



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“APLICACIÓN DE TERMINACIONES INTELIGENTES
EN SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

GARCÍA ORTIZ JUAN

DIRECTOR DE TESIS:

M.I FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA



México D.F. Ciudad Universitaria, Junio 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA	<i>[Firma]</i> 3 junio/2011
Vocal	M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA	<i>[Firma]</i> 2/ junio/2011
Secretario	DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO	<i>[Firma]</i> 6 junio/2011
1o. suplente	M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA	<i>[Firma]</i> 2/ junio/2011
2o. suplente	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA	<i>[Firma]</i> 3/ junio/2011

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional del señor GARCIA ORTIZ JUAN registrado con número de cuenta 30320119-5 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir del momento en que ustedes acusen recibo de esta notificación. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entenderá que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 31 de Mayo de 2011.

EL DIRECTOR

[Firma manuscrita]
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

AGRADECIMIENTOS

A DIOS

El ser que le debo todo y que gracias a el tengo la oportunidad de ser un profesionista, se que todo lo que has hecho es para mi bien y para hacerme entender que la vida no es solo tener sino comprender porqué tenemos. Gracias por la oportunidad de nacer en una maravillosa familia y por conocer a todas aquellas personas que me han ayudado a salir adelante, gracias por ser un amigo, un padre y maestro y darme la fuerza que necesite en los momentos dificiles. También gracias a todos aquellos ángeles que están en la tierra y me sirvieron de consuelo y apoyo cuando más lo necesite. ¡*Gracias seres de dios, mis mimigos!*

A MI FAMILIA

A mis padres: Juan García Reyes y María del Refugio Ortiz Colula, gracias por todo su cariño, comprensión, esfuerzo, dedicación, me han permitido alcanzar una meta tan grande que desde niño había soñado, gracias por apoyarme, comprenderme y sobre todo por darme la oportunidad de vivir y ser su hijo. Madre eres un ángel de dios una protectora un ser tan maravilloso que nunca se podrá igualar, gracias por cuidarme, aconsejarme y por reír y llorar conmigo gracias por todo. Padre que puedo decirte si el responsable de que yo este donde estoy por tu esfuerzo que día a día hiciste desde el momento que nací, gracias por tu apoyo, comprensión y sobre todo por enseñarme hacer un luchador y no darme por vencido, gracias por tu esfuerzo y darme la oportunidad de darme una carrera muchas gracias. A los dos mi completo agradecimiento no solo lo demostraré en estas líneas, sino será para toda la vida y lo demostraré. ¡GRACIAS PAPAS, LOS QUIERO CON TODO MI CORAZON!

A mis hermanas: Laura, Patricia y Mariana, gracias por apoyarme cuando más lo necesitaba y darme ánimos para seguir adelante, gracias por brindarme su cariño y por los bellos momentos juntos de diversión y locuras perdonen mis errores y mis tonterías, pero cuentan con un hermano que las quiere y las apoyará en los momentos dificiles al igual que ustedes me han apoyado. Animo hermanas si se puede, las quiero y siempre estaré cuando me necesiten al igual que ustedes estarán en mi corazón. ¡GRACIAS HERMANAS LAS ADORO!

A mi prima: Juanita gracias prima por apoyarme, cuidarme y estar conmigo en los momentos dificiles eres otro ángel que dios nos mando, más que una prima eres como una segunda madre, gracias por tus cuidados y preocuparte por mi, por tu dedicación y por todo el amor que me has dado siempre estaré agradecido contigo muchas gracias prima. ¡GRACIAS PRIMA TE QUIERO MUCHO!

A MIS SINODALES Y PROFESORES

Gracias a mi tutor de tesis M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda por ayudarme a realizar esta tesis, por brindarme su amistad y sobre todo por sus consejos, es usted una gran persona y un buen ingeniero gracias por todo ingeniero. También gracias a mis sinodales y profesores:

- M.I José Ángel Gómez Cabrera
- Dr. Edgar Ramírez Jaramillo
- M.I Tomas Eduardo Pérez García
- Ing. Israel Castro Herrera
- Dr. Rafael Rodríguez Nieto

Gracias por sus consejos, por su amistad, por su confianza y por compartir su sabiduría y su experiencia conmigo que me servirá durante toda mi vida profesional y humana. ¡Muchas Gracias profesores!

A MIS AMIGOS

De la Facultad de Ingeniería:

- Elvia Briselda Pacheco
- Gerardo Thonatiu Estrada
- Alejandro Álvarez
- Enrique Trujillo
- Luis Antonio Escobar
- Daniel Hernández
- Enrique Daniel Contreras
- Cesar Villegas
- Erik Torres
- Gabriel Alfaro
- Ricardo Herrera

De la Preparatoria No 7:

- Eduardo Jeremy Toquero
- Mario Alberto Álvarez
- Alejandro Gudiño
- Erick Ambrosio

De la Secundaria No 98:

- Daniel Faustino
- Mario
- Alfredo Martínez

Muchas gracias por todos los momentos que compartidos juntos, gracias por enseñarme la palabra amistad y darme momentos de alegría. Gracias amigos por permitirme ser su amigo y compartir un poco de su personalidad conmigo, siempre contarán con una persona que los apoyará, por que saben los amigos son eternos y yo siempre estaré cuando me necesiten. ¡GRACIAS A TODOS!. Por ultimo gracias a todas aquellas ilusiones y sueños que en algún momento tuve y que ahora se que se convirtieron en los escalones para alcanzar la meta muchas gracias. *Semper in medullis!*

ÍNDICE	Página
Lista de figuras	v
Lista de tablas	viii
INTRODUCCIÓN	x
1. Fundamentos de los Sistemas Artificiales de Producción	1
1.1 Definición de un Sistema Artificial de Producción.....	2
1.2 Limitaciones de los Sistemas Artificiales de Producción.....	4
1.3 Bombeo Neumático	9
1.3.1 Tipos de Bombeo Neumático.....	11
1.3.2 Tipos de válvulas para el Bombeo Neumático.....	13
1.3.3 Limitaciones en los tipos de Bombeo Neumático.....	14
1.3.4 Equipo Superficial	14
1.3.4.1 Árbol de válvulas.....	15
1.3.4.2 Conexiones superficiales	16
1.3.4.3 Válvulas de control.....	17
1.3.4.4 Válvulas de retención	17
1.3.4.5 Otros equipos superficiales.....	18
1.3.5 Equipo subsuperficial	19
1.3.5.1 Tubería de producción	19
1.3.5.2 Válvulas de inyección de gas.....	19
1.3.5.3 Empacadores.....	21
1.3.5.4 Accesorios para equipo Subsuperficial.....	21
1.4 Bombeo Mecánico	22
1.4.1 Unidad de bombeo mecánico.....	23
1.4.1.1 Unidades de bombeo mecánico tipo balancín.....	23
1.4.1.2 Bombeo Mecánico tipo hidroneumático.....	25
1.4.2 Mecanismos superficiales	25
1.4.3 Motor principal	26
1.4.4 Reductor de engranes.....	27
1.4.5 Varillas de succión.....	27
1.4.6 Bomba subsuperficial	27
1.4.7 Tubería de producción	29
1.5 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	30
1.5.1 Equipo Superficial	31
1.5.2 Equipo Subsuperficial.....	32
1.5.2.1 Motor eléctrico	32

1.5.2.2 Protector.....	33
1.5.2.3 Separadores de gas.....	33
1.5.2.4 Bomba centrífuga sumergible.....	34
1.5.2.5 Cable conductor eléctrico.....	35
1.6 Bombeo Hidráulico.....	36
1.6.1 Tipos de Bombeo Hidráulico.....	38
1.6.2 Sistema de inyección del fluido motriz.....	38
1.6.3 Equipo superficial.....	39
1.6.4 Equipo Subsuperficial.....	41
1.6.4.1 Bomba subsuperficial.....	42
1.6.4.2 Accesorios.....	43
1.7 Cavidades Progresivas.....	44
1.7.1 Equipo superficial.....	45
1.7.2 Equipo subsuperficial.....	47
1.7.2.1 Bomba.....	47
1.7.2.2 Sarta de Varillas.....	50
1.7.2.3 Accesorios.....	50
1.8 Sistemas híbridos.....	51
1.8.1 Definición de Sistemas Híbridos.....	51
1.8.2 Tipos de sistemas híbridos.....	52
Referencias.....	56
2. Generalidades de las Terminaciones Inteligentes.....	57
2.1 Historia de las terminaciones inteligentes.....	58
2.2 Historia y desarrollo tecnológico.....	61
2.3 Auto, natural o in-situ Bombeo Neumático.....	66
2.4 Historia de las terminaciones inteligentes en México.....	69
2.5 Evolución de las Terminaciones Inteligentes.....	73
2.6 Aplicaciones de las terminaciones inteligentes.....	76
2.6.1 Producción en diferentes zonas.....	76
2.6.2 Aislamiento de las zonas con invasión de agua o gas.....	78
2.6.3 Producción para campos marginales.....	79
2.6.3.1 Definición de mezclado para sistemas inteligentes.....	80
2.6.4 Control de flujo de inyección.....	83
2.6.5 Otras aplicaciones sobre el manejo del pozo.....	83

2.6.5.1 Problema de incrustaciones en las tuberías.....	83
2.7 Beneficios en las instalaciones con terminaciones inteligentes	86
2.8 La planeación en la instalación de un terminación inteligente.....	92
Referencias.....	94
3. Bombeo Neumático Auto, Natural o In-situ	95
3.1 Definición de Auto Bombeo Neumático	96
3.2 Identificación del pozo candidato para una terminación inteligente	100
3.3 Elementos de un pozo inteligente.....	101
3.4 Módulos del equipo superficial de un sistema inteligente.....	104
3.5 Equipo superficial en el sitio del pozo.....	107
3.5.1 Fuentes de alimentación.....	107
3.5.1.1 Sistema Eléctrico	108
3.5.1.2 Sistema Hidráulico.....	109
3.6 Sistema de control del pozo inteligente	113
3.7 Sistema de supervisión del campo.....	116
3.8 Características y beneficios de los equipos superficiales	118
3.9 Cabezal de pozo.....	121
3.10 Equipo subsuperficial de un sistema inteligente.....	122
3.10.1 Flatpacks	124
3.10.2 Abrazaderas a las líneas de control y protectores	125
3.10.3 Sensores de Fondo	126
3.10.4 Dispositivos de aislamiento zonal.....	128
3.10.5 Sistemas de control de fondo	130
3.10.6 válvula controladora de intervalo (Válvula Auto BN).....	133
Referencias	135
4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con Terminaciones Inteligentes ..	136
4.1 Definición de BEC con terminaciones inteligentes	137
4.1.1 Beneficios de integrar BEC con Terminaciones inteligentes.....	138
4.2 Desafíos de integrar terminaciones inteligentes con BEC.....	138
4.2.1 Métodos para combinar TI con sistemas BEC.....	139
4.2.1.1 Terminaciones inteligentes parcialmente recuperables.....	140
4.2.1.2 Actuadores	141
4.3 Consideraciones para instalar un BEC con terminaciones inteligentes.....	142

4.4 Equipo superficial del BEC con terminaciones inteligentes.....	143
4.4.1 Equipo superficial del	143
4.4.1.1 Variador de frecuencia.....	144
4.4.1.2 Equipo complementario	146
4.4.2 Equipo superficial de la terminación Inteligente	147
4.4.3 Sistema de monitoreo en tiempo real.....	150
4.4.4 Cabezal del pozo.....	151
4.5 Equipo Subsuperficial del BEC con Terminaciones Inteligentes.....	152
4.5.1 Equipo subsuperficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.....	153
4.5.1.1 Bomba Electrocentrífuga	153
4.5.1.2 Tipos de diseño de la bomba.....	155
4.5.1.3 Sensores instalados en la bomba.....	156
4.5.1.4 Cable del BEC	157
4.5.1.5 Equipo complementario.....	158
4.5.2 Equipo Subsuperficial de la Terminación inteligente.....	159
4.5.2.1 Flatpack y abrazaderas.....	160
4.5.2.2 Sensores de fondo	160
4.5.2.3 Medidor permanente de cuarzo.....	161
4.5.2.4 Medidor permanente de fibra óptica	164
4.5.2.5 Medidores de flujo y sistema de inyección químico.....	166
4.5.2.6 Empacadores.....	167
4.5.2.7 Válvula controladora de flujo	169
4.5.2.8 Válvula controladora de flujo binaria	169
4.5.2.9 Válvula controladora de posicionamiento discreto.....	171
4.5.2.10 Válvula controladora de variable infinita.....	173
4.5.2.11 Válvulas de seguridad Subsuperficiales.....	175
Referencias	177
5. Aplicaciones de la Terminaciones Inteligentes con Sistemas Artificiales .	178
5.1 Instalación de una terminación inteligente con un Auto BN.....	179
5.1.1 Antecedentes del campo Abqaiq.....	179
5.1.2 Problemas de producción del campo Abqaiq.....	180
5.1.3 Alternativas para mejorar la producción.....	180
5.1.4 Diseño de la T.I y del Auto BN	181
5.1.4.1 Diseño del estrangulador para ajuste de gas.	184

5.1.5 Resultados obtenidos	187
5.2 Instalación de una terminación inteligente con un BEC.....	190
5.2.1 Antecedentes del campo Eden-Yuturi	190
5.2.2 Problemas de producción del campo Eden-Yuturi	191
5.2.3 Alternativas para mejorar la producción.....	193
5.1.4 Diseño de la T.I y del BEC	194
5.2.5 Resultados obtenidos	200
5.3 Instalación de una terminación inteligente en aguas profundas	203
5.3.1 Antecedentes del campo NA Kika.....	203
5.3.2 Problemas de producción del campo Na Kika.....	203
5.3.3 Alternativas para mejorar la producción.....	205
5.3.4 Diseños de las terminaciones convencional e inteligente	206
5.3.5 Resultados obtenidos	209
Referencias	210
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	211
Nomenclatura.....	216
BIBLIOGRAFÍA	218

LISTA DE FIGURAS	Página
Figura 1.1 Partes fundamentales del Bombeo Neumático.....	10
Figura 1.2 Bombeo Neumático Continuo.....	12
Figura 1.3 Bombeo Neumático Intermitente	13
Figura 1.4 Medio árbol de válvulas	15
Figura 1.5 Válvulas de control de flujo tipo bola	17
Figura 1.6 Válvulas de retención.....	17
Figura 1.7 Equipos superficiales	18
Figura 1.8 Válvula recuperable	20
Figura 1.9 Empacadores recuperables.....	21
Figura 1.10 Geometrías del Bombeo Mecánico	24
Figura 1.11 Mecanismos Superficiales.....	26
Figura 1.12 Bomba insertada en la tubería de producción	28
Figura 1.13 Unidad de Bombeo Electrocentrífugo.....	30
Figura 1.14 Bomba Centrifuga para BEC.....	35
Figura 1.15 Cable Conductor Eléctrico	36

Figura 1.16 Bombeo Hidráulico tipo Pistón y tipo Jet	37
Figura 1.17 Componentes principales de un Bombeo Hidráulico	40
Figura 1.18 Proceso del fluido motriz	41
Figura 1.19 Unidad de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	45
Figura 1.20 Dispositivos superficiales del BCP	47
Figura 1.21 Bomba Subsuperficial	48
Figura 1.22 Geometrias de la Bomba	49
Figura 1.23 Sistema combinado BEC y BN.....	53
Figura 1.24 Sistema BCPE	53
Figura 2.1 Ubicación del primer pozo inteligente	60
Figura 2.2 Plataforma TLP	60
Figura 2.3 Ubicación del primer sistema inteligente con instalaciones eléctricas.....	62
Figura 2.4 Diseño final del primer sistema inteligente eléctrico	65
Figura 2.5 Válvula Controladora de flujo.....	68
Figura 2.6 Ubicación del campo Cantarell	69
Figura 2.7 Utilización del casquete de gas como una fuente de energía	70
Figura 2.8 Flujo de gas controlado por una válvula auto BN.....	71
Figura 2.9 Válvula inteligente	72
Figura 2.10 Sistema Convencional.....	74
Figura 2.11 Sistema Inteligente.....	74
Figura 2.12 Principales avances en las áreas de la industria petrolera	75
Figura 2.13 Producción en diferentes zonas con una válvula reguladora de flujo	76
Figura 2.14 Sensor y empacadores de fondo	77
Figura 2.15 Una VCF aislando las zonas con invasión de agua.....	78
Figura 2.16 Producción en dos intervalos con un sistema inteligente.....	81
Figura 2.17 Problemas de incrustaciones en la T.P	84
Figura 2.18 Aseguramiento de flujo usando VCF.....	85
Figura 2.19 Equipo marino con sistemas inteligentes	87
Figura 2.20 Comparación económica de alternativas terminaciones	88
Figura 2.21 Sistema de supervisión y adquisición de datos	90
Figura 2.22 Definición de un sistema inteligente	92
Figura 2.23 Metodología para el desarrollo de un sistema inteligente	93
Figura 3.1 Bombeo Neumático y Auto Bombeo Neumatico.....	97
Figura 3.2 Válvula Auto-BN y equipo de fondo	98
Figura 3.3 Evaluación de un sistema de pozo inteligente.....	101

Figura 3.4 Elementos para la optimización de los Sistemas Inteligentes	102
Figura 3.5 Elementos básicos de una terminación inteligente.....	104
Figura 3.6 Equipo superficial y sistema de comunicación de una T.I	105
Figura 3.7 Módulos del sistema de control de un Pozo Inteligente.....	106
Figura 3.8 Unidad del Generador Termoeléctrico	108
Figura 3.9 Esquema del sistema de energía básico para un Sistema Inteligente	109
Figura 3.10 Típica instalación de un Sistema hidráulico superficial	110
Figura 3.11 Gabinete del sistema hidráulico de superficie y MSH	111
Figura 3.12 Modulo Controlador de Pozo	111
Figura 3.13 Sistema Hidráulico Superficial, Acumuladores y Sistema de Supervisión	112
Figura 3.14 Aplicación del sistema de supervisión de un Pozo Inteligente	113
Figura 3.15 Diseño del sistema de comunicación superficial.....	115
Figura 3.16 Interfaz entre SHS y el Sistema de Supervisión del servidor.....	117
Figura 3.17 Sistemas de arboles en aguas profundas	121
Figura 3.18 Equipo subsuperficial de una terminación inteligente	123
Figura 3.19 Flatpack.....	124
Figura 3.20 Abrazadera y protector.....	125
Figura 3.21 Clasificación general de los empacadores.....	128
Figura 4.1 BEC dentro de la T.P	139
Figura 4.2 Conector hidráulico	140
Figura 4.3 Sistema BEC POD	140
Figura 4.4 Funcionamiento de un actuador	142
Figura 4.5 Variadores de frecuencia de la compañía Schlumberger	144
Figura 4.6 Equipo complementario superficial del BEC.....	146
Figura 4.7 Equipo superficial de una T.I instalado con un BEC	149
Figura 4.8 Sistema de monitoreo en tiempo real	150
Figura 4.9 Distribución y comunicación de líneas de la T.I y del sistema BEC	151
Figura 4.10 Equipo subsuperficial de un BEC y una T.I.....	152
Figura 4.11 Bomba Electrocentrífuga y etapa de una bomba.....	153
Figura 4.12 Tipos de diseños de la Bomba Sumergible	155
Figura 4.13 Herramienta de monitoreo de la marca Phoenix* Schlumberger	157
Figura 4.14 Cable conductor del BEC.....	158
Figura 4.15 Líneas hidráulicas distribuidas en un flatpack	160
Figura 4.16 Partes de un medidor de presión/temperatura	161
Figura 4.17 Medidor de presión permanente y mandril	162
Figura 4.18 Medidor de fondo permanente en dos zonas productivas	163

Figura 4.19 Sensores de fibra óptica y dispersión Raman.....	165
Figura 4.20 Mandril de inyección y sistema sub inyección química.....	167
Figura 4.21 Aislamiento de zonas productoras.....	168
Figura 4.22 Válvula controladora de flujo.....	172
Figura 4.23 Componentes y Beneficios de las VCF.....	173
Figura 4.24 Montaje hidráulico directo de un VCF.....	174
Figura 4.25 Válvula de Seguridad Subsuperficial.....	175
Figura 5.1 Mapa del campo Abqaiq y el casquete de gas.....	180
Figura 5.2 Esquema completo del pozo A de Abqiaq.....	181
Figura 5.3 Válvula controladora de flujo.....	182
Figura 5.4 Equipo de terminación inteligente para el pozo A de Abqiaq.....	183
Figura 5.5 Curvas de rendimiento del gas.....	184
Figura 5.6 análisis de presiones de fondo fluyendo.....	185
Figura 5.7 IPR en la zona de gas.....	185
Figura 5.8 Perfil Cv para el estrangulador de la zona de gas.....	186
Figura 5.10 Rendimiento del pozo antes de empezar el Auto BN.....	188
Figura 5.11 Rendimiento del pozo después de empezar el Auto BN.....	189
Figura 5.12 Diseño original de la terminación del pozo EY-D11.....	192
Figura 5.13 Terminación inteligente del pozo EY-D11.....	195
Figura 5.14 Comparación de la producción del pozo EY-D11 con y sin T.I.....	201
Figura 5.15 Campo Na Kika.....	204
Figura 5.16 Diseño de la terminación del pozo Ariel A-3.....	207
Figura 5.17 Terminación inteligente (tres zonas) del pozo Ariel A-1.....	208

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1.1 Consideraciones de diseño de los sistemas artificiales de producción.....	5
Tabla 1.2 Consideraciones normales de operación de los sistemas artificiales de producción....	7
Tabla 1.3 Limitaciones de flujo para el bombeo neumático.....	14
Tabla 1.4 Tipos de motores para el BEC.....	32
Tabla 1.5 Componentes básicos para los diferentes tipos de instalaciones superficiales.....	43
Tabla 2.1 Aspectos en un programa de mantenimiento de pozo.....	59
Tabla 2.2 Etapas de los sistemas de producción.....	73
Tabla 2.3 Posibles causas de daño.....	83

Tabla 3.1 Principales tipos de Ethernet para los sistemas inteligentes.....	115
Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de la fibra óptica.....	118
Tabla 3.3 Características y beneficios de los principales equipos superficiales.....	119
Tabla 3.4 Principales sensores de fondo utilizados en SI.....	127
Tabla 3.5 Empacadores utilizados en un SI.....	129
Tabla 3.6 Sistemas de control de flujo en un SI.....	131
Tabla 4.1 Clasificación de los VSD basándose en el voltaje.....	145
Tabla 4.2 Descripción de los tipos de diseño de la BEC.....	156
Tabla 4.3 Beneficios de la válvula binaria.....	170
Tabla 5.1 Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente del campo Eden-Yuturi.....	196

INTRODUCCION

La tecnología en sistemas de producción ha evolucionado rápidamente en la última década debido a los avances tecnológicos como dispositivos electrónicos y equipos computacionales. El conocimiento apropiado de esta tecnología, con algunas técnicas de evaluación de riesgo, trae varios beneficios a compañías de petróleo, incluyendo capacidades de perforación de pozos de mayor alcance horizontal, extender la profundidad de los pozos y monitoreo, y control de los equipos de fondo.

Una de las tecnologías más prometedoras y con mayor avance en los últimos años son las terminaciones inteligentes. En pocos años el control en superficie de los pozos se ha vuelto una realidad debido al equipo de terminación inteligente. Las válvulas de fondo han evolucionado desde un simple control de zona, hasta estranguladores de fondo que permiten medir los gastos desde un simple intervalo productor hasta múltiples zonas productoras. Instrumentos complementarios del pozo proporcionan datos en tiempo real de presión, temperatura, y flujo. Estas capacidades junto con tecnologías de cómputo proporcionan los elementos necesarios para permitir el control remoto de la producción en varias condiciones de flujo que presente el pozo.

Una terminación inteligente es un sistema capaz de recolectar, transmitir y analizar la terminación, producción y datos del yacimiento, además de optar medidas para un mejor control y procesos de producción. El valor de las tecnologías de pozo inteligente viene de su capacidad para modificar activamente las terminaciones de la zona del pozo y el rendimiento a través del control de flujo, y monitoreo de las zonas en tiempo real a través de adquisición de datos, maximizando así el valor del activo.

La industria del petróleo ha comenzado a alcanzar grandes valores cuando se trata de la instalación potencial de la tecnología de pozo inteligente para contribuir la eficiencia y productividad de un pozo. Más haya de los beneficios de las terminaciones en campos marinos y profundos, la tecnología puede ofrecer una mejor producción de hidrocarburos y una mayor recuperación en pocos pozos.

Finalmente, la tecnología de pozo inteligente permite al operador monitorear aspectos de la integridad mecánica del pozo, o condiciones ambientales sobre el cual la terminación esta operando, y para modificar las condiciones de operación manteniéndolos dentro valores aceptables de producción.

CAPITULO 1

*Fundamentos de los
Sistemas Artificiales de
Producción*

1.1 Definición de un Sistema Artificial de Producción.

En este capítulo se presentan los diferentes tipos de sistemas artificiales disponibles actualmente, el cual cada año más y más pozos en el mundo están optando por un sistema artificial de producción y el número seguirá aumentando. La selección del tipo de sistema artificial más adecuado para un pozo o un grupo de pozos puede ser difícil o fácil, dependiendo de las condiciones del pozo.

La explotación de un pozo petrolero se lleva a cabo de dos maneras:

a) Sistema fluyente

También conocido como sistema natural, este sistema se compone principalmente de un aparejo de producción donde se aprovecha la energía propia del yacimiento, el cual será capaz de elevar los hidrocarburos hasta la superficie.

b) Sistema artificial

Son aquellos que de acuerdo a su diseño se adecuan a las características del pozo para continuar con su explotación.

Generalmente, más de un método de levantamiento puede ser usado. Cada método de levantamiento podrá ser clasificado de excelente o pobre de acuerdo al cumplimiento del objetivo. Dependiendo de las consideraciones económicas, operacionales y características del pozo (presión, temperatura, profundidad, etc.) se podrá elegir un sistema u otro.

Un sistema artificial de producción (SAP) es instalado cuando la presión en el yacimiento no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, llegando al punto donde un pozo no produce un gasto económicamente rentable. Es decir, el yacimiento no cuenta con la energía suficiente (presión natural) como para producir los hidrocarburos en forma natural, o cuando los gastos de producción no son los deseados.

Los SAP son equipos que aportan energía a los fluidos producidos por el yacimiento, esta operación se realiza para ayudar a vencer las caídas de presión, de tal forma que los fluidos puedan llegar sin problemas a la superficie y pasar por el estrangulador.

Hay dos consideraciones muy importantes que deben tomarse en cuenta en la instalación de un SAP:

1) Aspectos técnicos:

En el se hace un estudio de campo para determinar si es posible instalar un sistema artificial de producción, considerando todos los problemas que puedan presentarse al pozo en la instalación del sistema artificial, y también al yacimiento.

2) El análisis económico

En el se hace un estudio que demuestre los beneficios de instalar un SAP, en éste se incluirá los costos de instalación, los costos de mantenimiento, los operacionales, y los que involucren al cumplimiento de los objetivos de un proyecto.

Dentro de la selección de un SAP se encuentra una serie de pasos, empezando por analizar el lugar en donde será la instalación (costa afuera, costa adentro, etc.) y la infraestructura existente. La selección apropiada del SAP depende del análisis de información de varias disciplinas como perforación, terminación, administración de yacimientos, etc....

La información que proporciona las disciplinas son factores que ayudan a la selección del SAP, estos factores son:

- Gastos de flujo.
- Índice de productividad.
- Presión estática (P_{ws}) y de presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
- Relación Gas-Aceite y la relación de solubilidad (R_s).
- % de agua.
- Densidad y viscosidad del fluido producido.
- Profundidad y temperatura.
- Tipo de pozo (desviación, diámetros de las tuberías, etc.)
- Problemas de arena, parafinas, corrosión, emulsión y condiciones de incrustaciones).
- Clima y ubicación del lugar.
- Inversión disponible.
- Características del yacimiento (expansión de los fluidos, segregación gravitacional, empuje hidráulico, expansión del gas)
- Infraestructura, etc.

Con toda la información obtenida se analiza si será o no factible instalar un sistema artificial, por ejemplo si un pozo no cuenta con suficiente espacio anular, la selección del sistema artificial no estará determinada por el diseño óptimo o por criterios económicos, sino por limitaciones físicas, en este caso los sistemas que no requieran de mucho espacio podrían ser una opción, luego si la ubicación es en mar o en áreas terrestres, si hay energía eléctrica o no, etc.

Hoy en día alrededor del mundo más del 90% de los pozos productores requieren la implementación de un SAP¹. La mayoría de estos pozos se encuentran en campos maduros.

Hasta ahora solo se ha mencionado la palabra sistema artificial de producción, pero dentro de este concepto hay métodos que pueden clasificarse como tal, estos métodos son:

- a. Bombeo Neumático
- b. Bombeo Mecánico
- c. Bombeo Hidráulico
- d. Bombeo Electrocentrífugo
- e. Bombeo de Cavidades Progresivas
- f. Embolo Viajero
- g. Sistemas híbridos

En este capítulo se describe a cada sistema artificial de producción, por lo tanto en este momento solo se mencionan.

1.2 Limitaciones de los Sistemas Artificiales de Producción.

Otras consideraciones importantes para la selección de un SAP son las condiciones geográficas y de producción como por ejemplo, para el primero son las condiciones climáticas y la ubicación, para las condiciones de producción son; análisis de hidrocarburos (presencia de CO₂ o H₂S), producción de sólidos, arena, parafinas o asfáltenos y las relaciones gas-aceite y agua.

Los SAP trabajan bajo ciertas condiciones y limitaciones, estas estarán en función del diseño, aplicación, capacidades de manejo de sólidos, temperatura de fondo y capacidades de volúmenes, la Tabla 1.1 y 1.2 muestran las consideraciones de diseño de cada sistema artificial.

Las condiciones de operación que manejan los SAP son importantes, ya que no será posible seleccionar un sistema artificial sino se examina los criterios y condiciones de operación de cada uno.

En resumen la selección de un SAP está basado en los resultados de un análisis técnico y económico, además debe ser considerado desde el principio del plan de desarrollo del campo o yacimiento, desde la perforación, la terminación y así tomar las decisiones de producción a las que estará trabajando el sistema.

	Bombeo Mecánico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico recíprocante	Bombeo hidráulico jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Pistón viajero
Costo de capital	Moderado o bajo: Incrementa con la profundidad.	Bajo: pero incrementa con la profundidad y gastos muy grandes.	Relativamente bajo e incrementan con la potencia requerida por la bomba.	Varía pero a menudo es competitivo con el bombeo mecánico.	Competitivo con el BM. Los costos incrementan con altos caballos de fuerza requeridos.	Costos bajos en el equipo, pero los costos de compresión pueden ser altos.	Lo mismo que el BN continuo.	Bajo: si no requieren compresor.
Equipo subsuperficial	Relativamente bueno en el diseño de las varillas, y es necesaria una practica de operación. El banco de datos de fallas beneficia en la correcta selección de operación y reparaciones para varillas y bombas.	Buen diseño y se necesita una operación de práctica. Puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero.	Requiere de un cable apropiado además del motor, bombas, sellos, etc. Un buen diseño más una buena operación son esenciales.	Un tamaño adecuado de la bomba y una operación de práctica son esenciales. Requiere de dos condiciones (fluido motriz y un conducto por donde fluya)	Requiere de un equipo de cómputo con programas de diseño. Tolera moderadamente sólidos en el fluido producido. Las partes de la bomba son inmóviles.	El buen diseño de las válvulas y el espaciamiento son esenciales. Costos moderados para el quipo del pozo. Opción de válvulas recuperables o convencionales.	Descarga en el fondo con válvulas de BNC.	Las prácticas de operación tienen que ser a cada pozo para la optimización. Pueden presentarse problemas en el embolo.
Eficiencia	Excelente: Cuando la bomba está llena, tiene una eficiencia de 50 a 60%.	Excelente: El sistema tiene una eficiencia de 50 a 70%.	Bueno para altos gastos de pozo pero disminuye significativamente para <1000 BFPD. Normalmente la eficiencia del sistema es alrededor del 50% para altos gastos.	Regular a bueno: Usualmente no es bueno con BM debido a la RGA. Normalmente la eficiencia está en el rango del 30 a 40%.	Regular a malo: Máxima eficiencia alrededor del 30%. Se ve influenciado por el fluido motriz.	Regular: Incrementa para pozos que requieren inyección de RGA. Las eficiencias normales son del 20%, pero el rango es de 5 a 30%.	Malo: Normalmente requiere una alta inyección de gas por cada barril de fluido. La eficiencia es de 5 a 10%.	Excelente para pozos fluyendo. No requiere entrada de energía debido a que usa energía del pozo.

Tabla 1.1 Consideraciones de diseño de los sistemas artificiales de producción²

	Bombeo Mecánico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo electrocentrifugo	Bombeo Hidráulico reciprocante	Bombeo hidráulico jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Pistón viajero
Flexibilidad	Excelente: Se puede controlar el tamaño del embolo y el tiempo de corrida para controlar el gasto.	Regular: La unidad hidráulica proporciona flexibilidad adicional pero es un costo adicional.	Malo: El diseño del la bomba debe ser cuidadoso. Normalmente la velocidad de la bomba es fija.	Bueno a excelente: Puede variar los gastos del fluido motriz.	Bueno a excelente: Los gastos del fluido motriz y la presión son ajustables a los gastos de producción.	Excelente: La inyección de gas varía con los cambios de gastos del pozo. La T.P necesita ser del tamaño correcto.	Bueno: Se debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.	Bueno para bajos volúmenes en la columna del fluido. Puede ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia.
Costos operacionales	Bajo para bajas o medianas profundidades (<2100m) y localizaciones con baja producción (BFPD).	Potencialmente bajo, pero, corta en la vida del estator o rotor, el cual frecuentemente son reportados.	Varia: Si hay altos HP se requieren altos costos de energía. A menudo los costos de reparación son altos.	Frecuentemente alto que el BM incluso para sistemas libres. La corta vida de la carrera incrementa costos operacionales totales.	Altos: Debido a los requerimientos de potencia. Bajos en el mantenimiento de la bomba.	Bajos costos: Los costos de compresión varían dependiendo de los costos de combustible y del mantenimiento del compresor.	Lo mismo que el de flujo continuo.	Usualmente muy bajo.
Seguridad	Excelente: La eficiencia del tiempo de corrida >95%.	Buena: normalmente por encima del bombeo y la falta de experiencia disminuye el tiempo de corrida.	Varia: Excelente para casos ideales de producción. Malo para áreas con problemas.	Bueno con un diseño correcto y un sistema adecuado.	Bueno con el tamaño apropiado de la garganta y de la tobera. Se debe evitar operar en el rango de cavitación de la garganta de la bomba.	Excelente: Si el sistema de compresión es el apropiado.	Excelente: Si los suministros de gas son adecuados y si el volumen de almacenamiento de presión es bajo.	Bueno si es un pozo estable.

Tabla 1.1 (continuación) Consideraciones de diseño de los sistemas artificiales de producción².

	Bombeo Mecánico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo electrocentrifugo	Bombeo Hidráulico reciprocante	Bombeo hidráulico jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Pistón viajero
Limites en la T.R	Solamente problemas en gastos elevados requerirán émbolos más grandes. Tamaños pequeños de la T.R limitaran la separación de gas.	Normalmente no hay problema para T.R de 4.5" y largas; pero, la separación de gas será una limitante.	El tamaño de la T.R limitara el uso de grandes motores y bombas.	Grandes T.R requieren de sistemas de apertura y cierre. Pequeñas T.R podrían resultar excesivas en perdidas de fricción y limitara los gastos.	Pequeños tamaños de T.R limitara los gastos de producción.	El uso de 4.5" y 5.5" con 2" de T.P nominal limitara la producción a <1000BPD.	Pequeños tamaños de T.R (4.5 y 5.5) normalmente no habrá problema para una producción de bajo volumen.	Pequeños tamaños de T.R son adecuados para esta producción de bajo volumen.
Limites de profundidad	Bueno: La varilla o la estructura pueden limitar el gasto a una profundidad.	Malo: Limitado relativamente por la poca profundidad posiblemente 1500m.	Usualmente limitado por la potencia del motor y la temperatura, prácticamente alrededor de 3000m.	Excelente: Limitado por la presión de fluido motriz (5000psi) una profundidad alrededor de 5200m.	Excelente: Limites similares al bombeo reciprocante. Alrededor de 6100m.	Controlado por el sistema de presión de inyección y por los gastos de gas y aceite.	Normalmente limitado por el regreso del bache; pocos pozos >3000m.	Normalmente <3000m.
Capacidad de succión	Excelente: <25psi. Proporciona adecuado desplazamiento y descarga de gas. Normalmente alrededor 50 a 100Psi.	Bueno: <100Psi proporciona adecuado desplazamiento y descarga de gas.	Regular si existen pequeñas cantidades de gas libre. Malo si la bomba se debe manejar alrededor del 5% del gas libre.	Regular: No muy bueno con bombeo de varillas. Presión de succión < 100psi. Se reduce la eficiencia si hay gas libre.	Malo a regular >350Psi a 1500m con baja RGA.	Malo: Restringido por el gradiente de gas. Normalmente limitado con gasto limitado alrededor de 150psi por 305m de profundidad.	Regular: cuando se usa sin cámaras.	Bueno: Con presión en el fondo <150psi a 3000m para un gasto bajo.

Tabla 1.2 Consideraciones normales de operación de los sistemas artificiales de producción².

	Bombeo Mecánico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo electrocentrífugo	Bombeo Hidráulico reciprocante	Bombeo hidráulico jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente	Pistón viajero
Nivel de ruido	Regular: Moderadamente alto para áreas urbanas.	Bueno: Solamente en el primer movimiento se produce ruido.	Excelente: Muy poco ruido. A menudo se prefiere en zonas urbanas si la producción es alta.	Bueno: Bajo ruido en el pozo.	Igual al bombeo hidráulico reciprocante.	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso.	Mismas características del BNC	Bajo en el pozo.
Flexibilidad del primer movimiento.	Bueno: Las maquinas y motores pueden ser usados fácilmente.	Bueno: Ambos maquinas y motores pueden ser usados fácilmente.	Regular: Requiere de una fuente de poder sin puntas o interrupciones.	Excelente: El primer movimiento puede encender un motor eléctrico, gas o maquinas de diesel.	Igual al Bombeo Hidráulico Reciprocante	Bueno: Maquinas, turbinas o motores pueden ser usados para la compresión.	Mismas características del BNC.	Nada se requiere.
Causa de problemas	El tamaño y operaciones son desventajas en áreas pobladas y de cultivo.	Bueno: Bajo perfil en equipo superficial.	Bueno: Bajo perfil pero requiere de un transformador.	Regular a bueno: Equipo en el cabezal de bajo perfil. Requiere tratamiento superficial y un equipo de bombeo de alta presión.	Igual al bombeo hidráulico reciprocante.	Bueno: Perfil bajo, pero se debe proporcionar mantenimiento al compresor. Las precauciones de seguridad deben tomarse para líneas de gas de alta presión.	Mismas características del BNC	Ninguno, solo si hay presencia de corrosivos.

Tabla 1.2 (continuación) Consideraciones normales de operación de los sistemas artificiales de producción².

1.3 Bombeo Neumático

Este sistema consiste en recuperar hidrocarburos de un yacimiento por la Tubería de Producción (T.P) por medio de gas inyectado a presión a través del espacio anular. Como se había mencionado anteriormente se utiliza cuando la presión natural no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, cuyas causas pueden ser:

- El abatimiento de la presión del yacimiento.
- La baja permeabilidad de la formación.

Este método está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular siendo esta la fuerza principal que hace elevar el aceite a la superficie. Este sistema es el que más se parece al proceso de flujo natural, esto se debe a que el gas inyectado siendo más ligero que el aceite que este desplaza, reduce la densidad del fluido (del yacimiento) y posteriormente reduce el peso de la columna de fluido sobre la formación. Esta reducción en la densidad de la columna de fluido produce una presión diferencial entre el fondo del pozo y el intervalo productor del yacimiento, lo que ocasiona que el pozo fluya.

El gas (principalmente nitrógeno) es inyectado y controlado desde superficie, este entra a alta presión dentro del espacio anular. Una válvula de inyección de gas permitirá el paso de gas dentro de la T.P a determinadas profundidades (*figura 1.1*). La válvula opera automáticamente en respuesta a la presión diferencial que hay entre el espacio anular y la T.P, si la diferencia de presión disminuye a una presión predeterminada, la válvula abrirá y cuando se llegan a valores críticos en el diferencial de la válvula ésta cerrará.

El gas a alta presión en la T.R, presenta un problema de fugas entre ésta y la T.P ya que el gas actúa directamente contra el yacimiento, ocasionando la reducción de la productividad del pozo. La solución a este problema es colocar un empacador entre estas dos tuberías, el cual mantendrá el gas del espacio anular fuera de la formación entre los ciclos de inyección. Este problema se encuentra en pozos de alta capacidad y baja presión de fondo.

Las válvulas de inyección de gas son de tipo fuelle y resorte de carga, sus principales ventajas son:

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

Para lograr resultados satisfactorios en un Bombeo Neumático es necesario cumplir con los objetivos establecidos a principio del proyecto y para lograrlo es necesario contar con la información del pozo y del equipo.

La información necesaria de un pozo es:

- Presión de fondo fluyendo.
- Índice de productividad.
- Relación gas-aceite de formación.
- Porcentaje de agua.
- Profundidad.
- Tamaño de las tuberías de producción y revestimiento.
- Tipo de mecanismo de empuje del yacimiento.

La información necesaria del equipo es:

- Gastos y presiones (máximas y mínimos) de las tuberías.
- Características del equipo (material y mecánica de diseño)

En el uso de un sistema artificial de bombeo neumático se presentan cuatro casos para ser considerados para su aplicación, los cuales se relacionan al índice de productividad y la presión de fondo, estos son; alto o bajo índice de productividad y baja o alta presión.

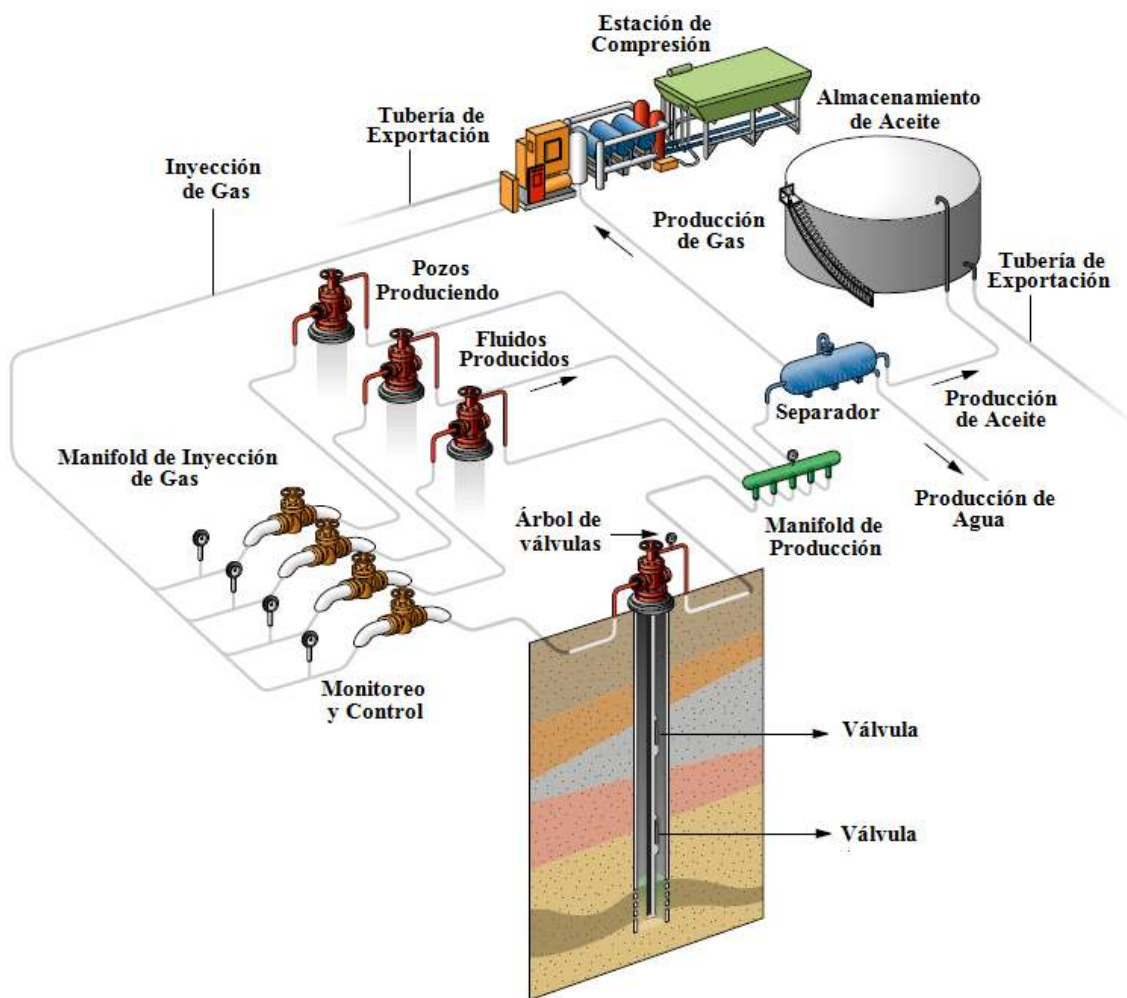


Figura 1.1 Partes fundamentales del Bombeo Neumático³.

El sistema de bombeo neumático consiste en cuatro partes fundamentales (*figura 1.1*), las cuales son:

- 1) Abastecimiento de gas a alta presión: principalmente consiste en una estación de compresión, o pozo productor de gas a alta presión.
- 2) Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo.
- 3) Sistema de control de gas subsuperficial.
- 4) Equipo necesario para manejar y almacenar el fluido producido.

La válvula de inyección que controla el flujo de gas dentro de la tubería de producción es llamada válvula operante y forma parte del sistema de control subsuperficial. La válvula operante es la última válvula que se utiliza para desalojar el fluido de control, está localizada en un nivel óptimo donde se ha llegado al punto de inyección deseado, el volumen de gas inyectado es alto y donde el pozo está aportando un volumen de fluido de acuerdo con su capacidad productiva.

1.3.1 Tipos de Bombeo Neumático

El gas puede ser inyectado de dos maneras: continuo o intermitente.

a) Flujo continuo.

El gas es inyectado continuamente a una presión relativamente alta, a la presión de apertura de la válvula operante, el gas entra a través de ésta manteniéndola abierta. El gas se mezcla con el fluido del pozo produciendo un aligeramiento, lo que ocasiona el incremento de la relación de solubilidad del aceite, aligerando la columna y causando que la presión hidrostática de la formación disminuya, lo que permite el ascenso de las dos fases a la superficie. En la figura 1.2 se muestra el ciclo de inyección del gas en tres etapas.

La distribución de estas válvulas se basa de acuerdo al nivel estático del fluido y la presión de inyección del gas.

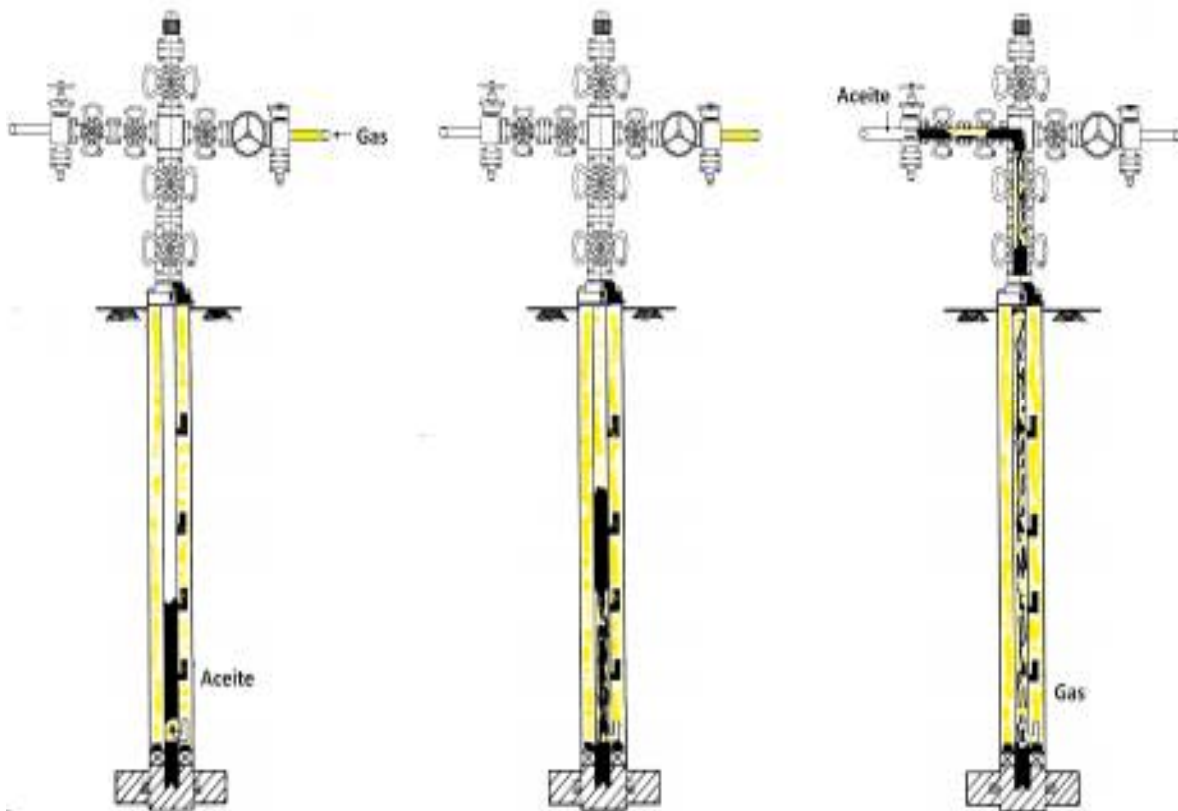


Figura 1.2 Bombeo Neumático Continuo⁴.

b) Flujo intermitente

En este caso un volumen de gas es inyectado a alta presión a través de la T.R. y mediante la válvula operante llega a la T.P., el gas es acumulado en la T.R. mientras que en la T.P. se acumulan fluidos de la formación, después de cierta cantidad de fluidos acumulados el gas entra en contacto con éste desplazándolos en forma de pistón.

El fluido dentro de la T.P. presenta la forma de bache o pistón el cual es impulsado por el acumulamiento de gas que la válvula operante depositó en la T.R. En la figura 1.3 se muestra el ciclo de inyección del gas en tres etapas.

El equipo superficial y subsuperficial que conforma el BN dependerá del tipo de flujo que se inyectará en la tubería de revestimiento (T.R.).

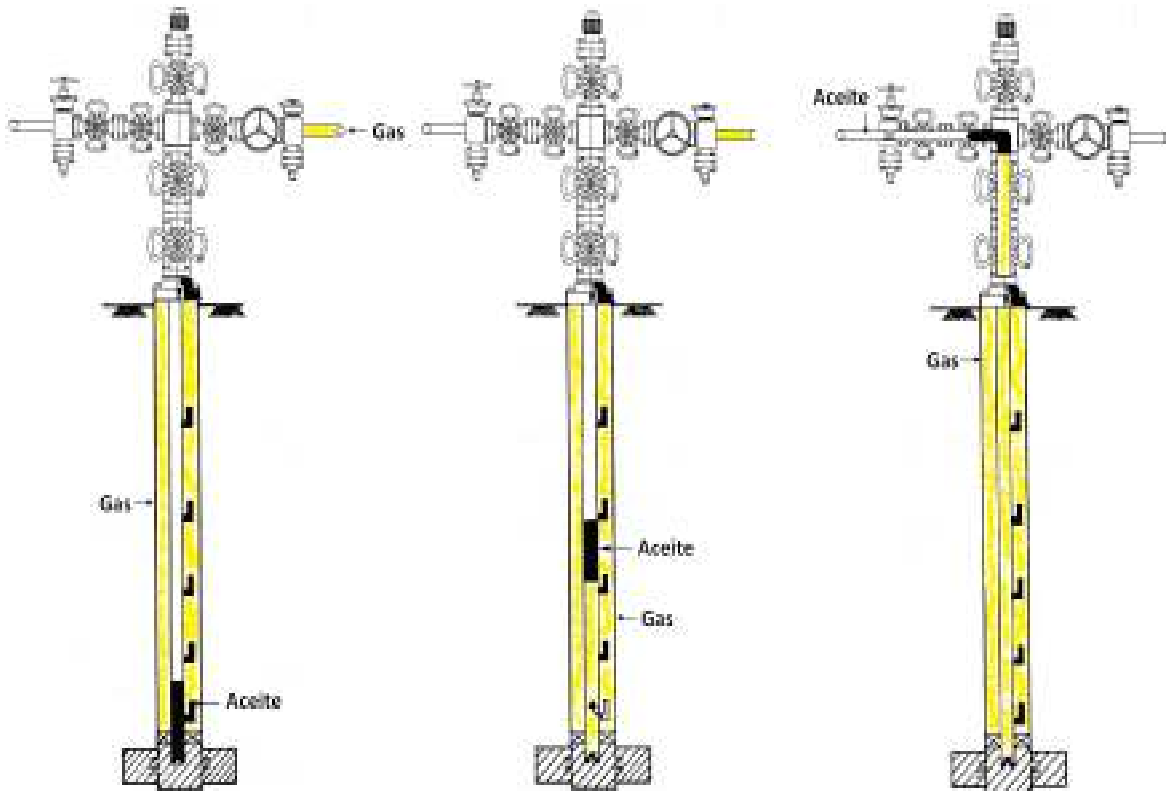


Figura 1.3 Bombeo Neumático Intermitente⁴.

1.3.2 Tipos de válvulas para el Bombeo Neumático

Existen dos tipos de válvulas para el sistema de bombeo neumático, estas son:

a) Válvulas balanceadas.

Una válvula balanceada tiene la característica principal de no estar influenciada por la presión en la T.P cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto se debe a que la presión en la T.R actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión.

b) Válvulas desbalanceadas.

Una válvula desbalanceada tiene la característica de abrir a una presión superior de apertura y luego cerrar con una presión más baja, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Cabe mencionar que existe otra clasificación la cual está en función del flujo de fluidos, en esta parte solo se mencionara, ya que no es objeto de estudio de esta tesis. Estas válvulas son:

- Válvulas para flujo continuo
- Válvulas para flujo intermitente

1.3.3 Limitaciones en los tipos de Bombeo Neumático

El sistema de bombeo neumático de flujo continuo e intermitente presentan las siguientes limitaciones.

- El flujo continuo de gas inyectado es ideal para un gasto de 200 a 2,0000 *bpd*
- El flujo intermitente de gas inyectado es usado para un gasto menor a 500 *bpd*
- El método intermitente es una técnica de levantamiento que solo es posible en pozos productores que tienen una presión de fondo baja, debido a que la presión del yacimiento es inicialmente baja o se ha agotado.
- En general, el 95% de de los pozos que utilizan el bombeo neumático se produce por flujo continuo¹.

Cada tipo de flujo tiene sus limitaciones, estas son importantes para el diseño del Sistema Artificial de Bombeo Neumático (*Tabla 1.3*).

	Flujo continuo		Flujo intermitente	
	Unidades	U.S.	Unidades	U.S.
Gasto	200 a 20,000 [bbl/D]		< 500[bbl/D]	
Índice de Productividad	>0.45[bbl/D/psi]		<0.45[bbl/D/psi]	
Presión de flujo	>0.08 [psi/ft]		>145 [psi]	
RGA de inyección	50 a 250 [ft ³ /bbl] por 300 [m] de elevación		250 a 300 [ft ³ /bbl] por 1000 [ft] de elevación	
Presión de inyección requerida	> 100 [psi] por 300 [m] de elevación		< 100 [psi] por 300 [m] de elevación	

Tabla 1.3. Limitaciones de flujo para el bombeo neumático¹.

1.3.4 Equipo Superficial

El bombeo neumático actualmente ha dado grandes beneficios a las empresas¹, aunque se limita un poco en las áreas urbanas como medida de seguridad para la población.

El sistema de bombeo neumático consta fundamentalmente de dos equipos:

- Equipo superficial
- Equipo subsuperficial

El equipo superficial es el conjunto de mecanismos en superficie, con el objetivo de controlar y regular el equipo necesario para poner en operación el sistema BN, además para conducir y controlar la producción a las líneas de descarga y a equipos de transporte o almacenamiento y consta de:

- Árbol de válvulas
- Conexiones superficiales
- Línea de inyección de gas

1.3.4.1 Árbol de válvulas

Es un conjunto de mecanismos de control, monitoreo y otros accesorios con el fin de controlar la producción del pozo, también se conoce como “Árbol de navidad” (*figura 1.4*). Se compone de: válvulas, cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, y estranguladores. El árbol de válvulas tiene como fin proveer:

- Soporte para instalar el equipo de control superficial.
- Bases para colocar las cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento.
- Tuberías por donde inyectar o conducir los fluidos del pozo.

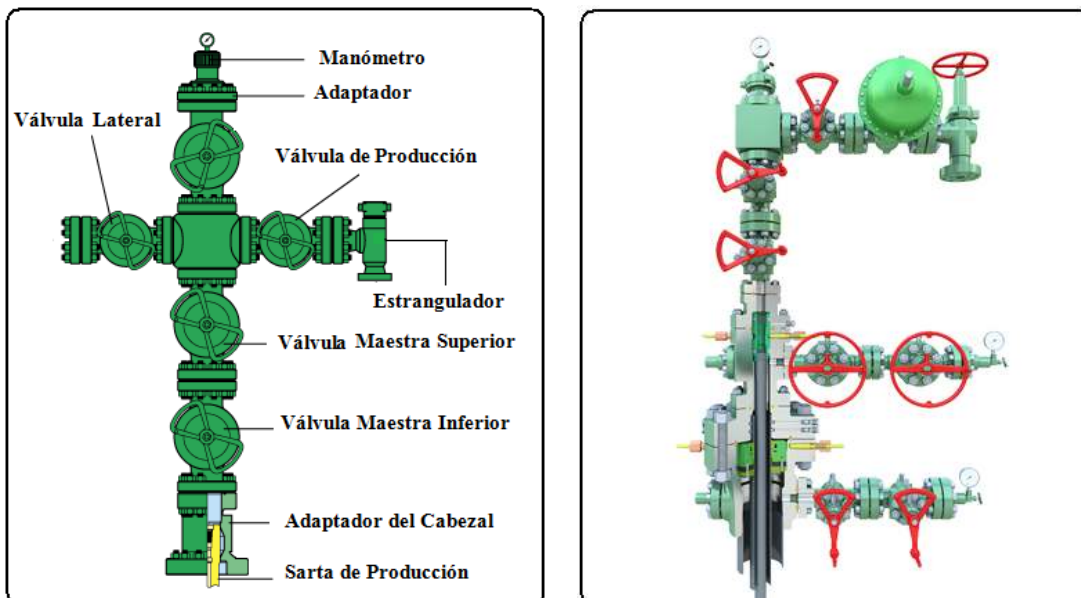


Figura 1.4 Medio árbol de válvulas⁵.

El diseño de un árbol de válvulas considera parámetros de flujo, pozo y condiciones de operación para su elección como por ejemplo, la resistencia y presiones, tipo de fluido producido, etc.

El medio árbol de válvulas es otro tipo de equipo que ayuda a controlar los fluidos de producción, éste sirve como conexión de las tuberías de producción por el cual fluyen los hidrocarburos del yacimiento. Es un medio para controlar, a través de sus válvulas, las direcciones de flujo de los fluidos que aporte el pozo, lo que mantendrá la seguridad del pozo.

1.3.4.2 Conexiones superficiales

Son un conjunto de tuberías, niples, codos, tuercas unión, válvulas, bridas, que se conectan de acuerdo a las necesidades requeridas y tienen la función de conducir los fluidos producidos por el pozo a la línea de descarga, así también conducir el gas inyectado a presión. Las conexiones superficiales de un pozo con un sistema de bombeo neumático constan fundamentalmente de:

- a) Línea de descarga
- b) By-pass
- c) Línea de inyección de gas

a) Línea de descarga

Es el equipo de tuberías que parte del árbol de válvulas hacia la estación de separación, en estas tuberías se transporta la producción de aceite, gas, arena y agua (los dos últimos dos son considerados no hidrocarburos).

b) By-pass

Es un equipo superficial, que está colocada en un árbol de válvulas, el cual sirve para comunicar la tubería de revestimiento con la tubería de producción, así mismo permite corregir algunas fallas en el aparejo de las válvulas. Además es una conexión de apoyo a las conexiones de superficie como la línea de descarga para asegurar el flujo hacia la batería de separación.

c) Línea de inyección de gas

Es un conjunto de tuberías y conexiones por medio del cual se transporta el gas que sirve como suministro al bombeo neumático. Su función es la de medir, conducir, regular y controlar con seguridad la inyección de gas a presión para un sistema artificial que utiliza el bombeo neumático.

Las partes principales que lo componen son de válvulas, tuercas unión, interruptores y medidores de flujo.

1.3.4.3 Válvulas de control

Otro equipo superficial importante son las válvulas de control, el cual son mecanismos que se utilizan para controlar los flujos de fluidos. En un sistema artificial de bombeo neumático se utilizan principalmente válvulas 2" de diámetro. Las válvulas más utilizadas en el bombeo neumático son; las válvulas de compuerta con sello metal de hule o las válvulas de compuerta con sello metal-metal.



Figura 1.5 Válvulas de control de flujo tipo bola⁶.

1.3.4.4 Válvulas de retención

El diseño de estas válvulas permite el flujo de un fluido en una sola dirección impidiendo así el regreso del fluido cuando se presentan contrapresiones, gracias a su diseño pueden manejar tanto líquidos como gases. Estas válvulas se conocen de tres tipos:

- Check (figura 1.6a)
- Válvula pistón (figura 1.6b)
- Válvula de retención (figura 1.6c)



Figura 1.6 Válvulas de retención⁶.

La válvula tipo check es la más usada en una instalación BN, ya que evita el retroceso del fluido, además sirve como un dispositivo de seguridad cuando se presentan fugas en los componentes de la T.R.

1.3.4.5 Otros equipos superficiales

Los equipos que a continuación se muestran también forman parte del equipo superficial del BN.

a) Válvula de aguja

Es un equipo de control, que por su diseño permite controlar en forma adecuada una cantidad de fluido de un líquido o gas en diferentes etapas y su instalación está localizada en la línea de inyección de gas, su principal función es regular la inyección de gas en el espacio anular (*figura 1.7a*).

b) Tuerca unión

Es un accesorio por medio del cual se logran las conexiones de las líneas, permitiendo un sello efectivo para fluidos del pozo como para gas (*figura 1.7b*).

c) Filtros

Su función es la de eliminar los líquidos y sólidos que van mezclados al gas del bombeo neumático (*figura 1.7c*).



(a) Válvula aguja



(b) Tuerca unión



(c) Filtro

Figura 1.7 Equipos superficiales⁶.

d) Medidores de flujo

Son diseñados para registrar movimientos o desplazamientos de los fluidos, los más utilizados en el diseño de un BN son los medidores por caída de presión, el cual miden la presión diferencial que existe de la relación entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar el flujo a través de una restricción en la tubería. Los elementos principales de los medidores por caída de presión constan de tres elementos:

- Fitting
- Porta orificio (elemento primario)
- Registrador de flujo (elemento secundario)

e) Reductores de presión

Su diseño permite manipular altas y bajas presiones, reduciéndolas hasta valores aceptables para ser manejado directamente por otros mecanismos.

1.3.5 Equipo subsuperficial

Son mecanismos que se encuentran en el interior del pozo y que contribuyen a elevar los fluidos de la formación a la superficie. El equipo subsuperficial del Bombeo Neumático consta de:

- a) Tubería de producción.
- b) Válvulas de inyección de gas.
- c) Empacadores.
- d) Válvula de pie.
- e) Accesorios.

1.3.5.1 Tubería de producción

Es una tubería que en el extremo inferior va conectado un accesorio conocido como niple campana, la tubería va alojada en el interior de la tubería de revestimiento. En la superficie la T.P está sostenida por un accesorio llamado colgador envolvente para tubería de producción, esta se aloja en el medio árbol de válvulas.

1.3.5.2 Válvulas de inyección de gas

Son dispositivos cuyo diseño permiten la inyección de un volumen regulado de gas a través del espacio anular a la T.P, con la finalidad de disminuir la densidad de la mezcla de los fluidos procedentes del pozo a través de la T.P

Estas válvulas son instaladas a diferentes profundidades, distribuidas o espaciadas de acuerdo a un diseño, éstas se encuentran instaladas en un tubo mandril (cada una) y estos a su vez están conectados en la T.P.

La válvula mas común es la válvula operada por presión, el cual abre en respuesta a la inyección de gas y a la presión proveniente de la T.P, ayudando de esta manera a abrir la válvula, permitiendo el paso de gas acumulado en el espacio anular.

El concepto de “aparejo de bombeo neumático” se presenta mucho en la industria petrolera y este hace referencia al conjunto de válvulas de inyección de gas requeridas en la instalación del sistema de bombeo neumático, el cual son distribuidas a lo largo de la tubería hasta localizar el punto dinámico del pozo, el numero de válvulas requeridas para la inyección, varía de acuerdo al tipo de válvula que se utiliza, así como las características propias del pozo.

Las válvulas de inyección de gas se clasifican de acuerdo a su extracción o introducción en el interior del pozo, estas son:

a) Convencionales

Es aquella válvula instalada en un adaptador en el exterior de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la T.P y éstas pueden ser de resorte o de carga de nitrógeno en el fuelle. Para recuperar la válvula es necesario extraer la T.P del pozo.

b) Recuperable

Es aquella que se localiza dentro del bolsillo de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la T.P del pozo, puede alojarse y recuperarse por los métodos de línea de acero sin tener que extraer la T.P. La figura 1.8 muestra un ejemplo de una válvula recuperable.



Figura 1.8 Válvula recuperable⁵.

El dispositivo donde se instalan las válvulas se le conoce como mandril, el cual es un dispositivo que ayuda a las válvulas a retenerlas en la T.P, ya sea en el exterior del mandril como es el caso de las válvulas convencionales o dentro del bolsillo del mandril como es el caso de las válvulas recuperables.

1.3.5.3 Empacadores

El empacador es un dispositivo el cual aísla la zona del espacio anular que hay entre la T.P y la T.R incrementando la eficiencia de flujo, las principales ventajas son:

- Bloquea el paso de fluidos al espacio anular o del espacio anular a la T.P.
- Elimina la presión en la tubería de revestimiento arriba del empacador.
- Los fluidos corrosivos, arena, etc., fluyen únicamente por la T.P lo que mantiene la T.R sin ser dañada.
- Aísla los intervalos productores.

Tipos de empacadores

- Empacador recuperable (*figura 1.9*).
- Empacador permanente.
- Empacador semipermanente.

La selección de uno u otro va a depender de las condiciones que tenga el pozo.



Figura 1.9 Empacadores recuperables⁵

1.3.5.4 Accesorios para equipo Subsuperficial

a) Niples

Es un dispositivo complementario de un empacador tipo semipermanente, cuya finalidad es evitar el paso de fluidos en las juntas de metal-metal.

b) Válvula de pie

Se instala en el fondo del pozo, es necesario en pozos de baja recuperación, sin su instalación, el fluido puede desplazarse dentro de la formación en lugar de ir a superficie, este dispositivo se conoce también como válvula de retención.

1.4 Bombeo Mecánico

Es uno de los primeros sistemas artificiales de producción a lo largo de la historia, en México este sistema artificial representa el segundo más implementado. Este sistema artificial puede operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de pozo, es considerado para elevar volúmenes moderados desde profundidades someras y volúmenes pequeños desde profundidades intermedias.

El bombeo mecánico consiste esencialmente en cinco partes:

1. La varilla de succión subsuperficial manejada por la bomba.
2. La sarta de la varilla de succión el cual transmite el movimiento de bombeo y poder a la bomba subsuperficial.
3. El equipo de bombeo superficial el cual cambia el movimiento de rotación del motor primario en el movimiento oscilatorio lineal de bombeo.
4. La unidad de transmisión de energía o reductor de velocidad.
5. El motor primario el cual proporciona la potencia necesaria al sistema.

La mínima cantidad de información el cual debemos saber, asumir, o incluso determinar con datos aproximados para el diseño e instalación del bombeo mecánico es:

- Nivel del fluido
- Profundidad de la bomba
- Velocidad de bombeo
- Longitud de la superficie
- Diámetro de la bomba de embolo
- Gravedad especifica del fluido
- El diámetro nominal de la tubería de producción y si está anclada o desanclada.
- Tamaño y diseño de la varilla de succión.
- Geometría de la unidad.

El sistema de bombeo mecánico tiene como objetivo elevar los fluidos a la superficie con un mínimo de:

- Torsión.
- Carga en la varilla pulida.
- Requerimientos de potencia del motor principal.
- Costos de mantenimiento de la unidad.
- Fallas en la varilla

Los componentes del sistema de bombeo mecánico son:

- a) La unidad de bombeo mecánico

- b) Mecanismos superficiales
- c) Motor principal
- d) Unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad
- e) Sarta de varillas de succión
- f) Bomba subsuperficial
- g) Tubería de producción

1.4.1 Unidad de bombeo Mecánico

Es un mecanismo que imparte un movimiento recíprocante a una varilla pulida, la cual a su vez es suspendida en la sarta de varillas de succión, debajo del prensaestopas de la cabeza del pozo. La mayoría de estas unidades su montaje se basa en el método de contrabalanceo, el cual consta de pesos ajustables a las manivelas de rotación o bien de presión de aire empujado hacia arriba para proporcionar el movimiento del balancín.

Hay tres tipos de unidades de bombeo mecánico, el de balancín, el hidroneumático y Rotaflex.

1.4.1.1 Unidades de bombeo mecánico tipo balancín.

Este tipo de unidades tiene cinco elementos principales:

1. Estructura del balancín de bombeo.
2. Motor primario.
3. Caja de engranes.
4. Sarta de la varilla de succión.
5. Bomba subsuperficial.

El motor primario es la fuente primordial de potencia para toda la operación de bombeo, el cual se conecta a la caja de engranes que se encarga de reducir la alta velocidad que genera el motor a velocidades requeridas por la unidad. Una banda en V transmite la potencia del motor a la caja de engranes. El montaje del balancín se encuentra en superficie y convierte los efectos oscilatorios y rotativos del balancín y del motor en movimientos oscilatorios pero lineales para la varilla pulida, la cual está conectada a la sarta de varillas y ésta a su vez con la bomba subsuperficial.

El poste Sampson es un elemento del montaje, el cual debe ser suficientemente rígido y fuerte para soportar por lo menos el doble de la carga máxima de la varilla pulida. Su soporte central soporta al balancín, éste soportará los esfuerzos causados por la carga del pozo por un extremo y la fuerza de las bielas por el otro. Otro elemento importante del montaje es la cabeza de caballo.

La cabeza de caballo es instalada en el balancín y soporta la varilla pulida, el cual se mueve en línea tangente al arco de la cabeza de caballo.

Este tipo de unidades cuenta con dos geometrías diferentes, las cuales son

- Clase I (Convencional) *figura 1.10a*
- Clase II (Mark II y Aerobalanceada) *figura 1.10b y 1.10c*

Actualmente la clase I es la más usada¹, especialmente en pequeñas y medianas longitudes de carrera, su rotación es en contra del sentido de las manecillas del reloj esto se debe por la rotación de las manivelas que están conectadas a los elementos laterales de la biela, causando que el balancín gire alrededor del soporte central. Este movimiento permite que la varilla pulida tenga un movimiento ascendente y descendente a través de su conexión hacia la línea de acero y la cabeza de caballo.



(a) Clase I (Convencional)



(b) Clase II (Mark II)



(c) Clase II (Aerobalanceada)

Figura 1.10 Geometrías del Bombeo Mecánico⁴

1.4.1.2 Bombeo Mecánico tipo Hidroneumático.

Es otro tipo de movimiento alternativo para las varillas, su principio de funcionamiento está basado en presiones hidráulicas por la compresión y expansión de nitrógeno. El nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador soportando dos terceras partes de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de una unidad de bombeo neumático convencional.

El acumulador es un cilindro con un pistón flotante en su interior, el cual actúan el fluido hidráulico (aceite) y gas comprimido (N_2), su función es proporcionar el efecto de contrapeso de la unidad. El cilindro actuador tiene dos pistones solitarios a una barra pulida por lo que generan tres cámaras en las cuales actuará el aceite hidráulico. La fuente de energía es un motor que proporciona la potencia a la bomba hidráulica, la cual está conectada al tanque de aceite hidráulico.

Un tercer tipo de unidad del bombeo mecánico es el tipo Rotaflex, el cual opera con contrapesos de hierro (al igual que las unidades de balancín) solo que existe una diferencia en el contrabalanceo, el cual tiene una trayectoria vertical de ascenso y descenso.

1.4.2 Mecanismos superficiales

Lo conforman; grampa, estopero, varilla pulida, válvula de retención y Preventores

a) Grampa

Es un dispositivo que se coloca en forma permanente cuando se le ha dado el espacio adecuado a la bomba de fondo, su principal objetivo es sujetar la varilla pulida por apriete. También se utiliza para eliminar golpeteos en la bomba de fondo, sacar un registro dinamométrico o reanclar una bomba.

b) Estopero

Este es un dispositivo que se usa para dar seguridad (*figura 1.11a*), cuya función principal es la de contener los fluidos para que no fluyan al exterior, por medio de un conjunto de sellos resistentes al rozamiento. Estos sellos sufren desgaste debido al movimiento ascendente y descendente de la varillas por lo que es necesario sustituirlos periódicamente.

c) Varilla pulida

Esta se ubica a través de las conexiones verticales del árbol y del estopero, su función es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial (*figura 1.11b*).

d) Válvula de retención

También conocida como válvula check, su principal objetivo es el de permitir el paso del fluido en una sola dirección impidiendo así, el regreso del fluido cuando haya altas contrapresiones.

e) Preventores

Son diseñados para impedir el paso de los fluidos al exterior en caso necesario. Es un mecanismo de seguridad y solo se puede accionar cuando la unidad de bombeo mecánico no está operando, debido a que pueden dañar los sellos de hule que se encuentran en su interior. La figura 1.11c muestra el diseño de un Preventor.

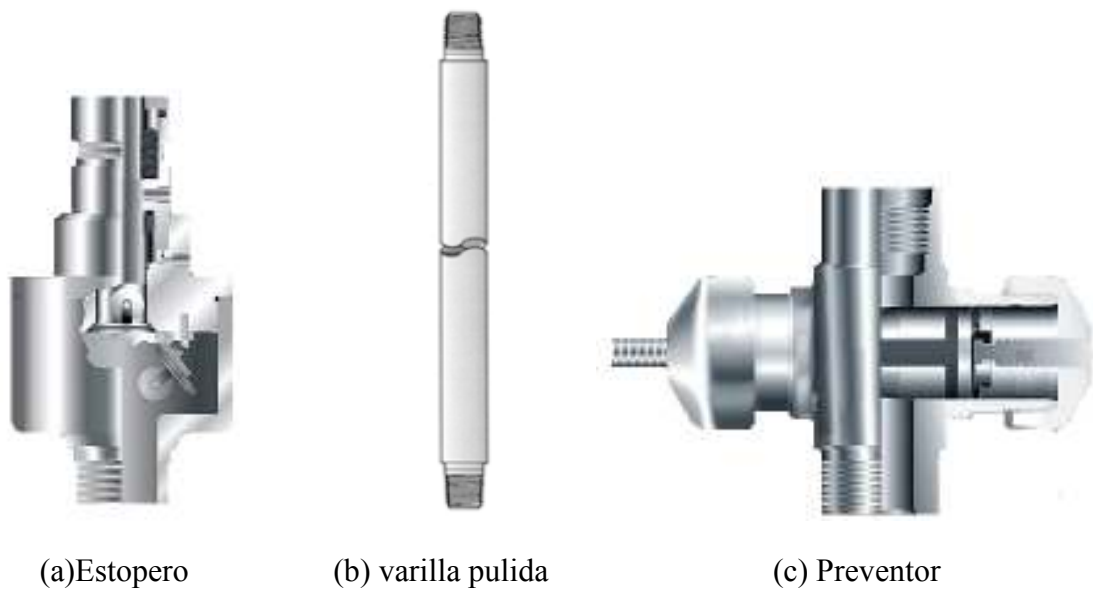


Figura 1.11 Mecanismos Superficiales

1.4.3 Motor principal

Es el encargado de proporcionar energía mecánica a la instalación, el cual será transmitido a la bomba y usado para elevar el fluido. La selección óptima del motor principal es un aspecto importante para el diseño del bombeo mecánico, el cual debe tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado. En la industria hay dos tipos que cotidianamente son usados:

- a) Motores de combustión interna
- b) Motores eléctricos

a) Motores de combustión interna

La energía que utilizan estos motores es el producto de la combustión del aire y del combustible, la reacción del aire y del combustible generalmente se lleva a cabo en un cilindro de trabajo.

Los motores de combustión interna usados en las unidades de Bombeo Mecánico se dividen en dos clasificaciones: de baja y alta velocidad, la selección de uno u otro dependerá del gasto deseado en la superficie.

b) Motores eléctricos

Estos motores convierten la energía eléctrica en movimiento rotativo o energía mecánica, generalmente utilizan la interacción de dos campos magnéticos para su funcionamiento: uno alrededor de un conductor que lleva corriente y otro es un campo fijo.

1.4.4 Reductor de engranes

El objetivo principal del reductor de engranes es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada. El elemento principal del reductor de engranes es la polea, el cual es un mecanismo que recibe la potencia del motor principal por medio de bandas.

1.4.5 Varillas de succión

Es un mecanismo diseñado para enlazar la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial. El movimiento vertical de la unidad superficial es transferido por medio de las varillas de succión a la bomba subsuperficial.

Dependiendo del material utilizado, hay dos tipos de varillas de succión:

1. Varillas de acero
2. Varillas de fibra de vidrio

El principal componente de la varilla de succión es el acero, pero se recomienda agregar otros elementos para proporcionar la fuerza necesaria que debe tener en base al diseño del pozo, estos materiales pueden ser; carbono, manganeso, silicón, níquel, etc.

1.4.6 Bomba subsuperficial

La bomba subsuperficial de Bombeo Mecánico puede ser de dos tipos:

a) Bomba de tubería de producción

Esta bomba tiene la característica de que el barril de trabajo está conectado en el fondo de la T.P. y es instalada dentro del pozo como parte integral de la sarta de la T.P. (*figura 1.12*).

Una ventaja de esta bomba es que tiene mayor desplazamiento que los tipos de inserción, debido a que se pueden usar diámetros más grandes del embolo dentro de los barriles. Sin embargo, tienen la desventaja de que la T.P debe ser extraída del pozo para el mantenimiento del barril.

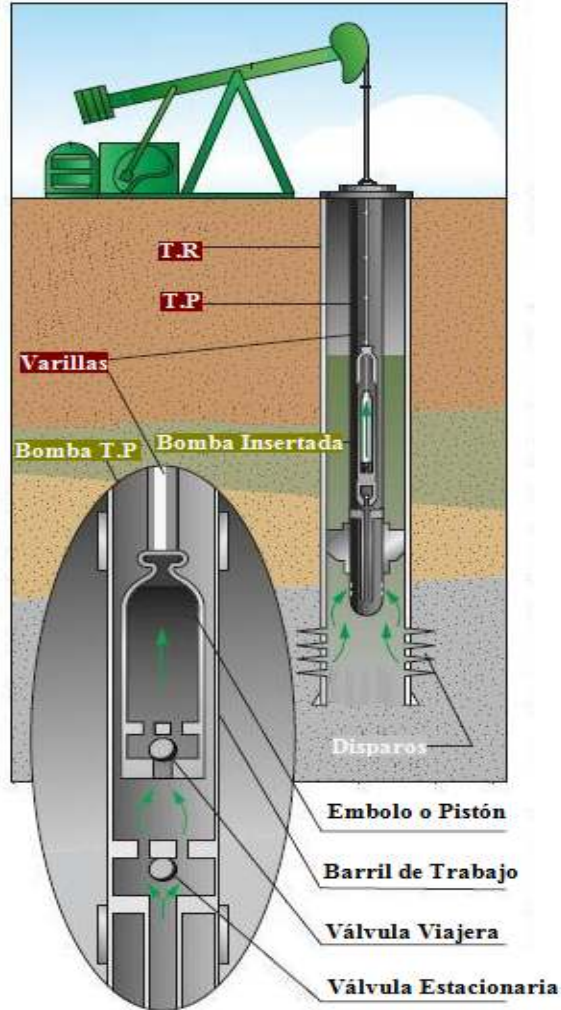


Figura 1.12 Bomba insertada en la tubería de producción³.

b) Bomba de inserción

En este tipo de bomba el barril de trabajo es una parte integral del ensamble de la bomba subsuperficial y es corrida como una unidad en la sarta de varillas de succión en el interior de la T.P o de la T.R.

Una ventaja de este tipo de bomba es que se conectan a la sarta de varillas de succión, esto facilita la extracción del montaje completo, el cual puede ser retirado simplemente al extraer la sarta de varillas. Con esta bomba, el barril de trabajo es bajado junto con las varillas.

Otro tipo de bomba es la que se anexa a la T.R; este tipo de bombas son todas aquellas que usan la T.R en lugar de la T.P, por medio del cual el fluido es bombeado a superficie. La bomba de T.R es para pozos poco profundos y donde se requieren gastos de producción altos.

Las bombas subsuperficiales consisten de cinco componentes:

1. Barril de trabajo
2. Embolo
3. Válvula estacionaria
4. Válvula viajera
5. Ancla de asiento

Si existen cantidades de gas libre en los fluidos de pozo, es recomendable instalar un ancla de gas, la cual funciona como un separador de gas desviándolo hacia el espacio anular. Este dispositivo trabaja por el efecto de densidades, ya que el gas es menos denso que el aceite, se eleva conforme los fluidos entran al ancla. Si no se instalara este dispositivo la bomba trabajaría con altos volúmenes de gas lo que disminuiría su eficiencia de bombeo.

1.4.7 Tubería de producción

La sarta de varillas se instala dentro de la T.P, el cual su diámetro varía de acuerdo al diámetro de la bomba y por la cantidad de gastos a producir. Dentro de la T.P existen otros equipos que son importantes en el diseño del bombeo mecánico tales como:

a) Ancla mecánica

Su función principal es sujetar la T.P ya tensionada, es decir con fluidos en la bomba subsuperficial, éste mecanismo es instalado a determinada profundidad del pozo. Al instalar una ancla mecánica se mantendrá la T.P fija, gracias a esto se evitara el problema de elongación, por lo cual se asegurara una carrera efectiva del embolo de la bomba. Además se disminuirá el desgaste de las varillas y de la T.P

b) Empacador

El empacador en este sistema artificial tiene como objetivo mantener tensionada la T.P, con la diferencia de que éste lleva hules por lo que no permite la comunicación entre la T.P y la T.R

1.5 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

Un pozo candidato a producir por Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC), debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como por ejemplo las altas relaciones gas-aceite, altas temperaturas y la presencia de arena en los fluidos producidos. En la figura 1.13 se muestra los elementos que componen este sistema.

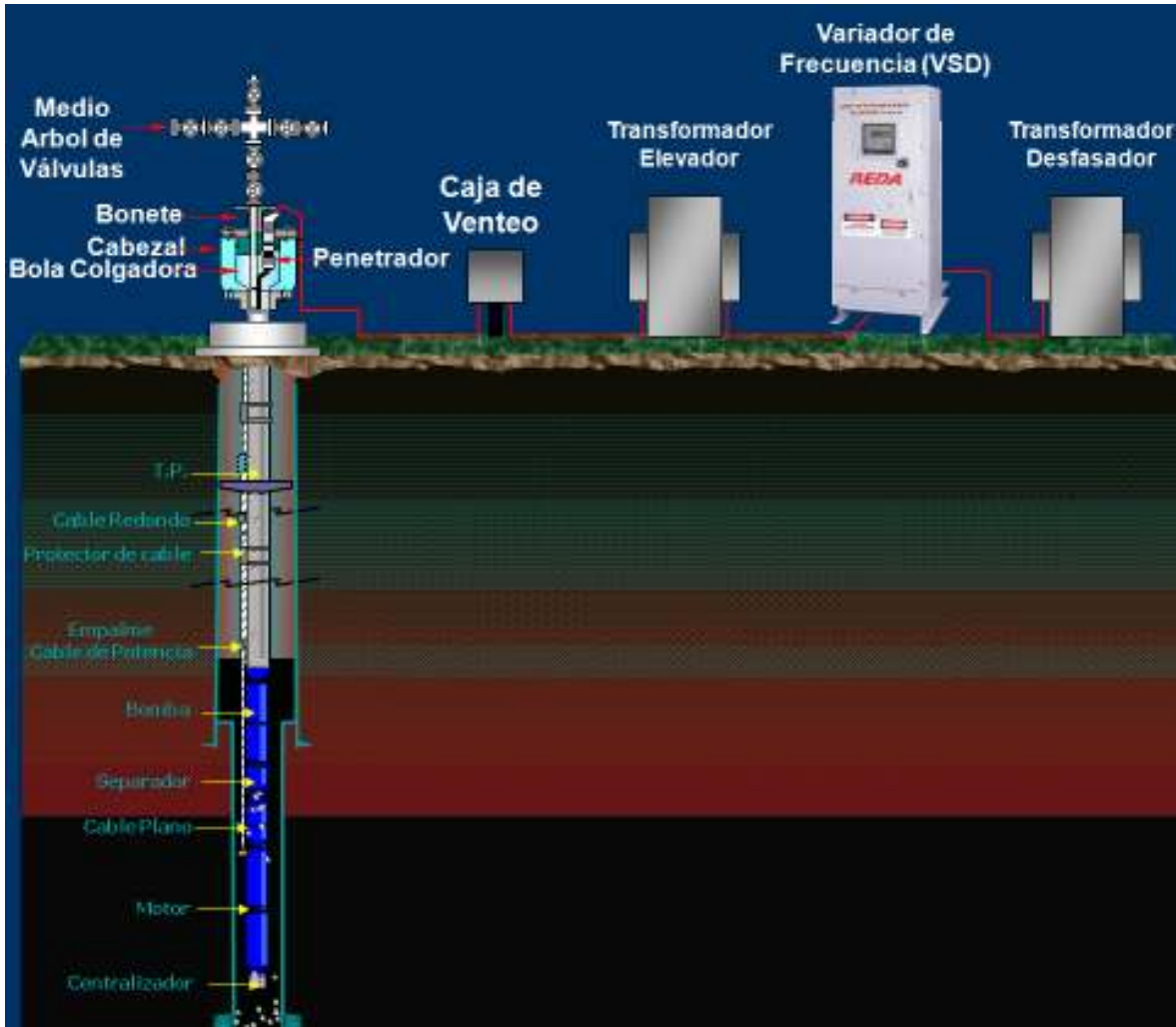


Figura 1.13 Unidad de Bombeo Electrocentrífugo⁴.

Algunas características únicas de este sistema son:

- Capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades.
- Puede manejar bajo una amplia variedad de condiciones de pozo.
- La unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El BEC es ideal para trabajar bajo un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación será notable cuando las condiciones sean propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas RGA.

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo está constituida en la superficie por: cabezal, cable superficial, caja de venteo, tablero de control, transformador. El equipo de fondo está conformado por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga, cable conductor y accesorios para asegurar una buena operación (*figura 1.13*).

Cada componente ejecuta una función en el sistema con el objetivo de obtener las condiciones de operación deseadas que permitan optimizar la producción.

1.5.1 Equipo Superficial

a) Bola colgadora

Es un elemento que forma parte del cabezal del pozo, su función es sostener la T.P, permitir su paso y el del cable conductor, además evita la fuga de fluidos a la superficie debido al sello entre la T.P y la T.R, está construida de acero, envuelta de neopreno.

b) Caja de venteo

Su instalación se debe a cuestiones de seguridad entre el cabezal y el tablero de control, debido a que puede haber fugas a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero.

c) Tablero de control

Es el mecanismo que controla la operación del aparejo de producción que hay en el fondo del pozo. Su diseño dependerá de la calidad del control que se desea tener, el cual puede ser:

- Equipo Sencillo
 - Botón de arranque.
 - Fusible de protección por sobrecarga.

- Equipo Completo
 - Fusibles de conexión.
 - Mecanismos de relojería.
 - Amperímetro.
 - Protectores de depresionamiento de líneas.
 - Señales de luces.
 - Dispositivos de control remoto.

d) Transformador

Es un elemento importante del equipo superficial, ya que su objetivo es elevar o disminuir el voltaje requerido desde superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo. Algunos están instalados con interruptores, el cual les da mayor flexibilidad de operación.

e) Variadores de frecuencia

Este equipo permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor por lo que modifica su velocidad. Incrementando la frecuencia incrementará la velocidad y el gasto, una baja frecuencia los disminuye.

1.5.2 Equipo Subsuperficial

Lo conforma el motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba y cable.

1.5.2.1 Motor eléctrico

El motor eléctrico es colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía a través de un cable desde una fuente superficial. Su diseño es especial, ya que permite introducirlo en la T.R del pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes. La tabla 1.2 muestra los principales tipos de motores disponibles para el BEC.

Tipo	Características
Inducción	<p>a) Jaula de ardilla Este motor tiene un rotor que es un electroimán, tiene barras de conducción en toda su longitud, incrustadas en ranuras a distancias uniformes alrededor de la periferia. Este ensamblado se parece a las pequeñas jaulas rotativas de los hámsteres y por eso llevaban el nombre de jaulas de ardillas, éste puede ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Monofásico • Trifásico
	<p>b) Rotor devanado Este puede ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Monofásico • Trifásico
Dos polos de inducción	En este tipo de motores y en condiciones normales, el rotor gira a las mismas revoluciones que lo hace el campo magnético del estator.

Tabla 1.4 Tipos de motores para el BEC

En el interior del motor se llena con aceite mineral, éste se caracteriza por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar (cojinetes). El aceite tiene la función de transferir el calor generado por el motor a la carcasa y de ésta a los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de la misma, es por esta razón que se recomienda colocar el aparejo arriba del intervalo disparado.

El voltaje necesario para el motor está en función de la profundidad de colocación del aparejo, debido al incremento de las pérdidas de voltaje que hay en el cable y la reducción del amperaje requerido.

1.5.2.2 Protector

Se localiza entre el motor y el separador de gas; su objetivo es igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo. El protector tiene otras funciones adicionales estas son:

- Conecta la carcasa de la bomba con la del motor.
- Evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.
- Transmite el torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.
- Guarda un cojinete que absorbe la carga axial desarrollada por la bomba.

Existen dos tipos de protectores que pueden ser utilizados

- a) Convencional
- b) Tres cámaras

Actualmente los protectores difieren de un fabricante a otro, pero la diferencia principal está en la forma de como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo.

1.5.2.3 Separadores de gas

El separador de gas es un componente de seguridad opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector, su función principal es succionar los fluidos a la bomba y desviar el gas libre de la succión hacia el espacio anular. Este tipo de dispositivo permite una operación de bombeo más eficiente en pozos de gas.

Existen dos tipos de separadores:

a) Convencional

Su operación consiste en invertir el sentido de flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe con su trayectoria ascendente hacia el espacio anular, se recomienda para pozos donde las cantidades de gas libre no son muy altas, a la profundidad de colocación de la bomba.

b) Centrifugo

Su operación consiste en separar a los fluidos por fuerza centrífuga, por la diferencia de densidades, el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro.

Este separador cuenta con cuatro secciones: succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y By-pass

La compañía REDA (Russian Electrician Dynamo Artunoff) el cual fue la primer compañía en desarrollar el motor eléctrico, fabrica tres tipos de separadores.

- Estático (convencional)
- Dinámico (centrifugo)
- Vortex

El separador tipo Vortex es un separador tipo dinámico, el cual utiliza el efecto de remolino que se genera en el fluido al pasar por los puertos de entrada. Las ventajas de este tipo de separadores es tener mejor eficiencia de separación, y mejor rendimiento y durabilidad en ambientes difíciles.

Los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba, son:

- El comportamiento de la bomba cambia drásticamente creando fallas en su interior.
- Se reduce la eficiencia.
- Fluctuación de carga en el motor.
- Posible efecto de cavitación.

Actualmente en la industria se tienen avanzados separadores de gas que permiten manejar altas RGA mejorando la eficiencia total del sistema.

1.5.2.4 Bomba centrifuga sumergible

Su función principal es incrementar la presión de los fluidos producidos hasta alcanzar la superficie, estas bombas son de etapas múltiples y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario. El volumen de fluido que va a producirse está en función del tamaño de la etapa que se use, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

El tamaño del impulsor y el diseño de su geometría afecta el funcionamiento de las bombas, es por eso que se considera una variable importante (*figura 1.14*). El diseño de un impulsor se puede clasificar como: radial, mixto o axial.

Un concepto importante que relaciona el impulsor con la presión, es “la presión desarrollada por una bomba sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del fluido bombeado”.

La selección de la bomba para su aplicación depende de los siguientes factores:

- Tamaño de la T.R.
- Frecuencia de la corriente eléctrica.
- Gasto deseado.
- Producción especial (presencia de gas, fluidos viscosos, corrosivos, abrasivos requerirán de equipo especial)



Figura 1.14 Bomba Centrífuga para BEC⁵.

Bombas más grandes proporcionan; mayor eficiencia, menor costo, mejora el manejo de gas y fluidos viscosos, altos HP y un empuje más alto.

1.5.2.5 Cable conductor eléctrico

La energía necesaria para impulsar el motor se transfiere desde la superficie por medio de un cable conductor, este debe elegirse de tal manera que cumpla con los requisitos de voltaje y amperaje necesarios por el motor de fondo (*figura 1.15*). Además debe estar aislado bajo las propiedades que impone el fluido producido.

Las características más importantes del cable conductor son:

- Capacidad para aislar los cables eléctricos.

- Dimensiones externas (facilidad de cambiar el cable).
- Reducir el tamaño del conductor.
- Resistencia a la temperatura.
- Su elección debe de ser cuidadosa ya que, es considerado como el equipo más caro del sistema.

Cuando se usan cables en sistemas de alto voltaje, los conductores son rodeados por un material aislante y en algunas veces con una cubierta de plomo. Los cables estándar tienen una duración aproximadamente de 10 años de vida a una temperatura máxima de 167° F.



Figura 1.15 Cable Conductor Eléctrico⁵.

El tamaño del cable es determinado por el amperaje y voltaje del motor, así como por el espacio disponible entre la T.P y T.R.

1.6 Bombeo Hidráulico

El bombeo hidráulico es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado desde superficie a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial el cual se coloca a cierta profundidad de interés.

El fluido presurizado se conoce como fluido de potencia o fluido motriz y puede ser agua o aceite. El fluido motriz acciona una bomba subsuperficial que actúa como un transformador para convertir la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie.

Características y capacidades de operación

Sus características y capacidades de operación para este tipo de bombeo son:

1. Un rango de presión de 2,000 a 4000 psi en superficie.
2. La bomba utilizada es del tipo reciprocante triplex para generar los rangos de presiones mencionados en el punto uno.
3. Generalmente se usa una potencia en superficie de 30 y 275 hp.
4. Puede utilizarse el aceite crudo producido o el agua como fluido motriz.
5. Las profundidades de colocación de la bomba están entre 1,500 y 15,00 pies para el tipo pistón y para el tipo jet entre 1,500 y 10,000 pies.
6. Pueden ser inyectados al fondo del pozo junto con el fluido motriz productos químicos para evitar y controlar la corrosión.
7. Las instalaciones del bombeo hidráulico son adecuados para pozos direccionales, horizontales o aquellos que presentan una desviación.

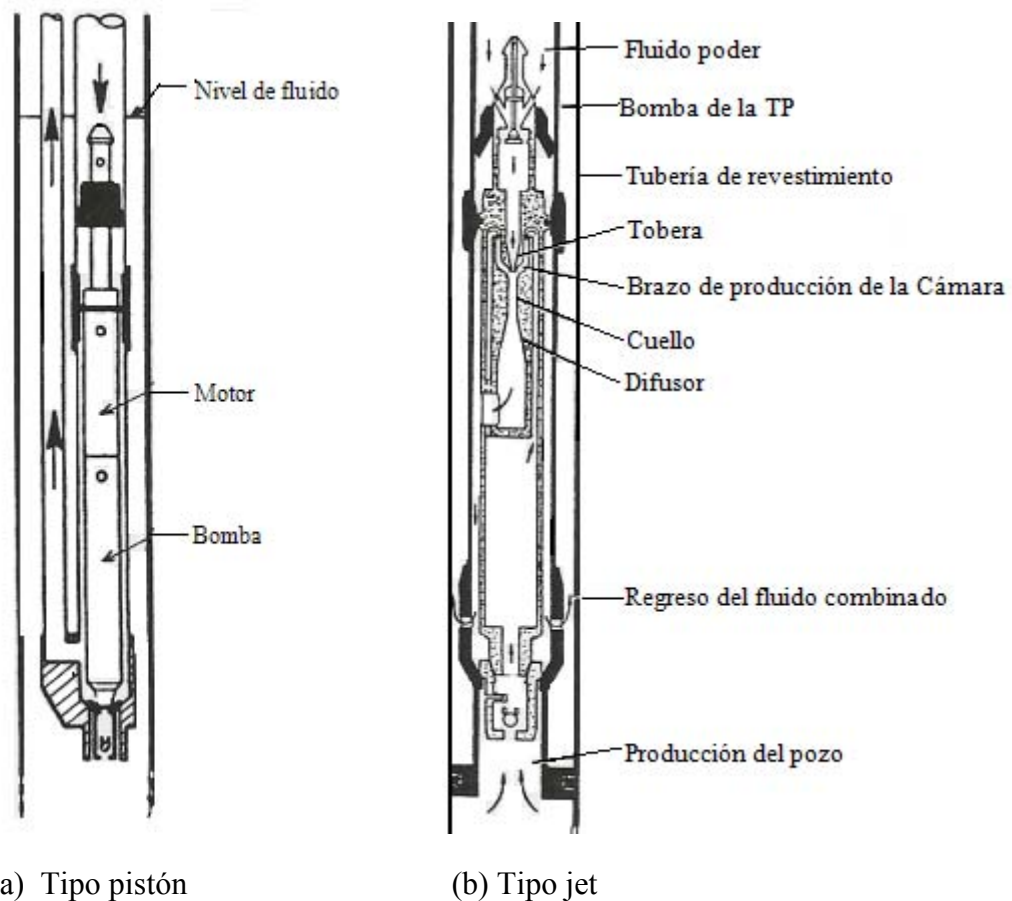


Figura 1.16. Bombeo Hidráulico tipo Pistón y tipo Jet¹

1.6.1 Tipos de Bombeo Hidráulico.

De acuerdo al tipo de bomba se clasifican en:

a) Tipo pistón

El tipo pistón es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial la cual está constituida fundamentalmente de un juego de pistones reciprocantes acoplados entre si por medio de una varilla metálica (*figura 1.16a*). El juego de pistones está compuesto por uno superior “pistón motor” y que es accionado por el fluido motriz al tiempo que el pistón inferior “bomba” impulsa los fluidos del pozo hacia la superficie.

b) Tipo jet

El tipo jet es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de una tubería de inyección, hasta una tobera, una cámara de mezclado y un difusor, el cual forman parte de una unidad de producción subsuperficial. La alta presión del fluido motriz pasa a través de la tobera para ser convertida en un fluido de alta velocidad jet de fluido, el cual se transfiere a los fluidos producidos para ser impulsados hacia la superficie (*figura 1.16b*).

Ventajas potenciales de este sistema son

- La bomba jet puede tolerar fluidos de menor calidad, ya sea fluido motriz o del pozo, ya que no contienen componentes mecánicos reciprocantes.
- La bomba jet puede ser adaptada a casi cualquier conexión de fondo.
- Mayores índices de productividad pueden ser obtenidos en comparación con una bomba hidráulica convencional, siempre y cuando se utilice el mismo tamaño de tubería.

1.6.2 Sistema de inyección del fluido motriz

El Bombeo Hidráulico tiene dos tipos de sistemas de inyección que difieren en la forma de inyección del fluido motriz y en la forma en que el fluido motriz regresa a la superficie luego de haber operado la unidad. En lo que no difieren es en la conducción del fluido motriz en superficie (desde el tanque de almacenamiento hasta la unidad de producción subsuperficial)

Los dos tipos de sistemas de inyección son:

a) Sistema cerrado

Es el método más completo que existe actualmente⁷, donde la forma de inyección es en un circuito cerrado y la forma en que regresa el fluido motriz a la superficie es independiente de los fluidos del pozo, en otras palabras, no existe una mezcla entre estos dos; por lo que el fluido motriz regresa al tanque formándose así un circuito cerrado. Una ventaja de este sistema es la medición exacta del volumen de fluidos producidos.

b) Sistema abierto

Este sistema es el más económico y sencillo de los dos sistemas, donde el fluido motriz es inyectado en un circuito abierto y posteriormente se mezcla con los fluidos del pozo por lo que en superficie se tiene una mezcla. El regreso del fluido motriz mezclado con los fluidos del pozo es a través de una tubería de descarga o por el espacio anular, esto dependerá del arreglo subsuperficial que se tenga.

El Bombeo hidráulico tipo jet, el sistema de inyección utilizado es exclusivamente el abierto ya que el fluido siempre es mezclado con los fluidos producidos.

El fluido motriz puede ser aceite o agua producida, generalmente el fluido motriz utilizado en el Bombeo Hidráulico es aceite crudo limpio, aunque también se puede utilizar agua limpia como el medio hidráulico.

1.6.3 Equipo superficial

Un sistema artificial de producción por bombeo hidráulico para realizar su instalación se consideran los siguientes elementos (*figura 1.17*):

a) Tanque para el fluido motriz

Es el encargado de tratar y almacenar adecuadamente el fluido motriz antes de ser succionado por la bomba de la unidad de potencia superficial. En este punto es donde llega la mezcla del fluido motriz y los fluidos del pozo.

b) Unidad de potencia

Proporciona la potencia requerida por el sistema para inyectar el fluido motriz y operar una o varias unidades de producción subsuperficiales. Se compone por una bomba accionada por un motor.

c) Distribuidor múltiple

Este se encarga de distribuir y controlar la cantidad de fluido motriz proveniente de la bomba superficial y con dirección hacia los cabezales de los pozos mediante medidores de flujo y válvulas reguladoras de presión.

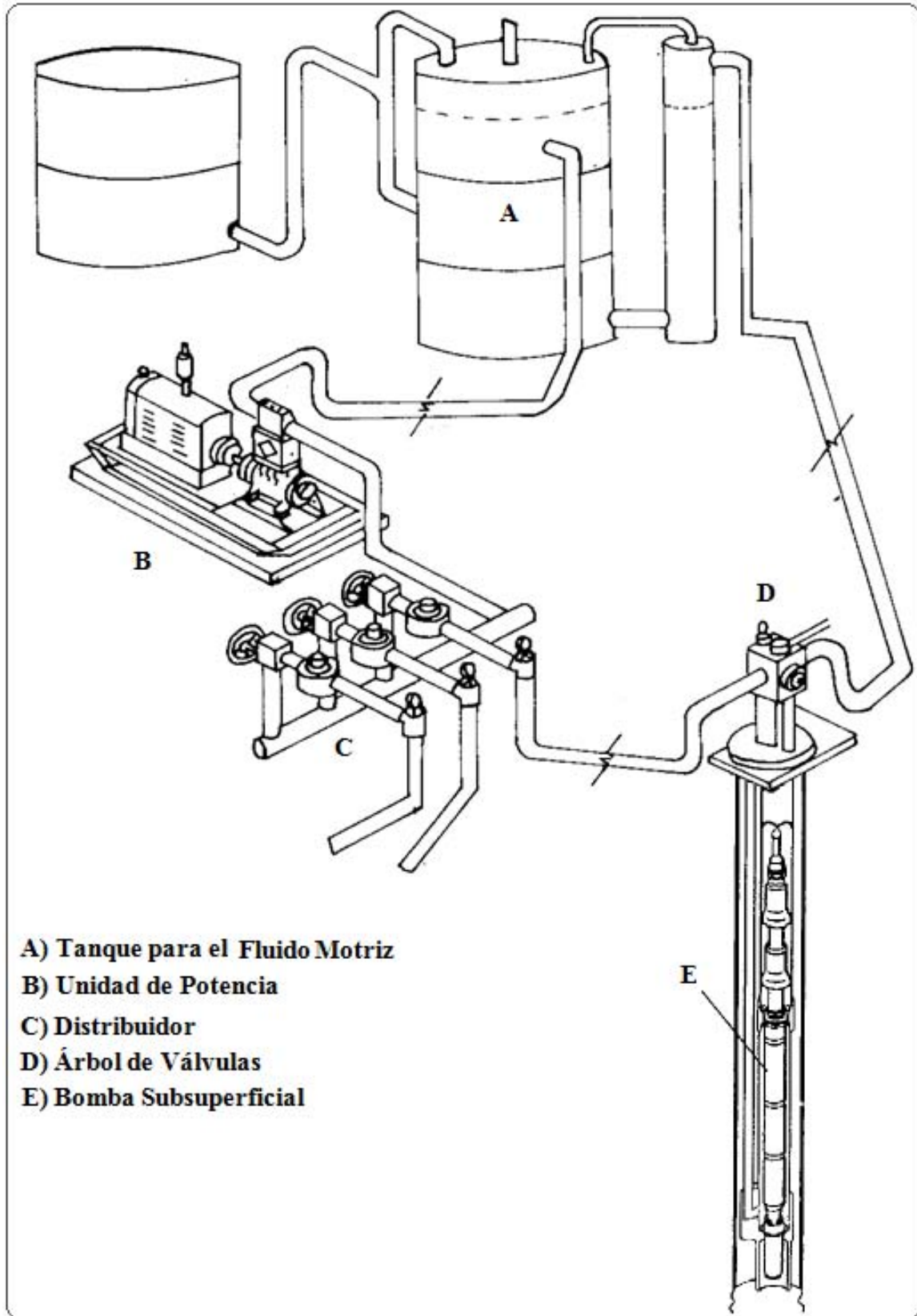


Figura 1.17 Componentes principales de un Bombeo Hidráulico⁷.

d) Árbol de Válvulas

Este dispositivo controla la dirección del fluido así como el volumen proveniente del distribuidor múltiple.

El ciclo del fluido motriz comienza en una batería central utilizando aceite crudo como fluido motriz, en la figura 1.18 se muestra el proceso del fluido a lo largo del sistema.

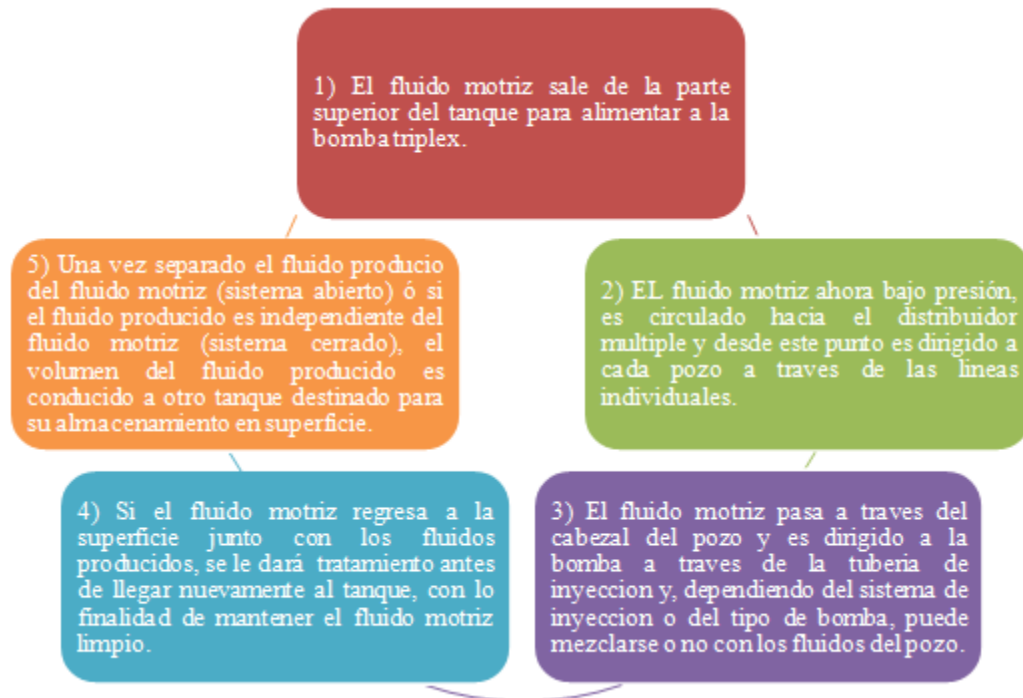


Figura 1.18 Proceso del fluido motriz

1.6.4 Equipo Subsuperficial

Este consiste en una unidad de producción subsuperficial, la cual convierte la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática suficiente para transportar los fluidos producidos hacia la superficie.

Hay dos tipos de instalaciones subsuperficiales:

a) Instalación con bomba fija.

Tiene la característica de fijar la bomba en la parte inferior de la tubería de inyección, es decir, es sujeta a la tubería de inyección, también es conocida como instalación convencional.

b) Instalación con bomba libre.

En esta instalación la bomba de fondo es corrida y colocada libremente dentro de la tubería de inyección, por lo que no se sujeta físicamente. Esto permitirá la circulación de la bomba dentro y fuera del pozo sin necesidad de extraer toda la tubería de inyección.

Cada instalación subsuperficial difiere en la instalación del cabezal y de los arreglos geométricos subsuperficiales. En la tabla 1.5 muestra el tipo de equipo que hay en el cabezal y los arreglos geométricos de fondo para cada tipo de instalación de la bomba.

Instalación	Colocación de la bomba	Tipo de cabezal	Arreglo geométrico subsuperficial
Bomba fija	Se fija en la parte inferior de la tubería de inyección.	Consiste en: <ul style="list-style-type: none"> • Conjunto sencillo de accesorios. • Empacadores. 	Los tipos de arreglos pueden ser: <ul style="list-style-type: none"> • Bomba fijada en la tubería de inyección e introducida en la T.P. • Bomba fijada en la parte final de la tubería de inyección y asentada sobre un empacador recuperable.
Bomba libre	Es colocada libremente dentro de la tubería de inyección.	Consiste en: <ul style="list-style-type: none"> • El arreglo es más elaborado, ya que debe sujetar la bomba. • Una válvula de cuatro pasos. • Medidor de presión. • Accesorios. 	Los tipos de arreglos pueden ser: <ul style="list-style-type: none"> • Bomba libre en un arreglo estándar. • Bomba libre con sarta para el venteo del gas. • Bomba libre con tubería paralela.

Tabla 1.5 Componentes básicos para los diferentes tipos de instalaciones superficiales¹.

1.6.4.1 Bomba subsuperficial

En el subtema 1.6.1 Se presento la clasificación del BH de acuerdo al tipo de bomba subsuperficial. En este subtema se presentan los componentes de cada unidad.

a) Componentes mecánicos tipo pistón

Estos varían en cuanto a las condiciones de diseño por cada fabricante, sin embargo, el principio básico de operación de cualquier unidad es el mismo. Esta unidad está compuesta básicamente de los siguientes elementos:

- Motor hidráulico o pistón motriz de doble acción.
- Válvula motriz que regula el flujo del fluido motriz.
- Bomba hidráulica o pistón de producción.
- Varilla de la válvula motriz o varilla superior
- Varilla media.
- Varilla inferior.
- Tubo de balance.
- Orificio.

El motor hidráulico y la válvula motriz constituyen la sección motriz y se localiza en la parte superior de la unidad. La sección de producción está constituida por la bomba hidráulica localizada en la parte inferior.

b) Componentes mecánicos tipo jet

Al igual que los componentes mecánicos de tipo pistón, estos varían en cuanto a las condiciones de diseño por cada fabricante, sin embargo, el principio básico de operación en cualquier unidad es el mismo. Los componentes básicos de esta unidad de fondo tipo jet son:

- Tobera.
- Cámara de mezclado.
- difusor.

1.6.4.2 Accesorios

En las instalaciones de un SAP es común utilizar mecanismos auxiliares, estos se instalan para dar seguridad a los equipos y disminuir los riesgos de pérdidas económicas. Los accesorios para el bombeo hidráulico son:

- Válvula check.
- Filtro de arranque.

1.7 Cavidades Progresivas

El sistema artificial por cavidades progresivas (BCP) consiste en elevar los fluidos, incrementando su presión por medio de la bomba de cavidades progresivas.

El bombeo por cavidades progresivas tiene un arreglo muy simple tanto en superficie como en el subsuelo. El equipo más importante en superficie es el generador de energía que abastece al motor. Dentro del pozo el elemento más importante del sistema es la bomba.

La bomba de cavidades progresivas es de desplazamiento positivo, compuesta por dos piezas fundamentales, el rotor de acero helicoidal y el estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator es instalado en el fondo de la T.P, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta se da por una fuente de energía en superficie, que permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo.

El rotor tiene forma de un tornillo el cual gira dentro del estator, éste es revestido internamente por un elastómero moldeado al doble del rotor, cuando el rotor gira dentro del estator, genera una cavidad que se va desplazando desde el principio hasta el final de la bomba. En cada cavidad es llenada por fluido (en la succión), éste llega al final de la bomba con una presión mucho mayor (descarga), necesaria para llevar los fluidos hasta la superficie.

El movimiento de rotor es generado por una sarta de varillas, ésta transmite el movimiento rotacional al rotor desde un motor ubicado en la superficie, el cual regula la velocidad de rotación.

Las ventajas que tiene el Bombeo de Cavidades Progresivas son:

- Produce fluidos altamente viscosos.
- Producir altas concentraciones de arena.
- Puede producir altos porcentajes de gas libre.
- Bajos costos de inversión inicial y mantenimiento.
- Simple instalación y operación.

Las desventajas son:

- Producción de 2,000 a 4,000 bpd.
- Profundidad de 1,800 a 3500 m.
- Temperatura de 130° a 178° C.
- No es recomendable para pozos horizontales o direccionales.

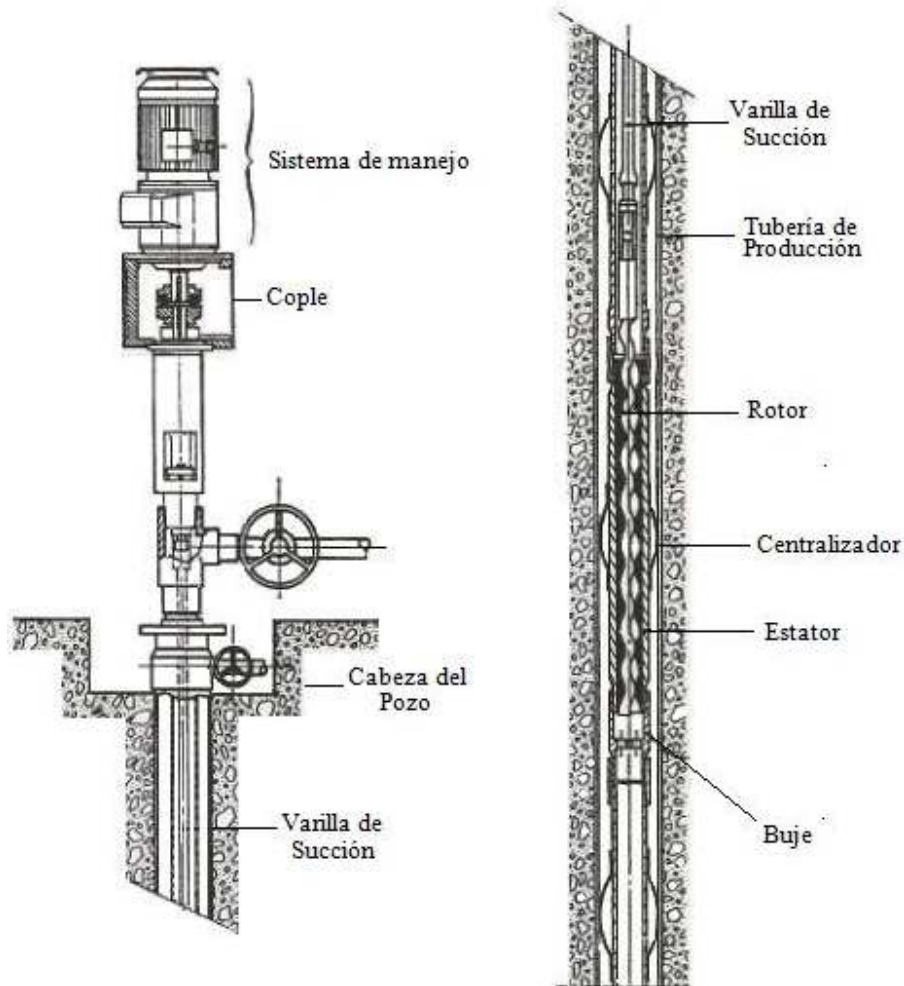


Figura 1.19. Unidad de Bombeo de Cavidades Progresivas¹.

1.7.1 Equipo Superficial

La instalación de un SAP en pozos productores, requiere colocar en superficie equipos que controlen el funcionamiento del mismo. Principalmente, se instalan los sistemas de transmisión de energía de control del pozo. El bombeo por cavidades progresivas tiene un arreglo simple tanto en superficie como en el fondo del pozo. El equipo superficial requiere de una unidad generadora de energía que abastezca el motor, el cual transmitirá la rotación al cabezal y después a la sarta de producción instalada en el interior del pozo. El equipo superficial está conformado por: motor eléctrico, cabezal de rotación, líneas de descarga, sistema de frenado, tablero de control, bandas, caja de cambios, caja de sello y varilla pulida (*figura 1.19*).

a) Motor primario

Es el equipo que proporciona el movimiento mecánico a la sarta de varillas para accionar la bomba y permitir la producción del pozo (*figura 1.20a*).

En el sistema de cavidades progresivas se utilizan motores eléctricos generalmente, sin embargo, en lugares aislados en donde no es posible o resulta muy caro llevar la energía eléctrica se utilizan motores de combustión interna. Las bandas y el reductor de engranes son dispositivos utilizados para reducir la velocidad del motor a velocidades requeridas por la bomba. Común mente se emplean motores que tienen reductores de velocidad integrales y poleas, también se utilizan motores de frecuencia variable que también ahorran energía si son del tipo correcto.

En la selección de motor se debe tener en cuenta la viscosidad y presiones máximas con que trabajará la bomba en el sistema. El motor seleccionado deberá permitir el funcionamiento adecuado del equipo a las condiciones que presenta el pozo.

b) Cabezal de rotación

Es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor. El cabezal de rotación se selecciona en función de la carga que debe soportar y de las condiciones de fijación de la varilla de accionamiento, y los motores. Las funciones principales son:

- Proporciona un sello para evitar que los fluidos bombeados se filtren a superficie.
- Absorbe la carga axial generada por la varilla y por el aumento de presión de la bomba.
- Evita las velocidades inversas de las varillas al momento de parar el motor.

Tipos de cabezales de rotación.

Los cabezales de rotación más comunes son:

- Cabezal de rotación vertical.
- Cabezal de rotación de ángulo recto.

La selección de uno u otro dependen de costos y velocidad de la bomba requerida.

c) Estopero

Su objetivo es proporcionar un sello que impida la fuga de fluidos a la superficie, además permite el giro de la varilla pulida.

d) Varilla pulida

Es la encargada de conectar la caja de engranes y la sarta de varillas de succión. Se fabrica de materiales como acero aleado al manganeso, níquel y molibdeno (*figura 1.20c*).

e) Reductor de engranes

Es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. Su función principal es lograr que el movimiento giratorio horizontal del motor, se transforme en movimiento vertical sobre la varilla pulida (*figura 1.20b*).

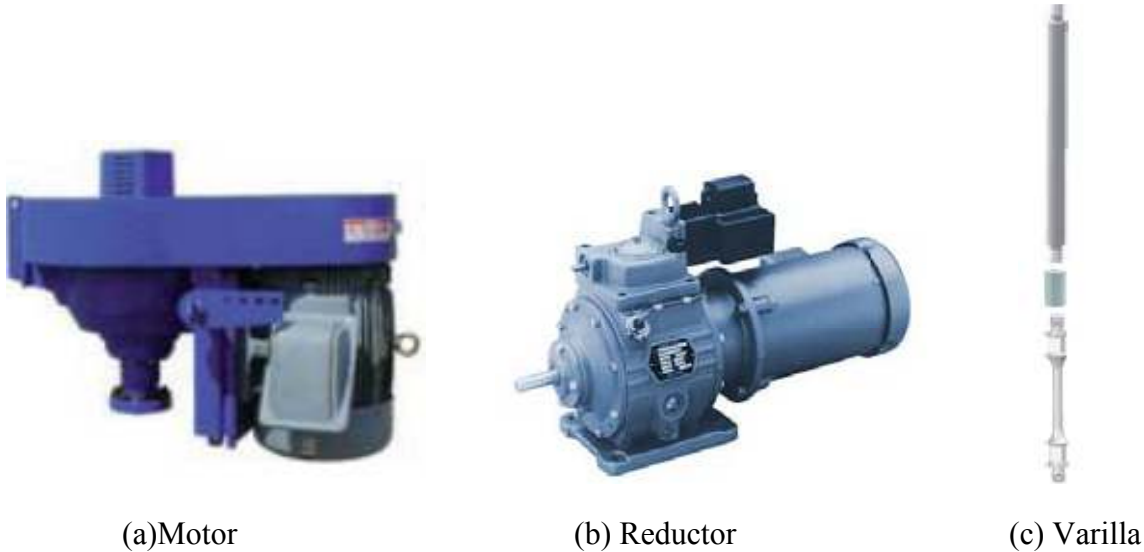


Figura 1.20 Dispositivos superficiales del BCP⁸

1.7.2 Equipo subsuperficial

El componente principal es la bomba de cavidades progresivas, la cual está constituida por el rotor y el estator, además las varillas se consideran también como equipo subsuperficial.

1.7.2.1 Bomba

Su objetivo principal es adicionar presión suficiente a los fluidos del pozo, para hacerlos llegar a la superficie. Esta bomba consiste de un equipo helicoidal simple (rotor) que gira dentro de un equipo de elastómero de doble hélice (estator) *figura 1.21*. Cuando el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forma una serie de cavidades selladas. Su existencia es posible debido a la hélice adicional presente en el estator.

Conforme una cavidad va desapareciendo en la descarga, otra se está creando con el mismo volumen en la entrada, lo que da como resultado un flujo continuo. La longitud de la cavidad es siempre igual a la longitud del paso del estator.

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.

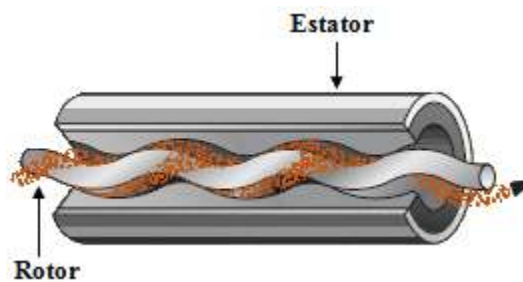


Figura 1.21 Bomba Subsuperficial⁸

Clasificación de las bombas

Las bombas pueden clasificarse de distintas formas tomando en consideración su colocación, instalación o geometría.

Por su instalación

- Insertables.

El estator y el rotor son ensamblados de tal manera que ofrezcan un conjunto único. Este ensamblaje se baja al pozo con la sarta de varillas hasta conectarse a un niple de asiento instalado en la T.P.

- Tubulares

En este caso el estator se baja al pozo conectado a la T.P y el rotor se baja con la sarta de varillas, por lo que el rotor y estator son elementos totalmente independientes el uno del otro. Este tipo de bomba ofrece mayor capacidad volumétrica que la bomba de inserción.

Por su geometría

La geometría de la bomba viene definida por la relación de lóbulos entre rotor y estator:

- Simple

Se conoce como un rotor externamente helicoidal simple y un estator internamente helicoidal doble, esto se escribe 1:2. (*Figura 1.22a*).

- Multilobulares

Son los que tiene más de dos rotores, estas bombas ofrecen mayor producción en comparación con las simples. (*Figura 1.22b*).



(a) Geometría simple (b) Geometría multilobular

Figura 1.22 Geometrías de la Bomba⁸

a) 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. La capa de cromo varía según el fabricante.

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 más costoso que el tradicional (acero al carbón) por lo que su aplicación se restringe a casos especiales.

b) 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.

c) Elastómero

El elastómero es la base del sistema de cavidades progresivas, éste 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.

1.7.2.2 Sarta de Varillas

Se utiliza para transmitir el movimiento giratorio de la varilla pulida al motor de la bomba. Esta diseñada para soportar las cargas mecánicas e hidráulicas del sistema.

La selección de la varilla va a ser directamente en base al torque que se tenga en el arreglo de tuberías. Existen diferentes tipos de varilla para el sistema por cavidades progresivas, las cuales son:

- **Varillas convencionales:** estas varillas están diseñadas para trabajar bajo esfuerzos alternativos, es decir; cargas de tracción.
- **Varillas convencionales modificadas:** diseñadas para soportar el torque experimentado en la aplicación del bombeo por cavidades progresivas.
- **Varillas huecas:** Su principal característica es reducir la fricción entre la varilla y la T.P sus tamaños son similares a las convencionales.
- **Tubería flexible:** es una tubería continua y flexible, son tramos soldados continuamente de tubería de acero; solo tiene dos coples, una para conectarse a la bomba de fondo y otro para conectarse con el equipo superficial. La varilla continua se enrolla en un carrete para su conservación y transporte.

De acuerdo a la normatividad del American Petroleum Institute (API) hay otro tipo de clasificación: varillas que cumplen las normas y las que no cumple las normas.

1.7.2.3 Accesorios

Su propósito es asegurar una mejor operación del equipo, estos son:

a) Centralizadores.

Colocados en las uniones o cuellos de las varillas, cuando el sistema esté trabajando con altas velocidades. Su función es mantener centralizada la sarta y evitar que haga contacto con la superficie interna de la T.P.

b) Controladores de torque.

Es un dispositivo electrónico que sirve para medir el voltaje, amperaje y potencia del motor. Además sirve para protección del sistema y no como un elemento para variar la frecuencia.

c) Anclas antitorque

Este equipo se conecta debajo de niple de paro y se fija en la T.R mediante cuñas. Cuando se pone en funcionamiento la bomba, el torque generado hace que las cuñas se aferren al tubo impidiendo el giro del estator.

d) Separadores de gas

Se utilizan en casos donde el volumen de gas libre es considerable. Este dispositivo separa el gas del aceite, una vez separado el aceite es dirigido hacia la bomba, mientras que el gas es transportado al espacio anular.

1.8 Sistemas híbridos

En los últimos años se han desarrollado nuevas tecnologías con el objetivo de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos, al mismo tiempo reduciendo los costos de reparación y mantenimiento de estos nuevos equipos. Las compañías como Schlumberger, Halliburton, Weatherford, entre otras, continuamente exploran oportunidades para optimizar e integrar tecnologías en el área de producción. Estas compañías han mejorado sus productos combinando tecnologías para abrir nuevas oportunidades de producción y así lograr la optimización de un pozo.

Mediante la combinación de tecnologías tradicionales de SAP se ha podido reducir algunas limitaciones que presenta un solo sistema, es decir, la combinación de SAP ha mejorado las condiciones de instalación, manejo y producción. Ésta innovación tecnológica ha hecho que los sistemas sean más adaptables a una gran variedad de condiciones de fondo, ayudando a lograr un mayor tiempo de producción. Todo esto beneficiará reduciendo costos de mantenimiento y mejorará la recuperación final de hidrocarburos.

1.8.1 Definición de Sistemas Híbridos

Un Sistema Híbrido (SH) es la combinación de dos o más sistemas artificiales de producción. El objetivo de un SH es incrementar la producción del pozo, mejorando las condiciones de manejo del equipo e implementando nuevas tecnologías a un sistema artificial convencional (SAC).

Un SAC posee ciertas limitaciones de diseño, instalación y operación principalmente, un SH reduce los requerimientos de equipo y de consumo de energía con la ventaja de mejorar la eficiencia que tiene un sistema artificial por si solo.

Los sistemas artificiales convencionales excepto el BN poseen una característica principal en el equipo de fondo, una bomba; como se menciona en este capítulo su principal objetivo es adicionar energía al pozo para elevar los fluidos producidos a superficie. Estas bombas de fondo se limitan a no instalarse a determinadas condiciones de pozo principalmente cuando se tienen problemas de gas, agua, arena, ambientes agresivos o por alguna propiedad del hidrocarburo (densidad, viscosidad, etc.) que no puede manejar la bomba.

Un SH ayuda adicionando energía extra a la bomba de otro sistema artificial, lo que significa que un segundo sistema mejorará el bombeo de otro SAP, por lo tanto, un segundo sistema artificial mejorará la eficiencia de otro sistema. El principal aporte de un SH es que se reducirán los requerimientos de potencia de las bombas al instalar un segundo sistema.

1.8.2 Tipos de sistemas híbridos

Los tipos de sistemas híbridos que existen son cinco:

- a) Bombeo electrocentrífugo sumergible con Bombeo Neumático.
- b) Bombeo por cavidades progresivas con Bombeo electrocentrífugo sumergible.
- c) Bombeo por cavidades progresivas combinado con Bombeo Neumático.
- d) Bombeo hidráulico tipo jet con Bombeo Neumático.
- e) Pistón viajero con Bombeo Neumático.

a) Bombeo electrocentrífugo sumergible con Bombeo Neumático

En este sistema híbrido, la alta capacidad de elevación de las bombas Electrosumergibles es combinada con las capacidades de reducción de la columna de líquido que proporciona el Bombeo Neumático (*figura 1.23*). El gas es inyectado por encima de la Bomba electrocentrífuga para reducir la densidad de la columna de fluido. Esta reducción en la columna puede ser tan significativa que puede ahorrar hasta un 40% de energía²,

Características principales:

- 1. Reduce los requerimientos de presión para la descarga del Bombeo electrocentrífugo.
- 2. Cuenta con el apoyo de software para su análisis, con el objetivo de mantener el buen funcionamiento del equipo.

Beneficios

- Disminución de los requerimientos de inyección de gas.
- Aumenta la profundidad de instalación de la bomba.
- Reducción en requerimientos de la bomba y motor (menor consumo de energía).
- Reducción de las instalaciones eléctricas principalmente en el cable conductor eléctrico.

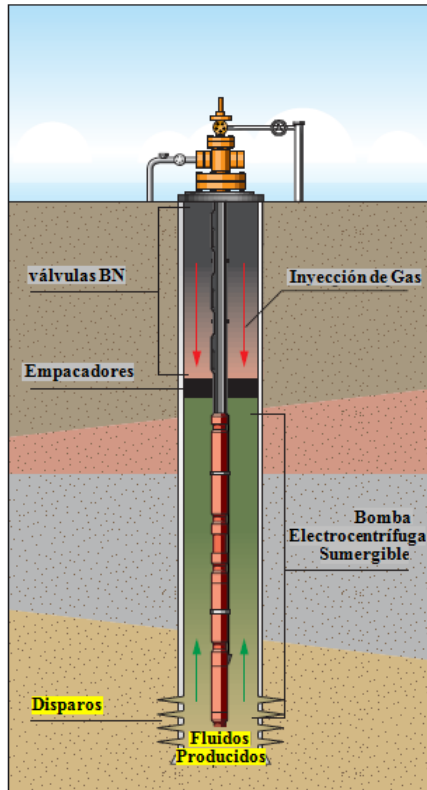


Figura 1.23 Sistema combinado BEC y BN³



Figura 1.24 Sistema BCPE⁹

b) Bombeo por cavidades progresivas con Bombeo electrocentrífugo sumergible

Este sistema híbrido también llamado bombeo de cavidades progresivas Electrosumergible (BCPE) combina la bomba de cavidades progresivas con el motor del BEC. Es ideal para usar en pozos horizontales, con menos varilla en el sistema, eliminará la pérdida de fricción en la tubería y la varilla. El sistema es resistente a la producción de arena y ofrece una alta eficiencia de producción de fluidos viscosos. Los gastos, la columna hidrostática y la eficiencia del sistema son controlados usando en superficie un VSD.

Características principales:

1. Es un sistema sin varilla que elimina la pérdida por fricción en la tubería y la varilla (Figura 1.24).

2. El elastómero del estator está hecho de una mezcla de componentes diseñado para manejar una variedad de fluidos producidos, sólidos y gases.

Beneficios

- Alta eficiencia de producción incluso para fluidos viscosos y altos contenidos de sólidos.
- Producción controlada a través del VSD.
- Manejo de gas gracias al separador de gas.

c) Bombeo por cavidades progresivas combinado con Bombeo Neumático.

Este sistema híbrido combina la eficiencia volumétrica y la capacidad de manejo de aceite pesado de la BCP con la capacidad de reducción de la columna de fluido del Bombeo Neumático. El gas es inyectado por encima de la BCP causando que la columna de fluido se reduzca significativamente, por lo que aumentara el rendimiento de la Bomba CP.

Características principales:

1. Puede ser instalado con o sin empacadores.
2. También cuenta con el apoyo de software para su análisis, con el objetivo de mantener el buen funcionamiento del equipo.
3. Único mandril para el Bombeo Neumático diseñado con un tubo de inyección bypass.

Beneficios:

- Incrementa la eficiencia volumétrica de la BCP.
- Mejora la eficiencia de elevación en condiciones de baja densidad de la columna de fluido.
- Aumenta la profundidad de instalación de la BCP.
- Bajo consumo de energía (reduce la potencia del motor necesaria para el arranque).
- Reduce el tamaño de la varilla.

d) Bombeo hidráulico tipo jet con Bombeo Neumático

Las capacidades del fluido motriz de la bomba tipo jet se combinan con las capacidades de reducción de la columna de fluido del Bombeo Neumático.

Normalmente, el tubo concéntrico tales como un espiral se instalan dentro de la T.P junto con una bomba jet. El fluido motriz es inyectado por debajo de la sarta concéntrica donde los fluidos producidos se mezclan con el fluido motriz a través de la bomba jet y son producidos hasta la T.P. El gas es inyectado por encima de la bomba jet, reduciendo la columna de líquido e incrementando la eficiencia del sistema.

Características principales

1. Cuentan con el apoyo de software para su análisis.
2. Aumenta la recuperación de reservas.

Beneficios

- Bajo volumen de fluido motriz para su operación.
- El pozo puede ser tratado para controlar problemas de corrosión o parafinas.
- Reduce los requerimientos de instalación del BN en superficie.
- Incrementa la profundidad de instalación de la bomba.

e) Pistón viajero con Bombeo Neumático.

En este sistema híbrido, se combina un pistón con el BN para incrementar la eficiencia de elevación en pozos con elevación intermitente.

Características principales:

1. Varios diseños de émbolos pueden ser usados.
2. El embolo puede ser retirado sin intervención.
3. Puede ser usado en pozos desviados.

Beneficios

- Mantiene el pozo limpio de parafinas.
- Aumenta la recuperación final de gas y aceite.
- Reduce el equipo superficial del BN.

Los SH son una innovación que ha resultado satisfactoria en aguas someras. En general los sistemas artificiales han evolucionado en la última década, además se han creado nuevas alternativas de producción, con el objetivo de incrementar la vida productiva de un pozo. En capítulos posteriores se describirá otras alternativas de sistemas artificiales, estos sistemas son un gran avance tecnológico en el área de producción, el cual están diseñados no solo para incrementar la producción, sino para reducir gastos de mantenimiento, reparación o intervención del pozo.

Referencias

1. Henri C. “*Well production practical handbook*”, institut français du petrole publications, technip, 2003
2. 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.
3. Fleshman R., Obren L. H. “*Artificial lift for high-volume production*” Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999
4. Lucero Aranda, Felipe de Jesús “*Apuntes de sistemas artificiales de producción*” Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico, 2009
5. Schlumberger, “*Conventional gas lift*”
<<http://schlumberger.com/productsandservices/artificiallift/gaslift>>
6. CAMERON, <<http://cameron/productsandservices>>
7. M.I Gómez Cabrera, José Ángel “*Producción de pozos 1*” Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico, 1985.
8. Halliburton, “*Opening new frontiers Progressing Cavity Pumps*”
[<<http://halliburton.com/products/artificiallift/ProgressingCavityPumps>>]
9. M. Taufan, R Adriansyah y D. Satriana “*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells*” Artículo de la SPE 93594, 2005.

CAPITULO 2

Generalidades de las Terminaciones Inteligentes

2.1 Historia de las terminaciones inteligentes

El mantener la rentabilidad de los campos marginales ha sido un proceso complicado, ya que se requieren de estrategias integrales de desarrollo para hacerlos económicos. El éxito de estas estrategias representa la culminación de esfuerzos multidisciplinarios de geólogos y geofísicos, especialistas en yacimientos y producción, operadores e ingenieros de producción así como compañías de servicios. El desarrollo de estas estrategias genera costos muy altos por lo que se limita su aplicación en campos donde no es rentable realizar dicho estudio. En la última década se han desarrollado tecnologías empleadas para el desarrollo de campos marginales, como por ejemplo:

- Uso de empaques de grava en pozos con el fin de minimizar la migración de arena.
- Sistemas artificiales.
- Métodos de recuperación secundaria y terciaria, etc.

Una de las más prometedoras tecnologías desarrolladas para mantener la rentabilidad de campos marginales en la última década, ha sido el concepto de “pozo inteligente”. 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 datos en tiempo real sean adquiridos sin ningún tipo de intervención.

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 sus costos en el desarrollo de un pozo incrementarán.

El problema de las intervenciones y reparaciones en pozos es considerable, ya que no solo 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 2.1 muestra los principales aspectos a considerar en un programa de mantenimiento.

Aspecto	Característica
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	<ul style="list-style-type: none"> a) Costos de los materiales. b) Costos de los servicios. c) Costos por la utilización, mantenimiento y pruebas del equipo.

Tabla 2.1 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.

El primer pozo inteligente en el Golfo de México fue instalado en Abril de 1999, localizado en aguas profundas¹ con un tirante de agua de 1000m (*figura 2.1*). El campo tenía unidades de arena que eran vertical y lateralmente discontinuas a lo largo del campo. Con la necesidad de tener múltiples puntos de producción en un mismo pozo, se pretendía encontrar un método el cual permitiera producir dos intervalos a la vez en un mismo pozo, ahorrando costos para un segundo pozo. Los operadores desarrollaron un plan que describió el orden en que las diferentes zonas productoras serían incorporadas al pozo para maximizar las reservas y la producción inicial.

Previamente a la instalación se realizaron estudios de caracterización, toma de muestras y simulación del campo, con el propósito de observar la distribución de permeabilidades, así como el comportamiento del fluido, principalmente para determinar si era un pozo candidato para una terminación inteligente. Una “terminación inteligente (T.I)” se define como el equipo que se instala en el pozo necesario para conducir, monitorear y controlar la producción de hidrocarburos. En capítulos posteriores se analizará qué equipos conforma una terminación inteligente.



Figura 2.1 Ubicación del primer pozo inteligente¹

Muchas técnicas innovadoras se utilizaron para la instalación de la terminación, desde la incorporación de una plataforma mini-TLP (Figura 2.2) 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.

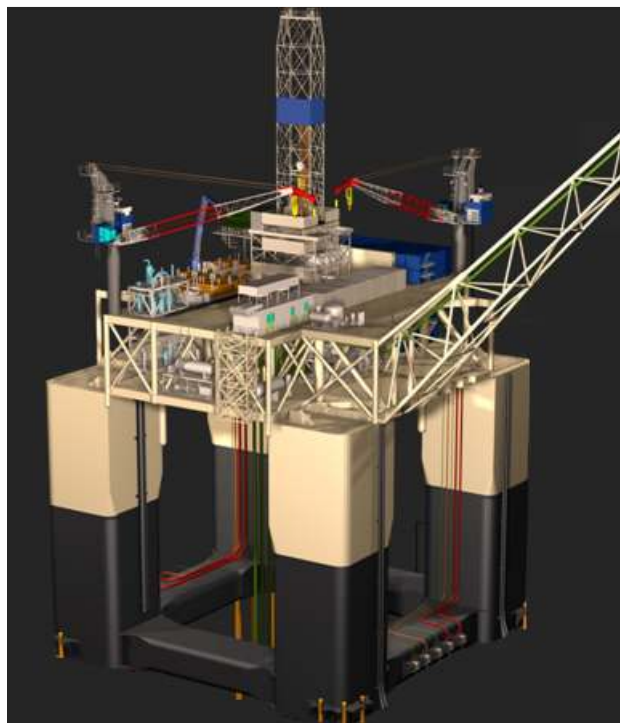


Figura 2.2 Plataforma TLP²

El 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. Todo el equipo de la 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 tubería de producción (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.

2.2 Historia y desarrollo tecnológico

Hasta finales de 1980 el control remoto se limitaba generalmente solo a traductores superficiales alrededor del árbol y estranguladores, control hidráulico de válvulas de seguridad subsuperficial y control hidráulico-eléctrico del árbol de válvulas. Las primeras operaciones con ayuda de equipos computacionales optimizaban la inyección del BN, debido al control cerca del estrangulador y del árbol de válvulas, además con la asistencia del monitoreo y control del bombeo. Con este desarrollo, la implementación exitosa, y mejorando la rentabilidad con una variedad de sensores instalados permanentemente, los operadores comenzaron a considerar el control directo de flujo en un pozo un beneficio económico significativo. Las compañías de servicios respondieron con sistemas de alto nivel diseñados para proporcionar un control y monitoreo completo.

Inicialmente, los dispositivos de control de flujo de una T.I se basan en la tecnología utilizada por las válvulas convencionales de acopladores deslizantes operados por línea de acero. Estas válvulas se reconfiguraron para proporcionar una posición variable de estrangulamiento (encendido/ apagado) mediante el uso de sistemas accionados hidráulicamente, eléctricamente o hidroeléctricamente. Un mayor desarrollo resultó en los estranguladores, ya que resistían la erosión y altas presiones diferenciales sin ser dañados. El equipo adicional fue basado en tecnología convencional de válvulas de seguridad subsuperficial proporcionando válvulas tipo bola para cerrar o abrir

Inicialmente, estos sistemas totalmente integrados no fueron aceptados ampliamente por el costo elevado de capital que requerían y la baja probabilidad percibida de éxito, que resulta en altos costos de riesgo. Para hacer frente a estos retos, los sistemas hidráulicos de bajo costo se ofrecieron para proporcionar alguna de las funcionalidades de los sistemas iniciales de gama alta. Estos sistemas permitieron preparar una variedad de sensores junto con dispositivos de control hidráulico para proporcionar una terminación compuesta de sensores inteligentes. Los primeros resultados no eran favorables, ya que el procesamiento, transmisión y manejo de datos dejó mucho que desear de los ordenadores, sistemas básicos de monitoreo y la descarga de datos.

Para el año 2003, los medidores permanentes de presión y temperatura de fondo y la terminación inteligente (sensores y válvulas) fueron combinados con algún tipo de intranet o de transmisión de datos por internet, aumentando la velocidad y uso de información. Los sensores fueron desarrollados para medir el flujo mediante el uso de sistemas no intrusivos o medidores Venturi. La combinación de estos dispositivos pueden ser enlazados con otros sistemas de fibra óptica para medir la distribución de temperatura, presiones múltiples y señales acústicas (permitiendo la implementación de sensores sísmicos permanentes). El rendimiento útil de estos sistemas fue variable, pero actualmente presentan niveles aceptables ya que proveedores están invirtiendo en ingeniería de mayor rentabilidad.

El mismo año el 3 de agosto fue instalado la primer T.I de tipo eléctrico en aguas profundas en el campo Marlim Sul (sur), Brasil⁵ a una profundidad de 1,180 m. de tirante de agua (*figura 2.3*) La instalación de este equipo represento la culminación de cinco años desarrollados conjuntamente por Petrobras y Baker Oil Tools en asociación con otras compañías. El proyecto fue puesto en marcha en el año de 1999 como parte del programa de Petrobras PROCAP 3000 (*Technological Innovation and Deep and Ultra-Deep Water Advanced Development*). Este programa tenía por objetivo permitir a la compañía operar a profundidades mayores de 3,000 m, de tirante de agua. El sistema desarrollado fue metódico, estricto y ordenado para no cometer ninguna equivocación en su instalación.



Figura 2.3 Ubicación del primer sistema inteligente con instalaciones eléctricas⁶.

Anticipadamente la compañía realizó proyectos sistemáticos, el cual empezó con la investigación en sistemas de pozos inteligentes que cumplieran con sus criterios internos y que fueran comercialmente disponibles y de bajo desarrollo económico.

Además de que deberían cumplir con criterios estrictos de seguridad, los objetivos de esta investigación fueron:

- Crear un sistema capaz de operar a intensas presiones y temperaturas, mejorando los dispositivos de accionamiento hidráulico de control de flujo en el fondo de pozo.
- Ampliar la capacidad de recepción de los sensores de fondo para resolver las incertidumbres críticas para la producción en aguas profundas.
- Reducir o eliminar las intervenciones requeridas en los aparejos.

En diciembre de 1999, la compañía patrocinó un seminario de terminaciones inteligentes en Brasil. El seminario fue concebido para servir como una oportunidad para las compañías de servicios que competían en el campo de terminaciones inteligentes, presentaran tecnologías de última generación que ayudaran a Petrobras a hacer frente a los desafíos que planteaba el proyecto PROCAP 3000. Basándose en su presentación Baker oil tools le fue otorgado un acuerdo de cooperación técnico por un sistema de pozo inteligente completamente eléctrico, para ser instalado en un pozo de aguas profundas.

El sistema Baker's InCharge, el cual ya había desarrollado aproximadamente el 70% de la investigación en el momento del acuerdo de cooperación técnico, controlaba y monitoreaba el flujo a través de estranguladores de variable infinita por accionamiento eléctrico conocido como regulador de producción inteligente (IPRs) y unidades de medición de flujo de simple fase (UMFs).

El sistema combinaba componentes eléctricos de la industria Baker's con componentes eléctricos y mecánicos convencionales de registro y herramientas de terminación, empacadores, aislamiento de temperatura y empalmes, logrando así el monitoreo de fondo y control de los equipos. La potencia y comunicación funcionaban a través de un simple cable conductor flageado en la T.P que pasa por los empacadores y el cabezal. El sistema de control superficial podía controlar y monitorear hasta 12 zonas del pozo en una simple instalación.

Los objetivos del sistema de T.I de este proyecto incluían:

- Controlar la inyección en las zonas.
- Asegurar y garantizar la comunicación entre el fondo del pozo y superficie.
- Medir las capacidades de flujo para las diferentes zonas
- Monitorear y controlar el pozo (presiones y temperaturas para cada zona)

Proceso de instalación

Antes de realizar la instalación en aguas profundas un primer pozo fue diseñado para instalarlo en tierra, el cual consistía en el sistema Baker's InCharge.

El equipo de T.I fue sometido ha amplias y rigurosas pruebas de presión y temperatura, de calidad y de seguridad a lo largo de todas las fases del proyecto.

El concepto de “diseño de terminación” fue probado y precalificado durante las pruebas de diseño en los laboratorios de Houston, Texas en enero del 2001, con el propósito de crear el diseño de terminación más adecuado para el pozo. Después de un tiempo, tras la conclusión satisfactoria de esta fase de prueba, el primer sistema de terminación desarrollado por la compañía Baker oil tools fue enviado a Brasil e instalado en un pozo terrestre en Mossoró. El sistema fue instalado y puesto en marcha en mayo del 2001. A lo largo del periodo de prueba desde mayo del 2001 hasta abril del 2002 el pozo fue supervisado y controlado de forma remota a través de un enlace vía satélite entre el pozo y el sistema de control de superficie situado en el centro de supervisión de operaciones Natal, Brasil a unas 200 millas de distancia. Durante esta etapa todos los sistemas fueron evaluados, supervisados y calificados, además los errores fueron corregidos, mejorando el sistema y así poder instalarlo en aguas marinas.

Una vez concluida la fase de pruebas, la fase de instalación marina comenzó a principios de abril del 2002, cuando la terminación fue extraída del pozo terrestre en Varginha. Todas las herramientas se transportaron 2,200 km de Mossoró a Macae. En Octubre del 2002 el equipo llego a la localización mientras que los sub-ensambles estaban siendo finalizados en Macae. Sin embargo, por problemas no relacionados a las operaciones de terminación inteligente forzaron a retrasar la implementación de ésta.

Las operaciones continuaron en mayo del 2003 cuando los equipos de perforación y equipos marinos estaban disponibles para está operación, las herramientas fueron nuevamente revisadas y llevadas a la plataforma a mediados de junio. El 24 de junio el equipo fue cedido a la compañía encargada de las operaciones. Una vez más, debido a problemas operativos no relacionados con el funcionamiento de terminación inteligente, la terminación tuvo que ser retirada del pozo.

A mediados de julio, el equipo una vez más regresó a la plataforma continuando con las operaciones, a partir de esa fecha no se presentaron más problemas en cuestiones operativas. Fue hasta el 3 de agosto que concluyó un proyecto de casi cinco años con un éxito a nivel mundial. En la figura 2.4 se muestra el diseño final del sistema.

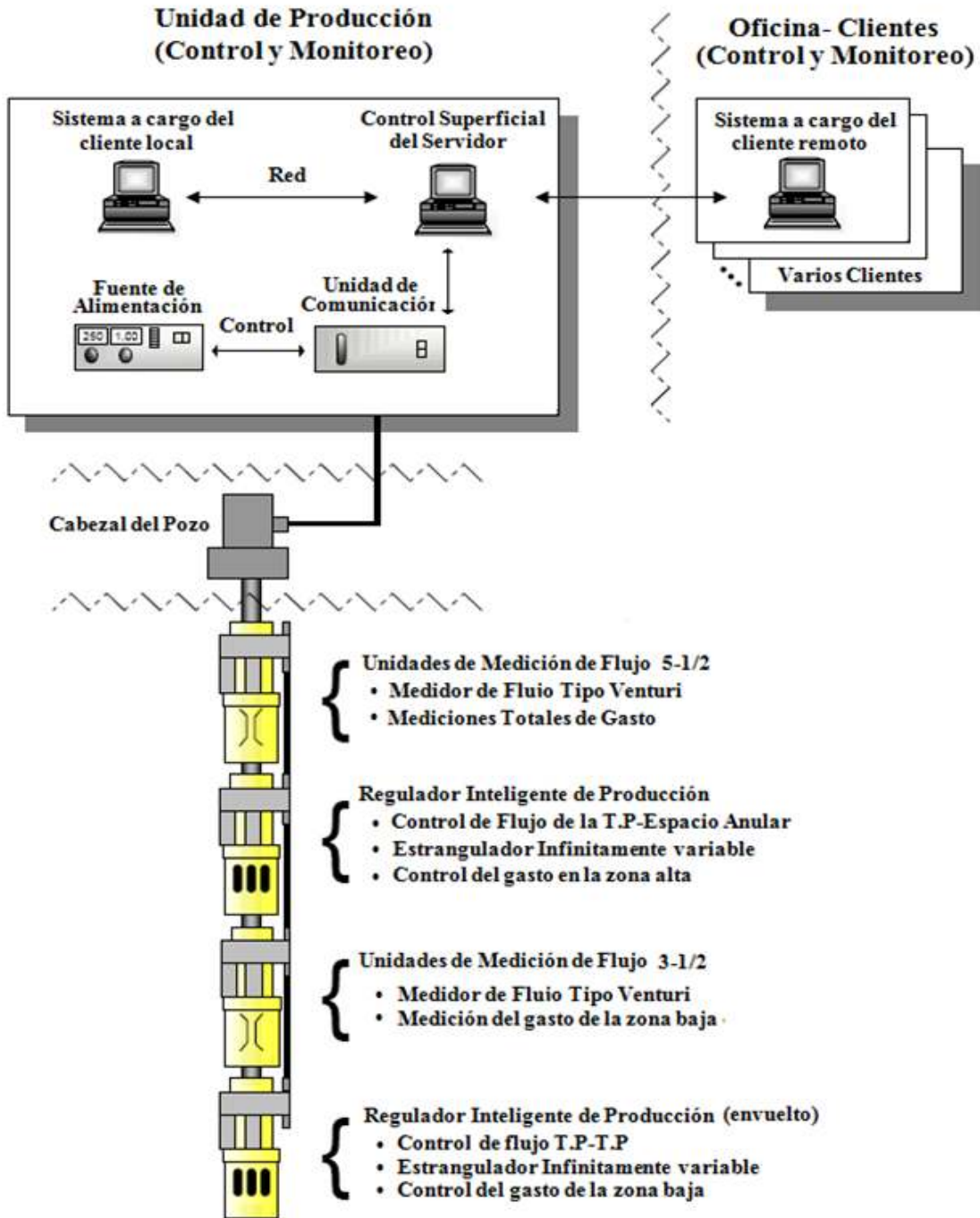


Figura 2.4 Diseño final del primer sistema inteligente eléctrico.

El acontecimiento anterior marco una nueva era en las terminaciones inteligentes ya que mejoraron la capacidad de control y de medición de los medidores de presión y temperatura de tipo cuarzo, los medidores de flujo tipo Venturi y los estranguladores de variable infinita.

En la actualidad el sistema de terminación inteligente eléctrico hace mediciones en tiempo real de presiones en el fondo, temperatura y flujo tanto en la T.P como en el espacio anular. Como resultado el operador puede manejar de forma selectiva el flujo de inyección o producción de los intervalos del pozo en tiempo real, permitiendo la optimización del campo en respuesta a las condiciones del fondo del pozo. Además, líneas eléctricas e hidráulicas son combinadas para manejar, controlar y adquirir datos de fondo del pozo desde un equipo superficial.

El proyecto PROCAP 3000 ayudó a colocar a Petrobras como uno de los líderes de tecnologías en aguas profundas, además está entre las primeras compañías de Exploración & Producción en reconocer el valor de los pozos con tecnologías inteligentes para el desarrollo de futuros campos en aguas profundas.

2.3 Auto, natural o in-situ Bombeo Neumático

El Bombeo Neumático en sus primeras apariciones fue con la perforación de un orificio en la T.P, el cual se lograba utilizando un equipo especial, y herramienta de línea de acero. La unidad perforaba un pequeño orificio en la T.P y con la inyección de gas se elevaban los fluidos a la superficie. La profundidad de perforación del orificio se basaba en el gradiente de presión del fluido de pozo, el nivel estático en el interior de la T.P, la presión de gas disponible y el gasto de producción.

El gas de alta presión inyectado en el espacio anular o en la T.P abatía el fluido que se encontraba en el fondo de la T.P, debido a la aeración, el pozo empezaba a producir. Este tipo de diseño presentó problemas en la presión para desplazar el fluido del espacio anular y la caída de presión necesaria después del arranque.

Los problemas relacionados a este primer diseño resultaron con el desarrollo de la válvula de inyección de gas, el cual su función era permitir el paso de gas dentro de la T.P a diferentes profundidades por debajo del nivel estático del fluido. Las válvulas trabajaban de manera automática en respuesta a la presión diferencial entre la T.R y T. P.

Años después, se desarrollaron válvulas de tipo fuelles y resortes para carga, este ingenioso adelanto fue uno de los más significativos en el funcionamiento del sistema de bombeo neumático. El BN con válvulas de resorte y fuelles, lo llamaremos Bombeo Neumático Convencional.

En 1994 empezó el desarrollo de un sistema administrativo y análisis del yacimiento controlado desde superficie (SAAYCS), el cual contenía equipos inteligentes en los pozos. El sistema de terminación fue basado en el uso de una red eléctrica instalada permanentemente para transmitir datos y controlar una serie de herramientas de fondo.

Entre las primeras herramientas de fondo que fueron desarrolladas para usarlo con el nuevo sistema administrativo fue la válvula controladora de intervalo (VCF) de cuatro posiciones. Con un límite de solo cuatro posiciones, la VCF permitía solamente abrir, cerrar y dos posiciones intermedias de estrangulamiento. Además de las posiciones limitadas, el tamaño de los puertos de flujo para las posiciones intermedias de estrangulamiento tenía que ser seleccionadas con la suficiente anticipación para dar tiempo a la preparación del equipo. Casi de inmediato, fue obvio que las cuatro posiciones de la VCF no serían suficientes para cumplir con la promesa de mejorar el control del pozo que proporcionaría el nuevo concepto de pozo inteligente.

La idea de una válvula de control de flujo infinitamente variable (VCFIV) surgió como una solución. La VCFIV fue un proyecto conjunto entre dos compañías de servicio que fue basada en los requerimientos de estrangulación en pozos inteligentes, así como las necesidades del operador.

La válvula que fue desarrollada subsecuentemente fue capaz de hacer frente a la necesidad de un estrangulador de fondo totalmente ajustable que podría ser operado con un SAAYCS controlado por un módulo actuador sensorial.

Actualmente las válvulas de control de flujo pueden ser:

- Binarias (abierta/cerrada).
- Posición discreta (un número de posiciones fijas predeterminada).
- Variable infinita.

La VCF tiene la función de controlar el flujo de una zona productora al entrar a la T.P basándose en criterios del operador, no solo se puede controlar los fluidos producidos sino el avance de agua y el casquete de gas. La válvula puede controlar el gas procedente de un casquete o de una fuente independiente de la zona de aceite, este gas puede ayudar a elevar los fluidos producidos hasta superficie. Este método se utiliza para casos donde el pozo no cuenta con la suficiente presión para fluir naturalmente o donde se requiera mayor producción en superficie, todo esto dentro de una misma tubería. El gas es inyectado a la T.P a través de la VCF controlada desde superficie, a este método se le conoce como Auto Bombeo Neumático (Auto BN).

El “Auto BN”, también conocido como natural o in-situ Bombeo Neumático, se define como un sistema artificial el cual utiliza el gas para elevar los fluidos producidos a superficie. El gas puede provenir de un casquete de gas o un yacimiento, este proporcionará el gasto de gas suficiente para abastecer al sistema. En la figura 2.5 muestra un tipo de VCF para el Auto BN desarrollada por la compañía Schlumberger.

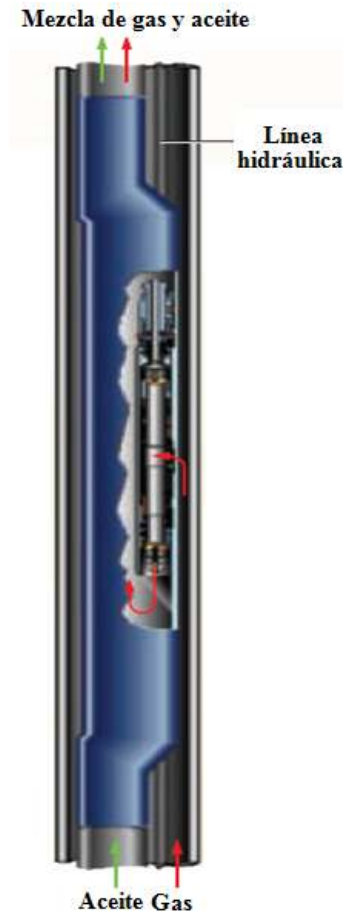


Figura 2.5 Válvula Controladora de flujo³

Un sistema artificial representa un costo importante en la operación de campos petroleros, y este costo se vuelve más grande como el entorno de producción se hace más difícil, como es el caso en áreas marinas y zonas remotas. Para el año 2000 en el Golfo de México alrededor del 40% de las reservas Estadounidenses estaban en aguas profundas⁴ y en Brasil más del 75% de sus reservas se encontraban también en aguas profundas y ultraprofundas⁵. Con la nueva tecnología de pozo inteligente se pretende extraer la mayor cantidad de estas reservas, con la ventaja de mejorar las condiciones de producción, poder controlarla y disminuir los costos de operación y reparación que tienen los sistemas artificiales convencionales (BEC, BN, BH, etc.) y el cual no son seguros en ambientes de aguas profundas.

Una de las desventajas del Auto BN es que su instalación solo se da en la producción de aceites ligeros y medianos y con la condición de que tengan una suficiente presión en el casquete de gas o una formación de gas a alta presión. Para producir aceites pesados o extrapesados una solución sería instalar un BEC con una T.I. La instalación de una T.I con un BEC ayudará a la bomba a mejorar su eficiencia de manejo, alargando su vida productiva y disminuyendo problemas de reparación y mantenimiento.

2.4 Historia de las terminaciones inteligentes en México

La ingeniería de producción de pozos se encontraba frente a nuevos retos que le planteaba la dinámica de producción del Campo Cantarell, es por eso que se debía buscar nuevas alternativas que permitieran mantener los regímenes de extracción de aceite y gas. Una alternativa fue optimizar el SAP por gas (Bombeo Neumático) implementado desde 1985, con el objetivo de mejorar sus parámetros operativos y así adaptarlo a los nuevos requerimientos de producción. La elección de este sistema en comparación con los otros sistemas artificiales fue porqué presentaba mejores condiciones de manejo en sus instalaciones y por el buen desempeño que éste había demostrado en los últimos años.

La evolución del BNC surge como consecuencia de la disminución de la P_{ws} y el correspondiente movimiento de los contactos agua-aceite y gas-aceite, lo que ocasiona que los parámetros operativos del sistema deban ser adaptados a esta nueva y dinámica realidad. Fue necesaria la implementación de nuevas filosofías para el diseño de las terminaciones, en donde en otros campos al rededor del mundo habían desarrollado y puesto en operación. En la figura 2.6 se muestra la localización del primer Auto BN en México, localizado en la formación Akal del campo Cantarell⁷.

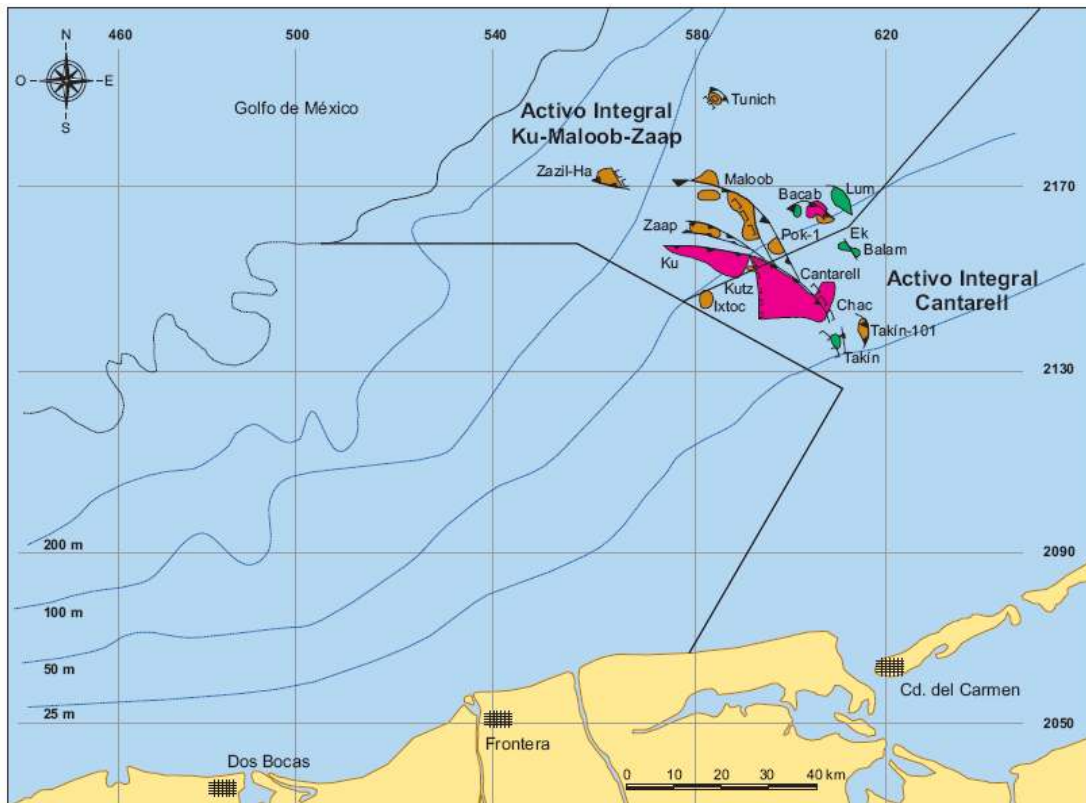


Figura 2.6 Ubicación del campo Cantarell⁸

La evolución se puede sintetizar de la siguiente manera:

- Rediseños de aparejos de producción que contemplan cambios de diámetros y tipos de tuberías.
- Ubicación de dos o más mandriles para ir optimizando el punto de inyección de gas en función del depresionamiento del yacimiento.
- Incorporación de mandriles para inyección de productos químicos desde superficie para facilitar los procesos de deshidratación del aceite producido.
- Un Bombeo Neumático (BN) más profundo.
- Un Bombeo Neumático con casquete de gas o auto BN.
- Terminaciones inteligentes para pozos con BN convencional, profundo y auto BN.

Dadas las necesidades de PEP en lo referente a optimización de recursos y compromisos contraídos en la producción de aceite y gas, se requería implantar nuevas tecnologías en sistemas de producción para optimizar su explotación a nivel superficial. Una de estas es el denominado Auto Bombeo Neumático, el cual consiste en tomar gas de un yacimiento e inyectarlo en la T.P que transporta los fluidos de un yacimiento mas profundo, lo anterior provocará un decremento del gradiente de presión de flujo desde el punto de inyección hasta la superficie, permitiendo la producción de aceite a instalaciones superficiales, además con la ventaja de que su diseño permite instalarlo en pozos horizontales (*figura 2.7*). La fuente de energía será la presión de gas del propio casquete de bloque Akal.

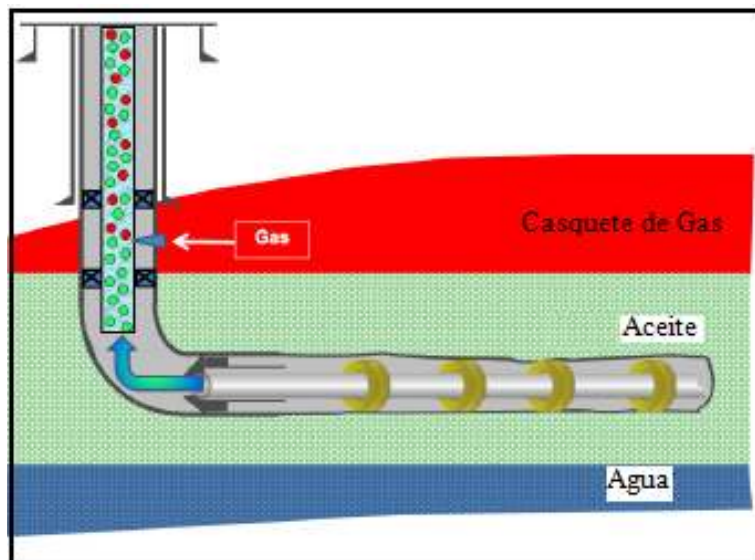


Figura 2.7 Utilización del casquete de gas como una fuente de energía⁹.

Las terminaciones inteligentes estaban orientadas a cumplir con las siguientes filosofías de operación en el campo Cantarell:

- a) En pozos terminados con BN convencional deberán permitir la operación continua del pozo y erradicar los problemas de baja o nula admisión de gas cuando la presión en la red de suministro disminuya a valores tales que no sea posible inyectar gas por el mandril inferior, en cuyo caso se inyectará por la válvula inteligente, misma que abrirá automáticamente al detectar un cambio descendente en la presión en la red de BN.
- b) Cuando existan problemas de suministro de gas de alta presión, se podrá operar con gas de la red de suministro normal, abriendo la válvula inteligente desde superficie. En la figura 2.8 se muestra un esquema básico, donde el flujo de gas en la T.P es controlado por una válvula auto BN.

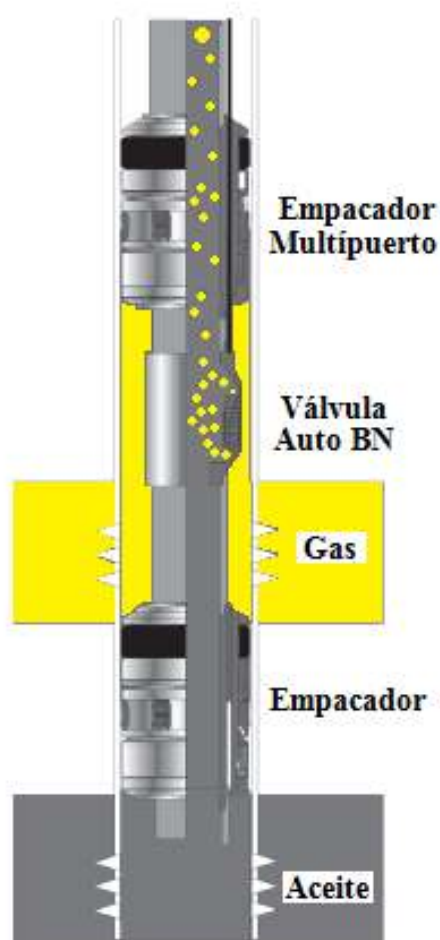


Figura 2.8 Flujo de gas controlado por una válvula auto BN⁹.

- c) Para las terminaciones con arboles de válvula submarinos, el mandril operante será el superior equipado con válvula inteligente. Si el pozo es cerrado y no puede ser arrancado con la presión de la red, se cerrará la válvula inteligente, se inyectará gas de alta presión por el mandril inferior hasta que el pozo sea arrancado y limpiado, luego se restituirá el sistema a su operación normal abriendo la válvula inteligente.

- d) En los pozos que se diseñaron con el sistema de auto BN en donde el suministro de inyección de gas procedía del casquete de gas, el mandril con válvula inteligente será el operante y quien controle el ingreso de gas de inyección al aparejo.

Para poder implantar este sistema en los pozos candidatos, era necesario contar con un VCF que permitiera controlar la entrada de gas del casquete hacia la tubería de producción, el cual transportaría el aceite hasta la superficie. La VCF (*figura 2.9*) consistía en varios accesorios para su operación como: válvula reguladora, línea de control, empacador, protectores para las líneas de control y unidad de control superficial.

La válvula tenía varios requisitos primarios que deberían considerarse, estos eran:

- Puede tener un rango discreto o continuo de posiciones, los cuales pueden controlar el flujo de gas para optimizar la producción en función de las condiciones operativas del pozo en tiempo real.
- El flujo de gas a través de la válvula puede ser estimado ya que su modelo puede hacerse con bastante precisión, para asegurar que la válvula está con el orificio adecuado para las condiciones del pozo.
- La válvula debe ser capaz de abrirse, cerrarse y cambiar posición acorde con una presión diferencial y ser capaz de resistir los efectos abrasivos y erosivos del fluido.
- Debe tener una válvula *check* para prevenir el flujo del aparejo al espacio anular.

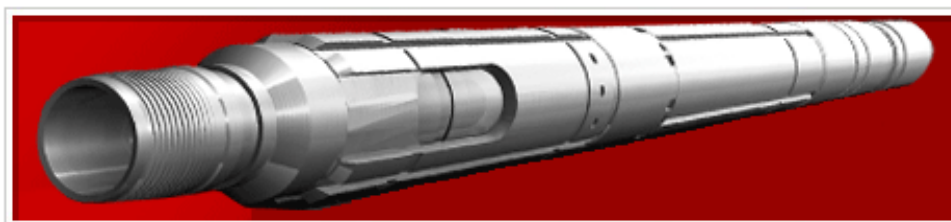
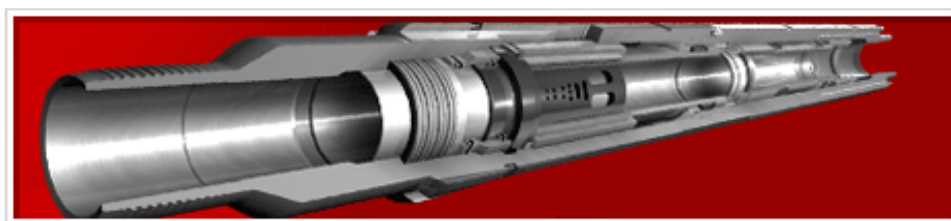


Figura 2.9 Válvula inteligente¹⁰.

La importancia de una T.I inicia por su capacidad para modificar las condiciones operativas y comportamiento en el fondo del pozo a través del control del flujo, y el monitoreo en la respuesta del sistema de adquisición de datos de fondo en tiempo real, maximizando de esa manera el valor del activo.

La tecnología T.I permitía a los operadores optimizar la producción del yacimiento y el comportamiento de las instalaciones del pozo. La instalación e implementación de esta tecnología generalmente se había restringido al desarrollo de campos nuevos debido a la complejidad entre la superficie y el Sistema Inteligente (SI) en el fondo del pozo(es decir, la combinación entre el monitoreo y el control de flujo).

El mayor beneficio de las T.I es la reducción de costos de intervención del sistema de levantamiento artificial, especialmente para localizaciones costa afuera y remotas, control del agua y/o gas y aumento en la recuperación final de reservas. El Auto BN puede ser aplicado en zonas terrestres como marinas, en el siguiente capitulo se discutirá mas sobre este sistema.

2.5 Evolución de las Terminaciones Inteligentes

Antes de agosto de 1997 todos los pozos eran instalados con una simple terminación que incluía la T.P y acoplador deslizante. La evolución de medidores de fondo, acopladores deslizantes y VSSSCS causaron el desarrollo de un pozo inteligente. Este desarrollo ha pasado por varias etapas desde pozos simples (*figura 2.10*), hasta pozos inteligentes (*figura 2.11*), estas etapas pueden verse en la Tabla 2.2.

ETAPA	PRINCIPAL APLIACION TECNOLOGICA
1	Pozos convencionales, los pozos son instalados sin medidores en el fondo, las líneas de acero y la intervención eran requeridos.
2	Se instalan medidores permanentes, estos pozos solo cuenta con medidores de fondo y las datos son recolectados con un registrador de datos en un predeterminado periodo de tiempo. No hay control por zonas desde la superficie. Las líneas de acero y la intervención son necesarias en el caso de necesitarla.
3	Instalación de controles hidráulicos, estos pozos son controlados hidráulicamente desde la superficie, no hay sensores instalados en el fondo; y como resultado no hay transmisión de datos en la computadora para la interpretación.
4	Instalación de sensores. Los datos son interpretados por ingenieros en superficie, se tiene la capacidad de medir la presión, temperatura y flujo en tiempo real que vienen del fondo mediante sondeos o sistemas inalámbricos, esto se le conoce como “de bajo IQ de pozo inteligente”.
5	Se añaden dispositivos de fondo, controladores de flujo y software, estos equipos son usados para adquirir e interpretar datos automáticamente en tiempo real, no hay intervenciones y no existe ninguna interferencia entre el ser humano.

Tabla 2.2 Etapas de los sistemas de producción¹¹.

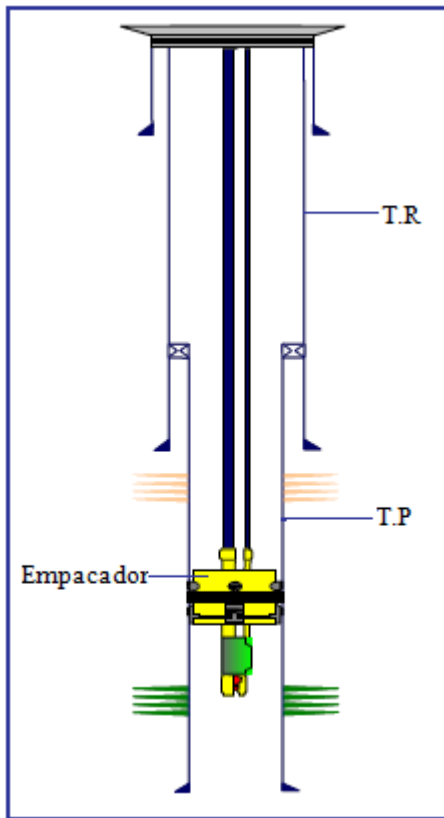


Figura 2.10 Sistema Convencional¹².

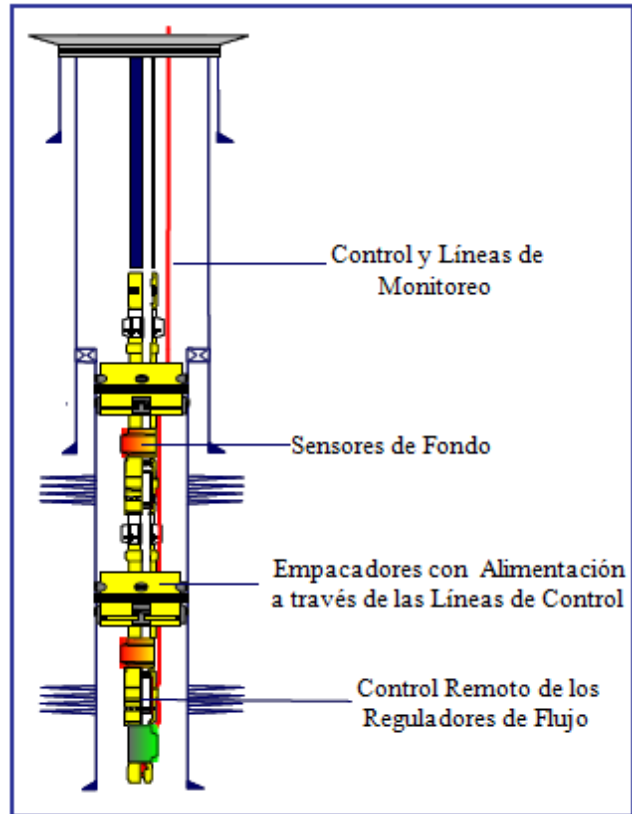


Figura 2.11 Sistema Inteligente¹².

Las grandes compañías de Exploración & Producción en la última década han enfocado su atención al concepto de “terminación Inteligente”, creando y desarrollando nuevas tecnologías capaces de operar en situaciones complejas. Una de las evoluciones más notables es el caso del sistema de Bombeo Neumático, este sistema ha sido manejado durante mucho tiempo e instalado en diversos lugares del mundo modificando su diseño y adaptándolo a cada caso específico, todo esto se debe a su baja inversión en cuestiones de diseño, por su facilidad de manejar las instalaciones y además por producir grandes volúmenes de fluidos.

Las compañías han seleccionado el sistema BN para mejorar su diseño, instalación y control de equipos (superficial y subsuperficial) con el objetivo de ampliar las condiciones de operación, es decir disminuyendo los límites de operación. Para afirmar lo anterior las compañías han invertido miles de millones de dólares para mejorar este sistema creando nuevos dispositivos, accesorios y equipos que ayuden a enfrentar los retos que se presentan en el área de producción¹².

La válvula Auto BN es un tipo de válvula específica que forma parte de las válvulas de control de flujo o intervalo. La principal característica de VCF es que son de posición múltiple y pueden ser controladas desde superficie a través de líneas hidráulicas. Usando las posiciones variables de estas válvulas la producción puede ser controlada, mejorando las condiciones de operación del pozo. La VCF puede controlar la producción donde haya presencia de:

- Alta presión del yacimiento variando entre los intervalos productores.
- Variación significativa de producción entre los intervalos productores.
- Variaciones de gas y/o aceite entre los intervalos productores.
- Presión de fractura, fallas y/o altos cambios de permeabilidad.

El desarrollo de la VCF provocó un impacto global en el área de producción, ya que en años anteriores los principales desarrollos habían sido en las áreas de perforación (perforación en aguas profundas) y yacimientos (simulación en 3D y 4D), es por esta razón que las terminaciones inteligentes, lograron poner al área de producción a la vanguardia junto con las otras áreas (*figura 2.12*).

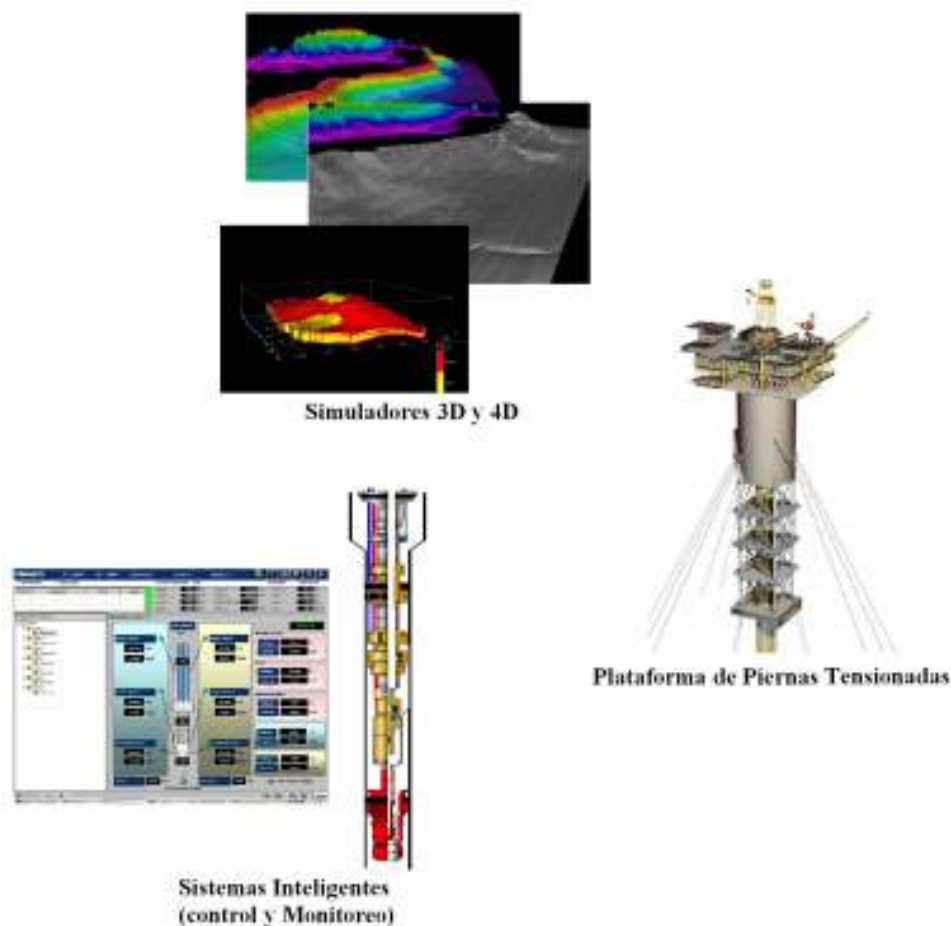


Figura 2.12 Principales avances en las áreas de la industria petrolera¹³.

2.6 Aplicaciones de las terminaciones inteligentes

Un pozo inteligente es un pozo no convencional con instrumentos en el fondo del pozo (sensores, válvulas y dispositivos controladores de flujo) instalados en la tubería de producción. Estos pozos pueden presentar datos en tiempo real de producción e inyección mediante redes de conexión que proporcionan monitoreo en la tubería de producción, evaluación de datos y la activación de las VCF a control remoto.

Las T.I son instaladas para mejorar la inversión productiva de un campo. Esto se logra aumentando la producción de aceite, las cero intervenciones, la disminución de agua y gas, y el control del pozo. El rango de aplicación de las T.I es muy amplia, las principales aplicaciones son:

1. La producción de diferentes zonas.
2. Aislamiento de las zonas con invasión de agua o gas.
3. Producción para campos marginales.
4. Control de flujo de producción o inyección.
5. Otras aplicaciones sobre el control del pozo.

2.6.1 Producción en diferentes zonas

El uso de una VCF en un pozo inteligente permite producir diferentes zonas productoras creando una mezcla con diferentes características y presiones que las originales (*figura 2.13*).

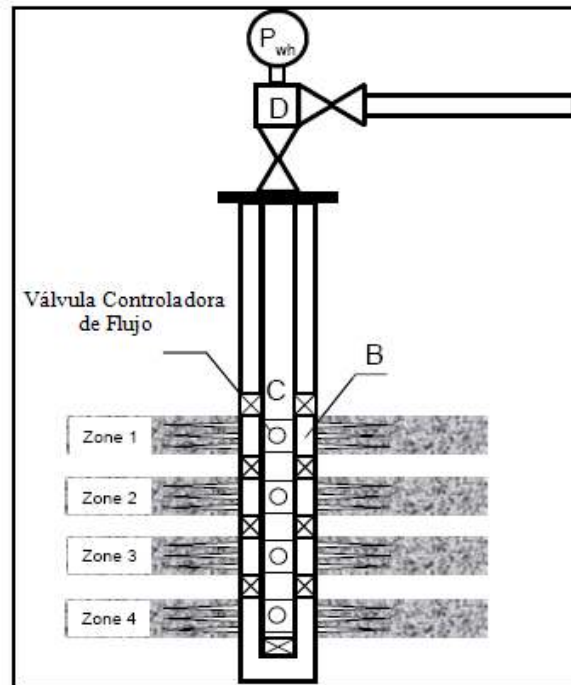


Figura 2.13 Producción en diferentes zonas con una válvula reguladora de flujo¹⁴.

La tecnología de pozos inteligentes tiene el potencial de mejorar el manejo del pozo. Un sistema inteligente es una combinación de:

1. Sensores de fondo para medir parámetros como flujo, temperatura y presión.
2. Válvulas de fondo para cambiar las condiciones de flujo.
3. Interpretación de algoritmos de procesamiento para optimizar el yacimiento o el desempeño del pozo.

Estos tres puntos son indispensables para hacer posible la optimización de un pozo, entre otros, que en capítulos posteriores se darán a conocer. Un pozo inteligente permite al operador regular el flujo dentro del pozo de cada zona productora, debido a la VCF. Estas son localizadas dentro de la T.P e instaladas en cada zona de interés, junto con empacadores, sensores y medidores de flujo (*figura 2.14*). Cada VCF regula el flujo mediante la creación de una caída de presión entre el espacio anular y la T.P a través de un orificio variable, lo que permite al operador mezclar la producción de cada zona a un gasto específico.

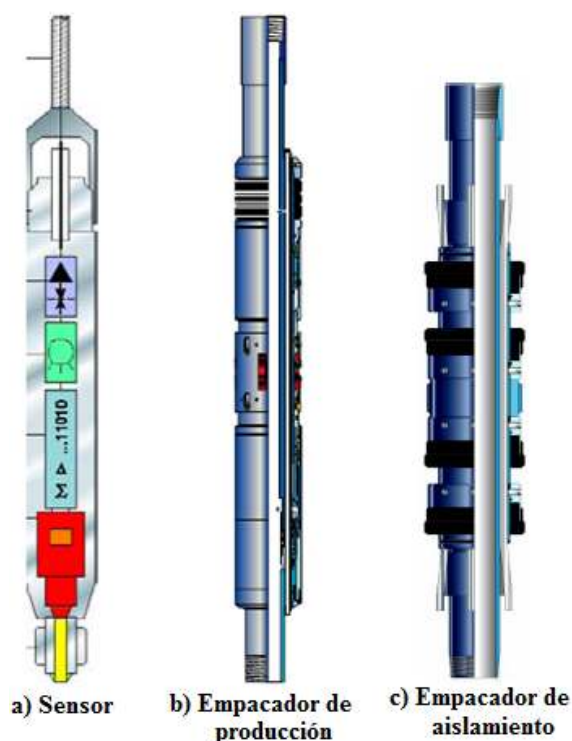


Figura 2.14 Sensor y empacadores de fondo¹⁵

Las VCF pueden ser afectadas por las siguientes razones:

1. Niveles de sulfato.
2. Presencia de parafinas y asfáltenos.
3. Arena y fluido de perforación.

Estos problemas en las VCF pueden producir taponamientos o cambios de flujo, lo que dificultara la explotación del hidrocarburo, ante esto se debe considerar una estrategia para evitar o disminuir estos problemas como inyección de químicos, dispositivos de pérdida de fluido y métodos de control de arena.

Las VCF se están convirtiendo en una tecnología muy prometedora para reducir al mínimo la producción de agua y optimizar la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, también tienen el potencial para hacer frente a otras cuestiones, tales como el control de inorgánicos.

2.6.2 Aislamiento de las zonas con invasión de agua o gas

Por ejemplo el perfil de producción de agua a lo largo del pozo no puede ser uniforme en un yacimiento de capas heterogéneas o cuando una conificación de agua esté presente en el fondo del pozo. Algunas secciones del pozo pueden estar invadidas por agua mientras que otras estarán produciendo hidrocarburos, una VCF puede ser una opción para aislar las zonas con invasión de agua, lo que permitirá la reducción de agua en la producción. (Figura 2.15).

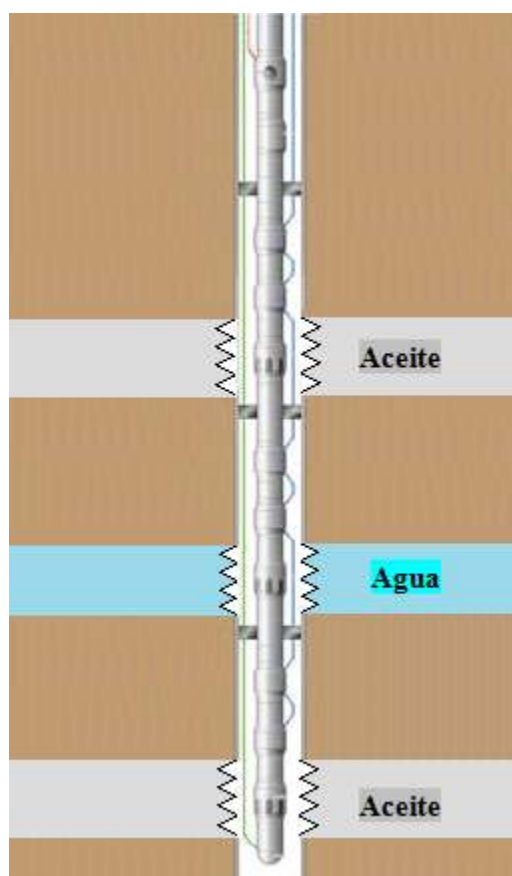


Figura 2.15 Una VCF aislando las zonas con invasión de agua¹⁶

Usando una VCF en cada intervalo productor, se podrán cerrar cuando el agua invada la zona productora o cuando el agua no pueda ser controlada en superficie. Esto reducirá la cantidad de agua procesada en superficie.

Con el fin de determinar el método más óptimo para el manejo de agua en un depósito de varias capas, se plantean dos escenarios posibles de producción:

1. Producción secuencial. Los intervalos productores son abiertos y cerrados cada determinado tiempo en un orden predeterminado, por lo general los que presentan mayor producción son abiertos primero, y los que presentan mayor cantidad de agua son abiertos menos tiempo para evitar problemas en superficie.
2. Producción simultánea. Los intervalos productores están abiertos todo el tiempo mientras que los de invasión de agua son cerrados permanentemente o hasta encontrar una solución al intervalo para seguir produciendo. Los intervalos cerrados dependen de la cantidad de agua que se este produciendo, entre menos sea éste el intervalo tendrá mayor tiempo de producción.

Con el control de agua y/o gas se maximizará la producción de hidrocarburos, minimizará los daños a las tuberías y al equipo superficial, reducirá los problemas por incrustaciones y requerirá menos equipo para el tratamiento de agua en superficie.

2.6.3 Producción para campos marginales

Una gran parte de las reservas de hidrocarburos se encuentran en campos marginales¹⁷, esto se debe a los métodos usados para explotar un yacimiento, el cual no contaban con la tecnología suficiente para explotarlo adecuadamente.

Las acumulaciones de hidrocarburos en pozos marginales, por si solas no son económicas para desarrollar o producir, sin mencionar que estas cuencas de hidrocarburos en ocasiones son depósitos múltiples que se encuentran apilados uno encima del otro, es decir varios intervalos productores en un mismo pozo. Normas convencionales del gobierno y las prácticas exitosas de producción establecen que la producción de aceite o gas de los distintos yacimientos o estanques deben permanecer segregadas en el pozo. La propuesta de mantener la separación de aceite y/o gas en el pozo es:

- Para evitar la posibilidad de que las condiciones del pozo y/o yacimiento puedan afectar negativamente la recuperación de los yacimientos (por ejemplo, en algunos casos el flujo cruzado de los fluidos del yacimiento entre intervalos bajo una operación de terminación de mezclado puede poner en peligro la recuperación de otros intervalos involucrados).

- Para mantener la capacidad de recopilar datos sobre una base individual del yacimiento para evaluación de recursos y manejo del yacimiento.

Los métodos tradicionales de explotación de yacimientos múltiples a través de un solo pozo, son el desarrollo de cualquiera de las reservas secuencialmente de abajo hacia arriba o utilizando terminaciones multi-sartas para mantener la separación. Los inconvenientes del primer método son que pueden tomar una gran cantidad de tiempo para explotar todas las reservas, y a menudo se opone a la instalación de métodos de recuperación terciaria que tienen el potencial de mejorar la fracción de hidrocarburos que pueden ser recuperados. El inconveniente del segundo método es que la productividad de las zonas individuales y del pozo en total pueden ser restringidas, porque el tamaño de la tubería es limitada por las restricciones de la geometría de la T.R.

Grupos de pequeños yacimientos de hidrocarburos no rentables siguen sin desarrollarse. Sin embargo, cuando juntos son desarrollados pueden llegar a ser económicos. Esta situación es verdadera en muchas regiones alrededor del mundo, incluyendo el Golfo de México, el Mar del Norte, al Oeste de África, el Oriente medio y la región del pacífico de Asia.

Al ver esta circunstancia se desarrollaron métodos que pudieran recuperar estas reservas sin invertir muchos recursos y recuperar la mayoría de estas reservas, aunque esta idea era difícil de realizar en algún momento se pensó encontrar una alternativa. Los métodos desarrollados eran ineficientes para cumplir con los objetivos establecidos y los pocos métodos que existían eran costosos y muy poco rentables, por esta razón seguían pozos sin desarrollarse.

Con el desarrollo de las T.I una nueva alternativa para producir varios intervalos productores en un mismo pozo surgió aunque los costos eran todavía elevados, pero la recuperación de aceite había incrementado. Para determinar qué pozo puede ser capaz de producir varios intervalos a la vez se realizan pruebas de operación, estudios económicos y efecto de la mezcla de la producción dentro de la T.P. Además, ingenieros y técnicos realizan evaluaciones técnicas y análisis de las condiciones del pozo (presión, temperatura, profundidad, etc.) para instalar el sistema más adecuado.

2.6.3.1 Definición de mezclado para sistemas inteligentes

Un sistema inteligente puede producir diferentes intervalos a la vez en un mismo pozo, esto se debe gracias a que maneja el concepto de “mezclado”, este se define como la producción simultánea de hidrocarburos de múltiples intervalos a través de un simple conductor de producción (*figura 2.16*).

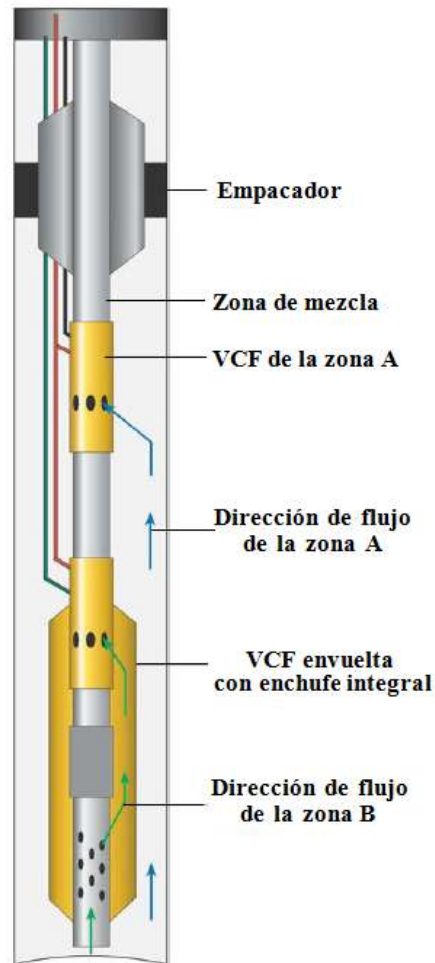


Figura 2.16 Producción en dos intervalos con un sistema inteligente³.

Hay múltiples beneficios económicos en la utilización del “mezclado” de reservas, una de ellas es el aumento en los gastos de producción para todos los tipos de aceite y gas, otros beneficios que presentan son:

- Habilidad para producir hidrocarburos de múltiples yacimientos, el cual no pueden ser económicos produciéndose de manera independiente.
- Pocos pozos, menos infraestructura, bajo capital destinado a intervenciones.
- Menos gastos de operación.
- Menor impacto ambiental, menos lugar de trabajo.
- Manejar la producción de cada intervalo o del mezclado.

Los problemas prácticos asociados con el efecto de mezclado pueden ser clasificados por las siguientes categorías:

- La asignación de la producción a los diferentes yacimientos.
- Manejo del pozo.

- Prevención de flujo cruzado entre los yacimientos.
- Compatibilidad de los fluidos del yacimiento.
- Gran cantidad de información en superficie debido al número de sensores utilizados.
- La integridad del pozo y aseguramiento de flujo.

Para hacer frente a las preocupaciones y problemas de las agencias gubernamentales y operadores de pozos con efecto de mezclado, las soluciones deben tomar en cuenta como mínimo los siguientes temas:

1. Control de flujo.

Se refiere a la capacidad, como mínima, para abrir o cerrar una zona o un depósito en un pozo con efecto de mezclado, en un ilimitado número de veces sin intervención. Los sistemas inteligentes ofrecen la posibilidad de restringir el flujo o estrangular cada intervalo. La capacidad de cierre de las zonas es importante para prevenir el flujo cruzado entre los yacimientos y para prevenir la producción de agua y gas. La capacidad de estrangular zonas es importante para balancear la producción entre yacimientos, particularmente en los planes de recuperación terciaria.

2. Integridad del pozo.

Este punto hace referencia a la importancia de la zona alrededor del pozo, el cual es afectado por la calidad del cemento, la T.R, los empacadores y las válvulas controladoras de flujo. El aseguramiento de flujo y la susceptibilidad de los sistemas inteligentes para un mal funcionamiento debido a las incrustaciones, ceras, arenas y sólidos también deben ser estudiados para evitar su formación.

3. Manejo del yacimiento.

El manejo del yacimiento hace referencia al análisis del pozo (presión y temperatura), estimación de flujo y asignación de flujo, pruebas de pozo y operación física (estudio para controlar el flujo). Estos son elementos fundamentales para el manejo del pozo inteligente con el efecto de mezclado y yacimientos mezclados.

Por último la estimación de flujo y la asignación de flujo son conceptos diferentes, el primero hace referencia a la cantidad de masa o volumen de flujo o fluidos de cada zona, capa o yacimiento dentro del pozo inteligente, mientras que la asignación de flujo es la división de una masa total o volumen medido de fluidos que se desea obtener por cada intervalo, capa o yacimiento. Su control es importante para la optimización de la producción.

2.6.4 Control de flujo de inyección.

Una VCF puede ser usada para controlar la distribución de agua o inyección de gas dentro del pozo. La distribución y manejo de gas en un pozo complica la distribución del equipo superficial, ya que para poder comercializarlo se necesita de equipo adicional para poder tratarlo además, en ocasiones el gas contiene gases impuros que también necesitan ser tratados. El uso de una T.I es una alternativa para monitorear el gas, lo que mejorara la recuperación final de los yacimientos.

Cuando hay presencia de gas en el yacimiento, es posible utilizarlo como una fuente de energía que ayude a los fluidos producidos a llegar a la superficie. El gas producido es regulado por válvulas instaladas en la T.P, el cual son capaces de inyectar gas proveniente del casquete de gas a las instalaciones de la T.P (Auto BN). Este sistema genera grandes intereses y beneficios económicos, es por eso que cada vez en el mundo se opta por desarrollarlo en campos petroleros.

2.6.5 Otras aplicaciones sobre el manejo del pozo

La tecnología de pozo inteligente puede controlar la distribución de un inhibidor u otros productos químicos para evitar el problema de incrustaciones.

2.6.5.1 Problema de incrustaciones en las tuberías.

Durante la perforación, terminación y producción, es posible encontrar una zona dañada ya sea por causas naturales o inducidas⁸. 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, en la tabla 2.3 muestra sus principales características.

Tipo	Principal causa	Ejemplos
Natural	Cambios de temperatura y presión.	-Migración de finos -Aumento de arcilla -Deposito de orgánicos -Deposito de parafinas o asfáltenos
Inducida	Operaciones como: Perforación, terminación y/o reparación.	Afectan a la permeabilidad relativa como: - Fluido de perforación y terminación - Cemento

Tabla 2.3 Posibles causas de daño¹⁹.

Dentro de los problemas naturales hay uno que afecta a las instalaciones principalmente en la tubería, éste es el problema de “incrustaciones” el cual se define como un depósito de minerales que pueden acumularse en la T.P, roca, u otros materiales (figura 2.17). El depósito de incrustaciones es causada por una precipitación debido a una reacción química causando reacciones químicas, un cambio de presión y temperatura, o un cambio en la composición de una solución, gases disueltos o incompatibilidad entre el mezclado de agua. Este problema es muy común en el ámbito petrolero y puede ocurrir tanto en los pozos de producción como de inyección.

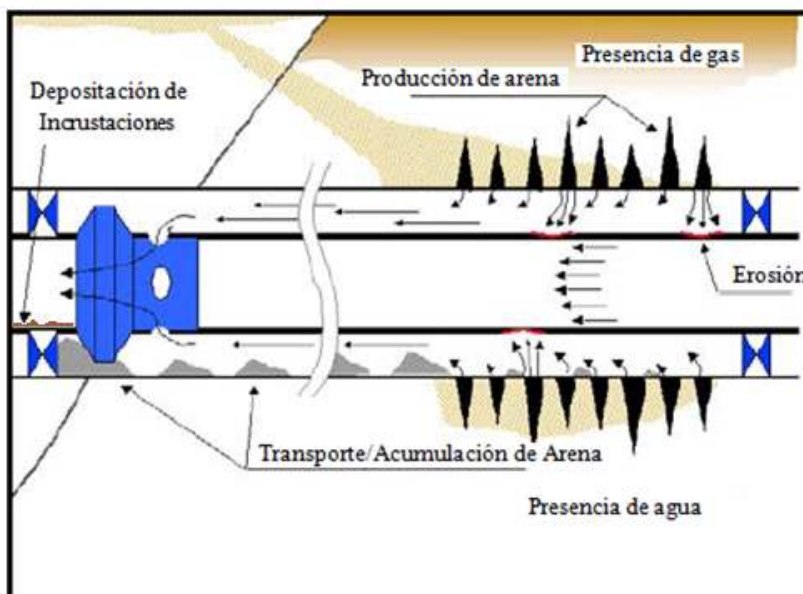


Figura 2.17 Problemas de incrustaciones en la T.P¹⁹.

El requerimiento de colocar inhibidores de manera efectiva en las zonas más susceptibles al daño por incrustaciones es una aplicación de las T.I. Mientras que la colocación adecuada puede ser lograda en pozos verticales que no están sujetos a flujo cruzado entre capas, pozos horizontales o desviados o pozos verticales donde el flujo cruzado se observa tentativamente a ser mucho mas problemático. El uso de VCF incrementa el riesgo de daño (debido a la mezcla de la salmuera potencialmente incompatible que fluye de un punto fijo). El uso de las válvulas también da la oportunidad de controlar el perfil de colocación de la inyección.

El uso de una VCF puede aumentar el riesgo de daños por incrustaciones en las tuberías por las siguientes razones:

- Incrustaciones de carbonatos: las válvulas representan estrangulamiento de flujo a través del cual habrá una caída de presión mayor que sucederá sobre una longitud equivalente de la tubería.

Como con las válvulas de seguridad superficial, el riesgo es que solo una pequeña cantidad de depósito de incrustaciones podría en primer lugar detenerlas del funcionamiento y subsecuentemente detener el flujo.

- Incrustaciones de sulfatos: las válvulas representan una localización fija donde las corrientes de salmuera incompatibles pueden mezclarse con un alto rendimiento en relación al volumen.

Para resolver estos problemas se debe considerar el valor de la protección de las válvulas mediante la entrega continua de inhibidor a través de una dedicada línea de inyección química por abajo del empacador o un mandril de inyección antes de que la producción entre a la válvula. Esto permitirá que la válvula no sea afectada por las incrustaciones.

La instalación de una VCF puede controlar el volumen del inhibidor, el cálculo del volumen del inhibidor en base al volumen de agua del pozo producida representa el volumen del inhibidor requerido para tratar toda el agua procedente de la sección completa del yacimiento. Sin embargo solamente la producción de agua de una sola zona puede ser determinada en lugar de tratar toda la producción de agua de todos los yacimientos o intervalos que hay en el pozo, el cual tendrá un impacto significativo en los volúmenes requeridos de inhibidor químico y por lo tanto sobre el costo del tratamiento. Debido a esto se podrá calcular el volumen del inhibidor requerido para tratar la producción de agua de la zona más perjudicada dejando a las otras fuera de esta operación. En la figura 2.18 muestra como mejorar el acceso a la información de fondo puede mejorar la capacidad de entregar el aseguramiento de flujo con la ayuda de los medidores de fondo y la VCF.

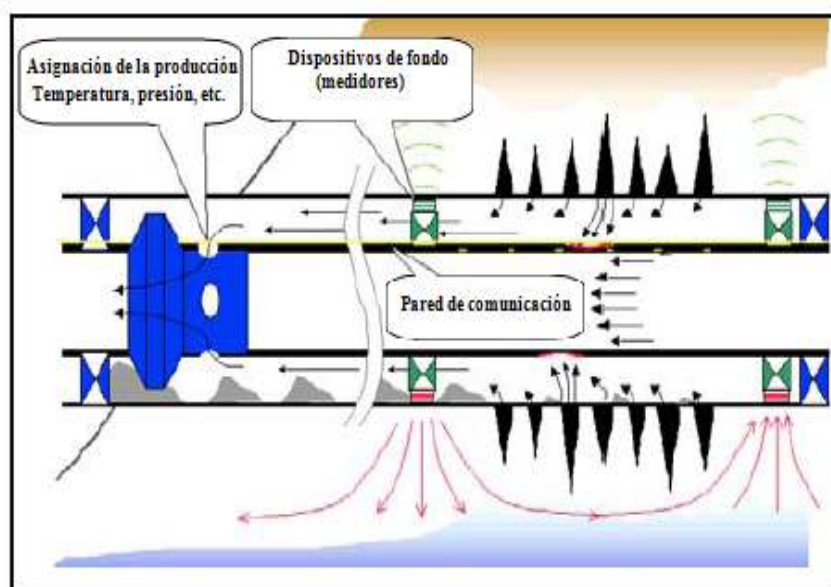


Figura 2.18 Aseguramiento de flujo usando VCF¹⁹.

Cada intervalo productor presenta diferentes condiciones de producción, lo que significa que el agua producida puede diferir en su composición, algunas zonas tendrán mayor cantidad de agua producida y mayores cantidades de sal disuelta, esto es por la heterogeneidad del yacimiento.

La tecnología de pozo inteligente también puede ser aplicada en las siguientes situaciones:

- Pruebas de producción de fondo.
- Perfiles de flujo mediante el uso percepción de temperatura distribuida.
- Transferencia de fluido para barrer o presurización de una manera controlada.
- Apilados intervalos con la producción mezclada.
- Producción optima secuencial.
- Ambientes complejos (alta presión alta temperatura, mezclado de intervalos).
- Pozos muy desviados, pozos horizontales y multilaterales.
- Fracturamiento de yacimientos particularmente cuando hay desbordes de agua en carbonatos fracturados parcialmente y otros casos que tienen incertidumbres geológicas.
- Para recuperación secundaria o terciaria particularmente donde hay yacimientos con escenarios geológicos simplificados ó a lo largo de pozos horizontales con cambios significativos en las propiedades de la roca a lo largo de sus trayectorias, es decir, cuando hay un fuerte contraste en la heterogeneidad del yacimiento.
- Instalación con una BEC el cual ayudará a mejorar el rendimiento de la bomba.
- Instalación en aguas profundas (en condiciones especiales).

2.7 Beneficios en las instalaciones con terminaciones inteligentes

Desde hace varios años el equipo de perforación y producción han mejorado gracias a la tecnología inteligente, esto a permitido instalar sistemas de producción en lugares con ambientes más complicados y profundos, automatizando los pozos y mejorando la producción mundial de hidrocarburos. (*Figura 2.19*).

Originalmente la primera justificación para el uso de las T.I es por su habilidad de disminuir claramente los costos de intervención de pozos en operaciones marinas y para permitir al operador el cambio en las características de flujo sin necesidad de hacer una intervención al pozo.

Los sistemas de pozos inteligentes permiten al operador cambiar las características de flujo sin la necesidad de intervención, y potencialmente añadir varios millones de dólares al valor presente neto del pozo.

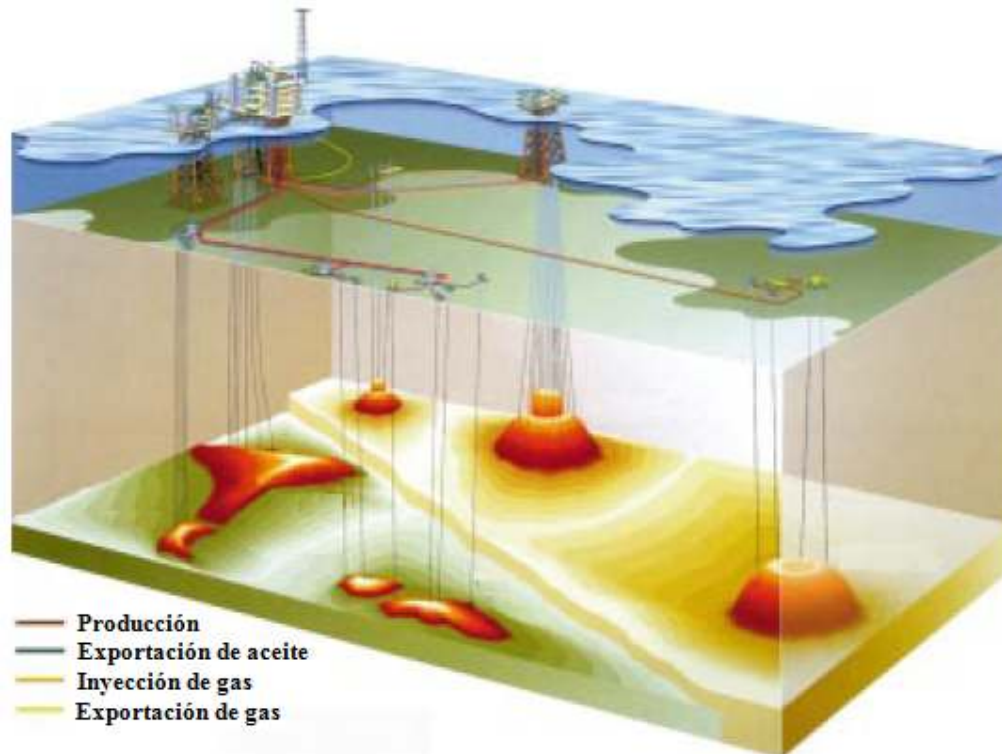


Figura 2.19 Equipo marino con sistemas inteligentes¹⁵.

Hoy en día los operadores están aplicando tecnología con terminaciones inteligentes por cinco razones:

1. Aumentar la producción.
2. Aumentar la recuperación final.
3. Reducir los costos operacionales.
4. Llevar información en tiempo real a superficie.
5. Permite un control independiente de cada intervalo productor.

Los puntos anteriores son los principales beneficios en instalar un sistema inteligente.

1. Aumentar la producción.

La producción simultánea de dos o más intervalos incrementará la producción, además se pretende desarrollar nuevas estrategias que ayuden a incrementar los gastos de aceite en yacimientos maduros y en aguas profundas. Se pretende controlar la producción de los diferentes intervalos productores que se encuentre en un pozo a través de un solo pozo, manejando las producciones a gastos considerables sin la necesidad de sobreexplotar el pozo.

2. Aumentar la recuperación final.

La demanda energética ha incrementado rápidamente y el desarrollo de fuentes de energía no es suficiente, estos problemas condujeron a las compañías petroleras a maximizar la recuperación final en una manera económicamente viable. Muchos obstáculos se encuentran en intentar maximizar la recuperación final (cuestiones operativas y administrativas) mientras se opera bajo el límite económico.

Una T.I ayuda a incrementar la recuperación final de hidrocarburos, gracias a sus instalaciones de manejo, control y monitoreo, el cual son parte fundamental de este sistema.

3. Reducir los costos operacionales y de capital

Los factores económicos son importantes para evaluar un proyecto de un sistema de T.I ya que ellos están en la mayoría de los proyectos de desarrollo productivo. Sin embargo, es importante entender la diferencia entre un escenario de terminación base y las diversas opciones para mejorar el rendimiento de la producción. La figura 2.20 ilustra un caso base, que consiste de un pozo de producción de una sola zona usando tecnología de terminación convencional. También se muestra, alternativos escenarios que permiten al operador producir simultáneamente dos zonas. Este incluye las opciones de perforar y terminar un segundo pozo para acceder a la segunda zona de producción usando tecnología de terminación convencional o implementar tecnología de terminación avanzada (T.I) para producir con eficiencia las dos zonas del pozo original. Los costos y la diferencia del rendimiento de producción entre el caso base y las opciones, son la base del análisis económico incremental.

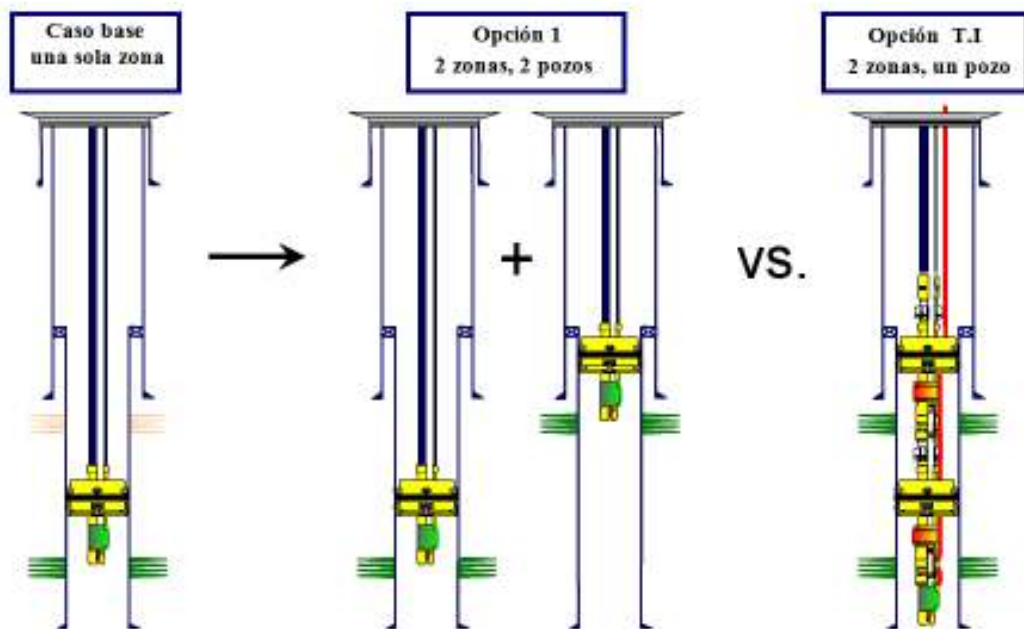


Figura 2.20 Comparación económica de alternativas terminaciones ¹²

Los costos consisten de gastos de capital y gastos operacionales:

- Gastos de capital

Son los costos iniciales principalmente surgen al comienzo de un proyecto, estos gastos suelen ser grandes. Los gastos de capital consisten típicamente de costos de perforación, costos de terminación (cementación y perforación) costos de tuberías, y costos de cabezales, para aplicaciones de T.I. Los siguientes términos también deber ser considerados:

- Costos de válvulas binarias y/o válvulas ajustables de estrangulamiento;
- Costos de empacadores de producción especiales para las líneas de control de alimentación directa;
- Costos de líneas de control, abrazaderas, protectores, sub empalmes;
- Costos de un sistema de control superficial y modificaciones en el cabezal;
- Varios costos y costos de renta de equipo relacionados a las instalaciones de T.I.

- Gastos operativos

Estos se producen periódicamente y son necesarios para las operaciones día a día del campo. En el análisis económico, los costos operacionales usualmente se expresan en términos de gastos por periodo (mes o año) o gastos por volumen de fluido producido o inyectado. Los costos de operación entre otros puede incluir:

- Mantenimiento, servicios y mano de obra; se trata de mantenimiento diario, costos laborales, incluyendo la instalación de cualquier equipo de fondo (bomba, sensores de fondo, etc)
- Costos de producción; estos costos pueden ser subdivididos en costos de explotación, relacionado a llevar el aceite, gas y agua a la superficie, costos de tratamiento por deshidratación y separación del aceite-gas-agua, costos de intervención para reparar una Bomba (en caso de tener una) y los costos de disminución de agua.

El uso de sistemas de T.I no solo reduce o elimina algunos costos operacionales y de capital, sino también permite al operador, acelerar la producción, incrementar la recuperación final y reducir los costos de manejo de agua y/o gas, el cual resulta en beneficios significativos del valor presente neto (VPN) de un proyecto. Por lo tanto, los sistemas de T.I se están convirtiendo en una opción económicamente viable para operaciones en tierra de modestos costos, así como para ambientes marinos de altos costos para el cual fueron inicialmente aplicables.

4. Llevar información en tiempo real a superficie

Los dispositivos instalados en el equipo subsuperficial tienen la capacidad de monitorear la presión, temperatura y el flujo, además de poder controlar éste último. Un sistema inteligente tiene dos formas de monitorear en tiempo real:

- Supervisión en tiempo real: es la habilidad de adquirir datos en el fondo del pozo y/o yacimiento. La información es llevada desde el equipo de fondo a una computadora en superficie, en ella se describe el comportamiento del flujo que hay en el fondo, por lo cual los ingenieros analizan la información buscando cualquier desperfecto que pueda ocasionar graves problemas a futuro.
- Control en tiempo real: la capacidad de controlar remotamente el flujo. Debido a la información obtenida, el flujo podrá ser controlado simplemente cerrando o estrangulando las válvulas para no tener algún problema en la producción, además todas las operaciones se podrán observar en tiempo real.

El sistema encargado de medir en tiempo real las operaciones de fondo y llevarlas a superficie son software especializados que a su vez se conectan a un sistema central, este sistema central es el “sistema de supervisión, control y adquisición de datos, por sus siglas en inglés (SCADA)” *figura 2.21*.



Figura 2.21 Sistema de supervisión y adquisición de datos²¹.

5. Permite un control independiente de cada intervalo productor.

Las T.I poseen la capacidad de controlar la producción de los diferentes intervalos de un pozo, ésta es una ventaja de los SI. Estos sistemas pueden manejar hasta cinco intervalos productores a la vez sin ningún problema¹⁹. En cada intervalo productor se presentaran problemas de conificación y/o casquete de gas en diferentes momento, estos intervalos son manejados de manera independiente lo que permite cerrar uno y dejar abiertos otros, con esto se podrá cerrar los intervalos con problemas de agua y/o gas, y dejar abiertos los intervalos productores donde todavía no hay presencia de agua o gas o donde todavía tiene valores aceptables.

Los siguientes beneficios también pueden ser logrados con las T.I:

- Aumentar el conocimiento de las características del yacimiento para facilitar las operaciones de desarrollo del campo.
- Gastos de infraestructura superficial bajos.
- Producir dos o más intervalos productores en un mismo pozo.
- Manejo de agua y /o gas.
- Mediciones de flujo de tres fases.
- Control de la inyección en dos o más zonas, cambiando la asignación de inyección mientras se cambian las condiciones del yacimiento.
- Remotamente detectar cambios críticos en las condiciones de fondo.
- Remotamente accionar varios dispositivos para lograr una nueva configuración optima.
- Una mejor distribución de flujo.
- Incrementa el VPN de un proyecto cuando se usa la producción simultánea.
- Reducción de riesgos e incertidumbres con respecto al desarrollo del pozo.
- La identificación instantánea de los problemas del pozo.
- Buen apoyo para decisiones críticas tomadas en situaciones críticas.
- Controlado a distancia en climas hostiles.
- Adquisición de datos relevantes de un pozo a ser abandonado.
- Romper las barreras entre las disciplinas.
- Un mejor control de un inhibidor o cualquier otro químico que requiera el pozo.
- Aumenta beneficios económicos y de producción con la instalación de un BEC.

En algunos países para no crear problemas en la definición de terminación inteligente, ésta la han definido como una terminación convencional más la instalación de nuevas tecnologías de fondo y de control remoto. (*Figura 2.22*)

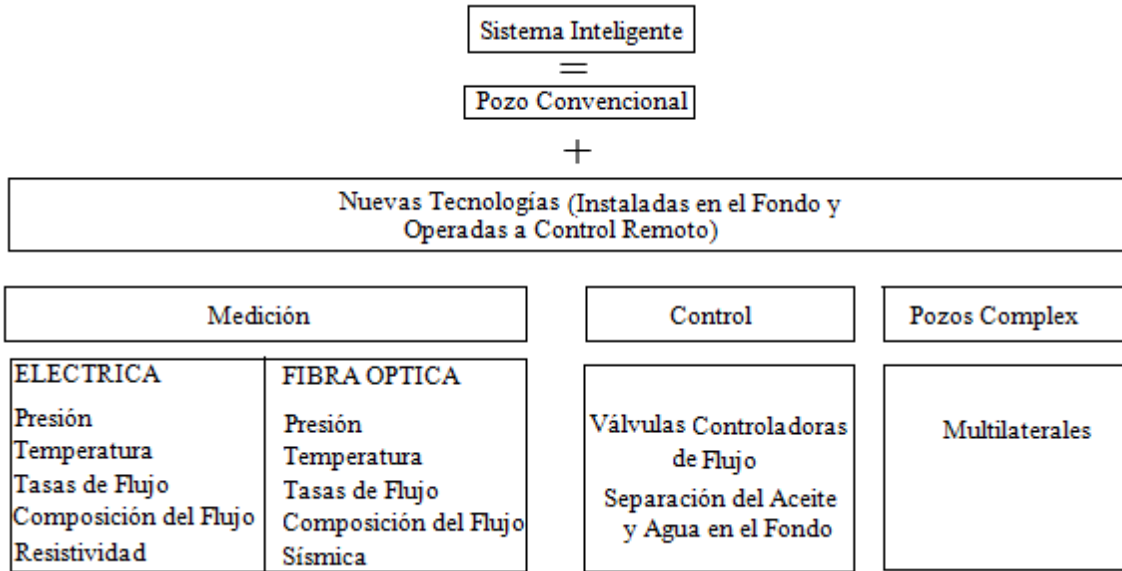


Figura 2.22 Definición de un sistema inteligente²².

En la instalación de un sistema inteligente en aguas profunda, se instalaría un sistema de acuerdo a las condiciones del pozo, en este caso no se podría tomar como base un sistema convencional ya que tendría demasiados problemas operacionales y no se cumplirían los objetivos del proyecto. A lo que se refiere la definición es que un sistema inteligente es un sistema convencional más el desarrollo de nuevos sistemas de fondo.

2.8 La planeación en una terminación inteligente

El uso de tecnología con terminaciones inteligentes requiere de una pre-planeación para su desarrollo²². Las operaciones con T.I requieren cuidados en los equipos marinos como; colgador de tubería, los ductos de producción, las instalaciones superficiales y el diseño de la terminación, por lo difícil de su diseño y por el material del que están hechos.

Las T.I requieren de muchos componentes para su instalación tomando en cuenta el equipo hasta la organización del personal de trabajo. Es por esta razón que la planeación de un proyecto para un sistema inteligente se hace aproximadamente entre dos a tres años para su instalación¹. Este dato puede variar dependiendo de la relación y organización entre las disciplinas que estén trabajando en la instalación.

Para realizar operaciones en áreas marinas se requiere de la colaboración de personal altamente capacitado, multidisciplinario y estrechamente integrado a las compañías operadoras.

En la planeación se analiza toda la información disponible del pozo (caracterización, simulación, geología, propiedades de los fluidos, etc.) con el objetivo de prevenir algún conflicto en la instalación. En esta parte se examinan parámetros técnicos, condiciones de pozo (temperatura, presión, profundidad) y propiedades de los fluidos para crear la mejor estrategia de diseño. El diseño y la instalación de un sistema artificial marino incluyen diversas etapas. Dichas etapas deben ser aprobadas por los encargados de los grupos que participan en la planeación, si hay algún problema no se podrá pasar de una etapa a otra hasta que se solucione éste.

El octograma (figura 2.23) muestra la metodología seguida para el desarrollo de un sistema inteligente, en éste se muestra las principales etapas para desarrollar con éxito una instalación.

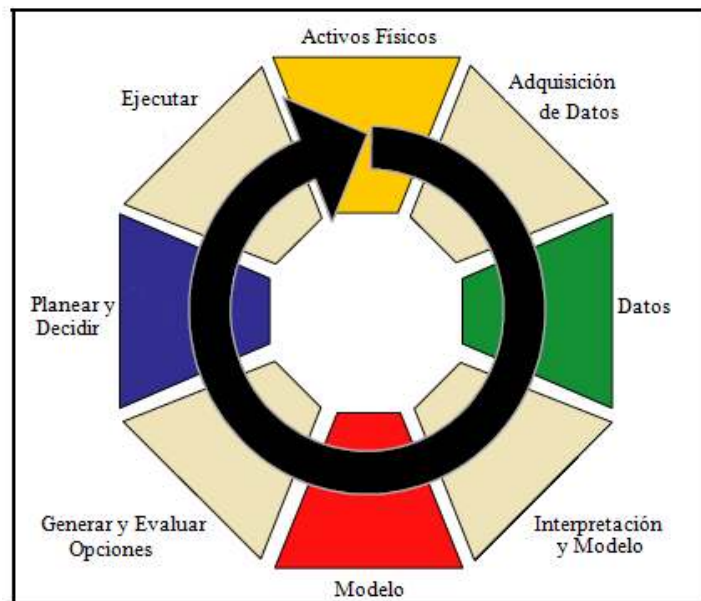


Figura 2.23 Metodología para el desarrollo de un sistema inteligente

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 posee.

Referencias

1. Jackson V.B, "First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico" Artículo OTC 11928, 2000.
2. Halliburton, <http://www.wisonfs.com/tlp.html>
3. Stephen D., Michael H, Ian Raw "Intelligent completion, a hands-off management style", 2007.
4. http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbbl_m.htm
5. Oswaldo M.M "Installation of the world's first all-electric intelligent completion system in a deepwater well" Artículo de la SPE 90472, 2004.
6. Petrobras,
<http://www2.petrobras.com.br/ri/ing/DestaquesOperacionais/ExploracaoProduca>
7. Antonio R.F & Juan C. R. "Terminaciones inteligentes para Bombeo Neumático en el campo Cantarell", Vol. XLVII, No 1, Enero 2008
8. Pemex exploración y producción, reporte anual 2010
9. Vasper A. "Auto, natural, o in-situ gas-lift systems explained" Artículo de la SPE 104202, 2006.
10. <http://www.halliburton.com/ps/wellcompletion/intelligentcompletion>
11. M. Nadri Pari, A.H Kabir, S. MAhdia Motahhari "Smart well-benefits, typer of sensors, challenges, economic consideration, and application in frctured reservoir" Artículo de la SPE 126093, 2009.
12. S.A. Sakowski, A. Anderson, K. Furui "Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development" Artículo de la 94672, 2005.
13. Stephen J. R., Steven G., Graham W., Roy Shilling "Using Risk-based Simulation Models to Assist in Planning Deepwater Exploration and Production Programs West of Shetland and in the Gulf of Mexico" Artículo OTC 12952, 2001
14. Michael K. Arashi A. "Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control" Artículo de la SPE 90664 2004.
15. Schlumberger, <http://www.slb.com/services&products/>
16. O. Skilbrei, R. Chia, K Schrader, "Case History Of A 5 Zone Multi-Drop Hydraulic Control Intelligent Offshore Completion in brunei" articulo OTC 1519, 2003.
17. Michael K., Arashi A, Leigh. A R "Intelligent well completion: status and opportunities for developing marginal reserves" Artículo de la SPE 85676, 2003.
18. W.S. Going, A.B Anderson "Intelligent Well Technology—the Evolution to Closed-Loop Control" Artículo OTC 11796, 2006.
19. Kavle V., S Elmsallati, Mackay E., Davies D. "Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management" Artículo de la SPE 100112, 2006.
20. Schlumberger, www.slb.com/oilfield,
21. Schlumberger, "Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial" www.slb.com/oilfield
22. 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.

CAPITULO 3

Bombeo Neumático Auto, Natural o In-situ

Las incertidumbres y problemas asociados a los yacimientos, tales como la heterogeneidad, el tamaño de los acuíferos y casquete de gas, además la conectividad entre reservas gasíferas y de petróleo obligan a ingenieros a diseñar nuevos planes de desarrollo que proporcionaran flexibilidad operacional máxima ante estas circunstancias.

Un sistema inteligente es una alternativa para manejar los problemas mencionados anteriormente, estos ayudaran a incrementar la producción, disminuyendo problemas relacionados al yacimiento, pozo y operacionales. En este capítulo se presentan las características, elementos y funcionamiento del Auto BN.

3.1 Definición de Auto Bombeo Neumático

Los términos auto, natural y gas in-situ se refieren a sistemas artificiales que utilizan gas de una formación cercana o un casquete de gas como una fuente de energía para adicionarla al pozo, y así lograr que los fluidos producidos por el yacimiento lleguen a superficie. El gas de estos sistemas es producido en el fondo del pozo y es drenado en la T.P a través de una válvula automática (Válvula Auto BN) diseñada para operaciones con gas.

La válvula Auto BN es una válvula de control de flujo que forma parte de los mecanismos llamados “Válvulas controladoras de intervalo” (VCI). Las VCI permiten a los operadores controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo del yacimiento aislado, siempre que el control selectivo sobre la producción o la inyección se requiera.

El valor del auto BN es probablemente más fácil de demostrar que para otros tipos de pozos inteligentes, ya que estos proporcionan un reemplazo directo en los equipos convencionales del BN como, compresores, tuberías y equipos auxiliares.

El gas para el BN convencional es bombeado por el espacio anular desde la superficie, el auto BN tiene en el fondo una zona de gas, el cual es drenado dentro de la T.P a una velocidad controlada (*figura 3.1*) El flujo de gas en la T.P es controlada por una válvula de control de flujo, con una capacidad para ajustar el área de flujo desde la superficie por medios hidráulicos o eléctricos.

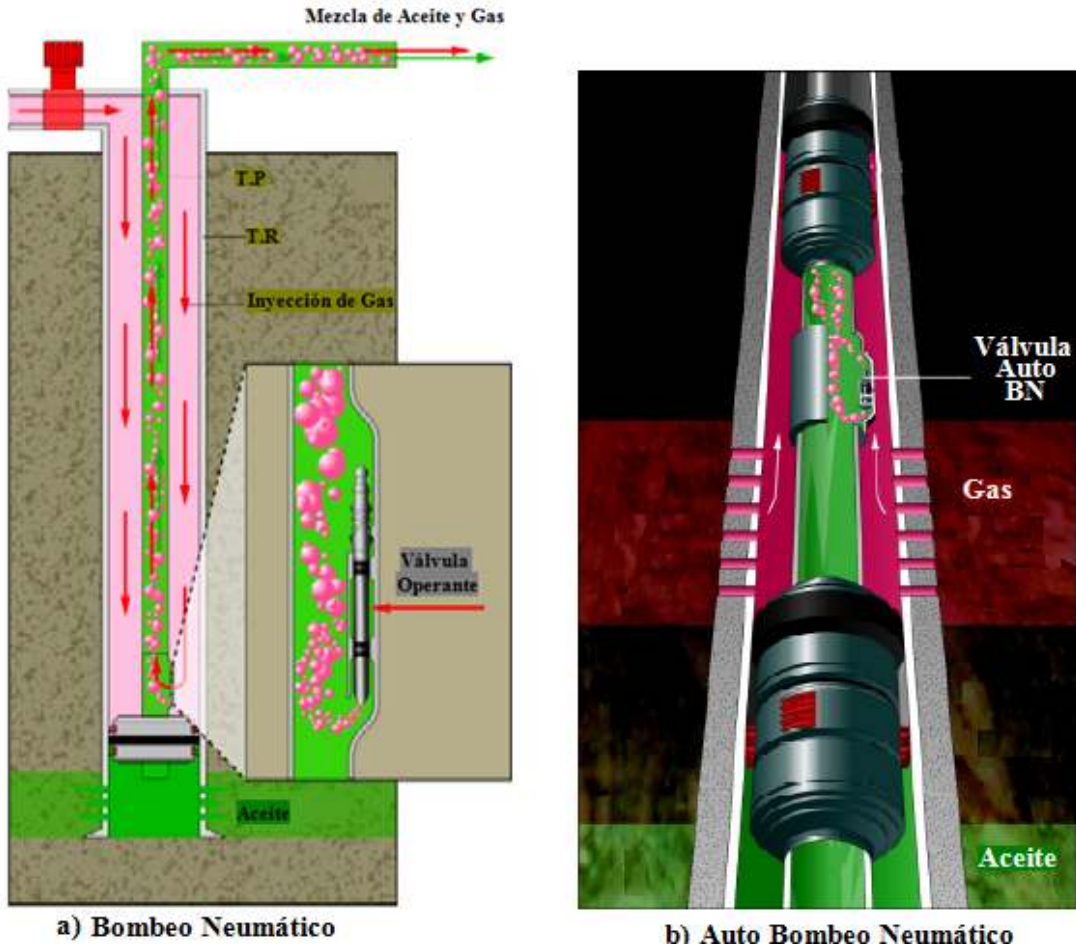


Figura 3.1 Bombeo Neumático y Auto Bombeo Neumatico¹

El uso de válvulas de control de flujo y medidores de fondo significa que el Auto BN pertenece a la categoría de pozos inteligentes. Los sistemas de auto BN pueden generar significativamente mucho valor por:

1. Aumentar los gastos de producción mediante el uso de un sistema de levantamiento artificial rentable.
2. El control a los efectos de altos cortes de agua en el pozo.
3. El mantenimiento de la presión que hay en la cabeza del pozo en pozos marinos.
4. La eliminación de costos de capital de las instalaciones de compresión de gas y tuberías para el transporte de gas.
5. La reducción de los requisitos de carga y área de la plataforma causada por la compresión de gas.
6. Permitir que el gas no asociado sea producido sin necesidad de hacer intervenciones.
7. La eliminación de las intervenciones para cambiar o reemplazar equipos convencionales de BN.
8. Proporcionando la capacidad de controlar el gas y el agua.

Los puntos anteriores son resultados obtenidos de un SI, que en el capítulo anterior se trato ampliamente. Hay dos razones importantes para el uso de válvulas controladoras de flujo, por lo general por su alto grado de manejar la presión y su capacidad de ofrecer un rango más amplio en los gastos de inyección y/o producción.

La válvula auto BN es un dispositivo de fondo cuya función es controlar la inyección de gas procedente del casquete, sin embargo por si sola no tendría gran avance en comparación con la válvula operante del BN, sino fuera por el equipo de terminación que se instala en un PI, este equipo de terminación está compuesto por; sensores, controladores, líneas hidráulicas, medidores de fondo, etc. que complementan a un auto BN.

La figura 3.2 muestra los principales mecanismos instalados en el aparejo de producción que mejoran el funcionamiento de una válvula auto BN.

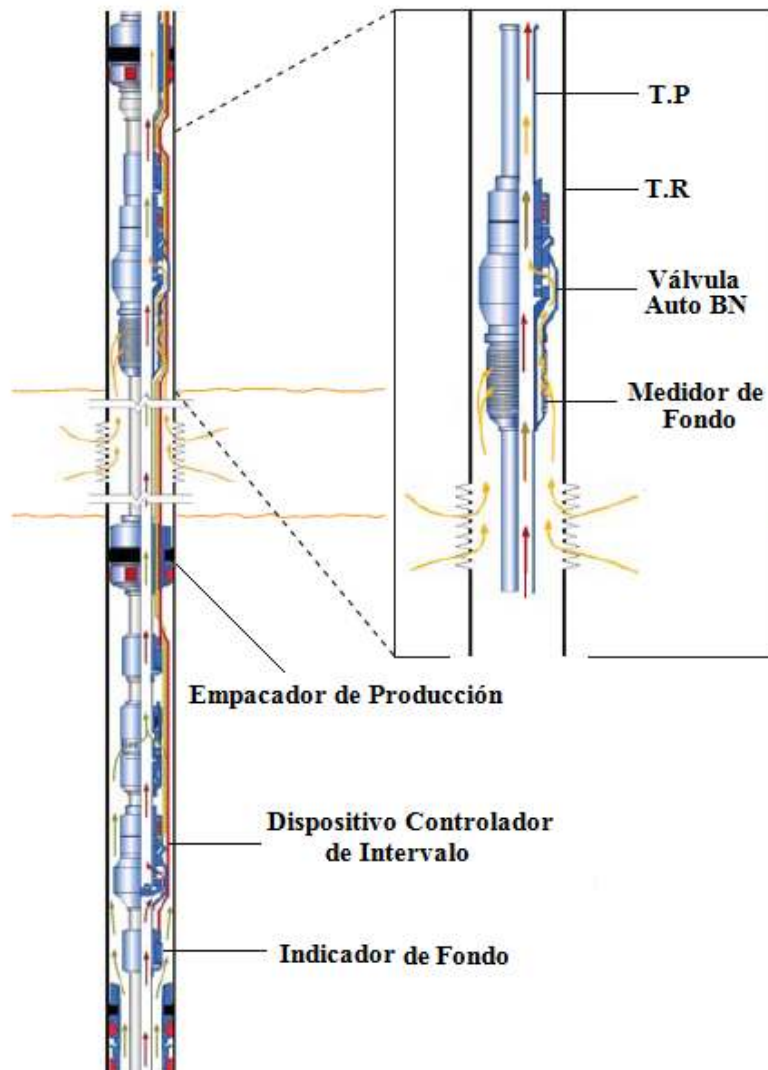


Figura 3.2 Válvula Auto-BN y equipo de fondo¹

Las ventajas de un auto BN son la de evitar los grandes gastos de capital en instalaciones superficiales, el bajo costo de operación y la reducción de las intervenciones del pozo, comparándolo con los métodos artificiales de producción convencionales como el BEC.

El concepto de auto BN ha sido discutido por Kumar et. al, el cual lo describe como la producción de gas de un yacimiento mezclándolo con la producción de una zona de aceite para reducir la presión hidrostática en el conducto de producción (T.P), contrarrestando los efectos de aumento en el corte de agua, de tal modo que incremente la producción de los pozos².

Deben existir tres condiciones para la implementación sustentable de un auto BN en un pozo:

1. La presión en el yacimiento de gas debe ser mayor que la presión hidrostática de la columna de fluido en la tubería de producción (a la profundidad de entrada de gas).
2. La aportación del yacimiento de gas debe ser lo suficientemente grande para producir suficiente gas para poder elevar los fluidos en moderadas abatimientos de presión.
3. El volumen de las reservas de gas asociadas con la procedencia de éste deben ser lo suficientemente grandes para mantener la suficiente presión y la productividad a lo largo de la vida del pozo y bajo una variedad de condiciones de producción, ya que la zona de aceite se agota y el corte de agua aumenta.

El análisis para la instalación de un auto BN debe considerar el rango de posibles incertidumbres relacionadas al yacimiento y el desempeño del pozo a lo largo de la vida productiva del pozo. Los siguientes parámetros deben ser considerados en el proceso de diseño:

1. Índice de productividad de la zona de gas.
2. Presión del yacimiento en la zona de gas (incluyendo el futuro agotamiento).
3. Composición del fluido en la zona de gas.
4. Presión de yacimiento en la zona de aceite (incluyendo el futuro agotamiento).
5. Índice de productividad en la zona de gas.
6. Composición del fluido en la zona de aceite (particularmente el corte de agua y RGA).

Además se incluyen el rango de estos parámetros tomando en cuenta las incertidumbres del yacimiento y los cambios esperados durante la vida funcional del pozo.

Las condiciones del yacimiento cambian a lo largo de la vida productiva del pozo es por esto que se hacen estudios para determinar cual serian las peores circunstancias que se alcanzarían, con el objetivo de prevenir estos posibles daños o reducirlos a una temprana edad del pozo.

3.2 Identificación del pozo candidato para una terminación inteligente

Hay varios desafíos involucrados en el diseño e instalación de un sistema de pozo inteligente, estos problemas se encuentran al elaborar el desarrollo del campo. Diferentes desafíos son encontrados en las diferentes etapas de un proyecto de pozo inteligente. Con el fin de llegar a un sistema óptimo, cada uno de los retos que se tendrán será tratado adecuadamente.

Estos desafíos pueden ser categorizados de la siguiente manera:

1. Localización del pozo.
2. Integración del equipo.
3. Selección del sistema.
4. Objetivos de control y monitoreo.
5. Administración de datos.
6. Manejo del proyecto.

Todos estos desafíos influirán en la selección del sistema inteligente a instalar.

Uno de los principales problemas en la instalación de un SI es la selección del o de los pozos candidatos que proporcionaran los mejores resultados de producción y a su vez cumplirán con los objetivos establecidos al inicio de un proyecto.

Los objetivos principales del proceso de selección del pozo candidato son identificar valores críticos que se podrán alcanzar en el peor de los casos y cuantificar los beneficios potenciales de cada uno. Esto permitirá descartar a los pozos que tengan mayor riesgo y bajos costos de producción (que no sean factibles o rentables).

Las características del yacimiento, la composición del fluido producido, el desarrollo del pozo y la producción requerida a alcanzar son parámetros en los cuales generan incertidumbre para la instalación de un SI, especialmente al comienzo de la explotación de un activo.

En el proceso de selección, para hacer frente a estas incertidumbres, es importante realizar un método probabilístico en lugar de un enfoque determinista para seleccionar un pozo³. Este enfoque identificará y evaluará múltiples escenarios y aplicaciones realizadas a un pozo antes de instalar una T.I, el cual maximizará los valores potenciales mientras incrementa las probabilidades de éxito (*figura 3.3*).

La selección final del pozo dependerá de los resultados probabilísticos que tenga cada pozo, si estos son favorables se empezara a desarrollar el plan de evaluación del pozo y empezar con la primera etapa de desarrollo.

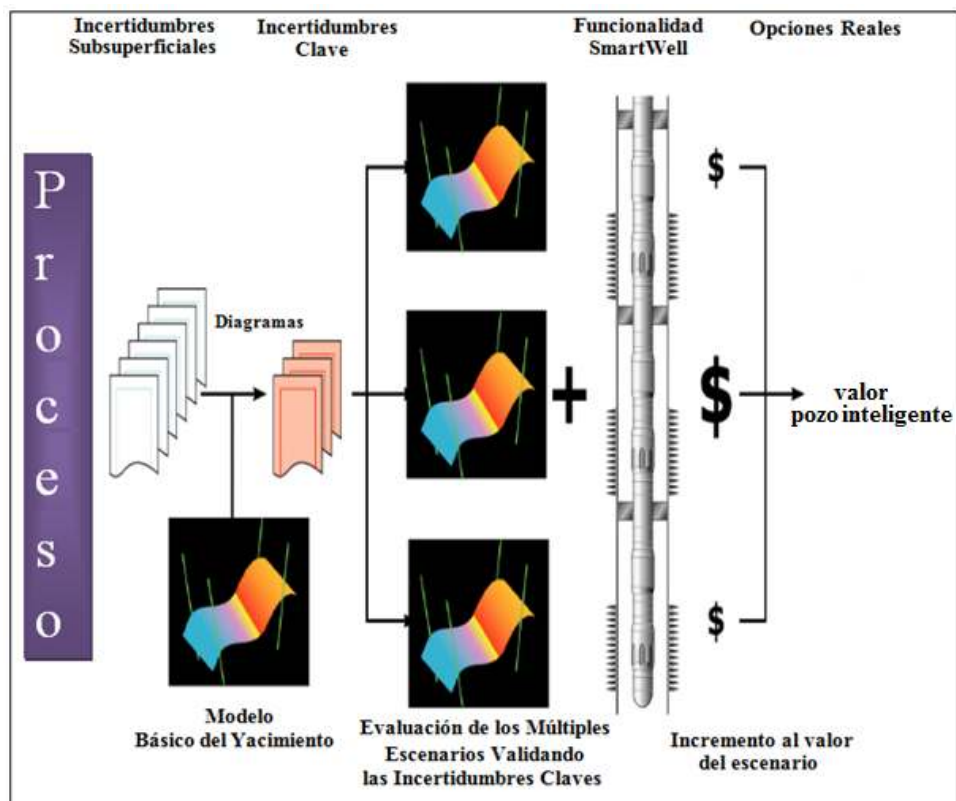


Figura 3.3 Evaluación de un sistema de pozo inteligente⁴

El proceso de evaluación puede también proporcionar la justificación económica de las T.I cuando se compara con el rendimiento de sistemas de terminación convencionales. Básicamente, el proceso de selección debe incorporar los requerimientos tecnológicos de un pozo inteligente para permitir al operador reaccionar a incertidumbres en el desarrollo del yacimiento. También necesariamente en el proceso de evaluación son incorporados las expectativas de seguridad para las T.I. Por lo tanto, el impacto de las incertidumbres y los factores de seguridad deben ser incorporados en la evaluación económica del desarrollo de los sistemas inteligentes.

3.3 Elementos de un pozo inteligente

Los objetivos principales de un PI son incrementar el volumen de hidrocarburos y acelerar la producción, esto se logra con el manejo adecuado de los recursos disponibles, tales como humanos, tecnológicos y financieros para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento. En la figura 3.4 muestra los elementos teóricos para maximizar la producción de flujo de un PI, es decir, los elementos necesarios para la optimización de la producción, minimizando al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así el mayor beneficio de un yacimiento.

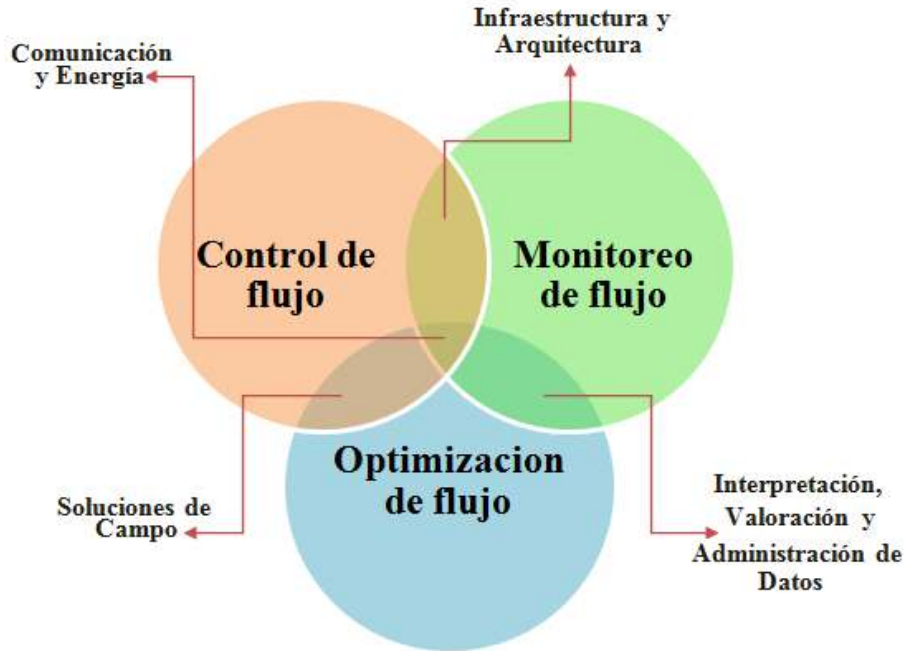


Figura 3.4 Elementos para la optimización de los Sistemas Inteligentes

Desde el punto de vista operacional un PI requiere de cinco componentes para su funcionamiento:

Dispositivos controladores de flujo.

La mayoría de los dispositivos de control de flujo de fondo están basados o se derivan de tecnología de acopladores deslizantes o válvulas bola. El control de flujo pueden ser binario (abierto/apagado), posicionamiento discreto (un numero predefinido de posiciones fijas), o de variable infinita. La fuerza motriz para estos sistemas pueden ser proporcionados por sistemas hidráulicos, eléctricos o hidroeléctricos. (Figura 3.5)

Alimentación a través de empacadores aisladores

Para realizar el control individual de la zona y asegurar la segregación de los depósitos de hidrocarburos, cada zona debe ser aislada una de otra por empacadores incorporando las instalaciones de alimentación directa a través de ellos para el control, comunicación y cables de alimentación. (Figura 3.5)

Control, comunicación y cables de alimentación.

Actualmente las tecnologías de pozos inteligentes requieren de uno o más conductos para transmitir energía y datos a dispositivos de control y monitoreo en superficie.

Los dispositivos pueden ser líneas de control hidráulico, conductores de datos y energía eléctrica o líneas de fibra óptica. Para adicionar protección y facilidad de despliegue, múltiples líneas son usualmente encapsuladas. (*Figura 3.5*)

Sensores de fondo

Una variedad de sensores de fondo están disponibles para monitorear los parámetros de rendimiento de flujo de cada zona de interés. Varios sensores de temperatura y presión de cristal de cuarzo de un simple punto eléctrico pueden ser combinados con un conductor eléctrico simple, lo que permite mediciones muy precisas en varias zonas. La fibra óptica es ampliamente utilizada para estudios de distribución de temperatura a lo largo del pozo proporcionando mediciones de temperatura por cada metro del pozo. Traductores de presión de fibra óptica de simple punto y de multipunto actualmente están disponibles.

La nueva generación de medidores de flujo se basa en la pasiva percepción acústica de la fibra óptica. Otras tecnologías sobre el desarrollo de pozos incluyen, sensores de corte de agua, medidores de densidad, matrices de micro-sísmica, matrices de resistividad de la formación y sensores químicos de fondo. (*Figura 3.5*)

Control y adquisición de datos en superficie

Los sensores y medidores de fondo proporcionaran datos de producción en “tiempo-real”, por lo que el volumen de datos adquiridos puede ser abrumador. Los sistemas computacionales son requeridos para adquirir, validar, filtrar y almacenar los datos. Las herramientas de procesamiento son requeridas para examinar y analizar los datos del pozo, obtener detalles sobre el rendimiento del pozo y/o yacimiento. En combinación con los conocimientos adquiridos a partir del análisis, modelos predeterminados pueden ayudar en la generación de decisiones sobre el control de la producción del pozo.



Figura 3.5 Elementos básicos de una terminación inteligente¹⁰

3.4 Módulos del equipo superficial de un sistema inteligente.

El equipo superficial de un pozo inteligente varía a través de las diferentes localizaciones. La tecnología de PI tiene el beneficio de facilitar el acceso a la explotación de los activos en lugares de difícil acceso (áreas marinas y aguas profundas). Con el fin de aprovechar al máximo el beneficio de la terminación de pozos inteligentes, debe haber suficiente potencia y comunicación en la infraestructura del pozo. Estas infraestructuras son a menudo las principales limitaciones de estos lugares.

Los sistemas de control superficiales son los elementos críticos de una terminación de pozos inteligentes, ya que proporcionan la comunicación y control entre las válvulas controladoras de intervalos y los medidores permanentes de fondo, al sistema superficial de control del campo. En la figura 3.6 muestra el esquema completo del sistema de comunicación y equipo superficial de una T.I.

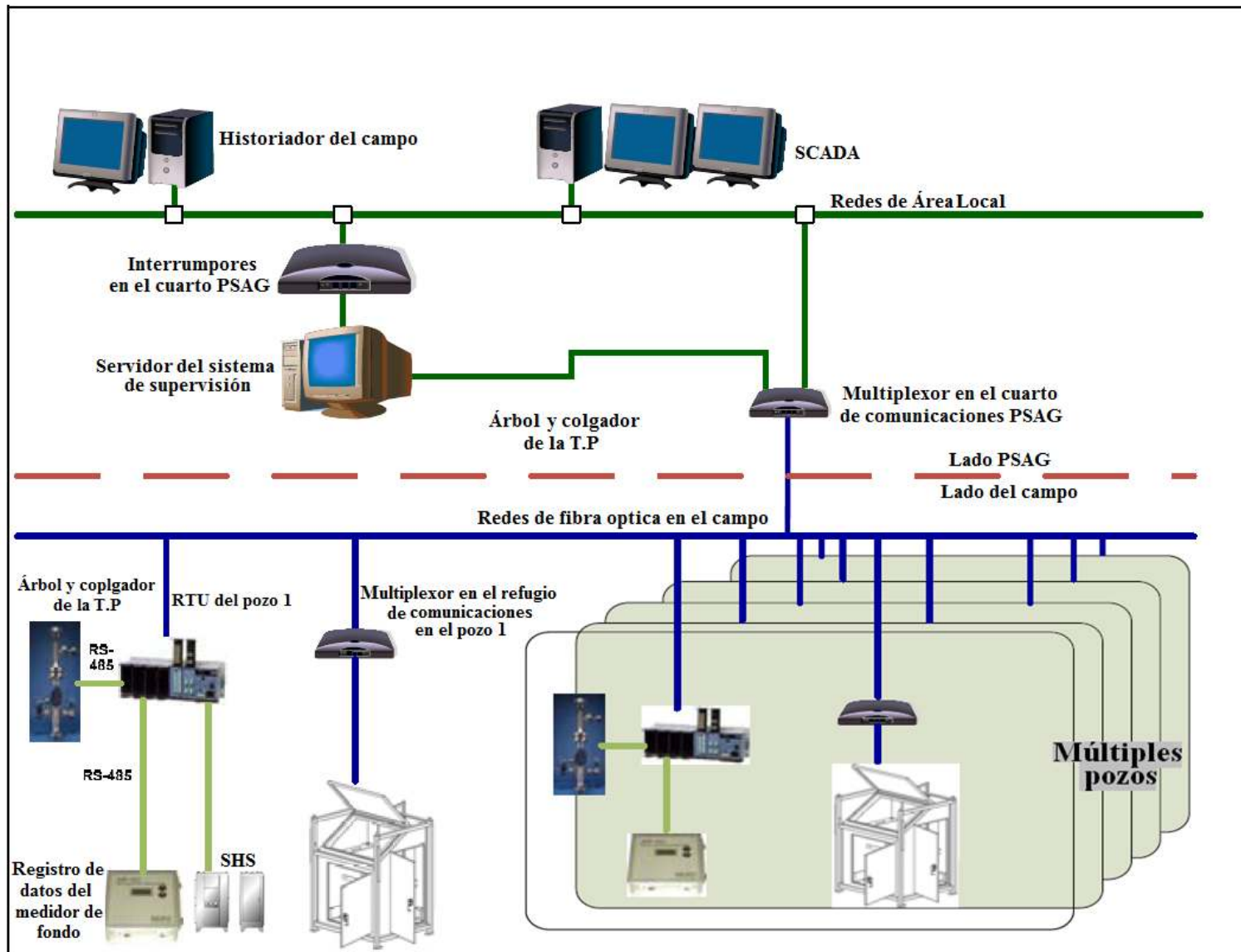


Figura 3.6 Equipo superficial y sistema de comunicación de una T.I.⁵

El sistema puede ser subdividido en diferentes modelos mostrados en la figura 3.7 con respecto a la funcionalidad.

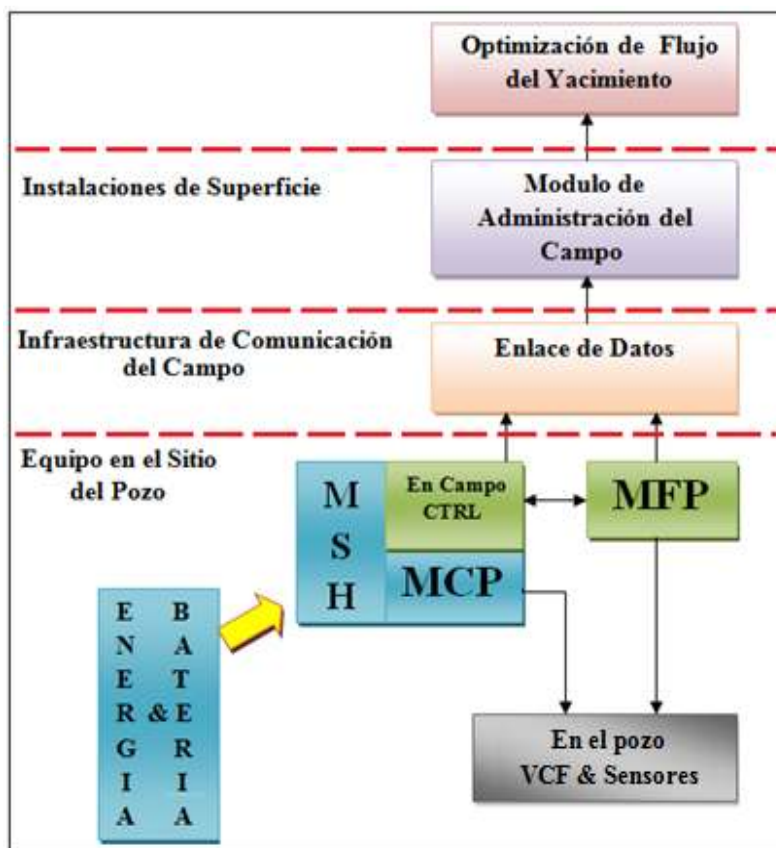


Figura 3.7 Módulos del sistema de control de un Pozo Inteligente⁶

En términos generales, el primer modulo es representado por el equipo que se encuentra en el sitio del pozo y físicamente conectado al hardware de la T.I (control de flujo y monitoreo). Los componentes que constituyen este modulo están diseñados para proporcionar la operación automatizada y/o adquisición de datos del hardware procedente de la T.P. La forma de los controladores en el campo y los medidores de fondo permanentes están diseñados para satisfacer las especificaciones del medio ambiente en el sitio del pozo, compatible con la potencia disponible y el sistema de comunicación.

El modulo del sistema de comunicación proporciona la plataforma para la conectividad entre los controladores del campo y la interfaz de los medidores de fondo permanentes (MFP), y componentes de software que realizan a distancia el monitoreo y operación del hardware del pozo. El sistema de comunicación suele ser parte de la infraestructura del campo y tiene un impacto mayor sobre el diseño del sistema de control superficial final.

El sistema de supervisión de una T.I o modulo administrativo del campo es el componente de supervisión del sistema de control y se encuentra donde el manejo de operaciones del PI realiza los procesos dominantes del equipo. Sus principales funciones son permitir la operación del hardware de la T.I en el pozo, visualización y almacenamiento de datos. Este componente es considerado como parte integral del sistema de control del campo, y del proceso de optimización y administración del yacimiento.

Con lo mencionado anteriormente el equipo superficial del campo es dividido en tres módulos principales como se muestra en la figura 3.7, estos son:

- a) Equipo superficial en el sitio del pozo.
- b) Sistema de control del pozo inteligente.
- c) Sistema de supervisión del campo.

Equipos adicionales o disminución de equipos en la T.I dependerá de que tan profundo será el control, monitoreo y análisis del pozo, además de la cantidad de equipo de fondo utilizado en la terminación. Debido a lo anterior el equipo puede estar distribuido de una manera u otra, por lo que la infraestructura de comunicación cambiara de un caso a otro.

3.5 Equipo superficial en el sitio del pozo

El equipo superficial del pozo consiste de sistemas hidráulicos, eléctricos y de infraestructura digital, permitiendo a los operadores la configuración remota de las VCF, ampliar los sistemas de despliegue e interpretar y modelar los datos adquiridos por el sistema.

El equipo superficial de un sistema inteligente consta fundamentalmente de fuentes de alimentación. Los equipos están localizados en el área de ubicación del pozo y son los más complicados de explicar, ya que los demás componentes (modulo del sistema comunicación) son dispositivos electrónicos como redes, tarjetas, software, etc. que no son objeto de estudio de esta tesis, pero se discutirán algunos puntos así, como algunas recomendaciones.

3.5.1 Fuentes de alimentación

Se refiere a todo el equipo requerido en superficie necesario para alimentar a todo el sistema inteligente. Las fuentes de alimentación se dividen en dos sistemas:

- a) Sistema Eléctrico.
- b) Sistema Hidráulico.

3.5.1.1 Sistema Eléctrico

Se necesita una fuente de energía que abastezca a todo el sistema inteligente dado que los sistemas en su mayoría son de gran tamaño, de igual manera se requieren de fuentes de energía de gran tamaño que pueden abastecer a todo el sistema.

Actualmente se utilizan generadores termoeléctricos (GTE) para estos sistemas. Dependiendo del diseño del GTE y de las condiciones del yacimiento, el generador podrá usar la producción del gas del pozo para generar la potencia necesaria, el cual carga al banco de baterías y opera al equipo de fondo. En la figura 3.8 muestra un Generador Termoeléctrico.



Figura 3.8 Unidad del Generador Termoeléctrico⁶.

El GTE trabajará continuamente, siempre y cuando el pozo esté en producción. El paquete de baterías proporciona la corriente de entrada al motor de arranque y sirve como un proveedor de energía de respaldo. También proporciona potencia adicional para operar el sistema en caso de que el sistema GTE no genere suficiente energía. El paquete de baterías se clasifica por proporciona un mínimo de tres semanas de operación a los medidores de fondo y componentes inalámbricos cuando la unidad de generación del GTE esté baja. Actualmente hay varios tamaños de GTE para diferentes condiciones de operación de los pozos.

En la figura 3.9 se muestra un esquema del sistema de energía básico de un sistema de terminación Inteligente.

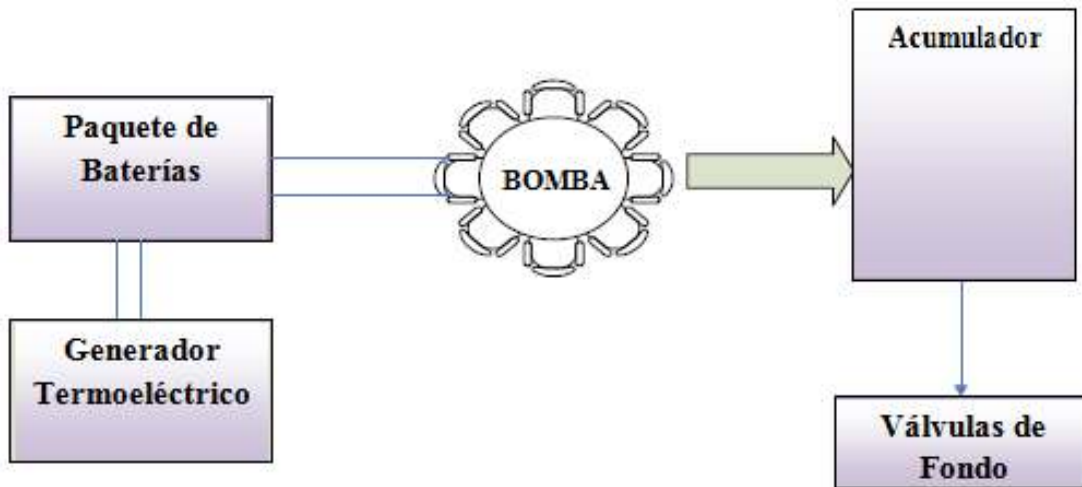


Figura 3.9 Esquema del sistema de energía básico para un Sistema Inteligente⁶.

Varios temas se consideran antes de llegar a los requerimientos finales de energía, estos son:

- La profundidad de las líneas de control hidráulico.
- Consumo de energía del sistema SCADA.
- Medidores permanentes del pozo.
- Sensores de superficie.
- Factor de seguridad del GTE.

La mayor parte de la energía del sistema es usada para presurizar las líneas de control durante las operaciones de manipulación de las VCF. Sin embargo, para reducir los requerimientos de energía generales, una bomba de bajo volumen alta presión es combinada con un sistema de acumulación hidráulico.

3.5.1.2 Sistema Hidráulico

El Sistema Hidráulico Superficial (SHS) está diseñado para operar y monitorear una T.I de accionamiento hidráulico con medidores de fondo permanentes (MFP) integrados. Esta unidad está diseñada para organizar tanto equipos electrónicos como hidráulicos. Todas las líneas de control hidráulico y conductores eléctricos que salen de la T.I son instaladas en el SHS. Las líneas hidráulicas están conectadas a las unidades de control de salida del pozo (UCP), mientras que los conductos eléctricos están conectados a una caja de conexiones.

El SHS recibe energía eléctrica desde las instalaciones del pozo con el fin de operar las bombas hidráulicas y componentes eléctricos. El SHS también está conectado a una infraestructura de comunicación, que establece la conectividad con el modulo administrativo del campo. (Figura 3.10)

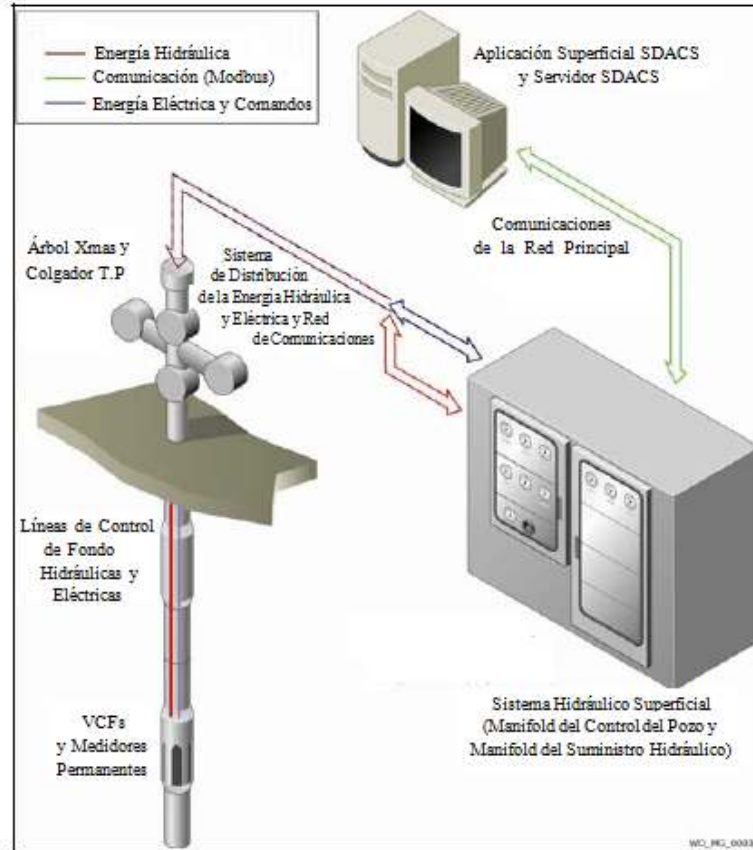


Figura 3.10 Típica instalación de un Sistema hidráulico superficial⁶.

El SHS consiste de las siguientes subunidades.

- Modulo del Sistema Hidráulico (MSH)
- Modulo de Control del Pozo (MCP)
- Unidad de Control del Pozo (UCP)
- Tarjetas de interfaz de los sensores de fondo

El modulo y el gabinete del Sistema Hidráulico (MSH) contiene todos los componentes hidráulicos y electrohidráulicos requeridos para operar una terminación de pozo inteligente. La unidad organiza los módulos de control del pozo y proporciona limpieza al fluido de alta presión sobre la exigencia. En la figura 3.11 muestra un diseño básico del gabinete SHS y el MSH.

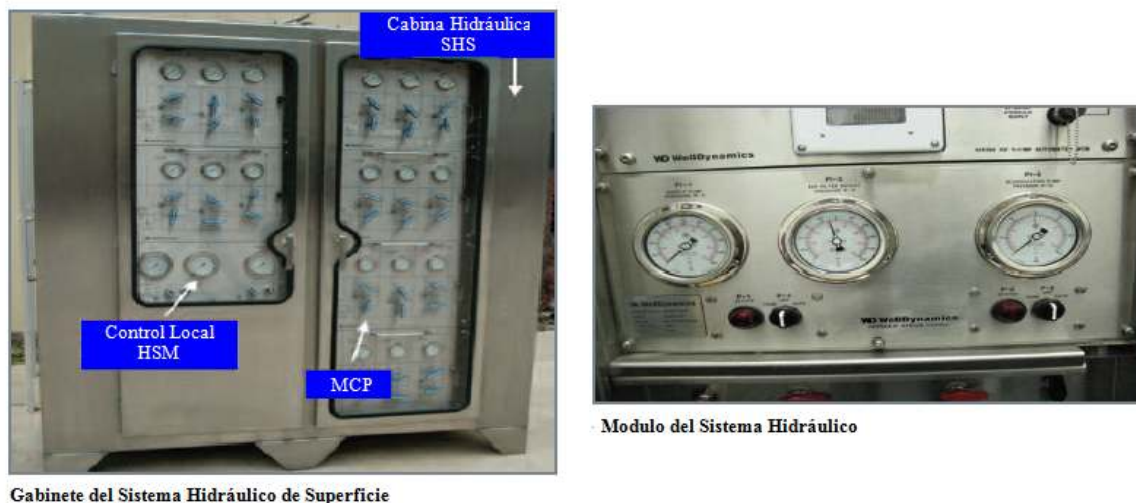


Figura 3.11 Gabinete del sistema hidráulico de superficie y MSH⁷

El MCP su función principal es controlar el suministro del fluido de control de alta presión a las líneas de control que surgen de la terminación de pozo inteligente para monitorear el intercambio de información de los transductores de presión localizados en cada salida hidráulica. (Figura 3.12)



Figura 3.12 Modulo Controlador de Pozo⁷.

La UCP proporciona el control automático de la VCF a través de operaciones remotas del MCP. El firmware UCP aplica la secuencia apropiada y el nivel de presiones a las líneas de fondo que emergen de la terminación, con el fin de operar el equipo de fondo. Además, el firmware UCP obtiene el intercambio de información del movimiento de las VCF a partir de sensores de superficie. La UCP también actúa como contenedor de datos para la tarjeta de interfaz de los MFP.

Los datos obtenidos de los sensores de fondo a través de la tarjeta de interfaz MFP pasan sobre un enlace consecutivo a la UCP donde, en caso necesario, se convierten en unidades de ingeniería. Dependiendo de la metodología de control implementada por el UCP, el intercambio de datos de los sensores de fondo podría ser usado para realizar la manipulación de la válvula de fondo. La UCP está conectada a través de la infraestructura de comunicación a el modulo administrativo del campo de la T.I.

La tarjeta de interfaz MFP continuamente extrae los datos a través del Conductor Encapsulado Tubular (CET) de los sensores de fondo. Estos datos se podrán a disposición del Modulo controlador del pozo a través de una línea serial Modbus RTU. La unidad también recupera datos de diagnostico de los sensores, con el fin de garantizar la calidad apropiada de las lecturas de los MFP. El componente también es usado para reconfigurar los sensores de fondo y unidades de comunicación.

En casos especiales, el SHS y componentes asociados están localizados en la plataforma. Esta unidad es protegida por una carcasa externa que permite el acceso frontal para fines de mantenimiento.

Con el fin de reducir el tamaño del sistema del acumulador, la presión de salida del SHS es diferente entre el (MSH) y el (MCP). En la figura 3.13a muestra un acumulador y el SHS. La salida MSH, que es almacenada en el acumulador, es colocada a 5000psi. La descarga del acumulador es regulada a 3000 psi por medio de un regulador de presión para maximizar la energía hidráulica almacenada en el sistema del acumulador. Este ajuste de presiones es suficiente para operar las VCF. La UCP impedirá la operación del motor cuando está en modo de baja potencia, es decir, ninguna energía para los MFP y la energía requerida para mover la válvula vendrá de los acumuladores.



a) Sistema Hidráulico superficial y Acumuladores



b) Sistema de Supervisión (SmartWell Master)

Figura 3.13 Sistema Hidráulico Superficial, Acumuladores y Sistema de Supervisión⁶.

3.6 Sistema de control del pozo inteligente

El SHS por medio del RTU del modulo MCP y el UCP, están conectados a un sistema de supervisión de la TI. El SHS y el sistema de supervisión forman parte del sistema de control superficial del pozo inteligente, el cual su principal función es monitorear y controlar la T.I.

El sistema de supervisión del pozo corre en un servidor en un cuarto de control, remotamente monitorea y controla el SHS. Se comunica a controladores (UCP y MCP) en campo a través de un multiplexor en el cuarto de comunicaciones PSAG a través de una conexión física Ethernet entre ellos. El sistema de supervisión se basa en la tecnología de arquitectura distribuida como se muestra en la figura 3.14. Los principales componentes del sistema de supervisión son:

- El servidor: ordenador central donde las aplicaciones se ejecutan.
- La aplicación: proporciona el IHM, almacenamiento de datos, recopilación de datos y distribución (cliente CAEA/Modbus).
- Módulos de control del pozo: cada pozo contiene un modulo de control.
- Módulos de suministro hidráulico: cada pozo contiene un modulo de suministro.

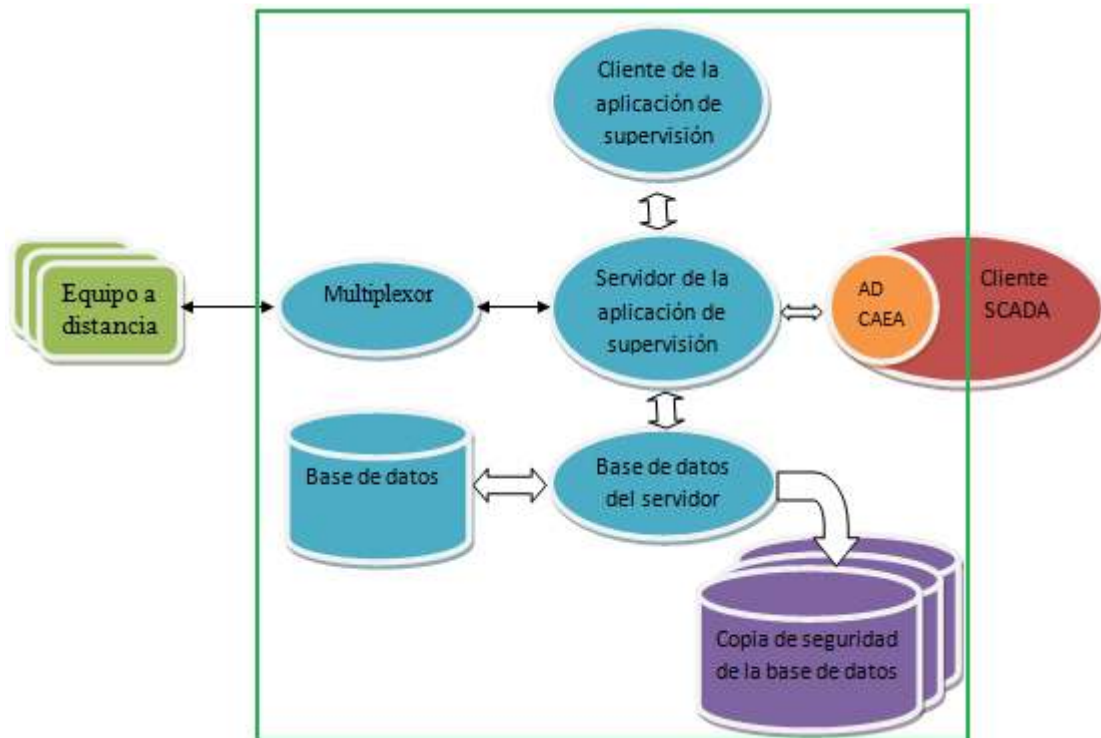


Figura 3.14 Aplicación del sistema de supervisión de un Pozo Inteligente⁵.

El sistema de supervisión del pozo inteligente implementa una arquitectura distribuida con cada uno de los controladores en el sitio del pozo en la periferia. Los controladores en campo contienen la propiedad del firmware que continuamente monitorea y controla el sistema de T.I.

Los controladores en campo son conectados a el sistema de supervisión a través de una RAL utilizando comunicaciones TCP/IP. Este sistema de supervisión proporciona la funcionalidad para la adquisición de datos, consolidación y distribución, nivel del sistema e interfaz de usuarios especializados para los pozos inteligentes. El sistema de supervisión maneja los requerimientos más altos y los controladores en campo, manejando la complejidad lógica requerida para llevar a cabo un movimiento de herramienta en la terminación inteligente.

Actualmente la compañía Halliburton ha desarrollado un novedoso sistema que puede realizar las operaciones de sistema de control del pozo llamado: SmartWell Master™ (SWM). Su principal función es ofrecer un único punto de control, monitoreo y configuración para cada T.I desarrollada en el pozo. El SWM sirve como interfaz entre el sistema de control del campo y la base de datos tipo historiador. La unidad también podría ser diseñada como una plataforma para la visualización de datos del campo/pozo sin procesar y la conectividad a otras aplicaciones de análisis de datos. La unidad usa la tecnología CAEA que permite una integración fácil con otros sistemas de terceros.

Básicamente, el SWM monitorea todos los controladores del pozo y datos de las tarjetas de interfaz, estados y alarmas. También actúa como un colector de datos para la interfaz de sensores externos no recuperados a través de los controladores del pozo, notifica al cliente suscrito CAEA de adquisición de datos del nuevo conjunto de datos y administra todos los pozos y subconjuntos de datos nuevos. Además, proporciona una interfaz de gráfica usuario (IGU) al operador del campo para realizar el control, monitoreo y visualización de datos.

Una Interfaz Hombre Maquina (IHM) se instala como un componente del SWM. El IHM permite al operador el acceso a los componentes de un sistema SmartWell en una manera estratigráfica por medio de un “elemento de árbol”. Un clic en del mouse permite el acceso a la funcionalidad deseada en el pozo de interés.

El SmartWell Master (SWM) está diseñado para enviar solicitudes a la unidad de control del pozo en intervalos de tiempo regulares para adquirir datos del SHS y de la tarjeta de interfaz MFP en el campo.

La adquisición de información frecuentemente es función de la longitud de los mensajes que están intercambiándose, la naturaleza y complejidad de la red de comunicación y de cualquier retraso en la línea de comunicación. La infraestructura de comunicación en campo puede ser una red de radio inalámbrica proporcionada, mientras que la red de comunicación entre el SWM y UCP se puede componer de tres diferentes redes (*figura 3.15*). El número y el tipo de redes dependerán de la complejidad entre SWM Y UCP.

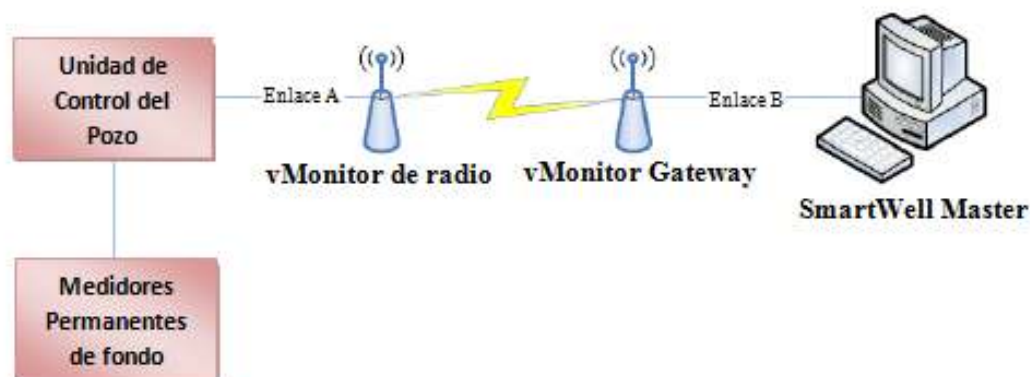


Figura 3.15 Diseño del sistema de comunicación superficial⁶.

El diseño también considera el tipo de operación que dará comienzo por el operador, ya que esto afectará el periodo con el cual el sistema recupera la información. Los módulos de operación considerados son: operación normal, operación SHS o pozo y operación de conservación de energía. Un ejemplo de una operación normal podría ser cuando la adquisición de datos SWM envía una base de datos para la posición de los MFP. Para una operación SHS o pozo, un operador podría decidir el movimiento de una VCF.

Los enlaces entre MCP y la tarjeta de interfaz MFP, y los controladores del campo al sistema de control de pozo inteligente son de tipo Ethernet el cual es un estándar de transmisión de datos para redes de área local que se basa en el siguiente principio:

“Todos los equipos en una red Ethernet están conectados a la misma línea de comunicación compuesta por cables cilíndricos”

En la tabla 3.1 muestra los principales tipos de Ethernet utilizados en los SI.

Tecnología	Velocidad de transmisión	Tipo de cable	Distancia máxima	Topología
10BaseF	10 Mbps	Fibra óptica	2000 m	Estrella (Hub o Switch)
100BaseFX	100Mbps	Fibra óptica	2000 m	No permite el uso de hubs
1000BaseSX	1000Mbps	Fibra óptica (multimodo)	5500 m	Estrella. Full Duplex (switch)
1000BaseLX	1000Mbps	Fibra óptica (monomodo)	5000 m	Estrella. Full Duplex (switch)

Tabla 3.1 Principales tipos de Ethernet para los sistemas inteligentes⁸.

El sistema Ethernet no es el único medio de enlace, también pueden utilizarse los estándares de comunicaciones RS232, RS485, RS422, además puede mantener protocolos estándar. (Modbus, IEC 60870-5-101/103/104, DNP3, ICCP, etc.)

3.7 Sistema de supervisión del campo

El RTU de cada pozo se conecta a una central SCADA en la PSAG por medios de una red de comunicación de fibra óptica. El sistema SCADA actúa como un simple punto de interfaz para el control completo del campo. El sistema es también el punto de integración para los sistemas de terminación inteligentes.

El operador del cuarto de control monitoriza y controla todos los procesos del campo a través del sistema de supervisión SCADA. Con el fin de proporcionar una funcionalidad completa al operador, el control del pozo inteligente es interconectado desde su propio sistema de supervisión al sistema de supervisión y control del campo a través de conexiones punto a punto basados en AD-CAEA. Este sistema aprovecha las funciones avanzadas del sistema administrativo del campo y supervisión del SI, mientras minimiza la funcionalidad para ser integrado en el sistema de control del campo y lograr el control operacional completo del sistema SCADA.

La filosofía de esta integración se basa en lo siguiente:

- La T.I es controlada a partir del sistema SCADA con un clic sobre la pantalla del pozo. Una ventana entonces aparecerá y permite al operador cambiar de posiciones de las VCF.
- Minimizar la necesidad de programación mediante el sistema de supervisión y control del campo para integrar el control del pozo inteligente a SCADA. El sistema de control del campo debe ser capaz de controlar los pozos inteligentes con un número limitado de cables a través de AD-CAEA.
- La posición de la válvula deber ser actualizada en el sistema de control del campo durante una operación de movimiento de la válvula. El sistema SCADA debe ser capaz de mostrar si la VCF está en una posición correcta o no, como se establecido según el sistema del pozo inteligente.

Un centro de datos CAEA sobre el sistema de supervisión de pozo inteligente se recomienda instalar para mantener los tags (*base de datos*) vinculados al sistema campo/SCADA. Solo el número mínimo de tags requeridos por el sistema SCADA para controlar el SI se incluyen en el centrador de datos CAEA.

Basándose en los tags en el centro datos CAEA, un modulo controlador AD-CAEA se requiere para la comunicación entre el SCADA y el sistema de supervisión del pozo inteligente. El modulo de control se conecta, por un lado el centro de datos CAEA en el sistema de pozo inteligente y sobre el otro lado ofrece una interfaz simplificada para el sistema de control del campo/ SCADA.

El módulo de control reúne la información apropiada del centro de datos CAEA, validando las conductas de los movimientos de las herramientas, y establece los Tags CAEA necesarios para enviar un comando de desplazamiento de la herramienta a el controlador en campo. Por otra parte, el módulo de control también proporciona el intercambio de información necesaria sobre la disponibilidad del sistema y estatus operacional para permitir al sistema SCADA monitorear el estado de cada T.I.

La interfaz entre el sistema de supervisión del campo y el sistema de control del pozo inteligente se planea durante la fase de diseño del sistema y es probado antes de su instalación. Un ejemplo de la interfaz se muestra en la figura 3.16.

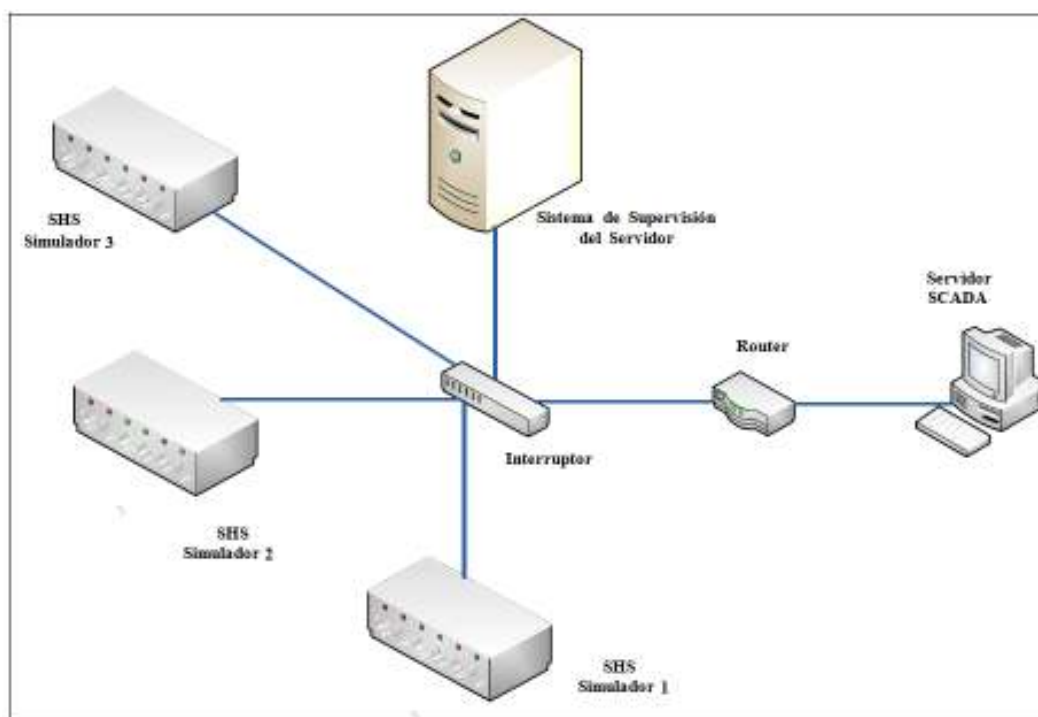


Figura 3.16 Interfaz entre SHS y el Sistema de Supervisión del servidor⁵

El RTU de cada pozo se conecta a una central SCADA por medio de fibra óptica. El cableado por fibra óptica consta de un núcleo interno y revestimiento de vidrio de sílice y una camisa de plástico que protege la fibra físicamente. Hay dos tipos de fibra que usualmente se consideran: multi-modo de índice gradual y de un simple-modo de fibra.

El de simple-modo soporta mayores velocidades de señalización que el de modo-múltiple debido a su menor diámetro y por el modo de propagación del cableado, la tabla 3.2 muestra las ventajas y desventajas de la fibra óptica.

Ventajas	Desventajas
Immune a las interferencias electromagnéticas	Nueva tecnología, i.e, constantemente se deben capacitar el personal.
Immune a posibles aumentos de energía.	Costos elevados en la pruebas del equipo
Alta capacidad de canal	Configuraciones de red inflexibles
Bajos costos de operación	Cable sujeto a posibles roturas.
No existe ningún requisito de concesión de licencias	

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de la fibra óptica⁹.

La fibra óptica ofrece en el pozo y/o yacimiento la administración de datos, cuando las condiciones del pozo desafían las capacidades físicas de los sistemas eléctricos. Las herramientas de fibra óptica ofrecen métodos alternativos de comunicación entre los campos, a demás de métodos de mediciones de presión, temperatura flujo y esfuerzos en los medidores.

Estos sistemas de control de fibra óptica dentro de la industria de exploración y producción proporcionan mediciones continuas y con gran cobertura especial, a lo largo de toda la longitud del campo o pozo.

En términos generales el sistema de comunicación entre pozos está dado por cable de fibra óptica, y básicamente para su comprensión se necesitan conocimientos de computación, informática, etc. para entender más sobre las redes de distribución que hay entre pozos.

3.8 Características y beneficios de los equipos superficiales

Halliburton es el proveedor con una amplia variedad de equipos en T.I para diferentes situaciones de campo. La tecnología que ha desarrollado Halliburton para pozos inteligentes es una de las más innovadoras, el cual está a la vanguardia en requerimientos de producción de hidrocarburos. La tabla 3.3 muestra las principales características de los equipos de T.I fabricados por Halliburton. El equipo de terminación no cambia notablemente de un fabricante a otro ya que las funciones y el principio de funcionamiento son los mismos.

Equipo	Descripción	Beneficios	Características principales
<p>Sistema hidráulico superficial</p>	<p>Es el encargado de suministrar el fluido hidráulico a las VCF localizadas en el pozo. También recupera los datos de presión y temperatura de los medidores de fondo permanentes (MFP).</p> <p>El SHS consiste de una unidad hidroeléctrica capaz de entregar fluido presurizado a 10,000psi al equipo de fondo SmartWell. Está diseñado de acero inoxidable que alberga un modulo principal de suministro hidráulico y hasta seis módulos de control de pozo con capacidades de expansión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Suministro de fluido a presión hidráulica a las válvulas controladoras de flujo. ● Recuperar los datos de presión y temperatura de los MFP. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Una variedad de configuraciones físicas para el tipo de pozo, numero de zonas y detalles de la terminación. ● Módulos que permiten el control remoto y monitoreo del Smartwell Master.
<p>SmartWell Master™</p>	<p>Es una aplicación de supervisión de la infraestructura digital de la TI. Diseñado para proporcionar un punto central de control, integrado por sistemas de control del campo conectado entre pares con computadoras y con sistemas de adquisición de datos.</p> <p>El SmartWell Master se basa en el ICONICS GENESIS32™ POC habilitado por la red HMI/SCADA software, ejecutado en Microsoft Windows®.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Control del equipo de fondo desde una localización central. ● Interfaz con sistemas externos, incluyendo computadoras de terceros y sistemas de control distribuido. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Basado en la web HMI/SCADA de visualización ● Conjunto modular de herramientas de visualización, HMI y SCADA ● Tecnología GENESIS32 OPC-To-The-Core. ● Conectividad OPC ● Amplia capacidad de diagnostico y análisis. ● Capacidad tecnológica para extraer datos.

Tabla 3.3 Características y beneficios de los principales equipos superficiales

Equipo	Descripción	Beneficios	Características principales
<p>Monitores y medidores de control de fondo.</p>	<p>El sistema de adquisición de datos y control permite a los operadores monitorear, y controlar los medidores de fondo y la instrumentación de los topside.</p> <p>La adquisición de datos es a una velocidad de 0.5 segundos por medidor, el sistema XPIO 2000 (tecnología que utiliza este sistema) está disponible en un rango de capacidades, desde un pozo/4 medidores a 4 pozos/8- medidores. Las entradas de cable son independientes y totalmente aisladas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Control de equipo SmartWell desde una localización central. • Interfaz con sistemas externos, incluyendo los ordenadores de otros fabricantes y sistemas de control distribuido. • Interfaz con medidores. 	<ul style="list-style-type: none"> • 2MB de memoria flash, con una opción de 4MB. • Modem de comunicaciones • Comunicaciones programadas que permiten la configuración completa de la unidad.
<p>Monitoreo y control de medidores permanentes de fondo y SCRAMS</p>	<p>Las tarjetas de interfaz permiten a los usuarios monitorear los MFP y controlar el sistema de manejo y análisis del yacimiento controlado superficialmente (SCRAMS por sus siglas en ingles).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de los medidores permanentes de fondo. • Control de SCRAMS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseños específicos para una serie de controles marinos.
<p>Sistemas portátiles de control y equipos auxiliares.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Unidades hidráulicas manualmente portátiles. 2. Unidades de adquisición portátil. 3. Simuladores del sistema hidráulico superficial. 4. Simuladores de medidores permanentes de fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son equipos adicionales, el cual su instalación dependerá de las condiciones del pozo e información requerida por los operadores. por ejemplo para las unidades hidráulicas manualmente portátiles proporcionan el control manual de válvulas para cada línea hidráulica. 	

Tabla 3.3 (continuación) Características y beneficios de los principales equipos superficial

3.9 Cabezal de pozo

El cabezal del pozo de un SI está constituido de dos elementos principales, árbol de válvulas y el colgador de la T.P. El cabezal es la interfaz que existe entre el SHS y el equipo de fondo, en ésta sección los cables hidráulicos y eléctricos de superficie son conectados al equipo de fondo.

El árbol de válvulas es el conjunto de mecanismos de control y otros accesorios auxiliares con el objetivo de controlar la producción del pozo. Un ejemplo de un árbol de válvulas en T.I es el árbol X mas (*figura 3.17*).

Árbol Xmas

Características

- Diseñado a manejar 5000, 10,000 y 15,000 psi.
- Proporciona una interfaz para volver a entrar al pozo en cualquier momento.
- Proporciona una interfaz con los sensores, medidores o equipo SmarWell que hay en el fondo del pozo.
- Proporciona una interfaz con otros equipos como manifold submarinos.

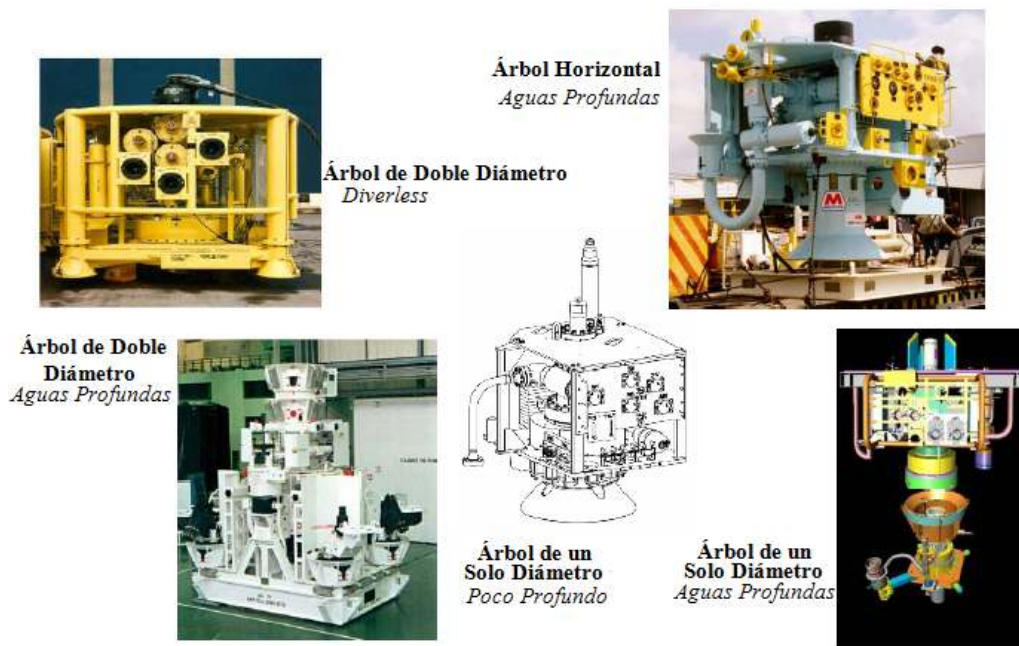


Figura 3.17 Sistemas de arboles en aguas profundas¹¹

El árbol de válvula puede ser clasificado en vertical y horizontal. La diferencia principal entre los dos tipos es la distribución de las válvulas para controlar el flujo. Las dos pueden ser utilizadas para T.I, ya que por su diseño pueden pasar las líneas hidráulicas y eléctricas sin ningún problema.

Colgador de la T.P

Las líneas hidráulicas y eléctricas que salen del SHS y cuya función son las de controlar las VCF, se conectan al árbol y pasan a través del colgador de la T.P. El colgador de la T.P es un arreglo de cuñas, montadas en un cuerpo de acero y conectado en el extremo superior del cabezal, que sirven de soporte para sostener la sarta de la T.P, además proporciona un sistema de sellado para garantizar que la T.P y el espacio anular estén hidráulicamente aislados.

3.10 Equipo subsuperficial de un sistema inteligente

En este subtema se analiza el equipo encargado de producir, controlar, monitorear, recolectar y transmitir los datos referentes al fluido producido.

El equipo subsuperficial es un conjunto de mecanismos en el interior del pozo que ayudaran a conducir los fluidos producidos por el pozo a la superficie.

El equipo subsuperficial abarca desde la salida de los cables hidráulicos y eléctricos del SHS o UCP hasta el último dispositivo de la T.P (*figura 3.18*).

Equipo subsuperficial está integrado por:

1. Flatpacks
2. Abrazaderas a las líneas de control y protectores
3. Sensores de Fondo
4. Dispositivos de aislamiento zonal
5. Sistemas de control de fondo
6. Válvula controladora de intervalo

El equipo subsuperficial de una T.I se puede dividir en función a su funcionamiento en:

- Válvulas de control de flujo
- Dispositivos de aislamiento zonal
- Sistemas de control de fondo
- Sistemas de monitoreo permanente
- Accesorios del sistema

Todos los sistemas son sometidos a pruebas de presión, temperatura, y pruebas de calidad antes de instalarlos en campo.



Figura 3.18 Equipo subsuperficial de una terminación inteligente¹⁰

3.10.1 Flatpacks

El flatpack es el vínculo entre los sistemas superficiales y el equipo de fondo. Consiste de líneas hidráulicas y/o eléctricas aisladas por un material resistente a problemas como alta presión alta temperatura y agentes corrosivos, está disponible en una variedad de diferentes configuraciones (*figura 3.19*) La especificación y materiales son seleccionados en base a la temperatura, presión y fluidos del pozo.

Las líneas eléctricas proporcionan el conducto para la energía eléctrica y comunicación entre la superficie y herramientas de fondo tales como sensores o medidores de fondo permanentes. Las líneas hidráulicas llevan fluido hidráulico a presión para proporcionar la fuerza motriz necesaria para manipular y controlar las herramientas hidráulicas en el fondo (VCF). Estas líneas son encapsuladas por diferentes materiales, al conjunto de las líneas y el encapsulador se le llama flatpack.

Los flatpack corren desde el cabezal hasta las VCF, sensores y medidores de fondo el número de flatpacks dependerá de la cantidad de equipo de fondo que se desea monitorear y controlar desde superficie.

Beneficios

- Incrementa la protección y la capacidad de carga de las líneas de control debido a la encapsulación y las líneas de parachoques.
- Todos las líneas de control son probadas y certificadas.

Características

- Configuraciones flatpacks múltiples o simples están disponibles para facilitar la instalación de una línea de control y recuperación.
- Una gama de materiales están disponibles para adaptarse al entorno específico del fondo.



Figura 3.19 Flatpack¹²

3.10.2 Abrazaderas a las líneas de control y protectores

Las abrazaderas Taperlock aseguran el flatpack a la T.P con el fin de proteger y adsorber la carga de tracción y compresión que puede originar el flatpack durante la instalación. (figura 3.20a). La abrazadera de anillo por anclaje, protege y asegura las líneas de control expuestas a la T.P. Esta abrazadera generalmente corre entre el empacador de producción o aislamiento a la VCF.

Las líneas de control y flatpack pueden ser dañadas debido a la abrasión entre la T.P y la pared interna de la T.R. El daño a las líneas de control y flatpack pueden causar pérdida de comunicación hidráulica o eléctrica al equipo de fondo. Las líneas de control y flatpacks son los más vulnerables a los daños cuando pasan por problemas externos en la sarta de terminación. Los protectores aseguran las líneas de control y los flatpack para desviar las líneas de control de equipos con grandes problemas externos tales como VSSSCS y sistemas de inyección química (Figura 3.20b). Estos sistemas de protección han sido probados en campo para reducir el daño a líneas de control y flatpacks.

Beneficios

- Las abrazaderas garantizan que todas las fuerzas de tracción y compresión son adsorbidas por ésta y no por la línea de control.
- Los protectores reducen riesgo de daño a las líneas de control.
- Disminuye el daño en las líneas.

Características

- Las abrazaderas y protectores son fácil de instalar en el campo.
- Los protectores son de metal y de diseño de acoplamiento cruzado que impide el movimiento lateral en el pozo.
- Los protectores están disponibles en un rango de tamaños y materiales.

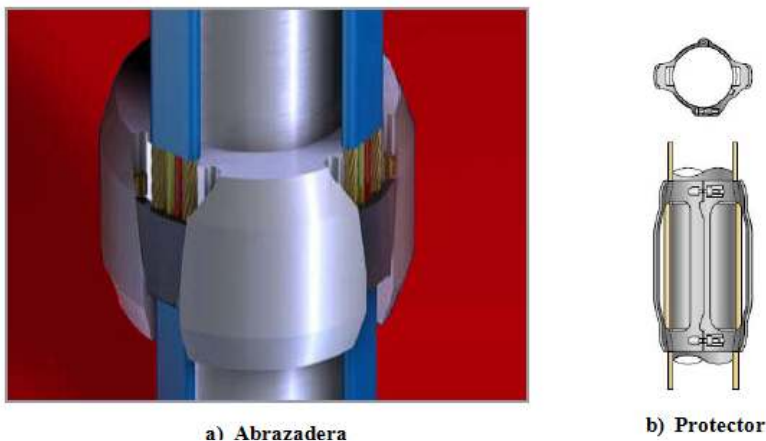


Figura 3.20 Abrazadera y protector¹².

3.10.3 Sensores de Fondo

Los sensores de fondo son equipos que monitorean el flujo, presión y temperatura de cada zona de interés, estos pueden ser permanentes o recuperables. Su principal función es monitorear en tiempo real los parámetros de cada zona productora.

Los datos obtenidos por las mediciones serán usados para evaluar el ambiente y así tomar decisiones con respecto a la administración del pozo y/o yacimiento.

Los sensores de fondo pueden ser:

- a) Medidores permanentes de fondo.
- b) Medidores de flujo.
- c) Sistema de inyección química.

Los medidores son calibrados con cada medidor instalado en el fondo, esta operación se lleva a cabo antes de cada instalación. Los nuevos medidores son sometidos a una prueba de vida altamente acelerada (PVAA). Este programa es una serie de pruebas a condiciones severas para asegurar que los criterios más estrictos se cumplan como por ejemplo choques térmicos, golpes mecánicos y vibraciones.

En la tabla 3.4 muestra los principales sensores de fondo utilizados en SI.

Sistema de inyección químico

El sistema de inyección química se aplica en:

1. Incrustaciones
2. Asfáltenos y parafinas
3. Emulsiones
4. Hidratos
5. Antiespumantes
6. Corrosión

El sistema de inyección química incluye válvulas check doble, proporcionando controles redundantes (un asiento duro y uno asiento blando). La conexión a la línea de inyección de químicos utiliza casquillos de metal a metal primario y secundario, para proporcionar mejor sellado y fuerza física. El cuerpo de la válvula check es una construcción soldada para reducir aun más la posibilidad de fugas.

La válvula check está disponible en una variedad de materiales, lo que permite una mejor opción para una variedad de condiciones de pozo.



Sensor	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
Medidor de fondo permanente	<p>Ayuda a incrementar la producción a través de datos confiables en tiempo real sobre las condiciones del pozo.</p> <p>Los medidores usan la tecnología ROC™, el cual pueden ser usados para aplicaciones de monitoreo de una o múltiples zonas.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Obtiene datos continuos de presión y temperatura sin necesidad de intervención. 2. Mejora el manejo del yacimiento. 3. Optimiza el sistema artificial 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Incorpora la más avanzada tecnología electrónica de alta temperatura y presión. 2. Exacta medición con sensores de cuarzo presión/temperatura 3. Medición de flujo para aplicaciones específicas. 	
Medidores de flujo	<p>Están diseñados específicamente para satisfacer las necesidades del pozo en relación con la selección de gastos de producción.</p> <p>Estos trabajan basándose en el principio de Venturi.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Emplea dos MFP ROC™ para medir presión absoluta en la entrada del tubo Venturi y en la garganta. 	<p>Los medidores de fondo pueden ser:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Punto simple <ul style="list-style-type: none"> - Venturi - Spinner - fibra óptica acústica 2. Caída de presión a través de la válvula de control de flujo. 	
Sistema de inyección químico	<p>El sistema de inyección química proporciona a los operadores con precisión exacta el manejo de la inyección que está diseñado para optimizar el aseguramiento de flujo y el rendimiento de producción, y reducir los costos de intervención.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Optimiza el aseguramiento de flujo. 2. Optimiza el rendimiento de la producción. 3. Reduce costos de intervención. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicaciones en plataforma, marino y si es factible en tierra. 2. Múltiples líneas de transporte. 3. Opción de utilizar válvula de retención doble. 	

Tabla 3.4 Principales sensores de fondo utilizados en SI¹².

3.10.4 Dispositivos de aislamiento zonal

Las zonas productoras del pozo deben ser aisladas con el fin de controlar el flujo. Las zonas de producción son aisladas con empaques y dispositivos de aislamiento con capacidad de desvío de líneas de control. Los empaques pueden ser de producción o de aislamiento.

La tabla 3.5 muestra los empaques que actualmente utiliza la compañía Halliburton para instalaciones inteligentes.

El empaque está instalado directamente a la sarta de la T.P a través de conexiones de rosca Premium integrales. El diseño asegura la completa integridad de la rosca metal-metal manteniéndose a través de todo el mandril.

Las líneas de control multi-hidráulicas y/o eléctricas pueden pasar a través del empaque, por seguridad todas las conexiones son selladas.

Los materiales para el establecimiento de la cámara de sellado es elegido basándose en las condiciones de aplicación.

Los empaques que se describen en la tabla 3.5 son empaques que están diseñados tanto para aislar como producir, pero hay empaques que solo están diseñados para una sola función. La clasificación general de los empaques se muestra en la figura 3.21.

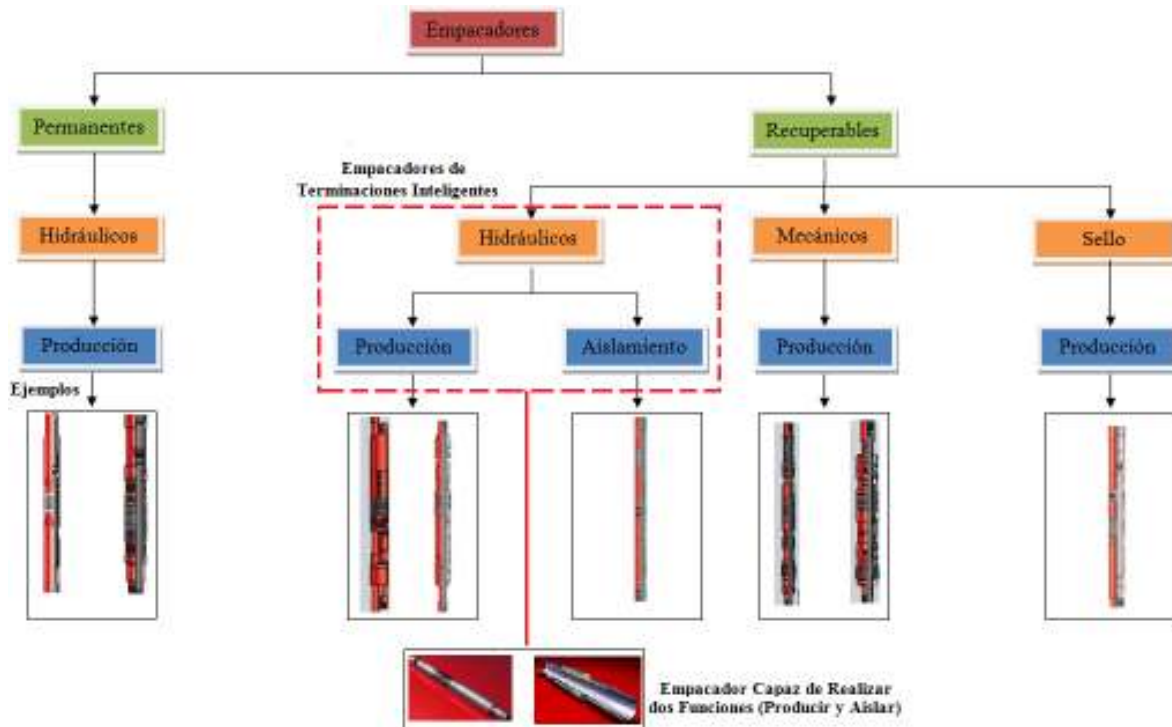


Figura 3.21 Clasificación general de los empaques¹².




Empacador	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
HF-1	Es de una simple sarta, retirable y entubado con una facilidad para desviar múltiples líneas de control eléctricas y/o hidráulicas. Puede ser usado como empacador de aislamiento o producción. Está diseñado para altas cargas y temperaturas mayores que los empacadores de producción estándar.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Evita daño a líneas de control durante un ajuste. 2. Usado como empacador de producción superior y como empacador de aislamiento inferior. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. No hay movimiento del cuerpo durante el ajuste. 2. Único en cobertura total del sistema de deslizamiento. 3. Conexiones Premium. 4. Calificado para altas cargas de tracción y compresión. 	
HFP	Es retirable, multi-alimentación directa, simple sarta, entubado y para ambientes severos. Diseñado para soportar salmueras pesadas tales como bromuro de Zinc y temperaturas de hasta 450° F (232° C)	Lo mismo que el empacador HF-1	Lo mismo que el empacador HF-1	
MC	Diseñado para ambas aplicaciones producción y aislamiento (no se desliza), simple sarta, entubado, recuperado. Tienen la facilidad de alimentación directa de hasta ocho líneas de control hidráulica o eléctrica, permitiendo la comunicación con otros equipos sin comprometer la integridad de las zonas aisladas.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicación de la tecnología en activos marginales o maduros. 2. Mantiene la seguridad de la zona. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño sencillo y rentable. 2. Alimentación directa de hasta ocho líneas de control. 3. Juego de tubos. 	
Ensamble de sellado	Aísla las zonas individuales, donde no es posible o deseable usar empacadores para aislar. El equipo permite eludir las líneas de comunicación con equipos instalados abajo en la sarta de terminación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Instalación por encima de las VCF y MFP 2. Aislamiento de los intervalos sin los requerimientos de un empacador. 3. Elimina la necesidad de establecer sistemas de liberación. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño simple y eficaz. 2. Desvío de líneas de hasta 6 líneas de control. 3. Mayor seguridad y durabilidad en los intervalos. 	

Tabla 3.5 Empacadores utilizados en un SI¹².

3.10.5 Sistemas de control de fondo

El sistema de control de fondo es el equipo encargado de controlar la VCF y comunicarla con el equipo de superficie, se componen de cables de alimentación y mecanismos hidráulicos. Anteriormente se menciono que las líneas hidráulicas o eléctricas pasan por el árbol, colgador y protectores, la trayectoria continua hasta llegar a la VCF. En este sistema se diseña el tipo de conexión y alimentación de las líneas con la VCF, el medio por el cual se intercambiaran datos entre el equipo de fondo a superficie y viceversa, los requerimientos del equipo de control de flujo hidráulico, todo lo anterior se realizará por medio de conductos.

Los conductos son requeridos para transmitir energía y datos a los dispositivos de superficie, estos ductos o cables pueden ser líneas hidráulicas, conductores de energía eléctrica y datos o líneas de fibra óptica. La tabla 3.6 muestra los diferentes sistemas de control de fondo. Básicamente existen dos tipos de sistemas que alimentan a las VCF, estas son:

1. Sistema hidráulico directo
2. Sistema hidráulico digital

Sistema hidráulico directo

Para el control de una simple VCF, dos líneas de control desde la superficie son requeridas. Una línea es conectada al lado abierto del pistón, y la otra línea es conectada al lado cerrado del pistón. La presión aplicada en una línea, pero no en la otra, moverá el pistón a la posición correspondiente. Ya que el pistón está mecánicamente adjunto al mecanismo de apertura de la VCF, el movimiento del pistón posicionara la válvula.

Sistema hidráulico digital

Los sistemas hidráulicos digital son ideales para aplicaciones con tres a seis zonas que demandan control hidráulico, el sistema digital puede ser usado para un control sencillo (abrir/cerrar) de las válvulas de control de intervalo o válvulas lubricador para proporcionar el control de flujo (encendido/apagado) de cada zona.

El sistema hidráulico digital es un diseño patentado que usa la ausencia lógica o presencia de presión (código hidráulico) para la comunicación entre un controlador de superficie y las herramientas de fondo.

Cada dispositivo de control de flujo es asociado con un decodificador que está diseñado para responder a su propio código y rechaza todos los otros códigos o secuencias. Usando este método, la comunicación entre el controlador de superficie y las herramientas de fondo mantienen su integridad.

Sistema de control	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
Hidráulica Digital	Sistema completamente hidráulico, multi-descenso que proporciona un simple y fiable control de la zona, incluso para yacimientos más complejos. Permite hasta seis dispositivos de control de flujo a ser controlado por solamente tres líneas de control hidráulico. Además puede controlar cualquier herramienta de control de flujo en el pozo.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reduce los costos de líneas de control. 2. Reduce el tiempo de perforación a través de una mayor facilidad de instalación de la terminación. 3. Logra la activación de altas fuerzas para las VCF. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tres líneas de control hasta para seis dispositivos de fondo. 2. Sistema completamente hidráulico. 3. Puede ser implementado con sistemas no integrados y de fibra óptica. 	<p>líneas de control desde superficie</p> <p>● Presión ○ no presión</p> <p>zona 1 VCF</p> <p>zona 2 VCF</p> <p>decodificador</p>
Hidráulica Directa	Utilizan líneas de control hidráulico directo desde superficie para accionar de forma remota los dispositivos de control de flujo tales como las VCF. También proporciona control variable (encendido o apagado) de flujo dentro o fuera de los intervalos del yacimiento.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Control de intervalos del yacimiento sin intervención. 2. Puede ser usado en aplicaciones en tierra, plataforma y marinos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se puede utilizar para controlar todos los equipos hidráulicos. 2. Opera con un sistema de circuito cerrado. 3. No hay ajustes en limitaciones de profundidad 	
Modulo de posicionamiento (accute-pulse)	Es un modulo de control complementario que permite a los operadores controlar la producción o gastos de fluido por medio de incremento a la apertura de una VCF de posición-múltiple. El modulo trabaja en conjunto con sistemas de control de fondo (hidráulica digital o directa) y con válvulas de control de fondo de simple o múltiples posiciones.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mejora el manejo del yacimiento a través de discretas capacidades adicionales de control de flujo. 2. Garantiza un alto nivel de control del pozo para levantamiento intermitente. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Control de la inyección de agua y mezclado de flujo. 2. Capacidad para cerrar la válvula de cualquier posición en un ciclo de presión. 3. Proporciona hasta 11 posiciones discretas. 	

Tabla 3.6 Sistemas de control de flujo en un SI

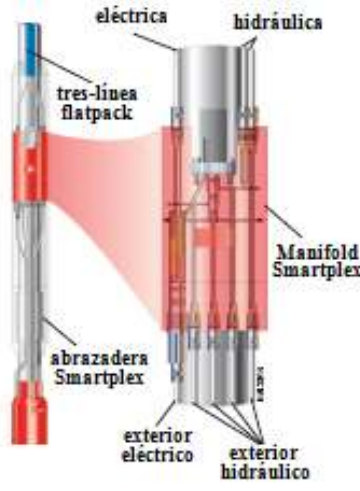
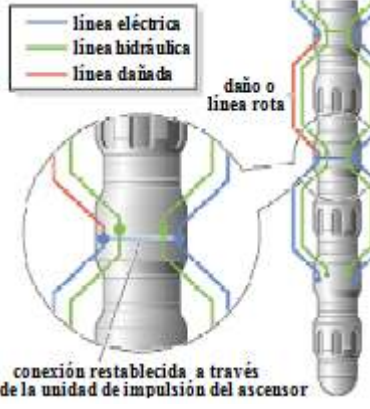
Sistema de control	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
SmartPlex™	<p>Es un sistema multi-descenso, electro-hidráulico que proporciona un sencillo y fiable control de la zona de válvulas múltiple en un único pozo con un número mínimo de líneas de control.</p> <p>Utiliza dos líneas hidráulicas y una eléctrica desde la superficie de forma remota y selectivamente actúa con los dispositivos de control de flujo múltiples, tales como VCF.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ayuda a reducir costos en terminaciones con multi-válvulas. 2. Mas rápida la activación de las válvulas. 3. Fácil instalación y recuperación del equipo. 4. Permite que la VCF cierre en un solo paso. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tres líneas de control hasta 12 dispositivos de fondo. 2. Puede ser desplegado con sistemas no integrados y fibra óptica 3. Independiente de la tubería o la presión anular. 	
Análisis de yacimiento controlado en superficie y manejo del sistema.	<p>Es un control completamente integro y sistema de adquisición de datos que permite al operador controlar de forma remota al pozo y obtener datos de presión y temperatura en tiempo real para cada intervalo productor. El intercambio de datos y capacidad exacta del control de flujo permiten que el operador optimice el yacimiento y mejore la administración del yacimiento.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Optimiza la producción mediante el control de los intervalos múltiple sin intervención. 2. Mejora el manejo del yacimiento a través de la adquisición de datos en tiempo real. 3. Controla de forma remota el pozo. 4. Obtiene datos de presión y temperatura en tiempo real por cada intervalo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Puede ser usado para controlar válvulas de control de flujo infinitamente variable. 2. Capacidad de interfaz con múltiples proveedores de control marino. 3. Posicionamiento de la válvula de control de flujo infinitamente variable. 4. Estimación de flujo derivada de la metodología fundamental. 	

Tabla 3.6 (continuación) Sistemas de control de flujo en un SI

3.10.6 Válvula controladora de intervalo (Válvula Auto BN)

La válvula controladora de fondo permite al operador controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo aislado del yacimiento, donde se quiere el control selectivo de la producción o inyección.

La primer VCF que se ha venido discutiendo es la válvula auto BN, el cual es un tipo de válvula controladora de intervalo que está diseñada para inyectar gas del casquete o de un yacimiento de gas a la T.P.

La válvula auto BN permite controlar el casquete de gas mejorando la producción de la zona de aceite. La cantidad de gas requerido para elevar los hidrocarburos producidos, puede ser regulado por un estrangulador ajustable en la válvula específicamente diseñada para esta aplicación y es controlada desde la superficie. La válvula puede manejar múltiples posiciones lo que permitirá la optimización del casquete de gas producido.

Beneficios

- Reducción en las instalaciones de superficie, reduciendo el costo en comparación con los métodos tradicionales de levantamiento artificial.
- La producción puede también ser optimizado con el cambio de las condiciones del pozo sin la necesidad de intervención o reparación de pozos.
- Reducción de gastos de capital (elimina compresores y tuberías marinas).
- Capacidad para colocar la válvula en el punto más profundo del pozo sin limitaciones de ángulo.
- Manejo de la válvula mediante el ajuste en superficie.
- La Válvula controladora de Intervalo (VCI) elimina la intervención del pozo, que sería requerida para ajustar el tamaño del puerto, en comparación con el mandril del BN convencional que requiere una operación con línea de acero y cierre del pozo durante la operación.

Características especiales

- Tolerante a desechos, sello metal-metal
- Flujo de gas ajustable
- Válvula de retención direccional
- Administración avanzada del yacimiento con el modulo Accu-pulse™.

La VCF mejora la producción en pozos que requieren levantamiento artificial. El sistema es operado de forma remota desde la superficie usando un sistema de control de fondo (hidráulica directa o digital), están diseñados para operar sobre bajas presiones de impulsión y sobre temperaturas que oscilan entre los 40° F (4° C) a 330° F (165° C).

La válvula de control de flujo auto BN tiene varios requerimientos principales que pueden ser considerados como provenientes de la instalación de la válvula de control de flujo o especificaciones normales del BN:

1. La válvula debe tener un número discreto o continuo de posiciones el cual pueda controlar los gastos de gas para optimizar la producción sobre la anticipación de rangos del pozo.
2. Los gastos de gas deben fluir a través de la válvula los cuales deben ser predecibles para que el modelo pueda estar hecho con precisión razonable para garantizar que la válvula sea del tamaño apropiado para la terminación.
3. La válvula debe ser capaz de abrir, cerrar y cambiar posición mientras se somete a una diferencia de presión importante y debe ser capaz de resistir los efectos erosivos de líquidos abrasivos.
4. La válvula debe contar con la capacidad de retroceder los estranguladores para prevenir que el fluido fluya de la T.P al espacio anular. Esto es necesario para permitir que la T.P realice pruebas de presión y para evitar daños a la zona productora de gas.

Al igual que todos los componentes de terminación, la seguridad, propiedades mecánicas, y tolerancia a producir o inyectar fluidos, también deben ser considerados. La mayoría de las válvulas de control de flujo de posición discreta tienen unos orificios o estranguladores insertados que pueden variar en tamaño y número, con el propósito de variar el área de flujo disponible en cada pistón.

La válvula de auto BN modelada tiene ranuras opuestas o ventanas a través del cual el gas fluye. La longitud de la ranura abierta para el flujo puede ser en ciclo hidráulico mandada desde superficie hasta una de las posiciones abiertas, es decir, 20%, 40%, 60%, 80%, o 100%, a de mas de una posición 0% de abierta o cerrada. El ancho de la ranura es elegida antes de la instalación en función del rango de flujo requerido.

En el siguiente capítulo se describirá más a detalle de las válvulas controladoras de intervalos.

Referencias

1. Maharon B. J., Arne L. y Morten O. “*Método de innovación tecnológica gas-lift*” presentado por schlumberger, china, 2006
2. Kumar, A., Telang, J.K. and De, S.K.: “*Innovative Techniques to Maintain Production From a Problematic Indian Offshore Field – A Case History*” presentado en la SPE,1999
3. Sharma, A.K., Chorn, L.G.,Han, J. and Rajagopalan, S.: “*Quantifying Value Creation from Intelligent Completion Technology Implementation,*” Artículo de la SPE 78277, 2002
4. Arashi A., Michael K., Victoria J. y Corrado G. “*Defining and Implementing Functional Requirements of an Intelligent-Well Completion System*” Artículo de la SPE 107829, 2007.
5. Ibrahim H. A, Saad M. A. y Rasgah M. A “*Intelligent Wells to Intelligent Fields: Remotely Operated Smart Well Completions in Haradh-III*” Artículo de la SPE 112226, 2008.
6. Arashi A., Adedeji O., Toyin F. “*Surface Control System Design for Remote Wireless Operations of Intelligent Well Completion System: Case Study*” Artículo de la SPE 121710, 2009.
7. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Surface Hydraulic System*” , <http://www.halliburton.com/ps/>
8. Xilinx, 2011 “*what is Ethernet*”, www.xilinx.com
9. Dale B, 2004, “*Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems*”, www.comtechnologies.com
10. Jose C. “*Installation and Application of an Intelligent Completion in the EA Field, Offshore Nigeria*” Artículo de la SPE 90397, 2004.
11. Paul B. , 2007“*Subsea Production Systems*”, www.GE.com
12. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Sales of Halliburton products and services*”, <http://www.halliburton.com/ps/>

CAPITULO 4

*Bombeo
Electrocentrífugo
Sumergido con
Terminaciones
Inteligentes*

Las terminaciones inteligentes han demostrado un satisfactorio éxito en el manejo de la producción en pozos multilaterales, horizontales con múltiples zonas, y pozos con yacimientos heterogéneos, usando un solo pozo. Su capacidad para restringir, la producción de gas o agua y mejorar la recuperación final ha ayudado a optimizar la perforación, terminación y costos de producción.

Las bombas eléctricas sumergibles (BEC) juegan un papel clave en la producción de pozos de aceite que son incapaces de producir naturalmente. El BEC es comúnmente usado en pozos el cual no pueden elevar el aceite a la superficie debido a baja presión en el yacimiento, alto corte de agua y la alta presión que hay en la cabezal del pozo o una combinación de las tres.

Menos del 10% de los pozos petroleros en el mundo producen de manera natural, el 90% se produce por algún tipo de sistema artificial, y muchos de estos pozos están equipados con BEC¹.

Las BEC modernos utilizan sensores de fondo para monitorear la bomba, y parámetros del motor, tales como presión, temperatura, vibración, fugas de corriente y temperatura del motor, junto con parámetros de flujo. La tecnología del variador de frecuencia (VSD) permite el control de la bomba y la velocidad del motor para igualar las condiciones del pozo, por lo tanto maximizara la producción del pozo, extendiendo la vida productiva del motor y otros equipos de fondo.

Recientemente el BEC también está siendo instalado en pozos que son capaces de producir naturalmente; pero su instalación se hace para mejorar el manejo de la energía natural del yacimiento, mejorando la eficiencia del mantenimiento de la presión del yacimiento y para aumentar la presión en la cabeza para el transporte de superficie de los fluidos a instalaciones de producción.

4.1 Definición de BEC con terminaciones inteligentes

Un BEC consiste de un motor alimentado por una corriente eléctrica alterna desde la superficie que gira una bomba en el pozo, por lo tanto eleva los fluidos a la superficie. La fuente de energía en la superficie puede operar a una frecuencia fija, o puede ser ajustada a un rango de frecuencias, usando un accionamiento de velocidad variable que altera la frecuencia de la corriente y por lo tanto la velocidad rotacional de la bomba. El diseño de una BEC deber ser ajustada a la cantidad y densidad del fluido a ser elevado, así como la altura a la que se elevara. El BEC incrementa la presión en la T.P desde el nivel que se desee en el frente de la formación hasta superficie, por lo que ayudará a elevar los fluidos producidos.

4.1.1 Beneficios de integrar BEC con Terminaciones inteligentes

La tecnología de control y monitoreo de pozo inteligente complementa las capacidades del sistema BEC, proporcionando la capacidad de balancear la producción de zonas múltiples, restringiendo o cerrando zonas con alta producción de gas o agua.

Los beneficios de implementar T.I con instalaciones BEC, incluyen:

- La energía del BEC puede ser transferida a la producción de aceite antes que la del agua, por estrangulación y/o cerrar las zonas productoras de agua.
- Una mayor reducción en producción puede ser aplicada a zonas de menor producción.
- El perfil de flujo a lo largo de las secciones horizontales puede ser manejado para evitar el avance temprano de agua.
- El tamaño de la BEC puede ser reducida para adaptarse mejor a los requerimientos de producción.
- El tamaño del separador de gas del BEC de fondo y el equipo de manejo de gas puede ser reducido.

Estos beneficios resultan en altas producciones, mejorar la recuperación, y reducir los costos de levantamiento.

4.2 Desafíos de integrar terminaciones inteligentes con BEC

Las T.I son generalmente instaladas para el control y monitoreo del pozo y se consideran difíciles de recuperar debido a los empacadores múltiples, líneas de control y riesgos de daño a sensores y otros equipos de fondo durante la recuperación y reinstalación.

El principal reto de combinar T.I con BEC es el manejo de las líneas de control y cables requeridos para la T.I y para el sistema BEC.

La cantidad de espacio disponible entre la T.P y la T.R es limitada y tienen que ser compartida entre las líneas de control de la T.I y el cable del BEC. También hay un número limitado de penetraciones que pueden ser hechas a través de empacadores de producción y el cabezal. Una solución fácil es el uso de sistemas multi-descenso que comparte líneas de control entre dos o más dispositivos.

La práctica actual es instalar líneas de control y cables fuera de la T.P y la terminación es instalada en un “único viaje”. Si un sistema BEC se va a implementar en la misma sarta de producción junto con la T.I, éste requerirá que la T.I sea retirada del pozo cada vez que el BEC sea remplazado, esto generara problemas ya que la T.I son difíciles de recuperar por el equipo frágil y costoso que pueden llegar a ser. Ante esta situación se debe considerar un diseño, donde el BEC sea independiente de la T.I. y así, cuando se requiera retirar el BEC no afecte la T.I.

4.2.1 Métodos para combinar TI con sistemas BEC.

Las T.I utilizan VCF para regular el flujo de las zonas productoras, ésta necesita ser instalada con un dispositivo de aislamiento y necesita permanecer en el pozo cuando la bomba sea retirada, el desafío es que hacer con las líneas de control de la válvula.

Actualmente se conocen más de tres métodos para superar el desafío del manejo de líneas de control y la recuperación de equipo de TI cuando se combinan con sistemas BEC.

Una de las opciones más fáciles para resolver el problema de las líneas de control de la válvula es instalar el BEC dentro de la T.P e instalar las líneas de control fuera de la T.P (figura 4.1). El problema con este enfoque es que el tamaño del BEC es limitado. Una mejor solución es instar la válvula sobre una conexión wet (conectores hidráulicos) parcialmente recuperable.

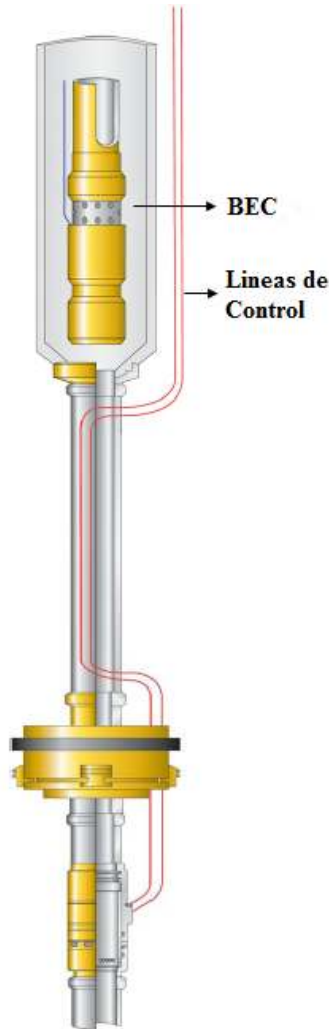


Figura 4.1 BEC dentro de la T.P²

4.2.1.1 Terminaciones inteligentes parcialmente recuperables

Estos sistemas contienen líneas de control, cables y conectores hidráulicos adjuntos. Los conectores hidráulicos de fondo(wet) permiten que las líneas hidráulicas, eléctricas y de fibra óptica sean retiradas y reinstaladas de la T.I, cuando se retire el sistema BEC para remplazarlo, dejando a los dispositivos de la terminación, empaques, sensores y dispositivos controladores del flujo en su lugar. (Figura 4.2).

Al igual que todo el equipo de T.I hay varios conectores hidráulicos disponibles en el mercado hoy en día y otras están en desarrollo para T.I. Todos los conectores wet hidráulicos deben soportar temperaturas y presiones extremas, en un medio ambiente complicado y deben adaptarse dentro de un espacio pequeño, las pruebas de calificación son requeridas para garantizar la seguridad de estos conectores durante la vida productiva del pozo.

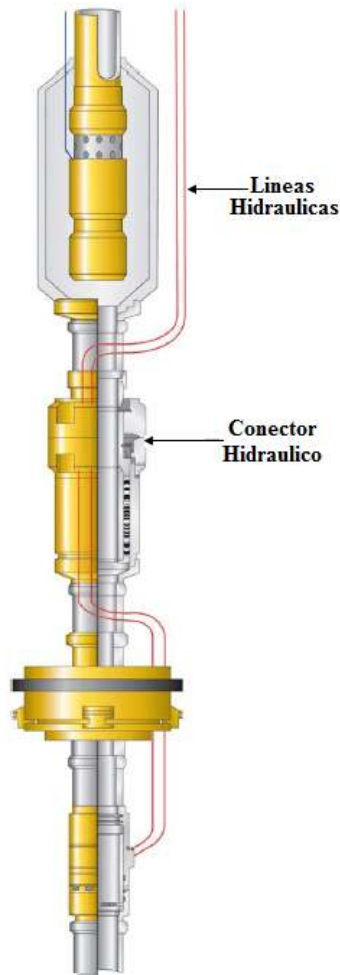


Figura 4.2 Conector hidráulico²

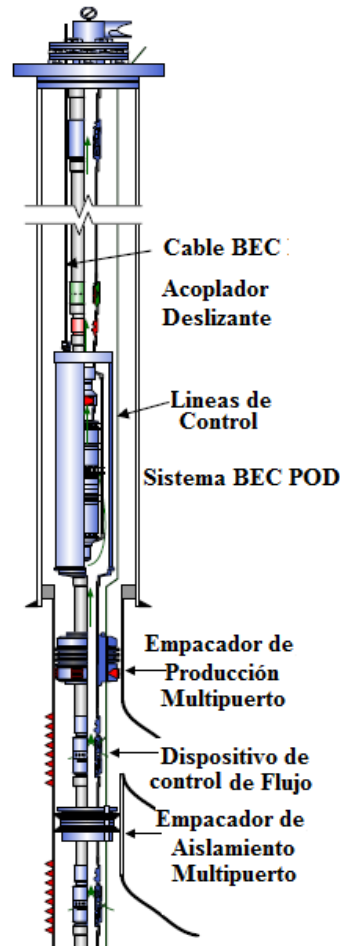


Figura 4.3 Sistema BEC POD¹

El número de líneas de control que pueden ser manejadas a través de los conectores hidráulicos wet es limitado, ya que limita el alcance de la T.I o requiere el cambio a un sistema multiplexación para los dispositivos de control de flujo, que añaden sus propias limitaciones y complejidad al diseño de la terminación.

Debido a las fuerzas requeridas para activar y desactivar el conector hidráulico y las fuerzas experimentadas debido a la expansión y contracción térmica de la T.I, muchos conectores requieren una junta de expansión para ser instalados en conjunto. Las mismas fuerzas también no permiten una conexión hidráulica wet directa a un BEC y requiere un diseño BEC POD (*figura 4.3*).

Un sistema BEC POD elimina la necesidad de los empacadores debajo del BEC y también protege la T.P de los fluidos de la formación.

En T.I parcialmente recuperables, el mayor beneficio de los conectores es que permiten que los equipos convencionales de T.I se combinen con el BEC en una única terminación. Pero esto también lleva las mayores limitaciones de recuperar el diseño de la T.I. Si bien los conectores permiten dejar todo el equipo de T.I (empacadores y VCF) en el pozo cuando se retire el sistema BEC, hasta el 80 % de la longitud de la línea de control todavía tiene que ser recuperada y manejada en superficie, el equipo de carrete para recuperar líneas necesita ser usado y seleccionado cuidadosamente para acomodar toda la longitud de las líneas.

Hasta tres diferentes tipos de conectores de fondo pueden ser requeridos con el fin de implementar las líneas hidráulicas, eléctricas y fibra óptica en una simple terminación.

4.2.1.2 Actuadores

El uso de un conector hidráulico ayuda al BEC cuando es removido a que las líneas de control sean desconectadas del fondo del pozo. Cuando el BEC es reinstalado, las líneas de control se vuelven a conectar al conector (wet). La limitación de este método es la seguridad requerida de la conexión wet, ya que si ésta falla, la válvula no puede ser reabierta. Ante este problema se planteo una nueva solución más benéfica, el cual consistía en separar el actuador de la válvula a través de la válvula misma (*figura 4.4*).

La válvula se conecta a un empacador por encima de la zona productiva como se ilustra en la figura 4.4a. El actuador se adjunta por debajo del BEC, y las líneas de control circulan a superficie con el cable de alimentación del BEC. Se adjunta en la válvula como se ilustra en la figura 4.4b. Cuando el actuador se desplaza, mueve la válvula a la posición abierta como se muestra en la figura 4.4c. Cuando el BEC se detiene o falla, el actuador se utiliza para cerrar la válvula como se muestra en la figura 4.4d. Cuando el BEC se retira, el actuador se separa de la válvula ya que el BEC se recoge, como se ilustra en la figura 4.4e. Cuando el BEC se reinstala, el actuador se reincorporará en la válvula y estará listo para operar.

El actuador y el ensamblaje 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.

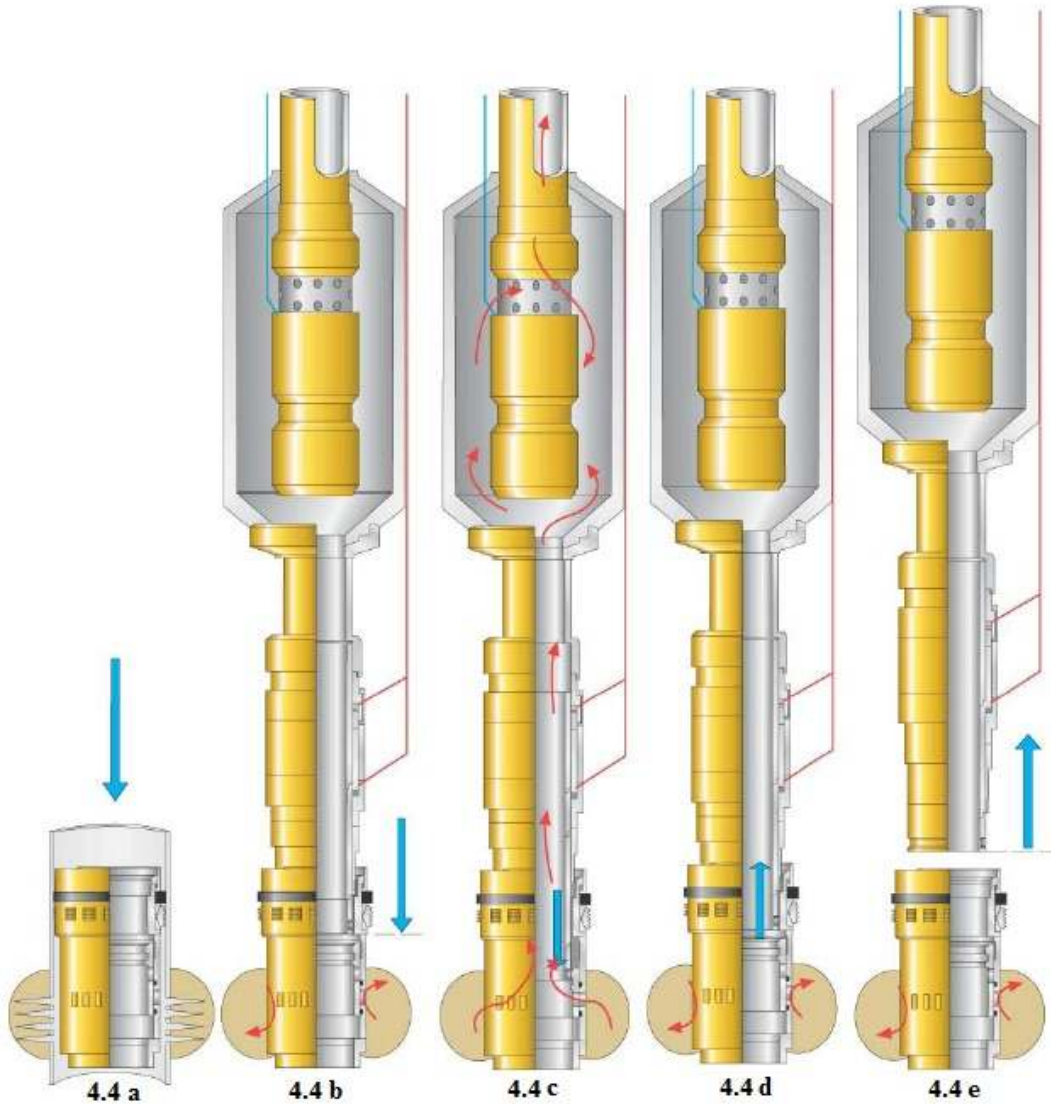


Figura 4.4 Funcionamiento de un actuador²

4.3 Consideraciones para instalar un BEC con terminaciones inteligentes.

La aplicación del BEC con T.I requiere especiales consideraciones, entre estas se incluye la capacidad de desenganchar la bomba de fondo de la terminación, el control del pozo y minimizar el daño de la formación a través del cierre en el frente de la formación. Cuando se considera combinar BEC y tecnología de pozo inteligente, varios temas clave deben ser considerados en un contexto del sistema total para garantizar el diseño apropiado, instalación y operación del pozo “BEC inteligente”.

El primer tema que debe ser tratado es el método de conexión entre las líneas de control y el cable del BEC que se instalara (problema tratado anteriormente), este puede ser mediante un sistema POD, conexiones hidráulicas, BEC cubierto (protegido), acopladores, etc. Otros temas que también deben ser tratados son:

1. **Penetraciones en el cabezal.** La disposición para los conductores de energía eléctrica, cables, líneas de control hidráulico, y cables de fibra óptica que pasan a través de la cabeza del pozo es limitado. Las soluciones a este problema pueden venir de la combinación de las funciones de algunos de los conductos, tales como el bombeo y la fibra óptica debajo de la línea de control hidráulica, o la combinación de la energía eléctrica del PI y la transmisión de datos con el cableado del BEC.
2. **Escenarios de flujo, tamaño del BEC y control de velocidad.** La clave para el éxito de la unión de la tecnología del pozo inteligente con el BEC es entender el perfil de diseño de la terminación, esto es, que rango de condiciones de entrada/salida se esperan para la terminación de pozo inteligente y para la tendencia del BEC. En particular, el sistema completo debe tener la capacidad adecuada para hacer frente a cierres de una o más zonas y producir agua y/o gas. Este puede ser logrado mediante la selección apropiada de la T.I, diseño de la bomba y el sistema de control de velocidad variable para los muchos escenarios de productividad probables, dada las diferentes opciones de operación del flujo.
3. **Comunicación y la interfaz del sistema de comunicación.** El valor máximo de la sinergia entre los pozos inteligentes y el BEC se realizará con la completa integración de los sistemas de comunicación y control, y el desarrollo de herramientas relacionadas con la ingeniería petrolera, así como software para la optimización de la producción. Varias compañías están desarrollando estas tecnologías con el objetivo final de proporcionar datos en tiempo real, no solo en la optimización de la producción de hidrocarburos de un solo pozo, sino también la productividad y eficiencia de recuperación de todo un activo.

4.4 Equipo superficial del BEC con terminaciones inteligentes

El equipo superficial del BEC con T.I básicamente se divide en dos, el equipo requerido por el Bombeo Electrocentrífugo sumergido y el equipo de terminación inteligente.

4.4.1 Equipo superficial del BEC

El equipo superficial del BEC lo constituyen:

1. Variador de frecuencia
2. Equipos complementarios (transformadores, caja de venteo, tablero de control, interruptores)

4.4.1.1 Variador de frecuencia

Es una herramienta muy importante en las operaciones del BEC, su principio esencial es variar la velocidad de rotación del motor por encima y por debajo de la frecuencia aceptada por el motor, con el fin de mejorar el rendimiento de la bomba. Está diseñado para proporcionar energía fiable, protección y control del BEC y sistemas de bombeo superficial donde se necesite energía, mientras se reduce los costos de operación, incrementa la eficiencia y mantienen la integridad del sistema. Su uso minimiza el tiempo de inactividad, reduce los requerimientos de energía, reduce los servicios y remplazos, prolonga la vida de la bomba y en última instancia, la producción aumenta.

Actualmente hay una gran variedad de proveedores que pueden proporcionar un VSD para un BEC la selección de uno u otro dependerá de las condiciones de trabajo del motor/bomba, condiciones del pozo(profundidad, fluido producido), de superficie (espacio disponible) y condiciones de producción.

Hay dos clasificaciones de los VSD basándose en el voltaje que producen:

1. VSD de voltaje bajo (*figura 4.5a*)
2. VSD de voltaje mediano (*figura 4.5b*)

En la tabla 4.1 muestra sus principales características.



a) VSD bajo voltaje



b) VSD mediano voltaje

Figura 4.5 Variadores de frecuencia de la compañía Schlumberger³.

Tipo de VSD	Beneficios	Características	Otras aplicaciones
Bajo voltaje	<ul style="list-style-type: none"> • Prolongan la vida del sistema BEC. • Reduce los costos de operación. • Reduce el tiempo de inactividad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de velocidad para mantener constante la presión. • Capacidad de iniciar un BEC mientras el motor gira. • Control de la bomba para satisfacer los requerimientos operacionales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de proteger a los circuitos. • Control de parámetros del motor. • Monitoreo de motor (corriente, voltaje, energía, frecuencia).
Medio voltaje	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce el costo de operación. • Prolonga la vida del sistema BEC. • Mejora la seguridad operacional. • Altos HP y alta potencia del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad para realizar un reinicio suave de un motor que gira. • Control de velocidad para mantener constante la presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de motor (corriente, voltaje, energía, frecuencia). • Control de parámetros del motor.

Tabla 4.1 Clasificación de los VSD basándose en el voltaje³.

Los nuevos VSD presentan nuevos diseños para una gran variedad de posibles instalaciones, a demás implementan estrategias avanzadas de control de la bomba para reducir la energía de costos por barril de fluido producido, proporcionando reducciones en las instalaciones superficiales.

El VSD por si solo ha dado grandes ventajas (reducir costos de energía, prolongar la vida del BEC, reducir costos de mantenimiento de la bomba, etc.), pero la industria a desarrollado nuevas tecnología para mejorar el funcionamiento del VSD y se le han instalado equipos que mejoren el desempeño de este. Los equipos adicionales son principalmente sistemas de monitoreo de fondo y un servicio de vigilancia en tiempo real, el VSD será efectivo para analizar el pozo y el rendimiento de la bomba en cualquier lugar que tenga la red de área local.

La instalación de estos sistemas ayuda a controlar, proteger y adquirir datos del motor en tiempo real, además de que están en comunicación con el sistema SCADA del campo lo que ayudará a transferir datos del VSD al supervisor del campo. El sistema SCADA podrá supervisar los parámetros de monitoreo (corriente, voltaje, potencia y frecuencia) en su estación de control sin ningún problema.

4.4.1.2 Equipo complementario

El correcto funcionamiento del VSD es parte importante del diseño de equipo superficial, ya que si este presenta fallas afectará al motor y por lo tanto a la bomba, por esta razón varios equipos se instalan para mejorar las condiciones de operación del sistema, la seguridad y el control tanto del variador como la bomba. En la figura 4.6 muestra los equipos adicionales usados.

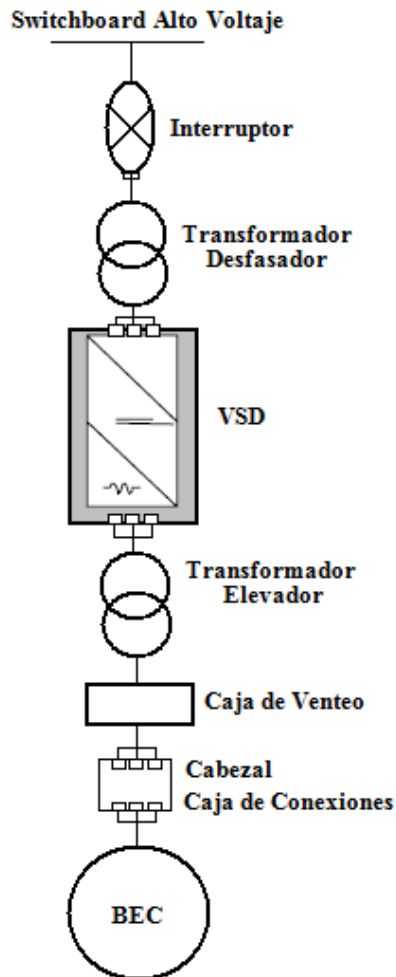


Figura 4.6 Equipo complementario superficial del BEC³.

Transformador

Es el equipo encargado de elevar o disminuir el voltaje requerido por el motor desde superficie, manteniendo la frecuencia del variador. El voltaje es el que alimenta al motor localizado en el fondo del pozo y este a su vez proporcionará la energía a la bomba. Para darles mayor flexibilidad se equipan con interruptores, los más comunes son los trifásicos y monofásicos.

Caja de venteo

La VCF, una de sus funciones es restringir el flujo de agua o gas en los intervalos productores por lo que permitirá menos fugas a equipos superficiales. La caja de venteo es un dispositivo de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, este equipo es opcional ya con el equipo de T.I disminuye los problemas por fugas. En algunos pozos donde presentan elevados gastos de gas se instala este dispositivo y en otros casos se instala para prevenir futuros problemas en el equipo superficial.

Tablero de control

Es el componente donde se realiza la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos en el tablero, este sistema esta comunicado al sistema SCADA del control del pozo.

Los VSD de mediano voltaje regulan el voltaje esto quiere decir que no requieren de un transformador en la salida del variador para regular el voltaje.

4.4.2 Equipo superficial de la terminación Inteligente

La principal función del equipo de terminación inteligente instalado con un BEC es:

1. Regular la producción de agua y/o el avance de gas.
2. Monitorear los parámetros del motor (corriente, potencia y voltaje) y transferirlos al centro SCADA.
3. Monitorear presión, temperatura y flujo en el pozo de cada zona de interés.
4. Capacidad para mezclar la producción de dos o más zonas productoras lo que acelerara la producción.

El equipo de T.I puede ser muy completo o solo 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 solo 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 solo 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 los fitapack y complicara su instalación. Con el sistema de control completo no sería factible instalarlo por las funciones básicas que realizará el equipo de terminación, 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 equipo superficial de la T.I con un BEC, básicamente es el mismo que se describió en el Auto BN, la diferencia radical en el tamaño del SHS, las fuentes de alimentación y el sistema SCADA. En la figura 4.7 muestra todo el equipo compuesto por la T.I en superficie anotando algunas diferencias con el sistema de T.I del Auto-BN

El sistema es operado por un sistema de control superficial (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.

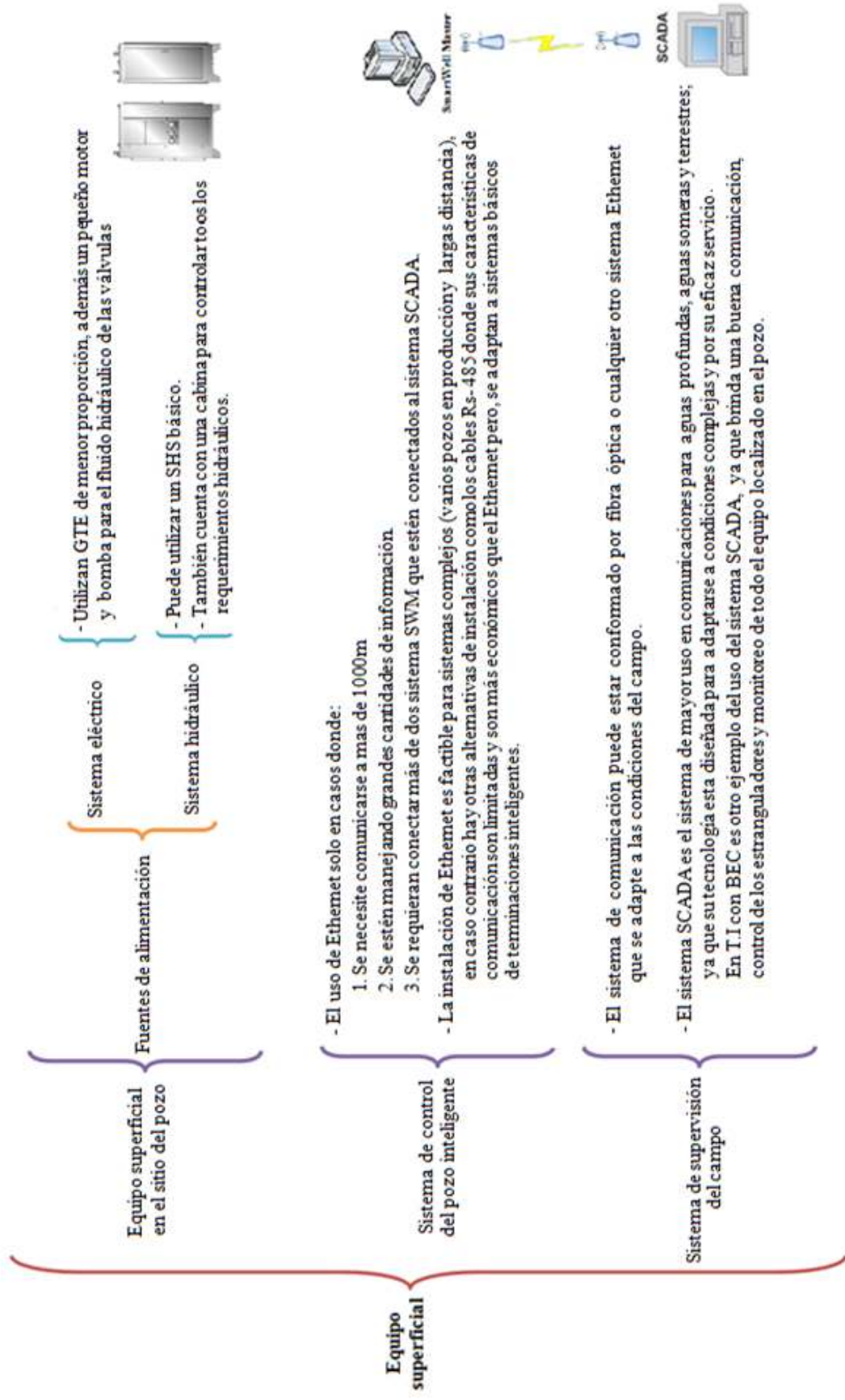


Figura 4.7 Equipo superficial de una T.I instalado con un BEC⁴.

4.4.3 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 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 (figura 4.8), 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 solo 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.

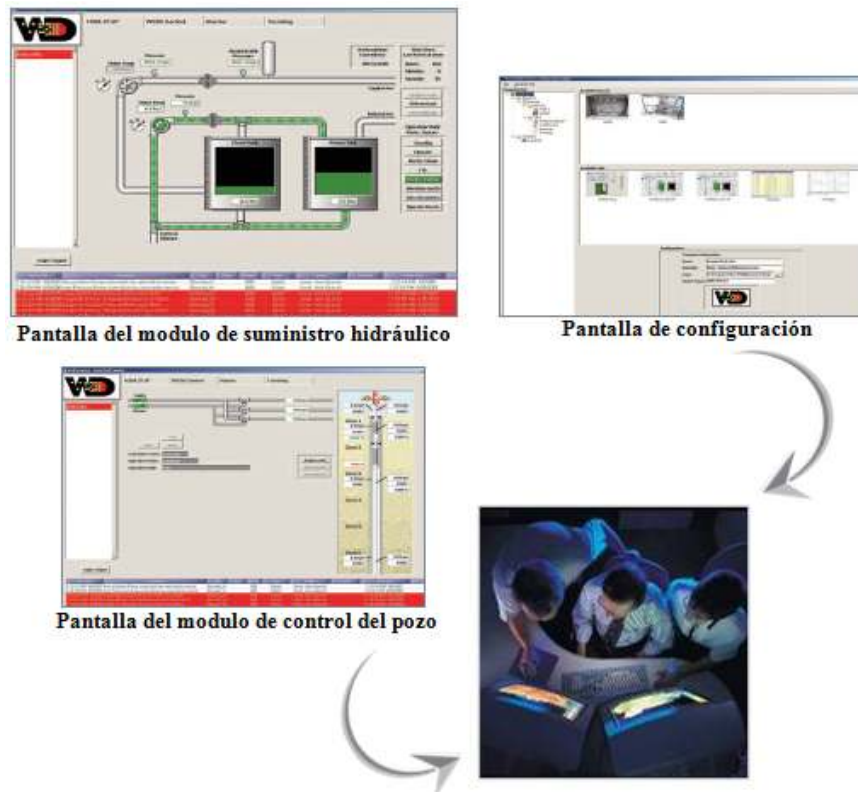


Figura 4.8 Sistema de monitoreo en tiempo real

4.4.4 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 ésta situación el diseño de las líneas que se lleva acabo 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 sistema de producción.

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 4.9 muestra la distribución y comunicación de líneas de la T.I y del sistema BEC en superficie.

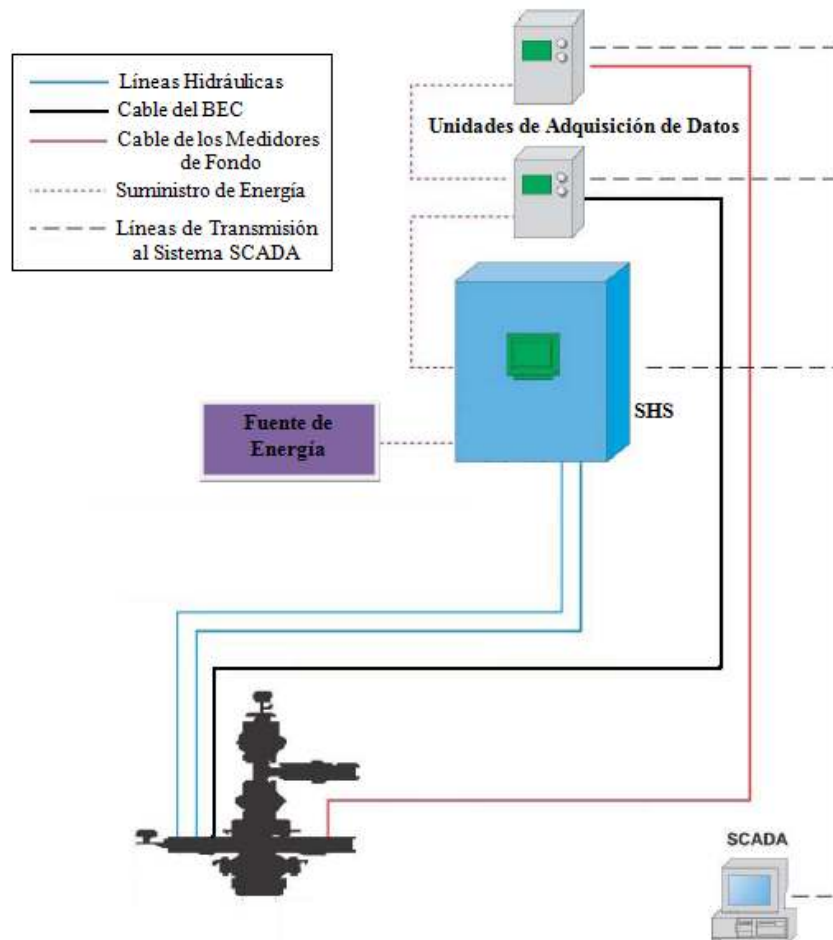


Figura 4.9 Distribución y comunicación de líneas de la T.I y del sistema BEC⁵.

4.5 Equipo Subsuperficial del BEC con Terminaciones Inteligentes

El equipo subsuperficial se compone de dos sistemas como en el equipo de superficie; el del BEC y el de la T.I. La figura 4.10 muestra un esquema de cómo se encuentran los equipos instalados en el fondo del pozo, así como los equipos que lo constituyen cada uno.

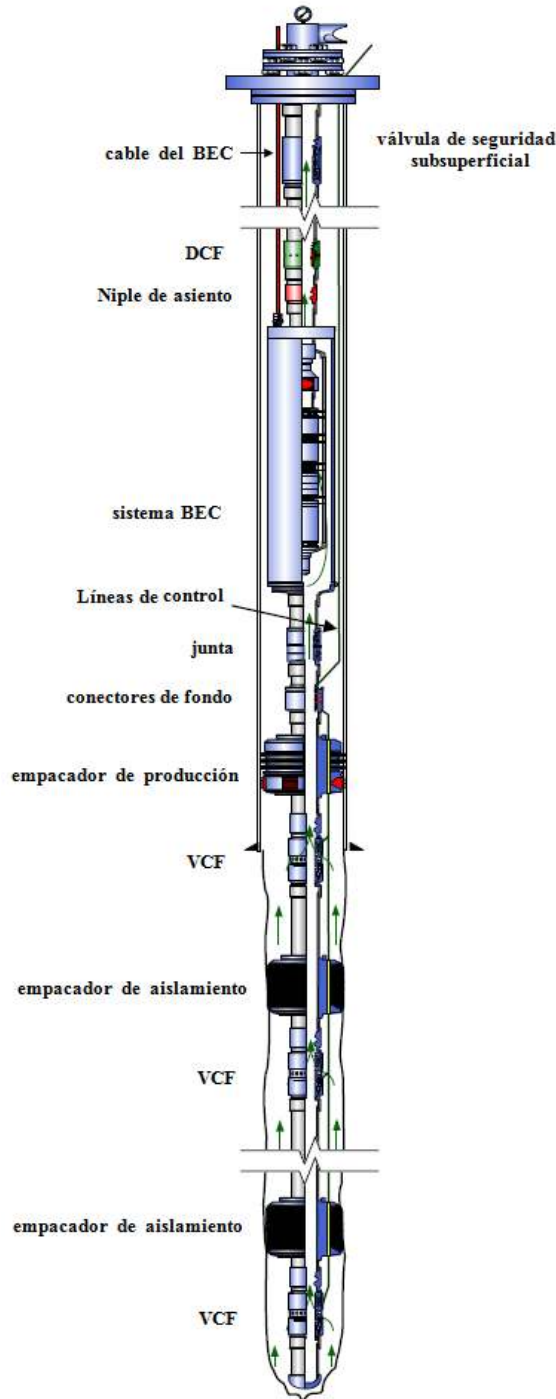


Figura 4.10 Equipo subsuperficial de un BEC y una T.I¹

4.5.1 Equipo subsuperficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

El equipo lo conforma principalmente el motor, la bomba, los sensores de la bomba y el cable. Hay otros equipos que también se utilizan en esta aplicación, pero su uso dependerá de las condiciones del pozo, del yacimiento, del fluido producido y de los requerimientos en superficie que se deseen, los cuales son brevemente descritos.

4.5.1.1 Bomba Electrocentrífuga

El BEC consiste de una bomba centrífuga de etapas múltiples y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor el cual ofrece una gran flexibilidad (figura 4.11). Su función es transformar la energía mecánica del motor a energía hidráulica para el fluido producido, esto incrementara su presión para hacerlos llegar a la superficie.



Figura 4.11 Bomba Electrocentrífuga y etapa de una bomba⁶

La bomba se compone de un motor que se alimenta de una corriente eléctrica alterna desde la superficie el cual gira a la bomba en el pozo, por lo que eleva los fluidos a superficie. La fuente de energía en la superficie puede operar a una frecuencia fija o puede ser ajustada sobre un rango de frecuencias mediante la utilización de un VSF. Este último permite ajustar el rendimiento del BEC mediante la alteración de la frecuencia de la corriente y por lo tanto la velocidad de rotación de la bomba.

El diseño de la bomba debe ajustarse a la cantidad y peso del fluido a ser elevado así como la altura a la que se elevará. El BEC puede ser considerado como un mecanismo para aumentar la presión del yacimiento. Cuando está bien diseñado, el BEC aumenta la presión en la T.P en el punto de descarga del BEC por lo que ofrecerá el gasto deseado. El BEC normalmente opera mediante el ingreso de fluido producido a través de la entrada de la bomba y lo descarga a la T.P agregándole presión a los fluidos, la necesaria para vencer las caídas de presión del sistema de producción.

La bomba se caracteriza por curvas de rendimiento que describe la relación entre el desarrollo del cabezal por la bomba y la capacidad a través de la bomba sobre una velocidad de rotación determinada y el nivel de propiedades de los fluidos.

En la mayoría de los casos, estas curvas se determinan mediante experimentos usando agua dulce. La eficiencia de un BEC depende de la relación de potencia hidráulica transferida al fluido por la energía suministrada a la bomba, el cual tiene un máximo en algunos gastos para una bomba dada. El éxito en las aplicaciones BEC se basa en que operan dentro del rango de funcionamiento óptimo (i.e., gastos óptimos).

Las bombas BEC no elevan una cantidad fija de fluido, pero si proporcionan una cantidad relativamente constante de fuerza para elevar el fluido disponible en el pozo. El gasto a través de la bomba depende de la capacidad de presión de descarga menos la presión disponible en la entrada, y por lo tanto pueden variar para un sistema en específico.

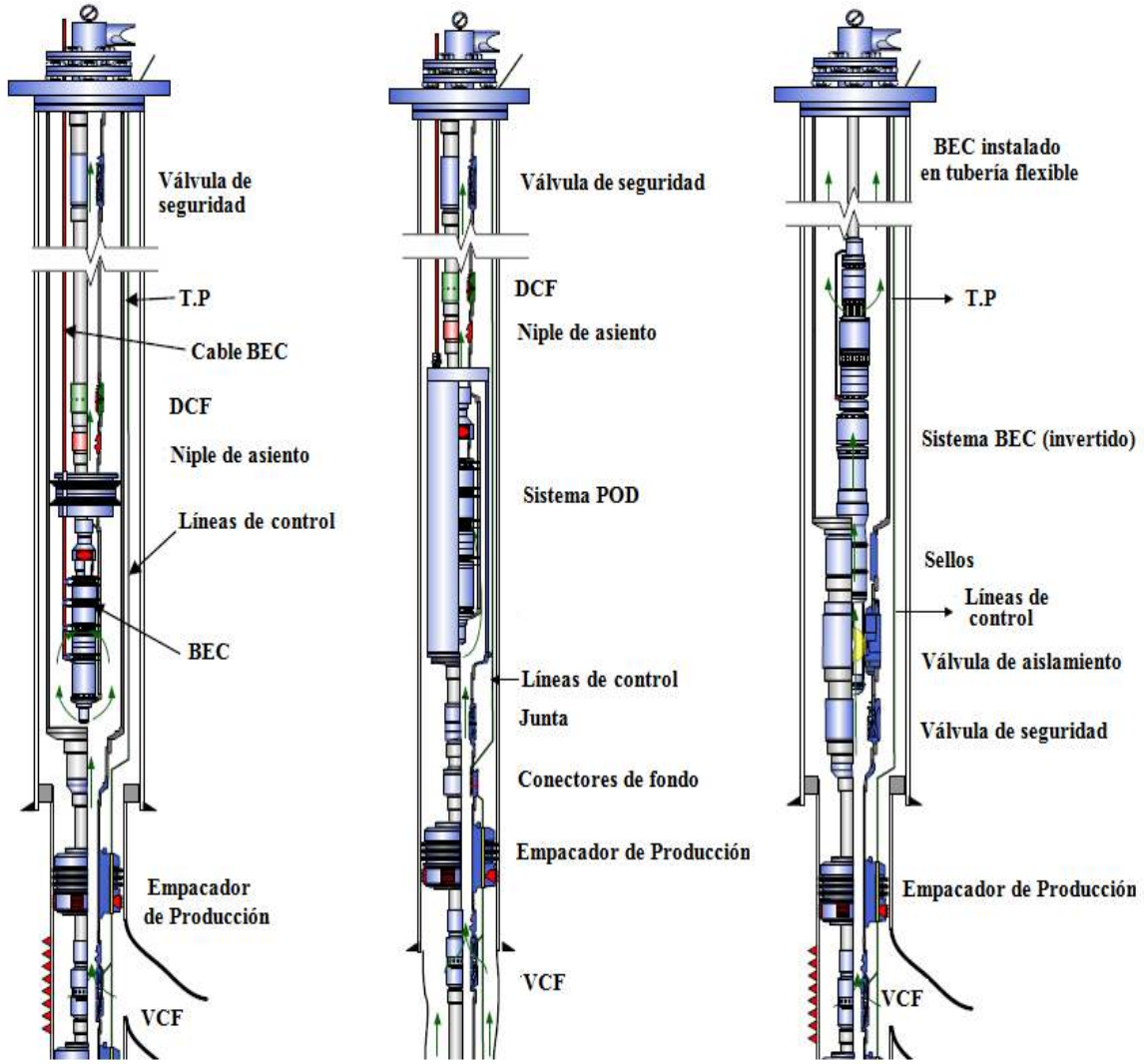
El diseño de un BEC se optimiza al determinar la cantidad de fluido de la formación que será impulsado a superficie (i.e., la relación del comportamiento de flujo), lo pesado que el fluido es y que tan alto debe ser impulsado (i.e., el rendimiento de flujo en el pozo). Estos parámetros determinan la cantidad de energía que la bomba necesita transferir a los fluidos. Una bomba es seleccionada por su capacidad para suministrar esa cantidad de energía, además estos parámetros también describen como será la eficiencia de la bomba.

El diseño de un BEC bajo la mayoría de las condiciones no es un proceso complejo excesivo si se dispone de datos confiables. Sin embargo, el diseño será cuestionable si la capacidad de información (información del pozo, yacimiento, fluido producida, etc.) es pobre. Datos incorrectos a menudo resultan una aplicación incorrecta de la bomba y costosa operación.

Una aplicación incorrecta de la bomba puede operar fuera de rango recomendado, sobrecarga al motor, o reducir a un ritmo acelerado, lo cual pueden resultar daño a la formación. Incluso si la información es correcta en el momento de la instalación, los parámetros de la formación cambian con el tiempo y toman la bomba fuera de su punto de funcionamiento óptimo, es por esto que se realizan estudios de IPR futuras entre otros estudios.

4.5.1.2 Tipos de diseño de la bomba

Se refiere al diseño que tendrá la bomba en la T.P, existen tres diseños (figura 4.12). Los diseños se basan en la forma que está protegida la bomba y por el recorrido que lleva el fluido producido a través de ésta.



a) Simple instalación BEC con T.I b) BEC con un sistema POD c) BEC instalado en Tubería Flexible

Figura 4.12 Tipos de diseños de la Bomba Sumergible¹.

La Tabla 4.2 muestra las características de cada diseño, con cualquiera de estos diseños, los operadores están interesados en las formas que pueden prolongar el correcto funcionamiento de la bomba. Mediante la prolongación de la bomba, los operadores se benefician en dos maneras. Reducir el tiempo de inactividad de la bomba al incrementar la producción del pozo sobre un periodo de tiempo y reducir los costos de sustitución de las bombas dañadas o deterioradas.

diseño	Descripción	Ventajas	Desventajas
Simple instalación del BEC con T.I	El BEC es convencional y se instala dentro de la T.I, las líneas se localizan fuera de la T.P con flejes.	<ul style="list-style-type: none"> • Los costos de instalación y operación no son elevados. 	<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 un sistema POD	El BEC y la Terminación Inteligente son independientes uno del otro con una instalación hidráulica.	<ul style="list-style-type: none"> • Un sistema POD es capaz de aguantar el peso de la T.I • Puede ser utilizado también como un método para combinar las líneas Hidráulicas y el cable del BEC. • Elimina la necesidad de empacadores por arriba del BEC y protege la T.R de explotación. 	<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 el cual es introducida en la T.P y baja hasta la profundidad de interés	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor flexibilidad cuando se reemplaza el sistema BEC. • También puede ser utilizado como un 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 espacial. (árbol de válvulas específico para su instalación)

Tabla 4.2 Descripción de los tipos de diseño de la BEC¹.

4.5.1.3 Sensores instalados en la bomba

El sistema de monitoreo BEC y los sensores están diseñados principalmente para monitorear el desempeño de la bomba, localizados al lado del BEC. La tecnología BEC comparte muchas ventajas en gran parte por monitoreo y control típico de las terminaciones de pozos inteligentes.

La tecnología de sensores BEC proporciona la capacidad de monitorear los parámetros de flujo del pozo tales como: la presión del fluido y temperatura en la entrada de la bomba; parámetros de rendimiento de la bomba como la presión, temperatura y gastos en la descarga; y los parámetros de diagnóstico del motor tales como la vibración, la corriente de fuga y temperatura del motor.

EL control del BEC proporciona la capacidad de cambiar la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba a las condiciones de flujo del pozo, de tal modo optimizando el consumo de energía de elevación, maximizando la productividad del pozo, y reduciendo el desgaste de los equipos de levantamiento artificial.

El monitoreo del pozo inteligente y la tecnología de control aumenta las capacidades de los sistemas BEC proporcionando la capacidad para balancear la producción de zonas múltiples, restringir o cerrar zonas con alta producción de agua o gas, y seleccionar las zonas de prueba para monitorear el desempeño del pozo.

Los nuevos sistemas de monitoreo de fondo incluyen multi-sensores capaces de monitorear múltiples presiones de fondo, temperaturas y vibraciones, proporcionando datos más precisos para la protección del BEC a condiciones de trabajo nocivos, para mantener tanto el sistema de bombeo y el desempeño del pozo en buen estado. Estos sistemas pueden medir alta resolución y alta frecuencia, además proporcionan más puntos de medición y permite completar el diagnóstico del BEC así como las condiciones de flujo.

Los sensores se comunican a superficie a través del cable BEC, además son completamente compatibles con otros sistemas de monitoreo y control como los sistemas SCADA y con una terminal remota del protocolo Modbus. En la figura 4.13 muestra un sensor de fondo de la marca Schlumberger.



Figura 4.13 Herramienta de monitoreo de la marca Phoenix* Schlumberger⁷.

Las herramientas de monitoreo envían los datos en tiempo real a superficie, ya que son sensores digitales y no solo miden temperatura, presión y vibración en el fondo del motor, sino también miden los puntos en la descarga de la bomba y en la entrada. Como un dato adicional en los últimos años se están desarrollando nuevos sensores para instalaciones como el Bombeo Mecánico y el de cavidades progresivas.

4.5.1.4 Cable del BEC

La energía necesaria para impulsar al motor se transmite a través de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requerimientos del motor (voltaje y amperaje), y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

El cable del motor y los sensores son encapsulados por un flatpack hecho de acero inoxidable, (figura 4.14), actualmente existe un rango de tamaños de cable para diversas condiciones de flujo. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor, así como el espacio disponible que hay entre el espacio anular y las líneas de control de la T.I.

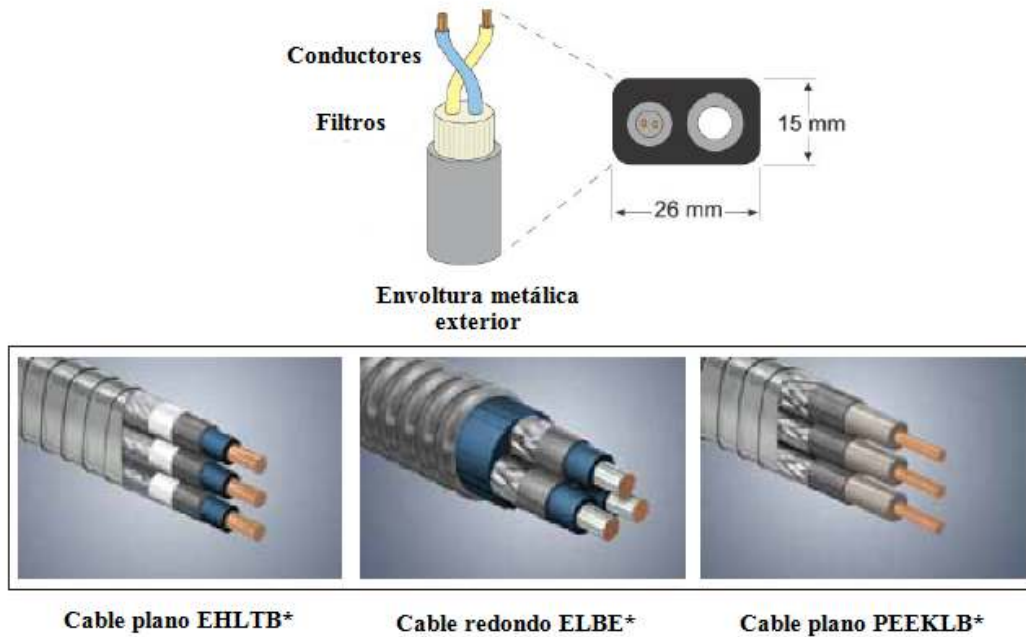


Figura 4.14 Cable conductor del BEC⁵.

La selección del cable requiere cuidadosas consideraciones con el fin de cumplir los requerimientos del motor, ya que un mal diseño ocasionaría daño al motor y una mal transferencia de datos a superficie.

El aislamiento del cable resiste altas temperaturas y presiones, de operación en el pozo, para su instalación se realiza fijándolo en el diámetro exterior de la T.P con flejes o abrazaderas.

4.5.1.5 Equipo complementario

Motor Eléctrico

Colocado en la parte inferior de la bomba, recibe la energía a través del cable conductor, su principal función es convertir la energía eléctrica en energía mecánica que es aprovechada por la bomba. Las estadísticas mundiales muestran que el motor es uno de los componentes más propensos a causar fallas en el sistema BEC⁸. Los nuevos motores están compuestos de mejores materiales y tecnología, que garantizaran un mejor funcionamiento a condiciones de fondo particulares de cada pozo. Los actuales motores ofrecen una amplia gama en potencia, voltaje y materiales especiales de aislamiento para altas condiciones de temperatura y condiciones de flujo críticos.

Protector

El protector proporciona la protección máxima disponible para mantener los fluidos del pozo seguros desde la entrada del motor. También sirve como un depósito de aceite del motor, proporciona la igualación de presión entre el fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo, y lleva el empuje de carga a la bomba. Dos estilos de secciones de protector están disponibles:

1. Tipo laberinto. Usa la diferencia de densidad entre los fluidos del pozo y motor para mantener separados los dos.
2. Tipo bolsa. Usa un elastómero tipo bolsa par aislar los dos fluidos.

Separador de gas

El fluido producido entra a la bomba a través de la sección de admisión (intake o separador de gas). El separador de gas ayuda a reducir los efectos negativos del gas sobre el rendimiento de la bomba. El separador ayuda a manejar el gas donde las VCF permiten pequeñas cantidades de gas o donde no fue controlado por las VCF.

El uso del separador de gas permite una operación más eficiente en intervalos con altas producciones de gas, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor que son producidas por los altos gastos de gas. El volumen de fluidos que entra a la bomba puede ser menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor RGA de la columna hidráulica en la T.P.

Básicamente el equipo de fondo del BEC es un sistema convencional, ya que cuenta con los mismos equipos que un BEC normal, la diferencia radica que con la instalación de una T.I mejoran las condiciones de producción y a largan la vida del equipo de fondo del BEC.

4.5.2 Equipo Subsuperficial de la Terminación inteligente

Consiste en sensores de fondo y dispositivos de control de flujo que permiten al operador, monitorear y evaluar, el manejo y optimización del pozo. El valor de la T.I combinada con un BEC procede de la capacidad para restringir o evitar producción de zonas específicas que presentan el problema de avance de agua o gas. Esta tecnología puede ser implementada usando un único pozo para casos como:

1. Pozos horizontales.
2. Pozos multilaterales.
3. Pozos que producen a través de mezcla de zonas.
4. Pozos que aprovechan capas o heterogeneidad del yacimiento.

El control de la producción y el avance del gas o agua permiten más eficiencia de operación de la bomba. Lo que implica menos costos de reemplazamiento de la bomba y mayor tiempo de actividad de esta.

4.5.2.1 Flatpack y abrazaderas

El número de Flatpack dependerá del número de VCF que estarán en el fondo, aunque como se sabe estarán limitadas por el poco espacio que hay en el espacio anular. El flatpack aísla las líneas hidráulicas y eléctricas de las VCF desde el cabezal hasta la válvula, sensores o medidores, cada una de ellas se asegura con abrazaderas a la T.P. Un flatpack está compuesto de líneas, pero su distribución puede cambiar dependiendo de las VCF que se tiene, en la figura 4.15 se observa la distribución de un flatpack. Si hay demasiadas líneas hidráulicas se instaran en otro flatpack, ya que el tamaño de un flatpack no puede ser demasiado grande por el limite del espacio anular disponible.

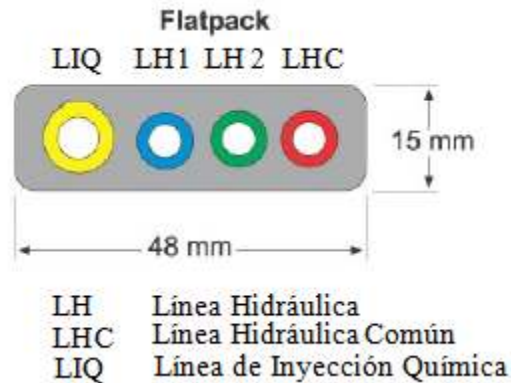


Figura 4.15 Líneas hidráulicas distribuidas en un flatpack⁵

La operación de una VCF requiere de una línea hidráulica para abrir cada válvula y otra línea es requerida para estrangular o cerrar la válvula, esta última puede ser compartida con todas las válvulas que hay en el pozo, pero se requiere una línea independiente para abrir cada válvula que hay en el pozo.

La figura 4.15 muestra cuatro líneas en el flatpack dos son para abrir la válvula de cada zona que se está produciendo y otra la comparten para estrangular o cerrarla, una cuarta se agrega para la inyección química para evitar problemas de incrustaciones entre otros problemas relacionados. Por cada VCF que se instale, se le instalará una línea hidráulica más al flatpack.

Para evitar daño a los flatpack y a las líneas de control se les instalan abrazaderas y protectores para protegerlas de la abrasión o de fuerzas de tensión o compresión.

4.5.2.2 Sensores de fondo

Los sensores de fondo su función principal es monitorear los parámetros (presión, temperatura y gasto) del rendimiento de flujo de cada zona de interés. Los datos obtenidos serán enviados a superficie el cual un sistema de cómputo los representará en tiempo real. Existen una variedad de sensores en la industria, pero se derivan de dos principios de medición estos son:

1. Medidor permanente de cristal de cuarzo.
2. Medidor permanente de fibra óptica.

4.5.2.3 Medidor permanente de cuarzo

Este tipo de medidores están fabricados con cristal de cuarzo para medir temperatura y presión, sin embargo, han permanecido en la industria durante muchos años y renovar su diseño y su principio de funcionamiento ha sido una tarea difícil.

Los nuevos medidores trabajan con traductores de cuarzo y dispositivos electrónicos, están diseñados para registrar y resistir largas duraciones de monitoreo así como resistir altas presiones y temperaturas. Los medidores tienen la característica de un perfecto soldado y sellado hermético y componentes electrónicos sólidos. Una vez instalados, los medidores no van a ser utilizados en otros pozos, lo que no hay necesidad de considerar mantenimiento.

El medidor permanente de fondo con cuarzo (MPF) mide temperatura y presión, su alta estabilidad de medición y su larga duración es lograda mediante el uso de los resonadores de cuarzo sellados herméticamente, de la electrónica digital y de las propiedades de los sellos mecánicos. Un medidor básicamente se compone de:

- Terminación del cable,
- Traductor de cuarzo,
- Arreglo mecánico (incluyendo sellos)
- Circuitos electrónicos (figura 4.16)

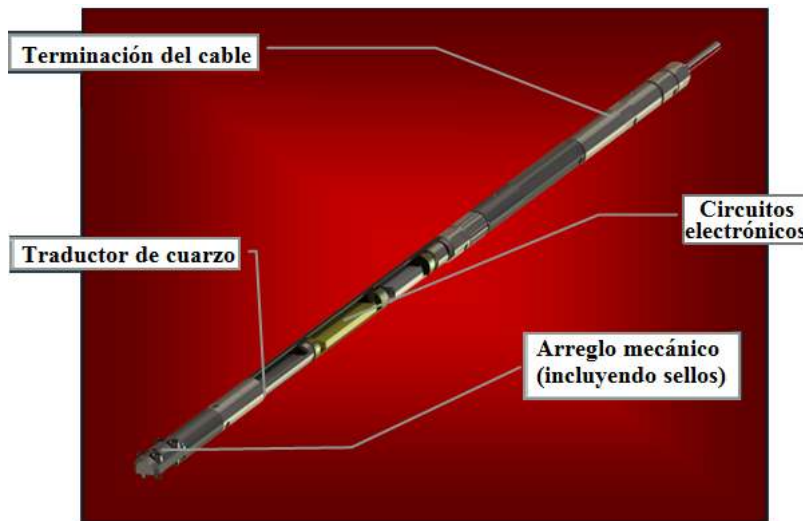


Figura 4.16 Partes de un medidor de presión/temperatura

El MPF usa la resonancia de los cristales de cuarzo para realizar la medición, después los datos obtenidos son captados digitalmente y transferidos al cable que conduce a superficie (figura 4.17). La instalación de un MPF a la tubería es a través de un mandril, el cual proporciona un descanso y protección al medidor.

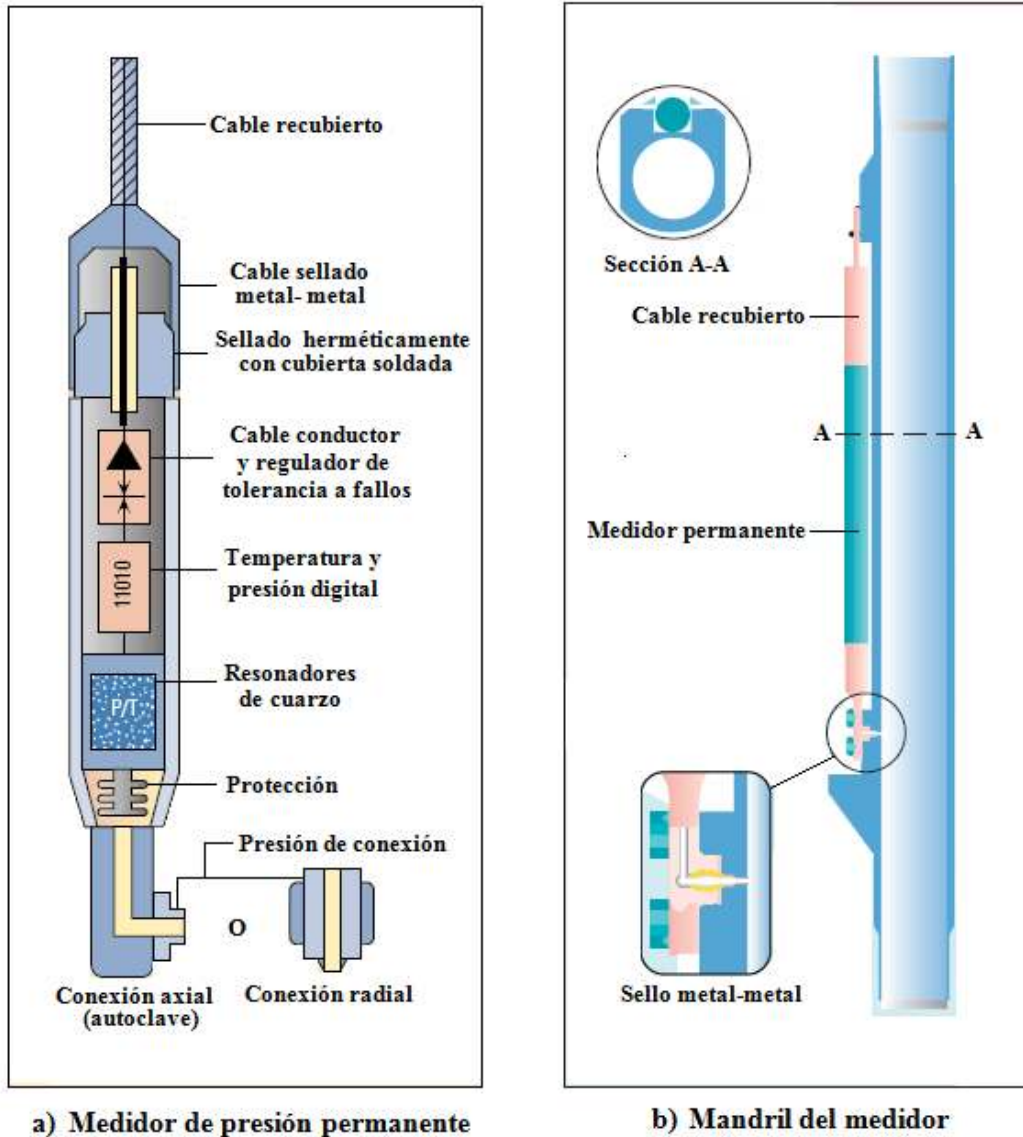


Figura 4.17 Medidor de presión permanente y mandril⁹.

Los medidores de presión se alojan en un mandril, el cual proporciona una protección completa en contra de los daños mecánicos a lo largo de toda la longitud del medidor. Las conexiones de los medidores de presión pueden ser de dos maneras:

- Conexión eléctrica: conectado al cable para alimentar y transmitir datos. El diseño se realiza generalmente en el taller, 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: conectado a las líneas hidráulicas.

Los sellos metal-metal también se realizan entre el medidor y su mandril, cada conexión es probada y verificada durante la instalación en el pozo.

En pozos donde se esté produciendo el mezclado de dos o más zonas se requiere de un múltiple medidor el cual ayuda a medir la presión y temperatura de las diferentes zonas a través de una misma línea de conducción (figura 4.18).

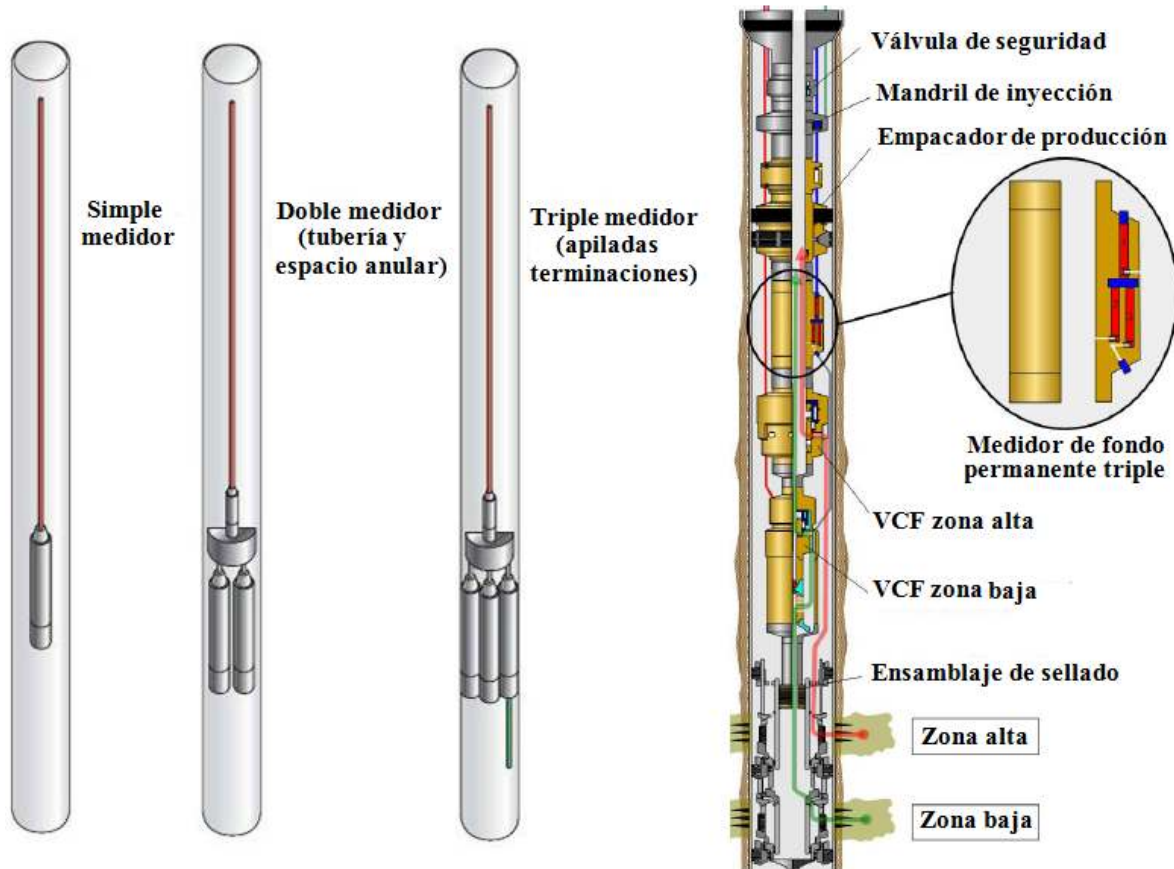


Figura 4.18 Medidor de fondo permanente en dos zonas productivas

El cable forma una parte importante del presupuesto para un sistema de monitoreo permanente de hasta el 30% del costo total⁹. El cable tiene que resistir la presión, temperatura y exposición a los fluidos del pozo altamente corrosivos a lo largo de la producción del pozo. También tienen que ser mecánicamente resistentes durante la instalación, es por esto que existe una amplia variedad de diseños de diferentes materiales, tamaños y resistencia para escoger el que mejor se adapte a las condiciones del pozo.

La nueva generación de medidores permanentes de cuarzo incorporan las innovaciones más recientes en transductores de cuarzo, componentes electrónicos avanzados y cables con tecnología de sellado. Los beneficios de estos sistemas son:

- Mediciones continuas 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.

- Aplicaciones no solo en T.I sino también en inyección química.
- Diseño compacto del medidor para una óptima integración del pozo.
- Medidor equipado con tecnología avanzada en el cable conector, además de poder medir el flujo y la densidad del fluido en aplicaciones específicas.
- Proporcionan alta calidad de datos y pueden resistir altas presiones y temperaturas.

La última generación de medidores ha mejorado notablemente ya que además pueden operar en condiciones donde hay H₂S, CO₂ y ácido. Los cristales de cuarzo son más utilizados aunque otros tipos de sensores, tales como sensores de zafiro pueden ser utilizados.

Otra opción de monitoreo son los sensores de fibra óptica pero, la implementación de cables a través de los conectores de fondo plantea desafíos adicionales y requiere de una especial forma de desconectar. Los diseños actuales se basan en la creación de una línea de control que proporciona un continuo conducto de protección ambiental para la fibra óptica, reduciendo los daños en ésta y haciéndola una posible opción.

4.5.2.4 Medidor permanente de fibra óptica

Los sensores utilizados en estos medidores son de temperatura distribuida (STD) con fibra óptica, estos se han utilizado desde el año 2002, se instalaron para evaluar las condiciones del pozo en ambientes críticos o de difícil manejo, sus capacidades han permitido mejorar el manejo de la producción.

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. Los sensores de presión son esencialmente sensores de punto, aunque algunos pueden estar localizados en la misma fibra (casi-distribuidos), los sensores de temperatura pueden ser sensores puntuales (con varios situados en la misma fibra) o distribuidos (medición del perfil de temperatura a lo largo de la fibra).

Un sistema moderno STD de fibra óptica utiliza multimodos (o en algunos casos, el modo simple) de fibra óptica como el elemento primario de medición (figura 4.19).

Un gran número de sensores de fibra óptica se encuentran actualmente por proveedores potenciales, la clasificación de sensores de fibra óptica pueden dividirse en tres categorías:

1. Sensores STD

Es un sistema típico para medir un perfil de temperatura a lo largo del pozo, también llamado Sistema Raman STD. Las temperaturas se registran a lo largo del cable del sensor óptico, por lo tanto no en los puntos, sino como un perfil continuo. 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, estos cambios son registrados y llevados a superficie para ser interpretados. 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.

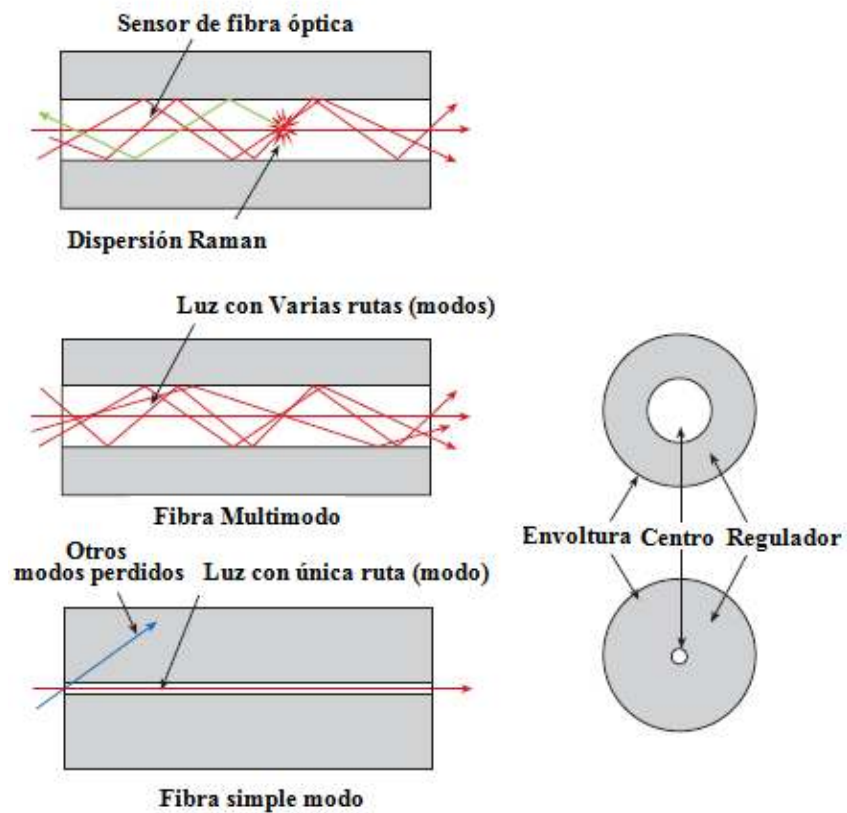


Figura 4.19 Sensores de fibra óptica y dispersión Raman¹⁰.

2. 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 precepción 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.

3. 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 temperatura, presión, tensión, etc., sean detectadas como franjas de interferencia.

Los medidores de cuarzo y medidores de fibra óptica no son los únicos tipos de medidores en la industria, actualmente existe los sensores de fibra óptica con distribución acústica. Se utiliza en aplicaciones exigentes, como sistema de sonar submarino y fibra óptica que puede ser empaquetado de tal manera que lo hace extremadamente sensible a las perturbaciones acústicas a lo largo de toda su longitud.

4.5.2.5 Medidores de flujo y sistema de inyección químico

La medición de flujo puede basarse en los siguientes métodos

- Medidor de flujo (único punto) : Venturi, giratorio y fibra óptica acústica
- Caída de presión a través de la válvula de control de flujo
- Pruebas periódicas – modelación del desempeño de flujo

La estimación de flujo es recomendable ya que puede proporcionar una cantidad significativa de información acerca del rendimiento de zonas individuales, con una mínima cantidad de instrumentación de fondo. Un medidor de flujo ayuda a proporcionar información acerca de cada zona que se está produciendo o inyectando.

La última generación de medidores usan medidores de flujo virtual (un programa de cálculo y análisis de datos) que proporciona al pozo la estimación de gastos de la zona y la distribución en tiempo real, los principales beneficios son: manejo del activo, operaciones en tiempo real y manejo de la información.

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 (figura 4.20). La combinación con sensores de presión y el monitoreo continuo brindaran 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 (figura 4.20). La inyección de químicos entra a la válvula a través de 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.

Nuevas alternativas están siendo utilizadas para inyectar químicos al fondo, como el “The CS chemical injection sub” desarrollado por Halliburton (figura 4.20), el cual la inyección incorpora una línea de válvulas check que impide que la presión en la T.P escape de regreso hasta las líneas de control. El sistema es usado donde no es posible o deseable instalar un mandril de bolsillo lateral para la inyección.

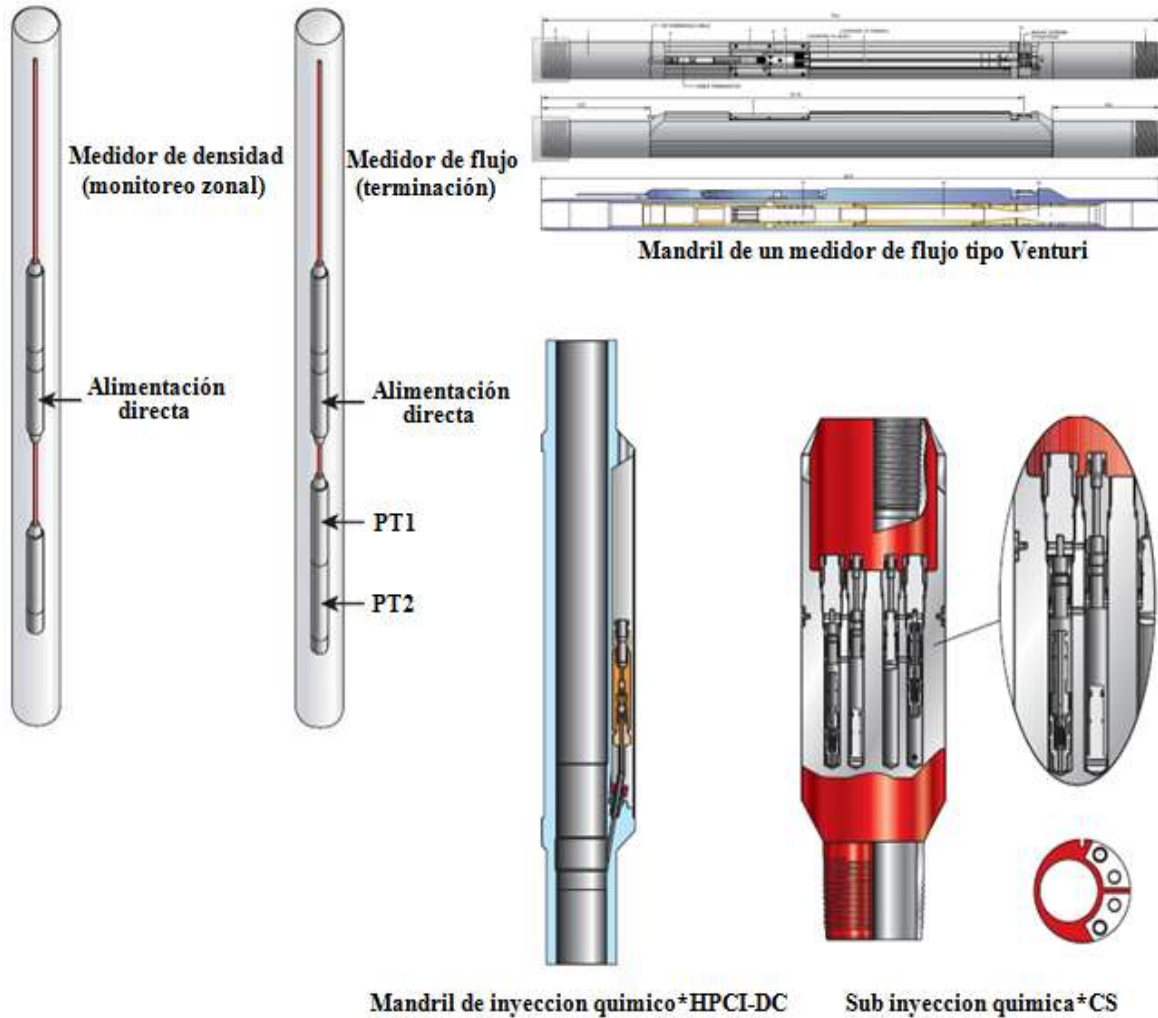


Figura 4.20 Mandril de inyección y sistema sub inyección química¹¹.

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

4.5.2.6 Empacadores

Para permitir el control individual de flujo del intervalo de interés, cada zona debe estar aislada de los otros mediante empacadores.

Los empacadores instalados deben permitir alimentación directa para las líneas de control, comunicación, y cables de energía requeridos por cada sensor y líneas de control. En pozos con múltiples zonas productoras se utilizan empacadores para aislar las zonas, en estas situaciones, un acoplador deslizante se utiliza para seleccionar que zona producirá.

Una técnica para aislar mecánicamente las zonas productoras una de la otra, es instalar un tubo de flujo a través del montaje del empacador de la una zona alta y sujeta dentro del empacador de la zona baja. El flujo de la zona baja se produce hasta el tubo de flujo, pasando por el nipple de la línea de acero del sistema de T.I y por el interior de los puertos de flujo de la VCF, dentro de la cubierta (figura 4.21a).

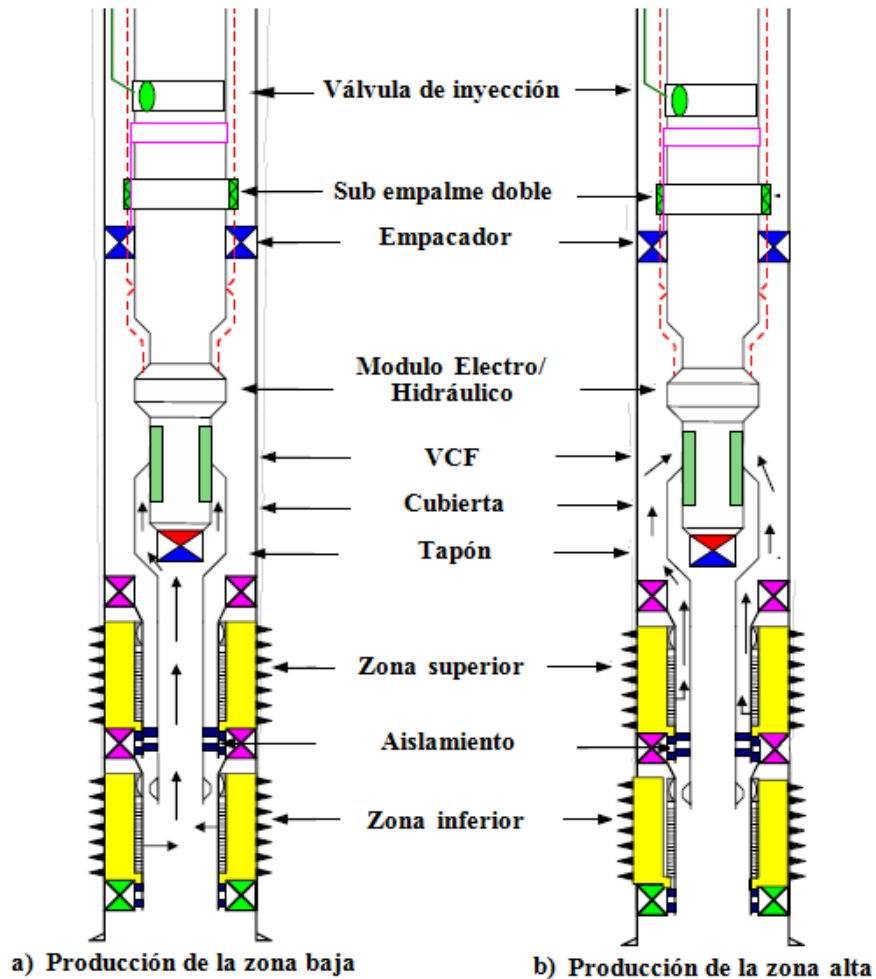


Figura 4.21 Aislamiento de zonas productoras¹².

El empacador de la zona alta contiene integrada válvulas accionadas por presión, esto es para aislar lo zona alta. Esto es necesario porque la tubería de flujo aísla la zona alta de cualquier operación de la zona baja. La producción de la zona alta pasa alrededor de la tubería de flujo, entre el DE de la cubierta y el DI de la T.R. y dentro de los puertos de flujo de la VCF. (Figura 4.21b)

El método anterior se aplica cuando el pozo tengan dos zonas productoras y se requiera producir simultáneamente las zonas, si hay más de dos zonas de interés se instalara una tubería, la cual tendrá una VCF por cada intervalo de producción que se tenga.

4.5.2.7 Válvula controladora de flujo

La válvula Auto BN fue la primer válvula del tipo VCF que fue presentada, el cual fue analizada en el capítulo anterior. En T.I con sistemas BEC se utilizan otros tipos de válvulas controladoras de flujo el cual, su principio de funcionamiento es similar al de la válvula Auto BN. Estas ayudarán de igual manera a los operadores a controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo del yacimiento que está aislado.

La mayoría de las actuales válvulas de control de flujo se basan o derivan de acopladores deslizantes o tecnologías de válvulas de esfera. Las VCF pueden ser:

1. Binario (encendido/apagado)
2. Posicionamiento discreto (un numero predeterminado de posiciones fijas)
3. Variable infinita

La energía requerida para estas válvulas puede ser proporcionada mediante sistemas hidráulicos o eléctricos.

4.5.2.8 Válvula controladora de flujo binaria

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

Beneficios del Válvula binaria

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

Las razones para querer producir zonas selectivamente varia, 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 (tabla 4.2)

Beneficios de las válvula Binaria	
Control de agua	<ul style="list-style-type: none"> Colocando una válvula binaria 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 cerrara 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 fluidos.	<ul style="list-style-type: none"> El control de perdida 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 impulsara los fluidos de regreso a la formación cuando la BEC este desactivada o falle. La perdida de fluido en la terminación añade costos y podría causar daño y reducir la productividad del pozo. Un acoplador de control remoto evitaría la perdida de fluido.
Bombas	<ul style="list-style-type: none"> Una tercera aplicación de válvulas binarias es la implementación de bombas. El BEC tarde o temprano se desgasta o falla y debe ser remplazado y corregido periódicamente. Una contribución importante a los costos de los sistemas BEC es el costo de la intervención, el cual son disminuidos gracias a la VCF y a los sensores de fondo instalados en el motor y en las válvulas.

Tabla 4.3 Beneficios de la válvula binaria⁵.

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

- Diseño básico y solo 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 bastaran para regular la presión y el flujo en los intervalos productores lo que mejorara 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 temperaturas y presiones, además la compañía Halliburton desarrollo un equipo (Accu-Pulse) el cual permite que la válvula se use como estrangulador.

4.5.2.9 Válvula controladora 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 4.22, 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 2ª 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 incompatible 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.

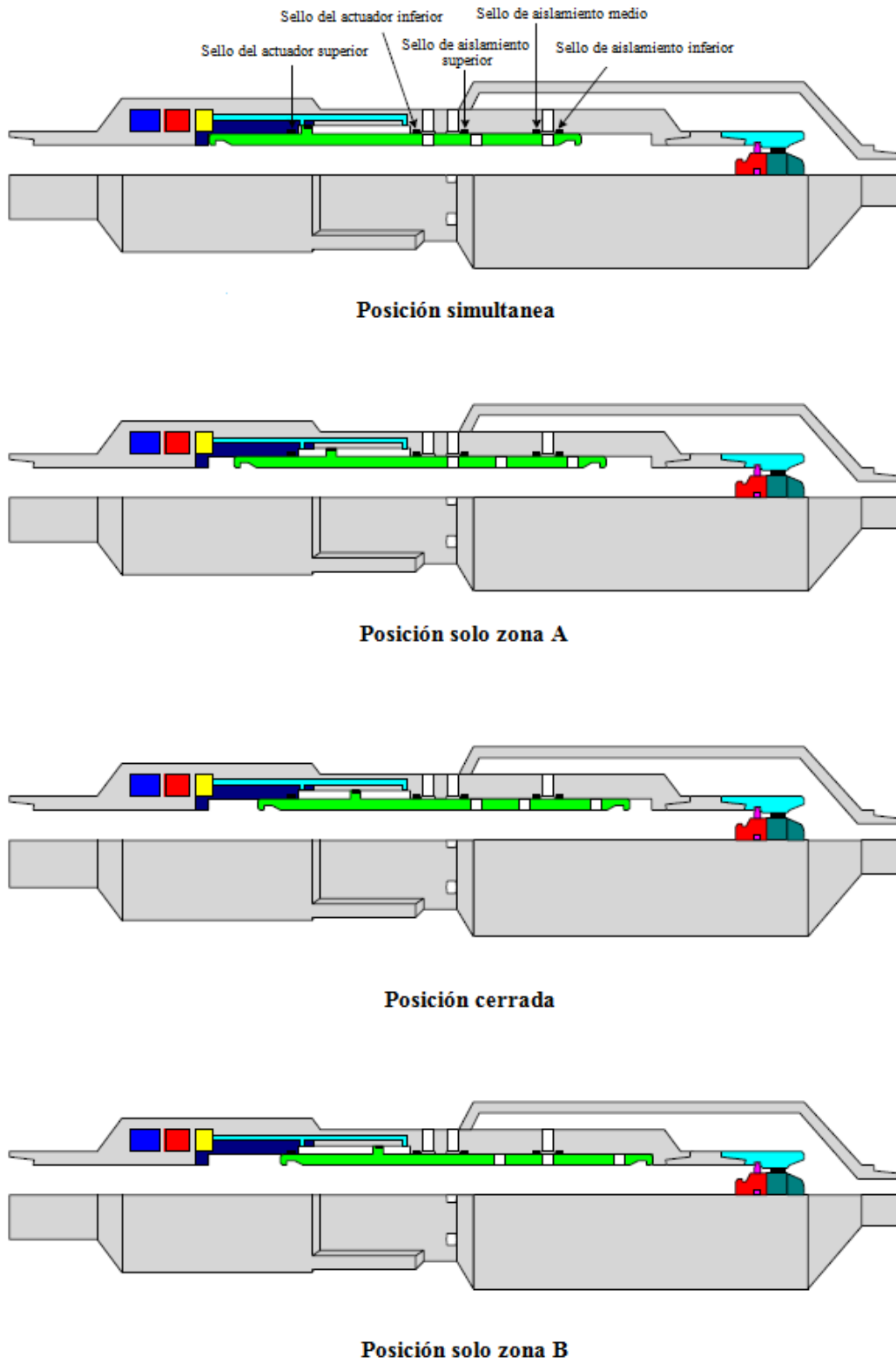


Figura 4.22 Válvula controladora de flujo¹².

4.5.2.10 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 4.23 muestra las características principales de esta nueva generación de válvulas.

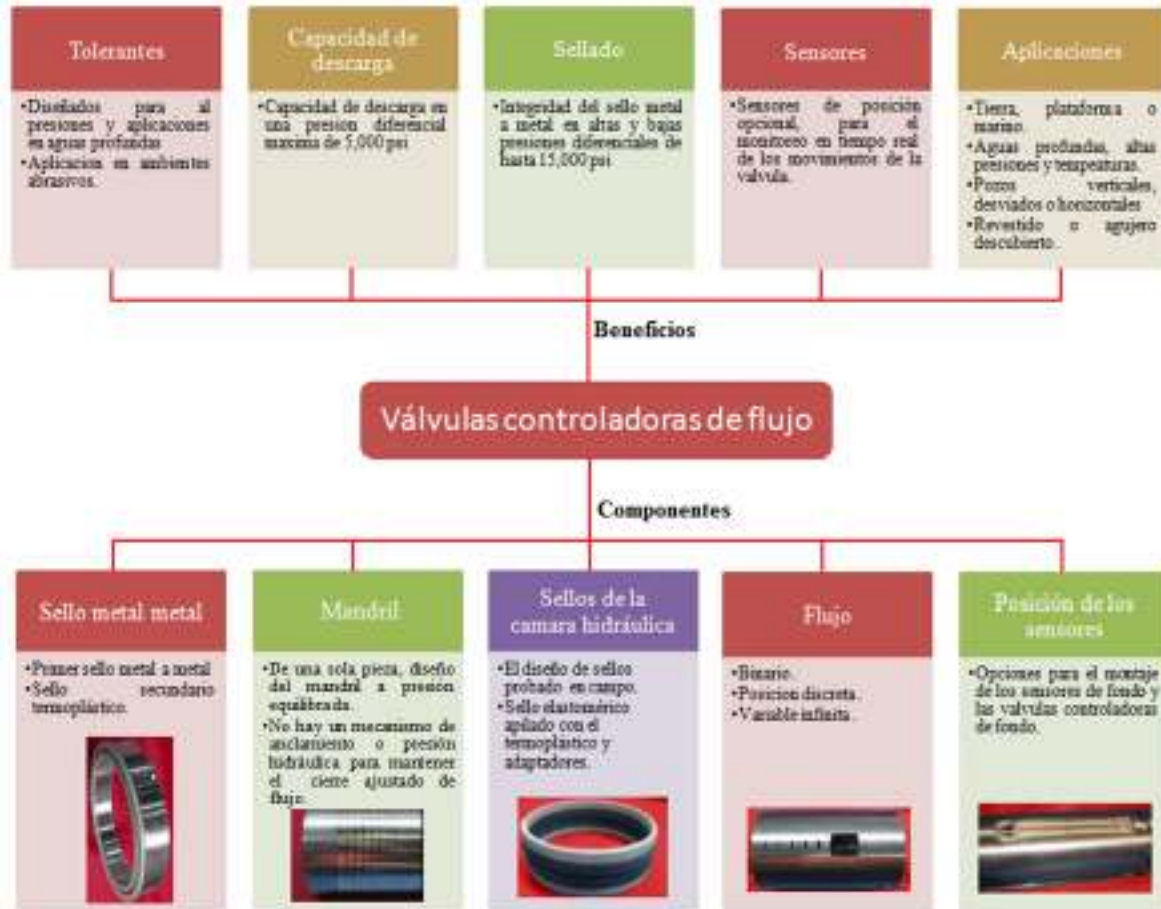


Figura 4.23 Componentes y Beneficios de las VCF¹³.

El ensamblaje del sistema hidráulico y las VCF pueden 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 4.24 se muestra un ejemplo de ensamblaje de las líneas hidráulicas y la válvula controladora de flujo.

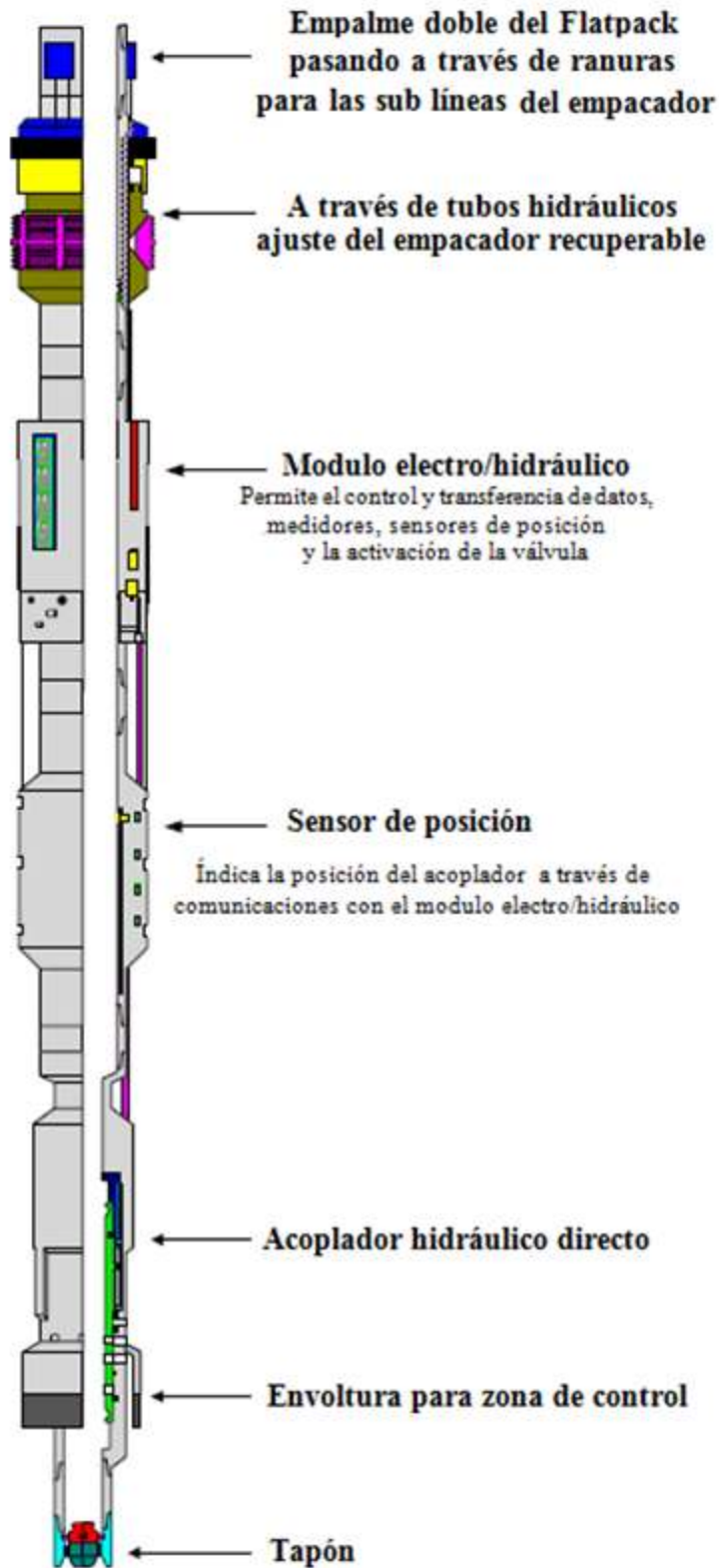


Figura 4.24 Montaje hidráulico directo de un VCF¹².

4.5.2.11 Válvulas de seguridad Subsuperficiales

La válvula de seguridad es un dispositivo instalado en la parte superior del pozo para permitir el cierre de emergencia de los conductos de producción en el caso de una emergencia. Dos tipos de válvulas de seguridad están disponibles:

1. Controlada en superficie
2. Controlada en el fondo

En cada caso, el sistema de seguridad de la válvula está diseñado a prueba de fallos, de modo que el pozo se encuentra aislado en el momento de cualquier fallo del sistema o daño a las instalaciones de superficie para el control de la producción.

Válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie (VSSCS)

Estas válvulas son operadas con instalaciones desde 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 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 4.25)

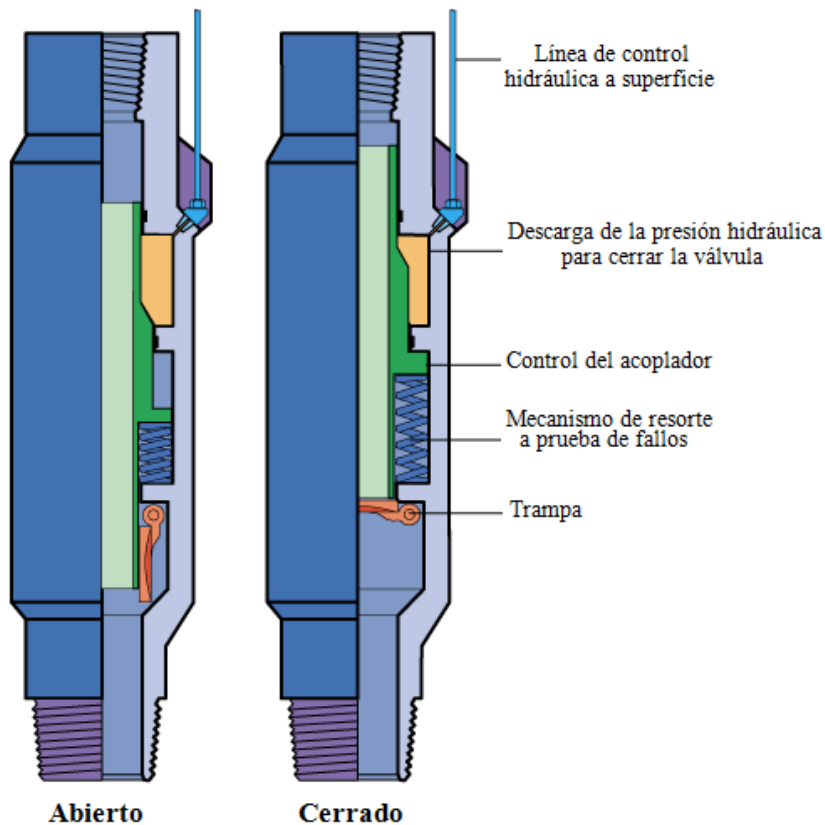


Figura 4.25 Válvula de Seguridad Subsuperficial ¹⁴.

Válvula de seguridad subsuperficial controlada en el fondo

Estas válvulas 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 esta fuera 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 a 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 solo 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 sistemas de producción con T.I.

Referencias

1. M.A Ali y M. Shafiq “*Integrating ESPs with Intelligent Completions: Options, Benefits and Risks*” Articulo de la SPE 12079, 2008.
2. G. Vachon y T. Bussear “*Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology*” Articulo de la SPE 93617, 2005
3. Schlumberger, Mark of Schlumberger “variable speed drive, www.slb.com/artificiallift
4. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Surface Hydraulic System*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
5. R. Puckett y M. Solano “*Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador*” Articulo de la SPE 88506,2004,
6. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Electric submersible pump*”, www.slb.com/artificiallift
7. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Phoenix system*”, www.slb.com/artificiallift
8. Weatherford, company weatherfor, “*ElectricSubmersiblePumping*”, www.weatherford.com/Products/Production
9. Joseph E., John F. “*Downhole Monitoring: The Story So Far*” articulo de la compañía Schlumberger,2000
10. J. Goiffon y D. Gualtieri “*Fiber-Optic Real-Time Distributed Temperature Sensing Provides Improved Management for Heavy-Oil Production Environments*” articulo de la OTC 18140, 2006.
11. Equipo de terminacion, Halliburton, 2009 “*Subsurface Flow Control Systems*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
12. Jackson V.B, “*First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico*” Articulo de la OTC 11928,2000.
13. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Interval control valve*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
14. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Subsurface safety valve*”, www.slb.com/artificiallift

Capitulo 5

*Aplicaciones de las
Terminaciones
Inteligentes con Sistemas
Artificiales*

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos de las diferentes aplicaciones que tienen las terminaciones inteligentes con o SAP. Se muestran los detalles de tres aplicaciones en diferentes campos del mundo. El primero está localizado en el campo Abqaiq en Arabia Saudita, el segundo es el campo Eden-Yuturi en Ecuador y el tercero en Nakika en el Golfo de México.

5.1 Instalación de una terminación inteligente con un Auto BN

Este ejemplo presenta la aplicación de tecnología de T.I para utilizar “energía libre” de un casquete de gas para hacer producir pozos con alto corte de agua y baja productividad en yacimientos subyacentes.

5.1.1 Antecedentes del campo Abqaiq

El campo Abqaiq fue el primer campo súper gigante desarrollado en Arabia Saudita. Es localizado en el extremo noreste del campo Ghawar en la provincia oriental de Arabia Saudita. El campo fue descubierto en 1940, pero el desarrollo a gran escala no comenzó hasta 1946. El campo consta de un domo al sur del relieve alto y un domo al norte del relieve bajo. El campo Abqaiq produce a partir de dos yacimientos principales, los yacimientos del jurásico Arab-D y Hanifa, separados por el espesor 135 [m] del no yacimiento de la formación Jubaila. El yacimiento Arab-D (superior) es prolífico a lo largo de todo el campo con una permeabilidad media de 400 [mD]. El yacimiento de aceite Hanifa (inferior) solo está presente en la región sur del domo. La permeabilidad de la matriz de este yacimiento inferior es baja (1-2 mD) con la productividad del pozo controlado por fracturamiento cerca del pozo. El aceite en los yacimientos Arab-D y Hanifa del campo Abqaiq es extra ligero con un promedio de 37° API y RGA de 860 SCF/STB.

La primera producción comercial empezó en 1946 a través de Arab-D. El campo fue inicialmente producido en un modo de agotamiento primario. En el periodo de 1954-78, un programa de apoyo de presión de gas se llevó a cabo en el yacimiento primario Arab-D en la cima del domo sur del relieve alto. La inyección de agua empezó en 1956. Después de casi 60 años de producción, el corte de agua era aun muy bajo. La producción del yacimiento Hanifa empezó en 1954. El desarrollo del yacimiento y la producción aumentó ligeramente en 1975 con la implementación de inyección de agua por gravedad. La producción de Hanifa fue limitada y el desarrollo completo fue lento debido a la complejidad del comportamiento de este yacimiento fracturado. La comunicación vertical entre los dos yacimientos se desprende de los datos de producción y se creía que era causado por fallas y fracturas amplias que cortan a través de Jubaila. La figura 5.1 muestra el casquete de gas en la parte superior del yacimiento Arab-D del campo Abqaiq.

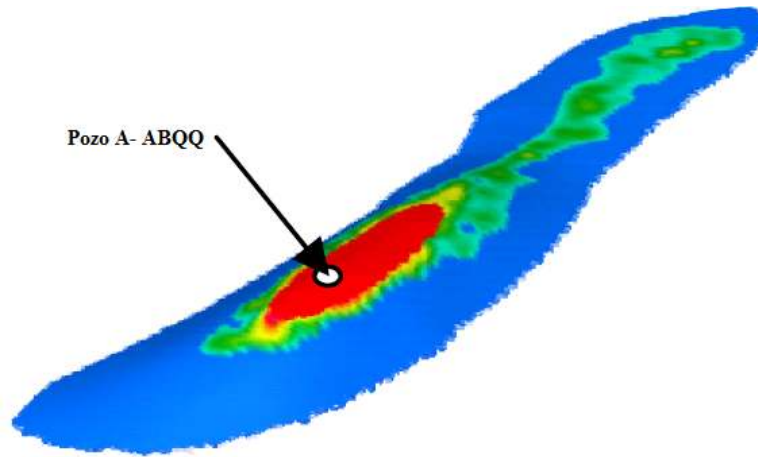


Figura 5.1 Mapa del campo Abqaiq y el casquete de gas¹

5.1.2 Problemas de producción del campo Abqaiq

El yacimiento de aceite Hanifa es separado de la superposición del yacimiento gigante Arab-D por más de 135 m de la formación Jubaila. Estos dos yacimientos están en comunicación con la presión del fluido a través de una red de fracturas mediante carbonatos impermeables Jubaila. Esta comunicación del yacimiento junto con la heterogeneidad del yacimiento Hanifa, en la forma de micro poros y fracturas asociadas, proporciona un desafío para la ingeniería de yacimiento para formular un plan de desarrollo, involucrando productores horizontales, para mitigar la comunicación del yacimiento de manera eficiente y efectivamente extraer las reservas en la yacimiento Hanifa. La baja permeabilidad (1-2 mD) de la roca Hanifa afecta negativamente el índice de productividad de los pozos y el índice de inyección, lo que causa que los productores e inyectores de Hanifa no estén en contacto con fracturas grandes teniendo gastos muy bajos. En el caso de los productores, los pozos tienden a fluir debajo de la presión del punto de burbuja. Por otra parte, estos tipos de pozos usualmente mueren a menos del 40% de corte de agua.

5.1.3 Alternativas para mejorar la producción

Para superar los desafíos de este yacimiento complejo, Saudi Aramco ha llevado a cabo numerosos proyectos, estudios y pruebas de campo para nuevas tecnologías y lograr el objetivo final de mejorar la recuperación de aceite. Un sistema de terminación de auto BN fue seleccionado en ABQQ-A como una alternativa para métodos de levantamiento artificial, como un BEC. Se pretendía utilizar la energía del casquete de gas del Arab-D para elevar el aceite y eliminar la necesidad de infraestructura en la superficie.

El concepto de levantamiento por gas de Hanifa con el gas del casquete de gas Arab-D fue la primordial meta. Después de evaluar muchas opciones, ABQQ-A fue seleccionado ya que se encontraba en medio del domo sur el cual tenía casquete de gas en la parte superior del yacimiento Arab-D.

5.1.4 Diseño de la T.I y del Auto BN

En el diseño del auto BN, el gas del casquete de gas de Arab-D fue producido dentro de la T.P para elevar el aceite del pozo intermitente Hanifa. El gas fue controlado a través de un accionamiento hidráulico, remotamente operado por dispositivos de control de flujo de fondo. La válvula fue instalada entre los dos empacadores para aislar las zonas individuales a lo largo de la trayectoria del pozo. La válvula controladora de intervalo permitía estrangular o cerrar diferentes zonas en función al rendimiento, así como a la RGA, corte de agua, etc. Las líneas de control se utilizaron para accionar hidráulicamente la VCF desde superficie. La figura 5.2 muestra la terminación del pozo y los diferentes componentes de fondo de la terminación de un Auto BN.

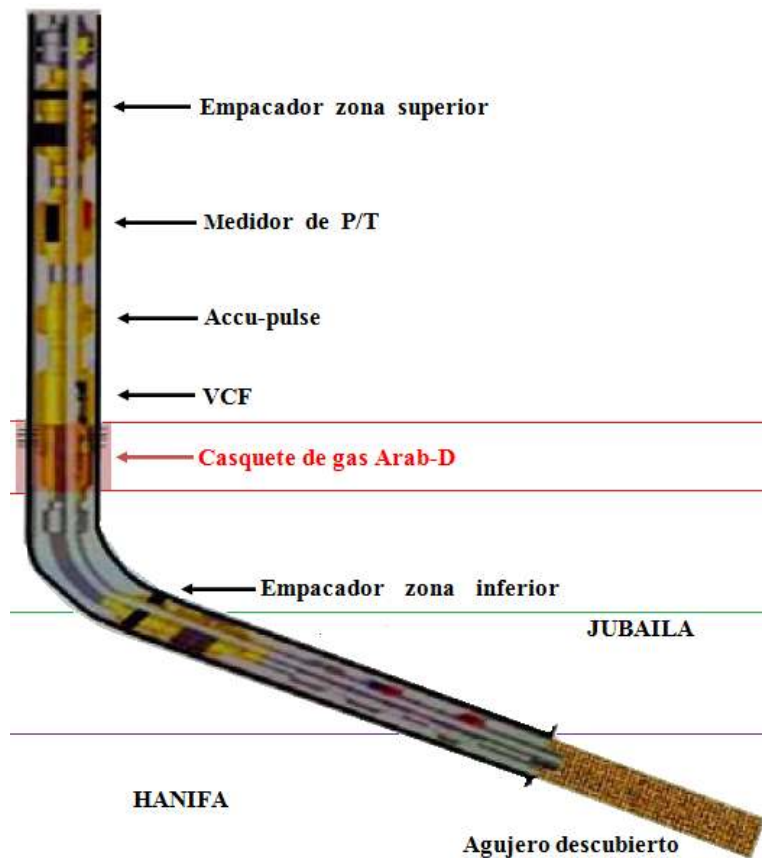


Figura 5.2 Esquema completo del pozo A de Abqiaq¹

Una sección de 12 m de casquete de gas fue perforado en el Arab-D durante el mantenimiento para instalar un pozo inteligente tipo Auto BN. Los dos empacadores dobles del casquete de gas y la VCF se sitúan en el casquete de gas para controlar el flujo de gas que fluye en la T.P 4 ½ [pg].

Un sistema de monitoreo permanente fue instalado, el cual consistió de un medidor de flujo Venturi y medidores de P/T instalados como parte de la terminación. Aunque estas eran funciones en el momento de la instalación de la terminación, no estaban trabajando en el momento que empezó a funcionar el pozo. Diagnósticos realizados por el proveedor encontraron la línea de control dañada debajo del cabezal. Esto no afectó el funcionamiento de las válvulas de fondo y era completamente funcional.

El equipo utilizado para realizar la operación de inyección de gas en la T.P fue:

a) Válvula controladora de intervalo

La VCF fue usada para controlar la inyección de gas del casquete de gas Arab-D para elevar la producción del yacimiento inferior Hanifa. Esta VCF tenía 11 posiciones, incluyendo completamente abierta y completamente cerrada.

La VCF es operada hidráulicamente desde la superficie a través de líneas de control ¼". Una mínima diferencia de presión en la línea de control de 250 psi se necesita para desbloquear el sello metal-metal en el estrangulador. Esta característica impide la apertura involuntaria del estrangulador por la fricción del fluido. Una vez desbloqueado, el estrangulador puede ser total o parcialmente abierto a cualquier posición mediante la aplicación de presión en la línea abierta. El estrangulador puede ser devuelto a la posición cerrada mediante la aplicación de presión a la línea cerrada. La VCF se muestra en la figura 5.3

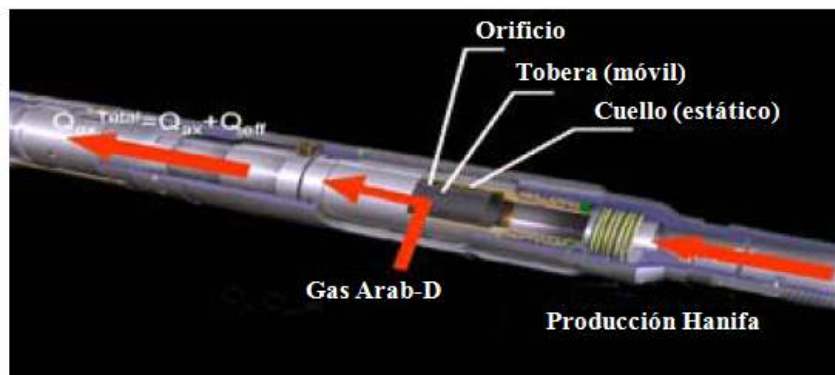


Figura 5.3 Válvula controladora de flujo¹

b) Accu-Pulse™

En esta aplicación se utilizó un sistema de control Accu-Pulse™ el cual fue colocado en el lado abierto para que la válvula pudiera hacer ciclos en posiciones adicionales hacia la apertura máxima. Esta configuración permite que el estrangulador sea directamente cerrado de cualquier posición abierta sin tener que abrir cualquier otra. Haciendo coincidir Accu-Pulse con un diseño específico de ajuste de flujo VCF, el sistema puede ser optimizado para los requerimientos de inyección de gas. La válvula fue diseñada con esto en mente y proporcionar un elemento de ajuste de flujo personalizado que permita el Accu-Pulse y la válvula sean ajustadas a los requerimientos de inyección de gas.

c) El equipo de T.I que completaba la terminación fue:

- Una unidad hidráulica superficial básica fue utilizada para accionar las VCF de fondo.
- Dos conjuntos de empacadores retirables hidráulicos HF-1, fueron usados para aislar el intervalo perforado del casquete de gas Arab-D del yacimiento Hanifa. El empacador es diseñado para aplicaciones de pozos inteligentes y tiene la facilidad para desviar líneas de control hidráulico y eléctrico sin requerimientos de empalmes (figura 5.4a).
- Dos líneas hidráulicas conectadas a los lados abierto y cerrado de la válvula de control fueron utilizados para manipular y controlar la VCF (figura 5.4b).
- Un colgador de tubería especial modificado fue usado. Este colgador de tubería fue equipado con puertos de alimentación directa para las líneas de control en el sistema de terminación inteligente y para la válvula de seguridad subsuperficial (figura 5.4c).



a) líneas de control a través del empacador HF-1



b) líneas de control hidráulicas encapsuladas



c) modificaciones en el colgador de la T.P

Figura 5.4 Equipo de terminación inteligente para el pozo A de Abqiaq¹

5.1.4.1 Diseño del estrangulador para ajuste de gas.

El diseño de un estrangulador para ajustar el gas es un análisis para establecer el diseño de control de flujo más óptimo. La evaluación y proceso de diseño se basa en el análisis nodal para determinar la seguridad y sustentabilidad de la aplicación del auto-BN, determinando la geometría de la terminación óptima (tamaño del conducto de producción), y para especificar el perfil Cv del estrangulador VCF para proporcionar la capacidad de control óptimo de gas sobre el rango de incertidumbres en el yacimiento y cambios en las operaciones futuras.

El proceso de evaluación y análisis es el siguiente:

- 1) Las curvas de rendimiento de elevación de gas (gastos netos y presión de flujo en el fondo vs gastos de inyección) para la zona de aceite con una presión fija de flujo en la cabeza de la tubería son generadas utilizando simuladores de pozos o software de análisis nodal. Las curvas se generan para rangos previstos de índices de productividad de la zona de aceite, presiones en el yacimiento y cortes de agua (figura 5.5).

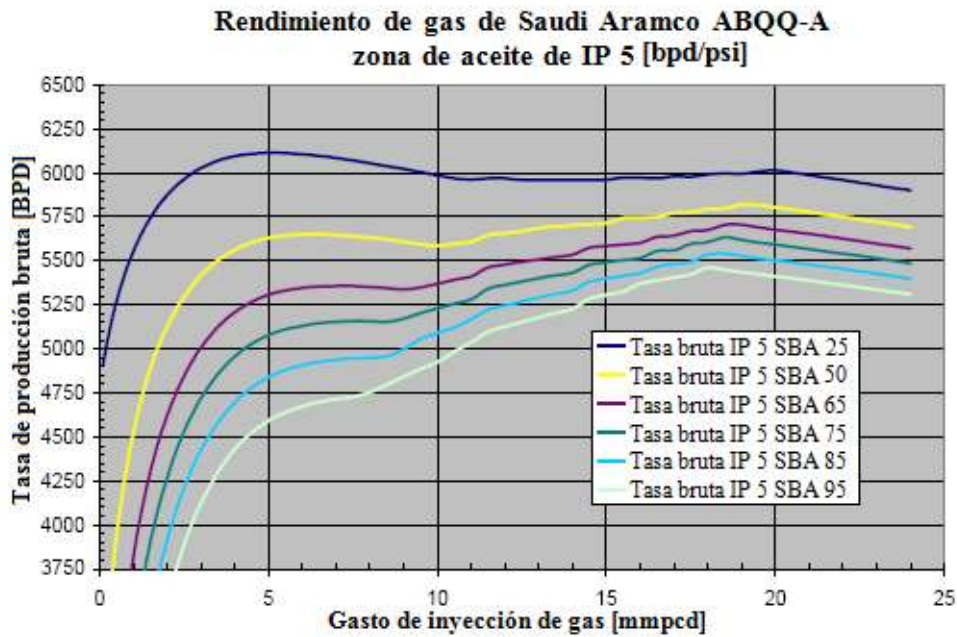


Figura 5.5 Curvas de rendimiento del gas¹

A partir de estas curvas los gastos de elevación de gas resultante de la productividad máxima (mínima presión de flujo en el fondo) y el gasto de elevación de gas resultante de una presión de fondo fluyendo equivalente a la mínima presión de flujo deseada son identificados (figura 5.6).

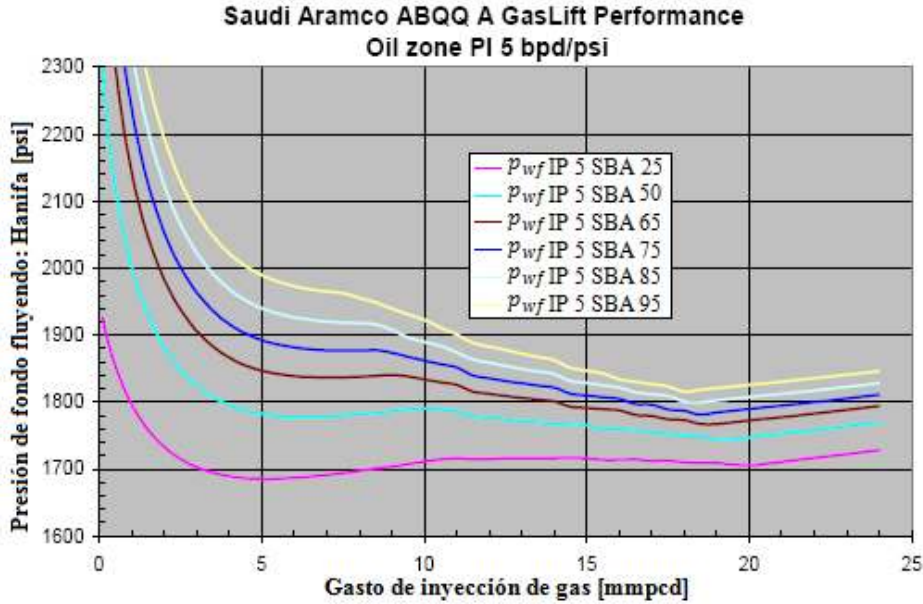


Figura 5.6 Análisis de presiones de fondo fluyendo¹

- 2) Utilizando las curvas de rendimiento de elevación de gas, la presión en la tubería de producción que fluye en el punto de inyección de gas es calculada basándose sobre el rendimiento de salida de la tubería como una función del gasto de inyección de gas. Esta presión comprende la presión “aguas abajo” de la VCF Auto BN.
- 3) Las curvas de rendimiento de flujo para la zona de gas se generan, resultante de la presión de flujo de la zona de gas como una función del gasto de flujo. Estas presiones comprender la presión “aguas arriba” de la VCF Auto BN (figura 5.7).

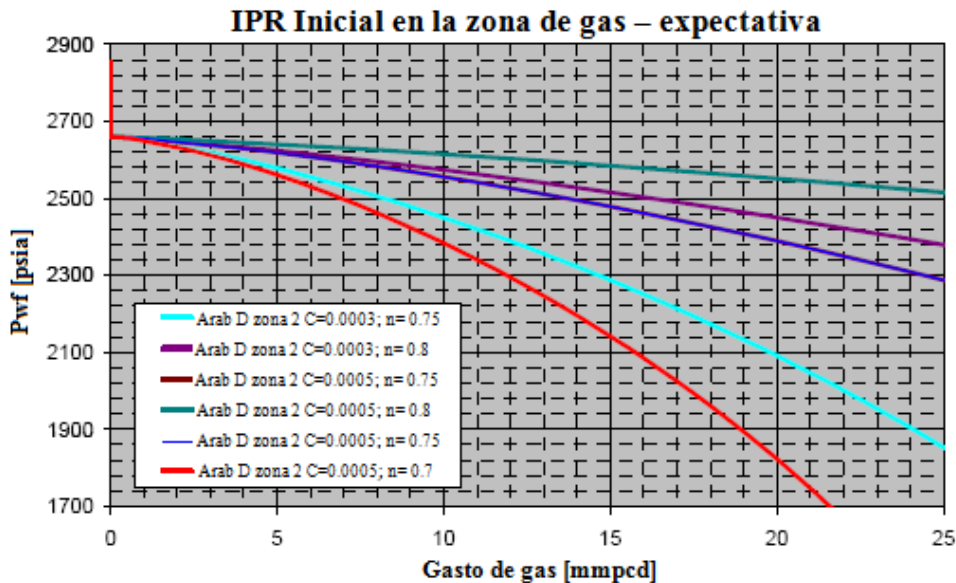


Figura 5.7 IPR en la zona de gas¹

- 4) En cualquier particular gasto de flujo de gas, la diferencia entre la presión establecida en el paso 3 (presión de flujo de la zona de gas) y la presión establecida en el paso 2 (presión de flujo de la tubería de producción a la profundidad de inyección de gas) como una función del gasto de inyección de gas, constituye la caída de presión requerida a través de la VCF Auto BN. Basándose sobre esta relación entre los gastos de gas y la caída de presión a través de la válvula de control, el perfil Cv para la válvula de control puede ser establecido (figura 5.8) y la geometría física del arreglo del estrangulador puede ser diseñado.

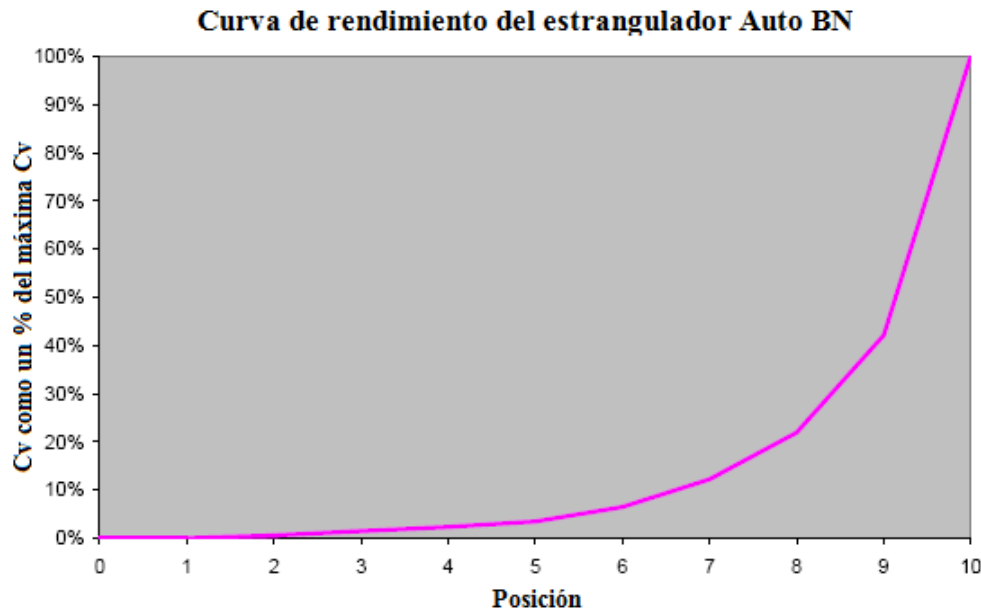


Figura 5.8 Perfil Cv para el estrangulador de la zona de gas¹

- 5) El proceso se repite para el rango de parámetros del yacimiento y productividad esperados. Usando los gastos de gas óptimos identificados en el paso 1, las correspondientes presiones de fondo fluyendo para el yacimiento de gas son establecidas. El mejor perfil Cv de estrangulador que satisfaga la mayoría de los escenarios de producción y ofrezca un buen control de gas sobre el rango es seleccionado.

Basándose sobre los datos del pozo y el modelo del estrangulador, un estrangulador de tipo de porcentaje equitativo fue seleccionado para esta aplicación. La figura 5.9 muestra el comportamiento del tipo de porcentaje equitativo en comparación con otros diseños. La VCF en combinación con el sistema de estrangulación Accu-Pulse proporcionara 11 ajustes de estrangulación con una capacidad de flujo de 0-20 [mmpcd].

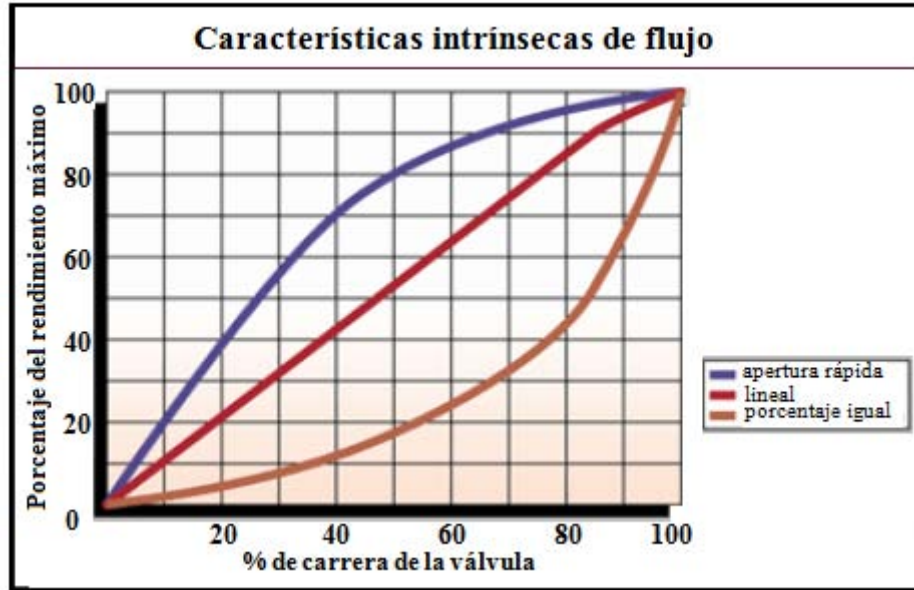


Figura 5.9 Tipos de ajuste del estrangulador para la VCF¹

El estrangulador de tipo de porcentaje equitativo para ajuste del estrangulador es la mejor opción para esta aplicación, ya que es muy adecuado para aplicaciones de control de flujo donde el sistema entero (entrada – salida) absorbe una gran caída de presión como una función de gasto de flujo. En un sistema yacimiento/pozo, la caída de presión por fricción a través de la roca permeable del yacimiento que rodea al pozo (entrada), y la caída de presión por fricción en la T.P hasta superficie (de salida) absorbe un gran porcentaje de la caída de presión de control, por lo tanto el tipo de porcentaje equitativo de ajuste del estrangulador es el más aplicable para el diseño de control de flujo de fondo.

5.1.5 Resultados obtenidos

La figura 5.10 muestra un gráfico del rendimiento de la producción del pozo. El gráfico muestra el gasto del pozo que ha estado disminuyendo desde que se puso en producción en octubre de 1998. El pozo inicialmente producía 4000 BPD con estrangulador 50/64 [pg]. Este gasto empezó a declinar poco después. Esta declinación se hizo más grave cuando el pozo empezó a producir agua en septiembre de 1999. Para compensar la fuerte declinación de gasto, el estrangulador fue gradualmente aligerado hasta que se abrió plenamente en mayo del 2001.

El pozo fue cerrado varias veces para aumentar la presión hasta que la presión de los estudios mostrara que la presión de fondo fluyendo se acercara a la presión del punto de burbuja. Este comportamiento continuo incluso después de la estimulación por ácido en abril del 2002 cuando su índice de productividad aumentó de 1.6 a 5.6 BPD/PSI.

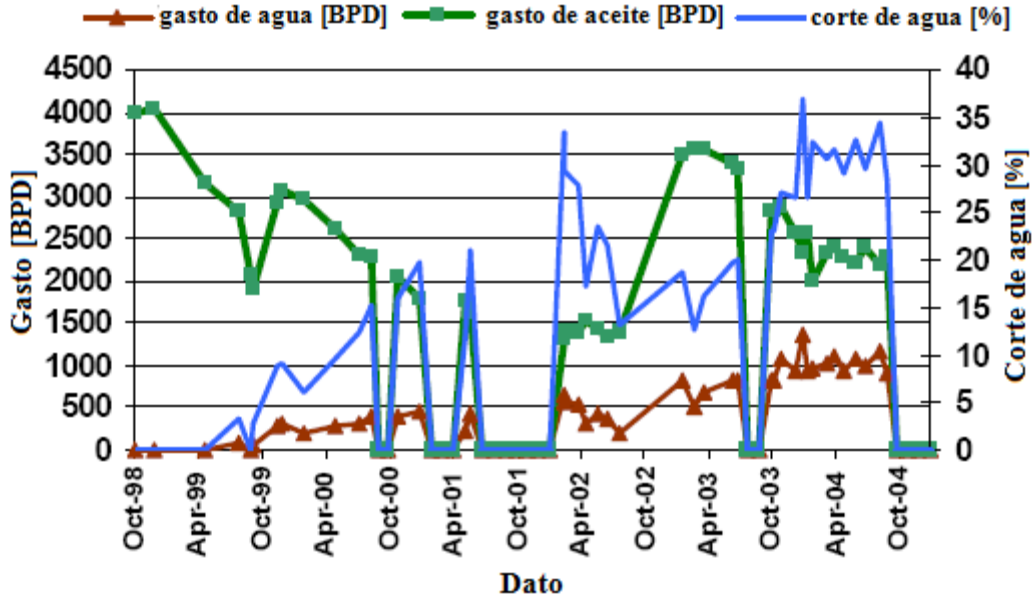


Figura 5.10 Rendimiento del pozo antes de empezar el Auto BN¹

El pozo fue trabajado a lo largo de diciembre del 2004 para instalar la terminación inteligente con el Auto BN. La VCF fue función de pruebas después de la terminación y fue encontrado funcionando adecuadamente. La VCF fue un ciclo de éxito de varias veces para todas las posiciones. Después de la instalación y puesta en marcha del sistema de control hidráulico superficial de la VCF, otra prueba de funcionamiento para la VCF fue llevada a cabo y encontrada satisfactoriamente. Cuando el pozo se enlazo con los trabajos realizados, el pozo fue capaz de fluir. La VCF fue abierta para ayudar a descargar el pozo y llevarlo de vuelta a la producción. En la posición 5 de la VCF, el pozo fue descargado con éxito y la producción inicial fue de 3700BPD con un corte de agua del 36% sobre un estrangulador de 68/64 [pg]. Los gastos de producción a largo plazo tienen un promedio de aproximadamente de 1700 BPD con 35% de corte de agua sobre un estrangulador de 43/64 [pg].

El gasto fue optimizado después de varias pruebas realizadas a las diferentes posiciones de la VCF. Durante estas pruebas de presiones de fondo fluyendo fueron monitoreadas para asegurarse de que el pozo estaba fluyendo a una presión superior que la presión del punto de burbuja. Los datos de producción en la figura 5.11 muestran que la T.I de Auto BN ha permitido al pozo mantener la producción a mayor corte de agua que antes. La figura 5.11 es un grafico que muestra la producción del pozo-A usando la opción de Auto BN desde febrero del 2005 a agosto del 2006.

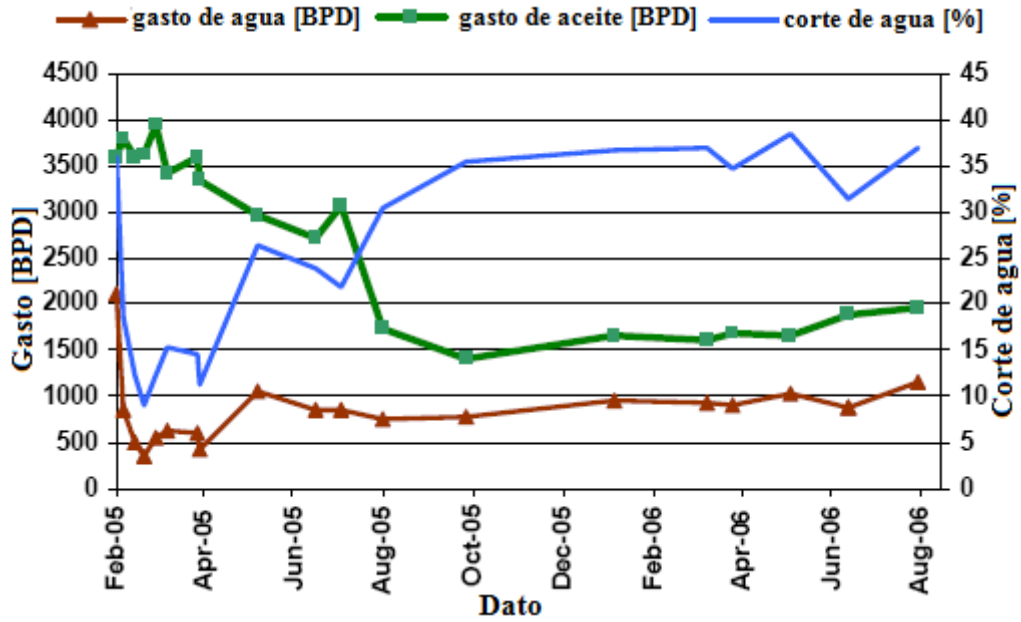


Figura 5.11 Rendimiento del pozo después de empezar el Auto BN¹

Conclusiones sobre la instalación del auto BN en el campo Abqaiq

El Auto BN ha logrado los objetivos de mantener la producción de un pozo intermitente. La aplicación del auto BN en el Abqaiq pozo-A ha demostrado la seguridad y beneficio de usar tecnología de pozos inteligentes. En particular, el proyecto ha demostrado que el control en la superficie de las VCF variables es benéfico para el control de la zona de origen de gas en aplicaciones donde hay un alto grado de incertidumbre para el desempeño de la producción de las zonas de aceite y gas.

5.2 Instalación de una terminación inteligente con un bombeo electrocentrífugo sumergido

La instalación de una T.I requiere de un proceso de desarrollo a mediano plazo, el cual este cambiara dependiendo en que momento de la vida productiva de un pozo se instalara, es decir si es al inicio de la producción de un pozo o después de un tiempo de producir y se requiere instalar una T.I con un sistema artificial. En este segundo ejemplo el pozo inicialmente operaba con un BEC pero para mejorar las condiciones de producción y aumentar la producción se opto por instalar una T.I.

5.2.1 Antecedentes del campo Eden-Yuturi

La compañía occidental de exploración y producción (COEP), a través de un acuerdo de producción con la compañía petrolera estatal de Ecuador, opera el bloque 15 en la cuenca “oriente” del este de Ecuador. El bloque 15 incluye los campos terrestres de Eden-Yuturi, Indillana, Yanaquincha, Paka and Limoncocha. Para el año 2004 alrededor de 90 pozos estaban siendo producidos en estos campos. La mayoría de estos campos son maduros y usan el BEC para mejorar la recuperación. A principios del 2002, COEP empezó a examinar los beneficios potenciales de la instalación de las T.I en algunos de sus pozos con BEC con el fin de producir simultáneamente dos zonas en un mismo pozo y así acelerar las metas de producción.

Las restricciones gubernamentales impidieron a los operadores en el país de mezclar la producción de múltiples intervalos en el mismo pozo, sin la asignación adecuada de producción para cada zona. Como un resultado de estas restricciones y varios desafíos asociados con las terminaciones y BEC, COEP opto por probar el concepto de T.I a un pozo en el campo Eden-Yuturi con un sistema basado en el control remoto de estranguladores ajustables hidráulicamente y una terminación completamente de instrumentación electrónica. Baker Oil Tools fue seleccionado como el contratista principal del proyecto, con la responsabilidad de no solo garantizar el éxito en la implementación de la Terminación Inteligente, sino también coordinar a todo el equipo necesario por otros contratistas.

Para COEP, el éxito de este sistema resultaría en un ambiente favorable sobre la inversión a través de mayores ingresos en la maximización de producción mientras se disminuyen los gastos por la perforación de otros pozos para satisfacer las metas de producción diaria. El pozo EY-D11 en el campo Eden-Yuturi, Ecuador fue elegido para la instalación de la T.I, el cual es un pozo productor de dos zonas. Eden-Yuturi fue descubierto en 1996 con reservas de aproximadamente 100 millones de barriles de aceite.

A partir del año 2000, 39 pozos en producción se habían perforado en el campo. Para el año 2004, 32 de estos pozos estaban produciendo con un gasto de 2750 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 través de la zona T” en febrero del 2003. La zona superior “U” fue después perforada arriba de la zona T, pero se mantuvo aislado hasta que se realizaron las pruebas para la instalación de la T.I en octubre 2003. Al igual que todos los pozos del campo, el pozo EY-D11 nunca permitió fluir naturalmente y fue instalado con un BEC inmediatamente después de la perforación.

5.2.2 Problemas de producción del campo Eden-Yuturi

Los problemas de producción eran incrementar la producción diaria sin tener que perforar más pozos, pero sin exceder los requerimientos de organizaciones gubernamentales, es decir, controlar la producción cada vez que se requiera.

La producción simultánea de las dos zonas podría ayudar a COEP a satisfacer las metas de producción con menos pozos. Sin embargo, los requerimientos gubernamentales, requerían que toda la producción sea distribuida por cantidades iguales por zona. Las técnicas existentes de terminación no podían lograr de manera eficiente este requerimiento; por lo tanto, los operadores en Ecuador no habían logrado que se mezclara la producción de las dos zonas en el mismo pozo.

La figura 5.12 muestra el diseño original, de la terminación el cual es típico en la mayoría de los pozos. El pozo había sido producido utilizando una herramienta “Y” y un tubo by-pass con el BEC localizado al final de la sarta de la tubería principal. Dos empacadores de producción con acopladores mecánicos deslizantes en cada zona fueron usados para aislar las zonas. Por regulaciones del gobierno, solamente una zona sería producida, aunque la otra zona podría ser probada en un fundamento limitado para obtener datos de producción para uso futuro.

El diseño original de la terminación requería intervención con línea de acero y herramientas para cambiar los acopladores cuando se probaban zonas distintas de la zona productora. La intervención requería el cierre temporal del BEC y por lo tanto lo tanto cerrar la producción. COEP asumió los costos asociados con las intervenciones y con la pérdida de producción. Adicionalmente, este método de prueba estaba limitada a diseños y tamaños de T.R que permiten el uso de una herramienta-Y. Algunos perfiles de pozos eran demasiado pequeños para utilizar una herramienta Y, lo que hace imposible la intervención por debajo del BEC. En estos casos, las intervenciones usaban una unidad de servicio necesaria para poner a prueba las zonas no productoras llevando a una pérdida de producción más significativa.

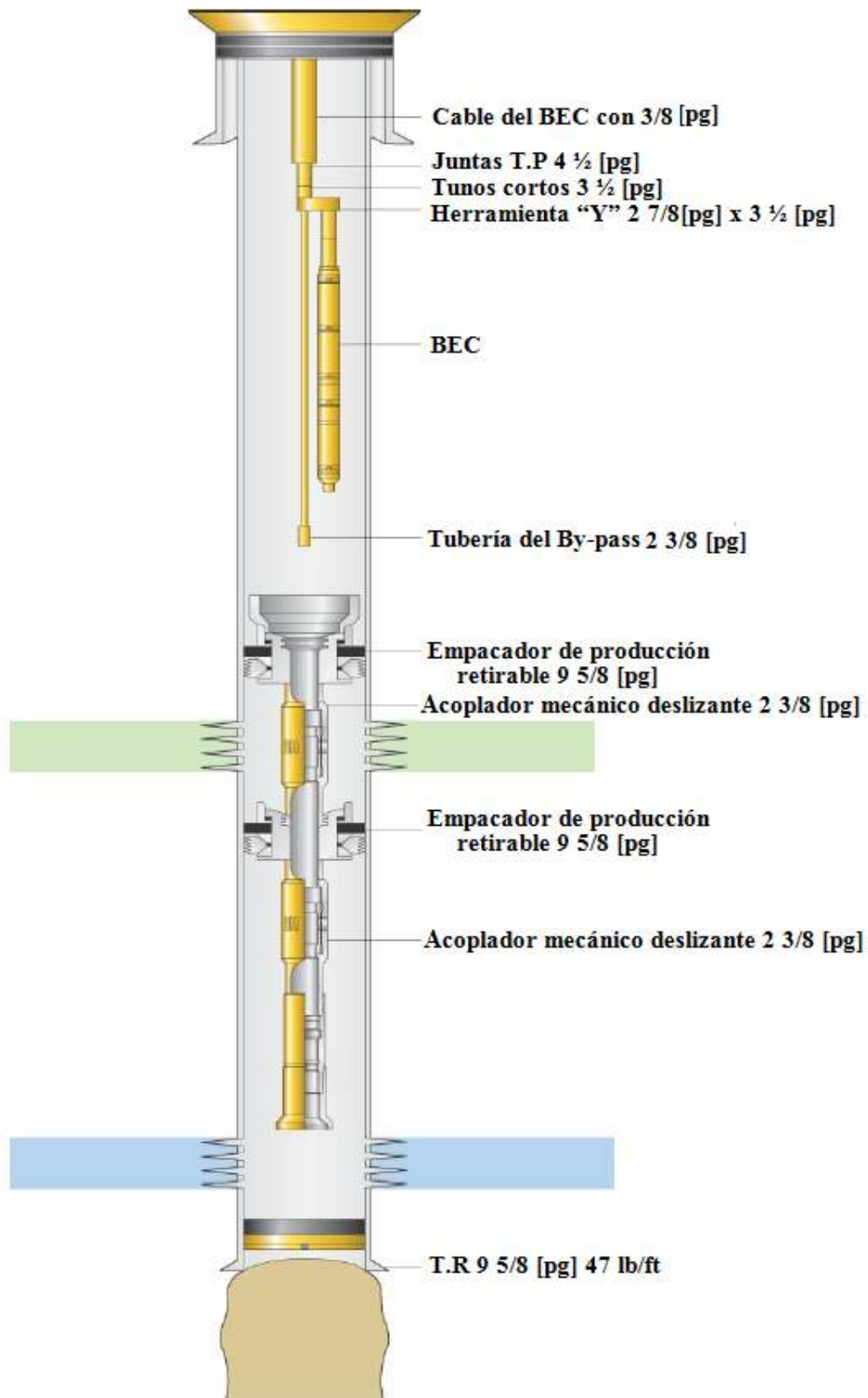


Figura 5.12 Diseño original de la terminación del pozo EY-D112

5.2.3 Alternativas para mejorar la producción

COEP enfrente con una sola elección: encontrar un método aceptable de producción simultánea o continuar con un limitado potencial de producción de la mayoría de los pozos en Eden- Yuturi. El operador toma la decisión de aplicar estranguladores hidráulicos ajustables basados en la tecnología de T.I y la adquisición de datos en tiempo real para lograr la producción simultánea mientras se eliminan los requerimientos de intervención y costos asociados, y riesgos. Aunque el pozo EY-D11 con su T.R de 9 5/8 [pg] fue lo suficientemente grande para permitir el uso de la herramienta Y, una versión ligeramente modificada del equipo de pozo inteligente seleccionado tiene el potencial para ser usado en terminaciones con BEC con menores diámetros de pozos.

En la mayoría de los pozos con BEC hasta el año 2004, la producción selectiva de dos o más zonas se había logrado mediante una herramienta Y, el cual contrarresta el BEC y permite una sección reducida de la T.P para pasar el BEC con propósitos de intervención. Los inconvenientes de este enfoque incluían costos y riesgos asociados con la intervención, así como el hecho de que la tubería de aislamiento de zona deber ser reducida para permitir el acceso a través de la sarta del by-pass.

Las opciones de pozo inteligente para la producción selectiva y monitoreo de las zonas individuales por debajo del BEC incluían:

- Válvula simple de doble zona (se utiliza cuando el operador sabe de antemano que zona produce agua, en primer lugar y desea la capacidad de aislar o estrangularlo sin intervención).
- Válvula doble de doble zona
- Válvula múltiple de múltiple zonas

La producción de pozos con BEC y T.I puede ser combinado para acelerar la producción. Las zonas individuales pueden ser remotamente cerradas o estranguladores en el caso de una conificación o avance de agua para reducir los servicios de mantenimiento e incrementar potencialmente la recuperación final del pozo. Los datos en tiempo pueden ser logrados sin intervención y con la instalación permanente de un sistema de monitoreo electrónico. La inversión incremental por el operador es mínima ya que el costo del equipo de T.I es pequeño en comparación con el precio global del pozo y el sistema de producción.

5.1.4 Diseño de la T.I y del BEC

Un número de factores involucrados en la selección de los pozos candidatos para el sistema de T.I en Eden-Yuturi fueron considerados. En primer lugar, ya que la instalación fue primordialmente un caso de prueba en la que el operador podría establecer futuras decisiones, el impacto de los costos totales debería ser reducido al mínimo. Esto podría ser logrado mediante la instalación del sistema mientras se trabaja sobre una terminación existente y usando la tecnología de pozo inteligente disponible para evitar el desarrollo de nuevos productos. En resumen, los productos debían combinar con un pozo existente.

En segundo lugar, el diseño de la terminación y operación deben ser lo más simple posible. Por ejemplo, ya que el equipo de pozo inteligente sería instalado en conjunción con un BEC, la facilidad de recuperar el BEC fue un factor en el proceso de toma de decisiones. El hardware complementario electrónico y mecánico (medidores, empacadores, mandriles de inyección, etc.) deben consistir con alta seguridad para mantener el diseño simple y económico sin perjudicar la eficiencia de la T.I.

Finalmente, una vez que los candidatos fueron elegidos un análisis de fluido, yacimiento y análisis nodal serían desarrollados para simular los efectos de la mezcla en las dos zonas productoras, este análisis ayudaría a determinar cual de los pozos candidatos, en su caso, beneficiaría más la instalación de la T.I y también ayudar a seleccionar el tipo de equipo que será usado en la terminación.

El pozo EY-D11 fue seleccionado basado en factores descritos anteriormente. La T.R 9 5/8 [pg] requiere que la compañía de terminación realice solo cambios mínimos en los equipos existentes. El BEC puede ser retirado simplemente al extraer la tubería y sin retirar los empacadores. El diseño del cabezal del pozo existente también se podría utilizar con algunas modificaciones. El yacimiento y análisis nodal mostro el potencial para la incrementación de la producción mediante la mezcla de las dos zonas; sin embargo, el agua de la zona de inferior se esperaba que avanzara con el tiempo.

Un análisis adicional predijo que el estrangulamiento en la zona de producción baja debería reducir el corte de agua mediante la reducción del gasto de conificación, lo que resultaría aumentar potencialmente la recuperación final del pozo.

El diseño elegido de la T.I para el pozo EY-D11 se muestra en la figura 5.13, El diseño fue basado en factores y desafíos planteados en la tabla 5.1

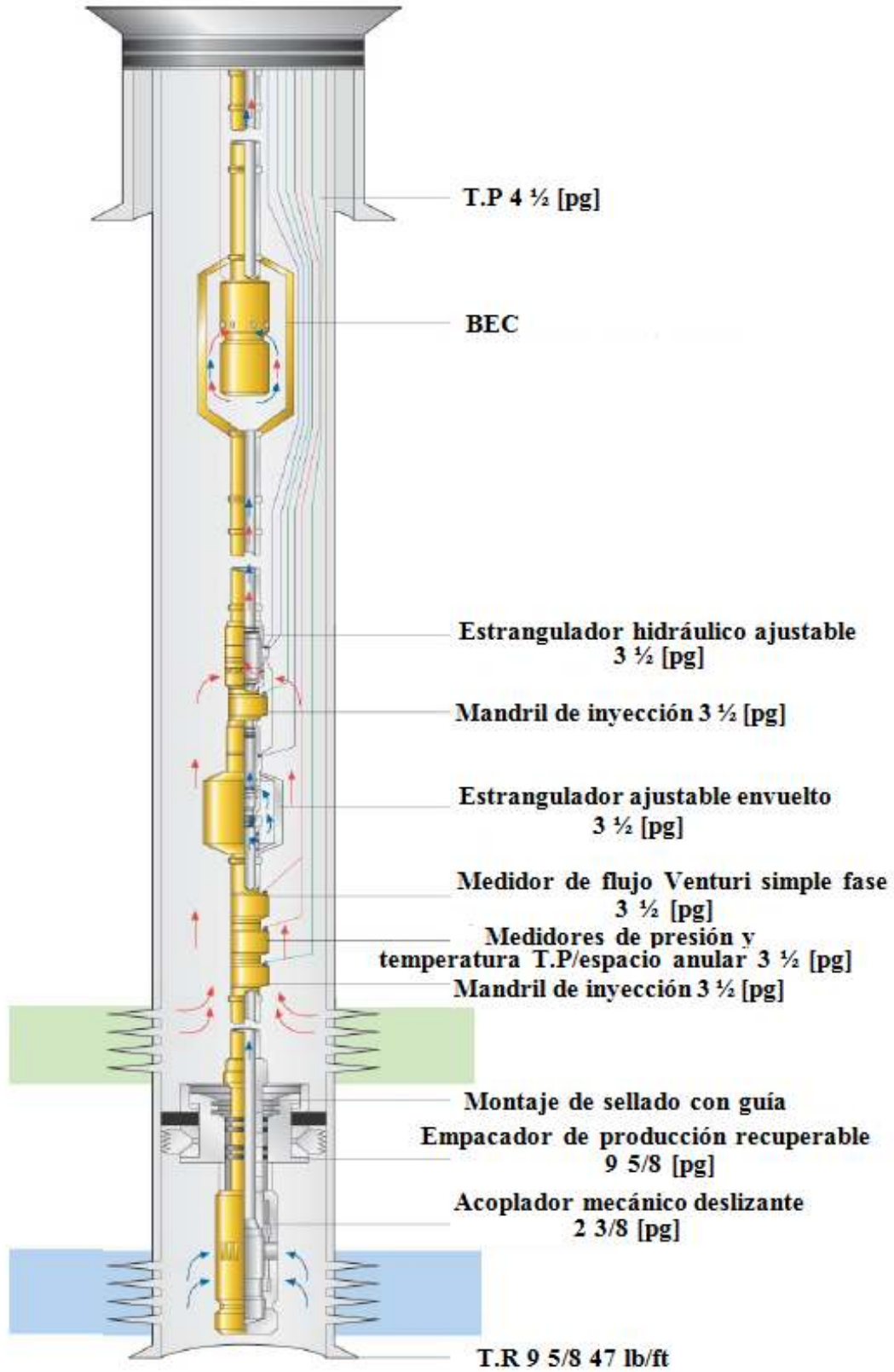


Figura 5.13 Terminación inteligente del pozo EY-D11²

Desafío	Consideraciones	Solución
<p>Estranguladores ajustables hidráulicos o acopladores deslizantes (abrir/cerrar) hidráulicos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El corte de agua se esperaba que incrementara sustancialmente con el tiempo en la zona inferior. • Cada zona controlada con gastos de producción máximos fijados por el gobierno. • Las caídas de presión deben ser limitadas para mantener la presión de flujo arriba del punto de burbujeo. • El desarrollo del análisis nodal para determinar la solución recomendada. 	<ul style="list-style-type: none"> • El estrangulador hidráulico ajustable requerido solamente en la zona baja. • El acoplador abierto/cerrado sería suficiente para la zona alta. • Sin embargo, COEP solicitó un estrangulador para la zona alta para una mayor flexibilidad.
<p>Selección de la configuración de la terminación.</p>	<p>Opciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Estranguladores pueden ser colocados en cada zona aislada mediante línea de control fijada en empacadores de alimentación directa. 2. Separar las dos zonas con un empacador de aislamiento con nivel de sello estándar, instalado por separado de la sarta de terminación y el asiento de estranguladores por arriba de la zona superior; el BEC y uno de los estranguladores hidráulicos deben ser aislados. 3. Separar las dos zonas con un empacador de aislamiento con nivel de sello estándar, instalado por separado de la sarta de terminación y el asiento de estranguladores por arriba de la zona superior. La sarta de terminación utiliza una tubería 7 [pg] hasta superficie sin el BEC ensamblado. El BEC es instalado por separado dentro de la 7 [pg]; pero uno de los estranguladores hidráulicos debe ser cubierto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Opción 2 elegido debido a la simplicidad en el diseño y la necesidad de un nuevo producto con mínimo desarrollo o modificación. • Opción 1 requería desarrollo de un línea de control fijada en el empacador de alimentación directa y haría más difícil retirar el BEC para repararlo en caso necesario. • Opción 3 es una solución potencialmente que actualmente se utiliza con el mayor beneficio de mantener el BEC separado del resto de la terminación.
<p>Tamaño del equipo de terminación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • COEP utilizó tubería 4 ½ [pg] y prefirió la misma para el equipo de terminación. • El equipo hidráulico del pozo inteligente con estranguladores hidráulicos fue diseñado solo para tubería 3 ½ [pg] en el momento de la instalación. • Todo el equipo de terminación fue colocado por debajo del BEC. 	<ul style="list-style-type: none"> • COEP aceptó utilizar la 3 ½ para el sistema de terminación con cruces a la sarta de la T.P de 4 ½ [pg]

Tabla 5.1 Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente del campo Eden- Yuturi²

Desafío	Consideraciones	Solución
Profundidad de colocación de la terminación	<ul style="list-style-type: none"> • Basado en la profundidad de colocación del BEC, el cual fue seleccionado por COEP y el proveedor del BEC. • Los componentes de la T.I podrían ser potencialmente colocados en cualquier punto entre el BEC y el empacador de aislamiento. • El mandril de inyección química inferior debe ser colocado tan profundo como sea posible en la sarta de terminación, de preferencia inmediatamente arriba del montaje de sello en el empacador 	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los componentes de la terminación se mantuvieron arriba de las perforaciones de la zona superior con el fin de evitar riesgos asociados con el funcionamiento de las líneas de control. • El mandril de inyección de la zona inferior fue trasladado inmediatamente debajo de los equipos de instrumentación de tal manera que sigue siendo el componente más bajo de la terminación.
Colocación del equipo de monitoreo permanente	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones de presión de cierre estática de cada zona se requerían periódicamente. • Solo un portador de medición-doble mantenía el medidor de la T.P y el medidor del espacio anular. • Medidor de flujo es requerido solamente para medir la producción de la zona baja. 	<ul style="list-style-type: none"> • El portador de doble medición se colocó debajo de la envoltura del estrangulador hidráulico ajustable para que cierre la presión de la zona inferior el cual podrá ser monitoreada cuando el estrangulador este cerrado completamente • El medidor de flujo fue también colocado debajo de la envoltura del estrangulador ajustable con el fin de mantener todos los empalmes del conductor en un solo lugar para reducir al mínimo la profundidad del conductor tomado del flatpack.
T.R para el BEC	<ul style="list-style-type: none"> • El DE del motor del BEC y la bomba: si el DE es demasiado grande, usar el diseño del BEC envuelto será imposible. • Ambos flatpacks para el equipo de T.I deben pasar a través de la cubierta del BEC para llegar a las herramientas de terminación. • El DE de la T.R cubierta; si el DE es demasiado grande, los flatpacks no se ajustarán a lo largo de la cubierta o no estarán protegidos a lo largo de la cubierta. • Revisión de la desviación del pozo para evaluar el riesgo de instalar la cubierta en la T.R 9 5/8 [pg] con clamps 	<ul style="list-style-type: none"> • El tamaño del BEC (DE y No de etapas de la bomba) y tamaños de T.R fueron balanceados para encontrar la combinación óptima de la bomba y la cubierta. • T.R 7 [pg] No 26 fue seleccionado.

Tabla 5.1 (continuación) Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente

Desafío	Consideraciones	Solución
Configuración de la línea de control	<ul style="list-style-type: none"> • Total de seis líneas, además el cable del BEC: hidráulico de 3 x ¼ [pg], inyección química 2 x 3/8-in y un conductor cubierto tubular. • Colocación predeterminada del equipo de terminación en la sarta de la T.P en relación a cada una de las líneas para no tener que cruzar entre si. • Minimizar el numero de unidades requeridas 	<ul style="list-style-type: none"> • Seis líneas separadas en dos flatpacks principalmente basado en equipos de fondo. • El conductor eléctrico y una línea de inyección son encapsulados juntos desde el mandril de inyección más bajo y la instrumentación uno junto al otro. • Tres líneas hidráulicas y otra línea de inyección son encapsulados juntos desde el mandril de inyección superior entre los dos estranguladores.
Cabezal	<ul style="list-style-type: none"> • El existente cabezal convencional fue usado para le T.I • La alimentación directa solamente existe para el cable BEC y líneas de inyección. • Una salida en el cabezal fue requerida para el doble conductor. 	<ul style="list-style-type: none"> • La alimentación directa para las tres líneas ¼ [pg] fueron mecánicos dentro del cabezal y el colgador de la tubería.
Sistema de control superficial	<ul style="list-style-type: none"> • Los estranguladores hidráulicos ajustables tienen una cámara de control hidráulico máxima a una presión diferencial nominal de 10,000 psi. • Los datos del pozo deber ser evaluados para determinar la presión máxima de operación del sistema de control superficial que asegurara que 10,000 psi no sean excedidas en la localización del estrangulador de fondo 	<ul style="list-style-type: none"> • Los cálculos con los datos del pozo EY-D11 determinó que el sistema de control superficial no debe exceder de 7,500 psi. • Una válvula de alivio de presión fue añadida al sistema de control superficial semiautomático el cual evitara que el sistema supere 7500 psi

Tabla 5.1 (continuación) Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente.

El concepto de terminación se centro sobre un BEC envuelto y un sistema de pozo inteligente hidráulico InForce™ con control remoto, estranguladores hidráulicos de multi-posición para controlar el flujo de cada zona a través de un sistema de control superficial Semiautomático. Para completar el sistema hidráulico, QuantX Wellbore Instrumentation proporciono un conjunto de sensores de fondo formado de un medidor de flujo tipo Venturi y medidores de presión y temperatura, todo controlado a través de una simple unidad de adquisición de datos desde superficie.

Las líneas de control flatpacks y los protectores de acoplamiento cruzado fueron también parte integral de la terminación, un acoplador mecánico de aislamiento de zona fue usado para cerrar la zona inferior durante la reparación de pozo. Este acoplador de aislamiento fue ensamblado debajo de un simple empacador recuperable de sello que separa las dos zonas. Un par de mandriles de inyección química complementan los componentes de la terminación.

El BEC normalmente opera mediante la toma de fluido producido a través de la entrada de la bomba y la descarga a la T.P. con el fin de permitir el control de flujo para cada zona con el nuevo diseño de T.I del EY-D11, el BEC debe ser diseñado para tomar el fluido producido de la T.P y descargarla de nuevo a la tubería. Para acomodar este diseño, el BEC fue encerrado dentro de la T.R 7 pg que conecta a la T.P 4 ½ pg arriba y abajo. Los líquidos mezclados de ambas zonas se producen a través de los estranguladores hidráulicos, hasta la T.P, dentro de la cubierta del BEC, y entre motor del BEC y la unidad de la cubierta hasta que entre a la entrada de la bomba.

Extraer el BEC para repararlo o sustituirlo simplemente requiere tirar el ensamblaje de sello en el fondo de la terminación fuera del empacador de sello. A medida que la terminación se retira, un collar de deslizamiento en el extremo del ensamblaje de sello cerrara el acoplador mecánico de aislamiento zonal localizado debajo del empacador. Manteniendo las zonas aisladas durante las reparaciones de pozo impidiendo el potencial del flujo cruzado y ayudando a reducir el daño en la zona baja.

Dos estranguladores hidráulicos de multi-posición HCM-A™ fueron instalados para controlar la producción de las dos zonas. El quipo de monitoreo permanente fue instalado debajo del estrangulador envuelto para proporcionar datos de flujo, temperatura y presión en tiempo real. Cada zona necesito medidores para registrar la presión y temperatura. Un medidor de flujo media el flujo solamente para la zona inferior, la producción de la zona superior era calculado desde superficie después de medir el fluido total producido del pozo. Durante la mezcla de la producción, el flujo de la zona inferior es observado en la superficie en el sistema de adquisición de datos, proporcionando la distribución de la producción requerida por el ministerio de estado. Inicialmente seleccionados por conveniencia, el medidor de flujo Venturi en ultima instancia proporcionaba la critica, en tiempo real de la distribución de flujo en el pozo que era vital para el gobierno.

5.2.5 Resultados obtenidos

Durante el proyecto de la T.I del pozo EY-D11, los beneficios adicionales del sistema seleccionado se convirtieron aparentemente en:

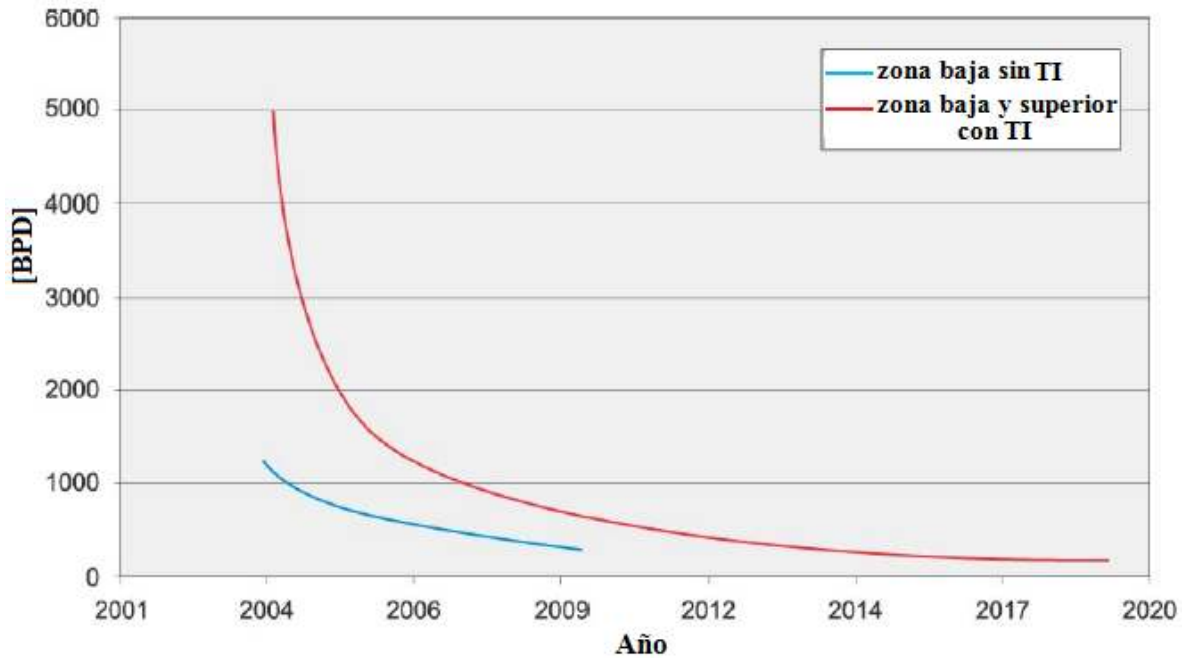
- a) La capacidad para lograr justo en el momento la configuración de los estranguladores ajustables.
- b) El manejo del medidor de flujo para distribuir la producción a través de continuas indicaciones de flujo de la zona inferior.
- c) La capacidad de información en tiempo real de cada zona mientras se mantiene la producción de la zona opuesta, o de cada zona de forma simultánea durante operaciones de cierre.
- d) Un segundo nivel de protección para el BEC mediante el sistema de monitoreo electrónico para prevenir excesivas reducciones de presión debajo del punto de burbujeo que podría causar un enfriamiento al motor insuficiente y dañar la bomba por cavitación.

A continuación se muestra una lista de las ventajas del sistema de terminación T.I junto con algunas de las lecciones que fueron aprendidas durante el curso del proyecto.

Ventajas de la T.I vs diseño original de la terminación

- La producción mezclada de las zonas lleva a un aumento de 3,500 BPD aproximadamente en la producción de aceite, sobre las terminaciones con BEC de una única zona como se muestra en la figura 5.14.
- También en la figura 5.14 muestra que la producción mezclada de las zonas puede potencialmente alargar la vida del pozo, por lo tanto incrementará la recuperación final.
- La producción mezclada de varias zonas aumenta los gastos de producción que permite CEOP cumplir con los objetivos de producción con menor número de pozos.
- Los estranguladores hidráulicos permiten optimizar los gastos de producción a medida que aumenta el corte de agua a través del tiempo.
- Proporciona la medición de flujo en tiempo real de la zona inferior satisfaciendo los requerimientos gubernamentales para la asignación de la producción de cada zona.
- Intervención no requerida para cambiar los acopladores deslizantes para abrir y cerrar las zonas de producción eliminando así el costo de la intervención y la consiguiente pérdida en la producción.
- Los estranguladores hidráulicos permiten gastos de producción, mientras se mantiene la presión del yacimiento por encima del punto de burbujeo reduciendo el riesgo de cavitación de la bomba.

- Capacidad para monitorear las presiones y temperaturas del pozo en tiempo real, así como medir la presión acumulada de una zona sin necesidad de cerrar la otra.



Nombre del pozo EDEN YUTURI D-11	Yacimiento	Aceite [BPD]	SBA [%]	Reservas[MMB]
Antes de la T.I	T	858	46	1.8
Después de la T.I	Superior U + T	4,331	40	5.0

Figura 5.14 Comparación de la producción del pozo EY-D11 con y sin T.I²

Lecciones aprendidas

- Manejo de proyectos es fundamental para el éxito, en particular;
 - Flujo continuo de información entre el cliente y el proveedor de la información.
 - Regular reuniones de actualización del proyecto con todas las partes involucradas en el proyecto para asegurar que cada uno esté recibiendo y comprendiendo los últimos detalles del proyecto.
 - Asegurar que el cliente este familiarizado con el diseño y operación del sistema. Dar el conocimiento suficiente al cliente sobre el sistema, mejorando el flujo de información y permitiendo al cliente hacer aportaciones en el diseño de su sistema.
- Configuración y la colocación de las líneas de control en flatpacks. Una configuración optima requiere determinación en cada una de las herramientas localizadas en el fondo y líneas de entrada en los flatpacks para evitar que la línea se cruce durante la instalación

- Los flatpacks deben ser correctamente embobinados para permitir la colocación deseada de las líneas en la sarta de la tubería.
- Abrazaderas de acoplamiento de cruz deben ser diseñadas no solamente en función de las dimensiones del flatpack, sino también en función de cómo los múltiples flatpacks serán colocados sobre la sarta de la tubería.
- No conectar las líneas de control y el cable conductor sobre la parte superior del cabezal con sellos permanentes de tipo metal-metal cuando se alimenta a través del hanger y cabezal. las conexiones removibles de tipo férula están disponibles para este propósito. Los sellos permanentes metal-metal en el fondo del hanger solo suelen ser típicamente como sellos, en ambas colocaciones requieren corte de longitudes innecesarias de líneas de control durante las reparaciones.
- Para futuras instalaciones, considera un “multipack” en el cabezal para las líneas hidráulicas. Las líneas terminarían en el fondo del multipack debajo del hanger y en la parte superior del multipack en el cabezal, sin tener que alimentar las líneas a través del hanger en el adaptador del cabezal de la T.P.
- Crear lazos de servicio con las líneas de control justo por debajo del colgador de la tubería para permitir líneas extras en el caso de servicios futuros al pozo.
- El proveedor de la terminación debe trabajar en estrecha colaboración con el proveedor del BEC para diseñar un cruce adecuado que permita el paso de los flatpack de la TI. esto no se logró en el pozo EY-D11.
- Un sistema de control superficial automatizado siempre debe ser recomendado para el funcionamiento de los estranguladores hidráulicos de posición múltiple.
- Considere el uso de capilares existentes, en su caso, en el cable del BEC para inyección química, hacer esto eliminara los costos de una línea extra o líneas en los flatpacks.

5.3 Instalación de una terminación inteligente en aguas profundas

El mayor beneficio de una T.I está en aguas profundas, ya que por la capacidad de no requerir intervención para modificar las condiciones de producción, reducirá los costos de mantenimiento a lo largo de la vida productiva del pozo. En esta aplicación se considera una T.I en el campo Na Kika en el Golfo de México.

5.3.1 Antecedentes del campo NA Kika

El campo Na Kika se encuentra a 144 millas al suroeste de New Orleans, Louisiana, a profundidades que van de 1770 a 2135 m en el golfo de México. El proyecto es un desarrollo de cinco pequeños a medianos tamaños de campos marinos independientes y un desarrollo de instalaciones flotantes permanentes de producción (host), localizada en el centro del bloque a 1935 [m] de tirante de agua del cañón del Mississippi.

La infraestructura marina consiste de 10 pozos conectados a través de tres ciclos de 20 a 30 millas de líneas de flujo, una línea de flujo simple de 27 millas, 23 millas de línea de flujo con ensamblaje de trineos en las líneas y 75 millas de umbilicals, además de instalaciones para el procesamiento de hidrocarburo y tuberías para la exportación del gas y aceite a la costa. Otro campo fue incorporado a esta instalación en el 2004 al host y la infraestructura fue diseñada para otra “incorporación” para permitir un mayor desarrollo en el área. En plena producción, Na Kika procesó 110 mbd y 425 mmpcd, por lo que hasta la fecha ha sido una de las mayores instalaciones en el Golfo de México.

BP exploración y producción Inc. (BP) participo en la planificación del desarrollo y ejecución de fases, fue clave para la implementación de un concepto de desarrollo optimo. El proyecto fue puesto en marcha en septiembre del 2000 y el programa fue impulsado por un requerimiento para lograr la primera producción a finales del 2003. Las secuencias de perforación y terminación fueron originalmente fijadas para permitir la primera producción de algunos de los campos mas complejos, sin embargo, un rápido progreso en la perforación y terminación y los retrasos en la construcción de los buques host y las actividades no idóneas de las tuberías resultaron la terminación del último pozo algunos nueve meses antes de que la plataforma host estuviera dispuesta a recibir la primera producción.

5.3.2 Problemas de producción del campo Na Kika

El centro de desarrollo Na Kika esta compuesto de cinco zonas descubiertas de tamaños moderados, con una mezcla de aceite y gas (figura 5.15). El tipo play puede ser caracterizado como de alta probabilidad, amplia distribución, de trampas estratigráficas estructurales del mioceno medio hasta el superior del Golfo de México oriental. El tamaño moderado del campo Na Kika es una función directa de la configuración geológica y de la naturaleza de los sistemas de canales/diques encontrados.

Una amplia variedad de Sub-facies se encuentran en estos sistemas, asociada con una amplia gama en la calidad y tipo de yacimiento.

Las incertidumbres del yacimiento como las capas de los estratos, el tamaño de los acuíferos, y proximidad y conectividad entre reservas gasíferas y de aceite, obligaron a diseñar un plan de desarrollo que proporcione flexibilidad operacional máxima. Ciertos campos contaron con la característica de varios yacimientos apilados, el cual requerían de terminaciones apiladas para permitir un concepto de desarrollo económico. En este tipo casos fue instalada la tecnología de T.I, que se utilizó en cuatro de los diez pozos de Na Kika para manejar las incertidumbres de producción asociadas con la producción simultánea de zonas.

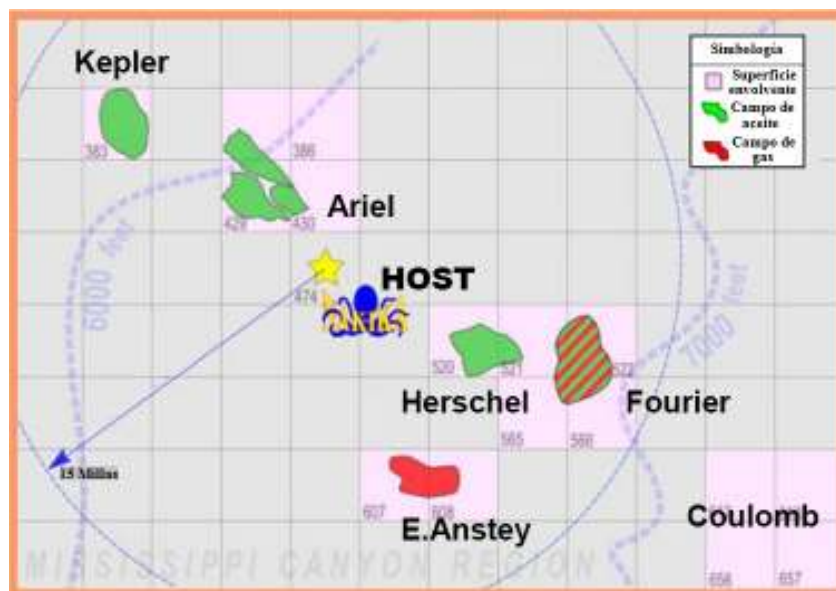


Figura 5.15 Campo Na Kika³

Dado los altos costos y los riesgos asociados con la terminación inicial y posterior al re- ingreso del pozo durante la vida del campo, las terminaciones fueron diseñadas para:

- Tener plena seguridad, integridad técnica y operatividad durante la instalación y producción.
- Tener plena ventaja de las diferentes propiedades de los varios yacimientos, proporcionando un apto y fiable control de arena en cada intervalo, mientras se maximiza el potencial de flujo.
- Adaptarse a los riesgos identificados de compactación del yacimiento.
- Minimizar los requerimientos por costos en re-instalaciones del pozo durante la vida del campo, pero el diseño facilitara los servicios al pozo.
- Tener plena ventaja de los tamaños de T.R comunes y simplificar el diseño mediante la estandarización de equipos tanto como sea posible.

Las opciones de terminación seleccionadas para el desarrollo de Na Kika oscilan de terminaciones verticales única zona con frac packs, horizontal en agujero descubierto con gravel packs, múltiple zona (doble y triple) con frac packs y tecnología de T.I, lo que permite la mezcla y aislamiento de intervalos productores de forma remota desde las instalaciones host. Todos los pozos fueron equipados con medidores permanentes de presión para permitir el control del pozo y el diagnóstico del rendimiento del yacimiento, lo que permite la evaluación óptima del avance del yacimiento y manejo del agotamiento de presión.

El equipo de terminaciones Na Kika se enfrentó a desafíos en detalles de diseño de pozo, tales como:

- Una configuración geológica complicada, múltiples zonas apiladas con volúmenes moderados.
- Complejos problemas de pérdida de líquidos en apiladas terminaciones que requieren el desarrollo de un nuevo dispositivo de aislamiento.
- El uso extensivo de nuevas tecnologías y aplicaciones.
- Provisión para extender el periodo de cierre después de la terminación.

Otros desafíos que se enfrentaron en la preparación de proyecto fueron:

- Aguas ultra profundas, localización de los pozos geográficamente dispersos.
- Coordinación de la perforación y secuencia de las terminaciones para evitar interferencia con otra actividad de construcción/instalación de Na Kika.
- Modificaciones en la perforación y entrenamiento en las operaciones de terminación para la tripulación.
- Desarrollo de opciones para la implementación de arboles marinos, esperando tomar una porción significativa de la duración del proyecto de terminación.
- Un programa de terminación complicado debido a la poca disponibilidad de tiempo y recursos
- El clima y corrientes marinas, temporada de huracanes.

5.3.3 Alternativas para mejorar la producción

Para acomodarse a la complejidad geológica con un mínimo de inversión, los 10 pozos de Na Kika se establecieron en seis maneras diferentes.

- 3 pozos de simple zona con frac pack
- 2 pozos horizontales de agujero descubierto con gravel pack
- 1 pozo de doble zona de producción con frac pack
- 1 pozo inteligente de doble zona con frac pack

- 2 pozos inteligentes de triple zona con frac pack y con las zonas bajas mezclándose
- 1 pozo inteligente con triple zona con frac pack y con las zonas altas mezclándose

El pozo Ariel A-3 y el pozo Ariel A-1 se consideraron para estudio de este proyecto. El primero maneja la producción de dos zonas pero con una terminación norma, el segundo maneja la producción de tres zonas pero con la instalación de una terminación inteligente

Se analizaron los requerimientos de equipo de terminación de cada uno para manejar la producción, con el fin de observar los beneficios de una T.I para dos pozos localizados en el mismo campo.

5.3.4 Diseños de las terminaciones convencional e inteligente

Diseño de la terminación inferior

Todas las muestras de roca fueron analizadas por su mineralogía y distribución de grano, para instalar un método de control de arena. Las muestras de fluido y datos mineralógicos se utilizan para asegurar que no habría problemas de compatibilidad con las salmueras de terminación o fluidos de estimulación. Algunos ajustes entre los ácidos orgánicos e inorgánicos fueron hechos en base a la mineralogía.

El tamaño de las ranuras de la malla o pantalla fue basado en el tamaño del grano de cada zona, usando un diseño aceptado por la industria. La malla está fabricada de alambre envuelto o de cualquier otro tipo de material resistente a altas presiones y temperaturas de fondo.

Además se instalaron equipos de pérdida de fluido, el cual su elección es por estrategias de diseño. Las estrategias mecánicas de pérdida de fluido en pozos de múltiples zonas proporcionan los retos más exclusivos para el diseño. El dispositivo mecánico de pérdida de fluido (DMPF) usado en la mayoría de los pozos de una sola zona fue el asiento y bola compuesto en la ensamble del paquete de graba (método de control de arena).

El diseño de pérdida de fluido para las terminaciones de multizona enfrenta cuestiones complejas relacionadas al control del pozo, capacidad de funcionar y parar, el tamaño, y la no interferencia con operaciones de paquete de graba. En el pozo Ariel A-3 el dispositivo de pérdida de fluido es del tipo asiento y bola (figura 5.16). Las cuatro terminaciones inteligentes en Na Kika requerían dispositivos de aislamiento de pérdida de fluido en el espacio anular, debido a los requerimientos de la geometría de flujo del sistema de T.I.

La mayoría de las zonas en todos los pozos utilizó un dispositivo mecánico que permite el monitoreo de la presión tratada en el espacio anular mientras se lleva a cabo el proceso de estimulación.

Con el fin de garantizar el tratamiento de la presión de la zona superior con el cuidado de no ser transmitida a la(s) zona (s) inferiores, una serie de sellos de aislamiento fueron utilizados para colocarlos en el empacador del paquete de grava inferior, y en la mayoría de los casos una serie de sellos implementados en la sarta se utilizaron para el mismo propósito. El aislamiento completo de la presión fue concluido con la bola de pérdida de fluido, el cual crea un ensamble sólido a la sarta.

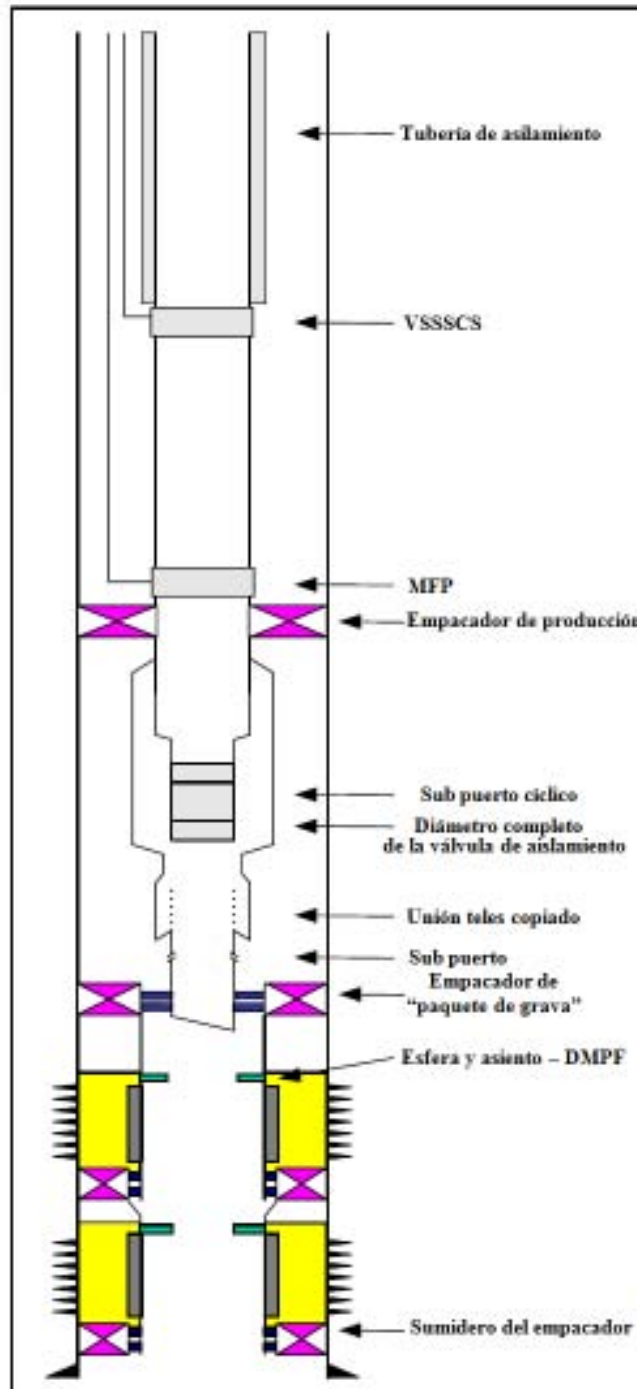
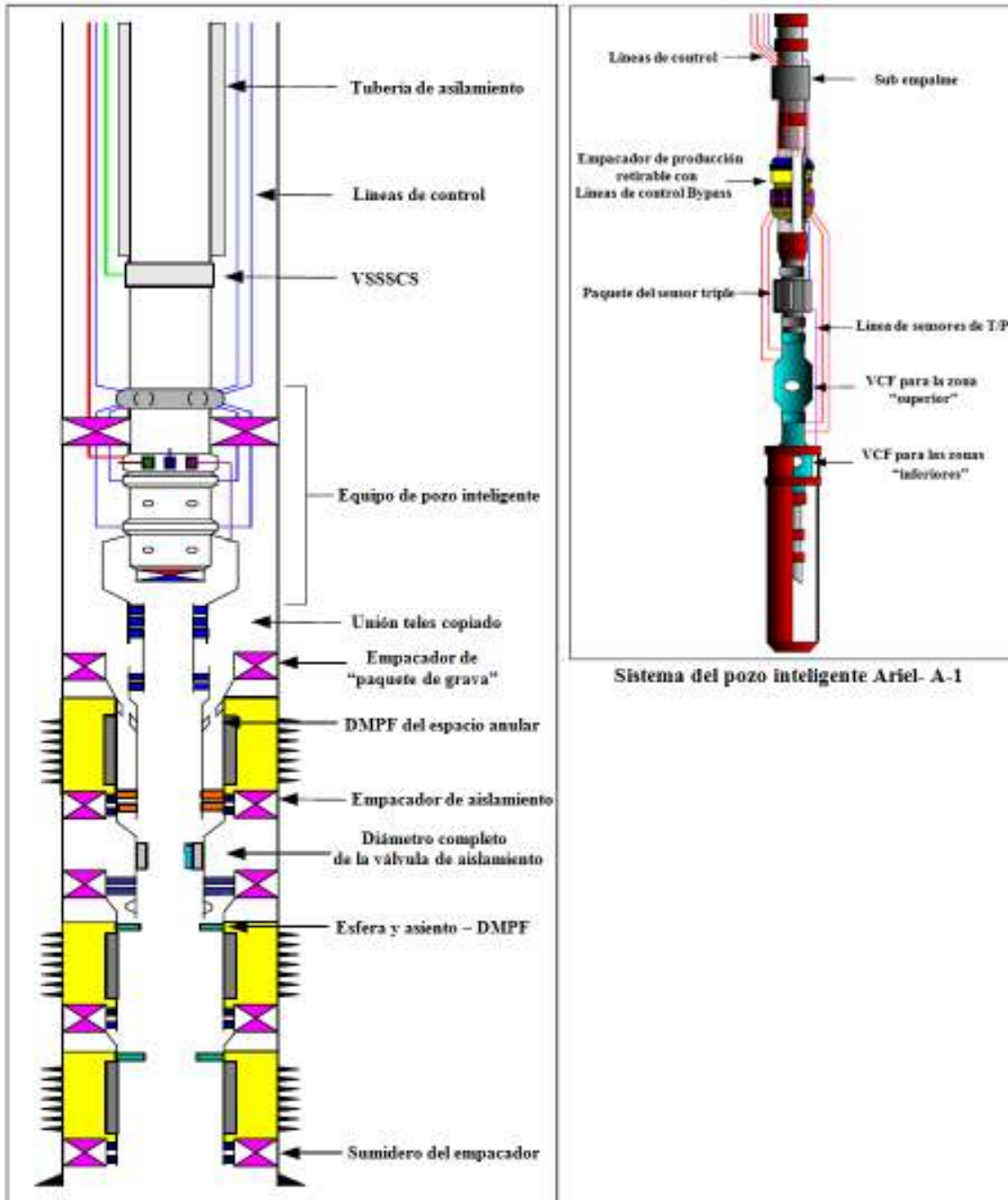


Figura 5.16 Diseño de la terminación del pozo Ariel A-3³

El pozo Ariel A-1 contenía válvulas de aislamiento de tipo “aguajero completo” instaladas en los ensamblajes de aislamiento por debajo del ensamblaje del paquete de graba. En estos pozos el riesgo aceptado para el tratamiento de transmisión de presión a este dispositivo se considera aceptable. En la figura 5.17 se muestra el diseño de las terminaciones de los pozos Ariel A-1.



Terminación inteligente (tres zonas) del pozo Ariel- A-1

Figura 5.17 Terminación inteligente (tres zonas) del pozo Ariel A-1³

En el pozo Ariel-1 el flujo es controlado debido a la VCF donde el flujo de las zonas bajas viaja dentro de la sarta de aislamiento, a través de la VCF inferior envuelta, y dentro de la sarta de la tubería. El flujo de la zona (s) alta sale de la parte superior del dispositivo de aislamiento anular, es desviada alrededor de la VCF inferior por la cubierta, y entra en la VCF superior. La VCF permite el flujo de una u otra zona de forma individual, o flujo mezclado a través de ambas zonas.

Equipos como árbol de válvulas, barreras de terminación, umbilicals, líneas hidráulicas, etc. también fueron considerados en el diseño del campo.

5.3.5 Resultados obtenidos

Las diez terminaciones de Na Kika fueron terminadas en 238 días, con una anticipación de 209 del estimado original de 447 días. El desempeño del proyecto fue un resultado directo de muchos factores:

- Profesionalismo y dedicación en el diseño y ejecución del proyecto.
- Procesos diseñados para las enseñanzas y experiencias a lo largo de las etapas de simulación, perforación y producción de los pozos.
- Personal altamente calificado y capacitado para estas operaciones.
- Una comunicación estrecha entre la dirección y los socios.

La instalación de T.I en aguas profundas es un proceso de diseño muy bien elaborado, ya que involucra no solo el diseño sino cuestiones operativas complejas a lo largo del campo como Manifold, umbilicals, líneas de control, etc.

Lecciones aprendidas

- El uso de T.I en aguas profundas requiere de mayor estudio en cuestiones operativas, técnicas y administrativas.
- El equipo utilizado para la T.I debe ser seleccionado para ambientes complejos y de materiales de larga duración.
- En la planeación del procesamiento marino debe estar involucrado todo lo referente a las conexiones de la T.I.
- Una T.I en aguas profundas requiere de equipos adicionales y más complejos añadiendo dispositivos de pérdida de fluido, sellos especiales, empacadores, etc.

Referencias

1. Nashi M; Abdulwafi A; Michael K. y Suresh J. “*Smart-Well Completion Utilizes Natural Reservoir Energy To Produce High-Water-Cut and Low-Productivity-Index Well in Abqaiq Field*”, Articulo de la SPE 104227, 2006
2. Robert P. y Maurilio S.y Michael K. “*Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador*” Articulo de la SPE 88506, 2004
3. C.D. Stair; E.R. Bruesewitz; J.B. Shivers; D.T. Rajasingam y M.E.P. Dawson “*Na Kika Completions Overview: Challenges and Accomplishments*” Articulo de la OTC 16228, 2004.

*Conclusiones y
Recomendaciones*

CONCLUSIONES

La ingeniería de producción de pozos se encuentra permanentemente frente a nuevos retos que le plantea la dinámica de producción de pozos, principalmente en ambientes marinos y en aguas profundas. Los sistemas convencionales de producción no son rentables en estos ambientes debido a la basta infraestructura que requieren, los elevados costos de mantenimiento y reparación que necesitan.

La tecnología de terminación inteligente con la instalación de sistemas artificiales de producción es una alternativa óptima para enfrentar estos nuevos retos que enfrenta la ingeniería de producción, tales desafíos pueden ser:

1. Producir la mayor cantidad de hidrocarburos en un único pozo productor con la mínima cantidad de reservas marginales.
2. Reducir los costos y operaciones de mantenimiento, reparación e intervención de pozos.
3. Reducir los costos de desarrollo del pozo mientras acelera la recuperación y aumentar al máximo las reservas.
4. Reducir los costos excesivos de infraestructura de producción (compresores, bombas, líneas de descarga, etc.) para un campo.
5. Controlar y supervisar el equipo de fondo y de la producción localizada en los intervalos productores y/o aparejos de producción sin mantenimiento de pozos.

El equipo de terminación inteligente conformado por dispositivos de aislamiento zonal, dispositivos de control de intervalo, sistemas de control de fondo, sistemas de monitoreo permanente, sistemas de monitoreo y control superficiales, sistemas de detección de distribución de temperatura, software de manejo y adquisición de datos y otros accesorios, ayudaran en gran medida a disminuir los problemas relacionados a la ingeniería de producción.

La tecnología de terminación inteligente ayudará a los operadores a optimizar la producción sin la necesidad de costosas intervenciones, además el sistema permite recolectar, transmitir y analizar los datos del de equipo de fondo de forma remota.

Las principales aportaciones de las terminaciones inteligentes son seis:

1. Incrementar la producción

Las T.I permiten la producción simultánea de intervalos productores en un único pozo por lo que acelera la producción, mientras se satisfagan las reglas de mezclado en el pozo. Esto permitirá invertir menos en infraestructura superficial.

2. Aumentar la recuperación final

El control y monitoreo de las zonas productoras permite el manejo adecuado de la inyección de agua, gas y avance de agua y la productividad individual de cada zona.

3. Controlar, Supervisar y administrar los datos del equipo de fondo.

El sistema de control superficial permite el control de los componentes de fondo a control remoto a través de sistemas hidráulicos o eléctricos localizados en el campo y utilizando una unidad de baja potencia. Esto permitirá el control de cada zona, por lo que se podrá controlar el avance de agua y/o gas, y ayudara a un mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento y/o pozo.

Los datos interpretados por los sensores de fondo son llevados a superficie en tiempo real interpretados por software especializados. El monitoreo ayudará a tomar mejores decisiones en el manejo del pozo a lo largo de su vida productiva. El sistema inteligente está conectado a redes de área local para su supervisión y a su vez está conectado al sistema central del campo por medio del sistema SCADA el cual supervisará el desarrollo de los pozos localizados en el campo desde un cuarto de control.

4. Reducir costos operacionales

La posibilidad de controlar remotamente en superficie los pozos, optimiza la producción sin costosas intervenciones permitiendo al operador mejorar los valores económicos del pozo. Los costos operativos se reducen aumentando el correcto funcionamiento del equipo con la ayuda de las terminaciones inteligentes

5. Reducir costos de capital

La capacidad de producir múltiples intervalos a través de un simple pozo reduce el número de pozos requeridos para el desarrollo del campo de tal modo que reducirán los costos de perforación y terminación (Cementación y perforación). A esto se suma el sistema de control de pozo en superficie con lo que bastara para controlar los intervalos productores en un pozo.

6. Combinación con sistemas artificiales

La combinación de T.I con sistemas artificiales (BEC y Auto BN) mejorará las condiciones de operación de estos sistemas, incrementando su eficiencia y alargando la vida productiva del sistema.

Al instalar una terminación inteligente con un Bombeo Electrocentrífugo sumergido mejorara las condiciones de producción de la bomba, con lo que disminuirá los requerimientos de sustitución. Adicionalmente se podrán monitorear parámetros del motor para un mejor funcionamiento de la bomba.

La válvula de control de flujo puede regular el flujo de gas procedente de un casquete de gas, esto podrá ser utilizado como un sistema de levantamiento artificial para ayudar a pozos donde no pueden fluir naturalmente inyectando el gas en la T.P y poder elevar los fluidos del yacimiento a superficie. Este método se le conoce como Auto Bombeo Neumático.

El diseño e implementación de un sistema de una terminación inteligente requiere de un amplio entendimiento de problemas y desafíos de cada fase del proyecto. Estos desafíos deben ser abordados con un correcto análisis y evaluación tomando en cuenta todos los puntos que afecten la instalación de una terminación. El rango de desafíos van desde la identificación y selección de candidatos hasta la instalación y posteriormente el uso del sistema instalado.

Las terminaciones inteligentes no solo pueden ser instaladas al inicio de un proyecto de producción de un pozo, sino cuando sean requeridas a lo largo de la vida productiva de un pozo. El rango de aplicación de las terminaciones inteligentes no se limita solo ha áreas terrestres o marinas, ya que en los últimos años el mayor beneficio de estas han sido en aguas profundas y ultra profundas.

RECOMENDACIONES

1. Para pozos con problemas de avance de agua y /o gas una terminación inteligente ayudará a controlar los problemas de es tipo mejorando el manejo del pozo y disminuyendo equipo adicional en superficie para tratar estos problemas.
2. Una buena alternativa para pozos poco rentables, donde se tenga yacimientos heterogéneos. Se aprovechara las condiciones del efecto de mezclado manejando la producción de los intervalos en una sola terminación.
3. En yacimientos con alta producción se mejorará el rendimiento del pozo controlando y monitoreando el avance de agua y/o gas para alargar la vida productiva del pozo. Adicionalmente se reducirán las intervenciones y costos relacionados al mantenimiento del pozo.
4. En yacimientos donde el casquete de gas esté superponiendo al yacimiento de aceite la válvula podrá controlar el gas, con la alternativa de poder inyectar el gas a la T.P para mejorar las condiciones de producción del pozo. Además se disminuirán costos de equipo superficial para el tratamiento de gas.
5. Instalar una terminación inteligente al inicio de la explotación de un pozo mejorara notablemente el desempeño de este, desde su inicio, ya que si se desea instalarlo como un segundo método de producción tendrá mayores impedimentos en su instalación y en casos especiales no se podrá instalar.
6. Mejores resultados en campos donde presenten yacimientos apilados, ya que con una instalación se podrá manejar la producción de estos yacimientos. Para contratistas o clientes con amplias exigencias de control y monitoreo de pozos y/o campos, aumentara el control de los operadores desde cualquier sitio que este conectado con el sistema central. La supervisión en tiempo real y el control estarán dispuestos en cualquier momento, para tomar decisiones que mejoren el rendimiento del pozo.
7. Instalar las T.I en los nuevos pozos perforados en México, ya que PEMEX es una compañía que está limitada por el gobierno, al instalar una T.I incrementara la producción, mejorara las condiciones de producción y se podrá mejorar la vida de productiva de los pozos, todo esto con una sola inversión, por lo que es ideal para una organización como PEMEX.

Nomenclatura

AD	Acceso de Datos
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BCPE	Bombeo de Cavidades Progresivas Electrosumergible
BEC	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido
BN	Bombeo Neumático
BH	Bombeo Hidráulico
BM	Bombeo Mecánico
BP	British Petroleum
BPD	Barriles por Día
CAEA	Conectividad Abierta a través de Estándares Abiertos
CET	Conductor Encapsulado Tubular
COEP	Compañía Occidental de Exploración y Producción
Cv	Coefficiente de Variación
DCI	Dispositivo Controlador de Intervalo
DE	Diámetro Externo
DMPF	Dispositivo Mecánico de Pérdida de Fluido
GTE	Generador Termoeléctrico
IHM	Interfaz Hombre Maquina
IP	Índice de Productividad
IUG	Interfaz de Usuario Gráfica
MCP	Modulo de Control del Pozo
MFP	Medidor de Fondo Permanente
mmpcd	Millones de pies cúbicos por día
mbd	Miles de barriles diarios
mD	Milidarcy
MSH	Modulo del Sistema Hidráulico
PSAG	Planta de Separación de Aceite y Gas
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PI	Pozo Inteligente
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo
p_{ws}	Presión estática
RAL	Red de Área Local
RGA	Relación Gas Aceite
RTU	Unidad Remota
SAAYCS	Sistema Administrativo y Análisis del Yacimiento Controlado desde Superficie
SAC	Sistema Artificial Convencional
SAP	Sistema Artificial de Producción
SC	Sistema de control

SCADA	Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos
SH	Sistema Híbrido
SHS	Sistema Hidráulico Superficial
SI	Sistema Inteligente
STD	Temperatura Distribuida
SWM	SmartWell Master
T.I	Terminación Inteligente
T.P	Tubería de Producción
T.R	Tubería de Revestimiento
UCP	Unidad de Control del Pozo
VCF	Válvula Controladora de Fondo
VCFIV	Válvula de Control de Flujo Infinitamente Variable
VCI	Válvula controladora de intervalo
VPN	Valor Presente Neto
VSD	Variador de Frecuencia
VSSCS	Válvula de Seguridad Subsuperficial Recuperable por T.P

BIBLIOGRAFÍA

1. Henri C. “*Well production practical handrook*”, instituto francés del petróleo publicaciones, technip, 2003
2. 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.
3. Fleshman R., Obren L. H. “*Artificial lift for high-volume production*” Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999
4. Lucero Aranda, Felipe de Jesús “*Apuntes de sistemas artificiales de producción*” Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009
5. Schlumberger, “*Conventional gas lift*”
<<http://schlumberger.com/productsandservices/artificiallift/gaslift>>
6. CAMERON, <<http://cameron/productsandservices>>
7. M.I Gómez Cabrera, José Ángel “*Producción de pozos 1*” Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
8. Halliburton, “*Opening new frontiers Progressing Cavity Pumps*”
<<http://halliburton.com/products/artificiallift/ProgressingCavityPumps>>
9. M. Taufan, R Adriansyah y D. Satriana “*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells*” Artículo de la SPE 93594, 2005. Referencias
10. Jackson V.B, “*First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico*” Artículo OTC 11928, 2000.
11. Halliburton, <http://www.wisonfs.com/tlp.html>
12. Stephen D., Michael H, Ian Raw “*Intelligent completion, a hands-off management style*”, 2007.
13. http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbb1_m.htm
14. Oswaldo M.M “*Installation of the world’s first all-electric intelligent completion system in a deepwater well*” Artículo de la SPE 90472, 2004.
15. Petrobras,
<http://www2.petrobras.com.br/ri/ing/DestaquesOperacionais/ExploracaoProduca>
16. Antonio R.F & Juan C. R. “*Terminaciones inteligentes para Bombeo Neumático en el campo Cantarell*”, Vol. XLVII, No 1, Enero 2008
17. Pemex exploración y producción, reporte anual 2010
18. Vasper A. “*Auto, natural, o in-situ gas-lift systems explained*” Artículo de la SPE 104202, 2006.
19. <http://www.halliburton.com/ps/wellcompletion/intelligentcompletion>
20. M. Nadri Pari, A.H Kabir, S. MAhdia Motahhari “*Smart well-benefits, typer of sensors, challenges, economic consideration, and application in frctured reservoir*” Artículo de la SPE 126093, 2009.
21. S.A. Sakowski, A. Anderson, K. Furui “*Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development*” Artículo de la 94672, 2005.

22. Stephen J. R., Steven G., Graham W., Roy Shilling “*Using Risk-based Simulation Models to Assist in Planning Deepwater Exploration and Production Programs West of Shetland and in the Gulf of Mexico*” Artículo OTC 12952, 2001
23. Michael K. Arashi A. “*Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control*” Artículo de la SPE 90664 2004.
24. Schlumberger, <http://www.slb.com/services&products/>
25. O. Skilbrei, R. Chia, K Schrader, “*Case History Of A 5 Zone Multi-Drop Hydraulic Control Intelligent Offshore Completion in brunei*” artículo OTC 1519, 2003.
26. Michael K., Arashi A, Leigh. A R “*Intelligent well completion: status and opportunities for developing marginal reserves*” Artículo de la SPE 85676, 2003.
27. W.S. Going, A.B Anderson “*Intelligent Well Technology—the Evolution to Closed-Loop Control*” Artículo OTC 11796, 2006.
28. Kavle V., S Elmsallati, Mackay E., Davies D. “*Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management*” Artículo de la SPE 100112, 2006.
29. Schlumberger, www.slb.com/oilfield,
30. Schlumberger, “*Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial*” www.slb.com/oilfield
31. 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.
32. Maharon B. J., Arne L. y Morten O. “*Método de innovación tecnológica gas-lift*” presentado por schlumberger, china, 2006
33. Kumar, A., Telang, J.K. and De, S.K.: “*Innovative Techniques to Maintain Production From a Problematic Indian Offshore Field – A Case History*” presentado en la SPE,1999
34. Sharma, A.K., Chorn, L.G., Han, J. and Rajagopalan, S.: “*Quantifying Value Creation from Intelligent Completion Technology Implementation,*” Artículo de la SPE 78277, 2002
35. Arashi A., Michael K., Victoria J. y Corrado G. “*Defining and Implementing Functional Requirements of an Intelligent-Well Completion System*” Artículo de la SPE 107829, 2007.
36. Ibrahim H. A, Saad M. A. y Rasgah M. A “*Intelligent Wells to Intelligent Fields: Remotely Operated Smart Well Completions in Haradh-III*” Artículo de la SPE 112226, 2008.
37. Arashi A., Adedeji O., Toyin F. “*Surface Control System Design for Remote Wireless Operations of Intelligent Well Completion System: Case Study*” Artículo de la SPE 121710, 2009.
38. WellDynamics, Halliburton, 2009 “*Surface Hydraulic System*” , <http://www.halliburton.com/ps/>
39. Xilinx, 2011 “*what is Ethernet*”, www.xilinx.com
40. Dale B, 2004, “*Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems*”, www.comtechnologies.com
41. Jose C. “*Installation and Application of an Intelligent Completion in the EA Field, Offshore Nigeria*” Artículo de la SPE 90397, 2004.
42. Paul B. , 2007 “*Subsea Production Systems*”, www.GE.com

43. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Sales of Halliburton products and services*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
44. M.A Ali y M. Shafiq “*Integrating ESPs with Intelligent Completions: Options, Benefits and Risks*” Artículo de la SPE 12079, 2008.
45. G. Vachon y T. Bussear “*Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology*” Artículo de la SPE 93617, 2005
46. Schlumberger, Mark of Schlumberger “variable speed drive, www.slb.com/artificiallift
47. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Surface Hydraulic System*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
48. 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 de la SPE 88506,2004,
49. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Electric submersible pump*”, www.slb.com/artificiallift
50. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Phoenix system*”, www.slb.com/artificiallift
51. Weatherford, company weatherfor, “*ElectricSubmersiblePumping*”, www.weatherford.com/Products/Production
52. Joseph E., John F. “*Downhole Monitoring: The Story So Far*” artículo de la compañía Schlumberger,2000
53. J. Goiffon y D. Gualtieri “*Fiber-Optic Real-Time Distributed Temperature Sensing Provides Improved Management for Heavy-Oil Production Environments*” artículo de la OTC 18140, 2006.
54. Equipo de terminacion, Halliburton, 2009 “*Subsurface Flow Control Systems*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
55. Jackson V.B, “*First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico*” Artículo de la OTC 11928,2000.
56. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Interval control valve*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
57. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Subsurface safety valve*”, www.slb.com/artificiallift
58. Nashi M; Abdulwafi A; Michael K. y Suresh J. “*Smart-Well Completion Utilizes Natural Reservoir Energy To Produce High-Water-Cut and Low-Productivity-Index Well in Abqaiq Field*”, Artículo de la SPE 104227, 2006
59. Robert P. y Maurilio S.y Michael K. “*Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador*” Artículo de la SPE 88506, 2004
60. C.D. Stair; E.R. Bruesewitz; J.B. Shivers; D.T. Rajasingam y M.E.P. Dawson “*Na Kika Completions Overview: Challenges and Accomplishments*” Artículo de la OTC 16228, 2004.