



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES EN AGUAS PROFUNDAS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

OSCAR RENÉ CONTRERAS UTRERA

DIRECTOR: M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013.

Agradecimientos

Gracias a la vida, a esa energía invisible que vibra alrededor nuestro... sé que soy un tipo afortunado.

A mi madre, *Martha*. Por tu confianza y porque con tu amor, trabajo y ejemplo me diste la oportunidad de alcanzar cada una de mis metas... a ti debo todo lo que soy y mi principal orgullo eres tú.

A mi padre, *Joel*, quien ha sabido apoyarme y que sin duda me ha ayudado a escribir mi historia; nada sería igual sin ti.

A mi amiga, mi confidente, mi compañera... por tu paciencia, apoyo constante y más sincero amor. Porque hemos caminado juntos, aprendido del otro; por escucharme y por compartirme esa mujer llena de virtudes que eres, quiero quedarme a tu lado para siempre. Así como aquella noche, hoy te repito: esto es por los dos. Te amo *Ixchel*.

A mis abuelos, *Carlos y Elisa*. Ustedes construyeron el hombre en que me he convertido y siempre están presentes en lo que hago a través de sus enseñanzas y pensamientos.

A mis hermanas, *Magnolia y Guadalupe*. A pesar de la distancia han depositado su confianza en mí y me han mostrado su cariño. Sé que sabrán seguir a su estrella y conquistarán sus sueños, siempre estaré con ustedes sin importar qué suceda.

A mi tíos *René Utrera y Nancy Guzmán*, quienes desde el primer momento me dieron su apoyo y cariño haciéndome sentir en casa, su ejemplo ha sido fundamental para mí. Agradezco profundamente a mi tía *Aide* y a la *Familia Utrera* por haber creído en mí y por acompañarme en esta lucha constante que es la vida.

A mis amigos de la UNAM: *Ana Karenina, Carlos Reyes, Erika Leynes, Jacqueline Guerrero, Eliel Calva, Olga Hernández, José Luis Bazán, Mireya López, Everardo Hernández, Socorro Chavarría, Alfredo Chaparro, José Ibarra, Lizeth González, Daniel Salomón, César Arriaga, Yalil Maldonado, Arturo Trelles, Mary Paz Bocanegra, Sacnite Aguilar, André Monterrubio, Ernesto Estrada y todos aquellos que me acompañaron en esta travesía*. Por los buenos momentos, por los momentos difíciles y por haber consistido en una verdadera familia al estar lejos de casa, con todo mi afecto y estimación.

Un agradecimiento especial a *Nayeli Santos*, por su apoyo constante y solidaridad; por compartirme cosas tan buenas y haber estado ahí siempre, de hecho fuiste parte fundamental para la conclusión de esta etapa y presiento que esta amistad tan sólida permanecerá en el tiempo.

A mis buenos amigos: *Irving Rivera, Domingo y Consuelo Perez, Lucina Villagómez, Adonay Cabal, Esveidy Conde y Karla Rogel* quienes me han brindado su confianza; valoro mucho su apoyo y atenciones.

Mis más sinceros agradecimientos al *M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda*, mi profesor y director de tesis, quien en primera instancia confió en mí para la realización de este trabajo y me ha mostrado su apoyo y paciencia durante este tiempo. Debo decirle que me llevo un gran aprendizaje al concluir y me ha formado mucho, ha sido una gran experiencia.

A mis sinodales: *M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Sergio Troncoso González e Ing. Miguel Ángel Alvarez Caballero*. Por su apoyo y atención en la revisión de este trabajo y su interés en el mismo.

A la *Sra. Leticia Reséndiz* por amenizarme con su amable atención y agradable trato mi paso por la Coordinación de Ingeniería Petrolera.

Al equipo de la *Coordinación de Comunicación de la F.I. y la Lic. Iris Moreno Aldama* por haberme permitido realizar mi servicio social con ustedes.

Al *Dr. Fernando Flores Ávila* por sus lecciones y consejos; por enseñarme que el pensamiento jamás se detiene y ser ejemplo de esfuerzo y dedicación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dado tanto y haber sido mi hogar durante estos años. Por todo el conocimiento que he adquirido y las experiencias tan gratas que he tenido, es verdad, en ella cabe todo el universo y jamás me iré de ésta que ya es también mi casa.

A *todas las personas que encontré en mi trayecto* puesto que de alguna manera ya forman parte de mi historia, les envío mis mejores deseos.

Hay momentos en los que debemos detenernos y dejar de hacer cosas. Confiar más en lo que hemos sembrado y replegarnos un poco para descansar y valorar nuestro esfuerzo. Son esos momentos en los que uno puede decir que ha hecho suficiente. Si realmente creyéramos que las cosas terminan ocurriendo en el momento que tienen que ocurrir, tal vez nos desgastaríamos menos. Pero no como producto del azar cósmico, sino como producto del esfuerzo, de la constancia, de las cosas bien hechas.



**“APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES
INTELIGENTES EN AGUAS PROFUNDAS”**

ÍNDICE DE FIGURAS	I
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE ECUACIONES	IX
INTRODUCCIÓN	X

**CAPÍTULO I. PRINCIPIOS DE LAS TERMINACIONES INTELIGENTES EN AGUAS
PROFUNDAS**

1.1 Aspectos de yacimiento de pozos con terminaciones inteligentes	12
1.1.1 El valor de la propuesta	13
1.1.2 Oportunidades de Yacimiento	13
1.1.2.1 Producción Consecutiva Óptima	14
1.1.2.2 Bordos de aceite en una sola sección	14
1.1.2.3 Bordos de aceite en yacimientos compartimentados	15
1.1.2.4 Procesos de recuperación por empuje	16
1.1.2.5 Creación de perfiles de flujo	16
1.1.2.6 Pozos multilaterales inteligentes	17
1.1.2.7 Inundación inteligente de agua en carbonatos parcialmente fracturados	18
1.1.2.8 Pozos conectores	18
1.1.2.9 Pruebas de producción de fondo	19
1.1.2.10 Abandono Inteligente	19
1.1.2.11 Auto bombeo neumático	19
1.1.2.12 Imágenes de Fondo del Yacimiento	20
1.2 Administración integrada de yacimientos en un ambiente de pozos con terminaciones inteligentes	22
1.2.1 Perspectiva Histórica	22
1.2.2 Pozos inteligentes, yacimientos inteligentes	23



1.2.3 Pasos en el modelo de monitoreo, análisis, predicción y control para la Administración de Yacimientos	23
1.2.4 Impulsores de negocio para administración de yacimientos con pozos inteligentes	24
1.2.5 Soluciones base web para la instalación de herramientas de administración de yacimientos	25
1.2.6 Consideraciones en el diseño de un sistema de administración de activos base web	26
1.2.6.1 Acceso seguro a sitios web	26
1.2.7 Trasladar el proceso de trabajo a un sistema de administración de yacimientos base web ...	27
1.2.7.1 Adquisición de datos en el sitio del pozo	28
1.2.7.2 Transferencia de información al sitio huésped central	28
1.2.7.3 Validación de datos	28
1.2.7.4 Sincronización de datos	29
1.2.7.5 Cálculos	29
1.2.7.6 Reducción de información	29
1.2.7.7 Almacenamiento de información para datos relacionados de tiempo	29
1.2.8 Análisis	29
1.2.8.1 Predicción y control	30
1.3 Pozos multilaterales inteligentes, un nuevo paso en la construcción de pozos	31
1.3.1 El impacto de los sistemas multilaterales	31
1.3.2 Sistemas multilaterales	32
1.3.2.1 Nivel Cuatro	32
1.3.2.2 Nivel Cinco	33
1.3.2.3 Nivel Seis	34
1.3.3 Pozos inteligentes multilaterales	35
1.3.3.1 Niveles de inteligencia de la tecnología de inteligentes multilaterales	35
1.3.3.2 Nivel 4 de construcción de unión con laterales, capacidades de reentrada	35
1.4 Implementación de pozos con terminaciones inteligentes en un ambiente de control de arena	38
1.4.1 Causas y Control de Producción de Arena	38



1.4.2 Estrategias Convencionales para el Control de Arena	39
1.4.3 Problemas para Considerar con la Aplicación de Tecnología de Terminación.	39
1.4.4 Cómo Controlar la Arena con Pozos Inteligentes	40
1.4.4.1 Empaque de grava interno de doble zona	41
1.4.4.2 Sistemas expandibles	42
1.5 Beneficios de los pozos con terminaciones inteligentes	45
1.5.1 Evolución de los pozos por grado de inteligencia	45
1.5.2 Beneficios de pozos inteligentes	46
1.5.3 Aplicaciones de pozos inteligentes.....	47
1.5.4 Elementos de Pozos Inteligentes	48
1.5.4.1 Sensores de Fondo	48
1.5.4.2 Tecnología de Sensores de Fondo	49
1.5.5 Tipos de Sensores Internos de Pozo	50
1.5.5.1 Sensor de fibra óptica	50
1.5.5.2 Indicador permanente de presión y sensores de temperatura	50
1.5.5.3 Sensores acústicos pasivos	50
1.5.5.4 Sensores pH	50
1.5.5.5 Corte de Agua	50
1.5.5.6 Medidor de Flujo	50
1.5.6 Tipos de Sensores Externos de Tubería de Revestimiento	51
1.5.6.1 Indicadores de presión	51
1.5.7 Campo Inteligente	51
1.5.7.1 Pozos Inteligentes en Yacimientos Fracturados	51
1.5.7.2 Retos y soluciones en terminaciones de pozos inteligentes	52
1.6 Impacto de los pozos con terminaciones inteligentes en el manejo de incrustaciones de un campo	53
1.6.1 Aplicación válvulas de control para evitar incrustaciones	53
1.6.2 Elementos de pozos inteligentes.....	54



1.6.3 Explotación de múltiples yacimientos desde un mismo pozo	55
1.7 Primera instalación del sistema de terminación inteligente del mundo en un pozo de aguas profundas	57
1.7.1 Requerimientos de diseño del sistema	57
1.7.2 Selección del sistema	58
1.8 Experiencia con operación de pozos inteligentes para maximizar la recuperación de aceite de yacimientos complejos	60
1.8.1 Iron Duke 19 (ID-19)	60
1.8.2 Bagan 7 (BG-7)	61
1.8.3 Manejo del Proyecto.....	61
1.8.3.1 Operaciones y pruebas de pozo	61
1.8.3.2 Adquisición de datos de fondo de pozo	61
1.8.4 Estimación del valor de la terminación selectiva instalada en Bagan-7 e Iron Duke-19	62
1.8.5 Interpretación de la información con Sensores de Distribución de Temperatura (DTS)	63
1.9 Instalación y aplicación de una terminación inteligente en el campo “EA” costa afuera de Nigeria	64
1.9.1 Objetivos, requerimientos y retos	64
1.9.2 Selección del sistema	64
1.9.3 Aplicación de ingeniería	65
1.9.4 Componentes del sistema	65
1.9.4.1 Controlador de flujo	66
1.9.4.2 Sensores ópticos	67
REFERENCIAS CAPÍTULO I	68

CAPITULO II. FUNDAMENTOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES

2.1 Fundamentos teóricos del bombeo neumático	70
2.1.1 Sistema de Bombeo Neumático	71
2.1.2 Administración de los sistemas artificiales de producción	72



2.1.3 Factores que afectan la selección del método de producción artificial	72
2.1.4 Concepto de Bombeo Neumático	74
2.1.6 Limitaciones en los tipos de bombeo neumático	77
2.2 Diagnósticos en tiempo real de sistemas de bombeo neumático usando agentes inteligentes ...	79
2.2.1 Esfuerzos de optimización del sistema de BN	79
2.2.2 Problemas de comportamiento del pozo	80
2.2.3 Herramientas y técnicas para diagnóstico de problemas en pozo	81
2.2.4 El rol de los agentes inteligentes	82
2.2.5 Componentes del sistema	82
2.2.5.1 Base de conocimiento	82
2.2.5.2 Tecnología	82
2.2.6 Prueba	84
2.2.7 Ensayo de campo	85
2.3 Automatización inteligente para pozos con bombeo neumático intermitente	86
2.3.1 Metas de automatización en pozos de aceite	87
2.3.2 Arquitectura del sistema	88
2.3.3 Configuración de la base de datos	89
2.3.4 Ciclo de operación	90
2.4 Sistemas de bombeo neumático auto, natural o in situ	91
2.4.1 Ajuste de profundidades para válvulas de auto bombeo neumático	93
2.4.2 Pozos con bombeo neumático	94
2.4.3 Válvula de auto bombeo neumático	94
2.4.4 Ritmos de flujo de gas a través de estranguladores o válvulas	95
2.4.5 Determinación de los puntos solución para pozos con Auto Bombeo Neumático.....	96
2.4.6 Dimensionamiento la válvula de auto bombeo neumático	98
2.5 Bases teóricas del bombeo neumático natural	100
2.5.1 Bombeo neumático natural desde una zona de gas contigua a un yacimiento de aceite	101



2.5.2 Descripción del modelo	101
2.5.3 Requerimientos del bombeo neumático natural	104
2.5.4 Influjo de agua y tamaño del casquete de gas	105
2.5.5 Diseño de la válvula de fondo de bombeo neumático	106
2.6 Utilización del bombeo neumático submarino con aplicaciones en aguas profundas	108
2.6.1 Generalidades sobre el BN base riser	108
2.6.2 Necesidades de aplicación del bombeo neumático	109
2.6.3 Consideraciones de Diseño	111
REFERENCIAS CAPÍTULO II	114

CAPITULO III. CASOS DE APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES

3.1 Automatización de bombeo neumático en tiempo real para optimizar una plataforma costa afuera, Campo Amberjack	115
3.1.1 Vigilancia manual y optimización	115
3.1.1.1 Vigilancia manual en la cabeza del pozo	116
3.1.1.2 Medición y control manual del bombeo neumático	116
3.1.1.3 Optimización manual del pozo	116
3.1.2 Selección del equipo	118
3.1.2.1 Cabeza del pozo	119
3.1.2.2 Cabezal de bombeo neumático	119
3.1.2.3 Prueba de separadores.....	120
3.1.2.4 Controlador del sistema	120
3.1.2.5 Histórico de datos.....	120
3.2 Terminación de pozos inteligentes utilizando energía natural del yacimiento, Campo Abqaiq	121
3.2.2 Antecedentes del campo Abqaiq	122
3.2.3 Incentivos para el bombeo neumático natural utilizando energía libre	123



3.2.4 Diseño conceptual de bombeo neumático natural	123
3.2.4.1 Válvula interna de control	124
3.2.4.2 Sistema de control Accu-Pulse	124
3.2.5 Diseño del estrangulador de ajuste de gas	124
3.2.6 Requerimientos de salida en la cabeza del pozo	126
3.2.7 Criterios de selección	126
3.2.8 Comportamiento del pozo	127
3.3 Utilización de sistemas de bombeo neumático in situ para incrementar la producción de aceite, Costa Afuera de Arabia Saudita	128
3.3.1 Terminaciones con bombeo neumático	130
3.3.2 Procedimiento de diseño de la terminación	131
3.3.3 Procedimientos de instalación de la terminación	132
3.3.4 Resultados de pruebas de campo	132
3.3.5 Procedimientos de prueba	133
3.3.6 Principios operativos usando la energía del casquete de gas	134
3.3.7 Estrategia de producción y comportamiento del pozo	136
3.4 Primera aplicación de tecnología de pozos con terminaciones inteligentes por el operador de Indonesia, Campo KE38	137
3.4.1 Solución de pozos inteligentes con auto bombeo neumático	138
3.4.2 Características de la VCI para el casquete de gas de Kujung	139
3.4.3 Sensibilidad al rendimiento del auto BN	140
3.4.4 Terminaciones con auto bombeo neumático en KE38	140
3.5 Descripción del Campo Troll, Noruega	142
3.5.1 Campo Troll, Noruega. Acumulaciones de gas y aceite.	142
3.5.2 Descripción del Campo	143
3.5.3 Experiencia operativa	144
3.6 Inyección inteligente interna de gas	145
3.6.1 Ajuste geológico del yacimiento	145



3.6.2 Plan de desarrollo del campo	146
3.6.3 Diseño de la terminación inteligente del Pozo SWA-285	146
3.6.4 Perforación y terminación del Pozo SWA-285	148
3.6.5 Resultados	148
3.7 Terminaciones inteligentes con bombeo neumático en Cantarell	150
3.7.1 Análisis del caso Cantarell	150
3.7.2 Terminaciones inteligentes, Campo Cantarell	153
3.7.3 Consideraciones para el Auto bombeo neumático en Cantarell	155
3.7.4 Válvula de bombeo neumático inteligente	156
3.7.5 Cálculo del flujo de gas a través de la válvula de bombeo neumático inteligente	157
3.7.6 Dimensionamiento de la válvula inteligente	159
3.7.7 Rediseños de aparejos de producción	160
3.7.8 Incentivos para la aplicación de terminaciones inteligentes en Cantarell.....	162
REFERENCIAS CAPÍTULO III	164

CAPITULO IV. METODOLOGÍAS PARA LA APLICACIÓN DE TERMINACIONES INTELIGENTES

4.1 Automatización del Campo Amberjack	166
4.1.1 Metodología de optimización para BN inteligente, Amberjack	166
4.1.2 Monitoreo de fondo y movimientos	167
4.1.3 Integración de los sistemas superficiales e interfaz	168
4.1.4 Instalación de campo	169
4.1.5 Actividades posteriores a la instalación	169
4.1.6 Sistemas de monitoreo.....	171
4.1.7 Interpretación de información, análisis y aplicación	171
4.1.8 Optimización de campos petroleros utilizando tecnología inteligente	172
4.1.9 Sensores y control en el campo	174
4.1.10 Automatización, control y optimización	175



4.2 Uso de energía libre de un casquete de gas, Abqaiq	177
4.2.1 Metodología de energía libre con tecnología inteligente, Abqaiq	177
4.2.1.1 Geología Abqaiq	178
4.2.1.2 Tecnologías Necesarias	178
4.2.1.3 Parámetros Clave	178
4.2.2 Manejo de la incertidumbre asociada a los yacimientos	179
4.2.3 Conceptualización del yacimiento	181
4.2.5 Planeación y administración de proyectos.....	182
4.2.6 Diseño en pozo	183
4.2.7 Requerimientos de manejo del campo	185
4.2.8 Filosofía de diseño del sistema de control superficial	186
4.3 Bombeo Neumático In Situ para la Producción de Aceite	188
4.3.1 Metodología del Campo Z para Bombeo Neumático In situ	188
4.3.2 Consideraciones Técnicas y Procedimientos de Prueba	188
4.3.3 Bombeo neumático inteligente	189
4.3.4 Dispositivos de control de flujo	191
4.3.5 Beneficios ante la terminación convencional.....	191
4.4 Tecnología de Pozos Inteligentes con VCI	194
4.4.1 Metodología de VCI Inteligentes, Campo KE38	194
4.4.1.1 Consideraciones Geológicas	194
4.4.1.2 Consideraciones de Ajuste y Operación de la VCI	195
4.4.2 La ventaja inteligente	196
4.4.3 Optimización de la producción mediante las terminaciones inteligentes	198
4.4.4 Control y automatización con sensores de fondo y controles de flujo	199
4.4.5 Ventajas de la terminación inteligente	201
4.4.5.1 Opción de terminación convencional	201
4.4.5.2 Opción con terminación inteligente	202
4.5 Aplicación de Tecnología Inteligente en Cantarell	204



4.5.1 Metodología de Auto Bombeo Neumático en Cantarell	204
4.5.2 Identificación del candidato	204
4.5.3 Estado de las instalaciones de campo con pozos inteligentes	206
4.5.4 Aspectos en consideración para la aplicación de un sistema inteligente	208
4.5.5 Crear una base de trabajo	210
4.5.6 Válvulas de control de flujo e intervalo para la automatización de pozos	211
4.5.7 Sistema de supervisión de pozos con terminaciones inteligentes	212
REFERENCIAS CAPÍTULO IV	213
CAPITULO V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA APLICACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES	
5.1 Análisis sobre el uso de tecnología inteligente para bombeo neumático..	214
5.1.1 Análisis sobre las tecnologías innovadoras	214
5.1.2 Sobre el casquete de gas	214
5.1.3 Sobre la eficiencia del bombeo neumático inteligente	215
5.1.4 Intervención sin equipo de terminación o reparación para manejo de yacimiento	216
5.1.5 La opción inteligente	219
5.1.6 Método inteligente de recuperación incrementada	220
5.1.7 Beneficios del levantamiento natural por gas	222
5.1.8 Perspectiva respecto a los campos inteligentes.....	224
5.2 Valor en flexibilidad operativa asociado a la aplicación de pozos inteligentes	225
5.2.1 Valor propuesto asociado a los pozos inteligentes	225
5.2.2 Funcionalidad y consideraciones de confiabilidad	226
5.2.3 Obteniendo el activo correcto mediante modelado de yacimientos	227
5.2.4 Obteniendo el tiempo correcto mediante la flexibilidad de análisis de la opción real	227
5.2.5 Metodología de solución	230
5.3 Manejo de pozos con terminaciones inteligentes	231
5.3.1 Aspectos que distinguen a los pozos inteligentes de los convencionales.....	231



5.3.2 Manejando los retos operativos en la instalación de una terminación inteligente en aguas profundas	233
5.3.3 Retos operativos	234
5.3.4 Personal	235
5.3.5 Producto	235
5.3.6 Proceso	236
5.3.7 Control para sistemas de pozos inteligentes	238
5.3.8 Modo de compensación zonal	240
5.3.9 Modo de distribución zonal	240
5.4 Evaluación de requerimientos en sistemas de terminaciones inteligentes para el desarrollo de un campo costa afuera	241
5.4.1 Evaluación de la viabilidad	241
5.4.2 Ventajas sobre el uso de válvulas de intervalo.....	242
5.4.3 Evolución de la aplicación de válvulas de fondo	242
5.4.4 Beneficios alcanzados con respecto a la terminación convencional	243
5.4.4.1 Variación de productividad entre laterales	243
5.4.4.2 Funcionalidad y capacidades de las válvulas de fondo	243
5.5 Impacto de los sistemas de pozos inteligentes en la economía total del campo	245
5.5.1 Terminaciones convencionales	245
5.5.2 Definiendo la inteligencia	245
5.5.3 Valor propuesto de las terminaciones inteligentes	246
5.5.4 Proceso de análisis económico y de yacimiento	248
5.5.5 Análisis nodal	249
5.5.6 Simulación de yacimientos y análisis de declinación	250
5.5.7 Análisis económico	251
5.5.8 Factores económicos comparativos	251
5.5.8.1 Costos de capital	252
5.5.8.2 Costos de operación	252



5.5.8.3 Ingresos	252
5.5.9 Parámetros económicos	253
5.5.9.1 Tasa de inflación	253
5.5.9.2 Tasa de descuento	253
5.5.10 Consideraciones económicas de la implementación de pozos inteligentes	254
5.5.11 Análisis del riesgo económico	255
REFERENCIAS CAPÍTULO V.....	257
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	258
NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA.....	261
BIBLIOGRAFÍA.....	264

CAPITULO I. PRINCIPIOS DE LAS TERMINACIONES INTELIGENTES EN AGUAS PROFUNDAS

Figura 1.1 Perfiles de producción simulada de base y terminación de pozos inteligentes	14
Figura 1.2 Trayectoria de un pozo en un yacimiento que produce más de una zona.	15
Figura 1.3 Pronóstico de producción para una terminación inteligente y una Descontrolada.....	16
Figura 1.4 Perfil de Inyectividad de un DTS.	17
Figura 1.5 Pozo Conector.....	18
Figura 1.6 Producción inteligente/pozo observador.	19
Figura 1.7 Esquema de auto bombeo neumático.	20
Figura 1.8 Mapeo de la resistividad del yacimiento con sensores de pozo.	21
Figura 1.9 Modelo de monitoreo, análisis, predicción y control.	24
Figura 1.10 Proceso de administración de información.	27
Figura 1.11 Clasificación TAML de Multilaterales.....	32
Figura 1.12 Sistemas Multilaterales Nivel 4 TAML.....	32
Figura 1.13 Sistemas Multilaterales Nivel 5 TAML.	33
Figura 1.14 Sistema TAML Nivel 6.	34
Figura 1.15 Nivel 4 MLT con Capacidad Lateral de Re-entrada.	35
Figura 1.16 MLT Inteligente con control In-zona.	35
Figura 1.17 Empaque de grava de doble zona (Diseño Concéntrico).	41
Figura 1.18 Área de flujo concéntrica.	42
Figura 1.19 Terminación inteligente expandible para control de arena	43
Figura 1.20 Evolución de los pozos para convertirse en pozos inteligentes.	45
Figura 1.21 Caída de presión uniforme para pozos horizontales utilizando VCI.	47
Figura 1.22 Evolución de los indicadores de fondo.....	49
Figura 1.23 Problemas que pueden afectar el comportamiento de la terminación.....	53
Figura 1.24 Distribución de Flujo e Infraestructura de Producción.....	56
Figura 1.25 Solución final (sistema de terminación inteligente) y solución de terminación del agujero (empacamiento de grava horizontal en agujero descubierto).....	59



Figura 1.26 Trayectoria del pozo ID-19 a través de intervalos de Yacimiento..... 60

Figura 1.27 Pronóstico de Producción de aceite para ID-19 con terminación Convencional..... 62

Figura 1.28 Esquema de un sistema interno de pozo 66

Figura 1.29 Manga de deslizamiento operada de forma remota (ROSS)67

Figura 1.30 Unidad de direccionamiento controlada hidráulicamente, HCAU67

CAPITULO II. FUNDAMENTOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES

Figura 2.1 Diagrama Esquemático de un yacimiento petrolero 70

Figura 2.2 Características y parámetros involucrados en la selección de un SAP 73

Figura 2.3 Partes fundamentales del bombeo neumático 76

Figura 2.4 Bombeo Neumático Continuo 76

Figura 2.5 Bombeo Neumático Intermitente 77

Figura 2.6 Esfuerzo relativo y optimización del valor en clase proyectos de bombeo neumático. 80

Figura 2.7 Elementos del sistema de información para bombeo neumático. 83

Figura 2.8 Arquitectura del sistema cuyos componentes se comunican con cada elemento usando un protocolo de servicios web. 84

Figura 2.9 Esquema de un pozo con bombeo neumático intermitente. 86

Figura 2.10 Partes vinculadas en un sistema Firmware SGL para la generación de gráficas de producción en tiempo real. 88

Figura 2.11 Esquema de tiempo SGL. 89

Figura 2.12 Esquema de un pozo con auto bombeo neumático. El gas que fluye dentro de la tubería está controlado por la válvula de auto bombeo..... 91

Figura 2.13 Terminología de presión para el auto bombeo neumático. 92

Figura 2.14 Gráfica de comportamiento del bombeo neumático..... 94

Figura 2.15 La intersección de las curvas de comportamiento de presión de la tubería y de la válvula de auto BN muestran los puntos de operación o solución. 96



Figura 2.16 Solución de auto bombeo neumático con variación de la presión corriente arriba.....98

Figura 2.17 Efecto en la recuperación total después de cinco años de producción.....102

Figura 2.18 Efecto en el tiempo de invasión de gas.103

Figura 2.19 Perfil de producción para el pozo ubicado a 0.75 m del contacto agua-Aceit..... 103

Figura 2.20 Comparación del comportamiento del pozo con y sin bombeo neumático en la Tubería.104

Figura 2.21 Efecto del tamaño del casquete de gas en la recuperación total después de cinco años de producción en el tiempo de invasión de gas105

Figura 2.22 Comparación del comportamiento de producción con válvulas de control de flujo discretas y continuas para bombeo neumático107

Figura 2.23 – Comienzo del bacheo severo en una línea con sección inclinada cuando se detuvo el bombeo neumático113

CAPITULO III. CASOS DE APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES

Figura 3.1 Ubicación del Campo Amberjack.115

Figura 3.2 Modelo de registrador de doble aguja marca Omega.117

Figura 3.3 Registro de doble aguja del Pozo A-13 que muestra un problema117

Figura 3.4 Esquema de instrumentación manual de la cabeza del pozo.118

Figura 3.5 Esquema del sistema de automatización de Amberjack.119

Figura 3.6 Cabezales de bombeo neumático con válvulas de control, TMV y medidores de orificio tipo brida.120

Figura 3.7 Ubicación del campo Abqaiq de Saudi Aramco.....121

Figura 3.8 Mapeo del campo Abqaiq conformado por los yacimientos Hanifa, Arab-D y su casquete de gas121

Figura 3.9 Sistema de control Accu-Pulse.....124

Figura 3.10 Modificaciones a la tubería colgadora.126

Figura 3.11 Ubicación del Campo Z.128

Figura 3.12 Sección del yacimiento del campo Z.....129

Figura 3.13 Bombeo neumático in situ con pantallas DCA.130

Figura 3.14 Ensamble del auto bombeo neumático.....131



Figura 3.15 Cambios del pistón, Aperturas de la VCI de fondo.....131

Figura 3.16 Curva de comportamiento del bombeo neumático para el pozo del Campo Z...133

Figura 3.17 Diseño del bombeo neumático.134

Figura 3.18 Campo KE38 de Kodeco7137

Figura 3.19 Estructura geológica de domos en la Formación Kujung.138

Figura 3.20 VCI de once posiciones utilizada en el casquete de gas de Kujung.139

Figura 3.21 Un esquema de la terminación usada para KE38A-7.140

Figura 3.22 Ubicación del Campo Troll.142

Figura 3.23 Bloques que conforman el Campo Troll.144

Figura 3.24 Distribución de los bloques AV, AW y AX del Campo Ampa.145

Figura 3.25 Mapa de cimas del yacimiento AV mostrando las localizaciones de pozos con inyección interna de gas145

Figura 3.26 Diagrama del pozo SWA-285147

Figura 3.27 Datos de presión de fondo fluyendo y gasto calculado de inyección.....148

Figura 3.28 Comportamiento de la producción de AV.....149

Figura 3.29 Ubicación del campo Cantarell.....151

Figura 3.30 Localización de los bloques en el campo Cantarell.152

Figura 3.31 Terminación inteligente para BN convencional.154

Figura 3.32 Gráfico de comportamiento de bombeo neumático.157

Figura 3.33 Curvas de válvula con orificio abierto de 0.24 cm.158

Figura 3.34 Caídas de presión por ficción, elevación y totales para diferentes diámetros de aparejos de producción.161

CAPITULO IV. METODOLOGÍAS PARA LA APLICACIÓN DE TERMINACIONES INTELIGENTES

Figura 4.1 Diagrama de consideraciones en la aplicación de la optimización en el Campo Amberjack.166

Figura 4.2 Válvulas TRFC-HN AP y TRFC-HN LP trabajando en combinación para controlar la producción desde dos zonas.167

Figura 4.3 Ciclo de monitoreo, simulación y control del yacimiento.168

Figura 4.4 Integración de sistemas en el proceso de toma de decisiones para el campo inteligente.170

Figura 4.5 Capas o fases del campo inteligente para alcanzar la automatización del campo.
..... 173

Figura 4.6 Aspectos de conectividad de las redes de negocio y de proceso. 176

Figura 4.7 Metodología y consideraciones para el aprovechamiento de un casquete de gas, Abqaiq. 177

Figura 4.8 Elementos clave para conseguir el valor del sistema de pozos inteligentes.....183

Figura 4.9 Secuencia metodológica y consideraciones para la aplicación de bombeo neumático in situ en el Campo Z.188

Figura 4.10 El gas desde una formación productora o un casquete de gas en el espacio Anular.....190

Figura 4.11 Ilustración de la conificación193

Figura 4.12 Metodología y consideraciones sobre la explotación del aceite mediante bombeo neumático con el casquete de gas de una formación productora, Campo KE38.194

Figura 4.13 Consideraciones básicas sobre el uso del casquete de gas para bombeo neumático de una formación contigua o productora de aceite.195

Figura 4.14 Sistema básico de terminación de pozos inteligentes.....196

Figura 4.15 Circuito del pozo inteligente.....198

Figura 4.16 Pozo horizontal convencional.201

Figura 4.17 Terminación extendida con stinger.201

Figura 4.18 Pozo horizontal inteligente.202

Figura 4.19 Proceso de terminación de intervalo.202

Figura 4.20 Esquema de pozos inteligentes 203

Figura 4.21 Proceso de optimización de ajuste de válvula 203

Figura 4.22 Consideraciones generales en la metodología para el Auto BN en Cantarell....204

Figura 4.23 Enfoque estocástico para la toma de decisión sobre aplicación de pozos Inteligentes205

Figura 4.24 Válvula de control de flujo recuperable instalada en Mayo de 1998 en el pozo Troll, Noruega. 206

Figura 4.25 Válvulas de control de flujo instaladas en Mayo de 2000 en el Pozo Osenberg, Noruega.207

Figura 4.26 Primer sistema de pozo totalmente eléctrico en el mundo con válvula de control de flujo y sensores de presión, temperatura y flujo207

Figura 4.27 A la izquierda, diseño anticipado de un estrangulador de fondo dañado por erosión en una prueba de vida acelerada. A la derecha, diseño mejorado sujeto a la misma prueba de erosión.209

Figura 4.28 Asiento de estrangulador por erosión (izquierda) y diseño mejorado (derecha) después de una prueba de vida acelerada con un flujo de arena del 2 al 3% en un volumen a 70 kg/cm² aproximadamente 209

Figura 4.29 Información de trabajo basado en todas las partes que la integran210

Figura 4.30 Diagrama simple sobre la clasificación de las válvulas de control.211

Figura 4.31 Ruta de implementación para pozos con terminaciones inteligentes212

CAPITULO V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA APLICACIÓN DE BOMBEO NEUMATICO CON TERMINACIONES INTELIGENTES

Figura 5.1 Tecnologías que convergen para efectuar un bombeo neumático inteligente Efectivo.214

Figura 5.2 Observación de beneficios en las aplicaciones con bombeo neumático Inteligente.215

Figura 5.3 Válvulas de control de flujo accionadas con cable y con tubería flexible.216

Figura 5.4 Válvulas de control de flujo recuperables con la tubería de producción y con Cable.217

Figura 5.5 Sistemas de monitoreo de yacimientos y producción en tiempo real, instalados en forma permanente 218

Figura 5.6 Inyección submarina. 222

Figura 5.7 Levantamiento natural por gas 223

Figura 5.8 Sistema de pozo inteligente en dos zonas. 226

Figura 5.9 Componente de incertidumbre..... 228

Figura 5.10 Componente de salto del valor de una terminación convencional a una terminación inteligente 229

Figura 5.11 Valores de opción de flexibilidad para terminaciones inteligentes. 229

Figura 5.12 Flujo de efectivo convencional calculado con un software 230

Figura 5.13 Opciones de valor (del proyecto y esperado) vs. VPN obtenida de un análisis. 230

Figura 5.14 Ejemplos de dispositivos de fondo sin cable por telemetría acústica y electromagnética 231

Figura 5.15 Ejemplo de aplicación pseudocable por telemetría. 232

Figura 5.16 Estimación aproximada de las instalaciones de pozos inteligentes desde 1973..... 232

Figura 5.17 Factores clave de éxito para la instalación exitosa de terminaciones de pozos inteligentes.234

Figura 5.18 Capacidades de la válvula de fondo de acuerdo a la roca del yacimiento y propiedades de los fluidos.244

Figura 5.19 Sistema de terminación convencional de un pozo. 245

Figura 5.20 Sistema de terminación de pozos inteligentes. 246

Figura 5.21 Distribución de beneficios para terminaciones inteligentes. 247

Figura 5.22 Mejorías en el flujo neto de efectivo esperadas con los sistemas de terminación de pozos inteligentes 248

Figura 5.23 Proceso de análisis de yacimiento y económico para terminaciones inteligentes 249

Figura 5.24 Comportamiento del sistema de pozos inteligentes usando modelos de simulación. 250

Figura 5.25 Alternativas de terminación para comparaciones económicas251

Figura 5.26 El valor de la terminación inteligente.254

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Herramientas de análisis en procesos tecnológicos para la exploración.....30

Tabla 2.1 Atributos de los sistemas artificiales BM, BN y BEC.....74

Tabla 2.2 Limitaciones de flujo para el bombeo neumático continuo o intermitente.....78

Tabla 2.3 Relación de parámetros de gasto con su parámetro de presión en función.....97

Tabla 3.1 Resumen de diferencial de presión para diferentes aparejos en Cantarell.....161

Tabla 3.2 Cálculo de producción por aparejo de producción para Cantarell.....162

Tabla 5.1 Cálculo del VPN para precio del aceite de 100 dólares y tasa de descuento del 8% en el caso de terminación inteligente.....255

ECUACIONES

Ecuación 2.1 Gastos de gas igualados al resolver la variable en función para BN.....98

Ecuación 2.2 Igualdad de P_D y P_T para el ajuste de la válvula de BN.....98

Ecuación 3.1 Cálculo de la presión de inyección como nodo de yacimiento de aceite.....135

Ecuación 3.2 Cálculo de la presión de inyección como nodo de yacimiento de gas.....135

Ecuación 3.3 Cálculo de la presión de inyección como nodo la superficie.....135

Ecuación 5.1 Cálculo del gasto de inyección de la VCI con su coeficiente de variación.....239

Ecuación 5.2 Cálculo de la tolerancia de operación de la VCI.....239

Ecuación 5.3 Consideración de la tasa de inflación para pozos inteligentes.....253

Ecuación 5.4 Cálculo de la tasa de descuento en proyectos de pozos inteligentes.....253



INTRODUCCIÓN

El resultado de este trabajo consiste en la recopilación y análisis exhaustivo de la literatura relacionada con el proceso de bombeo neumático natural o in situ así como los beneficios y retos existentes en las aplicaciones de terminaciones inteligentes en aguas profundas con este sistema y en general con pozos inteligentes.

El bombeo neumático es utilizado en pozos de baja presión de fondo, ya sea con alto o bajo índice de productividad. A diferencia del bombeo neumático convencional, en el cual el gas es inyectado a través del espacio anular desde la superficie, un pozo con auto bombeo neumático tiene una terminación en la zona de gas en el fondo del pozo desde la cual el gas pasa a través de la tubería con un ritmo controlado. Este tipo de terminaciones le otorga al pozo cierta autonomía pues incluye dispositivos que permiten su monitoreo y reduce la necesidad de intervenciones.

El valor del auto bombeo neumático es probablemente más fácil de demostrar que para otros tipos de pozos inteligentes porque proporciona una sustitución directa al equipo de bombeo neumático convencional (compresores, tubería y equipo auxiliar) pero brinda una amplia flexibilidad operativa en aquellos casos que se requiere.

El concepto de auto bombeo neumático ha sido discutido y muchos casos describen una producción de gas desde una zona de aceite que reduce la presión hidrostática en el conducto de producción compensando los efectos de incremento en el corte de agua, así como incrementando la productividad de los pozos.

Sin embargo con auto bombeo neumático, a diferencia del bombeo neumático convencional, la productividad de la fuente de gas es incierta y la productividad así como la presión pueden cambiar durante la vida del pozo. Se debe prestar atención adicional aplicada al diseño de la válvula reguladora de flujo de fondo en la zona de gas para asegurar que está dimensionada de forma adecuada para la aplicación a través del rango de comportamiento del yacimiento de gas y aceite, composición de fluido y presión de yacimiento para la vida del pozo.

Es intención de este trabajo comentar los parámetros involucrados y desafíos existentes. Mediante el uso de tecnología inteligente es posible monitorear las condiciones de producción de las zonas de aceite y gas, así como controlar los ritmos de afluencia desde la zona de gas para controlar la cantidad de la mezcla y optimizar el levantamiento artificial.





El uso de pozos con tecnología inteligente está creciendo a medida que los operadores de aceite y gas intentan mejorar el manejo de los yacimientos de hidrocarburos y explotar la recuperación de las reservas de forma más eficiente. La habilidad para monitorear las condiciones de fondo en tiempo real y controlar el flujo de fluidos entre el yacimiento y el pozo sin intervención física inherente en la tecnología de pozos inteligentes permite al operador alcanzar estos objetivos.

El principal resultado de este trabajo es una aportación significativa para entender de forma efectiva el valor asociado a estas tecnologías. Una terminación inteligente tiene varias aplicaciones en el ambiente de aguas submarinas. Los beneficios de tales aplicaciones pueden derivar solamente cuando el sistema es instalado exitosamente. Esto requiere un manejo efectivo en la interconexión de los diferentes componentes del proceso de terminación. Tal manejo incluye las variables de comunicación, planeación y logística relacionadas con los problemas.

Los ambientes de aguas profundas tienen sus propios retos de desarrollo, estos incluyen altos costos, limitaciones de las tecnologías existentes y problemas relacionados con la aplicación de las nuevas. Sin embargo, la atención adecuada a este planteamiento podría centrarse en estos retos con el fin de conseguir el éxito esperado. Esto involucra la investigación y manejo de los factores operativos clave.

Las aplicaciones de campo en cuando a tecnología de pozos inteligentes puede incrementar la producción de los activos, los diferentes casos de estudio utilizan variables críticas de pozos inteligentes para considerar el valor de la flexibilidad operativa derivada de la implementación de tecnologías de pozos inteligentes. Sin embargo, algunos puntos importantes pueden ser considerados, entre ellos la fiabilidad del equipo, las consideraciones económicas y la incertidumbre sobre la funcionalidad de este sistema.

Finalmente, se pretende con este análisis dar pauta a la consideración de estas tecnologías en el futuro dado que es una tecnología novedosa y en desarrollo. No obstante, ha demostrado su aplicabilidad en condiciones marinas y uno de los propósitos de este análisis y documentación de casos de éxito es pensar más allá de la tecnología con la que contamos hasta el momento en nuestra industria siempre que satisfaga eficientemente nuestras necesidades.



Capítulo I

Principios de las Terminaciones Inteligentes en Aguas Profundas





1.1 Aspectos de yacimiento de pozos con terminaciones inteligentes

1.1.1 El valor de la propuesta

Los pozos inteligentes incluyen un equipo de terminación diseñado para:

- ◆ Monitorear las condiciones del fondo del pozo en operación (flujo, P, T, composición de las fases, pH del agua, etc.).
- ◆ Determinar la distribución y características del yacimiento en la vecindad del pozo.
- ◆ Control de afluencia y gasto de salida del o los intervalos productivos del pozo.

Que proporcionan, en combinación con la calidad de las lecturas en superficie de los gastos totales y otras tecnologías de mapeo como lapso de tiempo sísmico, las herramientas para administrar los pozos, identificar el aceite remanente y tomar decisiones informadas para optimizar la recuperación de hidrocarburos¹.

La implementación de cualquier tecnología requiere una evaluación que muestre claramente el riesgo de su aplicación. El caso de control de flujo en el fondo está sometido a un proceso de identificación de su valor y cuantificación. La evaluación de las válvulas de control puede estudiarse parcialmente a través de la simulación de producción en múltiples zonas¹.

El valor agregado a las terminaciones inteligentes incluye datos:

a) Cuantificables

- ◆ Reducción en el conteo de los pozos para el drene de reservas.
- ◆ Ahorro en costos de intervención.
- ◆ Habilidad para responder inmediatamente en los pozos ante un cambio en la producción o inyección en los ambientes operativos.

b) Difíciles de Cuantificar

- ◆ Adquisición mejorada de datos para asegurar su fiabilidad en casos de perforación de pozos adicionales.
- ◆ Identificación de las variables clave para medir y optimizar las opciones de administración de yacimiento.
- ◆ Medios para mitigar las desventajas más difíciles y visualizarlas en los nuevos desarrollos.



1.1.2 Oportunidades de Yacimiento

1.1.2.1 Producción Consecutiva Óptima

Los pozos a menudo interceptan más de una zona de producción de hidrocarburos.

Una terminación inteligente es aquella donde se pueden abrir desde la superficie las zonas más prolíficas para elevar el petróleo en cualquier momento que se requiera a través de diversos métodos instrumentados de control sin sacrificar las reservas². En los casos donde hay acuíferos invadiendo no se puede proporcionar un soporte de presión adecuado al cerrar una zona temporalmente para abrirla después, el emplear una terminación inteligente en una zona donde exista esta condición puede resultar en recuperación incremental. Para lograr este propósito en la producción y control de varios intervalos se utilizan mangas deslizables que permiten manejar la producción de aceite según los requerimientos del operador, esta acción ha mostrado diversos beneficios que impactan de forma positiva a la producción incremental. La **Figura 1.1** muestra el efecto de la utilización de mangas deslizables y como es posible mantener un gasto de producción más estabilizado al emplear este sistema.

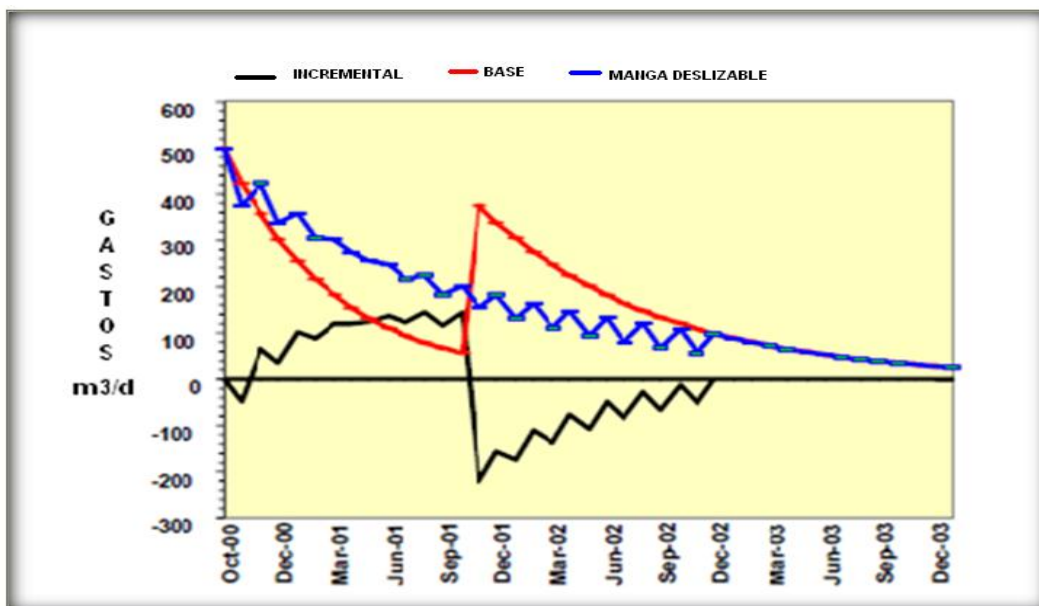


Figura 1.1 – Perfiles de producción simulada de base y terminación de pozos inteligentes².

1.1.2.2 Bordos de aceite en una sola sección

Un pozo horizontal en la columna de aceite de un borde de aceite ligero entre el contacto agua-aceite y el contacto gas-aceite será vulnerable para facilitar invasión de agua o gas en la base si la caída de presión por arriba de la profundidad del pozo es comparable a la reducción de la base. La producción declina abruptamente ya que se convierte en gravedad por drene o el levantamiento está comprometido debido al agua excesiva.



En muchos casos la profundidad del pozo en relación al espesor del borde es muy grande, y después de la invasión de gas en una localización a lo largo del pozo, el petróleo puede ser encerrado y movido a otra localización, mientras el gas conificado en la localización de encierro retrocede de nuevo al casquete de gas reconstruyendo la columna de aceite³.

1.1.2.3 Bordos de aceite en yacimientos compartimentados

Un pozo inteligente que produce desde bordes de aceite será benéfico dada su capacidad para controlar la afluencia desde varias secciones.

La naturaleza heterogénea de yacimiento en los segmentos a lo largo del pozo como soporte de acuíferos, relación de gas y propiedades de la roca añadirá el valor de control de la zona al pozo. En la **Figura 1.2** se muestra la trayectoria de un pozo cerca de cinco zonas en dos bloques que pueden ser drenados de forma económica con un pozo.

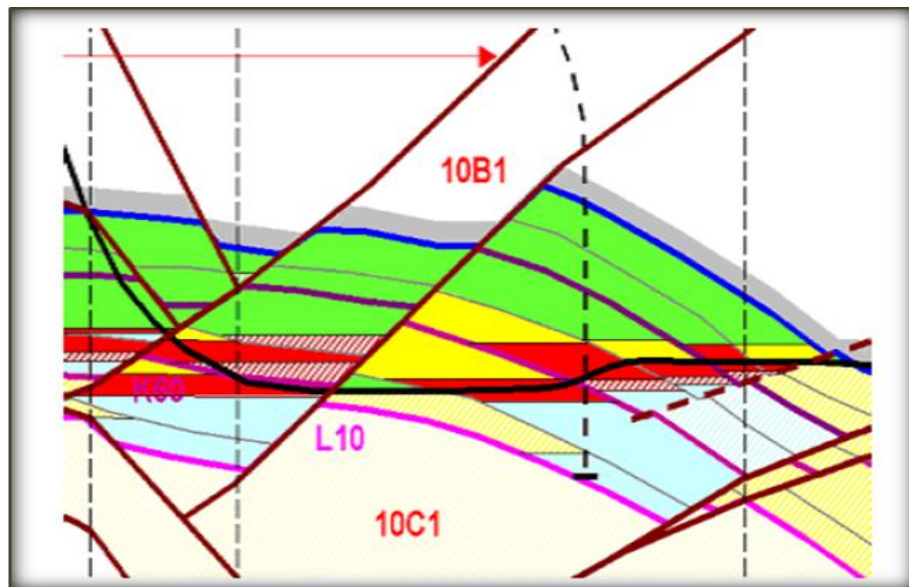


Figura 1.2 – Trayectoria de un pozo en un yacimiento que produce más de una zona³.

Las válvulas deberían actuar periódicamente para maximizar el aceite, una intervención convencional (con tubería flexible) no es económica o factible desde el punto operativo. La **Figura 1.3** muestra la comparación entre una producción descontrolada de varios intervalos y la producción con una terminación inteligente para un pozo con más de una zona de interés con hidrocarburos, se nota que la terminación inteligente permite una mayor recuperación del aceite remanente.

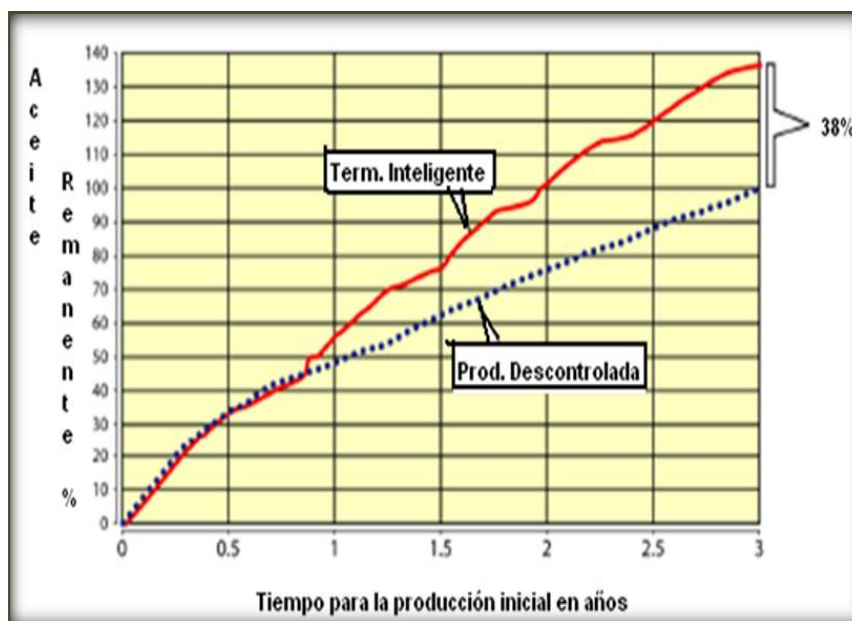


Figura 1.3 – Pronóstico de producción para una terminación inteligente y una descontrolada³.

1.1.2.4 Procesos de recuperación por empuje

El éxito asociado al empuje de agua o gas en zonas múltiples o empleando pozos horizontales está vinculado a la eficiencia de barrido de los fluidos inyectados. Las terminaciones inteligentes son adecuadas para pozos produciendo o inyectando en yacimientos del tipo “layer-cake”⁴ o en pozos horizontales largos con un contraste importante en las propiedades de la roca a lo largo de su trayectoria. Los pozos submarinos son los candidatos principales para control de flujo remoto debido a sus altos costos de intervención.

Esto se ve impulsado por la necesidad de opciones para remediar la invasión de agua o gas cuando, por ejemplo, se requiere la inyección de agua por falta del soporte de un acuífero o si la reinyección temprana de gas se adopta hasta que la instalación para salida del gas está disponible.

1.1.2.5 Creación de perfiles de flujo

La entrada y salida de flujo a lo largo de los pozos es modelada basada en métodos kh , a menudo los registros de producción proporcionan perfiles de afluencia que no se relacionan con las expectativas y los segmentos significativos del pozo no contribuyen a la producción. Esta información no es sólo la clave para ello sino que juega un rol importante en la comprensión de yacimientos de aceite con baja eficiencia de barrido.

El sensor de distribución de temperatura (DTS) es una tecnología de fibra óptica que proporciona un perfil de temperatura que puede, en muchos casos, ser trasladado a un perfil de flujo a lo largo del pozo.



El DTS ha sido empleado extensivamente en unidades de vapor en California y Canadá donde los pozos productores están libres de vapor y los registros de temperatura brindan información clave para operarlos. En la **Figura 1.4** se observa la ubicación de los eventos comunes asociados al efecto de temperatura con respecto al intervalo disparado en un DTS.

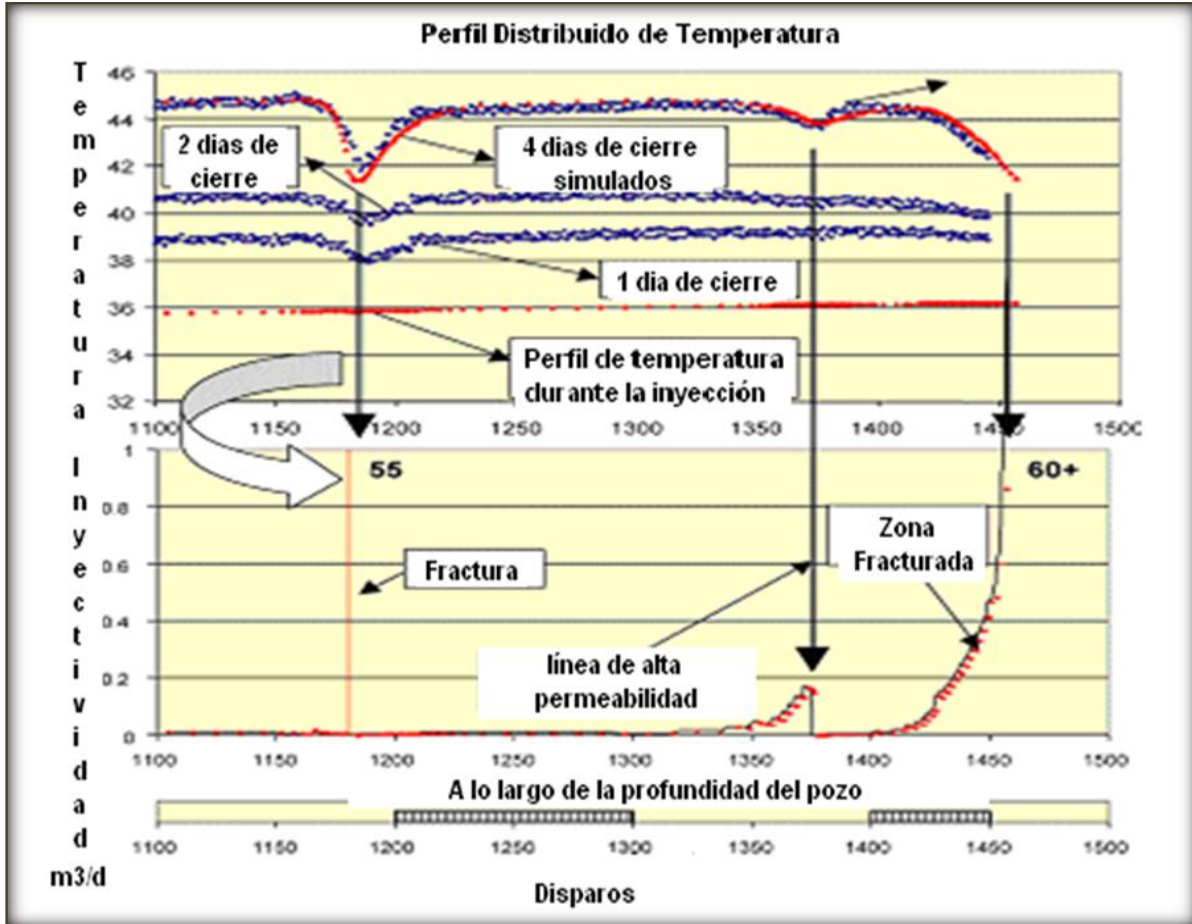


Figura 1.4 – Perfil de Inyectividad de un DTS⁵.

1.1.2.6 Pozos multilaterales inteligentes

Los pozos multilaterales ayudan a reducir los costos del pozo (\$/profundidad de la roca) y pueden tener un impacto importante cuando las plataformas son de tamaño limitado o en instalaciones marinas. Una aplicación clara de los multilaterales es en carbonatos, donde la roca es conveniente y pueden perforarse pozos laterales en agujero descubierto de forma rentable o conectarse con un pozo madre.

La habilidad para controlar la afluencia de cada fase de un multilateral mitiga las consecuencias del comportamiento inesperado de la producción que puede comprometer la producción de otras fases o poner las reservas en riesgo.



1.1.2.7 Inundación inteligente de agua en carbonatos parcialmente fracturados

Las fracturas inducidas de forma natural o por inyección mediante pozos inyectoros y productores horizontales pueden emplear empuje por agua en carbonatos productores de aceite que influyen negativamente en la capacidad de barrido. La terminación con inyección inteligente ha sido propuesta recientemente para incrementar la recuperación y usar las fracturas en favor de los pozos inyectoros y productores.

El pozo inyector es dividido en segmentos controlados individualmente que pueden actuar como inyectoros independientes. Las válvulas de control de flujo son instaladas en la tubería a lo largo del pozo con empacadores de aislamiento con configuración de agujero descubierto o entubado. A medida que el corte de agua aumenta en el pozo productor los diferentes segmentos en el pozo inyector se prueban para identificar y cerrar la única sección responsable de la entrada de agua. La alta presión de fractura la cual actuó como una extensión del pozo inyector sigue drenando mediante el pozo productor fluyente, no solamente agua sino también aceite desde la matriz previamente presurizada.

1.1.2.8 Pozos conectores

Los proyectos de plataforma costa afuera deben escogerse inicialmente o en la última fase del desarrollo de acumulaciones de aceite de difícil acceso.

Un aprovechamiento diferente consiste en perforar pozos submarinos sin tiebacks a la plataforma, que conecta el yacimiento inaccesible con otro que no acceda a la plataforma. En la **Figura 1.5** se ilustra este efecto para el campo Woodside's Perseus que produce en la plataforma North Rankin, estos pozos podrían ser perforados desde la plataforma para acceder a las arenas D. Sin embargo reservas importantes que se encuentran en la arena A pueden no ser accedidas desde la plataforma. Los pozos conectores se consideraron para transferir gas de la arena A de alta permeabilidad a las arenas D con baja producción.

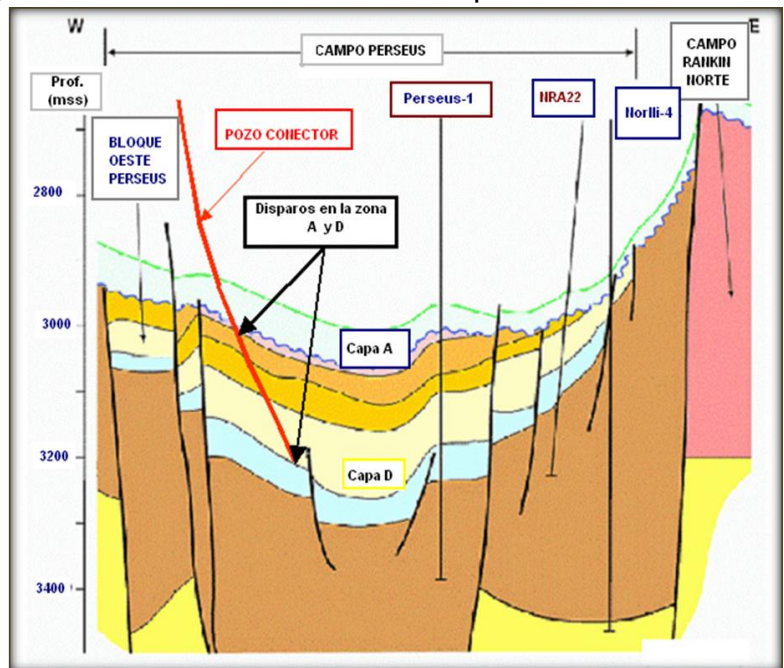
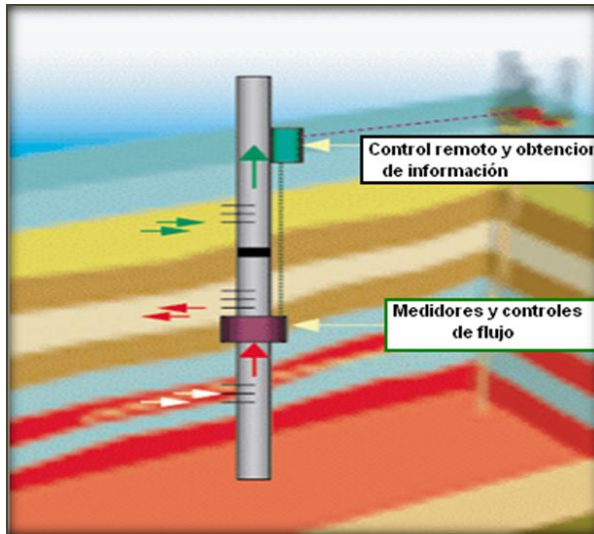


Figura 1.5 – Pozo conector⁵.



Los pozos conectores son adecuados en casos donde hay un proyecto existente que debe extenderse y la producción adicional no se requiere de forma inmediata.

1.1.2.9 Pruebas de producción de fondo



Las pruebas de producción a largo plazo pueden ser realizadas entre una fuente a alta presión y un yacimiento declinado empleando determinados pozos en cierre o activos en el nuevo intervalo y equipados con medidores de flujo de fondo y sensores de presión. La **Figura 1.6** ilustra un pozo terminado de forma inteligente en la zona más baja de un pozo productor activo.

Figura 1.6 – Producción inteligente/pozo observador⁵.

1.1.2.10 Abandono Inteligente

La colocación de sensores en pozos de desarrollo y observadores permite el monitoreo del yacimiento sin perturbar la producción o añadir complejidad extra a los pozos en producción. La información de presión al momento de la declinación de pozos puede dar información valiosa al desarrollo del campo tal como la naturaleza del sello de fallas, continuidad de un acuífero y extensión lateral de lutitas.

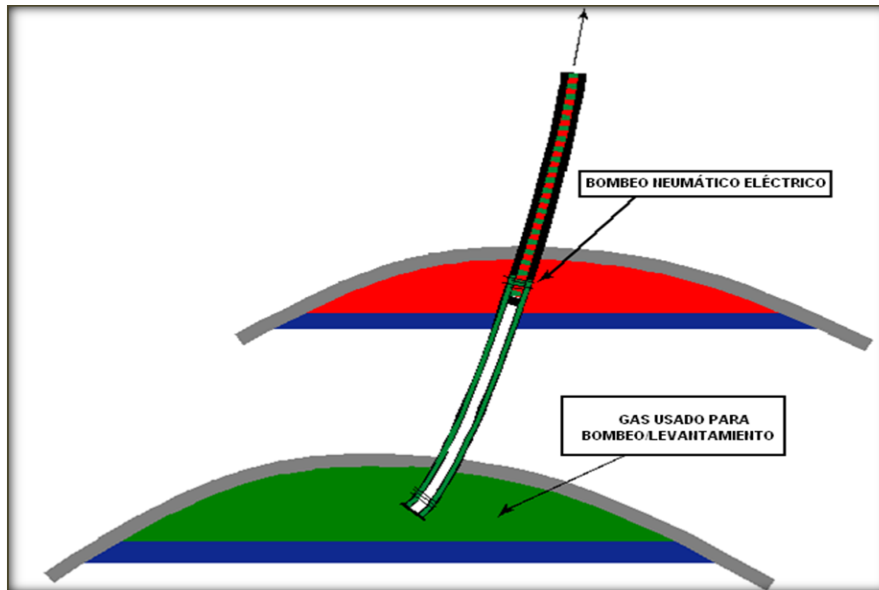
Los principales retos para el correcto abandono del pozo están relacionados con:

- ◆ Abandono sub-superficial, por ejemplo corte de TR y el establecimiento de tapones de abandono.
- ◆ La recuperación de la cabeza del pozo y casing por debajo del lecho marino sin dañar el cable del sensor.

Estos riesgos pueden mitigarse si se usa un cable de menor energía y un sistema de comunicación con el fondo.

1.1.2.11 Auto bombeo neumático

Esta es la aplicación que más nos interesa en el desarrollo de este trabajo, se trata de una tecnología novedosa y factible al momento de producir con bombeo neumático. Los pozos de aceite que interceptan zonas de gas o producen en bordes de petróleo pueden ser terminados de manera que brinde acceso controlado al yacimiento de gas. Este gas puede entonces ser usado para bombear con ahorros importantes en las instalaciones de superficie.



Los mandriles de bombeo neumático operados por línea de acero o válvulas eléctricas controladas en superficie pueden ser empleados. La **Figura 1.7** ilustra al auto bombeo neumático donde el gas viene de la zona más baja.

Figura 1.7 – Esquema de auto bombeo neumático⁵.

1.1.2.12 Imágenes de Fondo del Yacimiento

La rápida absorción mediante el lapso de tiempo sísmico para monitorear información sobre declinación de presión o invasión de agua representa la importancia que este tipo de información brinda para mejorar la productividad.

Geófonos instalados de forma permanente se han considerado para la acústica pasiva en los casos de presencia de fractura y su crecimiento así como la integridad de la roca sello. Y para la acústica activa en la inyección de agua y otros procesos de recuperación para definir mejor la ubicación de los fluidos que ayudan en el caso de la perforación adicional de pozos para así aprovechar las oportunidades. Las decisiones de manejo de yacimiento pueden mejorarse significativamente con el conocimiento de las características del yacimiento y la distribución de los fluidos.

La **Figura 1.8** ilustra la aplicación de esta tecnología. Mapeo del Drene Dinámico del Yacimiento (Dynamic Reservoir Drainage Imaging, DRDI) es otra propuesta aunque con más limitaciones. Una serie de electrodos está localizada permanentemente cerca de una formación permitiendo determinar la saturación potencial del campo en distancias lejanas al pozo con una frecuencia de adquisición alta cuando se le compara con la sísmica convencional.

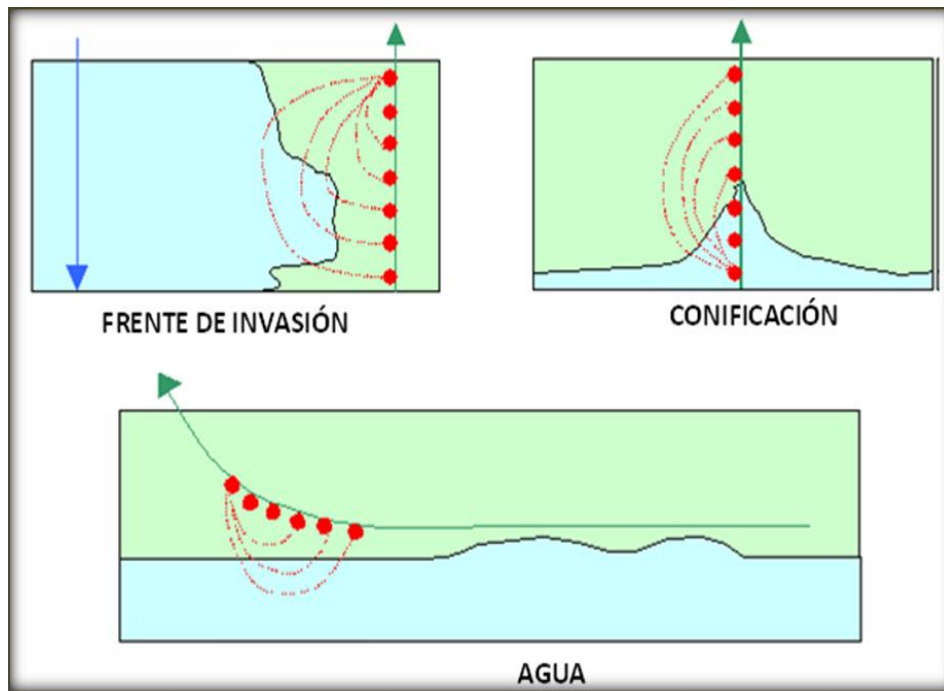


Figura 1.8 – Mapeo de la resistividad del yacimiento con sensores de pozo⁵.

Un número cada vez mayor de aplicaciones de terminaciones inteligentes está siendo considerado por el personal de los activos y en nuevos desarrollos para agregar valor a los proyectos. Evaluar el comportamiento de los sensores permanentes de fondo es clave para el monitoreo y manejo del yacimiento. Las válvulas de control de afluencia superficiales están siendo instaladas con base en los casos de negocios.



1.2 Administración integrada de yacimientos en un ambiente de pozos con terminaciones inteligentes

1.2.1 Perspectiva Histórica

Con el desarrollo de tecnologías digitales de bajo costo en transmisión de información y con los incrementos exponenciales en la capacidad de almacenamiento de datos, el número de herramientas computacionales así como la información sobre el volumen de producción disponible al profesional petrolero continúan en aumento. El proceso recae en una intervención para interpretar la información y desarrollar alternativas planificadas de inyección y producción para optimizar la producción de aceite y la recuperación de reservas⁶.

Los pozos inteligentes están diseñados para adquirir información de producción en tiempo real con una resolución de yacimiento mejorada y así controlar el movimiento de fluidos en el pozo, en la cercanía del yacimiento sin intervención mecánica. Ha sido posible reconfigurar la terminación del pozo para optimizar la producción de hidrocarburos y la recuperación de reservas. El proceso de trabajo convencional y los sistemas de manejo de información no están equipados para manipular el volumen de información o usarla efectivamente para extraer el máximo valor de la inversión en las tecnologías de pozos inteligentes.

Wiggins y Startzman⁷ definieron la administración de yacimientos petroleros como: “la aplicación de tecnología a un sistema de yacimiento conocido en un ambiente de administración dado”.

Satter⁸ propone que el propósito de la administración de yacimientos es “maximizar las ganancias de un yacimiento mediante la optimización de la recuperación mientras se minimiza el capital de inversión y los gastos operativos”.

Cerca de 1980, la administración de yacimientos estaba basada en información de producción de baja densidad, herramientas de simulación de yacimientos digitales rudimentarias y procesos de trabajo secuenciales. El análisis de la presión transitoria todavía dependía de registradores de presión de fondo análogos de baja resolución y la información de pruebas de pozo todavía era adquirida a una baja frecuencia en la escala de lecturas por mes.

Las estaciones de trabajo de ingeniería trasladaron los simuladores de yacimientos más sofisticados al escritorio de los ingenieros petroleros. La computadora personal en combinación con la aplicación de análisis mejorados de ingeniería petrolera proporcionaron al ingeniero la facilidad para analizar y optimizar el comportamiento del pozo con mayor facilidad.



1.2.2 Pozos inteligentes, yacimientos inteligentes

Un ambiente de pozos inteligentes es un sistema de pozos, herramientas computacionales y sistemas de comunicación que recopilan, transmiten y analizan la información de terminación, producción y yacimiento, entonces inician acciones para un mejor control de pozo y procesos de producción. El beneficio de la tecnología de pozos inteligentes se obtiene cuando la información de producción generada mediante sensores de fondo y de campo instalados pueden ser usados frecuentemente de forma activa para tomar decisiones y así modificar las terminaciones de zona en pozos, para así optimizar la producción y manejar los yacimientos cerca del tiempo real.

Explotar efectivamente esta tecnología requiere procesos de trabajo, manejo de datos y optimización que permita el ajuste frecuente y afinación de los pozos inteligentes.

Los componentes esenciales de un sistema de administración de yacimientos con pozos inteligentes son:

- ◆ Sensores de fondo y dispositivos de control de flujo
- ◆ Adquisición de información y sistemas de control de proceso
- ◆ Depuración, validación, almacenamiento y recuperación de información
- ◆ Un rango de aplicaciones de ingeniería petrolera, economía, administración y visualización.
- ◆ Comunicación y ambiente de trabajo proporcionando acceso de información, proceso, colaboración y reporte en tiempo real.

El reto para la industria petrolera es integrar todos los componentes del sistema de administración de yacimientos con pozos inteligentes para trabajar en conjunto en una meta común y proactiva para este tipo de pozos.

El proceso comienza con la información recopilada de múltiples sensores desde un pozo y progresa hasta la discusión final donde los miembros del equipo pueden tomar decisiones oportunas que se derivan de toda la información disponible.

1.2.3 Pasos en el modelo de monitoreo, análisis, predicción y control para la Administración de Yacimientos

En el ambiente de pozos inteligentes, el yacimiento puede ser monitoreado desde sensores localizados en el pozo y equipo superficial. Estos puntos de información pueden analizarse para entender las características de producción como permeabilidad y factor de daño. Basándonos en el análisis se puede hacer una predicción de la producción futura y la recuperación de reservas. Estas decisiones pueden estar en un rango desde el estado hasta el ajuste de la válvula de fondo por la necesidad de desarrollar al yacimiento con una perforación adicional.



Este es un modelo basado en monitorear, analizar, predecir y controlar, es crucial para un proceso de administración de yacimientos apropiado.

El modelo está ilustrado gráficamente en la **Figura 1.9** este esquematiza un proceso que está enfocado en la fase de optimización de producción con la administración de yacimientos y no necesariamente durante toda la vida del campo desde el descubrimiento hasta el abandono.



Figura 1.9 – Modelo de monitoreo, análisis, predicción y control.

La optimización de la producción puede clasificarse en dos contextos:

- a) **Temporal:** En este dominio, la administración del yacimiento se enfoca en objetivos a corto plazo contra objetivos, acciones y responsabilidades a corto y largo plazo.
- b) **Espacial:** En este dominio están los rangos extremos desde una zona individual (pozo) o escala de terminación hasta una escala que comprende todo un yacimiento o campo.

La administración del yacimiento a corto plazo se enfoca en el nivel de terminación o zona con objetivos de maximizar la producción de hidrocarburos y la rentabilidad a corto plazo. La administración de yacimiento a largo plazo se enfoca en la maximización de reservas de hidrocarburos recuperadas y el valor presente neto para el activo. Hacer un balance en las decisiones y objetivos a corto plazo contra objetivos a largo plazo es la clave para una administración de yacimientos efectiva.

1.2.4 Impulsores de negocio para administración de yacimientos con pozos inteligentes

Particularmente cuando se tienen lecturas de localización, presión, temperatura y flujo en tiempo real y una válvula controlable en cada intervalo de terminación se brinda al operador la habilidad para un manejo proactivo del flujo de fluidos en el yacimiento de una forma que antes era imposible. La administración de yacimientos puede usar tecnología de pozos inteligentes para mejorar el comportamiento del activo en los siguientes grados de jerarquía espacial.



a) En el intervalo de terminación

Con los sensores de fondo obteniendo información de producción en cada intervalo de terminación, el flujo de fluidos dentro y fuera de unidades individuales de yacimiento puede ser monitoreado continuamente.

La tecnología de pozos inteligentes es adecuada para pruebas de incremento y decremento de presión en pozos productores así como pruebas de inyektividad y disminución en inyectores con mayor frecuencia que en terminaciones convencionales sin intervención, sin interrupción de inyección y producción desde otros intervalos en el pozo. Los cierres planeados y no planeados brindan oportunidades para capturar información de las pruebas y su análisis.

b) A nivel del pozo

Un análisis obtenido con los múltiples sensores localizados a lo largo del pozo puede darnos una visión de las características de producción (o inyección) y comportamiento del conducto de flujo en el pozo. Las condiciones de flujo cruzado, producción excesiva de arena, erosión limitante, desarrollo de incrustaciones, parafinas, gases no deseados o producción de agua, pueden ser detectadas y alertar al personal apropiadamente a través de un proceso automatizado. Los sensores pueden detectar condiciones de cierre no planeadas y proveer al operador una oportunidad para cerrar las válvulas y prevenir condiciones de daño.

Por otra parte, usando aplicaciones base web, el operador puede optimizar la distribución y gastos de flujo de un pozo basado en criterios económicos o de producción mediante la selección de diferentes posiciones de la válvula de control de flujo para cada intervalo de terminación. Esto puede ser usado efectivamente para reducir el agua no deseada o retraso de la producción de gas de los yacimientos.

c) A nivel yacimiento

El análisis de la información de producción de múltiples terminaciones en un yacimiento puede proveer beneficios para incrementar la producción. Se pueden tomar decisiones oportunas para aumentar o disminuir la inyección de fluido en cada pozo y modificar la distribución de inyección contra los intervalos de producción. Cuando la información de producción en tiempo real está integrada con otra información activa (sísmica, núcleos, información de gráficas, etc.), la planeación de desarrollo del campo puede mejorarse, conduciendo a la perforación oportuna de pozos y selección óptima de localizaciones para pozos.

1.2.5 Soluciones base web para la instalación de herramientas de administración de yacimientos

Una solución base web para el manejo de activos y específicamente diseñada para satisfacer las necesidades de pozos inteligentes se ha desarrollado utilizando el ambiente de Microsoft.Net⁹ y técnicas de arquitectura de software avanzadas.



Una aplicación de servidores web y base de datos es utilizada regularmente en este tipo de aplicaciones. Los servidores web proveen interconectividad a internet o intranet, son una entrada para toda la información que sale del sitio del pozo. Los paquetes de información del sitio del pozo son cifrados y pasados a una base de datos y servidores.

Los servidores de base de datos trabajan continuamente recibiendo y enviando datos de la producción asociada a los pozos inteligentes.

Usando el ambiente .Net con una base de datos diseñada específicamente para las necesidades de almacenamiento de información de un pozo inteligente se permite la recuperación de grandes volúmenes de información rápidamente para transmisión de información, descarga de reportes o visualización de gráficas en línea.

1.2.6 Consideraciones en el diseño de un sistema de administración de activos base web

Para implementar un manejo de activos con sistema base web efectivos para pozos inteligentes, muchos problemas clave y funcionalidades deben atenderse en el diseño e implementación del sistema. Los pozos inteligentes producen grandes volúmenes de información que requiere coleccionar, transmitir, validar, sincronizar y almacenar la más importante para su recuperación y uso. La cantidad de información obtenida por los medidores de fondo y de superficie es suficiente.

1.2.6.1 Acceso seguro a sitios web

La seguridad de la información y el acceso restringido son críticos para mantener la integridad y el valor del sistema de administración de yacimientos base web. Por ejemplo un pozo o yacimiento puede tener muchas compañías con varios propietarios uno de los cuales es el operador designado.

Los representativos designados de todas las compañías pueden tener acceso limitado a cierta información del pozo tal como su configuración, análisis de gas, presión, temperatura, información del gasto mientras que las compañías operadoras representativas tienen acceso a toda la información, particularmente información interpretativa tal como análisis del incremento de presión, estimaciones de la reserva e información financiera.

El sitio web está diseñado en un formato modular para cubrir los requerimientos de personalización del ambiente de pozos inteligentes. Dependiendo del número de intervalos de terminación, la orientación del agujero, tipo de pozo (productor o inyector), la cantidad de información, los tipos de información, los cálculos de gasto, los tipos de gráficos interpretativos y los reportes necesarios pueden variar de pozo en pozo.



1.2.7 Trasladar el proceso de trabajo a un sistema de administración de yacimientos base web

Se requiere un proceso de administración de información riguroso para asegurar que la información y datos válidos estén disponibles al equipo de activo.

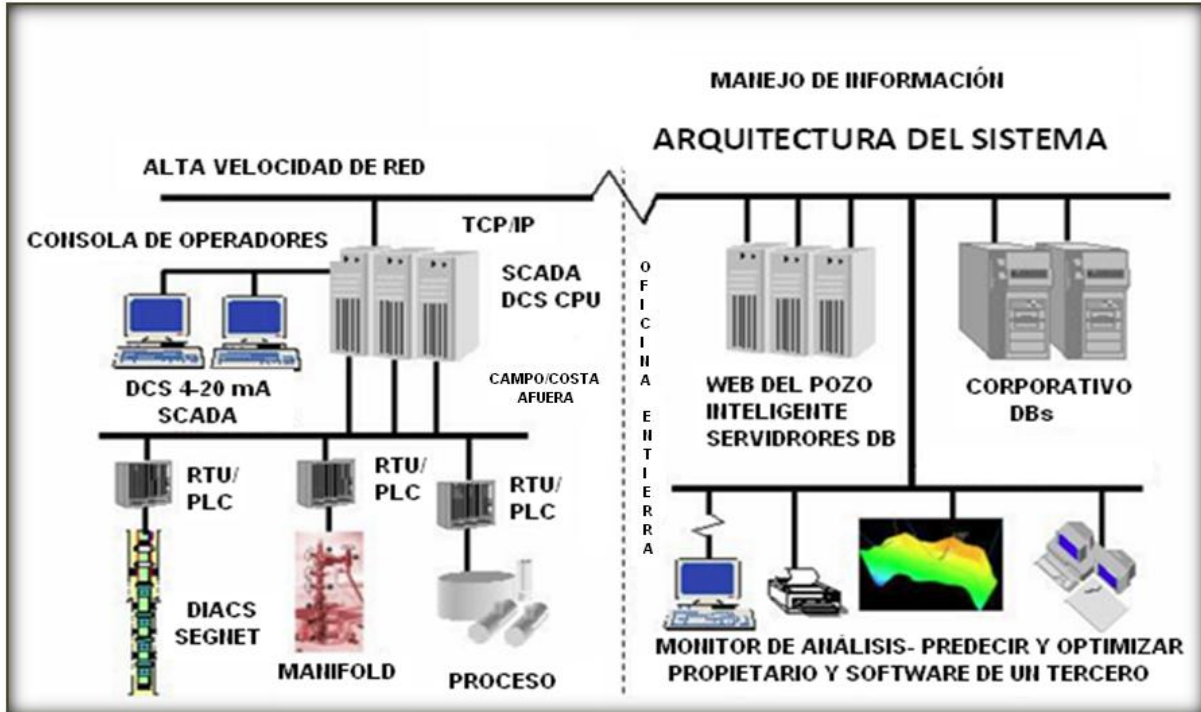


Figura 1.10 – Proceso de administración de información⁹.

La Figura 1.10 muestra como los datos son tomados de un pozo y otro equipo superficial en el ambiente de pozos inteligentes, se envía a través de internet (o intranet) mediante el servidor web y finalmente se hace disponible al usuario final. Los procesos automatizados necesitan manejar y procesar la información para proveer a los equipos de activo información útil. La planeación para un proceso de administración de datos efectivo es imperativa en el ambiente de pozos inteligentes. Sin planeación, la calidad de la información será pasada por alto y la información sin valor será almacenada infinitamente.

El proceso de administración de información debe seguir el cumplimiento de las necesidades del equipo activo y la utilización de tecnologías de información. Proporcionar una localización central para la validación, sincronización y almacenamiento permite técnicas nuevas y mejoradas que puedan ser implementadas de forma rápida y rentable. Un aprovechamiento es hacer en módulos el diseño de la aplicación web y estructura del proceso de trabajo.

Los datos, información obtenida, y en algunos casos análisis y soluciones de software están estructurados en una jerarquía de cuatro niveles. En el nivel más básico tenemos al intervalo de terminación. En el siguiente nivel está en el pozo seguido por el yacimiento y terminando en el campo o nivel de activo.



1.2.7.1 Adquisición de datos en el sitio del pozo

Los datos usados en el análisis para administración de yacimientos pueden lograrse desde fuentes múltiples. Los sensores de fondo en pozos inteligentes proveen alta frecuencia de presión, temperatura, información de la posición de la válvula de intervalo. La frecuencia de gasto en las medidas de datos de fondo es dependiente en el número de sensores de fondo, la capacidad del ancho de banda del sistema de comunicación de fondo, los algoritmos de chequeo de información del sistema de comunicación de fondo y la prioridad de comunicación asignada a cada sensor.

Por ejemplo, en un pozo inteligente con cinco intervalos de terminación, instrumentados con dos sensores de presión y temperatura, una serie de lecturas de los sensores puede generarse cada cuatro segundos. La presión en la cabeza del pozo, temperatura y condiciones de flujo superficial pueden ser provistas mediante diferentes sistemas y unidades de transmisión remotas.

1.2.7.2 Transferencia de información al sitio huésped central

Si las herramientas de fondo terminan una serie completa de lecturas a la vez, entonces, los elementos de datos múltiples pueden ser etiquetados, cifrados y enviados. Este método proporciona un sistema muy flexible para agregar o remover los elementos de información de sensores.

Toda la información arrastrada de la base de datos histórica del sitio del pozo pasa a través de este ingenioso descifrado para ser separada en bloques pequeños. Cada bloque es entonces cifrado antes de ser enviado al sitio huésped. Para la transmisión al sitio huésped, el flujo de datos es enviado a través de un protocolo de transmisión de hipertexto seguro.

Cuando el flujo de datos es recibido en el sitio huésped, es cifrado y entonces pasa a la parte segura del sistema, la cual no se ha expuesto a ninguna porción externa de la red. Toda la información en el servidor en la base de datos está protegida mediante múltiples métodos de hardware y seguridad de software y archivo.

1.2.7.3 Validación de datos

Las operaciones experimentadas por miembros de personal o técnicos en producción han revisado datos de producción y los han validado de forma manual. Con la información siendo localizada centralmente, las rutinas de validación de datos pueden implementarse para automatizar el proceso y ser mejoradas continuamente para aumentar la calidad de la información. Validar la información en un ambiente de pozos inteligentes utiliza muchos recursos informáticos.

Los valores inválidos son removidos o reajustados a configuraciones aceptables con un comentario final y crean un archivo logarítmico. El segundo orden de validación de información busca en una cadena de números en el tiempo.



El tercer orden de la validación de la información se da cuando múltiples valores son combinados y simultáneamente evaluados para su validación.

1.2.7.4 Sincronización de datos

Si la posición de la válvula está cambiando entre las lecturas del sensor debe considerarse el comportamiento transitorio. El intervalo de sincronización e información es variable dependiendo de la actividad que ocurre en el agujero, si el parámetro medido está en estado estacionario o cambia momentáneamente, los intervalos de sincronización de información son mayores.

Si las válvulas de control de flujo están ajustadas entonces el intervalo de sincronización de información es mucho menor para asegurar la captura de información transitoria.

1.2.7.5 Cálculos

Este aprovechamiento reduce el tiempo de cálculo mediante un parámetro que se usa frecuentemente y almacena los datos de gasto de aceite, gas y agua, corte de agua y relaciones de fluidos.

1.2.7.6 Reducción de información

El tamaño del ajuste de la información adquirida con sensores de fondo es enorme. No obstante puede ser necesario reducir el número de puntos de datos a un ajuste representativo. Algoritmos especiales, tales como métodos de umbral de presión pueden ser usados para una amplia variedad de elementos de información.

1.2.7.7 Almacenamiento de información para datos relacionados de tiempo

El almacenamiento de datos organiza y almacena la información necesaria para procesos analíticos informativos en una perspectiva histórica de tiempo. La información es entonces almacenada de forma instantánea. Este almacenamiento de información para elementos de datos reunidos en el tiempo tiene ventajas importantes con respecto a metodologías con base de datos tradicionales.

1.2.8 Análisis

El software de análisis está diseñado para estudiar un aspecto de ingeniería petrolera. El análisis nodal, simulación de yacimientos, economía, interpretación sísmica, etc., existen como herramientas de software independientes. Los archivos de datos son creados y usados solamente dentro de la aplicación.

Dado que la información está asociada al pozo, el acceso está disponible a todos los miembros del equipo de activo sin importar la localización geográfica. Los únicos requerimientos son evaluar el internet y el correcto acceso a la información. Las herramientas de análisis pueden ser agrupadas en cuatro categorías: terminación, pozo, yacimiento o campo.



Los ejemplos de cada una están disponibles. La **Tabla 1.1** señala los puntos de análisis más frecuentes dentro de un proceso de explotación tecnológica.

HERRAMIENTA DE ANÁLISIS	
TERMINACION	ANÁLISIS TRANSITORIO DE PRESIÓN
POZO	NODO, ECONOMIA
YACIMIENTO	SIMULACION DE YACIMIENTO
CAMPO	OPTIMIZACION EN MERCADOTECNIA

Tabla 1.1 – Herramientas de análisis en procesos tecnológicos para explotación.

En el ambiente de pozos inteligentes, la frecuencia de la información disponible para actualizar el análisis es continua. La selección apropiada y la integración de herramientas de análisis de software pueden tener un efecto profundo en cambiar el proceso existente sobre todo a la administración del yacimiento. Las pruebas del pozo pueden ser analizadas en tiempo real y su simulación puede hacerse antes de incrementar los gastos de producción o aplicar recuperación mejorada.

1.2.8.1 Predicción y control

A través del uso de técnicas de administración de datos, los algoritmos de propietario y las herramientas de análisis pueden hacer predicciones del comportamiento futuro del pozo. Identificar las tendencias para la toma de acciones con la información puede hacerse mediante la administración en tiempo real. En un sistema de pozos inteligentes el cambio en los gastos de flujo es detectado en el nivel de la terminación. Esta identificación temprana permite al ingeniero trabajar de forma proactiva para corregir el problema antes de que ocurra un daño costoso. En el ambiente de pozos inteligentes, la solución base web permite el control remoto, a través de un sistema de alerta inteligente cada miembro puede diseñar las notificaciones y métodos de informe. Los ingenieros de producción pueden ajustar notificaciones basadas en gastos de gas, aceite y agua en un intervalo de producción dado o con base en los cambios de presión y/o temperatura.



1.3 Pozos multilaterales inteligentes, un nuevo paso en la construcción de pozos

1.3.1 El impacto de los sistemas multilaterales

Los multilaterales no son una tecnología evolucionada tal como la perforación horizontal pero si una tecnología revolucionaria que podría modernizar el rumbo de los proyectos en el campo petrolero. Ha sido notable su éxito en muchas áreas en el mundo y es posible que en el futuro la administración total del campo y las estrategias de desarrollo puedan ser afectadas por la propia implementación de tecnología multilateral.

Cuando se hace un juicio económico en la viabilidad de proyecto es fácil encontrar los factores que puedan contribuir significativamente a los resultados financieros. Estos factores incluyen las características del yacimiento y planes de desarrollo, capacidades de producción o de las instalaciones, tecnología disponible actual y futura, experiencia del operador y de la compañía de servicio así como la planeación. Los pozos multilaterales han marcado un impacto en todas estas áreas y podrían tener un gran efecto en el éxito financiero del proyecto¹¹.

Estas áreas pueden estar agrupadas en tres categorías principales:

- a) Reducción de costos de pozo.
- b) Mejoramiento del valor de yacimiento.
- c) Reducción de costos de instalaciones o proyecto.

En la reducción de costos de pozo la idea es hacer simplemente un pozo multilateral menos costoso que dos pozos convencionales. Esto es especialmente cierto en pozos en aguas profundas o pozos en ambientes hostiles. Es también importante tomar en cuenta las consideraciones superficiales, equipo de producción y los espacios disponibles o instalaciones de superficie.

El mejoramiento en el valor del yacimiento entra al tener la habilidad para facilitar un drene completo mediante la mitigación de problemas de heterogeneidad del yacimiento, en el mejoramiento de eficiencias de barrido mediante el retraso de la invasión de agua o gas con un decremento de presión más lento y mejores patrones de drene, así como mejorando la producción de fluidos complejos mediante el incremento de la exposición del yacimiento y conectando la permeabilidad natural (fracturas).

Para que tome sentido, la tecnología multilateral y las terminaciones inteligentes pueden combinarse. Los sistemas multilaterales son caracterizados típicamente en términos de capacidades mecánicas de su unión, mientras que los pozos inteligentes son usualmente categorizados en términos del nivel de sensores para monitoreo y el nivel de precisión en el control, partiendo de simples válvulas on/off para estrangulación variable.



1.3.2 Sistemas multilaterales

La industria ha adoptado un sistema de clasificación para pozos multilaterales conocido como TAML (tecnología avanzada para multilaterales) denominado así por un grupo de la industria que desarrolló primero este sistema de clasificación.

Los seis niveles de esta clasificación describen el nivel de capacidad de la junta multilateral. En la **Figura 1.11** se representa la capacidad de alcance de cada nivel de los

pozos multilaterales. Debido a que los primeros tres niveles no brindan ningún aislamiento de flujo en la unión, no atienden el aspecto de control asociado a pozos inteligentes. Por esta razón, nos enfocaremos solamente en las clasificaciones TAML 4, 5, y 6.

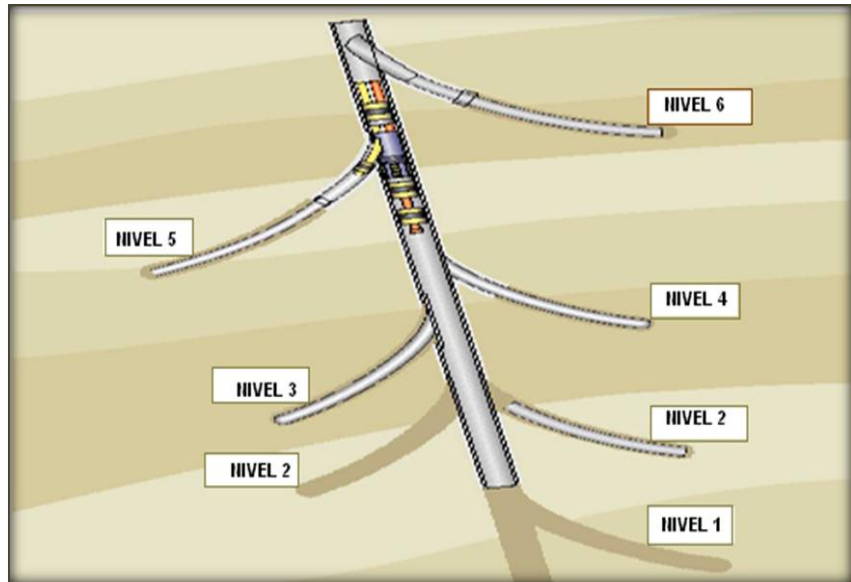
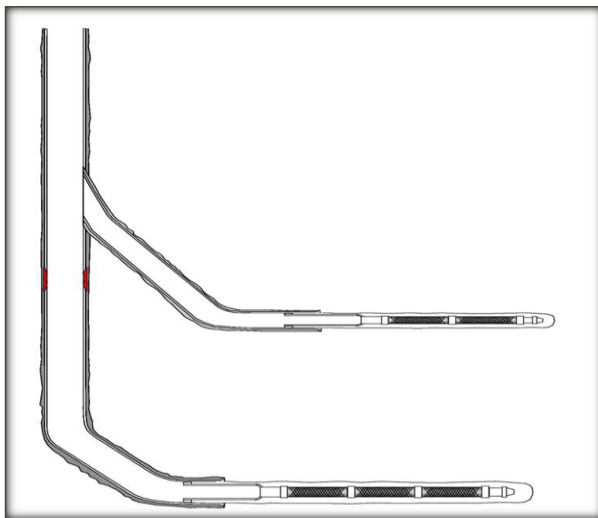


Figura 1.11 – Clasificación TAML de Multilaterale¹⁰.

1.3.2.1 Nivel Cuatro

El nivel de unión cuatro es creado mediante la cementación de un liner, la unión de éste y la primera sarta de tubería. El sistema del nivel cuatro es ideal para el flujo combinado de yacimientos con baja presión y por ello ha sido el favorito para campos con aceite pesado donde la unión es colocada en la zona con el agujero horizontal principal, otra aplicación es en áreas donde la unión puede estar colocada en la sección de calizas o alguna otra barrera de permeabilidad natural.



El cemento actúa como una barrera al flujo pero no es considerado para hacer un verdadero sello hidráulico. La **Figura 1.12** muestra como la entrada de la unión puede estar expuesta al flujo desde el pozo principal y las zonas de producción laterales.

El cemento actúa como una barrera al flujo pero no es considerado para hacer un verdadero sello hidráulico. La **Figura 1.12** muestra como la entrada de la unión puede estar expuesta al flujo desde el pozo principal y las zonas de producción laterales.

Figura 1.12 – Sistemas Multilaterales Nivel 4 TAML¹⁰.

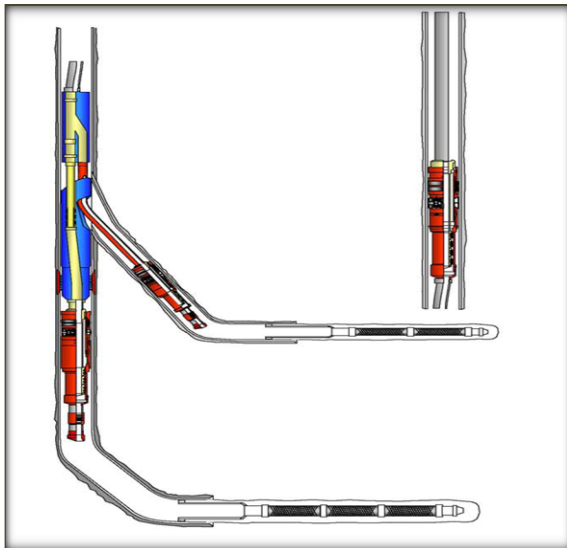


El flujo desde diferentes laterales es segregado a través de una doble terminación. Una sarta de tubería se extiende por debajo de la unión y es ajustada en un empacador, mientras la segunda sarta coloca debajo de un doble empacador que es ajustado arriba de la unión. Esto permite al operador entender cuáles partes del yacimiento están actuando mejor y permitiendo la administración de la producción. Con este conocimiento, la ubicación de pozos futuros puede ajustarse para incrementar la recuperación mejorada del campo. Con este enfoque la reentrada del acceso al brazo lateral es posible a través de la tubería. Esto está desarrollado de forma avanzada con refinamientos que hacen mínimo el riesgo en la instalación. El nivel cuatro puede continuar como una propuesta para aplicaciones de multilaterales inteligentes por dos razones:

- ◆ La unión puede ser construida sin perder el tamaño del agujero, por ello es posible usar tuberías de diámetro convencional. Esto además permite la instalación de componentes para pozos inteligentes.
- ◆ El nivel cuatro de unión ajusta el pozo con muchas técnicas de terminación estándar (por ejemplo), revestir y perforar empacamientos de grava, fracturamiento hidráulico a medida que tales tecnologías emergen como prueba.

1.3.2.2 Nivel Cinco

En un multilateral de nivel 5, el área de unión está aislada del flujo mediante la terminación. La **Figura 1.13** esquematiza como los empacadores están localizados en el brazo lateral y en el agujero principal debajo de la unión.



Aunque la unión está temporalmente durante la construcción del pozo, el uso de empacadores o receptáculos de limpieza en el agujero, elimina esta exposición una vez que la terminación es instalada.

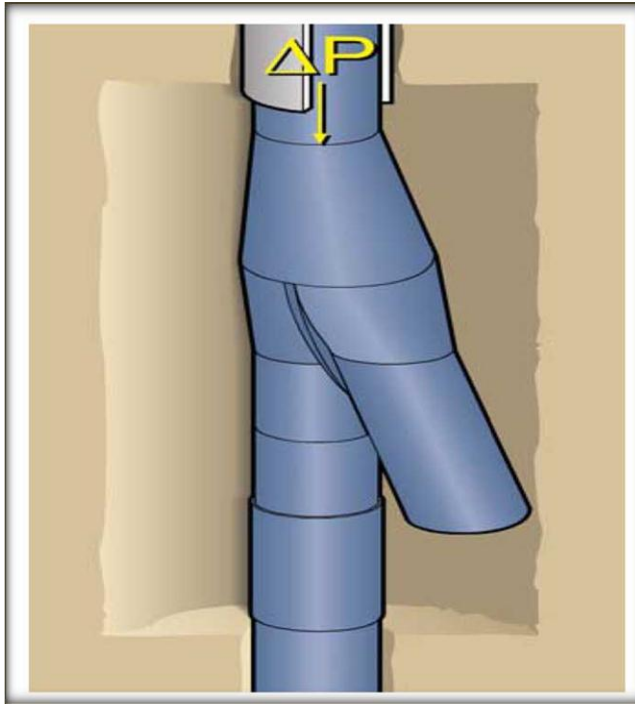
El nivel 5 provee más opciones para control de flujo en cada brazo debido a que las sarts de tubería se extienden en cada brazo, de este modo crean un mayor aislamiento entre los dos brazos. Para los pozos con más de dos brazos productores, las limitaciones en la tecnología multilateral actual, el espacio anular en la configuración de pozo estándar y la dificultad en la instalación evitan el uso de tres o más sarts de producción. En este caso, dos brazos se fusionan en un solo flujo y producen junto a una tercera sarta de tubería segregada, la cual resulta en sólo dos sarts que vuelven a la superficie¹².

Figura 1.13 – Sistemas Multilaterales Nivel 5 TAML¹⁰.



1.3.2.3 Nivel Seis

El nivel 6 de multilaterales brinda aislamiento a partir de la sarta de tubería. Actualmente existen dos técnicas para lograr esto. Una técnica involucra colapso en



una tubería con doble brazo que se ajusta al pozo principal, esto se muestra en la **Figura 1.14**. Esta unión es corrida como parte de la sarta de producción en el pozo principal.

En el nivel 6 la unión multilateral puede producir a través de diámetros de flujo mayores debido a que no se requieren empacadores de gran dimensión para el aislamiento de presión en su unión. Sin embargo, dependiendo del sistema particular, puede no ser el caso. El control independiente y aislamiento de los brazos laterales definirá el uso de empacadores.

Figura 1.14 – Sistema TAML Nivel 6¹⁰.

Estos sistemas brindan un índice de presión en la tubería mucho menor comparado con la tubería estándar, esto debe tomarse en cuenta cuando se diseña el pozo. Combinando esta área de unión más grande con el enfoque de pozos inteligentes se da más espacio para sensores de empacamiento y actuadores.

El tipo de sistema instalado puede definir los grados de resolución:

- ◆ Facilidad de apertura o cierre del sistema hidráulico para confirmar posición y detección (indicadores de fondo permanentes, medidores de flujo o fibras ópticas).
- ◆ Sistema eléctrico totalmente integrado (electro-hidráulico) con posición de alimentación y detección con dispositivos de control de flujo.

El sistema hidráulico on/off permite al operador producir intervalos independientes sin estrangular, las zonas están produciendo o en cierre.

El sistema hidráulico permite un mayor grado de resolución mediante el posicionamiento de dispositivos de control de flujo en varias posiciones que van desde apertura total de la válvula y cierre. El sistema electro-hidráulico integrado o totalmente eléctrico provee el más alto grado de resolución. La adquisición de información en tiempo real es controlada mediante el mismo instrumento que controla la actuación del dispositivo de control de flujo.



1.3.3 Pozos inteligentes multilaterales

1.3.3.1 Niveles de inteligencia de la tecnología de inteligentes multilaterales

Actualmente existen muchos diseños posibles o en varias etapas de construcción. Estos incluyen pozos económicos de re-apertura, pozos con control por arriba de la unión y pozos con sistemas de control inteligentes desplegados a través de la unión y a sus zonas productivas. Estos sistemas incorporan diferentes niveles de complejidad y costo pero hay sistemas para un amplio rango de aplicaciones.

1.3.3.2 Nivel 4 de construcción de unión con laterales, capacidades de reentrada

El nivel 4 de construcción de multilaterales inteligentes ofrece un método todavía efectivo y económico mediante la fusión de pozos inteligentes y tecnología multilateral. Esta técnica permite introducir el equipo de terminación convencional tanto en el pozo principal debajo de la unión y el lateral superior extendiéndose desde la unión de la ventana.

La pérdida de fluido y los problemas de control de pozo están involucrados en la realización del pozo.

El criterio de diseño de terminación e implementación en campo son muy similares a los de la instalación de terminación en un solo pozo, la **Figura 1.15** muestra el nivel 4 multilateral.

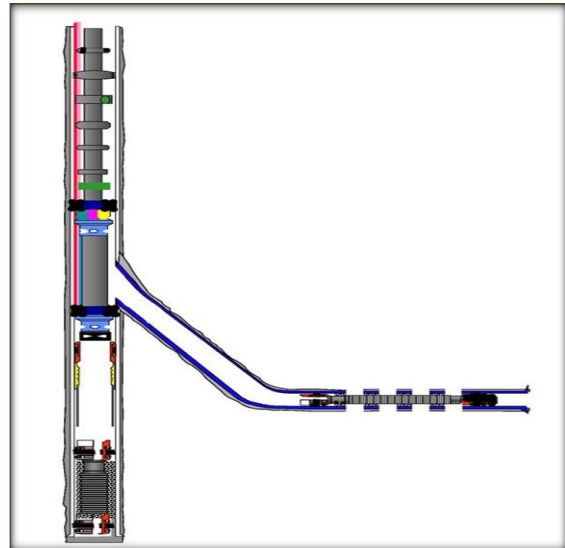
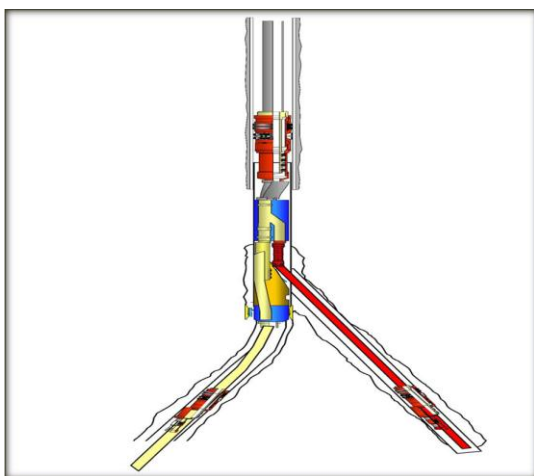


Figura 1.15 – Nivel 4 MLT con Capacidad Lateral de Re-entrada¹⁰.



La **Figura 1.16** muestra en pozo Nivel 5 con capacidad de control, muestra cómo es factible el control sólo en un lado del pozo.

Mediante la ubicación de la válvula en el pozo principal se pueden utilizar válvulas de control más grandes que tienen un área de flujo mayor. Con la tecnología inteligente multilateral, el aislamiento correctivo a través de la tubería con dispositivos de desviación puede ser colocado para el acceso lateral sin intervención en el pozo.

Figura 1.16 – MLT Inteligente con control In-zona¹⁰.



1.3.3.3 Nivel 5, construcción de unión multilateral con control de flujo

Este sistema es una mezcla única de la tecnología multilateral existente y la tecnología de pozos inteligentes. Las ventajas de este tipo de sistema incluyen la facilidad de desarrollo debido a que los controles se corren después de que se construye la unión multilateral¹³. La desventaja es que solamente es posible controlar un lado, no es posible controlar zonas múltiples en el pozo principal o en el lateral.

a) Construcción de la unión con control de flujo “En Zona”

Esto permite el control y monitoreo de zonas múltiples en ambas partes de la unión, realmente multiplica el efecto del multilateral y la terminación inteligente. Este sistema está actualmente en desarrollo y puede ofrecer grandes beneficios para el desarrollo del yacimiento.

b) Diseño de terminación y control de arena

El diseño de la terminación y la técnica de control de arena variarán dependiendo de las características del yacimiento. Durante la fase de terminación, se elimina el fluido de terminación requerido para el control del pozo.

Estos sistemas son posicionados cerca de la sección de agujero descubierto y recogidos a la tubería lateral usando un ensamble Tie-back como aislamiento. Si se requiere una unión nivel 5, un empacador de terminación de sello en agujero será posicionado en la cima del lateral sólo por debajo de la unión. Los pozos inteligentes multilaterales pueden ser instalados con un nivel de unión 4 o 5.

c) Pozos submarinos

Debido al alto costo de reparación para pozos submarinos en áreas como Mar del Norte, Golfo de México, África Occidental y Brasil, los pozos multilaterales inteligentes son una solución atractiva. Los desarrollos submarinos en estas partes del mundo son altamente recurridos pero los métodos tradicionales de explotación no maximizan el flujo de efectivo ni incremento en la producción. Los costos elevados de reparación de pozos y la baja producción asociada con algunos de estos métodos tradicionales pueden iniciar un proyecto que tiene viabilidad económica dentro de uno que no la tiene.

Mediante el uso de pozos inteligentes multilaterales y seccionando el yacimiento en nodos para su manejo, un operador puede eliminar la necesidad de reparación y la producción diferida asociada a ello.

d) Localizaciones Remotas

El uso del equipo de terminación inteligente en localizaciones remotas ha permitido a los operadores estar en localizaciones remotas para producir desde intervalos múltiples y controlar la producción a distancia.



La introducción de tecnología de pozos multilaterales inteligentes, donde es apropiado, es una extensión natural del uso de tecnología de pozos inteligentes.

e) Inyectores inteligentes

En campos maduros con métodos de inyección, el uso del equipo de terminación inteligente permite al operador maximizar la eficiencia de barrido mediante el control de la inyección en áreas específicas del yacimiento. La tecnología multilateral puede incrementar el total de fluido inyectado porque las porciones más grandes de la zona de inyección están en contacto con el agujero.

f) Yacimientos Inteligentes

La meta final para estos sistemas es obtener un yacimiento inteligente autónomo. El pozo monitorea parámetros de fondo como presión, temperatura, características de fluido y automáticamente se ajusta para responder a las condiciones. Este sistema podría incluir instalaciones que separarían el flujo de fluidos en sus componentes deseados y no deseados, así como re-inyectar los fluidos no deseados dentro de las formaciones.



1.4 Implementación de pozos con terminaciones inteligentes en un ambiente de control de arena

A medida que la tecnología inteligente madura, su campo de aplicación continúa expandiéndose para atacar los retos ambientales en yacimientos poco consolidados de alta permeabilidad, alta productividad y clásticos en el Golfo de México, Costa Afuera de África, Región Asia-Pacífico, Costa Afuera y Mar del Norte¹⁵.

La producción de arena no es buena para el equipo de terminación convencional dado que puede poner en riesgo la seguridad y esto además conlleva consecuencias financieras.

Las técnicas de control de arena han sido aplicadas en estos ambientes con una amplia variedad de rangos de éxito; sin embargo, una estrategia de control de arena concebida y ejecutada apropiadamente puede ser muy efectiva en la reducción o eliminación de producción de sólidos sin restringir excesivamente la productividad. Nuevas técnicas con cedazos se han añadido a las técnicas convencionales de empacamientos de grava. Combinar la tecnología de control de arena sin tecnología de pozos inteligentes puede ser un reto importante, particularmente cuando se está produciendo desde zonas múltiples, no consolidadas y de alta productividad. La industria de terminaciones inteligentes está abordando este reto para generar soluciones innovadoras que permitan obtener el máximo valor para el cliente.

1.4.1 Causas y Control de Producción de Arena

La producción de sólidos de la formación es el resultado de la alta presión en el pozo y la dinámica de fuerzas de flujo de fluidos que exceden la fuerza de la formación y las fuerzas a las cuales se consolidan los granos de arena. El potencial para producción de arena es mucho mayor en formaciones no consolidadas (bajo cizallamiento) donde la cementación intergranular es pobre o inexistente y puede ser grave con la disolución de granos de arena y la cementación natural de materiales por fluidos del yacimiento, mantenimiento de presión de fluidos inyectados o fluidos de estimulación. La dinámica de fuerzas de flujo puede influir significativamente al comienzo de la producción de arena.

Las fuerzas son impuestas en los granos de arena y tienden a moverlos en el pozo a través de los fluidos producidos. Las presiones diferenciales, fuerzas de arrastre de fluidos y la sobrecarga se combinan para producir presiones que pueden exceder la resistencia al corte y causar la producción de arena. La alta velocidad del fluido, su viscosidad así como el flujo multifásico o transitorio alteran esta condición. Las estrategias de control de arena se enfocan en la reducción de presiones en el pozo, mejorando la consolidación o transfiriendo presión con alguna forma de retención mecánica.



1.4.2 Estrategias Convencionales para el Control de Arena

La estrategia más básica para el control de arena es reducir el decremento de presión en el yacimiento con el objetivo final de reducir la presión diferencial, unidad de ritmo de producción y por lo tanto, la velocidad del fluido. Esta estrategia se opone al objetivo de maximizar la productividad del pozo, pero es una estrategia importante para considerar en casos de producción severa de arena. Una manera de reducir el decremento de presión y la unidad del ritmo de producción es incrementando la cantidad de pozos en comunicación con el yacimiento a través de terminaciones en agujero descubierto, pozos horizontales o con alta desviación, pozos multilaterales y fracturamiento hidráulico. El conocimiento de la estabilidad del agujero y fuerzas de presión de formación son la clave para entender los mecanismos de producción de arena y establecer la operación de los parámetros de producción para evitar la desestabilización de la formación.

1.4.3 Problemas para Considerar con la Aplicación de Tecnología de Terminación.

Los siguientes problemas pueden ser considerados cuando se usa control de flujo inteligente y monitoreo en un ambiente de producción de arena:

a. En protección y aislamiento de zonas o estratos.

Las terminaciones de pozos inteligentes pueden ser usadas para monitorear y controlar el flujo desde yacimientos separados, estratos separados o regiones separadas de una formación heterogénea. Algunas o todas estas zonas pueden requerir de algún método para el control de arena pero para favorecer la efectividad del control de flujo es importante el correcto aislamiento hidráulico de las zonas. El aislamiento puede conseguirse mediante el uso de liners perforados y cementados. Las terminaciones en agujero descubierto con cedazos o empacamientos de grava pueden requerir secciones de liner con empacadores expandibles externos a la tubería.

b. En diámetros del equipo y espacio disponible.

El equipo de control de flujo inteligente y los mandriles transductores de presión/temperatura, toman el espacio más significativo que el equipo de terminación convencional puede necesitar para que sea instalado directamente dentro del equipo de control de arena.

Esto puede crear conflictos cuando se intenta conservar los tamaños del equipo de tubería y de terminación dentro de los parámetros de diseño convencionales mientras que maximiza el flujo de áreas para reducir la velocidad del flujo y maximizar la productividad.



c. Velocidad del fluido, caída de presión y erosión.

El efecto más comúnmente presente en el equipo de terminación en un ambiente de producción de sólidos es la erosión. Áreas de flujo restringidas y patrones de flujo tortuosos (normalmente alrededor y a través del equipo de control de flujo de fondo) contribuyen a los efectos de alta velocidad, la cual causa erosión en el equipo. Cuando se producen fluidos altamente compresibles como gas, la caída de presión de flujo asociada con la alta velocidad y áreas de flujo restringidas resulta no sólo en productividad más baja pero también en velocidad de flujo más alta. Si el ambiente de producción es corrosivo, los mecanismos de erosión/corrosión deben considerarse también en la selección del material para la terminación.

d. Protección de sensores, cables y líneas de control.

Las líneas de control, cables y sensores son el equivalente a un sistema nervioso en un sistema de terminación inteligente y el daño a estos elementos puede significar una pérdida parcial o total de la funcionalidad de la terminación inteligente.

Estos elementos deben estar protegidos adecuadamente de la erosión (o el potencial de los mismos en el evento de control de arena).

e. Pozos inyectoros.

En yacimientos multi-zona donde los pozos productores requieren control de arena, el control de arena debe también considerarse para los pozos inyectoros. La disolución de los materiales cementantes naturales en los pozos de inyección de agua puede desestabilizar la formación. Durante el cierre de estos pozos el reflujo y flujo cruzado entre estratos a diferentes presiones de yacimiento resultará en la producción importante de sólidos en el pozo, los cuales pueden causar tapones e interferencia con los dispositivos de control de flujo. El cambio aleatorio y mezcla de materiales endógenos de la formación puede provocar un daño alto cerca del pozo.

1.4.4 Cómo Controlar la Arena con Pozos Inteligentes

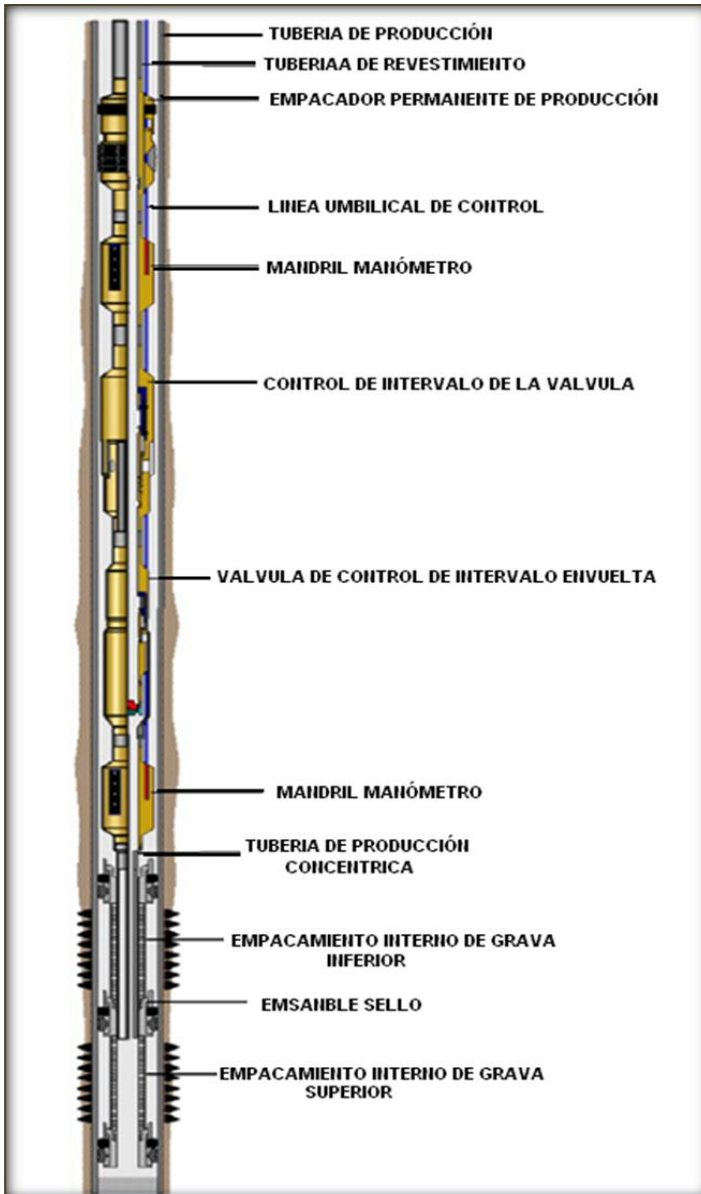
El uso de elementos de terminación inteligente puede contribuir significativamente a la prevención y manejo de la producción de arena al momento que maximiza la productividad de hidrocarburos.

Mediante el monitoreo de las condiciones actuales de flujo, control y restricción del flujo de fluidos en el pozo, las terminaciones inteligentes pueden mantener el flujo debajo de ritmos críticos que de otra manera desestabilizarían la matriz de formación o el efecto de los empacamientos de grava. Las zonas que desarrollan las condiciones para la producción de agua pueden cerradas para así reducir la tendencia para producción de arena agravada por flujo multifásico y disolución acuosa.



1.4.4.1 Empaque de grava interno de doble zona

Tal vez la solución más directa para controlar la arena de dos zonas es el empaque de grava de doble zona. Este concepto representa el único tipo de terminación para control inteligente de arena en campo.



Dos terminaciones con empaques de grava están cercanas a la válvula de control de flujo, cuya distancia se determina mediante la medición de profundidad de las zonas de terminación individuales y algún intervalo de aislamiento en medio.

La terminación está compuesta, de arriba hacia abajo, de la tubería de producción, empaquetador de producción permanente con línea de control, mandril manométrico, válvula de control de intervalo, válvula de control de intervalo envuelta y mandril, los cuales van sellados con el empaquetador de la upper completion.

La **Figura 1.17** muestra la colocación de un empaque de grava de doble zona para el control de efectos en la producción de arena.

Figura 1.17 – Empaque de grava de doble zona (Diseño Concéntrico)¹⁵.

La producción desde la zona más baja fluye a través de la tubería concéntrica y entra a la tubería de producción a través de la VCI más baja. La producción desde la zona superior fluye a través del espacio anular entre el empaque de grava superior y la VCI más baja y la camisa de la tubería. El mandril manométrico permite el monitoreo de presión de las áreas de la upper y lower completion, así como se va dando el flujo o se cierra la tubería.



Las ventajas de este concepto son:

- ◆ Monitoreo remoto total y operación de dos terminaciones con empaque de grava.
- ◆ Las terminaciones con control de arena son instaladas antes de que se corra el equipo de pozo inteligente.
- ◆ Las válvulas e indicadores están localizados arriba de las terminaciones, reduciendo la habilidad para monitorear y controlar en la cara de la arena.
- ◆ No existe posibilidad de colocar el equipo de pozo inteligente dentro de las terminaciones actuales.
- ◆ Sin control de flujo es posible a lo largo de la profundidad de una terminación singular con empaque de grava.
- ◆ El monitoreo y control remoto está limitado a dos zonas.

Se debe tomar particular cuidado durante el proceso de diseño para asegurar que el área de flujo cruzado seccional alrededor de la tubería concéntrica y VCI envuelta sea al menos igual al área de flujo cruzado de la tubería de producción. La **Figura 1.18** muestra el efecto del diámetro de la VCI y el cálculo del área de flujo concéntrica entre la VCI y el liner.



Figura 1.18 – Área de flujo concéntrica¹⁵.

1.4.4.2 Sistemas expandibles

La sinergia entre la tecnología de terminación de pozos inteligentes y de los tubulares de sólidos expandibles y cedazos de arena se ha considerado. La tecnología de sistemas expandibles permite al equipo de terminación inteligente ser colocado dentro del equipo de control de arena directamente adverso al yacimiento, la **Figura 1.19** muestra el arreglo de los sistemas expandibles para el control de arena. Aparecen dos tipos de sólidos tubulares expandibles y la tecnología de pantallas seguirá adelante en la industria:

- ◆ Expansión con diámetro interno constante.
- ◆ Expansión compatible (diámetro interno variable).

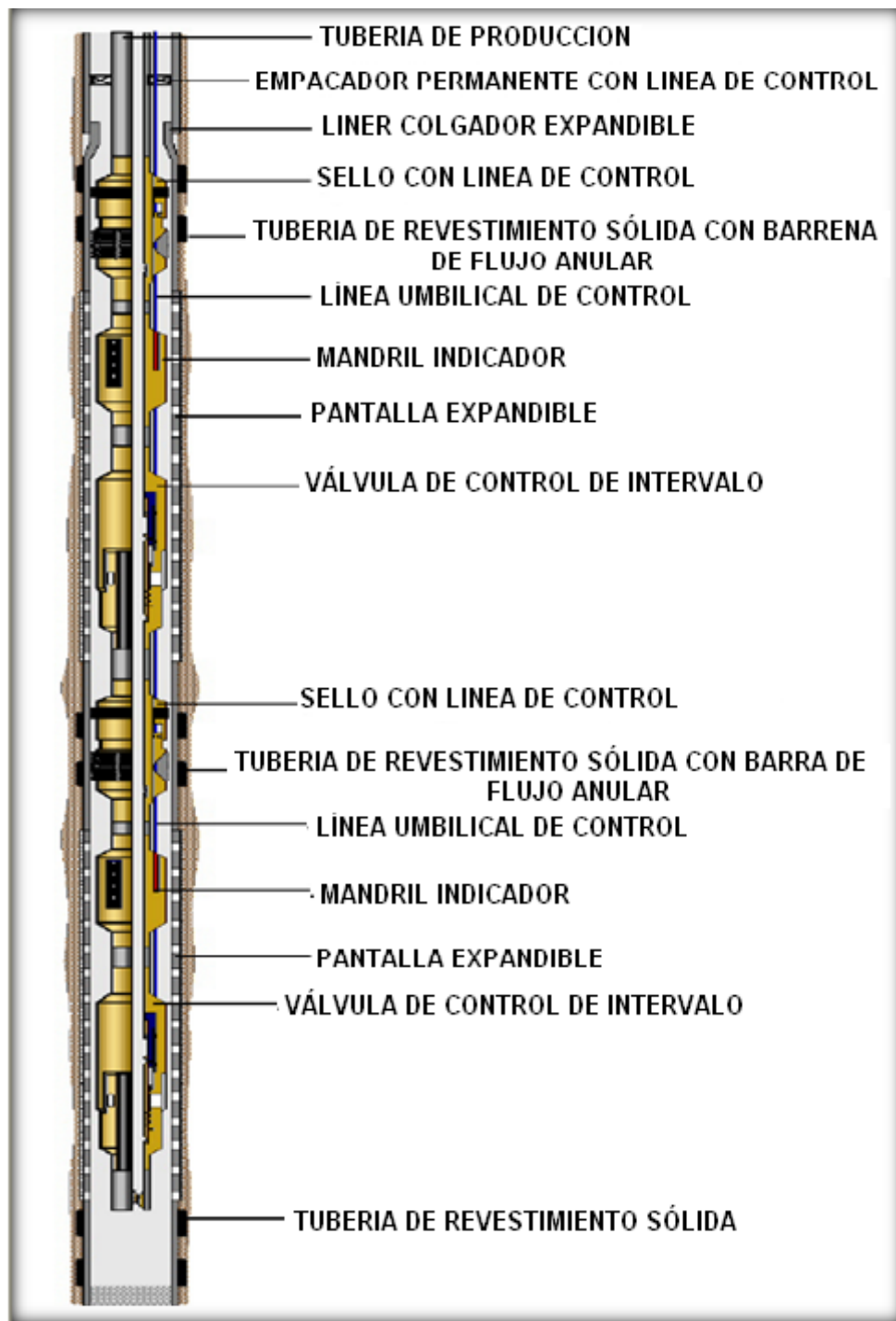


Figura 1.19 – Terminación inteligente expandible para control de arena¹⁵.

La expansión generalmente implica relaciones de expansión más grandes en las que los tubulares y cedazos son expandidas al diámetro interior de la pared del pozo, conformando usualmente variaciones en el diámetro interior del pozo.



Las ventajas esperadas de la integración del equipo de terminación inteligente con un sistema expandible son¹⁶:

- ◆ Gastos de flujo másico posiblemente mayores (producción e inyección).
- ◆ Selectividad a lo largo de la profundidad de terminaciones en agujero descubierto.
- ◆ Control en tiempo real de múltiples dispositivos de producción/control de alcance extendido o en pozos horizontales en agujero descubierto.
- ◆ Opciones de intervención en reparación/remediación mejoradas.

Las desventajas potenciales de combinar las dos tecnologías son:

- ◆ Riesgo insuficiente aislamiento anular efectivo.
- ◆ Riesgo de taponar la pantalla de ensamble con formación de finos.
- ◆ Las pantallas expandibles no son altamente resistentes a los esfuerzos compresivos externos (compactación, alta presión externa, etc.) si se les compara con el equipo convencional.
- ◆ Riesgos de dificultad al expandir el ensamble una vez que es colocado.
- ◆ Dificultad al integrar los tubulares de sólidos expandibles con los sistemas de cedazos de arena expandibles.



1.5 Beneficios de los pozos con terminaciones inteligentes

1.5.1 Evolución de los pozos por grado de inteligencia

La evolución de indicadores de fondo, mangas de circulación y válvulas de control superficial de seguridad dan como resultado el desarrollo de pozos inteligentes. Este avance ha pasado muchas etapas desde los pozos convencionales hasta los inteligentes¹⁶.

La **Figura 1.20** muestra las etapas de evolución de los pozos para convertirse en pozos inteligentes:



Figura 1.20 – Evolución de los pozos para convertirse en pozos inteligentes.

a) Pozos Convencionales

No se instalan indicadores de fondo. De acuerdo con el número de zonas las mangas de circulación son instaladas mecánicamente. Se requería línea de acero e intervención frecuentemente.

b) Con Indicadores permanentes de fondo

Estos pozos sólo tenían indicadores de fondo y la información se recopilaba con registradores de datos en un periodo de tiempo predeterminado.

No existe control de zona desde la superficie. Se requiere línea de acero e intervención en algunos casos.

c) De Control remoto hidráulico

Estos pozos son controlados hidráulicamente desde la superficie. No se instalan sensores en el fondo; como resultado no hay transmisión de datos en computadora para su interpretación.

d) Pozos inteligentes (Smart Wells)

La información es interpretada por los ingenieros desde la superficie pero cuentan con datos de temperatura en tiempo real, información de medidores de presión y de flujo que viene de sondas o sistemas sin cable. Éstos también son conocidos como “pozos inteligentes de baja capacidad”.



e) Pozos inteligentes (Intelligent Wells)

Es un término usado para pozos cuya información es interpretada automáticamente desde una computadora y con software apropiado, no existe intervención con seres humanos.

1.5.2 Beneficios de pozos inteligentes

La implementación de pozos inteligentes tiene muchos beneficios particularmente en situaciones costa afuera. Se pueden alcanzar los siguientes beneficios con esta tecnología:

- ◆ Mejorar la recuperación de hidrocarburos.
- ◆ Reducir intervención.
- ◆ Incrementar el conocimiento de características del yacimiento para facilitar el desarrollo de las operaciones de campo.
- ◆ Los pozos inteligentes mejoran los objetivos de los nuevos pozos.
- ◆ Bajos costos en infraestructura superficial.
- ◆ Flujo combinado.
- ◆ Manejo de agua.
- ◆ Detección de químicos en el fondo.
- ◆ Buenas mediciones de las tres fases de fluidos.
- ◆ Control del pozo-campo en tiempo real y optimización mediante ligamiento a sistemas expertos y simuladores de yacimiento.
- ◆ Detectar cambios críticos de forma remota en las condiciones de fondo.
- ◆ Actúan varios dispositivos de forma remota para mejorar el nuevo, ajuste óptimo.
- ◆ Confirmar que el ajuste resultante lleva el nuevo ajuste óptimo.
- ◆ Mejor la distribución del flujo.
- ◆ Excelente limpieza de pozo en grandes pozos horizontales.
- ◆ Mitigar incertidumbres en superficie.
- ◆ Mitigar riesgos de un trabajo de cementación.
- ◆ Reducción de riesgos de desarrollo e incertidumbres.
- ◆ Identificación instantánea de problemas en el pozo.
- ◆ Mejorar la frecuencia de pruebas de pozo.



La **Figura 1.21** muestra la producción de aceite con igual caída de presión a lo largo de la sección horizontal, esto debe ser considerado en diversas aplicaciones de pozos inteligentes horizontales.

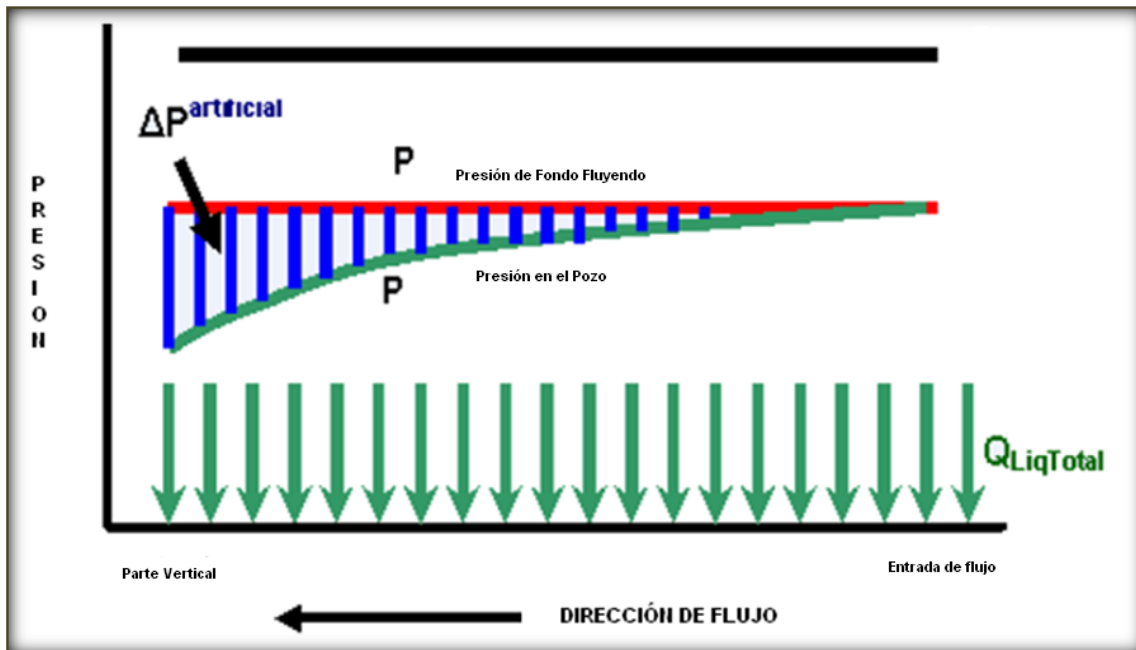


Figura 1.21 – Caída de presión uniforme para pozos horizontales utilizando VCI.

1.5.3 Aplicaciones de pozos inteligentes

La tecnología de pozos inteligentes es aplicada en casos como:

- ◆ Yacimientos fracturados, particularmente cuando hay invasión de agua en carbonatos parcialmente fracturados y otros casos que tienen incertidumbre geológica.
- ◆ Inyección interna de gas desde un yacimiento de gas profundo ya sea inyectando a un casquete de gas de un yacimiento superpuesto de aceite o usando gas para bombeo para ahorrar inversión en la fuente de gas e instalaciones de inyección.
- ◆ Reservas marginales y/o desarrollos remotos de campo.
- ◆ Aguas profundas, pozos submarinos que están sujetos a altos costos.
- ◆ Pozos horizontales, altamente desviados y multilaterales con intervalos produciendo más allá de los límites técnicos o de confiabilidad de la línea de acero convencional y/o operaciones con tubería flexible.
- ◆ Bordes de aceite en yacimientos compartimentados.
- ◆ Para recuperación secundaria o terciaria particularmente cuando hay yacimientos del tipo layer cake o pozos horizontales con cambios importantes en las propiedades de la roca a lo largo de sus trayectorias, hablando generalmente cuando hay un contraste grande en la heterogeneidad del yacimiento.
- ◆ Perfil de flujo mediante el uso de DTS.



- ◆ Oscilación en pozos productores (para usar el casquete de gas como gas para BN para el yacimiento cuando se requiera).
- ◆ Pozos conectores (tecnología emergente).
- ◆ Pruebas de producción de fondo.
- ◆ Abandono inteligente para conseguir información valiosa de desarrollo del campo tales como sello de naturalezas de falla, continuidad de acuífero y extensión lateral de esquistos.
- ◆ Imágenes de fondo del yacimiento.

1.5.4 Elementos de Pozos Inteligentes

La terminación inteligente consiste en válvulas de control de afluencia (VCI), indicadores de fondo permanentes y sensores de distribución de temperatura (DTS). El primer sistema de instalaciones DTS comprende los tipos de cable de fibra óptica (unipolar y bipolar). Las instalaciones recientes DTS fueron hechas con una fibra que ya había sido instalada¹⁷.

En este tipo de sistema el cable puede correrse junto con la sarta de terminación evitando la necesidad de bombeo después de la terminación. Los dispositivos de control de flujo de fondo que están siendo usados en la industria son mangas de circulación.

Hay diferentes tipos de controles de flujo basados en el posicionamiento de la válvula, categorizados como de control binario (on/off), posicionamiento discreto (un número de posiciones fijas preestablecidas) o infinitamente variables. Se requieren sistemas hidráulicos, electro-hidráulicos o eléctricos para operatividad de estas válvulas.

Además de las VCI hay también otro tipo de dispositivos de control de fondo llamados DCA (Dispositivos de Control de Afluencia). Los DCA tienen tamaños fijos. Antes de correr estas válvulas en el agujero son seleccionados sus tamaños basados inicialmente en modelos pre-simulados para el perfil de control de producción particularmente en la sección horizontal.

1.5.4.1 Sensores de Fondo

Una gran variedad de sensores de fondo son usados para controlar el comportamiento del pozo con respecto a cada zona de interés. Sensores individuales de presión y temperatura elaborados con cristal de cuarzo son multiplexados en un solo conductor eléctrico para la medición precisa de presión y temperatura para cada zona.

Las fibras ópticas son ampliamente usadas para estudios de temperatura distribuida y también para medir temperatura a lo largo del pozo.



Los medidores de flujo de fondo basados en sistemas de Venturi o correlaciones de disminución de presión ya están disponibles. La nueva generación de medidores de flujo basados en detección de fibra óptica o acústica pasiva está siendo desarrollada. Hay otros sensores bajo desarrollo tal como sensores de corte de agua, medidores de densidad del fluido, registro de micro sísmica, registro de resistividad de formación y sensores de análisis químico de fondo. Desde el punto de vista del costo de los sensores, éste depende de la profundidad del pozo y surge del costo de cada componente. Estos componentes hacen a la terminación del pozo inteligente tres o cuatro veces más costosa que una terminación convencional.

1.5.4.2 Tecnología de Sensores de Fondo

Hay diferentes tipos de sensores en la industria petrolera. La **Figura 1.22** muestra los pasos en la evolución de la tecnología de monitoreo de fondo de indicadores y el mejoramiento de sensores de fibra óptica.

Los sensores empleados para mediciones de pozo y algunos para el mapeo de distribución del yacimiento son presión, temperatura, gasto, ruido, composición de fase, pH, corte de agua, fracción de gas. Sin embargo, los comúnmente usados son P, T y sensores del ritmo de flujo.

Es posible usar sensores de presión, resistividad, acústica en la pared exterior de la tubería de revestimiento para estimar permeabilidad, porosidad, saturación y monitoreo cerca de la entrada de agua.

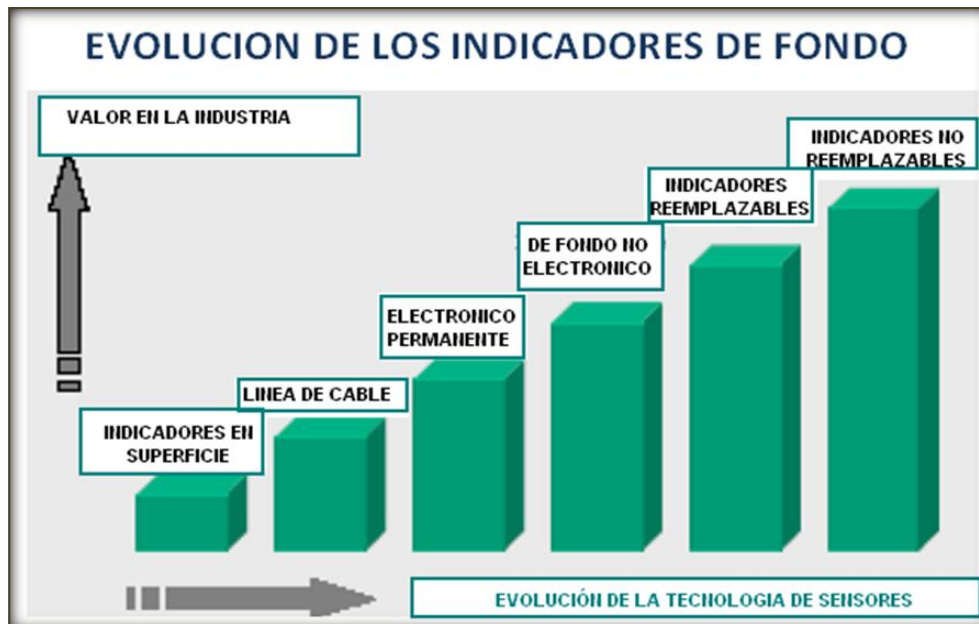


Figura 1.22 – Evolución de los indicadores de fondo¹⁸.



1.5.5 Tipos de Sensores Internos de Pozo

1.5.5.1 Sensor de fibra óptica

En el caso de las aplicaciones de fondo, los sensores de fibra óptica tienen muchas ventajas obvias sobre los indicadores convencionales ya que no incluyen requerimientos para la electrónica de fondo, tienen inmunidad a la interferencia electromagnética y radiación, poseen capacidad de detección de punto simple y distribuido, cuentan con la misma instrumentación superficial para muchos sensores y con pequeños tamaños de sensores y cables.

Los sensores de fibra óptica tienen el potencial para medir varios parámetros de fondo que pueden bajar los costos de producción, mejorar la seguridad operativa y ambiental y mejorar más significativamente el rendimiento de los yacimientos¹⁸.

1.5.5.2 Indicador permanente de presión y sensores de temperatura

Estos son los sensores más usados comúnmente. Un ajuste de estos sensores puede ser ubicado en cada zona de terminación aislada. Su aplicación es estimar permeabilidad y daño. La presión de fondo, presión del yacimiento y factor de daño, pueden ser monitoreados. El lapso de tiempo de datos de presión dará una buena idea sobre el desarrollo del daño.

1.5.5.3 Sensores acústicos pasivos

Un solo sensor de componente acústico puede ser instalado dentro del pozo. Estos sensores pueden proporcionar inteligencia en la producción de arena, entrada de gas, etc.

1.5.5.4 Sensores pH

Si se colocan en el patrón de flujo de fluidos (áreas no estancadas), puede indicar cuando el agua invade o la producción de agua incrementa.

1.5.5.5 Corte de Agua

La medición del corte de agua en el fondo es también posible. Simples sensores como sondas de capacitancia pueden ser colocados en la tubería de producción para detectar corte de agua desde cualquier zona particular. Esta información permitirá al ingeniero cerrar alguna VCI para cerrar cualquier zona indeseada.

1.5.5.6 Medidor de Flujo

Será útil si hay producción combinada desde dos zonas aisladas. Las mediciones de gasto y el corte de agua de cada zona eliminarán la necesidad de separar las pruebas de producción de zonas individuales.

Un sistema normalmente puede ser justificado si es un pozo no manejado remotamente, donde la intervención del pozo es muy costosa o riesgosa. Los medidores de flujo comúnmente usados son turbinas o aquellos basados en presión diferencial.



1.5.6 Tipos de Sensores Externos de Tubería de Revestimiento

a) Electrodo permanente para el mapeo de la saturación

Un registro de electrodos puede ser instalado en la pared externa de la TR. La medición desde estos sensores puede potencialmente permitir la determinación de la saturación del campo en algunas localizaciones distantes al agujero. El electrodo de mapeo puede detectar el perfil del frente de invasión.

La profundidad de investigación depende del espesor del yacimiento alcanzado por el registro. La sensibilidad de los dispositivos depende del contraste entre el medio alrededor del registro y el medio invadido. Se pueden deducir alertas tempranas a la invasión de agua del análisis de información y acciones como cierre de zonas pueden tomarse con la finalidad de mejorar la conformidad. Esta herramienta es muy útil en yacimientos de gran espesor con una invasión de agua con alta salinidad.

1.5.6.1 Indicadores de presión

La ventaja de los sensores de presión unidos al lado externo de la TR es controlar sus efectos durante la vida del pozo. Hay técnicas innovadoras para la estimación de porosidad y permeabilidad desde multi-sensores que están emergiendo aún.

Las dificultades en la selección del sensor pueden clasificarse como sigue:

- ◆ Costo y confiabilidad de los sensores.
- ◆ Diseño del pozo para incorporar aquellos sensores en el hardware de terminación y el incremento de costos asociado.
- ◆ Riesgo en procesos de colocación.

1.5.7 Campo Inteligente

El campo inteligente depende de tres elementos principales: tecnología, procesos y fuentes para ser totalmente utilizadas.

No es sólo la automatización. Es sobre tener disponibles tres ingredientes clave para operar eficientemente cualquier parte del equipo: comportamiento confiable de la información, conjunto integrado de herramientas para estos datos e información para tomar decisiones correctas. El flujo constante de información en tiempo real también sirve para calibrar los modelos del sistema.

1.5.7.1 Pozos Inteligentes en Yacimientos Fracturados

En los yacimientos fracturados dada la incertidumbre con respecto a las fracturas y fisuras pueden no ser simulados de forma similar.



La implementación de pozos inteligentes en yacimientos fracturados es la misma que en otras características geológicas pero la estrategia de flujo de trabajo es distinta. Para extraer la mayor parte del aceite de un yacimiento fracturado (incluyendo matrices y fracturas) la caída de presión debe estar controlada de modo que la producción de aceite de las fracturas sea bajo durante el tiempo para que las matrices de aceite penetren los canales de las fracturas y sea extraído.

Por otra parte, el contacto gas-aceite se reduce y el contacto agua-aceite aumenta; debido a las diferencias en la relación de movilidad el aceite es atrapado y como consecuencia se reduce su producción. El flujo cruzado es una preocupación para el control de la VCI de fondo en las diferentes zonas sin comunicación de presión, en este caso el mejor camino es ajustar una menor caída de presión.

En los yacimientos fracturados debido a las grandes incertidumbres petrofísicas, se requiere capacidad para manipular VCI por la compañía petrolera. Se necesita que un yacimiento tenga el máximo contacto con el pozo, los pozos inteligentes ofrecen estrategias complejas de perforación, tal como diferentes tipos de pozos multilaterales, pozos tipo S y pozos horizontales.

En consecuencia, en un yacimiento fracturado el alto gasto de producción con baja caída de presión puede obtenerse con mayor facilidad debido a la capacidad de control remoto de los pozos inteligentes para manipular la configuración de los mismos en un camino que permitirá una alta recuperación en el yacimiento.

1.5.7.2 Retos y soluciones en terminaciones de pozos inteligentes

Además de la necesidad para justificar la implementación de terminaciones de pozos inteligentes, debe considerarse el torque y arrastre al correr los componentes de la terminación. Estos factores son simulados mediante software para torque y arrastre. En este caso para prevenir que los equipos queden atascados, tan pronto como se detecte torque o arrastre errático todos los equipos deberán jalarse del agujero y el pozo debe limpiarse mediante el uso de tubería flexible u otras herramientas convenientes.

En un pozo inteligente una falla es clasificada como la inhabilidad para que el ciclo de la válvula siga la posición deseada. Esto puede haber sido provocado por pérdida de comunicación o falla física (válvula atascada, por ejemplo). El reto más importante en las terminaciones inteligentes es la seguridad. Un método para mejorar su fiabilidad es incrementar el número de válvulas instaladas en el sistema.



1.6 Impacto de los pozos con terminaciones inteligentes en el manejo de incrustaciones de un campo

1.6.1 Aplicación válvulas de control para evitar incrustaciones

Las válvulas de control de flujo (VCI) están emergiendo como una tecnología prometedora para minimizar la producción de agua y optimizar la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, también tienen el potencial para direccionar otros problemas de manejo del agua producida, tal como control de incrustaciones inorgánicas, mientras la operación de la VCI y a su vez puede resultar afectada por estos problemas de manejo del agua producida¹⁹.

Es importante demostrar los beneficios posibles que pueden ser añadidos al manejo de incrustaciones como resultado de usar tecnología de VCI. También investiga el potencial de riesgo que plantean las terminaciones inteligentes por el depósito de incrustaciones.

La **Figura 1.23** ilustra algunos de los problemas que pueden afectar el comportamiento de la tubería de producción y cómo un mejor acceso a la información puede mejorar la habilidad para cumplir el aseguramiento de flujo.

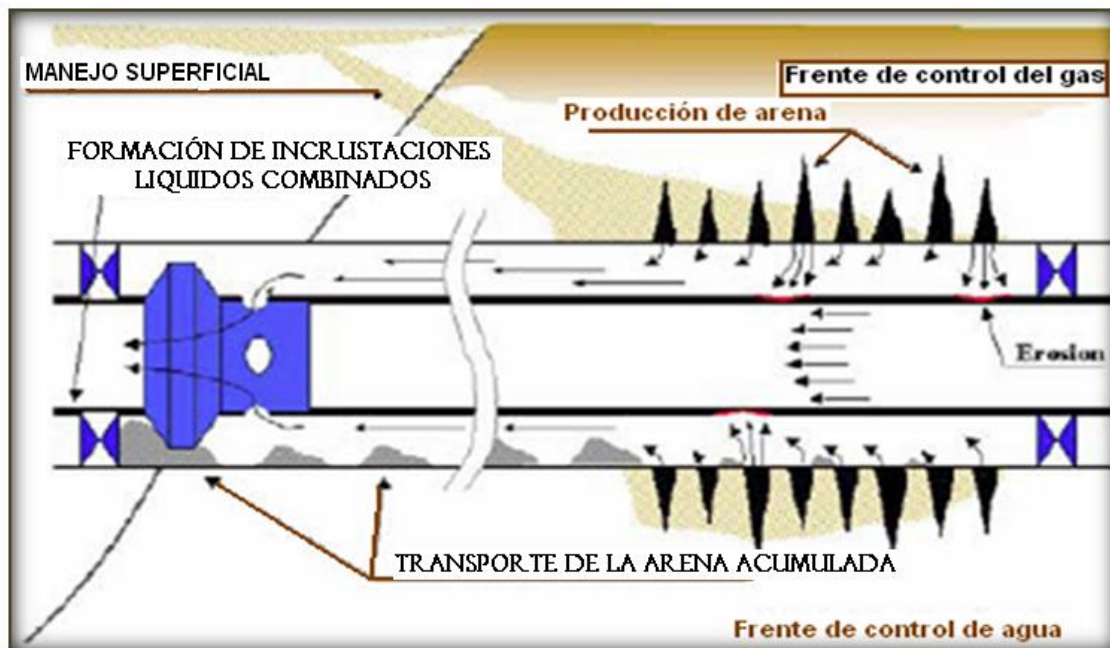


Figura 1.23 – Problemas que pueden afectar el comportamiento de la terminación²⁰.

Como en todas las tecnologías para campos de aceite, los pozos inteligentes son viables sólo cuando su funcionalidad agrega valor en términos del manejo del yacimiento y del pozo para los costos y riesgos asociados en su uso.



Al igual que la acidificación selectiva de la zona y el manejo de incrustaciones, la tecnología de pozos inteligentes puede traer los siguientes beneficios potenciales:

- a. Monitoreo de los gastos de producción de agua desde diferentes zonas.
- b. Retraso de la entrada de agua y después, cierre en el estrato creando el problema de incrustaciones. Cierre del pozo hasta que un tratamiento con inhibidor de incrustaciones pueda actuar.
- c. Control de ubicación del inhibidor de incrustaciones.

Existen tantos riesgos como beneficios potenciales en el uso de pozos inteligentes para manejo de incrustaciones. Las ventajas son:

- ◆ Minimizar la incompatibilidad de salmueras en localizaciones fijas y de alto valor potencial para depósito de incrustaciones de sulfatos, afectando la operatividad de la válvula e integridad del flujo.
- ◆ Caídas de presión cerca de las válvulas siendo potenciales para precipitación de incrustaciones por carbonato, previniendo las válvulas desde su funcionamiento.

1.6.2 Elementos de pozos inteligentes

Una terminación inteligente, consiste en un proceso donde “el control de la afluencia (o inyección) toma lugar en el fondo del pozo, sin intervención física, con o sin monitoreo activo.” Para realizar esto generalmente se requiere los siguientes componentes:

a) Dispositivos de control de flujo

Los dispositivos más actuales para el control de flujo en el fondo están basados de sargas de deslizamiento o tecnologías de válvulas de bola. El control de flujo puede ser binario (abrir o cerrar), posicionamiento discreto (un número de posiciones fijas preestablecidas) o infinitamente variables (con diversos grados de apertura).

La fuerza motriz para estos sistemas puede ser provista por sistemas hidráulicos, electrohidráulicos o eléctricos.

b) Alimentación a través de empacadores de aislamiento

Para realizar el control individual de zonas y asegurar la segregación de las acumulaciones de hidrocarburos separadamente, cada zona debe ser aislada de otra mediante empacadores incorporados con una instalación de alimentación para el control, comunicación y cables de potencia.



c) Control, comunicación y cables de potencia

La tecnología actual de pozos inteligentes requiere uno o más mecanismos para transmitir potencia e información a los dispositivos de monitoreo y control de fondo. Estos pueden ser líneas de control hidráulicas para potencia eléctrica y conductores de información, o líneas de fibra óptica.

En un pozo inteligente, la distribución de la producción en el yacimiento puede estar basada en estimaciones de flujo en el fondo, mediciones de fondo y balance de materia (geoquímica), o una combinación estadística de estos métodos.

La distribución de los pozos inteligentes ofrece una medición mejorada en relación con los métodos de distribución de flujo convencionales porque las estimaciones de flujo son hechas con una resolución temporal mayor que las pruebas mensuales y los métodos de producción diaria. Las mediciones de tiempo real de los pozos inteligentes enfrentan mejor los cambios bajo las condiciones de operación, respuestas transitorias y comportamiento inestable en los pozos.

1.6.3 Explotación de múltiples yacimientos desde un mismo pozo

La tecnología de pozos inteligentes provee la solución óptima que permite la explotación de múltiples yacimientos desde un mismo pozo, al mismo tiempo que satisface las necesidades gubernamentales de producción combinada en el fondo. Algunos de los beneficios sobre la combinación incluyen:

- ◆ Menos pozos, menor impacto ambiental, menos infraestructura, costos de capital y de operación más bajos.
- ◆ Menos impacto ambiental, menos localizaciones.
- ◆ Mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento y un yacimiento mejorado.
- ◆ La aplicación de la tecnología de pozos inteligentes ha sido exitosa para desarrollar reservas marginales en el Mar del Norte, Golfo de México y Delta de Nigeria, entre otros.



Existen diversos nodos para la ubicación de dispositivos de medición inteligente, la **Figura 1.24** muestra los diversos nodos y las posibles tareas que cumplen.

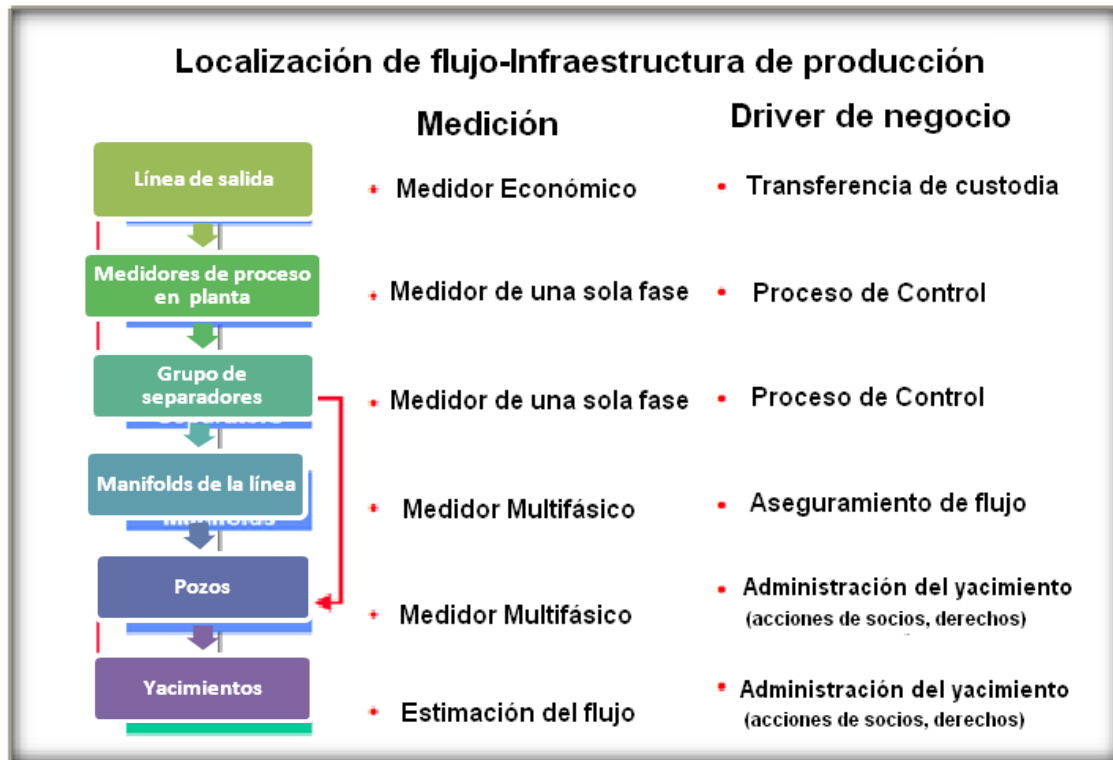


Figura 1.24 – Distribución de Flujo e Infraestructura de Producción²¹.



1.7 Primera instalación del sistema de terminación inteligente del mundo en un pozo de aguas profundas

1.7.1 Requerimientos de diseño del sistema

La primera instalación de una terminación inteligente en el mundo totalmente eléctrica fue en un pozo submarino en aguas profundas y representó la culminación de cinco años de trabajo conjunto, pruebas y ensayos de campos terrestres.

En agosto 3 de 2003, el primer sistema de terminación inteligente totalmente eléctrico, submarino en aguas profundas fue instalado en el pozo 8-MLS-67HA a 1,180 m de tirante de agua en el campo Marlim Sul, unido a la unidad de producción flotante más grande del mundo (Petrobras-40). El proyecto de terminación inteligente totalmente eléctrico fue puesto en marcha en 1999 como parte del Programa de Innovación Tecnológica y Desarrollo Avanzado de Aguas Profundas²² y Ultra-profundas de Petrobras con iniciativa estratégica, el cual trata de capacitar a la compañía para operar en profundidades que exceden los 3,000 m. El sistema desarrollado fue metódico, probado y riguroso, y la instalación submarina no tuvo problemas. Cabe mencionar que alrededor del 75% de las reservas de aceite y gas de Brasil están localizadas bajo aguas profundas y ultra-profundas.

En el 2000, se lanzó una iniciativa estratégica, diseñada para permitir operar en profundidades de 3,000 m. En conjunto con los criterios de seguridad, los objetivos fueron:

- ◆ Direccionar las preocupaciones de seguridad operativa relacionada a los dispositivos de control de flujo de fondo operados hidráulicamente.
- ◆ Ampliar el valor de los sensores adicionales de fondo para resolver incertidumbres críticas en aguas profundas y manejo del yacimiento.
- ◆ Reducir o eliminar requerimientos de intervención directa en plataforma.

Baker Oil Tools fue asignado para un trabajo en un sistema de terminación inteligente totalmente eléctrico que sería instalado en un pozo en aguas profundas.

El sistema de Baker, el cual fue desarrollado ya en un 70 por ciento, controla y monitorea el flujo a través de estranguladores de fondo variables de operación eléctrica conocidos como reguladores de producción inteligente ²².

El sistema combina componentes electrónicos probados de forma extensiva con componentes mecánicos y eléctricos desde herramientas de registro y terminación logrando monitoreo y control de fondo con niveles de confiabilidad comparables a las técnicas y diseños de terminación ya probados.

La potencia y comunicación (adquisición de información y comandos) son corridas a través de un solo conductor de 0.6 cm que penetra los empacadores y la cabeza del pozo. El sistema de control superficial puede controlar y monitorear a 12 zonas o nodos en un solo pozo y llevarse a cabo en 12 pozos.



La arquitectura del sistema de comunicación requiere de poca adaptación a la infraestructura submarina existente tal como cabezales, arboles e instalación/reparación de equipo desde una penetración eléctrica de repuesto que es probable que esté disponible en muchos casos. Los requerimientos del sistema están dentro del alcance de conectores submarinos y otras especificaciones de componentes técnicos y funcionales.

El alto costo asociado con explorar y desarrollar campos en aguas profundas y ultra profundas son el principal impulsor para motivar la “estandarización” cultural de procesos en el lugar de muchas aplicaciones en aguas profundas, ya sea submarino o en el fondo. A través de la estandarización, los operadores buscan:

- ◆ Minimizar los requerimientos de inventario, particularmente aquellos asociados a la infraestructura submarina.
- ◆ Minimizar inversión y capital invertido en herramientas y el equipo necesario para mantener tal infraestructura.
- ◆ Acelerar las curvas de aprendizaje mediante soluciones estandarizadas con la aplicación y mantenimiento de un procedimiento de sistema de evaluación que incorpora lecciones aprendidas de oportunidades previas.

Muchos de los pozos en cuencas submarinas pueden conformar a la siguiente infraestructura y requerimientos de diseño de fondo:

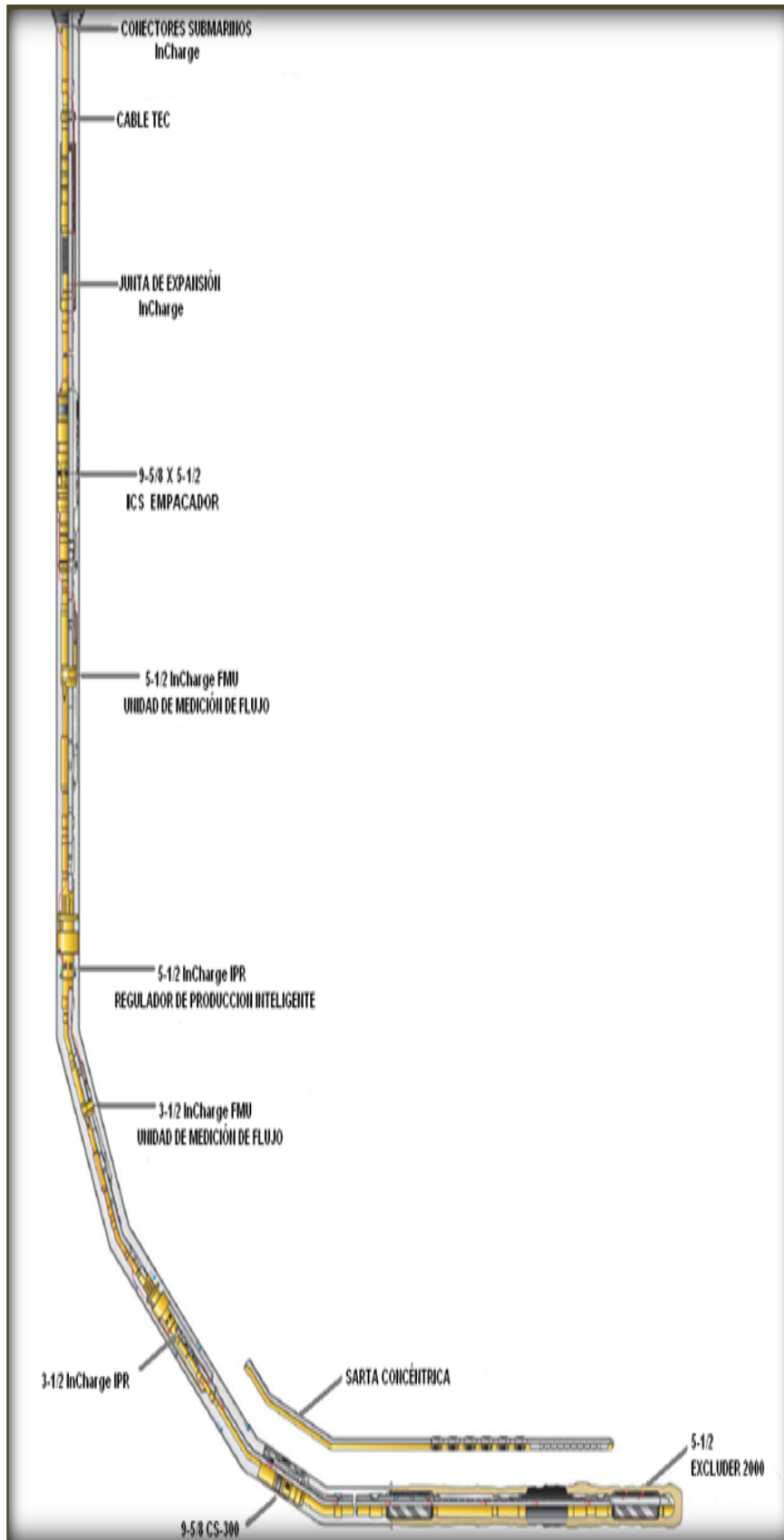
- ◆ Arquitectura de comunicación y control; muchos de los pozos son unidos directamente a las unidades de producción/barcos mediante líneas umbilicales submarinas estándar.
- ◆ Programa de tubería de revestimiento; 24 cm de espacio anular típico a lo largo de la sección superior sin considerar el método de terminación en cara de la arena (por ejemplo, empacadores horizontales de grava en agujero descubierto o frac-packs desviados en pozo entubado).
- ◆ Programa de tubería de producción; usualmente 13.97 cm o 11.4 cm.
- ◆ Requerimientos de la terminación superior, dado el espaciamiento y análisis de tensión en la tubería que usualmente demanda el uso de algún tipo de dispositivo de empalme por expansión arriba del empacador de producción.

1.7.2 Selección del sistema

Los requerimientos de diseño de terminación sólo requieren aislamiento en dos zonas y control asociado de flujo.

Los objetivos para una terminación inteligente incluyeron:

- ◆ Control de inyección en dos zonas.
- ◆ Medición de capacidades de flujo en el fondo para ambas zonas.
- ◆ Monitoreo y control del yacimiento (adquisición de información de presión y temperatura desde ambas zonas).



Se determinó que la manera más simple y segura para lograr estos objetivos y minimizar los riesgos operativos sería hacer el sistema de terminación inteligente completamente independiente de la zona más baja.

La solución de terminación inteligente se realizó con una IPR para colocar el flujo en la zona superior de la tubería de producción al espacio anular con una variación cubierta del regulador de producción inteligente y proporcionar una cobertura total en el desvío para controlar la inyección de flujo (tubería de producción) a la zona más baja.

La solución de terminación final del pozo entre la terminación más baja (empaque de grava en agujero descubierto horizontal) y el sistema de terminación inteligente superior mostrado se muestra en la **Figura 1.25**.

Figura 1.25 – Solución final (sistema de terminación inteligente) y solución de terminación del agujero (empacamiento de grava horizontal en agujero descubierto).



1.8 Experiencia con operación de pozos inteligentes para maximizar la recuperación de aceite de yacimientos complejos

Las terminaciones selectivas se han utilizado en los campos Iron Duke y Bugan para permitir la producción mezclada de múltiples intervalos de depósito, en algunos casos a través de bloques de fallas. Por lo general, el aceite pesado en Iron Duke y Bugan está cubierto de grandes casquetes de gas en areniscas heterogéneas²⁴.

Como resultado, la producción selectiva ofrece la posibilidad de aumentar la recuperación final por la mejora de manejo de los yacimientos. Por ejemplo, los modelos específicos de simulación construidos para investigar los beneficios de un pozo inteligente han estimado un 20% de aumento en Iron Duke. En resumen, las terminaciones inteligentes ofrecen la posibilidad de acelerar la producción. El campo Iron Duke, situado a unos 50 Km de las costas de Brunei, se compone de una serie de bordes de aceite a través de un gran número de bloques de falla. El borde de aceite está cubierto por grandes capas de gas que proporcionan el principal mecanismo de empuje. El manejo del agotamiento del casquete de gas es la clave para maximizar la recuperación del campo.

Iron Duke empezó a producir en febrero de 1992 desde tres pozos verticales y la producción de petróleo alcanzó un máximo de 1500 m³/d. Estos pozos vieron un rápido aumento de las tendencias de RGA y actualmente están cerrados para conservar la energía del yacimiento. Se instalaron sin selección pero fueron alineados y cementados para hacer frente a un futuro aislamiento zonal donde podíamos encontrar problemas por zonas ladronas. El campo Bugan es un nuevo desarrollo y está situado al sur oeste del campo Iron Duke. El primer pozo de desarrollo, BG-7, fue perforado desde la plataforma del Iron Duke en 2003.

1.8.1 Iron Duke 19 (ID-19)

El pozo ID-19 fue perforado en 1999 y dirigió cinco bordes de aceite separados que cruzan dos bloques de falla, tal como se aprecia en la **Figura 1.26**. Aunque se había previsto terminar eventualmente este pozo con una terminación selectiva, la producción inicial se basó en la perforación y el aislamiento progresivo. Los datos de producción iniciales dieron una aportación muy valiosa para el diseño de la terminación selectiva y el pozo fue terminado con una terminación selectiva de la zona E.

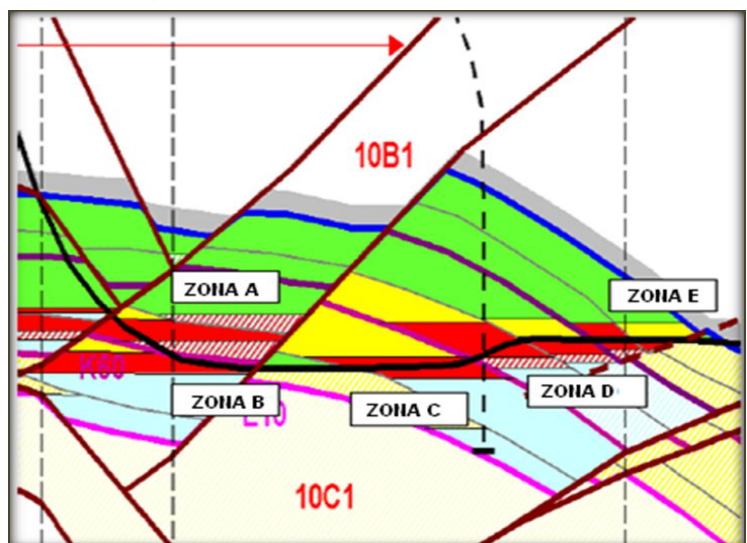


Figura 1.26 – Trayectoria del pozo ID-19 a través de intervalos de yacimiento.



Esta es una de las primeras 5 terminaciones de zonas selectivas en el mundo. El objetivo era optimizar la producción de petróleo y el manejo de la RGA con el fin de maximizar la recuperación final.

1.8.2 Bugan 7 (BG-7)

Este es el pozo de desarrollo del campo principal Bugan. El pozo es relativamente simple en comparación con el ID-19, intersectando 4 intervalos principales en un único bloque de falla. Una estricta política de administración del gas se ha aplicado desde entonces para evitar el impacto negativo en la recuperación de los pozos futuros. Un objetivo de la terminación selectiva es permitir que la productividad y la conectividad de las arenas individuales sean evaluadas para proveer insumos para el diseño de pozos futuros en este campo.

Sensores de Temperatura Distribuida (DTS) y la presión de fondo de pozo permanente y medidores de temperatura se instalaron tanto en este pozo como en el ID-19 para proporcionar monitoreo continuo del comportamiento del yacimiento²⁴.

1.8.3 Manejo del Proyecto

La instalación de una terminación inteligente es sólo el primer paso en la realización de un pozo / campo de mayor valor. Para que sea exitoso, esto tiene que ser apoyado con infraestructura de direccionamiento:

- ◆ Fuente de alimentación de transferencia de datos y comunicaciones.
- ◆ Contratista y acciones de apoyo y formación.
- ◆ Integración de disciplinas, incluyendo la ingeniería, instrumentación, comunicaciones, operaciones e ingeniería petrolera.

1.8.3.1 Operaciones y pruebas de pozo

La plataforma Iron Duke está configurada para operaciones a distancia y su objetivo es reducir al mínimo la necesidad de intervención directa del operador.

En la actualidad, los cambios en la zona tienen que ser controlados directamente desde la plataforma aunque se prevé que ésta será asumida por el Centro de Control en una vez que el control remoto sea posible. Las presiones de los indicadores permanentes de fondo son monitoreados para establecer cuándo el pozo estaría fluyendo establemente con la finalidad de minimizar los periodos de flujo durante la prueba de pozo.

1.8.3.2 Adquisición de datos de fondo de pozo

Todos los pozos de Iron Duke están equipados con medidores de fondo de pozo permanentes. Los medidores también se instalan en cada intervalo de los pozos con terminaciones selectivas. Hasta la fecha, la fiabilidad de los indicadores permanentes de pozo ha sido excelente, con sólo una falla en calibración.



1.8.4 Estimación del valor de la terminación selectiva instalada en Bugan-7 e Iron Duke-19

El Bugan-7 produjo de acuerdo a las expectativas con un corte de agua de valor cero y solución de RGA. La importancia de las terminaciones selectivas es que nos permitirá cerrar algunas zonas para así manejar el yacimiento cuando encontremos un incremento en la RGA. La productividad inicial del ID-19 era baja, ya que 3 de las 5 zonas muestran alto corte de agua, en dos de los casos esto se combinó con una alta RGA.

Las simples previsiones de producción se han construido para ID-19 con base de datos de producción iniciales para comparar el perfil de la producción prevista del ID-19 con la terminación selectiva con lo que podría esperarse el pronóstico de producción convencional de perforación progresiva al cierre, la **Figura 1.27** representa cómo se ha manejado la producción de aceite para cada zona en el pozo ID-19. El pronóstico de la producción de aceite para el pozo ID-19 con terminación selectiva, muestra la proporción del ritmo de producción con respecto a cada zona del pozo. Este pozo tiene cinco zonas, de la "A" a la "E".

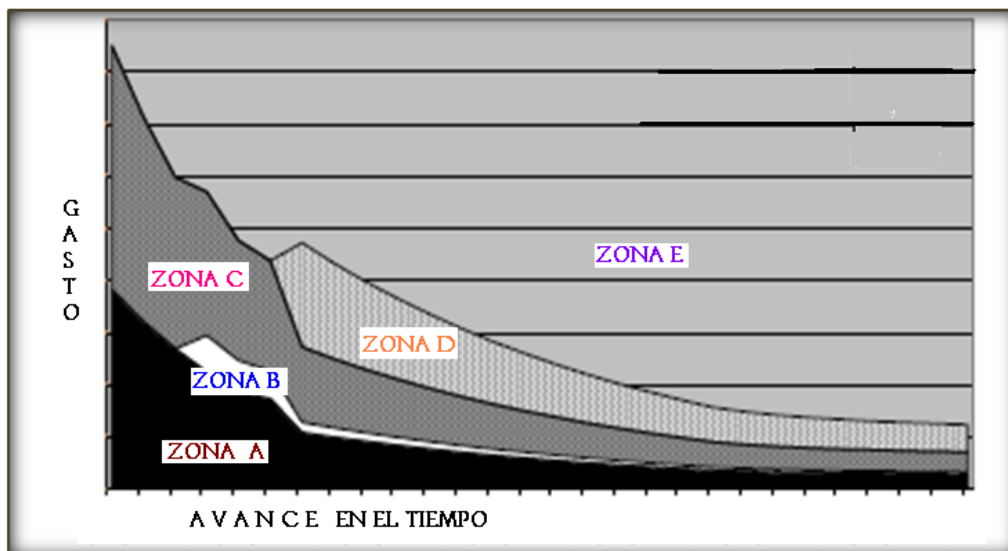


Figura 1.27 – Pronóstico de producción de aceite para ID-19 con terminaciones selectivas.

Las pruebas multi-zona han demostrado que las zonas B y D no son capaces de sostener el flujo como resultado de los altos cortes de agua iniciales. Sin embargo se puede producir a partir de las dos zonas mediante su combinación. Un efecto similar se produce hacia el final de la vida de un intervalo determinado así la recuperación mejorada puede ser mayor por efecto de auto-elevación de agua de una zona de alto corte con una producción de alta RGA.

Si no se hubiera re-terminado el ID-19 con una terminación selectiva, habríamos encontrado los siguientes problemas de gestión de la producción:

- ◆ La zona E tiene flujo cruzado con la zona parcialmente agotada C (este problema se encontró cuando empezó a fluir el pozo).



- ◆ Tanto las zonas B como la D habrían sido incapaces de fluir de forma independiente.

Los gastos iniciales se han duplicado de alrededor de 400 m³/d a alrededor de 800 m³/d de petróleo neto y la recuperación definitiva espera se incremente en un 23%.

1.8.5 Interpretación de la información con Sensores de Distribución de Temperatura (DTS)

Una de las desventajas de una terminación inteligente es que no es posible correr un PLT para obtener información de la productividad en las arenas en una zona de producción particular. Para superar esta deficiencia se instaló un DTS en los pozos ID-19 y BG-7. El DTS proporciona una medición continua de temperatura a lo largo de la profundidad del pozo y la terminación.

La producción de agua o aceite puede ser identificada por un incremento en la temperatura corriente abajo del punto de afluencia. Esto tiene las siguientes consecuencias para la interpretación del DTS:

- ◆ Un gradiente geotérmico es necesario para identificar la producción de agua o aceite. Debido a que los pozos horizontales no son los más recomendados para que el DST estime la producción de agua/aceite.
- ◆ La producción de agua y aceite no puede distinguirse al buscar en el perfil de temperatura pero en algunos casos el agua puede distinguirse del aceite basándose en su alta capacidad calorífica.



1.9 Instalación y aplicación de una terminación inteligente en el campo “EA” costa afuera de Nigeria

La selección del sistema correcto y la excelencia operativa en planeación e instalación son la clave para vencer los obstáculos, reales o percibidos, que proveedores y operadores se han enfrentado durante la evolución de esta tecnología^[25].

Un sistema de terminación inteligente seguro y simple fue recientemente instalado por un operador líder en la costa afuera de África. Esta instalación muestra cómo la selección tecnológica adecuada así como el desarrollo, la planeación sólida y la ejecución cuidadosa deben presentarse para la exitosa instalación de un sistema de pozo inteligente.

1.9.1 Objetivos, requerimientos y retos

Los objetivos del operador son múltiples:

1. Producir en la sección de tres zonas del yacimiento con un solo pozo en lugar de tres pozos independientes.
2. Controlar la producción de forma independiente en las tres zonas.
3. Adquirir datos de producción para cada zona.
4. Entregar esta información en el centro del control.

El control del comportamiento del pozo y la adquisición de información y almacenamiento sería manejada en un barco para operaciones costa afuera FPSO²⁵ en una distancia alrededor de 3.5 Km. Los requerimientos para el sistema de producción inteligente incluyeron:

- ◆ Control de gastos de producción independientes en cada zona.
- ◆ Adquisición de datos de presión y temperatura para cada zona.
- ◆ Terminación montada en un sistema liner colgado de 17.7 cm. colocado en una tubería de producción de 24.4 cm.
- ◆ Terminación simple al final de la vida del pozo.
- ◆ Operación desde una localización remota

El sistema tenía que ser seguro y confiable para ser instalado en menos de tres meses del tiempo esperado y con un presupuesto justo.

1.9.2 Selección del sistema

El operador pensó que una tecnología de plataforma combinada con óptica-hidráulica sería la selección más apropiada para esta aplicación, citando las siguientes razones:

- ◆ Aprovechamiento proactivo y positivo para dar una mejor solución técnica a la elevada desviación del pozo y los eventos de contingencia necesarios.



- ◆ Interfaz simple en la cabeza del pozo.
- ◆ Sistema de adquisición ajustable en superficie.
- ◆ Requerimientos mínimos de intervención.
- ◆ Químico de simple corte/cambio para realizar la terminación al final de la vida del pozo.

La tecnología de las plataformas seleccionadas fue de controles hidráulicos simples y altamente seguros con sensores de alta sensibilidad óptica. Ambos componentes fueron escogidos por su conveniencia para abrir sistemas modulares de pozos inteligentes mostrando alta confiabilidad y costos aceptables. Estos factores decisivos ayudaron al operador exitosamente al balance de riesgos y los beneficios en la instalación de un pozo inteligente²⁵.

Al hacer esta mención el operador espera los siguientes resultados:

- ◆ No requerir intervención para manipular controles de flujo en pozo.
- ◆ Pruebas en tiempo real en las zonas seleccionadas.
- ◆ Reacción en tiempo cercana para la remediación.
- ◆ Sin pérdidas de producción asociadas a la manipulación de control de flujo.
- ◆ Eliminación de riesgos de salud, seguridad y ambientales con la ausencia de requerimientos de personal en la plataforma para manipular controladores de flujo en pozo o adquisición de datos.

1.9.3 Aplicación de ingeniería

Los esfuerzos de ingeniería aseguraron que los componentes fueran ambientalmente compatibles con las condiciones del yacimiento y pudieran ser reunidos y propiamente desplegados mientras se interconectaban con la tubería y el liner ya instalados. Las tareas incluyeron análisis de tensión en tubería; confirmación de compatibilidad en materiales, rangos de presión y temperatura, excentricidades geométricas, preparación de sub-ensamble, determinación de presión interna y externa antes del proceso de manufactura.

Una de las estrategias de planificación más valiosas que participan es la terminación del pozo en papel y ejercicios de identificación de riesgos. En este sistema, tanto el operador como el proveedor, participaron en estas actividades, ensayando paso a paso los procedimientos para identificar posibles problemas en el sistema de despliegue²⁵.

1.9.4 Componentes del sistema

El sistema de pozo tiene dos componentes en núcleo: control de flujo hidráulico y sensores ópticos, la **Figura 1.28** muestra componentes desarrollados para su adecuado funcionamiento.

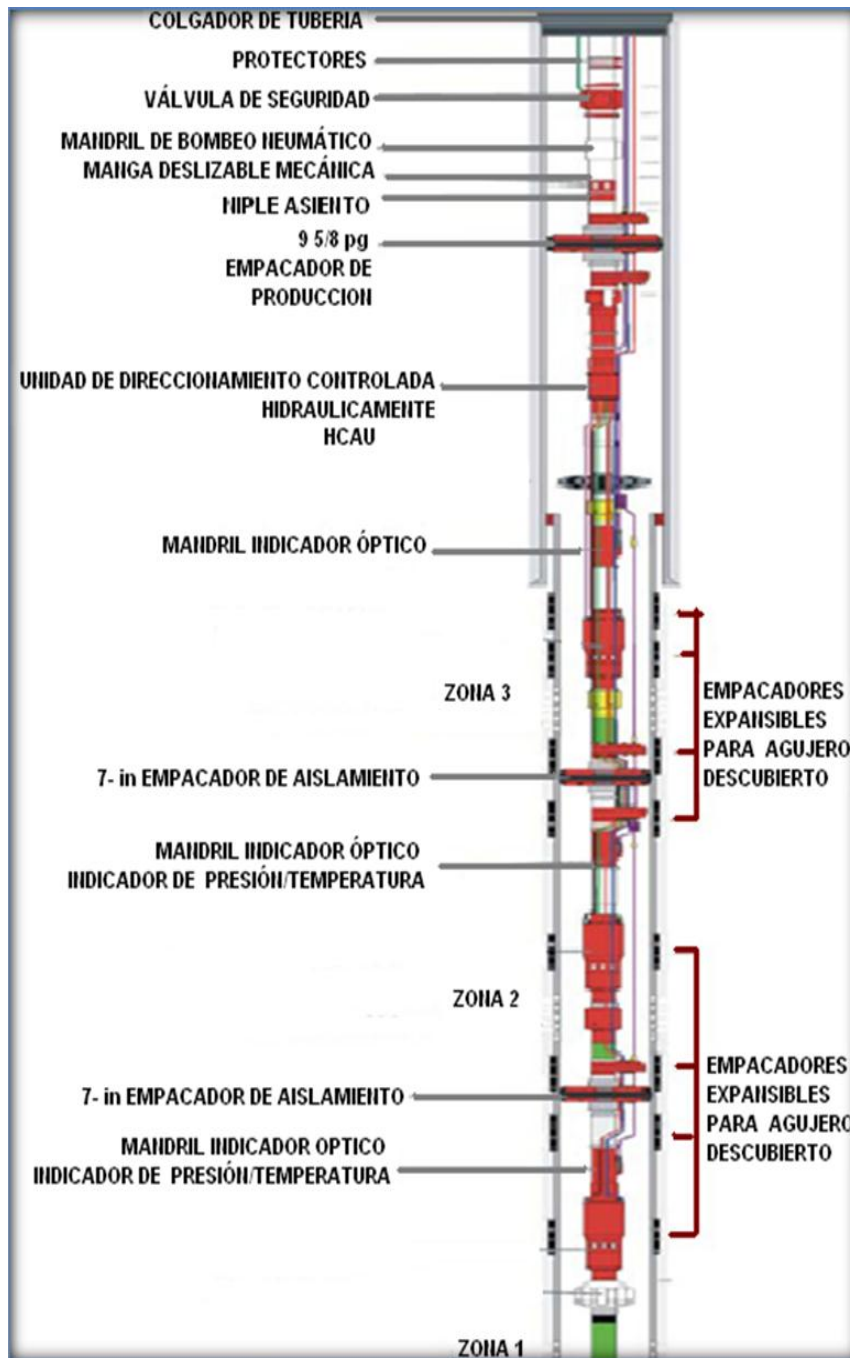


Figura 1.28 – Esquema de un sistema interno de pozo²⁵.

1.9.4.1 Controlador de flujo

El sistema de control de flujo en pozo tuvo que operar las tres zonas del pozo independientemente, sin intervención. En cada zona, un sistema de mangas deslizables operadas de forma remota (Remotely Operated Sliding Sleeve, ROSS)²⁵ actuaría selectivamente desde la superficie.

El ROSS es una manga hidráulica simple on/off que usa tecnología metal a metal sin elastómero para asegurar su confiabilidad, se muestra en la **Figura 1.29**. El movimiento de la manga está acompañado con un pistón hidráulico balanceado.



Los requerimientos para instalar las tres ROSS resultaron en el número de líneas hidráulicas que excedieron las entradas disponibles en la cabeza del pozo; pero se incluyó una unidad de direccionamiento controlada hidráulicamente (HCAU) bajo el empacador de producción de 24.4 cm para reducir el número de líneas hidráulicas desde la superficie, mientras que permite la operación independiente de las tres válvulas en las zonas.

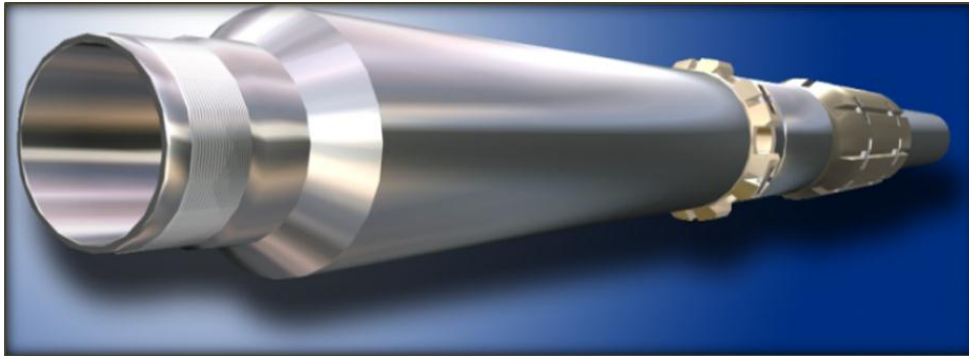


Figura 1.29 – Manga de deslizamiento operada de forma remota (ROSS)²⁵.

El HCAU es un conmutador de control simple que requiere solamente dos líneas hidráulicas desde la superficie para operar cuatro válvulas debajo de él, se muestra en la **Figura 1.30**.

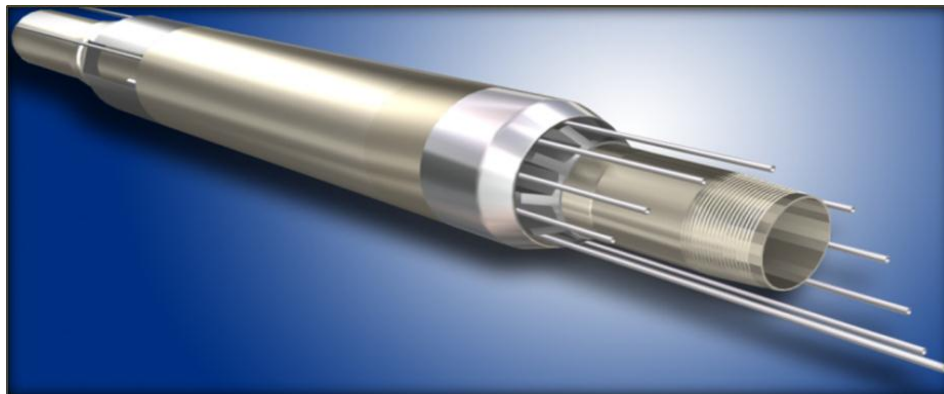


Figura 1.30 – Unidad de direccionamiento controlada hidráulicamente, HCAU²⁵.

1.9.4.2 Sensores ópticos

Los requerimientos para adquirir los parámetros de yacimiento fueron dirigidos para incluir un indicador permanente de presión-temperatura (P/T) en cada zona de producción. Los indicadores ópticos P/T fueron seleccionados debido a que no hay movimiento en sus partes y porque comparados al equivalente electrónico, tienen un componente de conteo. Ambas ventajas contribuyen a la seguridad y estabilidad a largo plazo.



REFERENCIAS

1. Carlos A. "**Reservoir Aspects of Smart Wells**". Glandt/Shell SPE 81107, 2003.
2. Akram, N. Hicking S., Blythe, P. Kavanagh P., Reijnen, P. and Mathieson, D., "**Intelligent Well Technology in Mature Assets**", SPE 71822, Louisiana, 2001.
3. Daling, R., Droppert, V.S., Glandt,C.A., Green- Armytage, D.I., Jansen, J.D., and Wagenvoort, A.M., "**Smart stinger which cyclically moves draw-down point up and down International Patent Application**".
4. <http://clasticdetritus.com/2008/01/22/geologic-misconceptions-layer-cakestratigraphy/>
5. Erlandsen S.M., "**Production Experience from Smart Wells in the Oseberg Field**", SPE 62953, Texas, 2000.
6. "**Integrated Reservoir Management in an Intelligent Well Environment**" J.K. Martinez, SPE, and R. Konopczynski, 2002.
7. Wiggins, M. L. and Startzman, R. A.: "**An Approach to Reservoir Management**," SPE 20747 presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 1990.
8. Satter, A. "**Reservoir Management Training: An Integrated Approach**" SPE 20752 presented at the 65th SPE, New Orleans, 1990.
9. Gibson, J.W.: "**Knowledge Management and New IT Architecture Will Maximize Upstream Value-Creation**," World Energy 2000, Vol. 3
10. Jim Oberkircher, Blaine Comeaux, "**Intelligent Multilaterals**" The Next Step in the Evolution of Well Construction. Halliburton Energy Services Offshore Tecnology 2002.
11. Brister, A., Ray, Ross, S. E., Chevron Petroleum Technology Company. "**Screening Variables for Multilateral Well Technology**," SPE, Dhahran, Saudi Arabia, 1999.
12. Oberkircher, J. "**A. Hybrid Multilateral System Provides Mechanical Hydraulic Isolation Without Cement**," SPE 63114, 2003.



13. Smith, R., Smith, B., and Lowson, B., **“Multilateral Drilling and Completion Systems and their Applications in Well Bore Asset Management”**, IADC Regional Middle, U.A.E.
14. A. Ajayi **“Intelligent-Well Technology Reduced Water Production in a Multilateral Oil Producer”**. SPE, Konopczynski 2006.
15. W.R. Moore **“Implementation of Intelligent Well Completions Within a San Control Environment”**, SPE 77202, 2008.
16. S. Mahdia Motahhari, turaj Behrouz, **“Smart well- Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured”**. Research Institute of Petroleum Industry. SPE 126093, 2009.
17. Glandt C., Shell Intl. E&P: **“Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review”**;; Trinidad, Latin American and Caribbean, SPE 81107, 2003.
18. E. Kluth, **“Advanced Sensor Infrastructure for Real Time Reservoir Monitoring”**; Paris France, SPE 65152, 2000.
19. E. Mackay, and D. Davies, **“Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management”**. V. Kavle, S. Elmsallati, Heriot-Watt U. 2006.
20. http://www.iku.sintef.no/sips/intwell/atw_presentation.pdf
21. Arashi Ajayi, **“Intelligent Well Completion: Status and Opportunities for Developing Marginal Reserves”** SPE 85676, 2003.
22. Nigel Snaith, Richard Chia, **“Experience With Operation Of Smart Wells To Maximise Oil Recovery From Complex Reservoirs”**, SPE 84855, 2006.
23. Erlandsen, S.M., **“Production experience from Smart wells in the Oseberg field”** SPE 62953, 2000.
24. Oswaldo M. Moreira, **“Installation of the World’s First All-Electric Intelligent Completion System in a Deepwater Well”** Baker Oil Tools SPE 90472, 2004.
25. Jesse Constantine **“Installation and Application of an Intelligent Completion in the EA Field, Offshore Nigeria”**, Weatherford SPE 90397, 2004.



Capítulo II

Fundamentos del Bombeo Neumático con Terminaciones Inteligentes





2.1 Fundamentos teóricos del bombeo neumático

El Sistema Artificial de Bombeo Neumático es uno de los que ha aportado mayores beneficios, tomando en cuenta que, debido a la utilización de gas a alta presión para ponerlo en operación se deben considerar los riesgos y costos involucrados. Un alto porcentaje de recuperación de hidrocarburos se debe a la eficiencia en su operación que se fundamenta en un análisis detallado de ingeniería a fin de elaborar un diseño acorde a las características y necesidades del pozo en intervención así como un buen mantenimiento del equipo necesario.

El Sistema de Bombeo Neumático es el sistema que más se asemeja a la explotación en forma natural **Figura 2.1** por ello, es el que generalmente se utiliza una vez que un pozo ha agotado su recurso natural para transportar los fluidos a la superficie, tomando en cuenta los requerimientos de inyección de gas para así continuar con su explotación de forma artificial¹.

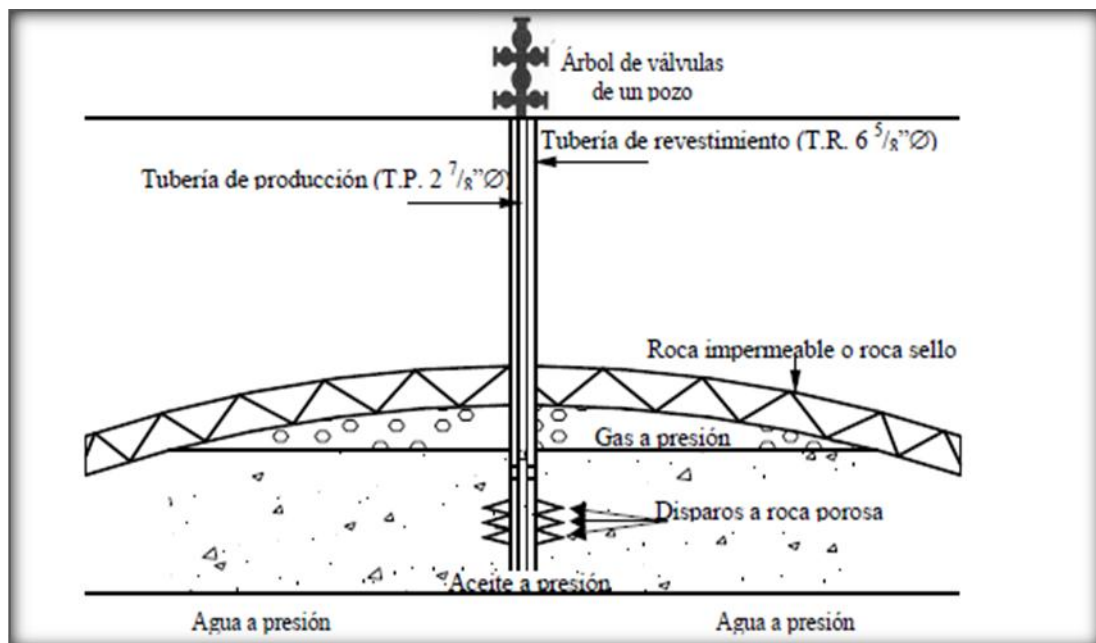


Figura 2.1 – Diagrama Esquemático de un yacimiento petrolero¹.

Después de la perforación de un pozo petrolero, la energía interna del yacimiento permite elevar el hidrocarburo hacia la superficie (pozo fluyente). Posteriormente, en un cierto periodo de tiempo, la propia explotación del pozo disminuye la energía del yacimiento lo que se traduce en un decremento en su producción. Cuando esto ocurre se requiere de la instalación de sistemas artificiales de producción que proporcionen energía adicional para continuar con la explotación del yacimiento.

El bombeo neumático es un sistema artificial de explotación, que se utiliza para elevar los líquidos a la superficie en un pozo petrolero, el cual utiliza gas seco o gas húmedo. La explotación con Bombeo Neumático se efectúa mediante un fluido conocido como gas de bombeo neumático, el cual es inyectado al pozo con presión y volumen controlados.



La explotación de un yacimiento a través de un pozo petrolero depende de diversas condiciones. Conforme avanza la explotación del yacimiento su presión empieza a declinar hasta que deja de ser la suficiente para elevar los fluidos a la superficie. Es en ese momento cuando el ingeniero petrolero recurre a los avances técnicos que le permitan continuar con la explotación del yacimiento, tales como recuperación secundaria o un sistema artificial para la extracción de los hidrocarburos.

La extracción de hidrocarburos por medio del bombeo neumático se ha generalizado ampliamente, situación a la que contribuye fundamentalmente la disponibilidad de volúmenes cada vez mayores de gas y la efectividad de las herramientas utilizadas en el sistema.

El sistema artificial que generalmente se utiliza cuando se ha agotado el recurso natural para llevar la producción a la superficie es el bombeo neumático, situación que debe estar sustentada en un análisis de las condiciones requeridas para su aplicación.

2.1.1 Sistema de Bombeo Neumático

El Bombeo Neumático es un método de levantamiento mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo), o de manera cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente²).

El Sistema de Bombeo Neumático se utiliza en pozos cuya presión natural para elevar el crudo hasta la superficie ya no es suficiente. Las causas que originan esta situación en el yacimiento, pueden ser:

- ◆ La disminución de la presión de fondo del yacimiento, ya sea por el tiempo de explotación o por alguna característica del mismo.
- ◆ La baja permeabilidad de la formación.

Este sistema es el tipo de bombeo artificial que más cercanamente se parece al proceso de flujo natural. En un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja hacia la superficie, la presión en la columna del fluido se reduce y el gas se libera de la mezcla. El gas liberado, siendo más ligero que el aceite se desplaza, reduce la densidad del fluido extraído 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. Típicamente, cuando un pozo comienza a producir agua la cantidad de gas libre en la columna se reduce debido a que la producción de agua desplaza algo de la fase de aceite que generalmente contiene gas. En estos casos, la producción de la fase de aceite puede ser mejorada mediante la combinación del gas de formación con el gas de inyección.



2.1.2 Administración de los sistemas artificiales de producción

El objetivo principal es usar y manejar las técnicas de producción artificial para aumentar la rentabilidad y maximizar las ganancias bajo un funcionamiento seguro y medio ambiental sano.

La administración de los Sistemas Artificiales de Producción es un proceso continuo dividido en cinco pasos:

1. Selección del Método de Producción Artificial.
2. Evaluación de las condiciones de producción para definir el equipo del pozo.
3. Niveles de producción, control de fallas y un monitoreo estratégico para proteger el equipo del pozo.
4. Supervisión de los datos de la producción y del funcionamiento del equipo.
5. Evaluación del fracaso o falla del equipo de producción.

Cuando se requiere alguno de los diversos métodos de producción artificial se debe elegir el que ofrezca mejores resultados en la producción de acuerdo a las condiciones existentes en el pozo. También se debe considerar que cada método tiene sus propias características y el mejor es el más equilibrado en capacidades, restricciones, gastos de producción, inversión y costos de explotación con el objetivo de aumentar al máximo los ingresos, la **Figura 2.2** señala las condiciones de aplicación y restricciones para los diversos Sistemas Artificiales de Producción existentes.

Los sistemas artificiales de producción deben ser considerados desde el principio del plan de desarrollo del campo o en la perforación y terminación de pozos para así tomar las decisiones más adecuadas sobre su producción. Siempre se deben conocer las condiciones de producción y sus cambios durante el tiempo.

2.1.3 Factores que afectan la selección del método de producción artificial

Factores a ser considerados:

- ◆ Gastos de Flujo (Presión de yacimiento e Índice de productividad).
- ◆ Relación Gas-Aceite y comportamiento del agua.
- ◆ Densidad y viscosidad.
- ◆ Profundidad y temperatura del pozo.
- ◆ Condiciones de Tubería de Revestimiento.
- ◆ Tipo del pozo (Vertical o direccional).
- ◆ Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsión y condiciones de incrustaciones.
- ◆ Tipo y calidad de la energía disponible.
- ◆ El ambiente y problemas medioambientales.
- ◆ Personal que entrena y experimentado.
- ◆ La inversión de capital y los costos de explotación.
- ◆ Buen funcionamiento del sistema artificial.
- ◆ La calidad de los datos y la incertidumbre.
- ◆ Infraestructura existente.



Características	BEC	BCP	BM	BH	BN
Condiciones del Pozo					
Profundo	+	+/-	+/-	+/-	+/-
Poco Profundo	+	+	+	+	+
Desviado	+/-	+/-	+/-	+/-	+
Revestimientos pequeños	-	+/-	+/-	-	+/-
Completación Dual	-	-	-	-	+/-
Características	BEC	BCP	BM	BH	BN
Características de la producción					
Alta tasa de producción	++	+/-	-	+/-	+/-
Baja tasa de producción	-	+/-	+	+/-	+/-
Alta presión de fondo	+	+	+	+	++
Baja presión de fondo	+/-	+/-	++	+/-	-
Alto RGA	-	+/-	-	-	++
Bajo RGA	+	+	+	+	-
Presencia de Arena	-	+/-	-	-	+/-
Presencia de H2S	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
Fluido Viscoso	-	+/-	-	-	-
Corrosión	-	-	-	-	+/-
Características	BEC	BCP	BM	BH	BN
Localización					
En Tierra	+	+	+	+	+
Costa afuera	+/-	+/-	-	-	++
Submarino	+/-	-	-	-	+/-
Desarrollado	+/-	+/-	-	-	+/-
Remoto	+/-	+/-	+/-	-	+/-
Características	BEC	BCP	BM	BH	BN
Acceso a la energía					
Buen acceso a la energía	+	+	+	+	+/-
Pobre acceso a la energía	-	-	+/-	-	+
No hay acceso a la energía	-	-	+/-	-	+
Características	BEC	BCP	BM	BH	BN
Acceso a partes y repuestos					
Fácil acceso	+	+	+	+	+
Pobre acceso	+/-	-	-	-	-

+ Muy Bueno +/- Regular ++ Excelente
- Malo - No Aplica

Figura 2.2 – Características y parámetros involucrados en la selección de un SAP¹.



La **Tabla 2.1** compara al BN con dos sistemas artificiales de producción (BM y BEC) bajo algunos escenarios.

Parámetro	Bombeo		
	Bombeo Mecánico	Electrocentrífugo	Bombeo Neumático
Arenas	Regular	Regular	Excelente
Parafinas	Malo	Bueno	Malo
Alta RGA	Malo	Malo	Excelente
Alto Gasto	Malo	Excelente	Bueno
Bajo Gasto	Excelente	Regular	Regular
Alta Profundidad	Regular	Regular	Excelente
Flexibilidad	Regular	Regular	Excelente

Tabla 2.1 – Atributos de los Sistemas Artificiales BM, BN y BEC².

2.1.4 Concepto de Bombeo Neumático

Este sistema consiste en recuperar hidrocarburos de un yacimiento por la Tubería de Producción (TP) por medio de gas inyectado a presión a través del espacio anular. Se utiliza cuando la presión natural no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, algunas causas pueden ser:

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

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 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 para BN (gas natural o nitrógeno) es inyectado y controlado desde superficie, entra a alta presión dentro del espacio anular. Una válvula de inyección de gas permitirá el paso de gas dentro de la TP determinadas profundidades. La válvula opera automáticamente en respuesta a la presión diferencial que hay entre el espacio anular y la TP, si la diferencia de presión disminuye a una presión predeterminada, la válvula abrirá y cuando se llega a valores críticos en el diferencial de la válvula ésta se cerrará.

El gas a alta presión en la TR, presenta un problema de fugas entre ésta y la TP 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 con baja presión de fondo.



Para lograr resultados satisfactorios en la utilización del Bombeo Neumático 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 mínimas) 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 en su aplicación, los cuales se relacionan con el índice de productividad y la presión de fondo, estos son: alto o bajo índice de productividad y baja o alta presión.

El sistema de bombeo neumático consiste en cuatro partes fundamentales, las cuales son:

- ◆ Abastecimiento de gas a alta presión: principalmente consiste en una estación de compresión o pozo productor de gas a alta presión.
- ◆ Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo.
- ◆ Sistema de control de gas subsuperficial.
- ◆ 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 se llama 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 se localiza 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. El sistema completo de bombeo neumático se esquematiza en la **Figura 2.3**.

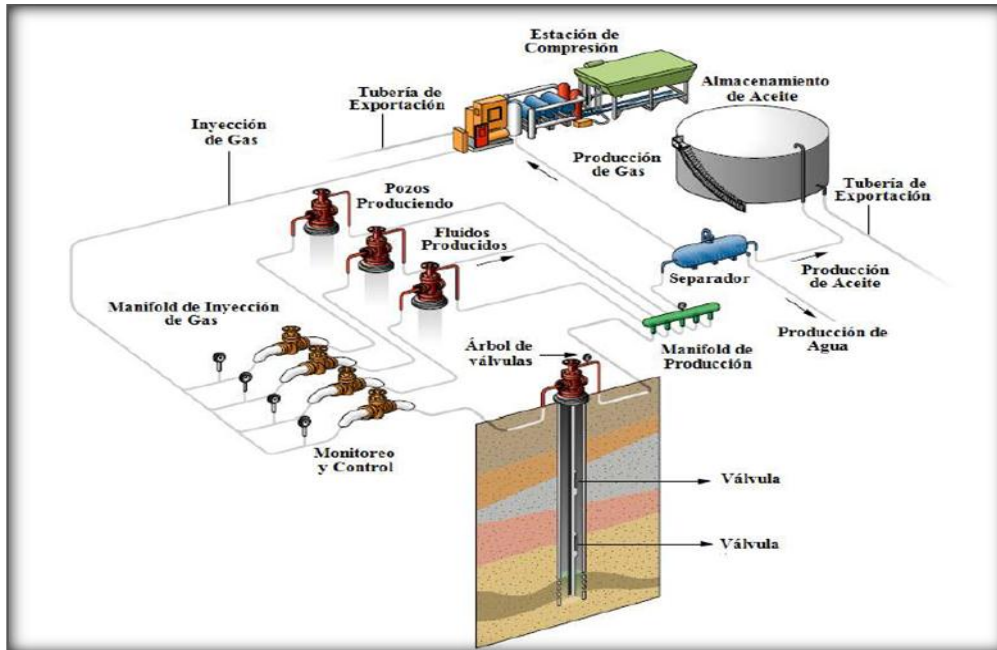


Figura 2.3 – Partes fundamentales del bombeo neumático².

2.1.5 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.

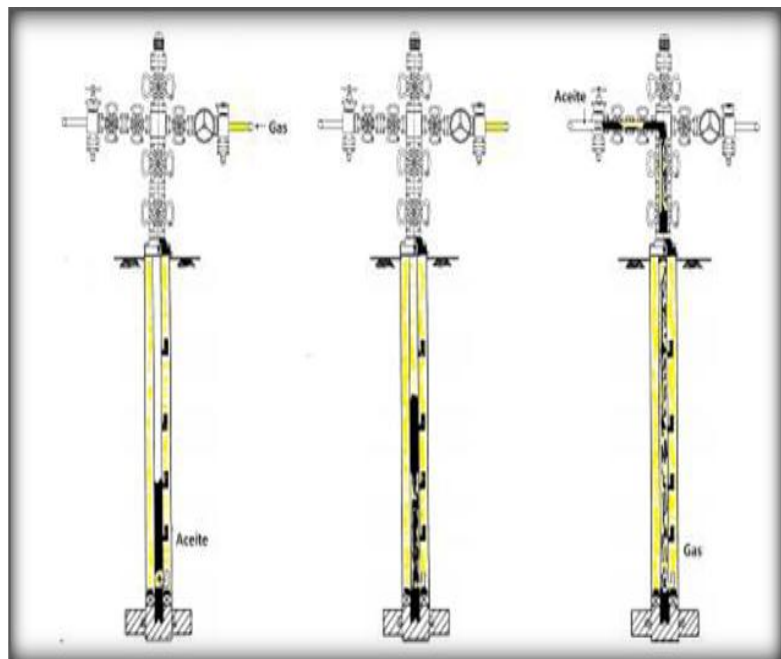


Figura 2.4 – Bombeo Neumático Continuo².

En la **Figura 2.4** 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.



b) Flujo intermitente

En este caso un volumen de gas es inyectado a alta presión a través de la TR y mediante la válvula operante llega a la TP, el gas es acumulado en la TR mientras que en la TP 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 TP presenta la forma de bache o pistón el cual es impulsado por la acumulación de gas que la válvula operante depositó en la TR.

En la **Figura 2.5** se muestra el ciclo de inyección del gas en tres etapas. El equipo superficial y subsuperficial que conforma el BN depende del tipo de flujo que se inyectará en la TR.

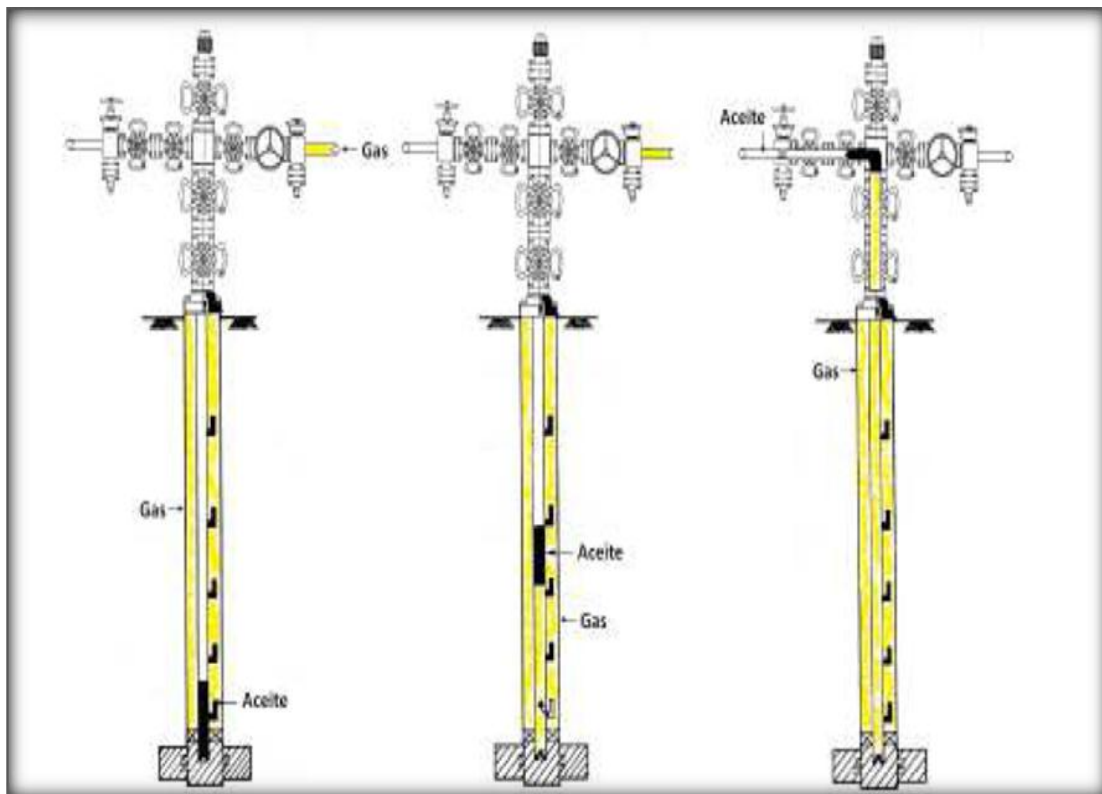


Figura 2.5 – Bombeo Neumático Intermitente.

2.1.6 Limitaciones en los tipos de bombeo neumático

El sistema de bombeo neumático por flujo continuo e intermitente presenta las siguientes limitaciones:

- ◆ El flujo continuo de gas inyectado es ideal para un gasto de 200 a 2,000 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 sólo 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 los pozos que utilizan el bombeo neumático se producen por flujo continuo.



Cada tipo de flujo tiene sus limitaciones, la **Tabla 2.2** señala estas limitaciones que son importantes para el diseño del Sistema Artificial de Bombeo Neumático.

	Flujo Continuo	Flujo Intermitente
Gasto	200 a 20,000 [bpd]	< 500 [bpd]
Índice de productividad	> 6.4 [bpd/kg/cm ²]	< 6.4 [bpd/kg/cm ²]
Presión de flujo	> 0.01 [kg/cm ²]	> 10 [kg/cm ²]
RGA de inyección	1.5 a 7.5 [m ³ /bbl] por 300 [m] de elevación	7.5 a 9 [m ³ /bbl] por 300 [m] de elevación
Presión de inyección requerida	> 7 [kg/cm ²] por cada 300 [m] de elevación	< 7 [kg/cm ²] por cada 300 [m] de elevación

Tabla 2.2 – Limitaciones de flujo para el bombeo neumático continuo o intermitente.



2.2 Diagnósticos en tiempo real de sistemas de bombeo neumático usando agentes inteligentes

2.2.1 Esfuerzos de optimización del sistema de BN

Los pozos con bombeo neumático representan un número menor en comparación con los pozos con otros sistemas artificiales de producción pero los que están actualmente en operación generan una producción importante para la industria. No obstante, la experiencia ha mostrado que los pozos con BN rara vez operan bajo condiciones óptimas³. Como resultado, la manera de alcanzar una producción significativa es a través de la optimización de los sistemas de bombeo neumático.

En general, los esfuerzos de optimización tienen el objetivo común de producir grandes cantidades de aceite con la mínima cantidad de gas de inyección. Para que esto suceda deben cumplirse una amplia gama de recomendaciones.

Éstas incluyen:

1. Inyectar a la profundidad más alta posible.
2. Levantar el fluido del pozo desde un solo punto de inyección.
3. Inyectar bajo condiciones estables.
4. Inyectar la cantidad óptima de gas para la producción dada basándonos en la producción de un pozo individual.
5. Minimizar la contrapresión.
6. Localizar el gas de inyección en una población de pozos de la manera más eficiente posible.

Tales proyectos pueden ser descritos usando diferentes tipos de niveles.

a) Nivel 1

Los esfuerzos pozo por pozo incluyen tareas como solución de problemas, modelado individual usando sistemas de análisis, reemplazamiento de válvulas de BN, reducción de contraflujo y otras tareas que están enfocadas en mejorar el comportamiento de la producción.

b) Nivel 2

Los proyectos de optimización de todo el campo se enfocan en manejar las interacciones de las poblaciones de pozos, su red de producción y su red de distribución de gas⁴.



c) Nivel 3

El nivel tres es actualmente una extensión del Nivel 2, donde la información en tiempo real es usada para actualizar continuamente la red y modelos de pozo que permite a los operadores sustentar las mejoras en la producción conseguidas con el Nivel 2 bajo un periodo extendido de tiempo.

La **Figura 2.6** muestra la eficiencia de los tres niveles mencionados en el proceso de optimización para bombeo neumático con respecto a los parámetros valor y esfuerzo. En ella podemos observar que para el Nivel 1 se obtiene el mayor beneficio aplicando el menor esfuerzo en las operaciones.

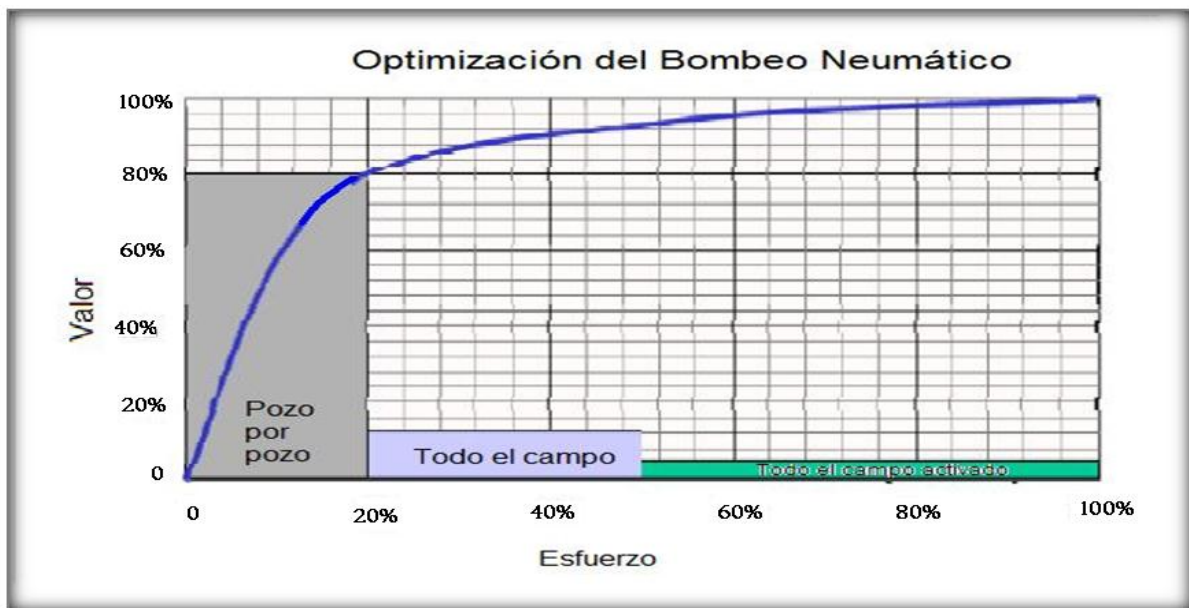


Figura 2.6 – Esfuerzo relativo y optimización del valor en clase proyectos de bombeo neumático⁵.

2.2.2 Problemas de comportamiento del pozo

Una gran variedad de problemas pueden impactar el comportamiento de los pozos con BN. Estos problemas son frecuentemente clasificados como problemas de: entrada, salida y fondo.

a) Problemas de entrada

Los problemas de entrada incluyen aquellas condiciones que inhiben u obstruyen la inyección de gas en el pozo:

- ◆ Congelamiento o atascamiento de las válvulas de control de inyección.
- ◆ Presión de alimentación inadecuada para descargar el pozo.
- ◆ Presión de alimentación de gas inestable o irregular.



b) Problemas de salida

Los problemas de salida incluyen aquella condición corriente abajo de la cabeza del pozo que perjudica su capacidad de flujo. Tales problemáticas incluyen contrapresión debida a:

- ◆ Estranguladores de producción.
- ◆ Líneas de flujo o manifolds pequeños.
- ◆ Altas presiones de separador.

c) Problemas de fondo

Los problemas de fondo incluyen eventos que suceden debajo de la cabeza del pozo y que perjudican el comportamiento de su producción.

Tales condiciones incluyen:

- ◆ Inyección multi-punto.
- ◆ Ciclo de la válvula.
- ◆ Válvulas de operación atascadas.
- ◆ Presión diferencial inadecuada a esa profundidad.
- ◆ Reapertura de válvulas superiores.
- ◆ Cierre de válvulas de flujo para BN.
- ◆ Temperatura de cierre de las válvulas operadas a la presión de inyección.
- ◆ Circulación de gas por arriba del nivel de fluido en las tuberías.

2.2.3 Herramientas y técnicas para diagnóstico de problemas en pozo

Una gran variedad de herramientas y técnicas han sido desarrolladas o usadas para ayudar a la resolución de los problemas y diagnósticos.

Estos problemas incluyen:

- ◆ Niveles del fluido anular.
- ◆ Presión fluyente y estudios de gradiente de temperatura.
- ◆ Prueba de trazadores para CO₂.
- ◆ Sistemas de análisis.
- ◆ Cálculo del estado de la válvula.
- ◆ Evaluación de entrada de gas.
- ◆ Simulación dinámica.
- ◆ Vigilancia del comportamiento de parámetros clave.



2.2.4 El rol de los agentes inteligentes

Los agentes inteligentes monitorean las condiciones en los pozos mediante la recolección y filtrado de información, evaluando acciones para corregir problemas y responder a amenazas para así explicar sus resultados a la evaluación y prácticas.

Estos agentes pueden detectar los indicios iniciales de un problema para tomar una rápida acción correctiva antes de que el comportamiento del pozo se afecte seriamente.

Estos agentes integran información continua como lecturas de presión con información de pruebas de pozo y predicciones con herramientas de análisis comercial. Usan principios de diagnóstico almacenados en una base de conocimiento para determinar la condición en cada pozo y las acciones correctivas necesarias.

2.2.5 Componentes del sistema

2.2.5.1 Base de conocimiento

Es importante tener un sistema que sea tolerante a la falta de datos precisos y pueda generar respuestas seguras bajo las condiciones menos ideales. Con la finalidad de agrupar estas necesidades, se genera una base de conocimiento de modo tal que:

- ◆ No sea jerárquica.
- ◆ Combine los métodos probabilísticos y determinísticos.
- ◆ Esté bien definida.

Al generar la base de conocimiento el sistema podría acomodar un cierto número de diagnósticos posibles para la misma condición, cada una con su propio nivel de probabilidad.

Cuando cierta información no está disponible o es imprecisa el sistema tiene la habilidad de identificar correctamente una condición dada. Tener más de un atributo presente simplificaría la certeza de un diagnóstico dado.

Una serie de atributos son recolectados como una función de entradas análogas, resultados de sistemas de análisis, cálculo del estado de las válvulas, cálculos de entrada de gas o basados en una combinación de estos parámetros.

2.2.5.2 Tecnología

Los agentes tecnológicos que surgen son una adaptación de métodos usados en aplicaciones tales como clasificación de documentos. Los programas buscadores software pueden leer electrónicamente y seleccionar las personas, lugares, eventos, organizaciones y otros aspectos mencionados en un reporte.



a) Requerimientos de información

En la **Figura 2.7** se muestran una variedad de elementos que son requeridos para definir totalmente el estado de flujo del pozo con BN. Estos datos incluyen monitoreo en tiempo real, elementos de información de pruebas de pozo y datos estáticos. El tiempo real incluye entradas como presión en línea, suministros de presión, presión en el cabezal de la tubería, temperatura de las líneas y gasto del gas de inyección.

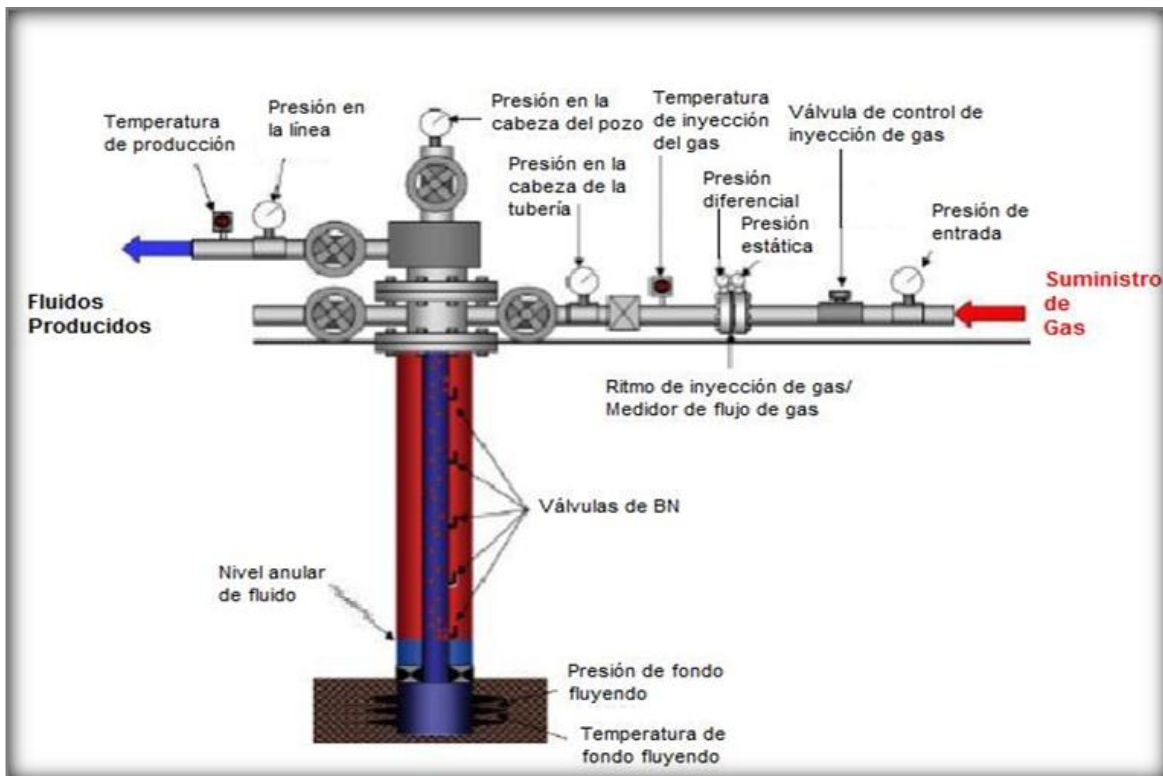


Figura II.7 - Elementos del sistema de información para bombeo neumático.

La información de las pruebas del pozo incluye gastos de producción (gas, agua, aceite), gastos de inyección de gas, presiones en la tubería de producción y tubería de revestimiento, así como gravedad del fluido. La información estática incluye atributos físicos como profundidades de perforación, desviación del pozo, geometría de terminación, comportamiento de afluencia y especificaciones de la válvula de bombeo neumático. Cada uno de estos datos es recolectado y usado para probar el sistema inteligente en los modelos del pozo en conjunto con las operaciones del sistema de análisis.

b) Arquitectura del sistema

Debido a que las compañías de servicios petroleros emplean una amplia variedad de bases de datos y modelos analíticos, el agente inteligente ha sido diseñado para ser usado en una gran variedad de ambientes con terminaciones inteligentes, la **Figura 2.8** muestra el rol del sistema de monitoreo donde se observa la interconexión de sus elementos.

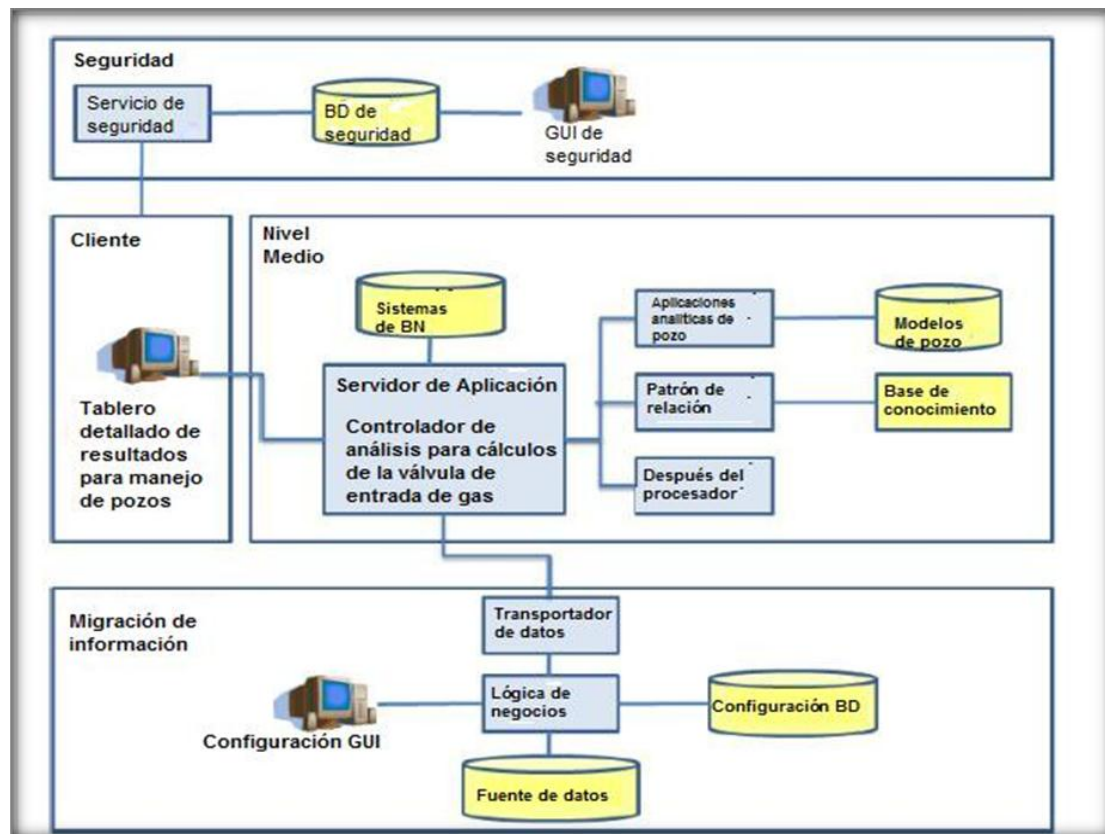


Figura 2.8 – Arquitectura del sistema cuyos componentes se comunican con cada elemento usando un protocolo de servicios web.

c) Interfaz de usuario gráfica para el cliente

La interfaz de usuario gráfica (GUI) se comunica usando servidores web. No es una aplicación web aunque se puede implementar una interfaz de navegación. La interfaz de usuarios es sólo una herramienta cuya función es simplificar la visualización de datos en vez de llevar a cabo cualquier función de análisis. El propósito de la GUI es presentar información para los ingenieros de producción de forma consistente con su modelo mental para el análisis del bombeo neumático. El modelo mental describe cómo los usuarios piensan habitualmente acerca del análisis del BN incluyendo los tipos de información usuales cuando se evalúa un pozo.

2.2.6 Prueba

Los objetivos de la prueba de laboratorio son evaluar los tres principales criterios. Primero, que el sistema de migración de información importe correctamente los datos al sistema. El segundo, que haga que el flujo de trabajo del sistema siga los pasos correctos en relación a la información que se reúna y haga los cálculos analíticos correctos. Finalmente, que haga que la base de conocimiento del sistema genere los resultados correctos.



Con esta finalidad se realizan las siguientes pruebas discretas para garantizar el rendimiento del sistema:

- a) **Recuperación de datos de prueba.** El propósito de esta prueba es asegurar que el sistema arroje la información correcta en tiempo real y pruebas de pozo para ocuparla en su base de datos y modelos.
- b) **Validación de datos de la prueba (manejo incompleto de datos).** Esta prueba está relacionada con la habilidad del sistema para manipular información incompleta o inválida. Si un archivo de prueba de pozo no tiene los siguientes parámetros, el sistema sustituirá valores del análogo correspondiente al tiempo de la prueba de pozo. Estos atributos incluyen: presión en la cabeza del pozo, presión de entrada, gasto del gas de inyección y temperatura en la tubería.
- c) **Flujo de trabajo de las pruebas de análisis.** Un flujo de trabajo específico de las pruebas de análisis está incorporado en el agente. El flujo de trabajo consiste en un número de cálculos consecutivos y comparación de resultados en la base de conocimientos.

2.2.7 Ensayo de campo

Un campo en tierra tiene un gran número de pozos operando de diversas formas, incluyendo flujo natural, bombeo mecánico, bombeo electro centrífugo, cavidades progresivas y bombeo neumático continuo. Al momento del ensayo varios pozos estaban fluyendo con bombeo neumático. Cada uno de estos pozos está totalmente instrumentado y controlado usando una unidad de terminal remota (UTR), la cual está comunicada por radio a un sistema base web huésped.

Los datos típicos incluyen lo siguiente:

- ◆ Presión de entrada del bombeo neumático, kg/cm^2 .
- ◆ Presión en la tubería, kg/cm^2 .
- ◆ Presión fluyendo en la cabeza del pozo, kg/cm^2 .
- ◆ Temperatura en la línea, $^{\circ}\text{C}$.
- ◆ Gasto del gas de inyección, kg/cm^2 .



2.3 Automatización inteligente para pozos con bombeo neumático intermitente

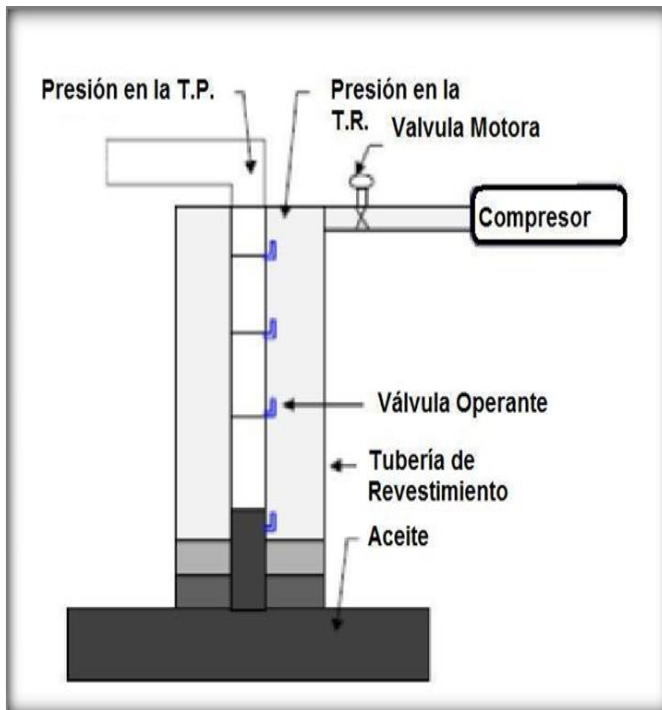


Figura 2.9 – Esquema de un pozo con bombeo neumático intermitente⁶.

La operación con Bombeo Neumático Intermitente consiste en inyección de gas en forma alternada de la TR a la TP con la finalidad de llevar a la superficie la columna de líquido acumulado en la parte baja de la tubería⁶.

La inyección de gas en el fondo del pozo se lleva a cabo a través de una válvula instalada en la parte inferior de la tubería llevada mediante línea de acero. En superficie, la inyección de gas en la TR se ejecuta usando una válvula motora como la mostrada en la **Figura 2.9**.

El ciclo completo del bombeo neumático intermitente está compuesto en tres periodos:

- ◆ **Acumulación:** periodo durante el cual no hay inyección de gas a la TR en la superficie o de la TP en el fondo (válvula motora y válvulas para bombeo neumático cerradas). El fluido de la formación es acumulado en la TP.
- ◆ **Elevación:** periodo durante el cual el bache de líquido es lanzado a la superficie mediante la inyección y expansión de gas en el fondo de la tubería. En este periodo, el gas en la TR es reducido al mínimo a través de la remoción del gas usado para la elevación del bache.
- ◆ **Reducción de presión:** periodo en el que la presión en la tubería se reduce a la mínima a través de la eliminación del gas usado para la elevación del bache.

La optimización al sistema se obtiene con el levantamiento del fall back y la relación gas-líquido de inyección (RGLI). Fall Back es un término utilizado para referirse a la porción de líquido que no es producida durante el ciclo, es el volumen de fluido que permanece en la tubería después de que el bache alcanza la superficie. La RGLI es la relación entre el volumen de gas inyectado y el volumen de fluido producido en cada ciclo.



La optimización del bombeo neumático intermitente consiste en maximizar la producción de aceite, reduciendo el Fall Back con un mínimo consumo de gas disminuyendo la RGLI.

El tiempo del ciclo se divide en dos partes:

- 1. Tiempo de inyección (IT):** es el periodo de tiempo en que la válvula motora en la superficie permanece abierta, permitiendo la inyección de gas en la TR.
- 2. Tiempo del ciclo (Tc):** es el periodo en que la válvula motora permanece cerrada más el tiempo de inyección.

La válvula operante para BN está diseñada para funcionar con una diferencia de 14 a 21 kg/cm² entre la presión de la TR y la presión en TP al momento de su apertura. El monitoreo de pozos con BN es hecho usualmente a través de pruebas de producción y registros de presión de la TR y TP en superficie.

2.3.1 Metas de automatización en pozos de aceite

Se buscan dos objetivos principales con la automatización de un grupo de pozos:

- 1.** Incrementar ingresos.
- 2.** Reducir costos de producción.

El incremento de ingresos en un pozo de aceite debido a su automatización está relacionado con:

- 1.** Reducción de las pérdidas de producción obtenidas con un mejor y más completo registro de información del pozo usado en el análisis de pozo.
- 2.** Incrementar la continuidad operativa obtenida con la reducción del tiempo necesario para identificar las fallas en pozos.

En pozos no automatizados la interrupción de la producción es identificada a través de la cuantificación de la producción del campo y la identificación de fallas en pozo es obtenida solamente mediante análisis pozo por pozo.

La reducción en los costos de producción, principalmente aquellos relacionados con el exceso en el consumo de gas, serán obtenidos a partir de:

- 1.** La circulación de gas que generalmente sólo se detecta con una visita al pozo, ahora será resuelta por un controlador local que además de enviar información a una central, puede detener la inyección de gas bajo ciertas condiciones.
- 2.** El controlador local que actúa continuamente sobre la válvula motora optimiza continuamente la inyección de gas a través del ajuste continuo del tiempo de inyección y el tiempo de ciclo, incrementando el gasto de gas y reduciendo su consumo.



2.3.2 Arquitectura del sistema

La arquitectura prevista para la automatización de pozos con BN intermitente involucra el uso de conceptos tales como “red neuronal” y “lógica difusa”, incorporada como un programa en una computadora lógica programable personalizada (Firmware SGL).

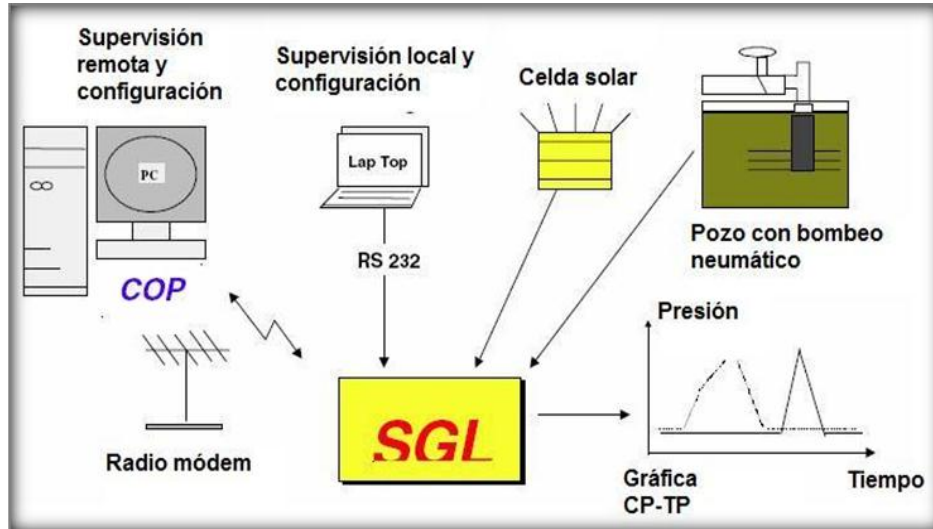


Figura 2.10 – Partes vinculadas en un sistema Firmware SGL para la generación de gráficas de producción en tiempo real⁷.

El sistema involucra una PC vinculada a un radio módem, en comunicación con muchas estaciones de radio localizadas en cada pozo. Aquellas estaciones están constituidas por dos transmisores de presión (presión en TP y presión en TR) el Controlador Lógico Programable (CLP) llevado con Firmware SGL, una válvula solenoide, una válvula motora y un radio módem, todos son alimentados con baterías y platos solares como se muestra en la **Figura 2.10**.

En el Firmware SGL, por medio de transmisores se adquieren continuamente los valores de presión en TR, TP y producción en una base de datos donde se recopila lo siguiente:

1. Las características mecánicas del pozo.
2. Un grupo de patrones gráficos para muchas formas geométricas de señales de presión (patrones CP-TP).
3. Un algoritmo con reglas de control y toma de decisiones suministradas por el usuario (denominados algoritmos de control del pozo).

A través de redes neuronales y algoritmos del Firmware SGL se hace la relación del CP-TP adquirido con cada uno de sus patrones.



2.3.3 Configuración de la base de datos

El Firmware SGL ofrece un grupo de bases de datos que deben configurarse para una aplicación de supervisión localizada en la estación de operación central:

1. La base de datos para la configuración del pozo.
2. La base de datos para los patrones CP-TP.
3. La base de datos para el algoritmo de control.

a) Base de datos de configuración del pozo: la base de datos para la configuración del pozo contiene las especificaciones técnicas asociadas al pozo, tal como profundidad de las válvulas, presión de las válvulas, diámetro de las válvulas asiento, presión estática del yacimiento y densidad (°API) del aceite producido.

b) Reglas de la base de datos: la base de datos para el algoritmo de control contiene un grupo de reglas de control que dictan acciones a tomar por el sistema sobre la válvula solenoide para cambiar el comportamiento del sistema. Este grupo de reglas se denomina “algoritmo del control” del pozo.

El sistema SGL provee un grupo de base de datos que brinda la información adquirida del proceso y los datos calculados que pueden ocuparse para la supervisión de la aplicación.

La base de datos de la gráfica CP-TP adquirida contiene el ajuste de coordenadas del gráfico durante el tiempo de adquisición (AT). En la **Figura 2.11** se muestra la forma en la que el algoritmo del sistema SGL va adquiriendo los tiempos en el proceso de operación del bombeo neumático.

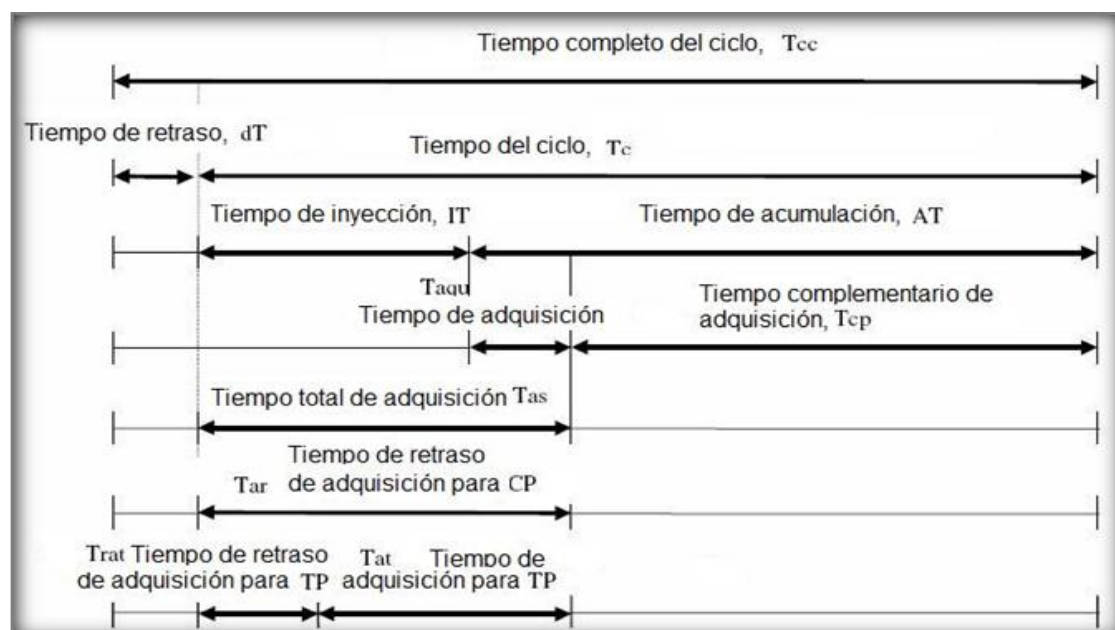


Figura 2.11 – Esquema de tiempo SGL.



Los parámetros relacionados con la base de datos de la gráfica adquirida contienen un conjunto de valores de presión obtenidos cuando:

1. La inyección comienza.
2. La válvula operante abre.
3. La válvula motora cierra.
4. La válvula operante cierra.
5. El tiempo de adquisición termina.

También contiene un conjunto de valores TP obtenidos cuando:

1. El tiempo de adquisición de valores en TP empieza.
2. El bache llega a la superficie.
3. El gas alcanza su mayor velocidad.
4. El flujo de gas en la TP se detiene.
5. El tiempo de adquisición en TP termina.

2.3.4 Ciclo de operación

El ciclo de operación del pozo puede dividirse en las siguientes partes:

- ◆ Tc – Tiempo de Ciclo, el cual es el tiempo para un ciclo completo de operación.
- ◆ IT – Tiempo de inyección efectivo para la inyección del gas.
- ◆ ID – Tiempo de retraso, es la demora al comienzo de la inyección de gas.
- ◆ Ta – Tiempo de acumulación, es el tiempo restante entre el final de la inyección de gas y el siguiente ciclo de operación.
- ◆ Taqu – Tiempo de adquisición total, es el tiempo para adquirir señales CP-TP, comienza al momento de la inyección y adquiere puntos cada 40 milisegundos.
- ◆ Tcp – complemento del tiempo de adquisición, es el momento para adquirir el tiempo restante después de Taqu, durante este intervalo son adquiridos 10 puntos.

Los valores usuales para Tc son 10-120 minutos y para IT hay valores del orden de algunos segundos hasta 6 minutos.

El tiempo de retraso tiene como objetivo garantizar que no ocurra una alta inyección simultánea de gas con la finalidad de reducir la presión en la línea que conduce el gas de inyección a los pozos.



2.4 Sistemas de bombeo neumático auto, natural o in situ

Los términos auto, natural, y bombeo neumático in-situ se refieren a sistemas artificiales de producción que usan gas de una formación productora para el bombeo neumático de un pozo. El gas para bombeo neumático es producido en el fondo y transportado en la tubería de producción a través de una válvula diseñada para operaciones con gas⁸.

El valor del auto bombeo neumático es probablemente más fácil de demostrar que para otros tipos de pozos inteligentes porque provee una sustitución directa al equipo de bombeo neumático convencional como compresores, tuberías y el equipo auxiliar que se requiere.

Los sistemas de bombeo neumático auto, natural e in-situ usan gas de una formación productora de gas o un casquete para producir artificialmente una zona de aceite, la **Figura 2.12** esquematiza el arreglo de los pozos que emplean este sistema. A diferencia del bombeo neumático convencional, en el cual el gas es bombeado a través del espacio anular desde la superficie, un pozo con auto bombeo neumático tiene una terminación en la zona de gas en el fondo del agujero desde la cual el gas pasa a través de la tubería a un ritmo controlado. El flujo de gas en la tubería de producción es controlado con una válvula de fondo para el control de flujo con capacidad de ajuste de área desde la superficie por medios hidráulicos o eléctricos.

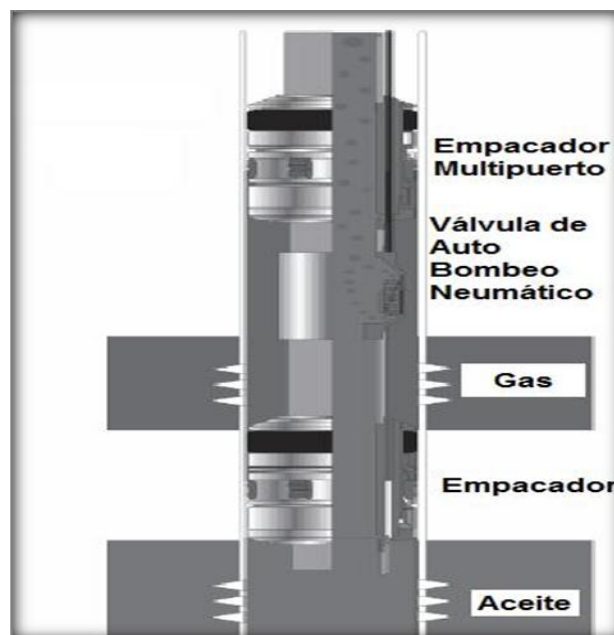
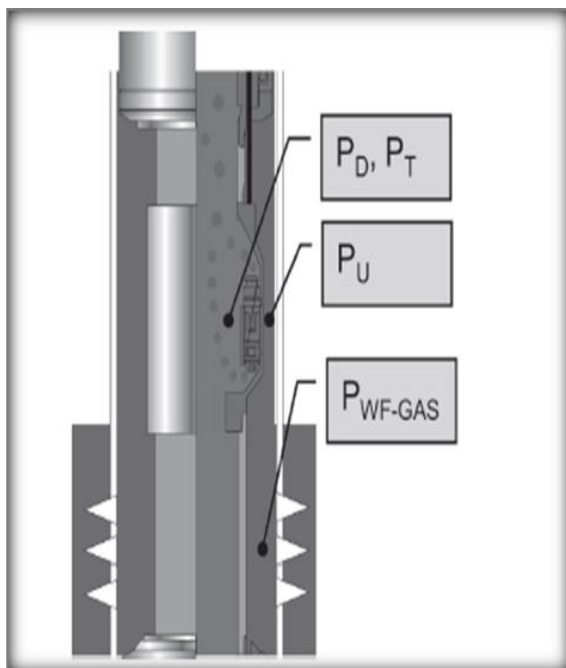


Figura 2.12 – Esquema de un pozo con auto bombeo neumático. El gas que fluye dentro de la tubería está controlado por la válvula de auto bombeo⁸.



El uso de válvulas de fondo para control de flujo implica que el auto bombeo neumático pertenezca a la categoría de pozos inteligentes dado que estos dispositivos le otorgan autonomía y mantenimiento al sistema. Los sistemas de auto bombeo neumático tienen una gran relevancia en la industria por:

- ◆ Incrementar los ritmos de producción de aceite a través del uso de un sistema artificial de producción rentable.
- ◆ Mitigar los efectos de alto corte de agua tanto en la producción como al ponerlo en marcha.
- ◆ Mantener la presión en la cabeza en pozos submarinos.
- ◆ Eliminar el costo de capital de las instalaciones de compresión de gas o tuberías de transporte.
- ◆ Reducir los requerimientos de carga en plataforma causados por la compresión de bombeo neumático.
- ◆ Eliminar la necesidad de válvulas anulares de seguridad en lugares donde son requeridas en ambientes de bombeo neumático convencional.
- ◆ Permitir al gas no asociado ser producido.
- ◆ Eliminar intervenciones para redimensionar o reemplazar equipos de bombeo neumático convencional.
- ◆ Brindar la habilidad para controlar conificaciones de gas y agua.



La **Figura 2.13** esquematiza las diferentes presiones involucradas en un sistema de bombeo neumático in situ. Dónde:

P_D [kg/cm²]: presión corriente abajo de una válvula u orificio.

P_T [kg/cm²]: presión en la tubería adyacente a una válvula u orificio.

P_U [kg/cm²]: es la presión corriente arriba de una válvula u orificio.

P_{WF-GAS} [kg/cm²]: presión de fondo fluyendo de la zona de suministro de gas.

Figura 2.13 – Terminología de presión para el auto bombeo neumático⁸.

La tecnología desarrollada para válvulas de control de flujo de auto bombeo neumático ha encontrado aplicaciones en pozos submarinos y en aguas profundas usando bombeo neumático convencional.



Las razones por las que se usan estas válvulas variables son su alto rangos de presión, su habilidad para manejar un rango más amplio de gastos de bombeo neumático y cambios en las condiciones del pozo, la seguridad para manejar la estabilidad alcanzada con orificios de gran tamaño y la descarga anular más rápida al momento de abrir el pozo.

2.4.1 Ajuste de profundidades para válvulas de auto bombeo neumático

El ajuste de profundidad para una válvula de auto bombeo neumático puede hacerse de forma similar a la del cálculo usado para válvulas convencionales. Una línea de gradiente es dibujada, ya sea desde el yacimiento o por debajo de la cabeza del pozo y una línea de gradiente de gas es dibujada por arriba de la zona de gas. La profundidad máxima para la válvula se encuentra donde las dos líneas se intersecan, es decir, donde la presión en la tubería y el espacio anular son iguales.

Si el gas viene de un casquete por encima del aceite, entonces, arriba se hará la terminación en la zona de aceite. En alguna profundidad dada la presión del gas en el espacio anular será siempre más alta que la presión en la tubería.

Eso significa que la válvula de auto bombeo neumático puede ser colocada cerca de la terminación de gas al momento que es alcanzada la presión diferencial de seguridad es alcanzada.

Para el caso del casquete de gas, la única manera en que la presión de la tubería de producción pueda exceder la presión en el espacio anular es que la presión en la tubería de producción a la profundidad en la zona de aceite exceda a la presión del yacimiento. En estas condiciones de sobre balance el nivel de líquido en la tubería debe disminuir a menos que algo prevenga que el fluido sea desplazado de nuevo en el yacimiento, tal como un material de pérdida de circulación o una válvula de aislamiento de formación.

Esta condición es, sin embargo, usada a menudo para determinar el ajuste de la profundidad para un equipo de auto bombeo neumático y de bombeo neumático convencional, con el gradiente de tubería tomado como un controlador de peso del fluido o una columna de 100% de agua a la superficie y una presión de yacimiento agotada usada.

Esto resulta en que la válvula de auto bombeo neumático se ajuste por arriba de la tubería de producción reduciendo la eficiencia de los procesos de bombeo neumático pero asegurando que siempre haya una diferencial de presión del espacio anular hacia la tubería de producción.

Si la fuente de gas está separada de la zona de aceite el procedimiento para calcular la profundidad de ajuste de la válvula de auto BN es similar al caso del casquete de gas, con excepción de que la declinación de las zonas de gas y aceite debe considerarse en los modelos.



2.4.2 Pozos con bombeo neumático

El objetivo del bombeo neumático, sea auto o convencional, es incrementar la producción de aceite o permitirle fluir a pozos no fluyentes reduciendo la presión hidrostática de la columna de fluido.

En un pozo con bombeo neumático la presión en el fondo de la tubería de producción es una función de la cantidad de gas inyectado, propiedades de los fluidos, ritmos de flujo y parámetros del pozo y yacimiento.

La **Figura 2.14** muestra los efectos del gasto de inyección en la presión dentro de la tubería, P_T , adyacente al punto de inyección de gas. Como la inyección de gas aumenta, la presión en la tubería disminuye porque la presión de la columna de fluido dentro de la tubería se aligera. No obstante, más allá del gasto de inyección de gas, la presión en la tubería aumenta debido a que el incremento en la caída de presión por fricción es mayor al decremento en la presión hidrostática.

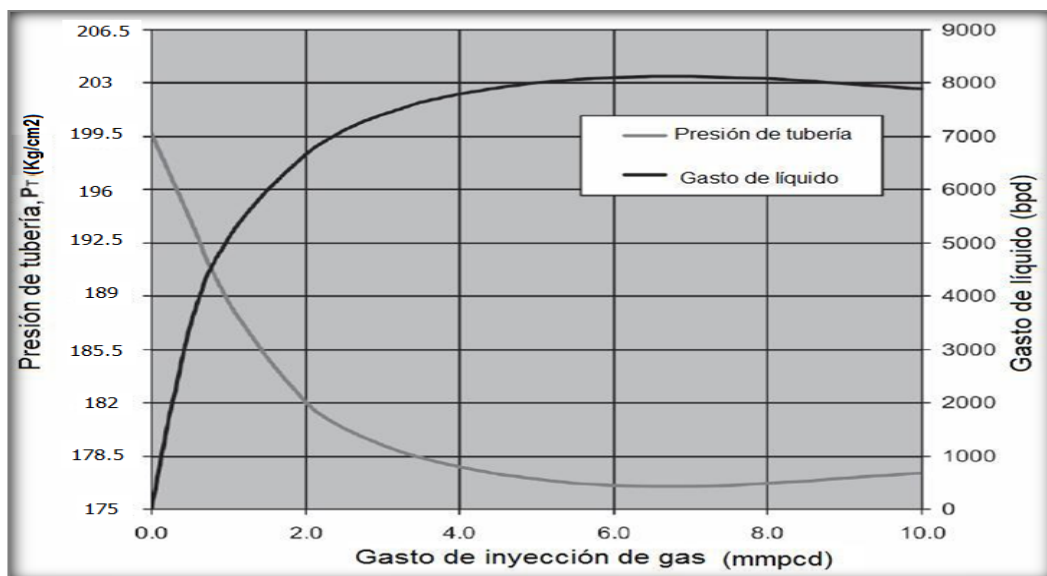


Figura 2.14 – Gráfica de comportamiento del bombeo neumático⁸.

2.4.3 Válvula de auto bombeo neumático

Las válvulas de control de flujo para auto bombeo neumático tienen muchos requerimientos que deben ser considerados, se mencionan a continuación:

- ◆ La válvula debe tener un rango discreto o continuo de posiciones que pueden controlar el gasto de flujo de gas para optimizar la producción sobre rangos anticipados de condiciones de pozo.
- ◆ Los gastos de gas fluyendo a través de la válvula deben ser predecibles para que el modelado pueda hacerse con una precisión razonable y asegurar que la válvula está dimensionada apropiadamente para las condiciones del pozo.



- ◆ La válvula debe abrir, cerrar y cambiar su posición mientras es sometida a presiones diferenciales significativas y además debe resistir los efectos erosivos por fluidos abrasivos.
- ◆ La válvula debe controlarse para impedir el paso de los fluidos de la tubería de producción al espacio anular. Esto es necesario para permitirle ser probada a la tubería de producción y para evitar daño a la zona de producción de gas.

Asimismo deben ser considerados todos los componentes de la terminación, la seguridad, las propiedades mecánicas y la tolerancia a los fluidos producidos o inyectados.

Muchas de las válvulas de control de flujo de posicionamiento discreto tienen una serie de agujeros o estranguladores insertados que pueden diferir en tamaño y número para variar el área de flujo disponible en cada posición.

2.4.4 Ritmos de flujo de gas a través de estranguladores o válvulas

Los gastos de flujo de gas a través de un orificio de las válvulas convencionales de BN son modeladas usualmente usando la ecuación de Thornhill-Craver. La ecuación usa la presión corriente arriba P_U y corriente abajo P_D de la válvula, el área de flujo del estrangulador y el coeficiente de descarga para determinar el gasto de flujo de gas a través de la válvula.

En un pozo con auto bombeo neumático la presión corriente arriba, P_u , para la válvula de auto BN también es variable. Para obtener mayor producción del gas de formación la siguiente presión de fondo de la zona de suministro de gas, P_{WF-GAS} , deber reducirse lo cual a su vez reducirá la presión corriente arriba, P_u , de la válvula de auto BN. La diferencia entre la siguiente presión de fondo fluyendo de la zona de gas, P_{WF-GAS} , y la presión corriente arriba de la válvula de auto de auto bombeo neumático, P_u , será la diferencia de la presión hidrostática entre las dos localizaciones más cualquier pérdida fraccional a medida que el gas fluye hacia abajo o arriba del espacio anular. Por lo tanto, en los casos donde la válvula está cerrada para la terminación de gas y el área de flujo anular es relativamente grande los dos parámetros deben considerarse iguales.

Si la zona de suministro de gas es considerada productiva comparada con los gastos de gas requeridos entonces la presión corriente arriba de la válvula de auto BN puede no variar mucho a medida que se cierre o abra.



2.4.5 Determinación de los puntos solución para pozos con Auto Bombeo Neumático

a) Caso en el que se mantiene P_u fija

Si las curvas de comportamiento de la válvula de auto BN de la **Figura 2.15** son reconstruidas para graficar P_D vs. Q_{GI} en vez de Q_{GI} vs. P_D/P_U , entonces la intersección de las curvas de comportamiento para las válvula de auto BN con el comportamiento de la curva de la TP (P_T vs. Q_{GI}) arrojará los puntos de operación del pozo a diferentes posiciones de la válvula.

Dónde:

P_D/P_U [kg/cm^2]: Relación de presión.

Q_{GI} [m^3]: Gasto de gas de inyección para BN.

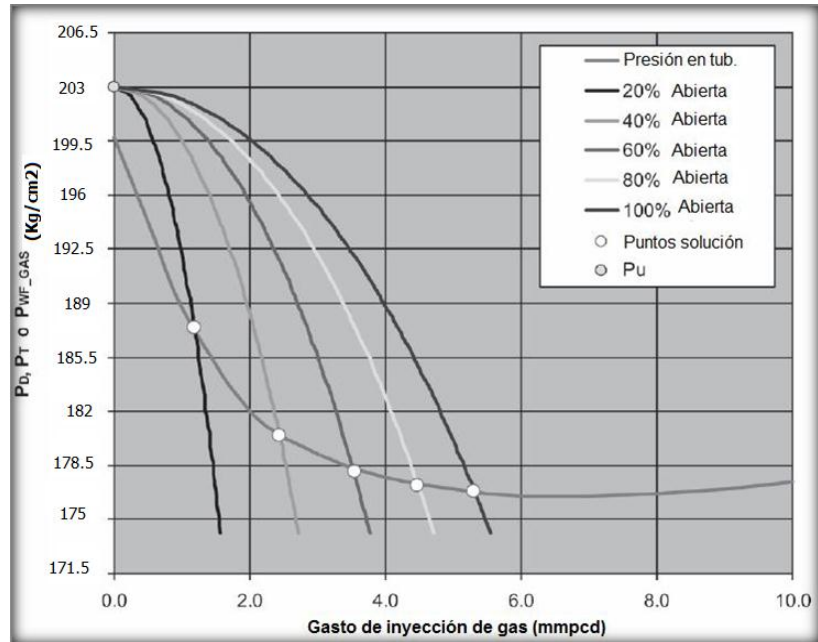


Figura 2.15 – La intersección de las curvas de comportamiento de presión de la tubería y de la válvula de auto BN muestran los puntos de operación o solución.

La relación de presión disminuye cuando se abre la válvula debido a que la presencia de mayor cantidad de gas resulta en una presión de tubería menor y una reducción en la relación de presión debido a que la presión corriente arriba ha sido fijada. Este resultado es importante debido a que los gastos de inyección de gas para diferentes posiciones de la válvula de auto BN se leen de forma incorrecta en algunas ocasiones (por ejemplo, relación de presión constante) basándose en alguna solución para una de las posiciones de la válvula.

b) Caso en el que se varía P_u

La solución rigurosa para un pozo con auto bombeo neumático debe considerar la relación de comportamiento de afluencia (IPR) de la zona de suministro de gas. Por lo tanto, la presión de fondo fluyendo de la zona de suministro de gas (P_{WF-GAS}) y la presión corriente arriba de la válvula de auto BN, P_u , es incluida como variable. El punto de operación de un pozo con auto BN a una posición dada de la válvula puede calcularse como la solución de tres o cuatro ecuaciones.



La **Tabla 2.3** muestra diversos gastos de gas y su función de presión asociada en este proceso.

De corriente arriba a corriente abajo, estas ecuaciones pueden ser escritas en términos del gasto de gas como:

Parámetro de gasto de gas evaluado:	Es igual a una función de:
QG_{GAS}	$f(P_{wf-gas}^2)$
QG_{AN}	$f(P_{wf-gas}, P_U)$
QG_V	$f(P_U, P_D)$
QG_{TP}	$f(P_T)$

Tabla 2.3 – Relación de parámetros de gasto de gas con su parámetro de presión en función.

Donde:

- QG_{GAS} [m³]: Gasto de gas de la zona de suministro de gas.
- QG_{AN} [m³]: Gasto de gas en espacio anular entre la zona de gas y la válvula de auto BN.
- QG_V [m³]: Gasto de gas a través de la válvula de auto BN.
- QG_{TP} [m³]: Gasto de gas para BN en la tubería.

La es función de una simplificación de la relación de comportamiento de afluencia del yacimiento de gas. Considerando la presión del yacimiento como constante, puede escribirse una ecuación para expresar el gasto de flujo de gas del yacimiento, QG_{GAS} , como una función del cuadrado de la presión de fondo fluyendo en la zona, P_{WF-GAS}^2 .

P_{WF-GAS}^2 [kg/cm²]: Presión de fondo fluyendo de la zona de suministro de gas.

La función está relacionada con el flujo de gas en el espacio anular, QG_{AN} , entre la zona de gas y la válvula de auto BN y solamente es necesaria cuando se espera una diferencia de presión importante entre la presión fluyente de la zona de gas (P_{WF-GAS}) y la presión corriente arriba de la válvula de auto BN, P_U . Si la válvula se cierra a la zona de suministro de gas y el área de flujo anular es relativamente grande para el gasto de gas, entonces la presión corriente arriba de la válvula puede ajustarse igual a la zona de presión fluyendo.

La función es la ecuación de comportamiento de la válvula de auto BN relativa al flujo de gas, QG_V . Está asociada a la presión corriente arriba y abajo cercana a la válvula así como a las propiedades del gas.

La función relaciona la presión en la tubería con la cantidad de gas para BN inyectado y es simplemente una inversión de los modelos usados comúnmente.



El punto de operación del pozo es la solución a estas tres o cuatro funciones donde los gastos de gas y la presión corriente arriba y abajo son consistentes. La **Ec. 2.1** muestra como los diversos gastos involucrados son igualados al resolver las funciones, así también sucede con las presiones P_D y P_T como se muestra en la **Ec. 2.2**.

$$QG_{GAS} = QG_{AN} = QG_V = QG_{TP}$$

Ec. 2.1

$$P_D = P_T$$

Ec. 2.2

Una solución al auto bombeo neumático se muestra en la **Figura 2.16** para un caso donde la presión corriente arriba de la válvula, P_u , es igual a la presión de fondo fluyendo en la zona de gas, P_{WF-GAS} .

La presión corriente arriba (que es la misma que la presión de fondo fluyendo de la zona de gas) es diferente para cada posición de la válvula.

A medida que la válvula de control de flujo para auto BN abre, la presión en el pozo aumenta y la presión de fondo fluyendo de la zona de gas disminuye. Se requiere aumentar la caída de presión y con ello el gasto de la zona de gas⁸.

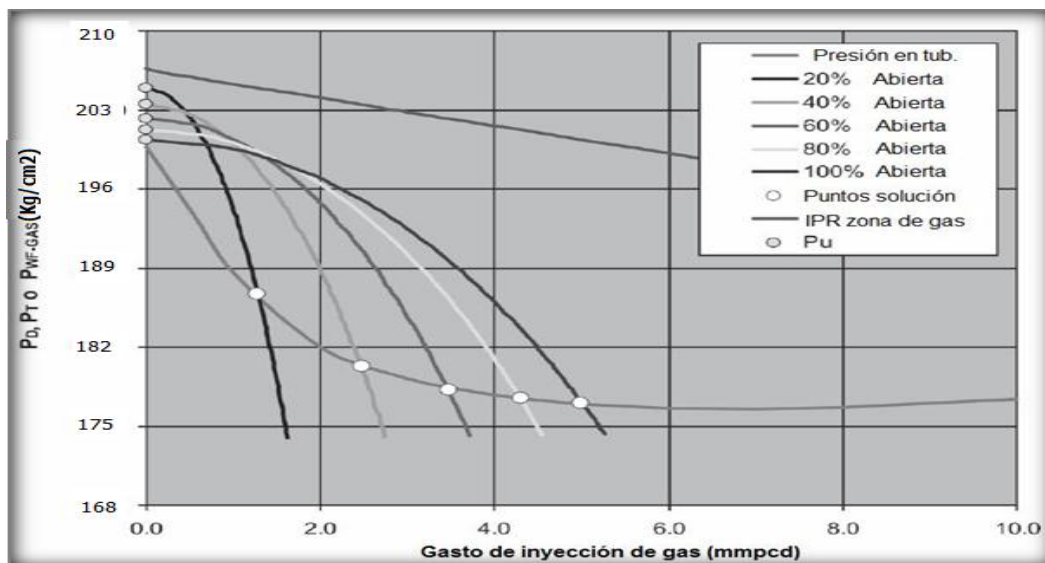


Figura 2.16 – Solución de auto bombeo neumático con variación de la presión corriente arriba.

2.4.6 Dimensionamiento la válvula de auto bombeo neumático

El tamaño de la válvula de auto bombeo neumático se determina para brindar un cierto rango de posiciones operativas que comprenden una gráfica de comportamiento para bombeo neumático donde el gradiente de líquido es positivo o la presión en la tubería es negativa con respecto al gasto de inyección de gas.



Los efectos de la declinación de presión en el yacimiento, corte de agua, cambios en la RGL, productividad del pozo, entre otros factores, deben considerarse cuando se dimensiona la válvula de auto BN. Por ejemplo, cuando un pozo comienza a producir agua la presión de fondo fluyendo y la presión en la TP aumentan. Para una posición dada de la válvula de auto BN, el incremento de presión en la TP hará mayor la relación de presión reduciendo el gasto de gas al momento en el que probablemente se necesite una mayor cantidad. Estos procedimientos deben aplicarse muchas veces durante la vida del campo con base en información apropiada de los modelos de simulación de yacimientos u otras fuentes.

Para optimizar el comportamiento de un pozo con auto bombeo neumático se necesita un modelo que pueda predecir adecuadamente su comportamiento cuando la posición de la válvula y otros parámetros como el diámetro del estrangulador se modifiquen. La mejor manera para construir tal modelo es explorar todas las combinaciones posibles de la configuración del pozo así como la medición precisa de parámetros de fondo y superficiales, tales como presión, temperatura y gasto de flujo.

Los indicadores de presión anular y de tubería cierran la válvula de auto BN y pueden medir las presiones corriente arriba y corriente abajo de ella, lo cual permite que los gastos del BN sean calculados. Si hay mediciones de las condiciones en superficie disponibles y lo suficientemente precisas, poner en ciclo la válvula a través de sus posiciones permitirá que las curvas de comportamiento de la válvula sean calibradas con los gastos de gas medidos mejorando con ello la exactitud del modelo. Al mismo tiempo, la producción de la zona de aceite puede medirse a diferentes gastos de gas y en combinación con la presión en la tubería se obtiene un índice de productividad preciso.

Con un modelo calibrado de pozo los cambios en el corte de agua, presión de yacimiento o comportamiento del pozo pueden analizarse con mayor precisión. La información de presión puede usarse también en modelos de simulación de yacimiento para mejorar el modelado predictivo a largo plazo.



2.5 Bases teóricas del bombeo neumático natural

Las Bases Teóricas del Bombeo Neumático Natural o producción de aceite mediante gas in situ permiten comprender cómo se lleva a cabo el proceso de bombeo neumático a partir de la tecnología inteligente de válvulas y sistemas de medición de fondo, que en conjunto satisfacen las necesidades de monitoreo de las condiciones de pozo y le otorgan un carácter independiente al momento que se reducen las intervenciones y el sistema opera en un ciclo autoabastecido aprovechando el gas natural en un nivel máximo.

Este proceso involucra la producción combinada de un yacimiento de aceite y una zona de gas contigua o no contigua al yacimiento, en modo controlado como una alternativa al bombeo neumático artificial⁹. Haciendo de lado la consideración común sobre el uso del bombeo neumático como remedio al flujo con un corte de agua alto, la asistencia de levantamiento por bombeo neumático puede requerirse desde el inicio de la producción y con cortes de agua bajos a moderados cuando los requerimientos de presión en la cabeza del pozo son importantes para su operación. Esto último es común en instalaciones submarinas con procesos a altas presiones.

El bombeo neumático con gas de una zona contigua o bombeo neumático contiguo, es un proceso más complejo debido a la interacción de la columna de aceite con el casquete de gas predominante pero puede presentarse más fácilmente que con el bombeo neumático no contiguo, el cual requiere la presencia de una zona de gas adecuada o una zona de aceite agotada.

Los sistemas artificiales incrementan el costo en la operación de campos de aceite, el cual se eleva dependiendo de qué tan complicado es el ambiente de producción como en el caso de áreas remotas y desarrollos costa afuera.

Muchos campos tienen zonas de gas que forman parte del yacimiento producido o gas de forma separada o de zonas con alta RGA. Los yacimientos con aceite ligero entre un casquete de gas y un acuífero de fondo son óptimos para esta aplicación al igual que los yacimientos de aceite agotados, con o sin zonas de gas adyacentes (que provean alguna fuente de gas accesible desde el pozo).

A continuación se comenta el comportamiento de un yacimiento con un casquete de gas y un acuífero de fondo, así como un modelo conceptual de un yacimiento para estudiar sus empujes en aplicaciones con bombeo neumático natural. Se menciona sobre el uso de una zona de gas no contigua al yacimiento de aceite (por debajo de la zona de aceite) que se usa como fuente de gas para la producción de aceite.



2.5.1 Bombeo neumático natural desde una zona de gas contigua a un yacimiento de aceite

Este proceso aplica principalmente en yacimientos donde el mecanismo de producción por empuje es combinado (invasión de agua en el fondo y expansión del gas). Dependiendo del tipo de pozo y su terminación se espera que el corte de agua aumente con el tiempo y eventualmente puede ser necesario emplear levantamiento artificial para soportar la demanda de producción. Desde el punto de vista de la recuperación, el desplazamiento de aceite por gas es más eficiente que el desplazamiento por agua. Esto se debe a que la saturación de aceite residual es más baja cuando el gas es la fase que desplaza.

Los pozos horizontales son una muy buena alternativa para la producción de estos yacimientos cuando el espesor de la zona de aceite es bajo (comparado con las zonas de gas y agua) dado que proveen mayor flexibilidad en la ubicación del pozo dentro de la zona de aceite para satisfacer la estrategia de producción. De hecho, la ubicación del pozo y gastos de producción juegan un papel más importante definiendo cuál sería el empuje de producción dominante. Los estudios numéricos y analíticos, así como la experiencia de campo, han mostrado que se alcanzan mejores resultados mediante la perforación de una sección horizontal lo más lejos posible del contacto gas-aceite. Incluso algunos estudios han dirigido la ubicación de los pozos a la zona de agua⁹.

A medida que el pozo esté más cerca de la zona de agua, los cortes de agua altos serán comunes al comienzo de la producción. Cuando éste es el caso, el pozo posiblemente necesitará gas para manejar los gastos de producción de líquido requeridos. Para esta aplicación, los disparos en la zona de gas proveerán la fuente de gas y una válvula controlada en superficie será usada para manejar la cantidad requerida de gas dentro de la tubería como en una instalación de bombeo neumático convencional. La principal ventaja de este tipo de terminación es reducir los costos en la infraestructura para levantamiento artificial, sobre todo en zonas difíciles o costa afuera.

A continuación se describe un modelo de simulación de un yacimiento conceptual que representa esta situación utilizando un simulador comercial para aceite negro.

2.5.2 Descripción del modelo

Para estudiar el comportamiento de la producción de una zona de aceite que está por arriba de una zona de gas y con un acuífero de fondo, se mostró un modelo de simulación de yacimiento representando un pozo horizontal con un diámetro de 17 cm y 1,200 m de longitud que se ubica en el centro del yacimiento.

El yacimiento fue discretizado con una malla cartesiana dividida en 26 celdas en la dirección “x”, 15 celdas en la dirección “y” y 27 celdas en la dirección vertical. La dimensión del modelo fue de 1580x900 m.



Las zonas de gas, aceite y agua fueron de 42, 12 y 27 m, respectivamente. Se consideró un acuífero analítico para representar el influjo de agua en el yacimiento. La profundidad del contacto gas-aceite inicial fue a los 1550 m. La gravedad del aceite es de 29° API con una viscosidad de 1.8 Cp a las condiciones iniciales del yacimiento ($P=160 \text{ kg/cm}^2$ y $T=67 \text{ °C}$). La permeabilidad del yacimiento es de 6.5 D y la relación de anisotropía es de 0.5. El pozo que se consideró fue un pozo submarino fluyendo a 1,520 m de tubería submarina y 300 m del riser al manifold de producción.

El cruce de dos curvas en la **Figura 2.17** se muestra la interacción entre el cierre y la producción del pozo.

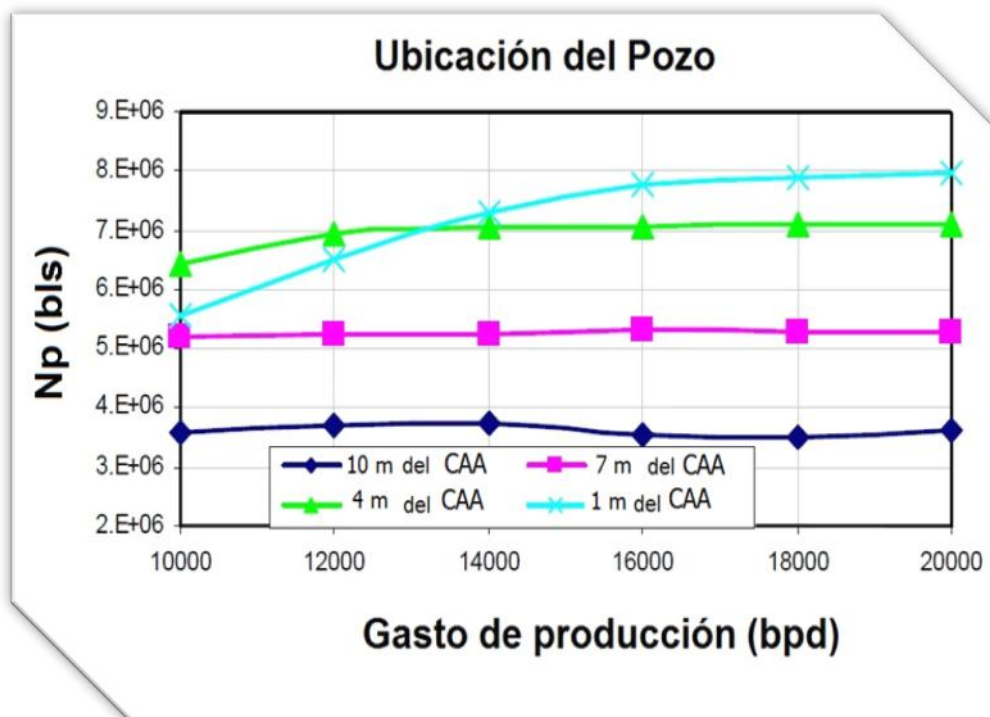


Figura 2.17 – Efecto en la recuperación total después de cinco años de producción.



La **Figura 2.18** muestra que el tiempo de invasión de gas se retrasa notablemente si se incrementa la distancia del casquete de gas.

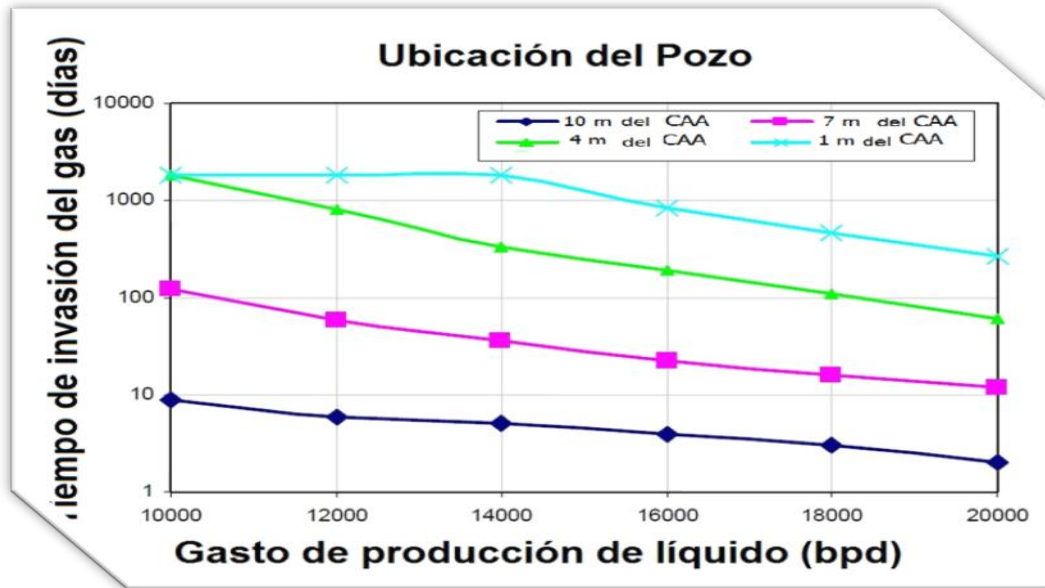


Figura 2.18 – Efecto en el tiempo de invasión de gas⁹.

La **Figura 2.19** muestra el perfil de producción para el caso cuando el empate al contacto agua-aceite (CAA) es de 0.75 m y el gasto de producción inicial de líquido es de 1,800 bpd. Se crea una estrategia de producción tal que el pozo es estrangulado en la cabeza cuando el gasto de gas en superficie excede 10 bpd debido a las limitaciones en el manejo del gas. Además se considera que si el pozo alcanza un gasto de producción menor a 2,000 bpd debería cerrarse.

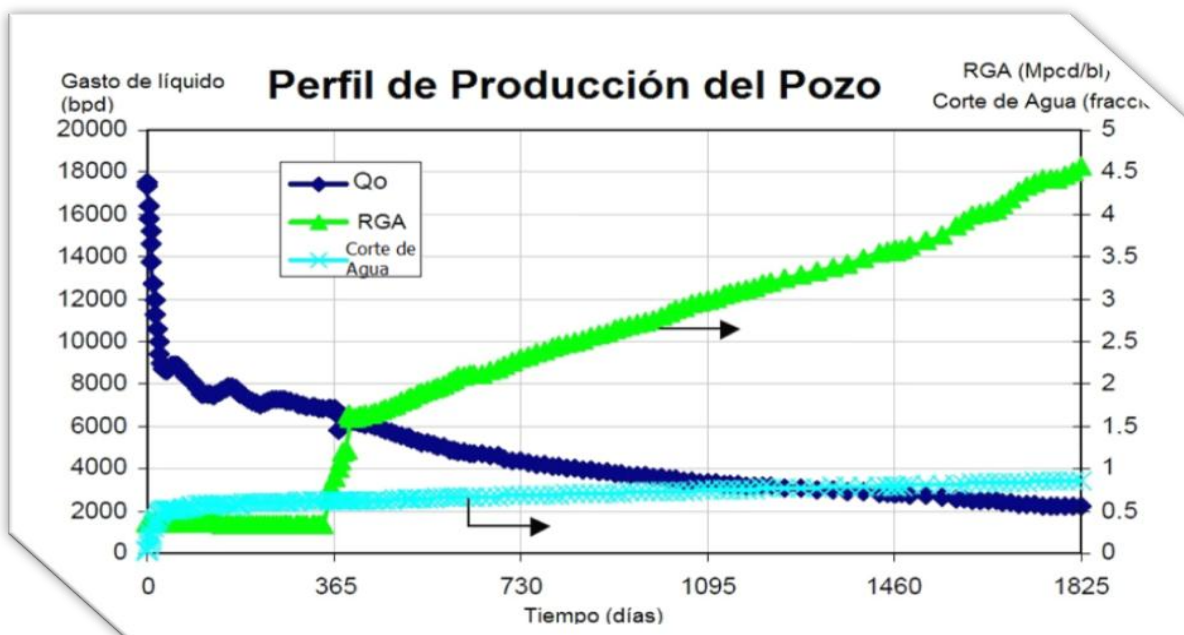


Figura 2.19 – Perfil de producción para el pozo ubicado a 0.75 m del contacto agua-aceite⁹.



Después del tiempo de invasión de gas, el gasto de líquido es ajustado gradualmente para satisfacer la restricción de producción de gas de 10 MMpcd.

De las simulaciones se observa que los altos cortes de agua son comunes en las etapas tempranas de producción a medida que el pozo está más cerca del contacto agua-aceite. El incremento en el corte de agua impulsa el requerimiento de gas durante los primeros meses de producción.

2.5.3 Requerimientos del bombeo neumático natural

Se ejecuta una simulación inicial para comparar el comportamiento de la producción del pozo con y sin bombeo neumático, esto es representado en la **Figura 2.20**. Si el pozo produce de forma natural la producción se comporta como se muestra en la curva más baja. El pozo debe producir a un gasto de producción inicial mucho menor, entonces eventualmente el corte de agua aumenta y el pozo dejará de fluir naturalmente. Si se contempla el bombeo neumático desde el comienzo de la producción el pozo podrá producir a gastos altos y continuará fluyendo a pesar del incremento en el corte de agua. Esto continúa hasta el momento en que el casquete de gas invade y el bombeo neumático se detiene.

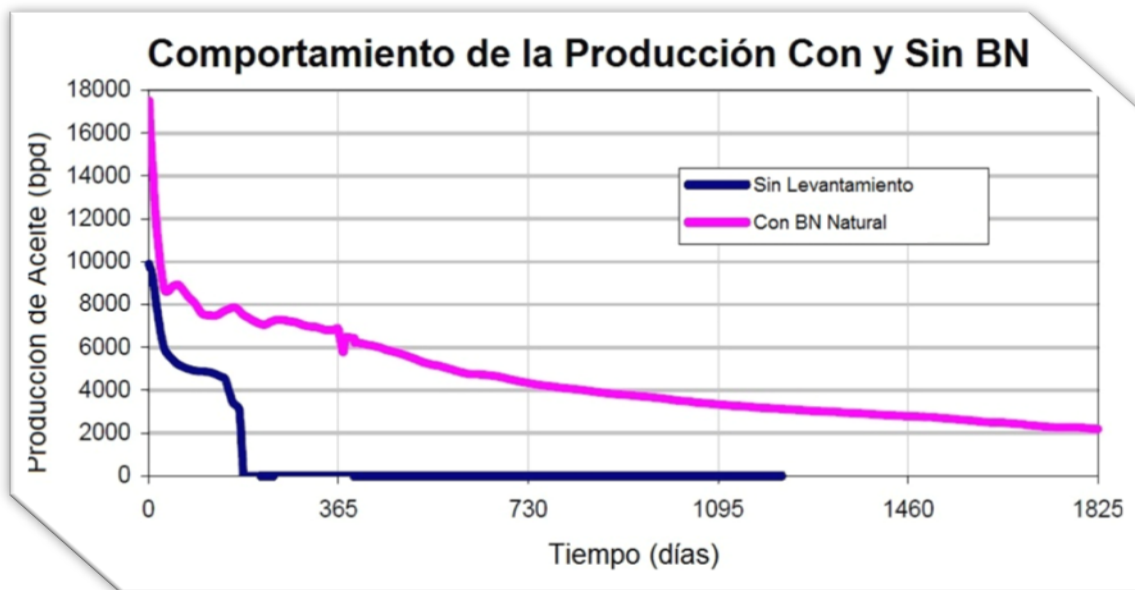


Figura 2.20 – Comparación del comportamiento del pozo con y sin bombeo neumático en la tubería.

Los gastos óptimos de bombeo neumático para el pozo son calculados durante el tiempo de estudio usando un simulador de yacimiento. Esto fue más eficiente que hacer cálculos de análisis nodal separado para diferentes periodos de tiempo. El proceso consistió en encontrar el gasto óptimo de bombeo neumático en cada tiempo de simulación sujeto a ciertas restricciones, en este caso, el gasto deseado y la máxima cantidad de producción de gas permitida. Un factor importante a tomar en cuenta es que el pozo debería entregar los fluidos a la presión de producción requerida en el manifold de 35 kg/cm².



Después de la invasión de gas en la sección horizontal del pozo se aplicaron automáticamente recortes sucesivos en el gasto de líquido mediante el simulador para satisfacer la condición de que el gasto de producción de gas no excediera los 10 MMpcd. Esto se basó en la suposición de que las instalaciones superficiales no podrían manejar más que esa cantidad de gas libre.

Inicialmente se supuso que en etapas posteriores de producción cuando el corte de agua tiene valores muy altos sería necesario bombeo neumático adicional. Se observa que para este caso particular el pozo podría producir hasta el final del periodo (cinco años) sin bombeo neumático adicional. En general cuando la presión de fondo fluyendo declina habrá un momento en el cual el pozo no podrá alcanzar la presión requerida en el manifold. En este caso la inyección de gas en la tubería para abrir la válvula permitiría gastos de líquido más altos en la última etapa, pero la eficiencia se mantiene con el gasto de producción de gas permitido.

2.5.4 Influjo de agua y tamaño del casquete de gas

Se puede realizar un análisis simple para observar el impacto del tamaño del casquete de gas y el del acuífero en el comportamiento de la producción del pozo.

El tamaño del casquete de gas varió de 42 a 109 m de espesor para analizar su influencia en la recuperación total (N_p) y el tiempo de invasión de gas (GBT) que puede verse en la **Figura 2.21**.

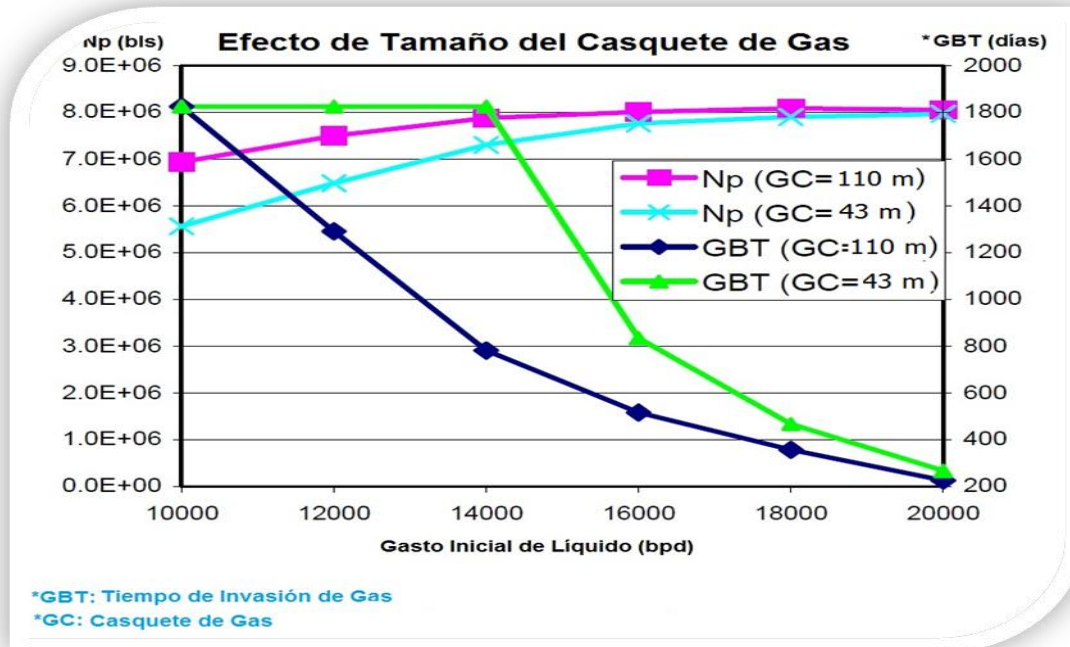


Figura 2.21 – Efecto del tamaño del casquete de gas en la recuperación total después de cinco años de producción en el tiempo de invasión de gas.



Para un tamaño dado del casquete de gas, se hicieron cálculos para diferentes tamaños del acuífero. Se observó que conforme el acuífero se hace más fuerte hay un retraso en el tiempo de invasión de gas, además el corte de agua incrementará más rápido. Esto implica que se necesitará más gas del casquete para su inyección en el pozo por un periodo de tiempo mayor.

Otros parámetros conocidos que influyen en la conificación de las fases gas y agua en el pozo también tendrán un impacto en los requerimientos de levantamiento artificial por gas. Éstos son: permeabilidad absoluta, anisotropía del yacimiento y el contraste en la densidad y viscosidad de las fases gas y aceite.

2.5.5 Diseño de la válvula de fondo de bombeo neumático

El último paso para el ajuste del sistema es la selección apropiada del dispositivo para controlar la inyección de gas tanto como se requiera. El gasto de gas y la presión corriente arriba y abajo se determinan mediante el modelo de yacimiento.

Las opciones disponibles en los sistemas de control de flujo se dividen básicamente en dos categorías: control discreto y control continuo. Las de control continuo se refieren a resolución infinita o posición infinita de las válvulas, mientras que las de control discreto se refieren a válvulas con un número finito de posiciones, usualmente 6 u 11. El dimensionamiento de la válvula o la selección del rango de apertura es, por lo tanto, crítico para las válvula de control discreto.

Dependiendo de la profundidad de la zona de gas, el ingeniero de diseño debe tener flexibilidad en el posicionamiento de la válvula. Para un proceso de bombeo neumático natural contiguo, puede ser deseable ubicar la válvula tan lejos como sea posible de la zona de aceite (en este caso la sección horizontal del pozo). Haciendo esto, la caída de presión cerca de la válvula será mayor y esto facilita el control de la zona de gas. Una presión diferencial de al menos 3 kg/cm^2 asegurará el gas en la tubería. Como en el BN tradicional, hay un arreglo entre la profundidad de la válvula y el gasto de producción de líquido. A una profundidad mayor de la válvula, mayor será el gasto de producción para el mismo volumen de gas. Por lo tanto, en la medida que la válvula esté más lejos de los disparos en la zona de aceite se requerirá mayor volumen de gas para satisfacer un cierto objetivo de producción.

Para este caso se hizo un análisis de sensibilidad para la posición de la válvula dentro de la terminación, colocándola a 24, 54 y 85 m arriba del contacto gas-aceite. La ΔP promedio cerca de la válvula fluctuó de 105 a 175 psi. El impacto en la producción fue menor al 1%, el gasto de producción fue ligeramente más bajo en la medida que la válvula fue colocada más arriba en la terminación para el mismo gasto de gas.

Para el yacimiento del que se comenta es necesario seleccionar una válvula con un rango de apertura que permitirá el flujo de 3 a 8 MMpcd de gas.



Para este tipo de aplicaciones donde el gas se obtiene de una zona contigua de gas, en la medida que la presión diferencial cerca de la válvula aumenta se requerirá un tamaño de válvula más pequeño.

La **Figura 2.22** muestra el comportamiento de producción del pozo usando válvulas de control de flujo continuo y discreto para la inyección de gas desde el casquete.

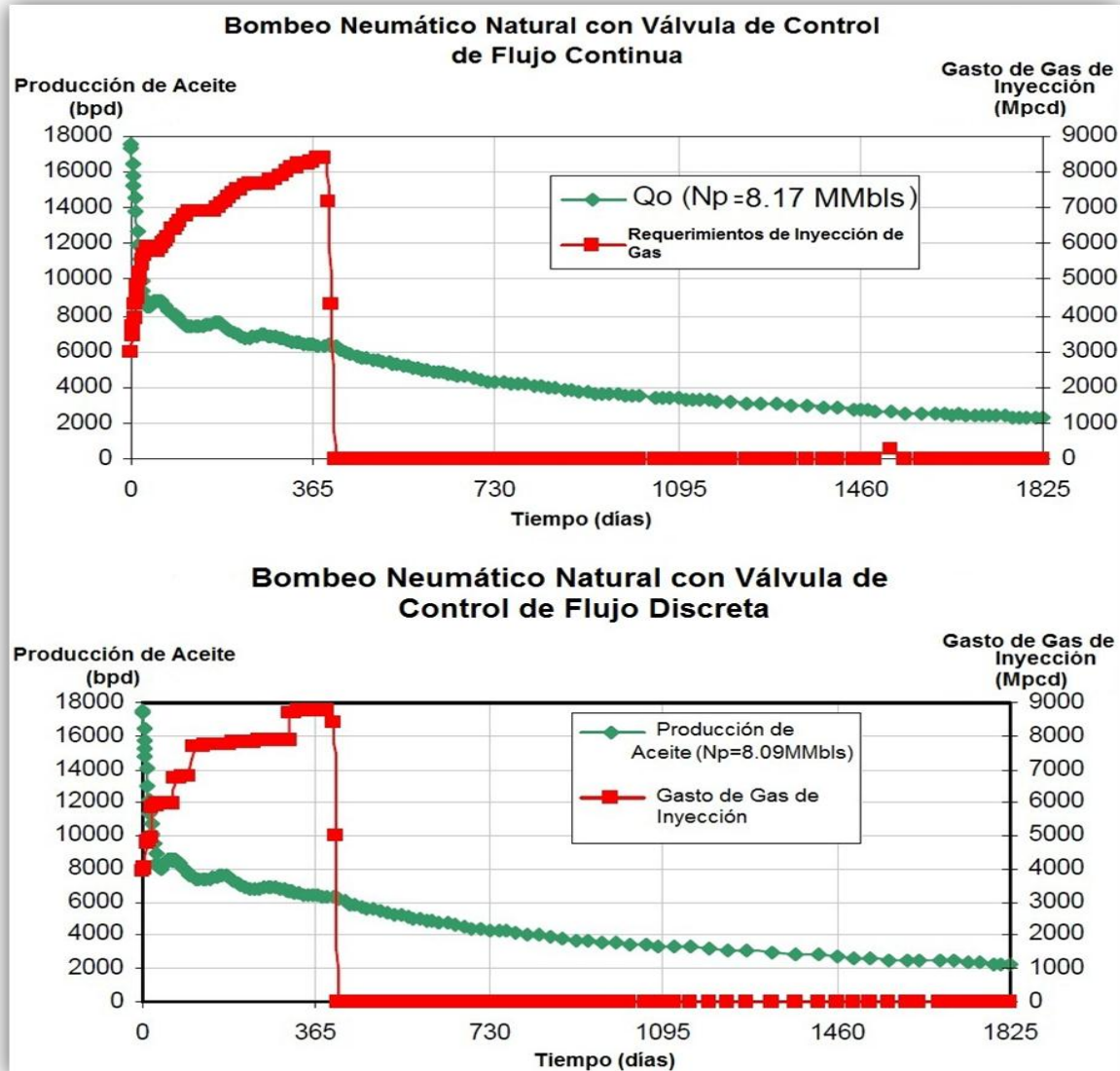


Figura 2.22 – Comparación del comportamiento de producción con válvulas de control de flujo discretas y continuas para bombeo neumático⁹.

Una válvula de control de flujo continua podría facilitar la optimización de la producción para producir sólo las cantidades requeridas de gas del casquete. Durante algunos periodos de producción una válvula de control de flujo discreta le permite al pozo producir más gas del necesario con una cierta posición de la válvula pero la posición anterior no aporta suficiente gas para mantener los niveles de producción deseados.



2.6 Utilización del bombeo neumático submarino con aplicaciones en aguas profundas

2.6.1 Generalidades sobre el BN base riser

El bombeo neumático base riser es uno de los métodos que ha probado buen funcionamiento en desarrollos submarinos para mejorar la producción. El bombeo neumático puede ser usado como un método efectivo para eliminar el bacheo severo de líquido que usualmente ocurre en líneas de flujo con pendientes muy marcadas. En algunos casos, el bombeo neumático puede ser usado para incrementar factibilidad de uso para la prevención de hidratos¹⁰.

La necesidad de aplicación del bombeo neumático no siempre es visualizada debido a que la efectividad del gas depende del comportamiento del yacimiento, propiedades de los fluidos y especificaciones de la línea de flujo y el riser. En la mayoría de los casos el bombeo neumático solamente es necesario durante las últimas etapas de producción, los gastos de producción de aceite pueden ser bajos y los de agua podrían ser bastante altos. Es claro que la necesidad del bombeo neumático, la operatividad óptima y el diseño del sistema deben ser evaluados desde varios aspectos, incluyendo aseguramiento de flujo.

Si el bombeo neumático es adecuado como un método de levantamiento artificial y dónde debe inyectarse el gas tiene que evaluarse de forma temprana en el ciclo de vida de desarrollo del proyecto.

Generalmente, las decisiones deben tomarse con un análisis limitado de diferentes conceptos de desarrollo y si debe o no usarse bombeo neumático es ese tipo de decisión. Con base en experiencias pasadas en aplicaciones con bombeo neumático riser para diferentes proyectos submarinos de aguas profundas y en el fenómeno asociado de flujo multifásico, se desarrolló un ajuste genérico de modelos. Esto incluye comprender cuándo el bombeo neumático es benéfico para producción, para estabilidad de flujo y aseguramiento de flujo del mismo.

El bombeo neumático base riser es la inyección a un pre-determinado gasto de gas dentro de una línea de producción (riser) en el lecho marino. Esto es aplicado a los sistemas de producción de aceite. Este gas inyectado es provisto desde una instalación, a través de un riser para bombeo neumático. Las razones del bombeo neumático pueden variar pero las más importantes en relación con aseguramiento de flujo son:

- ◆ Producción mejorada.
- ◆ Estabilización de flujo.
- ◆ Disminución de presión en la línea de flujo.

El bombeo neumático es necesario usualmente para casos donde el corte de agua es alto y/o el fluido del yacimiento RGA o presión del yacimiento es baja.



El bombeo neumático disminuye el colgamiento de líquido en el riser, y debido a esto se reduce la presión hidrostática en la línea de flujo. Otra aplicación del bombeo neumático es controlar el bacheo severo de líquido. Las líneas de flujo con pendiente inclinada promueven este tipo de bacheo, dado que permiten al líquido acumularse en la base del riser a ritmos bajos de producción. El líquido y el gas se agitan durante el bacheo y son un problema mayor en la parte superior del procesamiento. Sin embargo, la supresión de estos baches es un problema mayor en aseguramiento de flujo y una manera de manejar este problema es mediante la inyección de gas en la base del riser.

El bombeo neumático cambia el flujo para manejar el bacheo de líquido con un menor volumen. Cuando se usa efectivamente, el bombeo neumático elimina las amplias variaciones de presión en la línea.

La reducción de presión se aplica a menudo para evitar la formación de hidratos de gas en la línea durante cierres prolongados. Una operación de reducción de presión exitosa reducirá la presión en las líneas por debajo de la presión de formación de hidratos, algunas geometrías de líneas y/o propiedades de fluidos en la línea hacen que esto sea ineficiente. En tales casos, el bombeo neumático inyectado en la base del riser puede resultar exitoso pues aumenta la velocidad del gas y la duración del alto gasto de gas, debido a esto se remueve líquido adicional.

2.6.2 Necesidades de aplicación del bombeo neumático

El bombeo neumático es necesario en varias etapas de la vida del campo, puede ser requerido por más de una razón. La etapa de la vida del campo en la que se requiere bombeo neumático debe detectarse para así instalar el sistema de forma oportuna. En muchas ocasiones el bombeo neumático no es viable. En algunos casos la instalación del bombeo neumático o un incremento del gasto de gas pueden perjudicar el comportamiento del sistema submarino.

Determinar si el BN puede ser necesario o no depende de:

a) Incremento de la producción

En los casos que el bombeo neumático es usado para incrementar la producción, el uso de gas pretende reducir la presión en la línea de flujo. Generalmente el bombeo neumático es necesario bajo las siguientes condiciones:

- ◆ Altos cortes de agua en las líneas de flujo.
- ◆ Baja RGA de los fluidos.
- ◆ Gastos de producción bajos a moderados.

Normalmente la efectividad del bombeo neumático para incrementar la producción es mayor en sistemas con baja presión. Una ventaja del bombeo neumático para incrementar la producción es que no produce movimiento en el sistema submarino, además de las ventajas de control que brindan las válvulas y estranguladores de fondo.



b) Alto corte de agua

Dependiendo del tipo de yacimiento y la estrategia de administración del mismo una gran cantidad de agua puede ser producida, especialmente en las últimas etapas de la vida de producción. Esto es especialmente cierto si el mantenimiento de la presión requiere inyección de agua. El corte de agua en estos sistemas aumenta de forma rápida. Esto causará que la presión en la línea aumente debido a la densidad mayor del agua y la reducción de la producción de gas.

Por otro lado, si los gastos de producción son altos el flujo de gas aumenta en el riser e incrementa la presión en la línea de flujo. Si el resultado neto de estos dos mecanismos competentes es una reducción en la presión de la línea, entonces el bombeo neumático es benéfico para incrementar la producción.

c) Baja RGA

La baja RGA de los fluidos es otra razón común para hacer uso de un sistema artificial. Esto también provoca la mezcla de densidades en el riser, resultando en una presión en la línea más alta.

Con el incremento de la RGA, el bombeo neumático se vuelve más ineficiente. Esto indica que una predicción precisa del comportamiento de la RGA durante la vida productiva del pozo puede ser muy importante para identificar la necesidad del bombeo neumático, especialmente en yacimientos donde el manejo incluye inyección de gas.

d) Profundidad

Debido a que la producción está relacionada al aligeramiento de la columna hidrostática del riser con gas, podría esperarse la eficiencia del bombeo con respecto a la profundidad.

Sin embargo, otra limitante asociada con el bombeo neumático puede ser importante y con ello se reduce su aplicación en aguas profundas y ultra profundas. Esta limitación es térmica y aparecerá debido al hecho de que la profundidad aumentará los efectos de enfriamiento J-T asociados con la despresurización de la cantidad adicional del gas. El enfriamiento del fluido de producción y otros efectos causarían problemas de aseguramiento de flujo.

e) Mayor desplazamiento en líneas de flujo

En líneas de flujo con largo desplazamiento el bombeo neumático base riser sería una opción ideal debido a menores dificultades con la entrega del gas a la localización de fondo. Sin embargo, los sistemas de desplazamiento muy largos pueden ser afectados adversamente (térmicamente) por enfriamiento adicional debido a la expansión del gas.



f) Líneas inclinadas

Las líneas de flujo en declive son susceptibles a colgamiento severo. Debido a esto, en ocasiones el bombeo neumático es considerado para aplicarse en líneas de flujo con pendientes, incluso si aquella puede no requerir el bombeo neumático para producción mejorada. Dado que el colgamiento severo ocurre a gastos relativamente bajos el método de bombeo neumático puede ser necesario desde las condiciones iniciales.

2.6.3 Consideraciones de Diseño

Algunas decisiones que deben tomarse para la implementación de un sistema de bombeo neumático son:

a) Fuente de Gas

El gas producido es separado, comprimido y tratado en el pozo huésped antes de transportarlo a través de una línea. Este gas transportado es deshidratado, así se evitan riesgos de formación de hidratos incluso cuando es enfriado a la temperatura marina. Durante la producción normal, el gas para bombeo neumático es obtenido corriente abajo de la unidad de deshidratación. Debido a esto, la composición del gas es similar a aquella que está siendo exportada. Mediante la inyección de metanol al gas para BN del huésped se controla el riesgo de hidratos.

En muchos casos el gas para BN está disponible en la presión de salida del compresor del sistema de transporte de gas. Dependiendo de la profundidad, se puede necesitar compresión adicional.

b) Operación

Un sistema de bombeo neumático hace que la presión en la línea (contra la cual el gas necesita inyectarse durante el bombeo neumático) varíe significativamente. El sistema de suministro debe inyectar el gas a diferentes presiones en las líneas y puede requerir el mantenimiento de una temperatura aceptable del gas durante el proceso.

c) Requerimiento de aislamiento

Si el bombeo neumático satisface las necesidades del riser para operar a temperatura alta o si el gas debe ser enfriado a las condiciones en el fondo marino tiene que determinarse como una parte del análisis térmico en la línea de flujo. La temperatura de llegada y los tiempos de enfriamiento asociados determinan la necesidad de aislamiento. Si las consideraciones en el tiempo de enfriamiento de la línea requieren aislamiento de los risers para bombeo neumático, entonces el gas para bombeo del pozo huésped necesita estar provisto a una temperatura alta.



d) Bajas temperaturas

Los sistemas de bombeo neumático tienen el potencial para enfriar una gran porción de la línea submarina cerca del punto de unión del bombeo neumático para temperaturas muy bajas. La selección apropiada del material, ingeniería y controles operativos (directrices y entrenamiento del operador) son esenciales para mantener la integridad de las líneas/equipos submarinos. Los materiales del sistema submarino deben resistir excursiones térmicas durante eventos de despresurización razonables.

e) Deposición de sólidos

Los cambios de composición asociados a la entrada de gas para bombeo neumático pueden generar asfáltenos que se precipitan y depositan en el riser. Esto puede provocar un importante problema si el aceite es estable. Incluso con crudos estables, la adición del gas puede tener un impacto muy grande cuando el gasto de aceite es bajo. Esto puede suceder durante las operaciones de reducción de gasto (como pruebas de pozo) y durante las condiciones de producción. La inyección de un inhibidor de asfáltenos puede ocuparse en casos extremos para mitigar estos riesgos.

f) Corrosión y erosión

El manejo de la corrosión del sistema de inyección de bombeo neumático es hecho usando la selección apropiada del material, uso de gas deshidratado y desplazamiento de cualquier fluido producido que pueda entrar al sistema de bombeo neumático.

g) Cierre

El sistema de bombeo neumático está protegido de hidratos bajo flujo estacionario mediante el uso de gas seco para el levantamiento. Durante los cierres el gas es atrapado en el riser y es posible que disminuya algo de agua. El flujo de los fluidos producidos al sistema de inyección de bombeo neumático plantea un gran riesgo de hidratos durante los cierres. En algunos casos, se usan válvulas para reducir los riesgos de regreso del flujo al sistema de BN.

h) Supresión del Bacheo

El uso de gas bajo algunas condiciones podría promover el bacheo. También hay casos donde un pequeño cambio (presión de operación de entrada en el separador) habría movido una línea del flujo estacionario a bacheo severo. Este comportamiento ha contribuido a la falta de fiabilidad en la utilización de gas para evitar el bacheo severo.



Sin embargo, en ocasiones la reducción gradual del gasto de gas ha hecho que la línea comience a bachear severamente y eventualmente disparar el proceso, la **Figura 2.23** muestra el comportamiento del bacheo cuando disminuye el gasto.

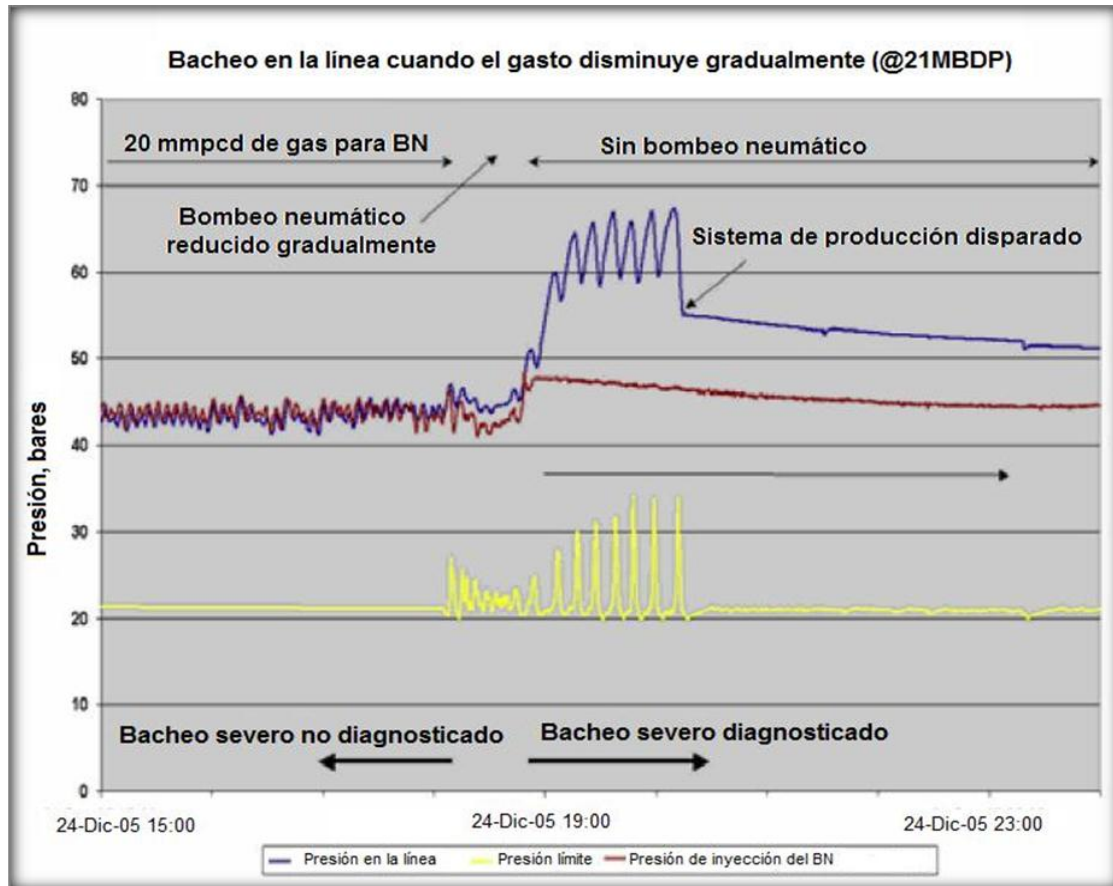


Figura 2.23 – Comienzo del bacheo severo en una línea con sección inclinada cuando se detuvo el bombeo neumático.

La automatización del uso de bombeo neumático para la eliminación del bacheo severo debe basarse en un buen entendimiento del comportamiento del flujo multifásico (flujo potencial de bacheo) y preferentemente con modelos predictivos tanto a nivel pozo como en campo. La inclusión del rango medio de aceite y perfiles de producción de gas y agua a este esfuerzo es esencial con el fin de prepararse para los campos esperados del comportamiento del pozo y del yacimiento.



REFERENCIAS

- 1.- **“Apuntes de sistemas artificiales de producción”**
http://p8080132.248.9.9.pbidi.unam.mx:8080/tesdig/Procesados_TESTDF/0308697/Index.html
2. http://p8080132.248.9.9.pbidi.unam.mx:8080/tesdig/Procesados_2005/0602182/Index.html
- 3.- G. Stephenson, **“Real time diagnostics of gas lift systems using intelligent agents: a case study”**. SPE, Occidental Petroleum Corporation; R. Molotkov, SPE, Weatherford; and N. De Guzman, SPE, 2009.
- 4.- Nadar, M., Schneider, T., Jackson, K., McKie, C., Hamid, J., **“Implementation of a Total Production Optimization Model in a Complex Gas-Lifted Offshore Operation”**, SPE 103670, September 2006.
- 5.- McKie, C.J.N., **“Economic Benefits From Automated Optimization of High Pressure Gas Usage in an Oil Production System”**, SPE 67187, 2001.
- 6.- Paulo C M Inazumi **“Intelligent automation for intermittent-gas-lift oil wells”**. Jose F Correa, SPE, PETROBRAS 2001.
- 7.- Inazumi. Paulo C. M.: **“SGL Database Description”, Technical documentation for the SGL”** Tecnologia - JSW003 ver. 1, 1999.
- 8.- Adam Vasper, **“Auto, natural, or in situ gas-lift systems explained”**. SPE, Schlumberger. 2006.
- 9.- **“Natural Gas-Lift: theory and practice”**. S. Betancourt, Schlumberger, K. Dahlberg, Norsk Hydro, Ø. Hovde, Norsk Hydro, Y. Jalali, Schlumberger, 2002
- 10.- Subash S. Jayawardena, **“The use of subsea gas-lift in deepwater applications”**. George J. Zabaraz,. Offshore, 2007.



Capítulo III

Casos de Aplicación del Bombeo Neumático con Terminaciones Inteligentes





3.1 Automatización de bombeo neumático en tiempo real para optimizar una plataforma costa afuera, Campo Amberjack

El campo de aceite Amberjack está localizado en el Golfo de México 29 Km costa afuera del poblado de Venice, Luisiana en los bloques 108, 109 y 110 del Cañón del Misisipí¹. Se desarrolló en 1991 con un tirante de agua de 314 m, la **Figura 3.1** muestra la localización del Campo Amberjack.

Antes de instalar el sistema de automatización, la optimización de la producción y el manejo del campo fueron consideraciones esenciales debido a la forma en que fluyen los pozos con BN en este campo. También se consideraron el número de pozos existentes y las limitaciones de compresión debido a la baja presión.



Figura 3.1 – Ubicación del Campo Amberjack.

3.1.1 Vigilancia manual y optimización

La atención al pozo y los esfuerzos de ingeniería en el campo antes de optimizar el sistema se aplicaron usando información obtenida mediante cálculos iniciales. Un reporte diario puede ser enviado a los ingenieros en oficina, esta hoja de cálculo contiene información que incluye los siguientes datos correspondientes al día anterior:

- ◆ Presión y temperatura en la línea.
- ◆ Presión en la TR.
- ◆ Gasto del bombeo neumático.
- ◆ Pruebas de pozo ejecutadas y concluidas.
- ◆ Gastos de producción del campo.



El problema con el reporte diario fue la falta de información de entrada. La medición de presión en la línea que se realiza dos veces al día no es suficiente para conocer las necesidades de atención o intervención al pozo. Las mediciones de presión y temperatura en la cabeza del pozo continuamente asegura el conocimiento de las condiciones de operación de los pozos.

3.1.1.1 Vigilancia manual en la cabeza del pozo

Cuando se diseñó la plataforma Amberjack no se instalaron registradores de flujo para obtener información de presión en la TP y temperatura en la tubería de revestimiento. En su lugar, la información fue recopilada con indicadores análogos de aguja, montados en ocasiones en localizaciones inestables¹. Antes de añadir la automatización, los ingenieros de producción dotaron de medidores portables de dos agujas para conectarlos y monitorear la presión en la TP y TR de forma continua. Estos indicadores fueron compartidos en todos los pozos y permanecerían en un pozo por tres días para monitorear continuamente la presión en TR y TP.

3.1.1.2 Medición y control manual del bombeo neumático

Los pozos no tienen un medidor para la línea de gas de inyección propio, la entrada del gas fue construida de tal manera que todas las líneas de inyección compartieran un test loop a través de un medidor de orificio. Dentro de la misma línea hay una variedad de giros, curvas y cambios que simulan las condiciones de un bucle y que podrían tenerse que monitorear en una tubería real; para ello una combinación de transductores de presión y medidores de flujo conectados a un sistema permiten la adquisición de datos y análisis, este arreglo de dispositivos se denomina test loop.

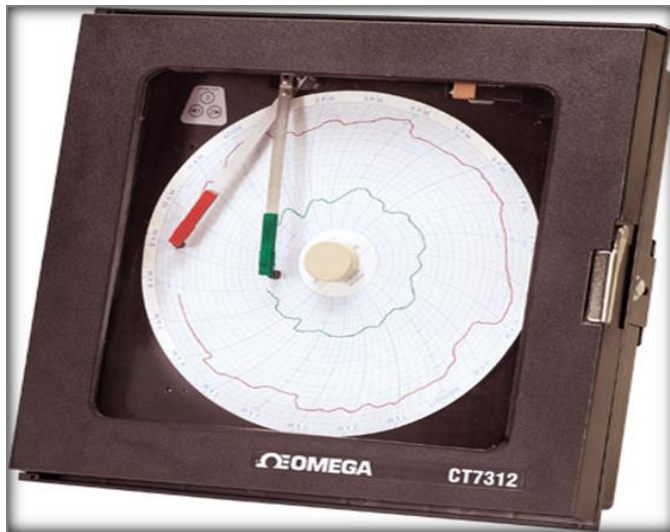
Si un operador quiere encontrar el gasto de gas de inyección instantáneo para un pozo en particular, la línea del gas de inyección del pozo se cambiaría en el test loop y el gasto de gas de inyección se calcularía en un registrador circular. El registrador está conectado al medidor de orificio y muestra la presión diferencial cercana al orificio en pulgadas de agua. Los ajustes al gasto de BN se realizaron mediante estrangulamiento manual y refiriéndose al registrador para verificar el gasto continuamente.

3.1.1.3 Optimización manual del pozo

Los esfuerzos de optimización en un solo pozo estuvieron basados en la información de presión registrada en el registrador de doble aguja, una prueba mensual del pozo, el diseño de la válvula para BN del archivo del pozo y un software de análisis nodal. La información fue constantemente cuestionada en lo relativo a su precisión antes de usarla para análisis nodal y para correr una optimización del sistema de bombeo neumático.



La calidad de los datos estuvo afectada por los siguientes factores:



- ◆ Precisión y calibración de los registradores de doble aguja.
- ◆ Desarreglos en instalaciones, oscilaciones de presión en la línea y compresores de fondo.
- ◆ Tiempo del operador y experiencia.

Figura 3.2 – Modelo de registrador de doble aguja marca Omega².

Existen dos modelos de registrador, de una y dos agujas². En el caso de doble aguja, el objetivo de monitoreo que se le dé a cada aguja dependerá de lo que el usuario elija, su ventaja es que permiten el monitoreo de dos parámetros (presión/gasto, comúnmente) pero deben calibrarse cuidadosamente, la **Figura 3.2** corresponde a un modelo de doble aguja fabricado por la compañía Omega.

La **Figura 3.3** muestra un registro del pozo A-13 mostrando la presión en la TP Y TR por un periodo de 24 horas. Este medidor se detuvo dejando un periodo sin información, ello demuestra una de las fallas con este tipo de registradores.



Figura 3.3 – Registro de doble aguja del Pozo A-13 que muestra un problema¹.

Durante el proceso de optimización manual, los ingenieros de producción descubrieron que el gasto de inyección cambia diariamente en algunos de los pozos y no permanecen en el punto de ajuste deseado¹.



Los siguientes factores contribuyen a las fluctuaciones:

- ◆ Bacheo del pozo.
- ◆ Gasto del compresor y fluctuaciones en presión.
- ◆ Limitaciones en el sistema como detención o alto nivel de fluctuaciones de presión de producción en la cabeza.
- ◆ Problemas de integridad del pozo como fugas en las válvulas del BN.

La producción diaria no fue fácil de interpretar con la información obtenida de forma manual y el gasto de BN que variaba durante el día. La necesidad de tener información de calidad de manera inteligente y eficiente llevó al equipo de Amberjack a investigar e implementar un sistema que cubriera estas necesidades.

3.1.2 Ejecución del proyecto de automatización

El diseño e instalación del sistema de automatización fue vital para su éxito y aceptabilidad por parte del personal costa afuera e ingenieros en oficina. Un uso seguro de este sistema con una interfaz de usuario se construyó para asegurar que el sistema no se quedara como un proyecto u operación de soporte. Cuando la plataforma fue construida y comisionada en 1991 un Sistema de Supervisión de Control y Adquisición de Información (SCADA) fue instalado¹.

La selección del equipo, como válvulas de control y transmisores, fue un esfuerzo común entre ingenieros y técnicos con base en lo que daba mejor funcionalidad al sistema y era familiar para los operadores.

3.1.2 Selección del equipo

Considerando la edad del campo y ritmo de producción al momento de la automatización se hicieron justificaciones financieras al escoger sólo instalaciones selectas para los instrumentos. El equipo fue seleccionado cuidadosamente para incluir sistemas con la información necesaria sobre la producción diaria y optimizar los pozos con bombeo neumático. Esto incluyó instrumentación en la cabeza del pozo, sistema de bombeo neumático, dos separadores de prueba y el controlador principal de cómputo, la **Figura 3.4** muestra el esquema de instrumentación en la cabeza del pozo y los diversos parámetros involucrado en las lecturas.

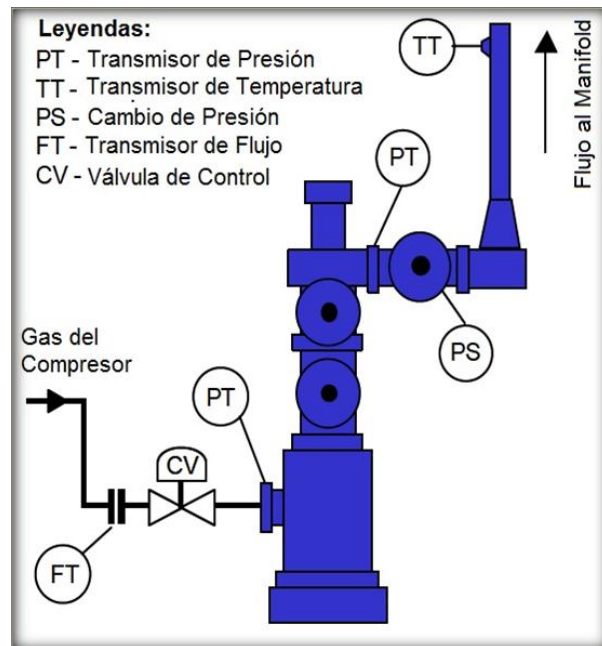


Figura 3.4 – Esquema de instrumentación manual de la cabeza del pozo¹.



3.1.2.1 Cabeza del pozo

La instrumentación individual de los pozos incluyó agregarles el siguiente equipo¹:

- ◆ Transmisores de presión en la línea y tubería de producción. La presión en la línea es medida corriente arriba de la válvula de seguridad superficial (VSS) para captar un incremento de presión por cierre en la superficie si la VSS está cerrada.
- ◆ Transmisores de temperatura.
- ◆ Interruptores discretos de presión a la VSS para detectar un cierre en el pozo y calcular el tiempo de inactividad resultante.

La **Figura 3.5** consiste en un diagrama de la automatización que se realizó en la plataforma Amberjack con el equipo que operaba para automatizar el control del sistema.

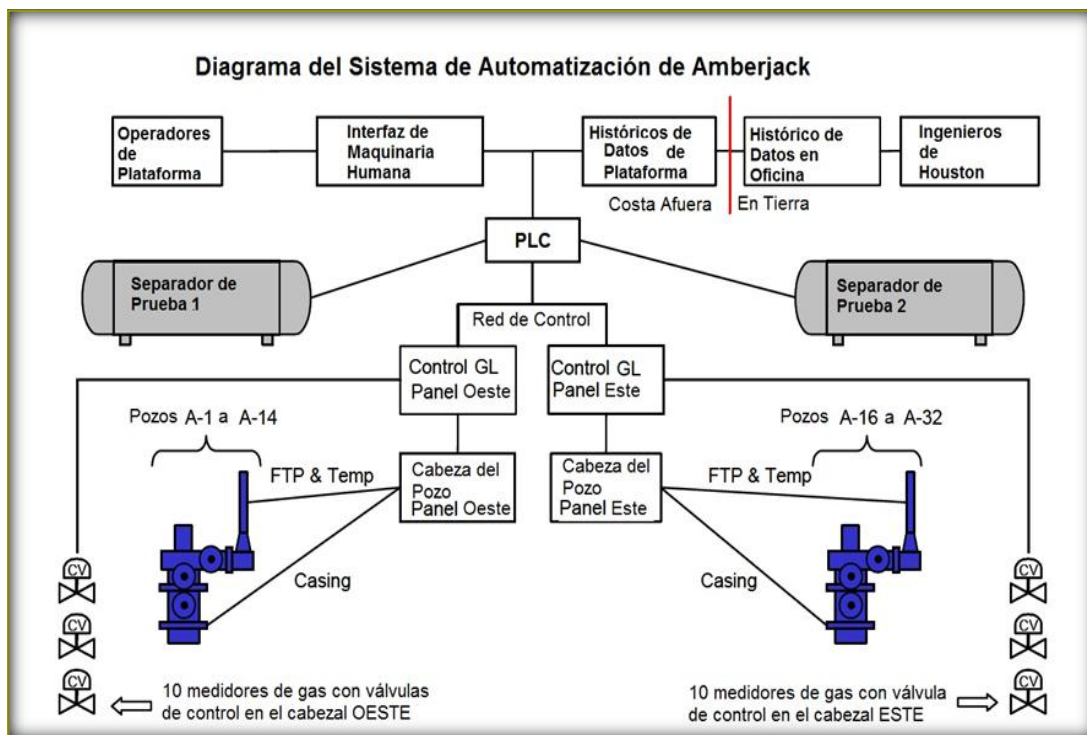


Figura 3.5 – Esquema del sistema de automatización de Amberjack¹.

3.1.2.2 Cabezal de bombeo neumático

El cabezal de bombeo neumático fue automatizado con el siguiente equipo:

- ◆ Vástago de dos pulgadas y válvula globo de regulación con un actuador de 0.42 kg/cm^2 a 1.41 kg/cm^2 regulada mediante el panel de control de bombeo neumático para cada pozo. Esta válvula es ajustada continuamente mediante el panel de control de bombeo neumático para asegurar que un gasto de flujo constante se inyecte en cada pozo.



- ◆ Medidor de orificio tipo brida corriente arriba de la válvula de control con un transmisor multi-variable (TMV) para medir continuamente la inyección del gas en cada pozo.
- ◆ Panel de control de bombeo neumático que recibe el gasto de gas del TMV y lo controla a través de la válvula. Una pantalla de cómputo instalada en este panel local como apoyo permite ajustes al gasto de gas en el cabezal de BN.



La **Figura 3.6** muestra cómo son los cabezales para bombeo neumático en la plataforma y pueden observarse algunos de sus componentes.

Figura 3.6 – Cabezales de bombeo neumático con válvulas de control, TMV y medidores de orificio tipo brida¹.

3.1.2.3 Prueba de separadores

Las pruebas de separadores se instrumentaron con el siguiente equipo:

- ◆ Prueba de temperatura y transmisor de presión.
- ◆ TMV cerca de un medidor de orificio para el gasto de gas.
- ◆ Medidores de turbina en las líneas de agua y gas.

3.1.2.4 Controlador del sistema

La base del sistema es un controlador lógico programable (CLP) instalado en el cuarto de control con comunicación a los paneles de campo. El CLP recibe información de estos paneles de campo y ejecuta un enlace de control integral derivativo (CID) del gasto de bombeo neumático para asegurar que el punto de ajuste del gasto se mantenga a través del estrangulador de control¹.

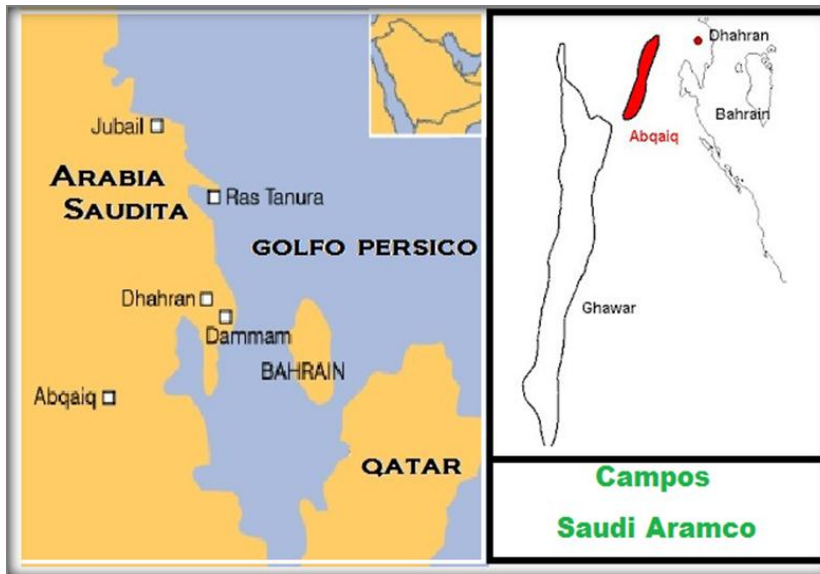
3.1.2.5 Histórico de datos

Uno de los principales beneficios de la automatización y sistema de supervisión en pozo es que los ingenieros tienen acceso a la información desde su computadora conectada a la red. Para lograr esto, un sistema fue instalado y registra toda la información recopilada por el sistema de automatización, la guarda y la pone disponible en tiempo real para que los ingenieros la vean y analicen. La información obtenida mediante el sistema de automatización costa afuera es transmitida continuamente a la oficina y almacenada en una base de datos.



3.2 Terminación de pozos inteligentes utilizando energía natural del yacimiento, Campo Abqaiq

3.2.1 Aplicaciones en Abqaiq



Abqaiq es un campamento de Saudi Aramco situado en la Provincia Oriental de Arabia Saudita. Construido en 1940, está situado en el desierto, 60 Km al suroeste del área metropolitana de Dammam, la capital de la provincia. La **Figura 3.7** muestra la localización del campo.

Figura 3.7– Ubicación del Campo Abqaiq de Saudi Aramco³.

Las aplicaciones e innovaciones tecnológicas en pozos inteligentes han ayudado a vencer los retos en campos maduros complejos como Abqaiq. Este caso presenta la aplicación de tecnología de pozos inteligentes utilizando “energía libre” de un casquete de gas para producir en pozos con un alto corte de agua y bajo índice de productividad que estén terminados en yacimientos superiores⁴.

El yacimiento superior consiste en una acumulación entrampada de aceite que se encuentra en la vecindad de un yacimiento productor de gas, por debajo. En este caso el yacimiento Hanifa está abajo del yacimiento Arab-D. La **Figura 3.8** esquematiza la proporción casquete de gas en la parte superior del yacimiento Arab-D del Campo Abqaiq.

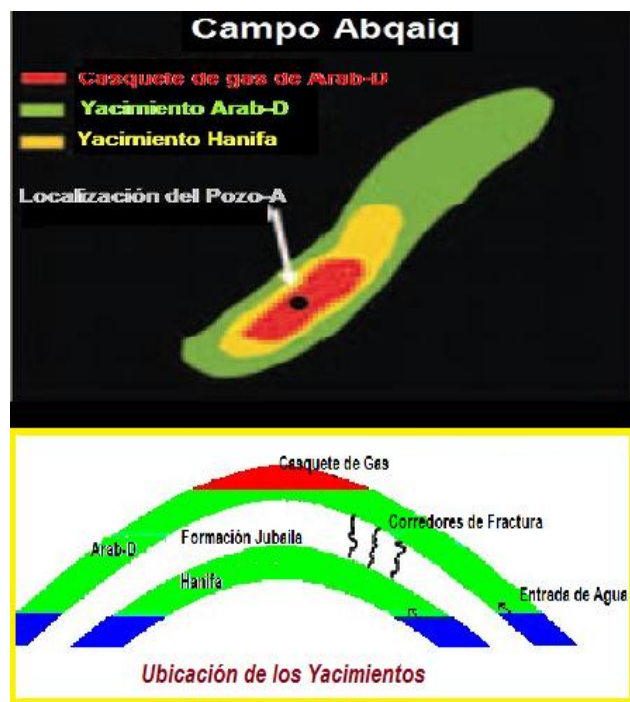


Figura 3.8– Mapeo del campo Abqaiq conformado por los yacimientos Hanifa, Arab-D y su casquete de gas³.



La terminación de pozos inteligentes fue implementada en el campo Abqaiq para bombeo neumático natural intermitente, terminado en el yacimiento de aceite Hanifa con baja permeabilidad. El pozo se perfora a través de un casquete de gas teniendo 12.19 m de columna de gas en la sección superior del yacimiento Arab-D. En esta aplicación, la terminación inteligente consiste en una superficie controlada hidráulicamente operada con una válvula de estrangulación de fondo que regula la entrada desde el casquete de gas a la tubería de producción.

Esta aplicación elimina la necesidad de infraestructura superficial de sistema artificial y reduce los costos de operación. Utilizando el casquete de gas básicamente se obtiene un sistema de energía libre. Los resultados muestran la aplicabilidad del bombeo neumático natural y le dirigen a consideraciones de diseño y reportes de la experiencia operativa obtenida a través de este campo con aplicaciones a la utilización del casquete de gas.

3.2.2 Antecedentes del campo Abqaiq

El campo Abqaiq fue el primer campo súper gigante desarrollado en Arabia Saudita. Está localizado al noreste del campo Ghawar en la provincia este de Arabia. El campo fue descubierto en 1940 y su desarrollo comenzó hasta 1946. Consiste de un domo sur de alto relieve y un domo norte de bajo relieve, produce desde dos yacimientos principales, Arab-D del Jurásico y Hanifa que están separados por un espesor de 137 m de la formación Jubaila. El yacimiento Arab-D (superior) es prolífico a lo largo de todo el campo con una permeabilidad promedio de 400 mD. El yacimiento Hanifa (inferior) sólo está presente en la región del Domo Sur, la permeabilidad de matriz de este yacimiento inferior es baja (1 a 2 mD) con una productividad de pozo controlada cerca de su fractura. El aceite de los yacimientos Abqaiq, Arab-D y Hanifa del campo es Árabe Extra Ligero con 37 °API en promedio y RGA de 25.8 m³/bl. La primera producción comercial empezó en 1946 desde Arab-D⁴.

El campo produjo inicialmente con declinación primaria. En el periodo de 1946 a 1978 un programa de soporte de presión con inyección de gas fue aplicado en el yacimiento principal Arab-D en la cima del Domo Sur.

Esta comunicación junto con la heterogeneidad del yacimiento Hanifa en forma de micro poros y fracturas asociadas es un gran reto por su geología al momento de formular un plan de desarrollo, involucrando pozos productores horizontales para mitigar la comunicación del yacimiento y extraer de forma efectiva las reservas dentro del yacimiento Hanifa de Abqaiq. La baja permeabilidad (1 a 2 mD) de la roca de Hanifa impacta el índice de productividad de los pozos y el índice de inyectividad lo cual causa que los pozos productores e inyectores no estén en contacto con fracturas al tener gastos muy bajos. En el caso de los pozos productores, éstos tienden a producir por debajo de la presión de burbuja. Por otra parte, este tipo de pozos usualmente dejan de producir con un corte de agua menor al 40%.



3.2.3 Incentivos para el bombeo neumático natural utilizando energía libre

Para vencer los retos de este complejo yacimiento, Saudi Aramco implementó varios proyectos, estudios y pruebas de campo para que las nuevas tecnologías lograran la meta final de mejorar la recuperación del campo⁴. Un sistema de terminación inteligente fue seleccionado como una alternativa a los métodos convencionales de levantamiento artificial.

El concepto de bombeo neumático auto o natural ha sido presentado en este trabajo, Kumar y Glandt describieron la aplicación de pozos inteligentes con auto bombeo neumático. La opción de pozos inteligentes utiliza energía desde un casquete de gas para producir el aceite de otro yacimiento y así eliminar la necesidad de infraestructura en superficie⁴. Las ventajas de los pozos inteligentes son los bajos costos de operación y la reducción de intervención en el pozo comparada con los métodos convencionales de levantamiento artificial

3.2.4 Diseño conceptual de bombeo neumático natural

El diseño del bombeo neumático natural con tecnología de pozos inteligentes es muy diferente a las técnicas de bombeo neumático estándar que inyectan gas en el espacio anular desde la tubería de producción a través de válvulas dentro de pequeños mandriles. En el diseño de pozos inteligentes, el gas del casquete de Arab es producido a través de la tubería de producción para el pozo de bombeo neumático intermitente de aceite en Hanifa.

El gas es controlado a través de un dispositivo de control de flujo de fondo que actúa hidráulicamente y opera de forma remota. La válvula está instalada entre dos empacadores para aislar las zonas individuales a lo largo de la trayectoria del pozo.

La válvula de control de intervalo permite estrangular o cerrar diferentes zonas de acuerdo al comportamiento del pozo actuando con las caídas de presión, RGA, corte de agua, etc. Las líneas de control son usadas para operar hidráulicamente la válvula de control de intervalo desde la superficie⁴.

Deben existir tres condiciones para implementar un auto bombeo neumático sostenible en un pozo:

- ◆ La presión del 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).
- ◆ La productividad del yacimiento de gas debe ser suficientemente alta para producir el gas necesario en un levantamiento efectivo bajo caídas de presión moderadas.
- ◆ El volumen de la reserva de gas asociado a la fuente de gas debe ser suficientemente grande para mantener una alta presión y productividad durante la vida del pozo y bajo variadas condiciones de producción cuando la zona de aceite declina y el corte de agua aumenta.



3.2.4.1 Válvula interna de control

La válvula de control de intervalo (VCI) fue usada para controlar la entrada de gas del casquete de Arab-D en el yacimiento inferior Hanifa. Esta VCI tiene once posiciones, incluyendo las de cierre y apertura total.

La VCI es operada de forma hidráulica desde la superficie a través de tuberías de 0.64 cm de diámetro. Se necesita una presión diferencial mínima de 17 kg/cm² para abrir el sello metálico en el estrangulador, esta característica previene aperturas inadvertidas del estrangulador debido a la presión del fluido.

3.2.4.2 Sistema de control Accu-Pulse

El sistema de control Accu-Pulse es usado en conjunto con el sistema de control de pozos inteligentes para abrir de forma incrementada una VCI multiposición, la **Figura 3.9** muestra este sistema. Accu-Pulse brinda movimiento incremental de un asiento adecuado de la VCI mediante el agotamiento de una cantidad predeterminada de fluido de control del pistón de la VCI⁴. La capacidad para recargar y agotar la misma cantidad de fluido repetidamente le permite a la VCI ajustar el flujo para que sea movido a través de once posiciones determinadas.



Figura 3.9 – Sistema de control Accu-Pulse⁵.

Mediante la asociación de Accu-Pulse con un diseño de una VCI específica, el sistema puede optimizarse para los requerimientos de inyección de gas. La VCI fue diseñada teniendo esto en mente y brinda un ajuste de flujo, permitiendo a Accu-Pulse y a la válvula relacionarse para cubrir los requerimientos de gas⁵.

3.2.5 Diseño del estrangulador de ajuste de gas

El proceso de diseño para una aplicación con auto BN puede considerar un rango de posibles incertidumbres relacionadas con el comportamiento del pozo y del yacimiento durante su vida⁵. Se deben considerar los siguientes parámetros clave en el proceso de diseño, incluyendo el rango de valores de estos parámetros representativos de estas incertidumbres y los cambios esperados durante la vida funcional del pozo:

- ◆ Índice de productividad en la zona de gas y aceite.
- ◆ Presión de yacimiento en la zona de gas y aceite.
- ◆ Composición de fluido en la zona de gas y aceite.



La evaluación y proceso de diseño está basado en el análisis nodal para determinar la viabilidad y sustentabilidad de la aplicación de auto BN para así establecer la geometría óptima de terminación (diámetro del conducto de producción) así como para especificar el perfil del coeficiente de variación (C_v) de la VCI que brinde control óptimo sobre el bombeo neumático en el rango de las incertidumbres del yacimiento y cambios en operaciones futuras. El proceso de evaluación y análisis es el siguiente:

1. Se consideran curvas de comportamiento de bombeo neumático (gasto y presión de fondo fluyendo vs. gasto de inyección de gas) para la zona de aceite con una presión fija en el cabezal de tuberías. Las curvas son generadas usando análisis nodal con un software de simulación de pozos con un rango anticipado de los índices de productividad, presión y corte de agua en la zona de aceite.
2. Usando las curvas de comportamiento, la siguiente presión en el conducto de producción sobre el punto de inyección de gas se calcula con base en curvas de comportamiento de flujo como una función del gasto de inyección de gas. Esta presión comprende la presión corriente abajo de la válvula de control de flujo del auto BN.
3. Las curvas de comportamiento de afluencia para la zona de gas se generan con la presión de entrada en la zona de gas como una función del gasto. Este dato de presión comprende la presión corriente arriba de la válvula de control de flujo de auto BN.
4. Basado en esta relación, el perfil C_v para la válvula de control puede ser establecido y la geometría del estrangulador puede diseñarse.
5. El mejor perfil C_v para el estrangulador satisface la mayoría de los escenarios de producción y ofrece buen control de gas sobre el rango es seleccionado.

Con base en la información de pozo y modelado de estrangulador, se seleccionó un tipo de estrangulador para esta aplicación. La VCI en combinación con el sistema Accu-Pulse proveerá once ajustes de estrangulador con una capacidad de flujo de 0-20 MMmcd a través del estrangulador.

El estrangulador es la mejor solución para este tipo de aplicación dado que se ajusta bien a las aplicaciones de control de flujo donde el sistema (entrada-salida) absorbe una caída de presión importante como función del gasto. En un sistema yacimiento/pozo la caída de presión a través de la roca (entrada) y la caída de presión por fricción en la tubería de producción hacia la superficie (salida) absorben un gran porcentaje de las pérdidas de presión, por lo tanto el mismo porcentaje de ajuste de flujo es el más aplicable para el diseño de control de flujo en el fondo.



El otro beneficio de este diseño es evitar el bacheo potencial y la desestabilización en la entrada del separador, facilitando la optimización del gas para condiciones de flujo variables. A continuación se mencionan algunos elementos del diseño.

a) Empacadores de aislamiento

El empacador está diseñado para aplicaciones de pozos inteligentes y tiene instalación de bypass para líneas de control hidráulico sin requerimientos de empalme.

b) Líneas de control hidráulico

Transmiten la presión hidráulica necesaria para manipular y controlar la VCI de fondo. Hay dos líneas de control hidráulico conectadas a la parte abierta o cerrada de la válvula de control. Las líneas están encapsuladas en un plástico resistente y se sujetan de forma segura al exterior de la tubería de producción.

c) Sistema hidráulico superficial

Es un componente crítico de la terminación. El sistema limpia, presuriza y distribuye el fluido de control hidráulico requerido para operar la válvula de fondo. Una unidad hidráulica típica fue utilizada para operar la VCI de fondo. Tiene una bomba hidráulica y un acumulador así como todos los indicadores necesarios en la entrada y salida para monitorear y operar la VCI.

3.2.6 Requerimientos de salida en la cabeza del pozo

Una tubería colgadora especial y campana fueron empleados en este diseño con puertos de alimentación para las líneas de control en el sistema de terminación inteligente y para la válvula de seguridad subsuperficial, la **Figura 3.10** muestra físicamente a la tubería colgadora.



Las líneas fueron aisladas en la salida de la cabeza del pozo. El panel hidráulico superficial se conectó a las líneas de fondo para controlar las válvulas de fondo y la válvula de control subsuperficial.

Figura 3.10 – Modificaciones a la tubería colgadora⁵.

3.2.7 Criterios de selección

En muchos casos, todas las opciones son evaluadas para seleccionar el pozo candidato. El concepto de bombeo neumático de Hanifa con el gas de Arab-D fue la meta principal.



El pozo fue perforado y terminado con una alta desviación en el yacimiento Hanifa en mayo de 1988 a través del casquete de gas de Arab-D. El pozo fue puesto en producción en octubre de 1988 con una presión de fondo baja desde entonces, es un productor intermitente debido a que se debe cerrar cuando su presión de fondo fluyendo se acerca a la presión de burbuja. La declinación se volvió más severa cuando el pozo empezó a producir agua en 1999.

3.2.8 Comportamiento del pozo

Se disparó una sección de 12.19 m del casquete de gas en Arab-D. Dos empacadores cubren el casquete de gas y la válvula fue colocada en el casquete para el gasto de gas que fluye en la tubería de producción de 11.4 cm de diámetro.

Un sistema de monitoreo permanente que consiste en un medidor de flujo de Venturi e indicadores de fondo se instalaron como parte de la terminación.

El pozo produjo inicialmente 4,000 bpd de aceite en un estrangulador de 1.98 cm. El gasto comenzó a declinar dentro del pozo después de la producción inicial. Para compensar la declinación sostenida en el gasto, el estrangulador fue cerrado gradualmente hasta que se abrió totalmente en mayo de 2011. El pozo fue cerrado varias veces para incrementar la presión cuando los indicadores mostraron que la presión de fondo fluyendo estaba cerca de la presión de burbuja.

El pozo se intervino en diciembre de 2004 para instalar la terminación inteligente con bombeo neumático natural. El funcionamiento de la VCI fue probado después de la terminación y se notó que funcionaba adecuadamente. El ciclo de la VCI se ajustó muchas veces de forma exitosa para todas sus posiciones. El pozo se descargó en la posición 5 y la producción inicial de aceite fue de 3,700 bpd con un corte de agua de 36% en un estrangulador de 1.7 cm de diámetro.

Durante estas pruebas la presión de fondo fluyendo se monitoreó para asegurar que el pozo estuviera fluyendo a una presión mayor que la de burbuja. La terminación inteligente con bombeo neumático ha permitido al pozo sostener la producción con un corte de agua más alto que anteriormente.

El bombeo neumático natural ha alcanzado los objetivos para sostener la producción de un pozo intermitente. La aplicación en el Pozo A del campo Abqaiq ha demostrado la factibilidad y beneficio de usar tecnología de pozos inteligentes. En general, los proyectos han mostrado que las válvulas de control de flujo son benéficas para controlar la zona de gas en aplicaciones donde hay un alto grado de incertidumbre sobre el comportamiento de las zonas de aceite y gas⁴.



3.3 Utilización de sistemas de bombeo neumático in situ para incrementar la producción de aceite, Costa Afuera de Arabia Saudita

A continuación se describen los primeros sistemas de bombeo neumático in situ que se instalaron en tres pozos costa afuera de Arabia Saudita. La implementación de esta tecnología extiende la vida del pozo, evitando su inactividad resultado del incremento en la presión hidrostática⁶. La selección de este sistema que usa el casquete de gas en comparación con otros métodos de levantamiento artificial resulta de consideraciones económicas y su simplicidad de operación en un campo costa afuera.

El campo Z está localizado en el Golfo Árabe y cubre un área aproximada de 20 por 8 Km, su localización se señala en la **Figura 3.11**.

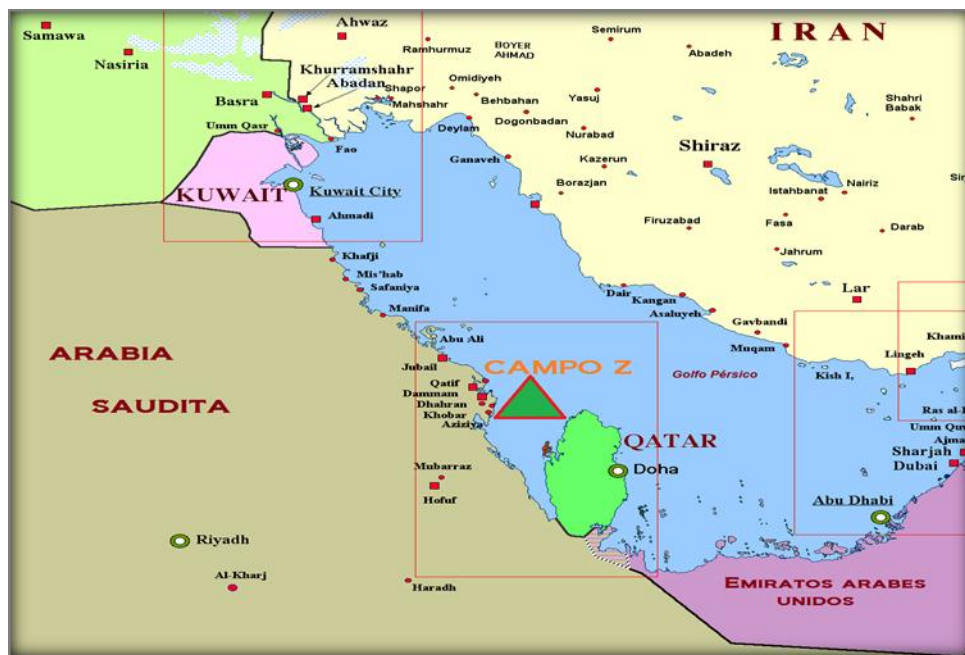


Figura 3.11 – Ubicación del Campo Z.

La parte central de la acumulación está sobrepuesta a un casquete de gas. Como se indica en el cruce de la sección de la **Figura 3.12**, la columna de aceite consiste en una unidad de arenisca altamente permeable (3 a 5 D) sobrepuesta por arenas de 1 a 3 D intercaladas con lutitas. El yacimiento consiste de areniscas, limolitas y lutitas con una menor cantidad de calizas y carbón depositados en un ambiente deltaico complejo. El casquete de gas está en comunicación directa con las arenas en el flanco del anticlinal y con la arena principal en el domo central del yacimiento. Debajo del aceite reside un acuífero sostenido que ha mantenido la presión del yacimiento por más de diez años. El mecanismo de empuje primario para la arena principal es el influjo natural de un acuífero con soporte limitado de expansión del casquete de gas.



El principal mecanismo de empuje para las arenas es principalmente el casquete de gas, expansión roca-fluido y soporte moderado del acuífero. Históricamente todos los pozos verticales han fluido libremente a la superficie sin ningún sistema artificial⁶.

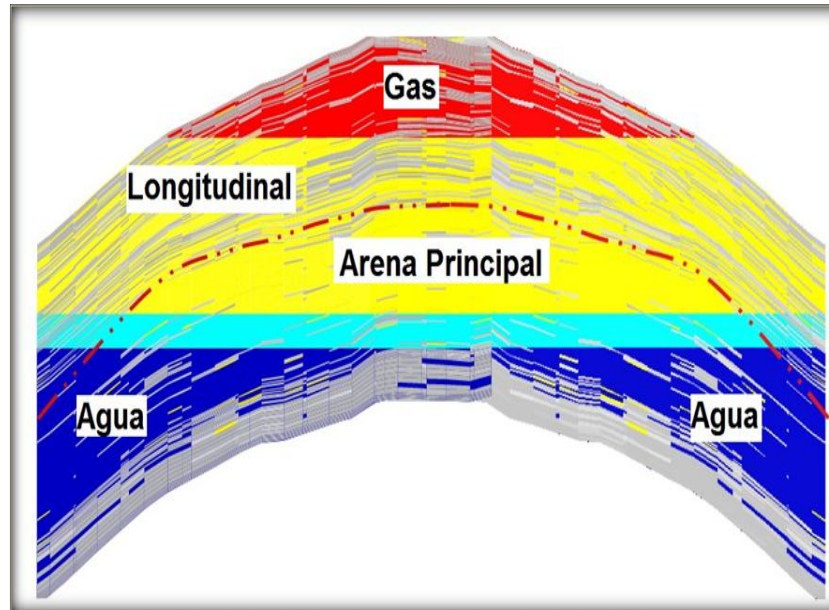


Figura 3.12 – Sección del yacimiento del campo Z⁶.

Los pozos horizontales se introdujeron a finales de los años noventa en todos los campos costa afuera de Arabia Saudita para sostener la demanda de producción. Antes de 2003 muchos de los pozos perforados en areniscas en yacimientos costa afuera fueron terminados, cementados y se dispararon con terminaciones en liner. Después de 2003 muchos de los pozos horizontales empezaron a utilizar dispositivos de control de flujo para mejorar el perfil de producción a lo largo de la sección horizontal lateral. Estas nuevas terminaciones incrementan la distancia al contacto agua-aceite, reduciendo la tendencia de conificación de agua y extendiendo la vida del pozo.

La tecnología de pozos inteligentes con bombeo neumático in situ está disponible para incrementar la producción debido a su tipo de terminación simple que permite al gas producido por el casquete incrementar fuertemente la producción en pozos con alto corte de agua⁶.



b) Generación 2: Terminaciones Inteligentes con BN

Después de los problemas originados por la aplicación de mangas de fondo y control de gastos, se evaluaron tres sistemas inteligentes y se instalaron para solucionar estos problemas. Las terminaciones inteligentes han probado su tiempo de vida con respecto a otros sistemas convencionales y extenderán la vida del pozo con un corte de agua relativamente mayor así como maximizar la eficiencia de barrido en un yacimiento⁶.

La última generación de válvulas de control de afluencia (VCI) operadas de forma hidráulica puede regular la producción de gas usando varios ajustes o gastos.

En las **Figuras 3.14** y **3.15** se muestran dispositivos de control del gasto de gas del casquete donde es variado desde la superficie para optimizar el levantamiento hidráulico vertical. El control superficial del volumen de inyección en el fondo permite la optimización del gas inyectado y maximiza la producción de líquido. Se hizo una prueba de estabilidad del pozo a diferentes aperturas para crear una curva de comportamiento del BN única para cada pozo.



(1)



(2)

(1) *Figura 3.14 – Ensamble del auto bombeo neumático⁶.*

(2) *Figura 3.15 – Cambios del pistón. Aperturas de la VCI de fondo⁶.*

3.3.2 Procedimiento de diseño de la terminación

Se dirigió un nuevo sistema de bombeo neumático para direccionar el problema de la hidráulica vertical en el incremento del corte de agua que crea una mezcla de densidad mayor. Cuando la saturación de agua aumenta, la densidad de la mezcla también aumenta y la producción total de hidrocarburo disminuye.

Cuando la fuente de gas se encuentra disponible una manga deslizable hidráulica puede abrir desde el casquete de gas para inyectarlo, aligerar la columna de líquido e incrementar la producción.



En el yacimiento el casquete de gas está aproximadamente a la misma presión del bloque de aceite. Se desarrolló un método de terminación para crear una diferencial de presión cerca de la VCI que le permite al gas necesario inyectarse bajo condiciones estáticas para descargar la columna de fluido.

Para el ajuste de la VCI (aproximadamente 152 m por arriba del bloque de aceite) se crea una presión diferencial de 14 kg/cm^2 para poner a producir el pozo bajo una condición estática.

Cuando el flujo aumenta y la presión de fondo fluyendo disminuye, la diferencia de presión cerca de la VCI aumenta. Desde la superficie se hacen ajustes en la apertura de la VCI hasta que se optimiza la producción. La VCI y la tubería disparada están cubiertas con cedazos de arena para eliminar cualquier posible erosión ocasionada por la producción de arena asociada a la alta velocidad del gas⁶.

3.3.3 Procedimientos de instalación de la terminación

Después de perforar un agujero descubierto de 15.56 cm de diámetro para un pozo horizontal lateral de 762 m, un dispositivo de control de afluencia (DCA) es ajustado con lower completion y empacadores inflables a los segmentos más importantes del yacimiento. Un equipo de cemento por encima del fondo se empleó para cementar arriba del DCA para aislar el casquete de gas de la zona inferior de terminación de aceite. El casquete de gas fue aislado con un conjunto de empacadores en agujero descubierto debajo de la zona de gas y un conjunto de empacadores externos por arriba de la TR.

3.3.4 Resultados de pruebas de campo

A pesar de que el sistema fue diseñado para emplearse cuando el pozo sufriera daño debido al alto corte de agua, una prueba de comportamiento del sistema se condujo en un pozo horizontal con un corte de agua más bajo.

Esta prueba de campo se realizó con la finalidad de alcanzar los siguientes objetivos⁶:

- ◆ Demostrar el concepto y determinar que la operatividad del sistema estaba funcionando apropiadamente.
- ◆ Crear un modelo para simular la condición del pozo y calibrarlo usando la información de la prueba.
- ◆ Predecir las condiciones operativas futuras para el sistema de bombeo neumático inteligente bajo diferentes escenarios de corte de agua.
- ◆ Evaluar nuevos conceptos de diseño y problemáticas de instalación.

Para lograr estos objetivos se creó un procedimiento de prueba:

- ◆ Efectuar una prueba de gasto de producción mientras la válvula de inyección de fondo estaba cerrada.



- ◆ En el mismo ajuste de estrangulador superficial se usa un panel hidráulico superficial para operar la válvula y probar el pozo a diferentes posiciones de apertura de válvula mientras el flujo se estabiliza.
- ◆ Analizar y validar los resultados de las pruebas y graficar un ajuste de información definitivo.
- ◆ Usar la información de la prueba en un modelo de producción para evaluar el gasto de gas de inyección óptimo e identificar los ajustes apropiados de la válvula de fondo a diferentes cortes de agua.

El gas adicional inyectado resultó en un incremento muy ligero en la producción, esto es consistente con los resultados modelados con un corte de agua bajo, la **Figura 3.16** muestra la relación de producción del aceite con respecto a la cantidad de gas que es inyectado.

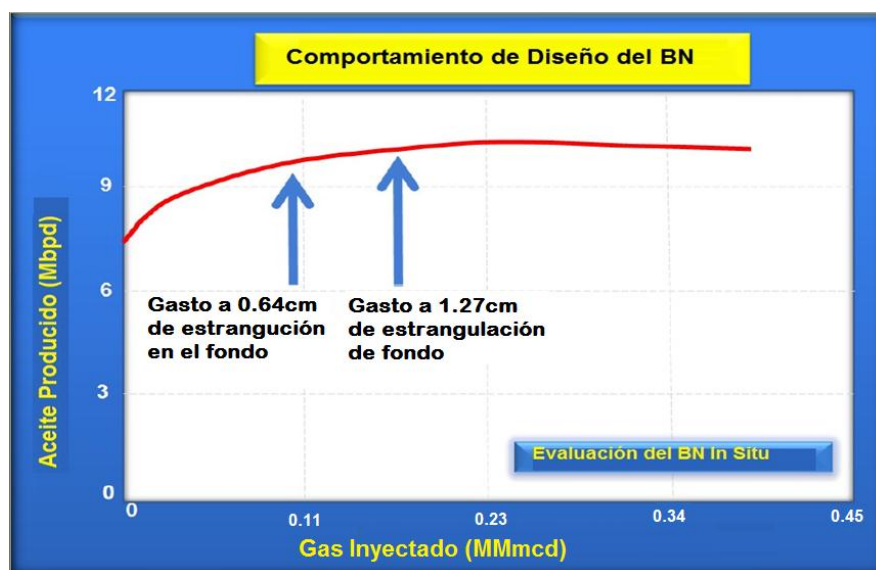


Figura 3.16 – Curva de comportamiento del bombeo neumático para el pozo del Campo Z⁶.

Estos sistemas fueron instalados durante la conversión de un pozo vertical a horizontal y se añadieron para evitar costos de operación una vez que el pozo alcanzara un corte agua alto. Por lo tanto, producir el pozo con un ajuste de VCI menor a 1.27 cm de diámetro de apertura puede ayudar a sostener la producción de aceite hasta que el pozo tenga un corte de agua más alto en el futuro.

3.3.5 Procedimientos de prueba

Los siguientes procedimientos de prueba se implementaron durante la evaluación. Antes de empezar la prueba, el gasto de producción del pozo permitió estabilizar el ajuste actual de estrangulador superficial con el orificio de fondo totalmente cerrado.

La información inicial de gasto, presión en la cabeza del pozo, diámetro de estrangulador superficial, porcentaje de corte de agua y RGA fueron registradas.



El pozo se estabilizó en la posición máxima de apertura del estrangulador superficial con la finalidad de asegurar la entrada de gas.

Una vez que se estabiliza el gasto, se efectúa la prueba con la válvula de inyección de gas en el fondo totalmente cerrada como sigue⁶

1. Abrir el orificio de gas al primer ajuste para su evaluación. Se deja estabilizar al pozo con el nuevo gasto y RGA. Se debe registrar cualquier incremento de presión en la cabeza del pozo.
2. Abrir el orificio de gas al segundo ajuste acordado para la evaluación y dejar al pozo estabilizarse. Se debe registrar cualquier incremento de presión en la cabeza del pozo.
3. Continuar el mismo procedimiento para todas las posiciones de ajuste deseadas para su evaluación.
4. Regresar el orificio de gas a la posición de cierre y ajustar el estrangulador superficial a la condición operativa estándar.

3.3.6 Principios operativos usando la energía del casquete de gas

El concepto de auto bombeo neumático involucra usar el gas que puede producirse en el mismo pozo o una formación cercana para levantar el aceite que es producido en el mismo yacimiento o uno diferente.

La **Figura 3.17** es un esquema de este sistema, se han escrito un conjunto de ecuaciones para representar el comportamiento del sistema de auto bombeo neumático. Todas estas ecuaciones han convergido en el punto de inyección como un parámetro de influencia o nodo solución.

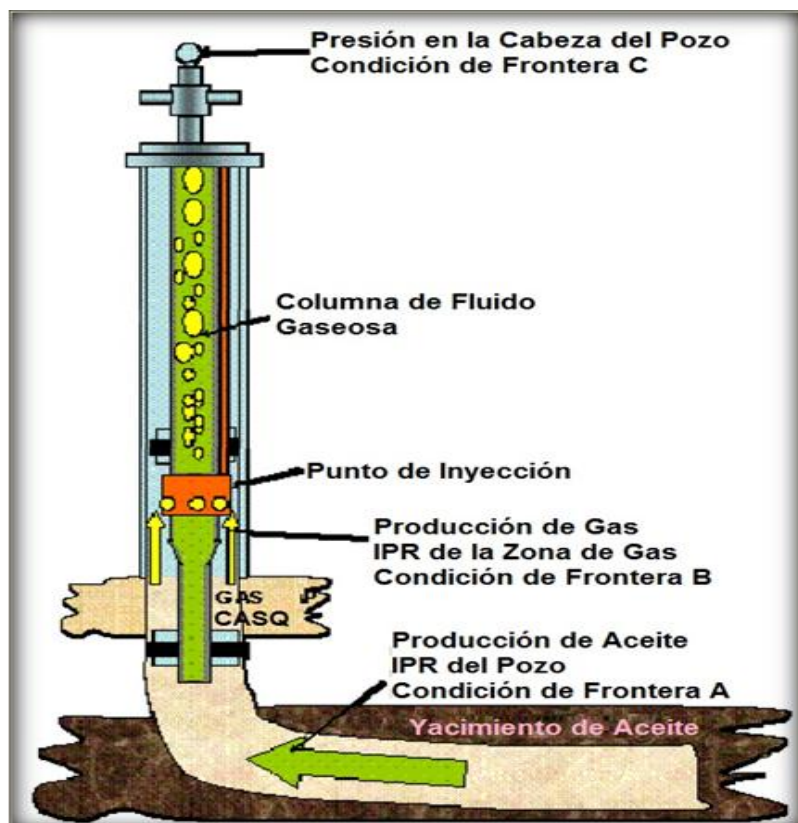


Figura 3.17 – Diseño del bombeo neumático⁶.



a) Del yacimiento de aceite al punto de inyección:

$$P_{iny} = P_{wf} - \Delta P_F - \Delta P_H \quad \text{Ec. 3.1}^{[6]}$$

b) Del yacimiento de gas al punto de inyección:

$$P_{iny} = P_{wf-gas} - \Delta P_{f-gas} - \Delta P_V \quad \text{Ec. 3.2}^{[6]}$$

c) Desde la superficie al punto de inyección:

$$P_{iny} = P_{wh} - \Delta P_{F-CGAS} - \Delta P_{H-CGAS} \quad \text{Ec. 3.3}^{[6]}$$

Dónde:

P_{iny} = Presión de Inyección [kg/cm²]

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyendo del Aceite [kg/cm²]

ΔP_F = Caída de Presión por Fricción del Aceite [kg/cm²]

ΔP_H = Caída de Presión Hidrostática del Aceite [kg/cm²]

P_{wf-gas} = Presión de Fondo Fluyendo del gas [kg/cm²]

ΔP_{f-gas} = Caída de Presión por Fricción del Gas en el Espacio Anular [kg/cm²]

ΔP_V = Caída de Presión en el Orificio de la Válvula [kg/cm²]

P_{wh} = Presión en la Cabeza del Pozo [kg/cm²]

ΔP_{F-CGAS} = Caída de Presión por Fricción de la Columna de Gas [kg/cm²]

ΔP_{H-CGAS} = Caída de Presión Hidrostática por la Columna de Gas [kg/cm²]



3.3.7 Estrategia de producción y comportamiento del pozo

La estrategia de producción para el campo incluye poner a producir los pozos libremente. Para los pozos que están en el área central del campo bajo el casquete de gas, los sistemas de bombeo neumático in situ pueden utilizarse para incrementar la producción a cortes de agua más altos.

Actualmente todos los pozos verticales que tienen un elevado corte de agua están siendo evaluados para convertirlos a pozos horizontales usando una terminación con DCA.

Bajo la condición actual, la inyección de gas no es una buena opción debido a que el incremento de la producción es muy bajo para la cantidad de gas inyectado. Sin embargo, el equipo de bombeo neumático se instaló para necesidades futuras durante la conversión a pozos horizontales para evitar grandes costos en el futuro.

Cuando el pozo presentó caídas de presión, la válvula de bombeo neumático se operó hidráulicamente desde la superficie para optimizar la producción sin necesidad de reparaciones costosas.

Se ejecutaron pruebas para confirmar la funcionalidad en la operación de las válvulas a diferentes posiciones para la terminación del pozo. Los datos de producción y algunos modelos probaron un ligero incremento cuando se abrió la válvula. Los modelos de producción mostraron que puede obtenerse un mejor beneficio cuando incrementa la producción de agua, sin embargo, el valor se genera con la inyección de gas si ésta es el último recursos cuando el pozo ya no pueda fluir con su energía natural⁶.



3.4 Primera aplicación de tecnología de pozos con terminaciones inteligentes por el operador de Indonesia, Campo KE38

El campo KE38 está en el este de la Cuenca Java, a 50 Km de la Costa Norte de la Isla Madura, Indonesia. En la **Figura 3.18** se esquematiza la distribución del campo. La profundidad promedio del agua es de 57.91 m en este bloque. El yacimiento está compuesto de estructuras de arrecifes carbonatados dentro de la formación Kujung. La estructura geológica predominante en este campo tiene varios domos con un casquete de gas relativamente grande. Las columnas de aceite están entre los 18.29 y 91.44 m con un casquete de gas de 91.44 m. La TVD del contacto gas-aceite está entre los 1,371 y 1,524 m.

Los rangos de porosidad del borde de aceite van del 18 al 26% y los rangos de permeabilidad van de 20 a 100 mD. El yacimiento está presionado normalmente y la porosidad es bastante consistente⁷.



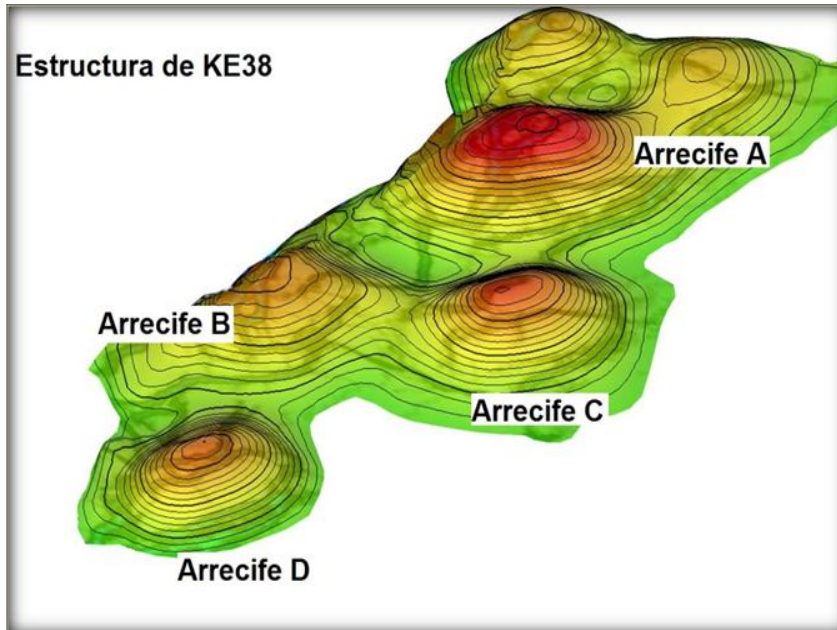
Figura 3.18 – Campo KE38 de Kodeco⁷.

La máxima presión de fondo fluyendo y temperatura son de 154.6 kg/cm² y 90.5° C, respectivamente. El aceite es ligero, 35° API. Dado que estos pozos están saturados necesitan sistemas artificiales de producción en la etapa inicial de operación para producir y mantener una cierta RGL para la optimización de su gasto.

Generalmente se han usado terminaciones convencionales de bombeo neumático en otros campos. Hubo algunos problemas que a menudo complicaron su producción. La sincronización para la instalación de un sistema superficial de bombeo neumático convencional puede generar retrasos importantes que resultan en producción diferida y la incapacidad para optimizar la producción de aceite.



La terminación convencional tiene limitaciones en el ajuste de la profundidad para el mandril de bombeo neumático. El ángulo de ajuste máximo es menor a 60° y está ajustado a un ángulo de 55° en una terminación normal.



Sin embargo, una válvula de control de intervalo es capaz de ajustarse a un ángulo de trayectoria y también puede ser ajustado en un punto más profundo en el pozo para optimizar la producción de aceite. La **Figura 3.19** esquematiza las estructuras arrecifales del Campo.

Figura 3.19 – Estructura geológica de domos en la Formación Kujung⁷.

3.4.1 Solución de pozos inteligentes con auto bombeo neumático

El auto bombeo neumático utiliza energía in situ de un casquete de gas o un yacimiento de gas adyacente para levantar fluidos de un yacimiento de aceite, eliminando así la necesidad de infraestructura para levantamiento artificial en superficie. Las ventajas de tal sistema son que puede evitar costos de capital, reducir costos de operación y la reducción (o incluso eliminación) de intervenciones a pozos⁷.

Localizar los candidatos adecuados para una terminación con BN natural es todo un reto. Sólo cuando las localizaciones adecuadas se han encontrado y se ha aplicado la tecnología, se han visto sus beneficios.

En el diseño de la terminación con auto BN, el gas del casquete de Kujung se produce en la tubería de producción para aligerar las características hidrostáticas de la columna de líquido y con ello mejorar la productividad del pozo. El gas se controla a través de la VCI de fondo accionada de forma hidráulica y operada de forma remota.

La VCI está instalada entre dos empacadores, se controla desde la superficie para estrangular o controlar el flujo de gas de acuerdo a las condiciones dinámicas del pozo.



Sin embargo, para implementar efectivamente un auto BN exitoso en un pozo, éste debe interceptar un yacimiento de gas con los siguientes parámetros y características⁷:

- ♦ **Presión de gas:** la presión del yacimiento de gas debe ser mayor que la presión hidrostática de la columna estática del fluido en la tubería.
- ♦ **Productividad de gas:** la productividad del yacimiento de gas debe ser capaz de alcanzar o exceder los requerimientos de levantamiento con una reducción de presión baja o moderada.
- ♦ **Reservas de gas:** el volumen de las reservas de gas en el yacimiento de gas deben ser lo suficientemente altas para mantener la presión y productividad durante la vida del pozo, cuando la zona de aceite decline las condiciones de producción cambiarán.

3.4.2 Características de la VCI para el casquete de gas de Kujung

Se empleó una VCI para controlar el gas del casquete de Kujung para levantar el aceite desde el yacimiento de abajo. La VCI tiene once posiciones, la **Figura 3.20** representa los elementos de este instrumento.

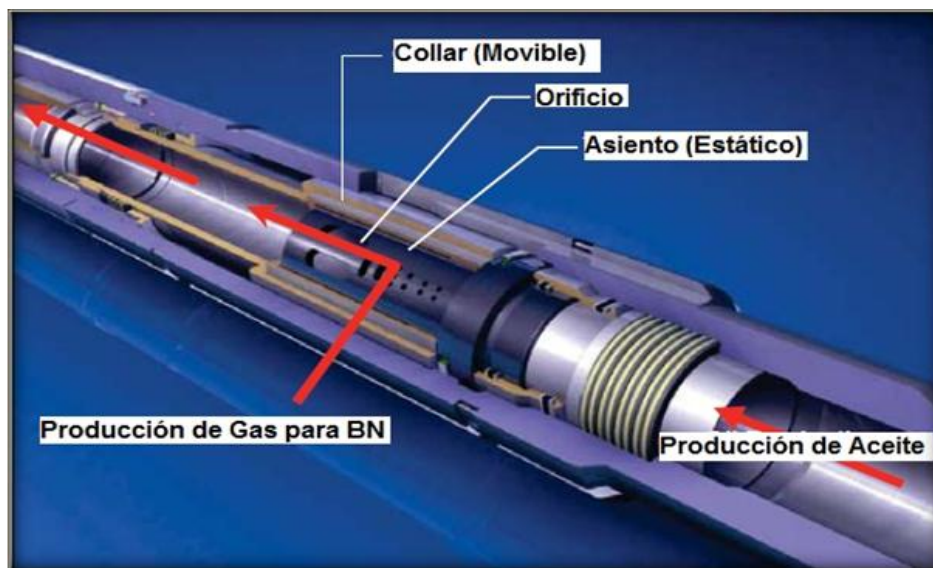


Figura 3.20 – VCI de once posiciones utilizada en el casquete de gas de Kujung⁷¹.

La VCI es operada de forma hidráulica desde la superficie a través de líneas de control de 0.64 cm conectadas directamente a la herramienta de fondo. Una presión diferencial de 17.58 kg/cm² es necesaria para abrir el sello de metal en el estrangulador, esto previene de aperturas inadvertidas con la fricción del fluido. Una vez que se abre la VCI, ésta puede funcionar a la posición deseada aplicando presión en la línea. La VCI puede volver a la posición de cierre en cualquier momento mediante la aplicación de presión.



El líquido de la zona de aceite fluye axialmente a través del cuerpo de la válvula mientras que el gas fluye axialmente a través de los orificios de control en el asiento de la VCI y se mezcla con la producción de aceite.

3.4.3 Sensibilidad al rendimiento del auto BN

El proceso de diseño para una aplicación de auto BN debe considerar el rango de incertidumbres relacionadas con el rendimiento del pozo durante toda su vida. Los parámetros que deben considerarse son:

- ◆ Índice de productividad del gas.
- ◆ Presión del yacimiento de gas (declinación futura, específicamente).
- ◆ Composición del fluido en la zona de gas.
- ◆ Índice de productividad de la zona de aceite.
- ◆ Presión del yacimiento de aceite (declinación futura, específicamente).

El proceso de selección del candidato está basado en análisis nodal y considera las variaciones a los parámetros clave de arriba. Los valores del Cv específicos correspondientes a cada posición en el asiento de gas le permite a la VCI entregar gastos variables de gas durante la vida del pozo⁸.

3.4.4 Terminaciones con auto bombeo neumático en KE38

El esquema de terminación usada para el pozo KE38A-7 consta de diversos dispositivos que otorgan un carácter inteligente a la inyección de gas, en la **Figura 3.21** se muestra este arreglo del pozo. La VCI del pozo está aislada cerca del casquete de gas entre dos empacadores.

El empacador superior tiene línea de control múltiple a través de las penetraciones. Ambos empacadores son del tipo de ajuste hidráulico. La sección de alta desviación de la configuración tiene liners ranurados aislados con empacadores expandibles para optimizar la producción y prevenir el bloqueo por agua durante vida del pozo. La VCI se ajusta en el punto más profundo del pozo a 70° para optimizar la producción.

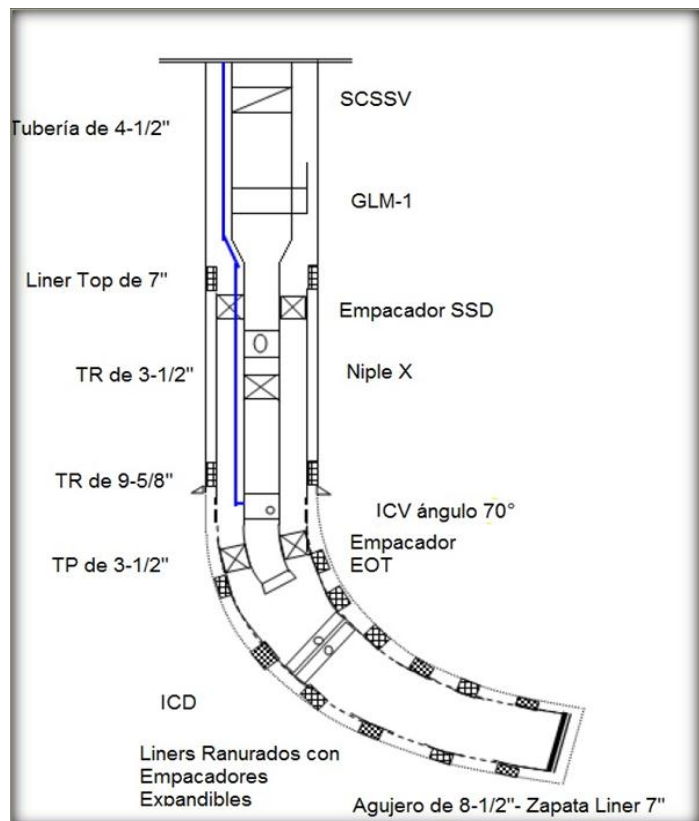


Figura 3.21 – Un esquema de la terminación usada para KE38A-7.



La producción adicional de aceite es de 200 bpd, la cual es 10% mayor que con la válvula de bombeo neumático convencional, debido a que la VCI puede instalarse en el punto de ajuste más profundo sin estar limitada por el ángulo de instalación. Los costos operativos al usar la VCI para el sistema de bombeo neumático in situ se han minimizado cuando se le compara con otros sistemas de levantamiento artificial⁷.

Las ventajas que brinda se deben a lo siguiente:

- ◆ La VCI puede instalarse a una profundidad de ajuste mayor sin restricción en el ángulo del pozo.
- ◆ El tamaño del puerto de la VCI puede ajustarse desde la superficie para optimizar la producción de aceite.
- ◆ El sistema de la VCI es capaz de minimizar el costo total de inversión mediante la eliminación del compresor y sistema de tubería submarino.
- ◆ El sistema de la VCI elimina la intervención a pozos que se requeriría para ajustar el tamaño del puerto con una operación con línea de acero y ocasionando cierres. La reducción de necesidad de intervención mejora cada aspecto de seguridad.



3.5 Descripción del Campo Troll, Noruega

3.5.1 Campo Troll, Noruega. Acumulaciones de gas y aceite.

El campo Troll está ubicado en la parte noruega de Mar del Norte, aproximadamente 65 kilómetros al oeste de Kollsnes, cerca de Bergen. En la **Figura 3.22** se muestra un mapa de localización del campo Troll. Contiene alrededor del 40% de las reservas totales de gas en la plataforma continental de Noruega y representa la base de la producción de su gas costa afuera. También es uno de los campos más grandes en la plataforma continental de Noruega. En 2002, la producción de aceite fue mayor a 400,000 bpd.

Statoil opera las plataformas Troll A, B y C y los gasoductos en tierra, mientras que Gassco es el operador de la planta de procesamiento de gas en Kollsnes. Statoil es un proveedor de servicios técnicos para operaciones en Kollsnes y en general en Noruega.



Figura 3.22 – Ubicación del Campo Troll¹⁰.

Los enormes yacimientos de gas recaen a los 1,400 m bajo nivel del mar y se espera que produzcan por lo menos durante 70 años⁹.

a) Troll Gas

Troll Gas comprende la plataforma Troll A, la planta de procesamiento de gas Kollsnes al oeste de Bergen y los gasoductos entre la plataforma y la planta en tierra. Norske Shell fue responsable de la fase de desarrollo de gas por primera vez en Troll.



Troll A es la estructura más alta jamás movida por los seres humanos. Statoil asumió el cargo de operador de Troll gas de Norske Shell el 19 de junio de 1996 entrando en funcionamiento en el primer semestre de ese año.

b) Troll Aceite

Troll B y Troil C son plataformas flotantes de procesamiento que producen desde unos estratos de aceite en el yacimiento Troll Oeste. El estrato de aceite ligero es de entre los 22 y 26 m en la provincia de aceite Troll Oeste y entre los 11 y 13 m en la provincia de gas Troll Oeste.

Esto implica perforar en dos fases. La primera, bajar al yacimiento el cual está a 1,600 m bajo el fondo marino y después a 3,200 m en dirección horizontal a través del yacimiento⁹.

3.5.2 Descripción del Campo

El campo de aceite Troll costa afuera consiste en una provincia petrolera con una columna de aceite de 25.9 m y una provincia de gas al este con una columna de aceite mucho más ligera de los 10 a 14 m.

La estrategia de desarrollo de Troll contempla la perforación de largos pozos horizontales submarinos, mayores a los 3,048 m de longitud, perforados cerca del contacto agua-aceite. Los pozos están ubicados en grupos de dos a cuatro y fluyen a la plataforma de procesamiento de aceite a través de dos líneas.

Las válvulas de bombeo neumático han sido instaladas en ocho pozos para utilizar la producción de gas del casquete con propósitos de levantamiento artificial. Todos los nuevos pozos perforados están preparados para ser terminados con bombeo neumático usando el casquete de gas.

Todos los pozos nuevos en Troll se perforan cerca del contacto agua-aceite (0.5-1 m) y típicamente producen con un corte de agua inicialmente importante.

El campo Troll está ubicado en el sector noruego de Mar del Norte, aproximadamente a 80 Km de Bergen con una profundidad de agua de 335 m cubriendo 700 Km².

El campo está dividido en tres diferentes bloques de falla (**Fig. 3.23**) la provincia Troll del Este con solamente una columna de aceite ligero de 0 a 4 m debajo del casquete de gas; la provincia de gas Troll Oeste donde el aceite recuperable se encuentra en estratos delgados de 8 a 13 m; y la provincia de aceite Troll Oeste con una columna de aceite de 22 a 27 m¹¹.

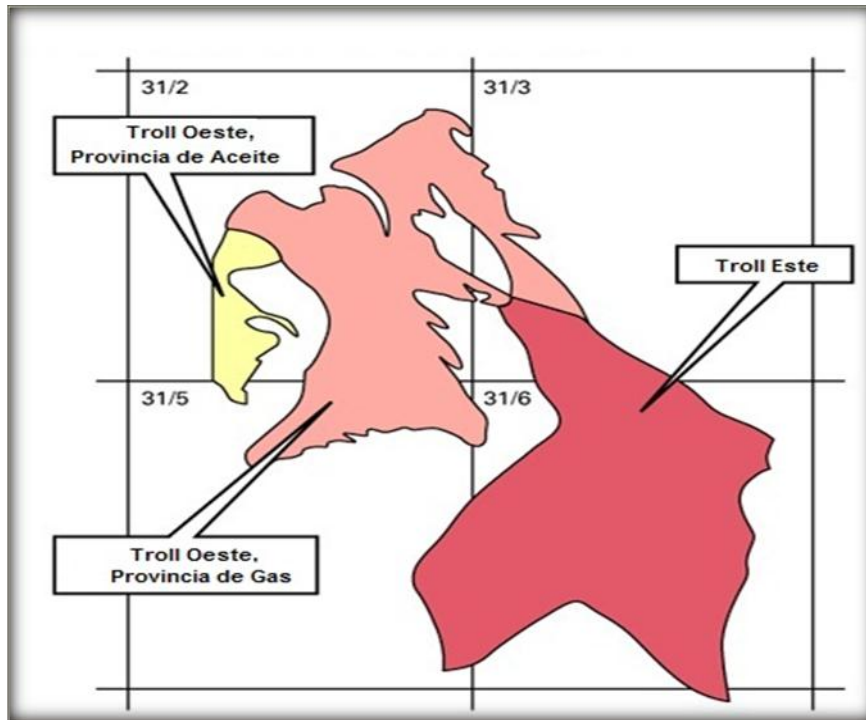


Figura 3.23 – Bloques que conforman el Campo Troll¹¹.

3.5.3 Experiencia operativa

El bombeo neumático usando el casquete de gas se elige principalmente para pozos localizados en una parte del campo donde se espera la conificación de gas. Bajo estas condiciones el bombeo neumático permitirá un gasto de producción lo suficientemente alto.

La producción de pozos con alto corte de agua puede facilitarse en el periodo anterior a la invasión del gas. En un caso, el gasto de aceite fue incrementado a más de 6,000 bpd inicialmente con el uso de gas. El gas se usa para optimizar la producción de aceite en un grupo de pozos.

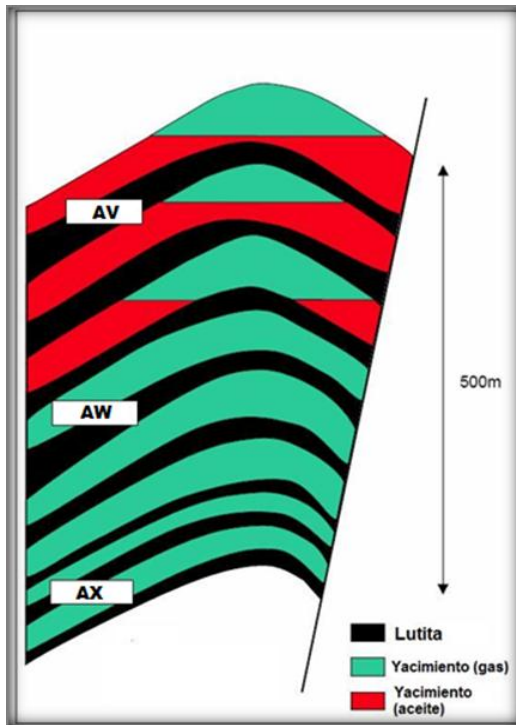
Cinco pozos en Troll C se terminaron con bombeo neumático natural. Tres de los pozos tuvieron cortes de agua bajos en su puesta en marcha y no requirieron usar este tipo de BN para llegar a su objetivo de producción. Sin embargo, tres pozos mostraron un aumento en su corte de agua. Los últimos dos pozos tuvieron un aumento importante en el gasto de aceite mediante el uso del BN natural¹¹.

Se logró un ahorro importante de tiempo en el diseño de este tipo de pozos en el Campo Troll. Los empaques de grava en los intervalos perforados se excluyen del procedimiento de terminación debido a la declinación de presión. Este tipo de terminaciones requieren aproximadamente dos días de tiempo operativo adicional. Cualquier tiempo de inactividad debe agregarse a esta estimación.



3.6 Inyección inteligente interna de gas

3.6.1 Ajuste geológico del yacimiento



En febrero de 2000 Brunei Shell Petroleum perforó y terminó el primer inyector interno de gas en el Bloque 11 del campo Ampa. Así, el pozo SWA-285 ubicado en la sección AV utilizó el gas de los yacimientos profundos AW/AX para la producción de aceite. La **Figura 3.24** muestra las secciones del campo Ampa.

El resultado es un plan de mantenimiento de presión que no requiere instalaciones superficiales. Las nuevas tecnologías de producción empleadas (que incluyen empaque de grava en agujero descubierto, control superficial por intervalo y medidores de fondo permanentes) permiten el control y seguimiento de la inyección de gas en el fondo del pozo.

Figura 3.24 – Distribución de los bloques AV, AW y AX del Campo Ampa¹².

La estructura geológica del campo está caracterizada por un anticlinal que ha sido seccionado mediante un ajuste en la tendencia de las fallas. El bloque 11 está rodeado por una falla llamada Betty-Baram que se extiende hacia el sur y el área 21 de la falla va hacia el norte, la cual separa el Bloque 11 del Bloque 12 y su fuerte acuífero. La **Figura 3.25** muestra la distribución del campo, dos pozos con inyección interna de gas y cómo la formación Betty Baram interrumpe la secuencia entre las secciones.

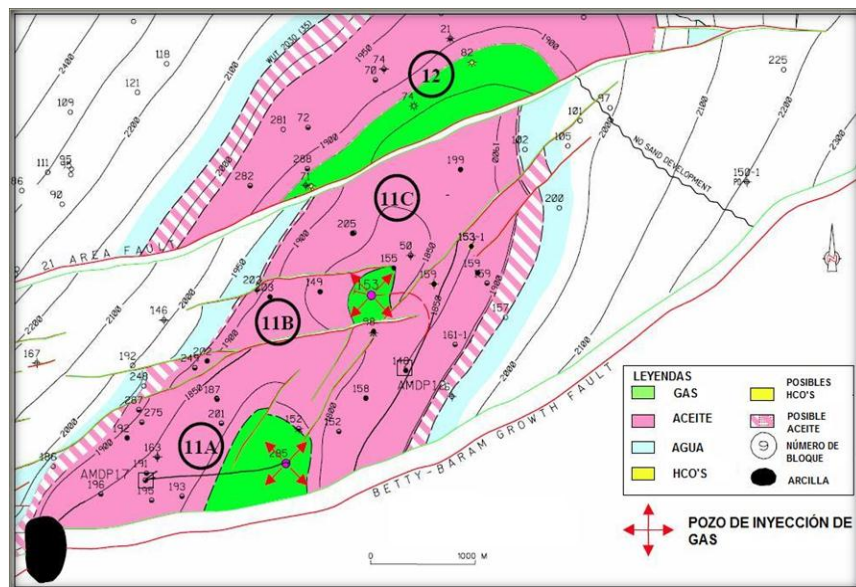


Figura 3.25 – Mapa de cimas del yacimiento AV mostrando las localizaciones de pozos con inyección interna de gas¹².



Los modelos geológicos de yacimiento construidos durante estudios integrados de campo revelaron que los sedimentos marinos poco profundos del Campo Ampa tienen continuidad lateral aunque tienden a deteriorarse con dirección del suroeste al noreste.

3.6.2 Plan de desarrollo del campo

Los estudios más recientes concluyeron que se necesita un esquema de mantenimiento de presión para obtener un cambio en el factor de recuperación. Los esquemas convencionales de inyección de agua y gas se consideraron previamente pero se rechazaron debido al alto costo de capital requerido. Se propuso una tecnología de “inyección interna de gas” para mejorar los mecanismos primarios de empuje^[12]. Los yacimientos consisten en una secuencia de yacimientos prolíficos de gas no asociado que han sido explotados históricamente.

El pozo SWA-285 fue perforado y terminado en febrero de 2011 como el primer pozo inyector de gas. Las reservas de aceite de este pozo se estiman en alrededor de 10 MMbbls.

3.6.3 Diseño de la terminación inteligente del Pozo SWA-285

Las características de diseño de terminación de SWA-285, mostradas en la **Figura 3.26** consisten en lo siguiente¹²:

- ◆ Empaque de grava en agujero descubierto para control de arena.
- ◆ Control superficial, válvula mini hidráulica (VMH) y válvula de control de intervalo (VCI) para controlar el encendido/apagado de la inyección interna de gas y la producción.
- ◆ Dos indicadores permanentes de fondo (IPF) para presión anular y temperatura para monitorear la caída de presión para cálculos del gasto de inyección de gas y monitorear la presiones del yacimiento si se decidiera cerrar las zonas.
- ◆ Redundancia mecánica para asegurar la operatividad continua del pozo incluso si un componente inteligente falla.

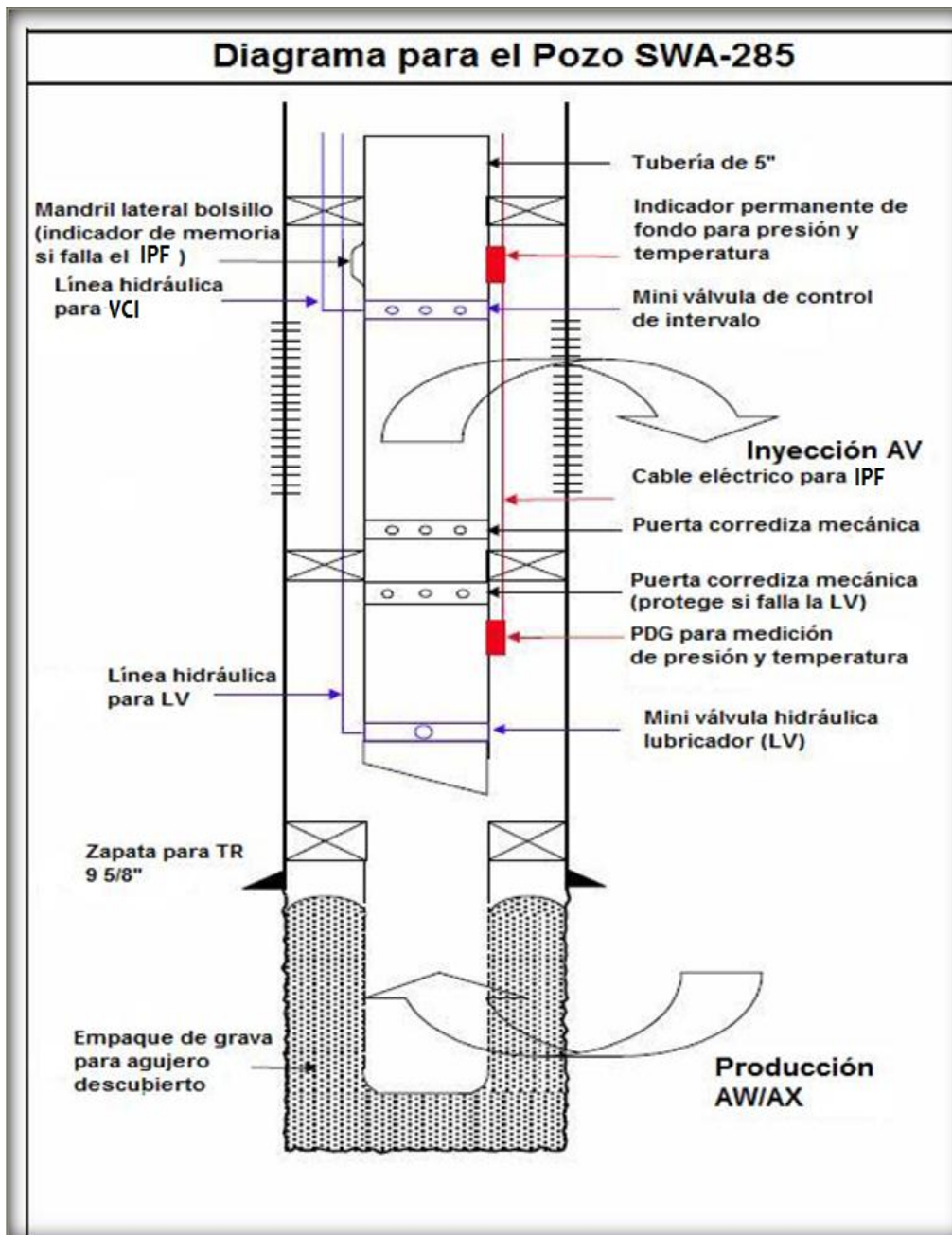


Figura 3.26 – Diagrama del pozo SWA-285^[12].

Se decidió instalar un sistema de control de arena. Se escogió un empaque de grava porque resulta más económico que colocar múltiples empaques y ocasiona un daño menor.

La VMH y VCI fueron seleccionadas para eliminar la operación de entrada con línea de acero. Para cerrar la LV y abrir la VCI se tuvo que poner a producir la zona para limpiar. De forma alternativa, el ácido puede ser inyectado a través de la VCI en la arena para estimular. No obstante, la producción y estimulación en la zona pueden realizarse sin intervención.



Se escogieron dos IPF para monitorear las presiones de fondo fluyendo de las zonas de producción e inyección, pruebas de estudio de pozo y cálculos del gasto de inyección.

Los datos se almacenan en una computadora personal y pueden ser monitoreados en tiempo real desde la oficina a través de un enlace a una red de área local.

La terminación SWA-285 tiene varias redundancias mecánicas. Las VCI o VMH pueden fallar al ser operadas hidráulicamente.

3.6.4 Perforación y terminación del Pozo SWA-285

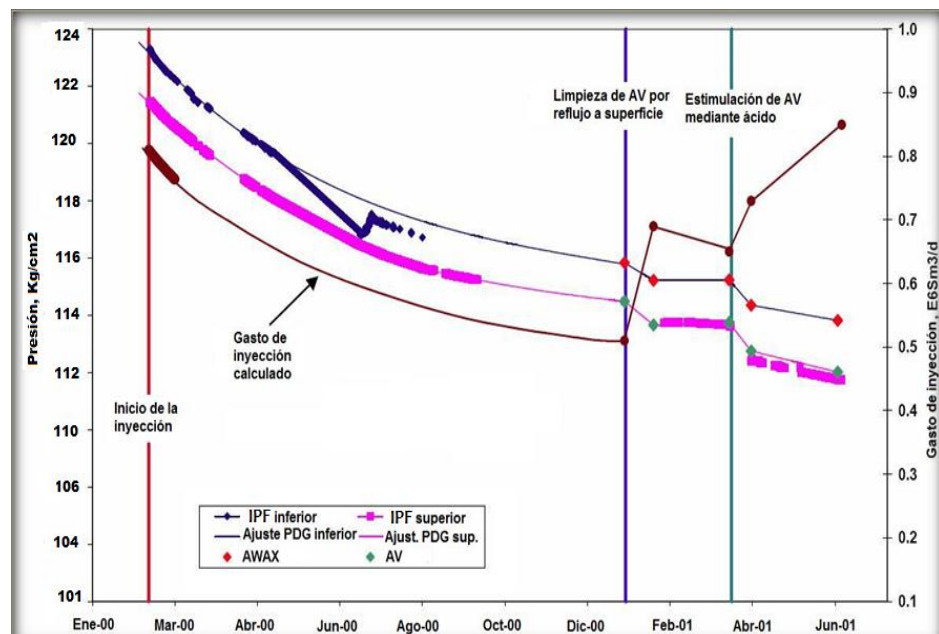
El pozo SWA-285 fue terminado en febrero de 2000. El pozo en agujero descubierto tuvo un desplazamiento con salmuera y se adaptó un empaque de grava. La salida temprana de arena resultó en el colapso de lutitas debido a la reacción con la salmuera ocurrida después de que se empacó cerca del 24%.

La arena AV fue perforada, se instaló la terminación inteligente y se usó tubería flexible para acidificar la zona AW/AX para remover el fluido de perforación. Durante la puesta en marcha las zonas AW/AX y AV fluyeron a la superficie⁹, entonces se inició la inyección interna de gas.

3.6.5 Resultados

Los resultados después de 17 meses de inyección interna de gas pueden resumirse en el resultado de presiones de fondo fluyendo cerca de las zonas de producción e inyección de SWA-285 como se muestra en la **Figura 3.27**.

El gas de inyección en la zona AV fue alrededor de ocho veces más bajo que su productividad calculada del periodo de limpieza. Esto



puede ser provocado por daño a la formación debido a la perforación, pérdida de fluido, disparos o limpieza inadecuada.

Figura 3.27 – Datos de presión de fondo fluyendo y gasto calculado de inyección¹².



El indicador de presión de fondo empezó a arrojar medidas erróneas y eventualmente falló. Sin embargo, pudo ajustarse una tendencia clara con los datos. La tendencia general fue confirmada por numerosos estudios de presión de fondo fluyendo.

La información de campo ha confirmado que la inyección interna de gas está dando resultados. Además, muchos pozos están produciendo con gastos más altos que los previos a la inyección interna de gas, esto se muestra en la **Figura 3.28**.

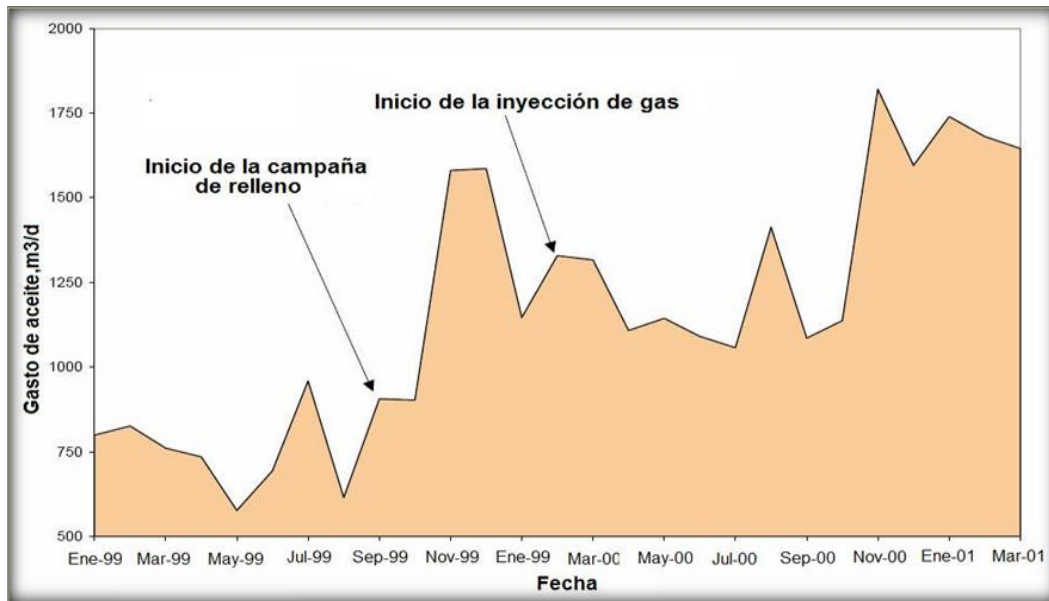


Figura 3.28 – Comportamiento de la producción de AV¹².



3.7 Terminaciones inteligentes con bombeo neumático en Cantarell

3.7.1 Análisis del caso Cantarell

El estado de madurez actual del campo Cantarell de la RMNE plantea diversas problemáticas en la extracción de aceite que exigen la aplicación de nuevas tecnologías de última generación en la arquitectura de las terminaciones de pozos para mantener tanto como sea posible los regímenes de producción actuales.

La optimización de la producción con el sistema de BN en Cantarell contempla el estudio de diferentes alternativas para terminar los pozos, entre ellas se encuentra colocar mandriles adicionales para la inyección de gas a profundidades apropiadas que permitan compensar las variaciones de presión en la red superficial de suministro de gas, BN con energía y gas propios del yacimiento (auto BN), BN profundo y una combinación de los anteriores. Lo anterior considera la realización de diseños de pozos que permitan seleccionar el punto de inyección apropiado de acuerdo a las condiciones operativas imperantes y los requerimientos de producción de la región¹³.

Se ha analizado la posibilidad de la aplicación de mandriles con válvulas inteligentes operadas desde superficie que le permitan producir al pozo aún en condiciones de baja presión en la red de suministro de gas. Se muestran los criterios de diseño para asegurar que en cada uno de los casos la productividad del pozo sea óptima. También serán enfocadas otras arquitecturas posibles de aplicar en las terminaciones de pozos para que puedan operar con sistemas duales de suministro de gas.

La Ingeniería de Producción de Pozos se encuentra permanentemente frente a nuevos retos que plantean la dinámica de producción del campo Cantarell, puesto que las consideraciones técnicas para el diseño de las terminaciones de pozos evolucionan en diferentes direcciones en búsqueda de nuevas alternativas que permitan mantener los actuales regímenes de extracción de aceite y gas.

El actual sistema artificial de producción por gas de BN implantado en el campo desde 1985 no encuentra competidores por la basta infraestructura que requieren y por el buen desempeño que éste ha mostrado. Actualmente se encuentra en evolución la búsqueda por optimizar sus parámetros operativos para ser más competitivo y dar respuesta a los requerimientos en aras de maximizar la producción del campo. La evolución del sistema de extracción por gas con BN continuo en Cantarell surge como consecuencia de la disminución en su Pws, lo que ocasiona que los parámetros operativos del sistema deban adaptarse a esta nueva y dinámica realidad.

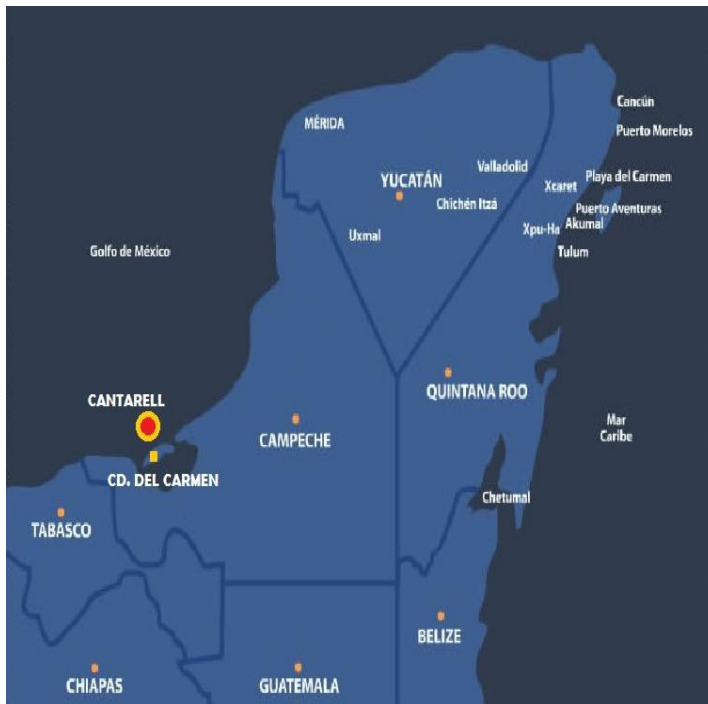


Fue necesaria la implementación de nuevas filosofías para el diseño de las terminaciones en donde tienen cabida nuevas ideas y tecnologías que ya son de aplicación en otros campos petroleros alrededor del mundo. Esta evolución se puede sintetizar como sigue:

- ◆ 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 de la declinación de presión del yacimiento.
- ◆ Incorporación de mandriles para inyección de productos químicos desde superficie para facilitar los procesos de deshidratación del aceite producido.
- ◆ BN profundo.
- ◆ BN con gas del casquete o auto BN.
- ◆ Terminaciones inteligentes para pozos con BN convencional, profundo y auto BN.

El levantamiento artificial representa el mayor costo en la operación de un campo de aceite y éstos tienden a incrementarse a medida que el medio de producción cambia con el avance de la explotación, como es el caso de los desarrollos costa afuera y en particular de Cantarell.

En el caso de un yacimiento con casquete de gas y acuífero de fondo en el cual se analiza la posibilidad de aplicar el auto BN. Lo principal es analizar las perspectivas que tienen las válvulas de BN inteligentes como parte del equipamiento a considerarse en diseños futuros de la terminación de pozos.



En la **Figura 3.29** se muestra la ubicación de Cantarell. La localización de los trabajos objeto del presente estudio están referidos principalmente a los pozos perforados en la formación Akal del Campo Cantarell que se localiza en el Golfo de México en la parte central de la Sonda de Campeche, la cual se ubica en la porción occidental de la Península de Yucatán frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 75 Km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

Figura 3.29 – Ubicación del campo Cantarell.



La estructura del campo Cantarell puede resumirse mencionando que es un gran anticlinal con dos bloques principales de empuje, uno superior o alóctono y otro inferior o autóctono. En el bloque superior, se localizan los campos Akal, Nohoch y Kutz, separados internamente por fallas¹³.

En el bloque bajo existen dos campos: Chac y Sihil, que fue el último campo descubierto. Es conveniente destacar que el bloque Akal es el más grande e importante de México y el sexto en el mundo. La **Figura 3.30** muestra un ciclo de descubrimiento de los campos de Cantarell.

Las principales formaciones productivas en Cantarell están compuestas por carbonatos sumamente fracturados y vugulares del Jurásico, Cretácico y Paleoceno Inferior. Dentro de Akal, las formaciones son hidráulicamente continuas y tienen un espesor medio de aproximadamente 1,220 m y un relieve estructural de 2134 m. Las permeabilidades encontradas en los pozos varían de 800 a 11,885 mD¹³.

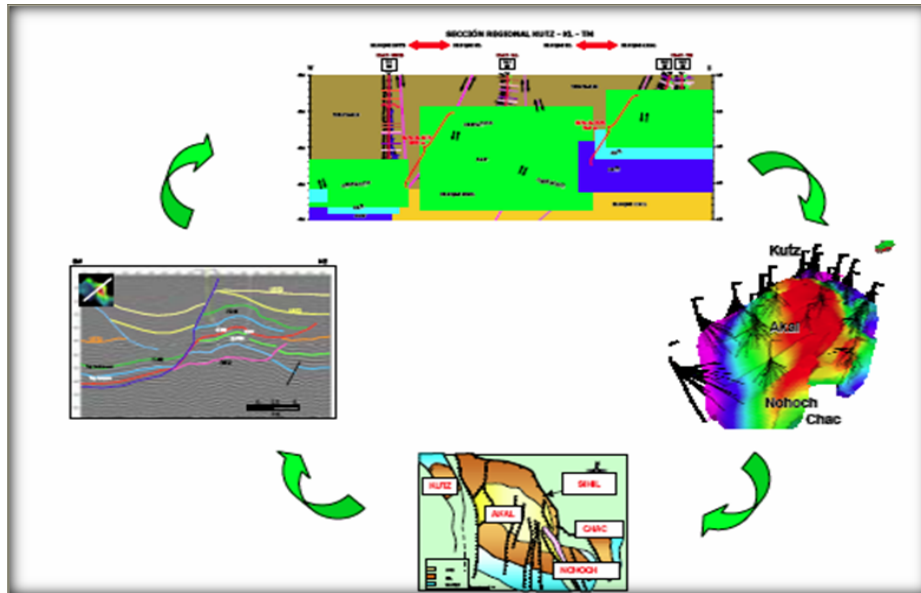


Figura 3.30 – Localización de los bloques en el campo Cantarell¹³.

La presión del yacimiento no es homogénea y varía según el tipo de formación geológica donde esté ubicado el pozo productor, como resultado de la explotación ésta ha disminuido de un valor inicial en 1979 de 270 kg/cm² a un valor actual en el rango de 90 a 95 kg/cm² en las formaciones del cretácico. En el año 2000 se inició un proceso de inyección de nitrógeno al casquete de gas con el objeto de mantener la presión del yacimiento.

El aceite producido en Cantarell es pesado de 22.4° API, la profundidad media del yacimiento es de 2,250 mvbnm, la profundidad del plano de referencia es de 2,330 mvbmr, la temperatura media es de 90 a 120° C, la presión de saturación es de 150 kg/cm² en el Cretácico.



La producción promedio diaria del campo oscila en los 1,600,000 bpd con una RGA promedio de 65 m³gas/m³aceite y un porcentaje de agua de 0 a 10%.

La infraestructura actual del campo está compuesta por 34 plataformas satélite, 6 centros de proceso: 430 pozos perforados, de los cuales 193 son productores. El sistema artificial de producción predominante es el BN con un tirante de agua en de 35 a 45 m.

El gas para el sistema de extracción por BN convencional es suministrado por una red superficial que asegura una presión de 70 a 74 kg/cm², lo que permite colocar los puntos de inyección entre los 1800 a 2300 m. En relación con la declinación del campo estas profundidades serán mayores teniendo como limitante la presión de inyección disponible¹³.

3.7.2 Terminaciones inteligentes, Campo Cantarell

Se entiende por terminación inteligente en un pozo a un sistema capaz de recolectar, transmitir y analizar los datos de producción-yacimiento y tomar acciones para mejorar los procesos de control y producción. El valor de la terminación inteligente inicia por su capacidad para modificar las condiciones operativas y comportamiento en el fondo del pozo a través del control de flujo y el monitoreo de la respuesta mediante la adquisición de datos de fondo en tiempo real, maximizando de esa manera el valor del activo.

Se trata de una tecnología emergente que permite a los operadores optimizar la producción del yacimiento y el comportamiento de las instalaciones del campo. La implementación de esta tecnología generalmente se ha restringido al desarrollo de nuevos campos debido a la complejidad percibida en la integración entre la superficie y la terminación inteligente en el fondo del pozo (es decir la combinación entre el monitoreo y el control de flujo). Sin embargo, las terminaciones inteligentes pueden ser aplicadas en campos maduros donde el comportamiento del yacimiento y el valor agregado por la terminación inteligente estén bien entendidos.

En el caso particular de las terminaciones inteligentes que se plantean en Cantarell están orientadas a cumplir con diversas filosofías de operación.

Los pozos terminados con BN convencional deben 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.



Esta filosofía también será aplicable cuando el diseño de la terminación se realice considerando un fuerte decremento de la Pws y el punto de inyección deba ser profundizado en un futuro inmediato, en estos casos el mandril operante será el que tenga la válvula inteligente y cuando la Pws decline, éste será cerrada desde superficie y para inyectar por el mandril convencional. La **Figura 3.31** señala los componentes del sistema inteligente y la colocación de la válvula para BN.

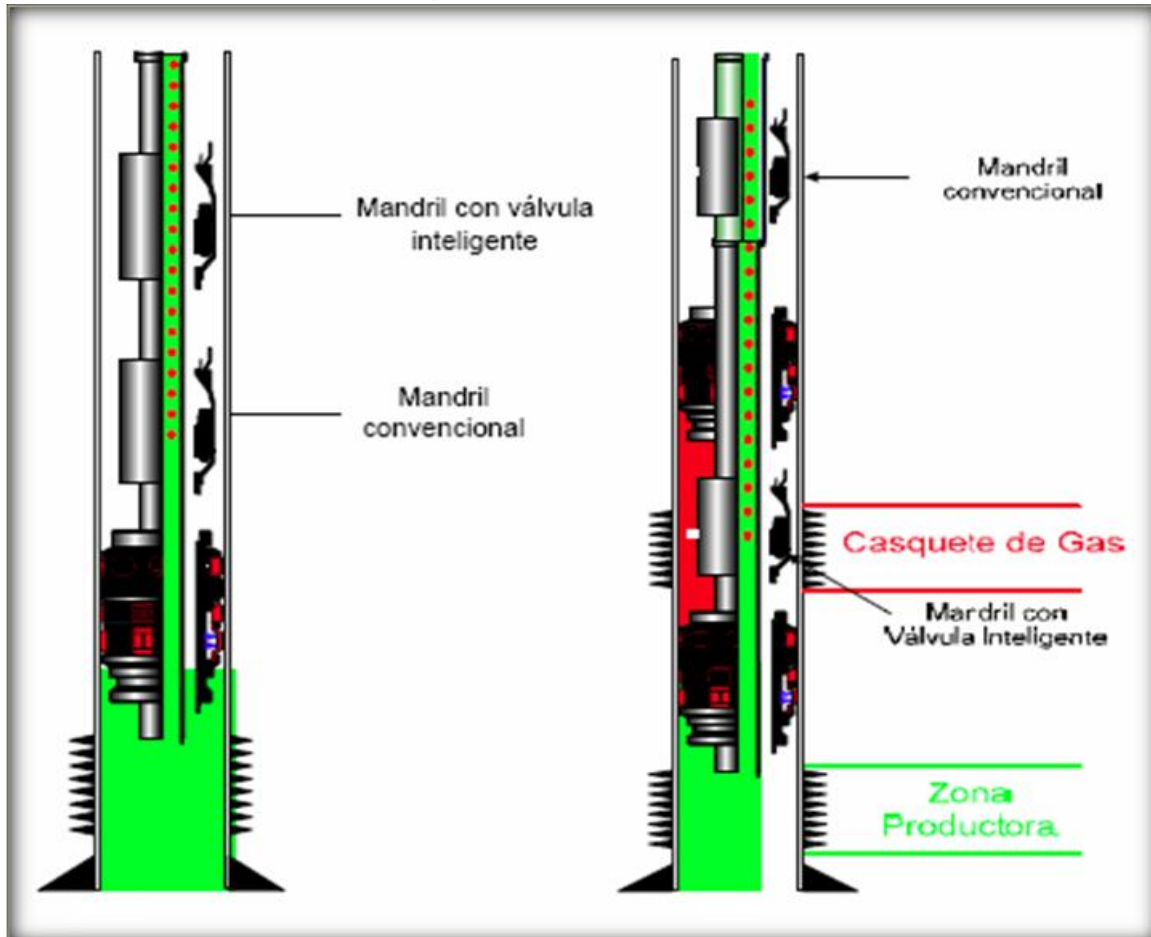


Figura 3.31 – Terminación inteligente para BN convencional¹³.

Para las terminaciones diseñadas con mandriles de BN profundo donde se requieren mayores presiones en la red de gas de inyección, también puede aplicarse la filosofía de operación descrita anteriormente. Es decir, cuando existan problemas de suministro de gas a alta presión se podrá operar con gas de la red de suministro normal abriendo la válvula inteligente desde superficie.

Para las terminaciones con árboles de válvula submarinos se plantea el mismo esquema. En este caso 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 cerrara la válvula inteligente, se inyectara gas de alta presión por el mandril inferior hasta que el pozo sea limpiado, luego se restituirá el sistema a su operación normal abriendo la válvula inteligente. Cabe aclarar que estos pozos también pueden ser candidatos a BN profundo por lo que la válvula inteligente y mandril profundo podrían cumplir con un doble objetivo.



En los pozos que se diseñen con el sistema de auto BN en donde el suministro de gas de inyección será captado desde el casquete de gas, el mandril con válvula inteligente será el operante y quien controle el ingreso de gas de inyección al aparejo.

3.7.3 Consideraciones para el Auto bombeo neumático en Cantarell

El concepto de auto BN se fundamenta en la producción de aceite utilizando la energía del gas in situ. Este proceso involucra la producción conjunta de un yacimiento de aceite y una zona contigua o no de gas en forma controlada, en Cantarell esta aplicación resultará bastante eficiente ya que debido a la inyección de N_2 en el casquete, el ritmo de restitución de gas que pueda utilizarse como auto BN es continua y tiene un bajo impacto en el mantenimiento de presión del yacimiento. Este proceso se aplica principalmente en yacimientos donde el mecanismo de producción es dual (empuje de agua desde el fondo y expansión de gas del casquete). Dependiendo del tipo de pozo y su terminación, se espera que el corte de agua incremente con el tiempo y eventualmente un método artificial de levantamiento puede requerirse para soportar la demanda de producción.

Desde el punto de vista del factor de recuperación, el desplazamiento de aceite por gas es mejor que el desplazamiento por agua. Esto se debe a la baja saturación residual de aceite cuando el gas es la fase desplazante. Los pozos horizontales son una muy buena alternativa para la producción de yacimientos con empuje dual cuando el espesor de la capa de aceite es relativamente bajo (comparado con la zona de gas y agua) porque proveen alta flexibilidad para localizar pozos dentro de la zona de aceite y satisfacer las estrategias de producción. En efecto, la definición de la localización del pozo y su producción juegan un rol mayor que el mecanismo de empuje.

Estudios numéricos y analíticos, experimentados en pozos y en campos diferentes, muestran que se logran mejores resultados por perforaciones de secciones horizontales tan lejos como sea posible del contacto gas–aceite. Algunos estudios han orientado incluso la locación de pozos en la zona de agua. Cuando el pozo está próximo a la zona de agua, los cortes de agua altos son típicos al inicio de la producción. Cuando éste es el caso, probablemente el BN será necesario para manejar los requerimientos de gastos de producción de líquidos y arrancar el pozo toda vez que sea cerrado. Para esta aplicación, las perforaciones en la zona de gas pueden proveer la fuente de gas y una válvula manejada desde superficie puede ser usada para controlar las cantidades de gas que debe entrar al aparejo, lo mismo que en una instalación de BN convencional. La principal ventaja de este esquema de terminación es la reducción de costos de infraestructura del sistema de levantamiento artificial, especialmente para localizaciones costa afuera y remotas.



El sistema que se plantea aplicar considera un equipo subsuperficial controlador de flujo de gas accionado desde superficie y que permite operar un pozo bajo el sistema de auto BN. La implantación de este sistema permitirá explotar cantidades adicionales de hidrocarburos utilizando el gas y la energía del propio casquete del yacimiento y será factible ahorrar el volumen de gas de BN que actualmente se suministra para hacer producir los pozos del complejo Cantarell.

Dadas las necesidades de PEP en lo se refiere a optimización de recursos y compromisos contraídos en la producción de aceite y gas, se requiere implantar nuevas tecnologías en sistemas de producción para optimizar su explotación a nivel subsuperficial.

Una de ellas es el denominado auto BN que consiste en tomar gas de un yacimiento superior e inyectarlo en la tubería de producción que transporta los fluidos de un yacimiento más profundo, lo anterior provoca un decremento del gradiente de presión de flujo desde el punto de inyección hasta la superficie, permitiendo la producción del gas de aceite para el cual haya sido diseñado. La fuente de energía será la presión del gas del casquete del bloque Akal.

Para poder implantar este sistema en los pozos candidatos es necesario contar con un dispositivo que permita controlar la entrada de gas del casquete hacia la tubería de producción, dicho accesorio es conocido como válvula inteligente y consta de varios accesorios como son: válvula reguladora, línea de control, empacador, protectores para la línea de control y unidad de control superficial¹³.

3.7.4 Válvula de bombeo neumático inteligente

La válvula inteligente controlada desde superficie es una válvula de estrangulación variable que fue diseñada para el uso en auto BN u otras aplicaciones especiales de levantamiento artificial.

El gasto de gas se controla por un par de ranuras (slots) diametralmente opuestas que pueden ponerse en cinco posiciones de apertura y una de cierre aplicando presión hidráulica por una sola línea de mando que se baja al pozo en una sola carrera durante la terminación.

Estas cinco medidas de ranura están disponibles para poder dimensionar el tamaño de la válvula según el rango de gas requerido por el BN del pozo. Al igual que en el equipamiento de BN convencional, la sección del orificio o ranuras de la válvula es recuperable con línea de acero o tubería flexible. El retorno de flujo a través del espacio anular es prevenido por una válvula check.



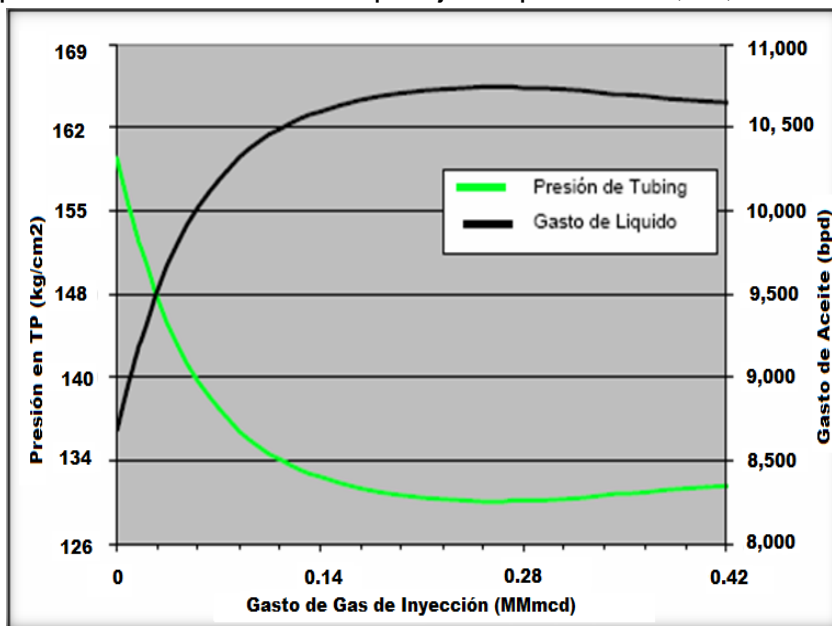
Esta válvula tiene varios requisitos primarios que deben ser considerados, estos son:

- ◆ Puede tener un rango discreto o continuo de posiciones que 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 modelado puede hacerse con bastante precisión, para asegurar que la válvula esté con el orificio adecuado para las condiciones del pozo.
- ◆ La válvula debe ser capaz de abrir, cerrar y cambiar su posición acorde con una presión diferencial y resistir los efectos abrasivos y erosivos del fluido.
- ◆ Debe tener una válvula check para prevenir el flujo del aparejo al espacio anular. Esto es necesario para poder realizar pruebas de hermeticidad del aparejo, registros de producción y evitar daños a zonas del casquete de gas, según sea la aplicación.

3.7.5 Cálculo del flujo de gas a través de la válvula de bombeo neumático inteligente

Es conveniente resaltar que el objetivo del BN, auto o convencional, es incrementar la producción de aceite o hacer que los pozos que no fluyen naturalmente puedan hacerlo reduciendo la presión hidrostática de la columna de fluido en el mismo. En un pozo con levantamiento artificial por BN, la P_{wf} es función de la cantidad de gas inyectado, de las propiedades de los fluidos, de los gastos de líquido y gas, de la geometría de la terminación del pozo y de los parámetros del yacimiento¹³.

En la **Figura 3.32** se muestran los efectos del gasto de gas de inyección sobre la presión en el interior del aparejo de producción, P_t , en las adyacencias del punto de inyección.



Cuando el gasto del gas de inyección incrementa, la P_t decrece porque la columna de fluido aligera. A partir de un cierto gasto de gas de inyección, la P_t comienza incrementar porque el aumento de la pérdida de presión por fricción es mayor que el decremento de la presión hidrostática.

Figura 3.32 – Gráfico de comportamiento de bombeo neumático¹³.



El gasto de líquido se comporta de manera opuesta, puesto que a bajas P_t disminuye la ΔP entre el yacimiento y el pozo en la vecindad del yacimiento (aumenta el drawdown) y el gasto de líquido incrementa.

El flujo de gas a través de una válvula de BN convencional es generalmente modelado usando la ecuación de Thornhill Craver, que requiere la presión corriente arriba (P_u) y corriente abajo (P_d) de la válvula, el área de flujo del orificio, los datos de las propiedades del gas y el coeficiente de descarga (C_v).

La **Figura 3.33** muestra las curvas de comportamiento para cinco posiciones de apertura de la válvula. Es importante destacar que estas curvas son graficadas generalmente considerando fija la P_u y variando la P_d . De ellas solo se solicita la P_u (y propiedades del gas) para las que fueron desarrolladas. La velocidad de flujo de gas a través de la válvula aumenta con el decremento de la P_d , cuando esta velocidad supera la velocidad del sonido las reducciones de P_d no producen efectos significativos en el flujo de gas porque los pulsos de presión no pueden ser transmitidos corriente arriba de la válvula. Las ecuaciones de flujo de gas normalmente toman en cuenta esto y no permiten que la relación de presión caiga por debajo de los valores críticos¹³.

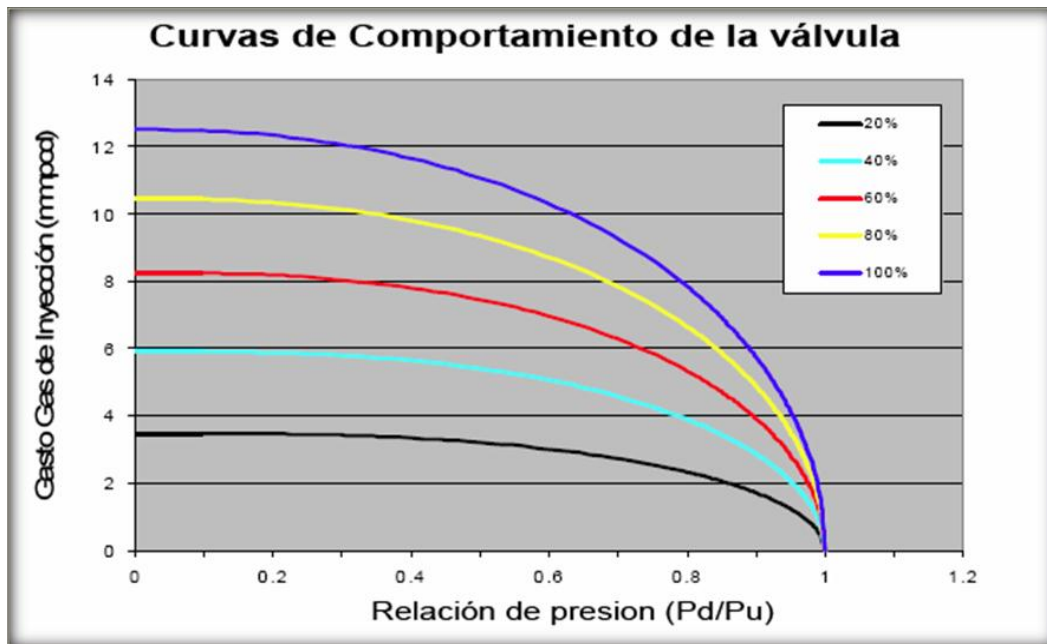


Figura 3.33 – Curvas de válvula con orificio abierto de 0.24 cm^2 .

En un pozo con auto BN, la P_u para la válvula inteligente es también una variable. Para conseguir mayor producción del casquete de gas su presión de fondo fluyente, P_{wf-gas} debe disminuir para que reduzca consecuentemente la P_u de la válvula. La diferencia entre la P_{wf-gas} y la P_u de la válvula será la diferencia entre la presión hidrostática existente entre estos dos puntos y la pérdida de presión por fricción en este tramo del espacio anular.



En aquellos casos donde la válvula está cerca del casquete y el área de flujo anular es relativamente grande, estos dos parámetros pueden considerarse iguales.

3.7.6 Dimensionamiento de la válvula inteligente

La selección apropiada de los accesorios de control de inyección de gas depende de la máxima cantidad de gas requerida. El gasto de gas de inyección, la P_{ws} y la P_{wf} son determinadas por el modelo de yacimiento. Las opciones disponibles para el sistema de control de flujo, se dividen básicamente en dos categorías, control discreto y continuo.

El control continuo se refiere a diversas posiciones de la válvula que pueden ajustarse, en cuanto al control discreto, éste se refiere a la válvula con un número finito de posiciones que vienen preestablecidas (normalmente de 6 a 11). El tamaño de la válvula o selección del rango de apertura por lo tanto es crítico para las válvulas de control discreto.

Dependiendo del espesor de la zona de gas, la ingeniería de diseño puede ser flexible en la posición de la válvula. Para un proceso de auto BN contiguo, puede ser deseable colocar la válvula tan lejos como sea posible de la zona de aceite, con lo que se consigue que la pérdida de presión a través de ella sea mayor y esto facilita el control de la zona de gas.

Una presión diferencial menor a 2.46 kg/cm^2 asegura el ingreso de gas al aparejo de producción. Como en el BN convencional, hay relación entre la profundidad de la válvula y el gasto de líquido a producir. A mayor profundidad de la válvula, mayor gasto de producción para el mismo gasto de gas de inyección. Por lo tanto cuanto más alejada esté la válvula de las perforaciones de la zona de aceite, más volumen de gas se requerirá para satisfacer un determinado gasto de producción.

Un análisis de sensibilidad realizado en un campo similar a Cantarell en Noruega con respecto de la posición de la válvula en una terminación, fue realizado para 24, 55 y 85 m de distancia por arriba del CGA. La ΔP promedio a través de la válvula fue del rango de 7.38 y 12.3 kg/cm^2 . El impacto en la producción fue menor del 1%, es decir, el gasto de producción fue ligeramente inferior con la válvula localizada en la parte superior de la terminación, para el mismo gasto de gas de inyección.

Para un estudio conceptual del yacimiento es necesario seleccionar una válvula con un rango de apertura que permita el flujo de 0.08 a 0.2 MMmcd de gas. Para este tipo de aplicaciones, donde el gas es tomado de una zona de gas contigua, como la presión diferencial a través de la válvula incrementa, se requerirá de un tamaño de válvula menor.



Una válvula de control discreto con 6 posiciones puede ser la apropiada para tener mayor flexibilidad en la operación del pozo. Esto permitirá optimizar la producción de líquido para producir solamente la cantidad de gas del casquete requerida por el sistema de auto BN. Para la eficacia de funcionamiento, debe mantenerse una operación óptima del sistema con el tiempo, y la velocidad de respuesta del operador es importante para ajustar los cambios en el sistema.

3.7.7 Rediseños de aparejos de producción

Otro de los aspectos importantes de la filosofía aplicada a los nuevos diseños de las terminaciones en Cantarell tiene que ver con los aparejos de producción. Puesto que este campo y en particular el bloque Akal es privilegiado en productividad, dicha bonanza en capacidad de aportación del yacimiento se acentúa en los pozos de agujero descubierto del cretácico y se merma en la formación del jurásico.

Tal como se mencionó anteriormente, Cantarell es un yacimiento maduro y como tal exige que los aparejos de producción sean rediseñados con la premisa de disminuir la presión de fondo fluyendo lo cual se logra con diámetros adecuados, puntos de inyección profundos y bajas presiones en la cabeza de los pozos.

Cuando se analizan los diseños de los pozos y se realizan sensibilidades al diámetro del aparejo de producción, en la gráfica se puede observar que los puntos de solución del análisis nodal se quedan en la parte izquierda de la misma, lo que significa que la producción está restringida por la tubería de producción.

De la teoría sabemos que en las tuberías de producción las caídas de presión del fondo a la superficie se deben a dos componentes principales: elevación y fricción, que podemos modificar mediante un adecuado diseño de la terminación del pozo con diámetros de aparejo acordes con las condiciones operativas esperadas.

De ello podemos visualizar la incidencia del diámetro del aparejo, cuando se emplean aparejos de producción grandes se reducen las caídas de presión por fricción e incrementan cuando se emplean aparejos de producción de diámetro reducido.

No hay que perder de vista los factores de fricción y colgamiento que también dependen, entre otros factores, del diámetro y que se toman en cuenta por los simuladores de flujo multifásico¹³.

Cuando se efectúa un rediseño de aparejo de producción es necesario realizar un análisis de sensibilidad considerando diferentes diámetros y profundidades, con el fin de determinar el diseño óptimo de terminación y si los diámetros propuestos son los adecuados para el pozo.



La **Figura 3.34** muestra un análisis que se realizó sobre un pozo tipo de Akal, al que se le intercambiaron diferentes diámetros de aparejos de producción con la finalidad de evaluar la energía que se pierde por el transporte de los hidrocarburos a la superficie así como el incremento o decremento de la producción.

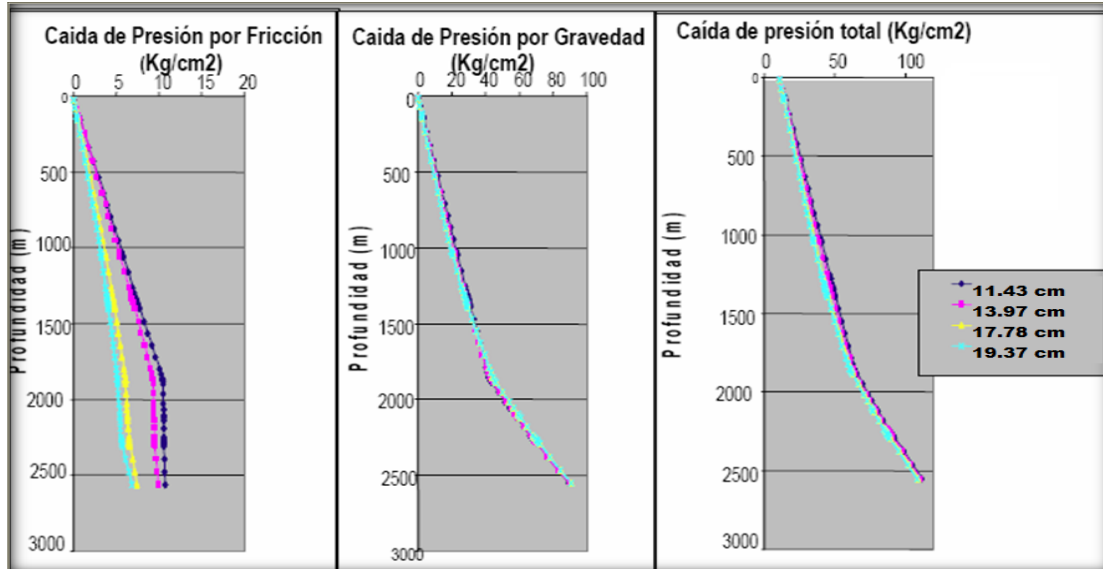


Figura 3.34 – Caídas de presión por fricción, elevación y totales para diferentes diámetros de aparejos de producción¹³.

También se determinaron las caídas de presión por fricción y por cambios de elevación. En la **Tabla 3.1** se pueden ver los resultados obtenidos del estudio para cuatro diámetros de apertura de la válvula.

CAÍDA DE PRESIÓN	11.43cm	13.97cm	17.78cm	19.37 cm
Por fricción, (Kg/cm ²)	10.72	9.92	7.44	6.81
Por elevación, (Kg/cm ²)	89.63	89.83	90.91	90.95
ΔP total, (Kg/cm ²)	100.36	99.76	98.35	97.77

Tabla 3.1 – Resumen de ΔP totales para diferentes aparejos en Cantarell¹³.

Adicionalmente durante este análisis se comparó la producción que pueden proporcionarnos los aparejos de producción de diferente diámetro operando el pozo bajo las mismas condiciones de presión en la TP y gasto de gas inicial para el análisis comparativo.



Como se puede observar en la **Tabla 3.2** para un pozo tipo de Akal, los aparejos de producción de 11.43 cm proporcionan una producción máxima de 4,000 bpd, el aparejo de 13.97 cm proporciona una producción de 7,300 bpd y los aparejos de 17.78 y 19.37 cm alcanzan producciones de 11,000 a 13,000 bpd. Con base en lo anterior y de acuerdo a las características de cada pozo en cuanto al IP, presiones de fondo y cercanías a los CAA y CGA, se selecciona el diámetro acorde a la producción esperada.

DIÁMETRO DEL APAREJO	Qo (bpd)
11.43cm	4,191
13.97cm	7,362
17.78cm	11,730
19.37cm	13,124

Tabla 3.2 – Cálculo de producción por aparejo de producción para Cantarell¹³.

En el caso de Cantarell y en particular del bloque Akal, los aparejos combinados 17.78 a 13.97 cm han dado excelentes resultados ya que tienen geometrías aptas para el flujo, pero también capacidad para el potencial manejo de agua antes del punto de inyección de gas para BN.

Teniendo en cuenta que las geometrías de las tuberías de revestimiento impiden en algunos pozos profundizar el punto de inyección con aparejos de diámetro compatible con las producciones esperadas, se analizó también el impacto que tiene la extensión de tubería por debajo del mandril de inyección de gas.

Así, se realizó un análisis para determinar los efectos que la tubería de producción tiene al quedar en la boca del liner, próxima a la profundidad óptima de inyección de BN o para extender la cola del aparejo en un diámetro menor hasta la siguiente tubería de revestimiento colocando un empacador o un Tie back.

3.7.8 Incentivos para la aplicación de terminaciones inteligentes en Cantarell

Las terminaciones inteligentes con válvulas accionadas hidráulicamente encuentran en el campo Cantarell un terreno propicio para su implementación, ya que para los proyectos de desarrollo del campo, tales como el BN profundo, auto BN y la perforación de pozos equipados con árboles de válvula submarinos serían una alternativa valiosa para el control del punto de inyección así como para el volumen de gas de inyección.

El levantamiento artificial utilizando el gas in situ es una alternativa para la explotación de las reservas de aceite de Cantarell. La utilización de una válvula de control de flujo operada desde superficie permite regular la cantidad de gas producido y por consiguiente optimizar la producción, al igual que en cualquier otra situación de levantamiento artificial.



La principal ventaja del proceso de auto BN es la reducción de costos en infraestructura de superficie para la extracción artificial, especialmente para pozos costa afuera.

En el ambiente correcto, el auto BN puede proveer beneficios significativos financieros sobre el BN convencional por la eliminación del tradicional costo de capital y la habilidad para reparar pozos donde por restricciones de espacio no se pueda tener instalaciones para la compresión del gas. El auto BN, aunque no es común, puede ahora ser considerado como una tecnología establecida en el mercado.

El modelado de pozos con auto BN es un proceso relativamente sencillo cuando la metodología se comprende ya que puede ser implementada directamente a través de los simuladores de flujo multifásico utilizando las técnicas de análisis nodal. La instalación de sensores de presión para registrar las presiones de la TP y del espacio anular en las cercanías de las válvulas inteligente es de gran ayuda para modelar y optimizar los pozos con auto BN.

Los diámetros de aparejos de producción reducidos originan mayores caídas de presión por fricción y disminuyen la producción, las tablas que aparecen en la literatura técnica deben siempre ser referidas al yacimiento sobre el cual se estudiaron y no deben generalizarse para cualquier tipo de yacimiento.

Los aparejos de producción de 19.37, 17.78 o 13.97 cm de diámetro son los más adecuados para el manejo de la producción de Cantarell en las formaciones Cretácicas, sin embargo, se deberá realizar un estudio específico en cada caso, sobre todo cuando se trate de formaciones con menor productividad y baja presión de yacimiento¹³.



REFERENCIAS

1. Ronald Harvey, Jr., and Troy Smith, **“Gas Lift Automation: Real Time Data to Desktop for Optimizing an Offshore GOM Platform”**; SPE 84166, 2003.
2. **Omega Manual Products, “Two Pen Chart”**,
http://www.omega.com/ppt/pptsc.asp?ref=CT7310_CT7311_CT7312
3. **Abqaiq Revisited, “Some Geological Analysis of Potential Saudi Depletion”**
<http://www.theoil Drum.com/node/5882>
4. Michael Konopczynski, Suresh Jacob; **“SmartWell Completion Utilizes Natural Reservoir Energy to Produce High Water-Cut and Low Productivity Index Well in Abqaiq Field”**
5. **Well Dynamics Library “Library_section/pdfs/smartwell systems”**,
<http://welldynamics.com>
6. Saudi Aramco, and Adrian Villarreal, **“Utilization of In-Situ Gas Lift System to Increase Production in Saudi Arabia Offshore Oil Producers”**; Baker Hughes; SPE 120696, 2009.
7. Kim Sam Youl, and Harkomoyo **“Indonesian Operator’s First Field-Wide Application of Intelligent-Well Technology – A Case History”**; OTC 21063; 2010.
8. Konopczynski, M.. Tolan, M. **“Intelligent Well Technology Used for Oil Reservoir Inflow Control and Auto-Gas Lift, Offshore India”** SPE 105706, 2007.
9. S. Betancourt, Schlumberger, K. Dahlberg, Norsk Hydro **“Natural Gas-Lift: Theory and Practice”** SPE 74391, 2002.
10. http://www.voyagesphotosmanu.com/mapa_geografico_noruega.html
11. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-104/issue-17/special-report/geosteering-precisely-places-multilaterals-in-norwaysquos-troll-field.html>
12. Hon Chung Lau, Robert Deutman, Salim Al-Sikaiti and Victor Adimora, Brunei Shell Petroleum Co.; **“Intelligent Internal Gas Injection Wells Revitalise Mature S.W. Ampa Field”**; SPE 72108, 2001.



- 13.M.I. Antonio Rojas Figueroa, Ingeniería de Producción de Pozos, Ing. Juan Carlos Rodríguez, ***“Terminaciones inteligentes para bombeo neumático en el Campo Cantarell”***; 2007.



Capítulo IV

Metodologías para la Aplicación de Terminaciones Inteligentes





4.1 Automatización del Campo Amberjack

4.1.1 Metodología de optimización para BN inteligente, Amberjack

En el campo Amberjack se realizó una optimización para perfeccionar el bombeo neumático, está basada en el manejo de información a través de mecanismos de medición y adquisición de información de pozo. Esto permitió en gran medida satisfacer las condiciones de operación y gastos de inyección necesarios para lograr un levantamiento artificial más eficiente a través de SCADA. En la **Figura 4.1** se muestra un diagrama de los factores que en conjunto determinaron el éxito de esta optimización.

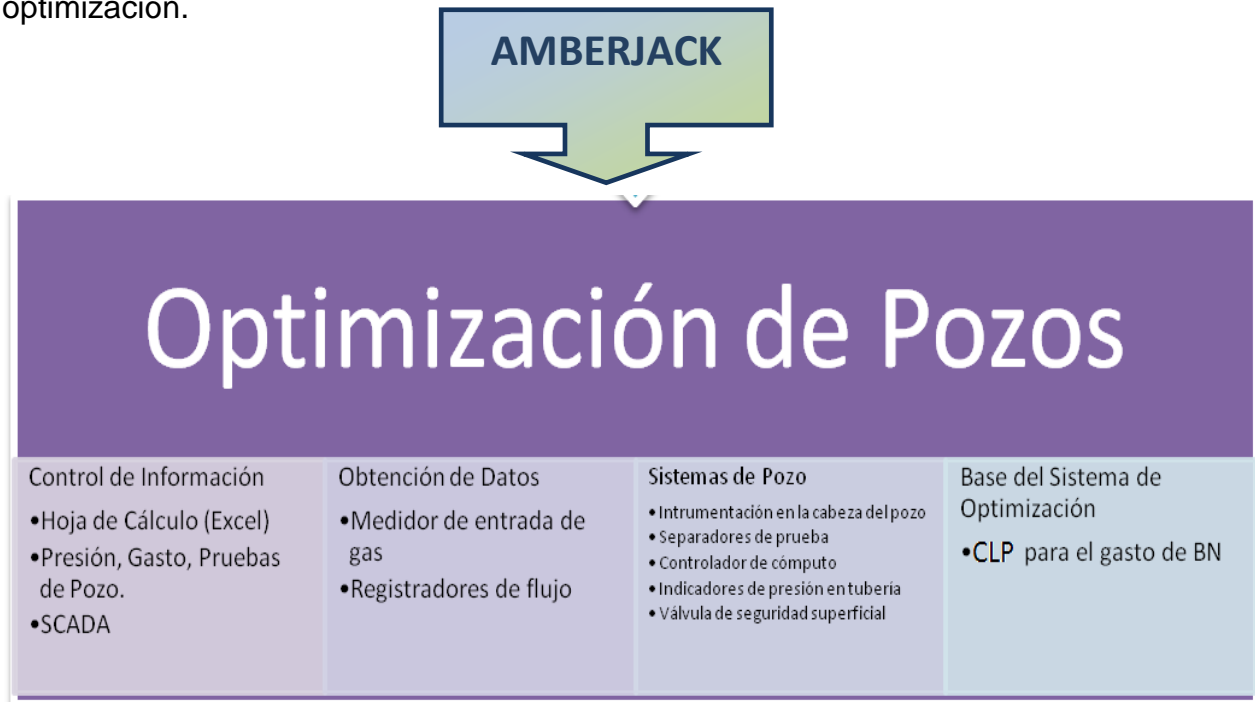


Figura 4.1 – Diagrama de consideraciones en la aplicación de la optimización en el Campo Amberjack.

a) Control de Información

Para el manejo de datos de pozo como presión, temperatura, gastos y pruebas de pozo se utilizaron registros en hojas de cálculo y un sistema SCADA para su supervisión. Esta información es de gran utilidad para analizar cambios en las condiciones del sistema de bombeo neumático, requerimientos de gastos e incrementar la producción manejando los rangos de apertura de la válvula necesarios.

b) Obtención de Datos

La obtención de información se da a través de un medidor de entrada de gas y registradores de flujo. Esto permite conocer las condiciones de flujo, velocidades y requerimientos de gas para optimizar el proceso del bombeo neumático.



A su vez, el conocimiento de esta información permite optimizar el equipo del pozo para lograr la producción deseada.

c) Sistemas de Pozo

Los sistemas que se optimizan en el pozo consisten de instrumentación en la cabeza del pozo, separadores de prueba, indicadores de presión en tubería y válvula de seguridad superficial. La aplicación de estos sistemas tiene como propósito incrementar la producción y mejorar las condiciones del sistema de BN.

La base de este sistema de optimización consiste de un CLP que permite crear un vínculo para el monitoreo de las condiciones del pozo, con ello se pueden tomar decisiones a tiempo sobre las condiciones de operación.

4.1.2 Monitoreo de fondo y movimientos

El monitoreo de fondo permanente toma lugar en 1960 usando equipo modificado sin cable pero los indicadores de fondo usados han mejorado desde entonces. Hoy en día, las terminaciones inteligentes usan indicadores de presión y temperatura para monitorear los fluidos en la tubería y en el espacio anular. Las válvulas que controlan el fluido están entre los componentes más importantes en cualquier configuración de fondo. Las válvulas de control de flujo de fondo originalmente fueron dispositivos simples con dos ajustes: abrir y cerrar. Ahora, los ingenieros pueden usar válvulas sofisticadas con 10 posiciones secuenciales de estrangulamiento y una posición de cierre total.

Por ejemplo, la válvula TRFC-HN LP puede controlar la producción desde adentro de la tubería. La válvula TRFC-E también es recuperable pero tiene un estrangulador electromecánico ajustable y sensores integrados de presión, temperatura y flujo másico¹. Estos sensores pueden medir datos de flujo dentro de la tubería y el espacio anular, la **Figura 4.2** esquematiza la ubicación de estos dispositivos.



Figura 4.2 – Válvulas TRFC-HN AP y TRFC-HN LP trabajando en combinación para controlar la producción desde dos zonas¹.



Las terminaciones inteligentes usan indicadores, válvulas, empacadores y otros equipos para integrar el aislamiento zonal, control de flujo, sistemas artificiales y control de arena. No obstante, hay mucho más en las terminaciones inteligentes además de la seguridad¹.



Se usa un ciclo de monitoreo, simulación y control para optimizar la producción o inyección. La actualización dinámica es un ingrediente crítico en el monitoreo y control del yacimiento, dicho ciclo es representado en la **Figura 4.3**.

Figura 4.3 – Ciclo de monitoreo, simulación y control del yacimiento¹.

4.1.3 Integración de los sistemas superficiales e interfaz

El sistema de control superficial es un elemento clave para el éxito total del sistema de pozos inteligentes, brinda la plataforma de intercambio de información entre el equipo de fondo y el proceso de toma de decisiones en superficie como medida para implementar acciones que mejoren el comportamiento del pozo¹.

La falta de una filosofía operativa clara podría llevar a un diseño incorrecto del sistema de control y finalmente a una falla económica. Cualquier operación que espera su beneficio del monitoreo en tiempo real y optimización requerirá un sistema de control superficial automatizado.

El proceso de selección del sistema también involucra su integración con sistemas de terceros, especialmente en un ambiente submarino. La integración involucra la interacción del sistema superficial con otros accesorios como módulos de control submarinos, protocolos de comunicación, unidades de potencia hidráulica, aplicaciones para uno o varios pozos, selección de la válvula de seguridad sub-superficial, manejo y almacenamiento de información. Otros factores son el rango del sistema, compatibilidad con el fluido hidráulico, requerimientos ambientales, requerimientos de potencia y suministro de energía.

La integración de una tarea multidisciplinaria que requiere operación cercana e interacción entre todas las partes involucradas como lo son el operador, el equipo de terminación inteligente y en algunos casos, proveedores del sistema artificial, pozos multilaterales y sistemas de control de arena.



El requerimiento del nivel de integración varía ampliamente con el sistema de pozos inteligentes seleccionado y la filosofía operativa del campo. Dependiendo de la complejidad del proyecto, estas interfaces pueden requerir modificaciones a los sistemas existentes para acomodar adecuadamente el diseño del sistema. El manejo del proceso de integración por un equipo experimentado puede llevar a ahorros importantes durante el proyecto al momento que minimiza los riesgos y problemas durante la instalación mediante la determinación de que todos los elementos estén trabajando en conjunto.

4.1.4 Instalación de campo

La instalación de campo es la parte más importante para comenzar el proyecto, un retraso en la fase de instalación podría ponerlo en peligro si no se maneja de forma apropiada. La instalación debe ser bien manejada y planeada por personal experimentado dado el impacto que tiene en la seguridad del sistema. Dependiendo de la complejidad del proyecto, todas las partes interesadas deben involucrarse antes de la instalación para preparar e implementar procedimientos críticos y manuales. Esto provee una formación esencial de trabajo en equipo por parte del personal para compartir información, conocimiento y mejores prácticas.

Las acciones de pre-planeación distribuirán responsabilidades, identificarán competencias y aprovecharán sus habilidades para cubrir las necesidades de entrenamiento.

En algunos casos, los eventos de pre-instalación podrían exponer deficiencias críticas en el equipo de instalación. Tales deficiencias pueden requerir modificaciones del equipo donde sea necesario o ajustes a los procedimientos. Es importante establecer un sistema donde se pueda capturar, documentar y comunicar las lecciones de forma eficiente. Esto promueve mejoras continuas en el proceso de instalación de forma simple y dinámica.

4.1.5 Actividades posteriores a la instalación

El valor de los sistemas de pozos inteligentes puede alcanzarse sólo si el sistema instalado es diseñado y ajustado para los objetivos deseados. Para lograrlo, debe haber planes concisos sobre la utilización de la información adquirida y funcionalidad del sistema. El plan debe estar preparado para alcanzar el valor completo del sistema. El uso apropiado de la información de los componentes de fondo es una condición necesaria para alcanzar los beneficios totales del sistema de pozos inteligentes¹.

El uso de la información debe relacionarse con los objetivos del proyecto e incorporarse en la filosofía de operación del campo y el pozo. Una desconexión entre la funcionalidad del sistema instalado y la filosofía de operación del campo comprometerá la habilidad para alcanzar totalmente los beneficios de esta tecnología.



El proceso involucra la recolección de información, manejo integral de activos/zonas y decisiones tempranas para controlar los procesos de inyección o producción según se requiera, como se observa en la **Figura 4.4** la ejecución de este proceso dará como resultado la obtención del campo petrolero digital. Los objetivos de manejo de un activo pueden enfocarse en parámetros de optimización a corto o largo plazo¹.

El manejo de activos a corto plazo conlleva parámetros de proceso que responden a periodos cortos de tiempo y usualmente están en una zona del yacimiento. La optimización a corto plazo a menudo se enfoca en maximizar la producción de hidrocarburos y la rentabilidad en un tiempo breve. La optimización de yacimiento a largo plazo está caracterizada por procesos que pueden tomar semanas, meses o años para responder a las perturbaciones.

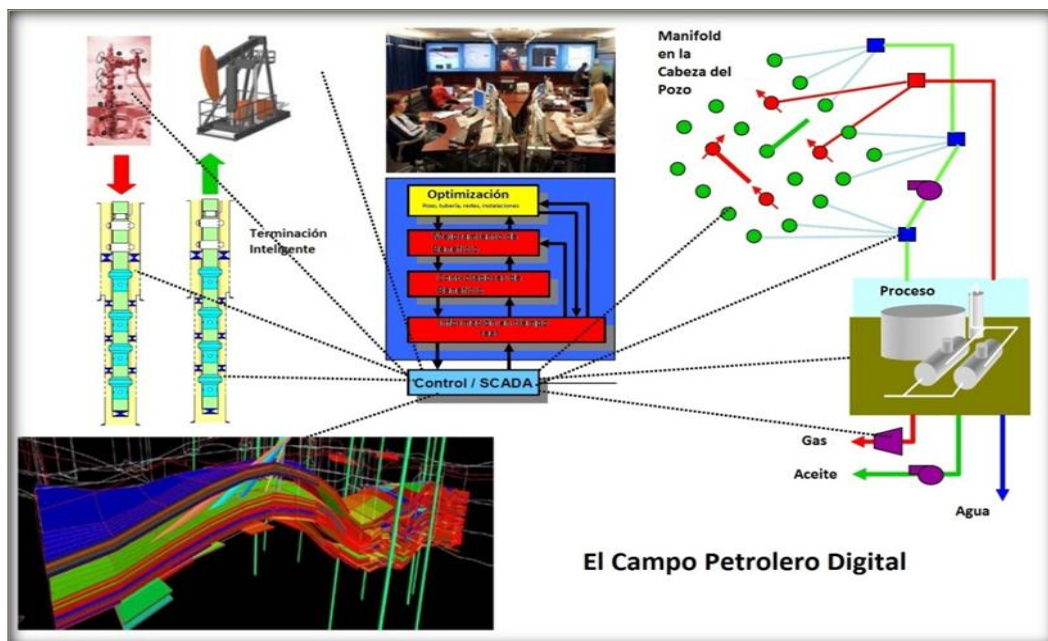


Figura 4.4 – Integración de sistemas en el proceso de toma de decisiones para el campo inteligente¹.

Del análisis a las siguientes recomendaciones se incrementan las oportunidades de éxito de un proyecto y se asegura la entrega del valor asociado a un pozo²:

- ◆ La tecnología de pozos inteligentes debe incorporarse lo más pronto posible en el proceso de desarrollo de un campo.
- ◆ Adoptar un enfoque estocástico para la proyección de un candidato y un proceso de identificación.
- ◆ Los ingenieros de proyecto deben incorporarse lo antes posible e involucrarse en la administración y coordinación de las actividades de proyecto.
- ◆ La selección del sistema de pozos inteligentes debe estar alineada con los objetivos identificados para incorporar la dinámica del yacimiento.
- ◆ El sistema de integración debe ser conducido tempranamente para identificar los problemas y proponer soluciones factibles.



- ◆ La selección del sistema superficial debe considerar los objetivos de control y alcances.
- ◆ La formación e integración temprana de un equipo de instalación de campo debe asegurar la continuidad y oportunidades de entrenamiento.
- ◆ Se debe preparar una filosofía operativa clara y concisa que indique al personal sus roles y responsabilidades.

4.1.6 Sistemas de monitoreo

Los parámetros de monitoreo de fondo tales como presión, temperatura y flujo es de vital importancia en los sistemas de pozos inteligentes. La instrumentación de fondo provee información en tiempo real que es analizada y usada para la toma de decisiones en acciones de control dinámicas durante la producción o inyección. Los mecanismos de monitoreo más convencionales son indicadores eléctricos de presión y temperatura. Los indicadores de fondo se han usado desde 1960. Continuas innovaciones han resultado en indicadores que operan en ambientes de alta presión y temperatura³.

En el punto más básico del sistema el indicador de fondo permanente proveerá un solo punto de presión y temperatura, pero en sistemas más sofisticados arrojarán datos como presión/temperatura en varios puntos, flujo másico, corte de agua y densidad del fluido.

Otras tecnologías como sistemas de monitoreo ópticos permanentes en el pozo están disponibles de forma comercial y han ganado aceptación en la industria. Los sensores ópticos pueden usarse para presión y temperatura en un solo punto, sensores de distribución de temperatura (DST) y medición en una o más fases. El DST es una tecnología que brinda al usuario una técnica para medir la distribución de temperatura a lo largo de la línea.

4.1.7 Interpretación de información, análisis y aplicación

La interpretación y análisis de información son pasos importantes en las tecnologías inteligentes dado que se toman decisiones en las acciones de control dinámico durante las operaciones de pozo. Los tipos de información disponible de la tecnología de pozos inteligentes actual incluyen presión y temperatura de fondo y gastos en el fondo o la superficie. Las mediciones de gasto en el fondo eliminan la necesidad de factores de conversión PVT en muchos de los análisis y minimizan los efectos de almacenamiento en el pozo durante pruebas.

Con la capacidad de medición de presión de fondo en tiempo real, los análisis transitorios de las pruebas de pozo y pruebas de interferencia multi-pozo pueden conducirse de la manera necesaria durante los cierres en la zona, llevando consigo información importante como permeabilidad del yacimiento, daño, comunicación del yacimiento en formaciones compartimentadas y distribución de flujo en pozo con varias zonas³.



Utilizar la técnica de análisis mediante curvas de declinación, el índice de productividad independiente del tiempo y la presión de yacimiento pueden monitorearse, esto arroja información importante sobre la estrategia de manejo del yacimiento y problemas de terminación. Con los sistemas inteligentes, los operadores pueden obtener estas pruebas en cualquier momento sin costos adicionales, intervención y con pérdidas de producción asociadas mínimas³.

La información de temperatura distribuida monitoreada mediante DST tiene una fuente importante para el perfil de inyección o producción de los pozos. Tanto soluciones analíticas como modelos numéricos térmicos han sido propuestos para estimar los gastos cuantitativamente a lo largo del pozo basado en perfiles de temperatura. Los parámetros clave en estos modelos son las fases, propiedades de los fluidos, efecto Joule-Thompson y la variación de la temperatura geotérmica. Hay algunos retos técnicos en los pozos horizontales donde no hay un gradiente de temperatura importante a lo largo de la sección horizontal. Bajo estas circunstancias se requieren aún más investigaciones.

La información de temperatura ha sido útil para entender y optimizar las operaciones de campo. Tales aplicaciones incluyen el monitoreo de eficiencia de recuperación térmica y evaluar la distribución del agua de inyección. Con el efecto Joule-Thompson siendo un efecto de temperatura más pronunciado comparado con los casos de flujo de agua/aceite, la información de temperatura puede localizar fácilmente la invasión de agua en pozos productores de aceite. Esto también se ha usado para monitorear las condiciones de operación de la válvula de gas y detectar problemas con las válvulas en pozos con bombeo neumático³.

4.1.8 Optimización de campos petroleros utilizando tecnología inteligente

La automatización de un campo petrolero es práctica y posible hoy en día dado que las disciplinas tecnológicas relacionadas están en las etapas correctas de desarrollo y madurez. Se tienen sensores inteligentes, controles mejorados para operar el equipo, tecnología sin cable, sistemas de información y se ha dado mayor importancia a la colaboración; en conjunto esto permite lograr campos inteligentes que pueden ser manejados desde localizaciones remotas. Estos factores pueden considerarse como las partes que han hecho posible a los campos inteligentes.

Es bien sabido que las metas típicas de negocio y los objetivos para cualquier automatización de un proyecto de campo petrolero son⁴:

- ◆ Incrementar la producción reduciendo las pérdidas mientras se extiende la vida productiva del pozo.
- ◆ Reducir los costos al mejorar la eficiencia de la producción.
- ◆ Extender y maximizar la rentabilidad del campo de aceite.
- ◆ Manejar los campos con menos recursos a través de procesos de estandarización.
- ◆ Incrementar la producción interdisciplinaria a través de información compartida.



Para que se alcancen estos beneficios, la clave es identificar la tecnología, métodos y procesos de trabajo así como los elementos individuales necesarios para incorporarlos a todas las operaciones.

La información de los sensores provee la información básica necesaria de flujo por diferentes estratos desde el fondo para crear la base en la toma de decisiones más informadas en cuanto a procesos optimizados y mayor eficiencia de la producción⁴.

Los programas de automatización de campo pueden considerar factores o capas que permitan llevarlo a cabo. La mejor manera para distinguir estas capas dentro de un proceso de optimización está basada en las disciplinas tecnológicas que juegan un papel importante en la información disponible de los pozos. Al final del proceso de automatización del campo se pueden separar las siguientes capas en diferentes aspectos individuales que involucran sensores y control, conectividad y transmisión de información, acceso a la información y finalmente, elaborar la base de trabajo.



Figura 4.5 – Capas o fases del campo inteligente para alcanzar la automatización del campo⁴.

En la **Figura 4.5** se puede observar como las diversas capas del proceso aprovechan el uso de la tecnología asociada a los programas de automatización para la toma de decisiones.



4.1.9 Sensores y control en el campo

Los sensores son los elementos básicos más requeridos en cualquier implementación de campo inteligente. Hay fuentes para la información usada mediante todas las demás capas. La información de dichos sensores monitorea en sub-superficie y bajo condiciones de planta, parámetros como presión y temperatura en los diferentes puntos en el campo así como gastos de hidrocarburos. Esta información constituye la base para las operaciones mediante la cual se hace el control del equipo, tal como abrir una válvula o correr una bomba. La información sirve como la base para el control del equipo de operación en el campo a largo plazo.

Con el avance de la tecnología hay nuevos tipos de sensores que hacen posible la adquisición de información, tales como medidores de flujo multifásico, sensores de distribución de temperatura, etc. Estos novedosos sensores pueden instalarse más rápido y fácilmente usando tecnología sin cable y también han sido diseñados para operar de forma fiable en campos remotos donde prevalecen altas presiones y temperaturas.

El equipo de automatización de campo consiste en sensores de presión, temperatura y flujo con algún significado asociado con el almacenamiento a corto plazo antes de la transmisión. Las otras áreas de automatización de campo importantes consisten en el equipo de operación que necesita ser controlado tal como bombas, estranguladores, mangas deslizables, etc., que a su vez son monitoreadas por sensores. Dichos sensores y equipo están unidos al cabezal que es controlado mediante una unidad terminal remota (RTU), la cual está conectada a un sistema de adquisición de información y supervisión de control (SCADA).

Ejemplo de los sensores y equipo de operación son⁴:

- ◆ Sistemas de monitoreo de fondo permanente que consiste en indicadores de orificio para presión y temperatura y la unidad de adquisición de información relacionada que conecta con la RTU.
- ◆ Medidor de flujo multifásico que captura los gastos de hidrocarburos y lo envía a la RTU para poder hacer cálculos acertados. La información entonces se envía a SCADA.
- ◆ El equipo de terminación inteligente tiene válvulas de fondo que controlan los diferentes aportes laterales. Estas válvulas se controlan desde la superficie usando un controlador lógico programable. Estos pozos usualmente se equipan con sistemas de monitoreo de fondo y están conectados a la terminación inteligente y después a la RTU y el sistema SCADA para control remoto.

En esencia, los ejemplos de sensores y equipo existentes señalados arriba para los procesos físicos de campo básicos que necesitan ser monitoreados y controlados desde un cuarto de central remota.



Hay dos variaciones de estos sistemas de control integrado: Sistema de Control Distribuido (DSC) y Sistema de Adquisición de Información y Supervisión de Control (SCADA).

- ◆ Un DSC procesa en una o más localizaciones de monitoreo de información desde varios sensores y equipo y provee una interfaz para el operador.
- ◆ Si el sistema de integración central provee sensores de monitoreo y equipo de control de los diversos procesos se llama al sistema SCADA donde el centro de control maestro se suma para recibir información sobre todas las operaciones del sistema y también provee control automatizado.

La virtud del sistema SCADA es que puede integrar información desde todos los sensores en el campo y provee respuesta inmediata a varias salidas de las condiciones limitantes. Esto puede incluir la integración con los controladores de pozos inteligentes para cambiar la posición de las válvulas. Los sistemas SCADA deben incorporar algún nivel de redundancia para protegerle de fallas, están en interfaz con un sistema de información de planta a través de sistemas diseñados apropiadamente para asegurar adquisición de información de campo flexible, rentable y segura en tiempo real para la toma de decisiones.

4.1.10 Automatización, control y optimización

Es importante identificar los requerimientos para la automatización, control y optimización en los diferentes procesos. La automatización, por lo tanto, puede tener muchas aplicaciones en un sistema de control de pozo inteligente. Para los encargados de activo e ingenieros de producción, la automatización puede aplicarse para ejecutar secuencias predefinidas de operaciones dirigidas por el usuario mediante la definición de eventos (por ejemplo, iniciar un incremento de presión cuando se cierra una válvula de fondo).

Para el diseño de un pozo inteligente, la automatización le brinda control a las válvulas de control de fondo y la adquisición de los sensores instalados. Dado que las válvulas de control de fondo actúan como las variables manipuladas para controlar el proceso, la repetición y consistencia de las operaciones brindadas por la automatización es el fundamento de cualquier manejo de fondo avanzado y capacidad de optimización.

Los algoritmos de manejo avanzado de pozo, comportamiento de yacimiento, perfil de la válvula de fondo y operación automatizada de válvulas de flujo de fondo son parte de la entrada para el diseño del sistema de control de pozos inteligentes y sus componentes superficiales.

La forma en que interactúan para brindar el control es simple: el manejo avanzado de pozo establece el punto de ajuste de las variables controladas (por ejemplo, presión en la zona, flujo de una zona o de todo el pozo, corte de agua, etc.) y el controlador de proceso para el pozo inteligente convierte este dato de entrada en la posición requerida de la válvula.



Como la relación entre la variable controlada y la variable manipulada es específica para el diseño de la válvula, es razonable implementar cualquier proceso de automatización de pozo similar al sistema de control de pozos inteligentes. Los algoritmos para mejorar el comportamiento del sistema podrían seguir un patrón similar. El módulo de optimización genera el punto de ajuste de varios procesos de campo con uno o más relacionados con el proceso de variable controlada⁴.

Muchas de las funciones de optimización conectan los requerimientos de negocio del operador con el proceso de producción y tienen espacio de aplicación y demandas de modelado que recaen en la capacidad de un sistema de control de pozo inteligente y se implementan en una red de negocio, la **Figura 4.6** señala el proceso de adquisición y manejo de la información adquirida enfocada a la optimización del enfoque de negocio.

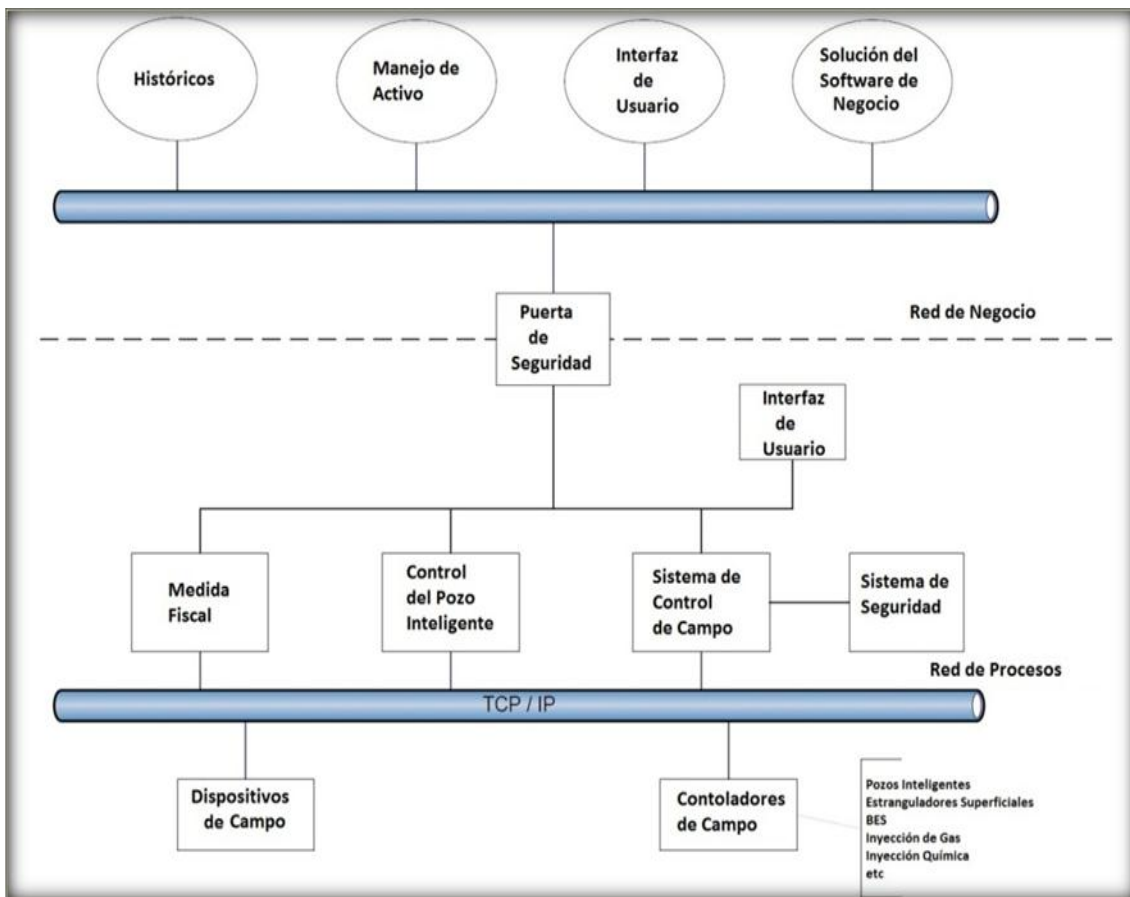


Figura 4.6 – Aspectos de conectividad de las redes de negocio y de proceso⁴.



4.2 Uso de energía libre de un casquete de gas, Abqaiq

4.2.1 Metodología de energía libre con tecnología inteligente, Abqaiq

El uso de energía libre a través de un casquete de gas toma lugar en yacimientos complejos donde existe una formación contigua productora de gas o un casquete de gas asociado a un yacimiento de aceite cercano. Para la aplicación de esta tecnología es necesario considerar ampliamente la geología del campo y la fuente de gas, esto permitirá que sea una tecnología rentable y prolongada en un periodo considerable de explotación. Para ello se requiere de tecnología especial que satisfaga las condiciones de operación más seguras y factibles, esta tecnología está basada en válvulas inteligentes para la inyección del gas.

En el campo Abqaiq, la aplicación de esta metodología partió de varias consideraciones técnicas que permitieron la explotación de la reserva de aceite e incrementaron la producción, la **Figura 4.7** resume los parámetros involucrados en la ejecución del auto BN en Abqaiq.

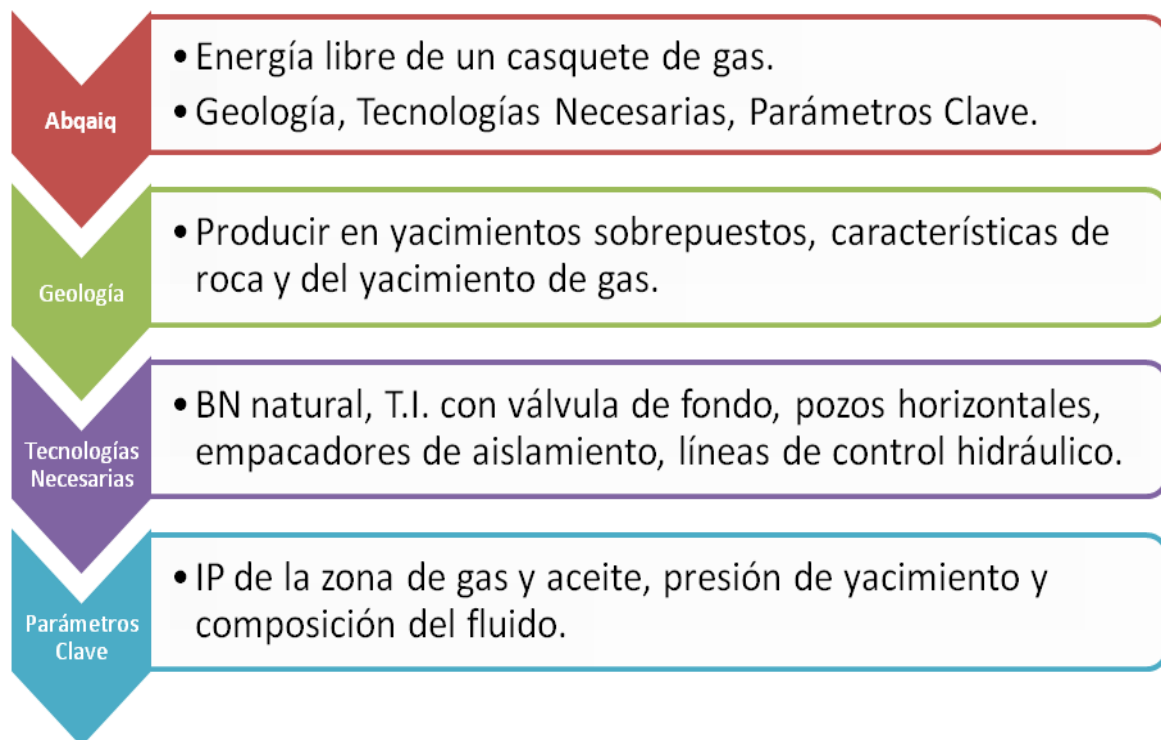


Figura 4.7 – Metodología y consideraciones para el aprovechamiento de un casquete de gas, Abqaiq.



4.2.1.1 Geología Abqaiq

La metodología considera la geología del campo Abqaiq la cual es bastante compleja. Consiste en dos yacimientos (Hanifa y Arab-D), una secuencia carbonatada de fracturas y baja permeabilidad que afecta el índice de productividad.

Produce desde dos yacimientos principales, Arab-D Jurásico y Hanifa que están separados por un espesor de 137 m de la formación Jubaila. El yacimiento Arab-D (superior) es prolífico a lo largo de todo el campo con una permeabilidad promedio de 400 mD. El yacimiento Hanifa (inferior) sólo está presente en la región del Domo Sur, la permeabilidad de matriz de este yacimiento inferior es baja (1-2 mD) con productividad controlada del pozo cerca de su fractura. Es un reto por la geología e ingeniería de yacimiento para formular un plan de desarrollo, involucrando productores horizontales para mitigar la comunicación del yacimiento y extraer de forma eficiente las reservas.

El gas del casquete de Arab-D pasa en la tubería de producción para el pozo de bombeo neumático intermitente de aceite en Hanifa.

4.2.1.2 Tecnologías Necesarias

La presión del 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). La productividad del yacimiento de gas debe ser suficientemente mayor para producir el gas necesario en un levantamiento efectivo con caídas de presión moderadas. El volumen de la reserva de gas asociado a la fuente de gas debe ser suficientemente alto para mantener la presión y productividad durante la vida del pozo y bajo variadas condiciones de producción cuando la zona de aceite declina y el corte de agua aumenta.

Las condiciones de presión fueron analizadas para el diseño de la terminación inteligente con bombeo neumático. Para la efectividad del sistema se instala una válvula inteligente de fondo (VCI) para el control de afluencia, esto permite regular la inyección de gas de forma autónoma y eficiente. Esta válvula es instalada con empacadores de aislamiento y se controla de forma hidráulica.

4.2.1.3 Parámetros Clave

Para esta metodología de Abqaiq se consideran los parámetros de IP de la zona de gas y aceite, presión de yacimiento y composición del fluido.

Estos parámetros de estudio se analizan mediante curvas de comportamiento para el BN natural y resultan factibles. El análisis de las curvas debe satisfacer las siguientes consideraciones:

- ♦ Las curvas de comportamiento de bombeo neumático (gasto y presión de fondo fluyendo vs. gasto de inyección de gas) para la zona de aceite con una presión fija en el cabezal de la tubería son generadas usando análisis nodal con software de simulación para pozos.



- ◆ Usando las curvas de comportamiento, la siguiente presión en la TP sobre el punto de inyección de gas se calcula con base en curvas de comportamiento de flujo como una función del gasto de inyección de gas. Esta presión comprende la presión corriente abajo de la válvula de control de flujo del auto BN.
- ◆ Las curvas de comportamiento de afluencia para la zona de gas se generan resultando en la presión de entrada en la zona de gas como una función del gasto. Estas presiones comprenden la presión corriente arriba de la válvula de control de flujo de auto BN.
- ◆ Basado en esta relación, el perfil del Cv para la válvula de control puede ser establecido y la geometría del estrangulador podría diseñarse.
- ◆ Debe seleccionarse el mejor perfil del Cv para el estrangulador que satisfaga la mayoría de los escenarios de producción y ofrezca buen control de gas sobre el rango.

Los tres parámetros deben ser estudiados a detalle para así garantizar la eficiencia del sistema.

4.2.2 Manejo de la incertidumbre asociada a los yacimientos

Manejar las incertidumbres en los yacimientos, particularmente en rocas carbonatadas es un gran reto. No obstante, la tecnología de pozos inteligentes da a los operadores la habilidad de monitorear y controlar zonas individuales dentro de los pozos. Sin este control, los operadores pueden perder un pozo cuando se alcanza una zona de agua o si se requiere intervención mecánica, con sus costos y riesgo asociados.

La tecnología de terminaciones inteligentes permite a los operadores optimizar la producción o programas de inyección, mejorar el comportamiento del yacimiento, conseguir altos gastos de extracción y reducir los costos de intervención en el desarrollo del campo. Esta tecnología ha demostrado eficiencia aumentando la productividad de los pozos, el propósito de las terminaciones inteligentes es ser instaladas en pozos con baja productividad para mitigar la incertidumbre del yacimiento y proveer producción incremental.

Los principales avances en la tecnología de pozos han mejorado los gastos de producción y minimizado la producción de agua. Ahora, se ha accedido a más yacimientos mediante el uso de pozos multilaterales y se están perforando más pozos submarinos. Sin embargo, perforar pozos horizontales largos sin control zonal expone al operador a las incertidumbres asociadas al yacimiento particularmente en rocas carbonatadas y los riesgos y costos de intervención de pozos pueden resultar restrictivos para pozos en aguas profundas y submarinos.



Las terminaciones inteligentes permiten a los ingenieros monitorear y controlar la producción en al menos una zona del yacimiento, tal tecnología está probando su fiabilidad y rentabilidad para un mejor manejo de los yacimientos. Esto brinda seguridad en operaciones donde hay riesgos asociados a la invasión temprana de gas o agua y el cruce de flujo entre las zonas productoras en el mismo pozo. Dicha tecnología también ayuda a los operadores a incrementar los gastos de producción, extender la vida del campo y reducir la necesidad de intervenciones.

Las terminaciones inteligentes en pozos multilaterales fueron revisadas en Medio Oriente en 2001. Los posibles beneficios de las terminaciones inteligentes fueron descritos pero su vez fueron pocos los ejemplos a considerar y ninguno de Asia o Medio Oriente. Desde entonces los beneficios económicos al usar esta tecnología se han demostrado en pozos de la región que típicamente producen 1,500 m³/d de aceite.

Adecuándose a los objetivos, la tecnología de pozos inteligentes está siendo muy exitosa ahora aplicándose a pozos con baja productividad en diversas consideraciones. Además, la tecnología se ha usado en Medio Oriente para manejar las incertidumbres en yacimientos carbonatados pero algunas otras aplicaciones para este tipo de terminaciones incluyen optimización con bombeo neumático y manejo de arena.

Las terminaciones inteligentes están siendo usadas para manejar las incertidumbres del yacimiento. Operadoras como Statoil, Shell y Saudi Aramco adoptaron la tecnología en etapas tempranas de su desarrollo y ahora esperan usarla en cualquier pozo que esté diseñado para producir desde varias zonas y en el que exista riesgo de invasión temprana de agua o gas.

Determinar la permeabilidad de un yacimiento carbonatado antes de perforar es un gran reto. En muchos pozos, una gran proporción de los fluidos son producidos o inyectados en una sección relativamente corta de alta permeabilidad. La localización de esta sección de alta permeabilidad puede ser identificada incluso después de una evaluación exhaustiva de la formación.

Los carbonatos tienden a fracturarse más fácil que las areniscas. Aunque una matriz de carbonato puede tener una permeabilidad medida en milidarcies, una fractura adyacente puede tener una permeabilidad arriba de 1 D.

Usando la información de herramientas sin cable, los geofísicos e ingenieros de yacimiento pueden identificar las fracturas abiertas y cerradas pero no pueden predecir cuales zonas de fracturas producirán agua en el futuro. Entonces, en algunas circunstancias una intervención de pozo reactiva tal como la conexión y abandono de una zona productora de agua puede ser apropiado.



Sin embargo, la intervención mecánica puede ser costosa debido a que requiere traer una plataforma al sitio del pozo y hay una pérdida de producción consecuente durante la intervención. Hay también riesgo de que el equipo de intervención se quede como pescado.

La información sobre gastos, presión y composición del fluido pueden adquirirse en superficie pero para las terminaciones estándar sólo está disponible a través de pruebas de pozo estáticas. Algunos operadores escogen una estrategia proactiva y usan las terminaciones inteligentes para proveer monitoreo continuo y control de flujo en diferentes zonas del pozo. En este sentido, los indicadores de fondo monitorean presión, temperatura y gasto, mientras que las válvulas estrangulan o cierran el flujo en diferentes zonas.

El poder para monitorear y controlar la respuesta de producción e inyección a la distribución de permeabilidad en yacimientos carbonatados es particularmente importante en Medio Oriente. La región tiene 62% de las reservas de aceite del mundo, de estas el 70% están en formaciones carbonatadas. Medio Oriente también contiene 41% de las reservas de gas del mundo y 90% de éstas están en formaciones carbonatadas. De hecho, algunos países como E.A.U. y Qatar tienen todas sus reservas en rocas carbonatadas.

Los carbonatos también son importantes en otras provincias petroleras del mundo, tales como Mumbai High en India y Mar Chino del Sur. Las tecnologías de terminaciones inteligentes tienen muchas aplicaciones potenciales y están también siendo usadas en yacimientos de areniscas.

4.2.3 Conceptualización del yacimiento

La reducida necesidad de intervención es un beneficio importante del uso de terminaciones inteligentes pero es importante diseñar la terminación de forma sistemática y desde la perspectiva del yacimiento. Los ingenieros de yacimiento y de producción optimizan una terminación inteligente en la etapa de diseño usando modelos de yacimiento o análisis nodal para ajustarla en un pozo particular. Las consideraciones económicas juegan un papel importante en este proceso de diseño.

Por ejemplo, monitorear y controlar cada 10 m una sección del pozo puede ser poco factible desde lo económico, pero sin un control el pozo podría perderse por la entrada prematura de agua en una zona. En esta situación, el operador podría suponer que una terminación inteligente que aísla y controla las zonas productoras proveería protección útil contra las incertidumbres del yacimiento.

En ausencia de monitoreo y control, el corte de agua en una zona podría forzar al operador a abandonar un pozo incluso si las otras zonas estuvieran produciendo aceite sin un corte de agua importante.



Sin embargo, si los cálculos indicaran que una terminación inteligente entregaría producción óptima (altos gastos de producción y bajos costos de intervención) las razones comerciales para escoger este sistema pueden ser contundentes.

El número y distribución de las válvulas de control de flujo son determinados por el número de brazos laterales o el número de zonas principales produciendo así como por los factores económicos.

Los modelos modernos dividen el yacimiento en mallas por diferencias finitas para resolver ecuaciones de flujo de fluidos en la formación. Alternativamente, cuando sólo se conocen parámetros de yacimiento básicos como presión e índice de productividad se puede aplicar análisis nodal. Estos parámetros son usados para construir modelos de análisis nodal que identifican el área requerida de estrangulamiento.

Desde que las terminaciones inteligentes empezaron a instalarse su proceso de diseño se ha hecho más sistemático, ello ayudó a reducir el tiempo requerido. Se requiere una fuerte vinculación entre la compañía operadora y las de servicios durante la fase de diseño para asegurar que la terminación esté ajustada para este propósito y realmente optimice la producción o inyección. Es importante diseñar la terminación sistemáticamente y desde la perspectiva del yacimiento¹.

4.2.4 Inyección inteligente

Los fluidos de inyección pueden mantener la presión del yacimiento, mejorar la eficiencia de barrido y los factores de recuperación. Sin embargo, el perfil del flujo de inyección es poco uniforme, particularmente en carbonatos donde los grandes contrastes de permeabilidad entre la matriz y la fractura pueden llevar diferentes frentes de inyección.

Los conductos de alta permeabilidad o sistemas de fracturas pueden capturar la mayoría de los fluidos inyectados que resultan en una eficiencia de barrido pobre. Sin embargo, las terminaciones inteligentes pueden aplicarse para igualar el gasto de inyección a lo largo del pozo.

4.2.5 Planeación y administración de proyectos

La administración y planeación del proyecto juega un papel importante en el aseguramiento de todo el proyecto y el éxito de la terminación, el proceso de planeación se muestra en la **Figura 4.8**. Normalmente el ingeniero de proyecto es el responsable de manejar el rol de la iniciativa de terminaciones inteligentes y se asigna como el punto de vista principal para todos los detalles técnicos y de proyecto relacionados que se incluyen en la instalación⁵.

El ingeniero de proyecto coordina un equipo multidisciplinario que cubre todas las actividades técnicas del proyecto.



Un proyecto de pozos inteligentes involucra actividades que van desde el diseño de la terminación de fondo a la especificación de control superficial hasta la integración de instalaciones. El equipo de proyectos de ingeniería es el vínculo que une todas las actividades y brinda un manejo esencial de la interfaz para asegurar una implementación fluida y exitosa del proyecto. Dicha interfaz de manejo incluye



consideraciones relacionadas con control de arena, sistemas artificiales de producción, tubería colgadora, ingeniería de producción, integración con la filosofía de estrategia/operación en el control total del campo. Este rol es más importante, incluso en los altos perfiles del proyecto donde los costos de plataforma o el impacto de la reducción y producción diferida pueden impactar altamente en el comportamiento de los costos o la economía.

Figura 4.8 – Elementos clave para conseguir el valor del sistema de pozos inteligentes⁵.

4.2.6 Diseño en pozo

El diseño en pozo está enfocado en la selección del equipo de terminación que alcance los objetivos del proyecto. El equipo de terminación incluye al de pozos inteligentes y otros accesorios. Los criterios de selección casi siempre están dictados por el valor del proyecto identificado (para nuevos pozos) así como la arquitectura de pozos y equipo de fondo existentes (para proyectos de re-terminación). En la mayoría de los proyectos con nuevos pozos, los ingenieros a menudo tienen más flexibilidad ajustando el equipo de terminación (con elecciones viables) para alinearse con el valor del proyecto. Esta flexibilidad puede no existir en proyectos de reparación donde hay equipo de fondo que puede generar restricciones en la elección de un sistema de pozos inteligentes factible.

Tales limitantes deben considerarse durante la proyección del pozo candidato en su etapa de identificación con la finalidad de ajustar proyectos objetivos y redituables. Puede aplicarse un proceso de diseño para identificar las restricciones del equipo y así seleccionar un sistema de terminación de pozos inteligentes apropiado⁵.



Una vez que se ha identificado el sistema de terminación de pozos inteligentes es necesario revisar su comportamiento con respecto al comportamiento dinámico del yacimiento. Esto asegura que el sistema sea adecuado a los objetivos y satisfaga requerimientos como capacidad para manejar gastos máximos de flujo, habilidad para resistir a presiones diferenciales y funcionalidad para restringir o cerrar el flujo zonal.

Durante el análisis de requerimientos dinámicos por parte del yacimiento, el objetivo principal del proyecto dicta los parámetros de diseño del sistema de terminación de pozos inteligentes. La terminación del pozo se analiza como un sistema completo en vez del análisis convencional de zonas individuales. Esto asegura que se capturen las interacciones entre zonas.

Consideremos el caso donde el principal impulsor para el uso de terminaciones inteligentes es minimizar o prevenir intervenciones futuras. La intervención a menudo implica que el sistema responda a un patrón de apertura o cierre. Sin embargo, tales aplicaciones se enfocarán en seleccionar un sistema simple, robusto y confiable. Un sistema hidráulico directo con posiciones binarias (on/off) será un buen candidato. El sistema puede ser refinado para incorporar impulsores adicionales asumiendo que tales diseños de refinamiento no ponen en peligro el objetivo de la terminación.

Un sistema multi-posición será adecuado para controlar, optimizar, combinar y regular el flujo de fluidos en el fondo en un ambiente multi-zona.

En tales aplicaciones es esencial que los ingenieros entiendan e incorporen la dinámica de superficie en el proceso de diseño del sistema. Esto asegura que las válvulas de control de intervalo actúen bajo las expectativas de los objetivos ajustados. Por ejemplo, un sistema diseñado para controlar el exceso de producción de agua podría no actuar bien bajo la producción excesiva de gas. Igualmente, una VCI diseñada para regular u optimizar la producción o inyección entre zonas podría no proveer resultados satisfactorios en otras aplicaciones. Aunque las válvulas de control pueden diseñarse para varias aplicaciones requieren modificaciones a los sistemas estándar. Esta personalización demanda al equipo de proyectos a integrar el sistema del equipo con la dinámica del yacimiento. Es importante que este proceso sea conducido tempranamente en el proyecto.

Esto asegura que los cambios recomendados en los diseños de la VCI se incorporen sin efectos adversos en la entrega del proyecto. La selección del control de flujo correcta puede tener un impacto en el número de zonas/intervalos que realmente pueden ser controlados en un pozo y en la influencia de la confiabilidad total del sistema integrado.

Además es necesario evaluar los requerimientos de monitoreo tanto en el fondo como en la superficie de los pozos candidatos. Esta evaluación ayudará al equipo a seleccionar opciones de sensores apropiadas y rentables.



El monitoreo de fondo involucra la provisión de datos de temperatura y presión, así como parámetros de gastos de flujo para definir parámetros de operación de fondo. Los datos son analizados para llevarlos en la información que se usa en la toma de decisiones en el comportamiento del pozo⁵.

El proceso de selección del sensor está estrechamente integrado con el sistema de control superficial y los modos de control del sistema. Una aplicación que principalmente está conducida por intervención puede no requerir opciones de sensor complejas a menos que los requerimientos de administración del yacimiento lo ameriten. Las aplicaciones conducidas para optimización de la producción y control de zonas se beneficiarán mayormente con sensores de zonas individuales.

Los ingenieros deben hacer un balance en los requerimientos de monitoreo del sistema con la economía del proyecto para llegar a un nivel de inteligencia aceptable que alcance los objetivos del proyecto con respecto al tiempo requerido. El modelado dinámico de yacimientos, integrando las opciones de monitoreo disponibles con la funcionalidad de pozos inteligentes puede asistir en beneficio económico incremental de cada opción.

4.2.7 Requerimientos de manejo del campo

Cuando la solución óptima para el control (posibilidad para forzar el proceso en una etapa particular) y observación (habilidad para observar el proceso a través de la medición de salida) del sistema de terminación inteligente es la estabilidad, el diseño del control superficial del pozo inteligente e infraestructura de fondo debe dirigir la filosofía operativa a nivel de campo.

Mientras las limitaciones de un proyecto específico son numerosas, las aplicaciones que deben estar en primer plano son⁶:

- ◆ Requerimientos para información y control en línea.
- ◆ Limitaciones de infraestructura de campo existente.
- ◆ Capacidad de automatización, control, y optimización.

La transmisión de información de los sensores de campo para una variedad de sistemas de monitoreo, va desde servidores de alarma y productos gráficos hasta sistemas más sofisticados que definen el concepto de información en línea. La capacidad de detección o predicción temprana es crítica en la alteración del proceso.

El control en línea se define como la habilidad para controlar el proceso de pozos inteligentes en la demanda a través de la infraestructura de campo existente; es mejor instalada en aquellas aplicaciones donde el tiempo entre la decisión para intervenir el pozo y la intervención debe ser mínimo. Esta característica es deseable cuando se requiere control, automatización y operación remota.



4.2.8 Filosofía de diseño del sistema de control superficial

El sistema de control superficial es una extensión de la arquitectura del sistema de control de fondo para pozos inteligentes. La mayoría de los pozos inteligentes instalados a la fecha dependen de energía motora para entregar en superficie a una válvula de control de flujo por medio de conductos hidráulicos o eléctricos. La suma de dispositivos de fondo mecánicos o eléctricos puede ser necesaria para entregar un control incrementado en el movimiento de la válvula de control de flujo. Estos elementos constituyen la arquitectura del sistema de control de fondo⁶.

La metodología similar de control de fondo en el mercado sigue una clasificación simple:

a) Hidráulica directa

Un sistema basado en conectividad directa entre la fuente del fluido hidráulico presurizado en la superficie y el actuador de fondo. Este sistema requiere un mínimo número de líneas de control emergentes en el fondo igual al número de dispositivos de fondo operados de forma hidráulica. El posicionamiento de la válvula puede depender de los dispositivos mecánicos de fondo o equipo superficial.

b) Hidráulica multipunto

Está basada en compartir un número reducido de líneas de control entre varios actuadores de fondo y establece selectivamente la conexión entre un actuador y la fuente de un fluido hidráulico presurizado. Este sistema requiere el número de líneas de control emergentes del pozo para que sea menor que el número de dispositivos de control y es más adecuado para aquellas aplicaciones donde la arquitectura de terminación del pozo no permite varias líneas de control. El posicionamiento del actuador de la válvula puede depender de la mecánica de fondo o el equipo superficial.

c) Control integrado de flujo y monitoreo

Sistema basado en la integración del fluido de control y sensibilidad en la misma infraestructura de potencia y comunicación, es capaz de operar selectivamente en uno o varios actuadores a través de la energía motora disponible. El posicionamiento del actuador de la válvula es casi siempre muy preciso con un alto grado de resolución y obtenido con un control de circuito cerrado implementado en la electrónica de fondo.



d) Monitoreo de fondo

A menudo se usa en combinación con la metrología superficial para adquirir realimentación en los procesos de inyección o producción de pozo después de que cualquiera de las variables manipuladas sea ajustada. Los indicadores de fondo permanentes (IPF) están basados principalmente en sistemas electrónicos o de fibra óptica, permiten el monitoreo de parámetros como presión, temperatura, flujo y algunos aspectos de composición de flujo. Los sistemas basados en electrónica pueden referirse a aplicaciones donde la posición de la válvula y la alta precisión y resolución de presión y temperatura es crítica. Por otro lado, la fibra óptica, es más efectiva en mediciones distribuidas (presión y temperatura). El monitoreo de fondo es usado en combinación con sistemas operados hidráulicamente para dar una capacidad al control de flujo integrado y otros sistemas de monitoreo⁶.



4.3 Bombeo Neumático In Situ para la Producción de Aceite

4.3.1 Metodología del Campo Z para Bombeo Neumático In situ

Se trata de un campo costa afuera de gran extensión en el golfo arábigo, por arriba de la trampa de aceite existe una capa de gas que puede ser utilizada para la aplicación de bombeo neumático in situ. Por debajo del aceite hay influencia de un acuífero que permite el mantenimiento de presión.

Para el diseño de la terminación con auto BN, el gas del casquete entra en la tubería de producción para aligerar las características hidrostáticas de la columna de líquido y con esto, mejorar la productividad del pozo. La inyección de gas se controla a través de la VCI de fondo accionada de forma hidráulica y controlada de forma remota.

La metodología aplicada en este campo considera técnicas y procedimientos de prueba para la explotación del aceite, la **Figura 4.9** es un diagrama de flujo de las consideraciones en la aplicación de terminaciones inteligentes en el Campo Z.

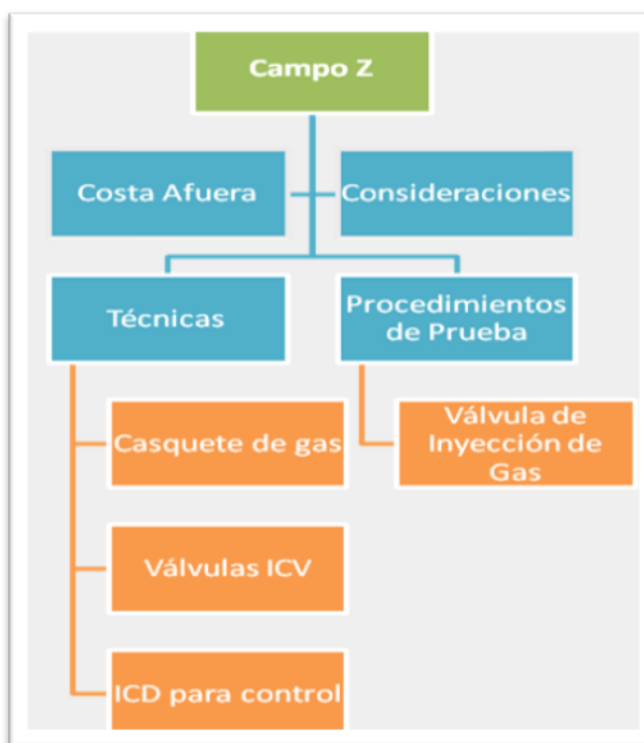


Figura 4.9– Secuencia metodológica y consideraciones para la aplicación de bombeo neumático in situ en el Campo Z.

4.3.2 Consideraciones Técnicas y Procedimientos de Prueba

a) Casquete de Gas

El casquete de gas está en comunicación directa con las arenas en el domo central del yacimiento. Se estima que las condiciones geológicas permiten el aprovechamiento del casquete de gas

b) Válvulas VCI

La última generación de válvulas de control de afluencia puede operar a rangos diversos y son manejadas de forma hidráulica, el gasto es variado desde superficie y ello facilita la optimización del gas inyectado para maximizar la producción.



c) ICD para control

El dispositivo de control de afluencia se instala en los segmentos más importantes del yacimiento. Este dispositivo, en conjunto con la lower completion facilita el control de la producción en el fondo.

d) Procedimientos de Prueba

Estos procedimientos son aplicados para evaluar la operatividad del sistema y predecir las condiciones futuras del mismo. Estos procedimientos consisten en la evaluación del comportamiento de la válvula de control, se consideran los diversos ajustes al rango de la válvula y esto refleja la capacidad de inyección de gas y gastos obtenidos para cada apertura del orificio.

4.3.3 Bombeo neumático inteligente

El bombeo neumático es usado para incrementar los gastos de aceite o permitirle a los pozos no fluyentes su flujo mediante la reducción de la presión hidrostática de la columna de fluido en el pozo. Los sistemas de bombeo neumático pueden también mitigar los efectos del alto corte de agua y ayudar a mantener la presión en la cabeza de la tubería en pozos submarinos. Los sistemas de bombeo neumático convencional bombean gas dentro del espacio anular desde la superficie y requieren una inversión considerable en líneas, compresores y otros equipos. Los términos bombeo neumático natural, auto o in situ se refieren a sistemas que usan gas de una formación productora o un casquete de gas para poner a producir el pozo. El gas se produce en el fondo y pasa por la tubería de producción a un gasto controlado a través de una válvula de control de flujo de fondo.

Esta es una aplicación para terminaciones inteligentes que tiene como atractivo eliminar la costosa infraestructura que requieren los sistemas tradicionales. Un estimado de 60 sistemas de auto bombeo neumático se han instalado, principalmente en el sector escandinavo de Mar del Norte.

El auto bombeo neumático no es aún usado ampliamente pero se está manteniendo como una tecnología en crecimiento. En el ambiente correcto puede generar valor adicional mediante:

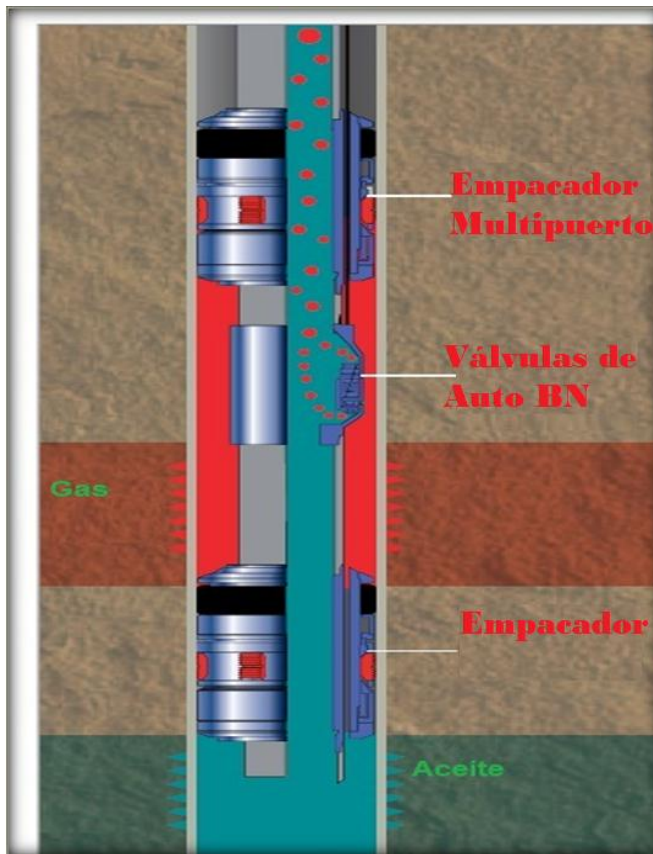
- ◆ Eliminar los costos de capital de las instalaciones de compresión de gas o líneas de transporte de gas.
- ◆ Reducir los requerimientos de carga para plataformas costa afuera eliminando la necesidad de instalaciones de compresión de gas.
- ◆ Eliminar la necesidad de válvulas anulares de seguridad que pueden requerirse en ambientes con bombeo neumático convencional.
- ◆ Facilitar la producción del gas no asociado sin re-terminar el pozo.
- ◆ Proveer a los operadores de un sistema para controlar la conificación de agua y gas.



- ♦ Eliminar operaciones para dimensionar o reemplazar el equipo convencional de bombeo neumático. Es particularmente benéfico para pozos submarinos.

Las válvulas de control tienen un amplio rango de posiciones que permiten controlar el gasto de gas y optimizar la producción cerca del rango de condiciones de pozo anticipadas. Las válvulas pueden actuar bajo diferencial de presión importante y son lo suficientemente robustas como para resistir a los efectos erosivos de los fluidos abrasivos.

También previenen que el fluido fluya desde la tubería en el espacio anular. Esto es necesario para pruebas de tubería de producción y prevenir daño a la zona productora de gas. Los indicadores de presión en la tubería y en el espacio anular cerca de la válvula de auto bombeo neumático miden presiones corriente arriba y abajo. Los gastos de bombeo neumático se calculan desde esta información así se puede modelar para asegurar que la válvula esté propiamente dimensionada y sea adecuada para las condiciones cambiantes del pozo.



La tecnología también elimina la inestabilidad asociada a orificios de mayor tamaño, en la **Figura 4.10** se observa un esquema de operación del auto bombeo neumático.

El modelado puede hacerse directamente usando software de análisis nodal o mediante correlaciones para que se manejen las ecuaciones de flujo de gas.

El uso de indicadores de presión en el espacio anular y la tubería de producción cerca de la válvula de auto bombeo neumático mejora en gran medida la habilidad para modelar y, subsecuentemente, optimizan los pozos con este sistema inteligente.

Figura 4.10 – El gas desde una formación productora o un casquete de gas se produce en el espacio anular y se escurre en la tubería de producción a través de válvulas de control de flujo de fondo.

La tecnología desarrollada con válvulas de control de flujo para auto bombeo neumático encontró aplicaciones en pozos submarinos y en aguas profundas usando bombeo neumático convencional. Las válvulas de diámetro variable son



utilizadas debido a sus altos rangos de presión y su habilidad para entregar un amplio rango de gas para el bombeo bajo condiciones de pozo cambiantes.

4.3.4 Dispositivos de control de flujo

Los dispositivos de control de flujo de fondo utilizados en terminaciones inteligentes proveen funcionalidades básicas y pueden ser controlados de forma remota desde la superficie para abrir, cerrar o estrangular una zona específica. Hay muchos tipos de mecanismos de control remoto disponibles en la industria. El más simple es una válvula binaria controlada de forma remota (on/off) que aísla la producción desde un intervalo particular, estos dispositivos se usan ampliamente en yacimientos donde las capacidades de estrangulamiento no son requeridas y en aplicaciones con gastos bajos donde se requieren áreas de flujo extremadamente pequeñas (tamaños de orificio) para controlar los pozos.

Una versión más capaz de estos dispositivos son estranguladores hidráulicos ajustables multi-posición que son configurados para dar posiciones de apertura y cierre más un número de posiciones de estrangulamiento los cuales pueden estar relacionados con un perfil previo a su instalación.

Estas posiciones estándar pueden reconfigurarse para dar la secuencia de estrangulamiento deseada. El análisis nodal y los estudios de simulación de yacimiento son ampliamente usados para determinar el ajuste óptimo para alcanzar los objetivos de la terminación donde los parámetros clave son: propiedades de fluido, geometría del yacimiento y el pozo, limitaciones de operación y producción, cambios futuros en el yacimiento, diseño del sistema artificial, incertidumbres asociadas al yacimiento y parámetros del pozo.

Tanto los estranguladores variables como los de posicionamiento discreto son más adecuados para los gastos de aceite, gas y agua desde múltiples zonas de producción. Un ejemplo común de la aplicación de dispositivos de control de flujo de fondo es regular el gasto en múltiples zonas productoras o en pozos inyectores. Una aplicación interesante de estos dispositivos es la de desviar el fluido a diferentes zonas durante la estimulación ácida. Un estudio también mostró que con los sensores de temperatura se localizaron las zonas que tomaban más ácido de la estimulación.

4.3.5 Beneficios ante la terminación convencional

Un pozo inteligente es un pozo no convencional con la siguiente combinación de características⁷:

- ◆ Sensores de fondo para mostrar parámetros ambientales.
- ◆ Actuadores de fondo (por ej., VCI) para cambiar las condiciones de operación del pozo.
- ◆ Algoritmos de interpretación y procesamiento para optimizar el comportamiento del pozo o yacimiento. (Jackson et al, 2001).



En los beneficios potenciales de emplear pozos inteligentes se han identificado como:

- ◆ La habilidad para monitorear la presión y flujo del yacimiento para desarrollar una estrategia para optimizar la recuperación.
- ◆ Ahorro de costos con la eliminación de intervención en plataforma para re-terminar o perforar pozos laterales durante la vida de un pozo.
- ◆ Economía mejorada de proyectos resultado de la aceleración de gastos y adición de reservas.
- ◆ Seguridad mejorada para el personal.

Los pozos inteligentes han mostrado muchos beneficios en aplicaciones prácticas, especialmente para⁷:

- ◆ Bordes de aceite ligero: donde la principal estrategia de producción es retrasar la invasión durante la producción de aceite desde pozos horizontales en acumulaciones de aceite ligero con un acuífero pronunciado y un casquete de gas subyacente. (Elmslatti et al, 2005).
- ◆ Yacimientos múltiples donde la principal estrategia de producción es la producción combinada. Las válvulas de control están abiertas, cerradas o parcialmente cerradas basado en las necesidades como se dicta en las funciones objetivo predefinidas. (Yeten et al, 2002).
- ◆ Pozos de inyección de gas o agua: donde el concepto principal es mejorar el monitoreo del pozo inyector y vigilancia del yacimiento así como mejorar la eficiencia de barrido y por lo tanto, incrementar la recuperación final⁷.

Los bordes delgados de aceite son columnas de aceite relativamente ligero en el orden de unas cuantas decenas de metros de espesor intercaladas entre capas de agua y gas. A menudo están en yacimientos con arenas ligeramente compactadas que tienen alta porosidad y permeabilidad y comúnmente contienen aceite ligero⁷.

Estas propiedades culminan en condiciones de flujo de yacimiento favorables, que se reflejan en una baja reducción de presión para la producción. No obstante, estas propiedades también pueden causar problemas de producción, particularmente conificación de agua o gas, adelantándose esta invasión. La **Figura 4.11** es un esquema simple del efecto de conificación de agua que provocará invasión en el pozo.

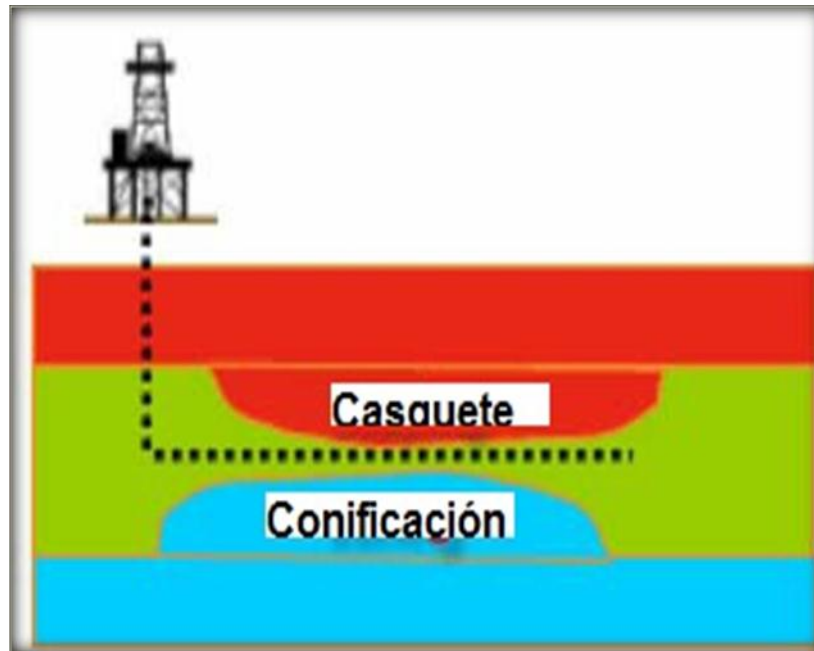


Figura 4.11 – Ilustración de la conificación⁷.

El concepto de declinación para el campo es inicialmente poner a producir el borde de aceite para optimizar la producción y después introducir el casquete de gas después de disparar las secciones verticales de los pozos horizontales que lo interceptan.

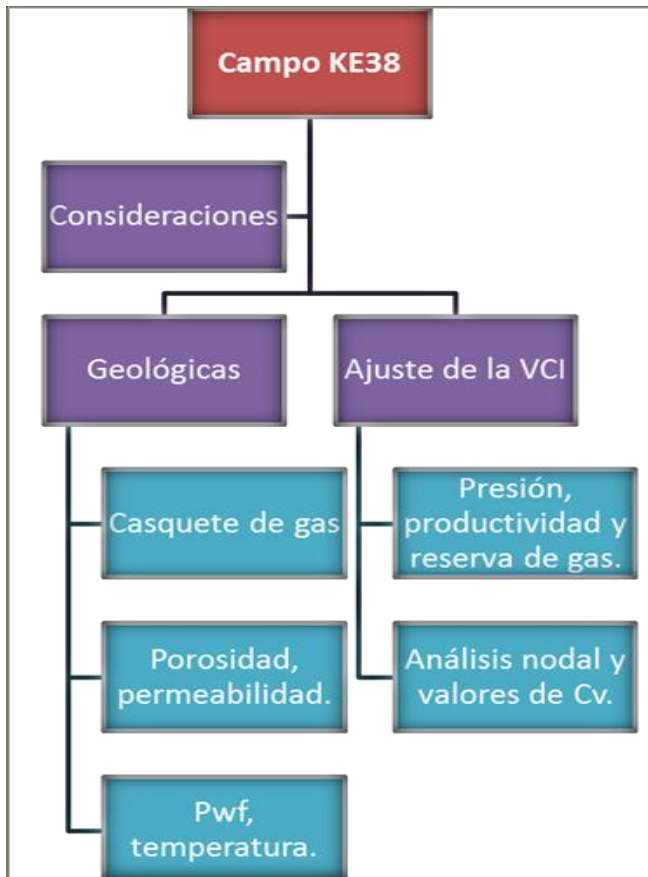
El uso de pozos inteligentes para optimizar la producción de los bordes de aceite se ha simulado en tres escenarios⁷:

1. Caso base: producción sin terminación inteligente y sin manejo del pozo.
2. Reparación de pozos: producción secuencial para implementar múltiples reparaciones.
3. Pozos Inteligentes: producción simultánea con tecnología de pozos inteligentes usando dispositivos de estrangulamiento para variar la producción continuamente.



4.4 Tecnología de Pozos Inteligentes con VCI

4.4.1 Metodología de VCI Inteligentes, Campo KE38



Se trata de un campo localizado en la costa norte de Indonesia en un yacimiento carbonatado con un extenso casquete de gas. Para su explotación se instalaron VCI que permitieron el uso del gas para su inyección mediante bombeo neumático.

La metodología de desarrollo de este campo tuvo consideraciones tanto geológicas como sobre el ajuste de la VCI. En el diagrama de consideraciones de la **Figura 4.12** se observan los parámetros involucrados para la ejecución de este proyecto.

Figura 4.12 – Metodología y consideraciones sobre la explotación del aceite mediante bombeo neumático con el casquete de gas de una formación productora, Campo KE38.

4.4.1.1 Consideraciones Geológicas

Se cuenta con información basta sobre las características de la roca, en este caso carbonatos provenientes de ambientes arrecifales. Así mismo se conocen las profundidades a las que subyace la capa de gas y el contacto gas-aceite, también se saben las condiciones del yacimiento (permeabilidad, porosidad y presión).

El conocimiento de todas estas características permite evaluar la factibilidad de la instalación de válvulas de control y del bombeo neumático. El conocimiento de las condiciones del casquete de gas define ampliamente la explotación efectiva mediante el bombeo neumático inteligente.



Podemos resumir en tres aspectos las consideraciones vitales para que el casquete de gas pueda considerarse óptimo para la aplicación de este sistema, las tres variables consideradas para la utilización de esta técnica se muestran en el esquema de la **Figura 4.13**.



Figura 4.13 – Consideraciones básicas sobre el uso del casquete de gas para bombeo neumático de una formación contigua o productora de aceite.

Las consideraciones de presión y temperatura determinan las características de operación del bombeo neumático natural pues influyen en el comportamiento del aceite y gas de inyección aunque no son determinantes para la aplicación de este sistema.

4.4.1.2 Consideraciones de Ajuste y Operación de la VCI

Para la operación de la VCI se consideran los parámetros mencionados sobre el uso de un casquete de gas, este análisis permite evaluar la factibilidad de uso de un casquete para bombeo neumático natural.

Mediante el uso de análisis nodal y del coeficiente de variabilidad se pueden determinar los rangos de apertura de la válvula.



4.4.2 La ventaja inteligente

Durante muchos años los operadores han instalado instrumentos superficiales para monitoreo de presión y temperatura y así determinar estos importantes parámetros de producción en tiempo real. La información acerca de las condiciones de flujo en el pozo es útil para optimizar la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento. Muchos operadores, han tomado ventaja de esta información para mejorar sus operaciones. Cualquier información era almacenada en un medio difícil para recuperarla y usarla o el personal no era suficiente para analizarla y así alcanzar su optimización. El sistema de pozos inteligentes ofrece una posible solución a este problema.

Un pozo inteligente incluye una terminación con sensores de fondo y un sistema de telemetría para recuperar información oportuna en tiempo real, con este sistema puede lograrse el máximo beneficio económico dado que se instalan controles de fondo que permiten el control remoto de los procesos de producción. Sin embargo, un sistema de automatización en el sitio del pozo puede ser incluido en el alcance de este sistema a medida de que las herramientas de software analítico y los controles en la cabeza del pozo pueden automatizar muchas de las tareas asociadas con operaciones de pozo eficientes⁸.

Antes de describir los elementos básicos del sistema de fondo debe entenderse que instalar un sistema de fondo sofisticado es solamente requerido cuando un perfil de control de producción se necesita en una zona de pozo o cuando el operador decide combinar la producción desde múltiples zonas o secciones multilaterales a través de un solo pozo. Un sistema de pozo inteligente básico incluye sensores de fondo, controles superficiales de flujo y sistema de información por telemetría. En la **Figura 4.14** se observan los dispositivos básicos del sistema inteligente en lo relativo a su telemetría.

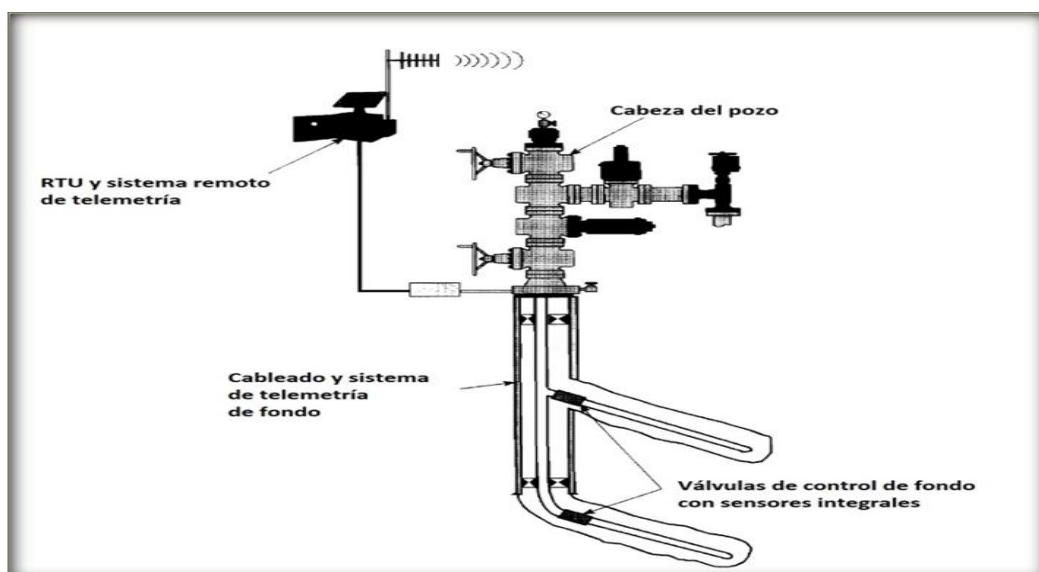


Figura 4.14 – Sistema básico de terminación de pozos inteligente⁸.



La función de cada componente se describe a continuación:

a) Sensores de fondo

Los sensores proveen la medida de un parámetro que es controlado. Los sensores de presión proveen información importante aunque es difícil controlar el flujo por monitoreo de presión. De hecho, en un pozo productor de agua el operador puede desear controlar el amplio gasto de flujo de agua. Claramente, un sensor de presión no es el preferido para esta aplicación. La tecnología de sensores está aún en desarrollo y muchas compañías están desarrollando medidores de corte de agua, de volumen de gas y de flujo multifásico.

b) Controles de fondo

Los controles convencionales son manejados mediante línea de acero o tubería flexible. Estos dispositivos han estado en operación por más de treinta años y actualmente no brindan control remoto en tiempo real. Se necesitarán avances en esta parte. La actuación de los mecanismos todavía requiere direccionarse y se está dando una actividad de diseño considerable en muchas compañías, una en particular, Production Equipment Services (PES) ha innovado una solución electro-hidráulica que ha capturado el interés de la industria. El Sistema de Análisis y Manejo de Yacimiento con Control Superficial (SCRAMS)⁸ define una metodología de control, un nuevo nivel de confiabilidad y sistemas de información con telemetría que está ganando la aceptación de muchos operadores. Los diseñadores están en la etapa de definición de operación de este sistema y tomará algo de tiempo desarrollar los controles específicos para varias aplicaciones.

c) Información por telemetría

El sistema de telemetría es usado para transmitir la información del sensor a la superficie y el control de señales superficial al controlador de fondo respectivo.

Uno de los aspectos más interesantes de SCRAMS es que opera solamente con un par de cables. Esto simplifica considerablemente los requerimientos de equipo auxiliar. El ritmo de transmisión de información posible con SCRAMS es mayor que con otras aplicaciones, por ahora excede las necesidades de la industria por un margen considerable. Este sistema permite al operador la flexibilidad para reconfigurar la terminación durante la vida productiva del pozo, haciendo posible adaptarlo a las condiciones cambiantes del pozo. Esto permitirá métodos de operación más eficientes que se irán necesitando. Los pozos submarinos son un objetivo primario para este tipo de tecnología.

La capacidad para modificar las características de flujo en un pozo o monitorear fluidos corrosivos y así saber con un alto grado de certidumbre cuando se necesita una reparación de pozos resulta de gran valor económico.



Las terminaciones inteligentes serán diseñadas de modo que el pozo pueda ser configurado de forma remota y entonces la confiabilidad del equipo se alcance con los objetivos de diseño. Los problemas de confiabilidad son difíciles de dirigir. Cambiar las condiciones de operación del pozo es complicado, las innovaciones en tratamientos de pozo puede implicar que una forma rentable en el tratamiento de algunos problemas comunes como incrustaciones y parafinas pueda estar disponible más tarde en la vida del pozo. Sin embargo, estos tratamientos podrían no ser aplicados sin un análisis total de compatibilidad para verificar si algún problema podría ocurrir subsecuentemente⁸.

4.4.3 Optimización de la producción mediante las terminaciones inteligentes

La idea de estas tecnologías es optimizar la producción y un manejo más preciso de los yacimientos. En la **Figura 4.15** se pueden visualizar los diversos aspectos relacionadas para que en su conjunto se realice la captura de la información necesaria en la optimización del campo inteligente. El concepto clave es utilizar la información obtenida de los sistemas de monitoreo para guiar el comportamiento del pozo instrumentado durante su vida o para actualizar y afinar los modelos de simulación de yacimiento, de este modo podemos manejar el comportamiento del campo.

El paso crítico en el ciclo de optimización para pozos inteligentes es usar la información para guiar el proceso de optimización. Los elementos clave necesarios en este paso son dos componentes: sistemas de monitoreo y sistemas de control.

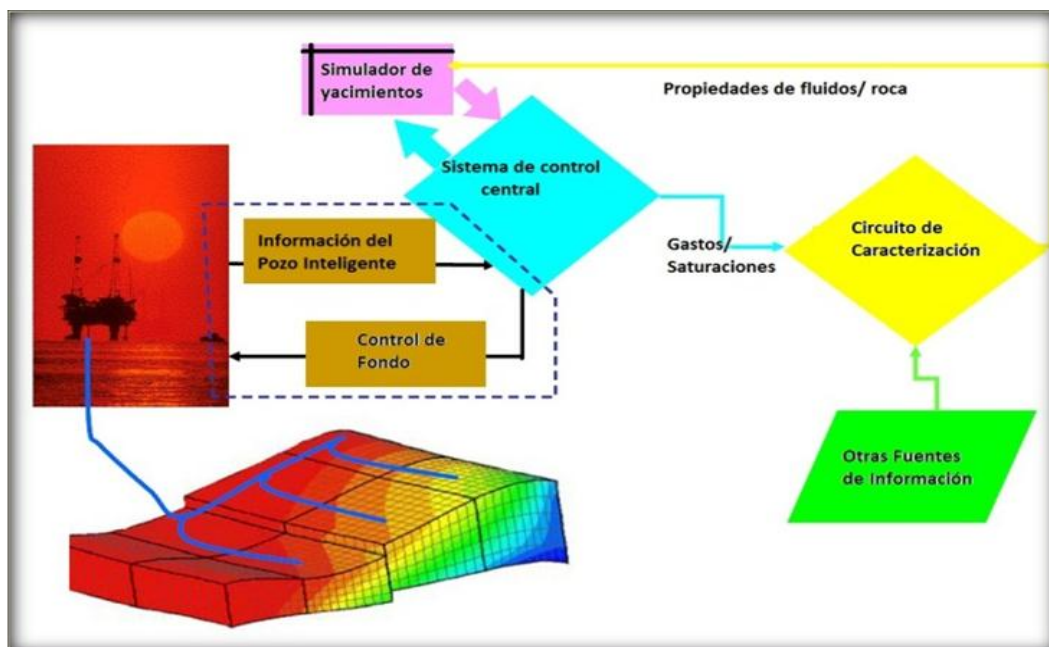


Figura 4.15 – Circuito del pozo inteligente.



También se usa un modelo inverso para interpretar la información. Los modelos invertidos trasladan la información medida, comúnmente presión y temperatura a las condiciones de flujo de fondo (distribución de flujo de fluido y gastos). El círculo de optimización no está completo si algún componente de la terminación inteligente falta o si los modelos no están disponibles.

Los modelos inversos están intrincados por lo general, especialmente cuando las estructuras de los pozos se vuelven complejas, como en el caso de pozos horizontales, multilaterales o no convencionales. Mientras el comportamiento de la presión puede trasladarse más fácilmente, el monitoreo de datos de temperatura a veces es extremadamente difícil para su interpretación. Los casos de flujo de agua o aceite son más difíciles de interpretar que cuando el gas está involucrado en el efecto Joule-Thompson que generalmente causa un cambio de temperatura mayor comparado con otros efectos.

La temperatura disminuye continuamente a medida que se produce más agua, pero la curva derivada de la temperatura está disminuyendo debido a que el fluido se calienta a lo largo del pozo.

Estos datos son de gran ayuda cuando se interpreta el perfil de temperatura de la información monitoreada:

- ◆ Temperatura y temperatura derivada.
- ◆ Gradiente de presión y temperatura.
- ◆ Históricos de presión y temperatura (datos en función del tiempo).
- ◆ Gasto total en la superficie.
- ◆ Trayectoria del pozo.
- ◆ Geología y yacimiento.

4.4.4 Control y automatización con sensores de fondo y controles de flujo

La manera en que los sensores de fondo y los sistemas de control de flujo se combinan e instalan para controlar el proceso del pozo es la base de un proceso de control.

El grado de control con el que el ingeniero de producción intenta manejar el pozo debe dictar el nivel de funcionamiento de la arquitectura de control de fondo y el equipo superficial asociado. La siguiente clasificación del proceso de control es propuesto para fines de análisis:

a) Sistemas manuales

Típicamente diseñados para sistemas de control de fondo operados de forma hidráulica, se basan en el conocimiento del operador de campo sobre los sistemas de control de fondo para manipular las válvulas de control de flujo a la posición requerida y su reacción operativa para confirmar la nueva posición. Estos sistemas suministran la potencia motora necesaria para operar actuadores de fondo.



b) Sistemas automatizados

Son diseñados para la repetición y consistencia en los movimientos de la válvula de control como su objetivo primario.

El operador no requiere estar sumamente familiarizado con los detalles de operación del sistema de control de fondo y su realimentación, pero puede variar su atención en el comportamiento del pozo. Los sistemas automatizados están diseñados para operar un pozo individual con arquitectura de fondo específica, a menudo incluyen o están conectados a sistemas de adquisición de información de los cuales pueden obtener realimentación en el proceso que está siendo controlado. Esta característica le permite a los sistemas automatizados contener un proceso simple de automatización de pozo y controlar aquellos que no requieren un modelado complejo.

c) Sistemas de supervisión de pozos inteligentes

Instalados en conjunción con los sistemas automatizados, están diseñados para dar supervisión y control a todos los pozos inteligentes instalados así como conectividad externa.

Para el desarrollo de un campo donde las terminaciones inteligentes son un elemento crítico de la estrategia de explotación, un sistema de supervisión tiene importantes ventajas:

- ◆ Provee integración en el nivel de aplicación para un fácil control y transferencia de información y otros controles de campo y sistemas de manejo de activo.
- ◆ Provee una base de instalación para el manejo intensivo de pozo y una secuencia avanzada de automatización en procesos múltiples.
- ◆ Facilita la introducción de modificaciones al equipo y la filosofía de control para cualquier sistema de pozo inteligente instalado en el campo.
- ◆ Permite cualquier combinación de la arquitectura de fondo y funcionalidad.
- ◆ Provee almacenamiento y procesamiento centrado de información.



4.4.5 Ventajas de la terminación inteligente

4.4.5.1 Opción de terminación convencional

Pueden estrangularse desde la superficie. El ajuste de la red de producción en el simulador de yacimiento maneja automáticamente el tamaño del estrangulador para encontrar algunas limitaciones, en la **Figura 4.16** se observa un pozo convencional⁷.

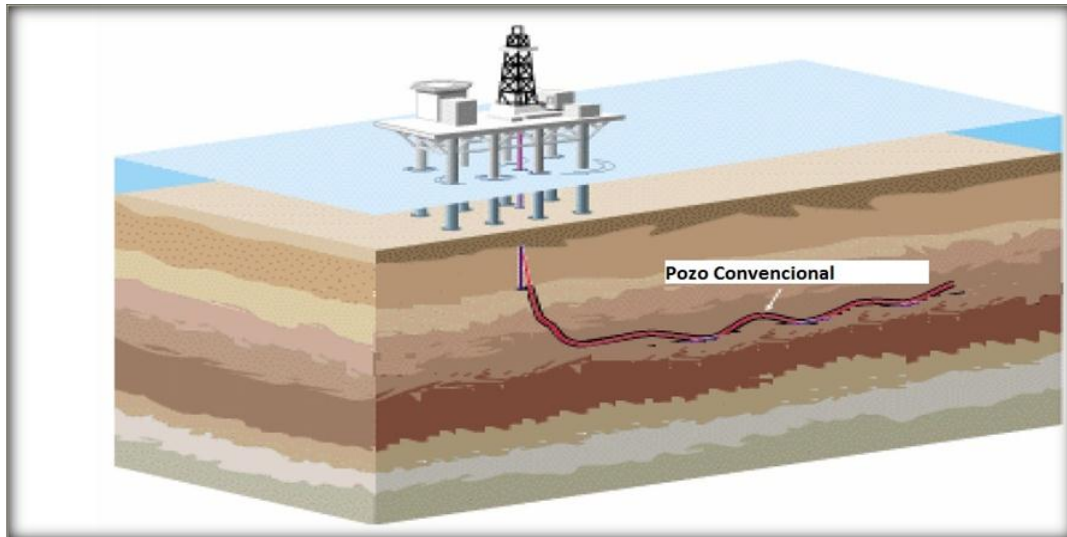


Figura 4.16 – Pozo horizontal convencional⁷.

El efecto de la terminación con stinger, como se muestra en la **Figura 4.17**, es normalizar la reducción de presión tanto como sea posible a lo largo de la profundidad de drenaje horizontal. Una vez que los límites de producción de gas y agua se alcanzan, el pozo es cerrado.

En el caso de reparación se pueden encender o apagar cuando satisface los límites de producción en cualquier momento después durante la vida de producción del campo.

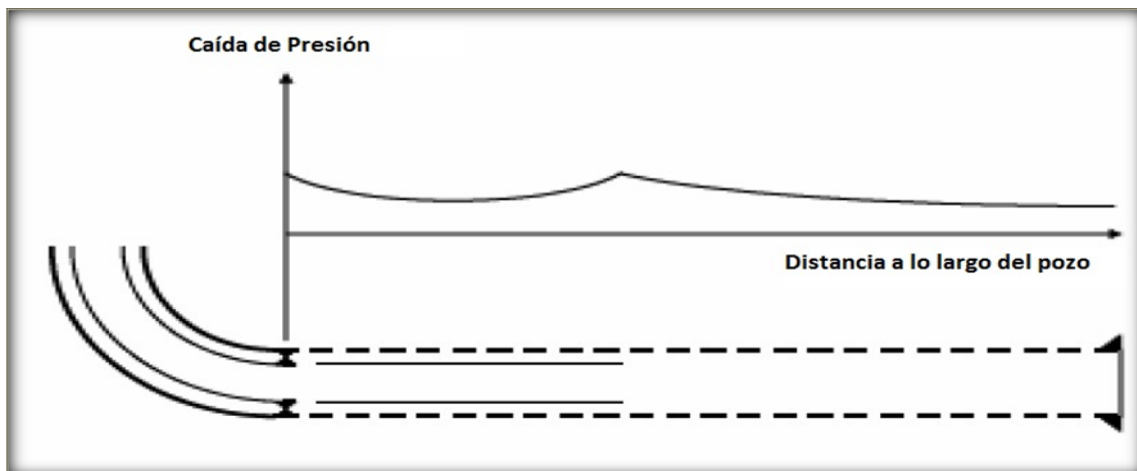


Figura 4.17 – Terminación extendida con stinger⁷.



4.4.5.2 Opción con terminación inteligente

Para este caso la producción de cada zona puede ser controlada individualmente mediante su VCI⁷. El resto de los datos de entrada son los mismos que en el caso de la terminación convencional, la **Figura 4.18** es un esquema del pozo inteligente.

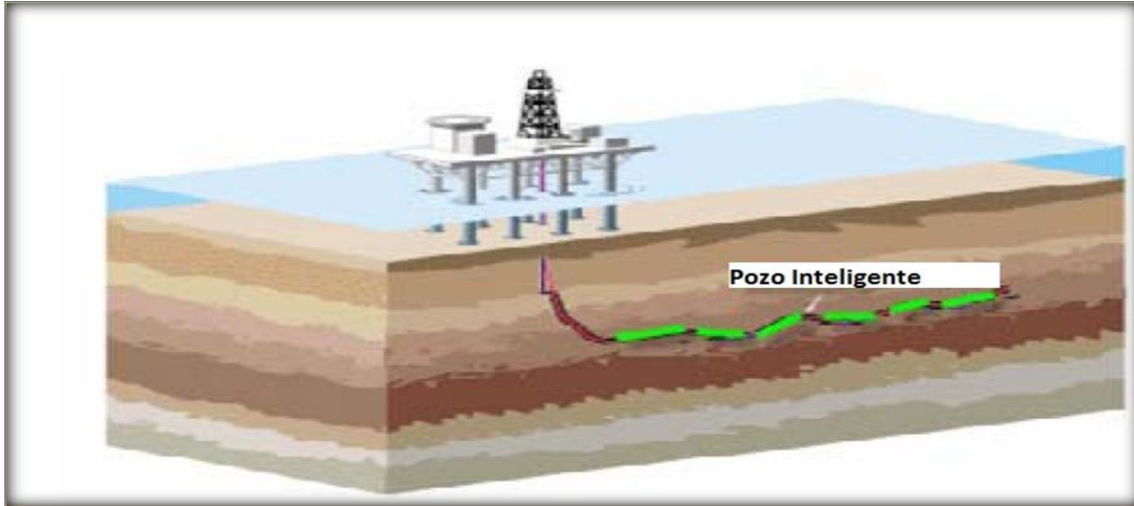


Figura 4.18 – Pozo horizontal inteligente⁷.

Una vez que las limitaciones de producción por entrada de gas o agua se alcanzan, la zona en operación se cierra de forma automática debido al efecto de inteligencia y optimización.

Cada zona puede ser cerrada o abierta cuando satisfaga las limitaciones de producción en cualquier momento durante la vida de producción del campo. La **Figura 4.19** muestra el esquema de terminaciones por intervalo en un pozo.

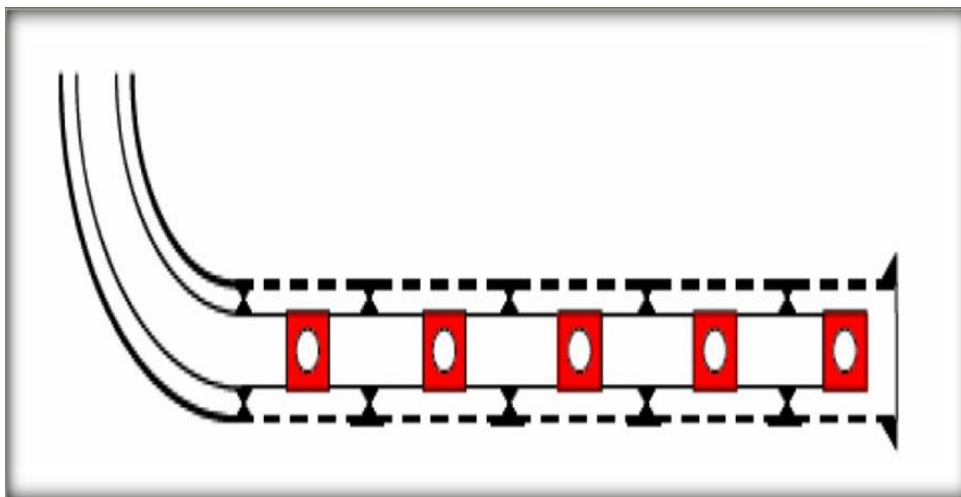


Figura 4.19 – Proceso de terminación de intervalo⁷.



Los fluidos de diferentes zonas separadas viajan en una misma tubería, la **Figura 4.20** muestra la dirección de los fluidos en el arreglo del sistema inteligente. La heterogeneidad del yacimiento afecta la elección del número y localización de los dispositivos de control por pozo⁷.

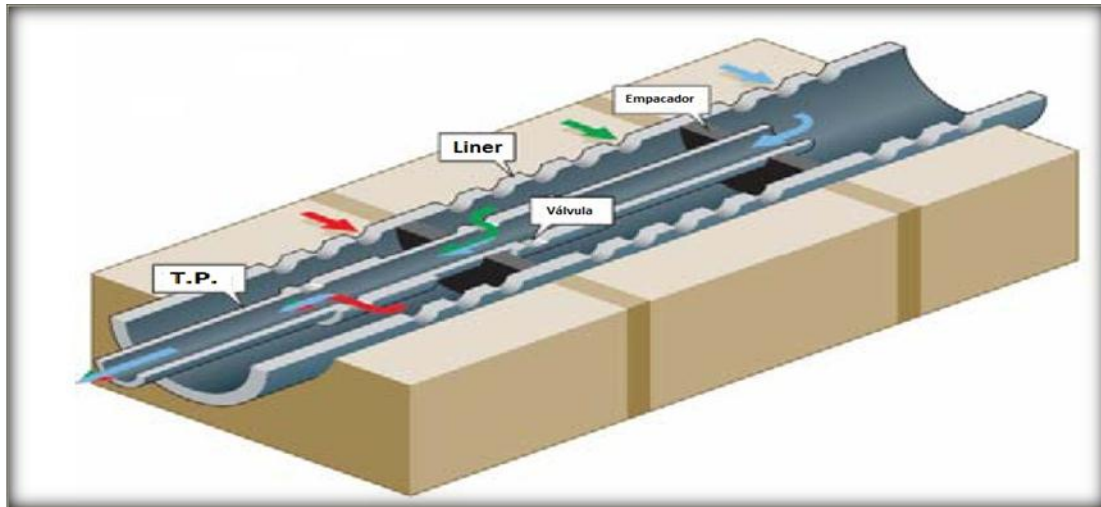


Figura 4.20 – Esquema de pozos inteligentes⁷.

La **Figura 4.21** muestra el paso del tiempo y puntos de reinicio para la válvula de control⁷.

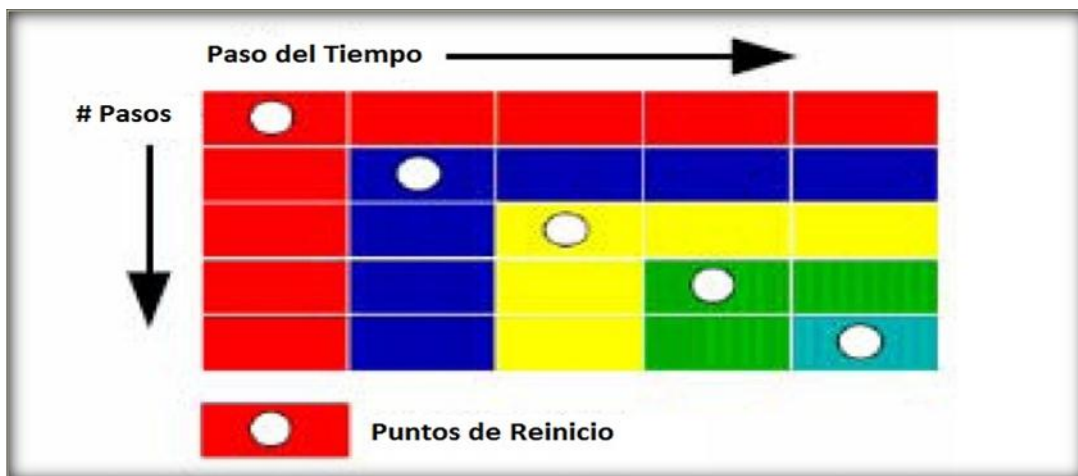


Figura 4.21 – Proceso de optimización de ajuste de válvula⁷.



4.5 Aplicación de Tecnología Inteligente en Cantarell

4.5.1 Metodología de Auto Bombeo Neumático en Cantarell

Esta metodología consiste en un estudio de factibilidad en la aplicación de tecnología inteligente con válvulas de control de intervalo para la inyección del gas proveniente de una zona contigua en el campo (sección Akal), para este fin se utilizan correlaciones y análisis nodal a diversos diámetros de estrangulación para la VCI y se determinan los diámetros óptimos de apertura. En el cuadro de la **Figura 4.22** se mencionan los diversos parámetros en el uso del bombeo neumático inteligente para este caso.

Se plantea la utilización del casquete de gas de la formación Akal, éste será inyectado a través de una válvula de intervalo que permite la elevación del aceite a través del bombeo neumático y puede ser controlada de forma superficial.

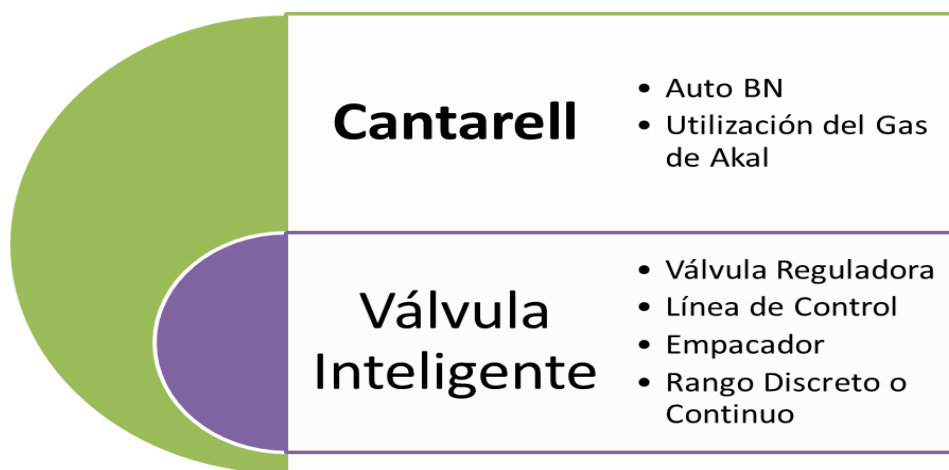


Figura 4.22 – Consideraciones generales en la metodología para el Auto BN en Cantarell.

La válvula inteligente está integrada de diversos elementos como válvula reguladora, línea de control, empacador y pueden tener un rango variable para la entrada de gas.

Consta de varias ranuras que pueden ajustarse de acuerdo a los requerimientos de inyección en el bombeo neumático. El cálculo de flujo de gas se efectúa a través de la ecuación de Thorhill Craver y se modela a través de curvas de comportamiento, en este caso para cinco posiciones de apertura.

4.5.2 Identificación del candidato

Existen diversos retos involucrados en el diseño e implementación de un sistema de pozos con terminación inteligente para el desarrollo de un campo. Se hallan diferentes retos en las diversas etapas del proyecto. Estos desafíos pueden categorizarse bajo los siguientes aspectos: identificación de su valor, localización del pozo, selección del sistema, objetivos de control y monitoreo, manejo de información y administración de proyectos.



Muchas aplicaciones en tecnologías de pozos inteligentes en campos de desarrollo han alcanzado beneficios tangibles.

La aplicación selectiva de la tecnología para un pozo candidato es altamente recomendable. Es conveniente que los pozos en un campo de desarrollo sean planificados para convertirlos a pozos inteligentes. Uno de los principales retos es identificar los candidatos que proveerán el máximo beneficio. Muchos autores han presentado metodologías para la identificación de candidatos potenciales, estos métodos van desde un simple enfoque analítico hasta modelos de simulación de yacimientos complejos⁵.

Las características del yacimiento, composición del fluido producido, comportamiento del pozo y la eficiencia de recuperación de hidrocarburos son parámetros sobre los cuales el equipo de desarrollo tiene incertidumbre. En el proceso de proyección, para direccionar estas incertidumbres, es más importante adoptar un enfoque estocástico antes que uno determinístico. Este enfoque identifica múltiples aplicaciones de la tecnología de pozos inteligentes para maximizar el valor potencial al momento de incrementar las oportunidades de éxito, la **Figura 4.23** hace referencia a este proceso estocástico para la determinación del uso de terminaciones inteligentes.

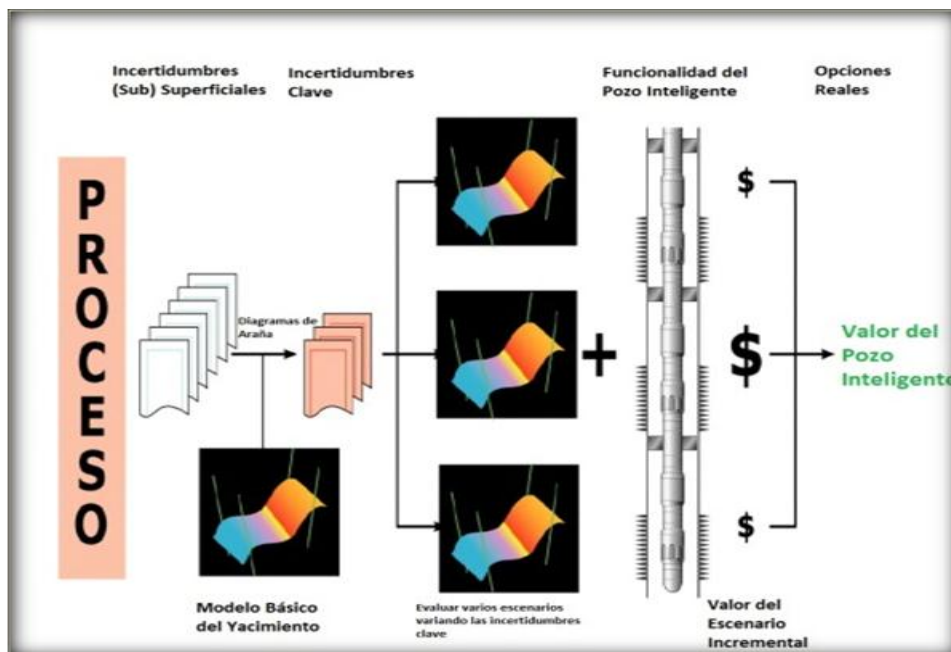


Figura 4.23 – Enfoque estocástico para la toma de decisión sobre aplicación de pozos inteligentes⁵.

Este proceso de evaluación también puede proveer una justificación económica de la tecnología cuando se compara con el comportamiento de desarrollos con sistemas de terminación convencionales. En esencia, el proceso puede incorporar la flexibilidad de la tecnología de pozos inteligentes para permitirle al operador reaccionar al comportamiento del yacimiento.



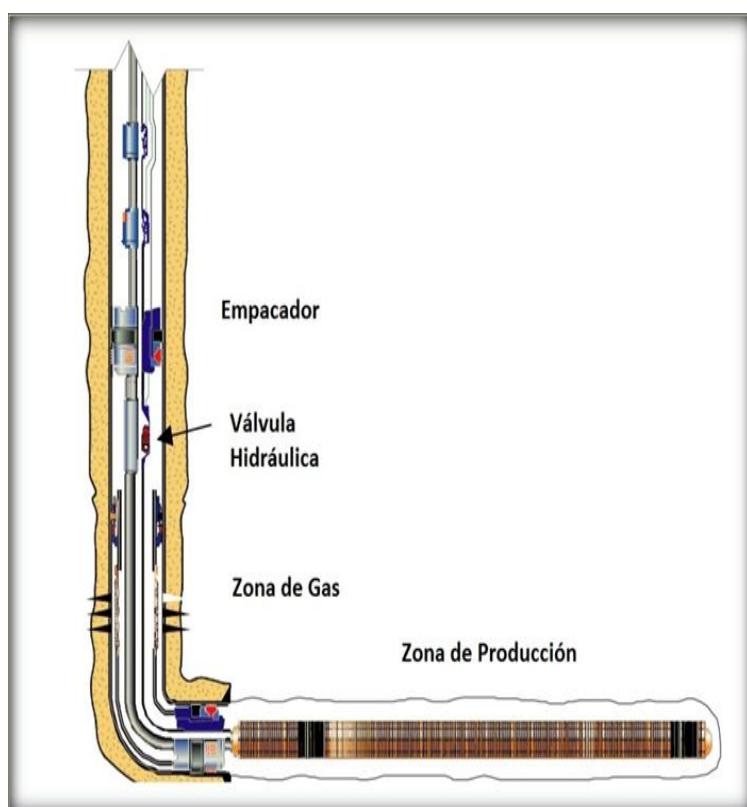
Con las terminaciones y planes de desarrollo convencionales, las incertidumbres sobre el comportamiento del pozo y yacimiento a menudo se conducen a la perforación de pozos adicionales que resultan en un costo de capital adicional importante.

También es necesario que en el proceso de evaluación esté la incorporación de expectativas en confiabilidad para las terminaciones inteligentes.

La sincronización del proceso de proyección puede impactar el uso de tecnología en el desarrollo de un campo. La tecnología de pozos inteligentes debe considerarse en la etapa de conceptualización, esto permite al operador evaluar el impacto en tecnología horizontal o vertical en otros aspectos de las actividades de desarrollo del campo⁹.

4.5.3 Estado de las instalaciones de campo con pozos inteligentes

La **Figura 4.24** muestra un ejemplo típico de válvula de control de flujo recuperable operada de forma hidráulica (WRFC-H) que se instaló en pozos de Norsk Hydro y BP en la Provincia de Aceite Troll West, Costa Afuera de Noruega. Típicamente, en



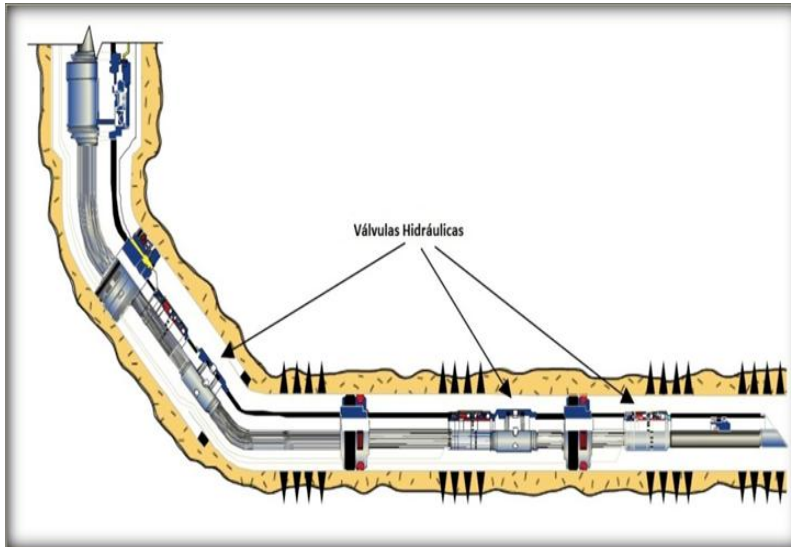
estos pozos submarinos el árbol está a unos 340m de agua.

Las válvulas son operadas de forma hidráulica desde superficie para optimizar la producción de aceite controlando la inyección desde la zona de gas arriba del aceite. Durante la producción del pozo, las válvulas operan como sistema de bombeo neumático convencional con un ahorro de costos satisfactorio para el operador mediante la eliminación de costos en instalaciones de compresión y líneas de flujo superficial¹⁰.

Figura 4.24 – Válvula de control de flujo recuperable instalada en Mayo de 1998 en el pozo Troll, Noruega⁹.



La **Figura 4.25** muestra una instalación típica para las válvula de control de flujo recuperable operada de forma hidráulica (TRFC-H) que se instaló en Mayo de 2000



en el Campo Oseberg B de Norsk Hydro, Noruega. Estas válvulas de 8.85 cm de diámetro brindan una cerradura fiable a las profundidades de operación superiores a los 3650 m; ayudan a maximizar la producción controlando la producción de diferentes gastos de aceite, agua y gas tres zonas independientes.

Figura 4.25 – Válvulas de control de flujo instaladas en Mayo de 2000 en el Pozo Osenberg, Noruega⁹.

La **Figura 4.26** muestra la instalación del primer sistema de terminación inteligente en el Pozo Wytch Farm F-22 de BP. Este pozo altamente desviado de alcance extendido fue perforado y terminado en una localización en tierra. Este sistema de terminación inteligente es controlado desde superficie a través de un cable eléctrico permanente de fondo e incorpora un sistema de medición y control de flujo integrado (TRFC-E). La meta es la de incrementar la recuperación final, un segundo objetivo es verificar la inmunidad del sistema al ruido electrónico del bombeo electrocentrífugo, en este caso éste fue el sistema artificial empleado. Desde su instalación en Agosto de 2000 este sistema ha alcanzado ambos objetivos y continúa dando mediciones en tiempo real de presión, temperatura y flujo así como resolución infinita a la apertura de la válvula. La combinación de mediciones y sistemas de control con un modelo de yacimiento refinado optimiza la producción⁹.

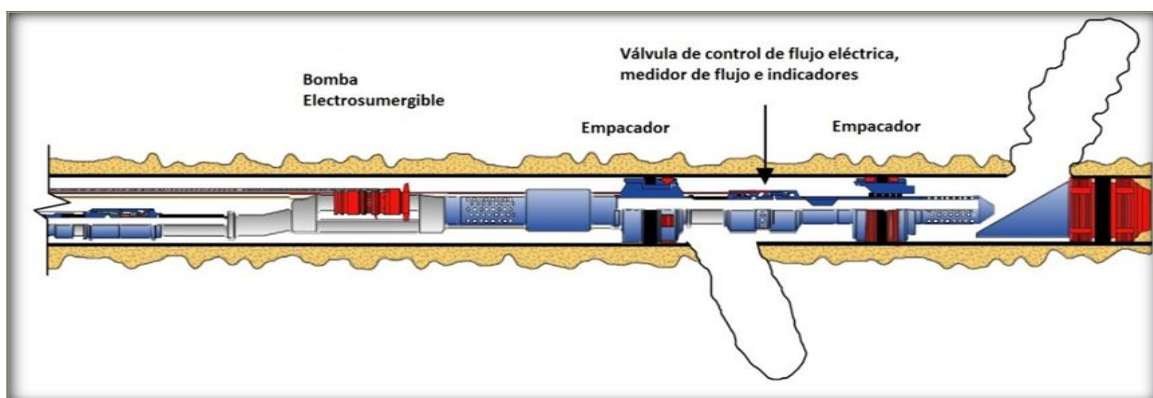


Figura 4.26 – Primer sistema de pozo totalmente eléctrico en el mundo con válvula de control de flujo y sensores de presión, temperatura y flujo, Inglaterra⁹.



4.5.4 Aspectos en consideración para la aplicación de un sistema inteligente

Los modelos de análisis para la aplicación de un sistema inteligente le permiten a las compañías¹⁰:

- ◆ Emplear evaluación de riesgos y técnicas para dirigir la inserción de tecnologías.
- ◆ Organizar y conducir procesos de determinación de hechos para seleccionar las partes con calidad, integración y fiabilidad mejorada, así como rentabilidad.
- ◆ Tomar una decisión informada sobre la selección y manejo basada en las fuentes, políticas, cultura, metas y demanda de los consumidores.
- ◆ Mejorar las interacciones de la cadena de valor y la comunicación con agencias reguladoras de ingeniería.

Todos estos modelos para toma de decisiones pueden clasificarse en diversos enfoques:

- a) **Análisis de árbol de fallas:** es un método para describir las condiciones que pueden hacer que un sistema falle de un cierto modo.
- b) **Análisis de modo de falla y efectos:** este es un método para describir el efecto de cada modo de falla en toda la fiabilidad del sistema. También ayuda a identificar las partes que requieren reparación, remediación o acciones alternativas.
- c) **Diagrama de causa y efecto:** también se conoce como diagrama de Ishikawa, le permite al equipo identificar e investigar las causas (mecanismos y condiciones de falla) relacionados a un problema o condición para descubrir su origen.
- d) **Análisis de causa de origen:** la causa de origen de una falla son las razones básicas para una condición indeseada o problema ocurra, el cual si se elimina o corrige se puede prevenir. Este análisis se hace a menudo a través de análisis físicos de las partes o sistemas fallidos pero puede además incluir revisiones de diseño, manufactura y mantenimiento.
- e) **Calificación virtual:** es una metodología basada en la simulación que evalúa si una parte o sistema puede encontrar requerimientos durante su ciclo de vida basado en sus materiales, geometría y características de operación.
- f) **Prueba de calificación de fiabilidad:** se refiere en un ajuste de pruebas ambientales y funcionales ejecutadas en un sistema de instrumentación para demostrar su fiabilidad antes de que sea instalado en un pozo.



- g) Prueba de vida acelerada:** se utiliza para evaluar el periodo de tiempo de eficiencia de un mecanismo o sistema bajo las condiciones de operación actuales cuando se le compara con las características especificadas para el producto. Por ejemplo, la válvula de control de flujo es accionada repetidamente a cargas mínimas, el número total de ciclos que soporta debe ser al menos el mismo que se espera durante el ciclo de vida de la válvula.
- h) Prueba de estrés acelerada:** se lleva a cabo bajo condiciones ambientales y operativas fuera de los rangos para evaluar el daño. Las pruebas que se hacen a mayores temperaturas fuera del rango de aceptación son un ejemplo de estas pruebas.
- i) Pruebas de erosión en válvulas de control de afluencia:** Las simulaciones del comportamiento de las válvulas de control de afluencia y su resistencia a la erosión por arena se comparan. Estas pruebas se ejecutan usando un volumen máximo de 25,000 bpd con 3% de arena en cada válvula. Las **Figuras 4.27** y **4.28** muestran dos válvulas afectadas por efecto de erosión y que fueron rediseñadas debido a la prueba.

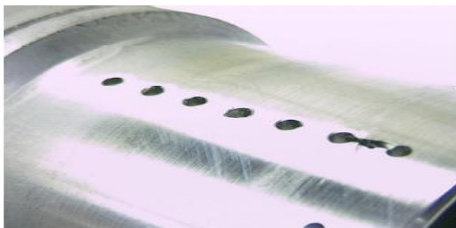


Figura 4.27 – A la izquierda, diseño anticipado de un estrangulador de fondo dañado por erosión en una prueba de vida acelerada. A la derecha, diseño mejorado sujeto a la misma prueba de erosión¹⁰.



Figura 4.28 – Asiento de estrangulador por erosión (izquierda) y diseño mejorado (derecha) después de una prueba de vida acelerada con un flujo de arena del 2 al 3% en un volumen a 70 kg/cm² aproximadamente¹⁰.



4.5.5 Crear una base de trabajo

Esta parte gira entorno a toda la información para el trabajo haciendo que el personal colabore con la información disponible. Un aspecto de este movimiento es la aplicación a enfoques más flexibles y una estructura colaborativa. Esto puede lograrse al tener la información presentada para diferentes disciplinas con su contexto específico a través de su proceso de trabajo relevante, todos como parte de procesos de negocio jerárquicos. La información debe estar disponible en el formato requerido y el nivel de detalle necesario para tomar una decisión⁴.

La automatización del campo ayuda a mejorar la productividad mediante la mejora de la calidad y el valor del trabajo.

Esto le permitirá a la compañía compartir su conocimiento en todos los campos, por ello se crea una base para toma de decisiones más informadas, optimización de procesos y mayor eficiencia de producción. La funcionalidad de todas las capas para crear una base de trabajo debe involucrar varias consideraciones como se observa en la **Figura 4.29**.



Figura 4.29 – Información de trabajo basado en todas las partes que la integran.



4.5.6 Válvulas de control de flujo e intervalo para la automatización de pozos

Las válvulas de control de flujo pueden dividirse en dos principales categorías con respecto a su capacidad de control: válvulas binarias y válvulas multi-posición, como se esquematiza en el diagrama simple de la **Figura 4.30**. Una válvula binaria provee dos opciones de ajuste para operar: posición de apertura o cierre. Una válvula multi-posición brinda un rango de opciones más amplio para su manipulación, éstas puede dividirse en discretas o continuas dependiendo de su diseño. La válvula discreta permite los cambios de las posiciones disponibles de la válvula. Las válvulas continuas permiten cambio de posición infinita con las áreas de flujo prescritas con acoplamientos mecánicos de un sistema de control adecuado, este diseño brinda una resolución más fina al proceso de control; además pueden ser instaladas con un sistema de control.

Una válvula binaria es apropiada en situaciones donde el objetivo es la exclusión de una zona por producción de fluidos no deseados (agua o gas) que no puede ser manejada una vez que ocurre la invasión. La válvula de control de flujo puede cerrarse y esto resulta en menor producción de la zona negativa asociada.

Las válvulas discretas multi-posición son más adecuadas en aplicaciones que requieren cambiar los objetivos de control, como en el caso del bombeo neumático donde la cantidad de gas inyectado puede ser ajustado como una función de la composición de los fluidos producidos, presiones de inyección y de yacimiento disponibles, o en pozos inyectoros donde la eficiencia de barrido del yacimiento puede mejorarse mediante la optimización de la localización de los fluidos inyectados.

La válvula continua infinita es benéfica en aplicaciones que requieren control más estricto. Un pozo que requiere el control de inyección de agua y gas es un buen ejemplo aunado al manejo de problemas de gas en pozos productores de aceite y disminución controlada de presión en el pozo y la terminación⁶.

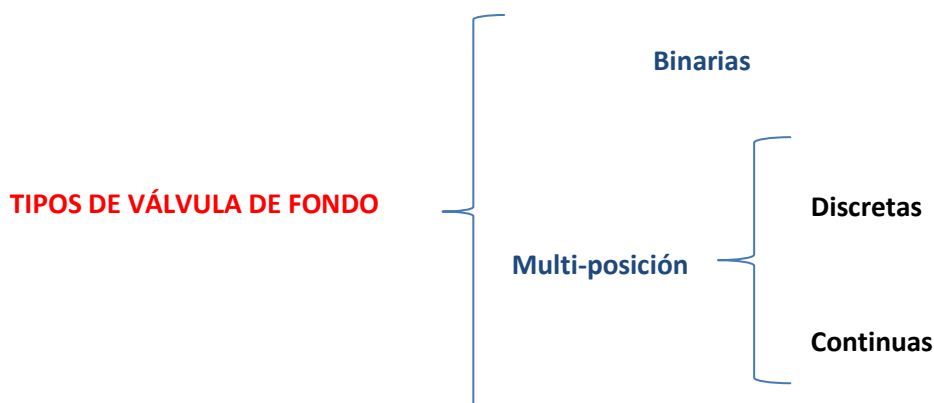


Figura 4.30 – Diagrama simple sobre la clasificación de las válvulas de control.



4.5.7 Sistema de supervisión de pozos con terminaciones inteligentes

Está referido también al módulo maestro de administración de campos con pozos con terminaciones inteligentes. Su función principal es ofrecer un punto de control, monitoreo y configuración para cada terminación inteligente instalada en el campo. La unidad sirve como la interfaz entre el sistema de control del campo y la bases de datos histórica. La unidad podría ser diseñada como una plataforma para la visualización de información de campo/pozo no procesada para otras aplicaciones de análisis de información.

Básicamente, monitorea todos los controladores de pozo, también actúa como un colector de información de los sensores de interfaz externos que no se obtienen a través de controladores de pozo. En conclusión, provee una interfaz de usuario gráfica para que el operador del campo controle, monitoree y visualice la información¹¹.

Debe diseñarse un plan de implementación para el proyecto para asegurar que el producto final alcance los objetivos de diseño.

Dicho plan puede dividirse en cuatro secciones diferentes, estas son: prueba de aceptación de fábrica, prueba de integración, entrenamiento del operador o de las partes interesadas e instalación del campo (Fig. 4.31).

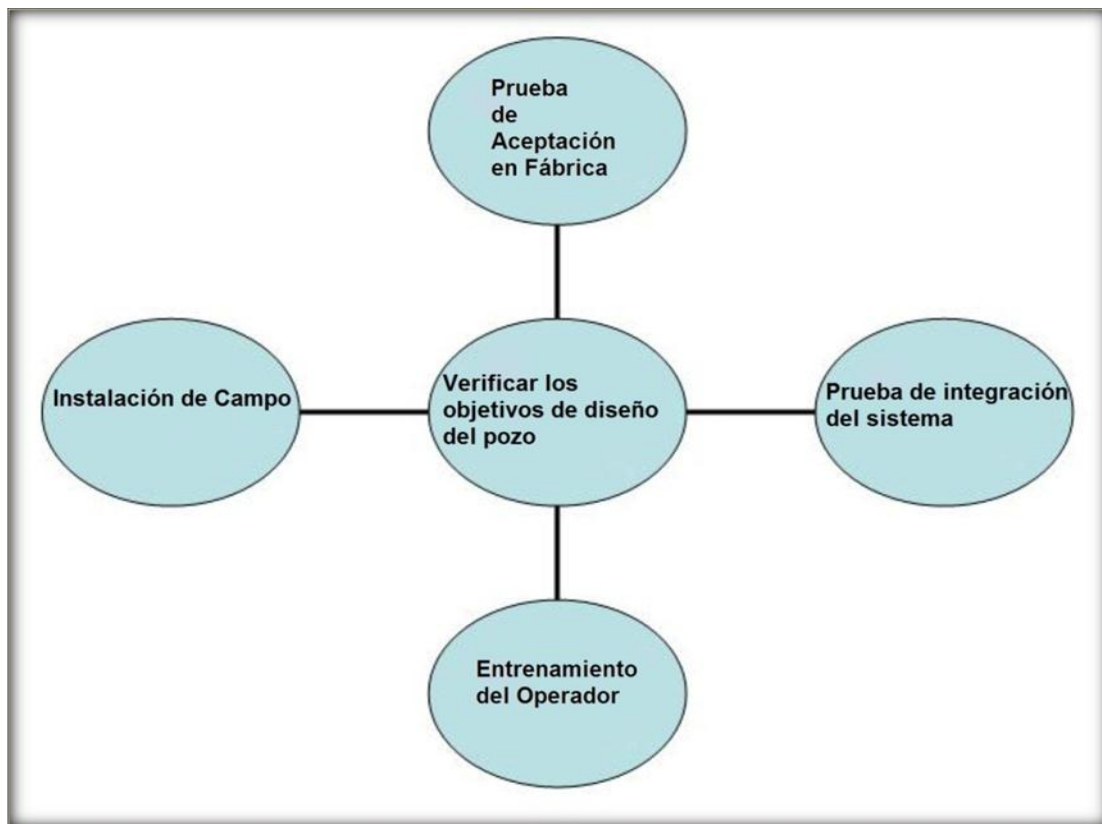


Figura 4.31 – Ruta de implementación para pozos con terminaciones inteligentes¹¹.



REFERENCIAS

1. Middle East & Asia Reservoir Review, Number 8, 2007.
2. Konopczynski, M.R and Ajayi, A. **“Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control,”** Houston, SPE 90664, 2004.
3. D. Zhu, and K. Furui, **“Optimizing Oil and Gas Production by Intelligent Technology”**, Baker Oil Tools. SPE 102104 2006.
4. Anil Pande, Mark Morrison, and Richard Bristow, **“Oilfield Automation Using Intelligent Well Technology”** SPE 135657, 2010.
5. Victoria Jackson Nielsen **“Defining and Implementing Functional Requirements of an Intelligent-Well Completion”** Society of Petroleum Engineers. SPE 107829, 2007.
6. Smithson, C. Giuliani, **“Intelligent Well Automation—Design and Practice”** SPE 103082. WellDynamics, 2006.
7. **“Intelligent Wells: Horizontal Well Simulation for Thin Oil Rims Abundant in the Niger-Delta”** - A Case Study Obuekwe Nigeria., SPE 133389, 2010.
8. Clark E. Robison, **“Overcoming the Challenges Associated With the Life Cycle Management of Multilateral Wells: Assessing Moves Towards the “Intelligent Well”** Halliburton OTC 8536, 1997.
9. Anthony F. Veneruso, Alexandre G. **“Engineered Reliability for Intelligent Well Systems”** Schlumberger, Society of Petroleum Engineers, OTC 13031. 2001.
10. Hayes, D.: **“Intelligent system maximizes return,”** Hart's E&P, November 2000.
11. Adedeji Oluwatosin, **“Surface Control System Design for Remote Wireless Operations of Intelligent Well Completion System”** SPE 121710, 2009.



Capítulo V

Principios de las Terminaciones Inteligentes en Aguas Profundas





5.1 Análisis sobre el uso de tecnología inteligente para bombeo neumático

5.1.1 Análisis sobre las tecnologías innovadoras

A lo largo de este trabajo se ha hecho amplia mención sobre el uso de tecnologías de reciente creación que permiten la optimización y eficiencia del bombeo neumático inteligente. Esta tecnología está bastante relacionada con el uso de válvulas de control de afluencia que permiten la inyección de gas autónoma o controlada en los pozos mediante el aprovechamiento de una fuente de gas cercana o asociada a los yacimientos para satisfacer las necesidades de elevación de hidrocarburos mediante este sistema.

En todos los casos las tecnologías involucradas consisten de dispositivos de control y monitoreo que le brinda al sistema capacidades de funcionamiento muy precisas, en el diagrama de la **Figura 5.1** se observan las tecnologías que en conjunto le dan el carácter de inteligencia a los pozos.

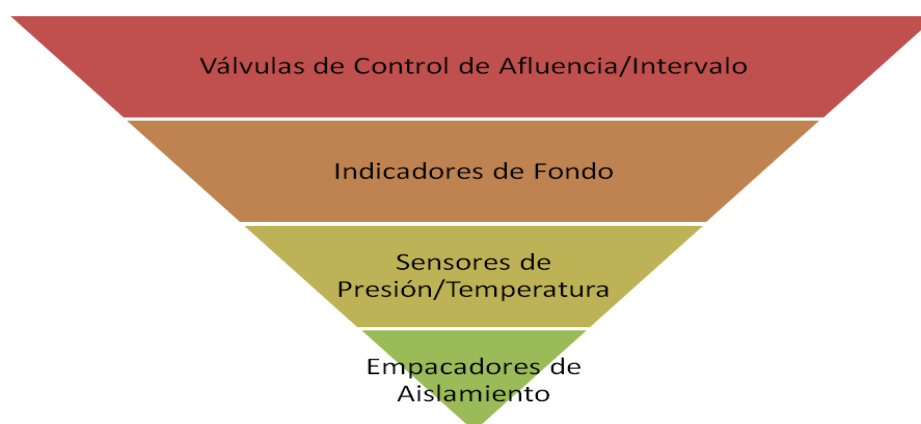


Figura 5.1 – Tecnologías que convergen para efectuar un bombeo neumático inteligente efectivo.

Estas tecnologías han probado su factibilidad en todos los casos descritos anteriormente de forma segura y eficiente. Con ello se ha demostrado un gran ahorro en costos de producción mediante el sistema de bombeo neumático, incrementos en la producción de aceite y seguridad.

5.1.2 Sobre el casquete de gas

En el bombeo neumático inteligente es importante contar con una fuente de gas cercana o asociada a un yacimiento de aceite, este gas será inyectado en la tubería de producción para efectuar el levantamiento de aceite. Para que esto resulte efectivo son tres aspectos que se han considerado esenciales:

- ◆ Presión del gas.
- ◆ Productividad del gas.
- ◆ Reserva del gas.



Estos aspectos permiten conocer si la fuente de gas es suficiente para un suministro en un periodo de tiempo prolongado o si resultará rentable en un límite económico su utilización.

5.1.3 Sobre la eficiencia del bombeo neumático inteligente

Se ha mostrado una gran eficiencia en el bombeo neumático inteligente gracias a la utilización de válvulas de control de intervalo que efectúa la inyección del gas. Los diversos resultados en los campos que se han mencionado anteriormente han arrojado diversos beneficios del uso de este sistema, dichos beneficios se comentan en la **Figura 5.2**.



Figura 5.2 – Observación de beneficios en las aplicaciones con bombeo neumático Inteligente.

Concebidos inicialmente como alternativas a las intervenciones costosas o técnicamente difíciles, los pozos inteligentes que pueden ser monitoreados y controlados en forma remota, han evolucionado para convertirse en una herramienta poderosa de manejo de yacimientos.

Los pozos inteligentes y los campos instrumentados apuntan a incrementar las reservas y acelerar la producción. Como resultado, después de un proceso de asimilación inicialmente lento, las proyecciones indican que su número se quintuplicará en los próximos años, siempre que estas instalaciones sigan demostrando su confiabilidad.

Entre los adelantos tecnológicos recientes, capaces de incorporar reservas, 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.



Como señalan quienes sostienen que el mundo se está quedando sin petróleo, fuera de algunos descubrimientos considerables en aguas profundas y ultra profundas y en otras áreas remotas, las formaciones recién descubiertas tienden a ser más pequeñas y más difíciles de producir que en el pasado. En consecuencia, la tasa de recuperación de reservas de la industria (la porción del petróleo original en sitio que puede llevarse económica y técnicamente a la superficie) se cierra en alrededor del 35%. A través del monitoreo y el control de los yacimientos en tiempo real, los pozos inteligentes aprovechan el máximo contacto con los yacimientos y la ubicación precisa de los pozos, provistos por las innovaciones recientes en materia de perforación y terminación de pozos, para generar tasas de recuperación significativamente más altas y una producción acelerada¹.

A continuación se analiza el caso del valor agregado para las terminaciones inteligentes y se estudia su evolución desde una forma de evitar las operaciones de intervención utilizando equipos de terminación/reparación de pozos, hasta convertirse en una alternativa que incluye el manejo mejorado de los yacimientos.

5.1.4 Intervención sin equipo de terminación o reparación para manejo de yacimiento

En el corazón de la tecnología de pozos inteligentes se encuentran las válvulas de fondo de pozo accionadas desde la superficie, que se utilizan para regular el flujo proveniente de zonas individuales o tramos laterales, y los sensores de temperatura y presión de fondo de pozo, instalados en forma permanente¹.

Conceptualmente, tales válvulas provienen de las tradicionales válvulas de control de flujo, accionadas con cable o con tubería flexible. Esas versiones anteriores utilizan mandriles con perfiles internos ajustados al perfil externo de la herramienta.

Cada una de las válvulas instaladas dentro del pozo posee un perfil único que permite que la herramienta de servicio se asiente solamente en una válvula específica mientras atraviesa las otras. Mediante la modificación del perfil de la herramienta de servicio, el operador puede escoger la válvula específica a abrir o cerrar, la **Figura 5.3** es un esquema de dichas válvulas.

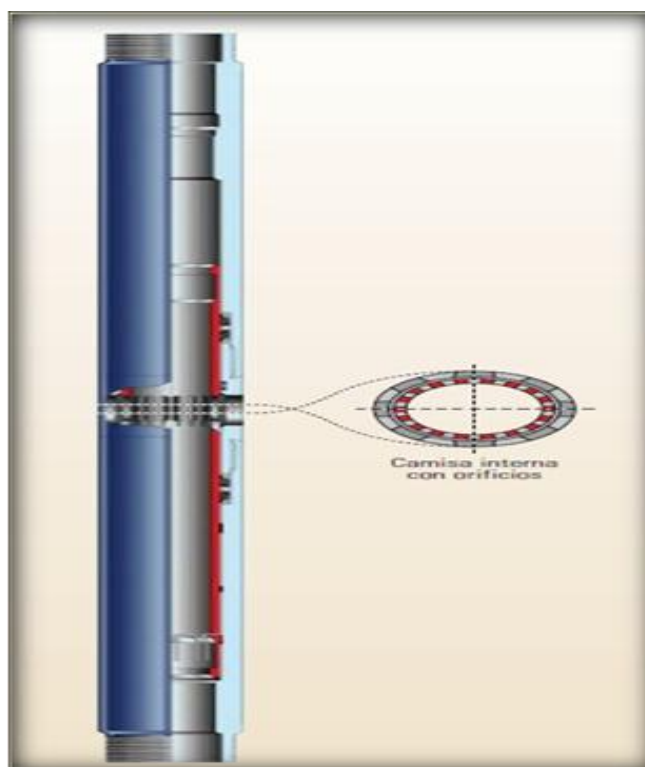


Figura 5.3 – Válvulas de control de flujo accionadas con cable y con tubería flexible¹.

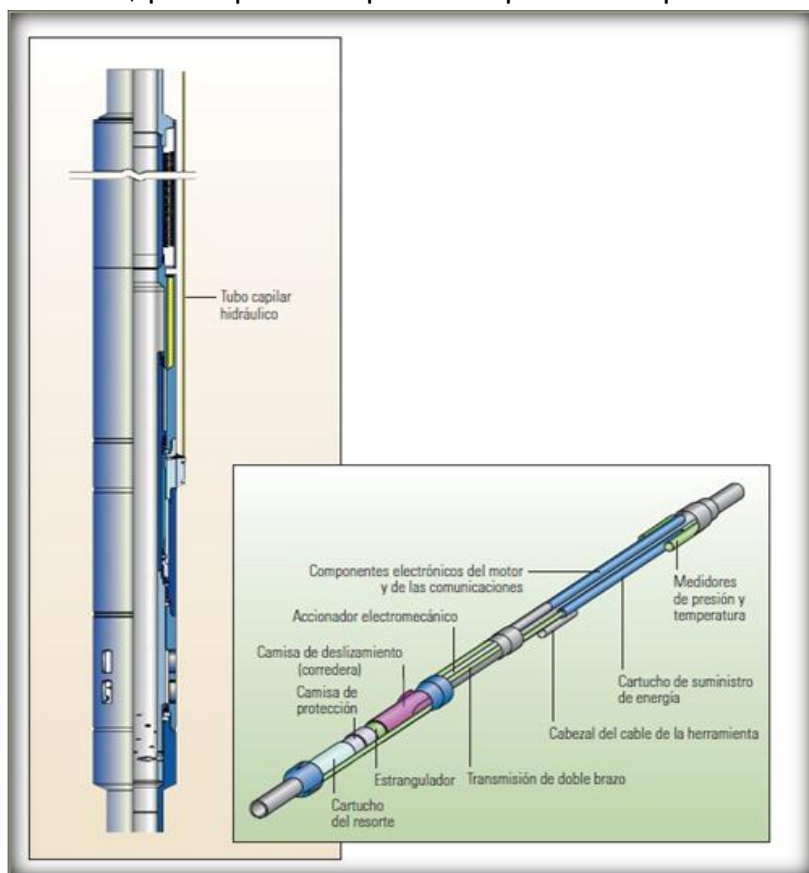


Quando los cabezales de los pozos son de fácil acceso, estas válvulas de corredera constituyen un método relativamente simple, de bajo riesgo y económico para la manipulación de zonas de producción múltiples a las que se accede a través de un solo pozo. Pero a medida que las operaciones de terminación de pozos submarinos y de alcance extendido comenzaron a proliferar en la década de 1990, la solución tradicional con cable se volvió económica y técnicamente problemática.

Posicionadas dinámicamente, las embarcaciones de apoyo de aguas profundas, que deben actuar como plataformas de trabajo desde las cuales han de efectuarse las tradicionales intervenciones de pozos en estos ambientes, poseen un costo elevado.

Además, introducir cable o tubería flexible en los pozos, a través de los cabezales instalados en el fondo del mar, quizá a miles de metros por debajo de la superficie del océano, es mucho más complejo e implica mucho más riesgo que un ingreso tradicional a través de la parte superior de un cabezal de producción seco. De un modo similar, el acceso a una válvula que se encuentra a miles de metros de un cabezal de pozo, a lo largo de un pozo de alto ángulo y con tubería flexible o línea de acero, plantea sus propios desafíos o riesgos.

Una respuesta obvia para estos problemas es el cambio de la intervención mecánica por el control hidráulico o eléctrico accionado desde la superficie. No obstante, para que ese tipo de esquema cumpla con su cometido, es decir, impedir



las intervenciones. Las válvulas deben poseer esperanzas de vida extraordinariamente largas y un alto grado de confiabilidad, midiéndose en años la frecuencia de mantenimiento.

Estos dispositivos utilizan camisas internas con orificios para equalizar la presión entre una formación aislada y la sarta de tubería de producción, para la colocación precisa de un bache de ácido y para dirigir el flujo de la tubería de revestimiento a la tubería de producción en terminaciones selectivas.

Figura 5.4 – Válvulas de control de flujo recuperables con la tubería de producción y con cable¹.

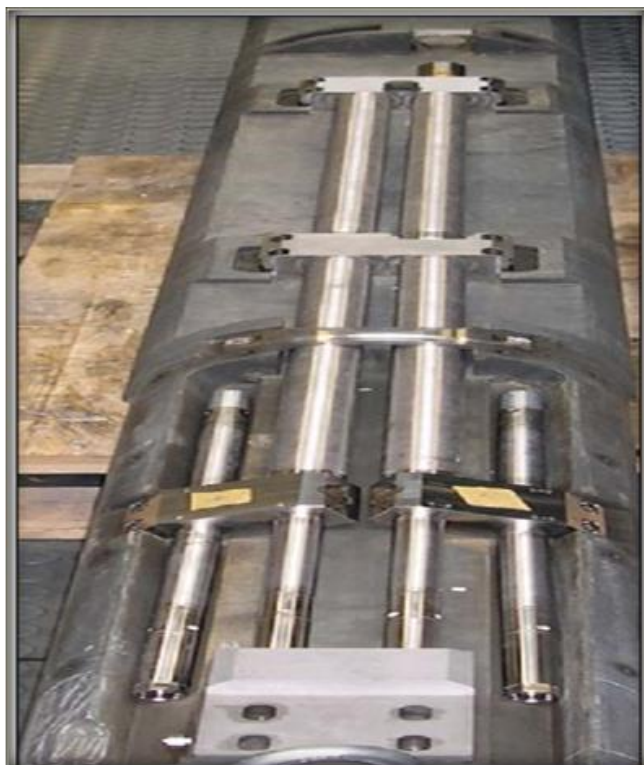


Las camisas pueden configurarse con perfiles únicos de asiento de tubería para permitir su apertura y cierre selectivo, utilizando una herramienta de servicio operada con cable estándar y tubería flexible. La camisa de deslizamiento (o corredera) forma parte de la sarta de tubería de producción. Los fabricantes comenzaron a producir dispositivos cada vez más confiables. Por ejemplo, Schlumberger ahora da cuenta de una tasa de confiabilidad del 97% para sus válvulas de segunda generación ^[1]. Hoy, las válvulas de control de flujo de fondo incluyen desde las válvulas que poseen controles simples (controles de cierre o apertura) hasta los estranguladores de ajuste infinitamente variable, accionados hidráulicamente y controlados eléctricamente, la **Figura 5.4** representa una válvula de control de flujo con diversos aditamentos.

Estas válvulas de control de flujo inteligentes, a diferencia de sus predecesoras, no requieren la intervención con cable o tubería flexible para cerrarse, abrirse o ajustar infinitamente el área de flujo. Por el contrario, se accionan en forma remota a través de un tubo capilar hidráulico (izquierda) o, en el caso de los sistemas eléctricos, a través de una señal eléctrica transmitida a los accionadores electromecánicos (derecha). Las dos válvulas mostradas anteriormente son recuperables con la tubería de producción.

Estas innovaciones permiten a los ingenieros diseñar válvulas que pueden ajustarse en forma remota, dentro de un rango de secciones transversales de flujo equiparadas al perfil de producción de una zona.

Se ha notado un mejor aprovechamiento cuando los pozos inteligentes se utilizan como herramientas para maximizar la recuperación de las reservas.



Este cambio de visión sobre la tecnología de pozos inteligentes (de herramienta destinada a evitar intervenciones a herramienta de manejo de yacimientos) ha mejorado en forma sustancial gracias al surgimiento de los sensores de presión y temperatura, instalados en el fondo de pozo en forma permanente que son capaces de funcionar en ambientes rigurosos durante períodos largos, la **Figura 5.5**) muestra los sistemas de monitoreo instalados comúnmente para brindar un mayor carácter de inteligencia.

Figura 5.5 – Sistemas de monitoreo de yacimientos y producción en tiempo real, instalados en forma permanente¹.



Debido a estas nuevas tecnologías, actualmente el monitoreo incluye mucho más que datos de presión y temperatura. Se han incluido medidores de flujo multifásico, sensores sísmicos y electrodos instalados en el fondo del pozo en forma permanente, para generar imágenes de las formaciones a cierta distancia de la pared del pozo. Todos estos sensores están conectados a centros de control que facilitan la emisión de respuestas casi instantáneas a las condiciones cambiantes del pozo. Los datos de estas terminaciones inteligentes se utilizan además para mejorar y actualizar continuamente los modelos de producción y las simulaciones, efectuar e interpretar pruebas de producción en zonas individuales y tramos laterales, predecir la intrusión de arena e irrupción de agua, así como medir la tasa de flujo y el corte de agua.

5.1.5 La opción inteligente

Las ventajas de los métodos de monitoreo y control de yacimientos resultan prometedoras cuando se analiza el beneficio que otorgan a la recuperación de reservas e incremento en la producción. Por ejemplo, dado que los pozos pocas veces atraviesan una sola zona con hidrocarburos, los especialistas en terminación de pozos a menudo se ven obligados a decidir entre mezclar la producción de múltiples zonas o explotar cada zona en forma secuencial. Históricamente, la explotación de más de una zona a la vez ha constituido una alternativa viable sólo cuando las zonas son compatibles en términos de presión y composición de fluidos y no existen limitaciones ambientales o de otro tipo. También es posible explotar simultáneamente dos, tres y a veces cuatro intervalos disparados a través de terminaciones en las que cada zona se aísla mecánicamente de las otras y se hace fluir a la superficie mediante sargas de producción independientes¹.

La producción secuencial habitualmente requiere explotar una zona hasta su límite económico, antes de taponarla y abandonarla para ascender por el pozo con el fin de terminar la zona siguiente. Este ciclo se repite con cada zona y en casi todos los casos esta estrategia deja perder volúmenes considerables de reservas, lo que se traduce en perfiles de producción bajos.

Por el contrario la utilización de terminaciones inteligentes en un esquema de producción secuencial, que implica abrir y cerrar cada zona en forma remota desde la superficie, mejora la producción mediante la eliminación tanto de costos de intervención e impacta positivamente en mejores perfiles de producción. También pueden utilizarse válvulas de configuración variable para producción secuencial o producción mezclada, mediante el manejo del flujo proveniente de zonas de alta presión para prevenir el flujo cruzado.

Esto no significa que la tecnología de terminaciones inteligentes garantice el valor agregado donde quiera que se aplique. La experiencia ha mostrado que el grado en que la producción mejora con las terminaciones inteligentes depende de factores tales como la distribución de la porosidad y la permeabilidad dentro de ese yacimiento.

La decisión de utilizar pozos inteligentes no requiere que todos los pozos de un campo incluyan una terminación inteligente. El operador debe analizar primero que el tipo de yacimiento se adecue a la tecnología de pozos inteligentes y luego debe efectuar una determinación similar para cada pozo proyectado para el campo.



Los procesos de selección de pozos candidatos incluyen desde un enfoque analítico simple hasta los modelos complejos de simulación de yacimientos. Dada las incertidumbres que se presentan en cuanto a las características de los yacimientos, la composición de los fluidos producidos, el desempeño de los pozos y la eficiencia de la recuperación, es importante utilizar un enfoque estocástico en el proceso de selección.

A lo largo del tiempo, han surgido guías con base en la experiencia general para la selección de una estrategia de pozos inteligentes. Por ejemplo, en un yacimiento con permeabilidad uniforme, las válvulas accionadas en forma remota parecerían a primera vista una herramienta efectiva para el manejo de la irrupción de agua y para incrementar la vida productiva de los pozos y la recuperación final.

Si bien las terminaciones inteligentes pueden ser efectivas en yacimientos estratificados, resultan más eficientes cuando la zona de lutitas que separa a las areniscas es continua y el sello es impermeable. Por lo tanto, dentro del mismo yacimiento estratificado, las terminaciones inteligentes resultan adecuadas para algunos pozos que atraviesan capas selladas en forma segura.

Un conjunto de modelos matemáticos, desarrollados para la selección de pozos candidatos utiliza técnicas de simulación de yacimientos y simulación de pozos para generar un modelo comparativo de los beneficios de las terminaciones inteligentes. Se crean escenarios para generar múltiples variables sobre el desempeño de los yacimientos que afectan la secuencia cronológica de los eventos que requieren procesos de intervención, monitoreo o manejo de yacimientos a menudo inducidos por el grado de incertidumbre geológica y por la heterogeneidad de los mismos.

En los yacimientos de canales heterogéneos, los beneficios de las terminaciones inteligentes dependen del desempeño de los pozos, lo que a su vez depende de la posición de los pozos con respecto a la permeabilidad de la formación y la conectividad de los canales.

Eso se debe a que la efectividad de las válvulas de control de flujo depende del estrangulamiento, lo cual es una función de la capacidad de producción alta. No obstante, por su naturaleza, la mayoría de los yacimientos heterogéneos se benefician con las terminaciones inteligentes dado que su permeabilidad y su porosidad variables tienden a crear precisamente el tipo de frente de fluido que mejor explotan las válvulas de configuración variable¹.

5.1.6 Método inteligente de recuperación incrementada

Los especialistas pronostican que hasta un 40% de las terminaciones inteligentes futuras serán utilizadas en pozos de inyección de agua. La razón del enlace de las dos tecnologías es clara: históricamente, el punto en que se abandonan los proyectos de inyección de agua ha estado relacionado con un nivel máximo aceptable de corte de agua en el pozo productor. Este estándar tiende a traducirse en cantidades significativas de petróleo que se pasa por alto.



Los esfuerzos para reducir la producción de agua durante mucho tiempo se centraron en las terminaciones cementadas, los empacadores, los químicos adecuados, y los disparos selectivos para modificar la distribución del influjo a lo largo del pozo. La manipulación de las tasas de flujo de inyección a través de las válvulas de control de fondo de pozo, logra el mismo cometido en forma más eficaz y a un costo más bajo. Los frentes de inundación en los pozos actuales altamente desviados y con alto grado de contacto con los yacimientos, son especialmente sensibles al ajuste de la distribución del flujo en las diversas capas del pozo. Esta práctica equilibra la tendencia natural de los fluidos a migrar preferentemente a través de las zonas de alta permeabilidad.

Las tasas de flujo de inyección en la formación se establecen de conformidad con los parámetros de presión o de control de flujo. Cuando el bombeo se efectúa en diversas zonas separadas por barreras impermeables, las válvulas inteligentes sirven como obturadores para mantener las presiones adecuadas en cada punto de inyección. Esto permite a los operadores utilizar una sola bomba. Las alternativas son: una bomba independiente para cada zona o una sola presión para todas las zonas. La primera es más costosa, la segunda menos eficiente.

La opción de control del flujo puede utilizarse para conformar el frente de inundación cuando no existe ninguna barrera impermeable en el intervalo de flujo. Nuevamente, las alternativas conllevan el uso de bombas independientes con tasas de flujo fijas para cada zona o emplear una sola bomba con las tasas de flujo medidas y reguladas, según niveles prefijados, utilizando válvulas de control de fondo de pozo.

Los sistemas de inyección de agua con válvulas de fondo de pozo accionadas en forma remota se adecuan particularmente para las operaciones de terminación de pozos submarinos, en las que la opción de cambiar las zonas de inyección sin una intervención basada en el empleo del equipo de terminación sigue siendo una atracción clave. Como sucede con otros ámbitos de la industria de exploración y producción, más allá del costo y las cuestiones técnicas de las operaciones de intervención submarinas, se encuentra el manejo asociado con la incertidumbre de los yacimientos.

Las formaciones de aguas profundas tienden a ser estratificadas y son de gran espesor. La inyección de agua constituye su principal mecanismo de recuperación y a menudo se utiliza para mantener la presión. En este tipo de ambiente, las válvulas de fondo accionadas en forma remota se consideran una herramienta eficiente para controlar la distribución del agua de inyección. Estas válvulas pueden ayudar a prevenir la invasión temprana de agua, a la vez que logran un proceso efectivo de barrido y recuperación de petróleo¹.

En combinación con los pozos inteligentes, los pozos inyectoros también pueden utilizarse para determinar ciertas características de los yacimientos. En un ejemplo de un área marina, se utilizaron dos pozos inyectoros (uno correspondiente a una terminación inteligente dual y el otro, un solo inyector) con el fin de efectuar una prueba de interferencia para determinar la conectividad a lo largo de una falla, en una zona situada entre los pozos.



Para la prueba de interferencia se utilizó un cable, conectado entre el pozo productor y el inyector, lo que permitió la adquisición simultánea de datos de presión y temperatura en cada pozo. La **Figura 5.6** muestra la supervisión submarina de inyección para este caso.

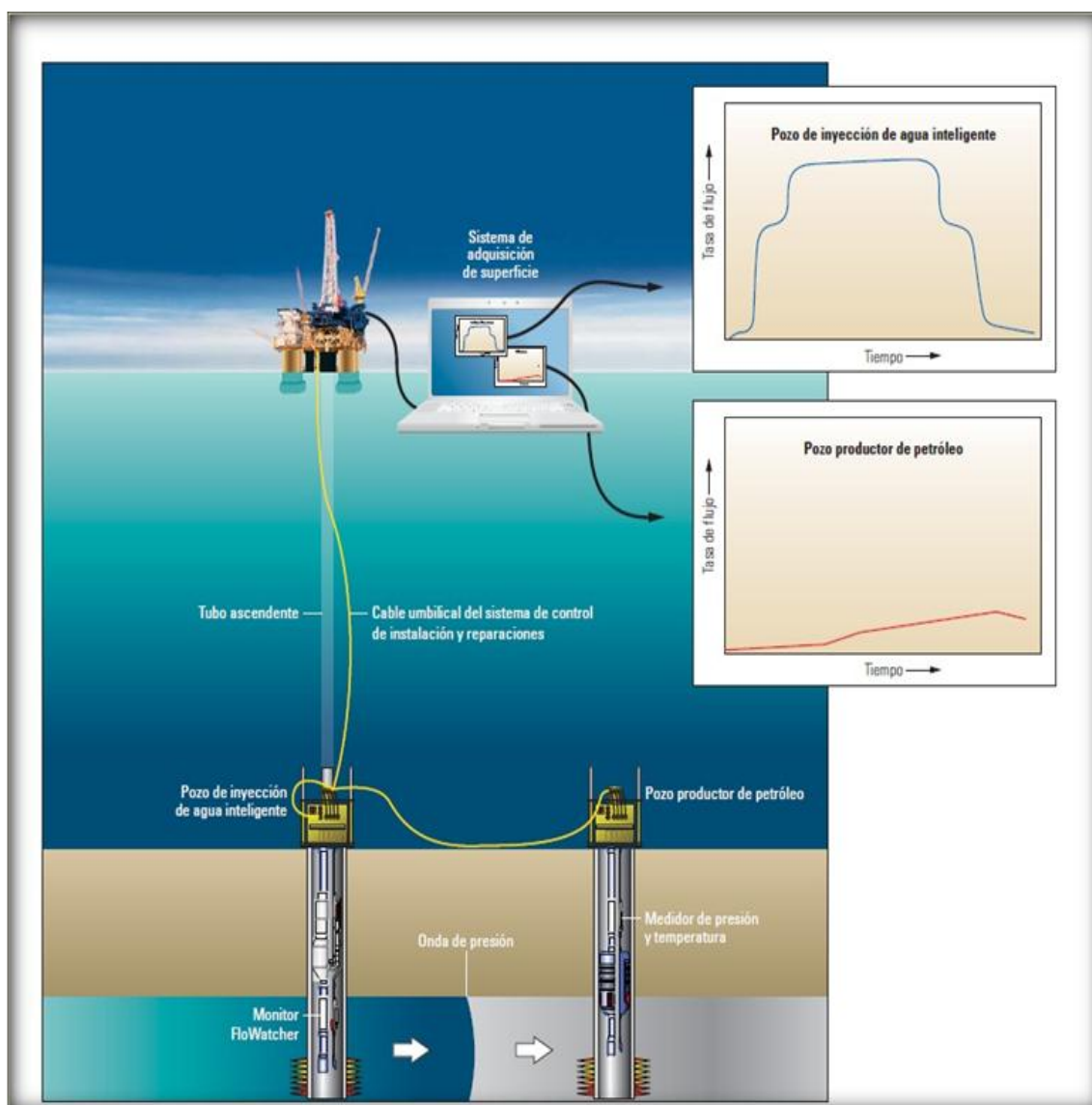


Figura 5.6 – Inyección submarina¹.

El pozo de inyección de esta configuración submarina fue equipado con un monitor de producción integrado, instalado en forma permanente por debajo de la válvula de control de flujo. Esto posibilitó la medición de la tasa de inyección en tiempo real en la zona inferior (inserto del extremo superior derecho).

5.1.7 Beneficios del levantamiento natural por gas

Cuando se introdujeron, los pozos inteligentes eran percibidos como una opción costosa y a la vez riesgosa. Esta percepción fue el resultado de los bajos precios del petróleo vigentes en ese momento y del objetivo original de la tecnología como alternativa a las intervenciones basadas en el empleo de equipos de terminación o reparación de pozos.



Como resultado, los pozos inteligentes desarrollaron una solución que resulta adecuada exclusivamente en el caso de pozos y campos complejos o de alto costo, en ciertos lugares aún se conserva. No obstante, hoy en día, el método de monitoreo y control de yacimientos en tiempo real es cada vez más evidente en los campos maduros en los que se están empleando sensores y válvulas, monitoreados y accionados en forma remota para ayudar a mejorar la eficiencia de los sistemas de levantamiento por gas, de las bombas eléctricas sumergibles y de los pozos que producen por medio de bombeo mecánico¹.

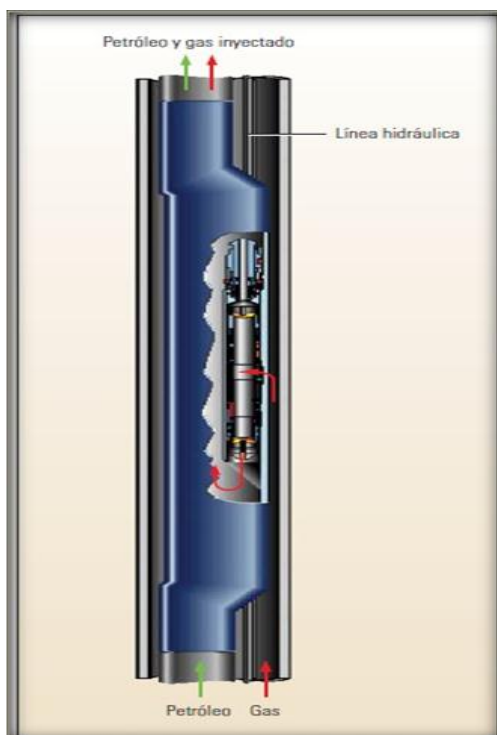


Figura 5.7 – Levantamiento natural por gas¹.

Las terminaciones inteligentes son de particular interés en áreas en las que el gas proveniente de una zona puede mezclarse con el petróleo proveniente de otra zona en lo que se conoce como levantamiento natural por gas. El concepto es el mismo que el del levantamiento artificial por gas; el gas introducido en la tubería de producción desde el espacio anular de la tubería de revestimiento reduce la carga hidrostática de la columna de petróleo hasta un punto que permite que la presión del yacimiento lleve los fluidos producidos a la superficie, la **Figura 5.7** representa el proceso de levantamiento por bombeo neumático natural.

A veces mencionados como sistemas en sitio, los sistemas de levantamiento natural por gas utilizan sensores y válvulas de control de flujo de fondo de pozo para asegurar que un volumen suficiente de gas, producido a través del espacio anular de la tubería de revestimiento, ingrese en la columna de fluido de la tubería de producción para levantarla a la vez que se impide el ingreso de un volumen de gas excesivo que pueda producir flujo cruzado. Los ahorros con respecto a los sistemas tradicionales provienen del hecho de que los sistemas de levantamiento natural por gas no necesitan infraestructura de superficie para transportar y suministrar el gas a través del espacio anular hasta la formación objetivo. La capacidad para controlar los volúmenes de inyección en forma remota, a través de una línea hidráulica proveniente de la superficie, constituye una ventaja adicional con respecto a los sistemas del pasado¹.

Las válvulas tradicionales de levantamiento artificial por gas, recuperables con cable, deben ser extraídas y recalibradas cuando los cambios producidos en las características del fluido incrementan o reducen el volumen de gas requerido para llevar los fluidos de formación a la superficie. El mandril de levantamiento por gas (azul), que aloja a la válvula, forma parte de la sarta de tubería de producción. En los sistemas convencionales, el gas proveniente de una fuente remota o de otros pozos del campo se inyecta por el espacio anular. Estos sistemas requieren una infraestructura considerable.



En las áreas marinas este requerimiento puede resultar costoso ya que a menudo obliga a utilizar plataformas más grandes para soportar los pesados equipos de superficie, tales como los compresores y las conexiones del tubo ascendente. El método de levantamiento natural por gas no requiere un costo de capital tan elevado. Sólo se necesitan válvulas de control de flujo de fondo en el pozo para asegurar que un volumen suficiente de gas ingrese en la columna de fluido para levantarlo a la vez que se evita el ingreso de un volumen excesivo de gas que restrinja severamente la producción de petróleo o, en el peor de los casos, induzca condiciones de flujo cruzado entre las capas de la formación.

Los sistemas convencionales también utilizan válvulas para regular el flujo del gas entre el espacio anular y la tubería de producción. No obstante, a diferencia de las válvulas inteligentes, las válvulas tradicionales de levantamiento artificial por gas poseen un tamaño de orificio fijo y, por consiguiente, requieren intervenciones con línea de acero o tubería flexible para extraerlas, redimensionarlas y volverlas a correr cuando cambian las condiciones de los yacimientos o de los fluidos. Y, como sucede en otras terminaciones inteligentes, el flujo de gas hacia el interior del pozo puede ser monitoreado y controlado.

Como se mencionó previamente, los avances en materia de pozos inteligentes incluyen sensores de presión y temperatura de cuarzo, altamente sofisticados, y los estranguladores de configuración variable operados en forma remota. Pero dado que su costo es significativamente inferior, los medidores de deformación simples y las válvulas de control de flujo operadas en forma remota, con posiciones de apertura y cierre solamente, siguen siendo las herramientas por excelencia para las terminaciones inteligentes en pozos que producen mediante levantamiento artificial por gas en activos maduros¹.

5.1.8 Perspectiva respecto a los campos inteligentes

El objetivo del campo inteligente es automatizar tantas tareas como sea posible para mejorar el valor presente neto de un activo, a través del incremento de la producción y la reducción de los costos. Para muchos, el campo inteligente por excelencia es, por consiguiente, aquel en que la intervención física se elimina del proceso de producción en todas las actividades, salvo las tareas de mantenimiento esenciales o la ocurrencia de eventos inusuales e imprevistos. Con esa visión, los sistemas recolectan y procesan grandes volúmenes de datos provenientes de numerosos nodos, ubicados dentro de cada pozo e instalación de superficie. El sistema luego organiza toda esta información en forma racional, toma decisiones lógicas para optimizar la producción de todo el campo y pone en práctica esas decisiones por control remoto. Dentro de la visión final, el monitoreo y la acción resultante tienen lugar en tiempo real y en un ciclo continuo. La industria en su totalidad aún debe decidir si dichos sistemas automatizados son factibles y convenientes. Entre tanto, el valor máximo de las terminaciones inteligentes radica en el mejor manejo de los yacimientos, que aplica procesos de transmisión de datos y control en tiempo real a herramientas tradicionales de ingeniería de yacimientos, tales como el análisis de las curvas de declinación, los cálculos de balances de materiales, las curvas de desempeño y la simulación de yacimientos. Pero, por encima de todo, el valor de los pozos inteligentes reside en su capacidad para posibilitar a los operadores el control activo de sus yacimientos con el fin de maximizar la recuperación y optimizar la producción.



5.2 Valor en flexibilidad operativa asociado a la aplicación de pozos inteligentes

5.2.1 Valor propuesto asociado a los pozos inteligentes

La tecnología de pozos inteligentes es una tecnología emergente para la industria de aceite y gas. Esto brinda un amplio espectro de valor generando funcionalidad para operaciones de campos de aceite y gas; todo deriva de la habilidad para coleccionar, transmitir y analizar transmisión, información de producción y de yacimiento. Esto también permite monitoreo selectivo de la zona y control del fluido de producción y de inyección en tiempo real para optimizar el proceso de producción. La adopción de tecnología de pozos inteligentes ha sido lenta a la madurez debida en parte a la falta de un método viable para definir cualitativamente el valor asociado con varias aplicaciones de la tecnología ¹.

Esta tecnología minimiza riesgos operacionales por el aprovechamiento técnicamente avanzado de pozos (multilaterales y extendidos de alcance horizontales) tanto en pozos como producción combinada de yacimientos separados para incrementar la recuperación total en el tiempo.

Los sistemas optimizan regulación de flujo mediante cierre (on/off) y estrangulamiento a la entrada de agua/gas después de su invasión. Algunos sistemas de pozos inteligentes pueden medir gastos de flujo y corte de agua de zonas individuales para optimizar la eficiencia del sistema artificial y control de la producción (o inyección) en zonas con permeabilidad variable.

En general, el valor generado mediante tecnología de pozos inteligentes puede integrarse en tres variables. Primeramente, la funcionalidad y confiabilidad del equipo de terminación así reflejado en el nivel de inteligencia. En segunda, los perfiles de producción alcanzados a través del comportamiento de yacimientos simultáneos. En tercera, la economía del proyecto en términos de flujo de efectivo para evaluar la opción de tener flexibilidad para direccionar las incertidumbres del comportamiento de producción.

La funcionalidad del equipo de terminación y confiabilidad para el nivel correcto de inteligencia determina la magnitud del valor que puede alcanzarse. Los costos están afectados mediante el incremento de eficiencias operativas debido a intervenciones reducidas, difiriendo gastos de capital, producción de agua reducida, etc. El comportamiento del perfil de yacimiento puede beneficiar en dos sentidos:

- ◆ Un incremento en su valor esperado sobre el tiempo.
- ◆ Un decremento en la volatilidad o varianza de los perfiles esperados de producción.

De hecho, es el segundo punto el que a menudo es pasado por alto en la evaluación de la tecnología de pozos inteligentes².



La tecnología da información adicional acerca de los yacimientos así como el pozo con la habilidad de actuación en esta información en tiempo real y tomar ventaja de las opciones de producción como ocurren. Esto resulta en la capacidad adicional para optimizar los ritmos de producción y reducir la variación en los índices de producción. La flexibilidad en técnicas de reflejo de opciones reales agrega valor de manejo activo de yacimientos con pozos inteligentes, generado mediante respuesta a circunstancias cambiantes.

No obstante, el valor propuesto a pozos inteligentes es el valor agregado al tener el nivel correcto de inteligencia con el ajuste para la funcionalidad propuesta y confiabilidad, para el activo correcto con optimización de reserva, y en el tiempo correcto para maximizar el Valor Presente Neto (VPN).

5.2.2 Funcionalidad y consideraciones de confiabilidad

El grado de confiabilidad de un sistema de pozos inteligentes puede influir su nivel de complejidad. Es importante considerar el nivel de inteligencia adecuado para que el yacimiento produzca, y la compensación potencial entre la confiabilidad del sistema y la complejidad. Un método que ha sido desarrollado para cuantificar cómo afecta el componente de confiabilidad la totalidad de la misión para el desarrollo del campo y finalmente el valor entregado.

Para la evaluación de los sistemas de pozos inteligentes se ha usado un proceso de análisis de falla para crear los perfiles de confiabilidad y describir el comportamiento final del sistema. Los modelos de falla combinan el componente individual y sub-sistema de ritmos de falla (en combinaciones en serie) permitiendo que los efectos de redundancia sean considerados. Este análisis provee un análisis de campo basado en un indicador de fiabilidad en las operaciones. La **Figura 5.8** ilustra la funcionalidad del sistema y un comparativo de confiabilidad de un sistema con redundancia mecánica contra uno sin redundancia para un sistema de pozo inteligente en dos zonas.

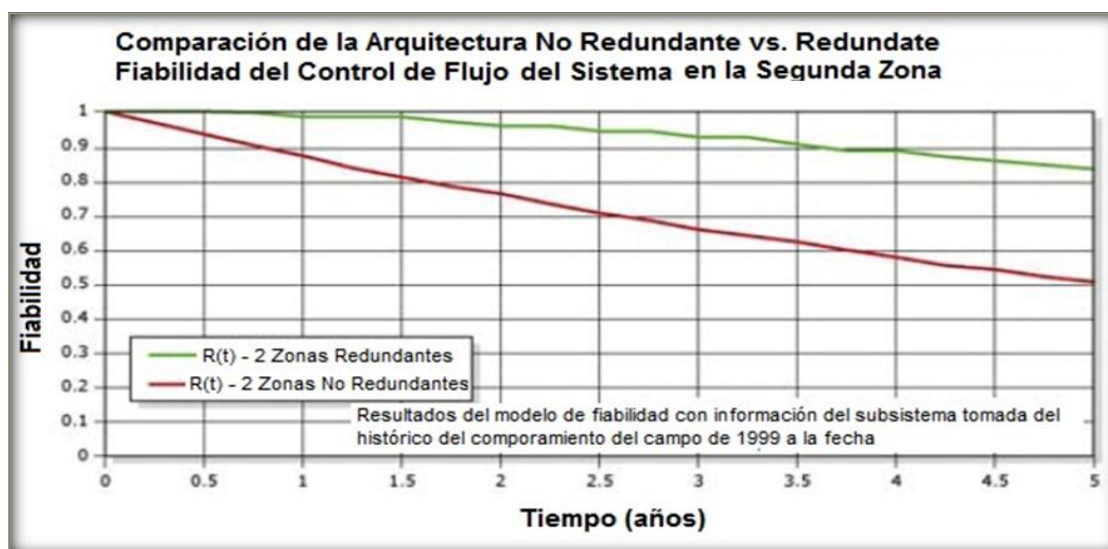


Figura 5.8– Sistema de pozo inteligente en dos zonas².



5.2.3 Obteniendo el activo correcto mediante modelado de yacimientos

Para conseguir la propuesta del valor de pozos inteligentes, es importante comprender cómo puede desarrollarse el yacimiento mediante la aplicación de funcionalidad provista por el sistema de pozo inteligente. Se determina que la simulación numérica del yacimiento puede ser utilizada para modelar el yacimiento y demostrar el comportamiento mejorado de la producción incremental con los diferentes niveles de inteligencia logrados.

El proceso de evaluación de pozos inteligentes empieza con el modelo direccionando las incertidumbres sub-superficiales. El entendimiento de aquellos resultados en incertidumbres en un modelo básico de yacimiento para describir el estado más probable del yacimiento. Mediante la variación de la clave de incertidumbre del yacimiento se pueden crear y generar múltiples escenarios del comportamiento del yacimiento. Esto establece un conjunto de perfiles de producción casos base estocásticos convencionales. El mismo proceso es repetido agregando una funcionalidad controlada del yacimiento activado mediante el diseño de sistemas de pozos inteligentes. Ambos conjuntos de perfiles son usados como entrada en la valoración económica usando análisis de opción real para cuantificar el valor de tecnología de pozos inteligentes².

5.2.4 Obteniendo el tiempo correcto mediante la flexibilidad de análisis de la opción real

La industria ha buscado un método para cuantificar el valor agregado asociado con la tecnología de pozos inteligentes. Los enfoques tradicionales a la evaluación de proyectos, usar análisis de VPN sólo cuenta para el flujo de efectivo determinístico generado mediante los eventos futuros esperados. Muchos de los valores asociados con una aplicación de pozos inteligentes se generan a través de su habilidad para dar flexibilidad y mejorar el manejo de eventos futuros, esperados e inesperados.

La incertidumbre alrededor del potencial de ingresos futuros generando eventos y cuando aquellos eventos ocurrirán es conocida en la industria. Los análisis determinísticos son inadecuados para manejar evaluaciones donde la sincronización de eventos futuros o sus efectos exactos en el flujo de efectivo no es de su propia naturaleza determinista.

Las aplicaciones de la opción real fueron construidas en el modelo matemático desarrollado para opciones financieras mediante *Fischer Black* y *Myron Scholes* así como el modificado por *Robert Merton*². La tecnología de pozos inteligentes recae en una categoría de alta inversión debido a los costos adelantados a su implementación asociado a las incertidumbres en el manejo del yacimiento.



En el caso de la evaluación del pozo inteligente se requiere una inversión inmediata para crear flexibilidad operativa futura. Las opciones reales de flexibilidad están estructuradas asumiendo que quien toma las decisiones hace incrementar la inversión para capturar beneficio potencial del crecimiento de cambios en requerimientos operativos, eventos económicos, avances técnicos, etc.

Sin embargo, dada la incertidumbre en sincronización de tiempo y su impacto en rentabilidad de proyectos, el análisis es probabilístico. Las opciones reales de análisis de flexibilidad computan un valor promedio de la ganancia resultante con la incorporación de flexibilidad operativa incluyendo incertidumbres en el impacto y sincronización.

El enfoque solución de opciones reales de flexibilidad define la valoración del problema de pozos inteligentes en términos apropiados para aplicar la metodología real. Con el entendimiento de la capacidad de terminación inteligente y su influencia en el comportamiento de yacimientos, pueden definirse variables críticas y su relación con la solución de opciones reales en flexibilidad que pueden ser definidas.

Hay dos componentes principales que conducen la opción de valor en pozos inteligentes².

La primera componente es la incertidumbre. Es la varianza de la incertidumbre del valor obtenido con respecto al esperado (**Fig. 5.9**).

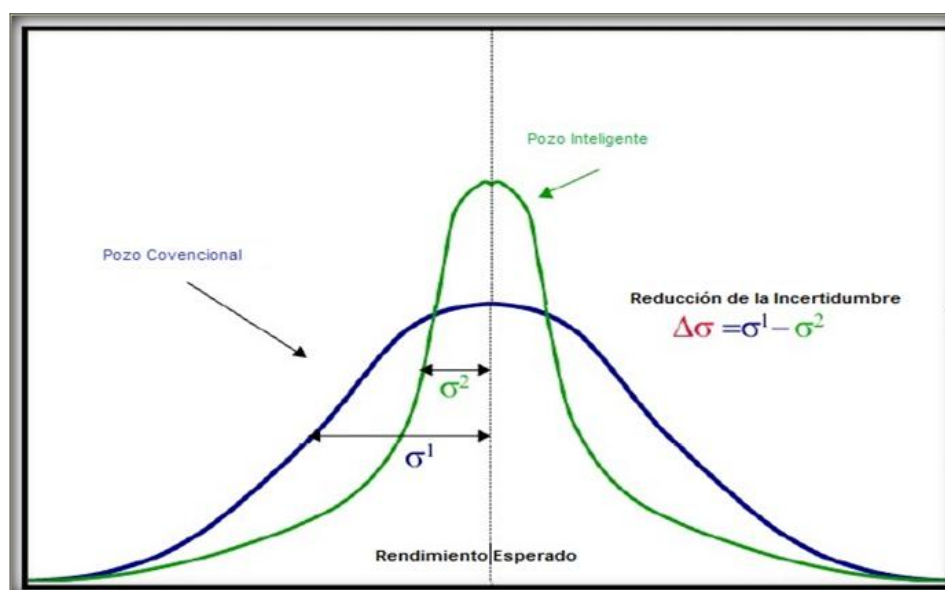
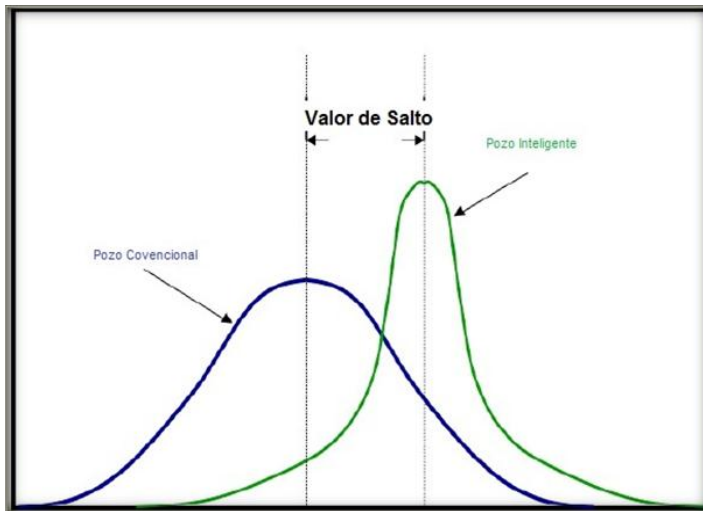


Figura 5.9 – Componente de incertidumbre².

El segundo componente de valor es la varianza del valor provocado por el incremento en los pozos inteligentes en el ritmo de producción y más ahorros en costos de intervención.



Este evento está ligado a la llegada de información del comportamiento de la producción indicando que una implementación de pozo inteligente es exitosa y genera mejoras en los ingresos, la **Figura 5.10** ilustra cómo se aprecia el valor de salto al cambiar de tecnología convencional a tecnología inteligente.

Figura 5.10 – Componente de salto del valor de una terminación convencional a una terminación inteligente [2].

A continuación se describen las variables críticas para evaluación de opciones reales de pozos inteligentes para entender mejor los parámetros involucrados en su selección²:

S= Valor presente neto beneficio de una terminación de pozo inteligente.

C= Valor presente de costos incrementales de terminaciones de pozos inteligentes sobre la convencional.

$t_{\text{opción}}$ = Tiempo de primer beneficio por una terminación de pozo inteligente.

σ^2 = La cantidad de incertidumbre en S resuelta dentro del periodo t enfocada en cambios en el perfil de producción debido a la aplicación de terminación de pozos inteligentes y la funcionalidad asociada.

R= Costo promedio ponderado de capital o tasa de corte corporativo.

V= Valor del enfoque de desarrollo de pozos inteligentes.

Las opciones de flexibilidad de pozos inteligentes están ilustradas en la **Figura 5.11**.

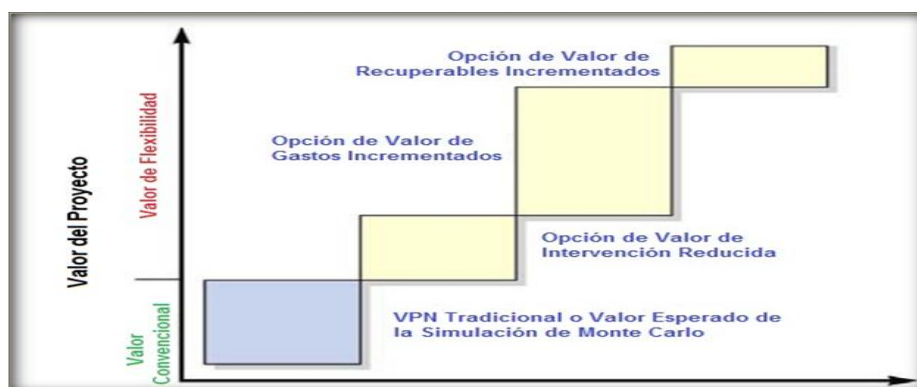


Figura 5.11 – Valores de opción de flexibilidad para terminaciones inteligentes².



5.2.5 Metodología de solución

Los perfiles de producción estocásticos para casos convencionales como de pozos inteligentes generados por modelado del yacimiento discutidos arriba fueron usados como entran en el software de análisis de opciones reales (FlexAble) para determinar las opciones de valor de flexibilidad para cada uno de los cuatro casos considerados².

Los cuatro casos son:

1. Producción secuencial convencional.
2. Producción combinada convencional sin control zonal.
3. Producción combinada con controles inteligentes on/off.
4. Producción combinada con controles inteligentes variables multi-posición (estrangulación).

La opción de análisis real de salida es ilustrada en las **Figuras 5.12 y 5.13** donde se muestra el análisis de flujo de efectivo realizado con una herramienta de software.



Figura 5.12 – Flujo de efectivo convencional calculado con un software².

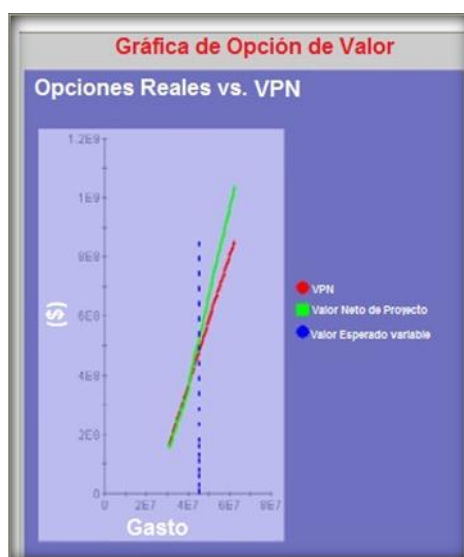


Figura 5.13 – Opciones de valor (del proyecto y esperado) vs. VPN obtenida de un análisis².



5.3 Manejo de pozos con terminaciones inteligentes

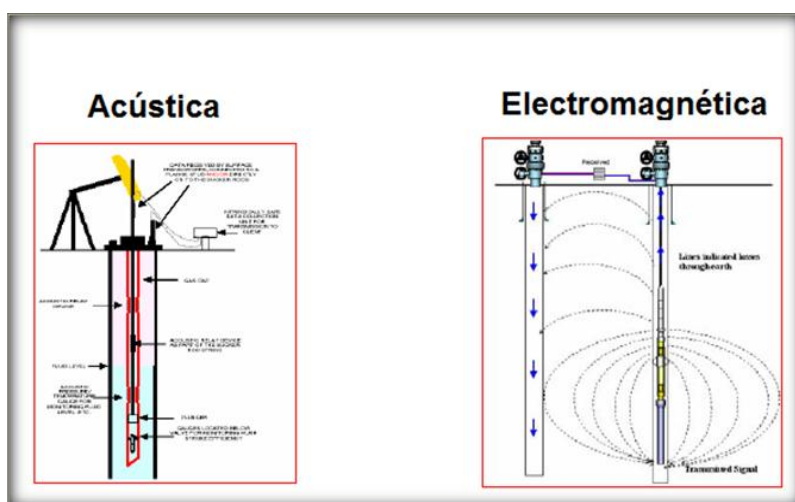
5.3.1 Aspectos que distinguen a los pozos inteligentes de los convencionales

Durante un tiempo considerable en la industria se han instalado dispositivos remotos y tecnología de monitoreo. Las válvulas de seguridad sub superficiales, mangas de circulación operadas hidráulicamente y medidores de fondo permanentes son dispositivos típicos. Los primeros pozos inteligentes instalados fueron híbridos de un diseño más ingenioso produciendo una terminación la cual podría ser controlada de forma remota y proveer información de reacción por ejemplo, la confirmación de que el empacador de producción fue colocado en una cierta posición así como datos del fondo del pozo.

Sin embargo, sin tener en cuenta las variadas características para una terminación inteligente, el hecho permanece en que el diseño de terminación es un sistema de control remoto electro-hidráulico.

Los beneficios derivados de las primeras instalaciones de las terminaciones controladas de forma remota fueron significativos al igual que el costo de las instalaciones. La geometría de construcción del pozo para adaptarse al nuevo diseño de terminación tuvo que ser cambiada al acomodar los extensos componentes y las numerosas líneas de control requeridas para el poder eléctrico e hidráulico.

Los sensores inteligentes pueden comunicar el fondo y serán requeridos antes de que un pozo controlado de forma remota pueda ser transformado verdaderamente



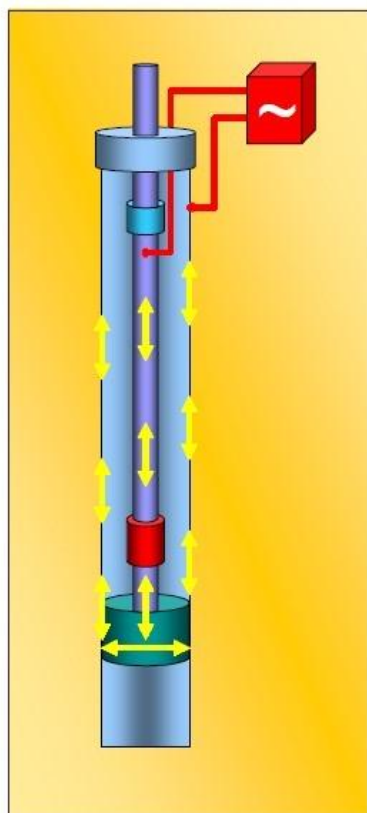
en un pozo inteligente. Esto requerirá un cambio en la tecnología de dispositivos de cableado usados hasta la fecha para la nueva generación de sistemas sin cable con tecnologías de onda acústica o electromagnética.

La **Figura 5.14** muestra dispositivos de fondo con tecnología acústica y electromagnética que son integrados en los componentes de terminación, permitiendo así a los dispositivos de terminación controlados remotamente, intercomunicarse y proveer un grado de inteligencia real y por lo tanto permitir a una terminación convertirse genuinamente en inteligente³.

Figura 5.14 – Ejemplos de dispositivos de fondo sin cable por telemetría acústica y electromagnética².



Un pozo inteligente puede capturar información independiente por zonas, al analizar esta información se puede cambiar la configuración de la válvula de forma remota para optimizar la producción, en la **Figura 5.15** se observa la aplicación de bombeo neumático sin cable mediante un sistema de telemetría.

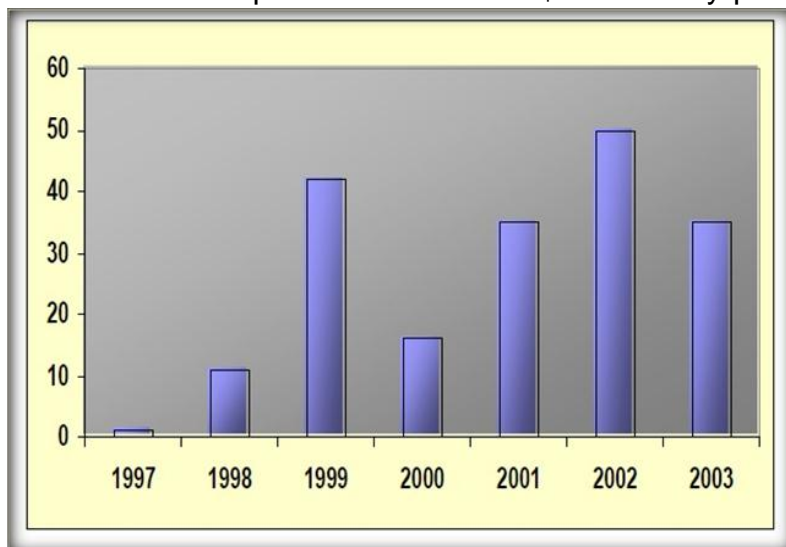


Control de Fondo de Bombeo Neumático de Inyección Usando Tecnología Sin Cable

- Energía y comunicación a través de la tubería; corriente de retorno a través de la tubería de revestimiento (Pseudo-cable)
- La cabeza del pozo está aislada por medio de estrangulador eléctrico
- El bombeo neumático de inyección sub contiene:
 - Válvula de bombeo neumático operada eléctricamente
 - Indicador de presión en T.P. y T.R.
 - Medidor de flujo de gas
- Válvula de bombeo neumático:
 - Alta relación de cobertura
 - Posición de falla
- Las válvulas de recarga son contrables de forma remota también
- Centralizadores no conductores para mantener la T.R. y T.P. separadas

Figura 5.15 – Ejemplo de aplicación pseudocable por telemetría³.

Se ha notado que el alza de USD \$1 billones y posiblemente el exceso de USD



\$2 billones ha sido invertido en el desarrollo de lo que llamamos tecnologías de pozos inteligentes desde su introducción desde 1990^[3], la **Figura 5.16** señala los costos anuales en billones de dólares en el uso de tecnología inteligente.

Figura 5.16 – Estimación aproximada de las instalaciones de pozos inteligentes desde 1997³.



La situación de la tecnología de pozos inteligentes actual se puede definir en tres aspectos³:

- ◆ El producto actual de tecnología de pozos inteligentes ha sobre valorado la funcionalidad, limitado las expectativas de vida y es técnica y económicamente compatible con muchos de los diseños actuales y nuevos de pozos.
- ◆ El sector del servicio parece estar desacoplado del mayor mercado. Ciertamente no se sabe cómo ocurrió esto pero podría deberse a contratos inadecuados con clientes desde el principio, investigaciones de mercado ineficaces y una visión decepcionada de las capacidades de otros fuera de la industria para proveer soluciones.
- ◆ Las alternativas están emergiendo y superarán las deficiencias identificadas las cuales tienen el potencial para un cambio radical en el rubro de las terminaciones inteligentes.

5.3.2 Manejando los retos operativos en la instalación de una terminación inteligente en aguas profundas

La búsqueda de mayores reservas de hidrocarburos ha dado lugar al incremento en las actividades de exploración en terrenos difíciles tales como los ambientes de aguas profundas y ultra-profundas. Las actividades de desarrollo en estos ambientes son costosas y muy a menudo la perforación estándar y tecnología son puestas al límite. Esto ha resultado en la necesidad de desarrollar y aplicar nuevas tecnologías así como invertir en mejorar las existentes. Tales tecnologías incluyen aunque no se limitan a las terminaciones inteligentes las cuales pueden ayudar a monetizar los campos candidatos mediante el mejoramiento de la economía de los proyectos.

Las terminaciones de pozos inteligentes están siendo el mayor componente de muchas de las actividades de desarrollo de campos costa afuera. La atracción podría deberse a la robustez y confiabilidad de los sistemas, una comprensión más amplia del funcionamiento de los componentes y el valor económico demostrado de la tecnología. La confiabilidad mejorada podría estar asociada al incremento en las instalaciones alrededor del mundo. Las lecciones aprendidas de estas instalaciones han resultado en una mejor integración y diseño de los componentes del sistema.

El conocimiento compartido en el uso de tecnologías ha contribuido mucho en su entendimiento. Las terminaciones de pozos inteligentes tienen varias aplicaciones en el ambiente de aguas profundas. En un ambiente costa afuera, entre otros beneficios, un pozo inteligente permite al operador reducir intervención, monitoreo de forma remota y control de flujo de fluidos en fondo, optimizar la producción de pozos y procesos de administración del yacimiento con la finalidad de maximizar el valor de activos.



Estos beneficios sólo pueden ser obtenidos cuando el sistema es instalado satisfactoriamente. Desde una perspectiva operativa, una instalación exitosa requiere un manejo efectivo de los factores claves de éxito de la implementación de tecnología. Estos factores de éxito pueden estar clasificados bajo tres categorías principales denominadas gente, proceso y producto. La incapacidad de identificar y manejar los retos posados mediante estos factores podrían poner en peligro los beneficios económicos potenciales de esta tecnología³.

5.3.3 Retos operativos

Un ambiente de aguas profundas presenta sus propios retos técnicos como resultado de operar en terrenos de alto riesgos. Algunos de estos problemas incluyen altos costos de pozo, manejo del tiempo desde la exploración a la producción, minimización de la intervención y el tiempo de inactividad de perforación, manejo de múltiples operaciones y nuevas tecnologías.

Similar a otros proyectos de desarrollo, hay muchas etapas involucradas en la implementación de terminaciones de pozo inteligentes. Estas consisten en identificación del candidato, planeación y manejo del proyecto, diseño en pozo, integración de sistemas superficiales e interfaz, instalación del campo y actividades posteriores a la instalación.

El alto costo como consecuencia de fallas del sistema y errores operativos de terminaciones inteligentes requiere atención adecuada que puede ser puesta en la implementación de tecnología especialmente en un ambiente de aguas profundas. Con la finalidad de hacer un proyecto de pozo con terminación inteligente exitoso, es crucial identificar y enfocarse en factores clave de éxito³. Estos factores desde un punto de vista operativo, pueden ser clasificados bajo tres categorías, en la **Figura 5.17** se muestra este esquema de elementos para conseguir el éxito de aplicación.

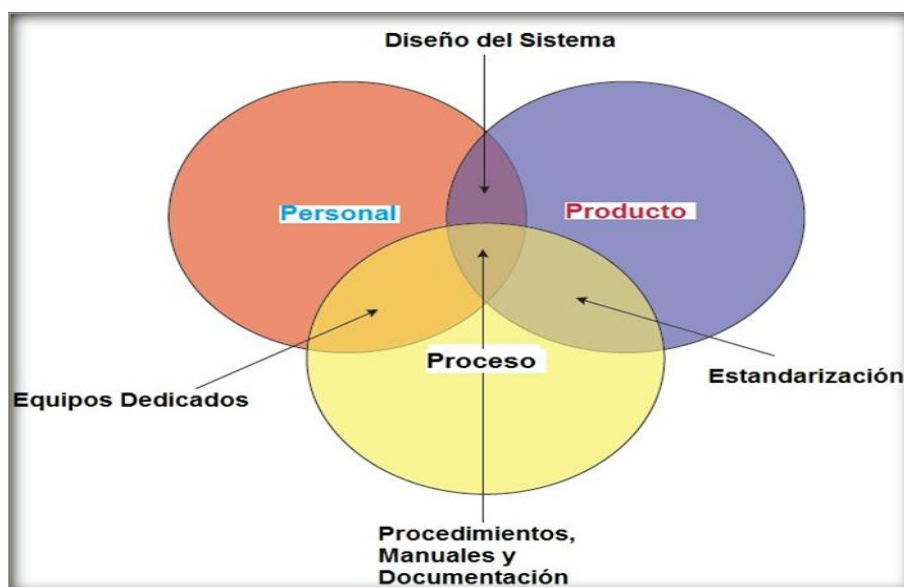


Figura 5.17 – Factores clave de éxito para la instalación exitosa de terminaciones de pozos inteligentes³.



5.3.4 Personal

Este elemento es un factor que está enfocado en el personal y los equipos. La terminación de pozos inteligentes podría ser considerada como una tecnología que proporciona cambios en el desarrollo de activos. Los equipos de activos que lo implementan por primera vez requieren una revisión y si es necesario, un cambio de actitudes y formas de negocios. Para asegurar que sean cubiertos apropiadamente, es necesario tener un equipo dedicado y multidisciplinario. El equipo debe formarse en la vida temprana del proyecto y consistir de titulares, proveedores de tecnología y contratistas. El equipo puede también trabajar en un ambiente compartido que provee acceso fácil a la información, mejores prácticas y conocimiento compartido. Para fomentar esto, expertos en la materia de diferentes aspectos de la tecnología deben ser identificados, apoderados y encaminados con la responsabilidad de transmitir conocimiento a otros miembros del equipo. Deben implementarse procesos para monitorear la tecnología y extenderlos al personal de plataforma.

Uno de los mayores problemas es la escasez de personal experimentado. Con la finalidad de manejar esta competencia es necesario tener una estrategia de reclutamiento y entrenamiento. La estrategia de reclutamiento debe cubrir personal tanto interno como externo con experiencia relevante y complementaria. Una tutoría, competencia en mapeo y procesos de monitoreo debe prepararse para nuevos reclutas y manejo con expertos donde sea posible. La meta final es tener personal calificado y competente que podría correr cómodamente el proceso de instalación con supervisión mínima. Dado que aprender es un proceso continuo y cada instalación trae nuevas experiencias de aprendizaje, es necesario que los procesos sean puestos en cascada con aquellos puntos aprendidos durante el trabajo y el personal.

La seguridad cubre tanto la del personal como la del equipo. Es crítico que la seguridad estándar más alta sea mantenida. Esto se logra mediante la construcción de una cultura de esfuerzo donde los riesgos potenciales son identificados y eliminados en lo posible y las medidas preventivas implementadas. Para lograr esto, los problemas de seguridad deben ser una parte integral del entrenamiento y el proceso de trabajo. Tales procesos, por ejemplo, deben cubrir problemas como aseguramiento de protección de los equipos con el personal.

5.3.5 Producto

Está centrado en el equipo relacionado con la terminación de pozos inteligentes. Muchas de las terminaciones de pozo inteligentes todavía requieren un cierto nivel de personalización o adecuación a condiciones específicas.

La estandarización del producto puede hacer una contribución importante al éxito global de la tecnología. Esta estandarización puede ser conseguida a través de la planeación apropiada y entendimiento de la aplicación.



Un ejemplo es asegurar que tipos similares de pozos usan equipo similar y corren en procedimiento de agujero. En suma, las iniciativas de reducción de costos pueden ser identificadas e implementadas mediante la reducción de los tiempos no productivos a través de procesos de mejora continuos. Además, la estandarización del producto requiere calificación limitada de personalización del cliente y pruebas conducidas.

Un producto de los sistemas de estandarización son aquellas herramientas de intervención, equipo back-up, accesorios y repuestos listos para cubrir cualquier percance. Esto brinda la flexibilidad para manejar eventos. Un ejemplo es la manipulación de interrupciones no planeadas en línea hidráulica o eléctrica mientras se corre la sarta de terminación.

Otro elemento crítico de la categoría del producto es la configuración de sub ensamblajes de terminación de pozos inteligentes. Como una práctica estándar, los sub ensamblajes son hechos a menudo en tierra y son transportados costa afuera a la plataforma. La profundidad podría crear un reto de transporte y seguridad si son mayores que la terminación convencional. Para dichos ensamblajes se requerirá llevar a cabo algunos puestos de trabajo en línea en la plataforma. Una solución factible será identificar esto en la parte temprana del diseño del pozo e incorporar componentes de fondo que permitirán a los ensamblajes de terminación ser divididos en partes manejables que podrían ser fácil y seguramente transportados. Estas partes podrían entonces ser constituidas y probadas offline en la plataforma.

Es también crítico que las visitas a plataforma sean conducidas con anticipación dado que no hay suficiente espacio en el piso de plataforma para acomodar actividades de terminación de pozos inteligentes y disposición de equipo.

5.3.6 Proceso

Los elementos del proceso se enfocan más en los procedimientos y manejo de problemas de proyecto dirigidos a mejorar el comportamiento de los pozos con terminaciones inteligentes. Es el corazón del establecimiento de procedimientos para evaluar y manejar riesgos relacionados al uso de pozos con terminaciones inteligentes. Como se mencionó antes, la aplicación de pozos con terminaciones inteligentes involucra actividades que van desde las terminaciones de fondo a sistemas de control en superficie. Manejar la interfaz entre estas actividades y los proveedores de servicios es usualmente un reto. Algunos de los retos incluyen pero no se limitan a la comunicación, planeación y problemas de logística. Para minimizar los problemas de integración potencial entre múltiples proveedores, es conveniente conducir una prueba de integración de sistema antes de las instalaciones actuales de campo³.

Esta es la mejor práctica que podría exponer un producto potencial y desajuste de personal así como brindar puntos de aprendizaje valiosos⁴.



Un mejoramiento de proceso es el uso de códigos de color. La simple acción, de no ser implementada, podría llevar a mayores problemas como resultado del cruce de líneas de control. Parte de este proceso requiere que la configuración final sea conocida antes de tiempo. Es importante también que se mantenga un registro de todos los sub-ensambles para ser instalados indicando longitudes, diámetro interno y externo, tamaño del drift, peso en libras, etc. Esto es importante para el proceso de recuento, aseguramiento de todas las piezas que serán integradas y posibles intervenciones en operaciones futuras.

El programa de limpieza del pozo debe ser planeado e implementado para asegurar que la limpieza sea obtenida. Los residuos en el pozo como producto de una limpieza inefectiva podrían resultar en efectos adversos en el comportamiento del sistema de pozos inteligentes que podrían amenazar los objetivos de aislamiento zonal de la terminación. Un programa escrito y ejecutado de limpieza ayudará a evitar este problema potencial.

Una mejor práctica recomendada es dividir eventos planeados en actividades de pre-instalación, instalación y post-instalación. Esta división le permite al personal conducir una evaluación apropiada de los riesgos y proponer soluciones factibles.

Las actividades de pre-instalación son aquellas conducidas antes de la instalación actual de la terminación de un pozo inteligente; como práctica estándar, debe estar disponible una lista de verificación de material. Esto puede incluir información como dimensiones del ensamble, fechas de calibración y certificaciones donde se aplica. Otro problema sutil pero importante es asegurar que el personal de instalación haya conocido y obtenido todos los permisos requeridos como seguridad y protección.

Es también necesario asegurar que todas las actividades estén claramente establecidas y distribuidas a las personas indicadas antes de comenzar. Esto asegura que se eviten actividades problemáticas y se tomen las medidas de protección necesarias. Algunas de las actividades incluyen pruebas de funcionamiento de las unidades de potencia hidráulica, baterías, válvulas de control de intervalo, indicadores y manejo de herramientas. Los resultados de las pruebas pueden ser propiamente almacenados y disponibles para referencias. Esto será valioso en el diagnóstico de problemas inesperados.

Es también importante que el equipo de instalación de la terminación inteligente mantenga una línea de comunicación constante con otro personal de plataforma como el supervisor, técnicos y ayudantes de piso.

Esto es vital para garantizar artículos correctos que sean cuidadosamente escogidos y entregados donde se requieran. Es importante que las actividades sean ejecutadas sin arriesgar la seguridad.

Algunos de los puntos sobresalientes durante la instalación es asegurar que las líneas de control no crucen en la torre de perforación.



Otras incluyen verificar el ritmo del fluido de control, llevar a cabo una prueba apropiada para confirmar la continuidad de la línea y que no existan fugas en el sistema. Es también importante correr el sistema en el agujero mientras se mantiene la posición correcta para las válvulas de control de intervalo. Como precaución, es aconsejable monitorear siempre la integridad eléctrica y presión en las líneas de control. Esto es para confirmar que las condiciones de fondo deseadas se mantengan.

Es también relevante que se ejecuten pruebas de funcionamiento en las válvulas de control de intervalo antes de la terminación de las líneas de control en el colgador de la tubería. Un ejemplo para una terminación en dos zonas es probar la válvula superior en la posición totalmente abierta, ambas válvulas en la posición cerrada y la válvula inferior en posición abierta. Otra parte crítica de la instalación es el ajuste del empacador de aislamiento de zona. El procedimiento de ajuste debe ser seguido y la información de presión relevante guardada. Esta información es importante en el diagnóstico de problemas potenciales y confirmar que el empacador está ajustado. Esto además es importante para confirmar que las válvulas de fondo están cerradas antes de esta operación⁴.

5.3.7 Control para sistemas de pozos inteligentes

La sección de fondo de un sistema de terminación inteligente se conforma por ensambles de válvulas de control de intervalo, tubería de producción y otros accesorios y sensores de flujo y monitoreo. Las VCI y la tubería de producción son los conductos principales para el flujo de fluidos del yacimiento. La VCI permite al fluido entrar desde el yacimiento mientras que la TP transmite el fluido a la superficie. Estos sub-ensambles de los sistemas de pozos con terminaciones inteligentes pueden presentarse en términos de los elementos de flujo.

El método de optimización de la red considera cerrado al sistema de pozos inteligentes. Los puntos de zona donde se localizan las VCI son considerados uniones. El punto en el que se mide el gasto total del pozo es considerado como el punto de recarga. Cada pozo tendrá un punto de recarga y varias uniones dependiendo del número de VCI instaladas, por ejemplo, un sistema de tres zonas tendrá un punto de recarga y tres uniones⁵.

Basado en esta definición se puede establecer un método de optimización, esto requiere conocimiento sobre las VCI instaladas, el gasto de recarga esperado y el comportamiento de las VCI. Los parámetros de caracterización de las VCI son usados para describir su comportamiento de flujo. La interacción unión a unión y dependencia pueden describirse usando una ecuación de balance de masa aplicada a la red del sistema.

El gasto de recarga esperado es el gasto objetivo total de producción o inyección del pozo en la condición del punto de recarga⁵.



La caracterización de la VCI está dada por una ecuación que describe el gasto de flujo zonal como una función de los fluidos producidos o inyectados, caída de presión cerca de la VCI y la posición de la VCI. La forma general de esta ecuación está dada como sigue⁵:

$$q_1 = C_{vn} \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_l}}$$

Ec. 5.1

Dónde:

q_1 = gasto de la VCI [bpd]

C_{vn} = coeficiente de la válvula en la posición n [bpd/kg/cm²]

ΔP = caída de presión cerca de la VCI [kg/cm²]

γ_l = gravedad específica del fluido homogéneo [Adimensional]

La ecuación de balance de materia para el sistema del pozo está dada por:

$$M - \sum_{i=1}^n m_i = \varepsilon$$

Ec. 5.2

Dónde:

M = gasto másico del pozo [kg/día]

ε = tolerancia [kg/día]

m_i = gasto másico en un punto del pozo [kg/día]

n = número total de uniones en la red del sistema [Adimensional]

Mediante la combinación de las **ecuaciones 5.1** y **5.2** con la información relevante de los sensores de fondo se puede optimizar y controlar fácilmente el sistema de terminación inteligente para alcanzar los objetivos deseados.

El método de optimización y control de la red puede operar de dos modos diferentes: compensación zonal y distribución zonal.



5.3.8 Modo de compensación zonal

El objetivo principal es recompensar las zonas favorables y penalizar las zonas desfavorables. El operador que usa la tecnología de terminación de pozos inteligentes dictará el criterio de compensación; por ejemplo, una aplicación instalada para manejar la producción excesiva de agua rechazará la contribución de las zonas que violan mayormente este criterio.

Los pasos a seguir por los mecanismos de optimización y control son los siguientes:

1. Especificar un gasto objetivo, Q_t .
2. Identificar las zonas favorables y no favorables basándose en la aplicación del operador principal.
3. Clasificar las zonas de mejor a peor de acuerdo a qué tanto se alejan o respetan la aplicación del operador.
4. Calcular el gasto máximo permitido, Q_b , para las mejores zonas y agregar al gasto de contribución zonal. Esta zona establece la condición de operación del pozo.
5. Calcular el gasto disponible ($Q_t - \sum Q_{bi}$). Seguir a la zona siguiente en la lista de clasificación si la disponibilidad no es igual a cero. Si no, detenerse y reportar los resultados.
6. Computar el coeficiente de válvulas de las zonas activas, C_v y posiciones del estrangulador usando la ecuación apropiada (**Ecuación 5.1**) basado en la condición de operación de fondo.
7. Calcular el gasto asociado a la posición seleccionada de la VCI.
8. Reportar el pozo y las condiciones de zona.

5.3.9 Modo de distribución zonal

Los objetivos principales de este modo es localizar el gasto total del pozo de acuerdo a factores predefinidos y localización zonal especificada por el usuario. El modo es útil cuando el usuario está interesado en la contribución de flujo de cada zona. Los pasos de cálculo para este modo de metodología de optimización y control son como sigue:

1. Especificar un gasto objetivo, Q_t y los factores de localización para cada zona. Los factores de localización son usualmente un porcentaje del gasto objetivo.
2. Calcular los gastos de zona esperados y clasificación de zonas.
3. Identificar las zonas pasivas basándose en la clasificación. Las zonas pasivas dictan las condiciones de operación de fondo.
4. Calcular el coeficiente de la válvula de la zona activa, C_v y posiciones de estrangulador usando la ecuación apropiada (por ejemplo, **Ec. 5.1**) basándose en la condición de operación de fondo.
5. Iterar en todas las zonas activas hasta que se alcance la tolerancia objetivo (**Ec. 5.2**).



5.4 Evaluación de requerimientos en sistemas de terminaciones inteligentes para el desarrollo de un campo costa afuera

5.4.1 Evaluación de la viabilidad

Los equipos de activo a menudo requieren justificaciones económicas sobre los costos adicionales de capital del equipo para terminaciones de pozos inteligentes con la finalidad de demostrar el valor operativo máximo asociado a esta tecnología. Un gran número de estos equipos tienen dificultad para hacer esta justificación. La razón principal es la falta de herramientas de evaluación de yacimientos que puedan modelar efectivamente los componentes del pozo inteligente y las operaciones deseadas. *Konopczynski* y *Ajayi* describieron otros problemas y retos relacionados con la tecnología de pozos inteligentes en el desarrollo de campos.

Muchos autores han presentado maneras de usar la simulación de yacimientos para cuantificar la ganancia potencial del uso de esta tecnología en el desarrollo de un campo. *Yeten Burak* utilizó un método de gradiente conjugado de optimización conectado a un simulador numérico de yacimiento para controlar pozos multilaterales, el trabajo predijo un incremento substancial en la recuperación final de aceite cuando se compara con los métodos convencionales. *Brouwer* presentó un estudio en el cual la técnica de optimización se enfoca en reducir la diferencia de tiempo de trayectoria desde el pozo inyector para producir en un ambiente de influjo de agua. El método involucró manipular el segmento del índice de productividad del pozo para maximizar la producción total. *Gai* desarrolló una relación de comportamiento de la válvula basada en el comportamiento de afluencia para optimizar el ajuste de la válvula en una terminación inteligente multilateral.

Konopczynski y *Ajayi* presentaron una técnica de optimización dinámica para optimizar la producción combinada multizona. Los resultados mostraron beneficios sustanciales de una terminación inteligente sobre los sistemas convencionales. Existe también valor potencial al manejar la incertidumbre superficial mediante la mitigación de del comportamiento inesperado del pozo. Estos beneficios se maximizan mediante el uso de sistemas con válvulas de control de flujo variables multi-posición. Este es el nivel de inteligencia recomendado para el campo⁶. La última década ha estado marcada por la aparición de tecnologías inteligentes de campo. Mientras que el actual despliegue de estas tecnologías representa sólo una pequeña fracción de la instalación general, la tendencia es un indicativo del cambio de actitudes y preferencias en las empresas.

Entre varias compañías, Saudi Aramco ha desplegado en forma a los objetivos tecnologías como inteligente pozos equipados con válvulas de fondo múltiples, como parte de sus mejores en su clase de prácticas.



5.4.2 Ventajas sobre el uso de válvulas de intervalo

La continua evaluación de estas tecnologías es importante para dar garantía sobre sus valores. El rendimiento resultante de esta tecnología es una función de múltiples factores que van desde los parámetros del yacimiento hasta planes de finalización de la infraestructura superficial.

Comprender y evaluar el impacto de estos factores es complejo debido a la amplia variación de las circunstancias. Aquí se resume la experiencia adquirida durante más de un centenar de instalaciones en los pozos equipados con múltiples válvulas de fondo de pozo. Estas lecciones ilustran las ventajas de estas aplicaciones y ofrecen una imagen para mejorar el rendimiento.

Las válvulas de fondo usualmente se refieren a válvulas de control de intervalo en las terminaciones inteligentes. El concepto de esta tecnología fue desarrollado para dar significado a la optimización de la producción zonal y control de flujo en la producción combinada desde diferentes laterales o segmentos. Usando las variables posiciones de estas válvulas, se puede manejar la producción en tiempo real para mejorar el flujo de aceite. Estas válvulas de fondo son accesorios en pozos multilaterales u horizontales multi-segmentados para manejar la producción donde:

- ◆ Hay variación en la presión del yacimiento, pozos laterales y segmentos.
- ◆ Hay una variación importante en la productividad.
- ◆ Varían las fracciones de gas o agua.
- ◆ Presencia de fracturas, fallas y/o intervalos de alta permeabilidad.

La primera instalación de esta tecnología tuvo lugar en 2004 cerca de los campos de Saudi Aramco, principalmente Shaybah y Haradh-III.

La efectividad de estas terminaciones dependía de una planeación, diseño y ubicación apropiados. La presencia de un sistema integrado que incluyera paneles de control superficial y capacidades para pruebas multifásicas es un factor clave para utilizar efectivamente VCI⁶.

5.4.3 Evolución de la aplicación de válvulas de fondo

La primera implementación de estas terminaciones es en Saudi Aramco en el año 2004. Los resultados fueron alentadores y provocaron la inquietud por optimizar y manejar la producción en pozos multilaterales. Esta necesidad fue trasladada a la operación de VCI de fondo.

La aprobación del concepto de VCI fue definida cuando los beneficios se observaron con el monitoreo del comportamiento actual de estos pozos. El conocimiento efectivo ha provisto una perspectiva en las capacidades de las VCI y su implementación⁶.



5.4.4 Beneficios alcanzados con respecto a la terminación convencional

El comportamiento de campo de los pozos equipados con VCI ha indicado ventajas evidentes sobre las terminaciones convencionales. Han sido instrumentadas para alcanzar los principales objetivos del yacimiento y producción tal como sostener la productividad de pozo, mejorar barrido, controlar la producción de varios laterales, manejar la producción de agua y minimizar las interrupciones de producción.

Estas ventajas fueron más pronunciadas en campos donde se desarrollaron infraestructuras que permitieron control remoto en tiempo real monitoreando y controlando capacidades de manejo⁷.

5.4.4.1 Variación de productividad entre laterales

Muchos pozos multilaterales equipados con válvulas de fondo están localizados en áreas caracterizadas por variaciones de alta productividad entre diferentes laterales. Estas variaciones están influenciadas por las propiedades del yacimiento y pozo así como las características de la terminación.

Optimizar la producción de estos pozos necesita regular los ajustes de las válvulas de fondo de acuerdo con las productividades de los laterales y en lineamiento con la estrategia de la producción del pozo y del área. Durante la optimización, los ajustes a las válvulas de fondo y estranguladores superficiales fueron adaptados para acompañar uno o más objetivos.

Entre estos objetivos, minimizar la caída de presión, maximizar la producción total, minimizar la producción de agua o igualar la producción entre laterales.

Algunos pozos multilaterales equipados con válvulas de fondo están localizados en áreas caracterizadas por altas variaciones de productividad entre los diferentes laterales. Estas variaciones dictan el uso de válvulas de fondo para minimizar el impacto de estas variaciones.

5.4.4.2 Funcionalidad y capacidades de las válvulas de fondo

Una de las estrategias adoptadas cuando se instala cualquiera de estas terminaciones es asegurarse de que todas las VCI son funcionales. Ahora, todos los éxitos de instalación alcanzan el 100%. Una vez que una terminación es ajustada y un pozo se pone en producción se espera que estas terminaciones funcionen rutinariamente en periodos que no excedan seis meses. Estas pruebas de rutina pueden hacerse más fácilmente en campos donde la infraestructura superficial permite prueba y optimización a través de unidades portables de superficie y controles de fondo. Con la falta de instalaciones de prueba y superficies de control para cada pozo inteligente es extremadamente difícil optimizar el comportamiento de estos pozos; por lo tanto, los beneficios esperados de tales pozos no pueden ser totalmente alcanzados.



Entre otras cosas, la información de campo ha confirmado que después de cuatro años de instalación los sistemas son funcionales para controlar afluencia y las características de flujo con las válvulas de fondo son variadas debido a los diferentes diseños de terminación e índices de productividad de las zonas productoras. Esto hace que el diseño y las capacidades de las válvulas de fondo sean esenciales para alcanzar los objetivos deseados.

La **Figura 5.18** ilustra las capacidades de fondo relativas a varias condiciones de operación. Se hicieron evaluaciones y esfuerzos para mejorar el diseño de las válvulas de fondo. El nuevo diseño provee un alto nivel de control a gastos de flujo más bajos, por lo tanto, permite ajustes más finos de distribución de flujo entre los diferentes laterales o segmentos que permiten un mejor manejo de los pozos y satisfacen la estrategia de producción⁷.

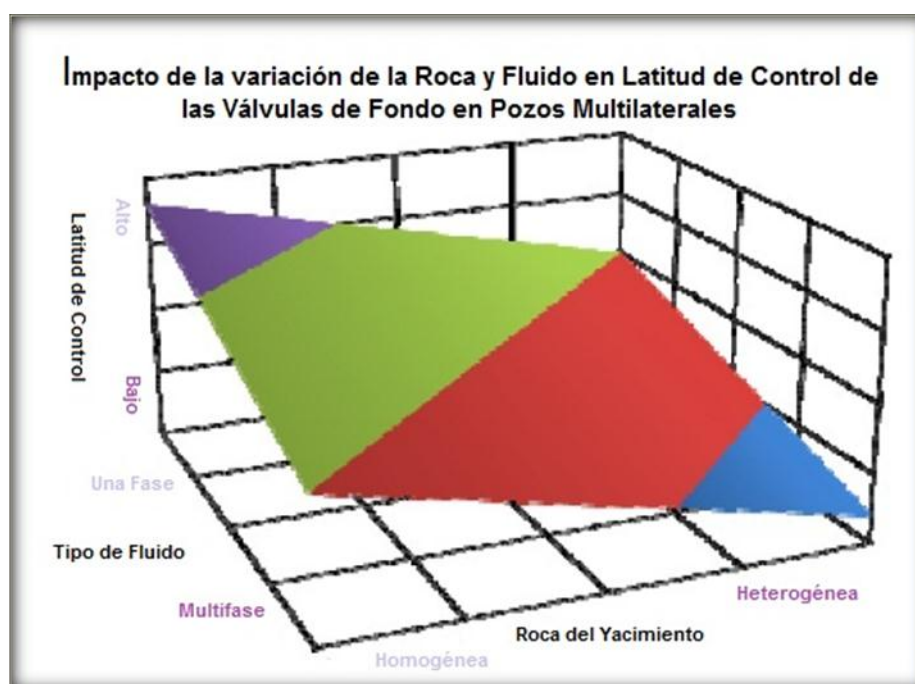


Figura 5.18 – Capacidades de la válvula de fondo de acuerdo a la roca del yacimiento y propiedades de los fluidos⁷.



5.5 Impacto de los sistemas de pozos inteligentes en la economía total del campo

5.5.1 Terminaciones convencionales

En un pozo vertical o casi vertical simple el flujo de aceite o gas desde una sola zona productora entra al pozo a través de los disparos.

La presión natural en el yacimiento provee energía para levantar los fluidos producidos a través de la tubería de producción a la superficie.

Un empacador es usado generalmente para formar un sello entre la parte más baja de la tubería de producción y la de revestimiento. El flujo del pozo es controlado manualmente desde la superficie. La presión de flujo superficial entre la presión de pozo y la presión baja de producción superficial es regulada mediante un estrangulador manual⁸. La **Figura 5.19** muestra un esquema de una terminación de pozos convencional.

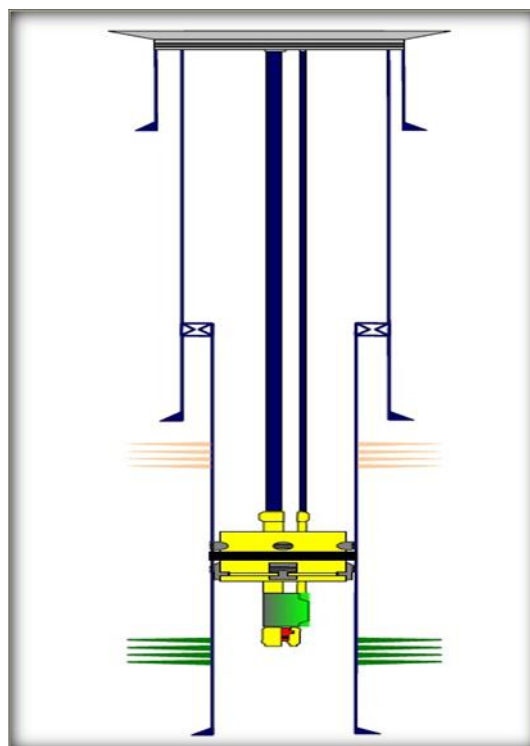


Figura 5.19 – Sistema de terminación convencional de un pozo⁸.

En esta terminación convencional el pozo producirá hasta que la presión del yacimiento decline, el corte de agua incrementa o algún otro problema le impida mantener su producción. Dado que el pozo sólo produce desde una zona el comportamiento de la producción puede diagnosticarse normalmente mediante el análisis de características de presión superficial bajo diferentes condiciones de flujo.

Muchas de las filosofías de terminación de pozos para ambientes terrestres se derivaron de escenarios de campos de desarrollo donde la simplicidad es vista como una clave para generar fiabilidad.

5.5.2 Definiendo la inteligencia

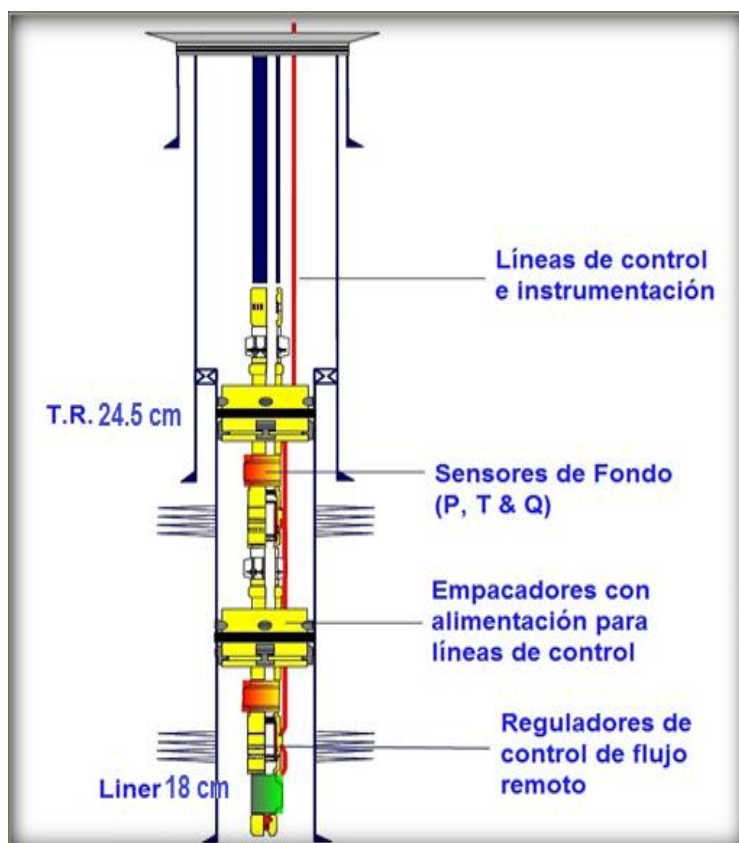
El término “inteligente” generalmente se refiere a la migración de procesos de control de fondo. Hoy en día los sistemas de pozos inteligentes son redes de producción en tiempo real y manejo de inyección que proveen monitoreo al pozo, acceso/modelado de información y acciones en la forma de control de flujo remoto. Los sistemas de pozos inteligentes adquieren parámetros desde sensores avanzados en el pozo y permiten al operador cambiar las características de flujo desde la comodidad de su oficina, sin necesidad de intervención en pozo.



La tecnología de pozos inteligentes abarca dos conceptos primarios:

1. Vigilancia en tiempo real: la habilidad para adquirir información de flujo y/o yacimiento.
2. Control en tiempo real: la habilidad para controlar el flujo de forma remota a partir del cierre o apertura de estranguladores variables.

Las opciones de control de flujo en tiempo real van de válvulas hidráulicas o electrohidráulicas a totalmente eléctricas. Los ajustes disponibles de estos sistemas de control van desde un simple abrir y cerrar a sistemas multi-posición con variación infinita.



Otras características básicas de la tecnología de pozos inteligentes incluyen empacadores diseñados especialmente y energía para el monitoreo y comunicación⁸. La **Figura 5.20** muestra un esquema de pozos con terminaciones inteligentes.

Figura 5.20 – Sistema de terminación de pozos inteligentes⁸.

5.5.3 Valor propuesto de las terminaciones inteligentes

Originalmente, la justificación primaria para usar sistemas de pozos inteligentes fue su habilidad para mitigar claramente los costos de intervención a pozos en el alto costo de operación de ambientes costa afuera. Los sistemas de pozos inteligentes ahora le permiten al operador cambiar las características de flujo sin necesidad de intervención y potencialmente agregan varios millones de dólares al valor presente neto del pozo.



Sin embargo, casos específicos soportan el axioma de que reducir o eliminar intervención cuenta para una porción mucho más pequeña del valor relativo de los sistemas de pozos inteligentes que originalmente se creía, en la **Figura 5.21** se observa un gráfico de impacto relacionado con la aplicación de tecnología de pozos inteligentes.

El valor real de esta aplicación recae en el flujo de efectivo y un incremento en la recuperación. De hecho, reducir los costos de intervención cuenta sólo para el cinco por ciento del impacto relativo de los sistemas de pozos inteligentes al momento que el seis por ciento de los beneficios derivan en incremento en el ingreso por producción⁸.

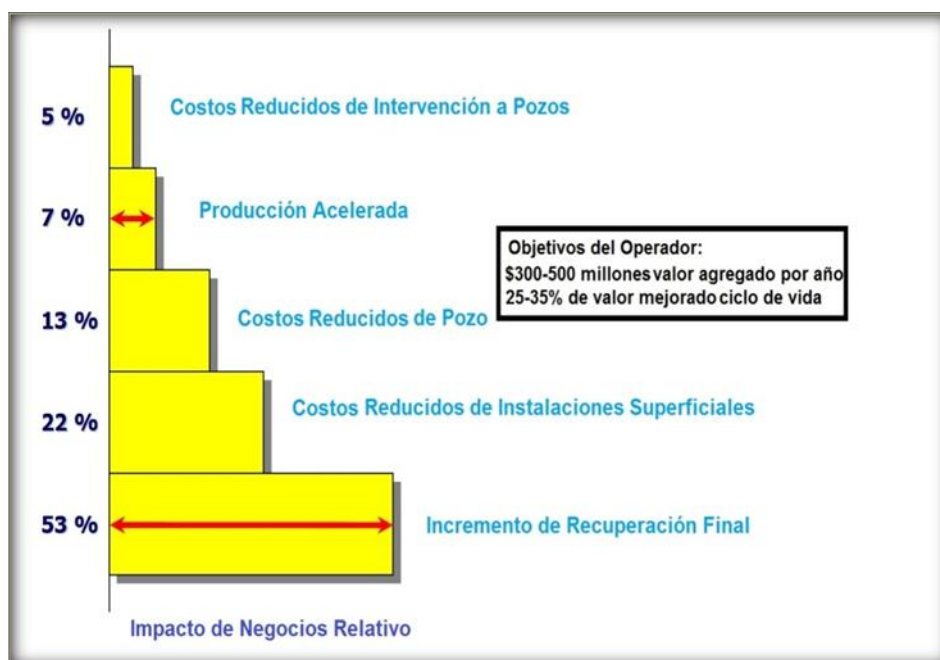


Figura 5.21 – Distribución de beneficios para terminaciones inteligentes⁸.

Los operadores están aplicando tecnologías de terminaciones inteligentes por cinco razones principales⁸:

1. Reducir la demanda de pozos requerida para explotación de reservas.
2. Ahorrar costos en instalaciones superficiales.
3. Reducir o eliminar costos de intervención.
4. Acelerar la producción accediendo a más zonas.
5. Mejorar las reservas finales recuperables a través de un manejo mejorado del yacimiento.

La **Figura 5.22** ilustra cómo estos beneficios de los sistemas de pozos inteligentes podrían mejorar el flujo neto de efectivo durante el ciclo de vida del pozo.

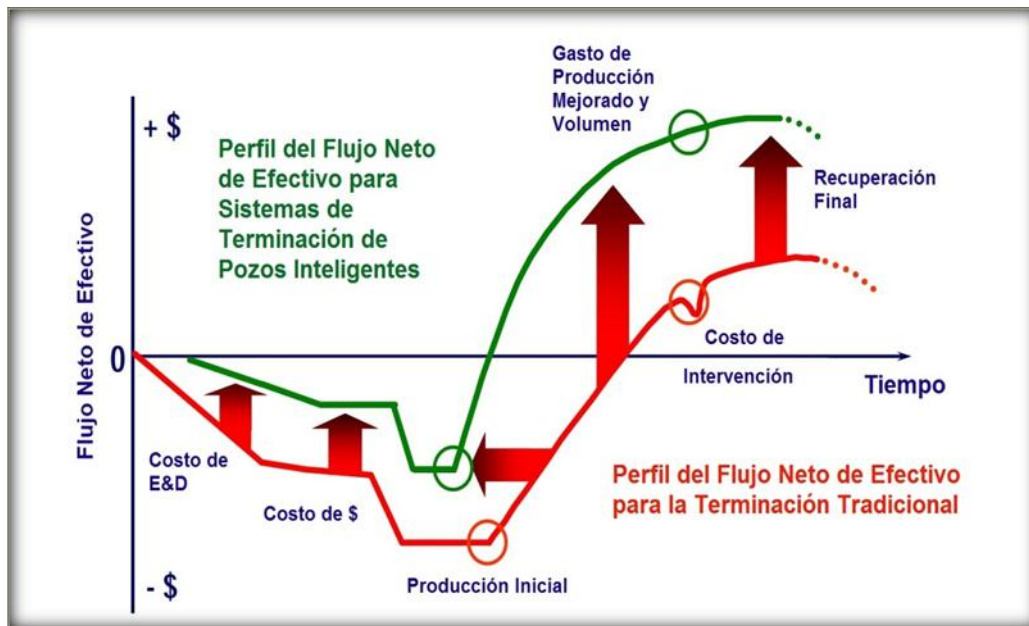


Figura 5.22 – Mejorías en el flujo neto de efectivo esperadas con los sistemas de terminación de pozos inteligentes⁸.

Las operaciones de producción de aceite y gas involucran riesgos que son típicamente una función de las incertidumbres involucradas en eventos futuros desconocidos. Utilizar sistemas de pozos inteligentes ayuda al operador a resolver las incertidumbres y manejar activamente los riesgos.

5.5.4 Proceso de análisis económico y de yacimiento

El siguiente paso ha sido definir un proceso de análisis de ingeniería utilizado por un proveedor de tecnología de campo para ayudar a cuantificar los beneficios de comportamiento del yacimiento para la aplicación de tecnología de pozos inteligentes⁸.

Los objetivos de dichos análisis son:

- ◆ Evaluar el comportamiento del yacimiento de las configuraciones multi-zona y opciones de terminación, incluyendo análisis de sensibilidad.
- ◆ Cuantificar el comportamiento del yacimiento de varios sistemas de terminación incluyendo terminaciones horizontales y convencionales, multilaterales y sistemas de terminación inteligentes.
- ◆ Determinar las condiciones de operación de fondo y parámetros de diseño para las válvulas de control de los sistemas de terminación inteligente.
- ◆ Determinar la configuración final del pozo y diseño de terminación que optimice la economía total del proyecto.

Las principales herramientas usadas para el análisis de yacimiento de estos proyectos incluyen modelos de simulación de yacimiento en un pozo, análisis nodal del valor de tiempo económico.



Estas herramientas están aplicadas a configuraciones alternativas de pozo y diseños de terminación para lograr los objetivos mencionados. La simulación y modelos de pozo se construyen usando la descripción más representativa del yacimiento y la información de condiciones de operación disponibles. La **Figura 5.23** ilustra este proceso de análisis de yacimiento y económico.

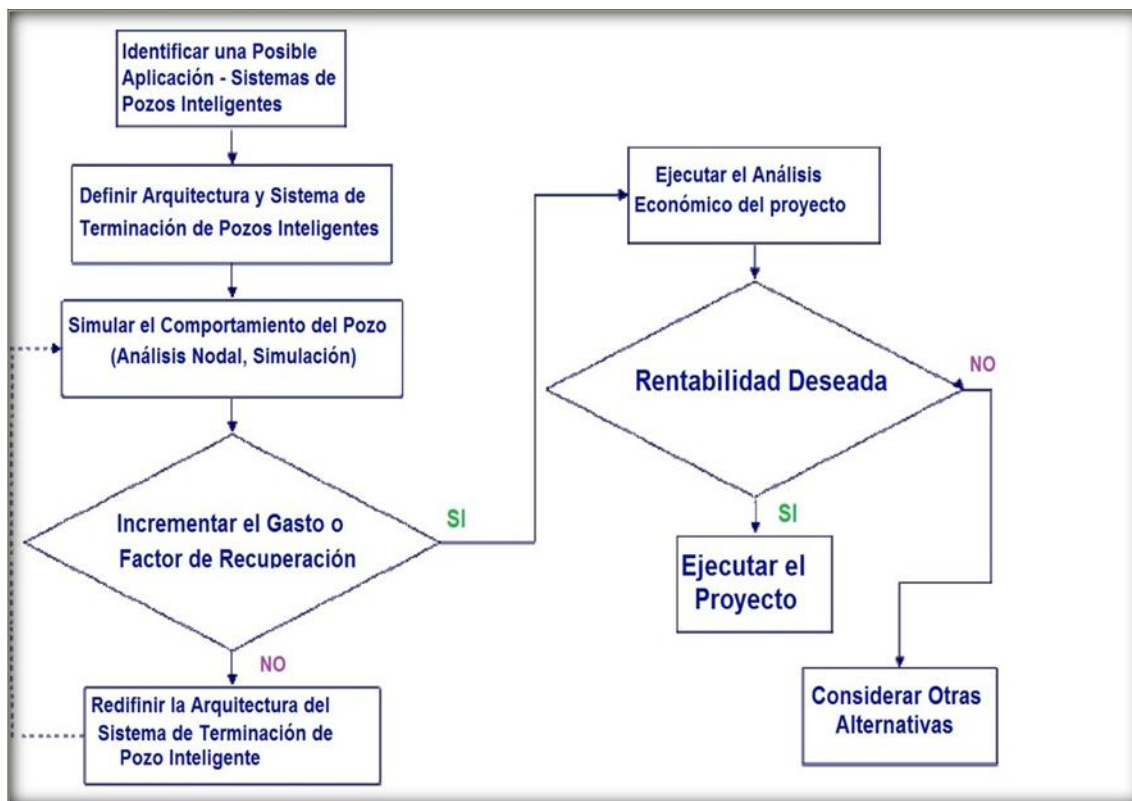


Figura 5.23 – Proceso de análisis de yacimiento y económico para terminaciones inteligentes⁸.

5.5.5 Análisis nodal

El análisis nodal puede usarse para dar un estimado rápido de los beneficios incrementales de varias opciones de terminación basadas en el comportamiento de la producción de pozos en cualquier punto del tiempo. Las presiones de operación y gastos se determinan para una configuración de terminación dada y los resultados del comportamiento del pozo para muchas opciones de terminación se comparan gráficamente.

El análisis nodal brinda calibración a la información del comportamiento del pozo en el modelo de simulación. El análisis nodal también requiere proveer condiciones de operación nominales y parámetros de diseño (por ejemplo, ajustes de estrangulador) para las válvulas de control asociadas con los sistemas de terminación inteligentes de pozos.



Dado que la aplicación de los sistemas de pozos inteligentes en ocasiones dirigen producción multi-zona (combinada), es importante que el software de análisis nodal incorpore afluencia multi-zona incluyendo diferentes propiedades de fluidos por zonas y patrones de flujo de producción paralelos para acomodar el flujo en tubería para una zona y flujo anular para otra zona antes de la combinación. En resumen, la aplicación de análisis nodal debe ser capaz de modelar el comportamiento de aplicar un estrangulador de fondo para limitar el flujo del espacio anular a la tubería de producción para varias zonas de interés en un yacimiento⁸.

Este análisis representa el comportamiento del pozo en un punto del tiempo. Cuando se combina con análisis adicionales para condiciones de operación futuras (por ejemplo, declinación de presión o incremento en el corte de agua) determinadas de análisis de simulación de yacimiento o análisis de declinación puede hacerse una determinación más rigurosa de los beneficios.

5.5.6 Simulación de yacimientos y análisis de declinación

La simulación de yacimientos y análisis de declinación son herramientas que actúan en beneficios de un solo punto en el tiempo para comparaciones variando el tiempo que permiten la evaluación económica final.

Como se ilustra en la **Figura 5.24**, un modelo de simulación típico se construye para estudiar el área de drenaje de un sistema de un pozo inteligente candidato en el campo de estudio. Los beneficios del modelo de la estructura local radican en la variación en el espesor de la zona y propiedades del yacimiento, aplicación de funciones analíticas de invasión de un acuífero y ubicación precisa de las terminaciones del pozo en cada zona de interés.

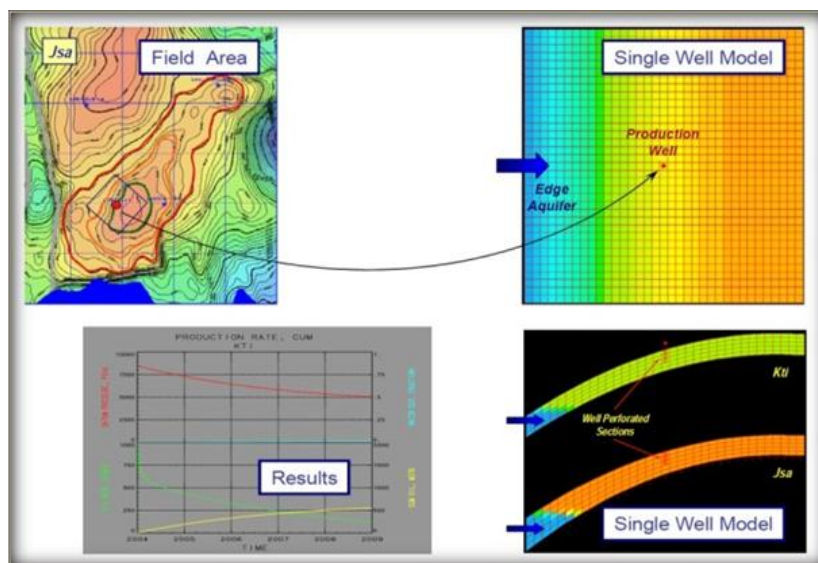


Figura 5.24 – Comportamiento del sistema de pozos inteligentes usando modelos de simulación⁸.

Para cada configuración del pozo (vertical, desviado, horizontal o multilateral) y diseño de terminación, el comportamiento de simulación del pozo es calibrado usando análisis nodal para la producción respectiva y condiciones de operación. Entonces el modelo es corrido a través del tiempo de simulación para establecer el comportamiento de producción representativo para su comparación con casos alternativos.



Las gráficas del perfil de producción son generadas y las tablas de resumen se construyen para ilustrar la comparación del comportamiento del yacimiento entre varias alternativas.

5.5.7 Análisis económico

Los resultados de simulación de yacimientos y análisis nodal son usados como entrada a un análisis económico convencional con proyecciones del valor del dinero en el tiempo para brindar indicadores económicos básicos para las alternativas estudiadas. Adicionalmente, el capital incremental y los gastos de operación asociados con el sistema de pozos inteligentes u otro sistema de terminación son incluidos en el análisis. Finalmente, se estima el VPN incremental como resultado de utilizar diseños de terminación alternativos⁸.

5.5.8 Factores económicos comparativos

Los factores económicos tradicionales son importantes para la evaluación de los proyectos de sistemas de pozos inteligentes dado que están con más proyectos de desarrollo de la producción. Sin embargo, es importante entender la diferencia entre un escenario base de terminación de pozos y varias opciones para mejorar el rendimiento de la producción. La **Figura 5.25** ilustra un caso base el cual involucra un pozo produciendo desde una zona usando tecnología de terminación convencional pero también se muestran escenarios alternativos que permiten al operador producir simultáneamente desde más zonas. Éstos incluyen las opciones para perforar y terminar un segundo pozo para acceder a la segunda zona productora usando tecnología de terminación convencional o para implementar tecnología de terminación avanzada (por ejemplo, sistemas de terminación inteligentes) para producir efectivamente ambas zonas desde el pozo original.

Los costos consisten en costos de capital y de operación durante la vida del proyecto, ese esquema de razonamiento es la base para la toma de decisiones con respecto a la implementación de tecnologías.

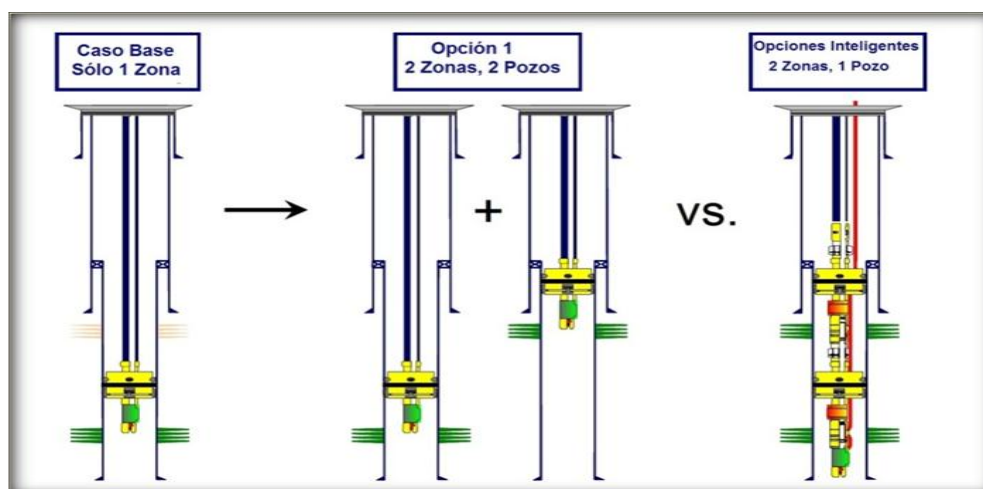


Figura 5.25 – Alternativas de terminación para comparaciones económicas⁸.



5.5.8.1 Costos de capital

Son costos frontales que surgen mayormente al principio del proyecto. Estos costos son usualmente altos y generalmente consisten de costos de perforación, de terminación (cementación y disparos), de entubado de pozos y de cabeza de pozo. Para la aplicación de sistemas de pozos inteligentes también deben considerarse los siguientes aspectos:

- ◆ Costos de cierre o apertura de válvulas y/o válvulas de estrangulamiento ajustables.
- ◆ Costos de empacadores de producción especializados para control.
- ◆ Costos de un sistema de control superficial y modificaciones a la cabeza del pozo.
- ◆ Costos diversos y de renta de plataforma relacionados con la instalación de sistema de pozos inteligentes.
- ◆ Costos incrementales de bombas eléctricas sumergibles si fueran necesarias bombas más grandes.

5.5.8.2 Costos de operación

Ocurren periódicamente y son necesarios para las operaciones del campo. En análisis económico, los costos de operación se expresan usualmente en términos de costos por periodo (mes o año) o costos por volumen de fluido producido o inyectado. Para nuestra consideración los costos de operación incluyen:

- ◆ Mantenimiento y empresas de servicios: son costos de mantenimiento diario y de labores.
- ◆ Costos de producción: pueden ser subdivididos en costos de levantamiento artificial o producción que se relacionan con elevar el aceite, gas y agua a la superficie, costos de tratamiento, deshidratación y separación de fluidos.

5.5.8.3 Ingresos

El ingreso del proyecto se calcula a partir de la información de producción y precios de mercado de los fluidos producidos (aceite, gas y condensado) que son difíciles de predecir con el tiempo. Pueden usarse muchas técnicas para estimar los índices de producción de aceite y gas dependiendo del tipo de información disponible.

Estas técnicas incluyen métodos de balance de materia, análisis de curvas de declinación y simulación de yacimientos.



5.5.9 Parámetros económicos

5.5.9.1 Tasa de inflación

Es una práctica usual incorporar estimados de la inflación futura en las proyecciones de flujo de efectivo en ingresos y costos⁸. Por ejemplo, el precio del aceite $\$_o(t)$, simplemente incrementa mediante la tasa de inflación como sigue:

$$\$_o(t) = \$_o^0 * (1 + \%_1)^t$$

Ec. 5.3

Dónde:

$\$_o(t)$ = Precio del aceite

$\$_o^0$ = Precio básico del aceite

$\%_1$ = Tasa de inflación

t = Tiempo en años (desde el presente)

5.5.9.2 Tasa de descuento

El método de flujo de efectivo descontado es ampliamente aceptado y usado en la industria petrolera para todos los tipos de evaluaciones de capital invertido, las cuales indican el valor del dinero en el tiempo⁸. Esto es crítico cuando se evalúa la rentabilidad de las inversiones a largo plazo. Los valores presente y futuro del dinero pueden convertirse al valor presente mediante el uso de la tasa de descuento, $\%_D$. El flujo de efectivo descontado $\$_{DCF}$ para cada periodo está dado por la **Ecuación 5.4**⁸:

$$\$_{DCF}(t) = \$_{CF} / (1 + \%_D)^t$$

Ec. 5.4

Dónde:

$\$_{DCF}$ = Flujo de efectivo descontado

$\$_{CF}$ = Flujo de efectivo

$\%_D$ = Tasa de descuento

t = Tiempo en años (desde el presente)



5.5.10 Consideraciones económicas de la implementación de pozos inteligentes

La intervención es una operación llevada a cabo a menudo en terminaciones convencionales. Los altos costos incluyen renta de plataformas, reparación, equipo de terminación, etc. Debido a la duración de la intervención habrá una reducción en la producción. Los riesgos adicionales incluyen problemas ambientales y de seguridad.

Evitar la intervención agrega muchos millones de dólares al VPN del pozo. Los costos de reparación y de plataforma por si mismos pueden estar alrededor de los USD \$50,000 en áreas de baja producción en tierra, a más de USD \$10 Millones en ambientes de aguas profundas o costa afuera. Treinta días de producción diferida por una reparación se traducen en 10,000 bpd y USD \$40 por barril que equivalen a USD \$12 Millones de ganancia. En algunos casos la instalación de un sistema de terminación inteligente básico cuesta menos de USD \$100,000⁸.

Los puntos importantes para la aplicación económica de pozos inteligentes deben atenderse mediante una evaluación económica detallada para cada caso, muchos de los sistemas de terminación inteligente se pagan en menos de seis meses manejando presiones entre zonas que llevan a una recuperación de inversión más rápida. El monitoreo permanente permite un mejor cuidado sobre las decisiones en la producción y puede ayudar a incrementar reservas recuperables, la gráfica de la **Figura 5.26** señala el impacto de la tecnología inteligente en diversos aspectos de campo.

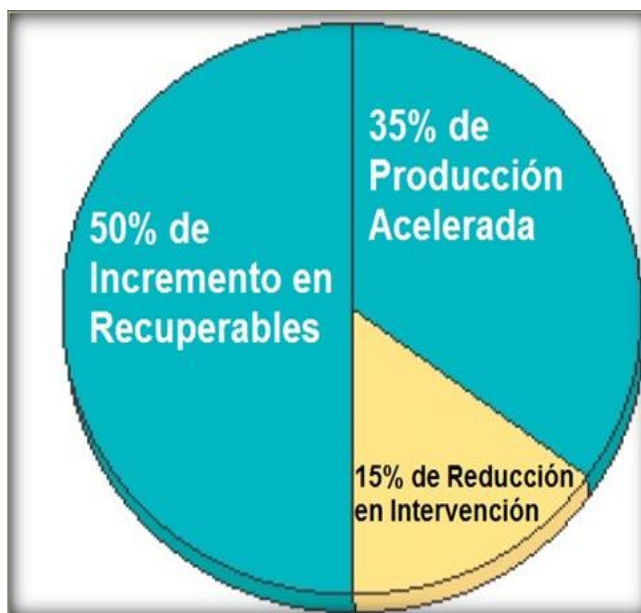


Figura 5.26 – El valor de la terminación inteligente⁸.

Con todo lo mencionado, los pozos inteligentes mejoran los objetivos de nuevos pozos y aumentarían las terminaciones de este tipo. Esto implica usar menos costos de infraestructura superficial y otros beneficios económicos.

Los pozos inteligentes no son iguales y se diferencian con base en su arquitectura de funcionamiento/comunicación, tipo de operación, vigilancia, sensibilidad y automatización⁹.

Algunas personas sostienen que la aplicación de tecnología de pozos inteligentes en tierra no es rentable.



La probabilidad de éxito de la terminación es aceptada en un 96%.

Si “n” es el número de pozos inteligentes habrá “n+1” eventos para un caso de falla. Abajo se ilustran eventos típicos para un caso de falla de terminación inteligente. Si hay tres pozos inteligentes y fallan, hay cuatro posibles estados de las VCI:

- ◆ Todos los pozos están abiertos (no necesitan intervención, son considerados terminaciones convencionales, sin embargo incurren pérdidas de MM USD \$10).
- ◆ Un pozo está abierto y dos cerrados (necesitan intervención al pozo para abrir las VCI de cada pozo; el costo de plataforma y reparación para cada operación es de MM USD \$2, no obstante hay una pérdida total de MM USD \$14).
- ◆ Un pozo está cerrado y dos pozos abiertos (se necesita intervención para abrir las VCI de un pozo, sin embargo hay una pérdida de MM USD \$12).
- ◆ Todos los pozos están cerrados (se necesita intervención de pozos para abrir cada VCI, hay una pérdida total de MM USD \$16).



REFERENCIAS

1. **Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos.**
http://www.slb.com/~-/media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/terminaciones_inteligentes.ashx
2. John T. Han, P.E. **“There is Value in Operational Flexibility: An Intelligent Well Application”**, Texas SPE 82018, 2003.
3. John Davies, **“Intelligent Technology, Well Management Miracle - Fact or Fantasy”**. Exploration and Production B.V, SPE 88505, 2004.
4. Shawn Pace, SPE, and Bryan Petrich **“Managing Operational Challenges in the Installation of an Intelligent Well Completion in a Deepwater Environment”**. Halliburton SPE 116133, 2008.
5. Michael Konopczynski, **“Network Approach for Optimization and Control of Intelligent Well Systems: Theory and Practice”**. SPE 110641, 2007.
6. Michael Konopczynski, **“Evaluating Intelligent-Well System Requirement for an Offshore Field Development”**. SPE 94851, 2005.
7. Saeed Mubarak, Naseem Dawood and Salam Salamy, **“Lessons Learned from 100 Intelligent Wells Equipped with Multiple Downhole Valves”**. SPE, Saudi Aramco.. SPE 126089, 2009.
8. A. Sakowski, A. Anderson, and K. Furui, **“Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development”** Baker Oil Tools. SPE 94672, 2005.
9. M. Nadri Pari, **“Smart well- Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured Reservoir”**. SPE, Iran Petroleum University of Technology, SPE 126093, 2009.



CONCLUSIONES

Existen diversos aspectos de yacimientos relacionados con la aplicación de tecnología inteligente. Dentro del alcance de este trabajo se observa que el bombeo neumático es sólo una de estas aplicaciones y que puede aportar grandes beneficios en los campos donde se considere factible su ejecución.

La tecnología inteligente hace referencia a sistemas de monitoreo, control y transmisión de datos que de manera conjunta hacen eficiente la supervisión de las condiciones de operación de los pozos para facilitar la toma de decisiones y realizar los ajustes adecuados en su operación. Este proceso involucra sistemas de telemetría, dispositivos de control de afluencia, sensores de fondo y bases de datos que almacenan esta información.

La tecnología inteligente no está limitada a aplicaciones con bombeo neumático u otros sistemas artificiales de producción, existen muchas formas en las que puede ser extendida. Algunos tipos de pozos inteligentes consisten en producción multizona, pozos multilaterales y sistemas de control de arena, entre otros.

El bombeo neumático ha demostrado ser un sistema eficiente y que aporta un alto beneficio económico en la industria petrolera en los pozos candidatos para este sistema artificial debido al incremento que brinda en los ritmos de producción, seguridad y operación.

Las terminaciones inteligentes emplean tecnologías de reciente creación que utilizan válvulas para el control de afluencia para brindarle al sistema de bombeo neumático capacidad de control y autonomía en funcionamiento con otros dispositivos.

Las válvulas de control de intervalo tienen un rango de ajuste variable o fijo que resulta conveniente adaptar en diversas operaciones de fondo dependiendo de las características de la fuente de gas y del tipo de terminación, esto será determinado de acuerdo a los requerimientos de quien lo aplica.

El auto bombeo neumático es una técnica bastante efectiva que permite el aprovechamiento de una zona de gas asociada o contigua a un yacimiento de aceite para su utilización como gas de levantamiento artificial y así aligerar la columna de líquido, este esquema permite ahorros significativos en el suministro de gas de inyección.

El rol de los agentes inteligentes para la recopilación y manejo de información juegan un papel vital en la optimización del bombeo neumático en lo relativo a la inyección del gas y control de presión en las líneas.

Los sistemas de bombeo auto, natural o in situ añaden valor a la aplicación del bombeo neumático al emplear agentes y dispositivos inteligentes. Este sistema ha probado su éxito debido a la utilización del gas de zonas cercanas o de algún casquete extenso en conjunto con una terminación adecuada de los pozos y los estudios de análisis nodal necesarios.



Los sensores de fondo permiten conocer condiciones de presión y temperatura y con ello brindan un panorama más amplio de las condiciones de fondo para la toma de decisiones y ajustes en el esquema de producción.

Podemos considerar a los dispositivos de control de afluencia y de intervalo como la parte medular del sistema de bombeo neumático inteligente debido a que permiten el control del pozo de forma óptima, regulando así las condiciones de inyección y favoreciendo el incremento de la producción.

La tecnología de bombeo neumático con terminaciones inteligentes resulta de factible aplicación en zonas marinas y complejas, incluyendo ambientes de aguas profundas debido a que reduce la necesidad de infraestructura superficial y brinda una mejor capacidad de control del sistema.

En lo relativo a la terminación de los pozos, para que un pozo tome el carácter de inteligente no se requieren ajustes complejos en el arreglo de los mismos. La terminación inteligente requiere dispositivos de control en el fondo y válvulas de control de afluencia que deben ser debidamente empacadas y emplear dispositivos de sello para garantizar su correcto funcionamiento.

Existen diversas metodologías que consideran la aplicación de bases informáticas para el manejo de datos y seguridad, tal como SCADA, que brindan el soporte para toma de decisiones y control de información.

El auto bombeo neumático resulta un sistema rentable cuando la fuente de gas satisface los criterios técnicos de selección y las características geológicas permiten el transporte e inyección del mismo.

El auto bombeo neumático mediante el uso de tecnología inteligente (válvulas de control de intervalo) puede ajustarse a las condiciones de producción en aguas profundas y resulta bastante conveniente dado que otorga mayor autonomía a los pozos y permite un control amplio de los mismos.

La incertidumbre y el riesgo en la aplicación de estos sistemas constituyen una preocupación importante, sin embargo, el análisis en equipos de trabajo de las condiciones de yacimiento y operación permiten tomar la decisión más adecuada. El personal, producto y proceso son claves en este proceso de toma de decisiones en conjunto con el análisis económico.

Se ha observado un incremento de costos del 20 al 50% (dependiendo de la ubicación) al emplear estos sistemas pero si se evalúan correctamente puede ser rentable y técnicamente factible.



RECOMENDACIONES

Emplear este sistema requiere un conocimiento profundo de las condiciones de yacimiento para determinar los detalles técnicos de la terminación, sobre todo si se aplica bombeo neumático natural.

El análisis de los pozos candidatos para la utilización de este sistema debe estar basado en modelos de yacimiento y predicciones mediante históricos de producción así como análisis nodal.

Las válvulas de control de intervalo para bombeo neumático deben tener ajustes de apertura basados en análisis nodal para satisfacer la demanda de producción sin poner en peligro la fuente de gas y el pozo y garantizar su funcionamiento por un largo periodo garantizando que no requerirá intervenciones futuras.

Las condiciones de la fuente de gas tienen que ser analizadas a detalle para asegurarse de que se cumpla con la consideración los tres criterios: productividad, presión y reserva. Esto impactará notablemente la efectividad del auto bombeo neumático así como la producción en el límite económico.

Se debe considerar el riesgo económico al momento de aplicar estas tecnologías aunque el análisis técnico detallado (curvas de comportamiento, análisis nodal, mapas geológicos, etc.) brinda una pauta importante para tomar la decisión de aplicar este sistema.

El manejo de los pozos con tecnología inteligente es relativamente nuevo por lo que se debe capacitar al personal en el manejo de esta tecnología y considerar las variables involucradas en su uso.

La configuración de la terminación debe ser vigilada cuidadosamente para que se instalen los dispositivos inteligentes. Es necesario analizar con detalle los puntos donde se requerirá monitoreo, calibrar correctamente la válvula de control de intervalo y asegurar el funcionamiento de los dispositivos de sello, control de arena o empacamientos.

Las válvulas de control de intervalo, sensores permanentes de fondo y dispositivos de control de afluencia son dispositivos que pueden combinarse con el auto bombeo neumático. Debe analizarse sobre su uso y utilizar los dispositivos que se requieran en cada aplicación, cada caso es diferente y debe utilizarse el nivel de inteligencia que se requiera.

Para la aplicación del bombeo neumático natural es necesario llevar a cabo un análisis nodal cuidadoso para evitar el agotamiento del yacimiento de gas en edades tempranas del proyecto así como considerar los factores de diseño necesarios, las curvas de análisis nodal siguen siendo la clave para determinar el mejor funcionamiento del sistema.



NOMENCLATURA

AT	Tiempo de Adquisición
bbf	Barril de Aceite
bbfs	Barriles
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BD	Base de Datos
BEC	Bombeo Electrocentrífugo
BG	Campo/Pozo Bugan
BH	Bombeo Hidráulico
BM	Bombeo Mecánico
BN	Bombeo Neumatico
Bpce	Barriles de Petróleo Crudo Equivalente
bpd	Barriles por Día
CAA	Contacto Agua-Aceite
CGA	Contacto Gas-Aceite
CID	Control Integral Derivativo
CLP	Controlador Lógico Programable
cm	Centímetro
Cp	Centipoise
CP	Presión en la tubería de revestimiento
CP-TP	Relación de presión de la TR a la TP
Cv	Coefficiente de Variación para la Válvula
C_{vn}	Coefficiente de la válvula en la posición <i>n</i>
D	Darcy
DCA	Dispositivo de Control de Afluencia
DRDI	Mapeo del Drene Dinámico del Yacimiento
FPSO	Floating Production Storage/Offloading
GBT	Tiempo de Invasión de Gas
GUI	Interfaz de Usuario Gráfica
HCAU	Unidad de Direccionamiento Controlada Hidráulicamente
ID-19	Pozo Iron Duke 19
IP	Índice de Productividad
IPF	Indicador Permanente de Fondo
IPR	Relacion de Comportamiento de Afluencia
IQ	Coefficiente Intelectual
IT	Tiempo de Inyección
kg/cm²	Kilogramo sobre Centímetro Cuadrado
kh	Conductividad
Km	Kilometros
Kodeco	Kodeco Energy
m	Metros
M	Gasto másico del pozo
m³/bl	Metro Cúbico por Barril
m³/d	Metro Cúbico por Día
mD	Mili-Darcy



m_i	Gasto másico en un punto del pozo
MLT	Pozo Multilateral
MM	Millones
MMbls	Millones de Barriles
MMmcd	Millones de Metros Cúbicos Diarios
MMpcd	Millones de Pies Cúbicos Diarios
Mpcd/bl	Miles de Pies Cúbicos Diarios por cada Barril
mvbmr	Metros Verticales Bajo Mesa Rotaria
mvbnm	Metros Verticales Bajo Nivel del Mar
n	Número total de uniones en la red del sistema
P	Presión
P/T	Presión/Temperatura
PD	Presión Corriente Debajo de una Válvula
P_D	presión corriente abajo de una Válvula u orificio
Pd	Presión Corriente Abajo de la Válvula
PEP	Pemex Exploración y Producción
pH	Potencial de Hidrógeno
PLC	Controlador Lógico Programable
PLT	Registro de Producción
PT	Presión en la Tubería Adyacente a una Válvula
P_T	Presión en la Tubería adyacente a una válvula u orificio
Pt	Presión en el Interior del Aparejo de Producción
PU	Presión corriente arriba de una Válvula
Pu	Presión Corriente Arriba de la Válvula
PWF	Presión de Fondo Fluyendo
Pwf-gas	Presión de Fondo Fluyente del Casquete de Gas
P_{WF-GAS}	Presión de fondo fluyendo de la zona de suministro de gas
Pws	Presión Estática de Yacimiento
q_1	Gasto de la VCI
Qb	Gasto máximo permitido
QG_{AN}	Gasto de gas en espacio anular entre la zona de gas y la válvula de auto BN
QG_{GAS}	Gasto de gas de la zona de suministro de gas
QG_{TP}	Gasto de gas para BN en la tubería
QG_V	Gasto de gas a través de la válvula de auto BN
Qt	Gasto objetivo o deseado para la simulación
RGA	Relación Gas-Aceite
RGL	Relación Gas-Líquido
RGLI	Relación Gas-Líquido de Inyección
RMNE	Región Marina Noreste
ROSS	Mangas Deslizables operadas de Forma Remota
RTU	Unidad de Terminal Remota
SCADA	Sistema de Supervisión de Control y Adquisición de Información
STD	Sensor de distribución de Temperatura
T	Temperatura
t	Tiempo en años (desde el presente)



TAML	Clasificación de la Tecnología Avanzada de Pozos Multilaterales
Tc	Tiempo del Ciclo
TMV	Transmisor Multivariable
TP	Tubería de Producción
TR	Tubería de Revestimiento
USD	Dólares Estadounidense
VCI	Válvula de Control de Intervalo
VMH	Válvula Mini-Hidráulica
VPN	Valor Presente Neto
VSS	Válvula de Seguridad Superficial

SIMBOLOGÍA

γ_i	Gravedad específica del fluido homogéneo
ΔP	Diferencial de Presión
ϵ	Tolerancia
ΣQ_{bi}	Suma del gasto máximo permitido
$\$_{CF}$	Flujo de efectivo
$\$_{DCF}$	Flujo de efectivo descontado
$\$_o(t)$	Precio del aceite
$\$_o^0$	Precio básico del aceite
$\%_D$	Tasa de descuento
$\%_i$	Tasa de inflación
$^\circ API$	Grados API (<i>American Petroleum Institute</i>)
$^\circ C$	Grados Celsius



BIBLIOGRAFÍA

Carlos A. "**Reservoir Aspects of Smart Wells**". Glandt/Shell SPE 81107, 2003.

Akram, N. Hicking S., Blythe, P. Kavanagh P., Reijnen, P. and Mathieson, D., "**Intelligent Well Technology in Mature Assets**", SPE 71822, Louisiana, 2001.

Daling, R., Droppert, V.S., Glandt,C.A., Green- Armytage, D.I., Jansen, J.D.and Wagenvoort, A.M., "**Smart stinger which cyclically moves draw-down point up and down International Patent Application**".

<http://clasticdetritus.com/2008/01/22/geologic-misconceptions-layer-cakestratigraphy/>

Erlandsen S.M., "**Production Experience from Smart Wells in the Oseberg Field**", SPE 62953, Texas, 2000.

"**Integrated Reservoir Management in an Intelligent Well Environment**" J.K. Martinez, SPE, and R. Konopczynski, 2002.

Wiggins, M. L. and Startzman, R. A.: "**An Approach to Reservoir Management,**" SPE 20747 presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 1990.

Satter, A. "**Reservoir Management Training: An Integrated Approach**" SPE 20752 presented at the 65th SPE, New Orleans, 1990.

Gibson, J.W.: "**Knowledge Management and New IT Architecture Will Maximize Upstream Value-Creation,**" World Energy 2000, Vol. 3

Jim Oberkircher, Blaine Comeaux, "**Intelligent Multilaterals**" The Next Step in the Evolution of Well Construction. Halliburton Energy Services Offshore Tecnology 2002.

Brister, A., Ray, Ross, S. E., Chevron Petroleum Technology Company. "**Screening Variables for Multilateral Well Technology,**" SPE, Dhahran, Saudi Arabia, 1999.

Oberkircher, J. "**A. Hybrid Multilateral System Provides MechanicalHydraulic Isolation Without Cement,**" SPE 63114, 2003.

Smith, R., Smith, B., and Lowson, B., "**Multilateral Drilling and Completion Systems and their Applications in Well Bore Asset Management**", IADC Regional Middle, U.A.E.

A. Ajayi "**Intelligent-Well Technology Reduced Water Production in a Multilateral Oil Producer**". SPE, Konopczynski 2006.

W.R. Moore "**Implementation of Intelligent Well Completions Within a San Control Environment**", SPE 77202, 2008.



S. Mahdia Motahhari, turaj Behrouz, **“Smart well- Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured”**. Research Institute of Petroleum Industry. SPE 126093, 2009.

Glandt C., Shell Intl. E&P: **“Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review”**; Trinidad, Latin American and Caribbean, SPE 81107, 2003.

E. Kluth, **“Advanced Sensor Infrastructure for Real Time Reservoir Monitoring”**; Paris France, SPE 65152, 2000.

E. Mackay, and D. Davies, **“Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management”**. V. Kavle, S. Elmsallati, Heriot-Watt U. 2006.

http://www.iku.sintef.no/sips/intwell/atw_presentation.pdf

Arashi Ajayi, **“Intelligent Well Completion: Status and Opportunities for Developing Marginal Reserves”** SPE 85676, 2003.

Nigel Snaith, Richard Chia, **“Experience With Operation Of Smart Wells To Maximise Oil Recovery From Complex Reservoirs”**, SPE 84855, 2006.

Erlandsen, S.M., **“Production experience from Smart wells in the Oseberg field”** SPE 62953, 2000.

Oswaldo M. Moreira, **“Installation of the World’s First All-Electric Intelligent Completion System in a Deepwater Well”** Baker Oil Tools SPE 90472, 2004.

Jesse Constantine **“Installation and Application of an Intelligent Completion in the EA Field, Offshore Nigeria”**, Weatherford SPE 90397, 2004.

“Apuntes de sistemas artificiales de producción”

http://p8080132.248.9.9.pbidi.unam.mx:8080/tesdig/Procesados_TESTDF/0308697/INDEX.html

http://p8080132.248.9.9.pbidi.unam.mx:8080/tesdig/Procesados_2005/0602182/INDEX.html

G. Stephenson, **“Real time diagnostics of gas lift systems using intelligent agents: a case study”**. SPE, Occidental Petroleum Corporation; R. Molotkov, SPE, Weatherford; and N. De Guzman, SPE, 2009.

Nadar, M., Schneider, T., Jackson, K., McKie, C., Hamid, J., **“Implementation of a Total Production Optimization Model in a Complex Gas-Lifted Offshore Operation”**, SPE 103670, September 2006.

McKie, C.J.N., **“Economic Benefits From Automated Optimization of High Pressure Gas Usage in an Oil Production System”**, SPE 67187, 2001.



Paulo C M Inazumi ***“Intelligent automation for intermittent-gas-lift oil wells”***.
Jose F Correa, SPE, PETROBRAS 2001.

Inazumi. Paulo C. M.: ***“SGL Database Description”, Technical documentation for the SGL”*** Tecnologia - JSW003 ver. 1, 1999.

Adam Vasper, ***“Auto, natural, or in situ gas-lift systems explained”***. SPE, Schlumberger. 2006.

“Natural Gas-Lift: theory and practice”. S. Betancourt, Schlumberger, K. Dahlberg, Norsk Hydro, Ø. Hovde, Norsk Hydro, Y. Jalali, Schlumberger, 2002

Subash S. Jayawardena, ***“The use of subsea gas-lift in deepwater applications”***.
George J. Zabaraz,. Offshore, 2007.

Ronald Harvey, Jr., and Troy Smith, ***“Gas Lift Automation: Real Time Data to Desktop for Optimizing an Offshore GOM Platform”***; SPE 84166, 2003.

Omega Manual Products, “Two Pen Chart”,
http://www.omega.com/ppt/pptsc.asp?ref=CT7310_CT7311_CT7312

Abqaiq Revisited, “Some Geological Analysis of Potential Saudi Depletion”
<http://www.theoil drum.com/node/5882>

Michael Konopczynski, Suresh Jacob; ***“SmartWell Completion Utilizes Natural Reservoir Energy to Produce High Water-Cut and Low Productivity Index Well in Abqaiq Field”***

Well Dynamics Library “Library_section/pdfs/smartwell systems”,
<http://welldynamics.com>

Saudi Aramco, and Adrian Villarreal, ***“Utilization of In-Situ Gas Lift System to Increase Production in Saudi Arabia Offshore Oil Producers”***; Baker Hughes; SPE 120696, 2009.

Kim Sam Youl, and Harkomoyo ***“Indonesian Operator’s First Field-Wide Application of Intelligent-Well Technology – A Case History”***; OTC 21063; 2010.

Konopczynski, M.. Tolan, M. ***“Intelligent Well Technology Used for Oil Reservoir Inflow Control and Auto-Gas Lift, Offshore India”*** SPE 105706, 2007.



S. Betancourt, Schlumberger, K. Dahlberg, Norsk Hydro **“Natural Gas-Lift: Theory and Practice”** SPE 74391, 2002.

http://www.voyagesphotosmanu.com/mapa_geografico_noruega.html

<http://www.ogj.com/articles/print/volume-104/issue-17/special-report/geosteering-precisely-places-multilaterals-in-norwaysquos-troll-field.html>

Hon Chung Lau, Robert Deutman, Salim Al-Sikaiti and Victor Adimora, Brunei Shell Petroleum Co.; **“Intelligent Internal Gas Injection Wells Revitalize Mature S.W. Ampa Field”**; SPE 72108, 2001.

M.I. Antonio Rojas Figueroa, Ingeniería de Producción de Pozos, Ing. Juan Carlos Rodríguez, **“Terminaciones inteligentes para bombeo neumático en el Campo Cantarell”**; 2007.

Middle East & Asia Reservoir Review, Number 8, 2007.

Konopczynski, M.R and Ajayi, A. **“Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control,”** Houston, SPE 90664, 2004.

D. Zhu, and K. Furui, **“Optimizing Oil and Gas Production by Intelligent Technology”**, Baker Oil Tools. SPE 102104 2006.

Anil Pande, Mark Morrison, and Richard Bristow, **“Oilfield Automation Using Intelligent Well Technology”** SPE 135657, 2010.

Victoria Jackson Nielsen **“Defining and Implementing Functional Requirements of an Intelligent-Well Completion”** Society of Petroleum Engineers. SPE 107829, 2007.

Smithson, C. Giuliani, **“Intelligent Well Automation—Design and Practice”** SPE 103082. WellDynamics, 2006.

“Intelligent Wells: Horizontal Well Simulation for Thin Oil Rims Abundant in the Niger-Delta” - A Case Study Obuekwe Nigeria., SPE 133389, 2010.

Clark E. Robison, **“Overcoming the Challenges Associated With the Life Cycle Management of Multilateral Wells: Assessing Moves Towards the “Intelligent Well”** Halliburton OTC 8536, 1997.

Anthony F. Veneruso, Alexandre G. **“Engineered Reliability for Intelligent Well Systems”** Schlumberger, Society of Petroleum Engineers, OTC 13031. 2001.



Hayes, D.: ***“Intelligent system maximizes return,”*** Hart's E&P, November 2000.

Adedeji Oluwatosin, ***“Surface Control System Design for Remote Wireless Operations of Intelligent Well Completion System”*** SPE 121710, 2009.

Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos.

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/terminaciones_inteligentes.ashx

John T. Han, P.E ***“There is Value in Operational Flexibility: An Intelligent Well Application”***, Texas SPE 82018, 2003.

John Davies, ***“Intelligent Technology, Well Management Miracle - Fact or Fantasy”***. Exploration and Production B.V, SPE 88505, 2004.

Shawn Pace, SPE, and Bryan Petrich ***“Managing Operational Challenges in the Installation of an Intelligent Well Completion in a Deepwater Environment”***. Halliburton SPE 116133, 2008.

Michael Konopczynski, ***“Network Approach for Optimization and Control of Intelligent Well Systems: Theory and Practice”***. SPE110641, 2007.

Michael Konopczynski, ***“Evaluating Intelligent-Well System Requirement for an Offshore Field Development”***. SPE94851, 2005.

Saeed Mubarak, Naseem Dawood and Salam Salamy, ***“Lessons Learned from 100 Intelligent Wells Equipped with Multiple Downhole Valves”***. SPE, Saudi Aramco.. SPE126089,2009.

A. Sakowski, A. Anderson, and K. Furui, ***“Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development”*** Baker Oil Tools. SPE 94672, 2005.

M. Nadri Pari, ***“Smart well- Benefits, Types of Sensors, Challenges, Economic Consideration, and Application in Fractured Reservoir”***. SPE, Iran Petroleum University of Technology, SPE 126093, 2009.