



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
“TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES”

TESIS
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
EDGAR BERMÚDEZ SERRANO

DIRECTOR DE TESIS:
ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

Mexico D.F. Ciudad Universitaria, Agosto 2013



Sinodales

Presidente:
Ing. Rafael Viñas Rodríguez.

Vocal:
Ing. Leonardo Cruz Espinoza.

Secretario:
Ing. Israel Castro Herrera.

1er Suplente:
Ing. José Agustín Velasco Esquivel

2do Suplente:
Ing. Mario Rosas Rivero

Ciudad Universitaria, México D.F. Agosto 2013

DIRECTOR DE TESIS

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA.

Agradecimientos

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitirme haber utilizado sus instalaciones para mi desarrollo profesional.

Gracias a mi familia: Mirtha Serrano Estrada, Rubén Bermúdez Morales y Ulises Bermúdez Serrano por su orientación y apoyo.

Gracias a mis amigos que me acompañaron durante la carrera.

Al Ing. Leonardo Cruz Espinoza, por su orientación, tiempo, así también por compartir su experiencia y conocimientos para el desarrollo de esta tesis.

A mis sinodales por sus contribuciones para la mejora continua de la tesis.

Índice

	Página
RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	5
INTRODUCCIÓN	
Generalidades	6
Antecedentes.....	9
Objetivos.....	11
CAPITULO I.PRINCIPIOS DE LA TERMINACIÓN DE POZOS	
1.1. Requerimientos de una Terminación.....	13
1.2. Ciclo operativo de una terminación	
1.2.1. Lavado de Pozo.....	15
1.2.2. Fluido de Terminación.....	16
1.2.3. Fluido Empacador.....	17
1.2.4. Empacador de producción.....	17
1.2.5. Aparejo de Producción.....	18
1.2.6. Medio Árbol de Válvulas.....	20
1.2.7. Disparos.....	21
1.2.8. Estimulación.....	23
1.2.9. Inducciones.....	29
1.3. Tipos de terminaciones de Pozo	
1.3.1. Terminación en Agujero Descubierto.....	31
1.3.2. Terminación en Agujero Revestido.....	33
1.3.3. Terminación con tubería Ranurada.....	34
1.3.4. Terminación sin tubería de Producción.....	36
1.3.5. Terminación Inteligente.....	37

CAPITULO II. DISPOSITIVOS DE CONTROL Y MONITOREO HI-TEC

2.1. Principales componentes del Sistema.....	38
2.2. Equipo Superficial	
2.2.1. Sistema SCADA.....	39
2.3. Sensores de Fondo	42
2.3.1. Well Watcher Flux.....	43
2.3.2. Crystal Quartz Gauge.....	44
2.4. Válvulas de Control.....	47
2.4.1. TRC-DH.....	50
2.4.2. Equipflow.....	54
2.4.3. AICV.....	57
2.5. Empacadores.....	61
2.5.1. Empacador Easy well.....	62
2.5.2. Empacador Hinchable Statoil.....	65
2.6. Líneas de Comunicación.....	67
2.6.1. Cable Neón.....	68
2.6.2. Tubo Capilar.....	69

CAPITULO III. FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONÓMICA

3.1. Análisis Técnico.....	70
3.2. Análisis Económico.....	71
3.2.1. Caso Práctico.....	74

CAPITULO IV. APLICACIONES

4.1. Producción Simultánea.....	75
4.2. Control de la Inyección.....	78
4.3. Sistemas Artificiales de Producción.....	79
4.3.1. Bombeo Electro centrífugo.....	79
4.5. Casos de Éxito	
4.5.1. Campo Agbami.....	84
4.5.2. Campo Haradh.....	85
4.5.3 Pozo Lankahuasa.....	87
4.6. Beneficios	93

CAPITULO V. DISPOSITIVO POWER OIL RECOVERY TOOL

5.0. Planeación Estratégica del Dispositivo.....	94
5.1. Diseño.....	96
5.2. Principios de Funcionamiento.....	103
5.2.1. Funcionamiento.....	106
5.2.2. Simulación de Flujo.....	109
5.3. Características de la herramienta	
5.3.1. Dimensiones y Peso.....	113
5.3.2. Especificaciones	114
5.3.3. Tipo de Conexión	115
5.3.4. Materiales.....	116
5.3.5. Hipotética Instalación.....	119
5.4 Funcionalidad.....	121
5.5. Beneficios.....	122
5.6. Desafíos Futuros.....	123

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones.....	124
6.2 Recomendaciones.....	125

REFERENCIAS

Anexo A.....	126
Anexo B.....	132
Nomenclatura.....	146
Bibliografía.....	147

Resumen

Actualmente la Industria Petrolera en México enfrenta grandes retos, que involucran la explotación de yacimientos localizados en las costas del Golfo, precisamente en el cinturón plegado perdido, lo que involucra altos riesgos durante su desarrollo desde el punto de vista técnico y económico.

La experiencia de los ingenieros mexicanos en desarrollo de campos petroleros ubicados costa fuera es escasa, lo que implica un aprendizaje de los diversos instrumentos y operaciones que son implementadas en diversos países diestros en este tipo de ambientes. Debido al riesgo económico existente en proyectos costa fuera se busca constantemente ahorrar en costos de intervención a pozo, por lo que se han empleado exitosamente las terminaciones inteligentes en diversos países, las cuales permiten tener una mejor administración del yacimiento, permitiendo la reducción de la incertidumbre mediante un monitoreo continuo y control de flujo.

El presente trabajo de investigación se realizó con el fin de dar un panorama general, sobre la tecnología de terminaciones inteligentes y los dispositivos que se encuentran actualmente en el ámbito de la Industria Petrolera Internacional; así también, aportar el diseño de una válvula de control (ICV) de “fácil instalación y económica adquisición” que proporcione nuevas alternativas para la explotación de hidrocarburos de forma óptima.

El diseño del dispositivo *POWER OIL RECOVERY TOOL*¹ parte de la necesidad de elaborar una válvula que permita regular el flujo de fluidos hacia superficie, con el fin de evitar el flujo cruzado, causado por la diferencia de presión de los intervalos y así lograr la óptima explotación del yacimiento de manera simultánea, la herramienta es un prototipo que no cuenta con pruebas piloto, el único respaldo con el que se cuenta es teórico, pero se pretende el desarrollo y manufactura del dispositivo.

¹ POWER OIL RECOVERY TOOL, Reserved Rights Bermudez Corp. ®

Abstract

Currently in Mexico's oil industry faces huge challenges, involving the exploitation of fields located in the Gulf in the Fold Belt Lost, which involves high risk for the development of these deposits, from the technically and economically. The experience of Mexicans engineers in field development located offshore is scarce, which involves learning the various equipment and facilities that are implemented in various countries skilled at such facilities and operations. Due to the existing economic risk in offshore projects, are constantly looking to save on costs well intervention, so that has been used successfully intelligent completions, which allow a better reservoir management allowing reducing uncertainty through continuous monitoring and flow control.

The present research was conducted to provide an overview of intelligent completions technology and devices that are present in the international petroleum industry, so the contribution of the design of a control valve (ICV) with "easy installation and economical acquisition", consequently provide new alternatives for hydrocarbon exploitation optimally.

The device design of the POWER OIL RECOVERY TOOL² part of the need for a valve to regulating the fluid flow to surface, to prevent cross flow caused by the pressure difference of the intervals and thus achieve optimum exploitation of the intervals simultaneously, the tool is a prototype that has no pilot testing, the only support is theoretical, but is intended to develop and manufacture the device.

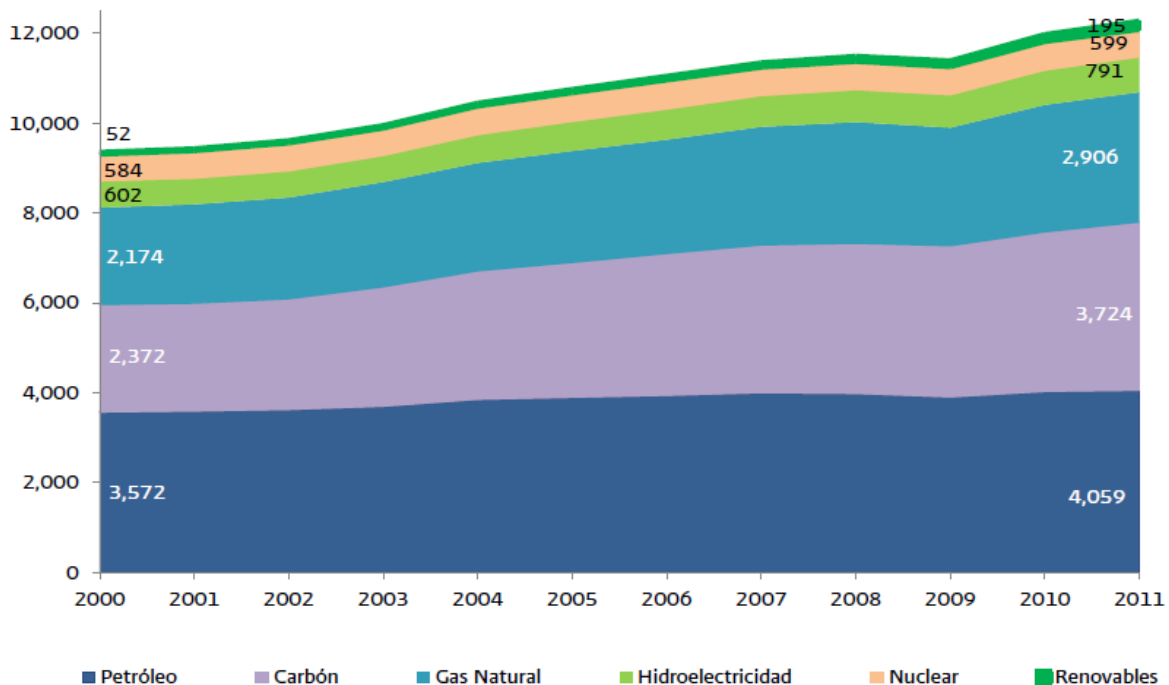
² POWER OIL RECOVERY TOOL, Reserved Rights Bermudez Corp. ®

Introducción

1.1. Generalidades.

En el mundo las políticas públicas han cambiado su línea acción en materia ambiental, todo a causa del calentamiento global; dando pauta a que diversos países tomen cartas en el asunto. La promoción existente sobre desarrollo sustentable y las políticas de cambio climático, se convirtieron en el factor principal de la planeación y análisis energético de diversos Países. En nuestro caso particular, la combustión de energéticos con origen fósil, es el principal responsable de las emisiones globales de gases con efecto invernadero; no obstante, el consumo mundial de energía de combustibles fósiles corresponde al 87% del mercado, en tanto la energía renovable sigue ganando terreno, hoy en día únicamente representa el 2% de la energía de consumo a nivel mundial, por lo que sería erróneo prescindir del petróleo a corto plazo, debido a que generaría cambios en el aspecto económico y social.

Grafica 1. Consumo Mundial de Energéticos. (MMtpce)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2012.

La participación de los tipos de energía primaria se pondera de la siguiente manera, ocupando el primer lugar se ubica el petróleo con el 34.8%, en segundo lugar el carbón con el 29.4% que en los últimos años ha mostrado un incremento significativo, como se muestra en la [Grafica 1](#). Posteriormente el gas con participación del 23.7%, la hidroelectricidad con el 5.6 %, la energía nuclear con el 4.5 % y finalmente las energías renovables con un 2% de participación.

De acuerdo con los pronósticos de la demanda de petróleo a nivel mundial, para el año 2015 serán necesarios 91.8 Millones de Barriles diarios, esto debido a la expansión de las economías emergentes de China, India, Brasil y Rusia. En cuanto a la distribución de la demanda de petróleo crudo existente se estima que el 48 % del consumo lo absorbe el sector del Transporte, 26% la Industria, 13% Comercio, 7% Generación eléctrica y 6% para los bunkers marinos.

Tabla 1. Demanda de Petróleo por Región
(Millones de Barriles Diarios)

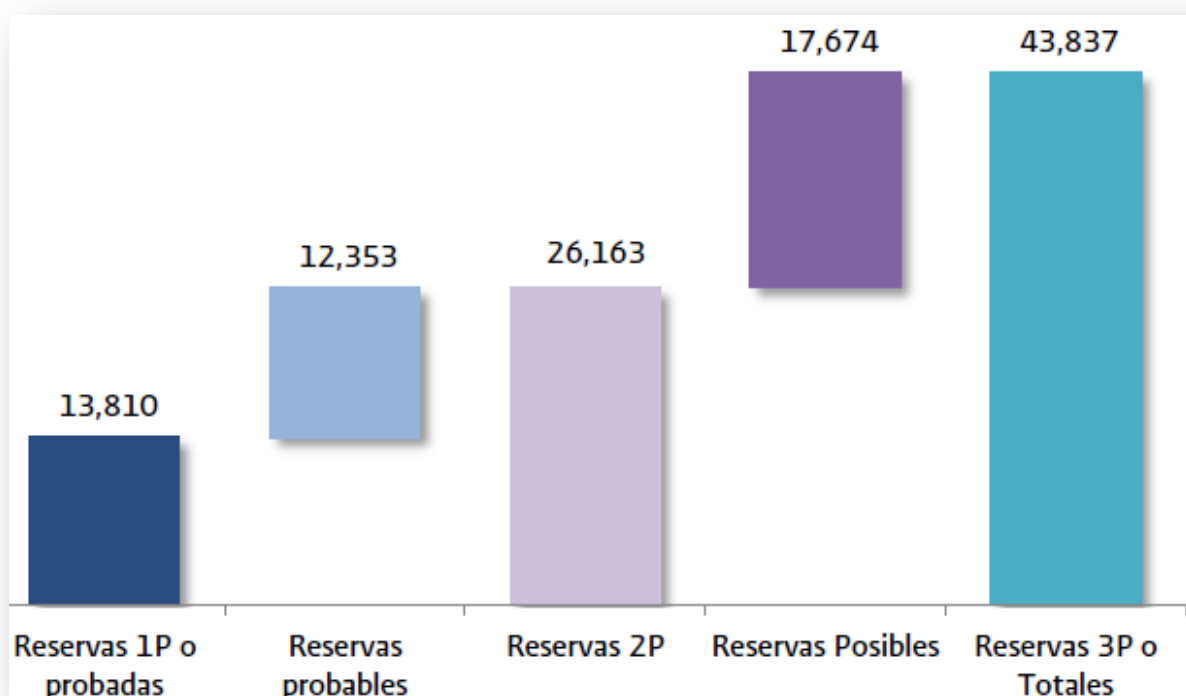
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	24.1	23.7	23.5	23.0	22.4	21.7
OECD Europe	14.7	13.7	13.4	13.0	12.6	12.1
OECD Asia Oceania	8.1	8.4	8.2	8.0	7.6	7.3
OECD	46.8	45.8	45.2	44.0	42.6	41.1
Latin America	4.9	5.4	5.8	6.1	6.4	6.6
Middle East & Africa	3.3	3.8	4.1	4.5	4.8	5.1
India	3.3	4.0	4.9	6.0	7.4	9.0
China	9.0	11.1	13.2	15.0	16.4	17.6
Other Asia	6.8	7.5	8.4	9.1	9.7	10.3
OPEC	8.1	9.0	9.8	10.6	11.4	12.0
Developing countries	35.4	40.8	46.3	51.3	56.0	60.6
Russia	3.2	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6
Other Eurasia	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1
Eurasia	4.8	5.2	5.4	5.5	5.6	5.6
World	87.0	91.8	96.9	100.9	104.2	107.3

Fuente: World Oil Outlook 2012, OPEP.

Por otra parte la tendencia de los precios del petróleo crudo se perfila a la alza en los próximos años, sin embargo, en 2011 los precios se vieron afectados por la incertidumbre existente en el mundo y la inestabilidad económica que esto representa, esto derivado por los conflictos existentes en Libia y el incremento de la demanda en mercados emergentes, principalmente asiáticos.

En la actualidad la industria Petrolera en México enfrenta grandes desafíos dentro de los que se encuentra, la administración adecuada de la declinación de los yacimientos productores, que sigue acrecentándose día a día, y por otra parte el remplazo de las reservas producidas. Hasta el 1 de enero del 2012 las reservas probadas publicadas por Pemex Exploración y Producción (PEP) ascendieron a 13 mil 868 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), así también las reservas probables equivalen a 12 mil 353 (mmbpce) y las reservas posibles 17 mil 674 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; estas últimas conformadas por un 70% de crudo, 20% de gas seco y el 10% de condensados.

Grafica 2. Reservas Remanentes Totales de Hidrocarburos en México. (MMbpce)



Fuente: PEP.

Al 1° de enero de 2012, la región Norte concentró 42.6% de total de la reservas, la Marina Noreste 28.6%, la Marina Suroeste 16.1%, y la Región Sur 12.7%. Entre 2001 y 2012, las regiones petroleras Marina Noreste, Norte y Sur disminuyeron sus reservas de hidrocarburos remanente totales 3.9%, 1.4% y 4.8%, respectivamente. En contraste, en la región Marina Suroeste se registraron incrementos anuales de 9.5% en promedio desde 2007 y hasta 2012.³

³ PEMEX, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012

1.2. Antecedentes.

Debido a las necesidades existentes de reducción de tiempos durante la perforación, mantenimiento, así como intervenciones a pozos (costa fuera), en Agosto de 1997 se implemento por primera vez en la plataforma Saga's Snorre, en el Mar del Norte, un pozo que contaba con una terminación inteligente, dicho pozo contaba con la capacidad de regular el flujo en el fondo mediante válvulas de control y adquisición de datos de forma continua, con dispositivos de monitoreo de presión-temperatura en tiempo real.

Anteriormente en los años 80's el monitoreo de las condiciones del pozo estaba limitado únicamente en superficie, en el árbol de producción, el estrangulador, las válvulas de seguridad y las válvulas hidráulicas del árbol de producción, hoy en día se cuenta con pozos inteligentes que "son sistemas que permiten que el operador controle de forma remota la producción o inyección en el fondo, sin la necesidad de intervenirlo físicamente, logrando con ello la optimización de la producción".⁴

Las válvulas de control de flujo en las terminaciones inteligentes en un principio el diseño estaba basado en válvulas de camisas deslizables operadas con cable o tubería flexible, las cuales utilizan mandriles con perfiles internos ajustados a la tubería de producción o a la herramienta de servicio.

Inicialmente los sistemas de terminaciones inteligentes no fueron ampliamente aceptados debido a que incrementaban los costos, fueron percibidos como dispositivos con baja posibilidad de éxito y alto riesgo económico, al mismo tiempo que no cumplían con los criterios de selección de proyectos y por ende eran desechados. Para contrarrestar esta desventaja se lanzó al mercado sistemas hidráulicos de menor costo para proveer la funcionalidad de los primeros sistemas de gama alta. Con el nuevo sistema de bajo presupuesto permitía integrar una mayor variedad de sensores con dispositivos hidráulicos de control, con el fin de integrar una terminación inteligente de menor costo y amplia funcionalidad.

Recientemente los sensores de fondo de presión-temperatura de las terminaciones inteligentes se integran de cierta forma para la transmisión de datos vía intranet o internet, esto permite incrementar la velocidad de transferencia y manejo de datos. En cuanto al desarrollo de sensores

⁴ Forum SPE 2001 Saint Maxime, Francia

existen medidores de flujo que funcionan mediante el principio del tubo de venturi. La combinación de estos dispositivos de fondo son conectados mediante sistemas de fibra óptica para realizar la medición de perfiles de temperatura, presiones multi-punto y señales acústicas.

En la actualidad, las terminaciones inteligentes han demostrado su superioridad y ventajas sobresalientes en comparativa con las terminaciones tradicionales, Con lo anterior se entiende que, esta tecnología está siendo ampliamente aceptada en la industria, por sus principales ventajas como son: El monitoreo y supervisión continua, reducción de costos, incrementos en la recuperación total, entre otros.

Otro aspecto importante es la reducción de costos en intervención a pozo que en ocasiones se requiere de un programa de mantenimiento a lo largo de la vida productiva del pozo. En México, las terminaciones inteligentes fueron implementadas en el campo Akal, del complejo Cantarell, estas fueron orientadas para optimizar el Auto bombeo Neumático cuyo funcionamiento consiste en tomar gas del propio casquete e inyectarlo a la Tubería de Producción lo que permite la creación de aceite en superficie.

1.3. Objetivos.

Objetivo de la Tesis.

La presente investigación proporciona un panorama general sobre las terminaciones inteligentes y los dispositivos que están actualmente en la industria petrolera, así como, el desarrollo de una herramienta que proporcione nuevas alternativas para la explotación de yacimientos petroleros, con el fin de optimizar la producción.

Objetivo de las Terminaciones inteligentes.

El principal objetivo buscado en los sistemas con terminaciones inteligentes a largo plazo es concebir un sistema autónomo, con la capacidad de discernir y tomar decisiones adecuadas para el óptimo funcionamiento de los pozos, integrando un solo sistema que funcione articuladamente con los sistemas de control, sensores de fondo y el equipo superficial, con el fin de optimizar la producción.

Por otra parte, también se busca explotar de manera simultánea diversos intervalos de interés lo que implica terminaciones complejas con diversos empacadores y sensores de fondo, todo esto con el fin de incrementar los perfiles de producción. Desde el punto de vista económico una terminación inteligente busca reducir costos y maximizar el valor del activo.

Capítulo 1.

Principios de la terminación de Pozos

La terminación de un pozo es el conjunto de procesos y accesorios que se instalan dentro del pozo, con la primicia de conducir los fluidos de la formación a la superficie o de manera inversa. El objetivo primordial de la terminación de pozos es acondicionarlos con efecto de obtener una producción óptima de los hidrocarburos a bajo costo, aplicando las mejores prácticas e introduciendo los equipos adecuados de acuerdo a los requerimientos del yacimiento.

La terminación de pozos tuvo inicio en la década de los años 20's y consistía en instalar una tubería de 7" [pulgadas] misma con la que se perforaba. Las primeras terminaciones se realizaron en agujero descubierto, cuya instalación es la más económica, sin embargo está limitada para el control del fluido del yacimiento. Dentro de las terminaciones existentes se ha determinado que una instalación con tubería cementada es susceptible a provocar un daño a la formación, en comparación con las terminaciones en agujero descubierto.

El éxito de la implementación de una terminación está determinado por una buena planeación y una eficaz instalación de la misma, todo esto requiere de información fiable del yacimiento y las características particulares de los pozos. Actualmente, se encuentran diversos tipos de terminaciones que serán descritos posteriormente, mediante una descripción grafica y sus principales ventajas y desventajas.

1.1. Requerimientos para el Diseño de una terminación

La información requerida para el diseño de una terminación pueden ser diversos y ocasionalmente la información puede no estar disponible, por lo que el ingeniero debe utilizar su criterio para determinar el tipo de terminación optima para efectuar su instalación.

El adecuado diseño de la terminación de pozo debe considerar la obtención de la información recabada durante la perforación de manera directa o indirecta, la cual se evaluara para determinar las zonas de interés y mediante un análisis nodal se diseñaran los diámetros de la tubería de producción y el diámetro de los estranguladores con efecto de optimizar la producción.

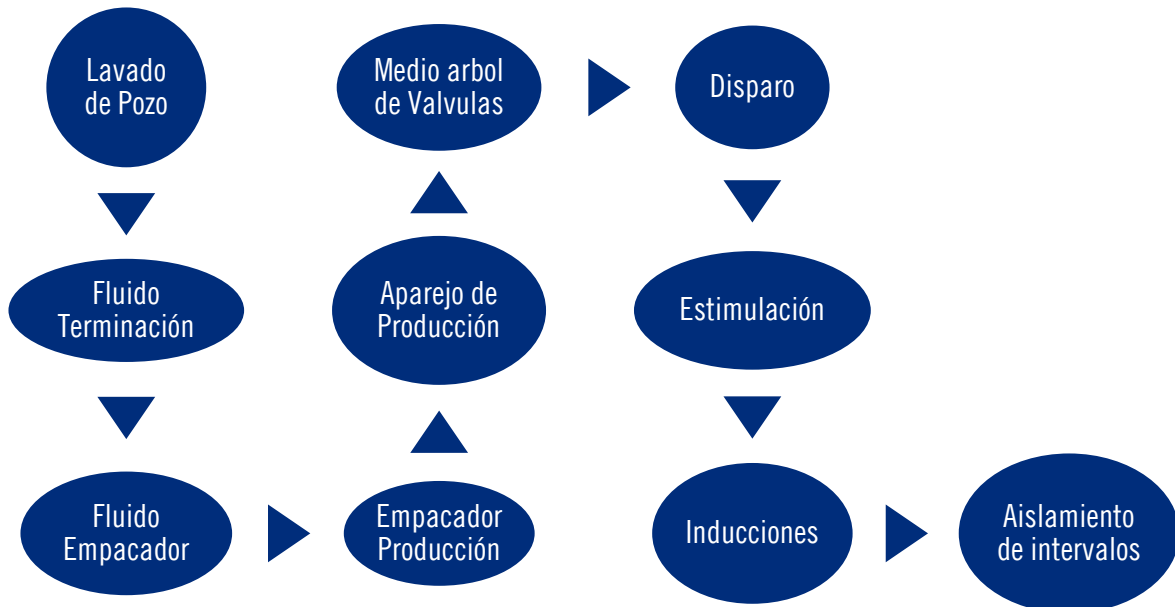
Figura 1. Información Requerida



1.2. Ciclo Operativo de una Terminación

El proceso de la terminación de un pozo inicia después de la cementación de la última tubería de revestimiento. Operativamente la terminación de pozos se ejemplifica en la siguiente figura, que muestra el ciclo de operaciones requeridas para una exitosa terminación de pozos, a continuación se mencionaran los aspectos técnicos que deben ser considerados durante cada proceso.

Figura 2.Ciclo Operativo



1) Lavado de Pozo

El proceso de lavado de pozo tiene como objetivo desplazar el lodo y remover los sólidos adheridos a las paredes de la tubería con efecto de eliminar las partículas de barita, recortes y cemento, todo esto con la finalidad de obtener un fluido dentro de la tubería libre de contaminantes y con ello evitar el daño a la formación durante los disparos. Esto se realiza inyectando baches lavadores viscosos, el diseño considera emplear los siguientes fluidos:

- 1) Fluido espaciador (agua o diesel)
- 2) Fluido lavador
- 3) Fluido viscoso
- 4) Fluido de terminación

Se recomienda que el bache espaciador tenga una distancia suficiente para mantener los fluidos alejados uno del otro, la regla establece un volumen equivalente a 500 metros lineales en el espacio anular de mayor amplitud. El desplazamiento más eficiente ocurre cuando el flujo alcanza el régimen turbulento, debido a que la energía del flujo remueve fácilmente los sólidos adheridos en las paredes del pozo. Para ello es sabido que se tiene que alcanzar un régimen turbulento, en este tipo de fluido, se requieren alcanzar valores del número de Reynolds mayores a 2100 es decir un número de Reynolds crítico.

El aspecto a considerar durante la operación de lavado de pozo es alcanzar la velocidad de desplazamiento requerida para transportar los sólidos remanentes y colocar un fluido libre de impurezas, con efecto de evitar el daño a la formación y posibles atascamientos de las herramientas durante las operaciones de terminación.

2) Fluido de Terminación

El aspecto primordial para la selección del fluido de terminación consiste en determinar la compatibilidad con la formación y con los fluidos existentes en el fondo del pozo, considerando la presión-temperatura existente en el fondo del pozo, para la seleccionar la densidad requerida.

Por lo general la implementación de fluidos limpios evita el daño a la formación productora en comparación al utilizar fluidos con sólidos. Existe una gran variedad de fluidos libres de sólidos de acuerdo a su formulación proporcionan la densidad requerida, en la siguiente tabla se ilustra los fluidos con sus respectivas densidades.

Figura 3.Fluidos de Terminación

Agua dulce filtrada	1	gr/cc
Cloruro de Potasio	1.16	gr/cc
Cloruro de sodio	1.19	gr/cc
Cloruro de calcio	1.39	gr/cc
Bromuro de Sodio	1.52	gr/cc
Bromuro de Calcio	1.7	gr/cc
Bromuro de Zinc	2.5	gr/cc

Los fluidos limpios tienen gran aplicación durante la terminación y reparación de pozos productores de gas y aceite, estos a su vez son implementados como:

- 1) Fluidos para control de presiones anormales
- 2) Fluidos de empaque
- 3) Fluidos de perforación
- 4) Fluidos de terminación

3) Fluido Empacador

El fluido empacador es el fluido que se aloja en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, desde el empacador hasta el árbol de producción. Dentro de las funciones del fluido empacador se encuentran las siguientes:

- 1) Ejercer una columna hidrostática para control del pozo
- 2) Reducción de la presión diferencial entre la TP y TR.
- 3) Reducir el efecto de corrosión
- 4) No dañar el elastómero del empacador
- 5) Aislante térmico

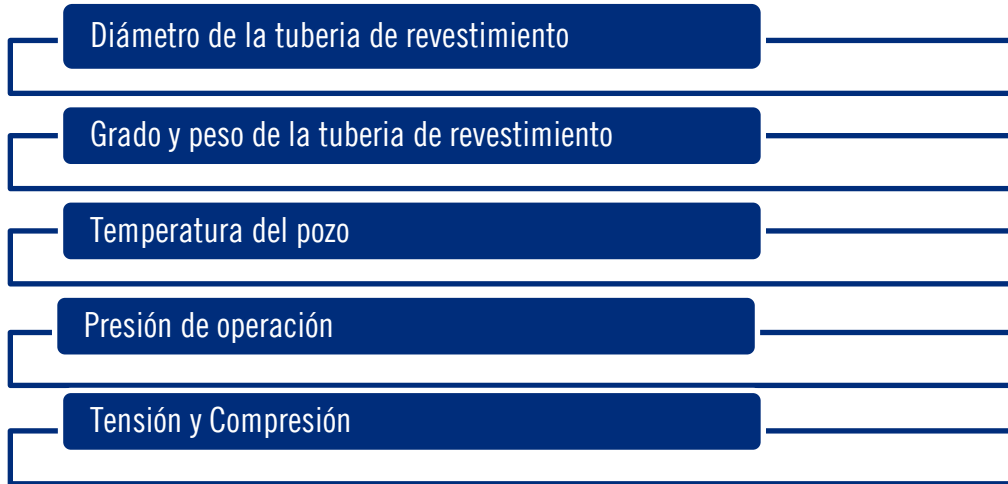
Es primordial que el fluido empacador contenga aditivos anticorrosivos que contengan la mínima cantidad de sólidos para una futura recuperación del aparejo de producción, así también debe tener la densidad requerida para eliminar los riesgos de colapso o ruptura de la tubería y ejercer la contrapresión sobre el intervalo productor.

4) Empacador de Producción

La selección del empacador de producción está definida en base a los esfuerzos ejercidos durante las operaciones de terminación ya sean: inducciones, estimulaciones, fracturamiento y pruebas de admisión, así como las condiciones de Presión-Temperatura durante la vida productiva del pozo. Otro aspecto que debe ser considerado es la composición y propiedades de los fluidos que son producidos del pozo.

Los empacadores de producción son clasificados en 2 grandes grupos; 1) empacadores permanentes y 2) empacadores recuperables. Los nuevos empacadores incluyen niples de asiento o receptáculos. El propósito de su instalación es proteger la tubería de revestimiento del pozo, durante las operaciones de estimulación y de los fluidos corrosivos. El empacador es descrito como el dispositivo que bloquea el paso de los fluidos en el espacio anular.

Figura 4. Parámetros para Selección del Empacador



5) Diseño del aparejo de producción

El diseño del aparejo de producción se realiza de manera dinámica y estática. El diseño dinámico determina el diámetro y capacidad máxima de producción, con efecto de asegurar los requerimientos de producción. El diseño estático determina si la tubería seleccionada cumple con los requerimientos de esfuerzos mecánicos (*Presión interna, colapso y Tensión*), este análisis se realiza considerando condiciones críticas durante la instalación.

En el diseño una de las consideraciones es el ángulo de los pozos, los fluidos de perforación, peso, velocidad de la mesa rotaria y diversos procedimientos de operación.

Propiedades de las Tuberías

- 1) Esfuerzo del acero
- 2) Tipo de la conexión
- 3) Tipo de rosca
- 4) Coeficiente de fricción

Las clases de tubería existentes en la industria se mencionan a continuación.

Figura 5. Clases de Tubería

Clase Nueva	<ul style="list-style-type: none">• En esta tubería se presentan los datos de tensión, torsión, colapso y presión interna.
Clase Premium	<ul style="list-style-type: none">• Esta basada en una tubería con un uso uniforme y un mínimo espesor de pared del 80%.
Clase 2	<ul style="list-style-type: none">• Esta tubería tiene como mínimo un espesor de pared del 65%.
Clase 3	<ul style="list-style-type: none">• Esta clase de tubería tiene un mínimo espesor del 55% con el uso de un solo lado.

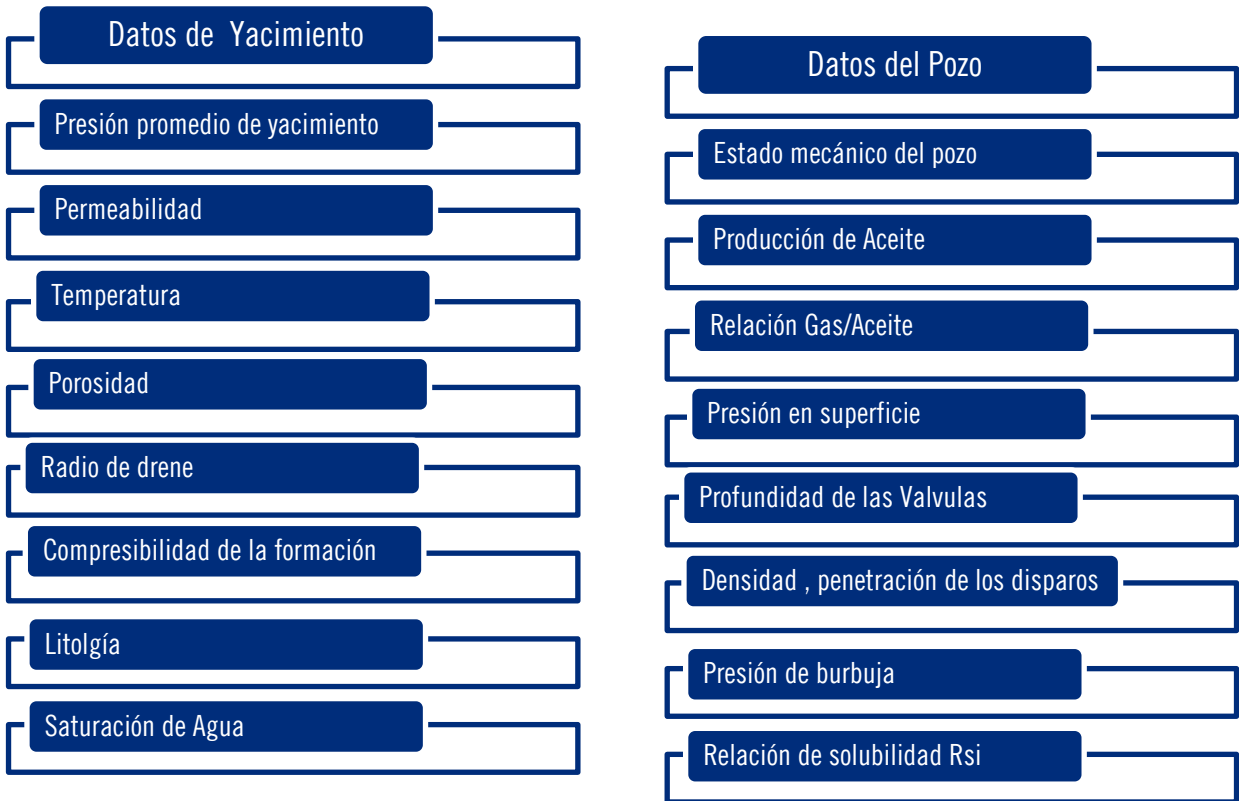
Análisis Nodal

El análisis nodal se puede realizar mediante un software existente en el mercado ([WEM](#), [Flo System](#)), este nos permite crear un modelo que simule el comportamiento de la producción de los pozos, mediante el ajuste del gasto y presión del fondo fluyendo del pozo. El análisis nodal permite simular y evaluar parámetros de interés como:

- 1) Obtener pronósticos de producción
- 2) Determinar las caídas de presión
- 3) Determinar el diámetro óptimo de la tubería
- 4) Ajuste en las correlaciones de flujo
- 5) Determinar presencia de daño

Los requerimientos para alimentar el simulador del análisis nodal incluyen la información del yacimiento y los datos del pozo.

Figura 6. Datos Requeridos Análisis Nodal



6) Árbol de Válvulas

El diámetro del árbol de válvulas es seleccionado de acuerdo al estado mecánico del pozo, considerando la presión y temperatura máxima, así también el material requerido, el proceso se realiza bajo la Norma API 6-A que define el nivel de especificación del producto y condiciones estándar de servicio.

La especificación API 6- A sirve como fuente de referencia para el diseño de conexiones bridadas y salidas de los equipos en rangos de presión desde 2000 [psi] hasta 20000 [psi] el máximo rango de trabajo, no contempla requerimientos para el uso en campo, pruebas o reparación de productos.

7) Disparos

Cuando se tiene una terminación de pozo en agujero revestido, la operación de los disparos es parte primordial para obtener la producción de hidrocarburos de la formación, la operación consiste en perforar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación con el fin de comunicar el pozo con el yacimiento. Para una óptima operación durante los disparos se debe considerar las propiedades de los fluidos, la litología del intervalo de interés, tipo de terminación y características específicas de las pistolas. Los factores que afectan el resultado de los disparos son: 1) Grado de la tubería, 2) Humedad, 3) Temperatura y 4) Tipo de Formación.

Figura 7. Tipos de Disparos



Disparo a Chorro

El proceso de disparo a chorro consiste en un detonador eléctrico que activa un cordón explosivo y provoca una reacción en cadena, la alta presión generada por el explosivo provoca la expulsión de un chorro de partículas con presiones aproximadas de 5 millones de [lb/pg²].

Disparo de bala

Las pistolas mayores a 3 1/2" de diámetro son implementadas en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 [psi] estas proporcionan una mayor penetración que la mayoría de las pistolas de chorro.

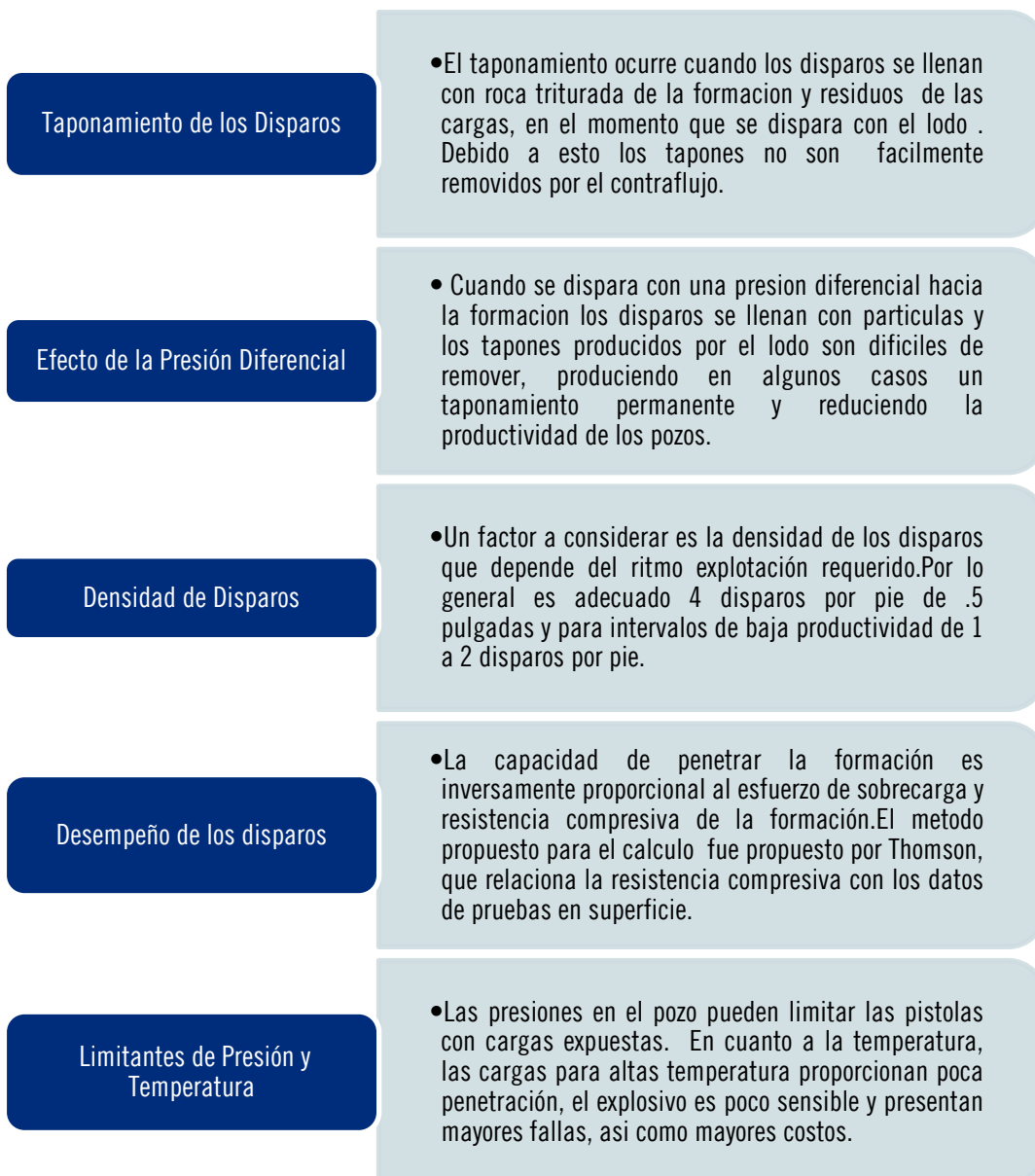
Pistola Hidráulica

Este tipo de disparo se realiza mediante la inyección a chorro de un fluido con arena, a través de un pequeño orificio contra la tubería de revestimiento, la presión del chorro se puede incrementar mediante la inyección de nitrógeno. La capacidad de penetración se reduce en función a la presión en el fondo del pozo.

Cortador Mecánico

El cortador mecánico es una herramienta de molienda que permiten la apertura de ranuras para la comunicación del pozo con la formación. Ocasionalmente para el control de la producción de arena se realiza la apertura de ventanas en la tubería de revestimiento.

Los factores que afectan calidad del disparo:



8) Estimulación

La estimulación de un pozo consiste en la inyección de un fluido de tratamiento con efecto de remover el daño causado por la invasión de los fluidos a la formación durante la perforación en su caso durante la vida productiva del pozo. La estimulación es un proceso que permite crear o limpiar los canales en la roca productora para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, es la principal actividad para mejorar la productividad de los pozos de aceite y gas. La clasificación general para las estimulaciones está constituida por estimulaciones reactivas y estimulaciones no reactivas.

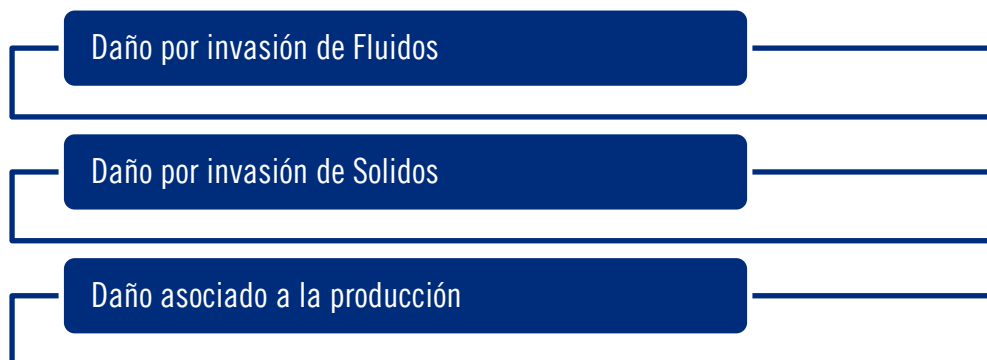
El primer paso es determinar el tipo de daño ocasionado en el pozo, el sistema de estimulación se diseña considerando el tipo de formación, mineralogía, pruebas de emulsión y compatibilidad de fluidos.

Tipos de Daño

El daño está definido como cualquier factor que afecta a la formación reduciendo o impidiendo la producción de hidrocarburos. Este es un fenómeno que causa la distorsión de un flujo lineal al pozo causado por las restricciones en el tamaño de poro ocasionando una caída de presión extra en las vecindades del pozo.

En la mayoría de los casos la reducción del factor de daño es reducido mediante la estimulación sin embargo, el daño total involucra diversos factores. A continuación se mencionan y describen los tipos de daño que se presentan durante las operaciones en un pozo petrolero.

Figura 8. Tipos de Daño



Daño por Invasión de fluidos

Este tipo de daño es causado por el contacto de fluidos extraños con la formación causado principalmente durante la perforación, debido a que el lodo de perforación se infiltra a la formación provocando restricción al flujo, la invasión del mismo depende del tipo de fluido utilizado, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

Daño por arcillas: Las arcillas son potencialmente un factor de daño debido a sus propiedades de alta sensibilidad al hinchamiento en presencia de fluidos acuosos.

Bloqueo por agua: Debido a la presencia de fluidos acuosos se propicia una alta saturación de la formación reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos.

Bloqueo por aceite: La invasión de fluidos base aceite en yacimientos de gas provocara una reducción en la permeabilidad relativa del gas.

Formación de Emulsiones: Las emulsiones se presentan cuando se mezclan los de fluidos de la formación y los fluidos inyectados, el fluido inyectado con características de alto ph suelen formar emulsiones con aceites de la formación, este tipo de emulsiones suelen tener altas viscosidades.

Cambios en la mojabilidad: El medio poroso mojado por agua facilita la producción de aceite, contrariamente los fluidos de invasión tienden a mojar la roca por aceite, debido a sus componentes en su mayoría surfactantes catiónicos o no iónicos, lo que repercute en la permeabilidad relativa del aceite.

Daño por Invasión de sólidos

La invasión de sólidos es el más común de los daños, causado por los componentes sólidos de los fluidos durante la perforación, cementación, reparación o estimulación. Los sólidos son forzados al paso a través del medio poroso lo que causa daño en la permeabilidad de la roca disminuyendo de manera parcial o total el flujo de los fluidos hacia el pozo.

Otro aspecto que es considerado, son las pérdidas de fluido de control a través de las fisuras cavernas y fracturas inducidas, que provocan la invasión considerable de sólidos en la formación y resulta de gran dificultad desplazarlos.

Daño asociado a la producción

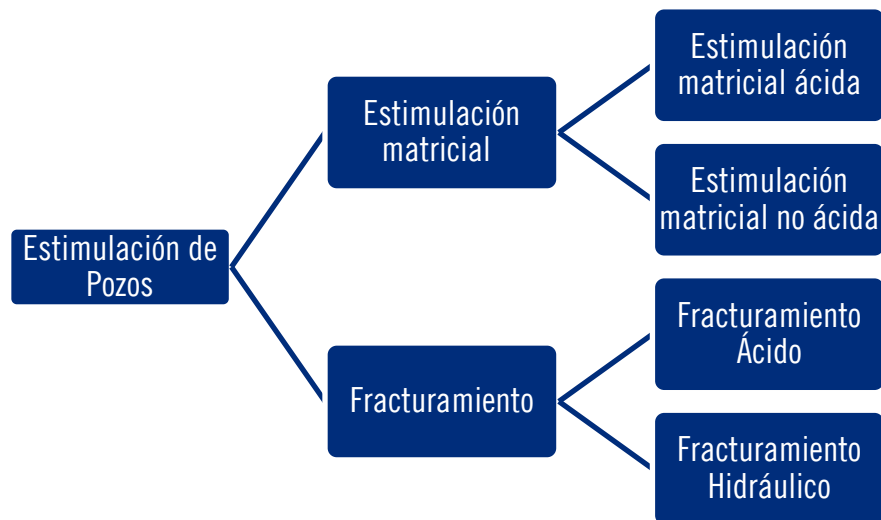
La producción de los pozos provoca cambios de presión y temperatura en las vecindades del pozo, lo que causa un desequilibrio de los fluidos, consecuentemente provocan la precipitación y depósito de sólidos orgánicos o inorgánicos, que causan el obturamiento en los canales de flujo y por ende daño a la formación.

Otro aspecto importante durante producción, es la migración de finos, este fenómeno está presente en formaciones poco consolidadas o con mala cementación causando el taponamiento de los canales de flujo. El daño asociado al bloqueo de agua o gas durante la producción es causado por la conificación de los mismos y provoca una reducción parcial en la producción de aceite o en un caso más severo la pérdida total del pozo.

Tipos de estimulación

Posterior a la terminación del pozo o durante la vida productiva generalmente se requiere de una restauración o mantenimiento del intervalo productor o inyector. Para ello existen 2 técnicas principalmente para la estimulación de pozos. La diferencia entre los dos tipos de estimulación radica en los gastos y las presiones de inyección, el siguiente diagrama ejemplifica los tipos de estimulación existentes.

Figura 9. Tipos de Estimulación



Estimulación Matricial

La estimulación matricial se caracteriza por procedimientos que se encuentran a presiones menores de la presión de fractura, lo que permite que el fluido penetre en forma de radial para la remoción del daño en las vecindades del pozo.

La selección de una estimulación depende de factores importantes como; el tipo y severidad del daño, así como la compatibilidad del sistema roca-fluidos de la formación y dependiendo de los requerimientos del pozo se implementara una estimulación ácida o no ácida.

Estimulación matricial ácida

En la estimulación acida los fluidos de tratamiento provocan una reacción química que permite la disolución de los materiales que afectan la formación y los sólidos contenidos en la roca. El éxito de una estimulación ácida consiste en la correcta selección del ácido.

Figura 10. Estimulación Matricial Ácida



Ácido Clorhídrico

Este ácido es el más utilizado en la estimulación de pozos, en el mercado se encuentra en concentración del 32% y se le conoce comúnmente como ácido muriático. El ácido clorhídrico es implementado en formaciones carbonatadas (calizas, dolomías).

Reacción en calizas



Reacción en dolomías



Ácido Fluorhídrico

El ácido fluorhídrico permite la disolución de minerales silicios como; feldspatos, cuarzos y arcillas, este ácido es implementado principalmente en formaciones arcillosas o arenosas. Sin embargo su aplicación se ha enfocado para la remoción del daño ocasionado por arcillas.

Reacción en arcillas



Los principales inconvenientes durante la operación del ácido fluorhídrico son que el ácido es gastado rápidamente y en formaciones con alta temperatura realiza una pobre penetración.

Ácidos Orgánicos

Estos ácidos son considerados más débiles que el ácido clorhídrico, dentro de los cuales se encuentra el ácido acético y ácido fórmico.

El ácido acético es utilizado para la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de formaciones de calizas y dolomías en altas temperaturas.

Reacción Acido acético en calcita



El principal uso del ácido fórmico es la estimulación de rocas calcáreas en pozos que se encuentran en altas temperaturas.

Reacción del ácido fórmico en calcita



Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido a una presión superior a la presión de fractura, lo que provoca que la fractura se propague desde el punto de inyección, logrando así un canal de flujo que proporciona un área adicional de drenaje. Antes de realizar un fracturamiento hidráulico se realiza una prueba de inyectividad, la cual proporcionara los siguientes parámetros:

- 1) Gradiente de fractura
- 2) Ubicación de zonas no tratadas
- 3) Altura de la fractura
- 4) Perforaciones existentes

La fractura que se produce proporciona canales con alta conductividad desde el yacimiento hasta el fondo del pozo su implementación se orienta a:

- 1) Formaciones con baja permeabilidad
- 2) Permitir que los fluidos producidos atraviesen el daño profundo
- 3) Mejora el índice de productividad mediante la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drenaje.

Este método es aplicado en pozos con bajo índice de productividad, de lo contrario no sería posible incrementar la presión con las bombas de lodos comunes, lo que requeriría bombas de alta presión de 500 [atm] y altos gastos.

Fracturamiento Ácido

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación, mediante el cual el ácido es inyectado a la formación con una presión suficiente para fracturar la formación y abrir canales naturales. El ácido inyectado por lo general es ácido clorhídrico que fluye a lo largo de la fractura disolviendo la roca en la cara de la fractura, la longitud de la fractura es directamente proporcional al volumen de ácido inyectado, el ritmo de reacción y las pérdidas por filtrado en la formación.

Operativamente el fracturamiento se realiza inyectando un fluido altamente viscoso, con efecto de crear la fractura y mantenerla abierta durante el tratamiento, posteriormente es inyectado el

ácido que reacciona con la formación creando un amplio gravado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de la operación está determinada por la longitud de fractura realizada en el pozo.

9) Inducción

La operación de inducción se realiza cuando los hidrocarburos producidos de la formación no llegan a superficie, las actividades consisten en disminuir la presión hidrostática para permitir que se manifieste el pozo.

Figura 11. Tipos de Inducción



Inducción mecánica

La operación consiste en desplazar una barra pesada con un empaque a través del aparejo de producción. Durante el viaje ascendente el empaque se ajusta al diámetro interior de la tubería de producción y con ello se permite el desalojo del fluido que se encuentra encima de ellas. La principal desventaja de este método es el alto riesgo operativo debido a que se realiza sin la instalación de preventores.

Inducción por desplazamiento

La inducción por desplazamiento consiste en abrir una camisa de circulación y desplazar los fluidos alojados en la tubería de producción hacia el espacio anular por un fluido de menor densidad. Los fluidos desplazantes comunes son agua dulce, salmueras y nitrógeno.

Para la inducción debe ser considerado el volumen de fluido por desplazar esto evita que se realicen operaciones inconclusas y fallas por falta de fluido. Debe ser considerada la presión de bombeo permite seleccionar el equipo adecuado para el bombeo esto con el fin de evitar riesgos durante el desarrollo de la operación.

Inducción por empuje o implosión

La inducción por empuje consiste en la inyección de fluidos contenidos en el pozo en complemento con un volumen de nitrógeno hacia la formación a través de un intervalo abierto. El nitrógeno es un gas inerte que no reacciona con la formación y después de ser descargado produce un efecto de succión, con ello proporciona un arrastre de sólidos y la disminución de la presión hidrostática.

Para este proceso es necesario determinar el volumen total y gasto de inyección del nitrógeno que se inyectará al pozo con el fin de generar una presión menor en la cara del intervalo e inducir la producción del pozo. Por otra parte es vital considerar el cambio de presiones en el sistema para evitar rupturas de algún elemento del pozo (empacadores, aparejo de producción)

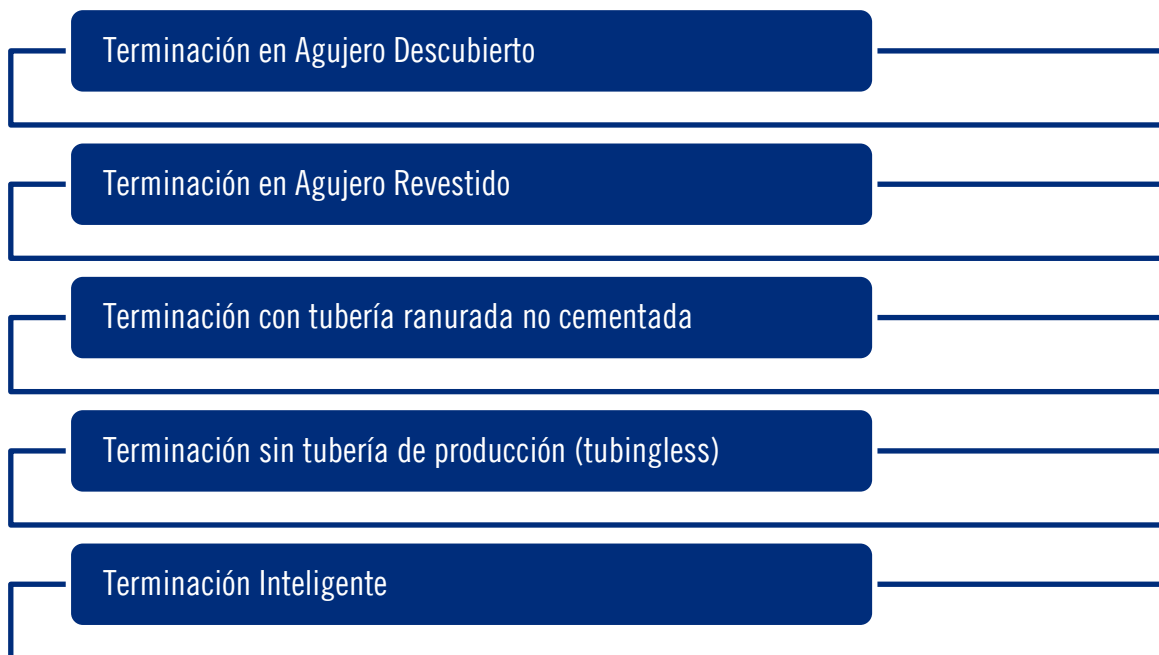
10) Aislamiento de Intervalos

Antes de pensar en desplazar el aparejo de producción deben ser evaluadas todas las alternativas, considerando las presiones diferenciales durante las operaciones en el intervalo superior tales como; estimulaciones, fracturamientos así como las condiciones de producción del pozo.

1.3 Tipos de Terminación

La terminación de un pozo es el factor principal para incrementar o disminuir la productividad del mismo, dicha instalación permite comunicar al yacimiento con el pozo. Actualmente se encuentran disponibles diversos tipos de terminaciones cada una con diferentes características y funcionalidad, la siguiente ilustración muestra la clasificación de la terminación de pozos.

Figura 12. Tipos de Terminación

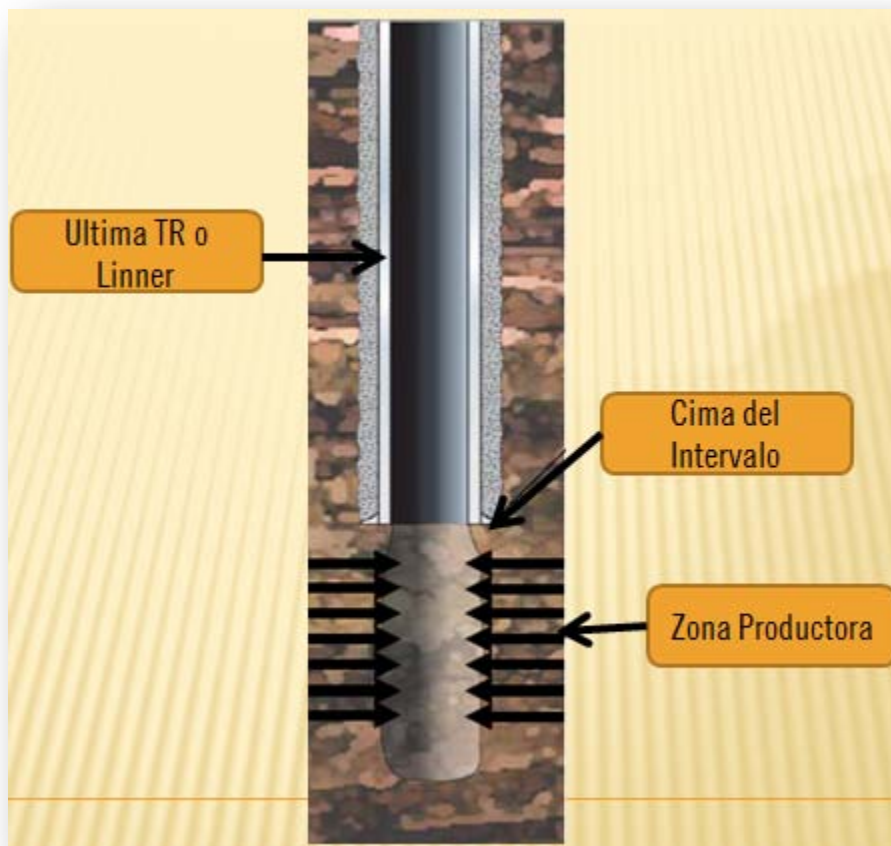


1.3.1 Terminación en Agujero Descubierto

La terminación en Agujero descubierto se presenta cuando se perfora la zona productora después de cementar la última tubería de revestimiento o linner, por lo tanto esto permite que el fluido se desplace directamente del yacimiento al pozo. Por lo general este tipo de terminaciones es implementado en pozos con una sola zona productora, con formaciones bien consolidadas y que no presentan problemas de producción de arena. La terminación en agujero descubierto proporciona ahorros significativos en pozos de baja presión y yacimientos de gas seco.

Ventajas	Desventajas
Operación simple	El enjarre durante la perforación afecta la productividad de los pozos
Operación con bajos costos	No existe protección contra el colapso
Producción con ángulo total 360°	No es posible aislar zonas
Acceso total a las fracturas	Posibles problemas con contactos aceite/agua y aceite/gas
	Únicamente aplicable en zonas no deleznales (calizas y dolomías)

Figura 13. Terminación en Agujero Descubierto



1.3.2 Terminación en Agujero Revestido

La terminación en agujero revestido requiere de una tubería de revestimiento frente al intervalo productor que es cementada, posterior a ello, se introducen las pistolas para comunicar el yacimiento con el pozo. Las perforaciones realizadas con las pistolas atraviesan la tubería de revestimiento, el cemento y la zona invadida por el lodo de perforación.

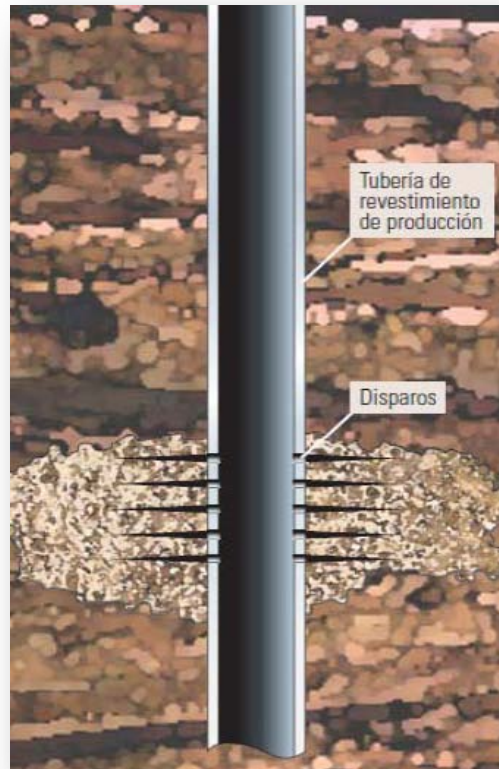
La terminación en agujero revestido proporciona la capacidad de seleccionar el intervalo productor y los fluidos producidos en superficie. La óptima instalación de este tipo de terminación depende exclusivamente de una buena cementación entre el yacimiento y la tubería de revestimiento, en caso contrario la integridad del pozo se pone en riesgo.

Este tipo de terminación es el más utilizado ya que ofrece la capacidad de realizar operaciones posteriores al pozo. Esta terminación es utilizada en pozos con problemas de contacto gas-aceite y cuando existen diversas zonas de interés que se desean probar.

En la siguiente tabla se resume las principales ventajas de la instalación de una terminación en agujero revestido.

Ventajas	Desventajas
Disparos traspasan la zona invadida	Mayor Costo
Producción de diversos intervalos	Reducción del flujo del yacimiento al pozo
Con la cementación adecuada buena integridad del pozo	Daño adicional por disparos
Resuelve problemas de contacto de agua/aceite.	Mayor tiempo de operación
Útil para cualquier tipo de formación	

Figura 14. Terminación en agujero revestido



1.3.3. Terminación con tubería ranurada no cementada

Esta terminación se realiza después de haber perforado el intervalo productor, operativamente se introduce un liner ranurado o tubería ranurada, que se ancla mediante un empacador cerca de la zapata de la última tubería de revestimiento, que puede estar localizada en la cima del intervalo productor. Debido a que la tubería no es cementada no se requieren pistolas para perforar el intervalo productor.

Ventajas	Desventajas
Pozo en contacto directo con el yacimiento	Posible daño provocado por enjarre durante la perforación
Flujo radial al pozo 360°	Posibles problemas para estimulación y fracturamiento.
Linner provee protección contra colapso del pozo	
La tubería ranurada provee cierto control de arena	
Capacidad de aislar las zonas instalando empacadores	

Con la instalación de este tipo de terminación es posible aislar las zonas del intervalo productor, instalando empacadores en el liner ranurado y la formación, con ello se evitan problemas de contactos agua o gas. La ventaja en comparación con la terminación en agujero revestido radica en el ahorro de tiempo para la puesta del pozo en producción. En cuanto a las desventajas mencionadas anteriormente pueden ser erradicadas, mediante un lavado realizado al pozo y el daño ocasionado puede ser eliminado mediante un proceso de estimulación.

La terminación con tubería ranurada no permite un adecuado control del volumen de inyección para tratamientos de fracturamiento o estimulación, es la desventaja existente en esta instalación. Por otra parte la instalación de la tubería ranurada elimina el daño a la formación ocasionado por la cementación y los disparos, esto se traduce en un incremento en el índice de productividad del pozo.

Para el aislamiento de zonas se integran los empacadores hinchables que funcionan por medio de una absorción térmica de hidrocarburos, que permite una expansión del material y un sello hermético para evitar las zonas fracturadas con posible producción de agua, o en su caso realizar una explotación selectiva aislando los contactos agua/aceite.

Figura 15. Terminación en tubería ranurada



1.3.4 Terminación sin tubería de producción (tubingless)

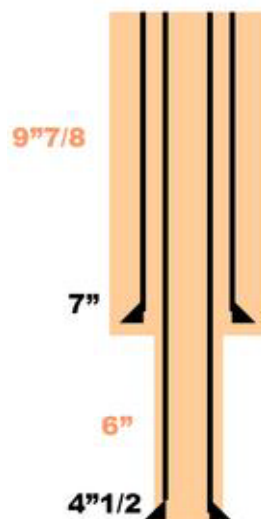
La terminación de este tipo se puede realizar en cualquiera de las terminaciones mencionadas anteriormente. La diferencia significativa radica en que la instalación se realiza sin la tubería de producción, esto implica que la producción llegue a superficie mediante la tubería de revestimiento.

Ventajas	Desventajas
Económica Instalación	Se produce corrosión en la tubería de revestimiento
Menores tiempos de operación	Dificultad para instalar equipo en el Fondo Dificultad para controlar el pozo en un imprevisto

La terminación sin tubería de producción únicamente es implementada en pozos con ciertas condiciones, debido a que exista la posibilidad de que el pozo sea productor de arena, esto provocaría abrasión a la tubería de revestimiento y un desgaste prematuro en la tubería, lo que ocasionaría fugas y debilitamiento de la tubería, por lo que representaría disminución en la producción o inclusive una pérdida total del pozo.

La implementación de este tipo de terminación generalmente es aplicada en yacimientos con vida corta, bajo volumen o una baja recuperación, los pozos de gas con diversas capas son perfectos candidatos para la instalación de la misma.

Figura 16. Terminación Tubing Less



1.3.4. Terminación Inteligente

La terminación inteligente es un sistema que se encuentra automatizado lo que permite la obtención, transmisión y análisis de los datos del yacimiento, con ello se toman decisiones para optimizar la producción, ciclos de inyección y control del pozo. La principal ventaja obtenida de este tipo de terminación es la capacidad de activar remotamente el funcionamiento de los intervalos de manera independiente, mediante líneas hidráulicas o eléctricas. La terminación inteligente permite a su vez, un monitoreo continuo del yacimiento y evaluación de los intervalos Individualmente.

Las terminaciones inteligentes fueron desarrolladas para incrementar de la productividad de los pozos y reducir el número de pozos necesarios para el desarrollo de un yacimiento petrolero. La implementación de sensores de fondo permite al ingeniero la obtención de información y controlar la inyección de fluidos. Su aplicación se inclina a la explotación de campos marginales ya que permite la producción simultánea de diversos intervalos

Ventajas	Desventajas
Permite una producción simultanea	Mayores Costos de Equipos
Menores tiempos de operación	Mayor Inversión inicial
Monitoreo continuo	Problema de flujo cruzado
Automatización del Pozo	Operación complicada
Incremento del factor de recuperación	

Figura 17. Terminación Inteligente



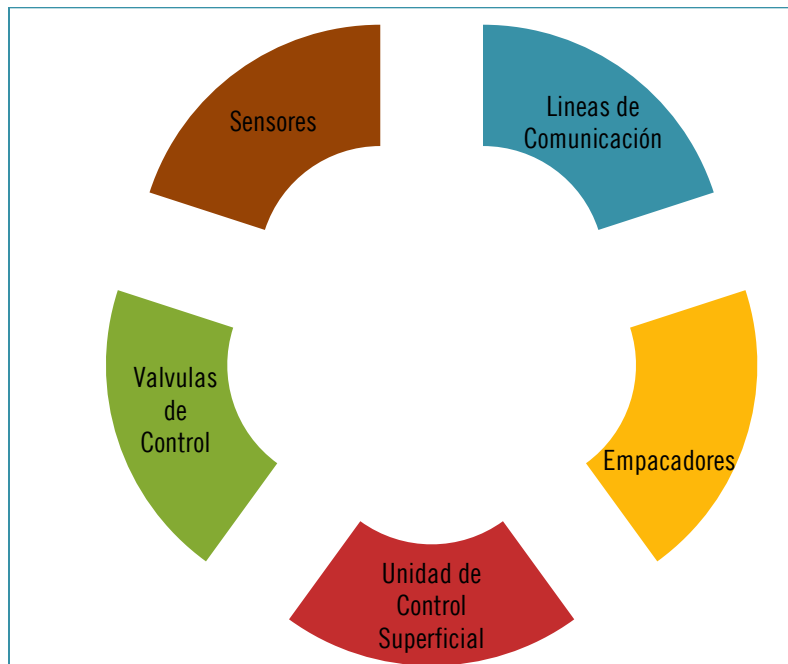
Capitulo 2.

Dispositivos de Control y Monitoreo Hi-Tec

2.1. Principales Componentes del Sistema

Los componentes de una terminación inteligente pueden variar de acuerdo a su alcance y funcionalidad, esto depende directamente de la complejidad y los requerimientos del yacimiento; principalmente el sistema está compuesto por 5 elementos, que en su conjunto deben tener la capacidad de monitorear, de transmisión y análisis de datos del yacimiento para optimizar la producción.

Figura 18. Componentes del Sistema



Los dispositivos y la configuración de los aparejos de producción están diseñados de acuerdo a las necesidades y requerimientos del pozo, debido a esto existen diversas combinaciones que en algunos casos incluyen equipo auxiliar; como herramientas de anclaje, dispositivos para sujeción de cables y conexiones para fácil instalación y reparaciones futuras.

Para una fácil comprensión una terminación inteligente se divide en: 1) Sensores, 2) líneas de comunicación, 3) empacadores, 4) unidades de control superficiales y 5) válvulas de control, para cada una de ellas en la actualidad existe una amplia gama de dispositivos en el mercado con diversas características de funcionamiento y operación.

2.2. Equipo Superficial

Una exitosa instalación superficial en un campo petrolero con sistemas digitales requiere de una comprensión de la configuración y automatización del campo, por lo general compuesta por diversos dispositivos de medición y control como actuadores, transmisores sensores de temperatura etc. Por lo cual se deben considerar los siguientes cuatro niveles jerárquicos:

- 1) Instrumentos de Medición y actuadores.
- 2) Telemetría y Automatización
- 3) Gestión de datos y procesamiento
- 4) Nivel de Negocio

Durante la planeación de la estructura y funciones de la misma se considera la instalación de una interfaz hombre-máquina (HMI), esto implementando un software que permita controlar y supervisar los procesos como es el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), el cual facilita la retroalimentación de datos provenientes de los dispositivos de campo (sensores y actuadores).

2.2.1 Sistema SCADA

Es un software que permite el control de la producción, este se comunica con los dispositivos o sensores colocados en el fondo del pozo, de forma automática desde la pantalla de la computadora.

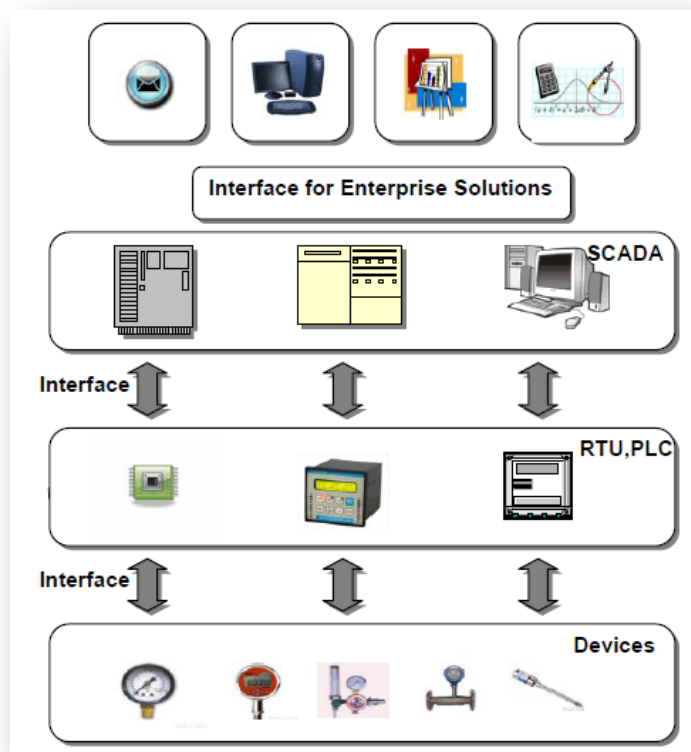
La ventaja que ofrece el sistema SCADA en comparación con las aplicaciones disponibles, es la capacidad de conectarse en superficie con los sistemas hidráulicos (SHS) y la conectividad a una amplia gama de dispositivos de terceros. Esta compatibilidad permite interactuar de manera remota, con los dispositivos de monitoreo de otros proveedores.

El sistema SCADA permite la personalización de la interfaz con un sistema de monitoreo permanente de fondo, lo cual restringe la capacidad del propietario del activo de cambiar

fácilmente los dispositivos de fondo, el cambio se puede realizar pero implica una tediosa reprogramación del sistema.

Uno de los desafíos a los que se enfrenta la industria petrolera es la mejora de las diferencias significativas entre el procesamiento, almacenamiento de datos y los requerimientos de superficie; así como la compatibilidad del sistema instalado en superficie con los dispositivos de fondo.

Figura 19. Jerarquía de Instalación



Hoy en día, la industria Petrolera cuenta con sistemas electro-hidráulicos o simplemente eléctricos, con los que se proporciona la potencia requerida y la comunicación con las herramientas de fondo mediante equipo de cómputo, que recibe la transmisión de datos de sensores de fondo ubicados en la plataforma de producción. El equipo instalado en superficie puede variar de acuerdo con la complejidad de la terminación desde una simple unidad de potencia hidráulica; hasta equipos más complejos empleados en plataformas donde los datos son enviados por una interfaz hacia oficinas centrales, para el análisis y evaluación de los mismos ubicadas a kilómetros de distancia de la instalación.

Los sistemas complejos superficiales están compuestos por un sistema hidráulico de potencia, la unidad eléctrica para adquisición de datos y el sistema computacional con conexión a internet para el envío de datos. Los sistemas superficiales instalados en su mayoría corresponden a sistemas hidráulicos, aunque existen una gran variedad de sistemas eléctricos y electro-hidráulicos en el mercado los operadores, se inclinan a los sistemas hidráulicos por su alta confiabilidad, fácil instalación y operación simple.

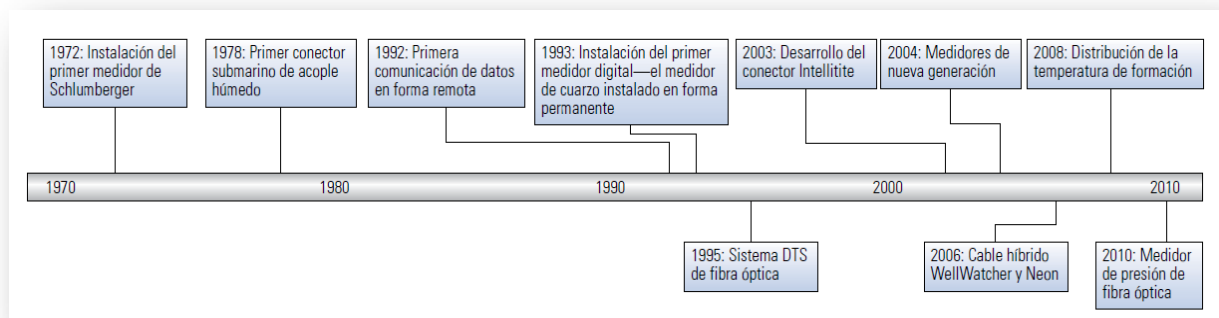
2.3. Sensores de Fondo

El monitoreo constante de la presión, temperatura y flujo, son parte esencial de un sistema inteligente ya que permite la toma de decisiones sobre el control de la producción; anteriormente los sensores permanentes eran implementados para la toma de datos en puntos específicos a lo largo del pozo; el cambio súbito de temperatura o presión de fondo por ejemplo, podrían indicar una ruptura de un aislamiento o la prematura irrupción de agua o gas. La obtención de datos desde superficie al fondo en donde el intervalo de interés está bien definido el muestreo en diversos puntos constituye una herramienta poderosa para el análisis del yacimiento.

A pesar de ello la medición de presión y temperatura obtenida de manera discreta resulta de naturaleza acumulativa, debido a que la temperatura de los fluidos son el resultado de los diversos ambientes por los que pasaron; por ende cierto cambio significativo que se produzca en algún punto del pozo entre dos sensores, puede ser distorsionado o no percibido en el punto de muestreo.

Los principales desarrollos en la industria del petróleo y el gas, han enfrentado las deficiencias del muestreo en puntos discretos, y con ello se concibe la aceptación de los sistemas de fibra óptica. Con adecuaciones robustas, tolerancia para esfuerzos durante la instalación y permanencia por largos periodos en el fondo del pozo, las fibras son alojadas en cables o en el interior de líneas de control y permitirán el muestreo a lo largo del pozo.

Figura 20. Evolución de Sistemas de Monitoreo



2.3.1 Well Watcher Flux

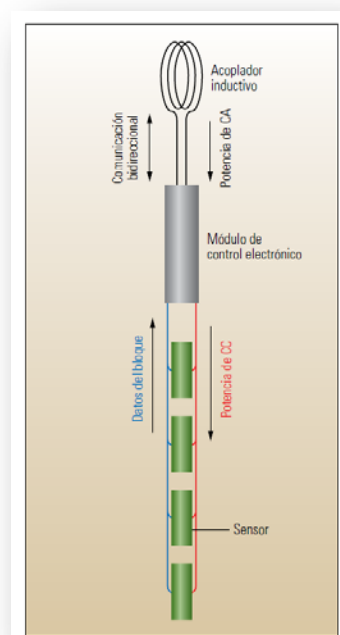
Schlumberger ha desarrollado un cable opto-eléctrico con conectores ópticos de acople húmedo que fue incorporado en el mar del Norte, así también desarrollo un sistema alternativo denominado *Well Watcher Flux*, que remplace las conexiones cableadas por un dispositivo de acoplamiento inductivo de diámetro amplio que provee comunicación de datos y energía, lo que permite colocar los sensores frente al intervalo de interés por su diminuto tamaño de $\frac{3}{4}$ de pulgada [19 mm] y menos de 1 pie de longitud, lo que implica que pueden ser colocados en secciones reducidas donde no se puede ubicar sensores permanentes.

Para evitar la necesidad de soldar cada empalme de los sensores digitales de temperatura se diseñaron sensores cortos que son soldados a lo largo de un solo cable, con conexión en paralelo. De tal manera que si falla uno de ellos no implique problemas. El espaciamiento entre los sensores se restringe únicamente a 48 sensores por 1 Km de conexión en paralelo.

Los sensores *Well Watcher Flux* emplean termometría de resistencia de platino, la cual permite una alta resolución y alta precisión. Durante el proceso de pruebas en laboratorio los sensores alcanzaron un valor de precisión de $.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ [$.5\text{ }^{\circ}\text{F}$] y una resolución de $.002\text{ }^{\circ}\text{C}$ [$.0036\text{ }^{\circ}\text{F}$] cuando la temperatura se muestrea cada minuto. Esta alta capacidad de medición coloca a los sensores como buenos candidatos para implementarse en pozos con alto ángulo de inclinación, en los que el cambio de temperatura con respecto a la profundidad en la mayoría de los casos es minúsculo.

La maximización del valor de los sensores de fondo instalados de manera permanente, ha sido impulsada en gran medida por la necesidad de los operadores para el manejo de producción proveniente de pozos complejos, ya que estos permiten visualizar que sucede en el pozo y verificar la eficiencia de estrategias de extracción, tal como el levantamiento artificial y la recuperación secundaria. Por ejemplo en la recuperación secundaria de petróleo mediante la inyección cíclica de vapor de agua, las mediciones de manera continua registradas por los sensores, pueden resultar indispensables para determinar la eficiencia de barrido y optimizar los procesos de inyección.

Well Watcher



2.3.2 Crystal Quartz Gauge CQG Schlumberger

El sensor de cristal de cuarzo provee una resolución y precisión incomparables en mediciones de fondo de pozo. La tecnología del sensor permite la toma de la presión y temperatura en el mismo punto y con el mismo cristal de cuarzo, esto con el fin de obtener información del comportamiento del yacimiento. El sensor de cuarzo implementa la tecnología líder MCM que permite; obtener grandes cantidades de datos, mayor memoria y una larga duración de la batería, todo lo anterior garantiza alta calidad en la medición con alta precisión.

El sensor CQG está equipado con un oscilador doble que es capaz de tomar la medición de presión y temperatura de manera conjunta. Esta medición simultánea permite ser precisa y una estabilización en los efectos termales trascendentes a los que es sometida. Su geometría hace posible colocar el sensor en yacimientos con alta permeabilidad con pequeñas caídas de presión e interferencia en el muestreo, en donde la medición minuto a minuto es requerida.

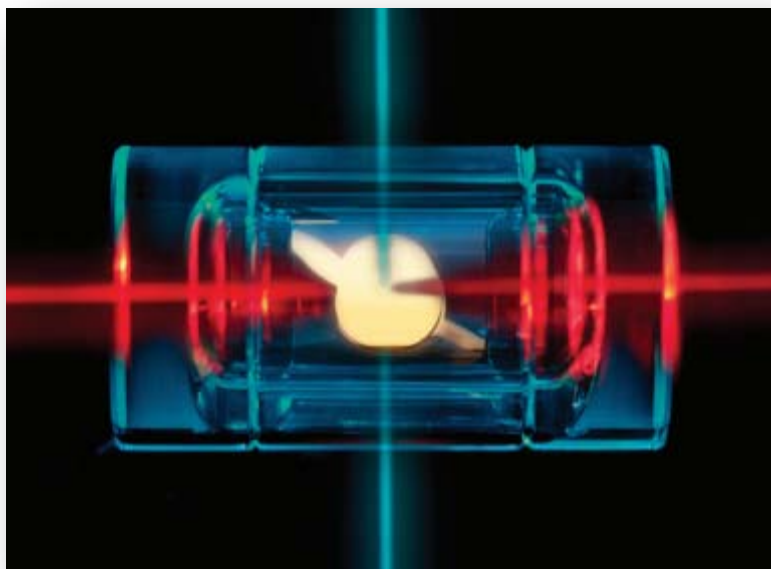
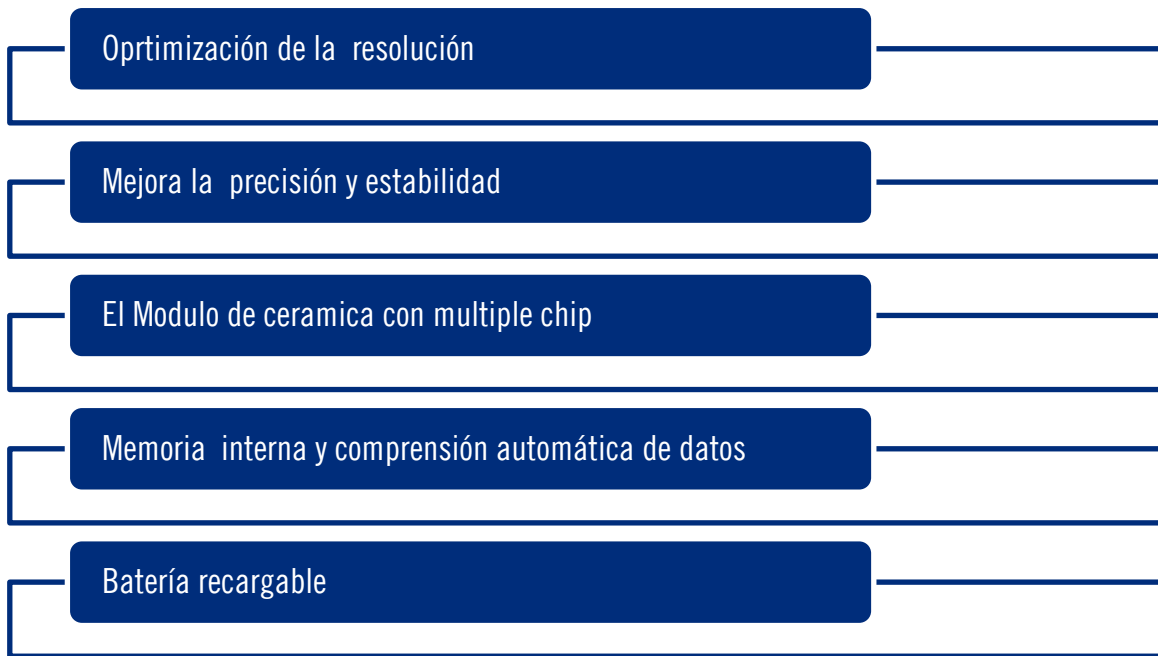


Figura 21. Crystal Quartz

Los sensores están diseñados para un amplio rango de condiciones del yacimiento. Con una excelente estabilidad del cristal y una resolución de .00002% probada en el campo. El sensor provee claridad y una comprensión de las fronteras del yacimiento.

Dentro de los beneficios que ofrece el sensor de cuarzo, es la capacidad de proveer una mayor calidad de mediciones (presión-temperatura) para una óptima caracterización del yacimiento. Mediante la toma de la medición de manera simultánea con el cristal de cuarzo de la presión y temperatura, se eliminan los retrasos y discrepancias que son resultado de la respuesta térmica.

Figura 22. Funcionalidad del Sensor CQR



Aplicaciones

- 1) Muestreo de fondo en yacimientos
- 2) Pruebas de interferencia
- 3) Muestreo de presión en pozos productores

Especificaciones

Modelo	TCQR
Tipo de Sensor	CQG cristal de cuarzo
Rango de Presión [psi]	16,000
Rango de Temperatura [°C]	175
Datos conjuntos	5,000,000
Memoria [MB]	16
Longitud [in]	40.2
Peso [Kg]	4.5

Materiales	
Sensor	Inconel 718
Carcasa del Sensor	C276

Metrología	
Modelo	TCQR
Presión	
Precisión	± 1.2
Resolución	.003
Rango de Calibración, psi	De la Atmosférica a 15,000
Temperatura	
Precisión	$\pm .2$
Resolución	.001
Rango de Calibración, °C	25-175

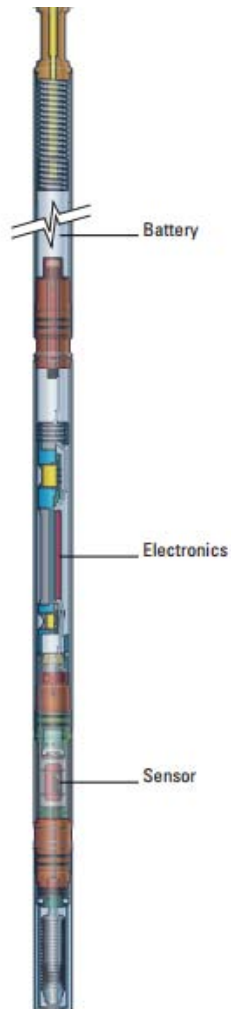


Figura 23. Sensor de Cuarzo

2.4. Válvulas de Control

El principal componente para el control del flujo en el pozo con terminación inteligente, corresponde a la válvula de control de flujo **ICV (Inflow Control Valve)**, mediante la instalación de esta válvula es posible la producción simultánea y control del gasto de diversos intervalos de interés.

Una ICV es una válvula que puede ser accionada a distancia desde la superficie ya sea por un accionamiento hidráulico, electro-hidráulico o simplemente eléctrico. Una ICV tiene la capacidad de estrangular el flujo o cerrar completamente el paso de los fluidos. Su diseño debe garantizar los siguientes aspectos:

- 1) Mantener un balance de presión durante la operación.
- 2) Garantizar el cierre y apertura de la válvula

Las ICV's se utilizan para dividir el pozo en 2 o más secciones y tener control individual de cada intervalo productor con el fin de optimizar la producción. Las válvulas son utilizadas en complemento con los sensores de monitoreo para detectar la irrupción de agua o gas esto permite restringir el flujo y disminuir el corte de agua en superficie. Las válvulas de control son sometidas a grandes presiones, esto resultado del ambiente de operación en el que se encuentran, por lo que deben ser fiables y robustas, todo esto sin comprometer su fácil operación e instalación.

El hidrocarburo localizado en diversas zonas que se encuentran con presiones y propiedades de fluidos diferentes, provocará que la producción de aceite, agua y gas sea diferente en cada intervalo. Consecuentemente esto provoca que las zonas con alta presión bloqueen la producción de las zonas de baja presión, lo que se traduce en la reducción del hidrocarburo recuperado. También se puede presentar que el flujo de un intervalo fluya hacia el intervalo de menor presión o en el posible caso de una irrupción de gas en una zona, se detendrá la producción de otras zonas. Con la implementación de las ICV's es posible prescindir de estos problemas durante la producción de diversos intervalos, con la capacidad de monitoreo en tiempo real se tiene el control del gasto de los diversos intervalos y se evita el flujo cruzado.

Para determinar la colocación de las válvulas de control de forma óptima, se debe conocer la geología del yacimiento y de aquellas que muestren signos tempranos de una irrupción de agua o gas. En la actualidad los principales proveedores de válvulas de control son las compañías Schlumberger, Baker Huges y Halliburton.

En la industria existen diversos tipos de válvulas que permiten el control de los pozos, estas se pueden clasificar en 3 grandes grupos de acuerdo a sus características inherentes:

1) Válvulas de Apertura rápida

Este tipo de válvulas proporcionan un cambio máximo en el gasto en un porcentaje pequeño de apertura.

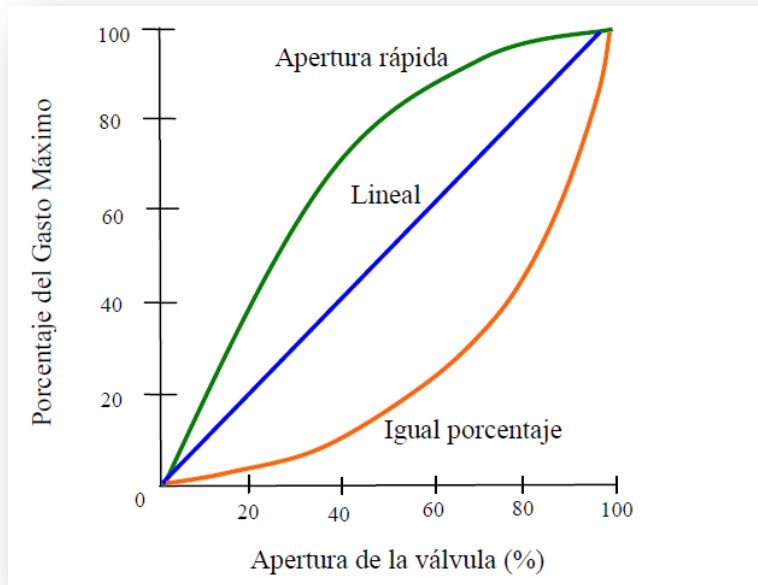
2) Válvulas de Apertura Lineal

En este tipo de válvula, la apertura es directamente proporcional con el gasto que se produce, es decir con una apertura del 50%, el flujo a través de la válvula corresponde al 50% de su flujo máximo.

3) Válvulas de Apertura Isoporcentual

Este tipo de válvulas, tienen la propiedad de que a iguales incrementos en la apertura se producen iguales aumentos relativos o en porcentaje al coeficiente de la válvula.

Grafica 2. Características Inherentes de las válvulas de Control



En la actualidad se encuentran disponibles válvulas de control multi posición, que permiten manejar el porcentaje deseado de apertura o cierre, y ofrecen ventajas para resolver las diversas problemáticas durante la producción.

Las válvulas de control de flujo ofrecen grandes beneficios durante la vida productiva del pozo, dentro de los que se encuentran:

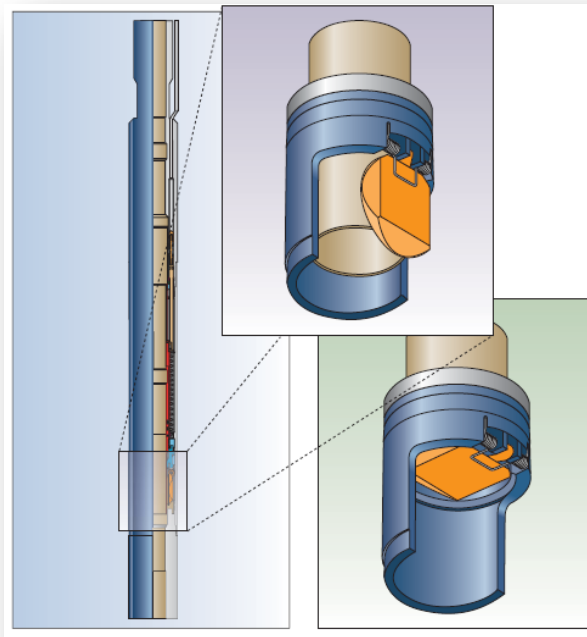
- 1) Producción simultanea de diversos intervalos
- 2) Control de la presión de burbujeo
- 3) Control de la Relación Gas Aceite (RGA)
- 4) Control de la conificación de gas y agua mediante la reducción de las caídas de presión

2.4.1. Válvula TRC-DH⁵ Schlumberger

Las válvulas de seguridad TRC-DH Camco ofrecen la máxima protección contra un descontrol de flujo proveniente de los pozos de aceite y gas en dado caso de una catástrofe, en el equipo de control superficial localizado en la cabeza del pozo. Su implementación en áreas marinas se encuentra legislada en el mundo para la protección de las personas y del medio ambiente. Las válvulas han evolucionado desde dispositivos simples en la década de los 40's hasta sistemas más complejos que son parte importante del sistema de protección en las instalaciones de producción marinas y terrestres.

La válvula es operada desde la superficie mediante una línea de control hidráulico, que es conectada a la válvula y permite el cierre o apertura de la misma. El diseño de la válvula es a prueba de fallas, se aplica presión a través de la línea hidráulica con efecto de mantener abierta la válvula durante la producción, en dado caso que se pierda la presión hidráulica por una catástrofe, la válvula de seguridad contiene un sistema interno de resortes mecánicos que cierran automáticamente y restringen la producción en superficie. El nivel de accionamiento es ajustado y predeterminado antes de su instalación de acuerdo a los gastos y presiones del pozo.

Figura 24. Válvula TRC-DH



⁵ Surface controlled subsurface safety valve

El mecanismo de charnela es menos susceptible al mal funcionamiento y a su vez existe menor probabilidad que los detritos que están presentes en la corriente de flujo, sólidos e incrustaciones de parafina dificulten el cierre de la válvula. Su principal función es aislar y obturar el flujo en un caso de emergencia.

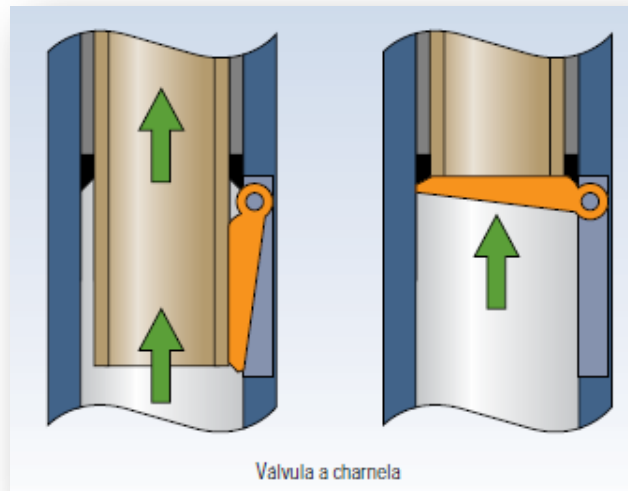


Figura 25. Funcionamiento TRC-DH

En la actualidad la gran mayoría de las válvulas de seguridad en el fondo son válvulas que se encuentran cerradas y que requieren una fuerza positiva para mantenerse abiertas. La fuerza requerida para la apertura de la válvula es suministrada por una línea hidráulica que es tendida desde la superficie. El record de instalación fue establecido en la industria por la válvula clase TRC-DH a profundidades que oscilaban entre 3062 y 3066 [m] en el Golfo de México. Schlumberger ha instalado hasta la fecha 10 válvulas de seguridad que operan en su totalidad y sin presencia de fallas, considerando la experiencia adquirida en el desarrollo de los campos Nansen y Boomvang, se tomaron en cuenta aspectos como la metalurgia, fabricación, diseño, operaciones y el personal requerido para la instalación de las válvulas en aguas profundas en el Golfo de México.

Los desafíos futuros involucran el desarrollo de yacimientos complejos, la explotación de reservas petroleras se lleva a cabo en aguas profundas, donde las condiciones de producción y operación son más hostiles por lo que la selección de materiales es un elemento fundamental de las válvulas. El aumento de la durabilidad de los equipos se logra

incrementando la resistencia de los equipos a la corrosión y degradación durante periodos de producción prolongados.

Mediante la incorporación de las tecnologías probadas de Schlumberger, la válvula TRC-DH es actuada con varillas de pistón que son insensibles a la presión de la tubería y un sistema con cierre de aleta con criterio de fuga más estricto que las especificaciones API e ISO. Así también incorporan un número mínimo de empaques y un resorte para compensar la presión de la línea hidráulica de control.

El diseño de la serie de válvulas TRC-DH permite un amplio rango de materiales y especificaciones características, para los diversos ambientes requeridos en la industria. Las presiones disponibles de operación de las válvulas TRC-DH tienen un rango de 15.000 psi [103425 KPa] a profundidades de instalación superiores a 3658 [m]. En cuanto a la temperatura y ambientes corrosivos, la válvula opera en rangos de temperatura de [15°C -149°C] y ambientes corrosivos severos.

Figura 26. Beneficios de la instalación Válvula TRC-DH

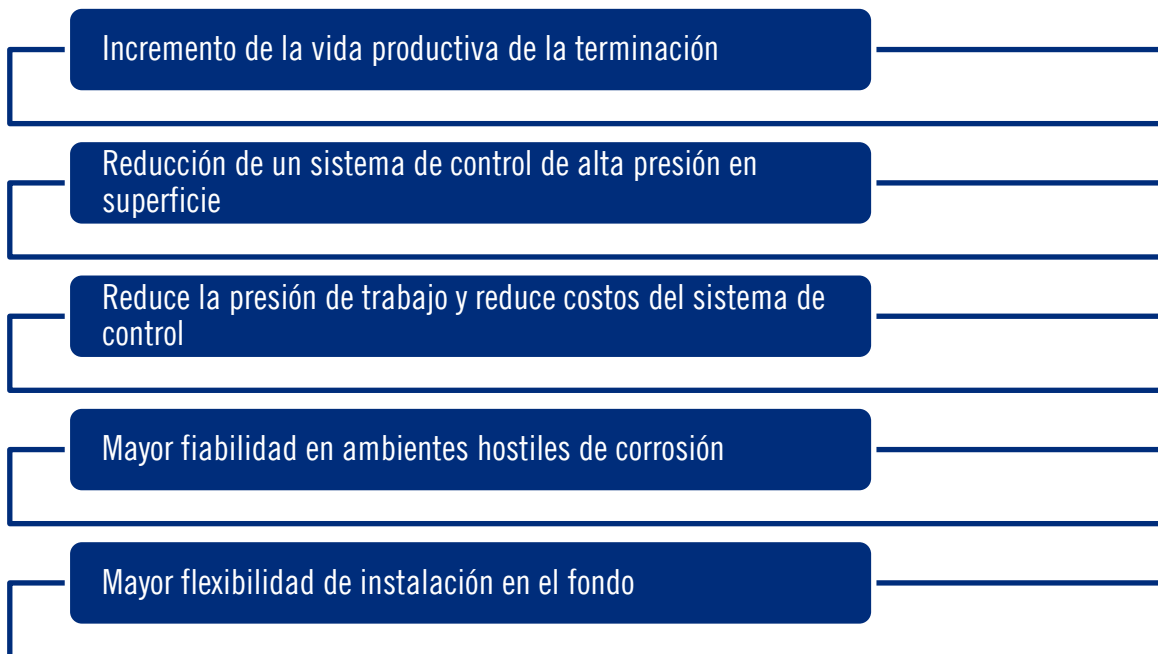
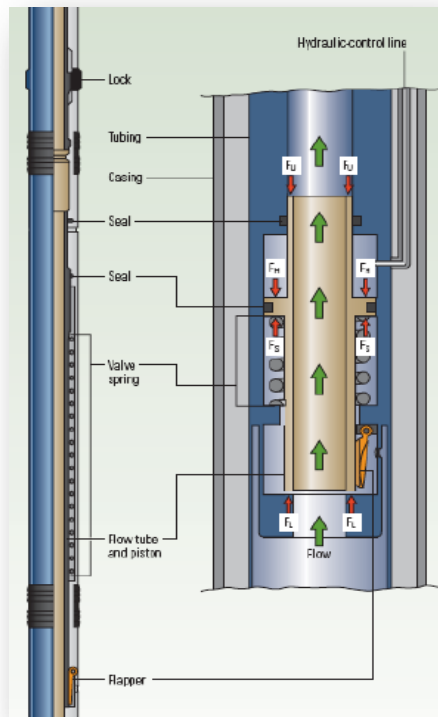


Figura 27. Especificaciones Técnicas Válvula TRC-DH

Engineering Data for TRC-DH Series Pressure-Charged Safety Valves					
Tubing Size [†] (in [mm])	Valve Type	Max. OD (in [mm])	Nipple Bore (in [mm])	Working Pressure (psi [kPa])	Tensile Strength [‡] (lbf [kg])
3.500 [88.9]	TRC-DH-10-F	5.750 [146.1]	2.812 [71.4]	10,000 [68,950]	418,000 [189,563.0]
			2.750 [69.9]		321,370 [145,741.3]
	TRC-DH-15-F	6.000 [152.4]	2.562 [65.1]	15,000 [103,425]	520,000 [235,820.0]
4.500 [114.3]	TRC-DH-5-F	7.437 [188.9]	3.750 [95.3]	5,000 [34,475]	401,000 [181,853.5]
	TRC-DH-5-FP		3.688 [93.7]		315,000 [142,852.5]
	TRC-DH-10-F	7.875 [200.0]	3.562 [90.5]	10,000 [68,950]	353,000 [160,085.5]
	TRC-DH-11-F			11,000 [75,845]	529,000 [239,901.5]
	TRC-DH-15-F			15,000 [103,425]	900,000 [408,150.0]
5.500 [139.7]	TRC-DH-15-FP	8.125 [206.4]	4.562 [115.9]	5,000 [34,475]	446,000 [202,261.0]
5.500 × 4.500 [139.7 × 114.3]	TRC-DH-5	7.437 [188.9]	3.688 [93.7]	10,000 [68,950]	325,000 [147,387.5]
	TRC-DH-10-F			10,000 [68,950]	471,000 [231,598.5]

Figura 28. Configuración Válvula TRC-DH



2.4.2 Equiflow- Halliburton

Los dispositivos de control de flujo de entrada (ICD's) son diseñados con el fin de crear una restricción de la presión y son implementados para equilibrar la afluencia del pozo a través de una terminación, con ello se permite retrasar el aporte de agua y la irrupción prematura de gas.

El dispositivo **Equiflow** corresponde a la segunda generación de dispositivos de control de flujo de entrada (ICD'S) de la compañía Halliburton, que implementa la tecnología innovadora de la dinámica de fluidos para diferenciar entre los diversos fluidos que atraviesan por el dispositivo, esto con el fin de incrementar la producción de aceite. El dispositivo **Equiflow** restringe la producción de agua no deseada y el avance de gas, esto para minimizar la producción de agua y gas en superficie.

Funcionamiento

El dispositivo **Equiflow** no contiene partes móviles, no requiere de orientación específica en el fondo del pozo y utiliza las propiedades dinámicas del fluido para restringir el fluido no deseado. El dispositivo funciona dirigiendo el flujo de los fluidos a través de diversos canales dentro de la herramienta, como se observa en la siguiente figura, el aceite que tiene mayor viscosidad es producido de manera directa a través de la herramienta con un diferencial de presión menor. El agua y gas con menor viscosidad giran a altas velocidades antes de fluir dentro de la tubería creando una gran presión diferencial.

Figura 29. Comportamiento del Agua

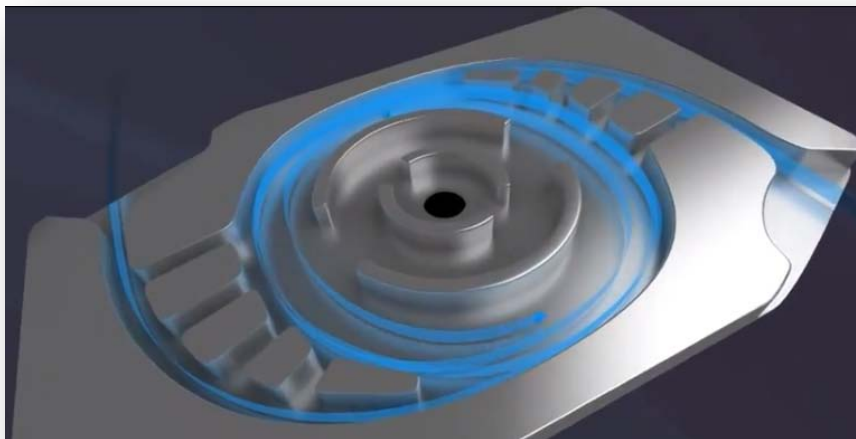
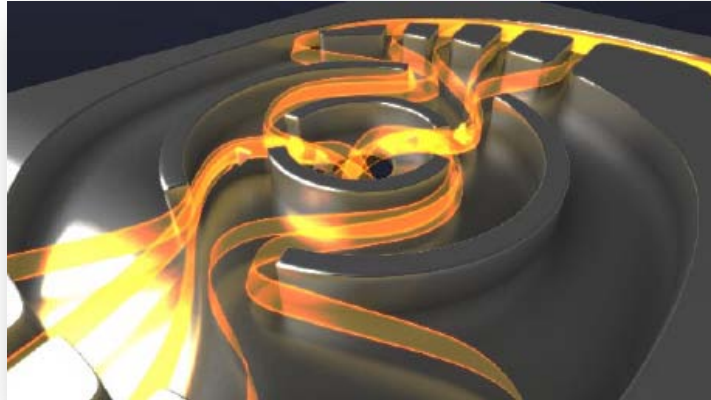


Figura 30. Comportamiento del Aceite



La geometría inteligente del dispositivo está construida con canales insertados en la base de la tubería, durante su manufactura. La diferencia entre las zonas de aceite que presentan menores presiones diferenciales a través del dispositivo Equiflow y las zonas de agua/gas, reducen la producción del fluido no deseado, esta restricción permite añadir valor en comparación con otro tipo de terminación. En la actualidad existen 4 rangos de operación que correlacionan los rangos de viscosidad del aceite la geometría interna de la herramienta para optimizar la producción.

Descripción	Rango de Aceite	Fluido Restringido
Rango 1	.6-1.5 cP	Solo Gas
Rango 2	1.5-10 cP	Gas y Agua
Rango 3	3-200 cP	Gas y Agua
Rango 4	150+ cP	Gas y Agua

° Gasto de operación: 25- 800 BPD

° Viscosidad optima de aceite: <30 Cp

Tabla 2. Ventajas Principales

Funcionamiento autónomo	
No requiere de intervenciones	
No contiene partes móviles	
No requiere de electronica o conexiones a superficie	

Figura 31. Configuración del Equiflow

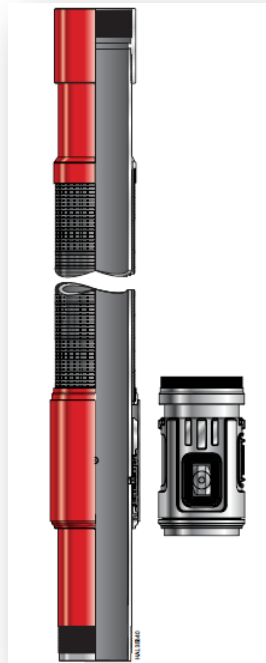
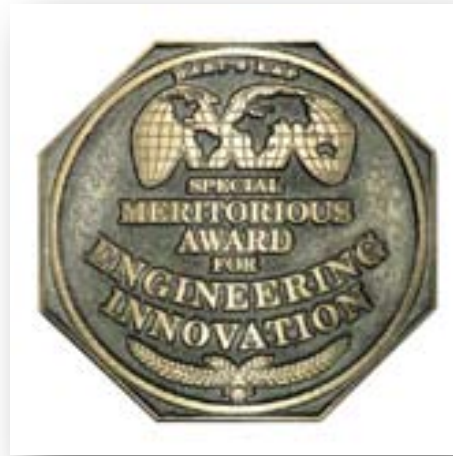


Figura 32. Premio a la Innovación



El dispositivo consta de una hélice, tubería y boquilla en donde el flujo a través del dispositivo se caracteriza con las parcelas de caudal volumétrico en función de la presión diferencial. El artículo técnico de la [SPE-146347](#) describe los métodos más comunes para la caracterización del flujo en la herramienta. El grafico correspondiente a la presión diferencial en función del gasto puede ser definido mediante el análisis de la dinámica de fluidos teórico o por medio de las pruebas de campo, en caso de utilizar la prueba de campo se debe realizar las ecuaciones de mejor ajuste que defina el desempeño de un ICD⁶, este puede ser determinado con el [Simulador NETool™](#) de Halliburton.

La herramienta obtuvo el reconocimiento [Meritorious Award for Engineering Innovation](#) en el año 2012, el cual selecciona los mejores 10 proyectos de la industria que pretenden abrir vías para el proceso de explotación y búsqueda de hidrocarburos en el mundo.

⁶ Inflow Control Device

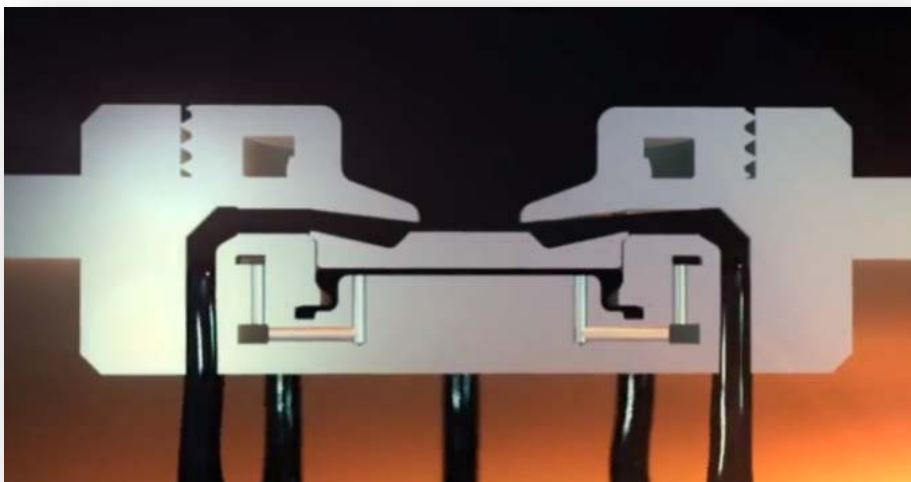
2.4.3 AICV⁷- Inflow Control

La válvula de control de flujo de entrada autónoma es la nueva tecnología patentada que pretende el remplazo de los dispositivos de control convencionales ICD's , esto con el fin de garantizar el incremento en la producción y recuperación final del hidrocarburo. En la última década el uso de dispositivos de control de flujo ha mejorado la producción de los pozos, lo que ha resultado en un aumento en los factores de recuperación, la eficiencia de drene y limpieza en los pozos. Los dispositivos de control pasivos contienen una geometría fija para asegurar un flujo uniforme a través de la tubería, mientras que el nuevo concepto de autónomo tiene un área de flujo variable que permite la producción intermitente.

Funcionamiento

El área de flujo variable contenido en el dispositivo AICV permite el filtrado del fluido entrante de manera uniforme. El filtro está diseñado de tal manera que la fase no deseada (agua y gas) es restringida y la producción de aceite se ve favorecida. Es decir cuando el dispositivo se encuentra en contacto con el aceite, el mecanismo interno permite el paso del hidrocarburo hacia la tubería de producción como se muestra en la siguiente figura.

Figura 33.AICV en contacto con Aceite



⁷ Autonomous Inflow Control Valve

En caso contrario cuando el dispositivo se encuentra en contacto con agua o gas, el mecanismo interno se cierra automáticamente de tal manera que no permite el paso de los fluidos hacia la tubería de producción como se muestra en la figura.

Figura 34. AICV en contacto con Gas

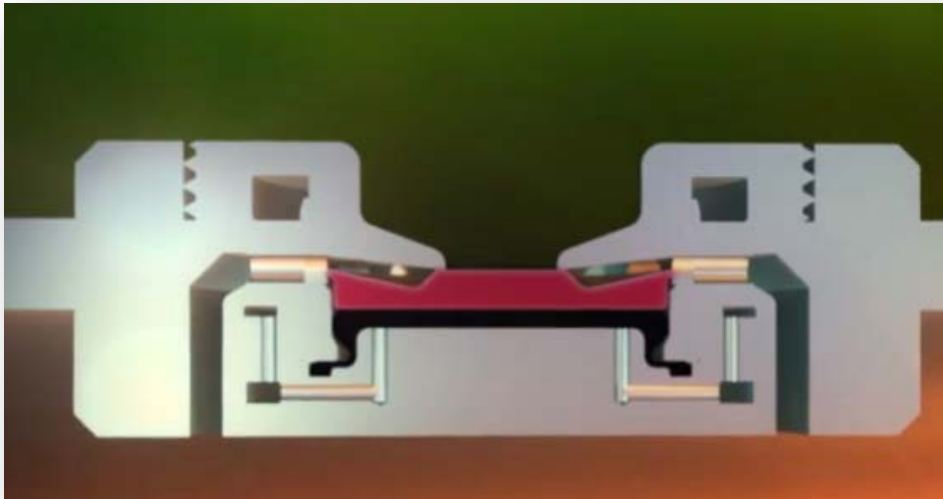
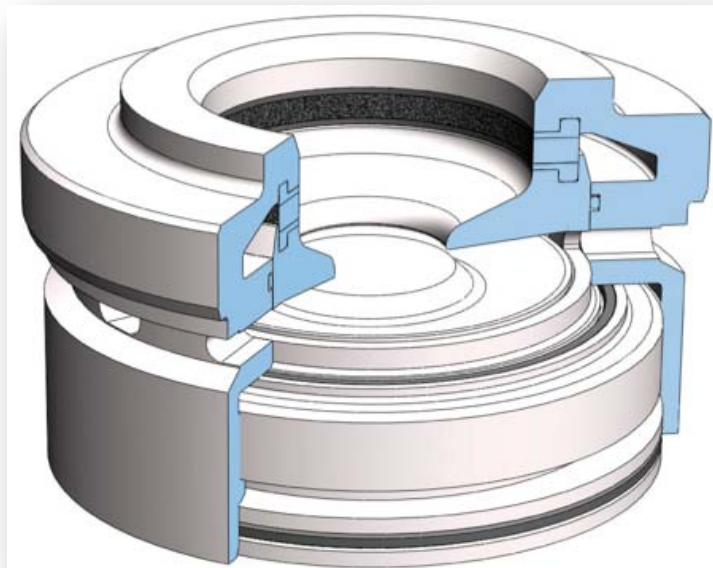


Figura 35. Vista Isométrica dispositivo AICV



El dispositivo AICV tiene aplicación en los siguientes yacimientos de acuerdo a los mecanismos de empuje, densidad y viscosidad de los fluidos. En la siguiente tabla el AICV restringe el flujo de agua, gas y vapor según sea el caso.

Tabla 3. Aplicación del AICV

Yacimientos de aceite con presencia de casquete de gas
Yacimientos de aceite con empuje de agua
Yacimiento de aceite pesado con empuje de agua
Yacimiento de Aceite extra pesado (bitumen)

Características del dispositivo AICV

Autónoma y Robusta

El dispositivo AICV es completamente auto regulable y no se requiere de conexiones de control, electrónica o eléctrica de superficie para ser operada. Esto proporciona al operador la ventaja de que no se requieren de intervenciones a pozo, se obtiene una producción eficiente y por ende un incremento en la recuperación final. La tecnología AICV elimina el riesgo, costos de separación y manejo de fluidos no deseados en superficie, de manera automática elimina la irrupción de agua o gas.

Reversible

El dispositivo AICV es completamente reversible. Esto significa que si en dado caso el AICV entra nuevamente en contacto con aceite, la válvula se abrirá de forma autónoma y continuará la producción de aceite esto con el fin de maximizar la recuperación final.

Restricción total de gas

En los campos petroleros los yacimientos con casquete de gas son implementados como mecanismos de favorecen la recuperación del hidrocarburo. Sin embargo, después de un tiempo de producción, la irrupción de agua o gas se produce y con ello se limita la producción y recuperación del hidrocarburo. En una irrupción de gas un dispositivo convencional ICD producirá mayor cantidad de gas que petróleo, esto es debido a la baja densidad y la viscosidad del gas. En comparación el AICV se cerrara inmediatamente en contacto con el gas. Esto permite que la producción de aceite continúe a tasas de alto flujo en las zonas que no están afectadas por la irrupción de gas.

Cabe destacar que la compañía [Inflow Control](#) gano el concurso regional en innovación, DNB en la investigación de tecnología AICV celebrado en Noruega. El jurado participe destaco que la idea del dispositivo fortalece el desarrollo de la industria noruega y europea en la explotación de los recursos petroleros.

2.5. Empacadores

Empacadores Hinchables

El empacador hinchable básicamente está conformado por un elastómero vulcanizado a lo largo de una sección de tubería, el funcionamiento consiste en una absorción de hidrocarburos o agua lo que causa que la estructura molecular cambie y consecuentemente el elastómero se expande. Esta expansión por lo regular tiene un cambio volumétrico máximo de 300% del tamaño original. El proceso de hinchamiento depende de la viscosidad y la temperatura del fluido existente en el pozo.

Estos tipos de empacadores principalmente están clasificados en 2 grandes tipos; 1) Hinchables por agua y 2) Hinchables por aceite.

Para aplicaciones en fluidos base agua a temperaturas mayores a 100 °C, se implementan empacadores de alta temperatura con rango de trabajo. Su diseño está regido por 3 principales parámetros que son los siguientes; vida útil, rango de presiones y tiempo de hinchamiento, su manufactura resulta simple debido a que no cuenta con partes móviles. El empacador está constituido por 3 piezas fundamentales: elastómero, anillos laterales y tubería estándar, como se muestra en la figura anterior.

Figura 36. Partes del Empacador



El hinchamiento debe expandir el elastómero a cierto nivel de equilibrio donde el volumen y sus propiedades mecánicas sean constantes. Cuando el empacador es colocado en agujero descubierto, el empacador no alcanza el equilibrio hasta que llene completamente las paredes del agujero del pozo, esto es posible predecirlo con el perfil de las presiones diferenciales en función del tiempo de expansión y otros parámetros que son requeridos para su correcta instalación. Las principales aplicaciones de los empacadores hinchables son las siguientes:

- 1) Pozos Inteligentes
- 2) Pozos Multilaterales

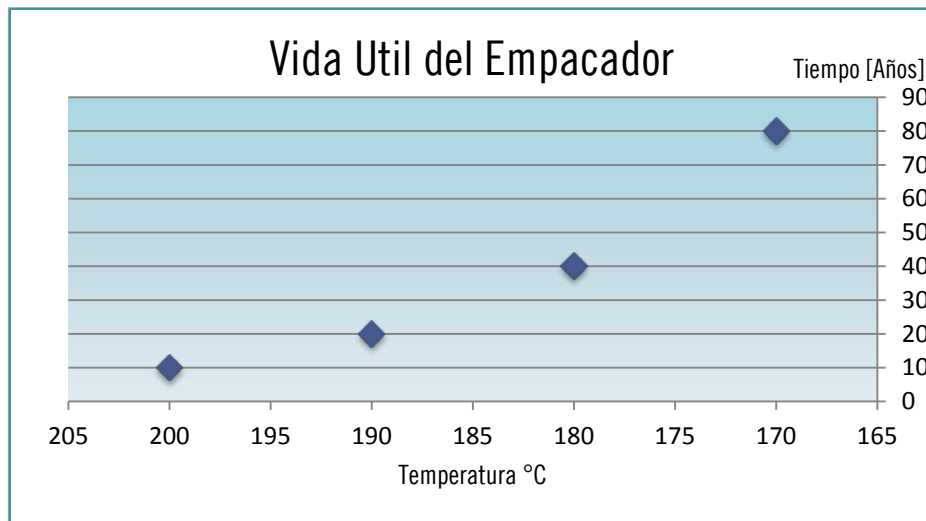
2.5.1. Empacador Hinchable Easywell (Halliburton).

El empacador hinchable Easywell es un empacador que su principio de operación corresponde a la expansión de un elastómero en contacto con los hidrocarburos, este elastómero es adherido (vulcanizado) a un tubo base, con la posibilidad de fabricarse en cualquier diámetro exterior. El empacador no cuenta con piezas móviles ni soldaduras requeridas para su construcción. Para su activación no se requiere bajar ninguna herramienta de servicio al fondo del pozo y su instalación resulta sencilla, debido a que este se baja conectado a la tubería de producción. En la actualidad existen pozos terminados hasta con 17 empacadores hinchables, su instalación no compromete el tiempo de operación, debido a que la expansión es mediante un proceso de absorción termodinámica, que se da en contacto con los hidrocarburos.

Funcionalidad

El empacador Easywell es funcional al contacto con cualquier tipo de lodo, ya sea base-agua o base-aceite, a condiciones de alta presión y alta temperatura. La degradación del empacador Easywell está determinada por la temperatura a la que se encuentra el pozo, la vida del empacador está definida como la reducción a la mitad de las propiedades mecánicas iniciales del elastómero. La vida del empacador hinchable Easywell a 200°C es de 9 años y a una temperatura de 190°C la vida se incrementa a 20 años, para temperaturas inferiores se considera la degradación del elemento inexistente.

Figura 37. Vida Útil del Empacador



El empacador Easywell cuenta con un amplio margen de trabajo ya que opera adecuadamente en la mayoría de los fluidos encontrados en la industria petrolera como; Acido acético, fluidos aromáticos, acido sulfhídrico, acido fluorhídrico, CO2 etc. Así también ha demostrado trabajar adecuadamente con los fluidos de inyección y de estimulación más comunes.

La instalación de empacadores hinchables en agujeros descubiertos resulta benéfica ya que permite el sellado de las cavernas inducidas durante la perforación, esto mediante la expansión del empacador de tal manera se puede decir que el empacador es auto reparable. En tanto la instalación de equipos de terminación resulta compleja el empacador Hinchable Easywell no requiere de alguna operación específica.

Figura 38. Empacador Hinchable Easy well



El principal objetivo a corto plazo de instalar el empacador Hinchable Easywell es proporcionar aislamiento del espacio anular, dentro de las ventajas que proporciona este empacador están:

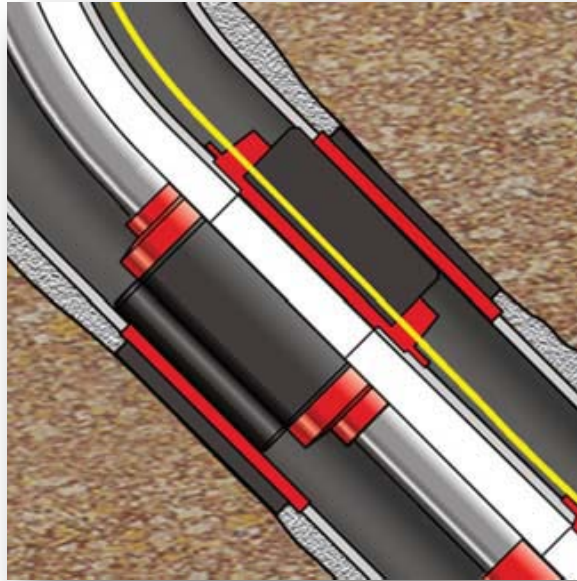
- 1) Permite un aislamiento selectivo de los diversos intervalos productores como sean necesarios, bajando en un solo viaje los empacadores necesarios, de manera simple y sin requerimientos de equipo de anclaje.
- 2) Permite un aislamiento de zonas con casquete de gas y zonas indeseables de agua.
- 3) Elimina el flujo anular que contribuye a la migración de finos y taponamientos.
- 4) Inhibe la presencia o migración de gas en el espacio anular.

Las ventajas mencionadas anteriormente reducen significativamente los riesgos durante la operación y representan un cambio en el control de la producción, con implicaciones favorables para el control de agua y gas.

En instalaciones con terminaciones inteligentes convencionales la instalación de los dispositivos de fondo requiere de cortar cables, que son introducidos por el empacador y después reincorporarlos nuevamente, este proceso por lo regular requiere de tiempo, representa riesgo y a su vez es costoso.

Con el sistema de empacador hinchable porta cable se elimina la necesidad de cortar y añadir los conductores de control y comunicación que corren a lo largo del pozo. Este tipo de empacadores cuentan con una ranura prefabricada que se ajusta las líneas de control, lo que permite que pasen libremente los cables que alimentan los dispositivos de control y monitoreo, sin necesidad de poner en riesgo la integridad de los cables al unirlos nuevamente.

Figura 39. Instalación del Empacador con Línea Hidráulica

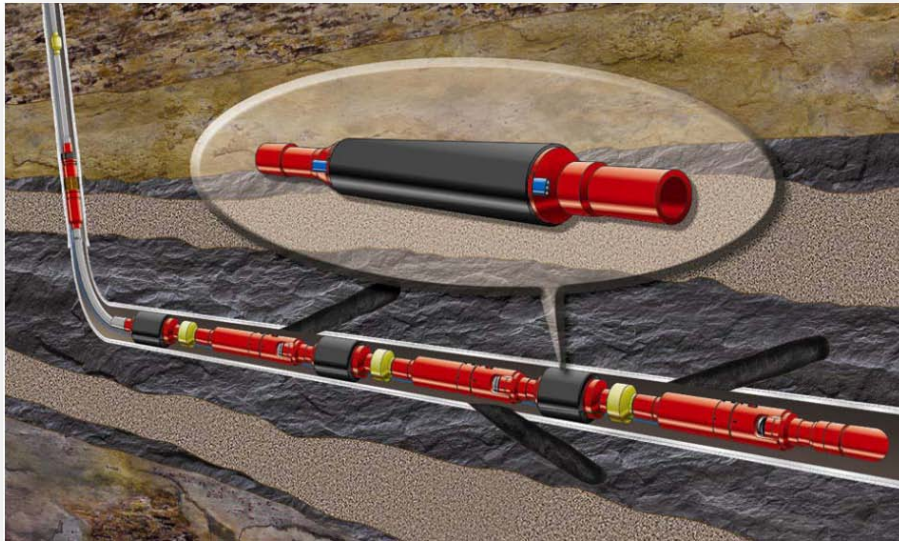


2.5.2 Empacador Hinchable Ranurado (Statoil).

La tecnología de empacadores hinchables comprende una tubería con goma químicamente unida a lo largo del tubo, que una vez que se expone a los hidrocarburos el caucho se hincha para formar un cierre hermético del espacio anular, a través de un proceso conocido como absorción termodinámica.

El sistema de empacador hinchable ranurado, es un aislamiento tanto para terminaciones en agujero descubierto y agujero entubado, que mejoran el enfoque convencional, el cual permite correr las líneas de alimentación a través del empacador mediante una ranura instalada. Este tipo de empacador elimina por completo los requerimientos de cortar y empalmar las líneas de comunicación para la alimentación. La fabricación de este empacador incluye ranuras moldeables por las que atraviesan las líneas de control, debido a las propiedades del material aseguran un sello confiable alrededor de las líneas y el fondo de pozo, permitiendo tener un control individual de los intervalos para monitoreo y control de dispositivos.

Figura 40. Empacador Hinchable con Cable



Las pruebas realizadas por la compañía operadora *Statoil en el Campo Troll* localizado en el mar del Norte, indican que el empacador hinchable instalado en a una temperatura de 100°C , tiene capacidad de soportar una presión diferencial máxima antes de ruptura de 231 bares [3350.4 psi] superando 3 veces la capacidad requerida de 70 bares [870.2 psi] en el pozo.

En tanto a los tiempos de instalación del empacador hinchable incluyendo líneas de control y monitoreo, únicamente tomo 45 minutos por empacador, para efectos comparativos los empacadores hidráulicos comunes requieren de corte y empalme de las líneas de control, así como pruebas arriba y debajo del obturante lo que comúnmente lleva por lo menos 12 horas por empacador. Otra de sus ventajas es el hecho de que no contiene piezas móviles y dispone de aislamiento a largo plazo en comparación con empacadores estándar.

La capacidad de obturación del espacio anular proporcionada por empacadores hinchables hace que sean perfectos candidatos para adaptarse en agujero entubado o descubierta, así como su durabilidad a largo plazo del elastómero hacen este un método efectivo y económico.

2.6. Líneas de Comunicación

Los pozos con terminación inteligente requieren de suministro de energía eléctrica, y por otra parte la transmisión de datos, así como, una alta confiabilidad de las líneas de comunicación. Por ello la tecnología de fibra óptica fue implementada en la industria Petrolera a principios de la década de 1990, anteriormente esta tecnología fue propuesta para las telecomunicaciones.

La tecnología de fibra óptica permite el envío de datos a gran distancia mediante pulsos de luz que representan los datos de transmisión, todo esto a velocidades similares a las ondas de radio (10 gb por segundo) y superiores a la del cable convencional.

En la actualidad la fibra óptica convencional es elaborada a partir de cristales de silicio, por lo que son inmunes a la radiación electromagnética y suficientemente pequeños, para su instalación en pozos profundos con terminaciones reducidas. El gran interés de la industria petrolera hacia este tipo de líneas de comunicación deriva de su alta confiabilidad y ventajas sobresalientes (Véase la siguiente Tabla)

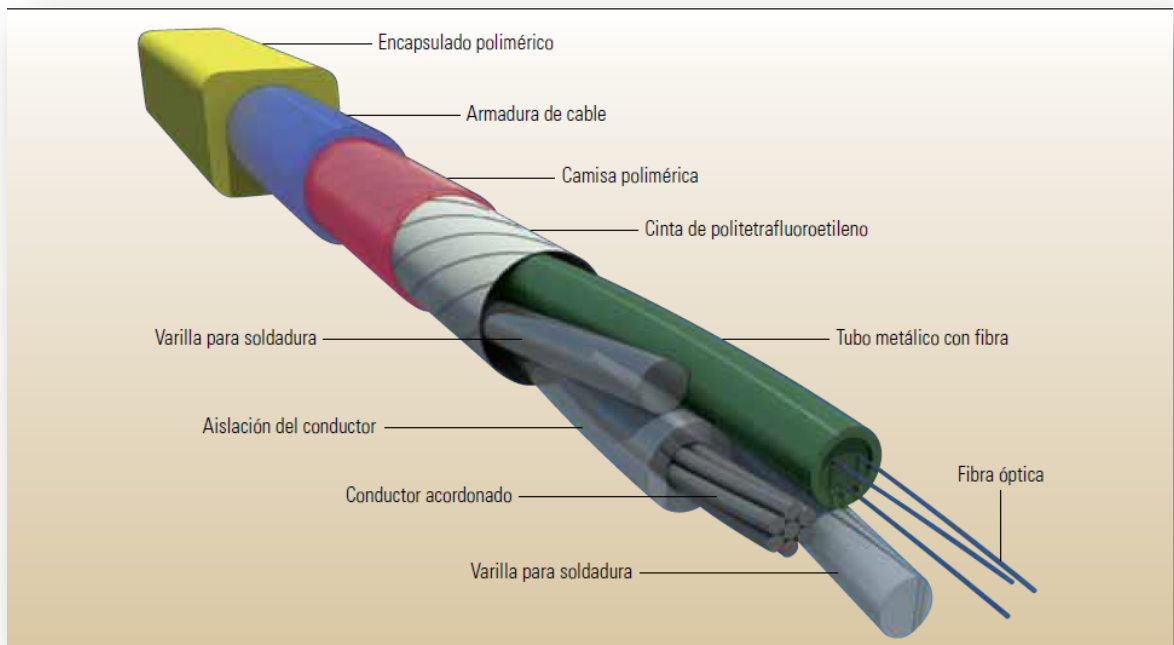
Tabla 4 Aplicaciones del Sistema de Fibra Óptica

Ventajas	Inconvenientes
Resistencia en Altas Temperaturas	Alto costo la interfaz de proceso (Hardware)
Distribución de temperatura y acústica	Número limitado de dispositivos en cada múltiplex de fibra
Alta Confiabilidad	Inestable en contacto con el hidrogeno
DTS integrado directamente con la hidráulica	Altos Costos
	DTS Mediciones principalmente cualitativas

2.6.1 Cable Neón

En respuesta a la necesidad de un cable que proporcione confiabilidad de transmisión de datos en pozos petroleros, la compañía Schlumberger ha desarrollado un cable opto-eléctrico híbrido que permite el despliegue de los medidores de presión, en conjunto con los medidores de temperatura. El cable Neón se desarrolló para satisfacer los diversos ambientes de presión y temperatura del fondo de pozo, soportando una presión y temperatura de hasta, 14,938 [Psi] y 175 °C respectivamente.

Figura 41. Cable Neón



El cable Neón contiene una línea eléctrica para el medidor de presión conectada a un tubo metálico, capaz de alojar hasta 3 fibras ópticas. Las fibras ópticas y la línea eléctrica están revestidas por una camisa polimérica, que mantiene el alma en su lugar. Este conjunto se aloja dentro de una armadura de cable de $\frac{1}{4}$ [pulgada], rodeada por un encapsulado polimérico de 11 mm [.43 pulgada] que protege al cable a medida que baja.⁸

⁸ Oilfield Review Primavera 2010

2.6.2. Tubería Capilar

La tubería capilar en las terminaciones inteligentes es parte fundamental para el accionamiento de los dispositivos de fondo. El tubo capilar por lo general contiene nitrógeno que es suministrado desde superficie, el uso del nitrógeno se debe a su bajo costo y cuestiones de seguridad.

Las especificaciones del material de la línea capilar ASTM A269 B90 sin costura de acero inoxidable brillante, con límite elástico de 75,000 psi, permite el accionamiento de los dispositivos de fondo.



Figura 42. Tubo Capilar

Díámetro	Espesor	Presión de Trabajo (psi)	Presión de Ruptura (psi)
3/16	.035	4667	28000
1/4	.035	3500	21000
1/4	.049	4900	29400
5/16	.049	3920	23520
3/8	.035	2333	14000
3/8	.049	3267	19600
1/2	.049	2450	14700
1/2	.065	3250	19500
5/8	.065	2600	15600
3/4	.065	2167	13000
3/4	.095	3167	19000
1	.109	2725	16350
1-1/4	.120	2400	14400

CAPITULO III.

FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

2.1. Análisis Técnico

La evaluación técnica corresponde a un análisis profundo y objetivo realizado por especialistas del tema, que consiste en revisar que las especificaciones se ajusten a las necesidades reales de la producción o del producto, que resulte del proyecto y que dichas especificaciones estén correctamente aplicadas.

La implementación de las terminaciones inteligentes está determinada a partir de una factibilidad Técnica y Económica en conjunto, en un principio este tipo de terminaciones únicamente se limitaban al análisis económico, actualmente se considera el análisis técnico en conjunto al análisis económico para mejorar la administración del activo.

La integración de un sistema inteligente requiere de un equipo multidisciplinario y la administración de cada proceso; esto involucra evaluar los resultados obtenidos de la simulación del yacimiento y particularmente del análisis nodal de los pozos. Para llevar a cabo un correcto análisis técnico se debe considerar los parámetros de riesgo durante la operación, especificaciones técnicas de los dispositivos y factibilidad de la instalación.

2.2. Análisis Económico

El análisis económico se enfoca principalmente a la valoración de la situación económica de un proyecto, considerando los riesgos implícitos a corto, mediano y largo plazo.

La evaluación económica consiste en visualizar los proyectos como satisfactores adecuados y prioritarios de los objetivos nacionales. Los criterios de evaluación se basan en la determinación de sus (costos de oportunidad) y el impacto en la economía nacional, donde interviene el concepto de jerarquía, el beneficio máximo a la comunidad y los horizontes temporales. La evaluación económica interviene de manera importante en la generación de proyectos de desarrollo.

El principal objetivo del análisis económico es la optimización de recursos, esto se logra con la utilización eficiente y la administración de recursos limitados para obtener la máxima satisfacción de las necesidades materiales.⁹

El análisis económico se realiza para dar solución a los siguientes aspectos:

- 1) Asignar un valor monetario a un proyecto.
- 2) Reforzar la toma de decisiones, cuando exista una gran variedad de proyectos.
- 3) Mitigar el riesgo existente.
- 4) Evaluación de las finanzas del Proyecto.
- 5) Otorgar Presupuestos.
- 6) Monitoreo del rendimiento de los Proyectos.

El análisis económico parte de los resultados obtenidos de la simulación del yacimiento y el comportamiento de afluencia de los pozos, con ello, se determina el Valor Presente Neto de la inversión, considerando la inversión (*capital expenditures* CAPEX) y los gastos operativos durante la vida productiva del pozo (*operating expenditures*, OPEX).

Posteriormente uno de los criterios económicos más usados, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto, y comparar la equivalencia con la inversión inicial. Cuando la equivalencia de los flujos de efectivo es mayor que la inversión inicial es recomendable aceptar el proyecto.

⁹ Campbell R. McConnell & William Pope

La fórmula implementada es:

$$V.P.N. = S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

$V.P.N.$ Valor Presente Neto

S_0 , Inversión inicial

S_t , Flujo de efectivo

i , tasa de interés

t , Año corriente

Otros elementos que facilitan la toma de decisiones, son los indicadores económicos:

- 1) Tasa interna de Retorno (TIR)
- 2) Eficiencia de la Inversión
- 3) Tiempo de Pago
- 4) Inflación

La tasa interna de retorno

Es la tasa de interés a la cual el valor presente neto, del flujo de efectivo es igual cero o sea que los flujos negativos y los flujos positivos sumados dan cero. Se calcula mediante métodos numéricos (aproximaciones sucesivas).

Eficiencia de la Inversión

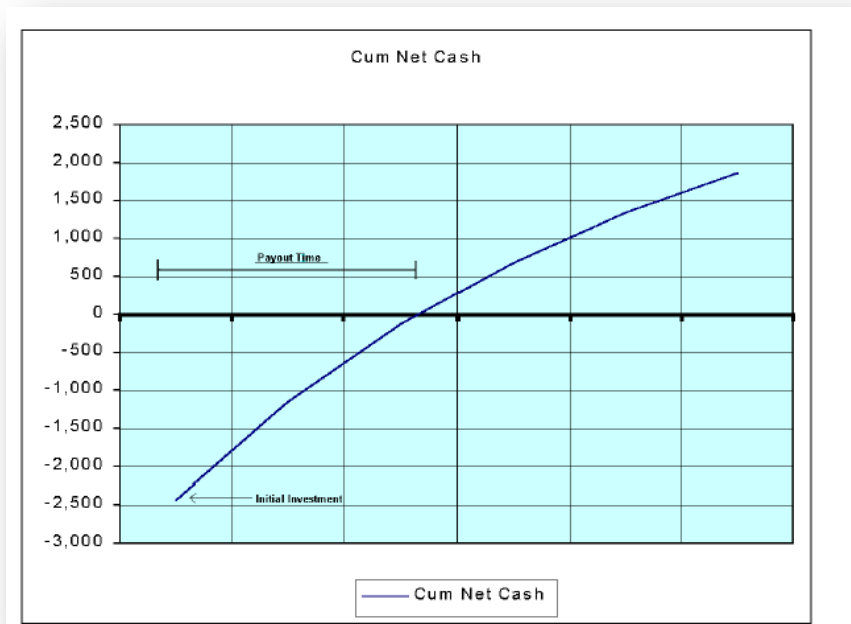
La eficiencia de la inversión (EI), corresponde a la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida. Se define como el cociente entre el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto y el Valor Presente de las Inversiones realizadas (VPI).

$$E I = \frac{\text{Valor Presente del Proyecto}}{\text{Valor Presente de la Inversión total}}$$

Tiempo de Pago

Es el tiempo(n) requerido para recuperar la inversión, se habla de periodo de pago estático y dinámico según se considere o no el valor del dinero en el tiempo. (Véase ilustración 7).

Grafico.1Tiempo de Pago



Inflación

La tasa de crecimiento del Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) de un periodo a otro. Es un indicador económico que mide a través del tiempo la variación de precios de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo de la población urbana del país.¹⁰

¹⁰Documento Metodológico INPC, Banxico

Caso Práctico Evaluación Económica Pozo-Fi

Entradas inciertas	
Gastos de capital	\$1,200,000
Producción de petróleo en el año 1 (STB)	32000.0
Producción de gas en el año 1 (MSCF)	22500.0
Tasa de descenso anual de la producción de petróleo	12.00%
Tasa de descenso anual de la producción de gas	25.00%
Precio del año 1 del petróleo (\$/STB)	\$87.50
Precio del año 1 del gas (\$/MSCF)	\$3.50
Tendencia anual del precio del petróleo	1.00%
Tendencia anual del precio del gas	1.00%
Coeficientes de los parámetros de los gastos operativos anuales	
Coeficiente de gastos de capital	3.00%
Coeficiente de producción de petróleo	\$3.00

Salidas del modelo económico				
Final del año	1	2	3	4
Producción de petróleo (STB)	32000	28381	25172	22326
Producción de gas (MSCF)	22500	17523	13647	10628
Precio del petróleo	\$87.50	\$88.38	\$89.26	\$90.15
Precio del gas	\$3.50	\$3.54	\$3.57	\$3.61
Ingresos por petróleo	\$2,800,000	\$2,508,211	\$2,246,829	\$2,012,687
Ingresos por gas	\$78,750	\$61,944	\$48,724	\$38,326
Gastos operativos	\$132,000	\$121,144	\$111,516	\$102,977
Efectivo neto	\$2,746,750	\$2,449,011	\$2,184,038	\$1,948,036
VPN	\$10,375,62			

CAPITULO IV.

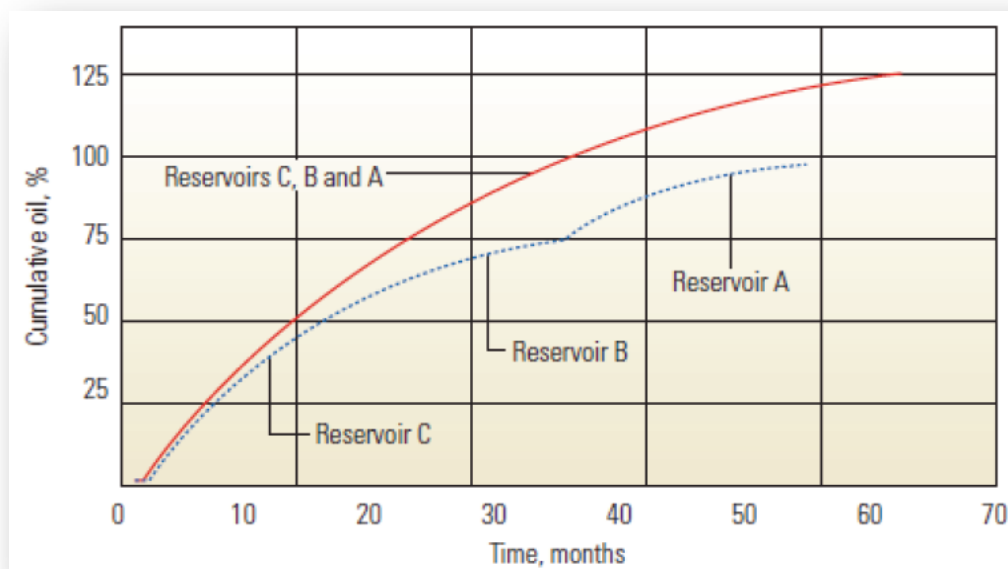
APLICACIONES

4.1. Producción Simultánea

Una de las principales aplicaciones de las terminaciones inteligentes es la producción simultánea de hidrocarburos en reservas marginales, con la posibilidad de producir a través de una sola tubería de diversos intervalos esto mediante el cierre y apertura de las válvulas de control (ICV's).

La producción simultánea permite al pozo llegar a su máximo potencial, considerando que el diámetro de la tubería no representa limitantes y que las diferencias de presión entre intervalos son reguladas mediante las válvulas de control (ICV's), con ello se evita el flujo cruzado causado por diferencia de presión y por otra parte no se requieren intervenciones a pozo para optimizar la producción.

Figura 43. Producción Simultánea VS Secuencial



Anteriormente se consideraba como método óptimo de explotación la producción secuencial, es decir, producir cierto intervalo de interés hasta su límite económico, abandonarlo y posterior a

ello continuar con el siguiente intervalo; resultado de ello se obtenía un perfil de producción que se encuentra por debajo del óptimo, esto sin considerar los tiempos muertos que impactan el ritmo de producción durante las operaciones de perforación y terminación del siguiente intervalo.

Sin embargo, debido a que el diseño e implementación involucran altos costos, la instalación de una terminación inteligente en la mayoría de los casos, está limitada a pozos con altos regímenes de producción y en ambientes remotos (Marinos) con difícil acceso.

En la actualidad mediante la instalación de las válvulas de control (ICV's), es posible una producción simultánea o "*commingling*", que incrementa considerablemente la recuperación final del hidrocarburo como se muestra en el aparejo de producción de la siguiente Figura.

Figura 44. Aparejo de Producción

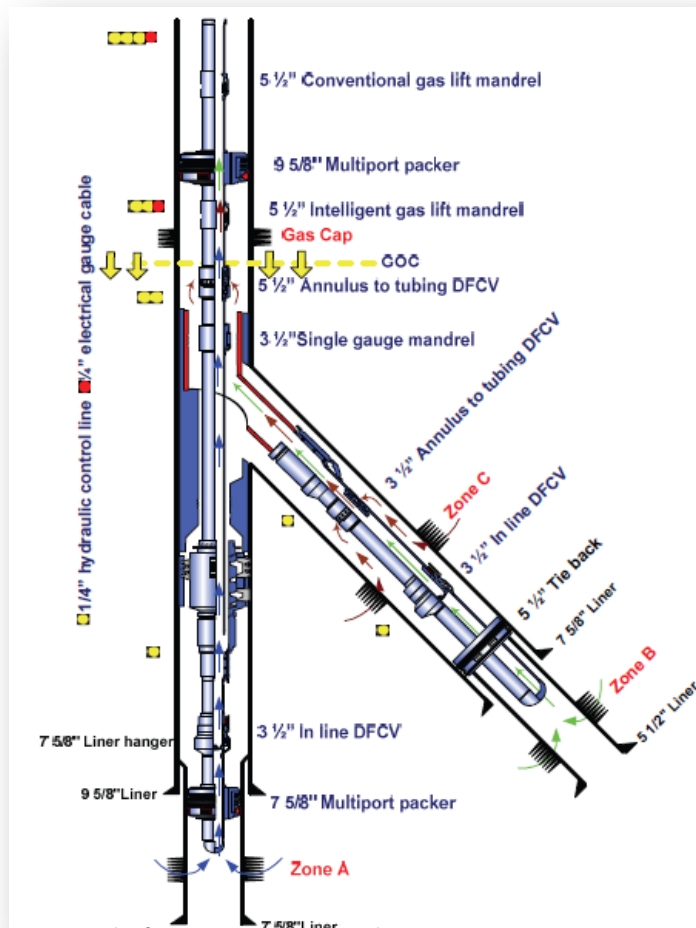
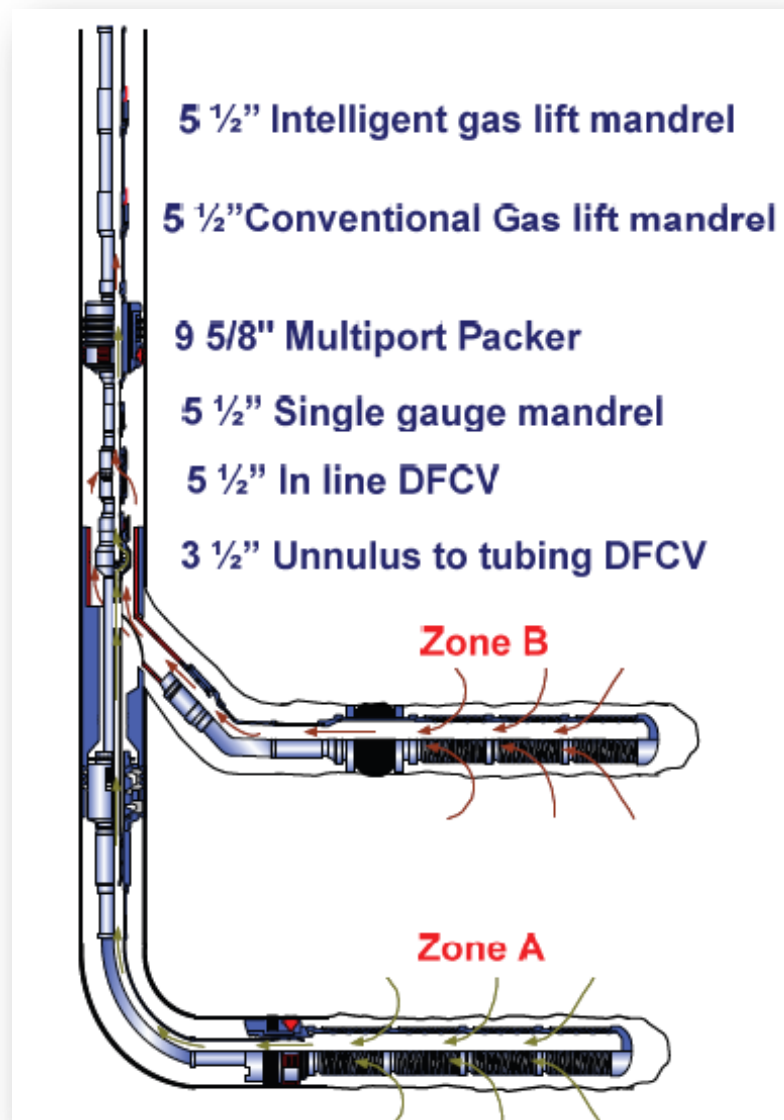


Figura 45. Pozo Multilateral



Un pozo multilateral corresponde a un pozo principal con el vínculo de pozos laterales que se comunican con él para mezclar la producción de los diversos intervalos. Los pozos multilaterales maximizan el contacto con el yacimiento mediante la instalación adecuada de los aparejos de producción requeridos en cada intervalo. Cuando se cuenta con un pozo multilateral a diferente profundidad y litología la instalación de una válvula ICV ajustara remotamente la contribución del flujo lateral dependiendo del gasto deseado en superficie.

4.2 Control de la Inyección

El control de flujo de inyección de agua o gas dentro del pozo puede ser regulado mediante una *Inflow Control Valve* (ICV), con ello se busca controlar la distribución y manejo del fluido inyectado para la optimización de la producción. Con la implementación de una Terminación Inteligente se logra un monitoreo continuo y coordinación de los ciclos de inyección, lo que permite incrementar la recuperación final.

Por otro lado, la instalación de una Terminación Inteligente en yacimientos con presencia de casquete de gas hace posible aprovechar dicho casquete, como fuente de energía para la producción de hidrocarburos en superficie. El gas que se produce es regulado mediante válvulas instaladas en el fondo del pozo, con la capacidad de inyectar el gas del casquete a la tubería de producción y con ello maximizar la recuperación, este sistema se denomina “Auto Bombeo Neumático”. Debido a los grandes beneficios económicos que proporciona este sistema, se ha implementado ampliamente en Campos Petroleros.

Figura 46. Inyección de Agua



4.3 . Aplicación con sistemas artificiales de producción

La aplicación de las terminaciones inteligentes con los sistemas artificiales de producción han demostrado tener éxito satisfactorio en la capacidad de manejo de la producción en pozos multilaterales. La capacidad de restringir la producción de agua-gas, y la mejora en el incremento del factor de recuperación, mediante la optimización de la perforación y terminación de pozos, ha dado pauta para la instalación de estos sistemas.

4.3.1. Bombeo electro sumergible

El bombeo electrosumergible es utilizado comúnmente en pozos de aceite, que no tienen la suficiente fuerza para llevar la producción a superficie, esto debido a la baja presión existente en el fondo del pozo. Sin embargo, actualmente los sistemas artificiales como el bombeo centrífugo han sido implementados en pozos que tienen la capacidad de producir de forma natural, la instalación se realiza con el fin de optimizar la energía del yacimiento e incrementar la presión en la cabeza de pozo para el transporte en superficie hacia líneas de producción.

Basicamente el Bombeo electrocentrífugo consiste en una bomba instalada en el fondo del pozo que es alimentada mediante una línea eléctrica de corriente alterna, que permite accionarla y llevar a superficie los fluidos de la formación, incrementando la presión en la tubería de producción. La energía eléctrica suministrada puede operar en una frecuencia fija o puede ser regulada, esto permitirá incrementar o disminuir la velocidad rotacional de la bomba, con efecto de maximizar la producción.

Durante la fase de diseño de un sistema de bombeo electro centrífugo debe ser considerado la capacidad de la bomba, propiedades de los fluidos, la profundidad y los requerimientos de producción para llevar a cabo una óptima instalación.

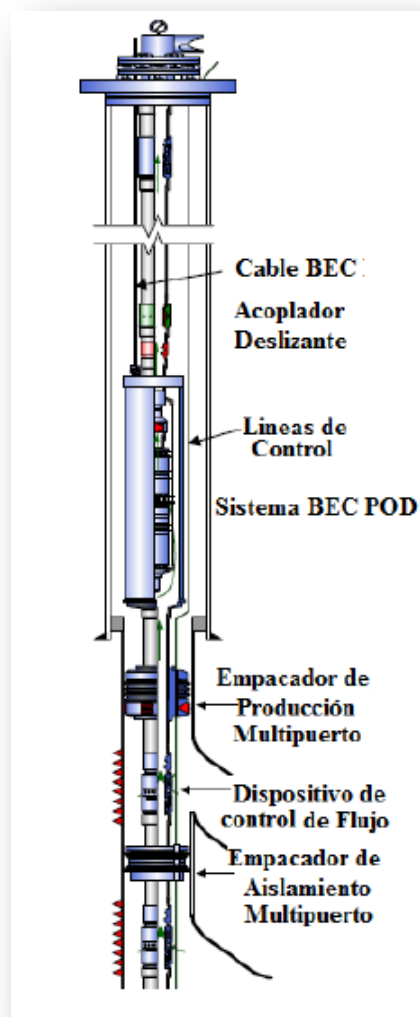
Los principales beneficios de la instalación del sistema BEC en combinación con las terminaciones inteligentes, es complementar las capacidades de monitoreo y control de las zonas de producción, restringiendo o cerrando las zonas de alta producción de agua y gas. Dentro de los beneficios de la instalación se mencionan los siguientes:

- 1) Permite manejar la producción de aceite a lo largo de secciones horizontales para evitar el avance prematuro de agua.
- 2) Permite reducir el tamaño de la bomba instalada en el fondo de pozo y adaptarse a los requerimientos de producción.
- 3) Reducción de los costos de levantamiento de los fluidos.

Sistema BEC POD

El principal beneficio del sistema BEC POD es permitir que los equipos convencionales de las terminaciones inteligentes se convinen con el sistema de Bombeo Electrocentrifugo en una sola terminación. Este sistema a su vez permite retirar unicamente el BEC y mantener completo el equipo de la terminación inteligente con ello es posible recuperar hasta el 80% de la línea de control mediante un carrete.

Figura 47. BEC POD



Equipo superficial

El equipo superficial requerido para la instalacion de un sistema de bombeo electrocentrifugo esta constituido por los siguientes equipos:

- 1) Variador de frecuencia (VSD)
- 2) Transformadores
- 3) Caja de Venteo
- 4) Panel de Control

Figura 48. Equipo Superficial BEC



1) Variador de Frecuencia (VSD)¹¹

El principal objetivo del variador de frecuencia consiste en variar la velocidad de rotacion de la bomba, ya sea mayor o menor frecuencia aceptada por la bomba, esto con el fin de mejorar el rendimiento del motor. Una de las principales ventajas del variador de frecuencia es el incremento de la eficiencia de la bomba y prolongar la vida util de la bomba.

La selección del variador de frecuencia depende de los requerimientos de la bomba, condiciones operativas en superficie, la profundidad y el fluido producido.

¹¹ VSD : Variable Speed Drive



Figura 49.Variador de Frecuencia (VSD)

2) Transformadores

El objetivo de colocar un transformador es tener la capacidad de elevar o disminuir el voltaje de un circuito eléctrico que es requerido por el motor, esto manteniendo la potencia.

3) Caja de Venteo

La caja de venteo proporciona seguridad entre la cabeza del pozo y el tablero de control, en instalaciones con terminaciones inteligentes la instalación del equipo resulta opcional, debido a que las Terminación Inteligente disminuyen los problemas de fugas. Por lo regular la caja de venteo es instalada en pozos que presentan altos gastos de gas.

4) Panel de Control

Es el componente que proporciona el accionamiento de los dispositivos colocados en el fondo del pozo y de los equipos en superficie, el panel de control es conectado al sistema SCADA para el monitoreo de los parámetros de los equipos superficiales (corriente, potencia y voltaje).

Las principales consideraciones para instalar un sistema de bombeo electrocentrifugo con una terminación inteligente son: 1) la capacidad de desconectar la bomba de fondo, 2) Control del pozo y 3) reduccion del daño a la formación. La siguiente tabla menciona los aspectos tecnicos durante la instalación.

Tabla 5. Consideraciones de Instalación

Lineas de control hidraulico y cable electrico
Escenarios de Flujo en la tubería
Sistema de Comunicación y la Interfaz de proceso

El sistema de monitoreo en una instalacion con Bombeo electrocentrifugo estan diseñados con el fin de analizar el desempeño de la bomba y obtener parametros de flujo del pozo tales como: la presión del fluido y temperatura de entrada en la bomba; parametros de rendimiento como: presiones y gastos de descarga; parametros de motor como: vibraciones, temperatura y la intensidad de corriente .

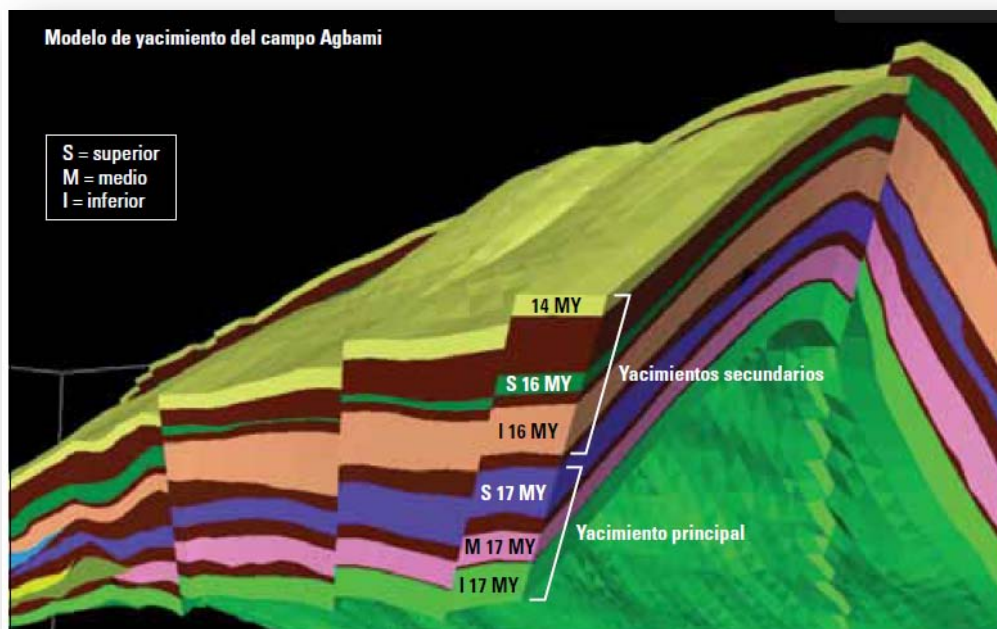
La obtencion de los datos mencionados anteriormente permite el control total del sistema BEC con la capacidad de variar la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba a las condiciones de flujo del pozo, esto con el fin de optimizar la energia para el levantamiento de fluidos, incrementando la productividad del pozo y reduccion del desgaste del equipo de fondo.

4.4. Casos de Éxito

4.4.1. Campo Agbami, Nigeria

El Campo de Agbami localizado en la región Marina de Nigeria, cuenta con 20 pozos productores, 12 pozos inyectoros de agua y 6 pozos inyectoros de gas, con un tirante de agua de 1500 [m] produciendo cerca de 140 000 [bbl/d], con picos de producción esperados de 250 000 [bbl/d]. Los pozos mayoritariamente están terminados en múltiples zonas falladas, donde existen incertidumbres ante la conectividad hidráulica transversal y vertical del yacimiento en condiciones dinámicas. El 80% de las reservas están contenidas en las arenas 17 MY, los yacimientos secundarios los constituyen las capas 14 MY y 16 MY, mostrados en la siguiente Figura.

Figura 50. Modelado del Campo Agbami



Con efecto de reducir la incertidumbre se instalaron terminaciones inteligentes que incluyeron válvulas de control (ICV's), medidores de flujo, sensores de presión, temperatura, y densitómetros. Se identificaron 4 aspectos que caracterizaron la aplicación de las terminaciones inteligentes en el Campo Agbami:

1) Incremento en la recuperación, mediante la optimización de las zonas productoras.

- 2) Mayor manejo del yacimiento, mediante el mantenimiento de presión con inyección de agua y gas.
- 3) Optimización del Plan de Perforación, basado en el ajuste histórico de volúmenes totales.
- 4) Ahorro en costos operativos, eliminando trabajos de reacondicionamiento de pozo y adquisición de registros de producción, para obtener contribuciones de cada intervalo en forma individual.

Utilizando modelos de simulación de yacimientos la compañía concluyó que instalando terminaciones inteligentes en todo el campo, se incrementaría la recuperación total de crudo en un 64%, de 84 a 138 millones de barriles (mmb).

De acuerdo a sus dimensiones, su ubicación e incertidumbre el campo Agbami fue un perfecto candidato para la implementación de una terminación inteligente; como resultado de ello, el beneficio fue un incremento de producción y las ventajas potenciales de la estrategia de explotación, para campos más pequeños donde se puede recuperar la inversión de una terminación inteligente.

4.4.2 Campo Haradh, Arabia Saudita

El Campo Haradh se encuentra ubicado al suroeste del gigantesco Campo Ghawar de Arabia Saudita, cubre un área de 1,950 km² con una capacidad de producción total de 900,000 bbl/d. A casi 16 años de su puesta en producción (1996), el campo se ha desarrollado en 3 incrementos diferentes. Tanto el primero como el segundo fue desarrollado con terminaciones convencionales, la experiencia indicó que la mejor opción sería la instalación del método de máximo contacto con el yacimiento (MRC), el tercero incluye los pozos multilaterales con terminaciones inteligentes.

En respuesta, se diseñó una terminación inteligente con válvulas de flujo multi- posición y medidores de flujo, para el manejo selectivo de la producción de agua de las 3 zonas. Mediante la implementación de las válvulas de control de flujo (ICV's) se redujo el corte de agua de un 23%, a un porcentaje casi nulo.

Figura 51. Pozo A-12 Haradh

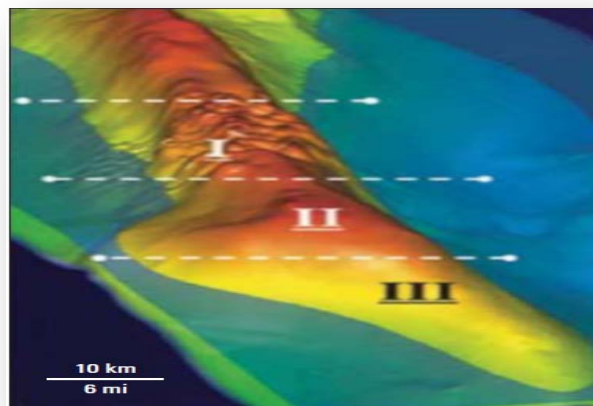
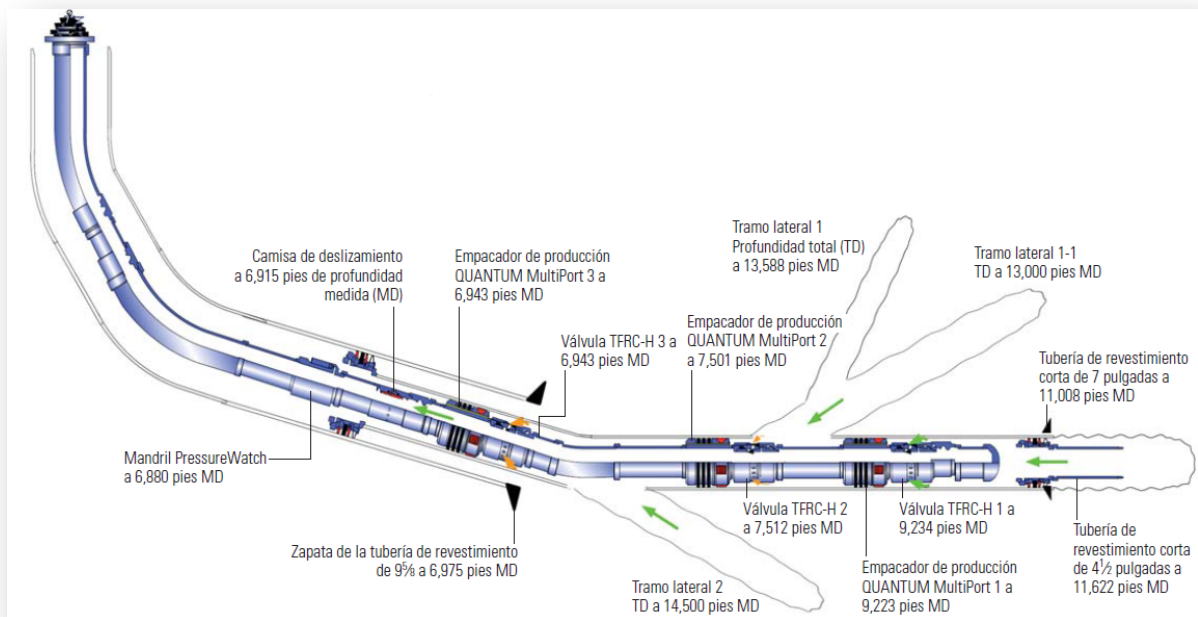


Figura 52. Terminación de Pozo Campo Haradh



El pozo A12 localizado en el Campo Aradh, incluye una sección horizontal de tubería de revestimiento de 7 pulgadas, una sección horizontal de agujero descubierto y en la parte superior tubería de revestimiento de 4 1/2 pulgadas. Se tienen dos tramos laterales a partir de la tubería de 7 [pulgadas] que se dejaron en agujero descubierto ¹²

¹² Oil Field Review, Primavera 2010

4.4.3 Pozo Lankahuasa, México

El Pozo Lankahuasa localizado en la Región Norte del estado de Veracruz entre los poblados de Tecolutla y Punta delgada, fue el primer pozo desarrollado con una terminación inteligente en el 2005, el pozo Lankahuasa 12 fue diseñado con un aparejo selectivo inteligente con el objetivo de explotar los intervalos gasíferos alojados en el Mioceno Superior, su instalación se llevo a cabo para resolver los problemas operativos y reducción de costos asociados. A fin de realizar una optima explotación, maximizando el potencial y energía del yacimiento se instalo el primer aparejo de producción en México integrado por; sensores de fondo, válvulas de fondo (ICV), línea hidráulica de 1/4" [pulgada] y la instalación de la interfaz superficial, para el control y monitoreo del pozo de manera continua.

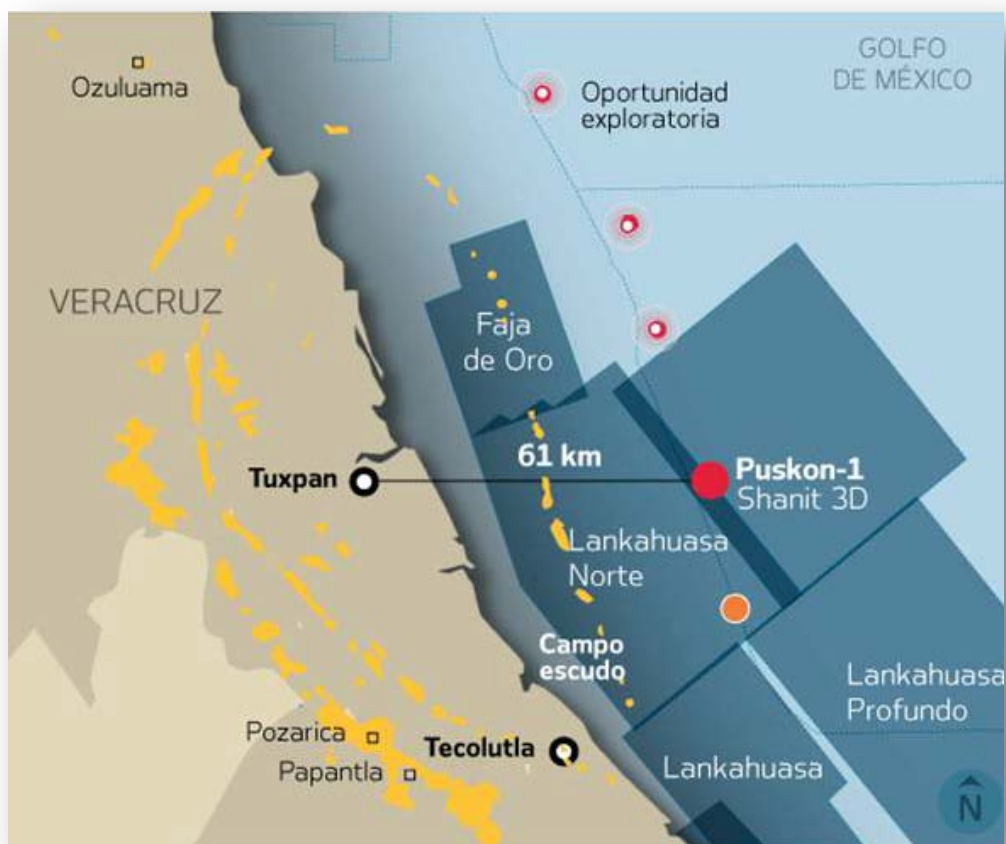


Figura 53. Ubicación de Pozo Lankahuasa

Geológicamente se encuentra ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México al Sureste costa fuera de la Cuenca Tampico –Misantla e incluye parte del segmento del terciario progradacional de la cuenca, entre los paralelos 19°40'44" - 20°30'02" y un área total de 3,447 kilómetros cuadrados.

Tabla 6. Intervalos Productores

Zona	Arena	Intervalo [m]	Presión esperada [psi]	Temperatura [°C]
1	CS – 80	2102 – 2113	2983	61
	CS – 70	2136 – 2149	2990	62
	CS – 60	2173 – 2185	2996	63
2	CS – 40	2226 – 2240	3023	64
	CS – 30	2257 – 2269	3030	64.5
3	LK – 110	2497 – 2506	3072	70
	LK – 80	2597 – 2605	3090	72
	LK – 70	2624 – 2634	3100	72.5
	LK – 60	2665 – 2677	3107	73
4	LK – 20	2803 – 2823		
	RD – 140	2885 – 2888	3372	76

Lankahuasa es un yacimiento gasífero con un espesor neto de 700 metros, con múltiples capas arenosas que se encuentran a diferentes presiones y diferentes volúmenes, por lo que se ha determinado gran potencial esperado de los diversos intervalos, sin embargo debido a la configuración que se tiene se presentará el flujo cruzado durante la explotación del yacimiento. La solución propuesta es la instalación de una terminación inteligente, con 4 empacadores para la explotación óptima de los intervalos de manera individual.

La tecnología y herramientas implementadas en el pozo;

- 1) Sensores Permanentes [EDMC]
- 2) Empacadores Tipo [QMP]
- 3) Camisas de Control Hidráulico

- 1) Los sensores permanentes instalados corresponden a una tecnología EDMC, que logran que el sistema se maneje de manera redundante, con el que se logra un cierre hermético metal-metal y entre elastómeros, lo que garantiza su confiabilidad. Los conectores instalados en el pozo son caracterizados por su conexión a la cabeza del sensor mediante soldadura del cable eléctrico.

- 2) El Empacador QMP es un empacador que se corre con una tubería accionamiento hidráulico, que permite el libre paso de las líneas hidráulicas y cableadas para el funcionamiento de los sensores permanentes y accionamiento de las camisas. Este tipo de empacador es recuperable, con mínimos puntos potenciales de fuga y que elimina el contacto del sello durante su corrida en el pozo.
- 3) Camisas de Control Hidráulico

Debido a la restricción del diámetro interno de la tubería de revestimiento se implementaron las válvulas inteligentes, que permiten ser instaladas en diámetros reducidos, se instalaron 4 camisas deslizables con 2 líneas de control hidráulico, las camisas son operadas a control remoto energizadas por un resorte neumático parte principal del mecanismo interno, con la compatibilidad de la herramienta con la tubería de producción y con un sistema contra contingencias para eventuales interrupciones de su funcionamiento, dicha herramienta resultó la mejor opción de instalación en el pozo.

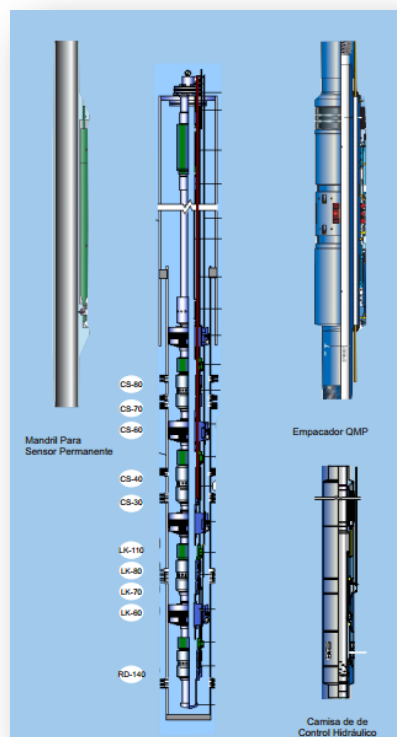
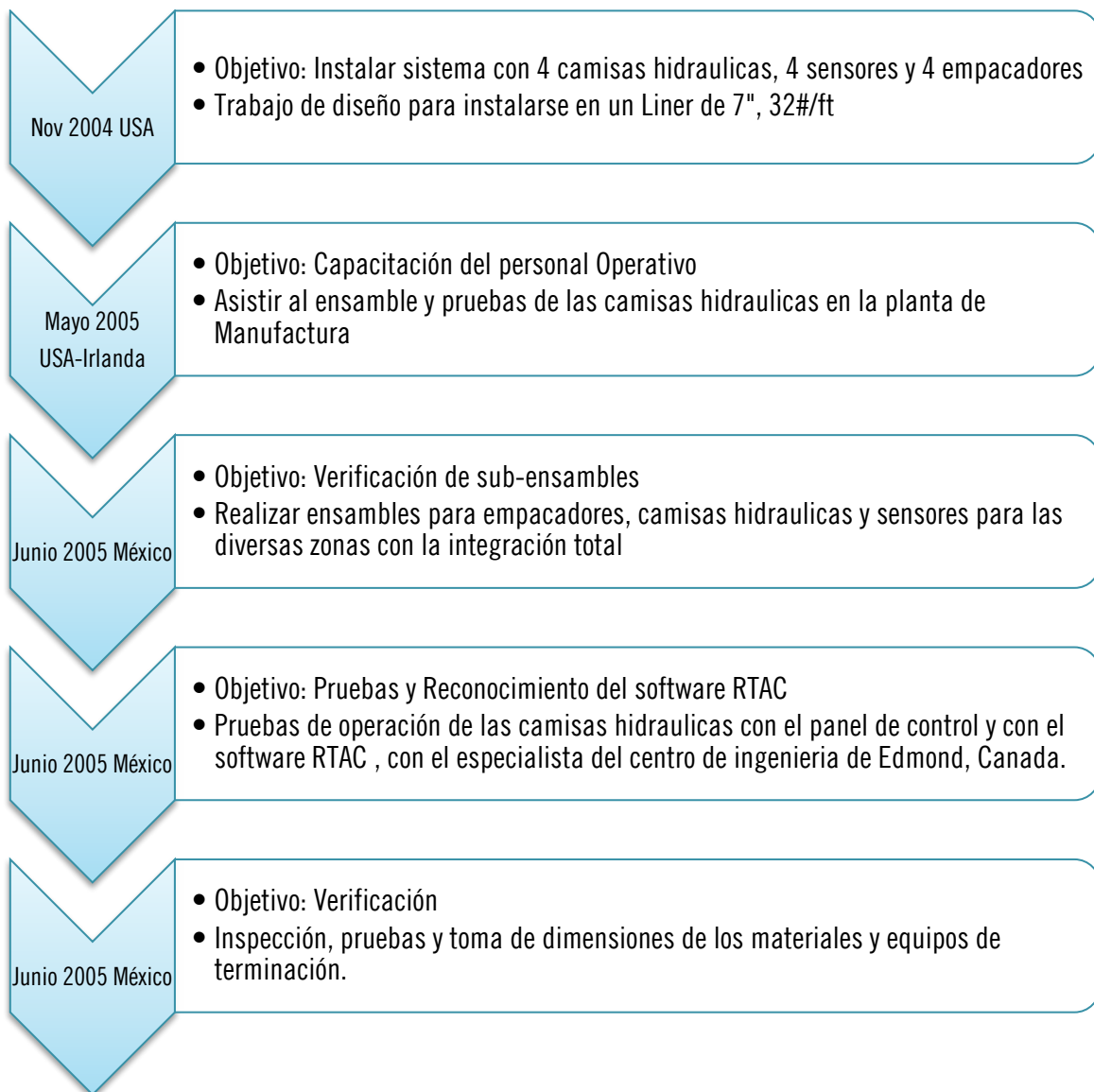


Figura 54. Equipo Instalado

Operación

La preparación del equipo para la instalación de la terminación del pozo Lankahuasa 12 tuvo una duración de 6 meses, el equipo se obtuvo 2 semanas antes de la instalación en el taller de Poza Rica para efectuar las pruebas y verificación del equipo de acuerdo al programa operativo. La instalación tuvo una duración de 108 horas, este tiempo es relativamente corto teniendo en cuenta que se requirió conexiones de fondo con los sensores permanentes, las camisas hidráulicas y las respectivas pruebas de funcionamiento.



Resultados

La instalación de la terminación inteligente en el pozo Lankahuasa 12 ofrece una serie de beneficios que se describen a continuación:

- 1) Ofrece un suministro de información mediante los sensores instalados en el fondo del pozo sobre el desempeño de los empacadores y las camisas hidráulicas instaladas.
- 2) Permite realizar pruebas de aforo en forma selectiva y realizar los respectivos análisis.
- 3) Permite un conocimiento sobre el comportamiento de la presión en fondo respecto a la variación de los estranguladores en superficie.
- 4) Permite el cierre y apertura de las camisas deslizables mediante una línea hidráulica, sin necesidad de realizar una operación con línea de acero.
- 5) Permite la Obtención de información del aparato de producción y el comportamiento del pozo en tiempo real

En la siguiente grafica se muestra el comportamiento de la presión de los 4 intervalos seleccionados, en donde de manera selectiva se realizo una prueba en el intervalo LK12-3 de cierre y apertura de forma independiente a los intervalos. Los sensores permanentes instalados ofrecen la capacidad de obtener información de manera continua, inclusive cuando el pozo se encuentra cerrado gracias a la capacidad con la que cuentan de una lectura de la presión en el espacio anular, lo que ofrece el beneficio de la toma de información para la evaluación del yacimiento.

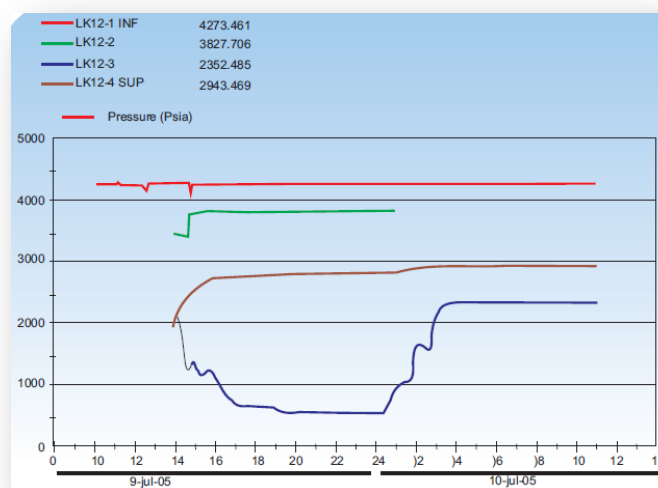


Figura 55. Instalación de Empacadores

Al término de la implementación de la terminación inteligente en el Pozo Lankahuasa12, el grupo de trabajo llego a las siguientes recomendaciones para futuras instalaciones:

- 1) Implementar una terminación inteligente como estrategia de terminación desde el inicio del desarrollo del campo.
- 2) Realizar programas de trabajo entre la compañía operadora y las compañías de servicios para la mejora de los sistemas de terminaciones inteligentes.
- 3) Se deberá documentar los beneficios y problemas durante la vida productiva del Pozo Lankahuasa 12.
- 4) Realizar un aprovechamiento total de la instrumentación instalada para evaluar continuamente el yacimiento.

La siguiente ilustración corresponde a los 4 sub-ensambles de empacador, mandril para el sensor permanente y camisa hidráulica, que tiene lugar en la base de operaciones de Schlumberger en Poza Rica, Veracruz.



4.5. Beneficios

El principal beneficio de una terminación inteligente, consiste en mejorar la administración de explotación del yacimiento mediante el monitoreo y control de flujo de fondo. El acceso a diversos intervalos de interés es posible, redireccionando los pozos a objetivos particulares. La instalación de válvulas (ICV) provee un gran beneficio, ya que logra evitar el problema de flujo cruzado ocasionado por diferencias de presión en los intervalos.

En un principio, la instalación de una terminación inteligente se justificaba por la capacidad de reducir los costos de reparaciones mayores a pozo. Sin embargo, el principal beneficio es maximizar el valor presente de la inversión, a través de una óptima producción de los intervalos y un incremento significativo en el factor de recuperación. Estos beneficios están ligados a la posibilidad de regular el flujo sin necesidad de intervenir al pozo, alcanzando la óptima producción del pozo y mejorar la vida productiva del pozo mediante el monitoreo continuo de parámetros de presión y temperatura.

En cuanto al beneficio proveniente de la obtención de datos de manera continua, reside en el valor de la información que se le proporciona al operador para deducir el comportamiento del pozo y posterior a ello, restablecer los modelos de producción y actualizar los modelos de simulación. El beneficio de la reducción de la incertidumbre y riesgo cuantitativamente no se puede determinar, sin embargo está presente en la toma de decisiones a futuro.

Los ahorros directos en intervenciones a pozo resultan atractivos en operaciones costa fuera, donde se tienen costos que pueden ascender desde \$400,000 USD a 1.5 millones de USD en promedio¹³, por una intervención de 3 a 8 días, estos costos dependen de la duración, accesos y condiciones climáticas. Esto sin considerar el tiempo de interrupción de la producción durante la intervención al pozo.

Por lo anterior la implementación de las terminaciones inteligentes se ha orientado hacia los ambientes submarinos, especialmente en aguas profundas. La instalación exitosa de las terminaciones inteligentes requieren de la interfaz para gestión de los diversos componentes alojados en el fondo, los principales problemas en aguas profundas son los altos costos, limitación tecnológica y la aplicación de nuevas tecnologías. Con esto las terminaciones inteligentes se están posicionando en instalaciones en aguas profundas, consecuentemente por la fiabilidad que representan los sistemas, la mayor comprensión del funcionamiento y la mejora en balances económicos obtenidos.

¹³ Costos de Intervención Mar del Norte

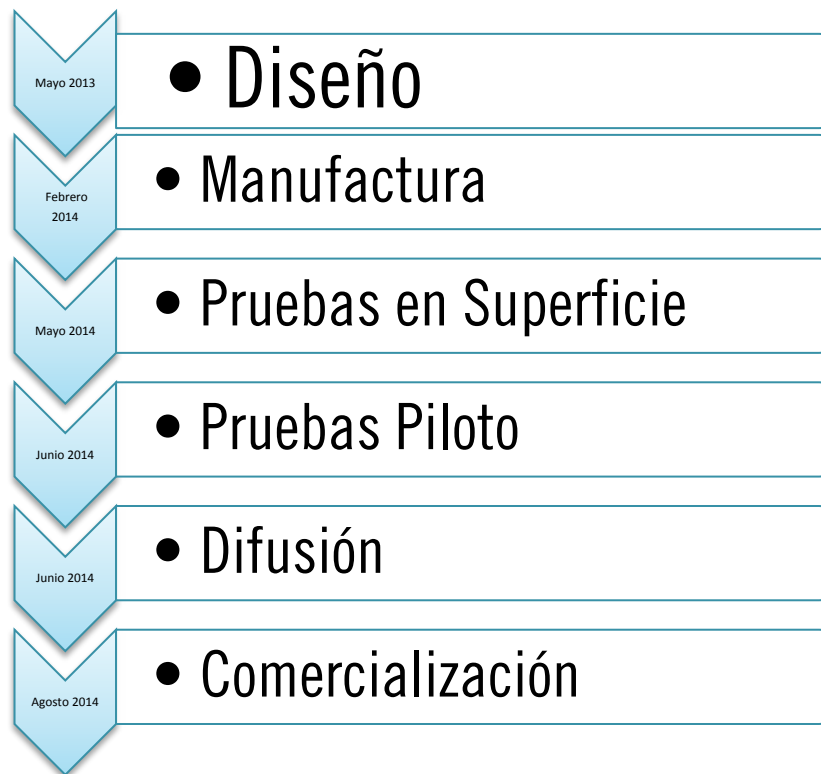
CAPITULO V.

DISPOSITIVO POWER OIL RECOVERY TOOL

5.0. Planeación Estratégica del Dispositivo

La planeación estratégica es un proceso de desarrollo con el fin de alcanzar objetivos planteados, la planeación estratégica es aplicada en diversas industrias sobre todo en asuntos militares y de negocios. La adecuada planeación da como resultado alcanzar los objetivos deseados y proporciona a la organización una ventaja competitiva. “La perfecta planeación previene posibles problemas”

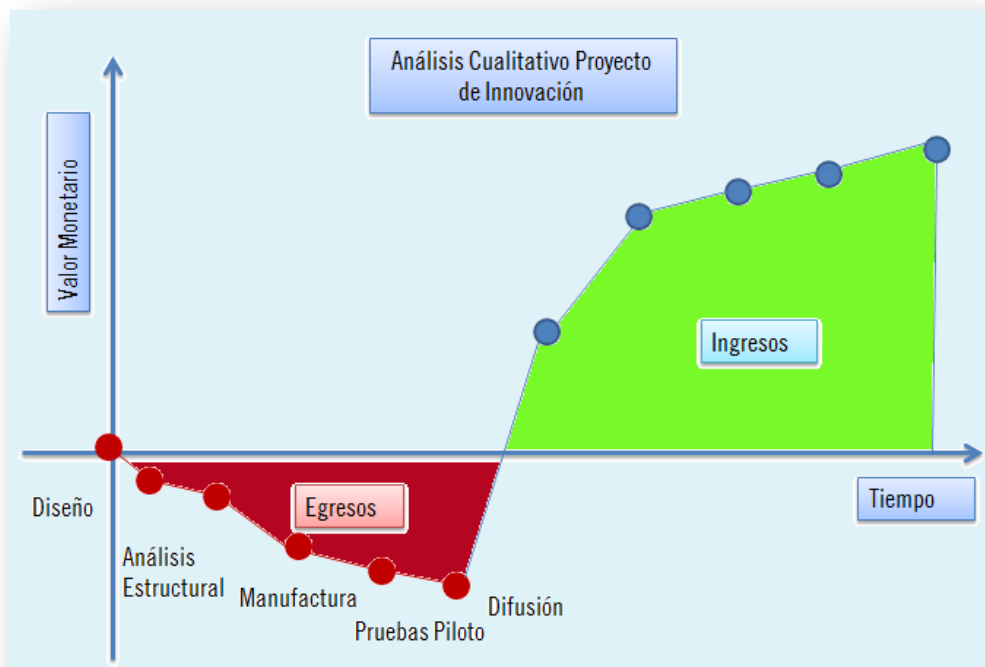
El siguiente diagrama muestra la planeación para el desarrollo de la válvula que involucra; la fase de diseño, manufactura, pruebas en superficie, pruebas piloto, difusión hasta la comercialización del dispositivo, en la tesis se presenta únicamente la fase de diseño de la válvula Power Oil Recovery Tool, pero se pretende desarrollar la herramienta.



Posterior a la planeación se debe realizar un análisis cualitativo sobre el tiempo de duración del proyecto los procesos que deben ser considerados, antes de la comercialización del dispositivo y comenzar a generar ganancias, cada fase es de vital importancia para lograr el objetivo del proyecto.

El análisis cualitativo de los proyectos nos permite comprender las fases involucradas y las posibles ganancias de manera cualitativa, en el grafico se presentan las diversas fases por las que la herramienta pasa antes de generar ganancias. Para el caso particular de Proyectos de Innovación el margen de ganancia mínimo requerido es del 300%, debido a los altos riesgos que involucran los proyectos de esta índole, el grafico muestra una tendencia optimista de ingresos correspondientes a la venta del dispositivo, pero no garantiza que las condiciones del mercado sean favorables para el tiempo en que el producto salga a la venta. Otro aspecto a considerar es el tiempo de vida del proyecto, para el caso particular de un proyecto de innovación se tiene una vida promedio de 4 años, esto debido a que es una sector que se transforma y evoluciona rápidamente.

Figura 56. Análisis Cualitativo



La figura permite comprender el proyecto de innovación desde la etapa inicial al término del proyecto, desde el punto de vista de planeación el proyecto debe ser capaz de cumplir los tiempos determinados para cada fase de su desarrollo.

5.1. Diseño

El diseño del dispositivo *POWER OIL RECOVERY TOOL (PORT)*, surge de la necesidad de una válvula con capacidad de controlar el flujo de fondo, que a su vez resulte simple su instalación y económica su adquisición. Por ello, se decidió realizar una válvula que permita regular el flujo de fondo en pozos petroleros, con el fin de incrementar el factor de recuperación.

La idea principal para el diseño fue tomada del carburador de un auto antiguo, considerando la parte superior, donde se aloja el papalote del ahogador y que tiene como función admitir el aire, para realizar la mezcla aire-combustible y así llevar a cabo una combustión ideal.

El dispositivo *POWER OIL RECOVERY TOOL (PORT)*, está dividido en 3 partes que son indispensables para su correcto funcionamiento;

- 1) Tubo de producción de 3 ½ pulgadas, N80 7.7 lb/pie
- 2) Válvula de mariposa
- 3) Dispositivo de desplazamiento

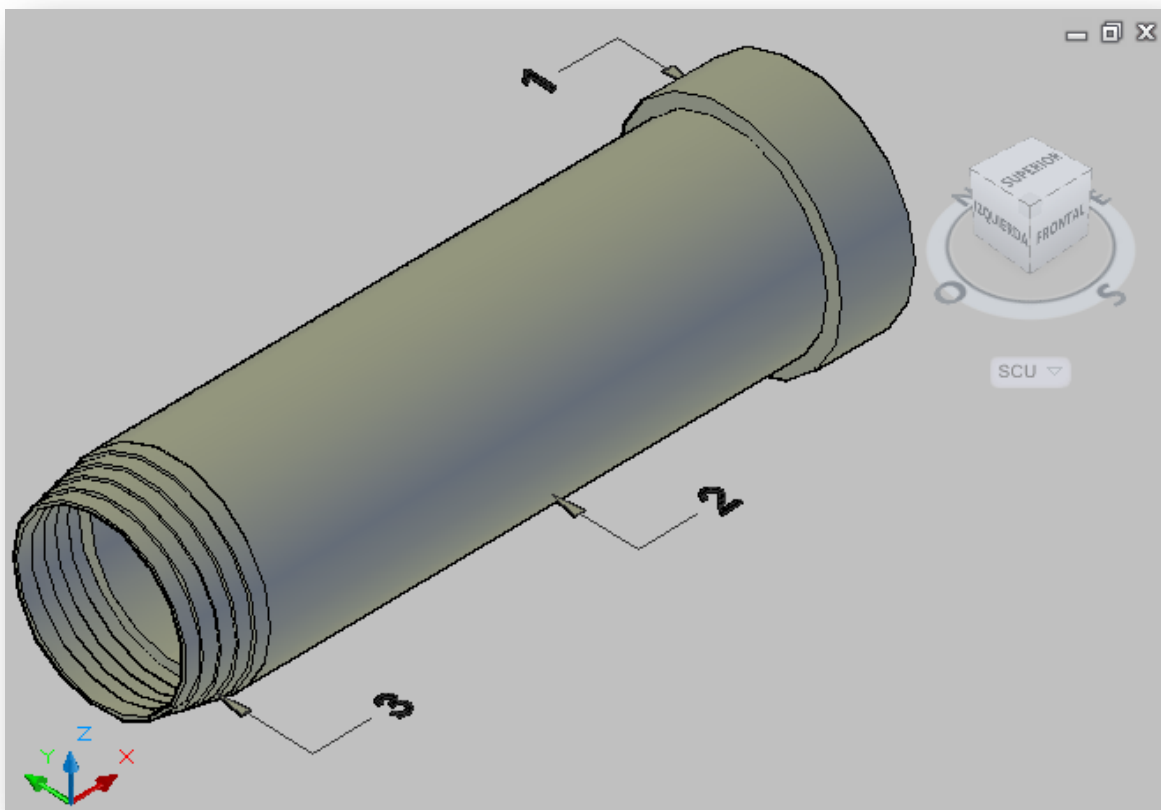
La válvula está diseñada para una tubería de producción de 3 ½” con rosca redonda a 8 hilos, la cual es comúnmente implementada en la industria. Se consideró este tipo de Rosca, debido a que en el año 1939 el [Comité de Estandarización API](#), estandarizó el uso de la Rosca Redonda de 8 hilos para Tubo Petrolero en Estados Unidos, a partir de ello, en México se implementó este tipo de rosca, esto no representa que la herramienta no pueda ser modificada y adaptada a otros tipos de rosca, como la (Rosca Premium).

La herramienta de diseño fue el programa AUTOCAD¹⁴, con el cual se realizó un modelo 3D del dispositivo (*PORT*), para permitir visualizarlo y modificarlo, así como, realizar un análisis del principio de funcionamiento del dispositivo y los componentes que lo conforman.

¹⁴ Programa de Diseño Arquitectónico

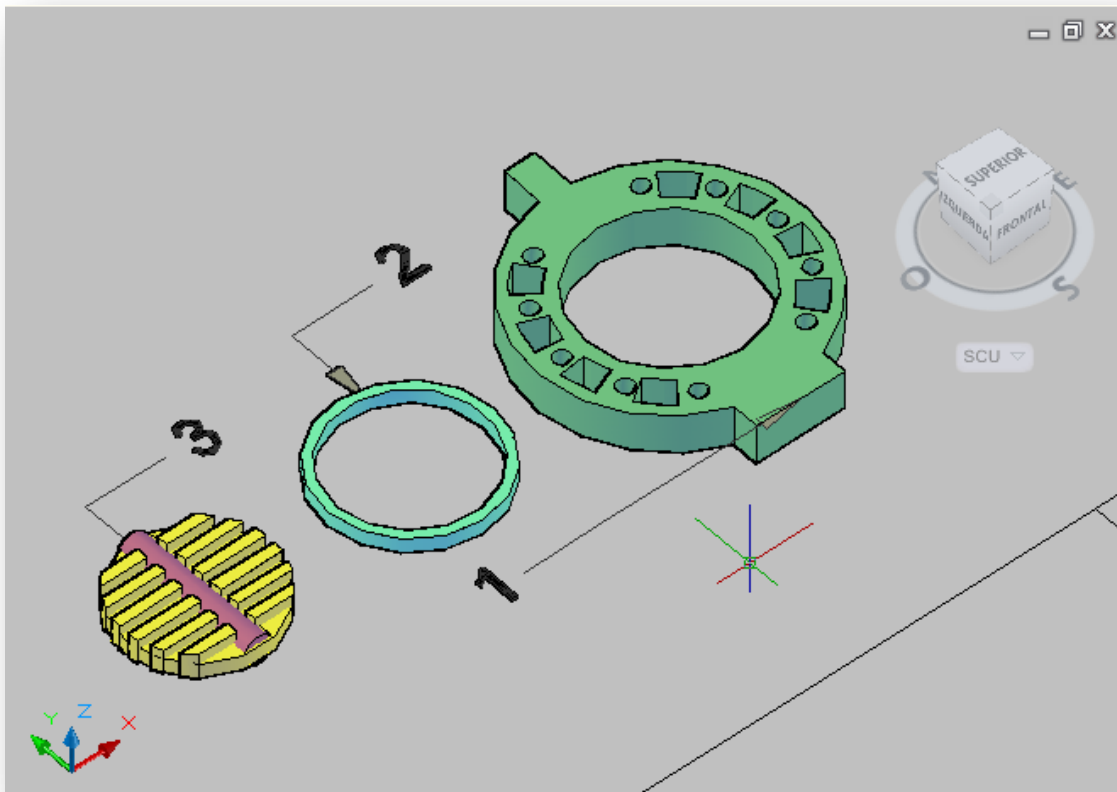
La siguiente figura permite la descripción del tubo de producción de 3 ½ pulgadas, N80 7.7 lb/pie, con conexión de Rosca Redonda a 8 Hilos por pulgada (HRR), Conicidad de ¾" por pie, y longitud de 1.40 [metros]. Es la parte principal que permite alojar la válvula de mariposa en su interior (2), así como, admite la conexión con el aparejo de producción mediante el acoplamiento roscable (1), y en el extremo opuesto rosca macho (3).

Figura 57. Tubo de Producción 3 1/2 Pulgadas



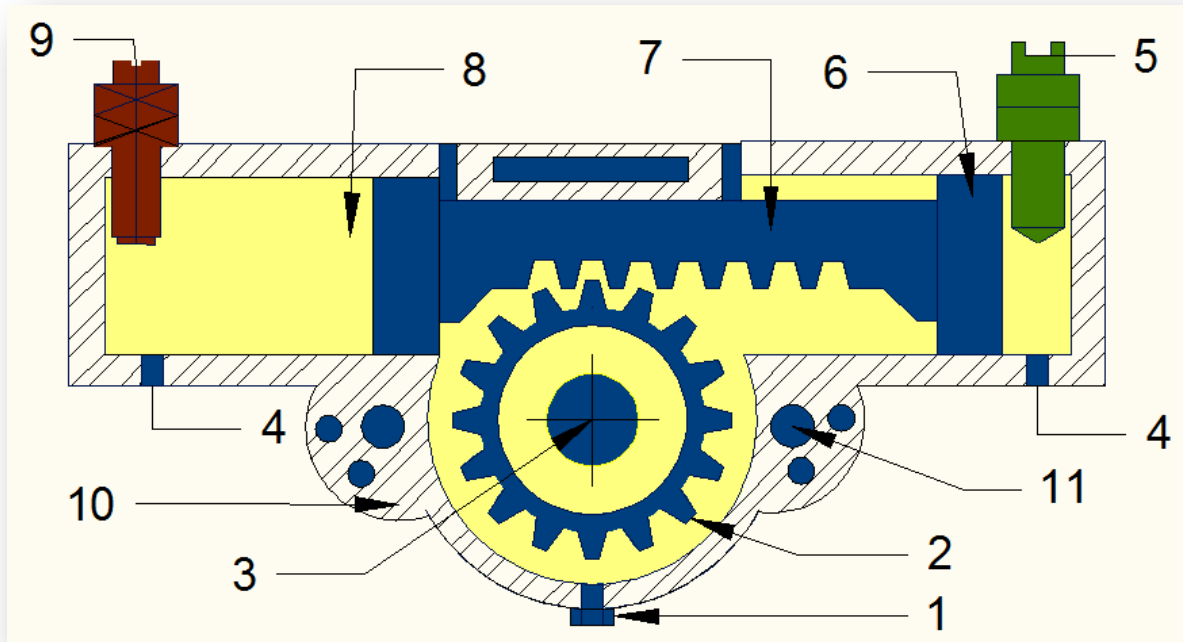
En la siguiente figura se muestran las partes móviles de la válvula de mariposa, que hace posible regular el flujo de los pozos petroleros, mediante el cierre y apertura de la misma. La válvula se divide en 3 parte: El anillo alojador de la mariposa (1), El anillo de elastómero de alta durabilidad (2), La mariposa con vástago de giro y ranuras aerodinámicas (3), para el pasó aerodinámico de los fluidos hacia la superficie.

Figura 58.Válvula de Mariposa



La siguiente figura presenta el dispositivo de desplazamiento, que facilita el cierre y apertura de la válvula, mediante la transformación de un movimiento lineal a un movimiento rotatorio, causado por una diferencia de presión en alguna de las cámaras.

Figura 59. Dispositivo de Desplazamiento



En la siguiente figura se presentan los engranes arandelas y tuercas, que se ocupan para el ensamble del dispositivo PORT.

Figura 60. Engranes y Tuercas

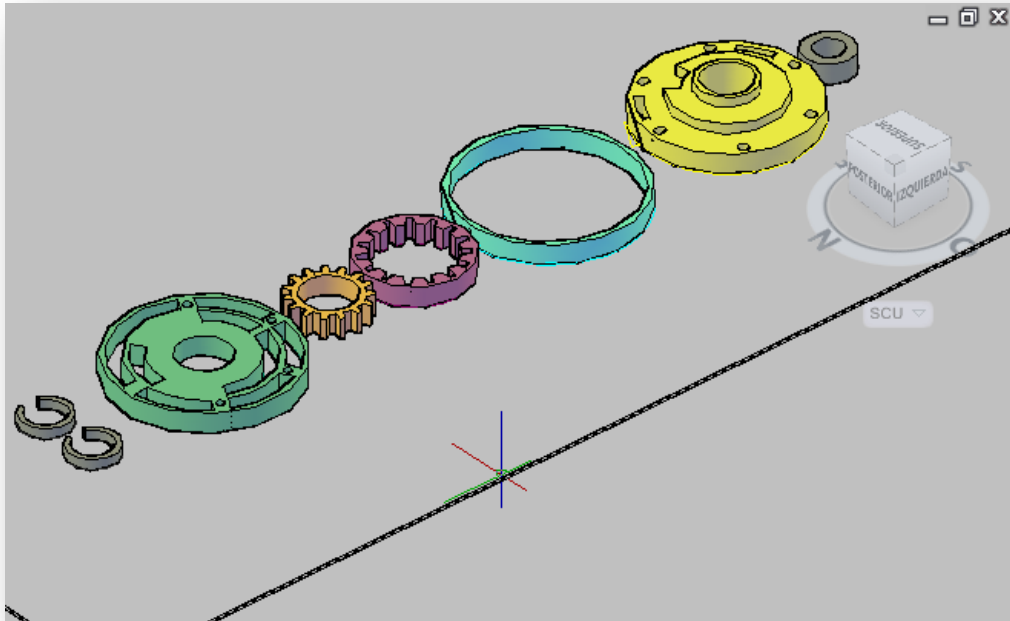
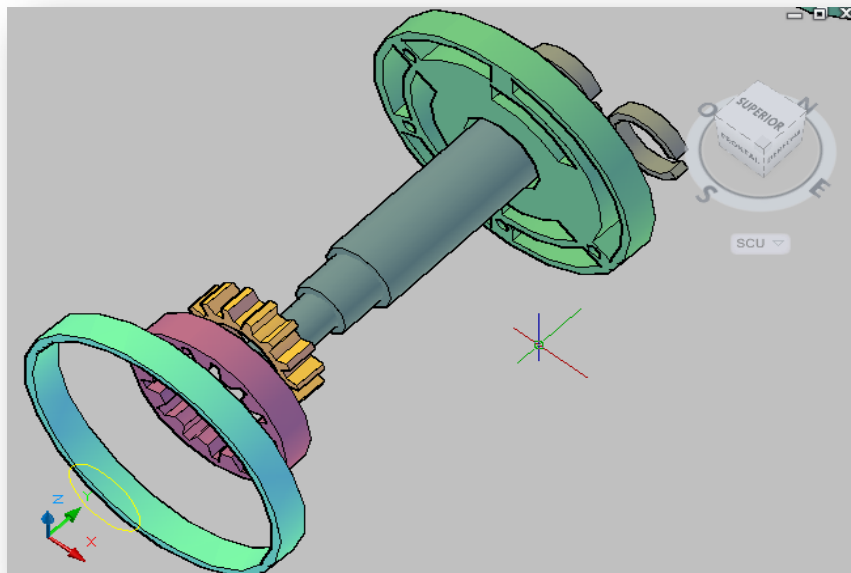


Figura 61. Conexión



Presenta el engranaje del dispositivo **POWER OIL RECOVERY TOOL (PORT)**, y la configuración para el ensamble de los 3 dispositivos mencionados anteriormente, con la finalidad de regular el flujo de fondo de los Pozos Petroleros.

Figura 62. Engranaje de PORT

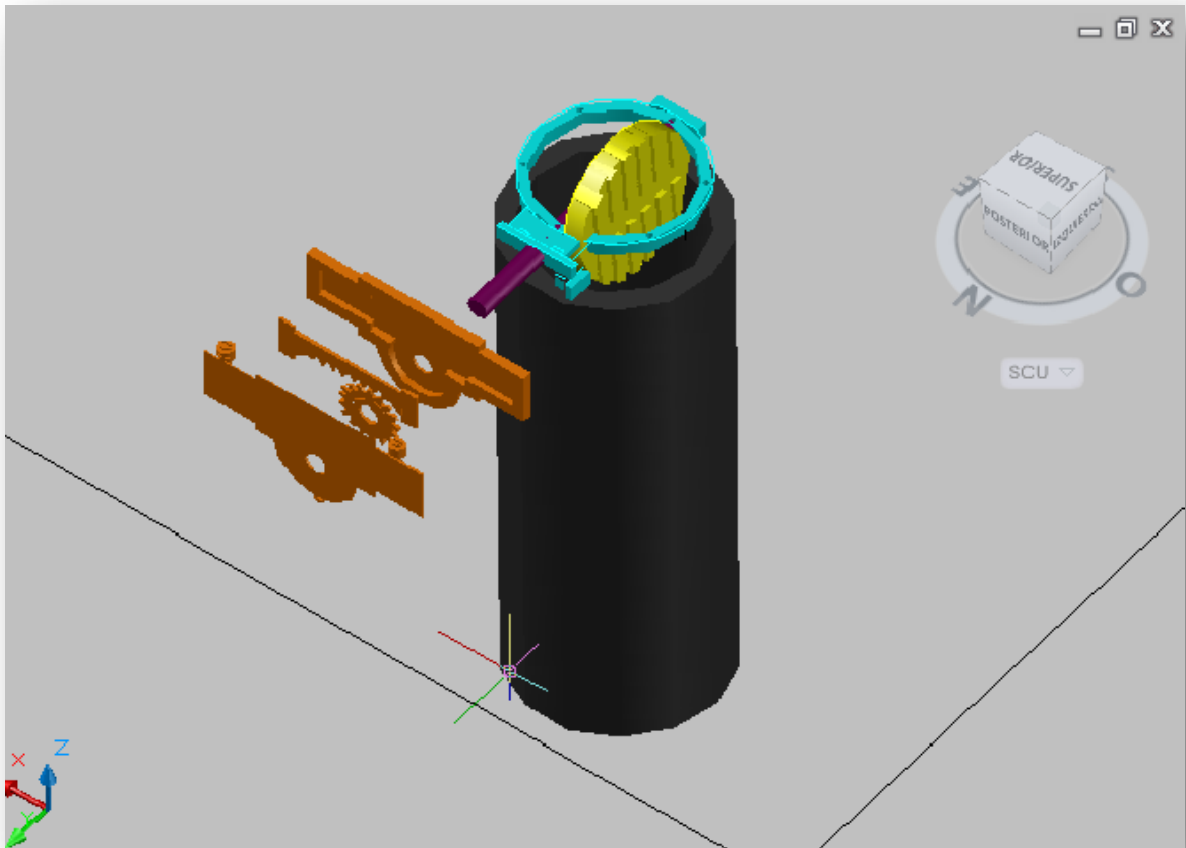


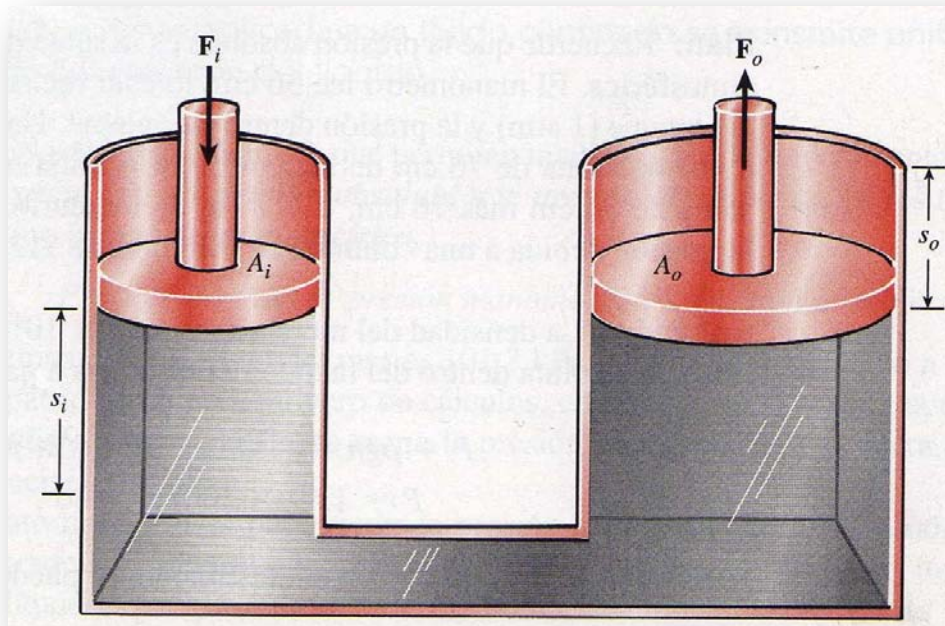
Figura 63.Instalación del dispositivo PORT



5.2. Principios de Funcionamiento

El dispositivo (P.O.R.T) funciona bajo el principio de Pascal, “Cualquier presión que se le aplica a un fluido contenido, se manifiesta sin cambios en su magnitud”, implementado en herramientas como el gato hidráulico.). (Véase la figura)

Figura 64.Principio de Pascal



Donde:

Presión de entrada= Presión de salida

$$\frac{F_i}{A_i} = \frac{F_o}{A_o}$$

La ventaja mecánica ideal del dispositivo es igual a la relación de la fuerza de salida, con respecto a la fuerza de entrada. ¹⁵ Simbólicamente se representa de la siguiente forma.

¹⁵ Física Conceptos y Aplicaciones Paul. E. Tippens.

$$M = \frac{F_i}{A_i} = \frac{F_o}{A_o}$$

De acuerdo con los métodos para maquinas simples, el trabajo de entrada debe ser igual al trabajo de salida, si se desprecia la fricción. Si la fuerza F_i de entrada recorre una distancia S_i .

Trabajo de Entrada = Trabajo de salida

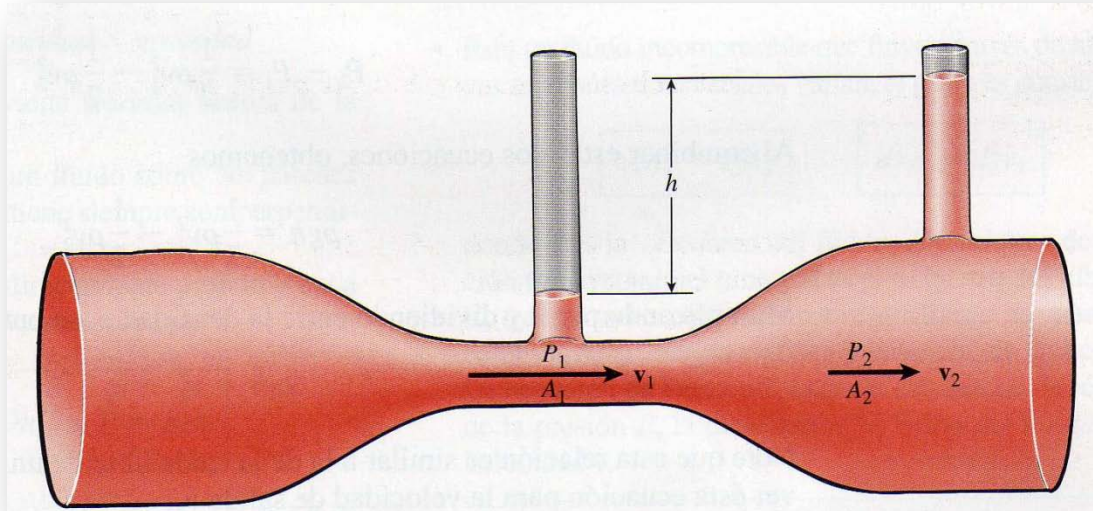
$$F_i * S_i = F_o * S_o$$

Esta relación conduce a otra expresión útil para la ventaja mecánica ideal de una prensa hidráulica:

$$M = \frac{F_o}{F_i} = \frac{S_i}{S_o}$$

El principio de funcionamiento de la válvula de mariposa alojada en el dispositivo (P.O.R.T) involucra el Efecto Venturi; “El incremento de la velocidad de un fluido, que se desplaza a través de una sección más estrecha de un tubo, provoca una caída de presión”.

Figura 65.Tubo de Venturi



¹⁶Tubo de Venturi.

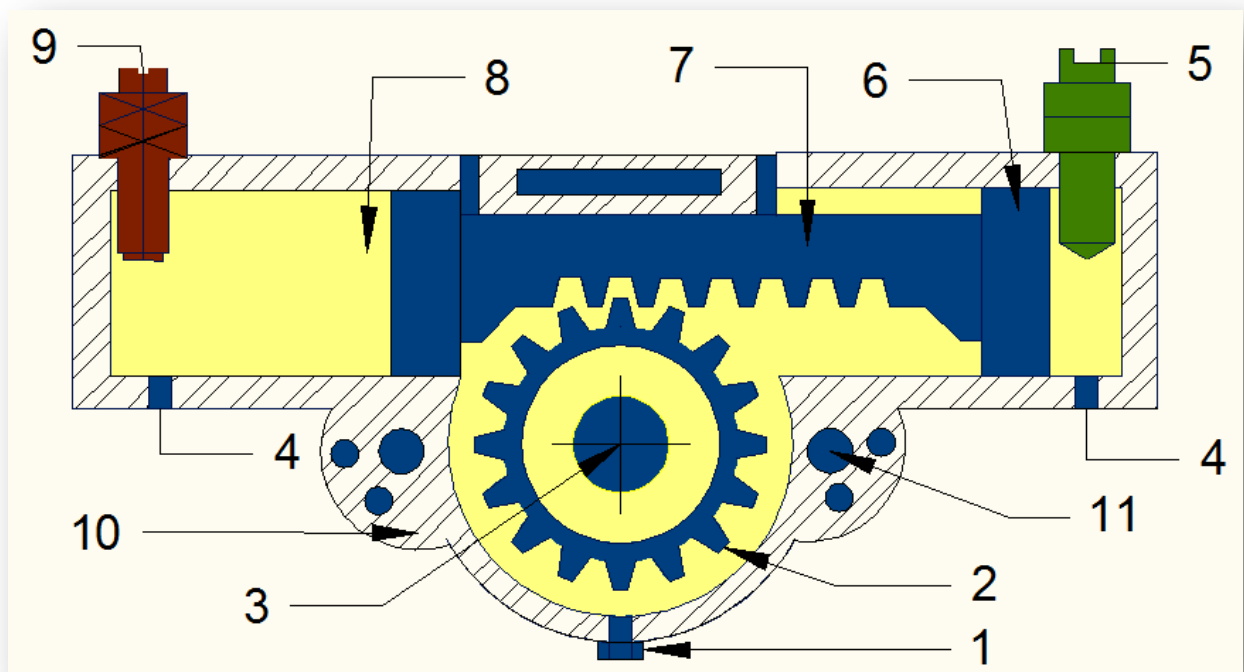
¹⁶ Física Conceptos y Aplicaciones Paul. E. Tippens.

5.2.1 Funcionamiento

Dispositivo de Desplazamiento

Mediante 2 tubos capilares provenientes de superficie que contienen nitrógeno presurizado, son conectados a la Entrada de Potencia (5) y a la Salida de Potencia (9), con ello se origina la apertura del **Dispositivo Power Oil Recovery Tool (PORT)**, esto sucede cuando el fluido de potencia pasa a través de la Entrada de Potencia (5), llega a la Cámara del Cilindro (8) y desplaza el embolo hasta el tope de la carrera, lo que a su vez, causa el movimiento del Piñón Transmisor y desplaza la válvula hasta la posición deseada, de 0° a 90° respecto a la horizontal. (Véase la figura).

Figura 66. Descripción Funcionamiento (PORT).



El cierre de la PORT se logra liberando la presión ejercida en la entrada de potencia, y aplicando presión en la cámara contraria (9), lo que permite desplazar el embolo a la posición original, logrando así el cierre hermético con el elastómero. El lubricante de los engranes es un aceite sintético de alta durabilidad, que es colocado mediante los tapones de alivio (4) y el tapón de relleno (1).

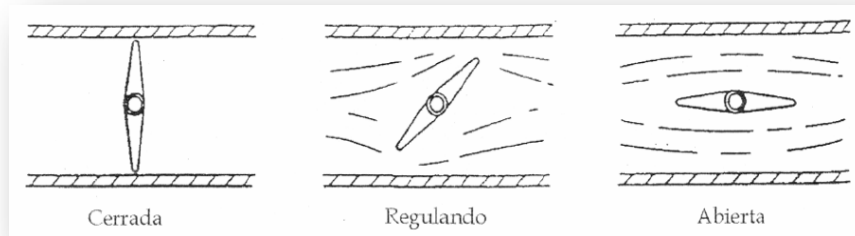
Componentes del Sistema:

- 1) Tapón de Relleno
- 2) Piñón Transmisor de Potencia
- 3) Eje de Giro
- 4) Tapón de alivio
- 5) Entrada de Potencia Hidráulica
- 6) Embolo
- 7) Vástago Transmisor
- 8) Cámara del Cilindro
- 9) Salida de Potencia Hidráulica
- 10) Carcasa
- 11) Orificio de Tornillo

Válvula de Mariposa

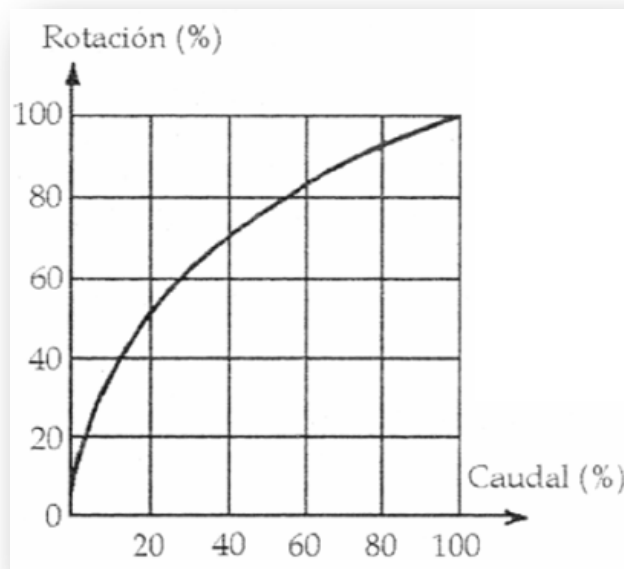
Se trata de una válvula que posee un disco circular, el cual gira sobre un eje restringiendo el paso del fluido. El giro es de 0° a 90° respecto a la horizontal. Cuando el disco está completamente abierto suele introducir pocas pérdidas de presión, la capacidad de regulación en posiciones intermedias de giro, es superior a otro tipo de válvulas, como la de compuerta. El par torsional de giro es menor que en el caso de la válvula de compuerta, ya que se equilibran ambas partes del disco. Por lo general los fabricantes suelen dar el valor del par torsional requerido.

Figura 67. Funcionamiento Válvula de Mariposa



La válvula de mariposa corresponde a una válvula de apertura rápida, debido a que provee un cambio máximo en el gasto, en un pequeño porcentaje de apertura. La siguiente figura representa el comportamiento de la válvula, en el grafico se aprecia que a partir del 60% de apertura de la válvula, el porcentaje de gasto se incrementa de manera súbita.

Figura 68. Apertura de Válvula de Mariposa



5.2.2. Simulación de Flujo

El gasto a través del orificio del dispositivo, para cada posición de la válvula, considerando una sola fase y fluido incompresible, se puede calcular con la siguiente ecuación, que involucra la caída de presión Δp , el gasto de líquido q_l y la densidad relativa del fluido γ_l .

$$q_l = C_v \sqrt{\frac{\Delta p}{\gamma_l}}$$

Donde:

q_l , Gasto de líquido a través del orificio (US gpm)

C_v , Coeficiente de la válvula (Us gpm /psi)

Δp , Caída de Presión a través del orificio (psi)

γ_l , Densidad relativa del líquido.

El coeficiente de la válvula C_v depende exclusivamente del coeficiente de descarga y el diámetro del orificio, este representa la indicación de la capacidad de la válvula. Por ejemplo, una válvula de mariposa con 2 ½ [pulgadas], a una posición de 90° y un $C_v=170$, indica que con una apertura total se tiene un área efectiva, tal que, pasan 170 [US gpm] de agua a 60 °F, con una caída de presión de una libra por pulgada cuadrada. (Véase la siguiente [Tabla](#).)

Los valores del coeficiente de flujo, según el diámetro establecido para válvulas de mariposa, con respecto al porcentaje de apertura se mencionan en la siguiente [Tabla](#).

Tabla 7. Valores de Coeficiente de Flujo

FLOW COEFFICIENT (Cv)

Valve Size		Disc Position								
in.	mm	90	80	70	60	50	40	30	20	10
2	50	100	91	61	38	23	13	8	3	0.06
2.5	65	170	158	103	65	39	22	10	5	0.1
3	80	261	238	158	115	70	34	16	8	0.2
4	100	519	472	314	199	120	68	31	15	0.3
5	125	884	904	536	339	205	115	53	25	0.5
6	150	1366	1243	829	523	317	177	82	30	0.8
8	200	2713	2460	1646	1040	629	353	163	77	2.0
10	250	4819	4203	2803	1771	1070	600	277	131	3.0
12	300	7136	6494	4329	2735	1663	927	428	202	4.0
14	350	10308	9380	6254	3951	2388	1340	618	282	5.0
16	400	14176	12900	8600	5434	3284	1842	850	401	7.0
18	450	18775	17085	11390	7197	4340	2441	1126	532	10
20	500	24140	21968	14645	9254	5592	3138	1448	684	12
24	600	37295	33930	22623	14297	8640	4848	2238	1057	19

Con el fin de proporcionar un cálculo preciso de la caída de presión a lo largo de la tubería de producción se realizó un programa en Visual Basic que permita facilitar el cálculo.

Figura 69. Programa de Flujo Multifasico



La siguiente figura muestra las pestañas del programa para la selección de la correlación más adecuada de acuerdo a las características del yacimiento y con ello facilitar el cálculo.

Figura 70.Ventana Principal del Programa

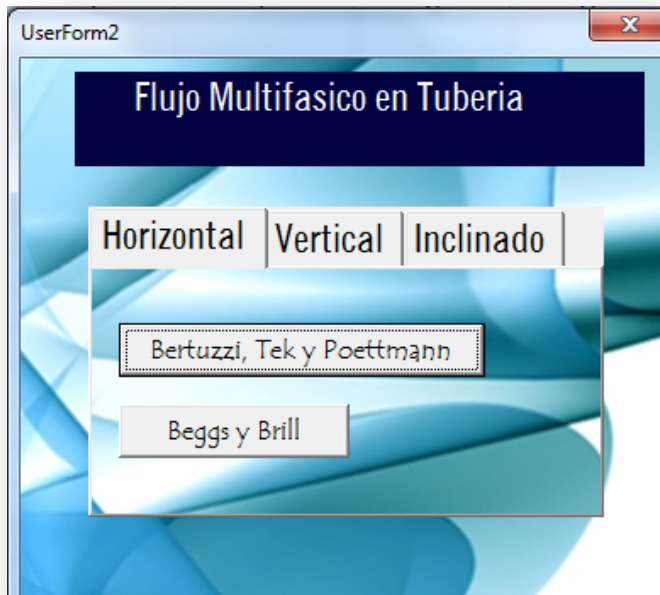


Figura 71.Correlación Beggs & Brill

The screenshot shows a window titled 'UserForm4' with a header 'Beggs y Brill'. The form contains the following input fields:

Densidad del aceite	<input type="text"/>
Gasto de aceite	<input type="text"/>
Factor de Compresibilidad Z	<input type="text"/>
R	<input type="text"/>
Rs	<input type="text"/>
Bo	<input type="text"/>
Bg	<input type="text"/>
Viscosidad del aceite	<input type="text"/>
Viscosidad del gas	<input type="text"/>
Presion	<input type="text"/>
Temperatura	<input type="text"/>
Diametro de la tuberia	<input type="text"/>
Diferencial de presion supuesto	<input type="text"/>
Tension superficial del aceite	<input type="text"/>
Densidad del gas	<input type="text"/>
Longitud de la linea	<input type="text"/>
angulo de inclinacion	<input type="text"/>

At the bottom of the form is a button labeled 'Calcular'.

Las siguientes figuras muestran la simulación de las líneas de flujo a través de la válvula de mariposa realizadas con el software Ansys Fluent¹⁷, el cual es un software especializado para simulación de flujo a través de dispositivos de control.

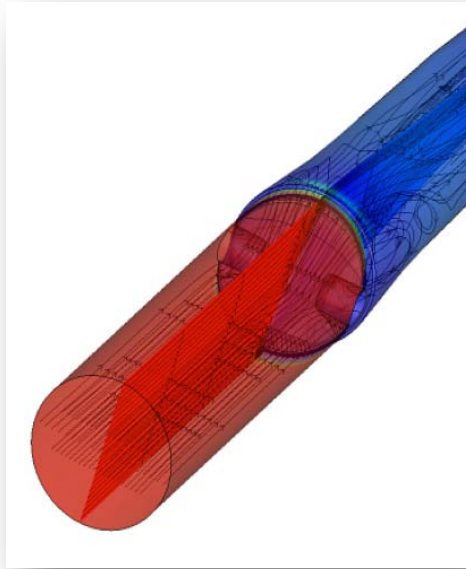
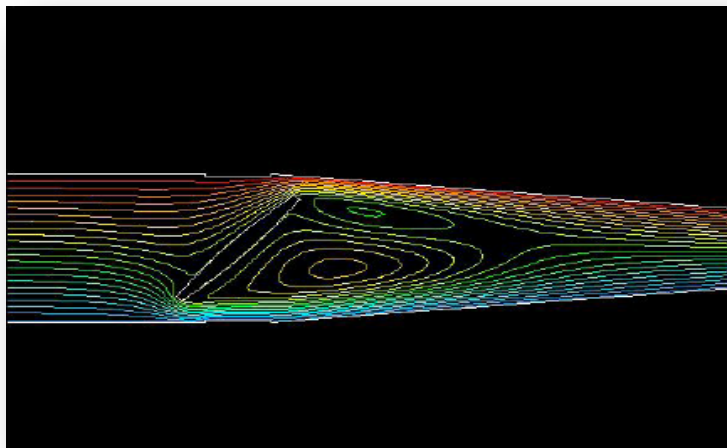


Figura 72.Líneas de Flujo

En la siguiente ilustración se muestra el efecto coriolis causado por el choque del fluido con la válvula de mariposa, lo que permite observar claramente el comportamiento de las líneas de flujo.

Figura 73.Efecto Causado por la Válvula



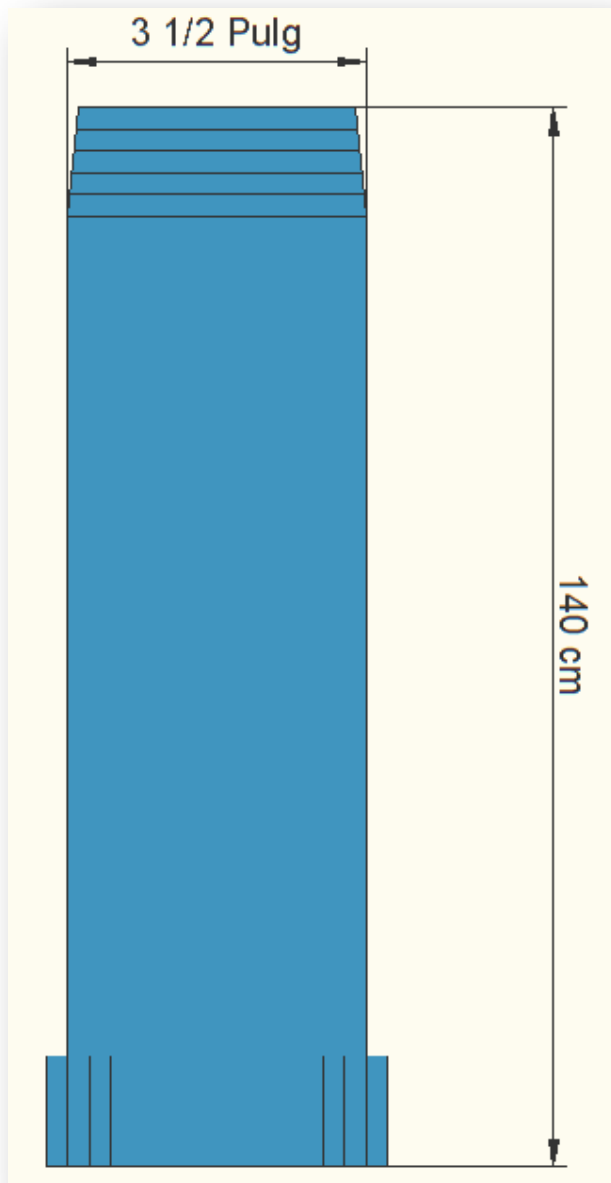
¹⁷ Ansys Fluent.

Software especializado en simulación de efectos de presión, temperatura y flujo a través de mecanismos de control.

5.3 Características de la herramienta

5.3.1 Dimensiones y Peso

Figura 74. Dimensiones del P.O.R.T.

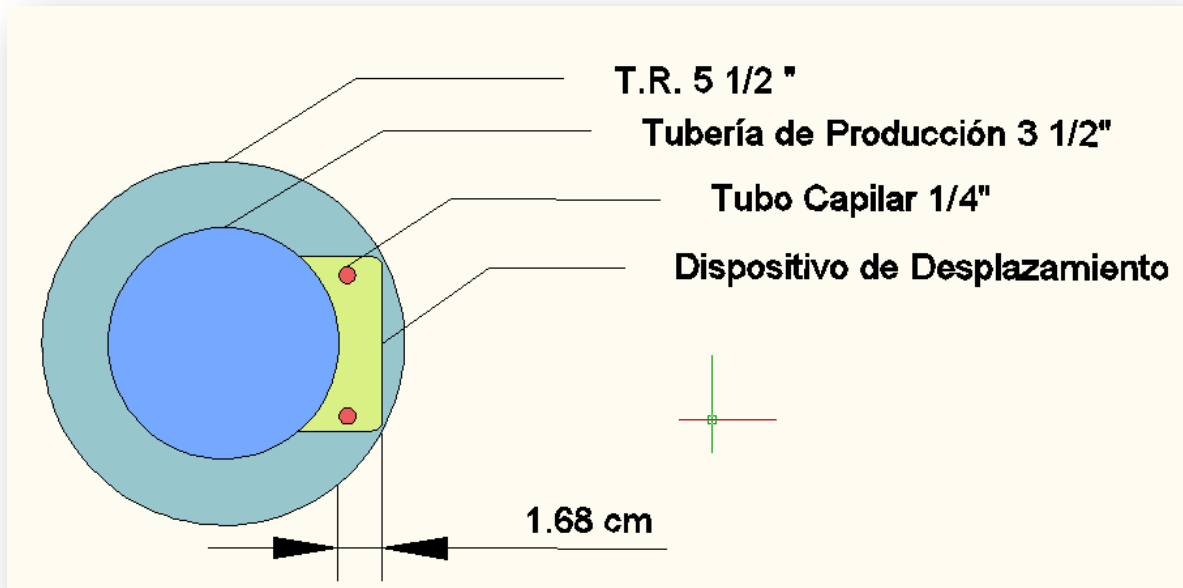


Largo: 140 [cm]

Diámetro: 3 ½ [Pulgadas]

Peso Aproximado: 18.15 [Kg]

Figura 75.Vista en Planta del Dispositivo Instalado.



5.3.2. Especificaciones

- 1) Tubería de Producción de 3 1/2, N80, 7.7 lb/pie, Rosca Redonda a 8 hilos y longitud de 1.40 [metros].

Espesor:	.216 [pulgadas]
Diámetro Interno:	3.068 [pulgadas]
Drift:	2.943 [pulgadas]
Área Transversal:	2.228 [pulgadas ²]

Propiedades Mecánicas

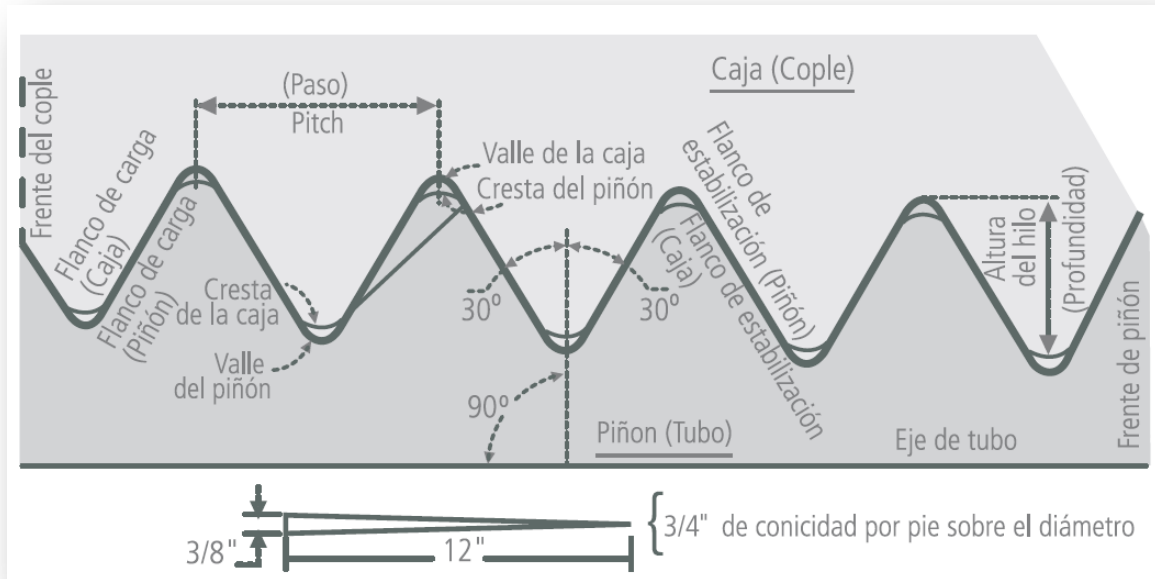
Colapso:	7,870 [psi]
Tensión:	178 [lb x 1000]
P. interna:	10, 160 [psi]

5.3.3. Tipo de Conexión

Rosca Redonda a 8 Hilos por pulgada (HRR) y

Conicidad de $\frac{3}{4}$ " por pie.

Figura 76. Rosca Redonda 8 Hilos



Fuente: Tenaris Tamsa

Advertencias:

- * Prioritario engrasar adecuadamente (gran interferencia entre flancos generando alta fricción).
- * Durante el enrosque evitar la oscilación y no rebasar 25 (r.p.m) para enrosque y 10 (r.p.m) para el torque final.

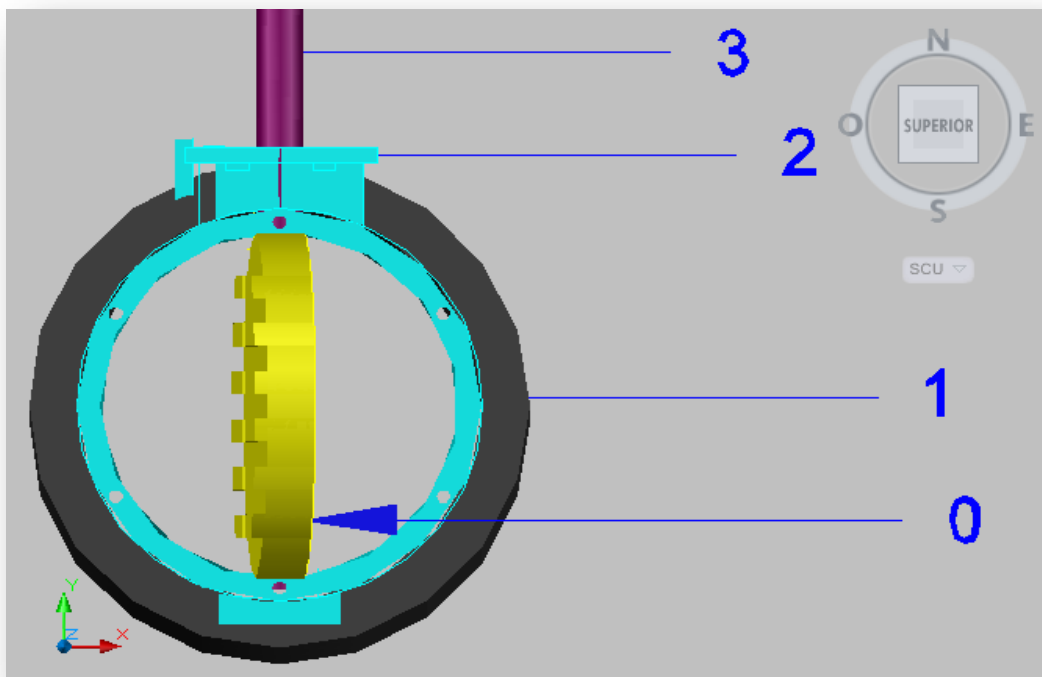
5.3.4. Materiales

En cuestión de materiales existen dos factores que deben ser considerados para la selección del material para manufactura de la válvula PORT. El primer aspecto a considerar es el alto volumen de ácido sulfhídrico, azufre y poli sulfuros en el medio ambiente del fondo de pozo, la corrosión causada por los componentes químicos a largo plazo provocarían fallas en la válvula de fondo. Por ello el material seleccionado debe tener la capacidad de resistir la corrosión y a su vez contar con alta resistencia para las altas presiones y altas temperaturas que son manejadas dentro del pozo, ya que la válvula debe soportar la carga máxima de presión antes de la apertura y cierre.

Con efecto de cumplir los requerimientos de las propiedades mecánicas del material, se realizó una búsqueda exhaustiva de los materiales más adecuados para la válvula PORT. La selección final se centra en 4 tipos de materiales:

- 0) Aleaciones Aermet 340
- 1) Fluoroelastomero
- 2) Acero Inoxidable Duplex
- 3) Inconel 718

Figura 77. Materiales de la válvula de Mariposa



Super Dúplex Acero Inoxidable

El acero inoxidable dúplex es una aleación formulada por austenita y ferrita resistente a la corrosión, sin embargo comparándola con las aleaciones resistentes a la corrosión su dureza es baja, esto puede explicarse por su micro estructura balanceada “dúplex” con fracciones equivalentes de volumen de ferrita. Una característica sobresaliente del acero inoxidable dúplex es su alta resistencia al agrietamiento causada por el contacto con cloruro.

Inconel 718

Es una aleación de níquel y cromo altamente resistente a la corrosión utilizado a temperaturas de $-217\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $704.4\text{ }^{\circ}\text{C}$. La aleación puede ser fácilmente fabricada inclusive si se requieren partes complejas, sus características de agrietamiento después de aplicar soldadura son excepcionales. Por su facilidad de fabricación y su economía han dado lugar al uso en amplias ramas de la industria como son; la fabricación de cohetes, motores de turbinas de gas, instrumentación de aeronaves y tanques criogénicos.

Aermet 340

Corresponde a una aleación de acero martensíticos con ultra resistencia, este tipo de aleación tiene gran aplicación en componentes aeronáuticos en donde es requerida una alta resistencia a la corrosión, alta resistencia a la fractura bajo esfuerzos tensionales y sustancialmente mejora la ductibilidad del material. El grado 340 es considerado para la industria aeroespacial, automotriz y defensa, los productos fabricados incluyen partes estructurales, ejes de transmisión, bielas y cigüeñales.

Viton (FKM)

Vinilodeno-fluorido-hexafluoro-propileno co-polimero (-20°C)- 10°C(250°C)

Resistencia a los ácidos minerales fuertes y débiles, hidrocarburos alifáticos, ácido fosfórico, ozono, ciertos disolventes aromáticos, cloro. Con la capacidad de soportar temperaturas de hasta $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ sin perder sus propiedades mecánicas. Aplicado en la industria pesada, refinerías acerías y plantas químicas.

Propiedades Mecánicas

Material	Limite Elástico (psi)	Fuerza Máxima (psi)	Modulo Elástico (Ksi)	Relación de Poisson	Densidad (g/cm3)
47N+ 25 Cr Super Duplex Acero Inoxidable	79,800	112,000	29,000	0.3	7.8334117
INCONEL® Aleación 718	160,000	199,400	30,600	0.3	8.1932
Aermet 340	314,000	352,000	27,900	0.3	7.8610916

Composición Química Iconel 718

ICONEL 718	Porcentaje %
Nickel	50-55
Cromo	17-21
Hierro	Balanceado
Niobio	4.75-5.5
Molibdeno	2.8-3.3
Titanio	.65-1.15
Aluminio	.20-.80
Cobalto	1 max
Carbón	.08 max
Manganeso	.35 max
Silicio	.35 max
Fosforo	.015 max
Azufre	.015 max
Boro	.006 max
Cobre	.30 max

5.3.5. Hipotética Instalación. Pozo Bermúdez-1

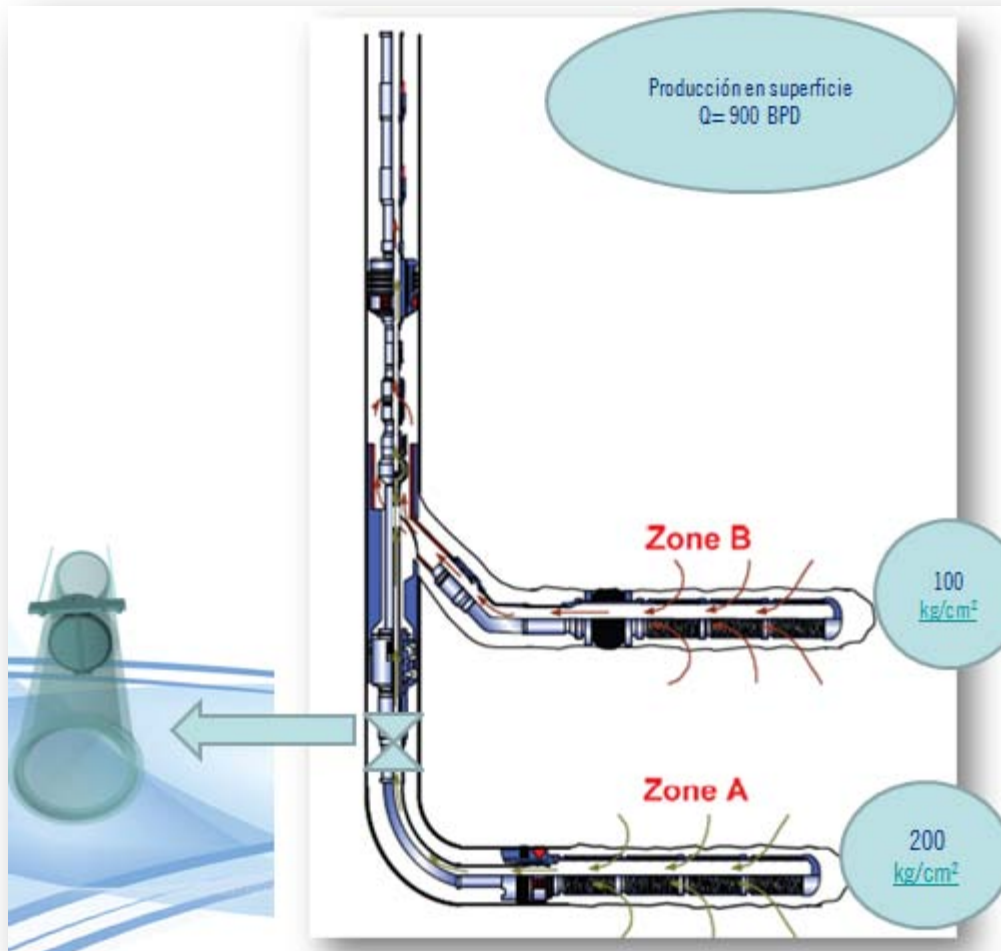


Figura 78. Instalación Hipotética

El pozo Bermúdez-1 se ha perforado en su última etapa con una barrena de $8 \frac{1}{2}$ [pulgadas] a una profundidad final de 2,000 metros [Zona A], de acuerdo a los registros geofísicos se encontró gran potencial de saturación de crudo ligero, confinado a una presión de 100 [Kg/cm^2] por lo que se tomó la decisión de realizar una segunda perforación a una profundidad de 1,500 metros [Zona B]. El fluido de control está libre de sólidos con una densidad de 11 lb/gal, la temperatura del pozo 70 °C.

La zona A contiene crudo ligero y el contacto agua aceite se encuentra cercano a dicha zona, por lo que se tendrá posible aporte de agua a corto plazo

El departamento de diseño determinó que la instalación de una terminación inteligente sería conveniente para la explotación simultánea de los intervalos productores.

La terminación inteligente propuesta consta de:

- 1) Tubería de Producción 3 ½ [pulgadas] TRC-N80
- 2) Empacador de Producción Easy-well
- 3) Válvula PORT
- 4) Sensor de Presión-Temperatura Crystal Quartz
- 5) Línea hidráulica

La válvula PORT fue instalada con el fin de evitar el flujo cruzado, ocasionado por la diferencia de presiones de los diversos intervalos. Con la instalación es posible la producción simultánea de los intervalos productores e incrementar el factor de recuperación. Por otra parte el problema que se presentara por el alcance de agua a la zona A, será mitigado con la válvula colocada en el fondo y así continuar produciendo sin necesidad de intervenir el pozo.

5.4. Funcionalidad

La funcionalidad de la herramienta se restringe a un pozo con las siguientes características:

- 1) Tubería de revestimiento mínima de 5 1/2 [pulgadas].
- 2) Empacadores hinchables ranurados para libre paso de Líneas hidráulicas.
- 3) Sistema neumático en superficie con suministro de nitrógeno.

Dentro de las recomendaciones para instalación de la herramienta preferentemente se instalara en pozos, sin problemas de producción de arena o ácido sulfhídrico, esto para garantizar la durabilidad de la válvula.

Un aspecto importante a considerar es que, la válvula representa un estrangulamiento al flujo y se produce una mayor caída de presión en este punto, lo que puede causar incrustaciones de parafinas o carbonatos a lo largo de la tubería y con el tiempo causaría un prematuro taponamiento o restricción al flujo, afectando la productividad del pozo. Por ello se recomienda la inyección continua de un inhibidor para prevenir la formación de estas incrustaciones.

Por lo anterior, es determinante realizar un análisis técnico y económico antes de la instalación de la herramienta, con el fin de evaluar la viabilidad de la inversión.

5.5. Beneficios del desarrollo de la herramienta

Dentro de los beneficios directos que ofrece la herramienta se encuentran los siguientes:

- 1) Permite una producción simultánea mediante un control preciso de la producción de cada intervalo, y con ello evitar el flujo cruzado.
- 2) Control de la conificación de gas y agua, mediante la reducción de las caídas de presión en el pozo.
- 3) Incremento en el factor de recuperación del yacimiento, mediante la optimización de la producción de los diversos intervalos.
- 4) Maximiza el valor presente neto de la inversión.
- 5) Reducción de costos.

Dentro de los beneficios indirectos del desarrollo de la herramienta en México:

- 1) La sustitución de Importaciones en herramientas (americanas, francesas, etc.).
- 2) Suprimir la dependencia tecnológica.
- 3) Cambiar el paradigma “Hecho México” a “Diseñado y Hecho en México”.
- 4) Impulso al desarrollo tecnológico del país.

4.6. Desafíos Futuros

El desarrollo de un proyecto de innovación involucra diversos aspectos que deben ser considerados durante cada fase establecida, dentro de los desafíos existentes para desarrollo de la válvula PORT se consideran aspectos técnicos y económicos que se mencionan en la siguiente tabla.

Tabla 8. Desafíos Futuros

Simulación de la Abrasión durante la producción
Diseño de software para el control del cierre y apertura de la valvula
Simulación de Caidas de Presión en la Válvula
Simulación con diversos patrones de flujo
Animación 3D de ensamble de la herramienta
Analisis Economico cuantitativo

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Los nuevos retos a los que se enfrenta la industria principalmente están enfocados a los ambientes marinos y en aguas profundas, por lo que los sistemas de producción convencionales, no son aptos en este tipo de ambientes; debido a la infraestructura en superficie que se requiere, los altos costos de mantenimiento y operativos, se debe considerar la aplicación de nuevas opciones para la explotación. La alternativa propuesta en la tesis, es la implementación de la nueva tecnología de terminaciones inteligentes, que representa una solución viable para los diversos desafíos existentes, desde el punto de vista técnico y económico.

Los principales beneficios de una terminación inteligente son los siguientes:

1) Control remoto y Monitoreo a lo largo del pozo

Mediante el sistema instalado en superficie es posible controlar los diversos componentes en el fondo del pozo, a través de sistemas hidráulicos o eléctricos. Con ello se logra el control de cada intervalo de producción, y predicción del comportamiento del yacimiento con mayor exactitud. De igual manera el monitoreo continuo, permite tomar decisiones de manera acertada, para el manejo y operaciones requeridas durante la vida productiva del pozo.

2) Reducción en Costos

Con la optimización de producción mediante el cierre y apertura de válvulas de fondo sin necesidad de costosas intervenciones, se logra mejorar la rentabilidad del proyecto. Por otra parte, la capacidad de producción de diversos intervalos mediante un solo pozo impactarían de manera directa los costos de perforación y terminación, esto sin contar el tiempo que conlleva dichas operaciones.

3) Incremento en la producción

La implementación de una terminación inteligente permite producir de manera simultánea los intervalos de interés, mediante un solo pozo, lo que acelera la producción. En las terminaciones inteligentes que cuentan con sistemas artificiales de producción, el monitoreo y control permitirá el adecuado manejo de la inyección de agua, control remoto de los dispositivos instalados y determinar la productividad de cada intervalo de interés.

El diseño de una terminación inteligente, requiere de un amplio conocimiento sobre los problemas y entendimiento de cada fase del proyecto. La implementación de un sistema inteligente involucra la identificación, la selección de los candidatos y propiamente se restringe a un análisis técnico y económico. La instalación de un sistema de terminación inteligente, no está limitado en áreas terrestres o marinas, ya que en los últimos años se han implementado en los diversos ambientes exitosamente.

5.2. Recomendaciones

Las mejores prácticas indican, que resulta favorable la instalación de una terminación inteligente desde el inicio de la explotación de un pozo, lo cual mejorara el desempeño de este, a lo largo de la vida productiva del pozo. Así mismo, resulta una buena alternativa la instalación de una terminación inteligente en pozos marginales, donde se pueden re direccionar pozos, para una óptima explotación del yacimiento.

Durante la instalación de estos sistemas se debe considerar el riesgo económico, riesgo operativo, analizar lo que implica la inversión en equipo sofisticado y conocer el costo/beneficio de su instalación, siempre considerando que, **“El objetivo a perseguir del Ingeniero Petrolero, es maximizar el valor del Activo”**.

Anexo A

Debido al interés en el desarrollo de la herramienta P.O.R.T, se tuvo la oportunidad de visitar las instalaciones de Tenaris - Tamsa, ubicadas en Veracruz, específicamente en el **Centro de Investigación y Desarrollo** (carretera Xalapa-Veracruz), donde se evalúa la integridad estructural de los productos tubulares mediante pruebas en conexiones, esto se realiza aplicando esfuerzos biaxiales y colocando sensores a lo largo de la tubería, posterior a ello se corre una onda acústica (senoidal), para determinar el punto donde fallará el material. Esta visita se realizó con el fin de conocer las diversas pruebas a las que se someten los dispositivos antes de su instalación.

Por otra parte, se realizó la solicitud de Registro de Modelo de Utilidad de la división de patentes, en el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (I.M.P.I.) con el fin de proteger el diseño del dispositivo P.O.R.T., quedando asentada la solicitud con fecha 29 de Abril de 2013 y Expediente: [MX/u/2013/000208](#).

Otro aspecto considerado para el desarrollo de la herramienta, es la elaboración de un proyecto dirigido al **Programa de Estímulos a la Innovación de Conacyt**, para la convocatoria 2014, el cual tiene como objetivo generar nuevos productos procesos y servicios de alto valor agregado.

Figura 79.Solicitud de Registro

Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial

RECEBIDO

Uso exclusivo Delegaciones y Subdelegaciones de la Secretaría de Economía y Oficinas Regionales del IMPI.

Solicitud de Patente
 Solicitud de Registro de Modelo de Utilidad

Solicitud de Registro de Diseño Industrial, especifique cuál:
 Modelo Industrial Dibujo Industrial

Folio de entrada

Fecha y hora de recepción

INSTITUTO MEXICANO DE LA PROPIEDAD INDUSTRIAL
 Dirección Divisonal de Patentes

Solicitud
 Expediente: MX/u/2013/000208
 Fecha: 29/ABR/2013 Hora: 11:16:58
 Folio: MX/E/2013/030360 433227

Antes de llenar la forma lea las consideraciones generales al reverso

DATOS DEL (DE LOS) SOLICITANTE(S)

MX/E/2013/030360

Programación PORT

```

Private Sub CalByBi_Click()

da = Val(TextBox1.Text)

qo = Val(TextBox2.Text)

Z = Val(TextBox3.Text)

R = Val(TextBox6.Text)

Rs = Val(TextBox7.Text)

Bo = Val(TextBox8.Text)

Bg = Val(TextBox9.Text)

vo = Val(TextBox11.Text)

vg = Val(TextBox12.Text)

P = Val(TextBox15.Text)

T = Val(TextBox16.Text)

d = Val(TextBox17.Text)

Dps = Val(TextBox18.Text)

tso = Val(TextBox19.Text)

dg = Val(TextBox20.Text)

deltaL = Val(TextBox21.Text)

tet = Val(TextBox22.Text)

teta = (3.1416 * tet) / 180

'Do

'Dsp = difp

pp = P - (Dps / 2)

qg = (0.000000327) * Z * qo * (R - Rs) * (T + 460) / (pp + 14.7)

ql = (0.0000649) * (qo * Bo)

Ap = (3.1416) * (d ^ 2) / 4

Vsl = (144 * ql) / Ap

Vsg = (144 * qg) / Ap

lambda = ql / (ql + qg)

vm = Vsl + Vsg

Gf = da * Vsl

Gg = dg * Vsg

Gt = Gf + Gg

Nfr = (vm ^ 2) / (32.2 * (d / 12))

vism = (vo * lambda) + vg * (1 - lambda)

nre = (Gt * (d / 12)) / (vism * 0.000672)

Nlv = 1.938 * Vsl * ((da / tso) ^ 0.25)

L1 = 316 * (lambda ^ 0.302)

L2 = 0.0009252 * (lambda ^ (2.5316 - 5))

L3 = 0.1 * (lambda ^ -1.4516)

L4 = 0.5 * (lambda ^ -6.738)

If lambda < 0.01 And Nfr < L1 Or lambda >= 0.01 And Nfr < L2 Then

Cells(1, 1).Value = "Segregado ascendente"

hl = (0.98 * (lambda ^ 0.4846)) / (Nfr ^ 0.0868)

C = (1 - lambda) * Log(0.011 * (lambda ^ -3.768) * (Nlv ^ 3.539) *
(Nfr ^ -1.614))

Else

If lambda >= 0.01 And L2 < Nfr And Nfr <= L3 Then

Cells(1, 1).Value = "Transicion"

Hls = (0.98 * (lambda ^ 0.4846)) / (Nfr ^ 0.0868)

Hli = (0.845 * (lambda ^ 0.5351)) / (Nfr ^ 0.0173)

hl = (Hls + Hli) / 2

C = (1 - lambda) * Log(2.96 * (lambda ^ 0.305) * (Nlv ^ -0.4473) *
(Nfr ^ 0.0978))

Else

If 0.01 <= lambda And lambda < 0.4 And L3 < Nfr And Nfr <= L1 Or
lambda >= 0.4 And L3 < Nfr And Nfr <= L4 Then

Cells(1, 1).Value = "Intermitente ascendente"

hl = (0.845 * (lambda ^ 0.5351)) / (Nfr ^ 0.0173)

C = (1 - lambda) * Log(2.96 * (lambda ^ 0.305) * (Nlv ^ -0.4473) *
(Nfr ^ 0.0978))

```

```

Else
If lambda < 0.4 And Nfr >= L1 Or lambda >= 0.4 And Nfr > L4 Then
Cells(1, 1).Value = "Distribuido"
hl = (1.065 * (lambda ^ 0.5824)) / (Nfr ^ 0.0609)
End If
End If
End If
End If
u = 1 + C * (Sin(1.8 * teta) - 0.333 * (Sin(1.8 * teta)) ^ 3)
Hlt = hl * u
dm = da * hl + dg * (1 - hl)
y = lambda / (hl ^ 2)
If 1 < y And y < 1.2 Then
S = Log(2.2 * y - 1.2)
Else
S = Log(y) / (-0.0523 + 3.182 * Log(y) - 0.8725 * (Log(y) ^ 2) +
0.01853 * (Log(y) ^ 4))
End If
ftfns = Exp(S)
logNre = Log(nre) / Log(10)
logremasterizado = (Log(nre / (4.5223 * logNre - 3.8215))) / Log(10)
fns = 1 / ((2 * logremasterizado) ^ 2)

ft = fns * ftfns
num = deltaL * (dm * Sin(teta) + ((ft * Gt * vm * 12) / (2 * 32.2 * d)))
den = (1 - ((dm * vm * Vsg) / (32.2 * (pp) * 144))) * 144

difP = num / den

```

```

Sheets("Inclinadas").Select
With ActiveSheet
.Cells(2, 2).Value = " " & pp
.Cells(3, 2).Value = " " & vm
.Cells(4, 2).Value = " " & Gt
.Cells(5, 2).Value = " " & lambda
.Cells(6, 2).Value = " " & vism
.Cells(7, 2).Value = " " & Nfr
.Cells(8, 2).Value = " " & nre
.Cells(9, 2).Value = " " & Nlv
.Cells(10, 2).Value = " " & L1
.Cells(11, 2).Value = " " & L2
.Cells(12, 2).Value = " " & L3
.Cells(13, 2).Value = " " & L4
.Cells(14, 2).Value = " " & hl
.Cells(15, 2).Value = " " & Hlt
.Cells(16, 2).Value = " " & dm
.Cells(17, 2).Value = " " & S
.Cells(18, 2).Value = " " & fns
.Cells(19, 2).Value = " " & ft
.Cells(20, 2).Value = " " & difP

End With
UserForm4.Hide

End Sub

```

```

Private Sub CalBTP_Click()
    Dim R, Rs, Bo, Bg, Bw, Vsl, Vsg, da, qo, dw, qw, dg, di As Double
    Dim wl, wg, Nrel, Nreg, a, b, lam, u, o, ftp, dns, gp, wm As Double

    da = Val(TextBox1.Text)
    qo = Val(TextBox2.Text)
    dg = Val(TextBox3.Text)
    R = Val(TextBox6.Text)
    Rs = Val(TextBox7.Text)
    Bo = Val(TextBox8.Text)
    Bg = Val(TextBox9.Text)
    vl = Val(TextBox11.Text)
    vg = Val(TextBox12.Text)
    P = Val(TextBox15.Text)
    T = Val(TextBox16.Text)
    0.1 * u)
    o = (Nreg ^ a) * (Nrel ^ b)
    Cells(11, 6).Value = o
    Cells(11, 7).FormulaR1C1 = "=LOG(R[0]C[-1])"
    Logo = Val(Cells(11, 7))
    Cells(11, 6).Clear
    Cells(11, 7).Clear
    If 0 <= o And o <= 500 Then
        ftp = 10 ^ ((1.225 * u) - (0.06561 * Logo) - 0.37)
    End If
    If o >= 10000 Then
        ftp = 10 ^ ((0.49 * u) - (0.12616 * Logo) - 1.702)
    End If
    If 500 <= o And o <= 10000 Then
        F10000 = (0.49 * u) - (0.12616 * (Log(10000) / Log(10))) - 1.702
        F500 = (1.225 * u) - (0.06561 * (Log(500) / Log(10))) - 0.37

        d = Val(TextBox17.Text)
        Dps = Val(TextBox18.Text)

        Vsl = (0.01191 * (qo * Bo)) / (d ^ 2)
        Vsg = (0.002122 * qo * (R - Rs) * Bg) / (d ^ 2)

        lam = Vsl / (Vsl + Vsg)
        wl = (da * qo * Bo) / 15388
        wg = (dg * qo * (R - Rs) * Bg) / 86400
        wm = wl + wg
        Nrel = 22737 * (wl / (d * vl))
        Nreg = 22737 * (wg / (d * vg))
        u = wg / wl
        a = u / (1 + u)
        b = 1 / Exp(
            deltaF = F10000 - F500
            y = Logo - 2.699
            ftp = 10 ^ (F500 - (0.6561 * y) + ((1.1056 + (1.7723 * deltaF)) * (y ^ 2) - ((0.46214 + (0.90817 * deltaF)) * (y ^ 3))))
        End If
        dns = (da * lam) + (dg * (1 - lam))

        gp = (174.158 * ftp * (wm ^ 2)) / (dns * (d ^ 5))
        dl = Dps / gp
        Sheets("Horizontal").Select
        With ActiveSheet
            .Cells(2, 2).Value = "" & lam
            .Cells(3, 2).Value = "" & wl
            .Cells(4, 2).Value = "" & wg
            .Cells(5, 2).Value = "" & wm
            .Cells(6, 2).Value = "" & Nrel
            .Cells(7, 2).Value = "" & Nreg
        End With
    End With
End Sub

```

```
.Cells(8, 2).Value = " " & u
```

```
.Cells(9, 2).Value = " " & a
```

```
End Sub
```

```
.Cells(10, 2).Value = " " & b
```

```
.Cells(11, 2).Value = " " & o
```

```
.Cells(12, 2).Value = " " & ftp
```

```
.Cells(13, 2).Value = " " & dns
```

```
.Cells(14, 2).Value = " " & gp
```

```
.Cells(15, 2).Value = " " & dl
```

```
.Cells(2, 1).Value = " lambda"
```

```
.Cells(3, 1).Value = " wl"
```

```
.Cells(4, 1).Value = " wg"
```

```
.Cells(5, 1).Value = " wm"
```

```
.Cells(6, 1).Value = " Nrel"
```

```
.Cells(7, 1).Value = " Nreg"
```

```
.Cells(8, 1).Value = " u"
```

```
.Cells(9, 1).Value = " a"
```

```
.Cells(10, 1).Value = " b"
```

```
.Cells(11, 1).Value = " o"
```

```
.Cells(12, 1).Value = " ftp"
```

```
.Cells(13, 1).Value = " dns"
```

```
.Cells(14, 1).Value = " gp"
```

```
.Cells(15, 1).Value = " dl"
```

```
End With
```

```
UserForm1.Hide
```

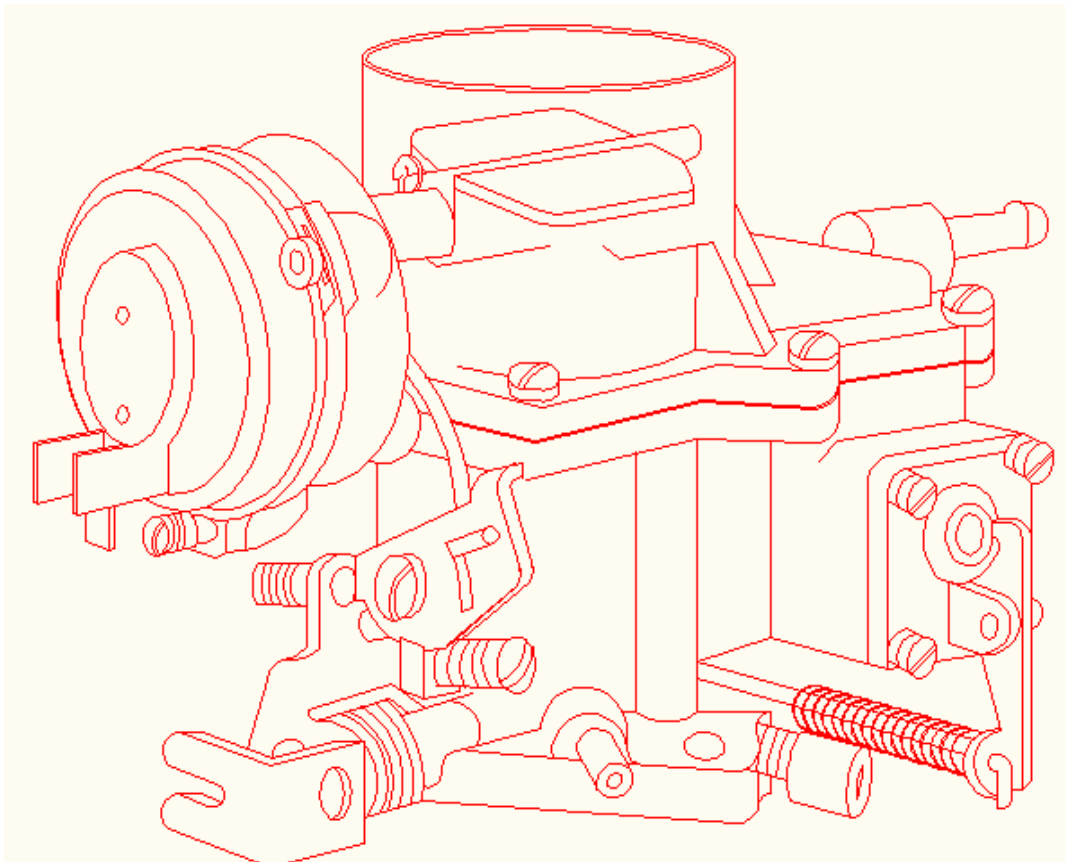
```
End Sub
```

```
Private Sub UserForm_Click()
```

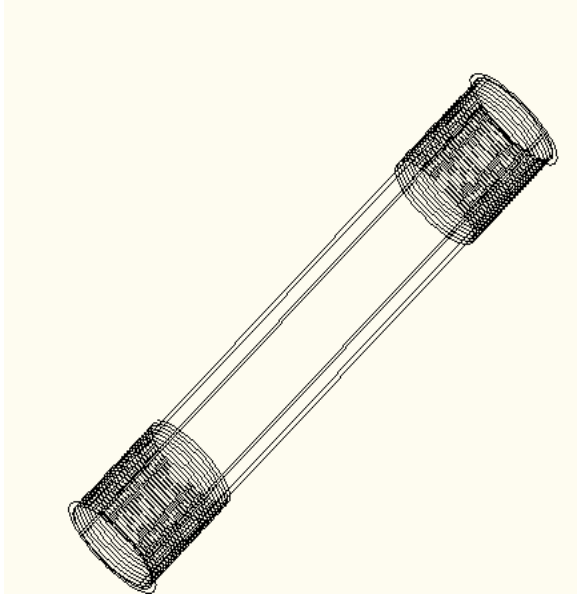

Anexo B

Diseño del Prototipo

La idea principal para el desarrollo del dispositivo PORT surge del carburador de un Ford Mustang 1968, cuando en una ocasión, se observó el funcionamiento del papalote del ahogador que permite regular la mezcla de aire – combustible para el óptimo funcionamiento del motor, que químicamente corresponde a 14.7 partes de aire por 1 de combustible [14.7:1]. El siguiente diagrama muestra el Carburador típico implementado por Ford y General Motors.

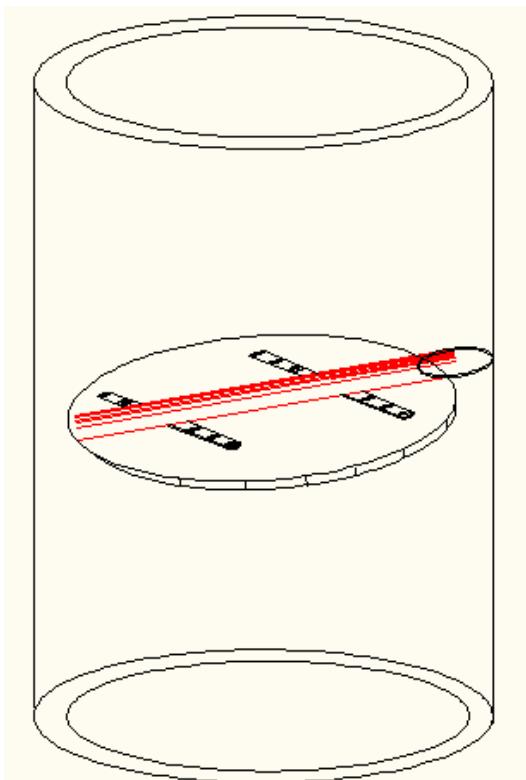


Bosquejos iniciales



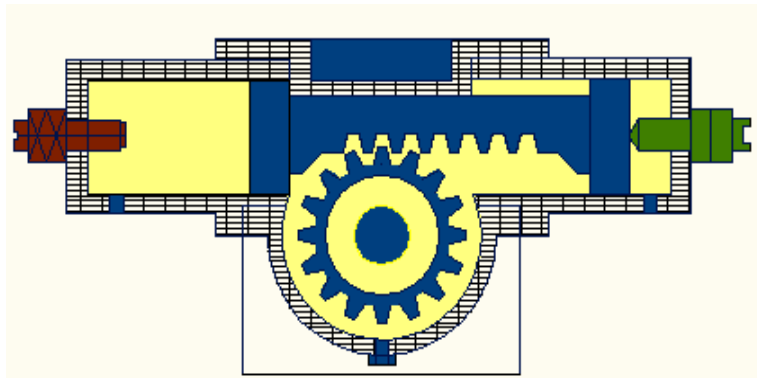
Primer Bosquejo

Muestra como se modela el tubo que alojará la válvula, donde se pasa de un modelo en 2 dimensiones a un modelo 3D isométrico de la posible configuración de la herramienta.



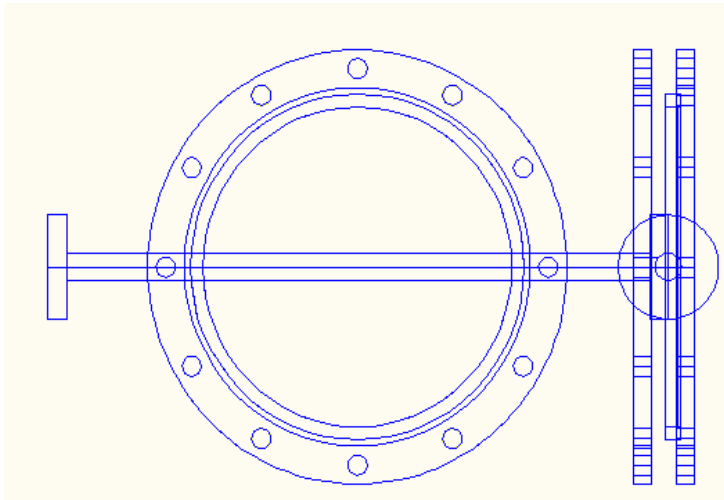
Vista Isométrica

La Figura muestra los primeros bosquejos de la posible configuración de la herramienta desde la fase temprana de la conformación de la idea.



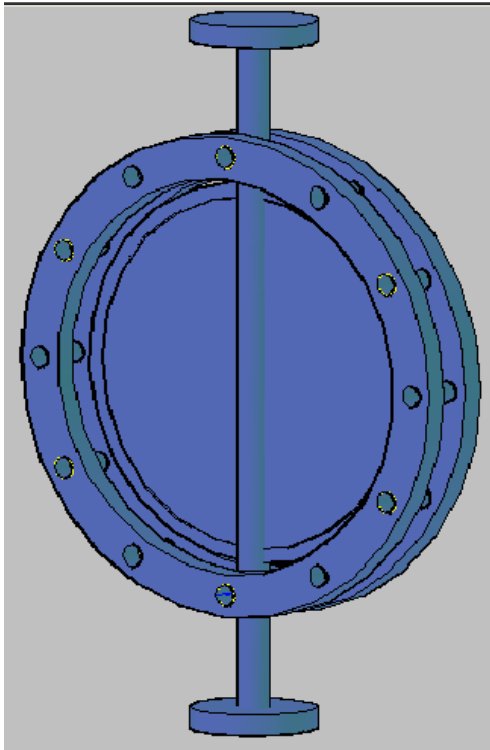
Dispositivo de Desplazamiento

Se muestra el diseño del dispositivo en 2 Dimensiones que proporciona el cierre y apertura de la válvula



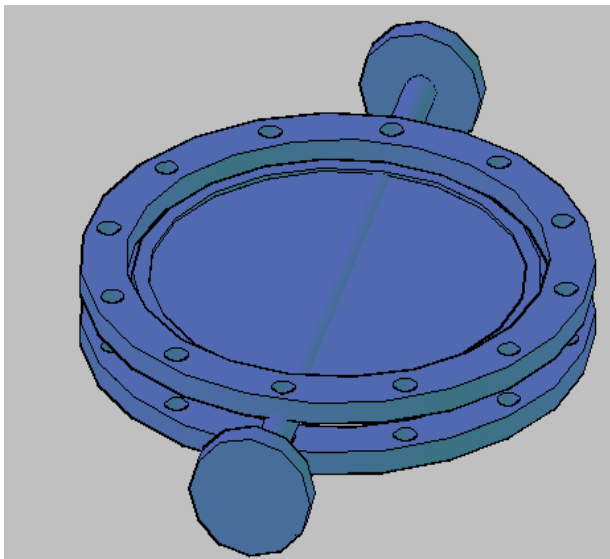
Modelado 2D de la válvula

Representa el modelado en 2 dimensiones del disco que permite regular el flujo, que posteriormente se integrara dentro de la tubería de producción.



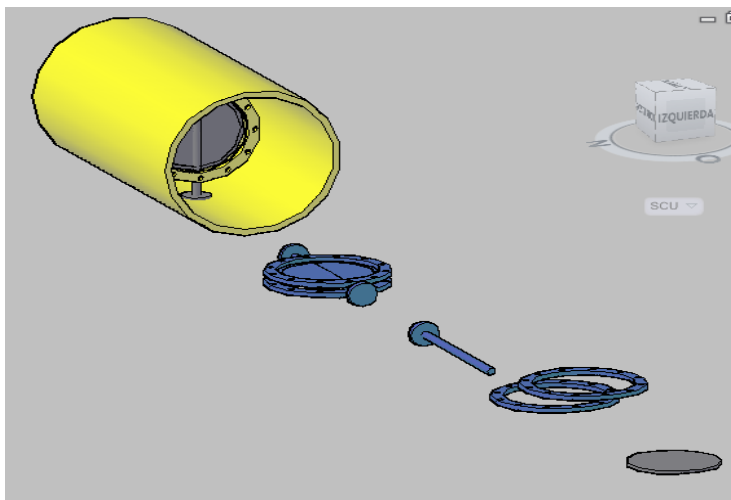
Modelo 3D disco

La figura muestra el papalote que se alojara posteriormente dentro de la válvula para regular el flujo a superficie, muestra el disco, vástago de movimiento y el anillo alojador de la válvula.



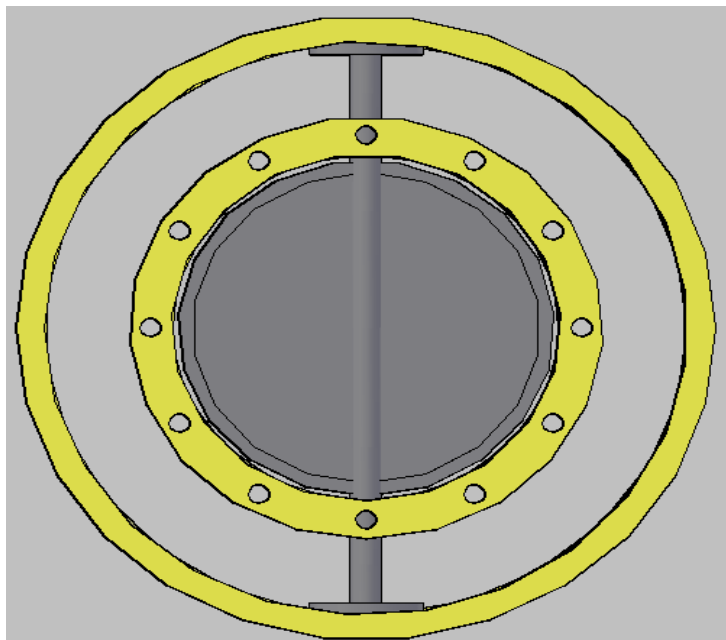
Vista Isometrica del Disco 3D

La figura muestra el disco con las partes que lo componen, con el diseño basico se modela la posible configuracion del plato giratorio.



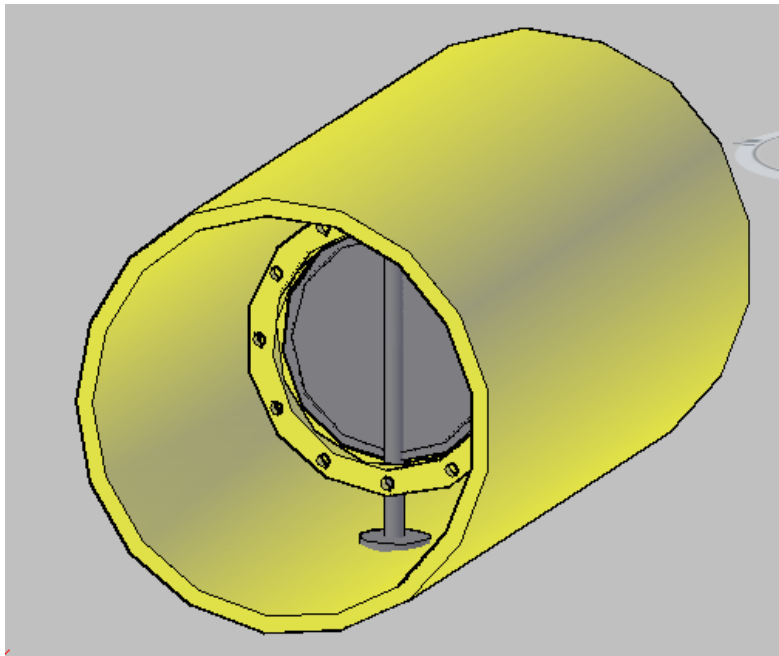
Partes de la Valvula

La figura muestra las partes principales para llevar a cabo el acoplamiento con la tubería y su instalación previa.



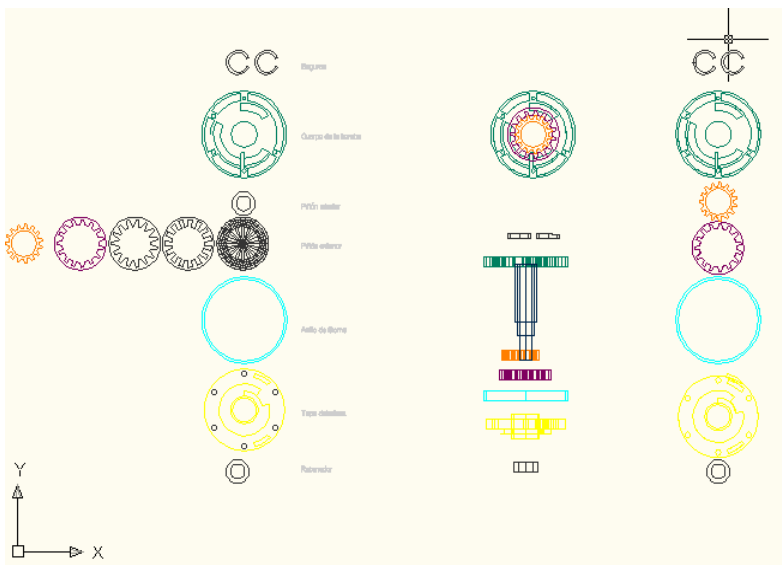
Vista en planta

La figura muestra el acoplamiento de la válvula dentro de la tubería de producción con efecto de visualizar el modelo para posterior a ello realizar la extrusión, para obtener un modelado tridimensional.



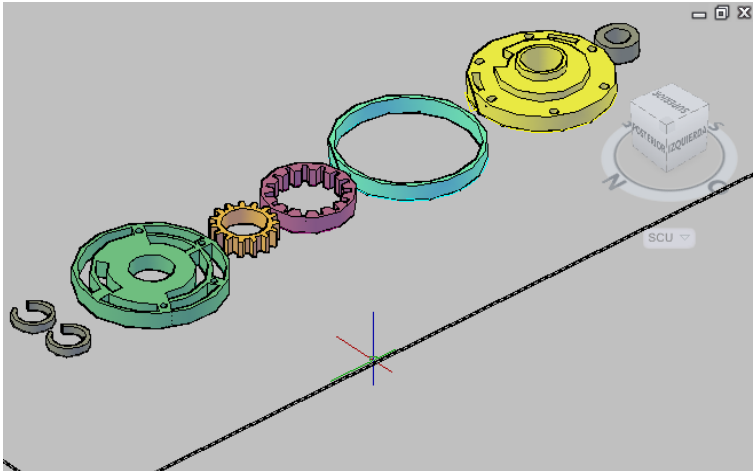
Vista Isometrica

La figura muestra la valvula instalada en la tuberia, se realiza esta vista con efecto de corroborar la verticalidad de la valvula instalada y poder ampliar la valvula alojada en su interior.



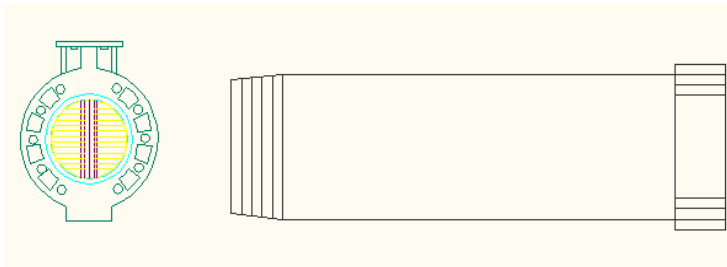
Planos 2D

Muestra los planos en 2 dimensiones de las partes de la valvula, para modelarlos posterior a ello a un formato tridimensional.



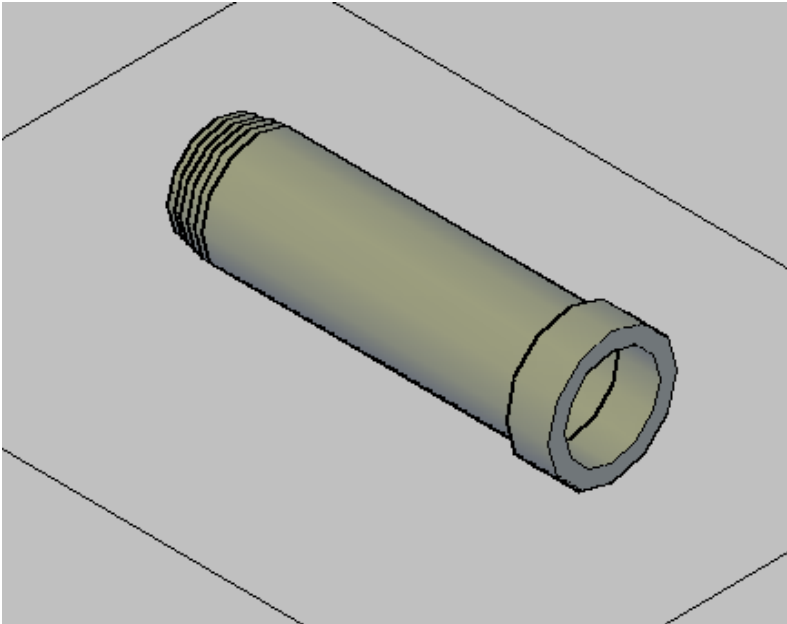
Piezas en 3D

La figura muestra las piezas requeridas para el engranaje del dispositivo de desplazamiento y la válvula de mariposa.



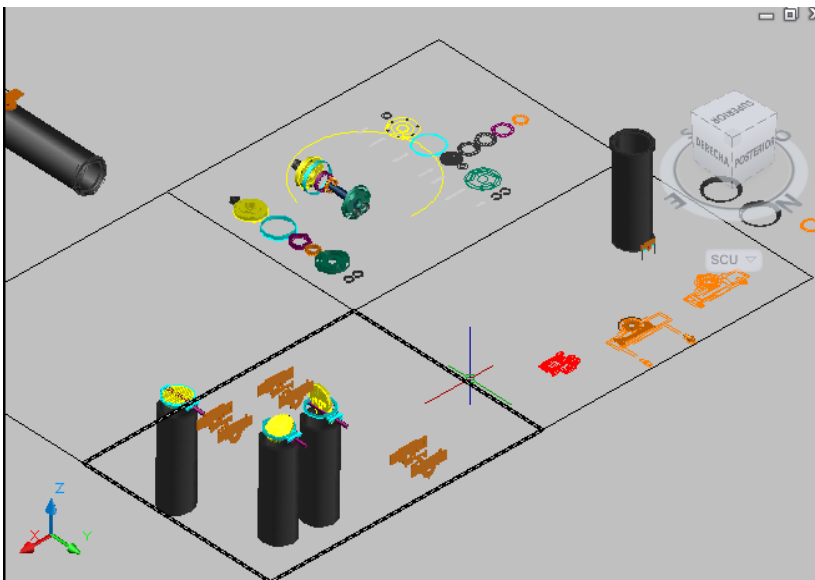
Modelado 2D

La figura muestra el modelado en 2 dimensiones de la herramienta con efecto de darle detalle a la herramienta, para la rosca redonda y la configuración la estructura aerodinámica de válvula.



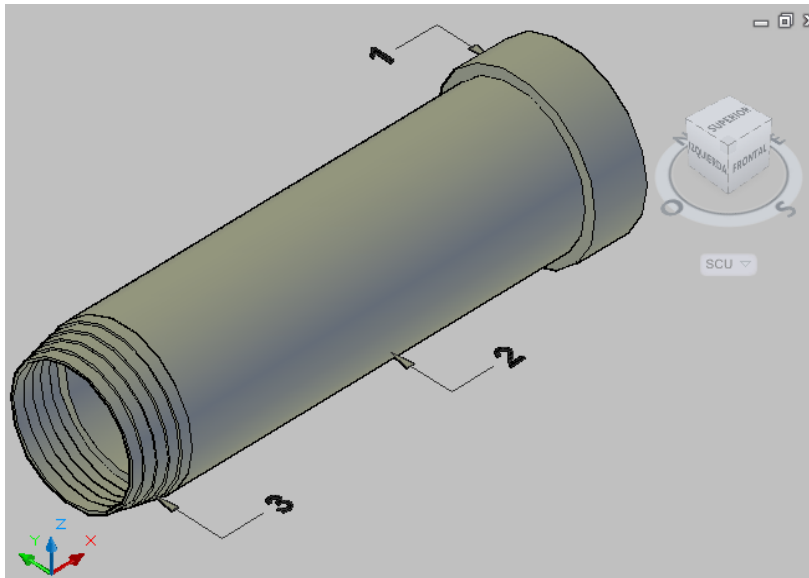
Modelo 3D de tubería

La figura muestra la tubería modelada en 3 dimensiones para corrección de diseño de rosca y acoplamiento.



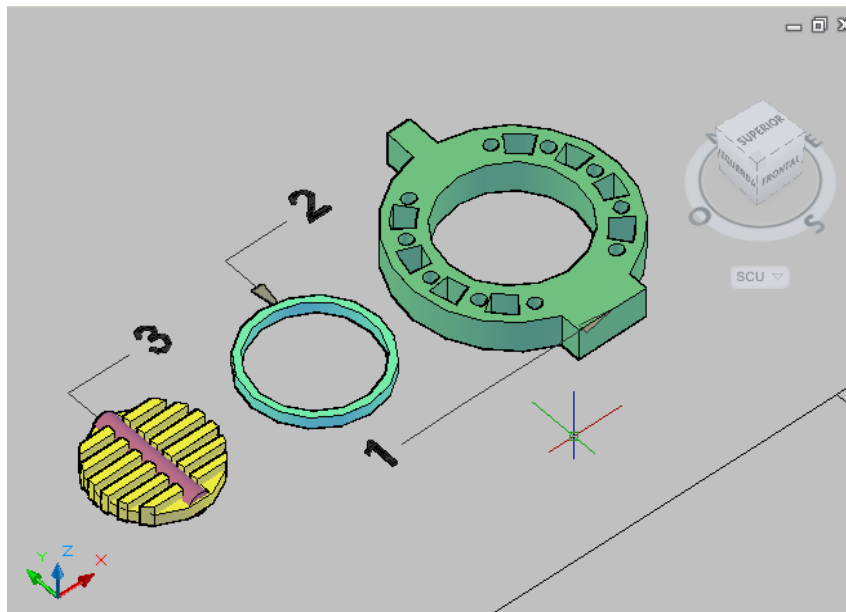
Taller de Diseño

La figura muestra el taller de diseño con las diversas herramientas y acoplamientos requeridos para el armado de la herramienta final.



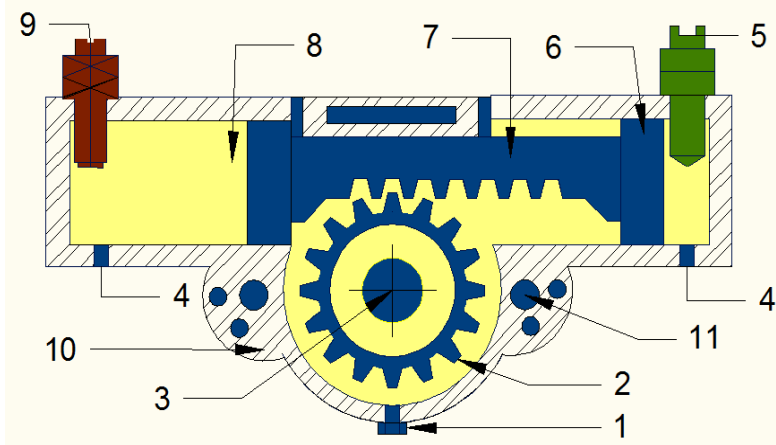
Tubería de 3 ½ Pulgadas

La figura muestra la tubería que alojara la válvula en su interior y el mecanismo de desplazamiento que será engranado en su exterior.



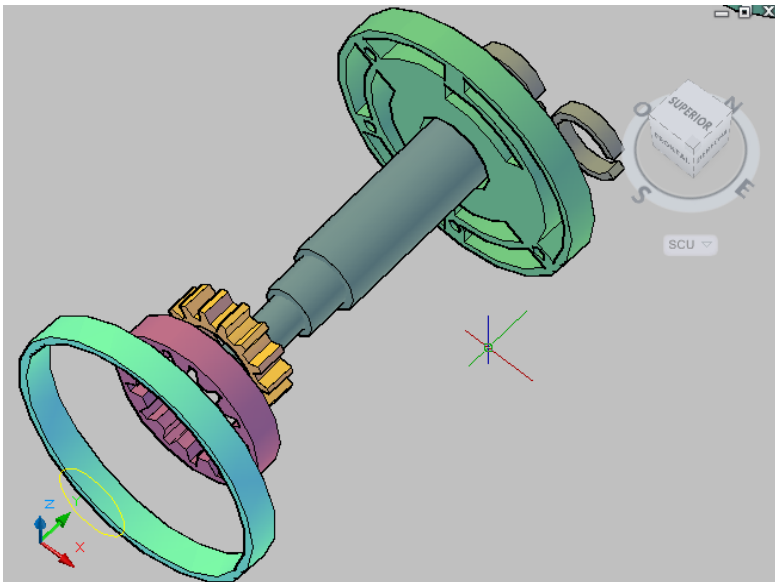
Válvula de Mariposa

La figura muestra las partes que integran la válvula de mariposa, que posteriormente serán colocadas dentro del anillo de la válvula y ortogonales a la tubería.



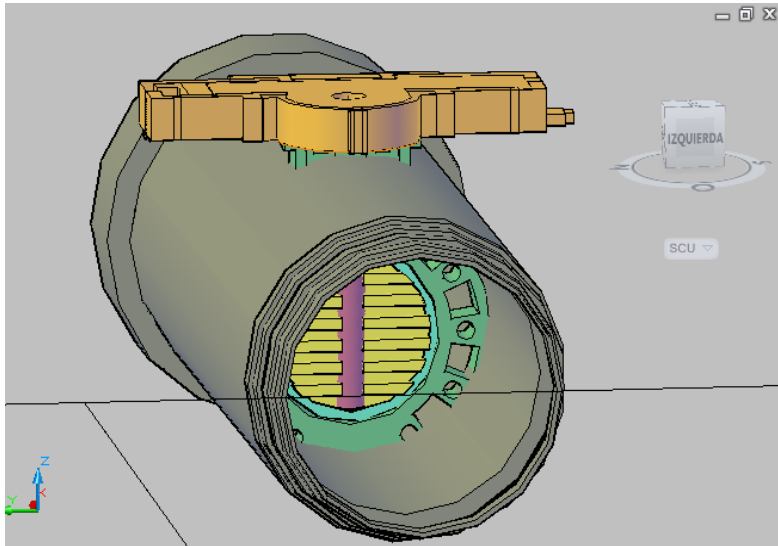
Dispositivo de Desplazamiento

La figura muestra el dispositivo de desplazamiento que permitira el cambio de un movimiento lineal provocado por el embolo a un movimiento rotatorio.



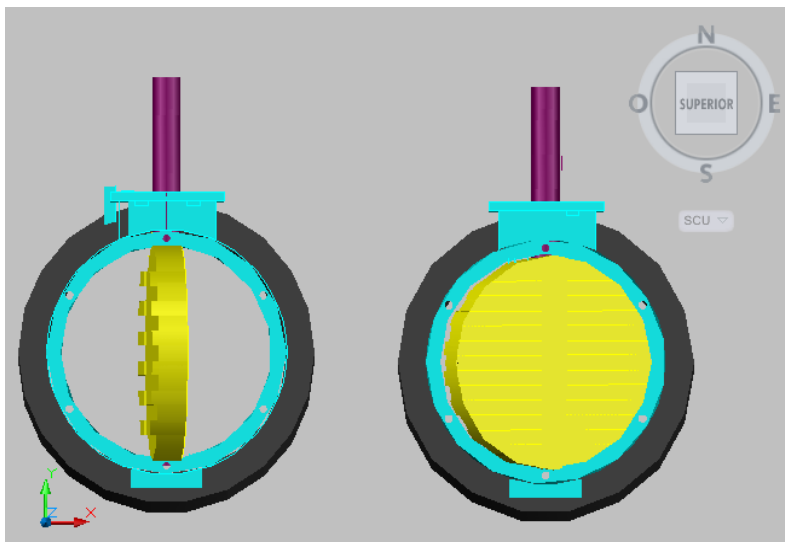
Engranaje

La figura representa el engranaje de la válvula con el dispositivo de desplazamiento, así como las partes que lo conforman.



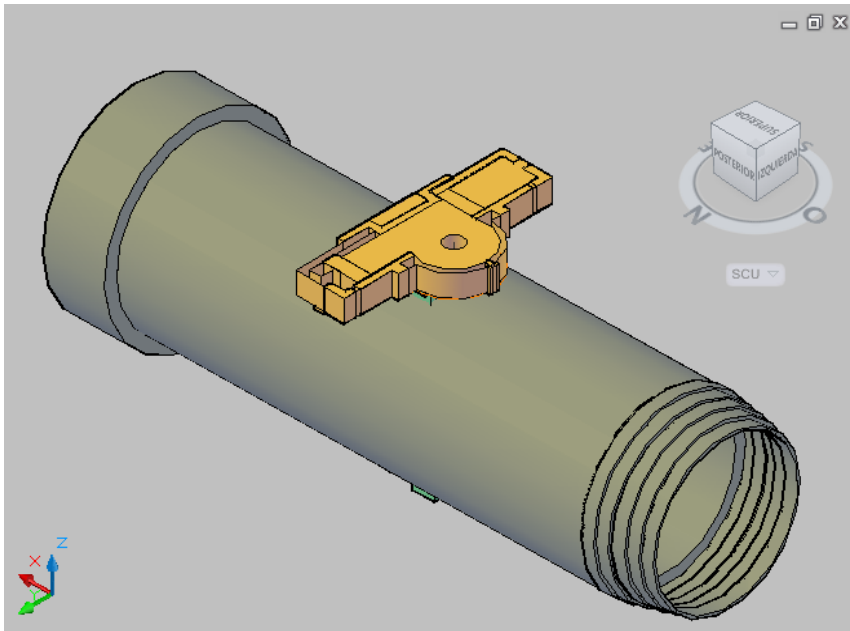
PORT

La figura muestra una vista isométrica de la herramienta armada por primera vez.



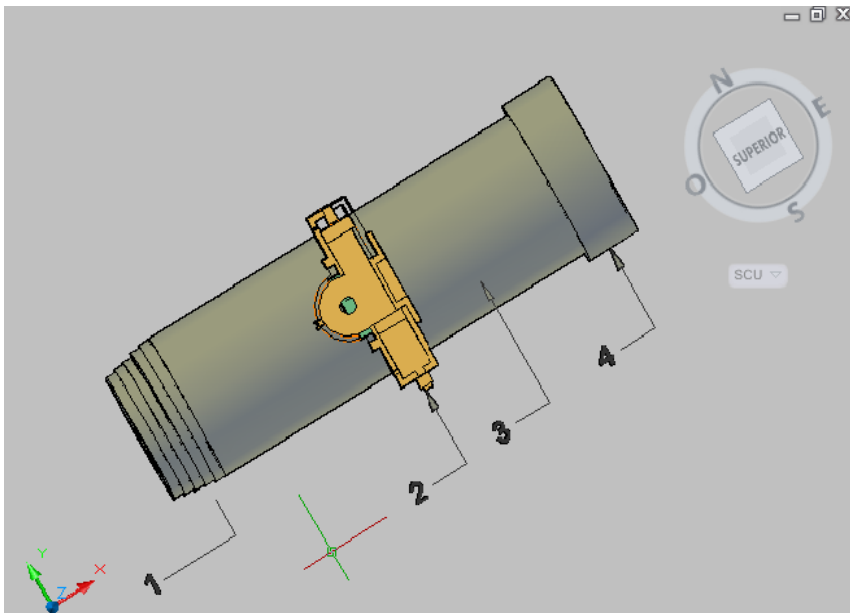
Válvula de Mariposa

La figura representa el funcionamiento de la válvula de mariposa el cierre y apertura de la misma.



PORT Corregida

La figura muestra una vista isométrica de la valvula con correcciones de diseño realizadas

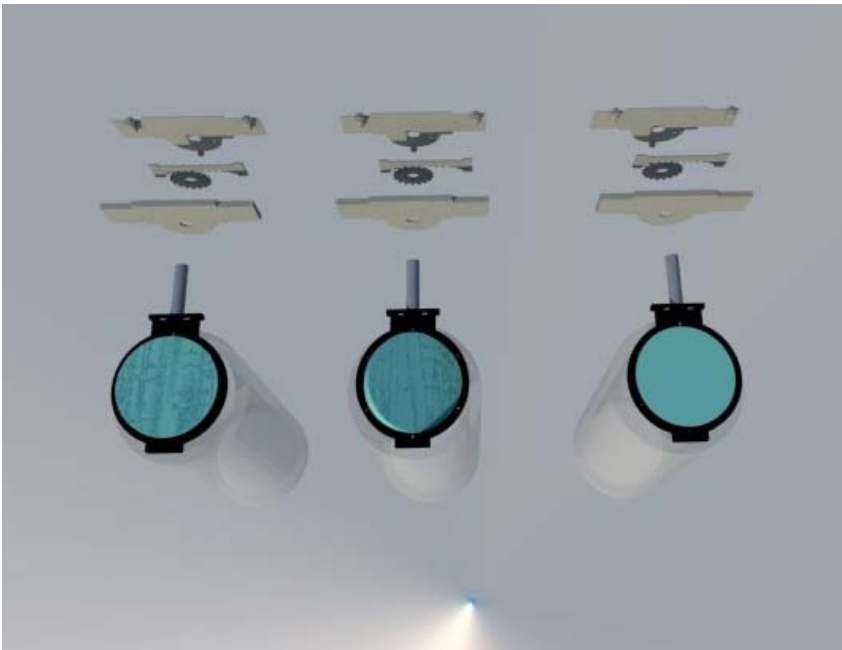


PORT Lateral

La figura muestra una vista lateral de la herramienta y las partes que la conforman.

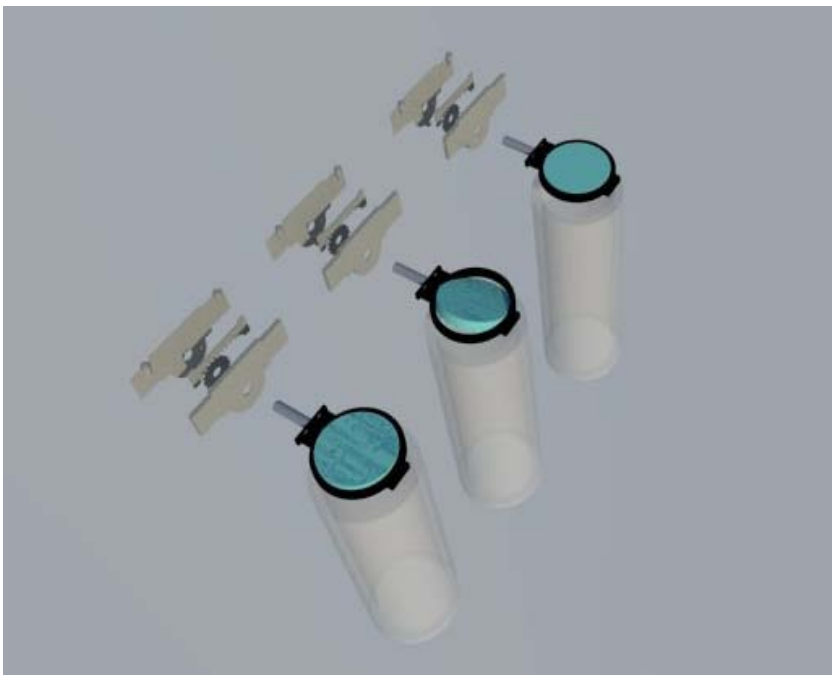
Render de la Válvula

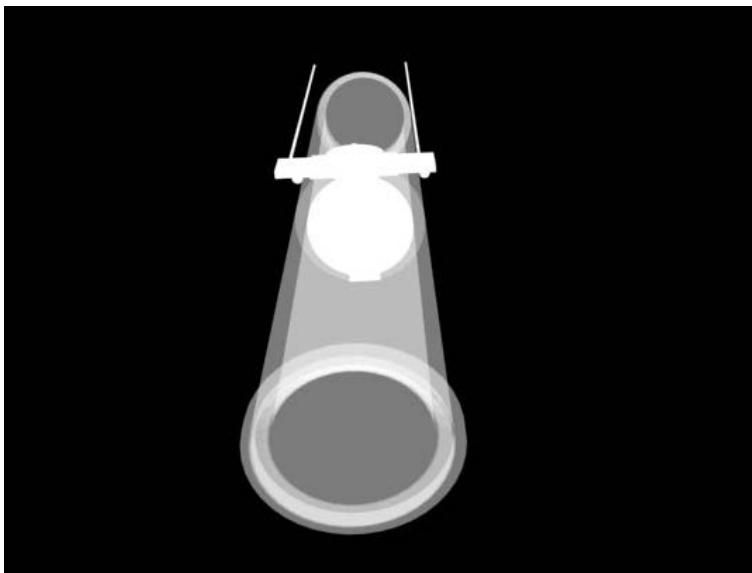
La figura muestra las válvulas armadas con acabado realista.



Armado de las Válvulas

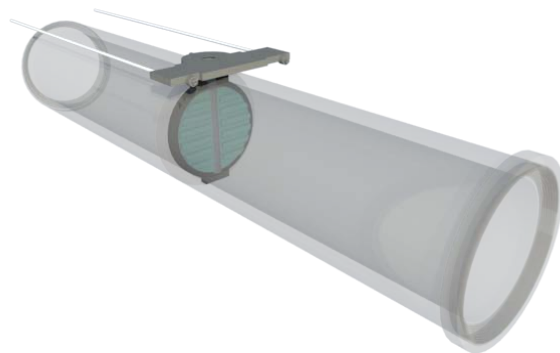
La figura muestra el proceso para el armado de las válvulas y conexión con el dispositivo de desplazamiento.





Instalación de PORT

La figura representa la válvula PORT escala grises con la tentativa instalación en el pozo.



PORT Instalada

La figura representa la válvula acoplada en el aparejo de producción y lista para ser accionada.

Nomenclatura

1P	reservas probadas
2P	reservas probadas más probables
3P	reservas probadas más probables más posibles
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
API	American Petroleum Institute
b	barriles
bbl/d:	Barrels per Day
bd	barriles diarios
DST	drill stem test
DTS:	Distributed Temperature Sensing
FO:	Fiber Optic
GICEH:	Grupo de Trabajo Interinstitucional de Comercio Exterior de Hidrocarburos
HSE:	Health, Safety and Environmental
IC:	Intelligent Completion
ICD's:	Inflow Control Devices
ICV:	Inflow Control Valve
IWS:	Intelligent Well Systems
mb	miles de barriles
mbpce	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mmb	millones de barriles
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmbb	miles de millones de barriles
mmbpce	miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmpc	billones de pies cúbicos
mmmpc	miles de millones de pies cúbicos
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMtpce:	Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente
mpc	miles de pies cúbicos
OECD:	Organization for Economic Co-operation and Development
pce	petróleo crudo equivalente
PEP	Pemex Exploración y Producción
SEC	Securities and Exchange Commission
SPE	Society of Petroleum Engineers
WPC	World Petroleum Congresses

Bibliografía

[Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026](#), Secretaria de Energía, México 2012.

[BP Statistical Review of World Energy](#), June 2012

Garaicochea P. Francisco; [“Apuntes de Estimulacion de pozos”](#), Facultad de Ingeniería UNAM.

Garaicochea P. Francisco Y Benitez H. Miguel [“Apuntes de Terminacion de Pozos”](#), Facultad de Ingeniería UNAM.

Mohamed S. GhiDaoui, M. Z. (2005). [A Review of Water Hammer Theory and Practice](#). Applied Mechanics Review , 58, 49-76.

Rhodes, P. R. (1996). [Development of corrosion resistant alloys for the oil and gas industry](#). Materials performance, 35 (7), 57-62.

Special Metal Corporation. (2009). Inconel 718. Retrieved from <http://www.specialmetals.com/documents/Inconel%20alloy%20718.pdf>

Carpenter Aermet 340. (2009).Retrieved from <http://cartech.ides.com/datasheet.aspx?i=101&e=338&c=TechArt&FMT=PRINT>

Varun Yadav, Neha Surya, RGIPT, [“Evaluating the Performance of Intelligent Completions,”](#) Paper SPE 150408-MS, SPE Intelligent Energy International, 27-29 March 2012, Utrecht, The Netherlands.

Stephen Rester, Jacob Thomas, Madeleine Peijs-van Hilten, S, and William L. Vidrine, [“Application of Intelligent Completion Technology to Optimize the Reservoir Management of a Deepwater Gulf of Mexico Field.”](#) Paper SPE 56670-MS. Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 1999, Houston, Texas.

A.K. Sharma, L.G. Chorn, J. Han, S. Rajagopalan, [“Quantifying Value Creation from Intelligent Completion Technology Implementation”](#) Paper SPE 78277-MS. European Petroleum Conference, 29-31 October 2002, Aberdeen, United Kingdom.

A. Ajayi and M. Konopczynski Tesaker, [“Application of Intelligent Completions To Optimize Waterflood Process on a Mature North Sea Field”](#). Paper SPE 101935-MS, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 11-13 September 2006, Adelaide, Australia.

Gareth Innes, Rodger Lacy, and Juergen Neumann, and Frederic Guinot, [Combining Expandable & Intelligent Completions to Deliver a Selective Multizone Sandface Completion](#), Paper SPE 108601-MS, Subsea Nigeria, Offshore Europe, 4-7 September 2007, Aberdeen, Scotland, U.K.

M.A. Ali, and M. Shafiq, [“Integrating ESPs with Intelligent Completions: Options, Benefits and Risks.”](#) Paper SPE 120799-MS, Section Technical Symposium, 10-12 May 2008, Al-Khobar, Saudi Arabia.

Kai Sun, Boyun Guo and Luigi Saputelli, [“Multinode Intelligent-Well Technology for Active Inflow Control in Horizontal Wells”](#), Paper SPE 130490-PA, SPE Drilling & Completion, September 2011.

M. Arena, S. Di Vincenzo and M. Rossi, [“Benefits Evaluation of Deepwater Intelligent Completion on Three Isolated Productive Zones Offshore Nigeria.”](#) Paper SPE 133080-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy.

I.M. Grebenkin and D.R. Davies, [“Analysis of the Impact of an Intelligent Well Completion on the Oil Production Uncertainty \(Russian\)”](#). Paper SPE 136335-RU, SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 26-28 October 2010, Moscow, Russia.

J. C. Rodriguez, A. R. Figueroa, [“Intelligent Completions and Horizontal Wells Increase Production and Reduce Free Gas and Water in Mature Fields”](#), Paper SPE 139404-MS, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December 2010, Lima, Peru.

Chandran Peringod, Sharifa Al-Ruheili and Zeljko Kerecin, Kartik Sonti, [“Successful Auto gaslift using intelligent completion boosted oil production.”](#) Paper SPE 148474-MS, SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2011, Muscat, Oman.

Olatunbosun Anifowoshe and Samuel O. Osisanya, [“Investigating the Effect of the Placement of Permanent Downhole Pressure Gauges in Intelligent Well Systems on Well Productivity.”](#) Paper SPE 150905-MS, North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February 2012, Cairo, Egypt.

Rahim Masoudi, Danny Chong Heng Jiew, Hooman Karkooti, Mohamad B. Othman, Keng Seng Chan, Douglas Finley, [“Intelligent Well Type and Optimum Completion Design in the Complex Multi-Stacked Compartmentalized and Oil Rim Reservoirs”](#), Paper SPE 159307-MS, SPE Asia

Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 22-24 October 2012, Perth, Australia.

Bjørn Olav Dahle, Peter E. Smith, Geir Gjelstad, and Kristian Solhaug, [“First Intelligent Well Completion in the Troll Field Enables Feed-Through Zonal Isolation”](#). Paper SPE 160060-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8-10 October 2012, San Antonio, Texas.

Alan McLauchlan, Victoria Jackson Nielsen, [“Intelligent Completions: Lessons Learned From 7 Years of Installation and Operational Experience.”](#) Paper SPE 90566-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September 2004, Houston, Texas.

Keith Heng Seng Wee and Douglas B. Finley, [“Intelligent Well Completion Technology Enables Selective Injection for Pressure Maintenance In Mature Field in the South China Sea,”](#) Paper SPE 163314-MS, Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Dec 10 - 12, 2012 , Kuwait City, Kuwait.

M. Samie, B. Gavin, A. Siham, [“Multilateral TAML Level 4 Junction Provides Maximum Flexibility for Drilling and Intelligent Completions,”](#) Paper SPE 163278-MS, Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Dec 10 - 12, 2012 , Kuwait City, Kuwait.

Clifford Allen, Robert Smith, [“New State of the Art Asset-Optimization Data Applications for Intelligent Completions in Digital Oilfields.”](#) Paper SPE 150848-MS, North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February 2012, Cairo, Egypt.

Jameel Rahman, Clifford Allen, and Gireesh Bhat, [“Second Generation Interval Control Valve \(ICV\) Improves Operational Efficiency and Inflow Performance in Intelligent Completions.”](#) Paper SPE 150850-MS, North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February 2012, Cairo, Egypt.

Jameel Rahman, Clifford Allen, and Gireesh Bhat, [“Second Generation Interval Control Valve \(ICV\) Improves Operational Efficiency and Inflow Performance in Intelligent Completions.”](#) Paper SPE 153700-MS, Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 9-11 July 2012, Tianjin, China.

M. A. Sampaio, C. E. A. G. Barreto, and D. J. Schiozer, [“Comparison between Conventional and Intelligent Wells with Reactive and Proactive Controls under Economic Uncertainty.”](#) Paper SPE 155657-MS, International Production and Operations Conference & Exhibition, 14-16 May 2012, Doha, Qatar.

Johannes M.V.A. Koelman, Jorge L. Lopez, Johannes H.H.M. Potters, [“Optical Fibers: The Neurons For Future Intelligent Wells.”](#) Paper SPE 150203-MS, Intelligent Energy International, 27-29 March 2012, Utrecht, The Netherlands.

Chao Chen, Yu Lei, Deji Liu, Yuchuan Yin, Tao Wang, Xiaohui LI , [“Application of Smart Packer Technology in Underbalanced Completion.”](#) Paper SPE 155888-MS, Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 9-11 July 2012, Tianjin, China.