de flujo mediante un número infinito de posiciones.	Proporciona un estrangulamiento infinitamente variable del estrangulador, lo que permite completo control de flujo.	El ensamblaje del sistema hidráulico y las VCF puede llegar a ser complicado, ya que se debe considerar todo el equipo de fondo que requiera de líneas hidráulicas y de energía, además de que se debe considerar los espacios disponibles con el que se contará para instalar el equipo.

Tabla 3.5.- Características, ventajas y desventajas de los dispositivos y aplicaciones del sistema BEC en T.I.

	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
VÁLVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIAL	Válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie (VSSCS) Son operadas con instalaciones desde la superficie a través de una línea de control atada a la superficie externa de la T.P. Dos tipos de VSSCS son comunes: por cable recuperable, por donde los principales componentes de la válvula se pueden instalar y recuperar con línea de acero, y tubería recuperable, el montaje completo de la válvula está instalado con la sarta de producción.	El control de estas válvulas es en superficie lo que permite tener pleno manejo de ellas. Además el sistema de control opera en un modo a prueba de fallos, con control de presión hidráulica usada para mantener abierta una bolla o un montaje de trampa que se cierra si la presión de control es baja.	Debido a que su control es superficial, es necesario instalar líneas de control desde la superficie, a la válvula misma, por lo que su instalación puede ser complicada.
	Válvula de seguridad subsuperficial controlada en el fondo (VSSCF) Actúan mediante el cambio en las condiciones del pozo. Estas válvulas funcionan sobre la carga de un resorte. Cuando la diferencia de presión a través de la trampa supera la fuerza del resorte, la válvula se cerrará y cerrará el pozo. Para volver abrir, la presión de la válvula debe estar completamente igualada en la trampa.	Están diseñadas con el principio de presión diferencial y para pozos de gran volumen.	Debido a que su accionar es mediante la carga que los fluidos dan al resorte, estas válvulas no pueden ser controladas a voluntad, como las superficiales.
SENSORES PERMANENTES DE FONDO	Medidor permanente de cristal de cuarzo El MFP usa las resonancias de los cristales de cuarzo para realizar las mediciones de presión, temperatura, vibración, ect. Después los datos son capturados digitalmente y transferidos a la superficie mediante el cable. La instalación de un MFP a la tubería, se hace mediante un mandril, el cual proporciona un descanso y protección al medidor.	Los medidores tienen la característica de perfecto soldado, sellado hermético y componentes electrónicos sólidos. Su diseño permite registrar y resistir largas duraciones de monitoreo, así como resistir altas presiones y temperaturas. Otras ventajas: <ul style="list-style-type: none"> ◆ Medición continua de presión y temperatura. ◆ Exactitud de medición a largo plazo logrado con sensores electrónicos de alta estabilidad. ◆ Alta seguridad del sistema a través de rigurosas pruebas. ◆ Aplicación no sólo en T.I si no también en inyección química. ◆ Diseño compacto del medidor para una óptima integración del pozo. ◆ Medidor equipado con tecnología avanzada en el cable conductor, además de poder medir el flujo y la densidad del fluido en aplicaciones específicas. ◆ Proporcionar alta calidad de datos y pueden resistir altas presiones y temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Debido a que son instalados dentro de un mandril, esto reduce el espacio disponible para trabajar en el pozo. ◆ Dado que las lecturas de las mediciones son puntuales, los datos arrojados por el medidor no muestran un perfil exacto del pozo como con los medidores de fibra óptica.
	Medidor permanente de fibra óptica En estos medidores se utilizan Sensores de Temperatura Distribuida (STD) con fibra óptica, instalados para evaluar las condiciones del pozo en ambientes críticos o de difícil manejo. Mediante una interpretación de la temperatura del pozo, la información dinámica de temperatura que se obtiene como resultado de la interpretación, identifica rápidamente los cambios en las condiciones del pozo que pueden afectar la producción.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Los STD pueden proporcionar perfiles de temperatura en tiempo real sobre toda la longitud del pozo. ◆ Proporcionan datos de alta calidad sobre las condiciones de fondo (continua y en tiempo real) y son compatibles con el medio ambiente dentro del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Debido a que las dimensiones físicas como temperatura o presión y tensión pueden afectar a la fibra de vidrio a nivel local y cambiar las características de transmisión de luz en la fibra, se debe tener cuidado en la interpretación de los registros. ◆ En ocasiones el implementar esta tecnología puede ser complicado si se tienen problemas con el tamaño del espacio disponible en el pozo.
LÍNEAS DE CONTROL Y CABLES	La tecnología de pozos requiere de múltiples conductos para transmitir energía y datos para el monitoreo de fondo y dispositivos de control. Estos puede ser líneas de control hidráulicas, energía eléctrica y conductores de datos, o líneas de fibra óptica.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ La instalación de líneas de fibra óptica puede ser en una sola línea, o puede compartir una línea de control eléctrico o hidráulico. ◆ Por protección y facilidad de despliegue, varias líneas son por lo general encapsuladas y pueden ser blindadas. 	En el caso de que las líneas de control eléctrico o hidráulicas sean muchas, la instalación de éstas será complicada.
ABRAZADERAS DE LAS LÍNEAS DE CONTROL	Están diseñadas para proteger las líneas de control durante la instalación. Más abrazaderas comunes son instaladas en los acoplamientos de la T.P donde las líneas de control son más vulnerables a los daños.	Proporcionan protección a las líneas de control.	Debido a que las abrazaderas protegen las líneas de control, éstas son de un diámetro mayor, por lo que el espacio disponible en el pozo se verá reducido.

Tabla 3.5 (Continuación).- Características, ventajas y desventajas de los dispositivos y aplicaciones del sistema BEC en T.I.

	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
ESTIMACIÓN Y MEDICIÓN DE FLUJO	<p>La estimación del flujo es usualmente generada por la medición de parámetros, la mayoría de las veces la presión, temperatura o vibración. Los siguientes métodos son utilizados normalmente en la estimación del flujo del fondo del pozo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Medidor de flujo en el fondo del pozo (puntual). <ul style="list-style-type: none"> ➤ Venturi. ➤ Spinner. ➤ Fibra óptica acústica pasiva. ◆ Caída de presión a través del control de la válvula de flujo. ◆ Pruebas periódicas - Modelado del comportamiento de afluencia. ◆ Comportamiento de la T.P – Caída de presión. ◆ Modelado térmico – Temperatura distribuida. 	<p>La combinación con sensores de presión y el monitoreo continuo brindarán mayor información en tiempo real del flujo de cada zona de interés, lo que permitirá un mayor conocimiento de las condiciones de producción y se podrán evitar problemas futuros en el pozo.</p>	<p>Muchas de las veces los medidores son instalados en mandriles, lo que reducirá el espacio disponible en el pozo, pero el uso de los medidores permitirá un mayor conocimiento de las condiciones de producción y se podrán evitar problemas futuros en el pozo.</p>
EMPACADORES	<p>Funcionalmente, el empacador proporciona un sellado en el espacio anular. Este sellado ofrece el aislamiento dividiendo el espacio anular por arriba de él, y el resto del pozo, por debajo de éste.</p>	<p>Permiten el sello de yacimientos diferentes o distintos intervalos de un mismo yacimiento.</p>	<p>En el caso de tener múltiples intervalos, más empacadores son necesarios para aislarlos, por lo que la terminación puede llegar a ser compleja.</p>
EMPACADORES FEED-THROUGH	<p>Se lleva a cabo el sellado del espacio anular o secciones del pozo, permitiendo el paso de los cables de energía y de las líneas de control.</p>	<p>Permite el paso de cables de energía, líneas de control e inclusive líneas de inyección química.</p>	<p>En ocasiones es necesaria la implementación de más empacadores Feed-Through, dado el número de líneas de control, debido a esto la terminación será compleja.</p>
HERRAMIENTA DE CONEXIÓN HIDRÁULICA	<p>Los conectores hidráulicos de fondo permiten conectar y desconectar las líneas hidráulicas, eléctricas y ópticas cuando se recupera el sistema BEC.</p>	<p>Permite dejar los empacadores, sensores y dispositivos de control de la T.I en el lugar.</p>	<p>Puede ser problemático cuando existen demasiadas líneas de control y cables, ya que requiere de líneas hidráulicas, especialmente en pozos de múltiples intervalos productores, si no se tiene un buen diseño.</p>
ACTUADORES	<p>El uso de los conectores de fondo permite que las líneas de control sean desconectadas del fondo del pozo, cuando el BEC es removido. El actuador y el ensamble de la válvula son un equipo compacto que ofrece control preciso del flujo a través de la válvula. Existen dos tipos de actuadores, hidráulicos y eléctricos.</p>	<p>El actuador se separa de la válvula a través de la válvula misma, ya que si falla el conector hidráulico, la válvula no puede ser reabierta.</p>	<p>En ocasiones podrá ser complicada su instalación debido a la complejidad de la terminación, como por ejemplo al tener producción de múltiples intervalos o el diámetro reducido del pozo.</p>
CABEZAL DEL POZO	<p>El cabezal del pozo, es el equipo por donde el cable del BEC y las líneas hidráulicas de la T.I pasan a través de conductos dirigiéndose al motor y a la VCF.</p>	<p>Permite el paso del cable del BEC y de las líneas hidráulicas.</p>	<p>Su instalación es parte difícil del equipo superficial, ya que las líneas hidráulicas y el cable del BEC deben compartir el espacio disponible.</p>
ADQUISICIÓN Y CONTROL DE DATOS EN SUPERFICIE	<p>Los sistemas de adquisición y control de datos en superficie son requeridos para adquirir, validar, filtrar y almacenar los datos.</p>	<p>Permite examinar y analizar datos, y entender mejor el comportamiento del pozo en el yacimiento. Además de ayudar en la generación de toma de decisiones para optimizar la producción del pozo y los activos.</p>	<p>Debido a que el volumen de datos adquiridos puede ser abrumador, es indispensable que los sistemas requeridos para adquirir, validar, filtrar y almacenar los datos sean eficaces y eficientes.</p>
SISTEMA DE MONITOREO EN TIEMPO REAL	<p>Los sensores de fondo, los medidores de fondo permanentes, modulo de suministro hidráulico y módulos de control del pozo son conectados al SCS del pozo. El sistema proporciona un punto central de control y monitoreo para supervisar el rendimiento del pozo y/o yacimiento en tiempo real.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ◆ El monitoreo es a través de software, el cual sólo basta con dar un click al mouse para observar cualquier dato de interés acerca del pozo. ◆ El SCS permite al operador remotamente realizar pruebas de flujo de las diferentes zonas de producción de manera individual a través de los diferentes ajustes de la válvula de fondo. 	<p>La terminación puede ser compleja debido a múltiples intervalos productores o el reducido diámetro del pozo, debido a los dispositivos instalados en el pozo como lo son: los sensores de fondo, los medidores de fondo permanentes, modulo de suministro hidráulico y módulos de control del pozo que deben ser conectados al SCS del pozo.</p>

Tabla 3.5 (Continuación).- Características, ventajas y desventajas de los dispositivos y aplicaciones del sistema BEC en T.I.

		CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PROCESO DE MANEJO DE DATOS A LA WEB EN BASE AL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS		Los datos son recolectados del pozo y otros del equipo superficial entorno a los pozo inteligente, enviado a través del internet (o intranet), recibido por el servidor Web y en última instancia puestos a disposición del usuario final a través del navegador Web.	<ul style="list-style-type: none"> Permite procesar la información para facilitar a los equipos activos con información útil. Permite un manejo efectivo de datos, para la correcta toma de decisiones. 	<ul style="list-style-type: none"> Un riguroso proceso de manejo de datos es necesario para asegurar que los datos y la información son válidos y que estén a disposición del equipo de trabajo. Sin planificación, la calidad en los datos puede ser pasada por alto y datos que no tienen valor pueden ser almacenados indefinidamente.
	MÉTODOS PARA COMBINAR TERMINACIONES INTELIGENTES CON SISTEMA BEC	Terminación Inteligente "Recuperable"	<p>En la configuración de una Terminación Inteligente "recuperable" los empacadores son seleccionados para facilitar la recuperación. Dependiendo del diseño de terminación y los cálculos del movimiento de la tubería, los empacadores son corridos sin ser anclados.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Requieren una cantidad mínima de equipo especial. La recuperación de la T.I permite la oportunidad de inspeccionar, dar servicio, reemplazar y cambiar el tamaño de los dispositivos de flujo. Como resultado el costo inicial de la T.I puede ser reducido mediante el uso de dispositivos de control de flujo binarios o de posición discreta con menor número de posiciones de estrangulamiento que permiten cambiar el reacondicionamiento posteriormente. El sistema Pod BEC permite cargar con el peso de la T.I, elimina la necesidad del empacador encima del BEC y también protege a la T.R de los fluidos de la formación.
	Terminaciones Inteligentes "parcialmente Recuperables" con línea de control de fondo y desconexión de cable	Los conectores hidráulicos de fondo permiten desconectar y volver a conectarse las líneas hidráulicas, eléctricas y ópticas cuando se recupera el sistema BEC para reemplazarlo, dejando a los empacadores, sensores y dispositivos de control de la T.I en el lugar.	<ul style="list-style-type: none"> Los conectores hidráulicos permiten que los equipos convencionales de T.I se combinen con BEC en una terminación. Los conectores también permiten dejar todos los empacadores de la T.I y dispositivos de control de flujo en el pozo cuando el sistema BEC se recupera. 	<ul style="list-style-type: none"> Debido a las fuerzas necesarias para activar y desactivar las conexiones hidráulicas y las fuerzas experimentadas debido a la expansión térmica y contracción de la T.P más los conectores hidráulicos que requieren una junta de expansión para correrlo conjuntamente. Las mismas fuerzas tampoco permiten una conexión hidráulica que se corra directamente bajo el BEC y requiere un diseño Pod BEC con las mismas limitaciones como se explicó anteriormente.
TIPOS DE DISEÑO DE LA BOMBA	Instalación simple de BEC con T.I	Es un BEC convencional y se instala dentro de la T.I, las líneas se corren por fuera de la T.P.	<ul style="list-style-type: none"> Los costos de instalación y operación no son altos. 	<ul style="list-style-type: none"> Para retirar la bomba o cualquier dispositivo de la T.I se necesita retirar todo el aparejo de producción
	BEC con sistema Pod	El BEC y la T.I son independientes uno de otro con una instalación hidráulica.	<ul style="list-style-type: none"> Un sistema Pod es capaz de aguantar el peso de la T.I. Se puede utilizar como método para la combinación de líneas hidráulicas y los cables de BEC. Elimina la necesidad de empacadores por arriba del BEC y protege a la T.R de estallido. 	Limita el tamaño de la bomba.
	BEC instalado en tubería flexible	El BEC es instalado en la tubería flexible la cual va por dentro de la T.P y baja hasta la profundidad de interés.	<ul style="list-style-type: none"> Mayor flexibilidad al reemplazar el sistema BEC. Se puede utilizar como método para combinar las líneas hidráulicas y el cable del BEC. 	Requiere de especiales consideraciones para su instalación, además de equipo especial.

Tabla 3.5 (Continuación).- Características, ventajas y desventajas de los dispositivos y aplicaciones del sistema BEC en T.I.

Referencias.

1. Clark E. Robison, Halliburton Energy Services *“Overcoming the Challenges Associated with the Life Cycle Management of Multilateral Wells: Assessing Moves Towards the (Intelligent Well)”* Artículo de la OTC 8536, 1997.
2. S.A. Sakowwski, A. Anderson, and K. Furui, Baker Oil Tools *“Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development”* Artículo de la SPE 94672, 2005.
3. V. Kavle, S. Elmsallati, E. Mackay, and D. Davies, Heriot-Watt U *“Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management”* Artículo de la OTC 100112, 2006.
4. Wiggins, M.L. y Startzman, R.A. *“An approach to Reservoir Management”* Artículo SPE 20747, 1990.
5. Satter *“Reservoir Management Training: An Integrated Approach”* Artículo SPE 20752, 1990.
6. J.K. Martinez y M.R. Konopczynski *“Integrate Reservoir Management in an Intelligent Well Environment”* Artículo SPE 77853, 2002.
7. Michael Konopczynski, Arashi Ajayi y Leigh-Ann Russell *“Intelligent Well Completion: Status and Opportunities for Developing Marginal Reserves”* Artículo SEP 85676, 2003.
8. G. Naldrett y D. Ross *“When Intelligent Wells are Truly Intelligent, Reliable, and Cost Effective”* Artículo OTC 17999, 2006.
9. M.A. Ali y M. Shafiq *“Integrating ESPs with Intelligent Completion: Options, Benefits and Risks”* Artículo SPE 120799, 2008.
10. P.M. Bogaert, W. Yang, H.C. Meijers, J.C.M. Van Dongen *“Improving Oil Production Using Smart Fields Technology in the SF30 Satellite Oil Development Offshore Malaysia”* Artículo OTC 16162, 2004.
11. R. Puckett y M. Solano *“Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador”* Artículo SPE 88506, 2004.
12. J. Goiffon y D. Gualtieri *“Fiber-Optic Real-Time Distributed Temperature Sensing Provides Improved Management for Heavy-Oil Production Environments”* Artículo OTC 18140, 2006.

13. Jackson V.B, "*First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico*" Artículo OTC 11928, 2000.
14. Welldynamics, Halliburton, 2009 "*Interval control valve*", <http://www.halliburton.com/ps/>
15. M. Nadri Pari, SPE, Iran Petroleum University of technology, A.H. Kabir, SPE, Curtin University of technology, S. Mahdia Motahhari, Turaj Behrouz, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), "*Smart well-Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured Reservoir*" Artículo SPE 126093, 2009.
16. Joel Shaw, Halliburton, "*Comparison of Downhole Control System Technologies for Intelligent Completions*" Artículo CSUG/SPE 147547, 2011.
17. Alexey Khruenko, Anatoly B. Zolotukhin, SPE, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, "*Approach for Full Field Scale Smart Well Modeling and Optimization*" Artículo SPE 149926, 2011.
18. Jackson V.B, "*First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico*" Artículo OTC 11928, 2000.
19. Schlumberger, Mark of Schlumberger, "*Subsurface safety valve*", www.slb.com/artificiallift

CAPITULO 4

*Aplicación del Bombeo
Electrocentrífugo
Sumergido en
Terminaciones
Inteligentes en
Instalaciones Costa
Afuera.*

INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan cuatro ejemplos reales de aplicación, donde se implementa el sistema BEC con el sistema de T.I en instalaciones costa afuera, así como los procedimientos necesarios para la instalación del BEC y la T.I conjuntamente, además de los problemas y soluciones para la implementación de los dispositivos requeridos en el desarrollo de estos dos sistemas. Dando como resultado una terminación exitosa además de los beneficios a corto y largo plazo que serán presentados en cada caso.

4.1 PRODUCCIÓN DE MEZCLADO DE DOS INTERVALOS USANDO TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES ACOPLADOS CON BEC A TRAVÉS DE UNA HERRAMIENTA DE CONEXIÓN HIDRÁULICA¹

Una terminación de doble intervalo usando BEC desplegado con un Sistema Inteligente de pozos, en un pozo de alto gasto, fue desarrollada en uno de los grandes campos al Este de Arabia Saudita, como se muestra en la figura 4.1. El pozo fue equipado con un BEC para proporcionar el levantamiento artificial, y este envía el crudo a una planta de procesamiento centralizada lejos del pozo, a través de los dos intervalos productores con una terminación de pozo inteligente, que controla de manera remota el flujo de fluidos de cada uno de los intervalos productores. Esta terminación permite la producción conjunta de los dos intervalos productores mientras equilibra la contribución de flujo de cada intervalo y evita el flujo cruzado de un intervalo a otro.



Figura 4.1 Localización de la implementación de la terminación de doble intervalo con BEC y T.I.

La mezcla de la producción de distintos yacimientos en el mismo campo, mediante un solo pozo con múltiples intervalos, tiene muchos beneficios durante el desarrollo de un campo con altos gastos de producción por pozo, ahorros en costos por la reducción del número total de pozos desarrollados, flexibilidad en la localización de las instalaciones superficiales como resultado de un tamaño mínimo, etc.

Una amplia variedad en propiedades del yacimiento, junto con la existencia de fracturas naturales en un entorno con empuje de agua activo, motivo la adopción de la tecnología de pozos inteligentes para controlar la extracción de fluidos y mejorar el comportamiento del frente del empuje del agua.

Además, era necesario utilizar el sistema convencional BEC para alcanzar los altos gastos de producción esperados de los dos intervalos. La nueva terminación utiliza un rediseño de herramienta de conexión hidráulica de fondo con un conjunto de anclaje integral, en vez de otros sistemas que han sido usados en la industria en el pasado, para conectar la terminal superior que incorpora el sistema BEC con la terminal inferior, que incorpora la T.I de pozos.

Por lo tanto, el reacondicionamiento del BEC puede ser realizado sin la necesidad de recuperar la T.I. Este sistema integrado ha permitido la mezcla de los dos intervalos productores con éxito y ha proporcionado la flexibilidad necesaria para el control de entrada de fluidos de cada intervalo en el futuro a medida que el régimen de flujo cambia.

Introducción

El campo cuenta con varios intervalos productores, para la optimización del desarrollo del campo se planea la mezcla de la producción. Además, la estrategia de mantenimiento de presión requiere el uso de inyección de agua para adicionarle energía al yacimiento para la explotación comercial. Las fracturas se han identificado en muchos de los registros de resistividad e imágenes de acústica corridos a través del campo, así como los datos dinámicos se reunieron durante los periodos de producción en el pasado.

Se sospecha que las fracturas de pequeña y gran escala presentes en este yacimiento son los conductos de comunicación entre los dos intervalos productores como se muestra en la figura 4.2; los intervalos están separados por una gruesa sección de fracturas en la roca, no del yacimiento. Exámenes detallados de los datos históricos de presión muestran sincronizadas historias de presión para estos dos intervalos productores en el agotamiento del yacimiento, que están más concentradas en la cresta y en la parte occidental del yacimiento. Este comportamiento de presión sugiere que los dos intervalos productores están conetados hidrodinámicamente.

Registros de los dos intervalos también muestran concentraciones de grupos de fracturas en el área de la cresta y parte occidental del yacimiento. Las propiedades del crudo producido por los dos intervalos productores son bastante similares. Por lo tanto, para minimizar los costos de desarrollo del campo, así como para garantizar una explotación eficaz, se consideró la mezcla de la producción de estos dos intervalos productores.

Debido a las diversas cualidades del yacimiento junto con la presencia de fracturas en todo el campo, se tuvo la necesidad de evitar el cruce de corriente de fluidos de un intervalo productor a otro. Por ejemplo, la productividad media de un pozo típico en uno de los yacimientos es aproximadamente la mitad de un pozo similar en el otro yacimiento. Debido a que las fracturas prevalecen dentro de los entornos de inyección de agua, en campos análogos ha mostrado una tendencia a la prematura invasión de agua de los pozos inyectores a los productores, a pesar de los planes de desarrollo de campo que usa varios kilómetros de espaciamiento de pozos.

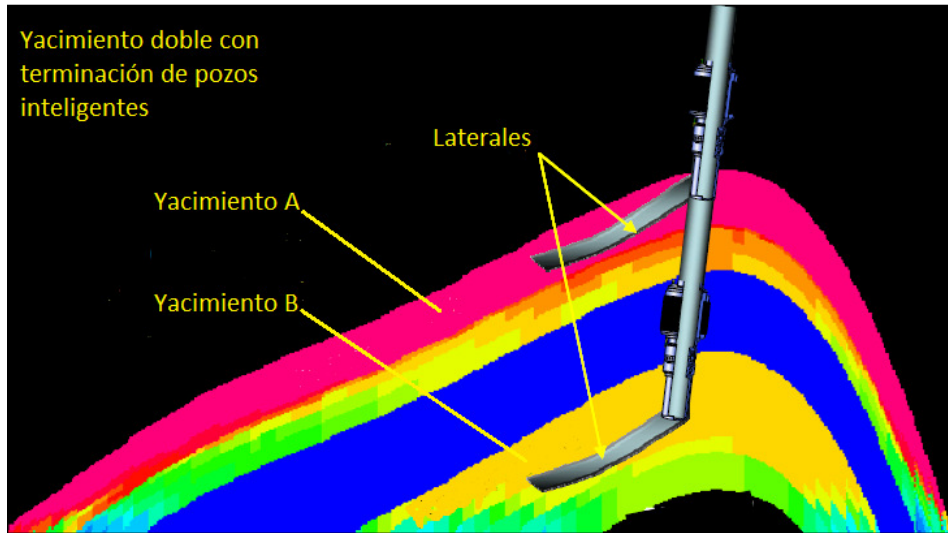


Figura 4.2 Yacimiento doble con producción de mezcla¹.

Bajo estas condiciones, la aplicación de T.I en un Máximo Contacto del Yacimiento (MCY) mediante los pozos, utiliza varios pozos laterales orientados a los yacimientos en forma individual, se ha demostrado a lo largo de los años que proporciona la flexibilidad para el eficiente monitoreo y control de fluidos de cada yacimiento durante la mezcla de producción.

Las T.I con VCF variable proporcionan la capacidad para controlar y optimizar el flujo de fluidos de los intervalos laterales por separado sin grandes operaciones de reacondicionamiento, controlando así la eficiencia de inyección de agua en yacimientos de forma individual y extendiendo la vida útil de los pozos.

En ambientes de alto caudal donde se requiere de levantamiento artificial, la capacidad de correr y reemplazar el BEC cuando falla o llega al final de su vida útil, sin tener que retirar toda la T.I, fue fundamental y se dictó la adopción de este sistema modificado de terminación.

Solución técnica - Terminación de pozo inteligente acoplado con BEC

La terminación del pozo propuesta es una combinación de un sistema inteligente de pozo, formada por válvulas de control de intervalo, empacadores y líneas de control, y un BEC superior encerrado en un sistema de encapsulado (Pod BEC). Los sistemas de alta y baja se acoplan por un sistema de conexión hidráulica de fondo. El Pod BEC es necesario para reducir las cargas de tensión y compresión en el sistema BEC durante la vida útil del pozo.

El componente clave de este sistema de terminación es la herramienta de conexión hidráulica, la cual permite la conexión y desconexión de las líneas de control inteligente de fondo con las líneas correspondientes de la terminación superior, durante la rutina de recuperación para el mantenimiento del BEC. Esto mantiene al equipo de T.I permanentemente en el pozo durante los trabajos de operación para cambiar el BEC. Nótese que la T.I puede ser recuperada cuando se estime necesario para reparaciones.

Selección del equipo

El requisito fundamental para el pozo, era producir un gasto combinado de 10,000 BPD de los dos intervalos productores. El pozo requiere un BEC para levantar el fluido de la formación, así como la capacidad de monitorear y controlar el flujo de cada zona, sin intervenir el pozo, lo que se logró mediante el sistema inteligente.

En los últimos años, varias opciones han sido propuestas para integrar estos sistemas de T.I y BEC; como lo son los pozos inteligentes desplegados en T.R, BEC Desplegado con Tubería Flexible (BECDTF), etc. El operador revisó todas las tecnologías disponibles para lograr la combinación del sistema de levantamiento artificial y pozo inteligente.

Muchas de las implementaciones anteriores han sido adecuadas para pozos de bajo caudal. Para pozos de alto caudal, se determinó que eran adecuados, el BECDTF y el sistema de conexión hidráulica. Los desafíos técnicos con el BECDTF motivaron la adopción del sistema de conexión hidráulico. La experiencia de anteriores desarrollos fue utilizada para rediseñar la actual generación de herramientas de conexión hidráulicas de fondo desarrolladas en el presente pozo.

Descripción general de la terminación del pozo

La figura 4.3 muestra la terminación del pozo. Las características críticas de la terminación, incluyen los siguientes dispositivos:

1. **Válvulas de control de intervalo de fondo:** Estas son válvulas de fondo que controlan el flujo de los yacimientos. Las válvulas operan hidráulicamente desde la superficie sin intervención a pozo. El fluido hidráulico es suministrado a través de tubos capilares de diámetro pequeño que se aseguran fuera de la T.P. Estas válvulas tienen 11 posiciones de cerrado a completamente abierto. El área de flujo en cada posición intermedia ha sido especialmente diseñada para las aplicaciones de los yacimientos de Arabia Saudita.
2. **Empacadores de producción Feed-Through:** Estos empacadores ofrecen aislamiento entre y por encima de los intervalos productores. Los empacadores tienen puertos especiales para permitir el paso a través de ellos de las líneas de control y operar las válvulas de fondo. Se fijan con la presión hidráulica en el tubo. Estos empacadores pueden ser recuperados por cambio en la manga deslizante para luego aplicarles fuerza de tracción.
3. **Herramientas de conexión hidráulicas de fondo:** El sistema de conexión hidráulica ofrece la posibilidad de conectar y reconectar las líneas de control de fondo en el interior del pozo. Esta herramienta en particular cuenta con 6 líneas hidráulicas. La herramienta tiene un diseño concéntrico y no tiene que ser girada para alinear las líneas de control, mientras se reconectan las líneas. Mientras se ejecutan con el sistema BEC, la herramienta se ancla cargando 5,000 lbs para activar el mecanismo de cierre. Este mecanismo impide que la herramienta se desancla durante la expansión y contracción de la T.P, por lo tanto, las líneas de control están siempre conectadas. La herramienta de conexión hidráulica se libera con 20,000 lbs de tracción.
4. **Conjunto telescópico con líneas de control:** Esta es una versión modificada del conjunto telescópico convencional y proporciona un medio para reducir las fuerzas que actúan en la T.P. Las líneas de control se envuelven alrededor de la herramienta.
5. **BEC encapsulado (Pod BEC):** Este sistema, incorpora una cubierta de carga alrededor del BEC. Esto fue usado para evitar transmitir cualquier carga o tensión en el motor o en el BEC durante el despliegue y reconfiguración de la terminación. El motor y la bomba están dentro del Pod. Las líneas de control hidráulicas para el pozo inteligente pasan por afuera del Pod.
6. **Empacador BEC:** Este empacador proporciona aislamiento anular por encima del BEC y tiene puertos especiales para permitir el paso del cable del BEC y de las líneas de control de la T.I. El empacador se establece con presión hidráulica y es retirado con fuerza de tracción.

7. **Cabezal del pozo y el colgador de T.P:** El cabezal del pozo y el colgador de T.P, tienen puertos Feed-Through para los cables de BEC y las líneas de control de la T.I. Las líneas se aseguran con los accesorios de aislamiento.
8. **Sistema de control:** El sistema de control automatizado en el lugar del pozo permite al operador monitorear y controlar el equipo de fondo en tiempo real de forma local o remota a través de sistema SCADA.

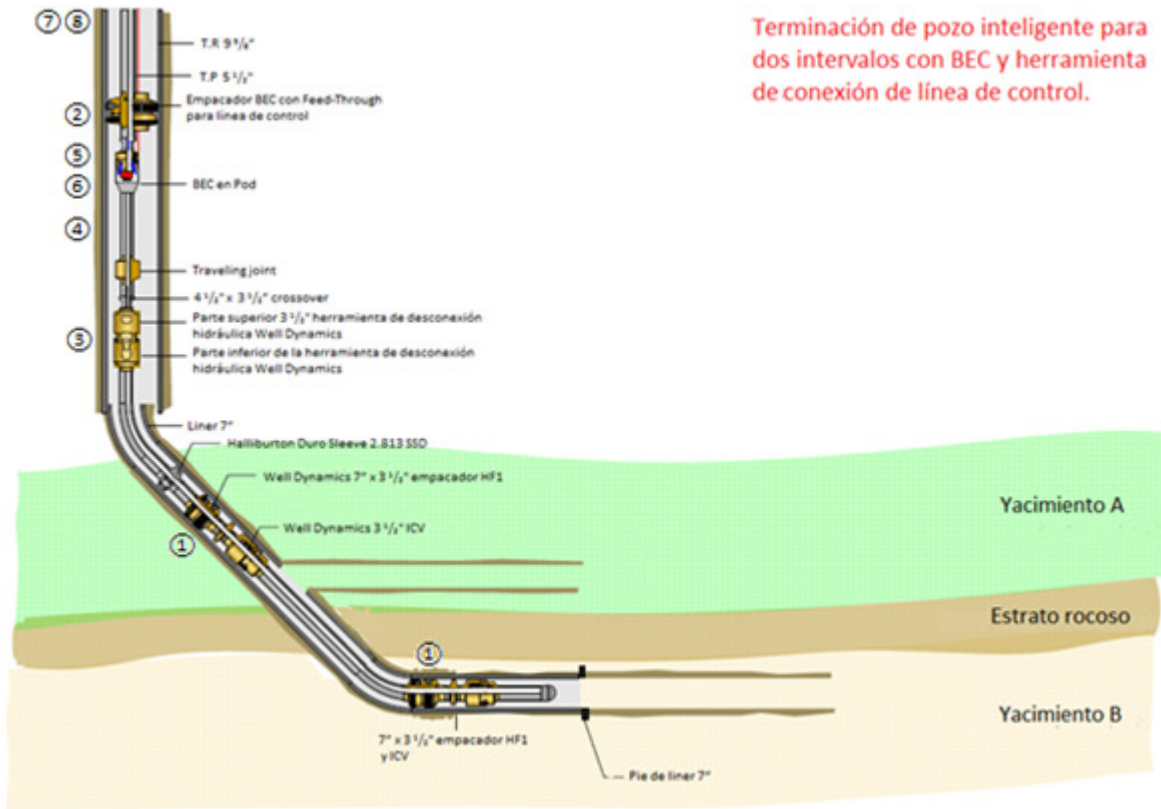


Figura 4.3 Esquema del pozo¹.

Planificación - Modelado de afluencia

Hay muchos factores que influyen en la planificación de la funcionalidad de los sistemas de terminación integrados. Definitivamente las condiciones operacionales deben enfocarse en los factores más críticos que tienen impacto significativo en el rendimiento del pozo.

En este pozo específico, cada uno de los intervalos laterales se perfora orientado a uno de los dos intervalos productores con similar presión pero muy diferentes productividades. El intervalo superior tiene un IP de alrededor de 65 BPD/lb/pg², mientras que el intervalo inferior alcanza casi los 30 BPD/lb/pg².

La diferencia de IP de los dos intervalos significa que el intervalo superior contribuirá con mayor gasto en la mezcla de fondo, si no se tienen controles de fondo, como se muestra en la figura 4.4.

Esta disminución desigual de los dos intervalos tal vez no sea la ideal en muchos casos, lo que podrías causar la migración de los fluidos de un intervalo productor a otro a través de las fracturas existentes y, por lo tanto sería necesario equilibrar los gastos de producción de los intervalos.

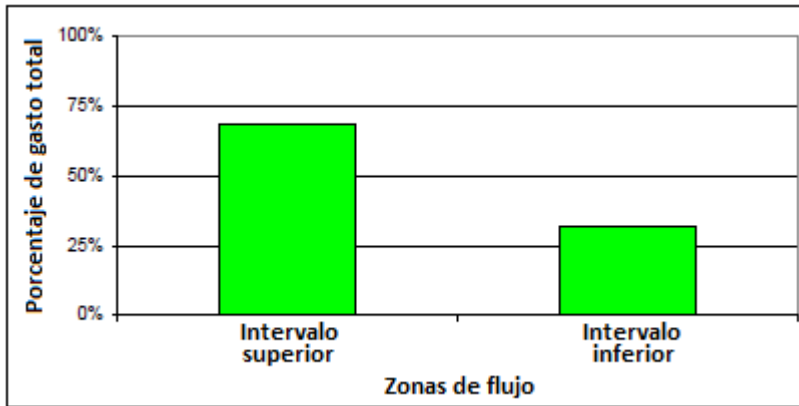


Figura 4.4 Distribución de porcentaje del gasto de flujo (sin controles de fondo)¹.

El modelado de los pozos y del sistema de T.I presentado en la figura 4.5, muestra que la entrada de flujo de los dos intervalos, en este caso, se puede compensar mediante estrangulamiento con VCF en el intervalo superior, con una apertura de las valvas del 40%.

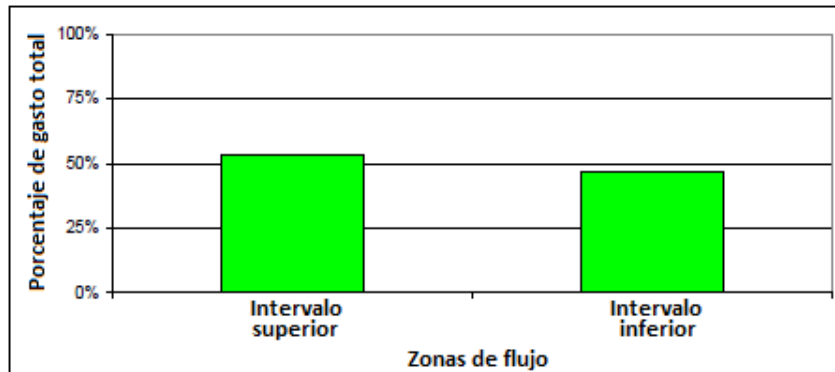


Figura 4.5 Distribución de porcentaje del gasto de flujo (con VCF)¹.

El análisis anterior se realizó con un corte de agua del 0%. Una vez que uno de los intervalos comienzan la producción de agua con aceite, la optimización de la producción de todo el pozo ya no es sencilla, ya que ahora se debe reducir el corte de agua mientras se evita el flujo cruzado de los intervalos. A modo de ejemplo, el análisis anterior se repitió para simular el escenario de producción donde uno de los intervalos productores produce una cantidad significativa de agua (en este caso el intervalo inferior).

La figura 4.6, muestra el gasto de equilibrio de producción de cada deposito, donde el gasto de producción de aceite del intervalo inferior es menor debido a que el gasto de producción de agua aumentó. Esto a su vez, significa un gasto de producción total de aceite mas bajo en el pozo.

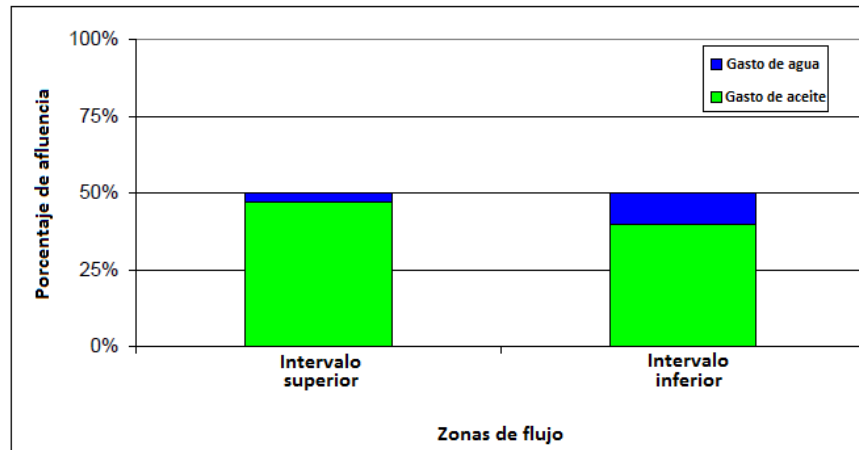


Figura 4.6 Distribución de gasto en caso de producción de agua (desproporcional debido al intervalo inferior)¹.

En tal escenario, la T.I ofrece la posibilidad de estrangular el gasto aportado por el intervalo inferior, lo que reduciría el corte de agua del intervalo inferior, y al mismo tiempo, ampliar el diámetro de estrangulamiento que tienen las válvulas del intervalo superior para incrementar el gasto de producción del intervalo superior, manteniendo así el gasto de producción total de aceite del pozo.

Los resultados de este caso se presentan en la figura 4.7. Este análisis muestra el valor de tener una T.I en un pozo multi-lateral de múltiples intervalos.

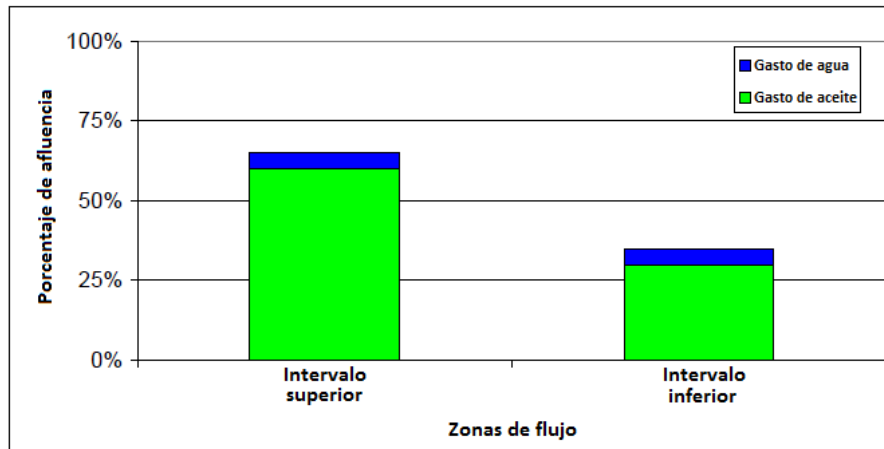


Figura 4.7 Optimización de la distribución de gasto en caso de producción de agua¹.

Procedimiento de implementar la terminación

Se perfora la extensión de la Motherbore principal (Lateral - 0), seguido del (Lateral - 1) el cuál está en el intervalo superior y finalmente, la recuperación del desviador del (Lateral - 1). Esto es inmediatamente seguido de la limpieza del pozo y el reemplazo del fluido de perforación con un fluido que no dañe la formación. Los pasos de la terminación se describen en el diagrama de flujo de la figura 4.8. El procedimiento consta de dos etapas:

- ◆ Etapa 1.- Montar la sección inferior de la terminación de la figura 4.3, que consiste en el montaje del pozo inteligente para el motherbore (Lateral - 0), el montaje del pozo inteligente para el (Lateral - 1), en la parte baja se recibe la herramienta de conexión hidráulica y la parte superior de la herramienta de conexión hidráulica. Se corre la sección inferior en la sarta, con abrazaderas, lo cual asegurará las líneas de control hidráulico y garantizará el correcto espaciado. Antes de configurar los dos emparacadores del pozo inteligente, se prueban las válvulas de fondo para su correcto funcionamiento. Por último, se establecen los empacadores y se cierran los Subsurface Safety Devices (SSD); dispositivos de seguridad subsuperficial. Se jala hacia arriba con una tracción de 25,000 lbs, para ajustar la herramienta de conexión hidráulica y se saca el cable de trabajo.
- ◆ Etapa 2.- Se monta la sección superior de la terminación como se ve en la figura 4.3, que consiste en la parte superior de la herramienta de conexión hidráulica, el conjunto de líneas de control telescópico, el Pod BEC, y los empacadores del BEC. Se corre la sección superior en la T.P con las abrazaderas de acoplamiento en todas las uniones para asegurar las líneas de control hidráulico. En el fondo, se localiza el receptáculo de unión de la parte inferior de la herramienta de conexión hidráulica y se encaja para reconectar las líneas de control. Una vez mas, se prueban las válvulas de fondo para verificar la comunicación a través de las líneas de control. Finalmente, se hace un intento de recuperar para confirmar que el anillo de retención está enganchado.

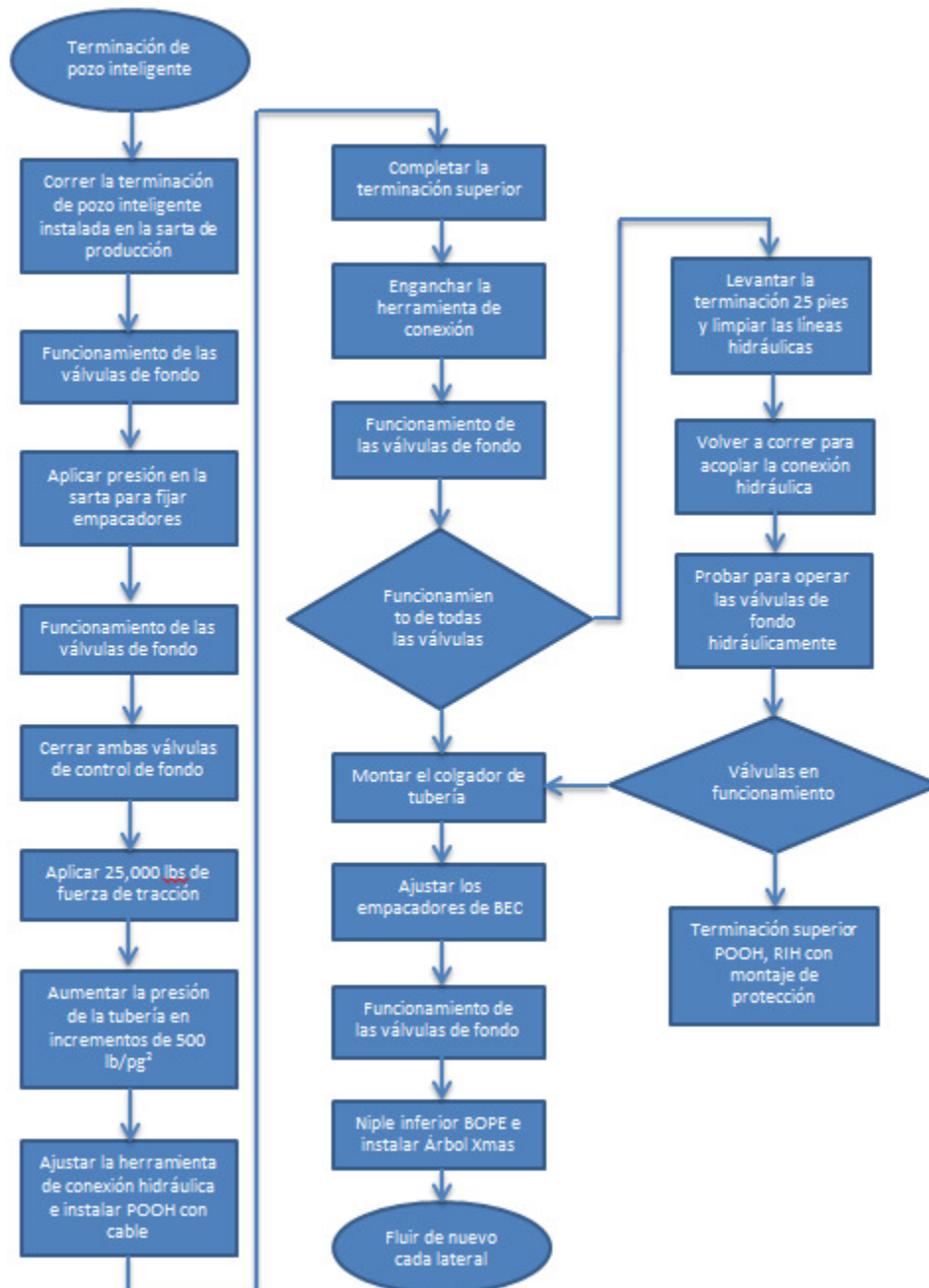


Figura 4.8 Diagrama de flujo de los pasos para la realización de una terminación¹.

Resumen – Aplicaciones futuras

En esta sección, se discute la aplicación actual del acoplamiento del pozo inteligente y el sistema BEC para el desarrollo de campos con múltiples intervalos, y su potencial aplicación generalizada de sistemas integrados de terminación.

En este caso particular, la necesidad de utilizar sistemas artificiales hace de la aplicación de T.I un reto a superar, para lograr un ahorro evidente en los costos del uso de pozos multilaterales con múltiples intervalos, en desarrollos futuros de estos y otros yacimientos en el campo. La modificación de la herramienta de conexión hidráulica proporciona el enlace para el uso de pozos con T.I en ambientes de levantamiento artificial.

Las principales causas para la aplicación de integrar pozos inteligentes con BEC puede ser resumida en dos grandes categorías:

- ◆ Económica .
- ◆ Infraestructura (instalaciones).

Económicamente, hay un enorme ahorro de costos que se derivan de utilizar un menor número de pozos para el desarrollo de campos con múltiples intervalos que producen mezcla, tal como se encuentra en muchos campos de Arabia Saudita y en todo el mundo. Este hecho parece bastante obvio ya que los costos de perforación y terminación siguen aumentando, especialmente en zonas remotas.

Por lo tanto, reducir el número de pozos de desarrollo en estas regiones geográficas, incluso en algunos pozos, se traduce directamente en la línea a seguir del proyecto. Es particularmente significativo cuando se tiene pozos laterales MCY dirigidos por separado. En primer lugar, la gran afluencia de estos pozos laterales de MCY hace a estos pozos económicamente más atractivos cuando los gastos totales de la mezcla de producción es comparada con la de un solo pozo lateral. En segundo lugar, el aumento de los gastos de producción generalmente se asocia a la mezcla de pozos multilaterales, especialmente al final de la vida de los pozos, resultando en alargar la vida económica de estos.

Por otra parte, la capacidad de controlar o aislar individualmente pozos laterales siempre que se presenten problemas (por ejemplo, entrada de agua y/o gas) dentro de estos laterales tiende a extenderse el límite económico de los pozos inteligentes de MCY. Las limitaciones de infraestructura pone a los operadores en un nivel excesivo de carga durante el desarrollo de múltiples yacimientos en los campos.

Este problema es evidente en los campos costa afuera, que tienen severas limitaciones en las instalaciones, incluso también en el caso de un solo yacimiento, pero también muchos campos terrestres. Por ejemplo, las restricciones del uso de suelo para los campos de petróleo y gas ubicados cerca de áreas pobladas, hacen de la mezcla de producción a veces la única opción viable para el desarrollo comercial de todas las reservas de petróleo y gas existentes en la región.

Como el número de yacimientos productivos en el campo aumentan, la asignación de espacio para la ubicación de los pozos individuales en la superficie, así como de instalaciones de inyección, sistemas de separación , tanques, tuberías , etc.; se convierte cada vez más difícil su ubicación dentro de las normas de seguridad establecidas.

Así, la adopción de sistemas de terminación acoplados entre sistemas Inteligentes y BEC, en los pozos multilaterales con producción de mezcla para varios yacimientos; de manera significativa aliviará las restricciones de ubicación de instalaciones superficiales y proporcionará medios para la explotación eficiente de campos con múltiples yacimientos.

Conclusiones

Este trabajo, ha mostrado la aplicación con éxito de la combinación de un sistema de pozo inteligente y el sistema BEC en un ambiente de alto gasto. Una característica única en esta aplicación de pozo inteligente ha sido la comunicación del yacimiento a través de fracturas que hace que la terminación de pozos inteligentes sea atractiva para el operador, así el operador manejará el gasto de manera individual de los intervalos para garantizar la eficiencia de la administración del yacimiento.

El sistema integrado de terminación, por lo tanto, ha eliminado el riesgo de flujo cruzado de un intervalo a otro durante la mezcla de la producción, mientras que la flexibilidad del manejo del gasto garantiza la máxima producción de aceite de los dos intervalos productores. Se espera que la expansión futura a través del campo permita el óptimo desarrollo y explotación de todos los yacimientos, y así maximizar la recuperación final de las reservas para estos yacimientos.

Finalmente, aun que el máximo beneficio del sistema de terminación se deriva de su aplicación de alto gasto de los pozos, el sistema rediseñado será igualmente beneficioso en entornos de bajo gasto.

4.2 POZO NEIA-24 ML²

El pozo NEIA-24 ML fue perforado por CNOOC a una profundidad total medida de 5,105 pies, se encuentra al Noreste del campo Intan Alpha, costa afuera del Sur del Mar de Java, como se observa en la figura 4.9.

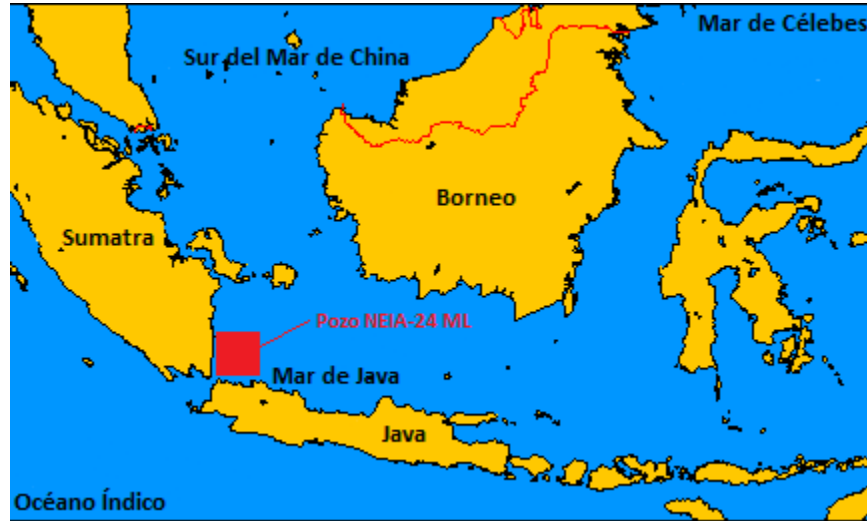


Figura 4.9 Ubicación del pozo NEIA-24 ML.

El pozo fue terminado como un doble lateral productor de la arena "31-1" en Agosto del 2002. Una conexión multilateral de 6 niveles fue usada para crear la transición de una T.R de $9 \frac{5}{8}$ " para dos laterales de $6 \frac{1}{8}$ ". El pozo fue terminado de manera doble lateral con una T.I recuperable combinada con un BEC.

El campo Intan Alpha al Noreste, fue desarrollado originalmente en 1990. El principal productor del intervalo "31-1" es una arenisca del Mioceno temprano poco consolidada con una porosidad de alrededor del 27% al 30% y la permeabilidad de +/- 4,000 mD.

La arena tiene un espesor de entre 20 y 80 pies. El campo tiene una fuerte entrada de agua y en el 2002 los campos tuvieron una producción promedio por pozo horizontal de alrededor de 350 BPD con un corte de agua del 97%.

En el 2002 la re-evaluación del trabajo en el campo, identificó 7 yacimientos nuevos sin ser tomados en cuenta, como se muestra en la figura 4.10.

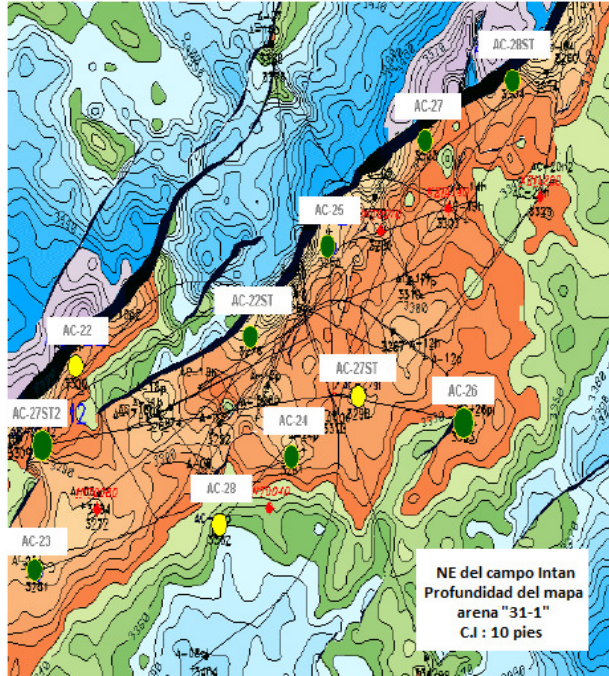


Figura 4.10 Mapa de la arena "31-1" yacimientos sin ser tomados en cuenta en color verde².

Alto corte de agua y la incapacidad de los pozos para producir de manera natural, planteó importantes desafíos para el desarrollo comercial de los nuevos yacimientos. Los objetivos de los equipos de trabajo era reducir la inversión de capital, acelerar la producción del crudo e incrementar la recuperación final, todo ello mientras se disminuyen los costos totales del levantamiento artificial. Esto incluye ninguna construcción de nuevas plataformas, alta productividad de los nuevos pozos, demás puntos de referencia actuales en el campo y reducir los costos del levantamiento artificial durante la vida de los pozos.

Un diseño de terminación doble lateral fue seleccionado para minimizar los costos del levantamiento artificial por la producción simultánea de dos intervalos, mientras que a través de un único sistema BEC se maximizó la producción. El otro cambio significativo fue superar la posibilidad de la temprana entrada de agua de un lateral, lo que limitaría la producción del otro lateral y en general la recuperación final del yacimiento. Esto requiere la capacidad de estrangular cada lateral de manera independiente y manejar la producción de los dos intervalos por separado para mejorar la recuperación y acelerar la producción del aceite. Una T.I combinada con BEC fue la respuesta a estos retos.

Con el fin de maximizar costos y que el diseño de la T.I no fuese tan complejo, se utilizó un solo empacador, un flujo radial y un flujo en la tubería (cubierta) con control de válvulas. No fueron utilizados empacadores BEC. La simplicidad del diseño de terminación y la integración de la T.I con el BEC permitió que el operador explotara las reservas que aun no se habían producido y que no hubieran sido económicamente factibles de lo contrario.

Diseño de terminación

A fin de facilitar la recuperación de la terminación, una combinación de VCF radial y líneas (cubiertas) se utilizó con un solo empacador. La producción de ambos laterales fue mezclada en la entrada de la válvula de control superior de flujo que luego fluía hacia arriba de la sarta de producción hasta un conjunto de perforaciones en la entrada del BEC. Además del paquete de sensores del BEC para mejorar su rendimiento, un sistemas dual de sensores permanentes fueron desplegados para el manejo de la producción, monitoreo y pruebas de cada lateral de manera independiente, como se muestra en la figura 4.11.

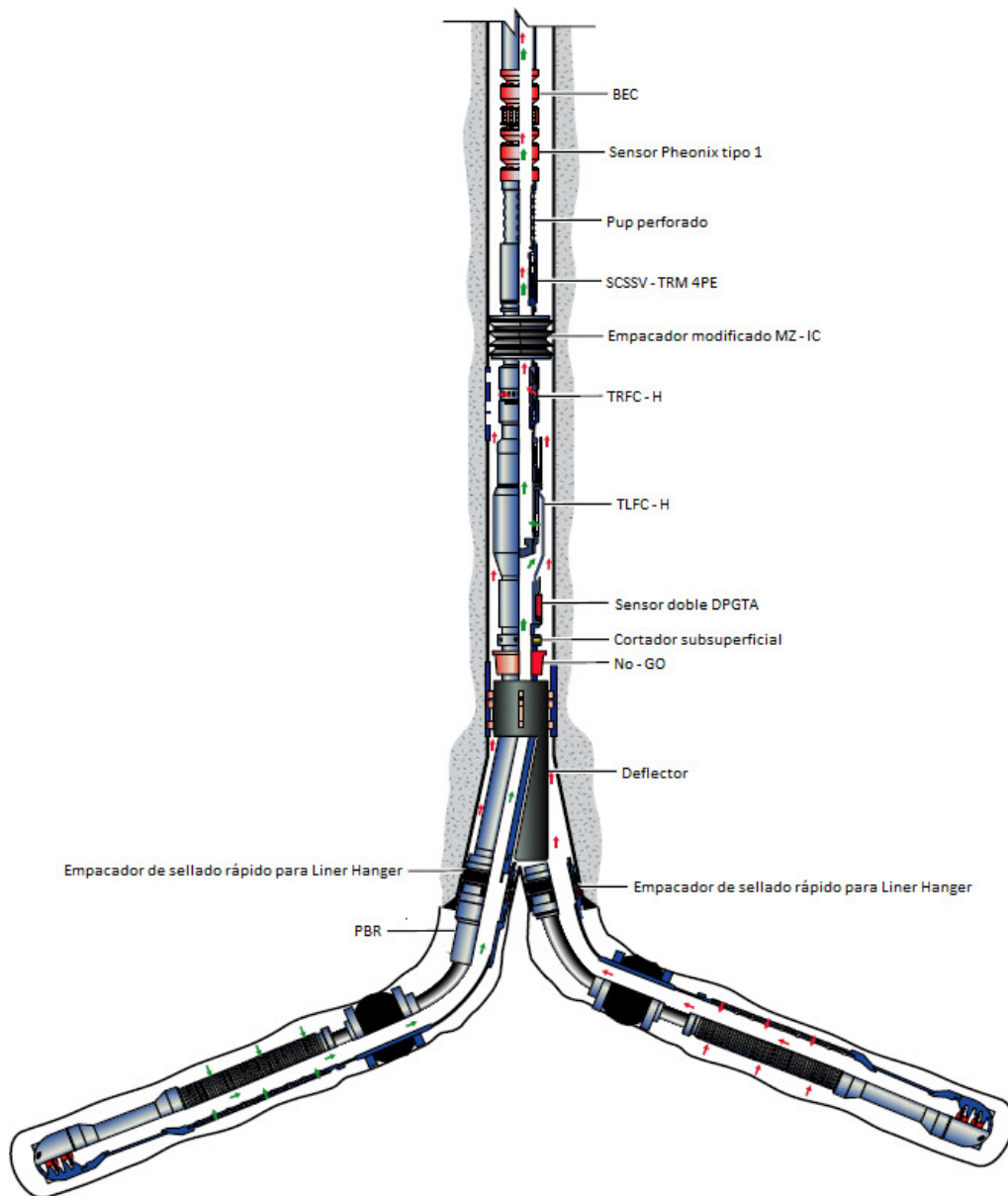


Figura 4.11 Doble lateral "NEIA-24 ML" terminación inteligente recuperable con BEC².

Resultados de la producción

La producción y recuperación del pozo fue modelada con y sin la T.I y se encontro similitud entre los resultados de producción previstos y actuales, como se ve en la figura 4.12 y figura 4.13.

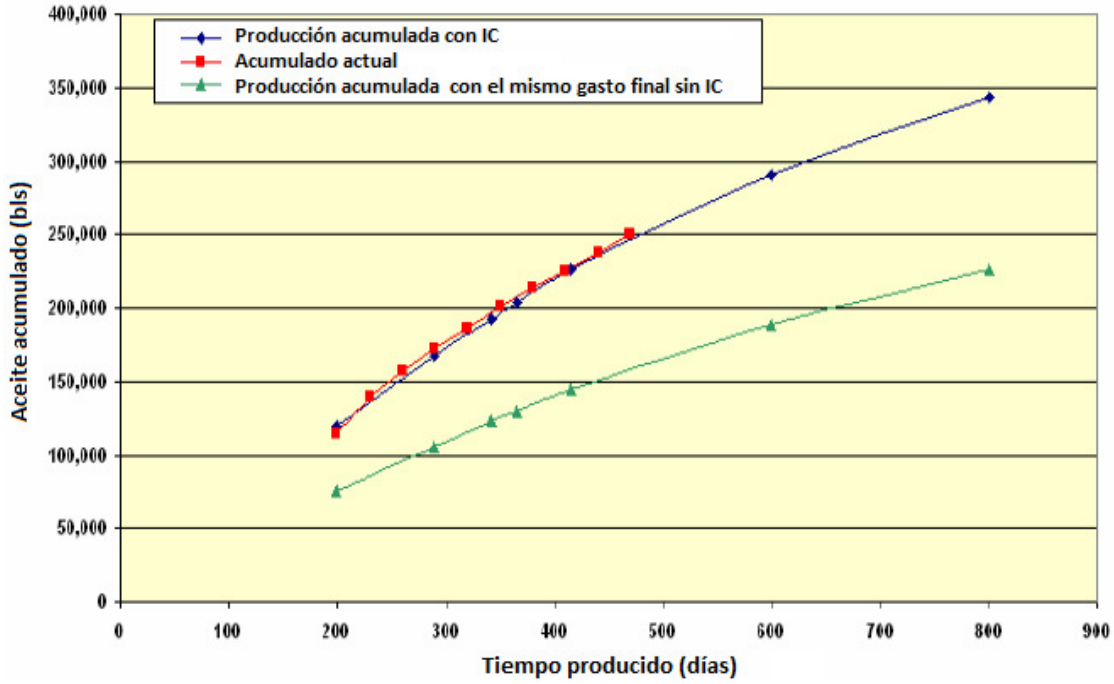


Figura 4.12 Doble lateral “NEIA-24 ML”, producción acumulada prevista vs actual².

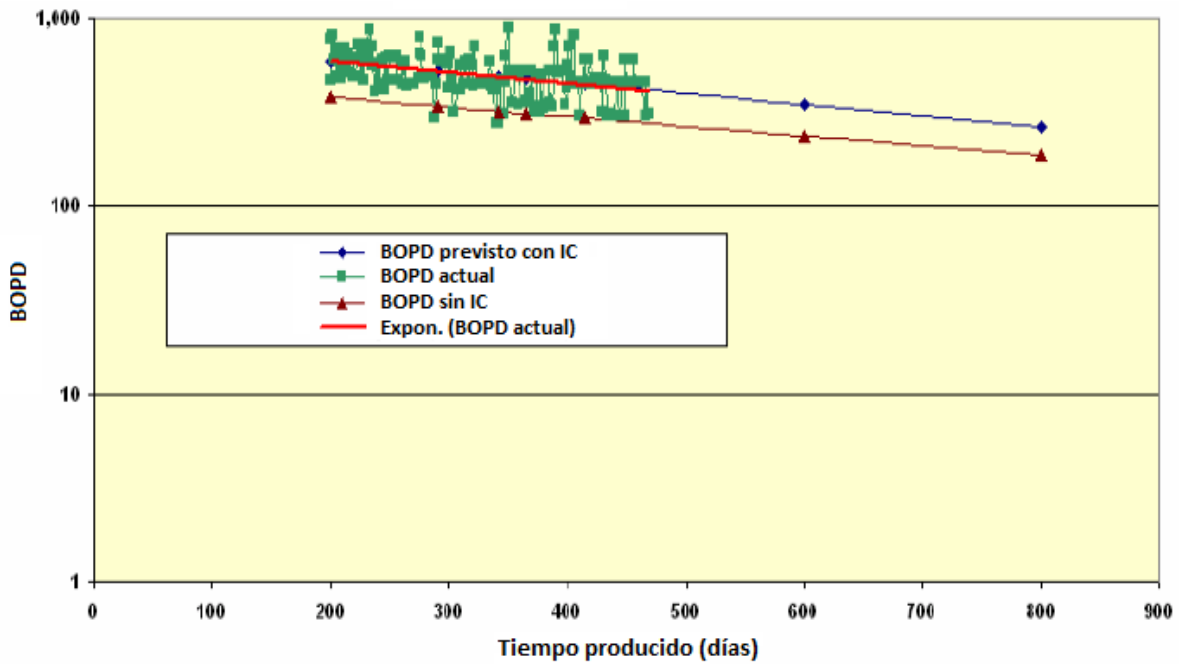


Figura 4.13 Doble lateral “NEIA-24 ML”, gasto de producción prevista vs actual².

Inicialmente el pozo fue producido a un gasto de 1,829 BPD con 15% de corte de agua que más tarde se aumentó a 8,993 BPD con un 97.5% de corte de agua. Varias pruebas se realizaron con combinaciones variables de apertura de la válvula de ambos laterales y seguimiento de presión de fondo fluyendo para optimizar el corte de agua y maximizar la producción del aceite, mostrado en la tabla 4.1.

RESULTADOS DE LA PRUEBA DEL POZO NEIA-24 ML ESTABILIZADO						
Leg 1 Posn	PBHP (lb/pg ²)	Leg 2 Posn	PBHP (lb/pg ²)	BFPD	% BSW	BOPD
10	389	5	694	15,100	96.5	529
10	631	10	631	17,800	98	356
10	280	0	752	13,000	96	520
0	750	10	572	15,676	98	314
5	691	10	620	16,640	98	333
10	636	10	635	17,622	98	352

Tabla 4.1 Doble lateral “NEIA-24 ML”, prueba de pozo con válvulas de medición de fondo y medidor de flujo superficial².

Posición de válvula “0” = Válvula cerrada

Posición de válvula “10” = Válvula completamente abierta

Después de 260 días de producción, el NEIA-24 ML había entregado un volumen adicional de 112 MBO en comparación con el pozo vecino NEIA-28 que está en el mismo yacimiento, como se muestra la figura 4.14.

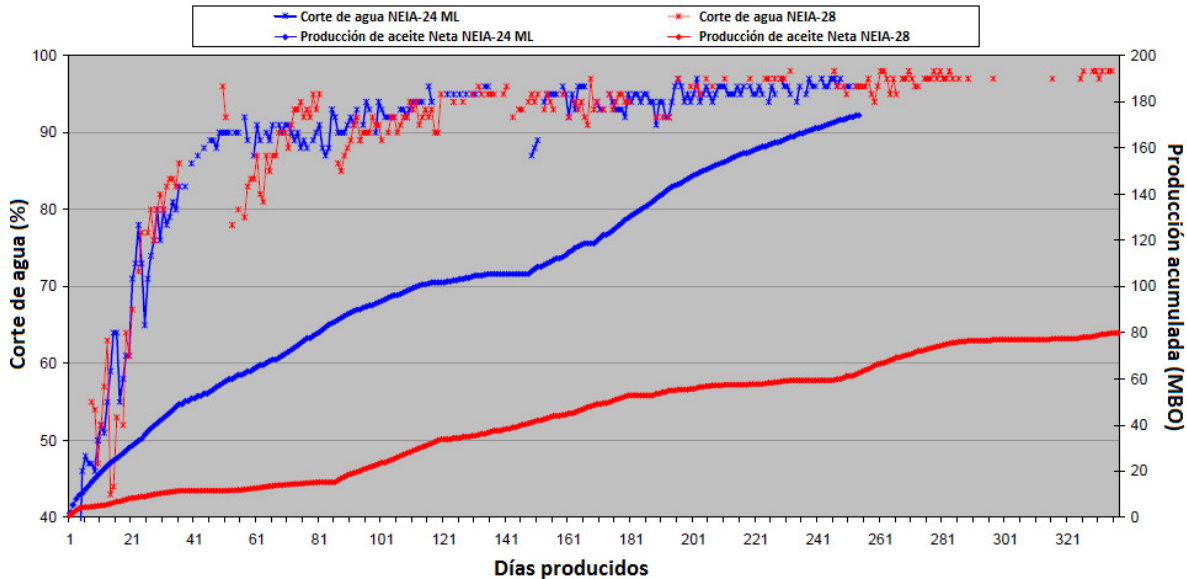


Figura 4.14 Doble lateral “NEIA-24 ML”, comparación de producción².

Reacondicionamiento BEC #1

El primer reacondicionamiento del pozo NEIA-24 ML se realizó en Marzo del 2003, para actualizar el sistema BEC y llevar a acabo el tratamiento de estimulación mediante CT (Coiled Tubing); Tubería Flexible en ambos laterales. La combinación del BEC y la T.I se recuperó sin ningún problema operativo. Todo el equipo de T.I fue inspeccionado y no se descubrieron daños importantes. El empacador fue reparado con nuevos elementos y el mismo equipo de T.I se instaló con éxito con el nuevo sistema BEC, después de realizar el tratamiento de estimulación con CT en ambos laterales.

Reacondicionamiento BEC #2

En Agosto del 2004 se realizó un segundo reacondicionamiento en el pozo NEIA-24 ML debido a fallas en la cara de la arena en el (Lateral - 1) y el daño resultante en la bomba del BEC. Contrariamente al primer reacondicionamiento, en la terminación se encontró un taponamiento debido a la acumulación de la arena producida en el agujero del pozo. Mientras el empacador y las líneas de control fueron dañados debido a las operaciones de pesca, se encontro que otros equipos de la T.I estaban en buen estado y podían ser reutilizados si fuera necesario. El pozo fue terminado posteriormente como un solo pozo productor horizontal sin la T.I.

Conclusiones

Se ha demostrado que existe una fuerte sinergia entre las T.I y el BEC, y ambos tipos de terminación pueden beneficiarse de la combinación de ellos en el mismo pozo. La terminación y re-terminación del pozo NEIA-24 ML durante el primer reacondicionamiento demostró que el sistema BEC puede ser recuperado satisfactoriamente sin recuperar la T.I.

Considerando el segundo reacondicionamiento se destacó el riesgo asociado con los sistemas recuperables. Además el sistema de T.I recuperable ha sido desplegado con el BEC en recientes años, y será evaluado por la facilidad de terminación que tiene, además de la necesidad de reacondicionar estos pozos.

4.3 TERMINACIÓN INTELIGENTE EN EL POZO CLIFF HEAD CON BEC DESPLEGADO CON TUBERÍA FLEXIBLE - INCREMENTA LA PRODUCTIVIDAD Y REDUCE LOS COSTOS DEL CICLO DE VIDA DEL POZO³

Introducción

El campo Cliff Head se encuentra al Norte de la cuenca de Perth, al Oeste de Australia como se ilustra en la figura 4.15, Cliff Head es el primer desarrollo costa afuera dentro de la región, la instalación costa afuera más cercana de aceite y gas está a unas 550 millas al Norte de la parte Noroeste de la plataforma epicontinental.

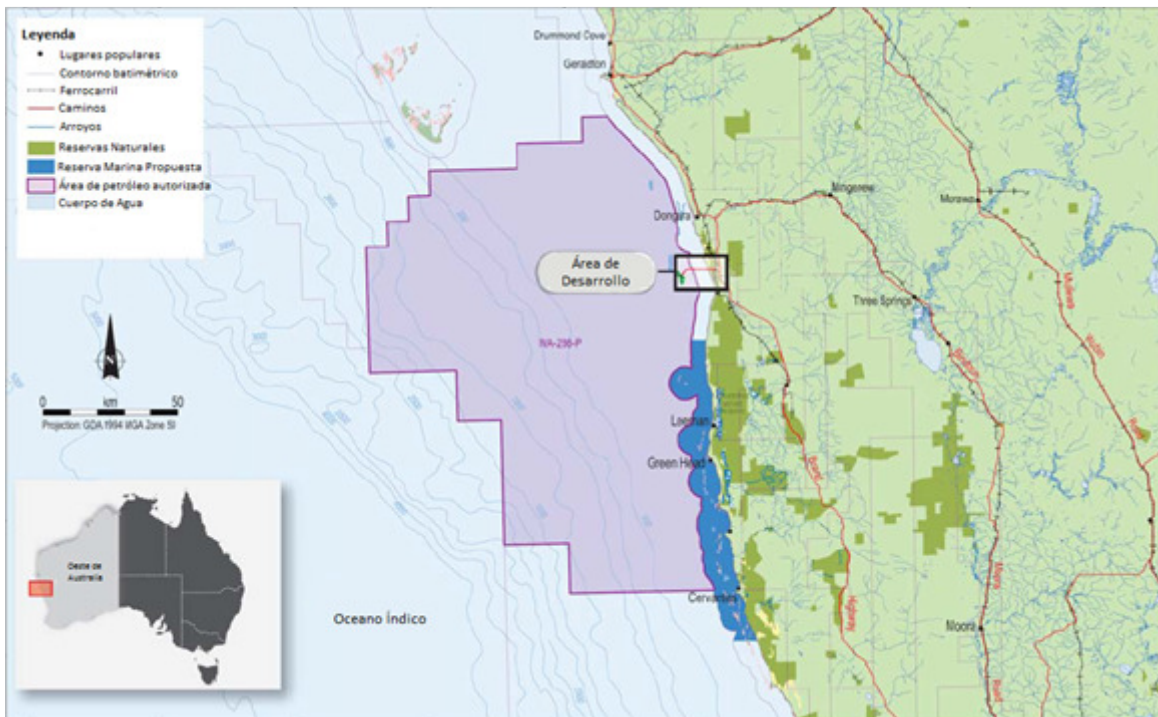


Figura 4.15 Localización del campo Cliff Head³.

Las instalaciones del campo de aceite Cliff Head consisten de los siguientes componentes como se muestra en la figura 4.16:

- ◆ Un mínimo de instalaciones, una plataforma a boca de pozo no tripulada, Cliff Head Alpha (CHA), para dar cabida a los cabezales de pozo y equipo de apoyo.
- ◆ 6 pozos de producción con BEC.
- ◆ 2 pozos de inyección de agua.
- ◆ Arrowsmith Stabilisation Plant (ASP); planta estabilizadora localizada aproximadamente a 2 millas tierra dentro, que separa el aceite y agua producidos y deja al aceite listo para el transporte.

- ◆ 9 millas de T.P submarinas aisladas, que transportan los fluidos producidos de la CHA a la ASP, que cruzan por debajo de la línea de costa y del sistema de dunas, por medio de Horizontal Directionally Drilled (HDD); Perforación Direccional Horizontal.
- ◆ 9 millas de tuberías de inyección de agua submarinas aisladas desde ASP hacia la CHA.
- ◆ Las fuentes de pozos de agua en tierra para suministrar agua de relleno para la inyección.
- ◆ Umbilicales submarinos de poder, cables de control y suministro de productos químicos que salen de ASP hacia la CHA.
- ◆ Instalaciones de carga para camiones de petróleo crudo y transporte por carretera a refinería.

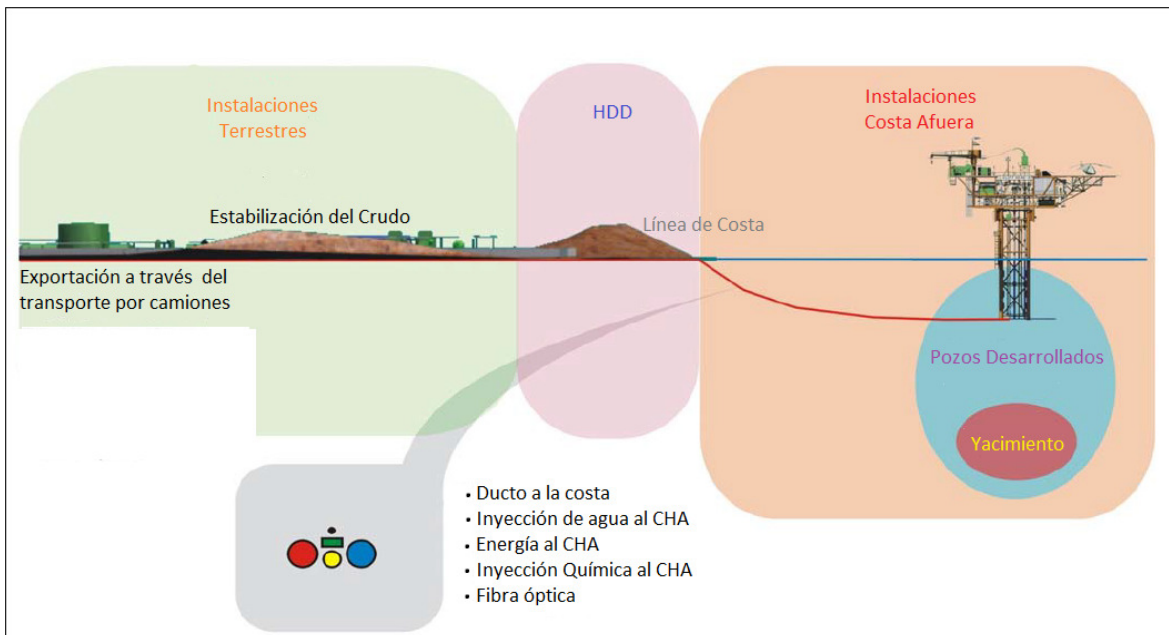


Figura 4.16 Sistema de producción de CHA³.

El área se desarrolla costa afuera tiene una gran variedad de flora y fauna submarina, incluyendo Arrecifes y Cetáceos. También es un área de pesca de Langosta. Por estas razones las instalaciones costa afuera tienen que ser diseñadas para asegurar que los desperdicios no serán descargados en el ambiente marino. La planta en tierra se encuentra ubicada en una reserva natural clase C.

Es un yacimiento de baja energía con una RGA muy baja (aproximadamente de 9 scf/bbl) por lo tanto requiere de inyección de agua para mantenimiento de presión y un sistema de levantamiento artificial para lograr gastos de producción económicos. Estudios indican que el método más apropiado para el levantamiento artificial fue el BEC.

Consideraciones como la ubicación remota, la falta de disponibilidad de equipos de perforación y plataforma de producción minimalista , significaba que el sistema de despliegue del BEC tenía que ser rápido, de bajo costo y con menos intervenciones. Estos requerimientos llevaron a la selección del BEC desplegado CT.

OBJETIVOS DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EN CLIFF HEAD

Las terminaciones horizontales de Cliff Head fueron diseñadas para proporcionar diversas funciones como se detalla a continuación. El diseño nominal de vida en los equipo de terminación inferiores fue de 10 años.

Minimizar los costos del ciclo de vida del pozo

El manejo clásico para la reducción de los gastos de capital puede conducir a una carga desproporcionada en los gastos de capital. Para garantizar que este no sea el caso y que se aseguren los beneficios, basandonos es el VPN, se adoptó un proceso estructurado. El proceso asegura que cada opción de diseño fue evaluado desde una perspectiva del ciclo de vida u operacional, para proporcionar una equilibrada vista de los beneficios percibidos de una optimización de diseño dado.

La ubicación del campo y la naturaleza de las operaciones en plataforma normalmente no tripuladas, requiere el diseño de terminaciones para operaciones remotas (sin intervenciones a pozo). Reduciendo al mínimo la frecuencia de intervenciones, reduce la exposición del personal a riesgos de seguridad y reduce los costos del ciclo de vida de los pozos.

Producción utilizando sistemas de levantamiento artificial

Pruebas de pozo, llevadas a cabo durante el proceso de evaluación del campo, indican que las tasas de flujo económico desde el campo Cliff Head se logran a través de la aplicación de levantamiento artificial. Numerosos estudios se llevaron acabo, lo que condujo a la decisión para la utilización del BEC.

Consideraciones adicionales, tales como equipo de perforación, limitado apoyo de buques, y las consideraciones de las instalaciones, conducen a que el diseño de la plataforma sea lo mas pequeña posible, significa que el despliegue del BEC con CT fue la técnica más adecuada. El diseño del pozo y la termiación por lo tanto tiene que permitir el despliegue, operación y recuperación del BEC utilizando CT.

Minimizando los costos de intervenciones al BEC

La ventaja clave del despliegue del BEC mediante CT es la oportunidad del despliegue y recuperación relativamente rápido a través de una Coiled Tubing Unit (CTU); Unidad de Tubería Flexible. Esto anula los requerimientos de un costoso equipo de perforación o reacondicionamiento, y el considerable tiempo de movilización y costos asociados. Además, una CTU, recide en la plataforma, ofrece el más rápido tiempo de respuesta y elimina la necesidad de un pesado buque durante las rutinas de reacondicionamiento. La ruta crítica ahora se convierte en la movilización para la operación de la CTU y el reemplazo del equipo BEC.

Minimizar los riesgos y trabajos de reacondicionamientos

La plataforma CHA se diseño normalmente para que no estuviera tripulada, y no tiene disposición para alojamientos u operaciones. Por lo tanto, los trabajos de reacondicionamiento son llevados a cabo a la luz de medio día, por lo que la tripulación es llevada dentro y fuera durante el día por medio de helicópteros. Un buque permanece en espera al lado de la plataforma en todo momento cuando el personal está abordo, y tambien sirve como transporte de equipo hacia y desde CHA bajo condiciones normales de operación.

Las horas de funcionamiento discontinuo, combinadas con el tiempo de duración requerido para completar el BEC BHA (bottom hole assembly), significa que el pozo será suspendido sin un tapón en el pozo o cerca de los preventores como parte de una rutina de reacondicionamiento. Para llevar a cabo los trabajos de reacondicionamiento de esta naturaleza en forma segura, un equipo de profundidad (por debajo de la profundidad del BEC) barrera mecánica, que puede ser probada antes de recuperar el BEC, necesita estar en su lugar. La terminación por lo tanto tenía que ser capaz de soportar una prueba mecánica de aislamiento del yacimiento por debajo de la bomba para ser capas de llevar a cabo un reacondicionamiento.

Maximizar la producción del campo

Estudios de ingeniería de yacimientos mostraros que para lograr los gastos requeridos de producción y el drene de los cuatro puntos, serían necesarios 4 pozos horizontales. Este estudio tambien destacó que los pozos horizontales son vulnerables a un aumento rápido del corte de agua debido a la invasión de la inyección de agua en determinadas zonas del campo. Para permitir el control del perfil de la producción de agua y lograr la óptima recuperación de las reservas, la sección horizontal tenía que ser capaz de producir por el talón y/o la parte final del pozo, como se observa en la figura 4.18. Para minimizar costos, esta elección tiene que ser de manera remota y sin intervención a pozos.

Inyección química en el fondo del pozo

Estudios de aseguramiento de flujo y corrosión destacan la ventaja económica de la inyección química en el fondo del pozo. Estudios de laboratorio muestran lo propenso del crudo, cuando se produce a través del BEC en presencia de agua, para formar emulsiones con una viscosidad por arriba de los 1,000 cP.

Es evidente que la influencia de estas emulsiones con caídas de presión en el sistema de producción y la separación del agua sería significativo. La inyección química de fondo, por lo tanto, está determinada a ser un requisito. Dosificación de desmulsificante con la mezcla de aceite/agua en el lado de la succión del BEC puede proporcionar un mecanismo químico eficiente de dispersión.

Este enfoque, junto con las 4 horas de tiempo que reside la mezcla en la tubería, entre la plataforma y la planta, permite una separación eficiente del aceite y agua. Además, el potencial corrosivo de los fluidos producidos requiere la adición de inhibidores corrosivos para el sistema de producción.

Los costos de salvamento con la metalurgia del pozo favorecen el punto de inyección en el fondo del pozo. Esto también fue determinante a escala inorgánica, (predominantemente carbonato de calcio) también representa un problema con corte de agua. Por lo tanto la adición de la inyección química a la línea en la tubería fue requerida para proporcionar una dosis combinada de inhibidores de corrosión y desmulsificantes en el fondo.

Capacidad de circulación anular/tubería

La cera natural del crudo tiende a resultar en residuos parafínicos en forma de gel formados en el pozo si el BEC llegara a fallar. Este crudo es probable que se recupere en la superficie cuando se recupera un BEC con fallas y por lo tanto representa un riesgo.

Como un principio básico de desarrollo del campo, fue en que en ningún momento se harían emisiones en costa afuera de los fluidos del pozo, la terminación fue diseñada con la facilidad para circular con inyección de agua caliente a 65°C a través del pozo. El camino del agua es a través del espacio anular, a través de las válvulas de circulación y a través de las etapas del BEC en la T.P hasta la superficie. Esto daría lugar a un lavado de la superficie de contacto por encima de las válvulas de circulación y dentro de las líneas de producción de flujo.

La provisión de una trayectoria de circulación identifica varios beneficios operacionales adicionales, incluyendo la capacidad para:

- ◆ Limpiar el BEC con agua, en el fondo del pozo la bomba se encuentra mecánicamente “estancada”.
- ◆ Limpiar el Polished Bore Receptacle (PBR); receptáculo pulido, de cualquier residuo antes de introducirlo en el BEC, sella el extremo durante las operaciones de bombeo.
- ◆ Prueba la union del extremo del sello dentro del PBR.
- ◆ Tratar químicamente el BEC y la T.P sin romper la formación.
- ◆ La presión positiva pone a prueba varios aditamentos del pozo.
- ◆ Circular el pozo para que fluya el peso muerto del fluido, sin riesgo de dañar la formación.

Monitoreo del comportamiento de la bomba y del yacimiento

El beneficio de monitorear la presión del fondo del pozo y el comportamiento del yacimiento ha sido ampliamente reportado en la literatura. La opción de monitorear las condiciones del comportamiento del BEC a través de la presión de succión y descarga y la temperatura del motor, determinó ser muy valiosa en prolongar la vida de la bomba. Se consideró que esta opción junto con la medición del flujo de los pozos productores, proporcionaría una amplia base de datos para la optimización y diagnóstico de la bomba.

Revisión del aseguramiento de flujo

Las propiedades del crudo de Cliff Head proporcionan importantes retos a los procesos, y a los diseñadores de las instalaciones y de las terminaciones. El crudo es relativamente ligero, de 32 °API, con una presión de saturación de 375 lb/pg² y una RGA de alrededor de 9 scf/bbl. Sin embargo, el crudo también tiene un contenido parafínico del 21% y un Wax Appearance Temperature (WAT); y la aparición de las parafinas se da a una temperatura de 45 – 48 °C, dependiendo de la presión. Temperaturas de fondo marino de 14.5 °C son comunes durante los meses de invierno. Se determinó tempranamente el potencial para los depósitos parafínicos en lugares fríos en los pozos y gelificantes de crudo en la T.P.

Varias opciones de manejo térmico fueron consideradas para mitigar el riesgo de la formación de parafinas, sin embargo, una solución práctica era garantizar que el tiempo de residencia en el pozo fuera mínimo. Una reducción adicional incluye el suministro de inyección de agua caliente circulando vía espacio anular y por arriba a través del BEC y las T.P. Si los pozos se cerraran en periodos prolongados de tiempo, el contenido de la tubería podría circular fuera antes de que caiga por debajo del WAT.

Estudios de crudo con contenido de agua mostrados en la figura 4.17 también indican que la alta viscosidad y las emulsiones estables se forman sin la dosificación de desmulsificantes. El peor caso indica viscosidades superiores a los 1,000 cP que se podría formar en el fondo con una mezcla de agua/aceite de 60/40.

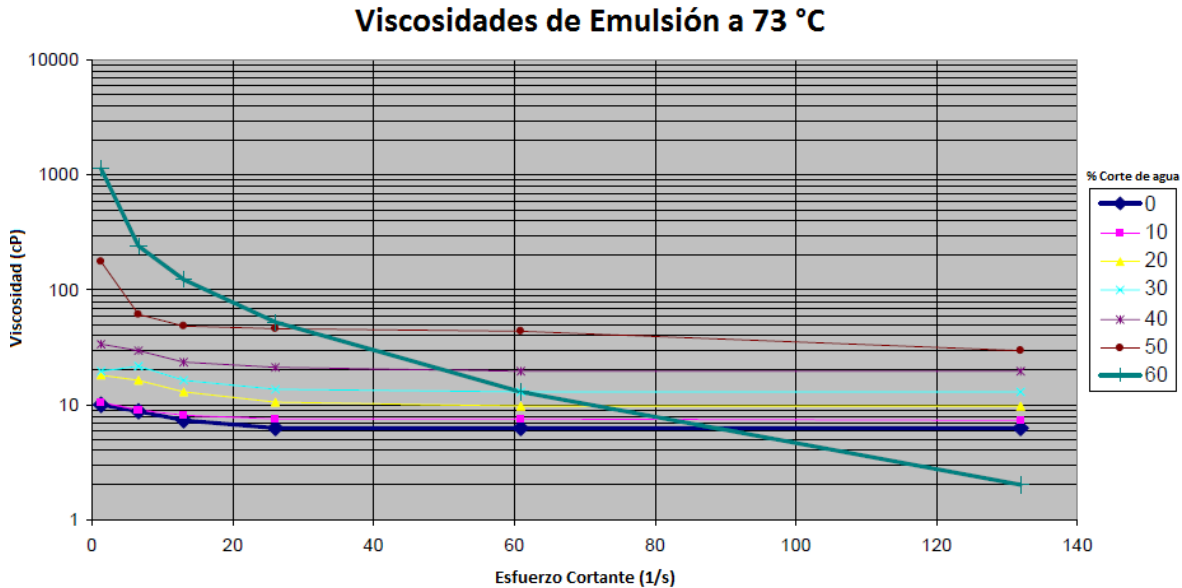


Figura 4.17 Coiled Tubing Unit (CTU); Unidad de Tubería Flexible³.

Estudios de laboratorio de precipitación de asfaltenos indican que hay posibilidad de depositación si se aproxima a la presión de saturación. Para eliminar el riesgo de formación en el pozo, no se debe permitir que los fluidos producidos estén por debajo del punto de burbujéo hasta que sean recibidos en superficie, donde cualquier tratamiento de remediación para la depositación puede ser proporcionado con mayor eficiencia.

DISEÑO DE TERMINACIÓN INFERIOR

La figura 4.18 muestra el diseño final para un pozo productor horizontal típico del campo Cliff Head. La terminación superior comprende CT y el conjunto BEC instalado desde la plataforma. La terminación inferior comprende todos los componentes instalados con equipo de perforación, toda la sarta de producción y accesorios de terminación; así como el talón y/o la parte final del pozo, que es por donde ingresa el hidrocarburo al pozo.

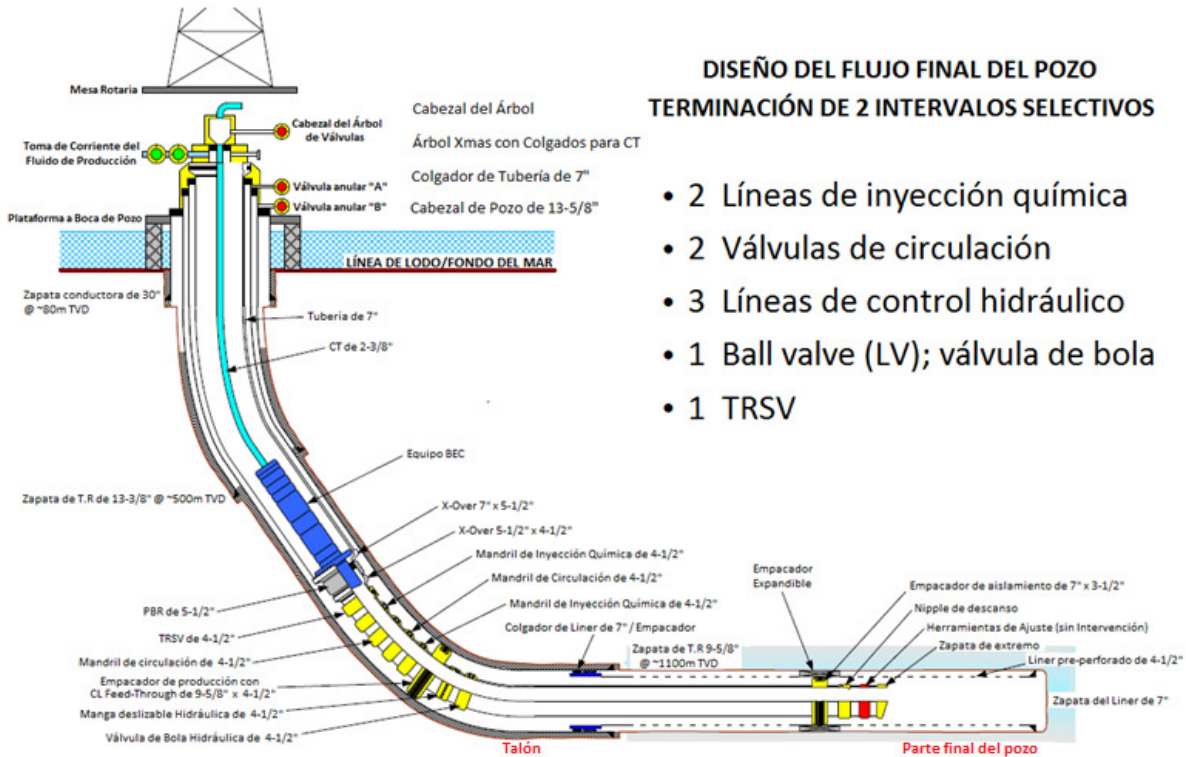


Figura 4.18 Ejemplo de diseño de terminación de un CHA³.

Estudios de Geomecánica detallados indican que la producción de la arena es poco probable. Como resultado de esto y de la productividad esperada de la cara de la arena, el liner de producción fue simplemente preperforado en pozos horizontales y desviados. El talón y la parte final del pozo fueron separados mediante la utilización de un elastómero expandible transmitido externamente en el liner de 7". El elastómero está diseñado para expandirse en contacto con el crudo y es capaz (una vez totalmente expandido y en contacto con la cara de la formación) de mantener una diferencial de presión de 1,600 lb/pg².

Un tailpipe es corrido dentro del liner para extender la terminación finalizada con 16.4 pies de largo, el empacador de elastómero expandible está localizado junto al empacador del liner. En los primeros pozos un conjunto de empaques hidráulicos de 7" fue utilizado, y la terminación contó con una intervención menor de dispositivos de fijación de empaques que permitieron ajustar al empacador.

Controles superficiales, actuadores hidráulicos, dispositivos de control de flujo fueron desplegados por debajo de los empaques de las líneas de control para permitir producir al pozo mediante el talón y/o la parte final del pozo. La producción del talón es a través del tailpipe/anular del liner y a través de una camisa controlada hidráulicamente. La parte final del pozo es producida a través del liner, dentro de la terminación del tailpipe y a través de una válvula de bola controlada hidráulicamente. Cuando la válvula de bola controlada hidráulicamente y la camisa están cerradas, se forma un barrera mecánica entre el yacimiento y la superficie. Estos dispositivos dan la

capacidad para controlar intervalos de manera remota e instalar suficientes barreras mecánicas para llevar a cabo el cambio de un BEC.

Dos dispositivos de circulación son posicionados por arriba del puerto del empacador. Estos accionan la posición de abierto mediante la aplicación de presión anular y pueden proporcionar gastos de circulación mediante la inyección de agua caliente hasta 2 bpm en total. Estos dispositivos permiten que el fluido circule del espacio anular a la tubería, con el fin de vaciar el BEC antes de cualquier trabajo de reacondicionamiento. También son usados durante las operaciones de instalación del BEC, comprobación del diagnóstico del BEC y para hacer circular el contenido del pozo si hay un cierre anticipado de este.

Dos instalaciones submarinas de inyección se han instalado para permitir la inyección de los productos químicos en el fondo. Los dispositivos no son mandriles por lo que no es posible recuperar las válvulas de inyección sin recuperar la terminación inferior completa. Como resultado, se prestó mucha atención a la solides del diseño, para asegurar la fiabilidad durante los 10 años de vida útil de diseño de la terminación inferior.

Los requerimientos regulatorios, junto con el diseño del sistema CT BEC, determinó que el conjunto Tubing Retrieval Safety Valve (TRSV); de válvulas de seguridad recuperables, tenían que ser instaladas en la terminación. Por encima de las TRSV está una PBR desplegado por debajo de las T.P. La PBR se acopla con un conjunto de sellos situados en la parte inferior del BEC y aísla la entrada de la descarga del BEC.

La T.P es de 7" 23 ppf, o 5 1/2" 15.5 ppf. La tubería tiene un diámetro interior (D.I) que permite al equipo de CT BEC ser desplegado a través del agujero. En el exterior de la tubería unas 6 líneas fueron fijadas al Feed-Through con un protector y están acopladas a todos los tubos. No fueron utilizados protectores de unión. Un análisis de tensión detallado se llevó a cabo para confirmar que la T.P fuera aceptable para las condiciones de carga esperadas.

El sistema a boca de pozo tiene un diseño de árbol horizontal modificado que permite al CT ser suspendido en el sistema de colgador de tuberías, a través de un segmento (split) sistema de colgamiento. El colgador por si mismo tiene 6 puertos de líneas de control que permiten las funciones de fondo para ser controlados desde la superficie. Las 6 funciones de las líneas de control son las siguientes:

1. Línea de control de la válvula de seguridad recuperable de la tubería.
2. Línea de inyección química #1.
3. Línea de inyección química #2.
4. Manga hidráulica y válvula de bola hidráulica comúnmente cerrada.
5. Manga hidráulica abierta.
6. Válvula de bola hidráulica abierta.

Producción y empacadores de aislamiento

Hay dos tipos de empacadores de producción utilizados en la terminación Cliff Head; empacador de producción estándar recuperable y empacador de producción recuperable tipo Feed-Through. Las tres terminaciones horizontales son completamente hidráulicas todas contienen empacadores de producción con capacidad de Feed-Through para líneas de control. Esto permite que las válvulas hidráulicas se encuentren por debajo del empacador de producción.

Los empacadores de producción Feed-Through son un conjunto de empacadores hidráulicos. Las válvulas hidráulicas por debajo de los empacadores están cerradas, y la presión aplicada contra ellos proporciona un volumen de tubería cerrada para establecer los empacadores. Los empacadores se han establecido para “desplazar y extraer” para su liberación. Una herramienta de desplazamiento estándar es usada para desplazar una camisa deslizante para aflojar las cuñas y el elemento, y con una pequeña cantidad de esfuerzo de tracción, el empacador puede ser recuperado.

Los empacadores de producción recuperables estándar se establecen en el pozo, donde las válvulas hidráulicas no fueron requeridas para aislar los intervalos. Estos empacadores son también hidráulicos. En pozos donde la desviación es baja, un complemento de línea de acero se puso en el nipple debajo del empacador. Para pozos donde la desviación excede las capacidades de la línea de acero, con una intervención menor los dispositivos de ajuste de los empacadores fueron instalados en el tailpipe. En ambos casos, los empacadores fueron fijados con la aplicación de presión en la tubería.

Los empacadores son usados en las terminaciones para separar diferentes secciones del yacimiento. Estos son dos tipos de empacadores; conjunto hidráulico recuperable y elastómero expandible. En pozos horizontales, los empacadores expandibles han sido utilizados. Estos empacadores proporcionan un método simple de instalación y ajuste. Para pozos desviados, un conjunto hidráulico recuperable de empacadores es usado. Estos son del mismo tipo como los empacadores de producción estándar. Estos empacadores fueron fijados mediante línea de acero, o mediante dispositivos de configuración de empacadores sin la necesidad de intervenciones.

Equipo controlado hidráulicamente (inteligente)

El equipo controlado hidráulicamente en fondo fue instalado en todos los pozos de producción de Cliff Head. En pozos desviados, una sola válvula de bola controlada hidráulicamente fue usada. Para pozos horizontales una válvula de bola hidráulica y una camisa deslizante hidráulica están instaladas.

En los pozos desviados, el propósito de la válvula de bola es el de aislar al yacimiento, y proveer un mecanismo de barrera para los trabajos de reacondicionamiento del BEC. En los pozos horizontales la válvula de bola hidráulica y una camisa deslizante proporcionan el mismo mecanismo cuando está cerrado, y también proporciona capacidad para seleccionar intervalos del yacimiento. La válvula de bola es usada para aislar el intervalo inferior y la manga deslizante hidráulica para aislar el intervalo superior.

Las líneas hidráulicas requeridas para el control de las válvulas fueron corridas como parte de un encapsulado de 6 líneas en el Feed-Through, incluyendo la línea hidráulica TRSV y las dos líneas de inyección química. Todas las líneas en el Feed-Through fueron de 1/4" y el material Incoloy 825. No hubo barreras antichoque incluidos en el Feed-Through, debido al alto número de líneas en el Feed-Through. El Feed-Through fue mantenido en su lugar y protegido mientras se corría en el agujero con protectores acoplados en todas las uniones de la tubería. A través de los protectores de acoplamiento fueron también instaladas juntas. Protectores especiales fueron diseñados y equipados alrededor de los componentes de la terminación haciendo un diámetro exterior (D.E) mayor. Los protectores fueron diseñados para proporcionar mayor D.E que el del Feed-Through a lo largo del componente de terminación y por lo tanto proporcionar un punto sin salida.

Para reducir el tiempo empleado, durante la instalación, las pruebas de las líneas de control hidráulicas en la ruta crítica de la perforación se finalizaron en tierra. Esto incluye la alimentación de 3 líneas hidráulicas para las válvulas a través de los empacadores de producción y que terminan en el empalme submarino en ambos lados. En tierra la pre-terminación y pruebas de las líneas hidráulicas también se llevó a cabo, así como las líneas TRSV y las de inyección química subsuperficial. Un sub-empalme fue instalado en la parte superior del montaje y las 3 líneas de la TRSV y las de inyección química fueron finalizadas en este sub-empalme. Esto también redujo el número de terminaciones y pruebas de presión requeridas, reduciendo significativamente el tiempo de perforación.

Circulación convencional y dispositivos de Chemical Injection (CI); Inyección Química

Los dispositivos de circulación están especialmente diseñados para ser instalados en la terminación, proporcionar un método de circulación de inyección de agua caliente desde el espacio anular a la tubería, con el fin de remover los hidrocarburos desde el interior de la tubería, antes de los trabajos de reacondicionamiento.

Tres químicos son requeridos para ser inyectados dentro de la sarta de producción; desmulsificantes, inhibidores de corrosión e inhibidores de incrustaciones. La incompatibilidad entre productos químicos requiere dos inyectoros químicos subsuperficiales por pozo. La línea de inyección química es terminada en el exterior de la unión, y la válvula de inyección, con dos válvulas de retención están localizadas en el anular.

La inyección química y la circulación son ambos dispositivos excéntricos y están instalados en el mismo conjunto de unión. Debido al diseño excéntrico, el gran D.E de los componentes, y la restricción del D.I de las instalaciones, es necesario que los dispositivos estén alineados. Si los dispositivos están 30 grados o más fuera de alineación, el D.E podría ser más grande que el D.I. Para asegurarse que los dispositivos están en línea, se deben instalar uniones giratorias, que podrían ser ajustadas en incrementos de 15 grados, estarían instalados entre cada uno de los componentes para permitir el alineamiento manual de los dispositivos.

Los aditamentos de inyección química junto con los discos de ruptura instalados en el conjunto de la válvula, permitieron las pruebas de las líneas de inyección química durante la terminación. El pre-trabajo, de las pruebas en tierra incluye confirmar la ruptura de presión de los discos. Las válvulas de circulación se hicieron en el taller así como las pruebas para confirmar la presión de apertura antes de hacer las uniones.

Equipo adicional de terminación

Otros equipos de terminación instalados en el pozo incluyen un conjunto TRSV profundas, dispositivos de ajuste de empacadores sin la necesidad de intervenciones, subestación de llenado automático que permite llenado de las tuberías con un conjunto de conexiones en la sarta y en el colgador de tuberías, con 6 penetraciones de líneas de control y perfil interno, para aterrizar y bloquear el colgador de CT.

El TRSV fue requerido para ser establecido en el fondo de la terminación, para permitir la instalación del BEC por encima de ella. El TRSV es diseñado y se ecualiza por si solo con el perfil de eliminación de desplazamiento para prevenir el bloqueo accidental de la válvula abierta, si se despliega una herramienta de desplazamiento a través de ella.

Un dispositivo de ajuste de empacadores sin intervención, junto con una subestación de llenado automático, fueron instaladas y usadas en la terminación que contiene un conjunto hidráulico de empacadores. Esto permitió al empacador ser establecido sin usar cable de acero. La subestación de auto llenado permitió a la sarta de producción ser llenada mientras se corría la terminación con el extremo cerrado. Los orificios de llenado son entonces aislados después de que la presión se haya aplicado. El conjunto de empacadores sin intervención, permiten a la presión ser aplicada en contra de estos, para establecer los empacadores y las pruebas a la sarta de producción. La presión puede ser cargada para eliminar las conexiones y permitir el paso a través del tailpipe.

El colgador de la tubería fue diseñado para tener 6 penetraciones de líneas de control para las válvulas e inyección química de fondo. El colgador de tuberías fue corrido y adaptado para permitir la comunicación y control de las 3 líneas de control hidráulicas, entre la superficie y el colgador, mientras descarga la sarta en la boca del pozo. Este era importante, como el control de

las válvulas hidráulicas, que fue requerido durante el proceso de ajuste de los empacadores de producción Feed-Through. El colgador de tubería también tiene un perfil interno que alberga al colgador del CT, que es parte de la terminación superior del BEC. El colgador de la tubería, tiene un amarre de pernos accesibles en la parte externa del colgador de tubería, para bloquear al colgador del CT en el lugar.

Selección de materiales

Teniendo en cuenta los requerimientos de diseño para los 10 años de vida, alto corte de agua y un porcentaje esperado de 2 moles de CO₂, todos los componentes de la terminación y las tuberías (desde el PBR hacia abajo) se especificó 13Cr, 80,000 lb/pg². Por encima del PBR los tubulares fueron especificados con una aleación acero-carbón L-80. Esto permite tener la habilidad para proteger los tubulares de la corrosión, debido a la continua inyección de inhibidores de corrosión en el fondo. El liner de producción también se especificó con la aleación L-80. Las especificaciones del liner fueron consideradas suficientes debido a la tolerancia de los materiales a la corrosión en toda la sección que está rodeada por el elastómero expandible. Una vez que los elastómeros están completamente expandidos dan la protección suficiente a esta sección de liner para permitir el flujo de la producción.

Los elastómeros empleados en las áreas que hay flujo, fueron especificados para resistir un rango potencial de servicios químicos incluyendo los solventes asfálticos, ácidos y tratamiento químico de incrustaciones.

DISEÑO DE LA TERMINACIÓN SUPERIOR

La terminación superior consiste del BEC BHA y del despliegue del CT y el sistema de suspensión. El BEC BHA consiste del equipo de bombeo, sistema de medidores de fondo y el montaje de sellos. El despliegue del CT y el sistema de suspensión consta del CT, incorporado con el cable del BEC y las líneas de los medidores, el colgador del CT y las conexiones superficiales, las desconexión de emergencia hidráulica y el adaptador que une el CT al BEC BHA.

El CT despliega interfaces del sistema BEC con la terminación inferior del PBR y la terminación inferior del colgador de tuberías. Un conjunto de sellos, compuesto para el fondo del BEC BHA introducido en el PBR, aislando la descarga del BEC del ingreso. El colgador del CT se apoya en una sección en el colgador de tubos de la terminación inferior, es amarrado y los sellos energizados por pernos de amarre, también integrando el colgador de tubos de la terminación inferior. Una caja de empaquetadura montada en el árbol guarda las conexiones para el BEC y los sistemas de medición, y permite la expansión/contención del fluido del CT. La figura 4.18 mostrada anteriormente provee una explicación gráfica del sistema BEC desplegado por el CT y las interfaces con la terminación inferior.

Equipo de bombeo del BEC

El equipo de bombeo del BEC consiste de la bomba, motor y sellos/protectores del BEC, que sirven como depósito del aceite limpio del motor, un sistema de equilibrio de presión para el motor y una cámara que aloja el cojinete de empuje que soporta el peso y cargas operativas de la bomba.

A diferencia del BEC desplegado con tubería convencional, este equipo de bombeo es desplegado en una configuración invertida. Es decir, la bomba es localizada en la parte inferior del equipo, y el motor en la parte superior. La principal ventaja de este sistema es que permiten al sistema eléctrico del BEC, incluyendo el cable y las terminaciones en cada extremo, ser protegidas de la exposición a los fluidos del pozo. Este método de implementación es en la actualidad solo encontrado en pocos campos que han utilizado BEC desplegado con CT. La conexión eléctrica en el motor se hace directamente en la parte superior, las conexiones dentro del BEC van a través de la cámara, en lugar del arreglo usual.

Los gastos previstos de las producciones de los pozos Cliff Head son de aproximadamente de 1,000 a 8,000 BPD. Correspondientes a dos diferentes diámetros de las bombas seleccionadas que fueron sistemas de 4" y 5". Los sistemas de 4" fueron seleccionados y acoplados con T.P de 5 1/2" en dos pozos, con el fin de maximizar la velocidad de flujo y reducir el aseguramiento de flujo/problemas de régimen en estos pozos particulares, mientras el sistema de 5" fue acoplado con una T.P de 7".

Como hay muchas incertidumbres con respecto a la predicción de los gastos de los pozos en el desarrollo de un nuevo campo, el diseño de los equipos de Cliff Head se consideró que debería ser prudente para el tamaño de los sistemas BEC para ampliar el rango de aplicabilidad en lo posible. Para este fin, los sistemas fueron acoplados a los VSD y utilizaron mayores cojinetes de empuje y elastómeros que los predichos para el pozo. Adicionalmente, los sistemas eran de tamaño tal que cualquier cambio en la potencia podría ser realizado.

Sistemas de monitoreo y medición del BEC

Los sistemas incorporados de medición dentro del BEC BHA son similares a los que se encuentran montados en la tubería como parte de una terminación permanente, el diseño de montaje invertido del BEC no permite las comunicaciones habituales en los sistemas de energía frecuentemente encontrados en las aplicaciones del BEC.

Los medidores son montados y se localizan por arriba del conjunto del motor. Las líneas de detección, están protegidas por Bumpers (parachoques), que conectan los medidores a la entrada de un conector de presión, esto permite medir la presión a la entrada de la bomba.

Otros parámetros medidos son la presión a la descarga de la bomba, la temperatura de descarga de la bomba y la temperatura del embobinado del motor. Las líneas de medición contenidas en el CT, transmiten la energía a los medidores y los datos a superficie.

En la superficie, otras dos líneas completan el paquete de monitoreo al pozo. Estos son los VSD y los medidores Coriolis. Los VSD proporcionan parámetros operativos para el BEC. Los medidores Coriolis proporcionan información, tal como: gasto del flujo, presión en a boca de pozo, temperatura a boca de pozo y corte de agua.

Juntos, los tres sistemas proporcionan un conjunto de datos que permiten el análisis detallado del BEC y el comportamiento del pozo, que puede ser usado para la optimización de la producción, supervisar el estado del BEC y del pozo mismo, pruebas de diagnóstico en el BEC, y pruebas realizadas durante las operaciones del despliegue del BEC para confirmar las partes vitales de operaciones que hayan sido exitosas. Un beneficio adicional de los medidores de fondo es la capacidad para obtener los datos de presión acumulada cuando el BEC está apagado, que puede proporcionar información invaluable para los ingenieros de yacimientos.

Sistema de despliegue del CT

El despliegue del sistema de CT proporciona un medio para transmitir y recuperar el BEC hacia y desde el lugar de ajuste en el pozo. También contiene el cable del BEC y las líneas de los medidores, y proporciona una comunicación hidráulica para permitir la activación de ser necesario para liberar el BHA. Un propósito de diseño fue adaptar los conectores del CT al BEC, y el sistema es suspendido en el árbol de producción mediante el sistemas del colgador de CT. El CT es llenado con un aceite mineral no tóxico mientras está en servicio.

Como la fuerza del CT es limitada, y experimentará una gran cantidad de arrastre al intentarlo sacar del agujero, es limitada la cantidad de fuerza axial que puede ser aplicada al BEC BHA durante estas operaciones. Por esta razón, se incorporó una desconexión de emergencia entre el sistema BEC BHA y el sistema CT, de manera que el CT podría ser liberado del BHA, en el caso de que se atasque el BHA.

En otras aplicaciones el BEC desplegado con CT, tales como desconexiones de emergencia han sido mecánicas, y realizadas a una determinada carga de tensión. Sin embargo, varios de los pozos de Cliff Head son construidos con componentes muy tortuosos que agravan el problema de la aplicación de fuerza axial al BHA. Sin embargo, si fuera necesario se haría una liberación de emergencia para aplicar presión en el CT. Cuando se opera, el BEC BHA quedará en el fondo con un cuello que permitirá la pesca de este, y el sistema CT puede ser retirado del pozo.

Unidad de tubería flexible

La selección del equipamiento de la CT fue impulsada en parte por las restricciones de espacio en CHA. El equipamiento de CT fue diseñado para ser instalado en una cubierta de 36 x 23 pies. El tamaño compacto y el poco peso del equipamiento de CTU, mostrado en la figura 4.19, permitieron que el peso y tamaño de la plataforma fuera reducido, lo cual además permitió prever ahorro en los costos.



Figura 4.19 Coiled Tubing Unit (CTU); Unidad de Tubería Flexible³.

La movilidad de la CTU sobre cada uno de las nueve ranuras del pozo, fue lograda al utilizar un sistema de deslizamiento “X-Y” montado en dos vigas de arrastre en la cubierta superior que pueden ser deslizadas Este-Oeste sobre el área de trabajo del pozo. La cabeza del inyector y el cuello de ganso son soportadas por un marco telescópico de elevación que se puede deslizar de Norte-Sur a lo largo de este marco. El resultado es que la CTU puede ser fácilmente deslizada sobre cualquiera de las nueve ranuras del pozo en CHA. El sistema completo de CTU es apilado y operado en una simulación costa afuera antes de ser movilizado al área de trabajo ahí mismo.

Adicionalmente al sistema de deslizamiento, la unidad CHA-CTU también consiste en:

- ◆ Marco del Tambor CT.
- ◆ CT combinado con BOP (Blow Out Preventor), elevador y deslizador.
- ◆ Cabina de control de combinado/Montaje del paquete de energía.
- ◆ Cabezal de inyección de 80 klbs, separador y rampa de descarga del transportador del inyector.
- ◆ Enderezador de tubos.
- ◆ Ensamblaje del deslizador montado en el rollo de manguera.

La unidad fue encargada en CHA durante las etapas iniciales de la campaña de perforación y utilizada para operaciones simultáneas de desarrollo CT BEC de la plataforma durante las actividades de terminación basadas en la perforación.

INSTALACIÓN DE LA TERMINACIÓN

Estudio de Operaciones Simultáneas (SIMOPS)

A fin de acelerar la obtención del primer aceite y maximizar la eficiencia de la campaña de desarrollo del campo, hay deseo de llevar a cabo operaciones simultáneas de terminaciones con equipo de perforación y operaciones de plataforma basadas en desarrollos con CTU. Esto, sin embargo, fue complicado debido a la posición del equipo de perforación sobre la plataforma CHA. Un estudio fue realizado para optimizar operaciones simultáneas de CTU y equipo de perforación SIMOPS.

Los resultados del estudio mostraron que algunas combinaciones pudieran no ser posibles debido a conflictos con el CTU y el equipo de perforación subsuperficial, el cual fue representado en una matriz 9x9 mostrando todas las posibles combinaciones. Una vez completada la matriz, un árbol de decisión SIMOPS se construyó el cual considera todas las posibles órdenes del pozo dentro de las limitaciones dadas por el equipo de Ingeniería de Yacimientos. Un plan SIMOPS optimizado se generó el cual permitió que todos los desplegados CTU BEC se llevaran a cabo mientras el equipo de perforación continuaba en su lugar, excluyendo el despliegue final de BEC el cual se completó después de que el aparejo fue movido.

Operaciones de la terminación inferior

Las operaciones comenzaron con un viaje de limpieza al pozo. El BHA consistió en un bit y un sub bit, 6 juntas de 3 ½ " de tubos de perforación, 9 5/8" carcasa de raspador, 9 5/8" drift sub y un filtro de basura 9 5/8". Una vez que la carcasa fue raspada un barrido de fluidos limpios fue bombeado antes de que el pozo fuera desplazado con salmuera limpia de 1.12SG hasta que regrese limpia. El BHA limpiado se recupera del pozo. Las herramientas de limpieza fueron inspeccionadas cuando llegan a la superficie y el volumen de los escombros evaluado. Si se requiere, se lleva a cabo un viaje adicional de limpieza.

Las preparaciones fueron hechas para empezar a correr la terminación. Esto incluye la cadena de aterrizaje de 9 5/8" la cual fue hecha y sacudida en la torre de perforación, un tapete de goma se coloca en la puerta-V y pasadizo, se instala una ratonera con revestimiento de plástico (goma), un equipo de giro fue improvisado, una roldana de línea de control se colgó en la torre de perforación y la Vam Top (VT) x-over 4 ½" hecha para la válvula punzante.

La primera parte del sub-ensamblaje, consistió en construir un “zapato de mula” (mule-shoe) de 4 ½” y una boquilla (nipple) RN. Al término de esto se recogió el montaje del enchufe de ajuste del empacador. El enchufe se verificó y vistió como era necesario. El siguiente sub-ensamblaje incluía la sub-unidad de auto-llenado. A continuación el sub-ensamblaje de empacador de 4 ½” x 9 5/8” fue llevado a la sub-unidad de auto-llenado. Ambos, la subunidad de auto-llenado y el empacador fueron inspeccionados y verificados para tener los seguros en su lugar. El BHA inferior fue entonces probado a presión contra el enchufe antes de empezar RIH en el tubo VT de 4 ½” como en el espacio exterior.

Se levando el ensamblaje de la válvula del lubricador y se llevó al tubo de 4 ½”. El TRSV, CIV y el ensamblaje de válvula circulante se levantó y se corrió de manera que la sub-unidad de empalme estuviera a peso de trabajo. Un paquete plano (Feed-Through) de dos líneas pre-cortado fue llevado al Lubricator Valve (LV); lubricador de la válvula abiertos y puestos cerrados en la base de la sub-unidad empalmada. El paquete plano de 2 líneas fue finalizado en el lubricador de la válvula. El sub-ensamblaje PBR de 5 ½” fue llevado a peso de trabajo por la línea de control y la terminación de la sub-unidad empalmada. El paquete plano de 5 línea fue terminado en la parte de arriba del empalme.

Los preparativos se hicieron para RIH con T.P de 7”. La tubería de 7”, Feed-Through de 5 líneas y protectores de acoplamiento cruzado fueron corridos a una tasa promedio de 12 juntas por hora. Con el correcto número de juntas corridas, el ensamble del colgador de tubos se hizo y la Tubing Hanger Running Tool (THRT); herramienta de funcionamiento del colgador de tubos se instaló. La cadena fue lentamente rotada hacia la derecha con el Top Drive, para alinear el puerto de producción en la orientación correcta.

Con el puerto de producción/ranura alineada exitosamente orientada, el colgador de tubos fue bajado y los accesorios conectados rápidamente fueron llevados a la parte superior del THRT. Las 5 líneas de control hidráulico fueron finalizadas hacia la base del colgador de tubos. La cadena de terminación fue corrida en el pozo con la cadena de aterrizaje para colocar el colgador de tubos en la boca de pozo.

Con la terminación aterrizada, una prueba de afluencia a baja presión de la TRSV se llevó a cabo antes de incrementar la presión en la sarta para colocar ambos empacadores. La cadena de terminación entonces fue presurizada a 4,500 lb/pg² contra el enchufe, colocando de forma hidráulica ambos empacadores. El anillo fue probado bajo presión antes de incrementar la presión del tubo para expeler el enchufe. La válvula del lubricador fue ciclada para el cierre y probada bajo presión por arriba de 3,000 lb/pg². Una prueba de TRSV de baja afluencia fue realizada. Con todas las pruebas de presión realizadas, la LV fue dejada en la posición de cerrado.

Finalmente, una unidad de línea de acero fue improvisada y una Back-Pressure Valve (BPV); válvula de contrapresión fue corrida y puesta en el colgador de tubos para suspender el pozo. La THRT y el adaptador fueron rotados y liberados del colgador y la cadena de aterrizaje fue

jalada a la superficie. La THRT y el adaptador fueron separados y dejados abajo. Se le hicieron preparaciones al aparejo para deslizarla sobre la rampa hacia el siguiente pozo mientras las preparaciones comenzaron las operaciones del CT BEC de la plataforma.

Operaciones de terminación superior

Los CT BEC fueron desplegados de la plataforma CHA, con el aparejo en operaciones superpuestas en 5 de 6 pozos. El último sistema BEC fue desplegado después de la salida del aparejo. Esto fue posible a través de la identificación temprana de este enfoque como una estrategia de alta recompensa, a partir de la perspectiva de ambos alcanzando primero el aceite temprano y reduciendo significativamente la duración de la campaña.

Los dos factores principales que ayudaron a alcanzar este desenlace fueron: una perforación optimizada y un programa de terminación que considere la interacción entre el aparejo y la unidad CT para todas las combinaciones de pozo y una brecha de aire incrementada, la cual permite operaciones de grúa limitadas. Otros factores que tuvieron un efecto material en el desenlace incluyeron la conexión temprana de los servicios de plataforma, y facilidades de plataforma como múltiples mousehole; ratoneras para preparaciones BEC.

Un despliegue típico de BEC fue llevado a cabo como el siguiente:

- ◆ Una CTU parcialmente armada, particularmente BOP y vertical. Una línea de acero fue armada en la parte superior de esta, el enchufe de árbol y el puerto montado fue jalado.
- ◆ Continuar el armado de la CTU. Preparar el ensamble del BEC. Donde se preparan parcialmente BEC dentro de los ensamblajes en las mousehole y servicio.
- ◆ Armar el BEC en un pozo al recoger los ensamblajes de las mousehole y de servicio si fuera necesario.
- ◆ Deslizar el inyector de CT sobre el pozo y armar el CT al BEC. Checar equipo eléctrico.
- ◆ Ejecutar el BEC en el pozo, deteniéndolo periódicamente para checar el equipo eléctrico, inyectores y string weight; tubería pesada.
- ◆ Encajar el agujón del sello dentro del agujero del sello y espacio exterior. Llevar a cabo una prueba de circulación en el BEC.
- ◆ Recoger el ensamblaje, para colocar la localización para el colgador del CT a un peso trabajable. Repetir la prueba de circulación.
- ◆ Arma el colgador de CT dividido y correrlo en el pozo. Dejarlo en tierra y atarlo.
- ◆ Realiza una prueba en el BEC.
- ◆ Desconectar el CT y el BOP del aparejo y la CTU. Finalizar con lo eléctrico y la parte superior del aparejo en el árbol.

Como puede observarse de lo mencionado arriba, hay algunos puntos notables en el procedimiento, el cual contribuye a resultados exitosos.

La prueba de circulación después de meter el agujón del sello en el PBR es un paso clave en confirmar el correcto ajuste de los sellos en el PBR. Cuando están correctamente ajustados, todo el flujo deberá pasar a través del BEC, y esto puede ser observado por un incremento de presión diferencial a través de los inyectores de entrada y descarga del BEC.

El uso del colgador CT deslizable permite llevarse al CT sin cortar o terminar, simplemente se atornilla alrededor del CT intacto. En tierra, este sistema permite una conexión temporal al VSD a partil del carrete del CT y el cable BEC, y una subsecuente prueba. El valor de esta prueba es alto, dado que si hay algo equivocado en este punto simplemente se recuperará todo el ensamble del pozo. El sistema debe estar completamente terminado antes de que pueda ser probado, se necesitan varios días para adicionar el programa y recuperar el ensamblaje.

Conclusiones

La primera producción de aceite de CHA empezó el 1 de mayo del 2006. La campaña de la terminación concluyó con el despliegue final del BEC el 31 de julio del 2006.

El campo ha producido aproximadamente 3.0 millones de barriles el primer año, lo cual estaba de acuerdo a las expectativas. Actualmente el campo produce sobre 9,500 BPD con 5 de los 6 pozos en línea. A la fecha, dos reparaciones de pozo CT BEC se han realizado exitosamente. Los costos de recuperación y respuesta en marcha del BEC han demostrado estar alineados con las expectativas, con un remplazo de bomba que se esperaba tomará 16 días de operaciones de CT.

El uso de CT BEC ha facilitado intervenciones de pozo a bajo costo y operaciones de reparación durante el tiempo de vida de la plataforma de producción CHA. El uso de "Terminaciones Inteligentes" se espera que de reservas tangibles en la vida del campo. A la fecha no ha habido problemas de producción relacionados al crudo ceroso o emulsiones. En etapas tempranas de la vida de estos activos el uso de CT BEC ha probado ser una solución efectiva para reducir los costos de ciclo de vida para los desarrollos de campo que requieren ayuda artificial para levantar.

4.4 SISTEMA DE POZO INTELIGENTE CON ESTRANGULADORES HIDRÁULICOS AJUSTABLES Y MONITOREO PERMANENTE MEJORA LA TERMINACIÓN CONVENCIONAL DEL BEC EN ECUADOR⁴

Introducción

La compañía Occidental Exploración & Producción (Oxy), a través de un acuerdo de arrendamiento/producción con Petroproduccion (compañía petrolera nacional de Ecuador) operan el bloque 15 en la cuenca oriente del Este de Ecuador. El bloque 15 incluye los campos terrestres de Eden-Yuturi, Indillana, Yanaquincha, Paka y Limoncocha. Actualmente 90 pozos han sido producidos de esos campos. La mayoría de esos campos son maduros y usan BEC para incrementar la recuperación. A principios de 2002, Oxy empezó a revisar los beneficios potenciales de instalar T.I en algunos de sus pozos BEC para la mezcla de producción de intervalos y acelerar las metas de producción.

Las restricciones gubernamentales del país previenen que no se puede mezclar la producción de múltiples intervalos en el mismo pozo sin situar adecuadamente la producción para cada intervalo. Como resultado de estas restricciones y varios desafíos asociados con las terminaciones BEC, Oxy escogió proveer el concepto de T.I al adaptar un pozo en el campo Eden-Yuturi con un sistema basado en estranguladores hidráulicos ajustables, operado de forma remota y una terminación de instrumentación electrónica de fondo. Baker Oil Tools fue seleccionado como el contratista líder del proyecto, con responsabilidad de no sólo asegurarse de la implementación exitosa del sistema de pozo inteligente, sino también de la coordinación del equipamiento suministrado por los otros contratistas.

Para Oxy, el éxito con este sistema podría resultar en una devolución de la inversión a través del incremento de los ingresos de maximizar el incremento de la producción de aceite mientras se disminuyen los gastos al perforar menos pozos para satisfacer las metas de producción diaria y anual. Otros beneficios podrían resultar del manejo de flujo incrementado con el uso de un sistema de control de superficie, eliminando la intervención previamente requerida al cambiar las mangas deslizantes, reducir la producción de agua y manejando costos.

Antecedentes

El pozo EY-D11 en el campo Eden-Yuturi (Bloque 15) en Ecuador, se muestra en la figura 4.20, es un productor de aceite de dos intervalos. Eden-Yuturi fue descubierto en 1996 con reservas de aproximadamente de 100 millones de barriles de crudo. A principios del año 2000, se habían perforado 39 pozos productores en el campo usando cinco pozos con sistema Pod separados.



Figura 4.20 Localización del bloque 15, donde se encuentra el pozo EY-D11.

Actualmente, 32 de esos pozos están produciendo con un gasto promedio de 2,750 BPD por pozo. El pozo EY-D11 fue perforado en Mayo del 2002 y terminado en diciembre del mismo año. El pozo fue puesto en producción a partir de la arena “T” (el reservorio mas profundo en el campo) en febrero del 2003. La arena superior “U” fue después perforada arriba de la arena “T”, pero continuó aislada hasta examinarse en octubre del 2003, en preparación para la T.I. Como con todos los pozos en el campo, el pozo EY-D11 nunca se le permitió fluir naturalmente y fue terminado con un BEC inmediatamente después de la perforación.

Mezclar la producción podría ayudar a Oxy a satisfacer las metas de producción con pocos pozos. Sin embargo, la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) de Ecuador, requiere que toda la producción esté localizada por intervalo productor. Las técnicas de terminaciones existentes no podían alcanzar estos requerimientos de forma eficiente; además de que no se tiene permitida la mezcla de múltiples intervalos en el mismo pozo.

El pozo EY-D11 tipifica el escenario descrito arriba. La figura 4.21, muestra el diseño de la terminación original el cual es típico de la mayoría de los pozos en el campo. El pozo había sido producido usando una herramienta-Y y una tubería By-pass con el BEC localizado al final de la sarta de tubos primaria. Dos empacadores de producción con mangas deslizables mecánicas en cada intervalo fueron usadas para separar los intervalos. Por regulaciones gubernamentales sólo un intervalo puede ser explotado, sin embargo el otro intervalo puede ser examinado de forma básica para obtener datos de producción para uso futuro.

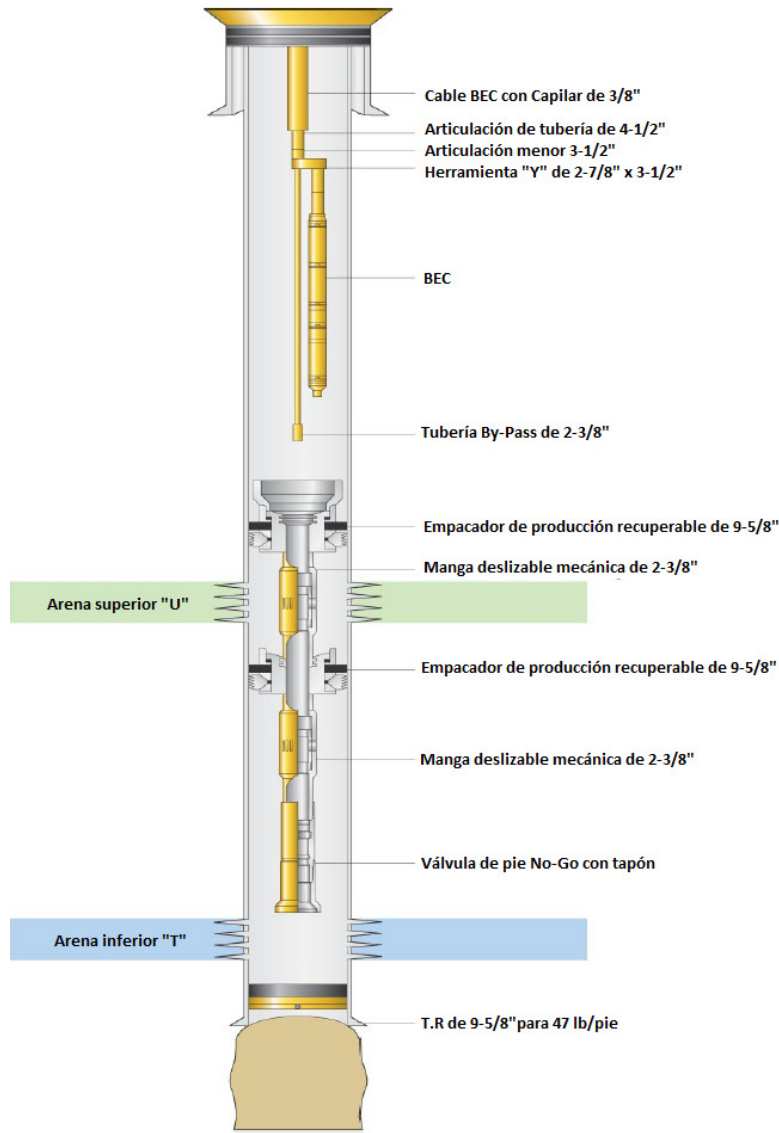


Figura 4.21 Diseño de terminación original del pozo EY-D11; típico de la mayoría de los pozos de Oxy del campo Eden-Yuturi⁴.

El diseño de la terminación original requiere intervención intrusiva con línea de acero y herramientas para cambiar las mangas cuando se examinan intervalos diferentes del intervalo de producción. Esta intervención requiere un apagado temporal del BEC y de la producción. Oxy asumió los costos asociados con las intervenciones y la pérdida de producción. Adicionalmente, este método de pruebas está limitado a diseño de terminaciones y tamaños de cubiertas que permiten el uso de una herramienta-Y. Algunos perfiles de pozos son demasiado pequeños para utilizar una herramienta-Y, haciendo la intervención imposible por debajo del BEC. En estos casos, son necesarias las intervenciones usando una unidad de servicio de pozo para probar los intervalos no productores llevando a una mayor pérdida de producción.

Oxy enfrentó una elección: encontrar un método aceptable de mezcla de producción o continuar con un potencial de producción limitado de la mayoría de los pozos en Eden-Yuturi. Se tomó la decisión de aplicar tecnología de pozo inteligente basado en estranguladores hidráulicos ajustables y adquisición de datos en tiempo real, mientras se eliminan intervenciones, costos y riesgos asociados. Aunque el pozo EY-D11 con su cubierta de 9 ⁵/₈" fue lo suficientemente amplia para permitir el uso de una herramienta-Y, una versión ligeramente modificada del sistema de pozo inteligente seleccionado tuvo el potencial de ser utilizado en las terminaciones BEC con unas dimensiones de pozo más pequeñas.

Papel de la tecnología de pozo inteligente en producción selectiva multi-zona y monitoreo de pozos BEC

En la mayoría de los pozos BEC a la fecha, la producción selectiva de dos o más intervalos ha sido lograda usando una herramienta-Y, la cual compensa al BEC y permite una sección reducida de la T.P al evitar (By-pass) al BEC para propósitos de intervención. Los inconvenientes de esta aproximación incluyen el costo y riesgo asociados con intervención así como el hecho de que la tubería de la zona de aislamiento debe ser reducida para alojarla en el acceso a través de la sarta.

Las opciones de pozo inteligente para producción selectiva y monitoreo de intervalos individuales por debajo del BEC incluyen:

- ◆ Intervalo doble / válvula sencilla (usada cuando se conoce de antemano en que intervalo el agua saldrá primero y requiere aislar o estrangular sin intervención).
- ◆ Intervalo dual / válvula doble.
- ◆ Intervalo múltiple / válvula múltiple.

La producción a partir del BEC/pozo inteligente, puede ser mezclada para recuperación acelerada. Intervalos individuales pueden ser remotamente apagados o estrangulados en el evento de conificación o invasión de agua para reducir los reacondicionamientos y potencialmente incrementar la recuperación final del pozo.

Pruebas de producción en tiempo-real y por demanda pueden ser alcanzadas sin intervención de pozos por desconexión remota de intervalos individuales y con la instalación permanente de un sistema electrónico de monitorización. El incremento de inversión es mínimo dado que el costo del equipo de T.I es pequeño comparado con el precio completo del pozo y el sistema de producción.

Selección del pozo

Un número de factores fueron involucrados al escoger los pozos candidatos para el sistema de T.I en Eden-Yuturi. Primero, dado que la instalación era primordialmente una prueba en la cual se pudieran basar futuras decisión, el impacto del costo total debía ser mantenido al mínimo. Esto podía ser logrado al instalar el sistema mientras se trabaja sobre una terminación existente y usando la tecnología de pozo inteligente disponible al momento para evitar desarrollo de nuevos productos. En resumen, los productos actuales debían mezclarse con un perfil de pozo existente.

Segundo, el diseño de la terminación y la operación debía ser tan simple como fuera posible. Por ejemplo, dado que el sistema de pozo inteligente debía ser instalado en conjunto con un BEC, la facilidad para recuperar el BEC era un factor en el proceso de toma de decisión. El equipo complementario electrónico y mecánico (indicadores, empaques, mandriles de inyección química, etc.) debían consistir en equipo altamente confiable, estándar, probado en campo para mantener el diseño simple y económico sin dificultar la efectividad de la T.I.

Finalmente, una vez que los pozos candidatos fueron escogidos, se llevó a cabo un análisis nodal, de fluidos y de yacimiento para simular los efectos de la mezcla de los dos intervalos productores. Este análisis podría ayudar a determinar cual de los pozos candidatos, si es que había alguno, podría beneficiarse mayormente de instalar el sistema de T.I y también ayudar a seleccionar el tipo de equipamiento a ser usado en la terminación.

El pozo EY-D11 fue seleccionado basado en los factores descritos anteriormente. La T.R de 9 $\frac{5}{8}$ " requirió que la compañía de la terminación hiciera cambios mínimos a los productos actuales. El BEC podía ser recuperado simplemente retirando la tubería sin remover los empaques. El diseño de boca de pozo existente podía ser utilizado con unas cuantas modificaciones. El análisis nodal y de yacimiento mostró potencial para incrementar la producción al mezclar los dos intervalos: sin embargo, el agua del intervalo inferior, se espera que invada a través del pozo con el paso del tiempo.

Un análisis adicional predijo que al estrangular el intervalo productor inferior se podría reducir el corte de agua para reducir la tasa de conificación, resultando en un incremento potencial de la recuperación final del pozo.

Diseño de la Terminación Inteligente

El diseño inteligente escogido para el pozo EY-D11 se muestra en la figura 4.22. La tabla 4.2 muestra los desafíos en el diseño del sistema de pozo inteligente, así como las consideraciones y soluciones. El concepto de la terminación se centra en un Pod BEC y un sistema de pozo inteligente hidráulico InForce™ con estranguladores hidráulicos multi-posición de operación remota para controlar el flujo de cada intervalo a través de un sistema de control de superficial semi-automatizado.

Para complementar el sistema hidráulico, QuantX Wellbore Instrumentation proveyó un equipo completo de sensores de fondo compuesto de un medidor de flujo tipo Venturi de bajo costo, que indica presión y temperatura, todos contralados a través de una unidad sencilla de adquisición de datos en superficie. Los Feed-Through de líneas de control y protectores de acoplamientos cruzados fueron también una parte integral de la terminación, así como lo fue la manga de aislamiento mecánico para intervalos, con la cual se cierra la parte inferior durante una reparación de pozo. Esta manga de aislamiento fue ensamblada por debajo de un empacador recuperable simple que separa los dos intervalos. Un par de mandriles básicos de inyección complementaron los componentes de la terminación.

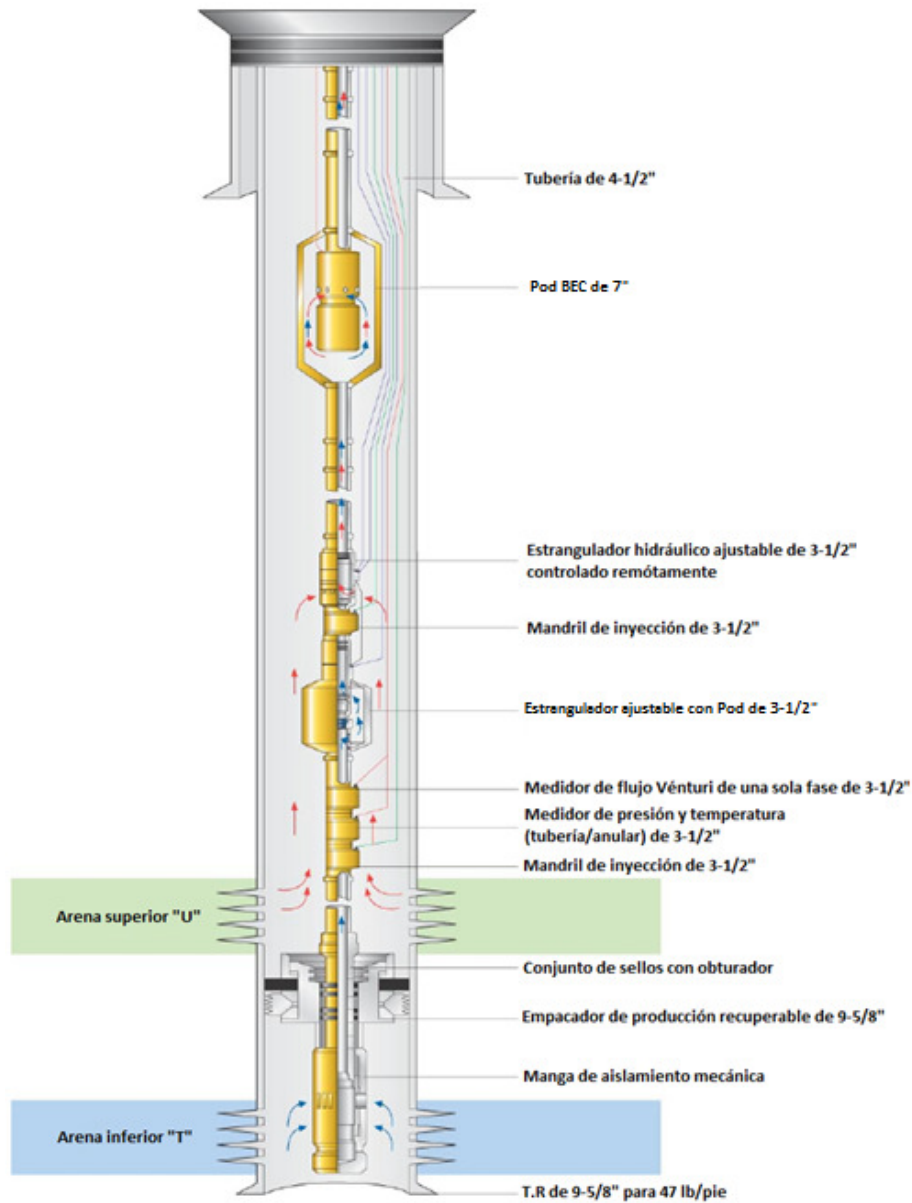


Figura 4.22 Diseño de sistema de pozo inteligente EY-D11, instalado en Diciembre del 2003⁴.

DESAFÍO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES	SOLUCIONES
Estrangulador ajustable hidráulico o Camisa deslizable hidráulica abierto/cerrado	<ul style="list-style-type: none"> Se espera que el corte de agua se incremente sustancialmente con el tiempo en la zona inferior. Cada zona controlada con gastos de producción máximo establecidos por DNH (gobierno de Ecuador). La reducción en la presión debe limitarse a mantener las presiones de flujo por encima del punto de burbuja. El comportamiento de análisis nodal determina la solución recomendada. 	<ul style="list-style-type: none"> El estrangulador ajustable hidráulico sólo es requerido para la zona inferior. La manga deslizable es suficiente para la zona superior. Sin embargo, Oxy solicitó un estrangulador en la zona superior para mayor flexibilidad.
Selección de configuración de la terminación	<p>Opciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> El estrangulador puede ser puesto en cada zona para controlar el conjunto de líneas y empacadores Feed-Through; sin la necesidad de un Pod BEC o estranguladores hidráulicos. Separar las dos zonas con un empacador estándar corrido separado de la terminación y colocar ambos estranguladores por encima de la zona superior. Separar las dos zonas con un empacador estándar corrido separado de la terminación y colocar ambos estranguladores por encima de la zona superior. La terminación utiliza una tubería de 7" en la superficie sin el BEC agregado. El BEC es corrido en otro viaje dentro del tubo de 7" sin el Pod en el BEC, pero uno de los estranguladores hidráulicos puede tener Pod. 	<ul style="list-style-type: none"> Opción 2 elegido debido a la simplicidad en el diseño y la necesidad de un mínimo de nuevos productos desarrollados o modificaciones. Opción 1 requeriría del desarrollo de una línea de control, un conjunto de empacadores Feed-Through y haría más difícil recuperar el BEC para reparar si fuese necesario. Opción 3 es una solución potencial para futuras T.I con gran ventaja de mantener el BEC separado del resto de la terminación; sin embargo, el importante rediseño del cabezal del pozo es requerido para acomodar la sarta de tubos de 7" mientras que se adhiere al cabezal del pozo para una máxima restricción de altura.
Tamaño del equipo de terminación	<ul style="list-style-type: none"> Oxy usa una tubería de 4 1/2" y prefiere un equipo de terminación de 4 1/2" cuando esté disponible. Un sistema hidráulico de pozos inteligentes con estranguladores ajustables fue sólo diseñado para una tubería de 3 1/2" en el momento de la instalación. Todo el equipo de terminación se colocó por debajo del BEC. 	<ul style="list-style-type: none"> Oxy aceptó utilizar el sistema de terminación de 3 1/2" con cruces a la sarta de tubos de 4 1/2".
Ajuste de la profundidad de la terminación	<ul style="list-style-type: none"> Basado en ajustar la profundidad del BEC, que fue seleccionada por Oxy y el proveedor del BEC. Los componentes de la T.I podrían establecerse en cualquier lugar entre el BEC y el empacador. El mandril de inyección química inferior debe ser colocado a la profundidad cercana a la terminación, de preferencia inmediatamente por encima del conjunto de empacadores. 	<ul style="list-style-type: none"> Todos los componentes de la terminación se mantuvieron por encima de la zona alta de las perforaciones con el fin de evitar riesgos innecesarios asociados con el funcionamiento de las líneas de control que pasan a través de las perforaciones de los Feed-Through. El mandril de inyección química inferior fue movido inmediatamente por debajo del equipo de instrumentación y este seguía siendo el componente más bajo de la terminación.
Colocación de monitoreo permanente	<ul style="list-style-type: none"> Desconexión de las mediciones de presión estática de cada zona fueron requeridas periódicamente. Sólo un soporte de doble medición, ambos el medidor de la tubería (zona inferior) y el medidor del espacio anular (zona superior). El medidor de flujo sólo mide la producción de la zona inferior. 	<ul style="list-style-type: none"> El soporte de doble medición fue colocado por debajo del estrangulador hidráulico ajustable con Pod, para cerrar la presión de la zona inferior y pueda ser monitoreada cuando el estrangulador esté totalmente cerrado. El medidor de flujo también se colocó por debajo del estrangulador ajustable con Pod, con el fin de mantener todas las uniones del conductor tubular recubierto; Tubular Encased Conductor (TEC) en una ubicación para minimizar la longitud de la TEC tomada desde el Feed-Through.
Pod BEC	<ul style="list-style-type: none"> El D.E del motor del BEC; si el D.E es demasiado grande, utilizar el diseño Pod no será posible. Ambos Feed-Through para el sistema del pozo inteligente deben pasar a través del Pod BEC para llegar a las herramientas de la terminación. El D.E del Pod; si el D.E es demasiado grande, los Feed-Through o bien no pueden encajar a lo largo del Pod o no tendrán protección del Pod. Revisar la desviación del pozo para evaluar el riesgo de correr el Pod en una T.R de 9 5/8" con abrazaderas. 	<ul style="list-style-type: none"> El tamaño del BEC (D.E y el N° de etapas) y el tamaño de la T.R fueron equilibrados para encontrar la combinación óptima de la bomba y el Pod. Una T.R de 7" fue seleccionada. Acoplamiento especiales de 7.375". El D.E requerido para permitir la colocación de las abrazaderas (acoplamiento cruzado) a lo largo del Pod para la protección del Feed-Through. Se hizo una prueba en EY-D11 que sólo el Pod de la T.R y las abrazaderas alcanzaron con éxito deseado la profundidad; sin dañar a las abrazaderas en la recuperación.

Tabla 4.2.- Desafíos de diseño en el sistema de pozo inteligente EY-D11⁴.

DESAFÍO DE DISEÑO	CONSIDERACIONES	SOLUCIONES
Cabezal del pozo	<ul style="list-style-type: none"> Existe un cabezal de pozo convencional que tuvo que ser utilizado para la T.I. Los Feed-Through solo existían para el cable del BEC y las líneas de inyección química. Una sólo salida del cabezal del pozo fue requerida para el conductor doble del TEC. 	<ul style="list-style-type: none"> Los Feed-Through para las tres líneas de $\frac{1}{4}$" fueron mecanizadas dentro del cabezal del pozo y el colgador de tubos. La conexión NPT de 1", fue añadida en el cabezal del pozo para la salida especial del conector dual y un Feed-Through de 1" fue añadido al colgador de tubos.
Configuración de las líneas de control	<ul style="list-style-type: none"> Un total de seis líneas, además del cable BEC: 3 x $\frac{1}{4}$". Hidráulico, 2 x $\frac{3}{8}$". Inyección química, y 1 x $\frac{1}{4}$". TEC. Pre-determinar la colocación del equipo de terminación en la sarta de tubos de manera que las líneas no tengan que cruzarse entre sí con las respectivas herramientas. Minimizar el número de unidades requeridas de enrollamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Seis líneas separadas en dos Feed-Through basadas principalmente en el fondo. TEC y una línea encapsulada de inyección química juntas, desde el mandril de inyección química más bajo y la instrumentación son uno junto al otro. Tres líneas hidráulicas y otra línea de inyección química encapsuladas juntas, desde el mandril de inyección química superior que está entre los dos estranguladores. Sólo dos unidades de enrollamiento son necesarias para ejecutar las seis líneas.
Protección de las líneas de control	<ul style="list-style-type: none"> La protección requerida para los dos sistemas de Feed-Through en el pozo inteligente además del cable BEC. Diferentes abrazaderas necesarias para las diferentes secciones de la terminación debido a los cambios en el tamaño de la T.P y los cambios en el número de líneas que necesitan ser protegidas. Determinar el mejor método para proteger los dos Feed-Through a lo largo del Pod BEC. Determinar el mejor método para proteger el doble Feed-Through a lo largo del estrangulador con Pod. 	<ul style="list-style-type: none"> Abrazaderas de acoplamiento-cruzado se proporcionan para la tubería de $4\frac{1}{2}$" por encima del BEC, la tubería de $4\frac{1}{2}$" por debajo del BEC, y la tubería de $3\frac{1}{2}$" en los componentes del pozo inteligente. Abrazaderas especiales fueron proporcionadas para conectar acoplamientos especiales a lo largo del Pod BEC de 7" para proteger ambos Feed-Through. Abrazaderas especiales de desplazamiento fueron proporcionadas por encima y debajo del estrangulador con Pod para mantener los Feed-Through fuera de la T.R. Anillos de metal fueron necesitados para complementar las abrazaderas.
Sistema de control superficial operado a presión	<ul style="list-style-type: none"> Los estranguladores hidráulicos ajustables tienen una cámara de control hidráulico con un máximo de presión diferencial de 10,000 lb/pg². Los datos del pozo deben ser evaluados para determinar la presión de operación de seguridad máxima de los sistemas de control superficial que asegure que no exceda los 10,000 lb/pg² en la ubicación del estrangulador de fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> Los cálculos utilizados en el pozo EY-D11 determinaron que el sistema de control superficial no debería exceder los 7,500 lb/pg². Una válvula de alivio de presión fue añadida para el sistema de control superficial semiautomático que evitará que el sistema superior exceda los 7,500 lb/pg².

Tabla 4.2 (Continuación).- Desafíos de diseño en el sistema de pozo inteligente EY-D11⁴.

Un BEC normalmente opera tomando el fluido producido del pozo a través de la bomba y descargándolo a la tubería. Para permitir control del flujo a distancia para cada intervalo con el nuevo diseño de T.I EY-D11, el BEC debía estar diseñado para tomar el fluido producido de la tubería y descargarlo de regreso a la misma. Para acomodar este diseño, el BEC fue metido en una T.R de 7" que se conectaba a la T.P de $4\frac{1}{2}$ " arriba y abajo. El fluido mezclado de los dos intervalos es producido a través de los estranguladores hidráulicos, hacia arriba de la tubería, dentro del Pod BEC y arriba entre el motor del BEC y el Pod hasta que entra en la bomba.

Recuperar el BEC para reparación o remplazo simplemente requiere tirar del conjunto de sello a la parte inferior de la terminación fuera del empacador. Al momento de que la terminación es recuperada, se desplaza un collar al final del ensamble de sellado que cerrará la manga de aislamiento mecánica localizada por debajo del empacador. Manteniendo los intervalos aislados durante las reparaciones de pozo previniendo el potencial flujo cruzado y ayudando a reducir el daño en el intervalo inferior debido al fluido.

Dos estranguladores hidráulicos HCM-A™ multi-posición fueron usados: uno para controlar el flujo del intervalo superior (arena superior “U”) y uno para el intervalo inferior (arena “T”). Alternando la presión aplicada a cada lado de un pistón hidráulico balanceado permite ciclar a cada posición del estrangulador. Un ensamblaje de estrangulador de carburo de tungsteno y un mecanismo J selectivamente ajusta la posición del estrangulador sin la necesidad de complejos equipos electrónicos de fondo. Una configuración de estrangulador de dos etapas con el ensamblaje del conjunto de sellos totalmente independiente del estrangulador provee resistencia superior a la erosión lo que hace que no se ponga en riesgo la habilidad de aislar un intervalo.

El estrangulador del intervalo inferior tiene Pod mientras que el superior no. Como el Pod del BEC, la del intervalo inferior permite flujo de tubo a tubo del fluido producido. Este concepto, apila una manga sin Pod o estrangulador por encima a una manga con Pod o estrangulador, es común para T.I de dos intervalos y hace posible mantener todo el equipo de la terminación por encima del empacador de producción y el pozo por encima de las perforaciones del intervalo superior. El concepto Pod/sin Pod también elimina la necesidad de un empacador Feed-Through, permitiendo la fácil recuperación del BEC si fuera necesario y simplifica grandemente el diseño de instalación de la terminación.

El equipo electrónico de monitoreo permanente fue instalado por debajo del estrangulador con Pod para proveer de datos en tiempo real de presión, temperatura y flujo. Cada intervalo necesitaba indicadores para monitorear presión y temperatura. Un medidor de flujo tipo Venturi de fase simple mide el flujo únicamente para el intervalo inferior, con la producción del intervalo superior calculada en la superficie después de medir el fluido total producido por el pozo.

Durante la mezcla de producción, la tasa de flujo del intervalo inferior se ve en la superficie en el sistema de adquisición de datos, esto provee la localización de producción requerida por el ministerio de estado. Inicialmente seleccionado por conveniencia, el medidor de flujo Venturi a la larga provee los indicadores críticos de flujo en el pozo, en tiempo real que es vital para la agencia de gobierno.

Dos mandriles de inyección de químicos fueron instalados con la T.I debido a preocupaciones con la escala de construcción en el equipo de la terminación. Un mandril fue instalado inmediatamente abajo del estrangulador ajustable sin Pod, y el segundo fue instalado en el equipo de monitoreo permanente para asegurarse que todas las herramientas en la terminación estuvieran adecuadamente protegidas.

Para el sistema de pozo inteligente EY-D11, un total de seis líneas de control de fondo, además del cable BEC, fueron requeridas por los estranguladores hidráulicos, instrumentación e inyección de químicos. Estas líneas de control fueron separadas y encapsuladas en dos “Feed-Through” como se muestra en la figura 4.23.

Todas las líneas llenas de fluidos fueron hechas de acero 316 sin pintar y el TEC fue blindado con el mismo material. Debe notarse que aunque cada estrangulador hidráulico requería dos líneas de control para operación, los estranguladores pueden compartir una línea común para cerrar y estrangular, por lo cual sólo se requieren tres líneas de superficie: una para abrir el intervalo superior, una para abrir el intervalo inferior y una línea común para abrir o cerrar cada intervalo.

Debe también notarse que el sistema de monitoreo permanente requiere dos conductores de fondo de pozo para operar, y que cada uno de estos conductores fue incluido en un TEC de “par trenzado” simple de $\frac{1}{4}$ ” de D.E utilizando sólo una penetración a boca de pozo. Una vista esquemática de este TEC “par trenzado” también se muestra en la figura 4.23. La eliminación de las líneas extras, hidráulica y eléctrica, ayudan a reducir el costo total y la complejidad del sistema.



Figura 4.23 Configuración de las líneas de control en Feed-Through para IWS en EY-D11⁴.

Los dos Feed-Through y el cable del BEC fueron protegidos en cada unión de tubos con pinzas protectoras de unión cruzada. Pinzas especiales fueron utilizadas para las cubiertas de 7” en el estrangulador del intervalo inferior y el BEC. Los problemas asociados con estas pinzas especiales se enuncian en la tabla 4.2 mostrada con anterioridad.

Las especificaciones originales para el pozo EY-D11 fueron pedidas para el sistema de control hidráulico superficial (SCS) manualmente operado requiriendo un manual de rastreo y grabado de las posiciones del estrangulador en el pozo. Después de asistir a una sesión de entrenamiento durante más de una semana, durante la cual los operadores de Oxy trabajaron en el SCS, Oxy se dio cuenta de que el valor de un SCS es que puede registrar y grabar posiciones del estrangulador de forma automática y reducir el potencial de error humano.

Bajo la petición de Oxy, el SCS manual fue actualizado a un SCS semi-automatizado. El SCS, que fácilmente puede interferir con el sistema SCADA de Oxy, opera de forma remota los estranguladores y graba la posición de estos en cada cambio. El SCS semi-automático fue provisto con la capacidad de controlar dos pozos y fue subsecuentemente usado para el segundo pozo inteligente en Eden-Yuturi, EY-D15, adicional al EY-D11. Nuevas versiones de SCS serán completamente automatizadas, con programas incorporados para el control interactivo simple de todas las funciones requeridas para operar los estranguladores.

El paquete de monitoreo electrónico de pozo requiere que la presión, temperatura y flujo deban ser monitoreados y mostrados en la superficie en tiempo real. El sistema de adquisición de datos fue escogido para monitorear los sensores de fondo de pozo, mostrar los datos en tiempo real y dar almacenamiento de respaldo por hasta 6 meses de datos. Este sistema también tiene la capacidad de hacer interface directamente con el sistema actual de Oxy, el sistema SCADA.

La figura 4.24, muestra un esquema simple del sistema de superficie para los dos pozos con T.I instaladas.

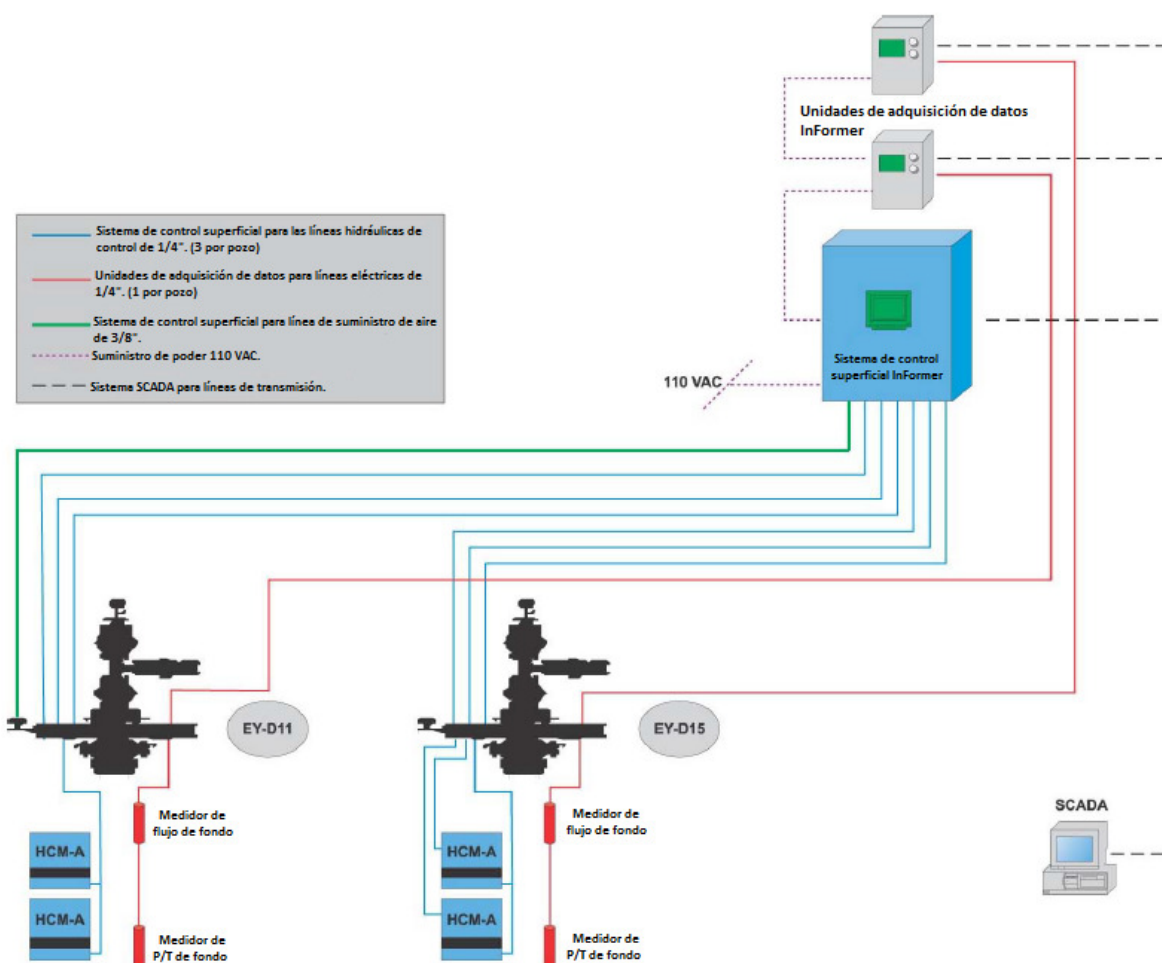


Figura 4.24 Esquema del sistema superficial de pozo inteligente en el campo Eden-Yuturi⁴.

Uso de los estudios de yacimiento y análisis nodal para determinar ajustes de estranguladores y tamaño del BEC

Los estranguladores hidráulicos HCM-A™ son infinitamente variables con el entendimiento de que existen seis ajustes de estrangulamiento, entre completamente abierto y completamente cerrado que deben ser seleccionados al mecanizar un perfil antes de la instalación de la herramienta. Los ajustes de estrangulamiento son establecidos basados en los estudios de yacimiento y análisis nodal para alcanzar un número de objetivos:

- ◆ Maximizar la producción de aceite.
- ◆ Reducir la cantidad de agua que llega a la superficie.
- ◆ Mejorar la calidad de la mezcla final de aceite.
- ◆ Control de arena.
- ◆ Evitar el flujo cruzado y las consecuentes pérdidas de producción.
- ◆ Cumplir con las restricciones regulatorias de producción.
- ◆ Producción por arriba del punto de burbuja para evitar el gas a la entrada de la bomba.

El análisis nodal ayuda a determinar si los estranguladores son necesarios para el pozo y, si es así, los ajustes óptimos para ellos. Los parámetros a ingresar para el análisis nodal incluyen configuración de la terminación, propiedades de los fluidos, IP, presión a boca de pozo, presión y tamaño de las formaciones y tipo de BEC.

El caso base para el análisis nodal de EY-D11 asumió la mezcla de dos intervalos sin sistema de pozo inteligente. El objetivo era determinar la capacidad de producción de mezcla no controlada y la presión de flujo a una frecuencia de operación de BEC dada, así como un potencial de flujo cruzado entre los intervalos. El caso base de análisis nodal también consideró varios cortes de agua para simular incrementos en la producción de agua con el paso del tiempo. Oxy proveyó un requerimiento para reducción de presión máxima en cada intervalo para asegurar que la presión se mantuviera por encima del punto de burbuja así como un requerimiento para el gasto máximo de producción en el intervalo inferior para evitar la invasión de agua.

El análisis de caso base mostró que el flujo cruzado no era una preocupación cuando se producía por mezcla, pero que la máxima reducción no era alcanzable para cada intervalo sólo con el BEC. El análisis nodal fue entonces hecho con el sistema de pozo inteligente colocado para simular gastos de producción y presiones a varios ajustes de los estranguladores en cada intervalo para optimizar la producción a las cantidades de agua actuales. Al incrementar el porcentaje de agua, el análisis podía simular una futura reducción en la producción de agua lograda por el estrangulamiento. Por supuesto, para disminuir la producción de agua, la producción de aceite también debía ser disminuida, así que el análisis fue usado para balancear la ganancia en el incremento de producción del aceite mezclado con la disminución de la producción total de agua.

El ajuste “ideal” de estrangulador fue seleccionado para regular la reducción y producción de la arena “T” (intervalo inferior) para que el BEC produzca más aceite a partir de la más prolífica arena superior “U” (intervalo superior). En otras palabras, basados en los datos de pozo provistos por Oxy, el estrangulamiento era requerido en el intervalo inferior pero no en la superior. Sin embargo, basados en algunas de las incertidumbres con los datos del intervalo superior, Oxy optó en utilizar los estranguladores en ambas zonas para agregar flexibilidad. El ajuste “ideal” era 1% de flujo completamente abierto del área estrangulada. Este ajuste fue expandido hasta determinar los otros cinco ajuste del estrangulador multi-posición que resultaron ser 2%, 3%, 6%, 9% y 12% de área de flujo completamente abierto.

En el caso del pozo EY-D11, los datos del análisis nodal fueron provistos para el proveedor del BEC para lograr un tamaño adecuado del BEC. Los datos relevantes incluyeron presión de flujo de la mezcla y gastos de producción.

El estrangulador ajustable hidráulico fue diseñado de forma que sólo uno de los componentes de la herramienta es requerido para configurar los ajustes de estrangulamiento. Este componente puede ser mecanizado muy rápido después de que el resto del estrangulador ha sido manufacturado permitiendo el uso de los últimos datos del yacimiento en el análisis nodal.

Los gastos de flujo calculados a partir del análisis nodal fueron también usados para determinar el tamaño apropiado del medidor de flujo Venturi en el fondo. A la inversa, el equipo de monitoreo permanente instalado en la T.I provee datos de yacimiento instantáneos que ayuda en la validación del análisis nodal y ayuda a determinar cual de los seis ajustes escogidos serán óptimos en un momento dado en la vida del pozo.

Conclusiones

Durante el proyecto de T.I en EY-D11, se hicieron evidentes beneficios adicionales:

- 1) La habilidad de lograr en tiempo la configuración de los estranguladores ajustables.
- 2) La importancia del medidor de flujo para localización de la producción, a través de la indicación continua de flujo del intervalo inferior.
- 3) La capacidad de realizar estudios de presión en tiempo real de un intervalo mientras se mantiene la producción de otro intervalo, o de cada intervalo de forma simultánea cuando no hay operación.
- 4) Un segundo nivel de protección en el BEC por el sistema de monitoreo electrónico para prevenir disminución excesiva por debajo del punto de burbuja lo cual podía causar insuficiente enfriamiento del motor y daño a la bomba por cavitación. A continuación se presenta una lista de las ventajas del sistema de T.I instalado así como algunas de las lecciones aprendidas en el curso del proyecto.

Ventajas de la terminación inteligente vs terminación con diseño original

- ◆ La producción de la mezcla lleva a un incremento aproximado de 3,500 BPD de producción de aceite, por arriba del intervalo sencillo de terminaciones BEC como se muestra en la figura 4.25 y en la tabla 4.3.
- ◆ También mostrado en la figura 4.25, la producción de la mezcla puede potencialmente extender la vida del pozo, y con esto incrementar la recuperación final.
- ◆ La producción de la mezcla de múltiples intervalos incrementa los gastos de producción, permitiendo a Oxy alcanzar las metas con pocos pozos.
- ◆ Los estranguladores controlados de forma hidráulica permiten la optimización de los gastos de producción dado que el agua se incrementa con el paso del tiempo.
- ◆ El proveer mediciones de flujo en tiempo real del intervalo inferior satisfacen los requerimientos gubernamentales de localizar la producción de cada intervalo.
- ◆ No se requiere intervención para cambiar las mangas deslizables para abrir o cerrar los intervalos de producción, con lo que se elimina el gasto de intervención y la pérdida de producción asociada.
- ◆ Los estranguladores controlados de forma hidráulica permiten gastos de producción óptimos mientras mantienen la presión del yacimiento por arriba del punto de burbuja reduciendo el riesgo de cavitación de la bomba.
- ◆ La capacidad de monitorear las presiones y temperaturas del pozo en tiempo real, así como la medición del incremento de presión de un intervalo sin suspender la producción del otro intervalo.

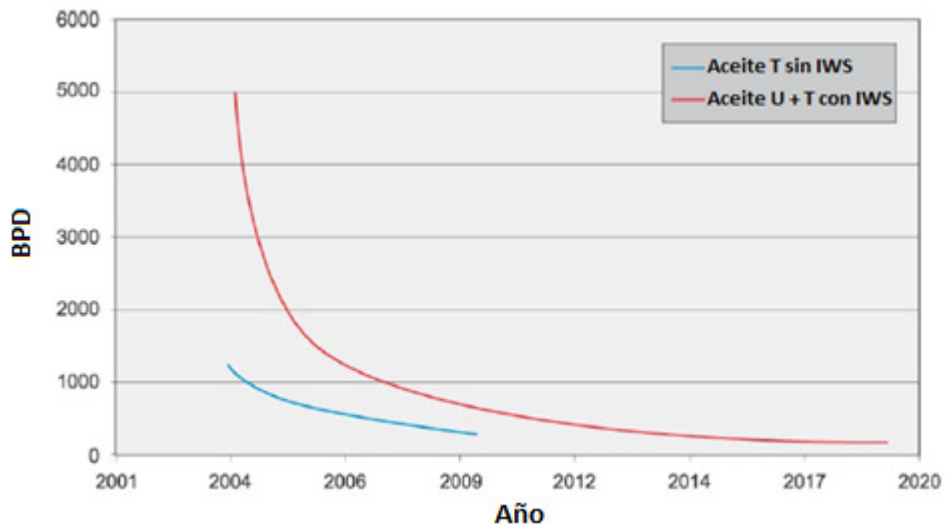


Figura 4.25 Gráfica de comparación de producción del pozo EY-D11 con y sin IWS⁴.

Nombre del pozo EDEN YUTURI D-11	Yacimiento	Aceite (BOPD)	BSW (%)	Reservas (MMBO)
Antes del IWS	T	858	46	1.8
Después del IWS	U + T	4,331	40	5.0

Tabla 4.3.- Tabla de comparación de producción del pozo EY-D11 antes y después del IWS⁴.

Lecciones aprendidas

- ◆ La administración del proyecto es crítica para el éxito. En particular:
 - Un flujo abierto y continuo de información entre el cliente y el proveedor de la terminación.
 - Reuniones prontas y regulares de actualización del proyecto, con todas las partes involucradas en el mismo, para asegurarse de que todos están recibiendo y entendiendo los últimos detalles del proyecto.
 - Asegurarse de que el cliente está familiarizado con el diseño y operación del sistema. Dándole al cliente el suficiente conocimiento acerca de que el sistema mejora el flujo de información y permite al cliente dar opiniones en el diseño de su sistema.
- ◆ Configuración y localización de las líneas de control en Feed-Through. La configuración óptima requiere determinar donde será localizada cada una de las herramientas en el fondo del pozo y colocar las líneas en los Feed-Through para prevenir cruce de líneas durante la instalación.
- ◆ Los Feed-Through deben ser colocados adecuadamente para permitir la colocación deseada de las líneas en la sarta.
- ◆ Las abrazaderas de acoplamiento cruzado deberían ser diseñadas no solo acorde a las dimensiones de los Feed-Through, sino también a como los múltiples Feed-Through serán distribuidos en la sarta de tubos.
- ◆ No conectar las líneas de control y TEC en la parte superior de la boca de pozo con sellos - permanentes metal-metal tipo-ferrule cuando se alimentan a través del colgador y a boca de pozo. Conexiones removibles tipo-ferrule se encuentran disponibles para este propósito. Sellos permanentes metal-metal en el fondo del colgador sólo son típicamente suficientes como sellos, en ambos lugares requiere cortar la longitud innecesaria de las líneas de control durante las reparaciones de pozo.
- ◆ Para futuras instalaciones, considerar un “multipack” en la boca de pozo para las líneas de control hidráulico. Las líneas pueden terminar en el fondo del multipack por debajo del colgador y arriba del multipack en la boca del pozo sin tener que alimentar líneas a través del colgador al adaptador de la cabeza de la tubería.
- ◆ Crear lazos de servicio con las líneas de control justo por debajo del colgador de tubos para una línea extra en el evento de futuras reparaciones de pozo.

- ◆ El proveedor de la terminación debe trabajar muy de cerca con el proveedor del BEC para diseñar un cruce adecuado de cables que permita el paso de los Feed-Through de la T.I. Esto no se logró en el pozo EY-D11.
- ◆ Si se puede evitar, no confíe en ninguna longitud restante de Feed-Through de fondo de pozo para usarlos como cables de superficie ya que esto puede ser incómodo para trabajar con ello, particularmente cuando hay que hacer dobleces en el Feed-Through. Deber ser consideradas para el trabajo de superficie las líneas no encapsuladas, separadas o posiblemente un paquete multi-centro más flexible de líneas de control.
- ◆ Un sistema automatizado de control en superficie debe siempre ser recomendado para operar estranguladores hidráulicos multi-posición.
- ◆ Considerar el uso de capilares existentes, si están disponibles, en el cable del BEC para inyección de químicos. Haciendo esto se elimina el costo de una línea o líneas extra en los Feed-Through.

El pozo EY-D11 está actualmente produciendo con un BEC una mezcla del intervalo superior e inferior, incrementando la producción en 3,500 BPD sobre la terminación previa del BEC en un intervalo. Basado en la instalación exitosa y los resultados de este pozo, un segundo sistema de T.I idéntico fue instalado en el pozo EY-D15 en Eden-Yuturi en abril del 2004. Tres terminaciones adicionales están programadas para el campo en 2004 usando esencialmente el mismo sistema.

Referencias.

1. Joe Ansah, SPE, Bander I. Quaimi, Mahdi A. Shehab, Fahad A. Al-Ajmi y Fahad A. Bani, SPE Saudi Aramco y Suresh Jacob, SPE WellDynamics, *“Two-Zone Commingled Production using Intelligent Well Completion coupled with ESP through a Hydraulic Disconnect Tool”* Artículo de la SPE 120303, 2009.
2. M.A. Ali, SPE, Schlumberger, M. Shafiq, *“Integrating ESP’s with Intelligent Completion: Options, Benefits and Risks”* Artículo de la SPE 120799, 2008.
3. Chris Way, Roc Oil; Simon Daniel, Roc Oil; Elsbeth Bird, Advanced Well Technologies; Jason Jordan, Advanced Well Technologies; Victor J. Guatelli, Advanced Well Technologies; Justin M. Bettridge, Advanced Well Technologies *“Cliff Head Intelligent Completion With Coiled Tubing Deployed ESP—Increased Production, Reduced Life-cycle Cost”* Artículo de la SPE 108381, 2007.
4. Robert Puckett and Maurilio Solano / Baker Oil Tools; Michael Krejci / QuantX Wellbore Instrumentation *“Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Convencional ESP Completion for an Operator in Ecuador”* Artículo de la SPE 88506, 2004.

CAPITULO 5

Análisis y Discusión de Resultados.

INTRODUCCIÓN

A continuación se presentará una metodología de implementación para los sistemas de T.I en conjunto con el sistema BEC; la metodología fue desarrollada mediante el análisis de los artículos con los que la tesis fue desarrollada. Así como el análisis de los cuatro casos presentados en el capítulo 4 y de los beneficios obtenidos a lo largo del desarrollo de la tesis, con el fin de mostrar el valor de implementar los sistemas BEC con T.I.

5.1 METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS BEC Y TERMINACIÓN INTELIGENTE

Para el despliegue de los sistemas BEC y T.I, se deben tomar en cuenta diversos factores que intervendrán para su desarrollo. Los factores presentados a continuación, fueron obtenidos mediante el análisis del despliegue de terminaciones presentadas en los artículos con los que la tesis fue desarrollada, así como de los problemas de instalación y lecciones aprendida de los casos de aplicación del capítulo 4.

- ◆ Gasto de aportación del pozo.
- ◆ RGA.
- ◆ Tipo de crudo.
- ◆ Diseño del pozo.
- ◆ D.I y D.E del pozo.
- ◆ Tipo de terminación.
- ◆ Profundidad del intervalo productor.
- ◆ Número de accesorios y dispositivos a instalar en el pozo.
- ◆ La sofisticación de los sistemas, dispositivos y accesorios a instalar en el pozo.
- ◆ Si serán instalados los sistemas de T.I y BEC en pozos en desarrollo o pozos que aún no se ha perforado.
- ◆ El tipo de configuración que tendrán los sistemas de T.I y BEC, para acoplarse entre ellos al ser instalados.
- ◆ Número de intervalos productores.
- ◆ Producción de mezcla.
- ◆ Incompatibilidad de fluidos.
- ◆ Inyección de químicos.

La metodología presentada a continuación se basa en dos principales situaciones, la primera situación es la implementación del sistema BEC y el sistema de T.I para un solo intervalo productor, y la segunda situación será para la implementación del sistema BEC y el sistema de T.I para múltiples (dos o más) intervalos productores.

5.1.1 Implementación de los sistemas BEC y Terminación Inteligente para un solo intervalo productor.-

Dado que el pozo productor cuenta con un solo intervalo, esto hace más fácil el despliegue de los sistemas y dispositivos requeridos para los dos sistemas principales, BEC y T.I. Pero hay que tener muy en cuenta aun así, los factores mencionados anteriormente para la aplicación de estos dos sistemas.

Primero que nada habrá que tener en cuenta que para que sea posible el desarrollo de estos dos sistemas principales, BEC y T.I, se deberá de contar con 5 sistemas y dispositivos esenciales:

1. **Sistema BEC.-** El sistema BEC que por si mismo es uno de los dos sistemas principales, y podrá ser implementado, ya sea en su modo convencional, como se vio en el Capítulo 2; o en su otra modalidad, la cual si es necesario se le adicionará un Intake o Separados de Gas (en caso de que exista gas libre en la entrada de la bomba), así como otros accesorios específicos que serán implementados según las necesidades de la terminación, también mostrado en el Capítulo 2.
2. **Sistema de monitoreo.-** El sistema de monitoreo está dentro del sistema principal de T.I, ya que es indispensable para su implementación, como se vio en el capítulo 3; y este consta de los medidores, ya sean los de fibra óptica, de cristal de cuarzo u otro. El sistema permitirá monitorear las condiciones de flujo del pozo o las condiciones del motor BEC, con el fin de ver su comportamiento y rendimiento al momento de la producción.
3. **Sistema de control.-** El sistema de control también es indispensable en la implementación del sistema principal de T.I; y está constituido por las válvulas de seguridad subsuperficial, así como las VCF ya sean binarias, posicionamiento discreto, variable infinita y las mangas deslizables. Este sistema permite el control de flujo del intervalo productor asignado, ya sea mediante el cierre total del flujo del intervalo, la apertura total o una posición intermedia que permita el estrangulamiento para control de corte de agua o mantenimiento de presión.
4. **Sistema de adquisición de datos.-** También pertenece al sistema principal de T.I. La finalidad del sistema de adquisición de datos es el de adquirir, validar, filtrar y almacenar los datos recolectados en el fondo por el sistema de monitoreo. Hay que tener en cuenta que la complejidad de este sistema será mayor en el caso de tener múltiples intervalos ya que serán requeridos múltiples sensores, por lo que la información adquirida será mayor.
5. **Líneas de control.-** Las tecnologías implementadas en el pozo requieren de múltiples conductos los cuales permitirán la transmisión de energía y datos del fondo del pozo a la superficie. Estas líneas de control pueden ser hidráulicas, eléctricas o de fibra óptica.

5.1.2 Implementación de los sistemas BEC y Terminación Inteligente para múltiples intervalos productores.-

La implementación de estos dos sistemas principales BEC y T.I para múltiples intervalos productores, es la misma que para un solo intervalo productor, lo único que hay que tener en cuenta es que se deberá de contar con un buen diseño y trabajo de despliegue de los sistemas y dispositivos, ya que serán los mismos, sólo que en mayor número; por lo que se deberá de tener una buena distribución y acomodo de ellos para que no se dañen al introducirlos en el pozo, o se atoren y sea imposible retirarlos o continuar con la introducción.

Debemos tener en cuenta los factores antes mencionados, así como los 5 sistemas y dispositivos esenciales para pozos de un solo intervalo, ya que también aplican en los pozos de múltiples intervalos; también será añadido otro dispositivo esencial para la implementación en general de los sistemas principales BEC y T.I, para múltiples intervalos productores.

6. **Empacadores Feed-Through.-** Los empacadores Feed-Through sellan el espacio anular o secciones del pozo, permitiendo el paso de las líneas de energía y líneas de control, inclusive si es el caso de líneas de inyección química. Si la terminación es demasiado compleja como el caso de las terminaciones de múltiples intervalos productores, se deberá de contar con más Feed-Through debido a que se incrementa el número de los dispositivos y accesorios del pozo, y con esto el número de líneas de energía, líneas de control y líneas de inyección química. En el caso de las terminaciones de un solo intervalo no serán necesarios los Feed-Through, si el sistema de líneas de control es instalado en el espacio anular o si se cuenta con el sistema Pod BEC.

A continuación se presenta el diagrama de flujo en la figura 5.1, el cual muestra las etapas de la implementación de los sistemas BEC con T.I, para un caso general. Este caso general, muestra la secuencia en la que los sistemas esenciales, deben ser instalados para la implementación del sistema BEC con el sistema de T.I.

El diagrama de flujo está basado principalmente en el primero de los cuatro casos presentados en el capítulo 4², así como del análisis de instalación de las terminaciones que fueron aplicadas en los demás casos; también presentados en el capítulo 4, y otras aplicaciones que se vieron durante en el desarrollo de la tesis.

Debido a que el diagrama de flujo muestra el caso general, sirve como guía para saber en que etapas serán instalados los dispositivos y sistemas complementarios. Para múltiples intervalos, se tendrán mayor número de dispositivos y accesorios, pero el orden de las etapas para implementar los sistemas esenciales será el mismo, variando solo el diseño de terminación.

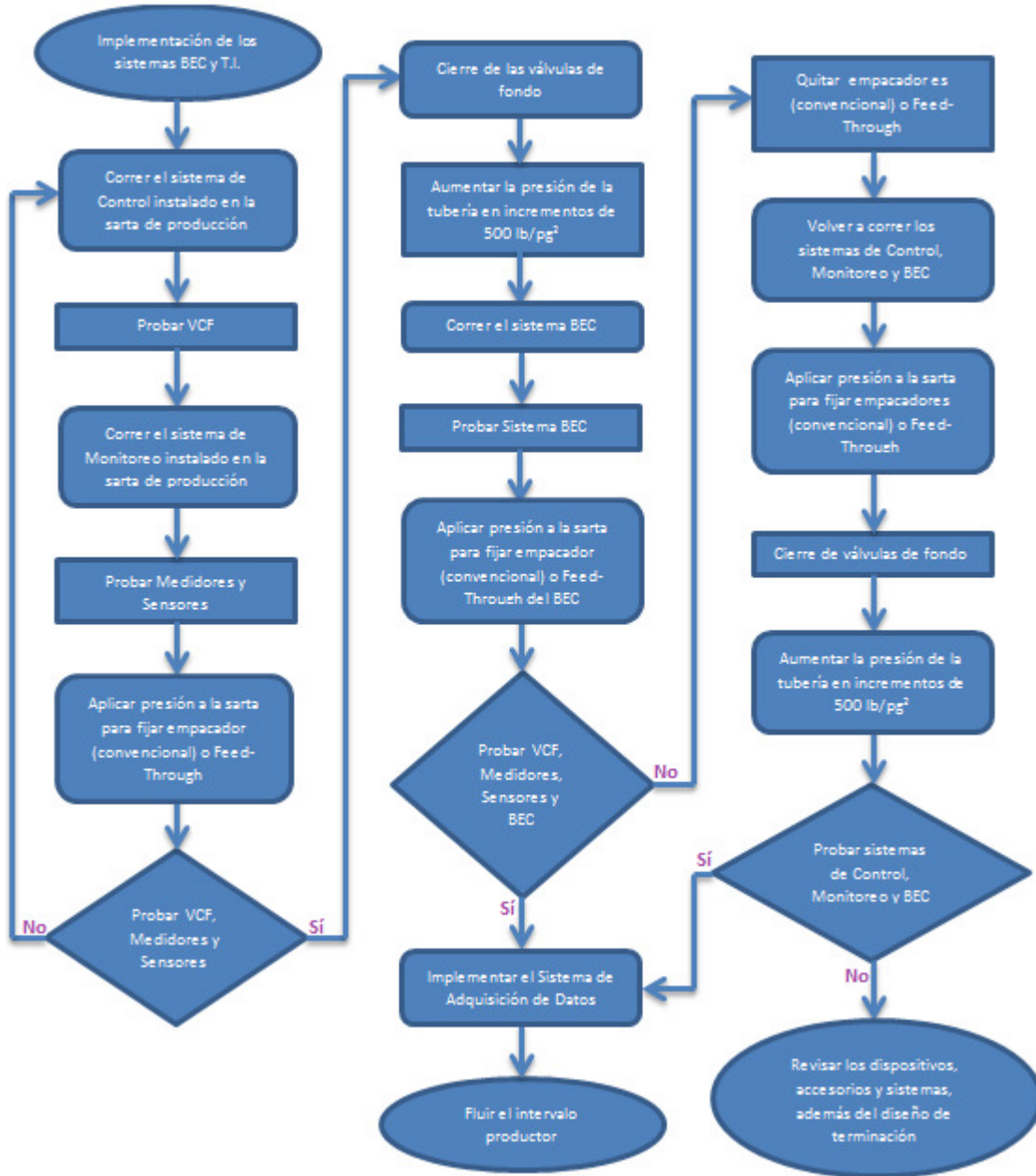


Figura 5.1 Diagrama de flujo de las etapas de implementación de los sistemas BEC y T.I.²

5.1.3 Dispositivos y Sistemas Complementarios para los sistemas BEC y T.I.-

Estos dispositivos y sistemas complementarios serán requeridos en pozos de uno o múltiples intervalos productores, que no puedan cubrir las dos principales situaciones planteadas en un principio, debido a que la terminación es más compleja o tiene requerimientos de diseño específicos. Por lo que será necesaria la adición de estos sistemas y dispositivos complementarios:

- ◆ Abrazaderas de las líneas de control.- Son utilizadas en los acoplamientos de la T.P debido a que las líneas de control son vulnerables, se utilizarán si existe riesgo de daños debido a que el D.I o D.E están reducidos o si se tienen demasiados accesorios instalados en la terminación. También son utilizadas para tener una buena distribución de las líneas de control a lo largo de la sarta con el fin de evitar que se enreden y la recuperación de estas sea ordenada.
- ◆ Actuadores.- El uso de actuadores puede llegar a ser necesario, si la terminación es compleja, lo cual usualmente es el caso en pozos de múltiples intervalos productores, y son implementados cuando se tienen demasiados aditamentos en la terminación, permitiendo la fácil conexión y desconexión de las líneas de control para reparación o cambio del sistema BEC.
- ◆ Terminación Inteligente “recuperable”.- Es recomendable en pozos de un solo intervalo debido a los pocos accesorios y dispositivos, lo cual hace una opción bastante atractiva para la terminación ya que permite la oportunidad de inspeccionar, dar servicio, reemplazar y cambiar el tamaño de los dispositivos de flujo. Por otro lado no son recomendables para terminaciones de múltiples intervalos productores, ya que los empacadores que se intalan no se anclan y tambien son recuperados; debido a esto las T.I “recuperables” no deben ser instaladas en pozos de múltiples intervalos ya que en el pozo existen secciones selladas para impedir la mezcla de fluidos, por lo que los sellos no pueden ser removidos.
- ◆ Terminación Inteligente “parcialmente recuperable”.- Ofrecen una gran ventaja ya que permite recuperar el BEC y la T.I dejando en el pozo los empacadores, sensores y dispositivos de control; en pozos de múltiples intervalos es una buena opción debido a la complejidad de retirar todas las líneas de control y dispositivos, ya que permite dejarlos en el pozo y retirar el sistema BEC y T.I para su reparación o remplazo. También es usado en pozos de un solo intervalo, e inclusive es más fácil su implementación debido a que los dispositivos y accesorios no son numerosos.
- ◆ Sistema Pod BEC.- Especialmente utilizado en pozos de múltiples intervalos productores debido a que protegen al sistema BEC de las cargas y tensiones a los que es sometido debido al peso de la T.I, además de permitir la separación de las líneas que van al BEC y las que van a la T.I; pero tiene el inconveniente que también limita el tamaño del BEC. En pozos con un solo intervalo no es comúnmente usado ya que es pequeño el tamaño de la T.I así como el número de líneas de control, debido a que no son numerosos los dispositivos y accesorios instalados. Pero en el caso de ser instalado el Pod BEC, no se restringe tanto el tamaño del BEC, gracias a que no se contarán con números accesorios y dispositivos, que nos reduzcan el espacio disponible en el interior del pozo.

- ◆ **Conexión hidráulica.**- Los conectores hidráulicos de fondo permiten desconectar y volver a conectar las líneas hidráulicas, eléctricas y ópticas cuando se recupera el sistema BEC y T.I para reparación o reemplazo, dejando a los empacadores, sensores y dispositivos de control de la T.I en el pozo; es implementado en pozos tanto de un intervalo como de múltiples intervalos, solo que en pozos de múltiples intervalos es más frecuente debido al número de líneas hidráulica, eléctricas, ópticas y químicas.
- ◆ **Inyección de químicos.**- La inyección de químicos puede darse a través de espacio anular, tubería flexible o líneas de inyección; en pozos con un solo intervalo no es común la inyección de químicos, solamente que sea para la inyección de inhibidores de corrosión o de incrustaciones. Pero en el caso de pozos de múltiples intervalos es muy común ya que se inyectan químicos para evitar la formación de parafinas, asfaltenos, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, desmulsificantes, etc.
- ◆ **Sistema SCS y SCADA.**- El SCS también se encuentra en contacto con el sistema central a través de la red SCADA, el cual también monitorea y controla el pozo a través del SCS. El monitoreo se hace a través de un Software en el cual se puede observar cualquier dato acerca del pozo. Permitiendo al operador realizar remotamente pruebas de flujo del intervalo o intervalos productores y hacer ajustes de la terminación del pozo si es necesario, sin necesidad de intervenir el pozo. En pozos de múltiples intervalos productores es especialmente útil, debido a que se tiene el control de las válvulas de fondo, las cuales regularán el flujo de los intervalos, restringiendo el corte de agua y mejorando el mantenimiento de presión.

5.2 ANÁLISIS DE LOS CUATRO EJEMPLOS DE APLICACIÓN

5.2.1 Producción de Mezclado de dos Intervalos usando Terminación de Pozos Inteligentes acoplados con BEC a través de una Herramienta de Conexión Hidráulica

Terminación del pozo propuesta.-

- ◆ La terminación del pozo propuesta es una combinación de un sistema inteligente de pozo, formada por válvulas de control de intervalo, empacadores y líneas de control, además de un sistema Pod BEC superior. Los sistemas de alta y baja se acoplan por un sistema de conexión hidráulica de fondo.

Desafíos y soluciones.-

- ◆ Se manejó la mezcla de producción de dos intervalos, mediante un solo pozo con sistema BEC, obteniendo beneficios durante el desarrollo del campo como: altos gastos de producción por pozo, ahorros en costos por la reducción del número total de pozos desarrollados, flexibilidad en la localización de las instalaciones superficiales como resultado de un tamaño mínimo.
- ◆ Debido a la existencia de fracturas naturales, las cuales comunicaban a los dos intervalos y al entorno con empuje de agua, se tendrán altos cortes de agua en los dos intervalos; con la adopción de la tecnología de pozos inteligentes mejorará el control de la extracción de fluidos y el comportamiento del frente de empuje del agua.
- ◆ El Pod BEC incorpora una cubierta de carga alrededor del BEC. Esto evita la transmisión de cualquier carga o tensión en el BEC o en el Motor durante el despliegue y reconfiguración de la terminación. Las líneas de control hidráulicas para el pozo inteligente pasan por afuera del Pod.
- ◆ El componente clave de esta terminación es el uso de la herramienta de conexión hidráulica, la cual permite conectar las líneas de control de la terminal superior que incorpora el sistema BEC con la terminal inferior, que incorpora las líneas de control de la T.I; permitiendo que el reacondicionamiento del BEC puede ser realizado sin la necesidad de recuperar la T.I.
- ◆ La estrategia de mantenimiento de presión requiere el uso de inyección de agua para adicionarle energía al yacimiento para la explotación comercial.
- ◆ La aplicación de T.I en un MCY mediante los pozos, utiliza varios pozos laterales orientados a los yacimientos en forma individual, lo cual ha demostrado proporciona la flexibilidad para el eficiente monitoreo y control de fluidos de cada yacimiento durante la mezcla de producción.
- ◆ Uno de los problema era que el intervalo superior tenía un IP de alrededor de 65 BPD/lb/pg², mientras que el intervalo inferior alcanza casi los 30 BPD/ lb/pg². La diferencia de IP de los dos intervalos significa que el intervalo superior contribuirá con mayor gasto en la mezcla de fondo, lo cual podrías causar la migración de los fluidos de un intervalo productor a otro a través de las fracturas existentes. Con los sistemas de control de fondo se evitan problemas de migración de fluidos, incremento del corte de agua, incompatibilidad de fluidos formando emulsiones o material parafínico, y permite tener un buen control para el mantenimiento de presión.

Resultados.-

- ◆ Económicamente, hay un enorme ahorro de costos que se derivan de utilizar un menor número de pozos en el desarrollo de campos con múltiples intervalos con producción de mezcla, este hecho parece bastante obvio ya que los costos de perforación y terminación siguen aumentando, especialmente en pozos costa afuera, también de manera

significativa aliviará las restricciones de ubicación de instalaciones superficiales y proporcionará medios para la explotación eficiente de campos con múltiples yacimientos.

- ◆ El sistema integrado de T.I, ha eliminado el riesgo de flujo cruzado de un intervalo a otro durante la mezcla de producción, mientras que la flexibilidad del manejo del gasto garantiza la máxima producción de aceite y la máxima recuperación de hidrocarburo de los dos intervalos productores.

5.2.2 Pozo NEIA-24 ML

Terminación del pozo propuesta.-

- ◆ Un diseño de terminación doble lateral fue seleccionado para minimizar los costos del levantamiento artificial para producir mezcla mediante los dos intervalos y maximizar la producción a través de un único sistema BEC y un sistema de T.I recuperable.
- ◆ Con el fin de maximizar costos y la complejidad de la recuperación del diseño de la T.I, se utilizó un solo empacador, un flujo radial y un flujo en la tubería (cubierta) con control de válvulas, no fueron utilizados empacadores BEC.

Desafíos y soluciones.-

- ◆ El campo fue desarrollado originalmente en 1990, en el 2002 los campos tuvieron una producción promedio por pozo horizontal de alrededor de 350 BPD con un corte de agua del 97%.
- ◆ En el 2002 la re-evaluación del trabajo en el campo, identificó 7 yacimientos nuevos sin ser tomados en cuenta. La simplicidad del diseño de terminación y la integración de la T.I con el BEC permitió que el operador explotara las reservas que aun no se habían producido y que no hubieran sido económicamente factibles de lo contrario.
- ◆ Un cambio significativo fue superar la posibilidad de la temprana entrada de agua de un lateral, lo que limitaría la producción del otro lateral y en general la recuperación final del yacimiento. Esto requiere la capacidad de estrangular cada lateral de manera independiente y manejar la producción de los dos intervalos por separado para mejorar la recuperación y acelerar la producción del aceite; una T.I combinada con BEC fue la respuesta a estos retos.
- ◆ Además del paquete de sensores del BEC para el manejo del rendimiento del mismo, un sistema dual de sensores permanentes fueron desplegados para el manejo de la producción, monitoreo y pruebas de cada lateral de manera independiente.

Resultados.-

- ◆ El primer reacondicionamiento del pozo NEIA-24 ML se realizó en Marzo del 2003, para actualizar el sistema BEC y llevar a acabo el tratamiento de estimulación mediante CT en ambos laterales. El BEC y la T.I se recuperó sin ningún problema operativo. El empacador fue reparado con nuevos elementos y el mismo equipo de T.I se instaló con éxito con el nuevo sistema BEC.
- ◆ En Agosto del 2004 se realizó un segundo reacondicionamiento debido a fallas en la cara de la arena en el (lateral - 1) y el daño resultante de la bomba BEC. Contrariamente al primer reacondicionamiento, en la terminación se encontro un taponamiento debido a la acumulación de la arena producida en el agujero del pozo. Mientras el empacador y las líneas de control fueron dañados debido a las operaciones de pesca, se encontro que otros equipos de la T.I estaban en buen estado y podían ser reutilizados si fuera necesario, sin embargo el pozo fue terminado como un solo pozo productor horizontal sin la T.I.
- ◆ La terminación y re-terminación del pozo NEIA-24 ML durante el primer reacondicionamiento demostró que el sistema BEC puede ser combinado satisfactoriamente sin recuperar la T.I. Mientras que en el segundo reacondicionamiento se destacó el riesgo asociado con los sistemas recuperables.

5.2.3 Terminación Inteligente en el Pozo Cliff Head con BEC desplegado con Tubería Flexible - incrementa la productividad y reduce los costos del ciclo de vida del pozo

Terminación del pozo propuesta.-

- ◆ Las instalaciones costa afuera tienen que ser diseñadas para asegurar que los desperdicios no serán descargados en el ambiente marino, debido a que la planta en tierra se encuentra ubicada en una reserva natural clase C.
- ◆ Consideraciones como la ubicación remota, la falta de disponibilidad de equipos de perforación, y plataforma de producción minimalista , significaba que el sistema BEC desplegado con CT tenía que ser rapido, de bajo costo y con el mínimo de intervenciones.
- ◆ Adicionalmente se cuenta con una CTU, inyección química en el fondo de inhibidores de corrosión e incrustaciones, desmulsificantes, y agua caliente, un conjunto TRSV profundas, dispositivos de ajuste de empacadores sin la necesidad de intervenciones, subestación de llenado automático que permite llenado de las tuberías con un conjunto de conexiones en la sarta y en el colgador de tuberías, con 6 penetraciones de líneas de control y perfil interno, para aterrizar y bloquear el colgador de CT.

Desafíos y soluciones.-

- ◆ La ventaja clave es el despliegue del BEC con CT mediante CTU. Esto anula los requerimientos de un costoso equipo de perforación o reacondicionamiento, y el considerable tiempo de movilización y costos asociados; ya que el equipo reside en la plataforma, ofreciendo un rápido tiempo de respuesta.
- ◆ Para permitir el control del perfil de la producción de agua y lograr la óptima recuperación de las reservas, la sección del pozo horizontal tenía que ser capaz de producir por el talón y/o la parte final del pozo de manera remota y sin intervención a pozos.
- ◆ Lo propenso del crudo para la formación de emulsiones llevó a la implementación de inyección química en el fondo al lado de la succión del BEC de inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones y desmulsificantes para proporcionar una eficiente dispersión. Y el material parafínico se atacó inyectando agua caliente a 65°C a través del espacio anular, de las válvulas de circulación y de las etapas del BEC en la T.P hasta la superficie, dando lugar a un lavado de la superficie de contacto por encima de las válvulas de circulación y dentro de las líneas de producción de flujo.
- ◆ El BEC se localiza en la parte inferior del equipo, y el motor en la parte superior, la principal ventaja es que permiten al sistema eléctrico del BEC, incluyendo el cable y las terminaciones en cada extremo, ser protegidas de la exposición a los fluidos del pozo; mientras que para prolongar la vida de la bomba, se optó por monitorear las condiciones del comportamiento del BEC a través de la presión de succión y descarga, además de monitorear la temperatura del motor.

Resultados.-

- ◆ El campo ha producido aproximadamente 3.0 millones de barriles en el primer año, lo cual estaba de acuerdo a las expectativas. Actualmente el campo produce sobre 9,500 BPD con 5 de los 6 pozos en línea.
- ◆ Se han realizado dos reparaciones de pozo CT BEC exitosas y los costos de recuperación y respuesta en marcha del BEC han demostrado estar dentro de las expectativas, con un replazo de bomba que se esperaba tomará 16 días de las operaciones de CT.
- ◆ El uso de CT BEC ha facilitado intervenciones de pozo a bajo costo y operaciones de reparación durante el tiempo de vida de la plataforma de producción CHA.
- ◆ El uso de T.I se espera que de reservas tangibles en la vida del campo.
- ◆ No se han tenido problemas de producción relacionados al crudo ceroso o emulsiones.
- ◆ En etapas tempranas de la vida de estos activos el uso de CT BEC ha probado ser una solución efectiva para reducir los costos de ciclo de vida para los desarrollos de campo que requieren ayuda para el levantamiento artificial.

5.2.4 Sistema de Pozo Inteligente con Estranguladores Hidráulicos Ajustables y Monitoreo Permanente mejora la Terminación Convencional del BEC para un Operador en el Ecuador

Terminación del pozo propuesta.-

- ◆ A los pozos nunca se le permitió fluir naturalmente y fueron terminados con un sistema BEC inmediatamente después de la perforación.
- ◆ La T.I adapta al pozo con un sistema de control superficial para operar de forma remota estranguladores hidráulicos ajustables, par de mandriles básicos de inyección de químicos, un complemento de instrumentación electrónica de fondo y mangas deslizables.
- ◆ Un sistema de adquisición de datos superficial con sensores de fondo y un SCS para el manejo de las válvulas de fondo.
- ◆ Uso de la herramienta-Y debido a que los pozos cuentan con dos intervalos productores y otros accesorios como empacadores Feed-Through de líneas de control y protectores de acoplamiento cruzados.

Desafíos y soluciones.-

- ◆ La implementación de los sistemas Pod BEC y T.I en el pozo EY-D11 de doble intervalo productor, permiten la producción de mezcla, producción acelerada e incremento en la recuperación final de crudo.
- ◆ La DNH de Ecuador, requiere que toda la producción esté localizada por intervalo productor, por lo que la producción de mezcla podría ser un problema, entonces se tomó la decisión de aplicar tecnología de pozo inteligente basado en estranguladores hidráulicos ajustables y adquisición de datos en tiempo real para alcanzar mezclas de intervalos localizados, mientras se eliminan las intervenciones, sus costos y riesgos asociados.
- ◆ El Pod BEC podía ser recuperado simplemente retirando la tubería sin remover los empacadores. El análisis nodal y de yacimiento mostró potencial para incrementar la producción al mezclar los dos intervalos: sin embargo, el agua del intervalo inferior, se espera que invada a través del pozo con el paso del tiempo.
- ◆ La producción selectiva de los dos intervalos ha sido lograda usando una herramienta-Y, la cual compensa al Pod BEC mediante un by-pass, reduciendo la sección de la T.P para propósitos de intervención; los inconvenientes de esta reducción incluyen el costo y riesgo asociados con intervención, así como el hecho de que la tubería de la zona de aislamiento debe ser reducida para alojarla en el acceso a través de la sarta.
- ◆ Los intervalos pueden ser remotamente apagados o estrangulados individualmente en el evento de conificación o invasión de agua, para reducir los reacondicionamientos y potencialmente incrementar la recuperación final del pozo.
- ◆ Para complementar el sistema hidráulico se proveyó un equipo completo de sensores de fondo compuesto de un medidor de flujo tipo Venturi de bajo costo que indica presión y temperatura, todos controlados por una unidad de adquisición de datos de superficie.

- ◆ El SCS permite registrar y grabar posiciones de estrangulamiento de forma automática para controlar de manera remota los intervalos productores, reduciendo el error humano.

Resultados.-

- ◆ Una vez escogidos los pozos candidatos, se llevó a cabo un análisis nodal, de fluidos y de yacimiento para simular los efectos de la mezcla de los dos intervalos productores. Este análisis ayudaría a determinar cual de los pozos candidatos podría beneficiarse mayormente de instalar el sistema de T.I y también ayudar a seleccionar el tipo de equipamiento a ser usado en la terminación.
- ◆ Basados en los datos de pozo provistos por Oxy, el estrangulamiento era requerido en el intervalo inferior pero no en la superior. Sin embargo, basados en algunas de las incertidumbres con los datos del intervalo superior, Oxy optó en utilizar los estranguladores en ambas zonas para agregar flexibilidad.
- ◆ El incremento de inversión es mínimo dado que el costo del equipo de T.I es pequeño comparado con el precio completo del pozo y el sistema de producción.
- ◆ La producción de mezcla de múltiples intervalos incrementa las tasas de producción, permitiendo a Oxy alcanzar las metas con pocos pozos, además de extender la vida del pozo, y con esto incrementar la recuperación final.
- ◆ El proveer mediciones de flujo en tiempo real del intervalo inferior satisfacen los requerimientos gubernamentales de localizar la producción de cada intervalo.
- ◆ El pozo EY-D11 está actualmente produciendo mezclado con un BEC del intervalo superior e inferior, ganando un incremento de 3,500 BPD sobre la terminación previa BEC de un intervalo.

5.3 FACTORES ECONÓMICOS COMPARATIVOS

Los factores económicos tradicionales son importantes para la evaluación de proyectos de pozos inteligentes. Es importante entender la diferencia entre un escenario base de terminación de pozos y las distintas opciones para el mejoramiento del rendimiento de la producción. La figura 5.2 ilustra el caso base, que consiste en un pozo productor para un intervalo determinado, usando tecnología de terminación convencional.

También muestra, escenarios alternativos que permiten al operador producir de forma simultánea desde dos zonas. Estos incluyen las opciones para perforar y terminar un segundo pozo para acceder a la segunda zona utilizando tecnología convencional o implementando tecnología de T.I para producir efectivamente los dos intervalos de interés del pozo original.

El costo y la diferencia del rendimiento de la producción, entre el caso base y estas opciones, son la base del incremento económico.

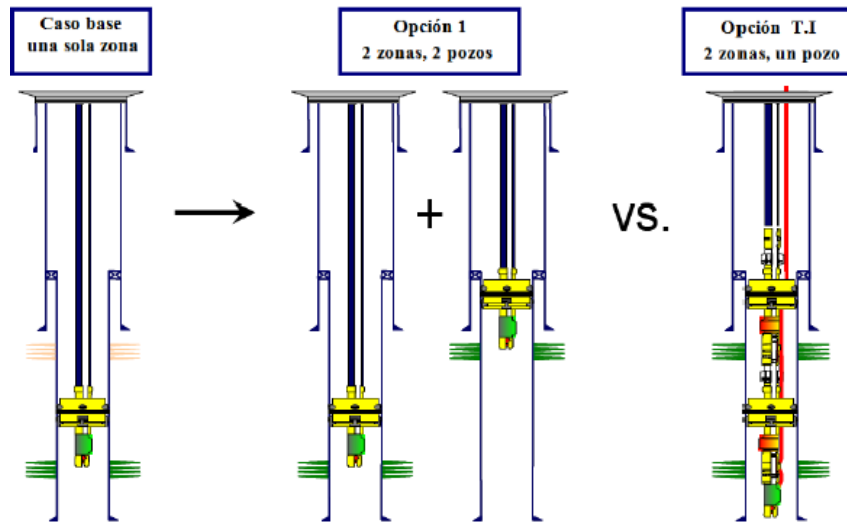


Figura 5.2 Comparación económica de alternativas en terminación¹.

5.4 TERMINACIONES INTELIGENTES: LA PROPUESTA DE VALOR

Originalmente, la principal justificación de la industria para el uso de los sistemas de pozos inteligentes fue que tenían capacidad para mitigar los costos de intervención en los pozos y el alto costo de las operaciones costa afuera. Los sistemas de pozos inteligentes ahora permiten al operador cambiar las características de flujo sin la necesidad de hacer intervenciones al pozo, incrementando así el VPN. Con el tiempo se ha visto que los sistemas de pozo inteligente reducen o eliminan los costos de intervención. El valor real reside en el flujo de efectivo y el incremento en la recuperación final, como se ve en la figura 5.3.

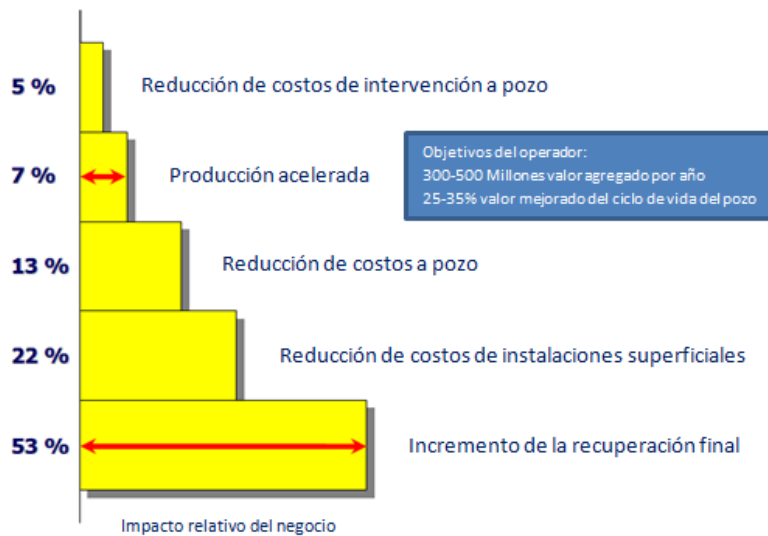


Figura 5.3 Distribución de los beneficios de las T.I.¹.

Hoy en día los operadores aplican la tecnología de T.I por cinco razones principales¹:

1. Para reducir los problemas del pozo y correcto drenado de reservas.
2. Para ahorrar en costos de instalaciones superficiales.
3. Para reducir o mitigar los costos de intervención.
4. Para acelerar la producción mediante al acceso a más intervalos de producción.
5. Para mejorar la recuperación final de reservas a través del mejoramiento de la administración de yacimientos.

La figura 5.4 muestra los beneficios que podrían esperarse de los pozos inteligentes para mejorar el flujo de efectivo sobre el ciclo de vida de los pozos. Como con la mayoría de las tecnologías avanzadas, el valor que se deriva del uso de sistemas de pozos inteligentes, debe ser evaluado sobre un caso base. Operaciones de producción de petróleo y gas, implican riesgos que están en función de eventos con cierta incertidumbre.

El uso de sistemas de pozos inteligentes ayuda a los operadores de pozos a resolver las incertidumbres y el activo manejo de riesgos. Este beneficio no es cuantificable en una evaluación económica, pero su valor está siendo reconocido a diario por los operadores de pozos inteligentes.



Figura 5.4 Mejoras en el perfil esperado del Flujo de Efectivo Neto con pozos inteligentes¹.

Referencias.

1. S.A. Sakowwski, A. Anderson, and K. Furui, Baker Oil Tools *“Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development”* Artículo de la SPE 94672, 2005.
2. Joe Ansah, SPE, Bander I. Quaimi, Mahdi A. Shehab, Fahad A. Al-Ajmi y Fahad A. Bani, SPE Saudi Aramco y Suresh Jacob, SPE WellDynamics, *“Two-Zone Commingled Production using Intelligent Well Completion coupled with ESP through a Hydraulic Disconnect Tool”* Artículo de la SPE 120303, 2009.

Conclusiones y Recomendaciones.

CONCLUSIONES

La Industria Petrolera enfrenta continuamente retos planteados por el incremento de la producción de los campos petroleros debido a las demandas de la sociedad, así como maximizar la recuperación final del yacimiento; mientras se intenta disminuir la inversión de capital, asociado a los costos de desarrollo de campos, reducir o mitigar los costos de intervenciones, ahorro en costo de las instalaciones petroleras, aceleración de producción, etc. Más importante es esto aún ya que actualmente se están enfocando los esfuerzos a instalaciones costa afuera y aguas profundas, donde la infraestructura requerida tiene un costo más elevado.

El sistema BEC implementado con tecnología de sistema de T.I, es apto para afrontar los nuevos retos que enfrenta la Industria Petrolera, retos tales como:

- ◆ Maximizar la recuperación de reservas.
- ◆ Disminuir los costos de operación y mantenimiento a pozos.
- ◆ Reducir los costos de desarrollo de pozos.
- ◆ Aceleración de la producción con estrategias de mantenimiento de presión para la maximización de reservas.
- ◆ Modificar la terminación del pozo sin la necesidad de intervenciones.
- ◆ Producción de múltiples intervalos con manejo de mezcla; cuantificando producción y reservas por intervalo.

Se ha mostrado que el sistema BEC acoplado con el sistema de T.I nos permite mejoras en la optimización de la producción y en la recuperación final del hidrocarburo; esto gracias a que el sistema BEC es apropiado para el manejo de altos gastos de producción desde grandes profundidades, para pozos con altos porcentajes de agua y baja RGL. Además el uso de sistemas de T.I nos permite monitorear y controlar en tiempo real, la terminación del pozo de manera remota, sin la necesidad de intervenir el pozo.

A continuación se presentan las principales aportaciones al desplegar el sistema BEC con el sistema de T.I:

1. La T.I mejora las condiciones de operación de los equipos de pozo y del sistema BEC, incrementando su eficiencia y alargando su vida productiva.
2. En caso de tener una terminación múltiple, con intervalos heterogéneos las T.I permiten la producción de mezcla o la producción individual de intervalos.

3. Debido a que las T.I permite rediseñar la terminación de manera remota, es posible estrangular las VCF de los intervalos productores, para optimizar la producción del hidrocarburo y mejorar el mantenimiento de presión de los yacimientos, permitiendo así prolongar el tiempo de vida del pozo e incrementar la recuperación final del hidrocarburo.
4. Para pozos con problemas de avance de agua y/o gas, la implementación de las T.I ayudará a la optimización de la producción de hidrocarburo, además de la disminución de equipo adicional en superficie para el tratamiento de estos problemas.
5. Los sistemas de monitoreo y control, detectarán y solucionarán los problemas de arenamiento, incrustaciones, depositación de parafinas y/o asfaltenos, alargando la vida del sistema BEC y mejorando las condiciones de producción del pozo.
6. Para yacimientos con alta productividad, el sistema BEC desplegado con T.I es una buena alternativa, ya que el sistema BEC permite la producción de altos gastos, y la T.I permite optimizar la producción de hidrocarburos. Adicionalmente se reducirán los costos de intervención y los costos de mantenimiento a pozo.
7. En el caso de que el sistema BEC tenga que ser cambiado o reparado, la herramienta de conexión hidráulica, permite retirar el sistema BEC del pozo, dejando en el lugar al sistema de T.I, con el fin de facilitar y reducir los tiempos de intervención.
8. El conocer los factores de desarrollo del sistema BEC y T.I, permiten detectar y prevenir problemas en la instalación de los sistemas BEC y T.I, además de planear intervenciones futuras.
9. La metodología de implementación del sistema BEC y T.I, nos da una idea general de las etapas de desarrollo de la terminación, para la planeación del diseño de terminación más eficiente y económica.
10. Se reducen los costos operacionales debido a que el pozo es controlado en tiempo real y de manera remota, lo que permite tener una respuesta inmediata y sin costos de intervención, al rediseñar la terminación desde la superficie.
11. Reducciones importantes en el costo de capital debido a la reducción del número de pozos perforados para el desarrollo de campos, de tal modo que se reducen los costos de perforación, terminación (cementación y perforación) y los costos en tuberías (T.P y T.R); ya que con el sistema de T.I es posible producir múltiples intervalos.

El diseño de implementación de un sistema de T.I implica tener un buen entendimiento de los problemas y desafíos en cada fase del proyecto. Dichos desafíos se abordarán mediante un análisis y evaluación, tomando en cuenta los problemas que puedan afectar la instalación de la terminación. Estos desafíos pueden ir desde la identificación y selección del pozo candidato para la terminación, hasta la instalación del sistema en el pozo.

El rango de aplicación del sistema BEC desplegado con T.I, no solo se limita en áreas terrestres o marinas, sino que con los avances tecnológicos el mayor beneficio se da en pozos de aguas profundas y ultra profundas; ya que cuenta con mucha flexibilidad, desde altos gastos de producción, hasta permitir el rediseño de la terminación en tiempo real y de manera remota.

RECOMENDACIONES

1. Para la explotación de múltiples yacimientos, las T.I son aptas debido a que disminuyen los costos, al reducir el número de pozos, permitiendo el control de cada intervalo en tiempo real y de manera remota.
2. Del mismo modo para reservas marginales, el uso de T.I ofrece la posibilidad de que con un solo pozo se tengan múltiples intervalos productores, haciendo rentables reservas que de otra manera no serían desarrolladas.
3. En pozos donde el fluido esté cerca de la presión de burbuja, las T.I ofrecen la posibilidad de estrangular los intervalos productores, para mejorar el mantenimiento de presión, de tal manera que si se excede un poco este punto de burbuja, puede llegar a ser benéfico para el BEC debido a que disminuirá la carga de la columna de fluido y llegarán con mayor facilidad a superficie.
4. En instalaciones costa afuera donde es difícil y costosa la realización de intervenciones, las T.I dan la posibilidad de monitorear y controlar el pozo en tiempo real y de manera remota, permitiendo al operador rediseñar la terminación desde cualquier lugar gracias al sistema de control local o al sistema central del campo SCADA.
5. Instalar un BEC desplegado con T.I desde un inicio de la explotación mejorará el diseño de la terminación, permitiendo optimizar la producción y la recuperación final del hidrocarburo. De otra manera puede tener impedimentos de instalación debido al diseño del pozo, e inclusive puede que no se puedan instalar los sistemas.
6. Antes de diseñar e instalar un sistema BEC desplegado con T.I es conveniente hacer una evaluación técnico-económica del potencial del pozo, simulando escenarios de producción con los posibles problemas que puedan presentarse, tomando en cuenta estudios como: técnicos, ambientales, infraestructura, seguridad y económicos. Esta tesis servirá como medio para reconocer a gran escala los beneficios que se tienen al implementar el sistema BEC desplegado con T.I para el aumento de producción y recuperación final del hidrocarburo en distintos ambientes de explotación.
7. Debido a los nuevos retos que enfrenta la Industria Petrolera, es de vital importancia optimizar la producción de hidrocarburos, así como maximizar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos, más aun si se trata de retos como las instalaciones costa afuera, donde es difícil y costoso las intervenciones a pozo. La instalación de sistemas BEC

desplegado con T.I mejorará las condiciones de extracción, debido al monitoreo y control que se tiene del pozo en tiempo real y de manera remota.

8. La tesis sirve como una iniciativa en el uso de nuevas tecnologías para la industria petrolera, en este caso la implementación del sistema BEC desplegado con T.I, para la explotación y desarrollo de pozos. Se debe aprovechar en México el potencial que tienen estas tecnologías, ya que mejoran la vida productiva de los pozos, mediante una sola inversión. La eficiencia y el rango de uso de estos sistemas se incrementará conforme se desarrollen las tecnologías en el tiempo.

NOMENCLATURA

SAP	Sistema Artificial de Producción.
T.P	Tubería de Producción.
T.R	Tubería de Revestimiento.
RGA	Relación Gas-Aceite.
S.L	Sarta Larga.
S.C	Sarta Corta.
IP	Índice de Productividad.
IPR	Inflow Performance Relationship; Relación de Comportamiento de Afluencia.
p_b	Presión de Burbuja.
p_{wf}	Presión de Fondo Fluyendo.
P_{ws}	Presión Estática.
BFPD	Barrels of Fluid Per Day; Barriles de Fluido Por Día.
RGL	Relación Gas-Líquido.
BHP	Bottom Hole Pressure; Presión de Fondo.
ppm	Parte por millon.
API	American Petroleum Institute.
BPD	Barriles Por Día.
bbl	Barriles.
BN	Bombeo Neumático.
BNC	Bombeo Neumático Continuo.
BNI	Bombeo Neumático Intermitente.
R_s	Relación de Solubilidad.
BH	Bombeo Hidráulico.

BEC	Bombeo Electrocentrífugo.
PVT	Presión-Volumen-Temperatura.
CDT	Carga Dinámica Total.
NE	Número de Etapas.
ρ_r	Densidad Relativa.
D.E	Diámetro Exterior.
D.I	Diámetro Interior.
T.I	Terminación Inteligente.
TFL	Through Flow Line.
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition.
VPN	Valor Presente Neto.
VSD	Variable Speed Drive; Variadores de Velocidad.
MFP	Medidor de Fondo Permanente.
VCF	Válvula Controladora de Flujo.
VSSSCS	Válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie.
VSSSCF	Válvula de seguridad subsuperficial controlada en el fondo.
STD	Sensores de Temperatura Distribuida.
SCS	Sistema de Control Superficial.
SC	Sistema de Control.
MCY	Máximo Contacto del Yacimiento.
BECDTF	BEC Desplegado con Tubería Flexible.
SSD	Subsurface Safety Devices; Dispositivos de Seguridad Subsuperficial.
CT	Coiled Tubing; Tubería Flexible.
CHA	Cliff Head Alpha.
ASP	Arrowsmith Stabilisation Plant; Planta Estabilizadora.
HDD	Horizontal Directionally Drilled; Perforación Direccional Horizontal.

CTU	Coiled Tubing Unit; Unidad de Tubería Flexible.
BHA	bottom hole assembly.
PBR	Polished Bore Receptacle; Receptáculo Pulido.
WAT	Wax Appearance Temperature.
TRSV	Tubing Retrievable Safety Valve; Válvulas de Seguridad Recuperables.
CI	Chemical Injection; Inyección Química.
BOP	Blow Out Preventor.
LV	Lubricator Valve; Lubricador de la Válvula.
THRT	Tubing Hanger Running Tool; Herramienta de Funcionamiento del Colgador de Tubos.
BPV	Back-Pressure Valve; Válvula de Contrapresión.
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos.
TEC	Tubular Encased Conductor.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ramírez Sabag, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares. *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007, 354 p.
2. M.I. Lucero Aranda, Felipe de Jesús *“Apuntes de sistemas artificiales de producción”* Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
3. M.I Gómez Cabrera, José Ángel *“Producción de pozos 1”* Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
4. Clegg J.D., Bucaram S.M. and Hein Jr N.W. *“New recommendations and comparisons for artificial lift method selection”* Artículo de la SPE 24834, 1992.
5. Schlumberger, *“Artificial lift for high-volume productions”*,
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors99/spr99/lift.ashx
6. Weatherford, *“Pumping units”*, <http://www.weatherford.com/dn/WWW018972>
7. Weatherford, *“Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga”*,
<http://www.weatherford.com/Products/Production/ReciprocatingRodLift/Long-StrokeUnits/>
8. Schlumberger, Mark of Schlumberger *“Electric submersible pump”*,
http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible.aspx
9. Weatherford, Company Weatherford, *“Electric Submersible Pumping”*,
<http://www.weatherford.com/Products/Production/>
10. Ing. Marto Ramírez *“Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting”* ESP Oil International Training Group, Venezuela, 2004.
11. Ing. Díaz Zertuche, Héctor Jesús *“Bombeo electrocentrífugo sumergido”*, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2002.
12. Clark E. Robison, Halliburton Energy Services *“Overcoming the Challenges Associated with the Life Cycle Management of Multilateral Wells: Assessing Moves Towards the (Intelligent Well)”* Artículo de la OTC 8536, 1997.

13. S.A. Sakowwski, A. Anderson, and K. Furui, Baker Oil Tools *“Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development”* Artículo de la SPE 94672, 2005.
14. V. Kavle, S. Elmsallati, E. Mackay, and D. Davies, Heriot-Watt U *“Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management”* Artículo de la OTC 100112, 2006.
15. Wiggins, M.L. y Startzman, R.A. *“An approach to Reservoir Management”* Artículo SPE 20747, 1990.
16. Satter *“Reservoir Management Training: An Integrated Approach”* Artículo SPE 20752, 1990.
17. J.K. Martinez y M.R. Konopczynski *“Integrate Reservoir Management in an Intelligent Well Environment”* Artículo SPE 77853, 2002.
18. Michael Konopczynski, Arashi Ajayi y Leigh-Ann Russell *“Intelligent Well Completion: Status and Opportunities for Developing Marginal Reserves”* Artículo SEP 85676, 2003.
19. G. Naldrett y D. Ross *“When Intelligent Wells are Truly Intelligent, Reliable, and Cost Effective”* Artículo OTC 17999, 2006.
20. M.A. Ali y M. Shafiq *“Integrating ESPs with Intelligent Completion: Options, Benefits and Risks”* Artículo SPE 120799, 2008.
21. P.M. Bogaert, W. Yang, H.C. Meijers, J.C.M. Van Dongen *“Improving Oil Production Using Smart Fields Technology in the SF30 Satellite Oil Development Offshore Malaysia”* Artículo OTC 16162, 2004.
22. R. Puckett y M. Solano *“Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador”* Artículo SPE 88506, 2004.
23. J. Goiffon y D. Gualtieri *“Fiber-Optic Real-Time Distributed Temperature Sensing Provides Improved Management for Heavy-Oil Production Environments”* Artículo OTC 18140, 2006.
24. Jackson V.B, *“First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico”* Artículo OTC 11928, 2000.
25. Welldynamics, Halliburton, 2009 *“Interval control valve”*, <http://www.halliburton.com/ps/>
26. Joel Shaw, Halliburton, *“Comparison of Downhole Control System Technologies for Intelligent Completions”* Artículo CSUG/SPE 147547, 2011.

27. M. Nadri Pari, SPE, Iran Petroleum University of technology, A.H. Kabir, SPE, Curtin University of technology, S. Mahdia Motahhari, Turaj Behrouz, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), *“Smart well-Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured Reservoir”* Artículo SPE 126093, 2009.
28. Alexey Khrulenko, Anatoly B. Zolotukhin, SPE, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, *“Approach for Full Field Scale Smart Well Modeling and Optimization”* Artículo SPE 149926, 2011.
29. Schlumberger, Mark of Schlumberger, *“Subsurface safety valve”*, www.slb.com/artificiallift
30. Joe Ansah, SPE, Bander I. Quaimi, Mahdi A. Shehab, Fahad A. Al-Ajmi y Fahad A. Bani, SPE Saudi Aramco y Suresh Jacob, SPE WellDynamics, *“Two-Zone Commingled Production using Intelligent Well Completion coupled with ESP through a Hydraulic Disconnect Tool”* Artículo de la SPE 120303, 2009.
31. Chris Way, Roc Oil; Simon Daniel, Roc Oil; Elsbeth Bird, Advanced Well Technologies; Jason Jordan, Advanced Well Technologies; Victor J. Guatelli, Advanced Well Technologies; Justin M. Bettridge, Advanced Well Technologies *“Cliff Head Intelligent Completion With Coiled Tubing Deployed ESP—Increased Production, Reduced Life-cycle Cost”* Artículo de la SPE 108381, 2007.