



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

***TERMINACIÓN DE POZOS
EN AGUAS PROFUNDAS***

TESIS DE INGENIERÍA PETROLERA
DESARROLLADA Y PRESENTADA POR:

***CHÁVEZ PÉREZ JOSÉ LUIS
LÓPEZ ARROYO JUAN CARLOS***



DIRECTOR: ING. CORTÉS CORTÉS ALEJANDRO



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1235

SR. JOSÉ LUIS CHÁVEZ PÉREZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Alejandro Cortés Cortés y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TERMINACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS GENERALES
- II EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN
- III ANÁLISIS DE FUERZAS
- IV INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN
- V DISEÑO DE LOS DISPAROS
- VI TERMINACIONES INTELIGENTES
- VII TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- APÉNDICES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 15 de Octubre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS DE CHÁVEZ PÉREZ JOSÉ LUIS

Agradezco y dedico esta obra a mi mamá María Arminda Pérez Moreno, a mi papá José Luis Chávez Rosas, a mi hermana Anabel Cristal Chávez Pérez, por haberme dado la oportunidad de terminar satisfactoriamente mi carrera, por haberme dado un cálido hogar donde vivir y por apoyarme en todo momento. Gracias por haberme enseñado que todo en la vida vale mucho, por hacerme un hombre fuerte, por hacerme un ganador. También agradezco a mi abuelito Silvano Chávez, y a mis tíos Jorge Chávez, Lino Pérez, Valdemar Pérez, Marina Pérez y Bertha.

Agradezco a mi director de Tesis, el Ing. Alejandro Cortés Cortés, por haberme enseñado que la tesis es más que un simple trámite de titulación a pesar de lo difícil y estresante que fue, y a Juan Carlos López por haber echo un buen equipo conmigo. Agradezco a los sinodales, a la Dra. Cecopieri, a la Ing. Cristina Avilés, al Ing. Leonardo Cruz, y al M.I. Felipe Lucero, por haber revisado la tesis y hacer sus observaciones, son un excelente jurado. Menciono también al Ing. Jorge Becerra del IMP, gracias por sus consejos y el material que nos proporciono acerca de las terminaciones inteligentes. Agradezco de todo corazón a la UNAM, por haber sido mi casa durante 7 años, 3 en la Preparatoria 3 y 4 en la F.I. En la preparatoria viví la mejor época de mi vida, agradezco al profesor de matemáticas Alejandro, y a toda la banda canchera, y en especial a mis grandes amigos Jorge Coronado, Francisco Cruz, Yuriev, Gloria y Arlette.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería, a la División de Ciencias de la Tierra y al Programa de Alto Rendimiento Académico, por la gran calidad de educación que ahí recibí, agradezco a los mejores profesores con los que tuve el privilegio de tomar clases: Ing. Arellano Gil, Ing. Elba Karen Saenz García, Ing. Fernando Rosique, Ing. Neri Flores, Ing. Macías, M.I. Gómez Cabrera José Ángel, Dr. Rodríguez Nieto, Ing. Agustín Velásquez, Lic. Daniel Rodríguez, Ing. Herón Gachuz, Ing. Rosita, Ing. Teodoro Ceballos.

Finalmente agradezco a mis amigos: a mi gran amiga María Consuelo Cedillo, a mi gran amigo y compañero de tesis Juan Carlos López, y a mis buenos amigos Sebastián, Armando Kuri, Jaime López, Christian, Natalia, Richy, Héctor, Aliskair, Danira, Fabiola, Mike, Vargas, Rubén, Ulises, Lalo, Bruno, Alfonso, Pato, Trejo, Alan, Maribel, Dalia, Grecia, Ignacio Jahir Ávila, a mi grupo de 1er semestre y a las generaciones 2006, 2005 y 2004, gracias a todos, aprendí mucho de ustedes y me llevo un gran recuerdo de por vida. También agradezco a mi patria, a la gran nación mexicana, como azteca quiero mucho a mi país a pesar de que este lleno de antipatriotas y antimexicanos.

“La grandeza de un hombre no se mide de la cabeza a los pies, se mide del corazón al cielo”

“La ambición no se detiene, ni siquiera en la cima de la grandeza”

“La batalla más difícil la tengo conmigo mismo todos los días”

“En la guerra, como en el amor, todo se vale”

“Lo difícil se hace, lo imposible se intenta”

“Ganar no lo es todo, es lo único”



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-1234

SR. JUAN CARLOS LÓPEZ ARROYO

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Alejandro Cortés Cortés y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TERMINACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	CONCEPTOS GENERALES
II	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN
III	ANÁLISIS DE FUERZAS
IV	INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN
V	DISEÑO DE LOS DISPAROS
VI	TERMINACIONES INTELIGENTES
VII	TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	APÉNDICES
	BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 15 de Octubre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS DE LÓPEZ ARROYO JUAN CARLOS

A mis padres Elvira Arroyo Herrera y Gumaro López Hernández.

Por darme la vida, su amor, cariño, su tiempo, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por creer siempre en mí, por estar siempre pendiente de mis estudios, porque éste triunfo también les pertenece y se los dedico, les agradezco de corazón todo lo que han luchado siempre por darme todo lo que he necesitado y porque estar siempre a mi lado, de veras muchas gracias mamá y papá.

A mis hermanos Marisol, Jorge Alberto y Rosa María.

Por su apoyo incondicional, su amistad, sus consejos y por enseñarme siempre a luchar cuando se tiene un sueño, porque nunca me hablaron de derrotas sino de triunfos, aunque a veces tengamos nuestras diferencias saben que siempre estaré ahí y sé que ahí siempre estarán, los quiero y los amo.

A mis sobrinos María José, Epon Eli, Heidi y Christian.

Por ser unos niños hermosos, traviesos, divertidos, porque siempre me han hecho reír y disfrutar cada momento que estoy con ustedes ya que son cuatro angelitos maravillosos y porque sé que algún día no muy lejano serán unas personas de bien, los amo mucho.

A mis cuñados Ricardo, Raquel y Julieta.

Por ser unas buenas personas, por estar con mis hermanos y por ser parte de mi vida.

A mi novia Cristina Espinosa Valencia.

Por estar conmigo en las buenas y en las malas, por sus consejos y sobre todo por su apoyo incondicional y su amor.

A mis sinodales.

Agradezco a Dra. Martha Leticia Cecopieri, Ing. Cristina Avilés, M.I. Felipe Lucero, Ing. Leonardo Cruz y al Ing. Alejandro Cortés Cortés por su apoyo incondicional en la realización de esta tesis, de verdad muchas gracias.

A mis amigos.

Por ser parte fundamental en mi vida agradezco a: Christian Josué, Crispín, Jaime, Edgar, Armando, Orecencio, José Luis, Sebastián, Aliskair, Rubén, Jesús Eduardo, Bruno, Alan, Alfonso por compartir parte de su vida conmigo y sobre todo porque aprendí algo bueno siempre de ustedes de verdad, muchas gracias.

A mi amigo y hermano Carlos Javier González Castillo.

Porque siempre fuiste un gran amigo y sé que desde el cielo estarás siempre cuidándome y porque siempre te voy a llevar en mi corazón.

“Hasta la victoria siempre”

PRÓLOGO

En el siglo XXI el área de terminación de pozos en la industria petrolera ha cobrado una importancia vital en el desarrollo de los campos o yacimientos petroleros. Antes se creía erróneamente que se podrían incrementar las reservas solo con la recuperación secundaria ó la recuperación mejorada, que en conjunto se denominan EOR, o con los Sistemas Artificiales de Producción.

Los avances tecnológicos, la caída mundial de la producción y el agotamiento de las reservas han hecho que se busquen nuevas formas de optimizar la producción, una de esas nuevas formas son las terminaciones inteligentes. Y así, las terminaciones inteligentes en conjunto con los SAP y las EOR, forman algo que los científicos petroleros llaman IOR, recuperación incrementada de petróleo, y esto en conjunto con la ingeniería de yacimientos y la ingeniería económica es lo que hoy se conoce como Administración Integral de Yacimientos.

Una terminación inteligente es aquella que puede controlar diferentes zonas de producción en el pozo sin intervención física alguna, esto se logra mediante válvulas de control de flujo especiales que pueden ser accionadas desde la superficie o incluso de forma remota.

El manejo de un pozo inteligente de forma remota es muy importante, sobre todo para aquellos lugares muy remotos, es decir, en aguas profundas y ultraprofundas. Las aguas profundas van de los 500 a 1500 metros, y las ultraprofundas están a más de los 1500 metros. Para efectos de este trabajo, cuando mencionemos aguas profundas nos estaremos refiriendo a ambas.

Y así es como llegamos al objetivo principal de este trabajo: establecer una metodología integral, descriptiva y concreta de la terminación de pozos en aguas profundas. Pero, ¿Por qué aguas profundas? Si bien es cierto que para México esa zona tiene aun mucha incertidumbre, y sobre todo aun no es del todo rentable, seguramente en un futuro cercano lo será, y para ese entonces hay que estar preparados tecnológica y operacionalmente para desarrollar esos campos, los cuales van a ser una gran reserva para México ante el inminente agotamiento de sus yacimientos en tierra y el litoral marino.

Primero se analizará una metodología integral para la terminación en aguas profundas para posteriormente estudiar detalladamente las terminaciones inteligentes y finalmente mencionar su gran aplicación en aguas profundas, los estudios y análisis indican que terminaciones inteligentes se aplican perfectamente en esos lugares tan remotos, lo cual va a facilitar mucho el manejo de los campos petroleros en aguas profundas. Seguramente la tecnología de las terminaciones inteligentes seguirá avanzando a grandes pasos, por lo cual en un futuro cercano las terminaciones inteligentes van a servir también como método de incorporación de reservas ó bien para obtener una producción acelerada en cualquier momento.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	ING. Q. MARIA CRISTINA AVILES ALCANTARA
Vocal	ING. ALEJANDRO CORTES CORTES
Secretario	ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA
1o. suplente	DRA. MARTHA LETICIA CECOPIERI GOMEZ
2o. suplente	M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA

[Handwritten signatures and dates]
 12/nov/09
 03/01/09
 14/11/09
 12/nov/09
 12/nov/09

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

No. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
30311220-8	CHAVEZ PEREZ JOSE LUIS	INGENIERO PETROLERO
30216229-3	LOPEZ ARROYO JUAN CARLOS	INGENIERO PETROLERO

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado. Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

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

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

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 30 de Octubre de 2009.

EL DIRECTOR
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

ÍNDICE

RESUMEN	V
INTRODUCCIÓN	IX
1.- CONCEPTOS GENERALES	01
1.0.- Introducción.....	03
1.1.- Principios Básicos.....	04
1.2.- Identificación de Problemas para la Terminación.....	05
1.2.1.- Baja permeabilidad del yacimiento.....	06
1.2.2.- Presión baja del yacimiento.....	06
1.2.3.- Daño a la formación.....	06
1.2.4.- Taponamientos.....	07
1.2.5.- Aceite viscoso y pesado: aseguramiento de flujo.....	07
1.2.6.- Producción de agua.....	08
1.3.- Tipos de Terminación.....	08
1.3.1.- Interfase agujero – yacimiento.....	09
1.3.2.- Método de producción.....	10
1.3.3.- Número de zonas productoras.....	12
1.3.4.- Lugar del pozo.....	16
1.3.5.- Terminaciones usadas en Aguas Profundas.....	16
Referencias.....	18
2.- EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN	19
2.0.- Introducción.....	21
2.1.- Tuberías de Producción.....	22
2.2.- Raiser y Umbilicales en Aguas Profundas.....	22
2.3.- Equipo Superficial Submarino.....	26
2.3.1.- Árboles submarinos en Aguas Profundas.....	26
2.3.2.- Bola colgadora.....	34
2.4.- Válvula de Seguridad Bajo Superficie.....	34
2.5.- Empacadores de Producción.....	37
2.5.1.- Empacador permanente.....	39
2.5.2.- Empacador recuperable.....	40
2.5.3.- Empacador por activación mecánica.....	41
2.5.4.- Empacador por activación hidráulica.....	41
2.5.5.- Empacador de doble espacio.....	41
2.5.6.- Empacadores hinchables.....	42
2.6.- Herramientas Activadas a Distancia.....	42
Referencias.....	44

ÍNDICE

3.- ANÁLISIS DE FUERZAS	45
3.0.- Introducción.....	47
3.1.- Tensión y Compresión.....	48
3.2.- Presión Interna.....	50
3.3.- Colapso.....	51
3.3.1.- Colapso de cedencia.....	52
3.4.- Esfuerzos Axiales.....	54
3.4.1.- Fuerza axial.....	54
3.4.2.- Peso de la tubería.....	54
3.4.3.- Pistón.....	55
3.4.4.- Balón.....	58
3.4.5.- Pandeo.....	59
3.5.- Esfuerzos Biaxiales.....	62
3.5.1.- Tensión – presión interna.....	63
3.5.2.- Tensión – colapso.....	63
3.5.3.- Compresión – presión interna.....	63
3.5.4.- Compresión – colapso.....	64
3.6.- Análisis Triaxial.....	64
3.7.- Consideraciones Especiales en Aguas Profundas.....	66
3.8.- Resultados de Aplicación.....	67
Referencias.....	69
4.- INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN	71
4.0.- Introducción.....	73
4.1.- Lavado del Pozo.....	73
4.1.1.- Baches.....	75
4.1.2.- Diseño.....	75
4.1.3.- Nivel de turbidez.....	78
4.1.4.- Espaciadores y lavadores químicos.....	78
4.2.- Fluidos Empacantes.....	79
4.2.1.- Funciones, características y tipos.....	79
4.2.2.- Selección.....	81
4.2.3.- Desplazamiento.....	85
4.3.- Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas.....	85
4.3.1.- Propiedades de los fluidos.....	86
4.3.2.- Problemas a solucionar.....	88
4.3.3.- Soluciones operativas.....	90
4.3.4.- Análisis SARA.....	93
4.3.5.- Inhibidores de incrustaciones.....	94
4.3.6.- Transferencia de calor y aislamiento térmico.....	94
4.4.- Fluidos Empacantes y de Terminación usados en Aguas Profundas.....	98
Referencias.....	99

ÍNDICE

5.- DISEÑO DE LOS DISPAROS	101
5.0.- Introducción.....	103
5.1.- Explosivos y Herramientas.....	104
5.2.- Efectos que Afectan la Productividad.....	105
5.2.1.- Factores geométricos del disparo.....	106
5.2.2.- Presión diferencial al momento del disparo.....	107
5.2.3.- Daño generado por el sistema de disparo.....	113
5.3.- Tipos de Disparos.....	113
5.4.- Metodología de Selección.....	114
5.4.1.- Planeación y operación del sistema de disparo.....	114
5.4.2.- Desempeño y optimización.....	117
5.5.- Seguridad y Manejo de los Disparos.....	120
5.6.- Consideraciones de los Disparos en Aguas Profundas.....	120
Referencias.....	121
6.- TERMINACIONES INTELIGENTES	123
6.0.- Introducción.....	125
6.1.- Monitoreo, Toma e Interpretación de Datos.....	126
6.2.- Redes Neuronales e Inteligencia Artificial.....	129
6.2.1.- Funcionamiento de las RNA.....	129
6.2.2.- Aplicación en la industria petrolera.....	130
6.2.3.- Aplicación en las Terminaciones Inteligentes.....	131
6.3.- Automatización de Pozos.....	134
6.4.- Control de Agua y Arena.....	140
6.5.- Sistemas Artificiales de Producción Inteligentes.....	141
6.5.1.- Bombeo Neumático Inteligente.....	141
6.5.2.- Bombeo electrocentrífugo sumergible.....	143
6.5.3.- Aplicación del Bombeo Neumático en el campo Cantarell.....	145
6.6.- Incremento de Reservas.....	147
6.7.- Primera Terminación Inteligente en México.....	150
6.7.1.- Diseño de la terminación.....	151
6.7.2.- Tecnología empleada.....	151
6.7.3.- Resultados y recomendaciones.....	154
Referencias.....	155

ÍNDICE

7.- TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	157
7.0.- Introducción.....	159
7.1.- Diseño de una Terminación Submarina.....	160
7.1.1.- Planeación y ejecución.....	161
7.2.- Diseño de la Terminación en Aguas Profundas.....	163
7.2.1.- Componentes de la terminación.....	167
7.2.2.- Consideraciones operacionales.....	169
7.3.- Terminaciones Inteligentes en Aguas Profundas.....	169
7.4.- Sistemas Artificiales de Producción en Aguas Profundas.....	171
7.5.- Proyecciones en el Futuro en Aguas Profundas.....	173
Referencias.....	175
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	177
APÉNDICES	181
Apéndice 1.- Glosario.....	181
Apéndice 2.- Formulario.....	184
Apéndice 3.- Nomenclatura.....	188
Apéndice 4.- Figuras.....	191
Apéndice 5.- Tablas.....	194
Apéndice 6.- Gráficas.....	195
BIBLIOGRAFÍA	197



RESUMEN

RESUMEN

RESUMEN

La terminación de un pozo es la etapa intermedia entre la perforación y la producción, por lo que es muy importante diseñar bien la terminación, para no tener futuros problemas con la producción del pozo. A fin de cuentas, lo que más importa en los pozos petroleros, es su productividad, y por ende, su rentabilidad.

Actualmente es más conveniente invertir en sistemas artificiales, recuperación secundaria y mejorada, y terminaciones inteligentes, que en el campo Chicontepec, o bien en aguas profundas. Esto se debe a que la ingeniería petrolera se debe ver tanto del punto de vista técnico como financiero.

Aunque las prioridades de PEMEX en el ámbito financiero son los sistemas artificiales de producción, y la recuperación secundaria y mejorada, es necesario invertir en las aguas profundas, que serán en un futuro mediano, el sustento del país, a causa de la declinación de los yacimientos terrestres y de aguas someras.

La historia de la terminación de pozos es larga, y a lo largo de esta historia se han obtenido grandes conocimientos y experiencias, y también se ha desarrollado una gran tecnología para este propósito. Es de vital importancia el diseño de la terminación, ya que de este dependerán las condiciones de producción del pozo.

No todas las terminaciones van a ser iguales, cada pozo tiene sus características, y por ello existen diferentes tipos de terminaciones, cada una de ellas con un objetivo específico, para cierto tipo de condiciones en el pozo o bien dependiendo de otros parámetros, ya sea técnicos o económicos, tales como el propio yacimiento o las instalaciones superficiales.

En el capítulo 1 se dará un repaso a los conceptos básicos de la terminación de pozos, historia, problemas en los pozos, dando así las bases y herramientas necesarias para el enfoque de esta tesis, comprendiendo primero el concepto en sí de la terminación, así como su importancia en aguas profundas.

En los capítulos 2 a 5 se estudiará, analizará y se integrará una metodología acerca de la terminación de pozos, con todas sus consideraciones en aguas profundas esto incluye fluidos de control, aseguramiento de flujo, tuberías y herramientas, análisis de esfuerzos, disparos y todo lo necesario en la terminación de un pozo, esto servirá como cimiento para el enfoque de este trabajo.

En el capítulo 6 se estudiarán las terminaciones inteligentes, este capítulo es muy importante ya que sentará las bases para el último capítulo. Las terminaciones inteligentes requieren de gran tecnología y potentes bases de datos, redes neuronales y software de alto nivel, por esto y otras cuestiones las terminaciones inteligentes son muy costosas, por lo que solo se deben usar en pozos que tengan una muy alta probabilidad de éxito. Por la proyección futura de las aguas profundas, y por lo alejado de esos lugares, parece ser que las terminaciones inteligentes van a tener una gran aplicación en esos lugares, con lo cual los campos en aguas profundas van a ser fácilmente manejables.

RESUMEN

En el capítulo 7, el último y más importante, se verá el enfoque principal, la terminación en aguas profundas, y se detallará porque es importante esta área en la industria y también se estudiará la tecnología y metodología necesarias para la terminación en aguas profundas, que va a ser el próximo punto de mira del país.

Como se observará más adelante, el objetivo principal de este trabajo es desarrollar una metodología en la terminación, con un enfoque especial en aguas profundas, con el fin de establecer las bases para esta etapa importante entre la perforación y la producción, y también, buscar la manera de continuar el presente trabajo en nuevas tecnologías de terminación, y como referencia para futuras tesis con un mayor enfoque y profundidad.

La terminación de pozos es tan importante como la perforación y la producción, ya que es el paso intermedio entre ambos, y un mal diseño puede hacer que el pozo no produzca lo deseado. Una metodología integral siempre es necesaria en cualquier ámbito de la industria petrolera, y la terminación de pozos no es la excepción, ya que siempre será necesario saber exactamente que se debe hacer en cada caso, y así, poder diseñar una terminación eficiente y de calidad, sobre todo en lugares tan remotos como las aguas profundas.

Es necesario desarrollar nuevos enfoques de la terminación de pozos, tal como se presenta en este trabajo, y es de suma importancia para el país ir pensando en las aguas profundas, para posteriormente pasar a las aguas ultraprofundas, cuyas terminaciones van a ser diferentes a las convencionales debido a las condiciones extremas que en esos lugares se presentan.



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

El área de aplicación de la terminación de pozos es amplia. Este trabajo pretende cubrir todas las principales consideraciones para los diferentes tipos de terminaciones, con un enfoque especial en las terminaciones inteligentes y su aplicación en aguas profundas. La intención es proporcionar una metodología descriptiva completa para todos aquellos que estudian el área de terminación de pozos, enfocando esa área en aguas profundas.

La terminación de pozos es la interfaz entre el yacimiento y la producción en la superficie. El papel del ingeniero es terminar bien el agujero que ya ha perforado y convertirlo en un pozo con una producción segura y eficiente. Esto no significa que la terminación siempre debe tener una tubería, un árbol de navidad o cualquier otra pieza del equipo de terminación.

En algunas zonas, puede, por ejemplo, ser posible producir en agujero abierto y después por la tubería. Sin embargo, mientras nos aventuramos en las zonas más hostiles, tales como las aguas profundas o el Ártico, el cual es un lugar muy frío, los problemas extremos que ahí se presentan hacen que las terminaciones, por necesidad, se vuelven más complejas y sofisticadas, y es ahí donde nacen las terminaciones inteligentes, parte fundamental de este trabajo.

La finalización del diseño es una mezcla e integración multidisciplinaria de muchas ciencias como física, química, matemáticas, ingeniería, geología, hidráulica, ciencia de los materiales y la experiencia práctica de un ingeniero de pozo. Los mejores ingenieros de terminación serán capaces de equilibrar la teoría con la práctica, y resolver eficientemente problemas como los que se presentan en aguas profundas.

Todos los diseños se basan en los datos disponibles. Los datos pueden ser directos o se pueden obtener por medio de predicciones, analogías con otros pozos ó campos similares y modelos en base a correlaciones empíricas ó desarrollos matemáticos. Toda la información es dinámica e incierta, por lo cual es muy importante tener los datos suficientes a la hora de diseñar la terminación, más aun si se trata de una terminación inteligente, la cual va a requerir la mayor cantidad de datos posible, ya que de ello dependerá el éxito del pozo inteligente, así como su producción optimizada.

Las terminaciones tienen un papel muy importante en la economía global de un campo en desarrollo. Aunque los gastos de las instalaciones pueden ser una modesta proporción a la de los costos del capital total de un campo, las terminaciones tienen un efecto desproporcionado sobre los ingresos y los costos operativos futuros. Esto no significa necesariamente que las terminaciones tienen que sobrevivir a la vida productiva de un campo. Esto puede ser óptimo para el diseño de tuberías de reemplazo. Es por ello que también es necesario hacer un análisis de evaluación económica en las terminaciones, para ver que es lo que más nos conviene dependiendo de la producción a obtener, aunque esto ya queda fuera del alcance del presente trabajo enfocado a aguas profundas.

INTRODUCCIÓN



CAPÍTULO 01

CONCEPTOS GENERALES



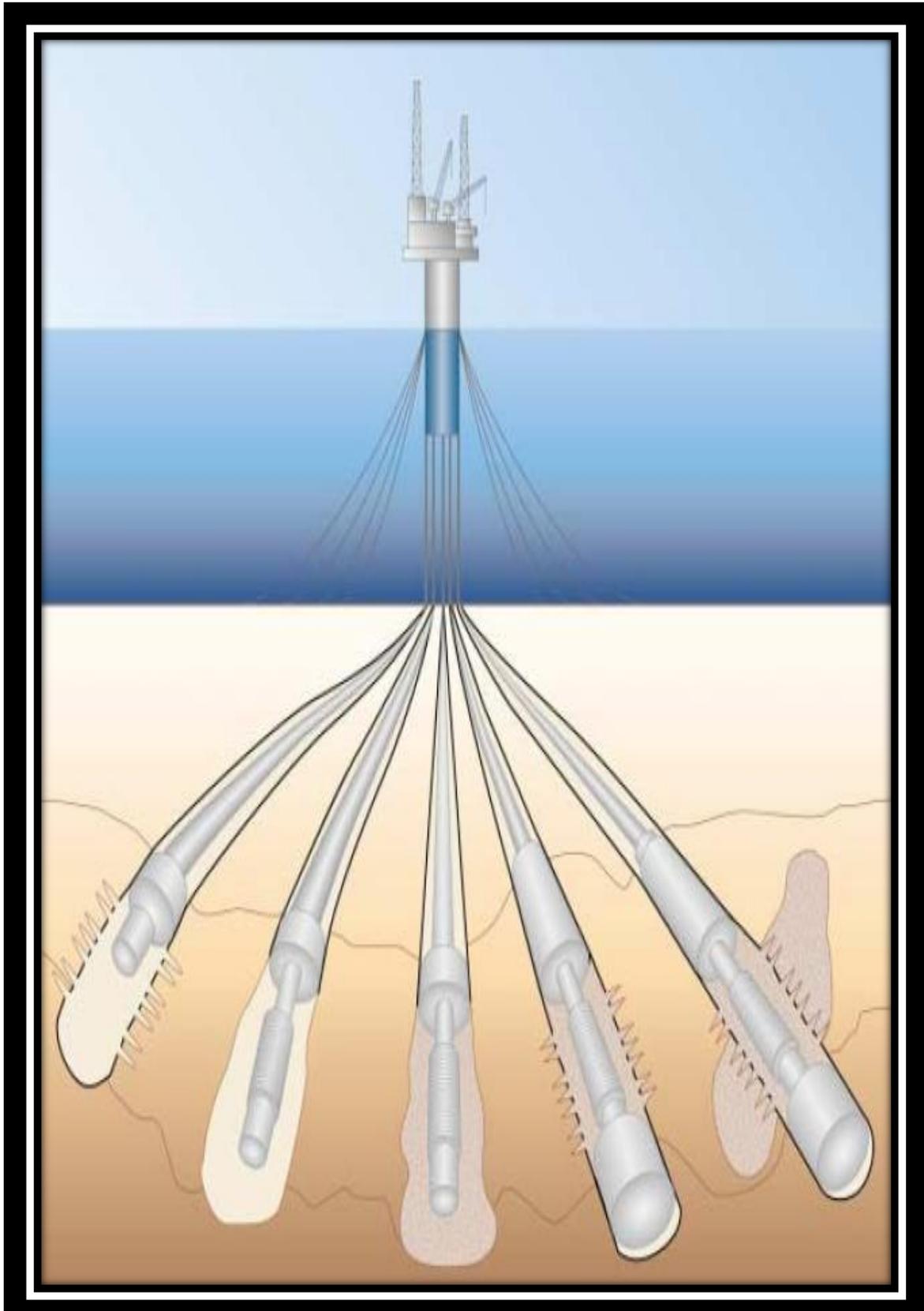


Fig. 1.1.- Esquema de distintos tipos de terminación submarina. (1)

1.0.- Introducción.

Un pozo petrolero es un agujero que se hace en una superficie terrestre o marina, por el cual se comunica el yacimiento con la superficie a través de una serie de tuberías, válvulas y demás herramientas, con el objetivo de explotar los hidrocarburos que ahí se encuentran. En aguas profundas, la perforación es más difícil, pues la ventana operacional se reduce bastante, y el perforar bajobalance es peligroso, pues se pueden formar hidratos de metano y tapar la sarta. Una vez concluida la perforación de un pozo petrolero, se inicia con la terminación de este, en la cual se requiere de personal capacitado y de una serie de diseños, y servicios de apoyo. Es por ello que al trabajar en aguas profundas, que son lugares muy remotos, los costos de los pozos son muy elevados, debido a las herramientas especiales que se usan, tales como arboles submarinos, cabezales submarinos, válvulas de tormenta y **sistemas de control de flujo**. Se puede determinar que la terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo, que se inicia después de que se encuentra cementada la última tubería de revestimiento, la cual va a ser nuestra tubería de explotación, con o sin tubería de producción, y se realiza con el fin de dejar al pozo produciendo hidrocarburos de una forma segura y óptima. (2)

El objetivo de la terminación de un pozo petrolero es dejar al pozo listo para que empiece a producir. Básicamente una terminación consiste en conectar de forma controlada y segura al yacimiento con la superficie, cuidando proteger las tuberías de revestimiento, que representan la vida del pozo, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente, aprovechando así de la mejor forma tanto la energía del yacimiento como la del pozo. En aguas profundas se usan las terminaciones submarinas, generalmente estas son terminaciones inteligentes, las cuales regulan la producción de diferentes zonas productoras con diferentes características, evitando así el flujo cruzado, otra razón es que en aguas profundas una intervención al pozo cuesta la mitad de otro pozo, por lo cual, el objetivo primordial de las terminaciones inteligentes es eliminar las intervenciones futuras a los pozos y asegurar que todas las zonas produzcan al menor costo.

De esta forma, podemos definir que la terminación de pozos es el diseño, selección e instalación de las tuberías, herramientas y el equipo situado en el pozo con el fin de transportar los fluidos o bombearlos, controlar la producción o la inyección de fluidos al yacimiento. (3)

Cada pozo es único, por lo cual se debe diseñar para cada uno el tipo de terminación que sea más conveniente tomando en cuenta aspectos técnico – económicos tales como la ubicación del pozo, la energía del yacimiento, el tipo de formación, la rentabilidad, etc., así como los distintos problemas que se puedan presentar en el pozo. En una terminación submarina en aguas profundas es importante un buen diseño, que nos permita el aseguramiento de flujo desde el fondo del pozo hasta los separadores.

1.1.- Principios Básicos.

La Terminación de Pozos es el sistema de procesos y accesorios que se instalan dentro del pozo con el objetivo de conducir o inyectar fluidos de las formaciones a la superficie o viceversa. El propósito primordial de la terminación de un pozo es prepararlo y acondicionarlo con el fin de obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo posible, empleando las técnicas e introduciendo los equipos adecuados para las características del yacimiento y del propio pozo. La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de la cementación de la última tubería de revestimiento y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos de una forma segura y óptima. Se debe hacer un análisis nodal para determinar que aparejos de producción deben de utilizarse para producir el pozo, adecuándose a las características del yacimiento. En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de pozos. Esto con el objetivo de maximizar tanto la producción, como la energía del yacimiento. En aguas profundas esto es de vital importancia, pues con las condiciones de altas presiones y bajas temperaturas se pueden formar parafinas, hidratos de metano y asfaltenos, los cuales pueden reducir el diámetro del aparejo y en casos extremos tapar la tubería, lo cual sería muy grave pues las intervenciones a pozos en aguas profundas son muy costosas, una intervención cuesta la mitad de un pozo nuevo.

Para desarrollar la planeación de la terminación se deberá de contar con la información del pozo a intervenir y de pozos vecinos, esto con la finalidad de realizar analogías que nos permitan elegir el mejor diseño, en dichas analogías se hará un comparativo de las condiciones del pozo con otros pozos similares, y se pueden hacer los cálculos del nuevo pozo con correlaciones. En aguas profundas esto no es tan fácil, pues esas regiones tienen poca exploración y son relativamente nuevas para la industria. Lo que se usa en aguas profundas son sísmica y registros avanzados para poder obtener los datos que se necesitan, así como mediciones mientras se perfora. Dichos datos son analizados y depurados con redes neuronales y sistemas neuro difusos, esto se verá en el capítulo 06. En aguas profundas, se hacen consideraciones especiales para determinar el tipo de terminación, entre las cuales una muy importante es la simulación, esto se hace para determinar la fase de generación de hidratos de metano, parafinas y asfaltenos, con el objetivo de diseñar una terminación, con fluidos empacadores y aparejos adecuados para evitar la formación de estos tres elementos que podrían arruinar al pozo.

Actualmente, el desarrollo de la terminación de pozos se encuentra en un fase de gran aplicación y creación de nuevas tecnologías, tales como las terminaciones múltiples o los terminaciones inteligentes, que es lo que se está aplicando en aguas profundas, y tal parece que en un futuro cercano la práctica común en aguas profundas van ser las terminaciones inteligentes.

1.2.- Identificación de Problemas para la Terminación.

Un problema de pozo puede estar relacionado a límites específicos con la baja producción de aceite o gas, alta relación gas-aceite, alto porcentaje de agua, problemas mecánicos o beneficios insuficientes. Antes de considerar pozos individuales el analista debe tener la certeza de que el problema existe y que no es un problema del yacimiento. (4)

El análisis de los problemas de pozos puede ser manejado sobre la base del estudio de un pozo individual y también se debe tener en cuenta el daño a la formación causado durante la perforación del pozo, lo que puede implicar una baja productividad. La conclusión de tal estudio debe usualmente resultar en una de las siguientes recomendaciones:

- 1.- Trabajo de reparación.
- 2.- Continuar produciendo el pozo hasta que el gas o aceite declinen a un volumen predeterminado en su límite económico.
- 3.- Mantener la presión del yacimiento.
- 4.- Aplicar métodos de recuperación mejorada.
- 5.- Abandonar el pozo.
- 6.- Asegurar el flujo desde el fondo del pozo, hasta las baterías de separación, especialmente en aguas profundas.

Este último punto es muy importante, pues en aguas profundas quizá uno de los grandes problemas una vez que los pozos estén produciendo es asegurar el flujo a través de las tuberías y líneas. Para esto se tiene que hacer un análisis integral, en el cual mediante la aplicación de calor y de aditivos químicos seleccionados adecuadamente se logra asegurar el flujo de los fluidos en aguas profundas. (5)

Los problemas pueden usualmente ser clasificados como gasto de producción limitado, excesiva producción de agua, excesiva producción de gas en pozos de aceite, y fallas mecánicas. Los problemas de pozos de gas y aceite son similares; sin embargo, la alta producción de agua es más difícil de manejar en pozos de gas. Los gastos de producción limitados pueden ser resultado de:

- 1.- Baja permeabilidad del yacimiento.
- 2.- Baja presión del yacimiento con respecto a la profundidad.
- 3.- Daño a la formación.
- 4.- Taponamiento del agujero o de las líneas de flujo.
- 5.- Alta viscosidad del aceite.
- 6.- Excesiva presión contra la formación.
- 7.- Inadecuado levantamiento artificial.
- 8.- Problemas mecánicos.

1.2.1.- Baja permeabilidad del yacimiento.

La baja permeabilidad del yacimiento puede ser una característica total del yacimiento, o puede estar limitada a solo una porción del yacimiento. Si la baja permeabilidad ha sido derivada de una producción limitada, este problema debe ser considerado junto con otras posibles causas de la baja productividad.

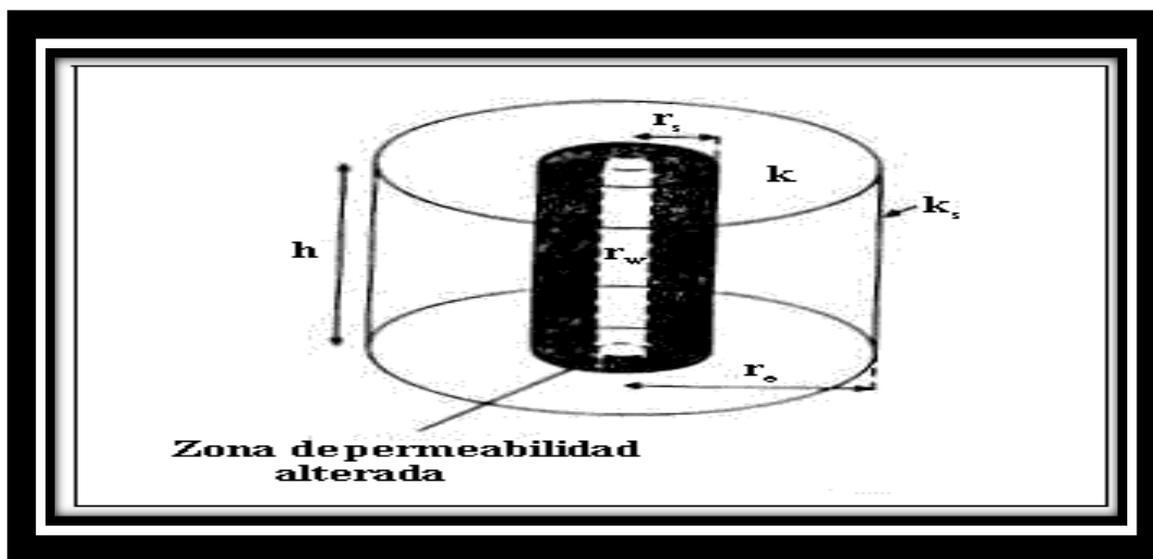


Fig. 1.2.- Zona alrededor del pozo con permeabilidad dañada. (6)

En un yacimiento de baja permeabilidad, la productividad del pozo declina rápidamente si los fluidos cercanos al agujero son producidos a un alto gasto. Si los datos geológicos o de yacimiento no indican rápidamente la baja permeabilidad del yacimiento, las mediciones de flujo y pruebas de incremento de presión pueden realizarse para diferenciar entre una baja permeabilidad y el daño.

1.2.2.- Presión baja del yacimiento.

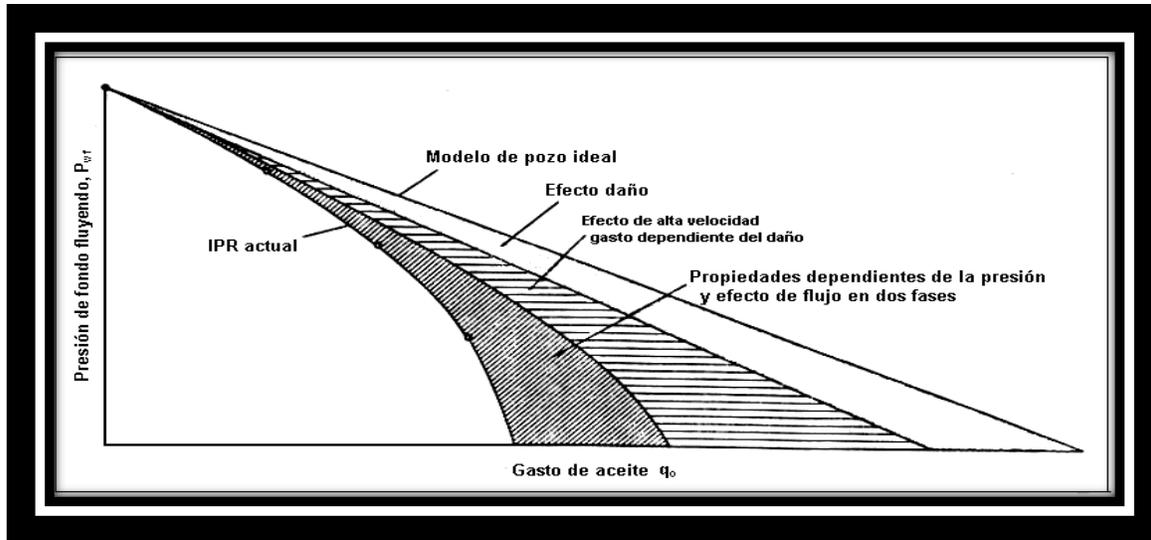
Si las mediciones de presión del yacimiento han sido llevadas a cabo de forma rutinaria, la presión de yacimiento en ese pozo debe ser conocida. En caso contrario, no se debe de llevar a cabo la toma de presión, lo que se debe considerar es el empuje dominante en el yacimiento y como este mecanismo está asociado con el problema real o aparente del pozo que está siendo investigado.

1.2.3.- Daño a la formación.

Durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada "zona dañada" y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo en el pozo es denominado como efecto de daño. Así mismo, el daño se define como un factor que causa, en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación.

CONCEPTOS GENERALES

Si existen múltiples zonas abiertas en una terminación simple los registros de producción corridos en pozos fluyentes o con sistema artificial frecuentemente muestran algunas zonas permeables las cuales pueden contribuir pequeña o grandemente con el deterioro de la producción. El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.



Gráfica 1.1.- IPR actual vs el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal. (7)

1.2.4.- Taponamientos.

Cuando la baja productividad es indicada en un pozo con sistema artificial y una historia de producción alta, la primera consideración que debe hacerse es verificar la operación eficiente de ese sistema. De todos los tipos de pozos la probabilidad de las líneas de flujo, el agujero y los disparos deben ser evaluadas. El taponamiento como sabemos puede ser causado por engravamiento o arenamiento, lodos, roca de la formación, parafinas y asfáltenos, incrustaciones, restos de pistolas u otros detalles adicionales. (8)

1.2.5.- Aceite viscoso y pesado: aseguramiento de flujo.

La alta viscosidad del aceite puede ser normal para un yacimiento en particular. Si el yacimiento está produciendo por gas disuelto, la viscosidad del aceite se debe incrementar en la proporción en que el gas es liberado en el aceite. Si el pozo tiene problemas de producción debido a las emulsiones agua – aceite de alta viscosidad en o cerca del agujero puede ser económico romper o invertir la emulsión con surfactantes de alta viscosidad. En el caso de aceite pesado y extra pesado se recomienda el uso de calor para disminuir su viscosidad y si el pozo no produce por sí solo, se pueden emplear técnicas de levantamiento artificial, siempre y cuando las condiciones del pozo lo permitan.

CONCEPTOS GENERALES

Este problema de aceite viscoso y pesado es favorable para la formación de dos elementos indeseables: parafinas y asfáltenos. Para determinar la tasa de depositación de cera o parafinas es necesaria la medición de muestras. La viscosidad tiene un gran impacto en la cantidad de depósito de ceras, así como también proporciona una guía de cuando ocurre la depositación y gelatinización de ceras. La cantidad de depósito de ceras es gobernada en mayor parte por el gradiente de temperatura entre el fluido de producción y el ambiente del entorno. Una vez que la cantidad de depósito de ceras es medida, estos resultados pueden alimentar un modelo térmico integrado para predecir la localización de cualquier depósito de ceras, el espesor estará en función del tiempo, la caída neta de presión aumenta y el volumen total de ceras que podría removerse durante una corrida de diablo.

La principal dificultad al presentarse la gelatinización de las ceras es la capacidad de reiniciar el flujo después de un determinado tiempo. Si el fluido contiene ceras, y se llega al punto de escurrimiento, la tubería puede ser completamente bloqueada durante el cierre. En el reinicio del flujo, puede ser que no haya suficiente presión para romper el gel, lo que se reflejará en una incapacidad de flujo. Para los sistemas que tienen un problema potencial de gelatinización de ceras, las opciones para su desarrollo pueden ser limitadas, tales como: calentador de tubería, aislamiento de tubería y la inhibición química.

1.2.6.- Producción de agua.

El problema de producción de agua es un problema muy común en los pozos petroleros, ya sea por el empuje hidráulico natural de la formación o bien el agravamiento de este problema mediante la indeseada conificación o digitización. Otras causas pueden ser fugas en las tuberías de revestimiento o por malas cementaciones. Los problemas de conificación y digitización son más comunes en zonas estratificadas y en horizontes donde el empuje hidráulico esta presente. Este problema se le debe dar un tratamiento especial, pues la producción de agua afecta la productividad y también disminuye la rentabilidad de los campos, y tal parece que una de las mejores soluciones es reinyectar el agua producida a los yacimientos, esto con el fin de mejorar la productividad y el factor de recuperación de los campos.

1.3.- Tipos de Terminación.

Hay muchas formas de clasificación de las terminaciones, los autores más importantes en esta área las han clasificado en cinco grupos principales:

- a) Interfase agujero – yacimiento.
- b) Método de producción.
- c) Número de zonas productoras.
- d) Lugar del pozo.
- e) Aguas profundas.

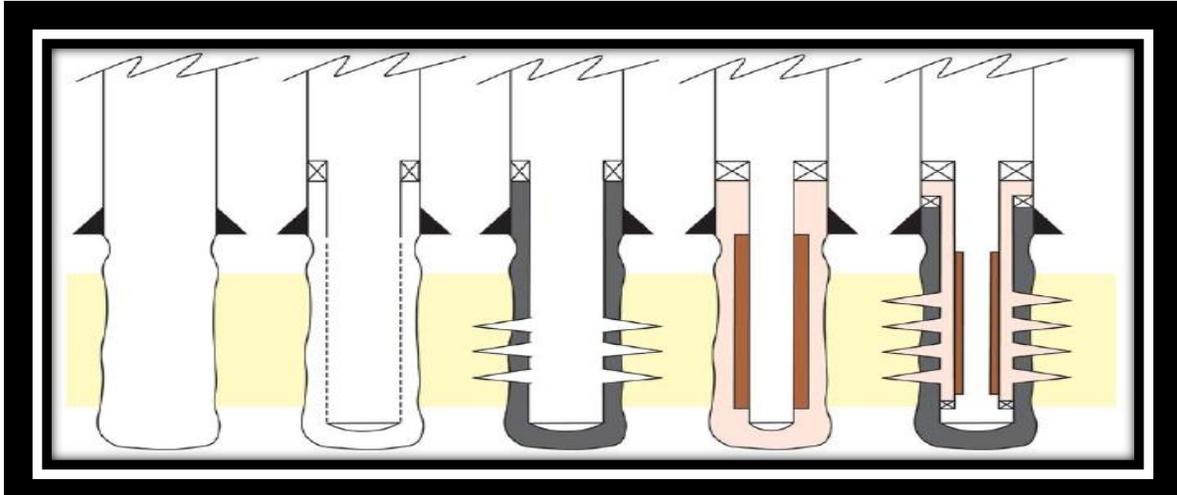


Fig. 1.3.- Tipos de terminación. (9)

1.3.1.- Interfase agujero – yacimiento.

Este grupo de clasificación fue el primero en usarse en la historia de la terminación de pozos, este grupo presenta dos subgrupos:

- a) Agujero descubierto.
- b) Agujero revestido.

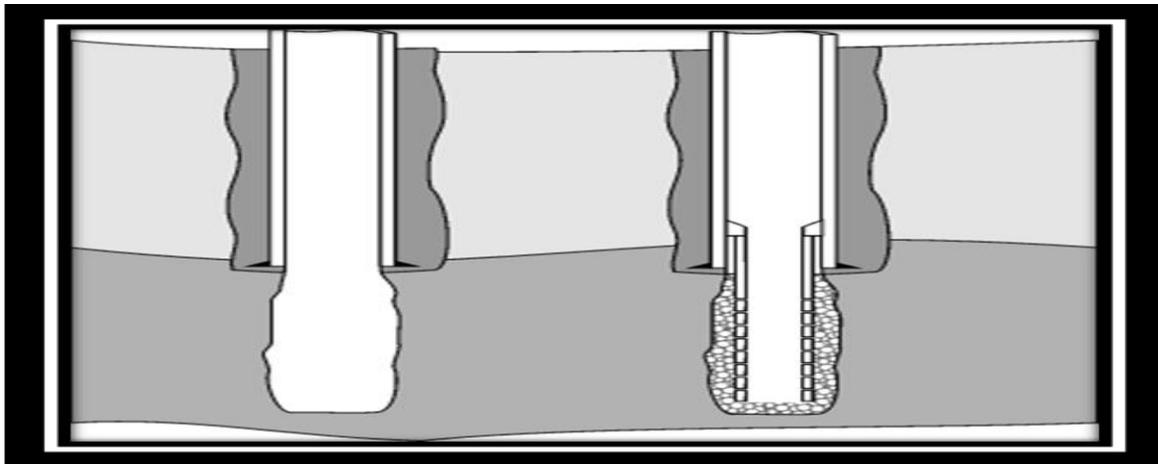


Fig. 1.4.- Tipos de terminación, interfase agujero – yacimiento. (10)

1.3.1.1.- Agujero descubierto.

En las primeras terminaciones, el revestidor se colocaba en la parte superior de la zona productora, dejando prácticamente el agujero productor descubierto. Este tipo de terminaciones es aplicable sólo en yacimientos constituidos por formaciones de suficiente resistencia para prevenir los derrumbes o colapsos. En tal tipo de terminación no es posible producir selectivamente o aislar intervalos indeseables. La técnica de agujero descubierto está casi completamente descartada excepto para unas pocas formaciones de baja presión.

CONCEPTOS GENERALES

1.3.1.2.- *Agujero revestido.*

En este subgrupo de terminación, la tubería de revestimiento cubre completamente la zona productora, controlando de forma más eficiente el flujo de la formación, hay dos tipos de terminación en este subgrupo:

- Agujero revestido y no cementado.
- Agujero revestido y cementado.

Agujero revestido y no cementado.

En este tipo de terminación la tubería cubre todo el intervalo productor, sin embargo no va a estar cementada a partir de donde comienza la zona productora. Hay dos tipos de terminación en esta modalidad:

- Liner ranurado.
- Empaque de arena o grava.

El objetivo de estas modalidades es evitar o minimizar la producción de arena, con el objetivo de mejorar el flujo y cuidar las instalaciones tanto del pozo como las instalaciones superficiales, pues la arena es abrasiva y puede causar un severo daño en las tuberías.

Agujero revestido y cementado.

En este tipo de terminación el último revestidor, llamado tubería de explotación, se cementa en su totalidad, y el flujo de fluidos se establece creando agujeros a través del revestidor, cemento y formación, los cuales se conocen como disparos. Es conveniente que los disparos libren la zona dañada en la vecindad del pozo. Actualmente es el tipo de terminación más usada en la industria, pues permite tener un control en el flujo de los fluidos, ya que se pueden tener varias zonas produciendo al mismo tipo, cosa que no es posible con las terminaciones en agujero abierto o con tubería no cementada. También tiene la ventaja de que los disparos pueden ser taponados con cemento y de esta forma producir otro intervalo.

1.3.2.- Método de producción.

Hay dos formas de producir un pozo: natural y artificial. Generalmente, al inicio de la vida productiva de un yacimiento este posee la energía necesaria para llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie. Sin embargo, en campos maduros, debido a la declinación natural de la presión del yacimiento, la energía de este ya no será capaz de llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, y por lo tanto será necesario un sistema artificial, aunque esta condición no siempre es indispensable, es decir, un pozo puede ser capaz de producir naturalmente, sin embargo su producción es baja y se desea incrementar, y esto se logra mediante un sistema artificial de producción.

CONCEPTOS GENERALES



Tabla 1.1.- Clasificación de los sistemas artificiales de producción.

1.3.2.1.- Terminación con sistema artificial de producción.

Un sistema artificial de producción es un mecanismo instalado en los pozos para hacer que estos fluyan, o bien para aumentar su producción, en otras palabras es un sistema que otorga una energía externa y adicional al pozo. En este trabajo solo analizaremos los dos sistemas que son los ideales en aguas profundas, los cuales se analizarán a fondo en los capítulos 06 y 07:

- Terminación con bombeo neumático.
- Terminación con bombeo electrocentrífugo sumergido.

La razón de esto es que las aguas profundas son el ambiente ideal para estos dos sistemas: el BN se usa porque el casquete de gas adquiere una presión adicional con el tirante de agua y dicho gas se puede usar para el BN; y el BEC porque su potencia es la ideal para elevar los fluidos a través del pozo y del tirante de agua, y también por su gran capacidad de producción. Otros sistemas se pueden aplicar en aguas profundas, pero estos dos son los principales.

Terminación con bombeo neumático.

Este aparejo es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para elevar y hacer llegar al aceite a la superficie. El método de elevación de aceite con gas está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular, siendo este la fuerza principal que hace elevar al aceite. El BN convencional se divide en continuo, BNC y en intermitente, BNI. En aguas profundas el que se aplica es el BNC. El BN no convencional es el BN Inteligente, el cual se verá en los capítulos 06 y 07, y no es exactamente un SAP, ya que el pozo no requiere de una energía externa.

CONCEPTOS GENERALES

Terminación con bombeo electrocentrífugo sumergido.

Tal vez el bombeo electrocentrífugo sumergido sea el sistema artificial de producción ideal en aguas profundas, se aplica exitosamente cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas – aceite, la razón de esto es que cuando el BEC se combina con una terminación inteligente, las válvulas de control de flujo en combinación con el variador de voltaje hacen que el pozo tenga un funcionamiento óptimo. El sistema de bombeo opera sumergido en el fluido del pozo y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, generalmente por encima de la zona de disparos. El equipo subsuperficial está constituido por: motor eléctrico, protector, bomba centrífuga, cable y opcionalmente un separador de gas. Las partes superficiales son: cabezal, tablero de control, cable superficial, transformador, y lo más importante: el variador de voltaje, el cual nos permitirá regular el gasto. La integración de todos estos componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener en la superficie el gasto de aceite deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo.

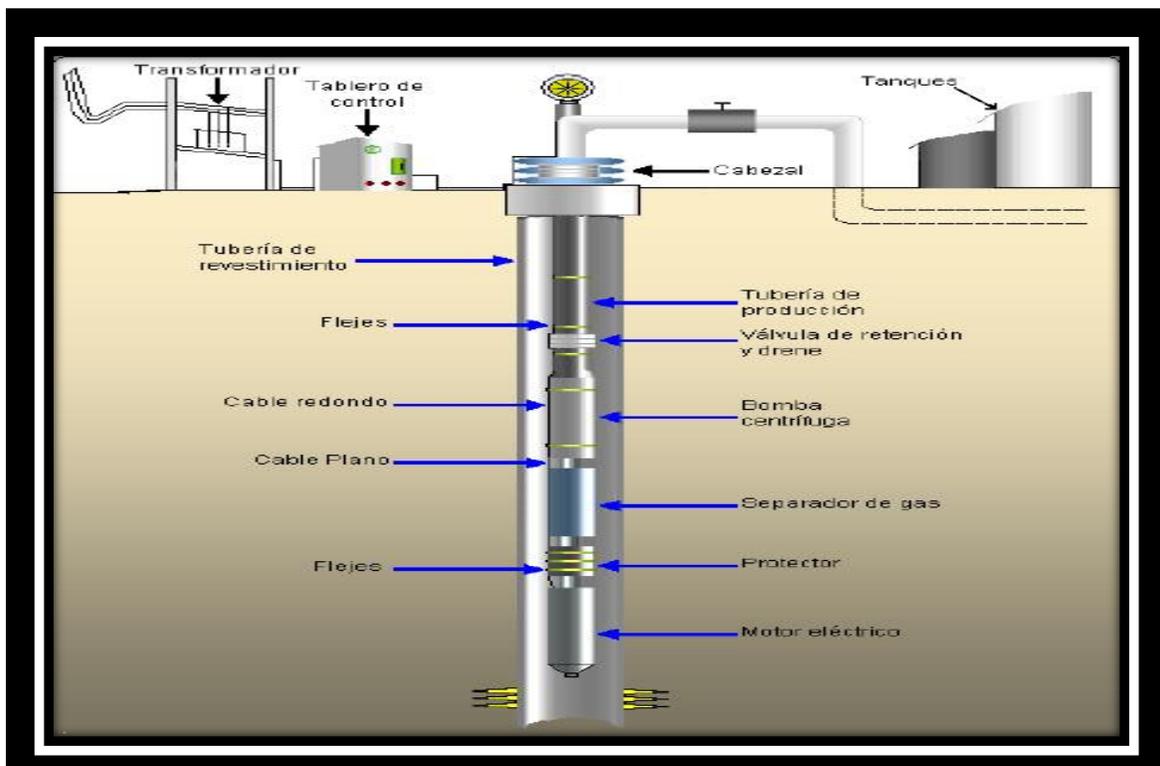


Fig. 1.5.- Sistema del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

1.3.3.- Número de zonas productoras.

En este grupo en la clasificación de las terminaciones se hace énfasis en el número de zonas que el pozo va a producir, de modo de que las podemos clasificar en sencillas o múltiples, teniendo en cuenta el número de TP's introducidas en el pozo así como el número de ramas multilaterales del pozo.

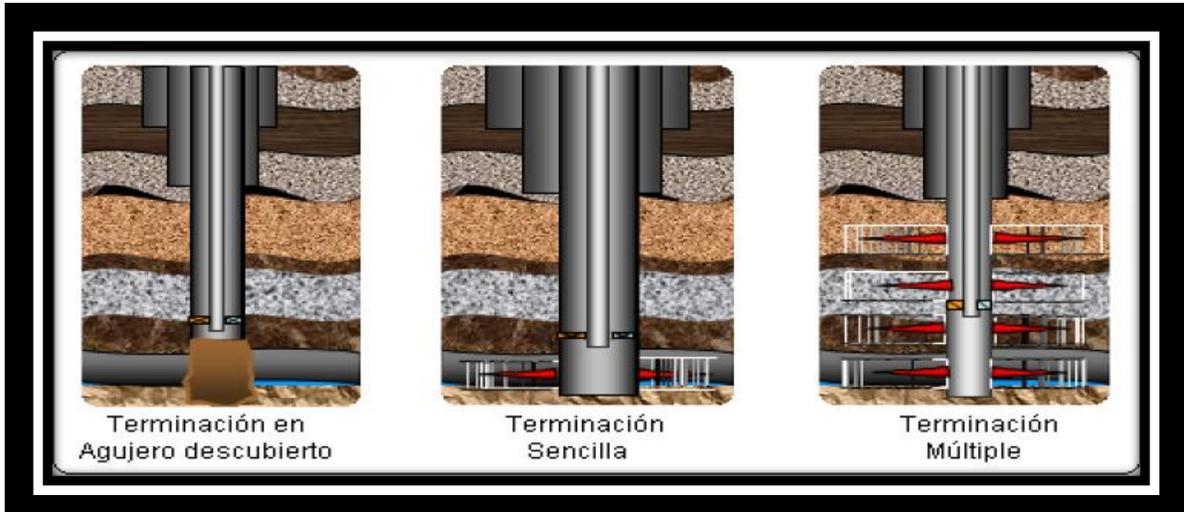


Fig. 1.6.- Diferentes clasificaciones de las terminaciones.

1.3.3.1.- Terminaciones sencillas.

En las terminaciones sencillas el pozo puede producir solo por la TR, o bien con solo una TP. Las terminaciones sencillas se pueden subdividir en:

- Sencillas en agujero descubierto.
- Sencillas en agujero revestido cementado.

Sencillas en agujero descubierto.

Las terminaciones sencillas en agujero descubierto solo pueden producir únicamente un intervalo productor, es decir, no son capaces de producir selectivamente varios intervalos. Este tipo de terminaciones se subdivide en:

- Sencilla con TR franca en agujero descubierto.
- Sencilla con tubingless en agujero descubierto.
- Sencilla con TP franca en agujero descubierto.
- Sencilla con TP y empacador en agujero descubierto.

Sencilla con TR franca en agujero descubierto.

Este tipo de terminación fue el primero en usarse en el mundo, y en los pozos no se introducía un aparejo de producción y se dejaban produciendo solo por la TR. Este tipo de terminación prácticamente está obsoleta, pues hace que la declinación de la presión del yacimiento sea drástica, sin embargo, actualmente y aunque casi no se utiliza, existe su variante que es el tubingless.

Sencilla con tubingless en agujero descubierto.

Un tubingless es una tubería de menos de 5 pulgadas, y puede interpretarse como tubería menor. Dado su pequeño diámetro actúa como TR y como TP al mismo tiempo, lo cual reduce costos y evita el depresionamiento del yacimiento.

CONCEPTOS GENERALES

Sencilla con TP franca en agujero descubierto.

Aquí la TP es colocada en el pozo, pero sin empacador, lo que hace que los fluidos de la formación viajen tanto por la TP como por la TR.

Ventajas	Desventajas
Es rápida y menos costosa.	La TR está en contacto con los fluidos.
El tiempo de operación es menor.	Las presiones se ejercen en la TR.
Se pueden obtener grandes gastos.	Difícil efectuar estimulaciones.

Tabla 1.2.- Ventajas y desventajas de la terminación con TP franca.

Sencilla con TP y empacador en agujero descubierto.

Debido a los diversos problemas causados por los fluidos de la formación a la TR, se decidió aislar el espacio anular mediante el uso de empacadores de producción, protegiendo de esta forma a la TR y mejorando el flujo por la TP.

Ventajas	Desventajas
No se afecta a la TR.	Mayor tiempo y costo.
Se pueden usar las estimulaciones.	Más accesorios requeridos.
Para alto gasto se puede abrir la válvula de circulación.	Difícil explotación de aceites viscosos.

Tabla 1.3.- Ventajas y desventajas de la terminación con TP y empacador.

Sencillas en agujero revestido cementado.

Este tipo de terminaciones son las más comunes y usuales en la industria debido a su gran éxito y aplicación, versatilidad y aplicación en el mundo. Al igual que las sencillas en agujero descubierto, este subgrupo se subdivide en:

- Sencilla con TR franca.
- Sencilla con tubingless.
- Sencilla con TP franca.
- Sencilla con TP y empacador.
- Sencilla selectiva.

Básicamente, es lo mismo que en las terminaciones sencillas en agujero descubierto, solo que aquí la tubería está cementada y disparada, y la característica más importante es que se pueden taponar intervalos, aislar intervalos indeseados y también producir varios intervalos en forma selectiva.

Ventajas	Desventajas
Rápida y menos costosa.	La TR está en contacto con los fluidos.
Tiempo de operación menor.	Las presiones se ejercen en la TR.
Se pueden obtener altos gastos.	Difícil efectuar estimulaciones.
Favorable para aceites viscosos.	Daño a la formación a causa de los disparos.

Tabla 1.4.- Ventajas y desventajas de la terminación con TP franca.

CONCEPTOS GENERALES

Ventajas	Desventajas
No se afecta a la TR.	Mayor tiempo y costo.
Se pueden efectuar estimulaciones.	Más accesorios requeridos.
Para alto gasto se puede abrir la válvula de circulación.	Daño a la formación por los disparos y problemas con incrustaciones.

Tabla 1.5.- Ventajas y desventajas de la terminación con TP y empacador.

Sencilla selectiva.

Las terminaciones en agujero revestido y cementado tienen la capacidad de seleccionar los intervalos, ya sea para aislarlos o producirlos, esto se logra mediante los empacadores. Esto permite la producción de dos o más intervalos, y el flujo de cada intervalo converge en una sola TP, en un flujo mezclado.

Ventajas	Desventajas
Se pueden explotar varios intervalos simultáneamente.	Mayor tiempo para la terminación.
Recomendable para pozos de difícil acceso.	Los disparos deben hacerse con el fluido de perforación y conexiones provisionales.

Tabla 1.6.- Ventajas y desventajas de la terminación sencilla selectiva.

1.3.3.2.- Terminaciones múltiples.

En las terminaciones múltiples se pueden producir dos o más intervalos simultáneamente a través de dos o más tuberías de producción. Siendo esto, las terminaciones múltiples se pueden realizar en un solo agujero, o bien, en varios agujeros, como las terminaciones multilaterales.

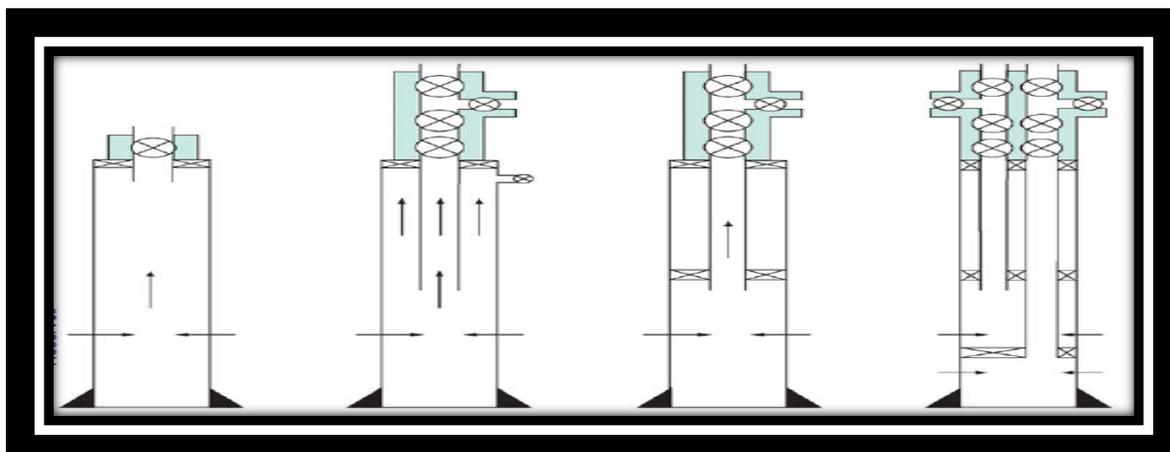


Fig. 1.7.- Diferentes tipos de terminación, sin TP, con una y con dos TP.

Ventajas	Desventajas
Se pueden explotar simultáneamente dos intervalos en forma independiente.	Mayor tiempo para la terminación.
Se puede cerrar la producción de alguno de los intervalos.	Se tiene que disparar con el fluido de perforación.

Tabla 1.7.- Ventajas y desventajas de la terminación doble.

CONCEPTOS GENERALES

Ventajas	Desventajas.
Explotar simultáneamente más de un intervalo.	Mayor tiempo.
Se puede abandonar temporalmente algún intervalo	Muy costosa.
Se puede escoger el intervalo a explotar.	Se necesita experiencia.

Tabla 1.8.- Ventajas y desventajas de la terminación doble selectiva.

1.3.4.- Lugar del pozo.

De acuerdo al tipo de superficie, se las terminaciones se clasifican en:

- Terminaciones terrestres.
- Terminaciones costa afuera.

A su vez, las terminaciones costa afuera se pueden subdividir en terminaciones submarinas, en aguas profundas y en aguas ultraprofundas.

1.3.5.- Terminaciones usadas en Aguas Profundas.

En aguas profundas se usan mucho tres tipos de terminaciones:

- Terminaciones con empacador de grava.
- Terminaciones múltiples y multilaterales.
- Terminaciones inteligentes.

En muchos casos, se aplican las tres al mismo tiempo: el empacador de grava sirve para el control de arena; las ramas multilaterales y las zonas múltiples son para maximizar el yacimiento; y las terminaciones inteligentes son para eliminar las intervenciones y tener un manejo óptimo del yacimiento. Los SAP más usados en aguas profundas son el bombeo neumático natural y el BEC. En aguas profundas es necesario hacer un análisis de riesgo combinado con un análisis técnico económico para determinar en un campo los pozos que van a necesitar una terminación inteligente, pues al ser muy costosas su aplicación depende de la producción que el pozo va a otorgar así como su reserva a incorporar.

1.3.6.1.- Terminación con empacador de grava en Aguas Profundas.

Este tipo de terminación se usa para controlar la producción de arena en los pozos. Las arenas provocan dificultades en el flujo de los fluidos hacia la superficie. El problema de producción de arena empeora conforme el tirante de agua aumenta, es decir, en aguas profundas. Los ambientes submarinos en aguas profundas son de tipo turbidíticos, lo cual quiere decir que una gran cantidad de arena se sepulta sin consolidarse. Con el paso del tiempo, debido al agua y a la intrusión salina, muchas formaciones no alcanzan a consolidarse totalmente. Esto se combina al hecho de que los yacimientos de aguas profundas son más cercanos a la superficie que los yacimientos terrestres. La mecánica de rocas en los yacimientos de aguas profundas estudia la compactación de las formaciones. Muchas de estas no están consolidadas del todo y están semicompactadas, conteniendo mucha arena libre, estas formaciones son inestables.

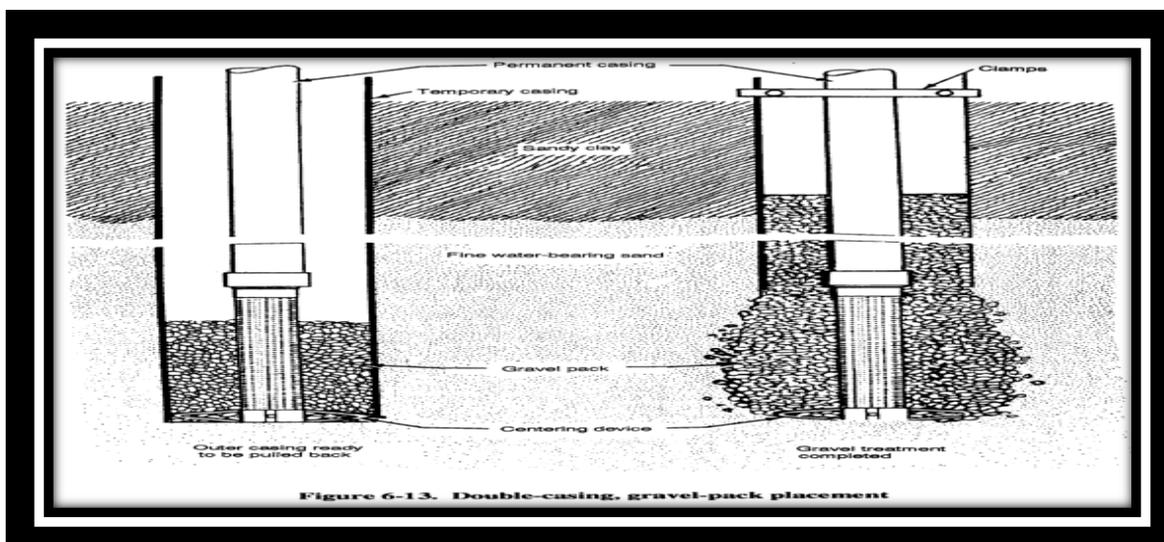


Fig. 1.8.- Dos tipos de empaque con grava.

Para esto, los empaques de grava se usan como una terminación para filtrar los hidrocarburos y producirlos con la menor cantidad de arena posible. Esto se logra usando en el empaque gravas o arenas gruesas, y con ello las arenas del yacimiento quedan atrapadas en el empaque. En ocasiones se hace más grande el agujero perforado para hacer más grande el empaque de grava y hacerlo más efectivo y de mayor duración. En esta terminación se puede usar el liner ranurado.

1.3.6.2.- Terminaciones multilaterales en Aguas Profundas.

En aguas profundas, los costos de operación y de instalación, así como de la tecnología de perforación y terminación de pozos aumentan enormemente. Debido a esto, las terminaciones multilaterales fueron diseñadas para minimizar los costos en aguas profundas, ya que con un solo pozo se pueden llegar a varios objetivos en el yacimiento. Además de optimizar los costos, las terminaciones multilaterales también sirven como herramienta de manejo y optimización de yacimientos. El número de ramas laterales perforadas y terminadas depende de las formaciones productoras que puedan ser alcanzadas desde el agujero principal. El flujo de las ramas puede ser producido selectivamente, o bien se puede combinar el flujo de varias o todas las ramas del pozo en uno solo.

1.3.6.3.- Terminaciones inteligentes en Aguas Profundas.

Tal vez sea el tipo de terminación más importante en aguas profundas. Las terminaciones inteligentes fueron concebidas para eliminar las intervenciones a los pozos en aguas profundas. La razón es que cada intervención cuesta la mitad que hacer un pozo nuevo. Con el tiempo se notó que las terminaciones inteligentes, también son la herramienta ideal para la Administración Integral de Yacimientos, incluso también como método de incorporación de reservas. Las terminaciones inteligentes están formadas por inteligencia artificial, para el control y manejo de datos; sensores permanentes, para la adquisición de datos y control del pozo; y por último las válvulas de control de flujo, para optimizar el pozo y el yacimiento.

Referencias.

- 1.- **“Modern Sandface Completion Practices”**, William K. Ott y Joe D. Woods, World Oil, Pág. 1.
- 2.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 1, Pág. 5.
- 3.- **“Completions Primer”**, Schlumberger, Capítulo 1, Pág. 3.
- 4.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 13, Pág. 80.
- 5.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 13, Pág. 81.
- 6.- **“Productividad de Pozos Petroleros”**, Jetzabeth Ramírez Sabag, UNAM, FI, Capítulo 4, Pág. 174.
- 7.- **“Productividad de Pozos Petroleros”**, Jetzabeth Ramírez Sabag, UNAM, FI, Capítulo 4, Pág. 165.
- 8.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 13, Pág. 82.
- 9.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 1, Pág. 12.
- 10.- **“Completions Primer”**, Schlumberger, Capítulo 1, Pág. 6.



CAPÍTULO 02

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN



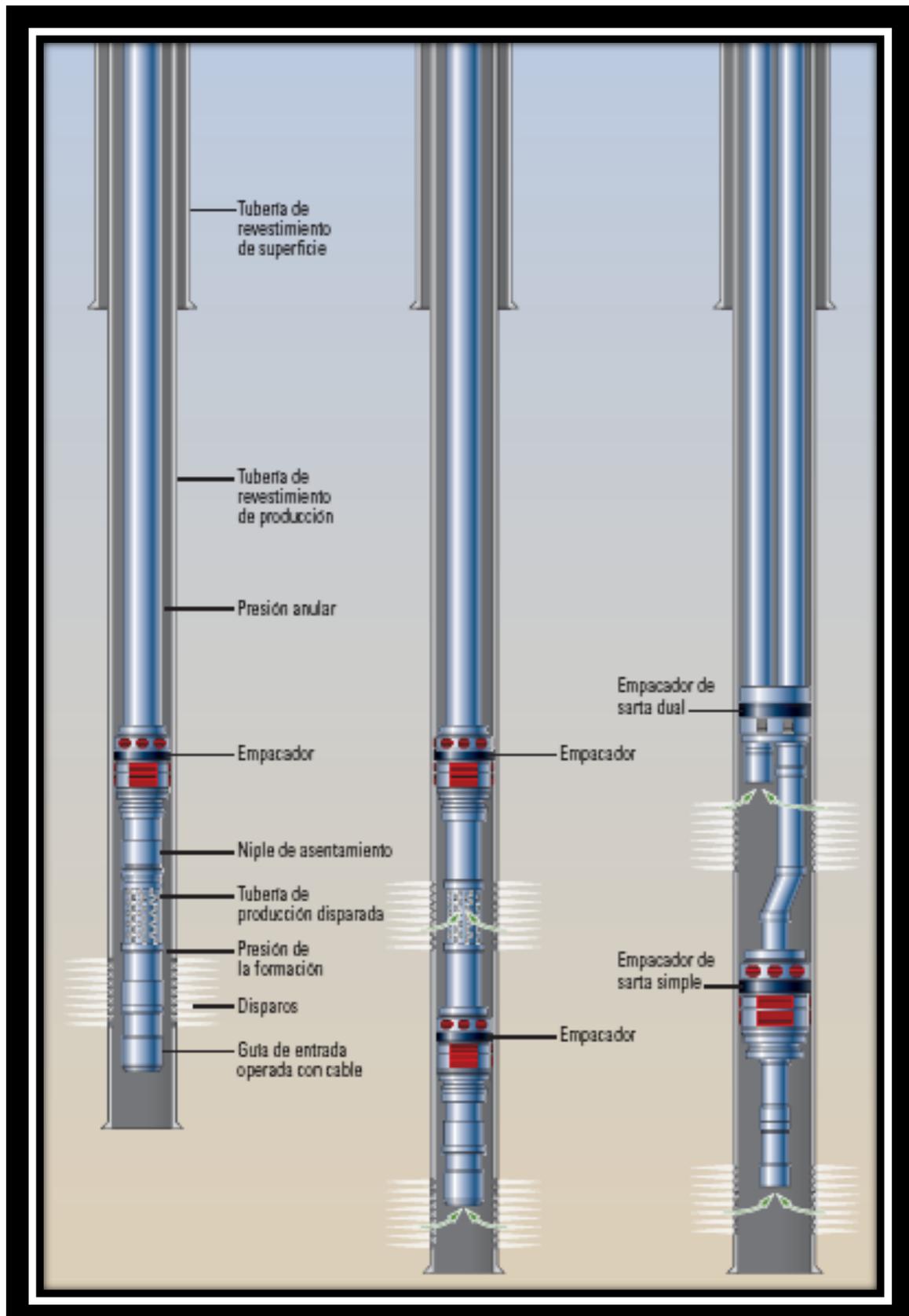


Fig. 2.1.- Principales herramientas usadas en la terminación. (1)

2.0.- Introducción.

En la terminación de un pozo, es indispensable conocer e identificar todas y cada una de las partes de los equipos y las herramientas utilizadas durante este proceso, pues es importante identificar plenamente cada parte, su función y su estructura para lograr una buena elección y en base a esto, un buen diseño de la terminación. Conforme aumenta la complejidad de la terminación, aumenta en un alto grado la tecnología empleada para producir cada día mejores herramientas y equipos, sobre todo en las terminaciones inteligentes, y obviamente en las terminaciones en aguas profundas.

Básicamente, las principales herramientas usadas en la terminación son:

- Tubería de Explotación, es decir, la última TR.
- Tubería de Producción.
- Árboles Submarinos, Raiser y Umbilicales.
- Válvula de Tormenta.
- Empacadores.

Para lograr un buen diseño de la terminación se debe elegir tanto el equipo como la herramienta adecuada, de esta forma se pueden evitar contratiempos o malos diseños. Es muy importante conocer cada una de las partes de las herramientas, así como sus características, y en base a la terminación seleccionada, elegir las herramientas que vamos a utilizar. Esta elección, como prácticamente se hace en toda la industria petrolera y tal como lo marca la Administración Integral de Yacimientos, se debe tener en cuenta tanto el factor técnico, como el económico. Por ejemplo, las terminaciones inteligentes usan herramientas de un costo muy elevado, de ahí la importancia de asegurar que dicho pozo va a ser exitoso. La próxima generación de herramientas ya esta comenzando: válvulas automatizadas accionadas de forma remota, esta nueva generación incluye herramientas inteligentes activadas a distancia, lo cual es muy práctico a la hora de maniobrar en lugares remotos, tales como aguas profundas.



Fig. 2.2.- Equipo de producción submarino.

2.1.- Tuberías de Producción.

Las sartas o aparejos de producción son el medio de transporte de los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento: fluyente, o con algún sistema artificial. Una parte crítica en la terminación del pozo es la selección, diseño e instalación del aparejo de producción, así como su programa de operación. El diámetro exterior e interior de la caja determinan los esfuerzos de la junta en torsión; el exterior afecta el área de la caja y el interior afecta el área del piñón. Al seleccionar los diámetros se determinan las áreas del piñón y la caja, estableciendo los esfuerzos de torsión.

Clase.	Características.
Nueva	Presenta datos de tensión, torsión, presión interna y colapso
Premium	Está basada en una tubería que tiene un uso uniforme y un mínimo de espesor de pared del 80%.
Clase 2	Esta tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 65%.
Clase 3	Esta tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 55% con todo el uso de un solo lado.

Tabla 2.1.- Clases de tuberías de producción.

2.2.- Raiser y Umbilicales en Aguas Profundas.

Los sistemas flotantes de producción con terminaciones submarinas, son actualmente reconocidos por su valor en tecnología para el desarrollo de las reservas en aguas profundas. Para ello se utilizan los Raiser o elevadores, los cuales son tuberías de gran diámetro, y tienen por objetivo aislar las operaciones de perforación, terminación y producción del agua. Esto es muy importante, sobre todo en aguas profundas, donde la presión puede dañar las herramientas y equipos utilizados, para ello se utiliza el Raiser.

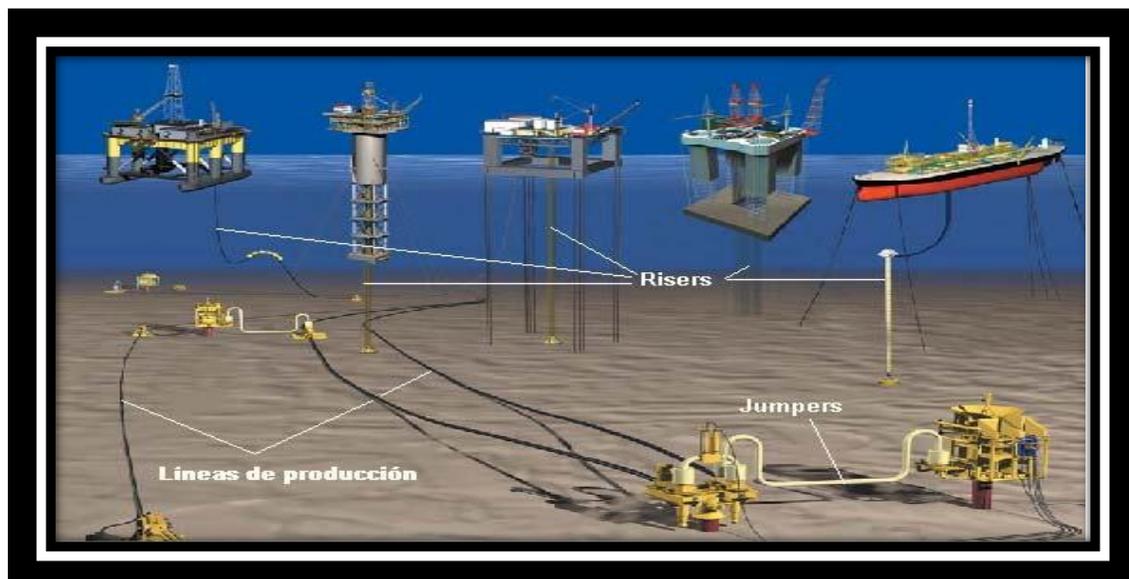


Fig. 2.3.- Tipos de Raiser.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

RAISER EN AGUAS PROFUNDAS:

Riser Rígido Tensionado TTR:

Los riser tensionados tienen dos tipos de arreglos generales; los sistemas de barril sencillo y los sistemas de doble barril. Estos arreglos dependen de una serie de consideraciones, entre las que se incluyen requerimientos de intervención y reparaciones, presión del yacimiento, tirante de agua, el factor económico y la seguridad. El riser de barril sencillo consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción interna. El riser de doble barril ofrece un mejor comportamiento térmico con respecto del al sistema de barril sencillo. Este consta de una junta que se conecta al cabezal submarino mediante una conexión tipo tie-back. Para el caso de doble barril la tubería de revestimiento interna consta juntas internas estándar que van desde el tie-back hasta el cabezal superficial. Los materiales que se utilizan en la fabricación de los riser de doble barril son acero de grados T95 y P110 para la tubería de revestimiento interna y acero grado X80 para la tubería de revestimiento externa. La principal desventaja de este tipo de riser era porque era detenida la producción por problemas ambientales y estos eran retirados. Otra desventaja era que el número de riser que podían ser posicionados en la cubierta estaban limitados debido al complejo sistema de tensores, además de que el impacto que se recibe de los movimientos y esfuerzos a los que esta sometida la unidad flotante que lo sustenta. Su ventaja es que facilita los trabajos de operación en la superficie.

Riser Flexible:

Este tipo de riser es en la actualidad es la solución más común para sistemas de producción flotantes, este tipo de riser está elaborado con una material que es principalmente de alambres de acero y polímeros. Los riser flexibles pueden ser colgados en el borde de la cubierta, lo cual permite colocar un gran número de riser y umbilicales, aunque algunas veces los riser son colgados en los flotadores. Las configuraciones utilizadas en estos riser son lazy wave, steep wave y lazy S, estas configuraciones dependen en gran medida a la profundidad de trabajo, el grado de movimiento que refleje el tipo de unidad flotante que se este utilizando, las condiciones del ambiente y restricción de espacio. Cada capa de un riser flexible es construida de manera independiente, pero diseñada para interactuar con las demás. El número de capas que lo componen varían de cuatro a diecinueve, dependiendo de la aplicación y del tirante de agua. Una de las principales ventajas de este tipo de riser flexibles es que pueden permanecer conectados en las condiciones ambientales más severas, por su capacidad para resistir grandes movimientos; además de que tiene una gran flexibilidad en cuanto a la prefabricación, el transporte y la instalación. Sus desventajas consisten en tener grandes limitaciones con respecto a los diámetros, presión, temperatura y composición de los fluidos; los procedimientos de diseño son algo complejos; existe un gran riesgo de migración de gas; los costos por material y fabricación son muy elevados y es muy sensible a las corrientes marinas.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

Riser en Catenaria de Acero SCR:

Este riser es un sistema relativamente simple, cuando es comparado con los otros; es simplemente una tubería de acero colgada desde la plataforma hasta la catenaria. El riser en forma de catenaria está conectado generalmente a la unidad flotante mediante una junta flexible, una junta de tensión de acero o de titanio para absorber el potencial movimiento angular de la plataforma. La parte final del lecho marino descansa en el mismo como una viga. Sus principales ventajas son: capacidad para vencer cualquier limitación en lo que respecta al diámetro, a diferencia del sistema rígido tensionado, este queda colgado por su propio peso sin la necesidad de un sistema extra que le proporcione una tensión; es mucho más condescendiente en el aspecto del movimiento de la unidad flotante que en el sistema tensado y lo más importante en todos los diseños, este se considera el más económico. Los riser en forma de Catenaria son más flexibles cuando son fabricados con más titanio que con acero, debido al bajo módulo de Yuong. Los materiales utilizados en estos riser son acero grados X60, X65 y X70.

Riser Híbrido:

A medida de que la exploración y la producción se ha movido a aguas más profundas hay una necesidad de desarrollar nuevas técnicas que sean económicamente viables; una de esas alternativas son los riser híbridos. Los Jumper flexibles funcionan como la interface entre la fase superior del riser y la unidad flotante. Existen tres generaciones de riser híbridos, en su primera generación fueron instalados en el Golfo de México y fueron diseñados para un gran número de patrones de flujo, debido a esto el diseño era complejo y pesado lo cual hacía a la instalación muy costosa. La segunda generación de riser híbridos son fabricados en instalaciones costa adentro y colocados mediante remolques. Esta propuesta proporciona una significativa reducción en los costos como resultado de la reducción del peso, simplificación del diseño y reducción del calendario de instalación. La tercera generación de riser híbridos, ofrece todos los beneficios de las generaciones anteriores y tiene un simple diseño económico.

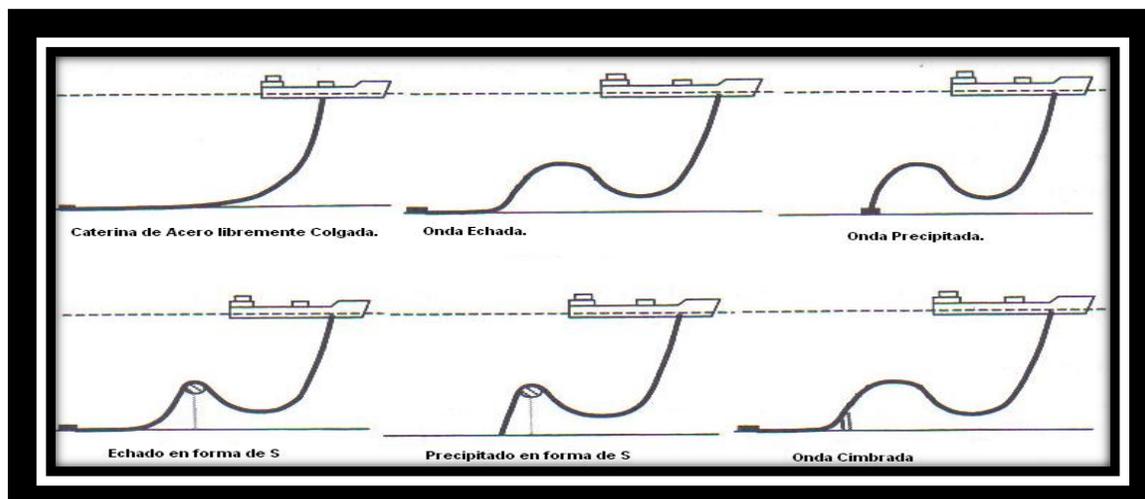


Fig. 2.4.- Tipos de Raiser en Aguas Profundas.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

UMBILICALES EN AGUAS PROFUNDAS:

Los umbilicales son las líneas de flujo que se usan aguas profundas, desde los arboles submarinos hasta los barcos ó plataformas de producción. Los umbilicales fueron diseñados con una configuración basada en un enfoque basado en riesgos en lugar de un enfoque prescriptivo de las normas. Los diseños innovadores que quedan fuera del ámbito normal de la clasificación son a veces difíciles o incluso imposibles de obtener a través de un proceso normal de aprobación sobre la base de normas preceptivas, como la API 17E y el ISO 13628-5. Debido a la baja tensión del umbilical y a la compresión de los fondos marinos, en aguas profundas se convierte en un parámetro importante, por lo tanto, la importancia del tema para el diseño en aguas profundas es el de evaluar correctamente la compresión en el fondo del mar, que puede provocar una excesiva deformación plástica en los umbilicales ó la falla en el cable eléctrico que controla al umbilical. La principal conclusión después de las pruebas en los umbilicales con compresión es que no sigue el comportamiento de un puntal rígido, sino que siguen el comportamiento de un resorte en espiral a causa de su diseño de hélice hasta alcanzar un desplazamiento axial de 450 [mm].

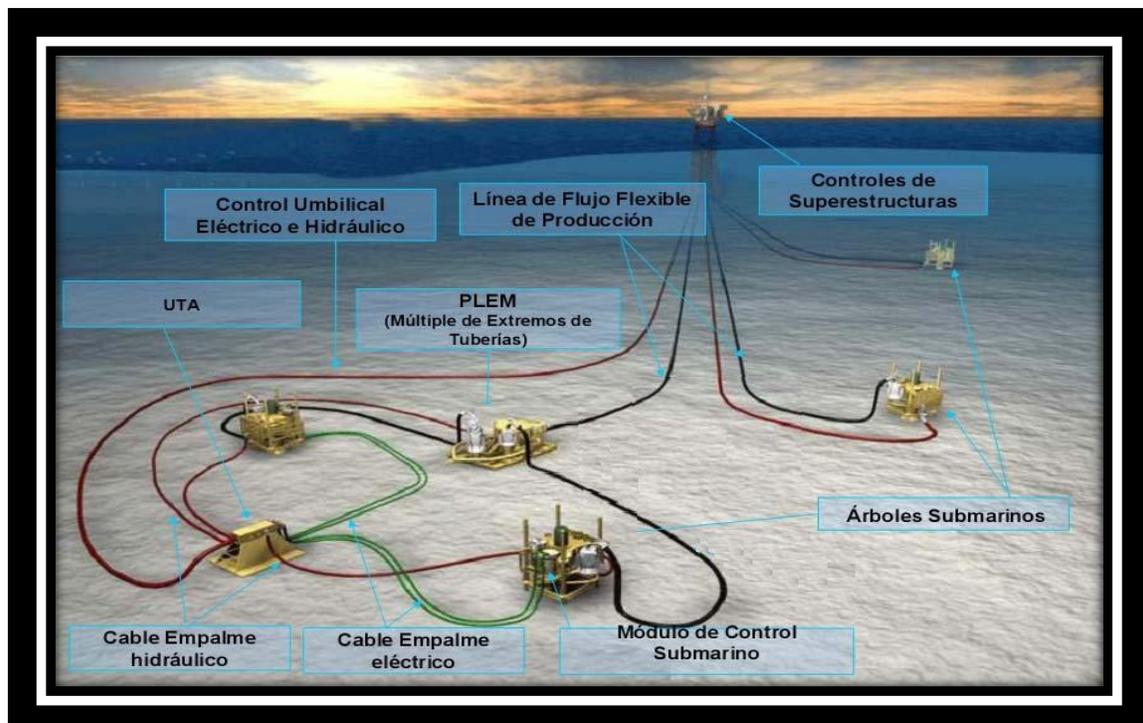


Fig. 2.5.- Sistema de umbilicales en Aguas Profundas.

Una instalación profunda de un umbilical es de 2,316 [m] de tirante de agua, en el proyecto de Na Kika de Shell. Algunos otros umbilicales en aguas profundas son el Thunder Horse a 1,880 [m] de profundidad, y la Atlántida a 2,134 [m] de tirante de agua. En aguas ultra profundas, una fuerza dinámica fuerte en el umbilical puede presentar un problema en la instalación y funcionamiento, ya que la carga colgada es muy elevada. (2)

2.3.- Equipo Superficial Submarino.

En la terminación de un pozo, el equipo superficial incluye los umbilicales, los raiser, el árbol de producción submarino que va a operar y a controlar el pozo, dividiendo los flujos por TR y por TP, y el cabezal del pozo, es decir, la base del árbol de submarino, incluye a la bola colgadora, la cual vamos a necesitar para introducir y colgar nuestro aparejo de producción.

2.3.1.- Árboles submarinos en Aguas Profundas.

El árbol submarino es el sistema de control de presión localizado en el cabezal del pozo, el árbol de válvulas consiste en una serie de válvulas que proveen una interfase entre el yacimiento y la superficie, con el propósito de:

- Proveer una fuerte barrera a la presión entre el yacimiento y la superficie.
- Ser un medio que permita la producción controlada.
- Ser un sistema que permita intervenciones en diferentes etapas de trabajo.

El árbol de producción submarino a ser usado tiene un impacto en los costos de la terminación, su diseño y las capacidades de intervención. (3)



Fig. 2.6.- Árbol submarino.

Las herramientas desarrolladas por FMC, Schlumberger, Vetco y Cameron para realizar las tareas de terminación en el fondo del mar se denominan árboles de terminación y prueba submarinos. No se fijan en forma permanente al lecho del mar como los árboles de producción, si no que son recuperables y cuando se los necesita se colocan dentro del tubo ascendente por medio de una columna de asentamiento, se corren dentro del conjunto BOP y se conectan al colgador de la tubería del árbol de producción. Estas herramientas combinan dos características principales: la parte de la herramienta que corresponde al sistema de control que transmite la información y la herramienta que facilita la activación de las válvulas.

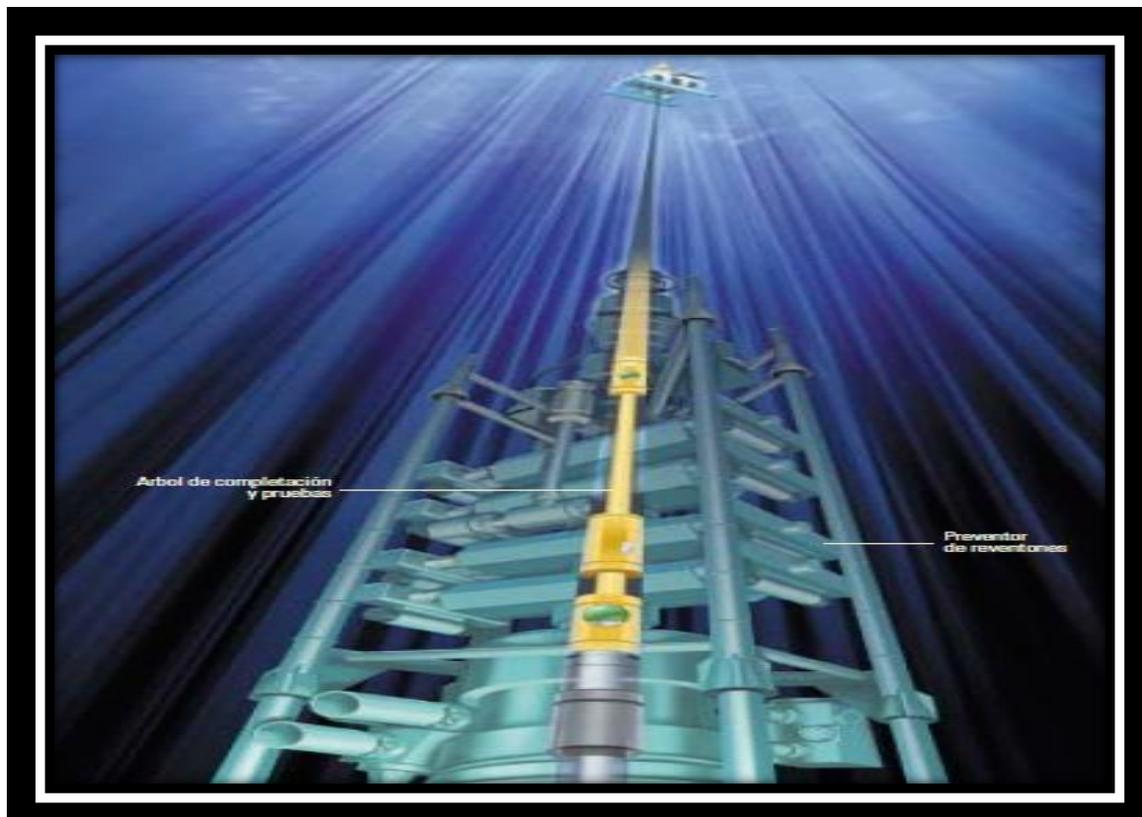


Fig. 2.7.- Árbol de pruebas submarino. (4)

FMC y Schlumberger han diseñado una serie de árboles para operaciones, pruebas de pozos, terminaciones e intervenciones submarinas. Las distintas combinaciones de los diámetros internos y externos de la herramienta, los valores de presión y temperatura y los sistemas de control hacen posible su adaptación a una amplia variedad de terminaciones submarinas y aplicaciones de pruebas de pozos, además de diversas profundidades y condiciones del agujero. Para realizar pruebas de pozos se utiliza el sistema SenTREE3, que es de menor diámetro. Una línea para inyección de químicos permite introducir aditivos en el pozo con el fin de prevenir la corrosión o la formación de hidratos. El sistema de control de cada herramienta está instrumentado de acuerdo con los requerimientos de cada operador. El tiempo disponible para la desconexión depende de varios factores: la capacidad del sistema de posicionamiento dinámico propio de cada embarcación, la profundidad del agua, las corrientes esperadas y la altura de las olas y un análisis de operaciones riesgosas. El diseño de las herramientas SenTREE permite que las mismas se desconecten cuando son sometidas a una tensión extrema y a un ángulo mayor del que se puede alcanzar físicamente en el conjunto BOP. Esto permite garantizar la posibilidad de un desenganche controlado bajo todas las condiciones. En zonas con profundidades de hasta 2000 [ft] ó 610 [m], bajo condiciones normales y desde una embarcación anclada o amarrada, el tiempo necesario puede ser de hasta 120 segundos. La señal de desconexión se envía a través de las líneas hidráulicas a las válvulas solenoides que se encuentran en el sistema de control de la herramienta, que activan las válvulas de la herramienta en forma hidráulica.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

Cuando las profundidades son mayores, o en operaciones realizadas desde una embarcación con sistema de posicionamiento dinámico, la desconexión se debe hacer en 15 segundos o menos. A lo largo de la distancia en cuestión, un sistema hidráulico por sí solo funciona con mucha lentitud, pero la combinación de un sistema hidráulico y eléctrico hace posible que una señal eléctrica rápida active la desconexión controlada en forma hidráulica y ejecute el cegado de flujo, estos sistemas se conocen como electrohidráulicos. (5)

En el caso del sistema SenTREE3, el sistema de superficie envía una señal eléctrica directa por medio de un cable eléctrico hasta las tres válvulas solenoides del sistema de control de fondo. Estas válvulas controlan las tres funciones de la herramienta SenTREE3, que consisten en cerrar las válvulas de cegado, liberar la presión y efectuar la desconexión. Por otra parte, el sistema de control multiplexado SenTREE7 realiza 24 funciones, que incluyen abrir y cerrar cuatro válvulas, conectar y desconectar dos herramientas, trabar y destrabar el colgador, inyectar sustancias químicas y monitorear la temperatura y la presión. Este sistema es demasiado complicado para operar mediante una señal eléctrica directa, por lo cual se envía una señal multiplexada por un cable, luego se interpreta con un módulo electrónico submarino incluido en el sistema de control, el que a su vez activa las funciones de la herramienta. Además, los telémetros del sistema eléctrico pueden suministrar datos acerca de la presión, la temperatura, el estado de las válvulas y demás parámetros que se requieran, con lo cual se produce una comunicación de dos vías entre la herramienta y la superficie.

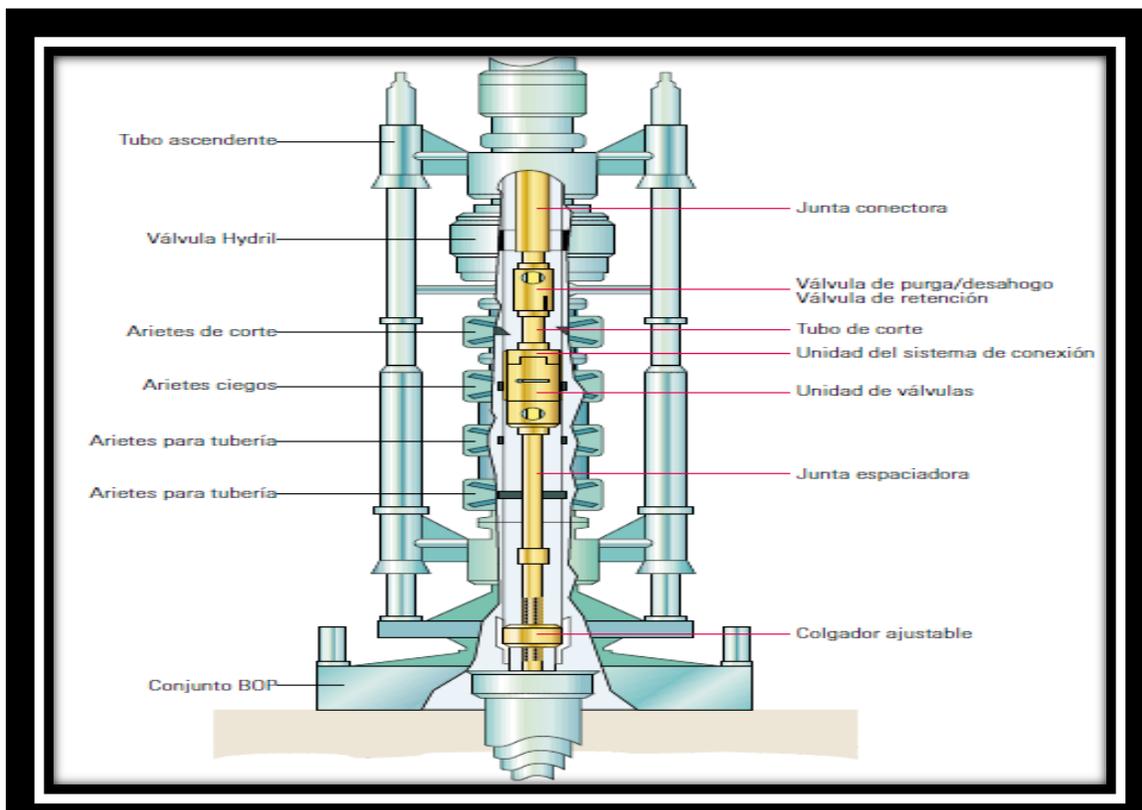


Fig. 2.8.- Herramientas SenTREE. (6)

2.3.1.1.- Clasificación de los árboles submarinos.

Para hacer esta primera clasificación, es necesario definir primero los pozos submarinos:

- Aguas someras, de 0 a 500 [m] ó 1640 [ft].
- Aguas profundas, de 500 [m] ó 1600 [ft] a 1500 [m] ó 5,000 [ft].
- Aguas ultra profundas, más de 1500 [m] ó 5,000 [ft].

Los árboles submarinos se clasifican en:

- Secos.
- Mojados.

Los árboles secos se usan en aguas someras y en aguas profundas, y en tirantes de agua inferiores a 1,830 [m] ó 6,000 [ft], estos árboles pueden instalarse sobre una plataforma marina o *spar*. Se llaman secos porque se instalan en dicha plataforma.

Los árboles mojados van instalados en el lecho marino, y se usan en aguas profundas y en aguas ultra profundas, dichos árboles mojados se clasifican en:

- Verticales.
- Horizontales.

En aguas someras se usa un tipo de árbol mojado llamado “Árbol de Producción para Nivel de Lodo”.

2.3.1.2.- Árboles submarinos para aguas someras.

Hay dos tipos de árboles que se usan en aguas someras:

- Árbol de un solo agujero.
- Árbol de producción para nivel de lodo.

Árbol de un solo agujero.

Se deriva de los diseños de árboles secos, pero adaptados a los cabezales submarinos, utiliza un diseño más sencillo, el cual es un sistema más conveniente económicamente hablando que el árbol seco. El espacio anular en este árbol es conectado a través de una salida lateral en el tubing spool o mediante una interfaz de tipo válvula check ubicada entre el árbol y el colgador. El espacio anular no se extiende verticalmente a través del árbol, de ahí su nombre.

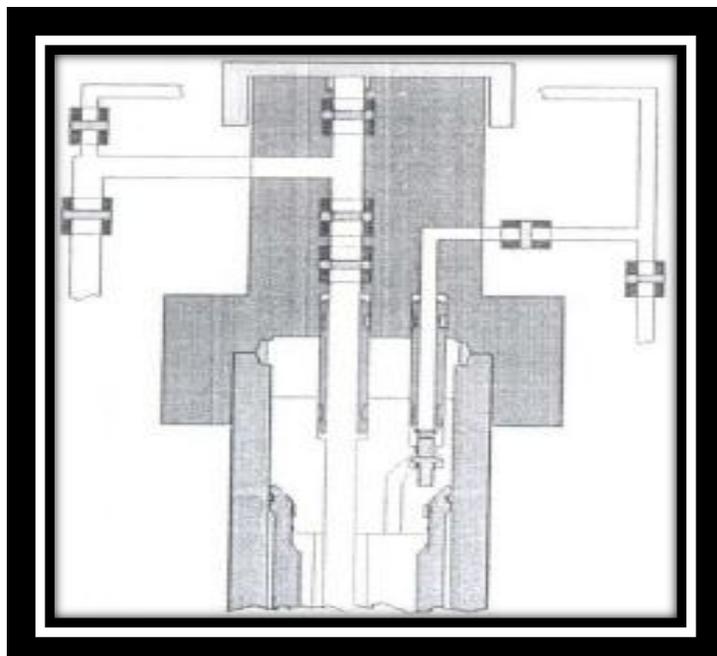


Fig. 2.9.- Árbol de un solo agujero.

Árbol de producción para nivel de lodo.

El árbol de producción para nivel de lodo es un sistema de producción simple, estos árboles son económicos y su funcionalidad es muy sencilla, su aplicación es para aguas someras. Su instalación es asistida por buzos, esto reduce sus costos y problemas de instalación, el equipo que se emplea para su instalación puede ser desde una plataforma de perforación autoelevable o bien desde una plataforma de perforación flotante.



Fig. 2.10.- Árbol submarino para nivel de lodo.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

2.3.1.3.- Árboles submarinos para aguas profundas y ultra profundas.

Hay tres tipos de árboles para estos ambientes submarinos:

- Vertical, puede operar hasta 3,000 [m] ó 10,000 [ft].
- Horizontal, puede operar hasta 3,000 [m] ó 10,000 [ft].
- Eléctrico, en algunos diseños puede operar a más de 3,000 [m] ó 10,000[ft].

También conocidos como árboles mojados, son sistemas submarinos que consisten en un arreglo de válvulas y sirven para tener un control de la producción y de la inyección al pozo. Su diseño fue pensado para aguas profundas, pero en la actualidad tienen también aplicación en aguas someras con equipos sencillos y de bajo costo. Representan el primer sistema de control y monitoreo del pozo a nivel submarino, su tamaño, diseño y funcionalidad dependen de los requerimientos de la producción y las condiciones de operación. Las principales compañías que fabrican estos equipos son FMC y Cameron. Este tipo de árboles cuentan con un sistema de ensamblaje en módulos lo que hace más flexible cubrir los requerimientos del cliente. Los subsistemas modulares que los componen son:

- Conectores.
- Cuerpo o estructura del árbol.
- Válvulas.
- Tubería de suspensión, bola colgadora.
- Taponos y sellos internos.
- Estranguladores.
- Controles.
- Tapa protectora de desechos.
- Herramienta de colocación.

Árbol vertical.

Es un equipo muy robusto con gran capacidad de manejo de la producción, así como también de inyección de fluidos y control del pozo, su instalación se realiza por medio de cables guía o bien por medio de tubería de perforación, una ventaja de este equipo es su fácil instalación. El árbol vertical es menos ancho que el horizontal por lo que se facilita su instalación. Este árbol cuenta con un sistema modular que permite desinstalar la parte superior del árbol, para la intervención a pozos se requiere desinstalar todas las válvulas de producción para tener acceso a la tubería de producción. Las características del árbol submarino vertical son:

- Aplicación en pozos de aceite y gas.
- Presión y Temperatura máxima de operación: 15,000 [psi] y 350 [°F].
- Se emplea en conexiones directas al manifold.
- La profundidad máxima de operación es 10,000 [ft].
- La conexión superior del árbol es de 18 ¾" ó 16 ¾".
- Sistema de control electrohidráulico.
- Capacidad para introducir hasta 11 tuberías en el pozo para control, monitoreo e inyección de químicos.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

- Diseñado para un fácil acceso del ROV y una fácil inspección visual.
- Cuenta con aislamiento térmico para operar a temperaturas de 0 a 350 [°C]
- Protección anticorrosión para una vida útil de 20 años.
- Transductores de producción de presión y temperatura antes y después del estrangulador.
- Transductores del espacio anular de presión y temperatura antes y después de la válvula de control.
- El peso aproximado del árbol es 105,000 [lbm].



Fig. 2.11.- Árbol vertical.

Su mayor aplicación se ha realizado en campos ubicados en el mar del norte donde se tienen pozos con alta presión y temperatura, en ambientes fríos y con condiciones ambientales difíciles ha resultado ser muy eficiente.

Árbol horizontal.

La gran ventaja en el diseño del árbol horizontal es su tiempo de instalación que se ha reducido hasta dos días, lo cual reduce significativamente los tiempos de operación. Otra de sus grandes ventajas es que cuenta con las válvulas de producción en los costados y no por encima de la bola colgadora como en el árbol vertical, lo cual nos permite un fácil acceso a la tubería de producción.

Características de un árbol Submarino horizontal:

- Aplicación en pozos de gas y aceite.
- Presión y Temperatura máxima de operación: 15,000 [psi] y 350 [°F].
- Se emplea en conexiones directas al manifold e instalación en templetos.
- La profundidad máxima de operación es de 10,000 [ft].
- La conexión superior del árbol es de 18 ¾" ó 16 ¾".
- Sistema de control electrohidráulico.
- Capacidad para introducir hasta 7 tuberías en el pozo.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

- Diseñado para un fácil acceso a la tubería de producción.
- Cuanta con aislamiento térmico para operar a temperaturas de 0 a 350 [°C].
- Protección anticorrosión para una vida útil de 20 años.



Fig. 2.12.- Árbol horizontal.

El empleo del árbol horizontal ha demostrado ser menos costoso en instalación y operación que el árbol vertical y se ha vuelto muy usado.

Árbol eléctrico.

Cameron sacó recientemente un nuevo sistema de árbol submarino completamente eléctrico, es decir, utiliza solamente energía eléctrica en corriente directa para operar las diversas válvulas y estranguladores. Este nuevo árbol tiene diseños que pueden operar a más de 3,000 [m] ó 10,000 [ft], en aguas ultra profundas. Este árbol es más confiable y ofrece al operador una manera de reducir los costos del umbilical que se utiliza para controlar el árbol submarino y esto lo hace al eliminar las funciones hidráulicas de su sección transversal.



Fig. 2.13.- Árbol eléctrico.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

Las principales partes de este árbol son:

- Módulo de control eléctrico submarino.
- Modulo de regulación de energía eléctrica y comunicaciones.
- Válvulas actuadas eléctricamente para la inyección de químicos.
- Válvulas anulares actuadas eléctricamente.
- Válvulas de producción actuadas eléctricamente.
- Estrangulador recuperable submarino actuado eléctricamente.

2.3.2.- Bola colgadora.

La función del colgador en la tubería de producción es la de transferir el peso de la tubería al cabezal del pozo y contener el flujo del espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción. (7)

Hay cinco tipos de colgador de uso común:

- Colgador de compresión de mandril.
- Colgador de tensión de tipo ariete.
- Ensamblaje de sellos y cuñas.
- Suspensión directa del árbol.
- Colgadores de sublínea de lodo o colgadores de tubería con empacador.

El principal problema con la selección del colgador ocurre cuando la tubería de producción debe aterrizar en tensión, cuando esto es aplicado neumáticamente más que hidráulicamente. El número de agujeros requeridos para que el colgador de la tubería fluya o alimente los conductos, líneas de control, líneas de inyección de químicos y línea de acero, debe especificarse. Estos podrán sellarse con un sello anular de anillo en un colgador de cuello extendido. En los pozos submarinos, un agujero es también requerido para el acceso al anular, una orientación apropiada del colgador es necesaria.

2.4.- Válvula de Seguridad Bajo Superficie.

Las válvulas de seguridad bajo superficie SSSV, son instaladas por debajo del cabezal del pozo para prevenir el flujo descontrolado en una situación de emergencia. En el peor de los casos, cuando el cabezal del pozo ha sufrido un daño serio, la SSSV puede ser el único medio para prevenir un brote. El diseño correcto, aplicación, instalación y operación de este equipo es fundamental para la seguridad del pozo. Las SSSV deben considerarse para todos los pozos que sean capaces de tener flujo natural, por lo regular se usan en las terminaciones submarinas. Las SSSV tienen tres mecanismos principales de cierre:

- Chapaleta o charnela.
- De bola.
- De disco.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

Los mecanismos de cierre de charnela o de bola son los más usados. Los discos son en ocasiones utilizados en mecanismos de equalización y en sistemas anulares. Como el nombre sugiere, los sistemas anulares son utilizados para aislar el anular. El mecanismo de charnela es ahora preferido al mecanismo de bola como resultado de:

- Su gran confiabilidad.
- Su simplicidad en diseño.
- Menos propensa a daño en el sello.
- En caso de falla de la válvula, se puede bombear a velocidades lo suficientemente altas para matar al pozo.

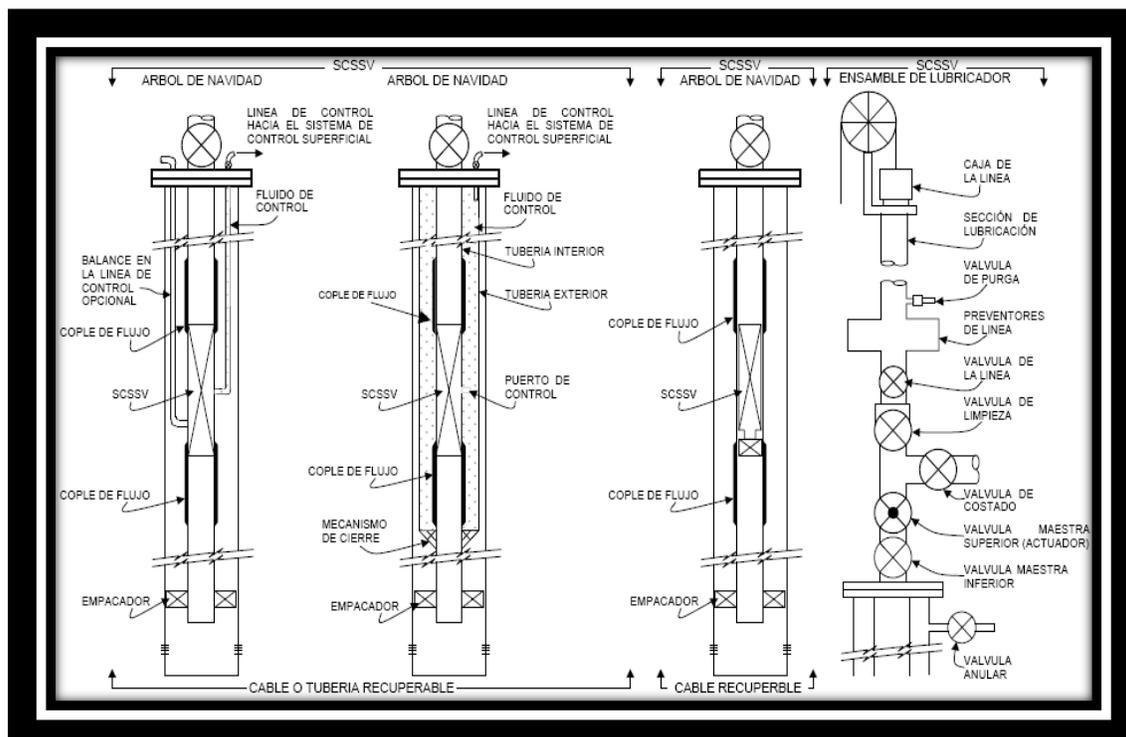


Fig. 2.14.- Ejemplos de sistemas de válvulas de seguridad. (8)

Para abrir la válvula, se aplica presión a través de la línea de control, la cual comprime el resorte de cierre y mueve el tubo de flujo hacia abajo en la charnela. Cuando el flujo en el tubo continúa hacia abajo, la charnela rota sobre su bisagra en la cámara. Cuando se remueve el control de la línea de presión, el resorte presiona el tubo de flujo hacia arriba, permitiendo que el resorte en la charnela mantenga la posición cerrada. En la posición cerrada la charnela se mantiene cerrada por la presión diferencial a través de la válvula. (9)

La válvula de bola es operada en forma similar, excepto en este caso en que la presión hidráulica actúa sobre un pistón, el cual rota la bola por medio de una conexión mecánica. El mecanismo de disco simplemente se basa en un disco cónico el cual sella contra un asiento metálico. Adicionalmente al mecanismo de cierre, las SSSV pueden ser subdivididas en cuatro categorías principales:

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

- Recuperable a través de línea de acero o tubería de producción.
- De no - ecualizado o ecualizado.
- Concéntricas o de pistón.
- Línea de control simple o líneas balanceadas duales.

Una válvula puede tener cualquier particular combinación de estas características. La configuración seleccionada será controlada por las condiciones del pozo, el diseño de la terminación y la experiencia previa. El seleccionar una válvula ecualizante o que se ecualice así misma provee de la flexibilidad operativa en el hecho de que ninguna fuente externa de presión es requerida para presurizar la válvula previa a su apertura. De cualquier forma, el sistema de ecualización introduce mecanismos de falla potenciales adicionales y debe por lo tanto tener un impacto en su confiabilidad. (10)

La potencia hidráulica de las SSSV es provista por medio de un solo pistón concéntrico o de uno o más pistones envarillados montados radialmente alrededor de la válvula. Los límites en la disponibilidad del control de la línea de presión darán la profundidad máxima de asentamiento de la válvula. Si la válvula debe asentarse a profundidades mayores a los 800 pies, entonces la fuerza de un resorte largo y su resultante alta presión de apertura requerida por una válvula concéntrica hará esta válvula inapropiada, y una válvula de pistón se requerirá.

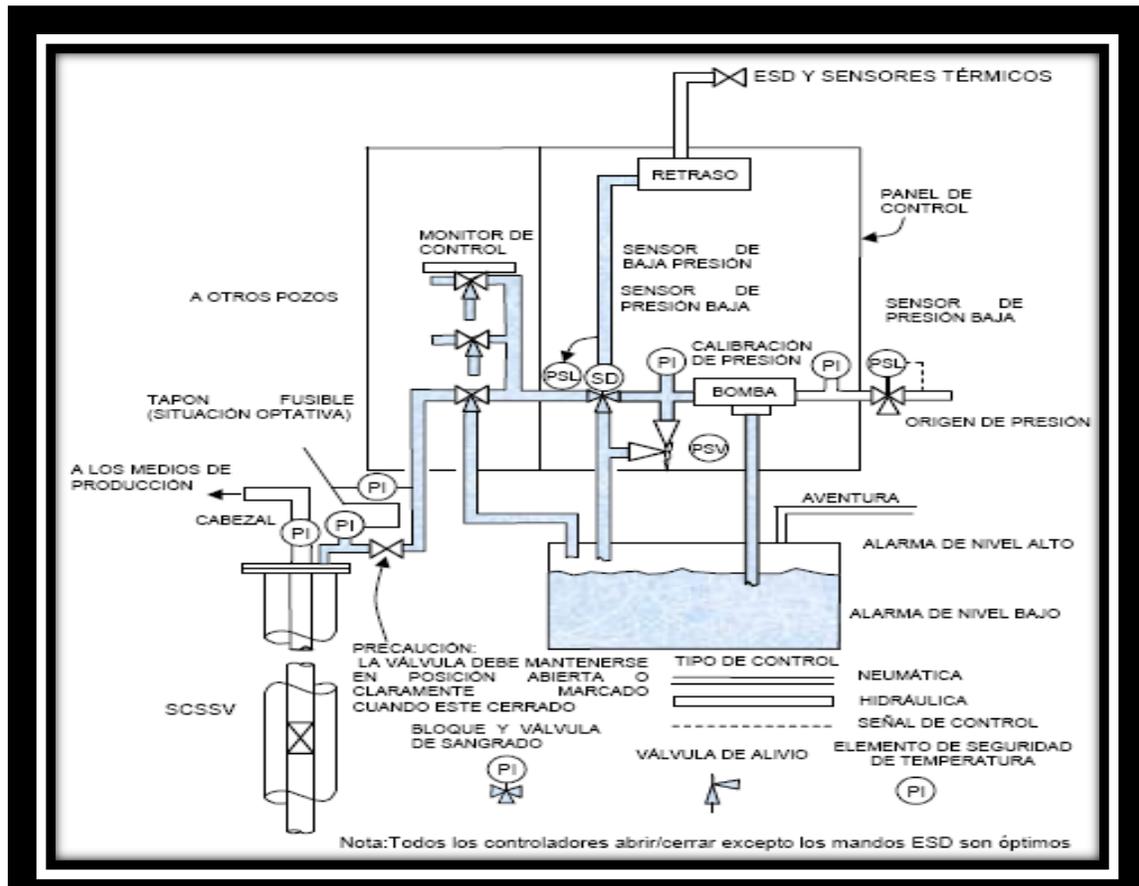


Fig. 2.15.- Esquema de un sistema de control para una SSSV. (11)

2.5.- Empacadores de Producción.

El empacador de producción es un mecanismo diseñado para proveer un área de sello entre la TR y la TP. El empacador está también equipado con un sistema de cuñas que asegura que está firmemente anclado a la TR. Dependiendo del pozo, los empacadores son usados:

- Para proveer una barrera sellante de seguridad al fondo de la tubería de producción tan cerca como sea posible de la zona de producción.
- Para facilitar la reparación de las TP's de producción dañadas sin exponer la zona productora a fluidos dañinos.
- Para proveer un punto de anclaje de la tubería minimizando su movimiento.
- Para asistir en las operaciones de matar al pozo otorgando una barrera de seguridad cerca del yacimiento.
- Para mejorar las condiciones del flujo vertical y prevenir los flujos erráticos.
- Para separar zonas de producción en el mismo agujero.
- Para tapar perforaciones, y adecuarlas perfectamente a cementaciones forzadas, mediante tapones puente.
- Para instalar una bomba en la tubería.
- Para minimizar las pérdidas por calor por el uso de un espacio anular vacío.
- Para asegurar la presión de integridad en la boca del liner.
- Para aislar fugas en la TR.
- Para facilitar las operaciones temporales de servicio al pozo.

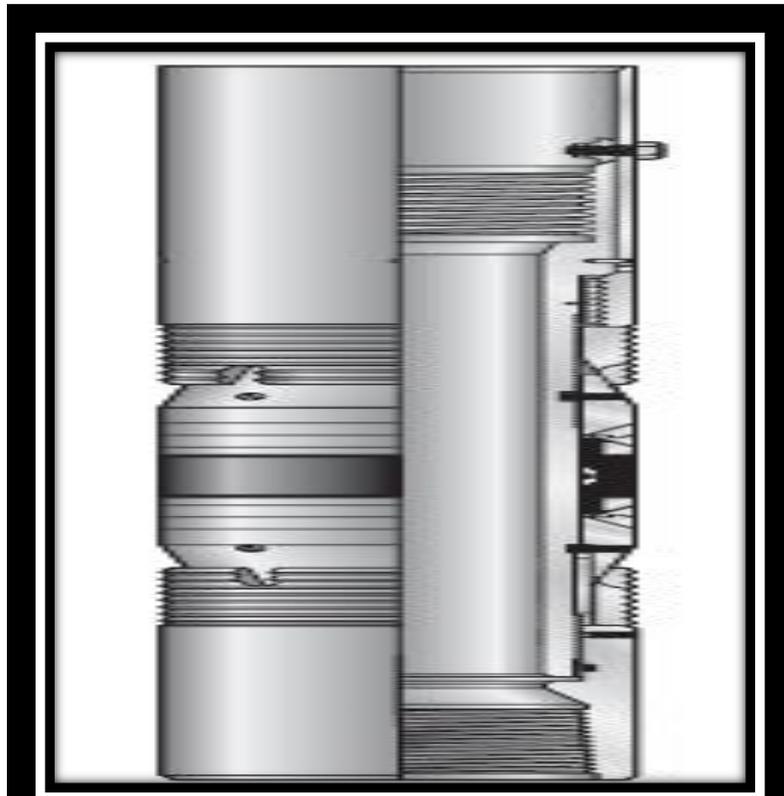


Fig. 2.16.- Empacador de producción.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

Hay ciertos componentes básicos que son comunes a todos los empacadores de producción. El sello del ensamble consiste del empacador elastomérico junto con los “back-up rings”. Estos proveen el aislamiento entre el espacio anular y el lado inferior del empacador por su asentamiento contra las paredes de la TR. Un problema con los elementos de empaque es la extrusión de los sellos, la cual se elimina por los “back-up rings”. Una técnica alternativa es el uso de un elemento de empaque combinado, con un elemento de mayor suavidad dentro de él, otorgando el sello, los elementos más duros en el exterior reforzarán el sello suave y previniendo la extrusión. La presión diferencial de un empacador dependerá del esfuerzo inducido en el elemento. (12)

El movimiento del elemento de empaque bajo diferenciales de presión, con frecuencia resultará en la falla del empacador. Para evitar esto, el seguro, o trinquete, aseguran el esfuerzo en el elemento y previene que las cuñas se desencajen. El uso de un viaje permanente en las terminaciones ha ganado aceptación entre la industria petrolera, debido a que los costos ahorrados por la reducción del tiempo que se toma en instalar el equipo de terminación en el pozo y llevarlo así a producción. Un solo viaje para bajar el empacador es relativamente sencillo y ha llegado a probado ser una buena técnica. De hecho es bastante probable que la mayoría de los pozos en el Mar del Norte estén equipados con empacadores hidráulicos de asentamiento permanente. Los empacadores recuperables tienen su lugar y se usan siempre que las condiciones del pozo no sean demasiado severas y sin demasiadas cargas de presión a lo largo de la vida del pozo, donde el empacador recuperable ha probado su gran desempeño.

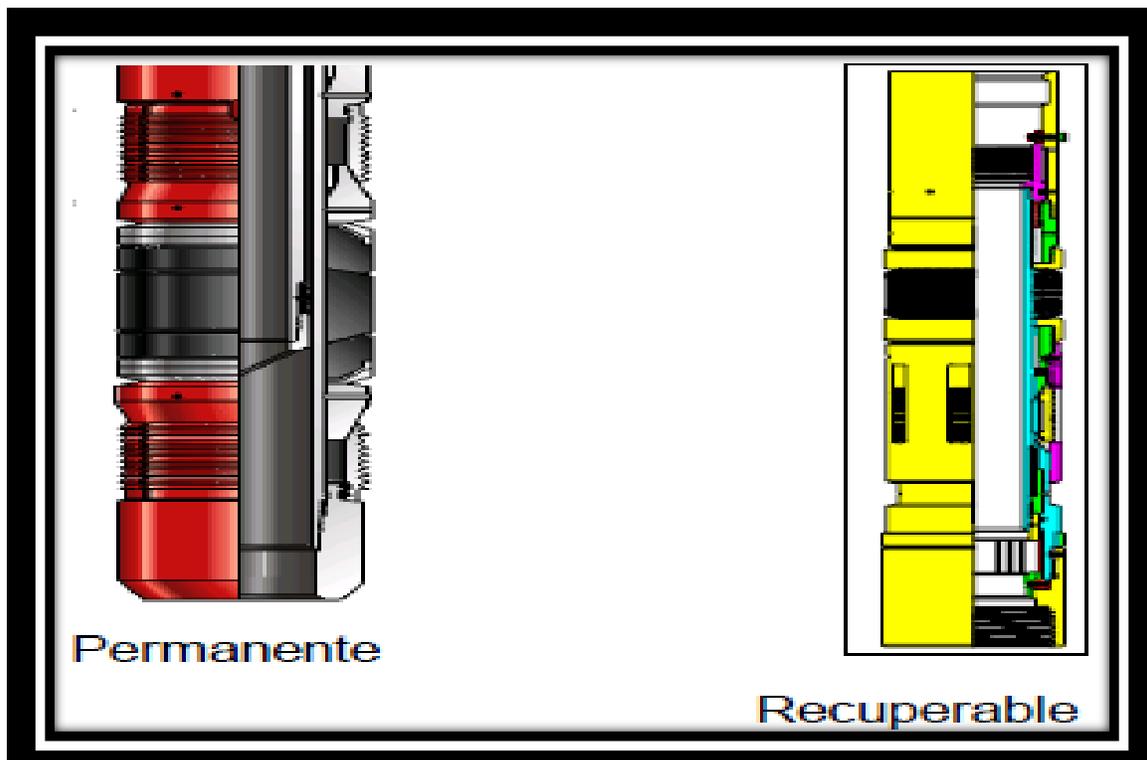


Fig. 2.17.- Empacadores, permanente y recuperable. (13)

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

2.5.1.- Empacador permanente.

Los empacadores permanentes a causa de su construcción simple y fuerte, son también inherentemente más fuertes y generalmente tendrán un mayor espacio a través de cualquier tamaño de TR que su empacador recuperable equivalente. (14)

Ventajas	Desventajas
El elemento de empaque es más resistente durante la instalación del equipo de terminación.	Solo pueden retirarse del pozo por molienda.
La fortaleza mecánica, una vez asentado en la TR, el empacador permanente es más fuerte y resistente a altas cargas en tensión o compresión.	No son reutilizables una vez fuera del pozo.
Los ciclos terminados de cuñas distribuyen la carga mecánica e hidráulica y minimizan el daño a la TR.	
Generalmente tienen un diámetro interno mayor a través del empacador.	
Normalmente tienen la capacidad de soportar mayores diferenciales de presión que los empacadores recuperables.	

Tabla 2.2.- Ventajas y desventajas del empacador permanente.

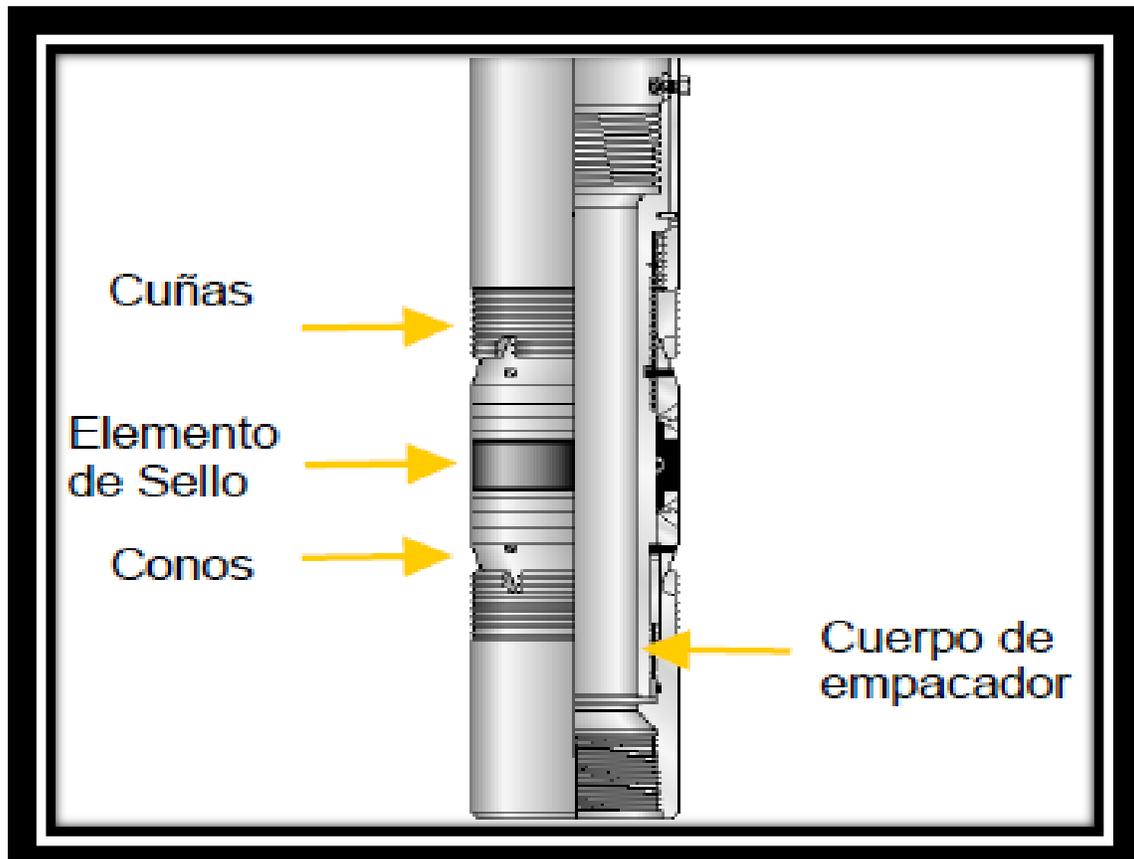


Fig. 2.18.- Elementos principales del empacador permanente. (15)

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

2.5.2.- Empacador recuperable.

El diseño elemental del empacador recuperable y su construcción no están tan bien esquematizados como en el empacador permanente. Las fuerzas hidráulicas y mecánicas que se imparten al elemento, pueden causar extrusión y ese movimiento de los hules crea un medio de fuga potencial durante las inversiones de presión.

Ventajas	Desventajas
Pueden removerse del pozo intactos sin molerse.	Si el empacador no puede removerse por medios normales, la molienda puede ser un proceso largo y problemático.
Ciertos tipos de empacadores recuperables pueden ser recuperados con una sarta de producción.	Puede no ser fácil proveer la compatibilidad con las condiciones del pozo, ya que ciertos componentes pueden requerir ciertos materiales de alta resistencia.
Una vez removidos pueden ser reutilizados.	La corrosión del mecanismo de recuperación puede arruinar su recuperación.

Tabla 2.3.- Ventajas y desventajas del empacador recuperable.

En general los beneficios de un empacador permanente sobre un empacador recuperable pueden ser resumidos como fuerza y durabilidad. De cualquier forma una nueva generación de empacadores recuperables ha sido desarrollada, los cuales pueden soportar mayores cargas que la mayoría de los sistemas permanentes. El empacador es esencialmente un sistema de seguridad del espacio anular el cual es designado para soportar cargas por encima de las 500,000 [lbs] en tensión y en compresión. (16)

Ventajas	Desventajas
Si se prepara de antemano, puede ser removido del pozo intacto sin molerse.	
En modo de reparación puede ser removido del pozo intacto sin molienda.	Si el empacador no puede ser removido por medios normales, la molienda puede ser larga y problemática.
Una vez removido puede ser reutilizable, cambiando los sellos.	
La tubería es conectada directamente a la cima del empacador lo que elimina una fuga potencial en el elastómero.	
El mecanismo de recuperación es protegido contra la corrosión.	

Tabla 2.4.- Empacadores recuperables de nueva generación.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

2.5.3.- Empacador por activación mecánica.

Los empacadores de activación mecánica son frecuentemente utilizados en terminaciones de zonas múltiples, pruebas de pozo, y también cuando es utilizado un empacador de drenaje “sump packer” para cortar la producción de agua. El empacador mecánico requiere que sea instalado previamente en la TP. Para instalar el empacador se requiere correr por separado una herramienta de asentamiento hidráulico, esto es normalmente efectuado en dos formas:

- 1.- En una herramienta de asentamiento eléctrico.- Este sistema es generalmente recomendado para el asentamiento de empacadores en pozos verticales o con bajo ángulo, el despliegue del empacador es relativamente rápido y eficiente.
- 2.- En una herramienta de asentamiento con tubería de perforación.- Esos ensambles de asentamiento son particularmente útiles para el asentamiento de empacadores en pozos desviados o con alto ángulo.

Independientemente de que método sea adoptado, la fuerza hidráulica aplicada a la camisa de asentamiento de la herramienta inicia el mecanismo de acción de arriba hacia abajo. Esta fuerza es transmitida de las cuñas superiores a través del elemento empacante a las cuñas inferiores. Como resultado las cuñas y el elemento se expanden hacia fuera, los cuales giran, y se asientan contra la TR. La fuerza de asentamiento es gobernada por el perno de corte, el perno de corte como fuerza de anclaje excede sus valores predeterminados permitiendo el asentamiento y desenganche del empacador, y así puede ser recuperado.

2.5.4.- Empacador por activación hidráulica.

El empacador por activación hidráulica es un desarrollo del empacador por activación mecánica. La ventaja con este sistema es que puede ser corrido y asentado en un solo viaje con la sarta de la TP. El sistema de asentamiento es activado por la instalación de un mecanismo sellante localizado por debajo del empacador y presurizando la tubería por encima, esto permite que la presión entre en los puertos de asentamiento y accione el pistón de asentamiento. El pistón de asentamiento transmite la fuerza a través de las cuñas inferiores, los elementos de empaque se expanden hacia fuera, y en lo que gira el ancla el empacador se asienta contra la TR.

2.5.5.- Empacador de doble espacio.

Los empacadores de doble espacio son comúnmente utilizados en las terminaciones múltiples y por su diseño pueden permitir la producción independiente de cada zona a través de TP's independientes, sargas de tubería separadas, y pueden permitir la inyección de agua o gas en una zona mientras se produce en otras zonas. Los empacadores de doble espacio son instalados y asentados mediante la instalación de un medio de taponamiento localizado por debajo del empacador y presurizando por encima de la tubería, esto permite a la presión entrar al puerto de asentamiento y accionar el pistón de asentamiento. (17)

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

2.5.6.- Empacadores hinchables.

Un empacador hinchable es una buena alternativa y solución para pozos con terminaciones múltiples, teniendo la necesidad de usar un empacador que soporte altas presiones diferenciales entre cada una de las zonas productoras del pozo. Estos empacadores garantizan unas 10,000 [psi] de presión diferencial y con 72 horas antes del primer contacto con las paredes del agujero.

Características.	Ventajas.
No hay partes mecánicas móviles que puedan fallar.	Optimizar los tiempos de terminación del pozo teniendo mayor disponibilidad de equipo.
Insuperable capacidad de sello.	Eliminar costos excesivos de los servicios.
Estable y versátil.	Disponer de una producción temprana.
A prueba de erosión.	Flexibilidad en la selección de los intervalos.
Operación simple.	Minimizar el daño a los yacimientos.
100 % de eficiencia operacional, libre de riesgos.	Eliminar riesgos potenciales en las operaciones de terminación.

Tabla 2.5.- Características y ventajas de los empacadores hinchables.

2.6.- Herramientas Activadas a Distancia.

Las herramientas activadas a distancia algunas veces son conocidas como herramientas “inteligentes”, son equipos que no requieren de corridas de intervención tales como línea de acero, tubería flexible, o intervención con presión para operarlos. Estas herramientas son relativamente nuevas y están diseñadas idealmente para pozos altamente desviados o pozos horizontales donde la intervención sería extremadamente costosa y difícil o hasta imposible. Muchas operaciones pueden ser logradas con herramientas activadas a distancia:

- Prueba de presión de la tubería de producción previa al asentamiento del empacador hidráulico, y lograr un excelente asentamiento del empacador.
- Proveer una barrera del yacimiento a la superficie, con ayuda de la TP.
- Producir selectivamente muchas zonas en el mismo agujero.

Herramienta para aislamiento de boca de liner de Schlumberger LTIV.

El LTIV es un mecanismo localizado en la Boca del Liner que aísla al yacimiento de la tubería de producción y que puede contener la presión en cualquier dirección. Tiene un sistema de sellado por bola que cuando se encuentra en la posición cerrada provee protección a un yacimiento predisparado o con mallas de arenas y permite la instalación superior del aparejo. El LTIV es operado por un ciclo de presión utilizando una cámara de nitrógeno y un mecanismo de indexado para su operación. Una serie de ciclos de presión son aplicados en la tubería de producción para abrir la válvula de bola y ganar acceso completo al yacimiento. La válvula de bola puede también ser abierta usando un sistema de intervención de contingencia. El LTIV puede también ser asentado en superficie para abrir a un número predeterminado de ciclos. (18)

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE TERMINACIÓN

Herramientas de Ocre MFCT – FBIV.

Las herramientas de Ocre MFCT – FBIV están diseñadas para iniciar la terminación llenándose a si mismas y cuando es deseado aislando la tubería del anular y asentando un empacador hidráulico. La integridad de presión de la tubería es mantenida por una válvula de charnela, la cual mantiene la presión por arriba y por debajo y por lo tanto puede ser clasificada como una barrera. Las herramientas Ocre son también manipuladas por ciclos de presión y utilizan un sistema de movimiento lento el cual también puede ser operado a un predeterminado número de ciclos. La válvula de charnela puede también ser abierta usando una herramienta de intervención de emergencia.

Herramientas hidrostáticas.

Las herramientas hidrostáticas utilizan una cámara hidrostática y un sistema de disco de ruptura para actuar. El yacimiento tiene que estar aislado por la tubería de revestimiento para hacer que este tipo de herramienta funcione. Una herramienta operada hidrostáticamente no requiere de un mecanismo localizado por debajo de la tubería y está equipado con una cámara atmosférica la que es accionada simplemente por presurización del pozo terminado.

Válvulas de control de flujo.

Son el corazón de las terminaciones inteligentes, descritas en el capítulo 06. Estas herramientas pueden ser operadas de forma hidráulica, eléctrica ó una combinación de ambas. Estas válvulas se usan para regular el flujo de varias zonas del pozo, ó bien de varias ramas multilaterales del mismo. Con estas válvulas se tiene un control perfecto de los fluidos, y con esto se maximiza el pozo.

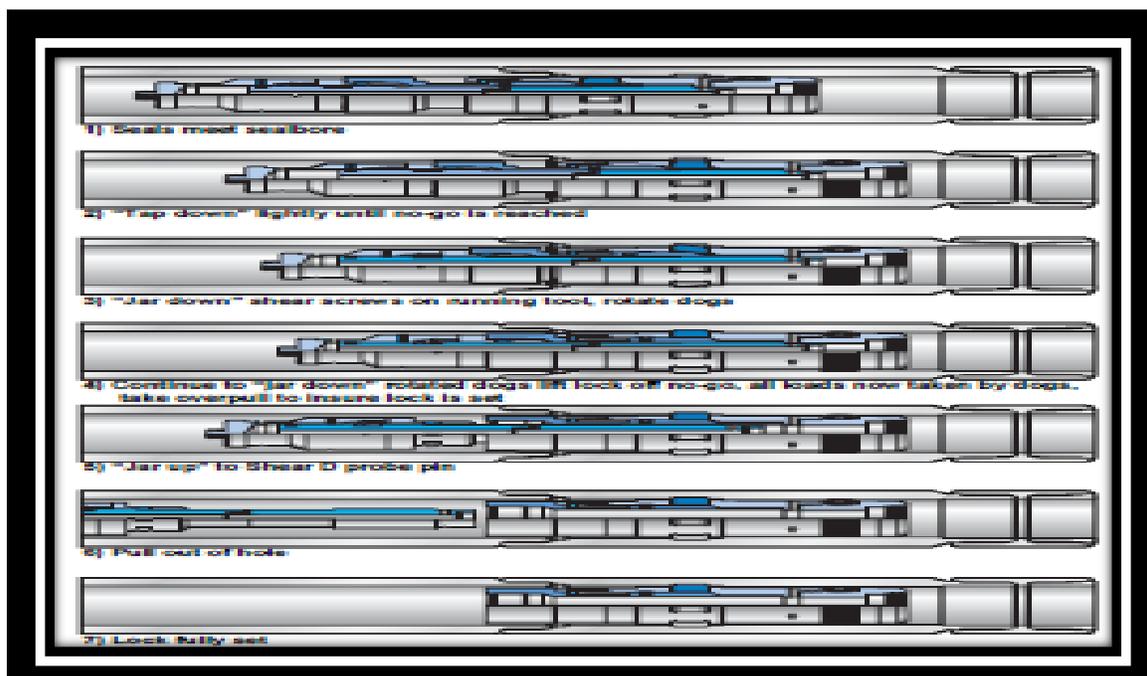


Fig. 2.19.- Operación de una válvula de control de flujo.

Referencias.

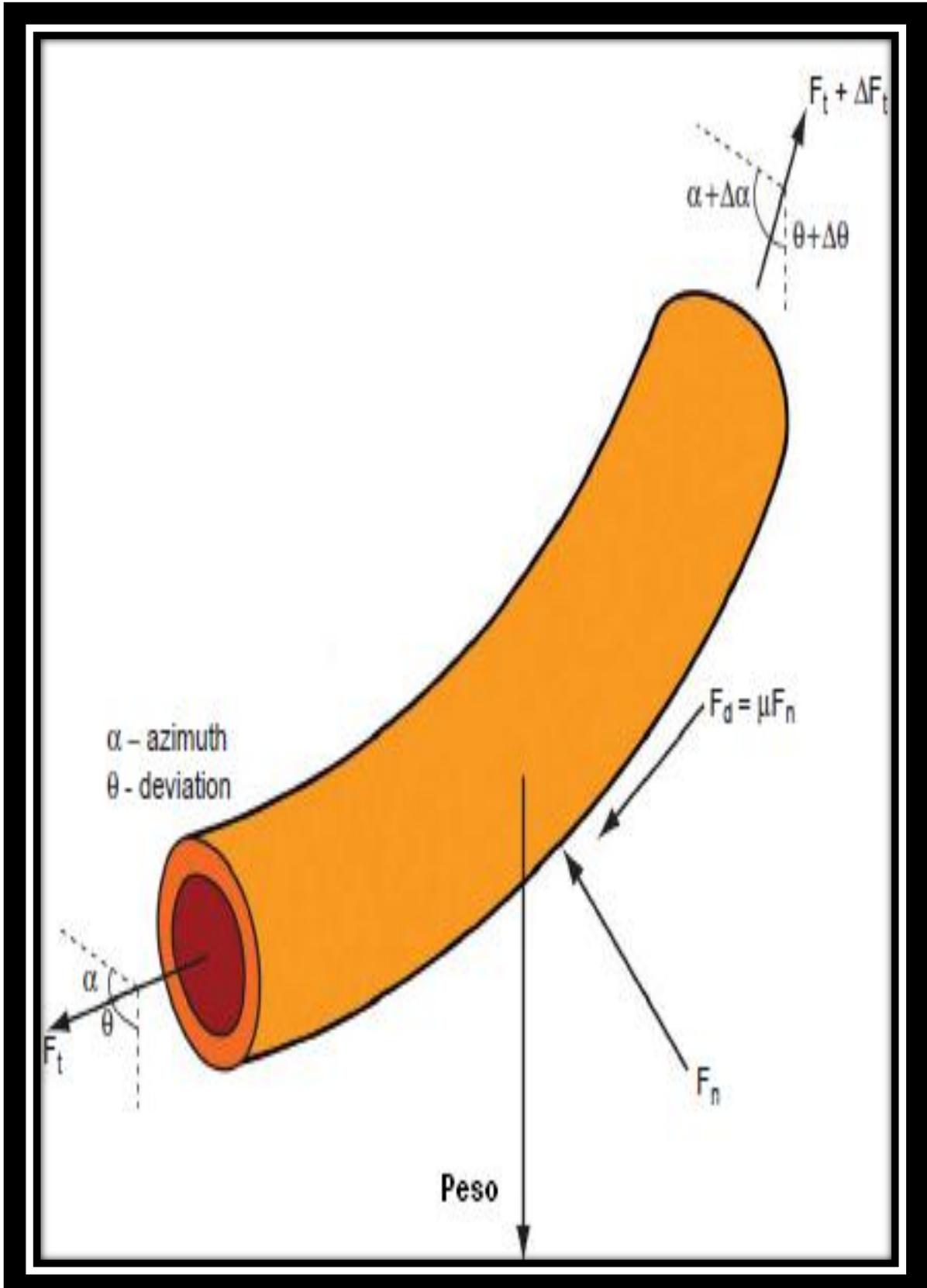
- 1.- **“Manejo de Proyectos de Terminación de Pozos Marinos”**, Oilfield Review 2007, Pág. 7.
- 2.- **“Subsea Pipelines and Risers”**, Young Bai, Elsevier, 2005, Parte IV, Capítulo 27, Pág. 483.
- 3.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 7.
- 4.- **“Soluciones Submarinas”**, Oilfield Review 2000, Pág. 7.
- 5.- **“Soluciones Submarinas”**, Oilfield Review 2000, Pág. 8.
- 6.- **“Soluciones Submarinas”**, Oilfield Review 2000, Pág. 9.
- 7.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 9.
- 8.- **“Selección, Instalación, Operación y Mantenimiento de Válvulas Subsuperficiales de Seguridad de Pozos Petroleros”**, PEMEX, PEP, P.7.0832.01: 2004 UNT, Pág. 19.
- 9.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 10.
- 10.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 11.
- 11.- **“Selección, Instalación, Operación y Mantenimiento de Válvulas Subsuperficiales de Seguridad de Pozos Petroleros”**, PEMEX, PEP, P.7.0832.01: 2004 UNT, Pág. 20.
- 12.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 22.
- 13.- **“Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 02, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 3.
- 14.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 23.
- 15.- **“Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 02, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 4.
- 16.- **“Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 02, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 14.
- 17.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 25.
- 18.- **“Equipo de Completación”**, Sección 13, Schlumberger, Pág. 26.



CAPÍTULO 03

ANÁLISIS DE FUERZAS





Gráfica 3.1.- Análisis de fuerzas en el aparejo. (1)

3.0.- Introducción.

El análisis de los esfuerzos en las tuberías de producción es un componente fundamental de la mayoría de los diseños de construcción e instalación. Al aventurarse en aguas más profundas, altas temperaturas y con terminaciones más complejas, la dificultad y complejidad del problema aumentan, así como sus consecuencias al hacerlo mal. En aguas poco profundas, y otros ambientes benignos, podría no haber ningún requisito para realizar los análisis de esfuerzos en la tubería, aunque de todas formas es muy importante realizarlos. (2)

Las razones para la realización de un análisis de fuerzas en las tuberías de producción son:

- Definir el peso, el grado y, en cierta medida, la influencia de la metalurgia y el tamaño de la terminación.
- Asegurarse de que la tubería seleccionada deberá resistir todas las cargas de las instalaciones proyectadas y en servicio durante la vida del pozo.
- Asistir en la elección de los equipos de superficie, tales como cabezales de pozo, árboles y líneas de flujo, mediante la evaluación de los casos de carga como el cierre de las presiones, y temperaturas del flujo.
- Asegurarse de que las intervenciones a través de la tubería no se vean afectadas por los efectos de los esfuerzos, tales como el pandeo.
- Ayudar a los ingenieros de perforación en la estimación de las cargas para el análisis de tensión.

Existen varios métodos de análisis de esfuerzos que cubren una amplia gama de detalles. En algunos casos, cálculos de presión interna simple y colapso son suficientes y se pueden realizar sin la ayuda de una calculadora o computadora.

En otros casos, el análisis axial es necesario y puede implicar la iteración cuando se considera el pandeo y cálculos externos, tales como la predicción de la temperatura. Las hojas de cálculo se han desarrollado para este tipo de análisis.

El análisis triaxial es ahora un estándar para la mayoría de los diseños de terminación y se puede realizar con o sin hojas de cálculo. De forma rutinaria, muchos diseños se analizan por medio de un software. Esto reduce el potencial de algún error de cálculo. (3)

Aunque en la mayoría de los casos es más que suficiente realizar el análisis de esfuerzos biaxiales, se recomienda ampliamente realizar el análisis triaxial, y más si se trata de terminaciones en aguas profundas, ya que en esos lugares las condiciones de presión, temperatura y otros factores son más extremos. Haciendo este análisis, nos podemos asegurar que nuestro diseño va a soportar todas esas condiciones y que el aparejo va a sobrevivir toda la vida útil del pozo.

3.1.- Tensión y Compresión.

Entender el comportamiento de los metales bajo cargas y bajo los límites que la tubería de ese material puede soportar es fundamental para hacer este análisis. Las cargas en la tubería pueden venir de una gran variedad de fuentes, incluyendo la presión, la temperatura y el peso de la de la tubería. Una cuantificación más útil de la carga proviene de la tensión. El esfuerzo axial se define así:

$$\sigma = \frac{F}{A_x} \dots \dots \dots (3.1)$$

Hay que tener en cuenta que en la mayoría de los cálculos de tensión en las tuberías, se utilizan las dimensiones nominales de las tuberías. Cuando la tubería está sometida a una tensión, se alarga o se estira. La elongación se define como el cambio fraccional de la longitud y es adimensional:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} \dots \dots \dots (3.2)$$

Un plan para ayudar a comprender el comportamiento de las tuberías es entender al material bajo carga, es decir la relación esfuerzo – deformación. Esta representación muestra que inicialmente hay una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación. Esta observación es la base para la Ley de Hooke. La pendiente de esta línea se llama módulo de elasticidad E, o módulo de Young.

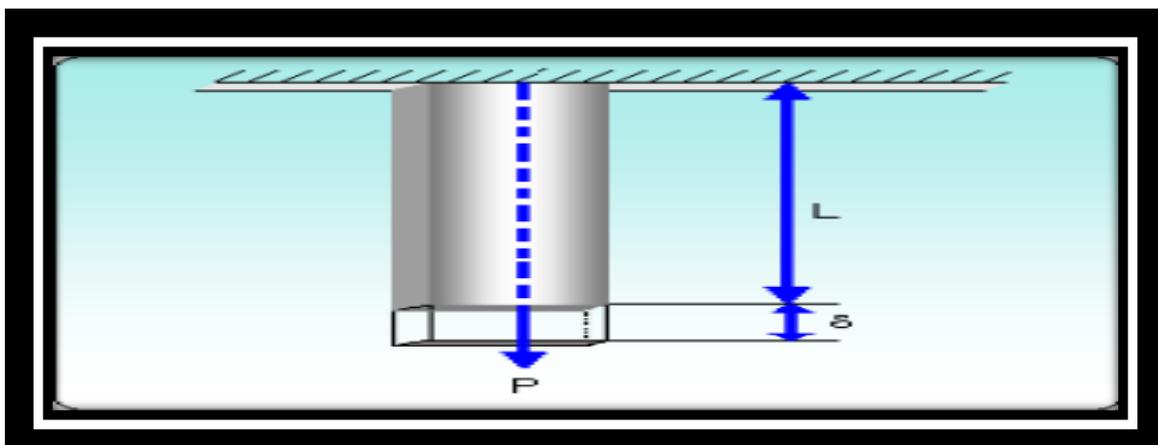


Fig. 3.1.- Ley de Hooke.

El módulo de elasticidad está relacionado con el esfuerzo y la deformación:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \dots \dots \dots (3.3)$$

El límite elástico es el final de la deformación elástica y el inicio de la deformación plástica. Afortunadamente, la deformación elástica está cerca del punto de flujo. (4)

ANÁLISIS DE FUERZAS



Gráfica 3.2.- Comportamiento del acero bajo cargas. (5)

Grupo	Grado	Elongación Bajo Carga	Esfuerzo de Cedencia (ksi)		Mínimo Esfuerzo de Tensión	Máxima Rigidez
		(%)	Mínimo	Máximo	(ksi)	roca – pozo C
1	H40	0.5	40	80	60	
	J55	0.5	55	80	75	
	K55	0.5	55	80	95	
	N80	0.5	80	110	100	
2	M65	0.5	65	85	85	22
	L80	0.5	80	95	95	23
		0.5	80	95	95	23
		0.5	80	95	95	23
	C90	0.5	90	105	100	25.4
	C95	0.5	95	110	105	
	T95	0.5	95	110	105	25.4
3	P110	0.6	110	140	125	
4	Q125	0.65	125	150	135	

Tabla 3.1.- Grados y fuerzas del API 5CT, 2005. (6)

La temperatura afecta la resistencia de los materiales. Este es especialmente el caso de las aleaciones. Trabajado en frío las aleaciones, en particular, pueden experimentar una disminución significativa de la resistencia a altas temperaturas. Esto se produce porque, durante la fabricación, el material es trabajado en frío para aumentar su fuerza, la energía es almacenada en el material en forma de dislocaciones y otros defectos. El trabajo en frío hace al material inestable en el sentido de que, dada la oportunidad adecuada, su energía se reducirá al regresar a su estado de predeformación. La misma situación se puede producir en el fondo del pozo, especialmente en los pozos de alta temperatura, resultando en una reducción en el rendimiento de la tubería por esfuerzos de tensión y compresión. A pesar de que el punto de fusión del hierro es de 2795 [°F], la mayoría de los aceros no se pueden utilizar por encima de los 570 [°F]. (7)

3.2.- Presión Interna.

La definición de presión interna de la API se basa en la fórmula de Barlow para tubería de pared delgada:

$$Pb = Tol \left(\frac{2 Y_p t}{D} \right) \dots \dots \dots (3.4)$$

donde Y_p es el máximo esfuerzo de cedencia en [psi], t es el espesor nominal de la tubería en [in], D es el diámetro exterior de la tubería en [in] y Tol es la tolerancia de corrección al espesor de la pared en fracción.

Para una tubería API, la tolerancia del espesor de la pared es 0.875 con reducción del 12,5%. Esta tolerancia se destina principalmente para permitir la molienda libre de defectos de la tubería. Para una tubería de la CRA es 0.9 con reducción del 10% estipulado en el ISO 13680 2000, para el material trabajado en frío. (8)

Algunas compañías petroleras compran tuberías con tolerancias más estrictas que la API, y por lo tanto, se beneficiarán de la mayor resistencia al estallido por presión interna. Otras empresas colocan controles en todo el espesor de pared en el 100% de la tubería.

Si la tubería puede ser identificada con su espesor de pared real, los rangos superiores de tubería nominal se pueden utilizar cuando se requieren calidades superiores para presión interna, normalmente en la parte superior de la tubería. Este enfoque tiene riesgos y sólo se utiliza cuando las tuberías son de muy alta calidad y estricta con los requisitos de control. Un ejemplo de su uso exitoso es de Exxon Mobile en el Golfo de México. (9)

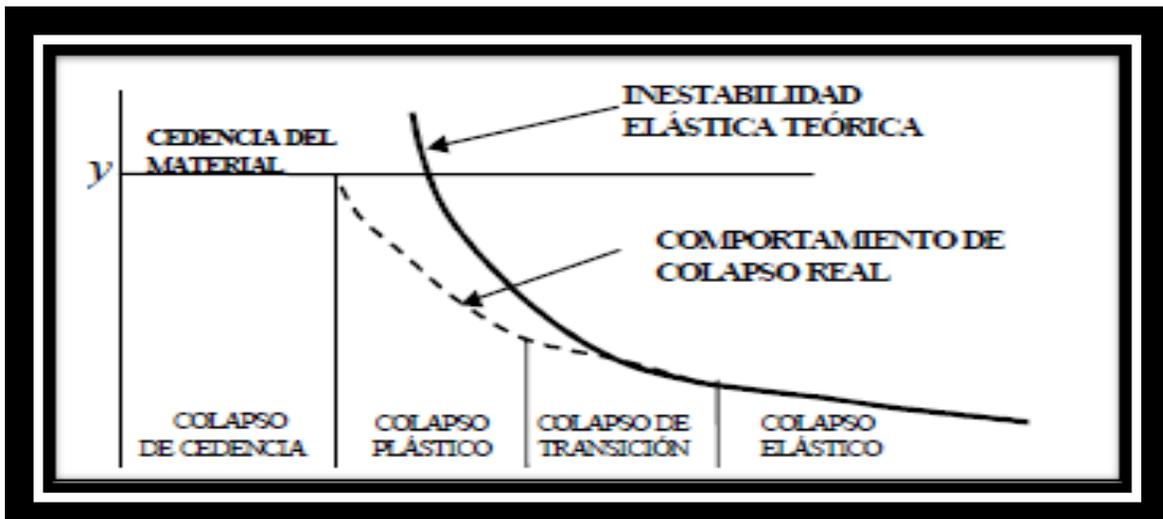
La fórmula de la API se basa en la tensión del aro de la pared interna al igualar el rendimiento de la fuerza en el punto de falla. Se supone que la relación de esbeltez, la relación diámetro – espesor, es mucho mayor que 1. Esta es conservada para tuberías de paredes gruesas.

La habilitación del estallido a partir de la tensión del aro a través de la ecuación de Lame, es utilizada también en el análisis de los esfuerzos triaxiales. Las fallas por presión interna sólo requieren el error de una parte muy pequeña de la tubería. Esta es la diferencia entre la ruptura y la falla axial.

Cualquier cosa que afecta a la pared de mínimo de espesor será el impacto de la calidad para el estallido por presión interna. Para la cubierta, el problema más común es el desgaste, y para la tubería es la corrosión.

3.3.- Colapso.

Establecer la clasificación del colapso de la tubería es un problema más complejo que el de la presión interna. El colapso es un problema de inestabilidad que requiere de la cedencia final de todo el cuerpo de tuberías durante todo el trayecto de la tubería. El número de colapso depende de los diámetros y espesores de las tuberías, así como de propiedades tales como la excentricidad de las tuberías. En el API 5C3 1999 se definen cuatro modalidades de colapso: elástico, plástico, transición, y resistencia al flujo. El modo apropiado es seleccionado de acuerdo a la relación diámetro externo – espesor, D / t .



Gráfica 3.3.- Fallas al colapso en función de D / t . (10)

Para cada una de las modalidades diferentes, no hay una fórmula asociada. Las fórmulas son empíricas de origen.

Grado (ksi)	Elástico (D/t)	Transición (D/t)	Plástico (D/t)	Cedencia (D/t)
40	> 42.64	27.01 – 42.64	16.40 – 27.01	< 16.40
55	> 37.21	25.01 – 37.21	14.81 – 25.01	< 14.81
80	> 31.02	22.47 – 31.02	13.38 – 22.47	< 13.38
90	> 29.28	21.69 – 29.28	13.01 – 21.69	< 13.01
95	> 28.36	21.33 – 28.36	12.85 – 21.33	< 12.85
110	> 26.22	20.41 – 26.22	12.44 – 20.41	< 12.44
125	> 24.46	19.63 – 24.46	12.11 – 19.63	< 12.11
140	> 22.98	18.97 – 22.98	11.84 - 18.97	< 11.84
155	> 21.70	18.37 – 21.70	11.59 – 18.37	< 11.59

Tabla 3.2.- Modalidades de colapso. (11)

Colapso elástico:

$$P_e = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \dots \dots \dots (3.5)$$

ANÁLISIS DE FUERZAS

Hay que tener en cuenta que el límite de elasticidad de la tubería es irrelevante. La deformación es puramente elástica.

Colapso de transición:

$$P_t = Y_p \left(\frac{F}{\frac{D}{t}} - G \right) \dots \dots \dots (3.6)$$

Grado (ksi)	F	G
40	2.063	0.0325
55	1.989	0.036
80	1.998	0.0434
90	2.017	0.0466
95	2.029	0.0482
110	2.053	0.0515
125	2.106	0.0582
140	2.146	0.0632
155	2.188	0.0683

Tabla 3.3.- Factores del colapso de transición.

Colapso plástico:

$$P_P = Y_p \left[\frac{A}{\frac{D}{t}} - B \right] - C \dots \dots \dots (3.7)$$

Grado (ksi)	A	B	C
40	2.95	0.0465	754
55	2.991	0.0541	1206
80	3.071	0.0667	1955
90	3.106	0.0718	2254
95	3.124	0.0743	2404
110	3.181	0.0819	2852
125	3.239	0.0895	3301
140	3.297	0.0971	3751
155	3.356	0.1047	4204

Tabla 3.4.- Factores del colapso plástico. (12)

3.3.1.- Colapso de cedencia.

La fórmula del colapso de cedencia es la presión externa que genera una tensión equivalente a la tensión de flujo mínimo en la pared interior de la tubería:

$$P_y = 2Y_p \left[\frac{\left(\frac{D}{t} \right) - 1}{\left(\frac{D}{t} \right)^2} \right] \dots \dots \dots (3.8)$$

ANÁLISIS DE FUERZAS

Existen algunas complicaciones reconocidas por la API. El efecto de la presión interna está dado por una presión externa equivalente P_e . Este efecto también se encuentra en los esfuerzos triaxiales. Esto es causado por la presión externa que actúa en una superficie mayor que la presión interna:

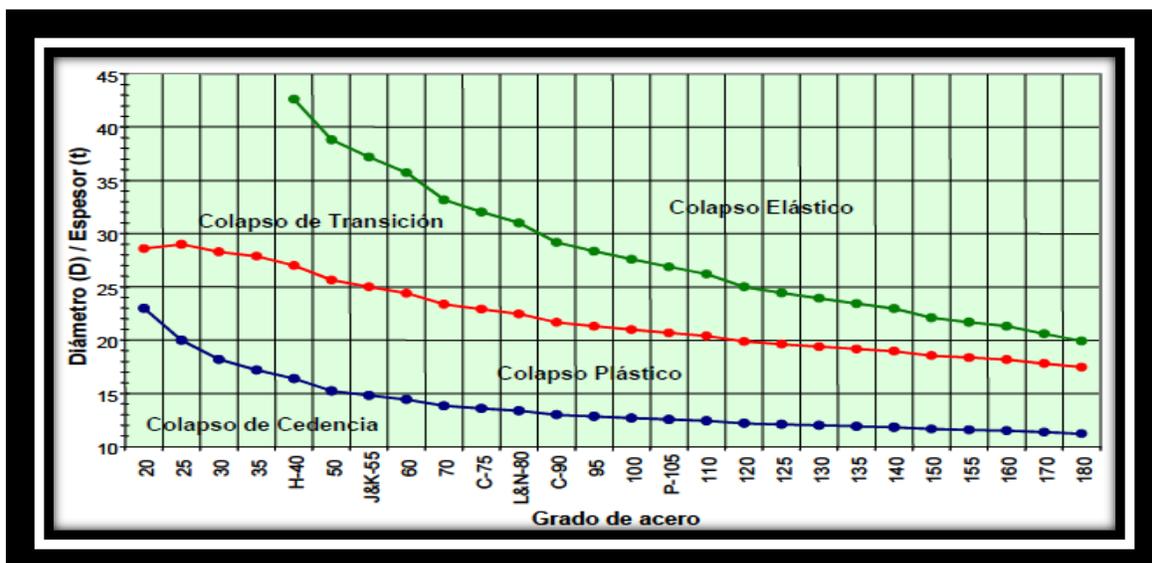
$$P_e = P_o - \left(1 - \frac{2}{\frac{D}{t}}\right) P_i \dots \dots \dots (3.9)$$

donde P_o es la presión externa y P_i es la presión interna. Esta presión equivalente puede ser causada por la aplicación de presión interna o simplemente por la presión hidrostática que aumenta con la profundidad. Esto conduce a una mayor resistencia al colapso con la profundidad, a pesar de que la diferencia de presión podría seguir siendo la misma. (13)

La interacción de la presión de colapso con el esfuerzo axial está dada por la reducción del esfuerzo de cedencia efectivo Y_{pa} :

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_a}{Y_p}\right)^2} - \frac{\sigma_a}{2Y_p} \right] Y_p \dots \dots \dots (3.10)$$

Una vez más, este efecto se repite en el análisis triaxial, pero en una forma diferente. Desde hace tiempo se reconoce que las fórmulas de colapso de la API son conservadoras, aunque no de manera uniforme para tuberías modernas, y una revisión fue realizada en el 2008 para unificar y modernizar estas fórmulas. En la versión revisada, las fórmulas pueden incluir los efectos de la excentricidad y la tensión resultante directamente en los cálculos, estos parámetros deberán ser medidos y controlados.



Gráfica 3.4.- Regiones de los diferentes tipos de colapso. (14)

3.4.- Esfuerzos Axiales.

Las cargas axiales se encuentran a lo largo de la tubería y estas se ven afectadas por una variedad de factores, como presión, temperatura y el peso de la tubería. Las cargas axiales pueden ser de tensión, por convención fuerzas positivas, y de compresión, fuerzas negativas. Como resultado de las fuerzas de tensión y compresión que actúan en el aparejo, se van a presentar una serie de efectos en el aparejo, los cuales podrían causar el movimiento del mismo, ya sea hacia arriba, como resultado de una contracción, o hacia abajo, como resultado de una elongación. Hay muchos efectos que pueden causar esto, los principales son: pistón, balón, buckling y temperatura. Al análisis de las fuerzas ocasionadas por efectos axiales también se le denomina en la literatura como análisis uniaxial.

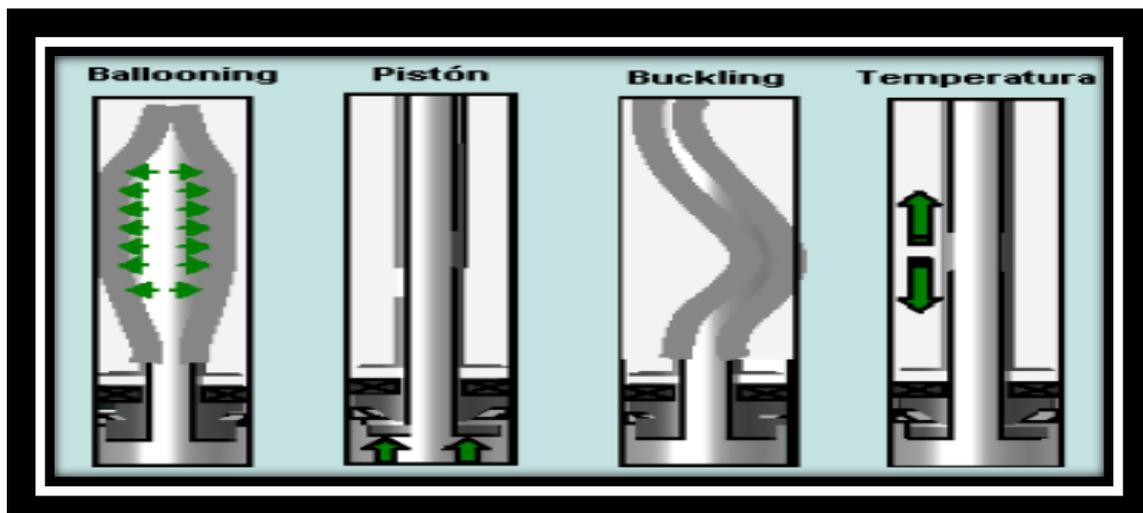


Fig. 3.2.- Diferentes efectos de los esfuerzos axiales.

3.4.1.- Fuerza axial.

La fuerza axial de la tubería, es decir, la fuerza axial máxima antes de superar el límite de elasticidad, puede ser calculada a partir del grado y del área transversal del tubo:

$$F_{amax} = A_x Y_p \dots \dots \dots (3.11)$$

donde A_x es el área de la sección transversal de la tubería en $[in^2]$ y Y_p es el máximo esfuerzo de cedencia en $[psi]$.

3.4.2.- Peso de la tubería.

Inicialmente, la importancia de los efectos de presión y fricción en la tubería de producción y de revestimiento, fueron ignorados. Para un pozo desviado se hace caso omiso de la fricción del fluido en la tubería de producción y el revestidor, la fuerza axial debido al peso F_w , es la resultante del peso en la dirección axial. La fuerza normal F_n , es importante por razones de arrastre o de fricción. (15)

ANÁLISIS DE FUERZAS

La fuerza resultante en la dirección paralela a la tubería es:

$$F_w = W \cos \theta \dots \dots \dots (3.12)$$

$$F_w = \frac{w}{l} TVD \dots \dots \dots (3.13)$$

donde w / l es el peso por unidad de longitud [lb/ft] de la tubería incluyendo las conexiones y la TVD es la profundidad vertical real a la base de la tubería. Esta dependencia de la profundidad vertical de la tubería sugiere que la perforación de alcance extendido ERD de los pozos no tiene necesariamente una mayor carga axial equivalente en un pozo vertical a la profundidad vertical del que esta desviado, aunque el arrastre causa efectos que pueden ser más importantes.

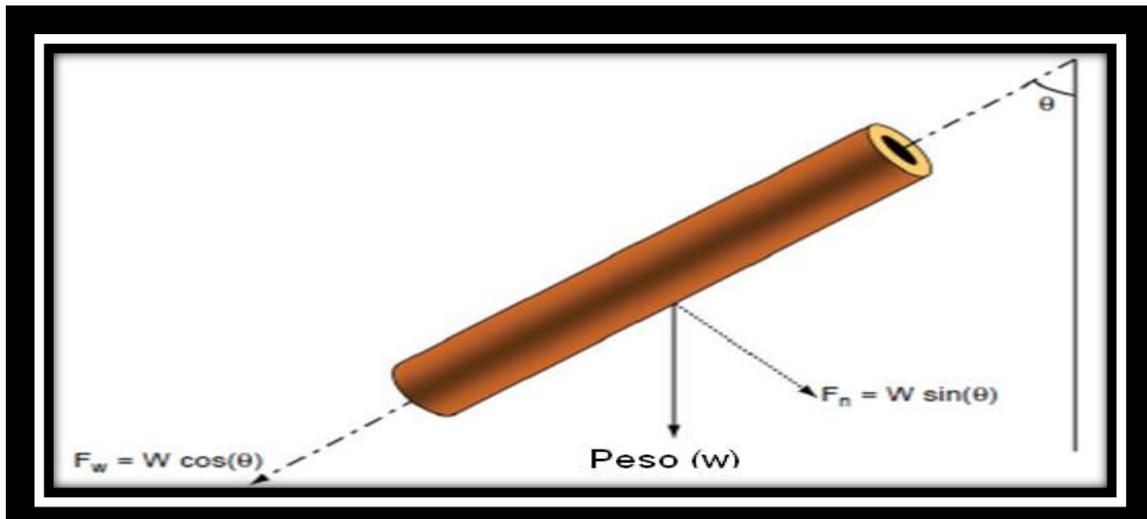


Fig. 3.3.- Peso de la tubería en un pozo desviado. (16)

3.4.3.- Pistón.

Las fuerzas de pistón son cargas causadas directamente por la presión en las secciones transversales expuestas de la tubería. El ejemplo más sencillo del pistoneo es la fuerza de flotación debida a la presión del fluido sobre la base de la tubería colgada libremente. La presión de los fluidos en el área de la sección transversal de la tubería es la que genera una fuerza axial F_p . En este caso, la presión está por debajo de la tubería y por lo tanto las fuerzas son compresivas:

$$F_p = - p A_x \dots \dots \dots (3.14)$$

La presión puede provenir de una combinación de presión hidrostática y la aplicación de esta presión. La presión hidrostática se calcula a partir de la densidad:

$$P_{hidrostática} = \rho TVD \dots \dots \dots (3.15)$$

En las unidades petroleras de campo, la presión está en [psi], las profundidades incluyendo la TVD en [ft] y la densidad [ρ] en [psi/ft]. El agua dulce tiene una densidad de 0.433 [psi/ft] ó de 62.36 [kg/m³].

ANÁLISIS DE FUERZAS

La gravedad específica [s.g.], es la densidad del fluido en relación al agua dulce, y se utiliza para corregir diferentes fluidos:

$$\rho = 0.433 \text{ s. g} \dots \dots \dots (3.16)$$

La fuerza de pistón generada por una prueba de presión depende de la presión diferencial:

$$F_p = \Delta p_{plug} A_i \dots \dots \dots (3.17)$$

La magnitud de la carga combinada del peso de la tubería y la carga de pistón en la sección transversal puede ser significativa. (17)

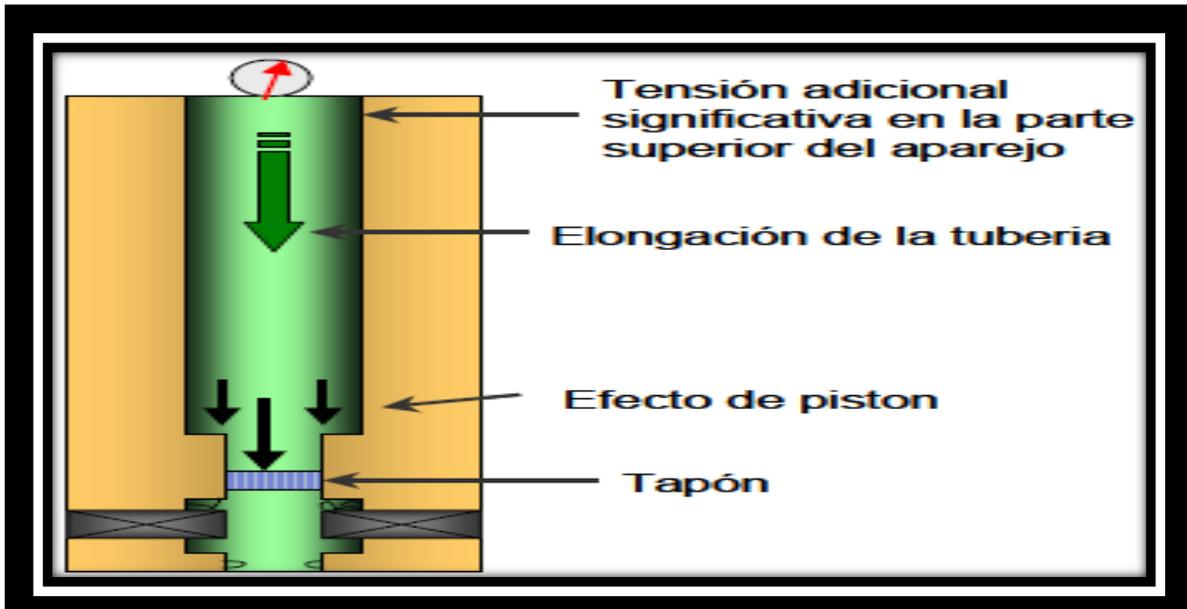


Fig. 3.4.- Efecto de una prueba de presión en un aparato tapado.

3.4.3.1.- Dispositivos de expansión.

Estos equipos son comúnmente usados para reducir las tensiones en las tuberías que permiten el movimiento, por ejemplo, de la expansión térmica. En algunos casos, se trata de correcciones, sin embargo, en muchos casos las fuerzas de pistón son más significativas. Hay que tener en cuenta que los sellos se pueden recuperar y sustituir durante un reacondicionamiento. Todos los dispositivos de expansión pueden ser tratados de manera idéntica, pero con sellos de diferentes tamaños. La fuerza de pistón total F_p es:

$$F_p = P_o(A_b - A_o) - P_i(A_b - A_i) \dots \dots \dots (3.18)$$

Una junta de expansión puede parecer que se comporta de manera diferente, pero muchas de las áreas transversales se anulan, y el mismo cálculo es válido. El parámetro crítico para los dos dispositivos, el PBR y la junta de expansión, es el sello que tenían, y esto se obtiene por referencia a un dibujo bidimensional.

ANÁLISIS DE FUERZAS

Para los dispositivos de expansión con sello de múltiples agujeros y algunas juntas de deslizamiento, siempre es posible conocer las áreas de las presiones en un sello efectivo que lleva una zona con dos presiones, la interna y la externa.

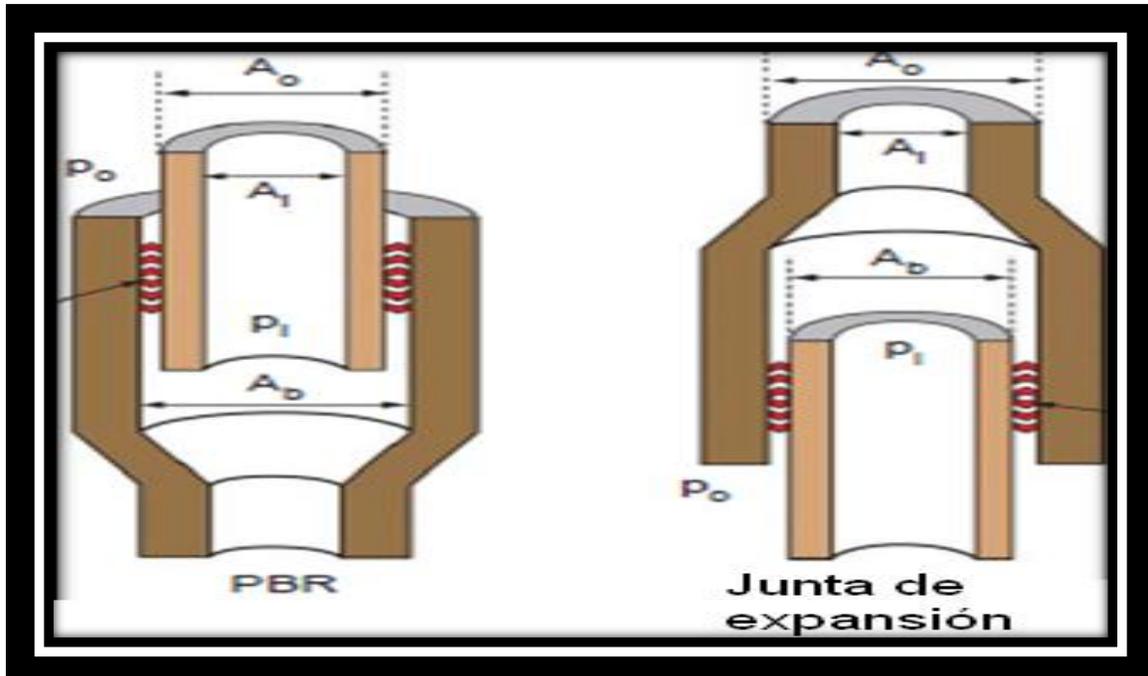


Fig. 3.5.- PBR y junta de expansión. (18)

Hay que tener en cuenta que la presión interna aplicada promoverá las cargas de compresión, mientras que presión externa aplicada promoverá las cargas de tensión. En el caso de la presión ejercida en una prueba de terminación puede tener diferentes tipos de cargas. (19)

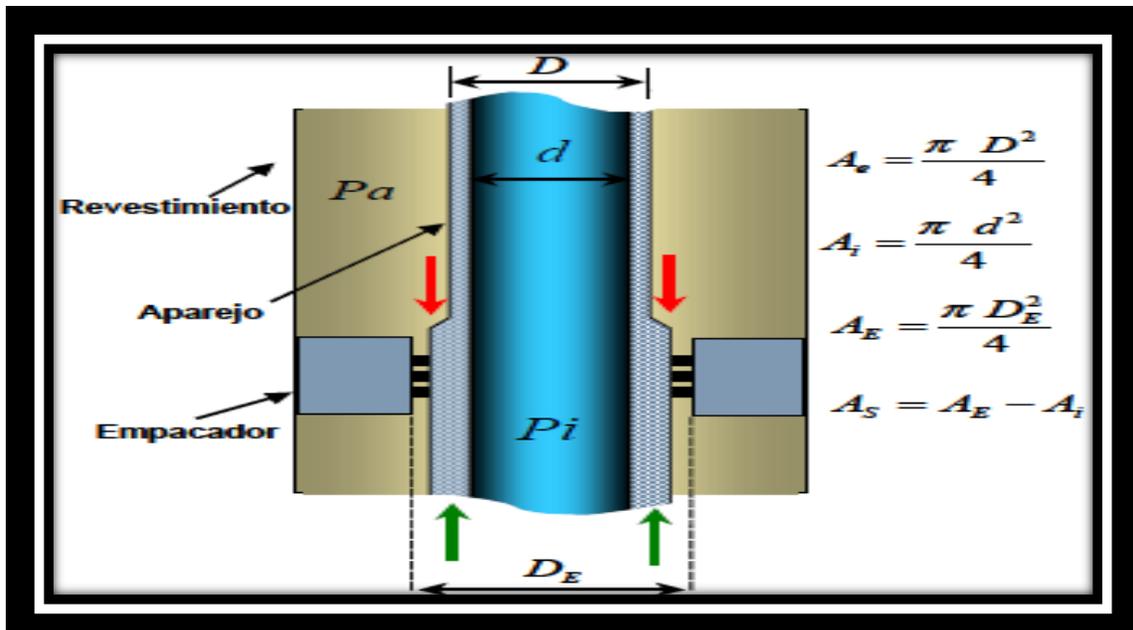


Fig. 3.6.- Efecto pistón. (20)

3.4.4. Balón.

Cuando una tubería tiene una carga que provoca una tensión axial, esta no sólo genera una deformación axial, sino también los resultados de la tensión radial. Estas dos variedades son proporcionales entre sí en la región elástica:

$$\mu = - \frac{\textit{Tensión Radial}}{\textit{Tensión Axial}} \dots \dots \dots (3.19)$$

Esta propiedad del material se llama coeficiente de Poisson, aproximadamente 0.3 para la mayoría de los aceros. La relación también es válida para la compresión axial, salvo que esta produce una expansión radial. Este efecto de la tensión radial se refiere a menudo como un aglobamiento en las tuberías. El coeficiente de Poisson es ligeramente dependiente de la temperatura. (21)

Los efectos de balón se observan cuando se aplica una presión a las tuberías. Si la tubería es fija, una fuerza de tracción axial F_b es generada por la presión interna aplicada y la compresión axial de la presión externa aplicada:

$$F_b = 2\mu(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o) \dots \dots \dots (3.20)$$

ΔP es el cambio de presión en relación con la presión en las condiciones iniciales. Si la tubería es libre de moverse, mediante la aplicación de la ley de Hooke, aplicando presión interna hará que la tubería reduzca su tamaño, es decir se va a contraer, y aplicado presión externa provocará su elongación:

$$\Delta L_{BAL} = \frac{-2\mu L}{E(A_o - A_i)} (\Delta p_i A_i - \Delta p_o A_o) \dots \dots \dots (3.21)$$

donde L es la longitud de la tubería debido al efecto de balón, en las mismas unidades que ΔL_{BAL} y ΔL_{BAL} . Para un cambio dado en la presión, la presión externa tiene un efecto mayor que la presión interna a medida que el área es mayor.

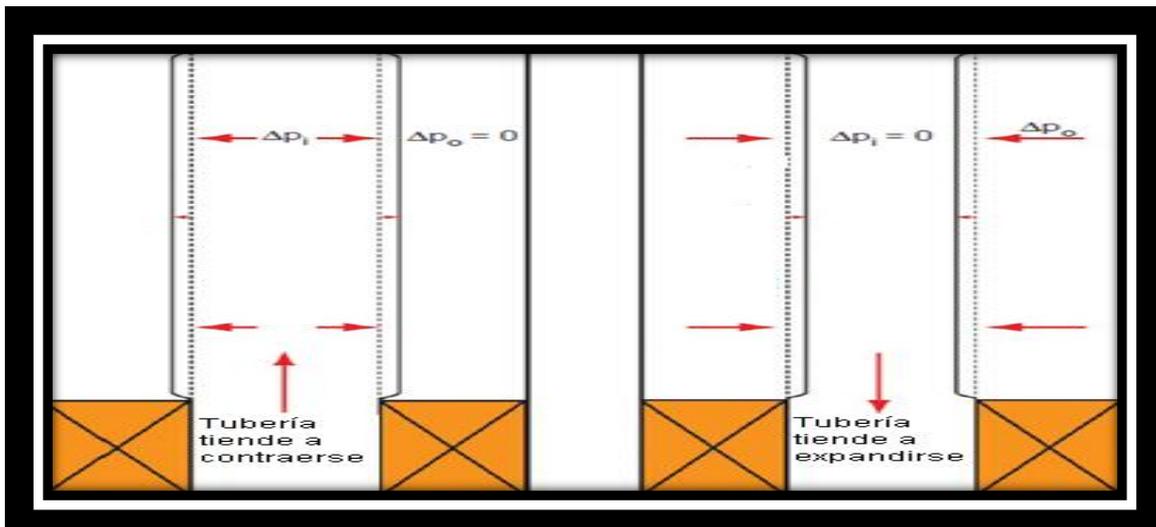


Fig. 3.7.- Efecto de balón y efecto de balón inverso. (22)

3.4.5.- Pandeo.

La compresión y la presión interna son fuerzas que van a promover el pandeo, mientras que la presión externa y la tensión van a reducir el riesgo del pandeo:

$$F_{eff} = F_{total} + (P_o A_o - P_i A_i) \dots \dots \dots (3.22)$$

donde F_{total} es la carga axial total. Cuando F_{eff} es mayor que una fuerza crítica, el pandeo no tiende a ocurrir, y si F_{eff} es menor a esa fuerza crítica, el pandeo tiende a ocurrir. Por lo tanto, es posible que el pandeo se produzca cuando la tubería está totalmente en tensión si la presión interna es muy grande. El punto neutro es definido como el punto donde la carga axial efectiva es igual a cero. El punto neutro se define como el límite en el que el pandeo puede ocurrir. (23)

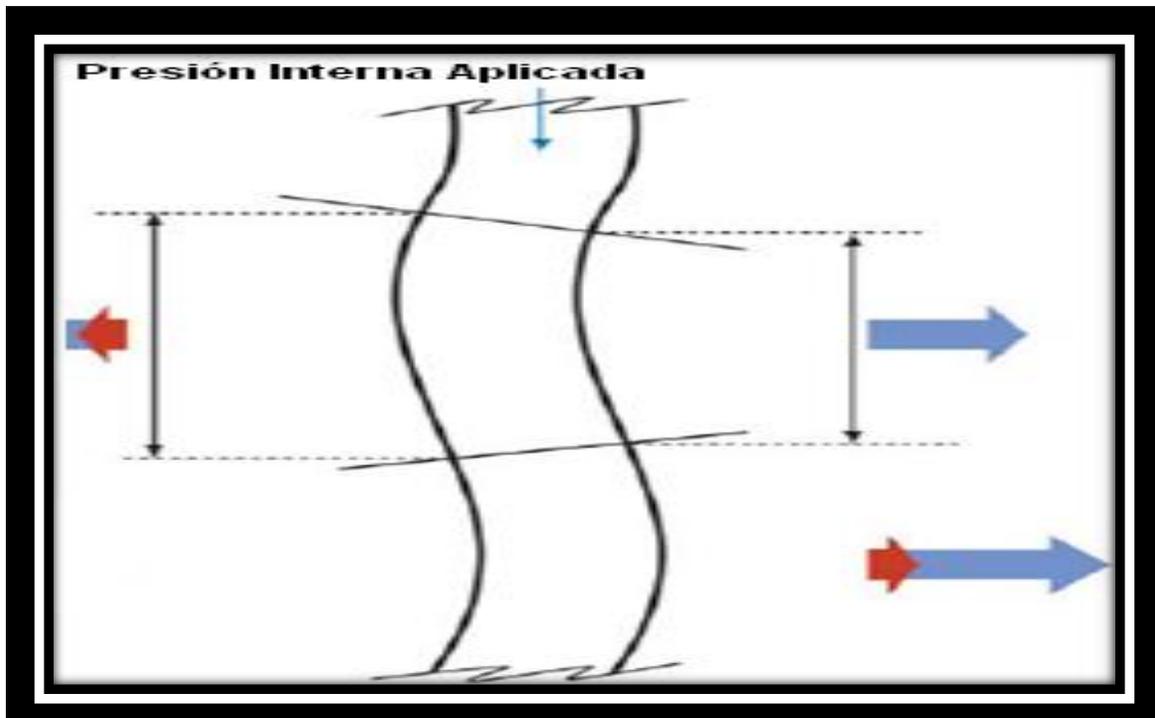


Fig. 3.8.- Pandeo causado por presión interna. (24)

La fuerza crítica F_c puede calcularse a partir de la ecuación de Lubinski. Hay dos modos de pandeo posibles: el sinusoidal y el helicoidal. El pandeo sinusoidal es a veces llamado pandeo lateral, aunque el pandeo es aproximadamente de forma S, no es un seno de verdad. Las fuerzas críticas para cada modo de pandeo en un pozo vertical son:

Pandeo sinusoidal:

$$F_c = 1.94 (EIw^2)^{\frac{1}{3}} \dots \dots \dots (3.23)$$

Pandeo helicoidal:

$$F_c = 4.05 (EIw^2)^{\frac{1}{3}} \dots \dots \dots (3.24)$$

ANÁLISIS DE FUERZAS

donde F_c es la fuerza crítica en [lb], w es el peso unitario de la tubería en [lb/in]. El momento de inercia I está dado por:

$$I = \frac{\pi}{64} (D_o^4 - D_i^4) \dots \dots \dots (3.25)$$

donde D_o es el diámetro exterior de la tubería en [in] y D_i es el diámetro interior de la tubería en [in]. Hay que tener en cuenta que hay una discrepancia en la convención de signos. La fuerza crítica es positiva pero compresiva naturalmente, y la compresión se denota con una carga axial negativa. Esto se corrige con una definición que se expresa en la siguiente tabla:

Condición	Significado
$F_{eff} < -F_c$	La tubería tenderá a pandearse.
$F_{eff} > -F_c$	La tubería no tenderá a pandearse.

Tabla 3.5.- Inicio del pandeo. (25)

De diámetros más grandes, y por consecuencia paredes más gruesas, las tuberías tendrán una mayor fuerza crítica debido al mayor momento de inercia y al mayor peso. En la mayoría de las terminaciones en un pozo vertical, hay una pequeña ventana para el pandeo sinusoidal en una primera aproximación cuando la fuerza crítica es igual a cero, y el pandeo helicoidal se produce cuando la fuerza crítica se convierte en negativa. En una desviación del pozo, la fuerza crítica de pandeo está dada por las ecuaciones de Dawson y Paslay:

Pandeo sinusoidal:

$$F_c = \sqrt{\left(\frac{4 E I w \text{sen}\theta}{r_c}\right)} \dots \dots \dots (3.26)$$

Pandeo helicoidal:

$$F_c = (1.41 \sim 1.83) \sqrt{\left(\frac{4 E I w \text{sen}\theta}{r_c}\right)} \dots \dots \dots (3.27)$$

donde θ es el ángulo del pozo y r_c es el claro radial en [in]. Hay que tener en cuenta que la variación entre 1.41 y 1.83 refleja la incertidumbre sobre el punto donde se someten los sensores para detectar el pandeo. El problema se complica por el cambio de pandeo sinusoidal a helicoidal. Otras complicaciones surgen en pozos con conexiones curvas. La gravedad en el pandeo depende de la altura a la que la tubería se dobla, y también de su claro radial. Con ondas de pandeo, la curva de la hélice, y su ángulo de hélice λ , no es constante a través de la forma S, por lo tanto un ángulo máximo de la hélice debe ser calculado. Para el pandeo helicoidal, el ángulo de hélice será constante. Mitchell da un ángulo de hélice máximo $\lambda_{m\acute{a}x}$ con una solución aproximada para el pandeo sinusoidal:

ANÁLISIS DE FUERZAS

Pandeo sinusoidal:

$$\lambda_{m\acute{a}x} = \frac{1.1227}{\sqrt{2EI}} F_{eff}^{0.04} (F_{eff} - F_c)^{0.46} \dots \dots \dots (3.28)$$

Pandeo helicoidal:

$$\lambda = \sqrt{\frac{F_{eff}}{2EI}} \dots \dots \dots (3.29)$$

El ángulo de hélice λ se relaciona directamente con la pendiente P:

$$P = \frac{2\pi}{\lambda} \dots \dots \dots (3.30)$$

La desviación resultante se calcula así:

$$DLS = 68.755 r_c \lambda^2 \dots \dots \dots (3.31)$$

donde DLS es la desviación (°/100 [ft]). Los 68.755 provienen de la conversión de radianes a grados por pulgada por cada 100 pies. Estas curvas cerradas causan de tensiones de flexión, y si estas tensiones de flexión superan el límite de elasticidad de la tubería, la tubería se convertirá permanentemente en un sacacorchos. Mitchell presenta un análisis detallado del torque τ :

$$\tau = \pm \frac{F_{eff} r_c^2 \beta}{2\sqrt{1 - r_c^2 \beta}} \dots \dots \dots (3.32)$$

donde:

$$\beta = \sqrt{\frac{-F_{eff}}{2EI}} \dots \dots \dots (3.33)$$

La unidad de medida del torque τ se mide en [lb*in] en estas ecuaciones y se puede convertir a [lb*ft] al dividir entre 12. En general, el pandeo por torque inducido es pequeño, y a menudo ignorado, sin embargo, si la tubería es pequeña o el claro radial grande, entonces el torque puede ser grande en comparación a la constitución del torque para las conexiones. El torque puede ser positivo o negativo dependiendo de la selección de la hélice en sentido horario o antihorario. La tensión de pandeo ϵ_b es el cambio de longitud causado por el pandeo por unidad de longitud. La tensión de pandeo es una función del ángulo de hélice y el claro radial. El pandeo sinusoidal es complicado, ya que el ángulo de hélice no se mantiene constante a través de las curvas, se requiere de un promedio:

Pandeo sinusoidal:

$$\epsilon_b = -0.7285 \frac{r_c^2}{4EI} F_{eff}^{0.08} (F_{eff} - F_c)^{0.92} \dots \dots \dots (3.34)$$

Pandeo helicoidal:

$$\varepsilon_b = - \frac{r_c^2}{4 E I} F_{eff} \dots \dots \dots (3.35)$$

La longitud máxima de la cadena de herramientas L_t que se puede ejecutar en un pandeo helicoidal es proporcionada por Mitchell. La solución aproximada es:

$$L_t = 2 l \sqrt{1 + \left(\frac{r_c \text{sen}(\lambda l)}{l}\right)^2} \dots \dots \dots (3.36)$$

$$l \approx 2 \sqrt{\frac{R \delta}{(R r_c \lambda^2 + 1)}} \dots \dots \dots (3.37)$$

donde R es el radio de curvatura de la desviación y δ es la diferencia entre el diámetro externo de la herramienta y el diámetro interno de la tubería. (26)

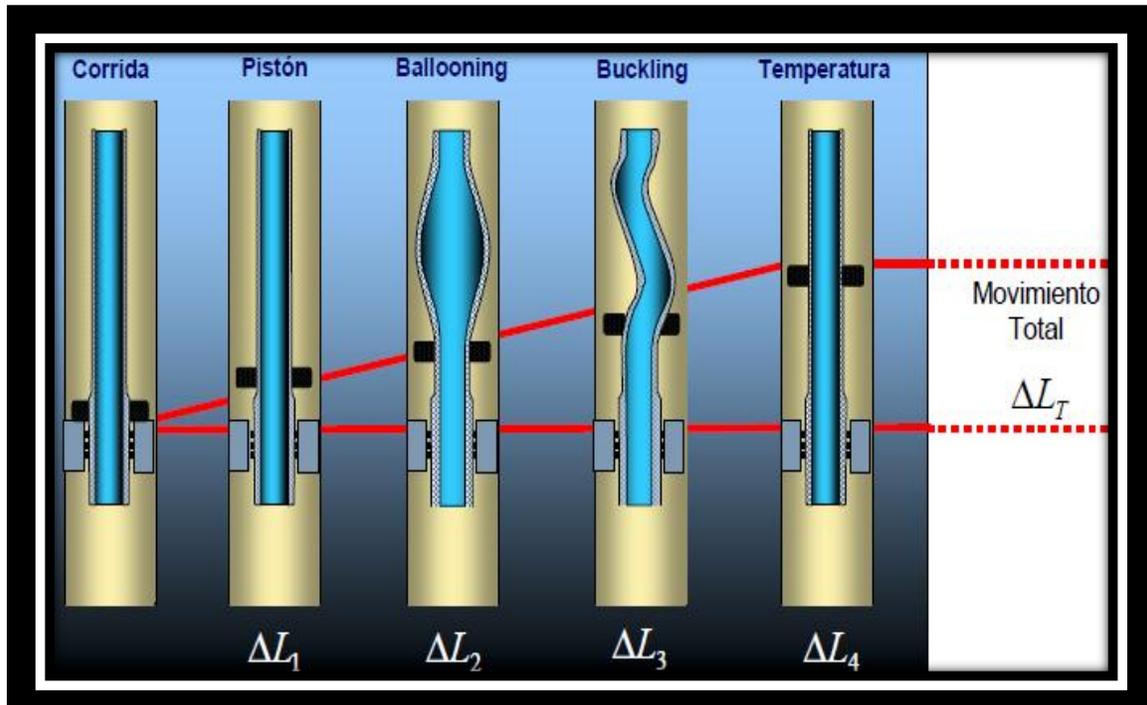


Fig. 3.9.- Movimiento neto del aparejo. (27)

3.5.- Esfuerzos Biaxiales.

En el análisis uniaxial se considera que no existen cargas axiales, tensión o compresión, en la tubería simultáneamente con las cargas radiales, colapso o presión interna. En condiciones reales, la tubería de producción estará bajo la acción combinada de las presiones interna, externa y tensión, debido al propio peso de la tubería. El esfuerzo biaxial considera el cambio en la resistencia al colapso y presión interna debido a la tensión o compresión del aparejo. (28)

Esto es representado por el criterio biaxial usado en el API 5C3:

$$Y_e = Y \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z}{Y}\right)^2} - 0.5 \left(\frac{\sigma_z}{Y}\right) \right] \dots \dots \dots (3.38)$$

donde Y_e es la resistencia a la cedencia efectiva, es decir, la resistencia remanente de la pared de la tubería para las condiciones de carga dadas, y σ_z representa el esfuerzo axial de la tubería flotada, el cual está dado por:

$$\sigma_z = \frac{F}{A_x} \dots \dots \dots (3.39)$$

Los efectos más relevantes obtenidos del análisis biaxial son:

- La tensión reduce la resistencia al colapso.
- La tensión incrementa la resistencia a la presión interna.
- La compresión reduce la resistencia a la presión interna
- La compresión incrementa la resistencia al colapso.

3.5.1.- Tensión – presión interna.

- Para altas cargas de presión interna y tensión moderada, una falla de ruptura no ocurrirá sino hasta que la presión de ruptura API haya sido excedida.
- Como la tensión se aproxima al límite elástico, una falla puede ocurrir en una presión diferencial menor que el valor del API.
- Para alta tensión y moderada carga de presión interna, la cedencia del cuerpo de la tubería no ocurrirá hasta que ocurra una tensión mayor que la resistencia uniaxial.

Aprovechando la ventaja del incremento de la resistencia a la presión interna debido a la tensión, esto representa una buena oportunidad para el ingeniero de diseño de ahorrar dinero mientras mantiene la integridad del pozo. El ingeniero permite que las cargas estén entre las resistencias de tensión uniaxial y triaxial.

3.5.2.- Tensión – colapso.

En cierto punto de la sarta de tuberías, el colapso deja de ser el factor de control importante en el diseño y la tensión ocupa ese lugar. El efecto de la tensión axial presenta dos aspectos: tiende a causar falla en la tubería por efecto de la deformación longitudinal y reduce la resistencia al colapso de la tubería.

3.5.3.- Compresión – presión interna.

Durante la entrada de fluido de la formación a la TR, así como en operaciones tales como cementaciones forzadas y fracturamientos, la TP está sujeta a presiones internas altas.

ANÁLISIS DE FUERZAS

Por ello, es necesario tomar en cuenta este factor al llevar a cabo el diseño de la sarta de tuberías. El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y en ese momento se le denomina presión de ruptura. Convencionalmente la presión de ruptura para tuberías de acero se calcula a partir de la fórmula de Barlow:

$$P_i = \frac{2 \sigma_s t}{d} \dots \dots \dots (3.40)$$

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo que excede el esfuerzo de cedencia. Este tipo de falla sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura, es por esto necesario sustituir el esfuerzo de tensión del acero por el mínimo esfuerzo de cedencia Y_p en la fórmula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible 0.875 t, tomando en cuenta esto:

$$P_i = 0.875 \left(\frac{2 Y_p t}{D} \right) \dots \dots \dots (3.41)$$

De esta combinación axial, es decir la compresión, y radial, es decir la presión interna, se pueden expresar las siguientes conclusiones:

- Ésta es la región donde el análisis triaxial es más crítico porque la confianza sobre el criterio uniaxial no podría predecir posibles fallas severas.
- Para altas cargas de ruptura, tales como altos esfuerzos tangenciales, y compresión moderada, una falla de ruptura puede ocurrir en una presión diferencial menor que la presión de ruptura de acuerdo a los boletines API.
- Esta carga combinada típicamente ocurre cuando una alta presión interna es experimentada debido a una fuga en la tubería o a un incremento de P_o .
- La temperatura se incrementa en la porción no cementada del revestidor causada por el gradiente geotérmico el cual puede resultar en un significativo incremento en la compresión y el pandeo.

3.5.4.- Compresión – colapso.

Esta condición se da generalmente en el fondo del pozo, que es en donde actúa la compresión axial, la cual va a favorecer por mucho la resistencia del aparejo de producción al colapso. En el fondo del pozo se da una condición de colapso cuando el pozo está produciendo por el espacio anular, por ejemplo, cuando actúa un bombeo neumático que inyecta por la TP y produce por la TR, en este caso, la compresión va a ayudar en el fondo del aparejo a incrementar su resistencia al colapso.

3.6.- Análisis Triaxial.

La presión ejercida y el análisis de las cargas axiales en la tubería de producción son insuficientes para realizar un diseño riguroso y seguro. La aplicación de tensión a una tubería tenderá a reducir su diámetro, de igual forma la aplicación de cargas de colapso tendrá un efecto similar. Del mismo modo, también la aplicación de presión interna.

ANÁLISIS DE FUERZAS

La combinación de la presión externa y la tensión, o la presión interna y la compresión, generará mayores presiones y cargas axiales. Matemáticamente, esto se expresa en términos de cargas axiales y de presión, pero en términos de esfuerzos axiales, se expresa en tensión radial y esfuerzo tangencial. La combinación de estos tres esfuerzos se le conoce como esfuerzo triaxial. (29)

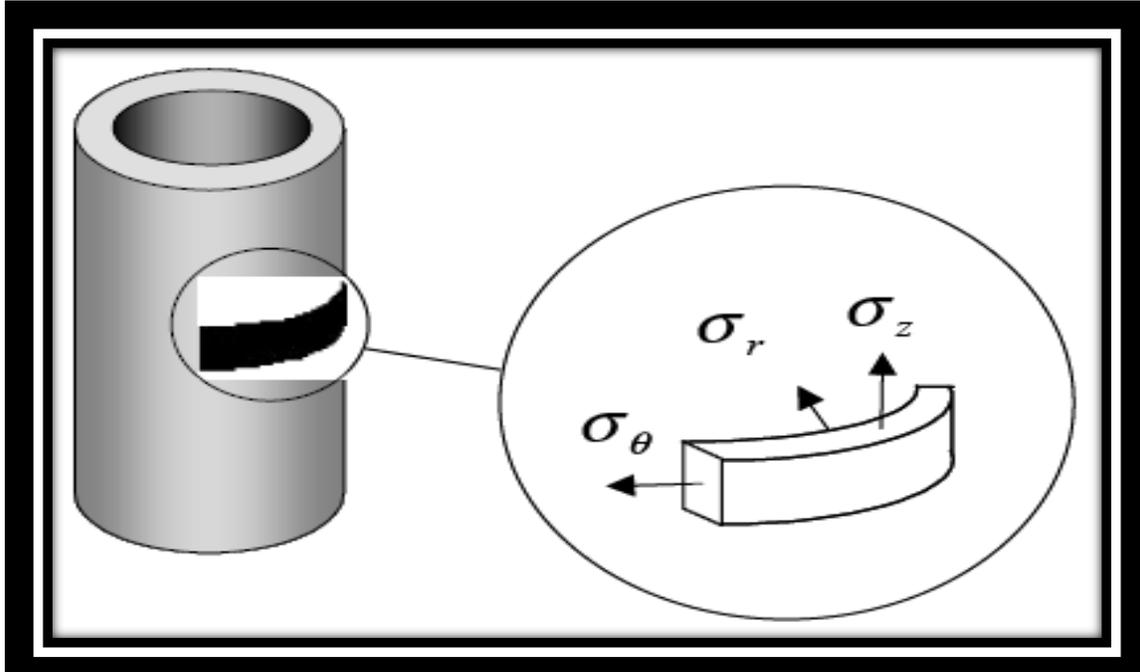


Fig. 3.10.- Componentes del análisis triaxial.

El criterio de diseño más utilizado es el de Huber - Mises - Hencky. La condición de diseño se basa en la teoría de la energía máxima teórica de distorsión. Para calcular el esfuerzo triaxial se requiere conocer sus tres componentes: esfuerzo axial, esfuerzo radial y esfuerzo tangencial:

$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2]^{0.5} \dots \dots \dots (3.42)$$

El diseño se hace cuando el esfuerzo VME, excede el límite de elasticidad Y_p . VME es el esfuerzo triaxial, resultado de la combinación de los tres esfuerzos, pero no simplemente es un vector resultado de la suma de los tres esfuerzos. El esfuerzo axial se puede calcular mediante la aplicación de las ecuaciones del esfuerzo triaxial. La aplicación del total del esfuerzo axial varía del interior al exterior de la curva y también del interior al exterior de la tubería. Los esfuerzos radial y tangencial pueden ser calculados a partir de las ecuaciones de Lamé:

Esfuerzo radial:

$$\sigma_r = \frac{P_i A_i - P_o A_o}{(A_o - A_i)} - \frac{(P_i - P_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \dots \dots \dots (3.43)$$

ANÁLISIS DE FUERZAS

En la pared interna de la tubería $A = A_i$, el esfuerzo radial se reduce a:

$$\sigma_{r,i} = -P_i \dots \dots \dots (3.44)$$

Mientras que en la pared exterior $A = A_o$, el esfuerzo radial es:

$$\sigma_{r,o} = -P_o \dots \dots \dots (3.45)$$

Esfuerzo tangencial:

$$\sigma_t = \frac{P_i A_i - P_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(P_i - P_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \dots \dots \dots (3.46)$$

Esto reduce en la pared interna de la tubería, donde $A = A_i$:

$$\sigma_{t,i} = \frac{P_i(A_i + A_o) - 2P_o A_o}{A_o - A_i} \dots \dots \dots (3.47)$$

Mientras que en la pared exterior, esto se reduce a:

$$\sigma_{t,o} = \frac{2P_i A_i - P_o(A_i + A_o)}{A_o - A_i} \dots \dots \dots (3.48)$$

El esfuerzo triaxial VME es calculado a partir de los tres esfuerzos. Es mayor ya sea en el interior o el exterior de la tubería, pero nunca en el centro.

3.7.- Consideraciones Especiales en Aguas Profundas.

Para los pozos de aguas profundas, hay que poner especial atención en:

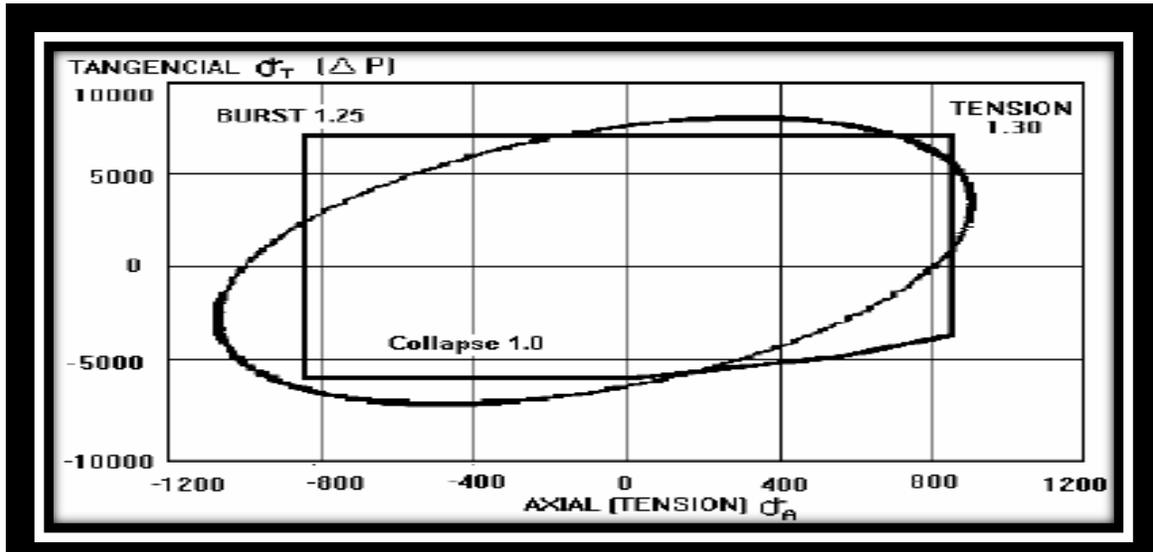
- Temperatura baja en la línea del lodo puede conducir a cambios de temperatura altos durante la producción.
- Inyección a lo largo de las tuberías de conducción submarina puede conducir a la inyección particularmente fría y a una contracción térmica resultante o la tensión. Incluso con las tuberías de conducción aisladas, a partir de la inyección se puede crear un perfil de temperatura.
- Los anillos exteriores inicialmente fríos son especialmente vulnerables a fluidos del espacio anular, sufriendo efectos de expansión.
- El uso de válvulas de seguridad anular ASV's con mástil o plataformas de tensión presentan altas cargas en el casing, sobre todo donde no está cementado, y los diseños de deslizamiento deben ser precisos.

Además de lo mencionado, también es importante diseñar para cada pozo los diagramas de combinación de esfuerzos axial, radial y tangencial, y hacer el diseño en base a lo siguiente:

- Presión interna, colapso, tensión, compresión, torsión.
- Metalurgia y líquidos producidos.

ANÁLISIS DE FUERZAS

- Erosión y limitaciones de velocidad.
- Tiempo de entrega y costo.



Gráfica 3.5.- Análisis Triaxial en Aguas Profundas.

3.8.- Resultados de Aplicación.

En este capítulo se estudió la metodología integral para el diseño de aparejos de producción en aguas profundas. Se realizaron cálculos con un software hecho en Visual Basic llamado "Completions Designer", hecho por alumnos de la materia de Terminación de Pozos. Se tomó como modelo al pozo Lankahuasa 12, el cual fue la primera terminación inteligente en México, y se analizará en el capítulo 06.

DATOS DEL POZO LANKAHUASA 12:

- Profundidad de los Disparos: 2888 [m]
- Profundidad del Empacador: 2750 [m]
- Temperatura Ambiente: 20 [°C]
- Temperatura del Cabezal: 60 [°C]
- Densidad Fluido de terminación. 1.01 [gr/cm³]
- Gradiente de fractura. 2.2 [gr/cm³]

DATOS DE LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN:

- OD: 3.5 [in]
- OI: 2.885 [in]
- Peso: 9 [lb/ft]

DATOS DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO:

- OD: 7 [in]
- OI: 6[in]

ANÁLISIS DE FUERZAS

- Peso: 12 [lb/ft]
- Profundidad de Zapata: 3000 [m]

EFECTO DE BALON:

F_b = 13,718.734 [lbf]
Elongación = - 0.552 [ft]

EFECTO DE BUCKLING:

F_{buckling} = 13,914.279 [lbf]
Punto Neutro = 2,128.770 [m]

Solo una parte del aparejo esta buckleada.

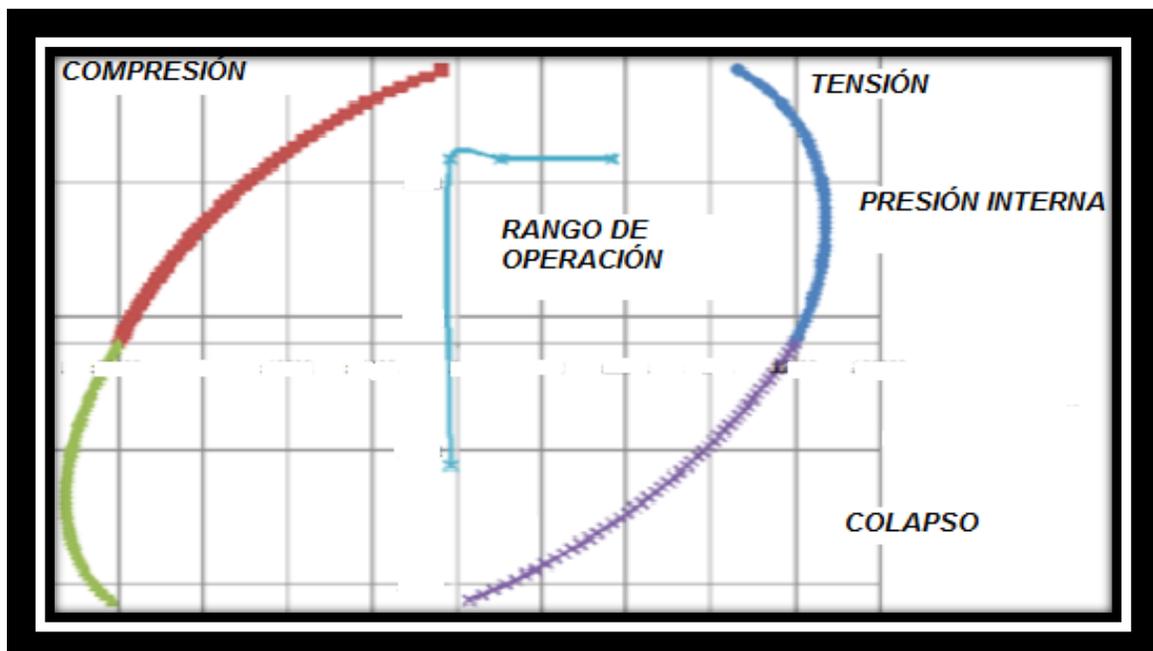
de espirales = 10.57
Elongación = - 0.095 [ft]

ESFUERZOS COMBINADOS:

Carga Axial total = 159,186.750 [lbf]
Elongación total = 0.309 [m]

ESFUERZOS TRIAXIALES:

Esfuerzo Axial = 22,520.320 [psi]
Esfuerzo Radial = 462.437 [psi]
Esfuerzo Tangencial = 1,085.695 [psi]



Gráfica 3.6.- Elipse Triaxial Resultante del Pozo Lankahuasa 12.

Referencias.

- 1.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 502.
- 2.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 473.
- 3.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 474.
- 4.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 475.
- 5.- **“Diseño de Aparejos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 3.
- 6.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 476.
- 7.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 478.
- 8.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 509.
- 9.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 510.
- 10.- **“Diseño de Aparejos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 5.
- 11.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 511.
- 12.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 512.
- 13.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 513.
- 14.- **“Diseño de Aparejos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 6.
- 15.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 479.
- 16.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 480.
- 17.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 483.

ANÁLISIS DE FUERZAS

- 18.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 485.
- 19.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 486.
- 20.- **“Diseño de Aparejos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 14.
- 21.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 487.
- 22.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 488.
- 23.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 493.
- 24.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 492.
- 25.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 495.
- 26.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 500.
- 27.- **“Diseño de Aparejos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 16.
- 28.- **“Diseño de Aparejos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 7.
- 29.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 9, Pág. 514.



CAPÍTULO 04

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN



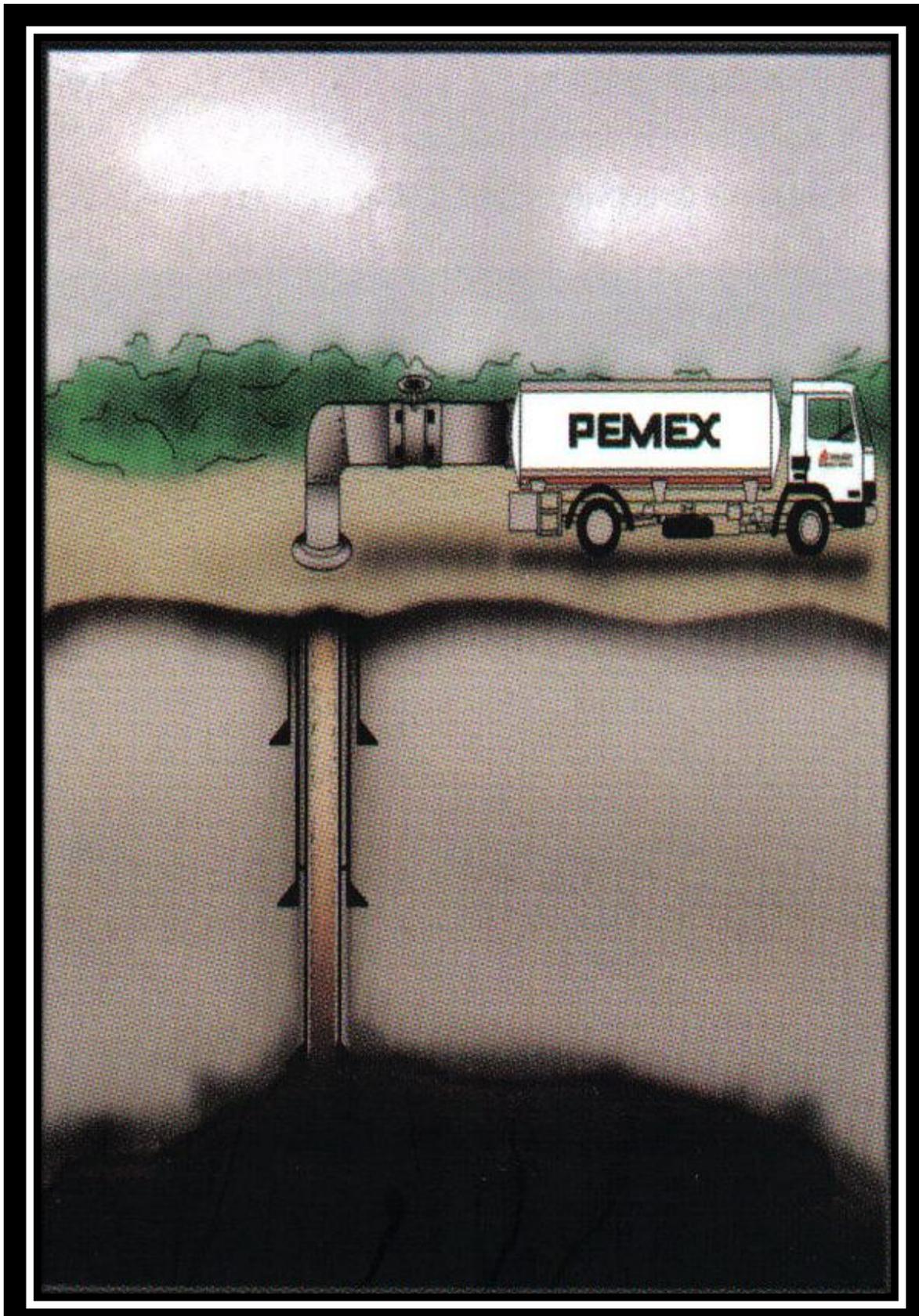


Fig. 4.1.- Unidad de fluidos de PEMEX. (1)

4.0.- Introducción.

Un aspecto muy importante en la terminación de pozos es la ingeniería de los fluidos usados para tal fin. Al igual que en la perforación, en la terminación se tiene que hacer un análisis preciso y detallado de los fluidos a usar, así como sus propiedades reológicas en cada una de las etapas de la terminación: cementación de la TR de explotación, lavado del pozo, colocación del fluido empacador e introducción del fluido de terminación, y en Aguas Profundas, asegurar el flujo. La cementación de la TR de explotación es muy importante, pues es la tubería por la cual se va a introducir el aparejo, además es la tubería que se va a disparar, por lo tanto es muy importante diseñar bien la cementación, cuidando no causar daño a la formación, fijar bien la tubería a la formación y propiciar que la cementación no interfiera con la posterior operación de disparos. La operación de lavado de pozo consiste en desplazar el lodo de perforación empleado en la última etapa con un fluido de terminación libre de sólidos.

En la mayoría de los casos, el fluido de terminación es filtrado para eliminar partículas contaminantes. Para una selección apropiada del fluido de terminación se recomienda realizar pruebas de laboratorio para verificar la interacción y compatibilidad entre roca – fluido y fluido – fluido. Se utilizan diferentes accesorios en la sarta de lavado, además la cantidad, posición, tipo y volumen de los baches son muy diversos. También se ha observado que las propiedades de los fluidos lavadores y viscosos son variadas, así como el criterio para el nivel de turbidez. Un fluido empacador es un fluido que ocupa el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento desde el empacador, hasta el cabezal del pozo. La diferencia entre los fluidos de terminación y los fluidos empacadores es que los primeros están frente del intervalo productor al momento del disparo y el fluido empacador es el permanece en el espacio anular. (2)

4.1.- Lavado del Pozo.

Previo al desplazamiento del fluido de control ya sea base agua o base aceite por el diseño de espaciadores y lavadores, es necesario efectuar algunas recomendaciones referentes al fluido de control que se encuentra en el pozo:

- 1.- En pozos sin accesorios dentro del mismo, bajar la tubería de producción con los escariadores adecuados a las tuberías de revestimiento que se van a limpiar de fluido de control, y hasta la profundidad interior más cercana a la zona de interés para remover los sólidos y residuos acumulados en la tubería
- 2.- Establecer la circulación con la bomba del equipo al máximo gasto permisible.
- 3.- Un factor muy importante es el acondicionar el fluido de control en presas de trabajo y circularse al interior del pozo previo al desplazamiento del mismo, por lo que sus propiedades necesitan ser consideradas desde el desplazamiento, para prevenir la formación de geles de alto valor.
- 4.- La tubería necesita ser recíprocada y si las herramientas lo permiten girarse antes y durante el desplazamiento para romper geles o bolsas estacionarias de fluido de control con sólidos acumulados y que produzcan altas viscosidades.

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

- 5.- Tratar de centrar la sarta de trabajo, para facilitar el desplazamiento, un buen centrado permitirá incrementar la remoción del fluido de control.
- 6.- Proceder a efectuar el desplazamiento del fluido por espaciadores y lavadores químicos y por el fluido final programado para quedarse dentro del pozo, ya sea agua dulce o salmuera libre de sólidos, circulados a gastos máximos de bombeo.
- 7.- Para diseñar los volúmenes de espaciadores y lavadores químicos, es necesario considerar el volumen por remover en el lavado del pozo, ya que en casos de estar muy someros y el volumen por desalojar sea poco, el diseño puede ser ajustado por menores cantidades y evitar excesos en los costos.
- 8.- En el caso de pozos de poca profundidad o de poca rentabilidad, es conveniente efectuar un análisis del beneficio para evitar dispendios de recursos.

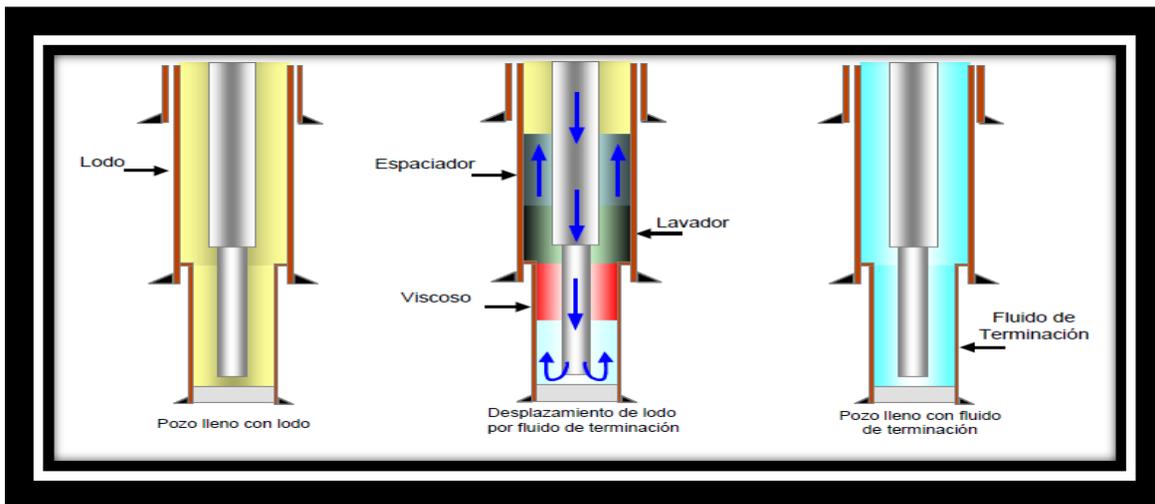


Fig. 4.2.- Lavado del pozo. (3)

Con respecto a la sarta de lavado se recomienda utilizar la tubería de perforación, tubo o niple aguja en la parte inferior y escareadores, ver Fig. 4.3.

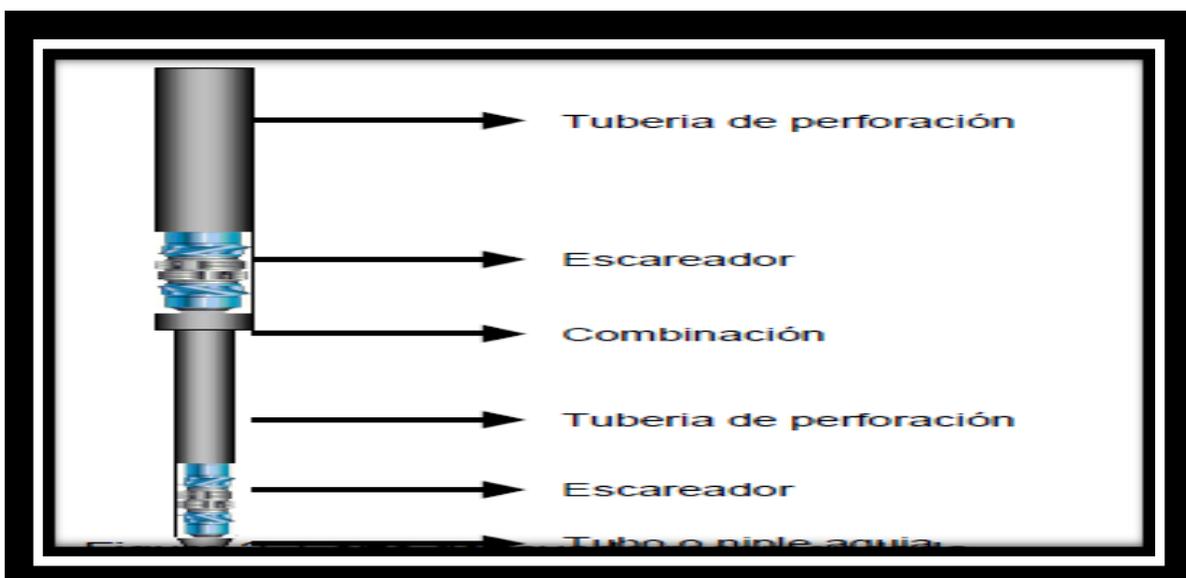


Fig. 4.3.- Sarta de lavado recomendada. (4)

4.1.1.- Baches.

Analizando las operaciones previas del lavado, se ha observado que no se requiere una gran variedad y cantidad de baches para ejecutar una operación de lavado, por lo que se sugiere emplear los siguientes tipos de fluidos:

- Fluido espaciador.
- Fluido lavador.
- Fluido viscoso.
- Fluido de terminación.

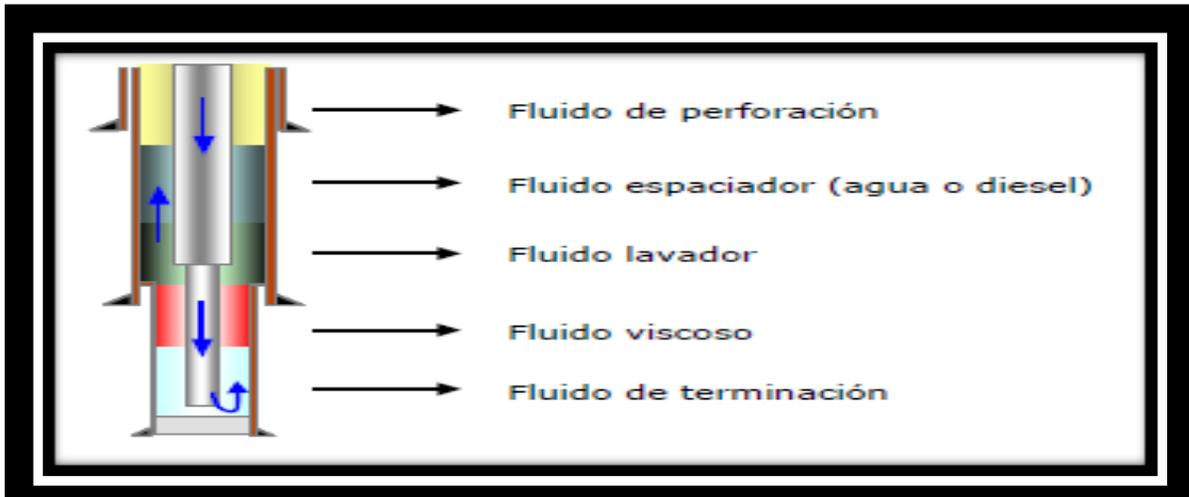


Fig. 4.4.- Tipo y posición de baches. (5)

Se recomienda un volumen de bache espaciador equivalente a 500 metros lineales en el espacio anular. Con respecto al cálculo del volumen de los baches lavadores y viscosos para el lavado se recomiendan los siguientes criterios:

- 150 metros lineales en el espacio anular más limpio.

$$Vol = 0.5067 (d_2^2 - d_1^2) * 150 \dots \dots \dots (4.1)$$

- 10 min de tiempo de contacto en el espacio anular.

$$Vol = 37.85 q \dots \dots \dots (4.2)$$

4.1.2.- Diseño.

Se requiere obtener la presión diferencial máxima con el objeto de determinar el equipo de bombeo a utilizar. Si la presión diferencial es mayor a la presión de trabajo de las bombas de lodo, se deberá emplear la unidad de alta presión, de lo contrario se deben emplear las bombas de lodo con el mayor diámetro de camisa posible, con la finalidad de alcanzar el mayor gasto de bombeo.

$$\Delta p = prof_{vert} * (\rho_{fp} - \rho_{fs}) \dots \dots \dots (4.3)$$

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

Se analizaron los modelos reológicos que caracterizan el comportamiento de los baches y se encontró lo siguiente: los baches lavadores se comportan como fluidos newtonianos; por otra parte los baches viscosos se comportan como fluidos no newtonianos, siguiendo el modelo de la ley de potencias. El esfuerzo de corte en los baches lavadores es directamente proporcional a la velocidad de corte y por tanto la viscosidad es constante. El desplazamiento más eficiente es cuando el flujo alcanza el régimen turbulento; esto es debido a que la energía del fluido remueve más fácilmente los sólidos adheridos en las paredes del revestidor. Para alcanzar un régimen turbulento se requiere alcanzar un número de Reynolds mayor a 2100. El fluido lavador definido por el modelo Newtoniano es:

$$\tau = \mu \gamma \dots \dots \dots (4.4)$$

Una vez conocido el número de Reynolds, se calcula la velocidad mínima para alcanzar las condiciones de turbulencia. Posteriormente se puede determinar el gasto mínimo requerido durante la operación de desplazamiento:

$$\bar{v} = \frac{N_{RE} \mu}{6,318.7 \rho (d_2 - d_1)} \dots \dots \dots (4.5)$$

$$q_{min} = 2.448 \bar{v} (d_2^2 - d_1^2) \dots \dots \dots (4.6)$$

Para saber si se está llevando a cabo una operación adecuada se calcula la eficiencia de transporte de los sólidos en el sistema, la cual es función de la velocidad de deslizamiento de la partícula y de la velocidad del fluido, ver Fig. 4.5:

$$v_{sl} = \frac{1152 (\rho_s - \rho) d_p^2}{\mu} \dots \dots \dots (4.7)$$

$$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{v_{fl}} \dots \dots \dots (4.8)$$

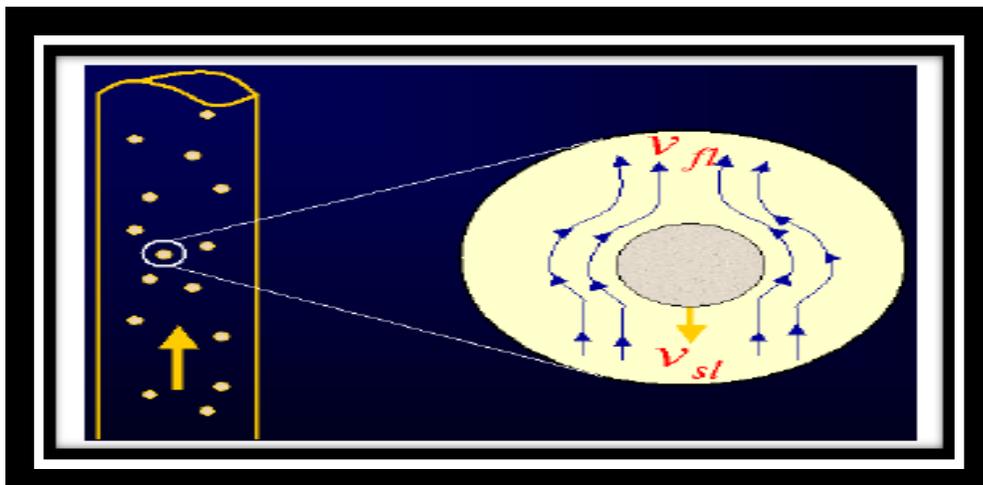


Fig. 4.5.- Comportamiento de líneas de flujo sobre la partícula. (6)

A diferencia de los fluidos lavadores, los baches viscosos se comportan como fluidos no newtonianos, los cuales se ajustan al modelo de la Ley de potencias:

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

- Determinar el índice de comportamiento de flujo:

$$n = 3.322 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \dots \dots \dots (4.9)$$

- Calcular el índice de consistencia:

$$K = \frac{510 \theta_{300}}{511^n} \dots \dots \dots (4.10)$$

- Obtener el número de Reynolds crítico, ver gráfica 4.1:

$$N_{Rec} = 3470 - n (1370) \dots \dots \dots (4.11)$$

- Determinar la velocidad crítica:

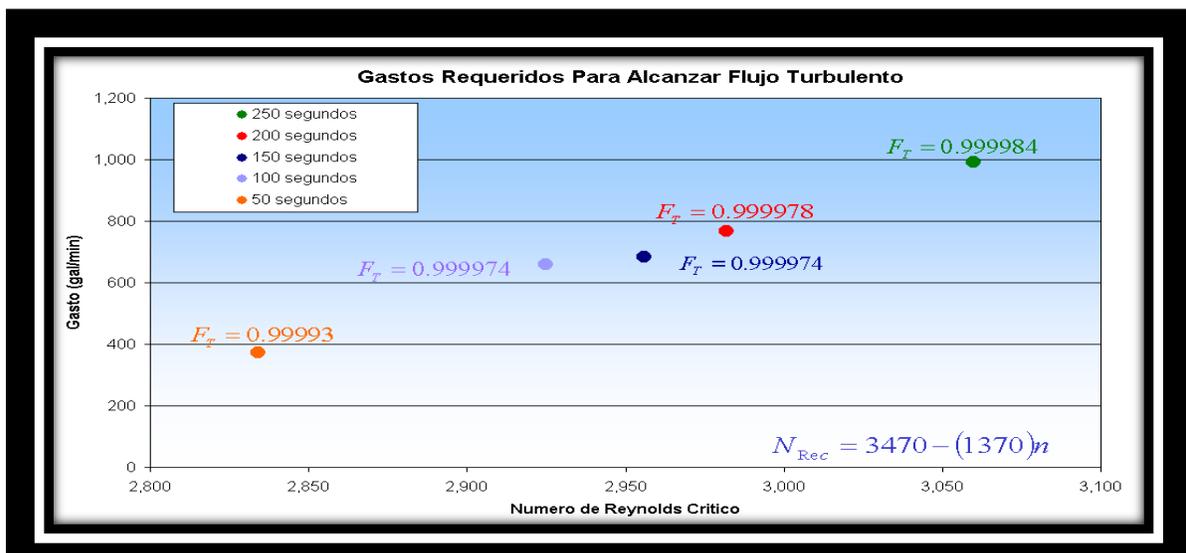
$$\mu_a = \frac{K (d_2 - d_1)^{(1-n)}}{144 \bar{v}^{(1-n)}} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n \dots \dots \dots (4.12)$$

$$N_{Rec} = \frac{6,318.7 \rho \bar{v} (d_2 - d_1)}{\mu_a} \dots \dots \dots (4.13)$$

$$v_c = \left[\frac{N_{Rec} K}{909,893 \rho} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208(d_2 - d_1)} \right)^n \right]^{\frac{1}{2-n}} \dots \dots \dots (4.14)$$

- Estimar el gasto mínimo adecuado de bombeo, ver gráfica 4.1:

$$q_{min} = 2.448 \bar{v}_c (d_2^2 - d_1^2) \dots \dots \dots (4.15)$$



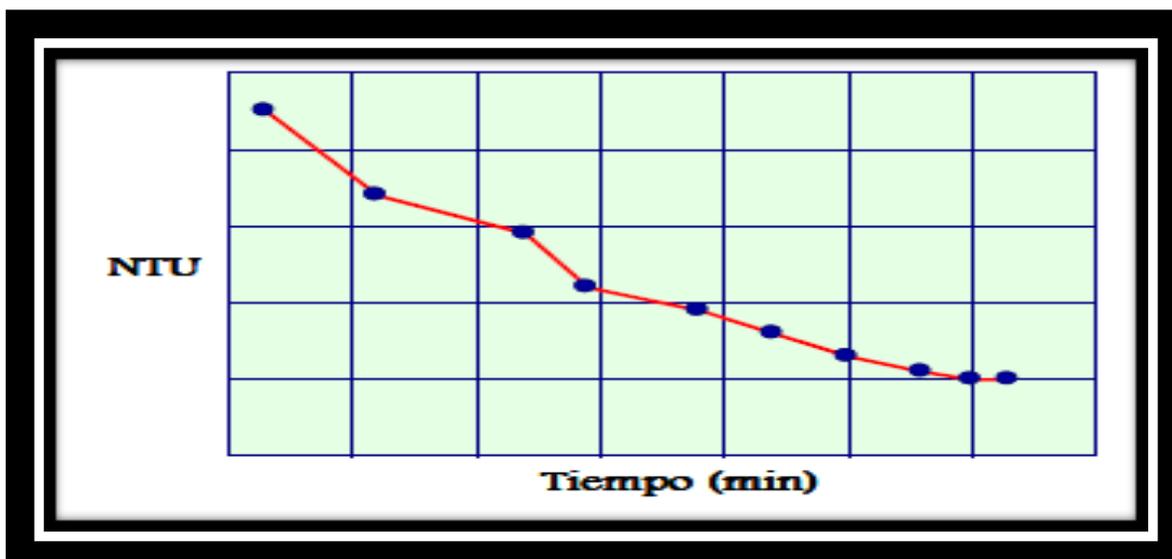
Gráfica 4.1.- Gasto mínimo para alcanzar condiciones de turbulencia. (7)

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

Debido a la alta viscosidad es difícil alcanzar condiciones de turbulencia, por lo que se tienen que modificar las viscosidades a niveles donde se presente la mejor eficiencia de transporte. Es más conveniente emplear un bache de agua polímero de baja viscosidad en lugar de un bache de composición compleja.

4.1.3.- Nivel de turbidez.

La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido, y es medida con un Nefelómetro. Un fluido limpio es aquel que no contiene partículas de diámetro mayor a dos micras y da un valor de turbidez no mayor a 30 NTU, ver gráfica 4.2 y observar su relación con el tiempo.



Gráfica 4.2.- Tiempo vs NTU. (8)

4.1.4.- Espaciadores y lavadores químicos.

Todos los procesos para efectuar desplazamientos de fluidos de control ya sea base agua o base aceite, utilizan espaciadores y lavadores químicos para evitar la incompatibilidad de fluidos, problemas de contaminación, así como para lograr la limpieza del pozo y la separación de las fases del sistema. (9)

Los baches espaciadores deben ser compatibles con los fluidos con los que este en contacto. Estos baches deberán extenderse por lo menos 100 metros en la parte más amplia de los espacios anulares, por lo que el diseño de los baches para TR's muy grandes deberá ser ajustado en sus volúmenes para garantizar su eficiencia. Para fluidos base aceite, su principal contacto como espaciador debe ser compatible con ambos fluidos. Para fluidos base agua, normalmente su principal contacto se inicia con un bache de agua dulce o alcalinizada con sosa caustica. Existen diversos productos los cuales pueden ser utilizados como espaciadores, píldoras, baches viscosos o limpiadores químicos, todos ellos utilizan productos como viscosificantes naturales y sintéticos, soluciones alcalinas, surfactantes o solventes, para una activa remoción de contaminantes.

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

Los lavadores químicos son usados para adelgazar y dispersar las partículas del fluido de control y entran en turbulencia a bajos gastos lo cual ayuda a limpiar los espacios anulares, normalmente su densidad es cercana al agua. En algunos casos se diseñan productos abrasivos como arenas para barridos de limpieza.

4.2.- Fluidos Empacadores.

4.2.1.- Funciones, características y tipos.

Un fluido empacador debe cumplir con las siguientes funciones:

- Ejercer una columna hidrostática para controlar el pozo en caso de fugas.
- Reducir la presión diferencial entre los espacios anulares.
- Reducir el efecto de corrosión de las tuberías.
- Minimizar la transferencia de calor a través del aparejo.
- Facilitar la recuperación del aparejo durante las reparaciones.

Las características que debe reunir un fluido empacador son:

- No dañar la formación.
- No dañar el medio ambiente.
- No dañar los elastómeros del empacador.
- Ser mecánicamente estables.
- Minimizar la corrosión.

4.2.1.1.- Base aceite.

Estos fluidos evitan la corrosión de las tuberías debido a su naturaleza no polar, su conductividad térmica es menor a los de base agua. Los fluidos diesel gelificados son de una tecnología reciente y se usan en forma efectiva cuando se tiene problemas de parafinas y asfáltenos. (10)

Ventajas	Desventajas
Evitan la corrosión en las tuberías.	No se pueden densificar.
Buen aislante térmico.	Costo alto.
No dañan la formación.	
Libres de sólidos.	
Estables a altas temperaturas.	

Tabla 4.1.- Ventajas y desventajas de los fluidos aceite – diesel.

Ventajas	Desventajas
Evita el daño a la formación.	Costo alto.
Baja corrosión en las tuberías.	
Estable a alta temperatura.	
Se puede densificar.	

Tabla 4.2.- Ventajas y desventajas de la emulsión diesel – salmuera.

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

Ventajas	Desventajas
Excelente aislante térmico.	Costo alto.
No daña la formación.	
Evita la corrosión en las tuberías.	
Estable a alta temperatura.	
Se puede densificar.	

Tabla 4.3.- Ventajas y desventajas del diesel gelificado.

4.2.1.2.- Base agua.

El agua es el fluido base para formar salmueras, a la cual se le agregan sales para densificar y aditivos de control de pérdida de fluido, inhibidores de arcillas y de corrosión, controlador del pH, secuestrantes de O₂ y biocidas según las necesidades y debe haber compatibilidad química entre los componentes. El agua que se usa como fluido base debe estar libre de sólidos y no contener sales.

Agua Dulce.

La densidad limita su aplicación, y para que cumpla con las propiedades requeridas se le agregan aditivos.

Agua de mar.

Es un abundante recurso en pozos costa afuera, donde se puede usar si cumple los requerimientos de no contener sólidos y otros componentes.

Ventajas	Desventajas
No contiene sólidos.	Daño a la formación.
Bajo costo.	No se puede densificar.
Buena disponibilidad.	Puede generar problemas de corrosión.
No contamina.	Baja capacidad como aislante térmico.

Tabla 4.4.- Ventajas y desventajas del agua dulce o de mar.

4.2.1.3.- Fluidos de perforación.

Es común usar estos fluidos debido a su disponibilidad, pero no todos pueden reunir las condiciones requeridas en cuanto a contenido de sólidos y composición química. El acondicionamiento requiere un costo adicional. Otro problema con su uso es la presencia de aditivos que se pueden degradar y formar H₂S y CO₂. (11)

Ventajas	Desventajas
Bajo costo.	El asentamiento de sólidos sobre el empacador y tubería dificulta la recuperación del aparejo.
Se pueden densificar.	Dañan la formación.
	Pueden generar problemas de corrosión.

Tabla 4.5.- Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación.

4.2.1.4.- Salmueras.

Estos fluidos tienen agua dulce como fluido base y se adicionan sales o mezclas de estas según los requerimientos de densidad y composición, su uso es común debido a que se puede evitar el daño a la formación, controlar la corrosión y densificar en un amplio rango, pero por el contrario tiene el inconveniente de que en temperaturas altas aumenta la velocidad de corrosión. Las salmueras que contienen bromuros y cloruros son corrosivas y tóxicas por lo que existe una normatividad ecológica estricta en cuanto a su manejo y disposición final. Se debe evaluar su uso mediante un análisis económico. En temperaturas bajas debe considerarse el fenómeno de cristalización en procesos de enfriamiento como en el caso de pozos costa afuera con tirantes de aguas profundas y ultra profundas.

Ventajas	Desventajas
No contienen sólidos.	Pueden generar problemas de corrosión.
Se pueden densificar.	Baja capacidad como aislantes térmicos.
No dañan la formación.	No son muy estables a altas temperaturas.

Tabla 4.6.- Ventajas y desventajas de las salmueras.

Salmueras con biopolímeros.

Los formiatos de sodio, potasio y cesio tienen la ventaja con respecto a las salmueras anteriores de que son muy estables con la temperatura y amigables con el medio ambiente, además de que la velocidad de corrosión de tuberías es menor, se puede utilizar goma xantana como viscosificante, la cual soporta temperaturas altas, además es biodegradable a menos de 120 [°C].

Ventajas	Desventajas
Estables a altas temperaturas.	Costo alto.
No contienen sólidos.	Puede generar problemas de corrosión.
No contaminan.	Baja capacidad como aislantes térmicos.
No dañan la formación.	
Se pueden densificar.	

Tabla 4.7.- Ventajas y desventajas de las salmueras con biopolímeros.

4.2.2.- Selección.

4.2.2.1.- Corrosión.

La corrosión es el deterioro del acero o de sus propiedades debido a su medio ambiente. Los cuatro elementos necesarios para que se lleve a cabo la corrosión son: un ánodo, un cátodo, un electrolito y una trayectoria conductiva. La corrosión es causada por los agentes corrosivos O₂, CO₂ y H₂S; los inhibidores de corrosión no la evitan, pero si la disminuyen. La reacción que ocurre en las tuberías es:

Reacción del ánodo, ver Fig. 4.6: $Fe^0 \rightarrow Fe^{2+} + 2e^-$

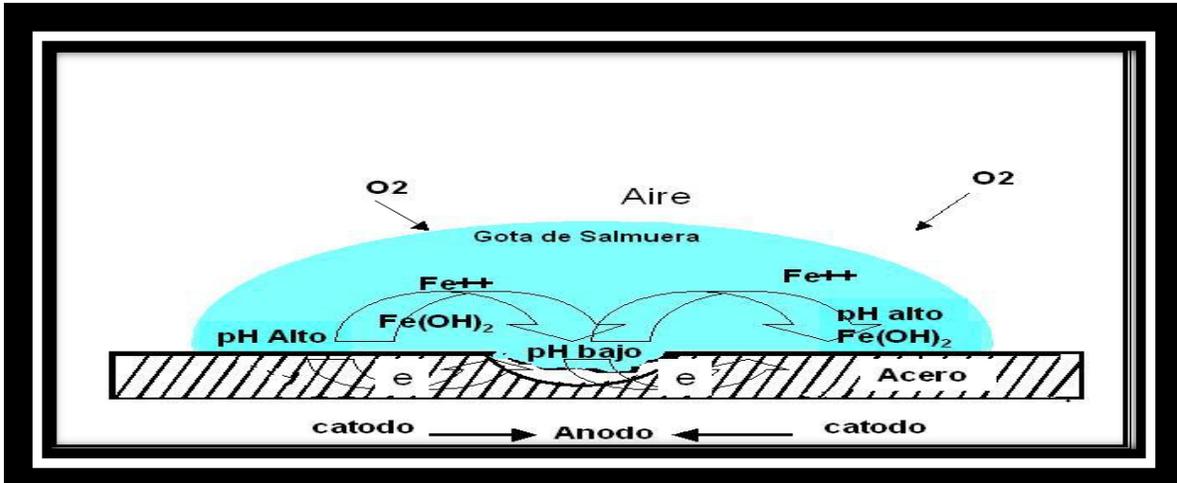
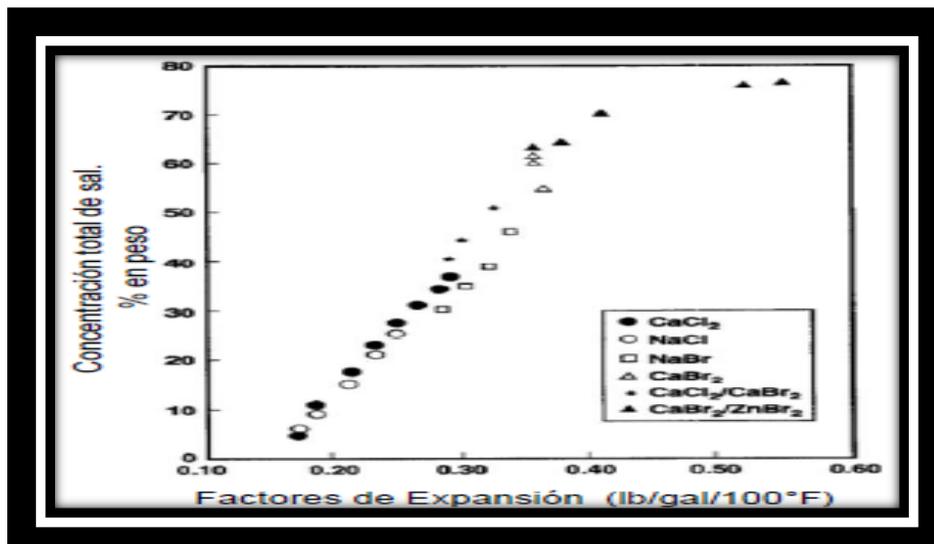


Fig. 4.6.- Corrosión en la tubería. (12)

Los inhibidores aniónicos son atraídos hacia una superficie anódica y son formados a base de un radical del tipo R – COOH, tienen cargas negativas. Los inhibidores catiónicos están en general formados por aminas con átomos de N₂, los cuales tienen carga positiva y pueden ser atraídos a una superficie catódica. Los aditivos no aniónicos tienen las características de los dos anteriores, es decir son atraídos por el ánodo o el cátodo y tienen la particularidad de una alta adsorción sobre la superficie del metal, por lo que retardan la corrosión.

4.2.2.2.- Densidad.

La densificación puede ser necesaria para que el fluido empacador ejerza cierta presión hidrostática; esto se logra usando sales sencillas o combinadas dependiendo de la densidad requerida. La expansión térmica es el aumento del volumen de la salmuera por efecto de la temperatura, lo que ocasionará variar la densidad requerida a condiciones de superficie, ver gráfica 4.3. (13)



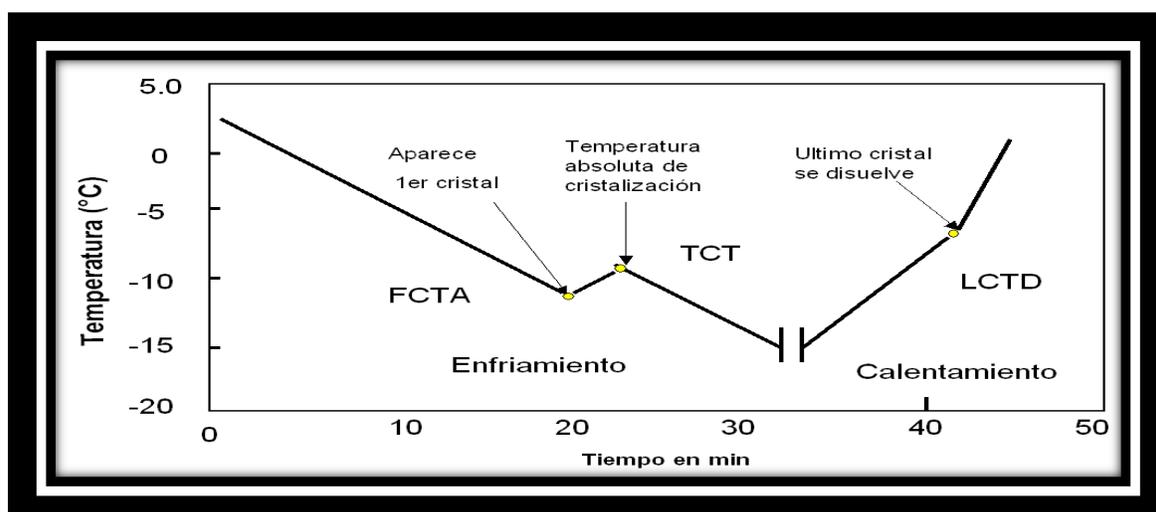
Gráfica 4.3.- Factor de expansión para varias salmueras. (14)

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

Conocer la viscosidad de una salmuera es necesario para el cálculo de la hidráulica durante la colocación y recuperación de la misma; esta es una función de la concentración y la naturaleza de las sales disueltas, así como de la temperatura. La temperatura afecta la estabilidad de la salmuera y la corrosión.

4.2.2.3.- Temperatura de cristalización.

En un proceso de enfriamiento en una salmuera, al ir disminuyendo la temperatura se formará el primer cristal a una temperatura determinada FCTA, a esta temperatura se le llama temperatura de aparición del primer cristal; continuando este proceso y disminuyendo la temperatura se alcanza la temperatura absoluta de cristalización TCT, como se muestra en la gráfica 4.4.



Gráfica 4.4.- Curva de cristalización para salmueras. (15)

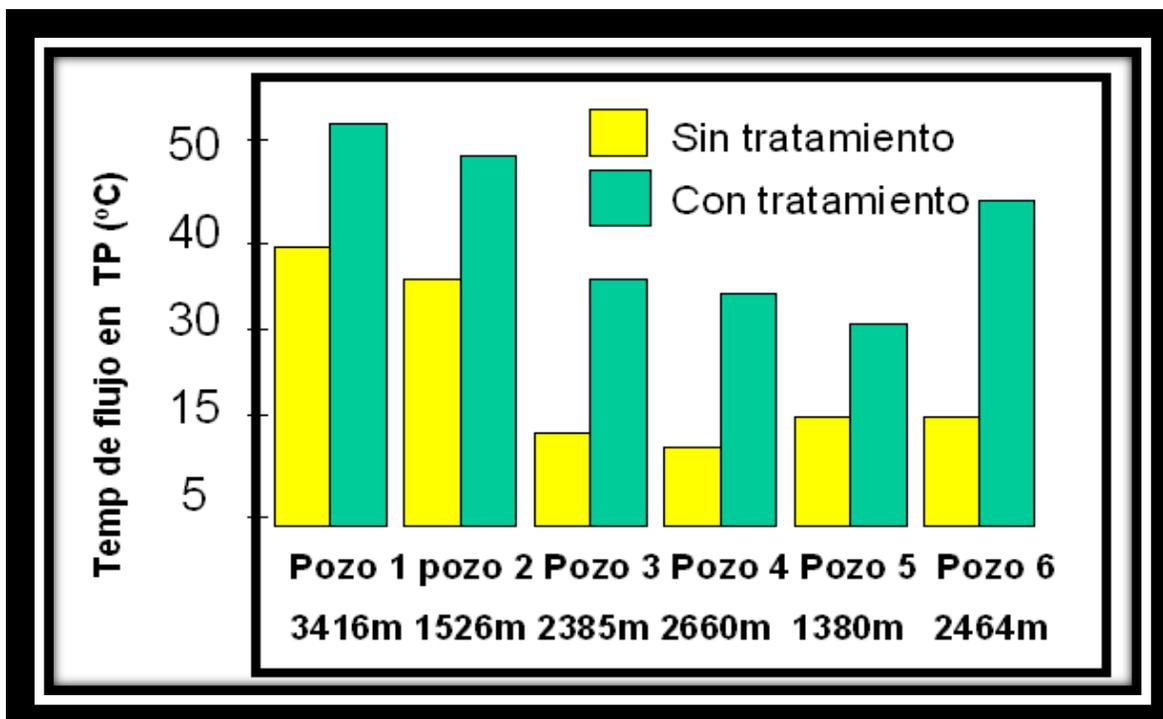
Es importante hacer notar que cada sal tiene su punto de cristalización y en sales combinadas se considera la de menor valor. Esto es muy importante en pozos costa afuera, en tirantes de aguas profundas y ultra profundas.

4.2.2.4.- Aislamiento térmico.

La detección temprana de deposición de material orgánico se puede hacer mediante las envolventes de fase para parafinas y asfáltenos, para evitar su deposición y la obstrucción de los aparejos. El flujo del crudo a la superficie a través de las tuberías se enfría debido a la transferencia de calor con el medio que lo rodea y se pueden alcanzar las condiciones de temperatura donde se alcanza el punto de nube y la deposición de parafinas y asfáltenos. Existe en el mercado un diesel gelificado similar al utilizado en el fracturamiento hidráulico, libre de sólidos, formado por fosfato de ester y aluminato de sodio produciendo un polímero en asociación con un ester de fosfato de aluminio con aditivos, cuyas ventajas son:

- La transferencia de calor por convección.
- La acción de este fluido es efectiva y económica.

- Evita la corrosión en las tuberías mediante el uso de inhibidores.
- No hay asentamiento de sólidos, es estable con la temperatura.
- No se degrada con el tiempo.



Gráfica 4.5.- Resultados de pruebas con gel y fluido convencional. (16)

4.2.2.5.- Daño a la formación.

Los fluidos usados como empacadores entran en contacto directo con la formación cuando se controla el pozo durante las reparaciones o fugas en el aparejo o en el empacador; por lo que deben ser compatibles con la formación y con los fluidos producidos haciendo pruebas de compatibilidad para evitar daño a la formación por precipitación de sólidos, formación de emulsiones, etc.

4.2.2.6.- Costos.

El fluido seleccionado debe contemplar lo siguiente:

- Los costos iniciales por la adquisición, transporte, preparación, etc.
- Los costos de mantenimiento por acondicionamiento del fluido, los posibles costos por corrosión de las tuberías, pescas o string shot por recuperación de aparejos por atrapamiento o pegadura de tuberías debido al asentamiento de sólidos y el costo por daño a la formación y su efecto en la productividad, además del aspecto de seguridad y minimizar ó evitar la contaminación del medio ambiente.
- Se deben considerar los costos debido a la ubicación del pozo y su accesibilidad en caso de requerir densificación.

4.2.3.- Desplazamiento.

El desplazamiento del fluido en el pozo por el fluido empacador se lleva a cabo una vez que se ha lavado el pozo. Es recomendable hacer el desplazamiento de los fluidos en circulación inversa para evitar que el fluido empacador circule a través del todo el sistema y por consiguiente su posible contaminación. (17)

Para disponer del volumen de fluido empacador y equipo necesario se debe calcular del volumen necesario de fluido empacador para llenar el espacio anular. El volumen total deberá considerar la suma de todas las secciones de diámetro diferente en el espacio anular:

$$V_{an} = 0.003187 (D^2 - d_e^2) L \dots \dots \dots (4.16)$$

La presión diferencial debido a la diferencia de densidades entre el fluido a desplazar y el fluido empacador se calcula así:

$$\Delta P = 1.422 H (\rho_1 - \rho_2) \dots \dots \dots (4.17)$$

Si el desplazamiento se efectúa en circulación inversa, prácticamente no se requiere fluido adicional para desplazar el fluido empacador, por otro lado si el desplazamiento es en circulación directa, el volumen de desplazamiento será igual al volumen de la tubería de producción, el cual es calculado así:

$$V_{tp} = 0.003187 d_i^2 L \dots \dots \dots (4.18)$$

4.3.- Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas.

Las empresas petroleras que trabajan en aguas profundas utilizan diversos métodos de aseguramiento del flujo para evitar problemas o cambios de presión, temperatura o composición del crudo. Tanto las parafinas como los asfáltenos y los hidratos de metano pueden reducir y hasta detener la producción. Para el operador, esto se traduce en costos de reparaciones y pérdidas de ingresos, sumado a la posibilidad de tener graves problemas de seguridad. La clave será entonces el uso de productos químicos a la medida para la garantía del flujo, diseñados específicamente para cada entorno operativo y las necesidades propias de cada pozo, especialmente en aguas profundas. (18)

Las temperaturas bajas y las presiones altas encontradas en instalaciones de aguas profundas, Raiser, cabezales submarinos y líneas de flujo, pueden causar la formación de hidratos, parafinas y asfáltenos que se acumulan hasta bloquear el flujo del petróleo producido, ver Fig. 4.7. Estos bloqueos son costosos porque interrumpen la producción y resultan en operaciones onerosas para limpiar las líneas. Los cambios de presión, temperatura o composición del crudo a menudo inducen la precipitación, que puede resultar en la depositación de sólidos.

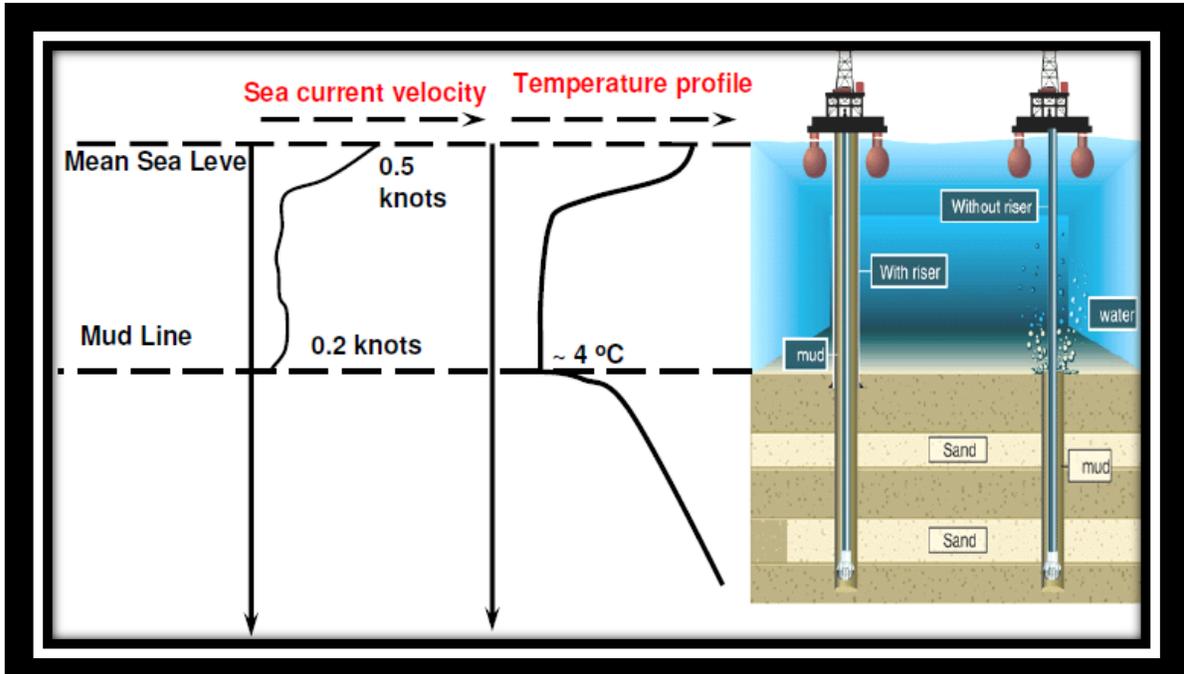


Fig. 4.7.- Condiciones en Aguas Profundas con y sin Riser.

4.3.1.- Propiedades los fluidos.

Las propiedades de los fluidos son muy importantes, donde las cuestiones operativas se deben atender al principio de cualquier proyecto, ya que las propiedades son los principales parámetros de entrada a la aplicación del éxito en la filosofía del aseguramiento de flujo. La clave para el desarrollo de una sólida estrategia de aseguramiento de flujo se basa en la obtención de suficientes muestras de fluidos y sus respectivas pruebas de laboratorio, interpretar los resultados de las pruebas, y su aplicación a los retos que enfrenta la operación.

Temperatura de aparición de la parafina.

Una determinación a través de la microscopía de polarización cruzada RPC, muestra la mayor cantidad de precipitaciones de cristal cuando la temperatura empieza a descender.

Temperatura de aparición de la cera, WAT.

La WAT es probablemente la más importante medición en el desarrollo de una estrategia de operación de las parafinas. Típicamente las acciones realizadas en tanque de aceite, la WAT es un punto termodinámico en el que los primeros cristales de cera pueden empezar a precipitarse en la solución. Dependiendo de las propiedades de los fluidos y el sistema de configuración en un determinado desarrollo, la tasa de depositación de parafinas puede ser estimada. Una vez que la tasa de depositación de cera se determina, una estrategia de gestión operativa eficiente puede ser desarrollando el aislamiento y la inhibición química.

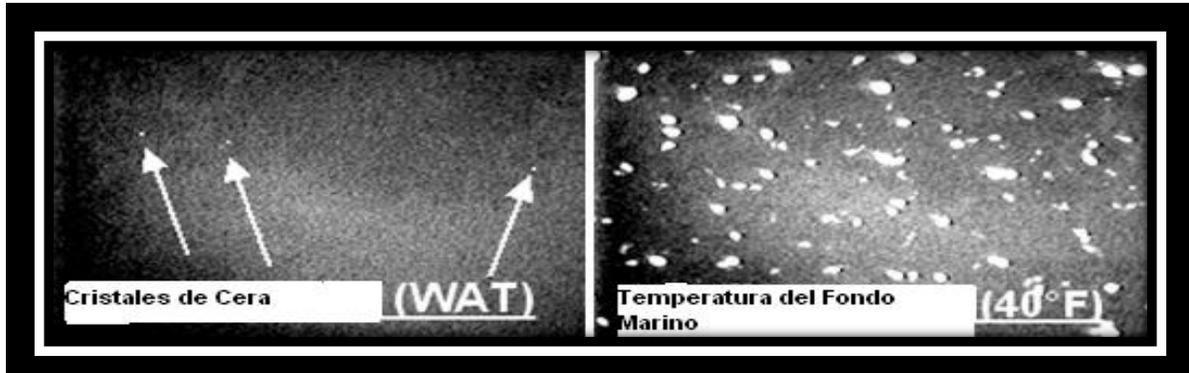


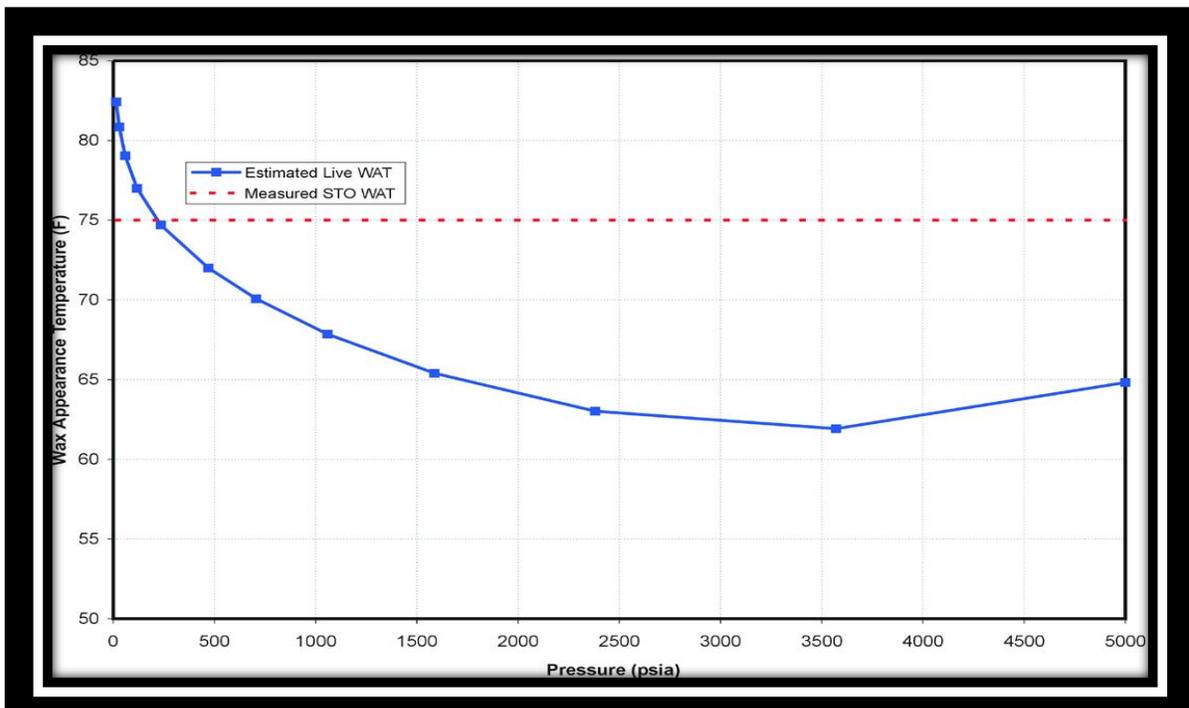
Fig. 4.8.- Temperatura de aparición de cera. (19)

Entre las propiedades físicas de los fluidos están:

- WAT.
- Contenido de n – parafinas.
- Viscosidad.
- Coeficiente de transmisión de calor en la tubería.
- Caudal de agua y corte de agua.
- Relación gas – aceite, RGA.

Mediciones del laboratorio.

Para determinar la tasa de depositación de cera o parafinas es necesaria la medición de muestras. Se toman muestras del tanque de almacenamiento.



Gráfica 4.6.- Presión vs temperatura de aparición de la parafina. (20)

4.3.2.- Problemas a solucionar.

Viscosidad.

La viscosidad tiene un gran impacto en la cantidad de depositación de ceras, así como también proporciona una guía de cuando ocurre la depositación y de darse el caso, la gelatinización de ceras. En general, conforme se incrementa la viscosidad, la cantidad de depósito de ceras disminuirá. En términos simples, altas viscosidades hacen que la difusión molecular de las partículas de la cera sea más difícil en la pared de la tubería, esto es lo que reduce la cantidad de depositación.

Cantidad de depositación de ceras.

Hay dos maneras de cuantificar la cantidad de depósito:

- Mini – flowloop.
- Cold finger deposit.

Para el caso de “Mini - flowloop”, las técnicas de medición involucran la circulación de un tanque almacenador de aceite a un sistema de circulación operado por debajo de la WAT. Realizando esto, la cera es permitida a generarse a lo largo de las paredes de la tubería y la cantidad de cera es determinada usando una correlación de caída de presión, la cual posteriormente se convierte a cantidad de depósito. La cantidad de depósito de ceras es gobernada en mayor parte por el gradiente de temperatura entre el fluido de producción y el ambiente del entorno. Así la cantidad de depósito de ceras es alta en el punto donde el fluido cae por debajo de la WAT, ya que sería el diferencial más alto de temperatura a través de las paredes de la tubería. Si la información clave del fluido es conocida, entonces la cantidad de depósito puede ser estimada, basada en las propiedades de depósito de fluidos similares. Los parámetros clave son:

- WAT.
- Viscosidad.
- Gravedad API.
- Peso molecular en el tanque de almacenamiento de aceite.

Recientemente en el Golfo de México, en aguas profundas, se ha demostrado que este enfoque es muy preciso cuando se comparan con los resultados de la pruebas de los depósitos reales.

Interpretación de Datos.

Una vez que la cantidad de depósito de ceras es medido, estos resultados pueden alimentar un modelo térmico integrado para predecir la localización de cualquier deposito de ceras, el espesor estará en función del tiempo, la caída neta de presión aumenta, y se determina el volumen total de ceras que podría removerse durante una corrida de diablo.

Incertidumbres.

Existe un número de suposiciones sobre las cuales muchos modelos actuales de depositación de cera están basados. Entre estos están:

- Flujo monofásico.
- Flujo Laminar.
- Corte de agua bajo.
- Presión baja.

Adicionalmente, existe un número de otros parámetros que no están completamente entendidos con respecto al impacto sobre las cantidades de depositación de ceras. Entre estos se encuentran:

- El efecto sobre la rugosidad de la pared de la tubería.
- El efecto de fluido de cizalla en la cantidad de depositación.
- El grado de desprendimiento donde la cera es esencialmente despojada de las paredes de la tubería en altas velocidades.

Gelatinización de la cera.

- La Gelatinización es un problema aun más grave, pero menos común. Esta presente cuando se detiene el flujo.
- La principal dificultad al presentarse la gelatinización de las ceras, es la capacidad de reiniciar el flujo después de un determinado tiempo.
- Si el fluido contiene ceras, y se llega al punto de escurrimiento, la tubería puede ser completamente bloqueada durante el cierre.
- En el reinicio del flujo, puede ser que no haya suficiente presión para romper el gel, lo que se reflejará en una incapacidad de flujo.
- Para los sistemas que tienen un problema potencial de gelatinización de ceras, las opciones para su desarrollo pueden ser limitadas, tales como: calentador de tubería, aislamiento de tubería y la inhibición química.

Mediciones de laboratorio.

- Las mediciones de laboratorio para determinar la gelatinización, están sujetas a la forma en que la prueba se lleva a cabo.
- Por lo que la interpretación de los datos del laboratorio, así como el procedimiento de la prueba, son fundamentales.
- Punto de escurrimiento, límite de elasticidad e inhibidores.

Punto de Escurrimiento PE.

- Se define como la temperatura a la que el flujo de fluidos ya no fluirá.
- Las pruebas para determinarlo suelen llevarse a cabo con muestras de fluidos del yacimiento.

- El punto de escurrimiento es altamente susceptible a la velocidad de enfriamiento.
 - El pretratamiento de la muestra también pueden afectar la temperatura.
 - PE de acuerdo a la velocidad de enfriamiento:
- Con velocidades altas se puede predecir el PE, para condiciones por encima de las condiciones ambientales.
- Con velocidades bajas se puede predecir el PE, para condiciones muy por debajo de las condiciones ambientales.

Limite de Elasticidad.

- El PE es un buen indicador para determinar si existe un riesgo para reiniciar el flujo. Pero no es un buen indicador para determinar el alcance.
- Por lo que el fin práctico de los experimentos es determinar la fuerza necesaria a fin de determinar la presión para romper el gel.
- Recientes estudios en Indonesia han demostrado que los líquidos con una temperatura por encima del PE, en los fondos marinos, pueden tener una muy débil estructura de gel. Lo que implica poca presión para romperlos.
- En la práctica, el mecanismo por el cual se produce gelatinización de cera es bastante complejo. Así, para una baja presión necesaria para "romper" el gel, se recomienda siempre que sea posible, usar el tratamiento de productos químicos suficientes para reducir el punto de escurrimiento.

Inhibición de los efectos.

- Para los sistemas donde el punto de escurrimiento está por encima de la temperatura ambiente, en los fondos marinos la presión para reiniciar es excesiva.
- Los inhibidores se puede utilizar para reducir el punto de escurrimiento por debajo de las condiciones ambientales o pueden ser utilizados para simplemente reducir la presión para reiniciar el flujo.
- Además de tratar la gelatinización de ceras, los inhibidores puede tener un impacto significativo en las tasas de depositación de la cera.
- Se ha demostrado entre un 80 – 90 % de reducción en los índices de depositación de cera.
- Es preciso señalar que el impacto de los inhibidores en los índices de depositación de cera debe ser evaluado para cada caso.

4.3.3.- Soluciones operativas.

Se aplican los principios discutidos para solucionar el problema: Riser y oleoducto. La manera en que son relacionadas varía ampliamente con la parafina que se maneje y dependiendo de la configuración seleccionada, ver Fig. 4.9.

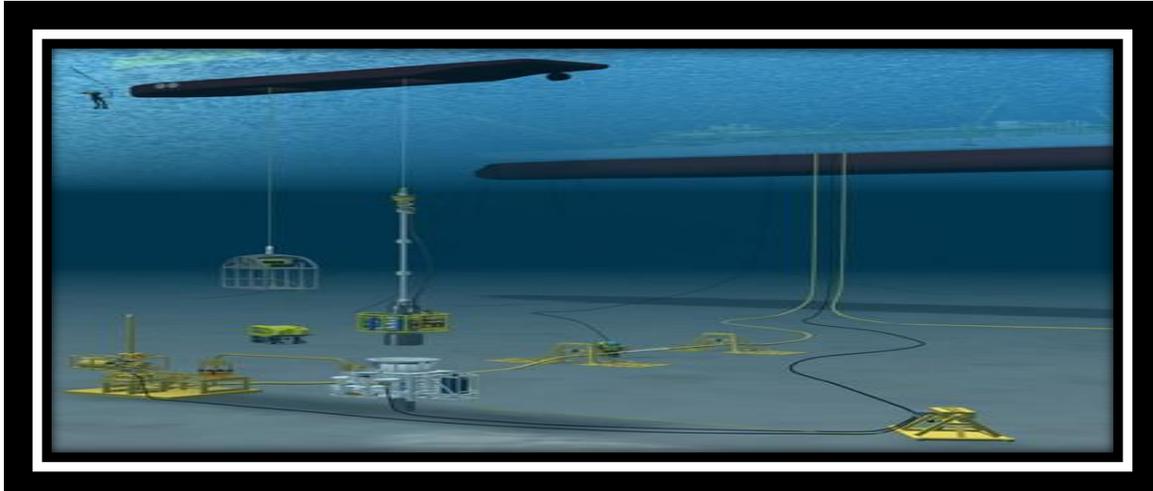
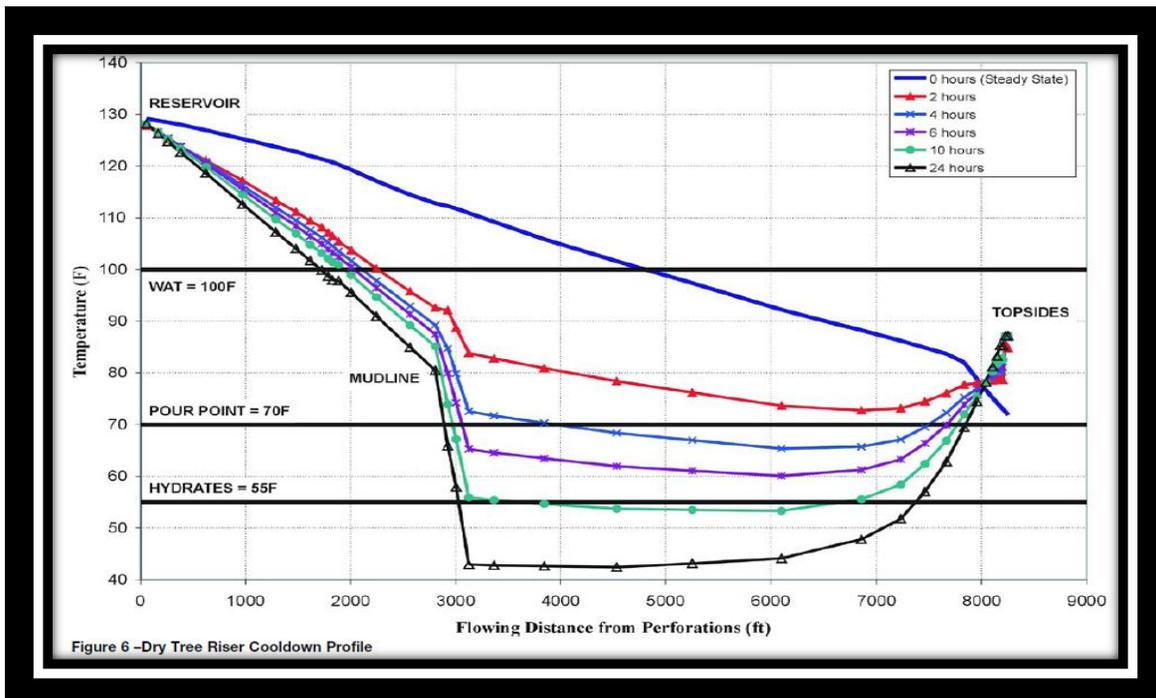


Fig. 4.9.- Equipo submarino de aseguramiento de flujo.

- Durante mucho tiempo se ha supuesto que tienen relativamente pocas posibilidades de garantía de flujo.
- En el caso de un bloqueo, el operador tiene acceso fácil a los tubos.
- En la evolución de aguas profundas, se ha demostrado que la capacidad de aislar adecuadamente el Riser de ceras, así como de los hidratos, se ha convertido cada vez más en una problemática, ver gráfica 4.12.
- El número de posibles escenarios de aislamiento del Riser suelen limitarse a:

- 1.- Aislamiento externo.
- 2.- Baja conductividad térmica del fluido anular.
- 3.- De calentamiento activo.



Gráfica 4.7.- Perfil de temperatura del Riser. (21)

Deposición de la cera en estado de equilibrio.

- Para los casos en que la temperatura cae por debajo de la WAT, la deposición de cera puede ocurrir en el Riser.
- La dificultad con la deposición de cera en el Riser es principalmente la forma de eliminar la deposición en las paredes de los tubos.
- Las formas de eliminarla son:
 - 1. Aislamiento.
 - 1.1. Aislamiento exterior, puede utilizarse gas.
 - 1.2. Desarrollar los procedimientos operativos de cierre en los pozos.
 - 1.3. Se debe tener cuidado con la tubería.
 - 2. Inhibición química.
 - 2.1. Inyección continua del inhibidor.
 - 2.2. Inhibición química del pozo por encima de la WAT.
 - 2.3 Procedimientos operativos de cierre en los pozos.
 - 3. Eliminación mecánica, en el caso de que la deposición ocurra.
 - 4. Calentamiento para mantener la temperatura por encima de WAT

Gelatinización de la cera.

La clave asociada con la gelatinización de la cera es el mantener la temperatura del fluido producido por encima del punto de escurrimiento por un tiempo suficiente ya sea para abrir el pozo o tratar los fluidos producidos.

1. Aislamiento.

- 1.1. El aislamiento exterior puede ser utilizado, a fin de mantener la temperatura de los fluidos.
- 1.2. Desarrollar los procedimientos operativos de cierre en los pozos, una vez que el caudal cae por debajo del valor crítico para mantener el "tiempo de enfriamiento" adecuado.

2. Inhibición química.

- 2.1. Continuamente inyectar PPD, a fin de evitar la formación de gel.
- 2.2. La inhibición química se requiere en el fondo del pozo.
- 2.3. Desarrollar los procedimientos operativos de cierre en los pozos en el caso que se pierda el suministro de productos químicos.

3. Desplazamiento.

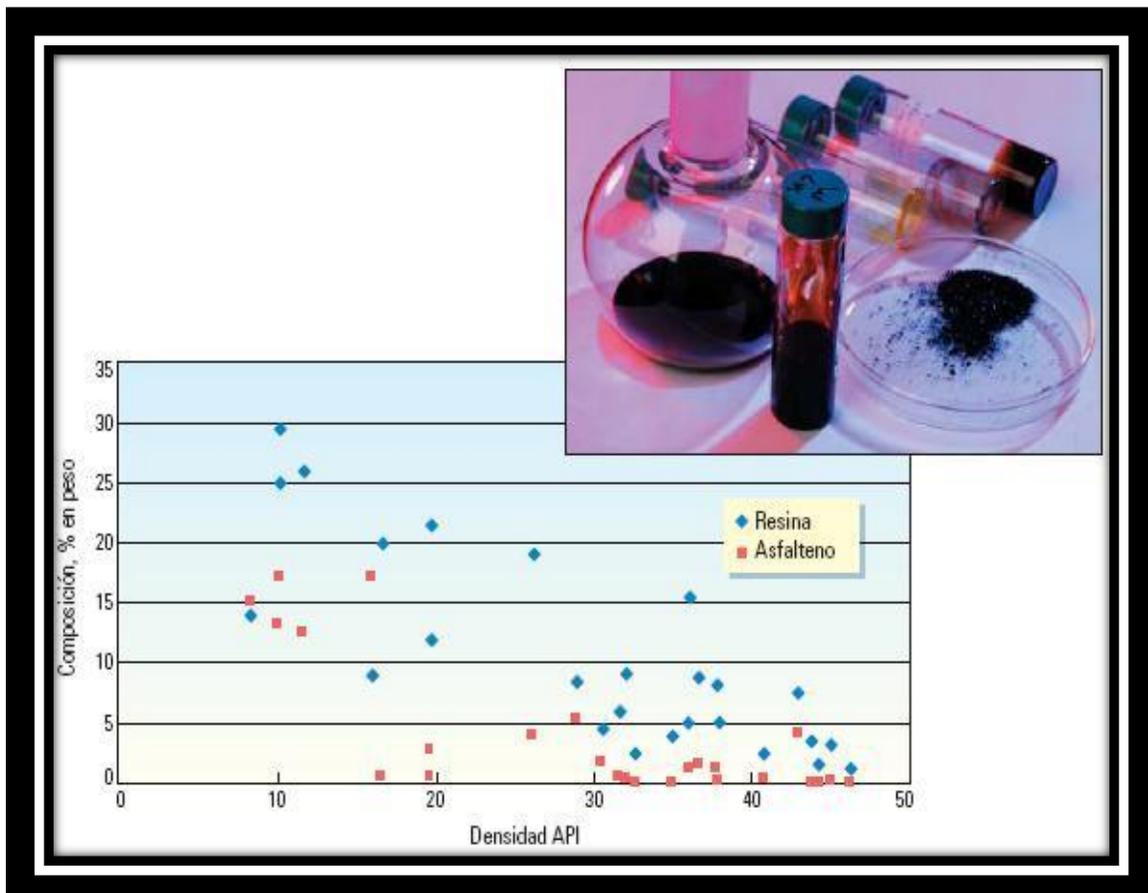
- 3.1. Desplazar los fluidos producidos de nuevo en la formación.
- 4. *Eliminación mecánica, en el caso de que la gelatinización de cera se produzca.*
- 5. *Calentamiento, para mantener la temperatura durante el cierre del pozo.*

La práctica típica en aguas profundas es el aislamiento de tuberías y proporcionar un sistema para permitir una corrida del diablo.

4.3.4.- Análisis SARA.

Actualmente las técnicas de análisis composicional en petróleos convencionales se aplican a aceites pesados con el propósito de conocer las limitaciones e identificar las mejoras potenciales, sin embargo, las muestras de petróleo pesado viscoso no sólo son más difíciles de adquirir sino que plantean diversos desafíos en el análisis de fluidos de laboratorio. Para caracterizar composicionalmente los petróleos pesados, existen técnicas de análisis adicionales que examinan en forma más exhaustiva estos fluidos de alta densidad y alta viscosidad, entre estas técnicas se encuentra la separación y el análisis del aceite muerto, o petróleo que ya no tiene componentes gaseosos, en las fracciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos SARA, dependiendo de su solubilidad y polaridad.

El análisis SARA confirma el aumento esperado del contenido de resinas y asfaltenos con la disminución de la densidad API, es decir, cuanto más pesado es el petróleo, mayor es el contenido de resinas y asfaltenos. Cabe mencionar que en el caso de los petróleos pesados el análisis SARA es menos útil como indicador de la precipitación de asfaltenos, la cual se produce habitualmente cuando el petróleo pesado se diluye con ciertos gases o solventes, ver gráfica 4.8.



Gráfica 4.8.- Cantidad de resinas y asfaltenos de acuerdo a la densidad API.

4.3.5.- Inhibidores de incrustaciones.

Para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso. La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como sarta macaroni, que es un tubo de diámetro inferior a 1 1/2", y va a lo largo de la tubería de producción. Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de petróleo. La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales.

4.3.6.- Transferencia de calor y aislamiento térmico.

Hay tres formas por las que se da la transferencia de calor: conducción, convección y radiación. Es muy importante que los fluidos usados en la terminación en aguas profundas se diseñen de una forma para que no pierdan calor, ya que una pérdida de calor puede causar congelamiento y taponamiento, la razón es que en aguas profundas la temperatura del agua es cercana al punto de congelación. El aislamiento térmico en las líneas y tuberías es la mejor opción.

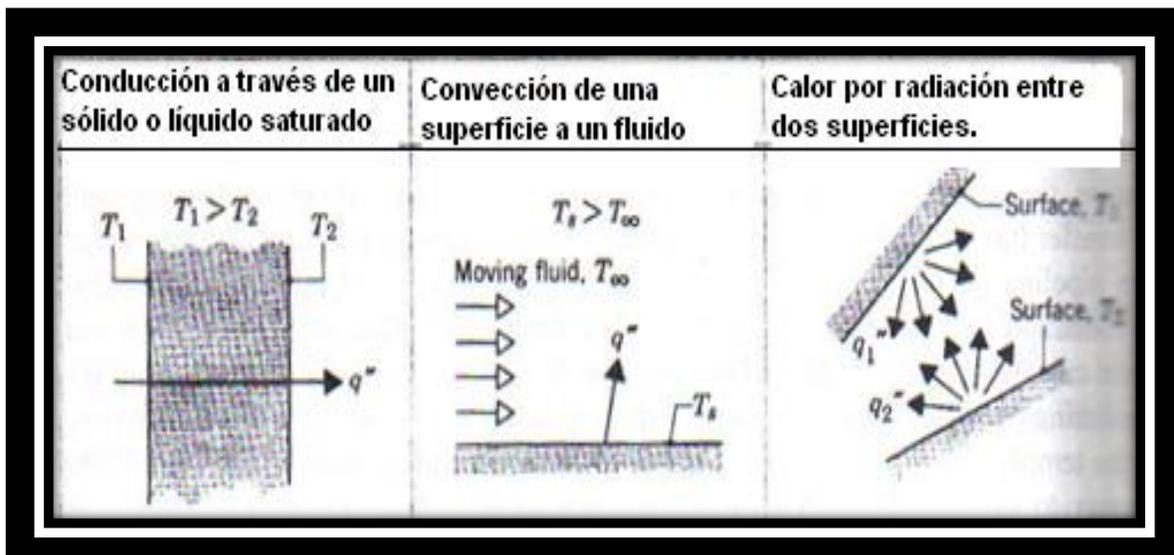


Fig. 4.10.- Formas de la transferencia de calor. (22)

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

4.3.6.1.- Transferencia de calor por conducción.

En un plano de una dimensión con una temperatura de distribución $T(x)$, la transferencia de calor por conducción esta cuantificada por la ecuación de Fourier:

$$q^n = -k \frac{dT(x)}{dx} \dots \dots \dots (4.19)$$

donde:

q^n = Flujo de calor en [BTU/(hr.ft²)] ó [W/m²], gasto de transferencia de calor.

K = Conductividad térmica del material en [BTU/(ft.hr.°F)] ó [W/(m.K)]

dT/dx = Gradiente de temperatura en la dirección x en [°F/ft] ó [°C/m]

Cuando la conductividad térmica del material es constante a lo largo del espesor de la pared, la distribución de temperatura es lineal y el flujo de calor se convierte en:

$$q^n = -k \frac{T_2 - T_1}{X_2 - X_1} \dots \dots \dots (4.20)$$

4.3.6.2.- Transferencia de calor por convección.

En ambas superficies, interna y externa de las líneas de flujo en contacto con los flujos submarinos, la transferencia de calor por convección se produce cuando hay una diferencia de temperatura entre la superficie de la tubería y el fluido. Al coeficiente de convección también se le llama coeficiente de transferencia de calor de película, porque el flujo de convección produce una película en el fluido adyacente a la superficie de la tubería. (23)

Para los diversos fluidos existentes, se elaboró un rango para el coeficiente de convección interna h_i , el cual se observa en la siguiente tabla:

Fluido	Coeficiente de convección interna, h_i .	
	BTU/(ft ² .hr.°F)	W/(m ² .K)
Agua	300 – 2,000	1,700 – 11,350
Gas	3 – 50	17 – 285
Aceite	10 – 120	55 – 680

Tabla 4.8.- Coeficientes típicos de convección interna.

Cada crudo tiene sus características, por ejemplo diferentes grados API, y en base a eso, se elaboró una tabla con las conductividades térmicas para cada uno:

Temperatura	0 °F (-18 °C)		200 °F (93 °C)	
	BTU/(ft.hr.°F)	W/(m.K)	BTU/(ft.hr.°F)	W/(m.K)
10	0.068	0.118	0.064	0.111
20	0.074	0.128	0.069	0.119
30	0.078	0.135	0.074	0.128
40	0.083	0.144	0.078	0.135

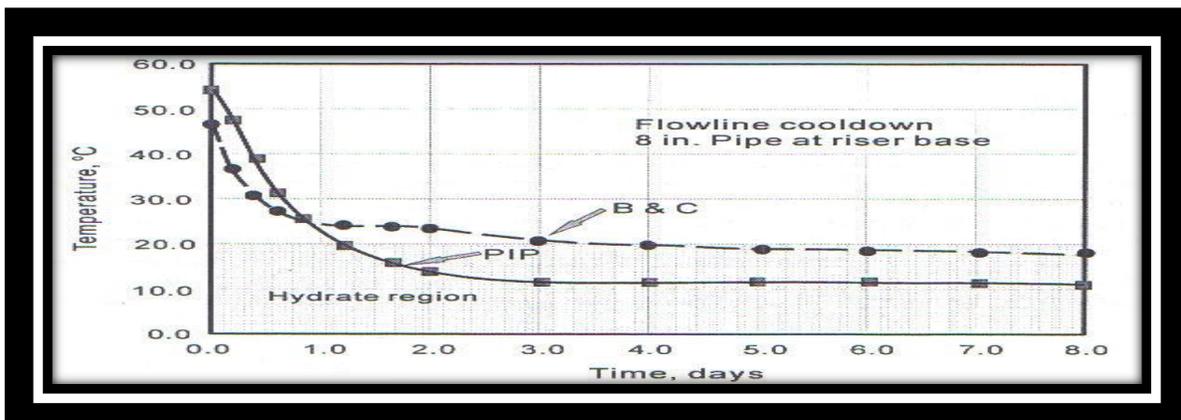
INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

50	0.088	0.152	0.083	0.144
60	0.093	0.161	0.088	0.152
80	0.103	0.178	0.097	0.168
100	0.111	0.192	0.105	0.182

Tabla 4.9.- Conductividades térmicas típicas de los crudos.

4.3.6.3.- Diseño de aislamiento transitorio.

Mientras que el diseño en estado estacionario es generalmente el principal, el tiempo de reutilización transitorio es también importante, especialmente cuando la formación de hidratos es posible. Estas temperaturas de estado estable de B&C superan al sistema rápidamente. Pero la temperatura de B&C rápidamente supera al sistema de PIP y proporciona mucho más tiempo de enfriamiento a veces en la región de formación de hidratos típicos, hay una línea de flujo de aproximadamente tres veces el tiempo de enfriamiento del PIP antes de la formación de hidratos. Es el tiempo adicional disponible antes de la formación de los hidratos de metano.



Gráfica 4.9.- Enfriamiento transitorio de tuberías sepultadas. (24)

La temperatura del PIP a bajo de la condición inicial es mayor que la de B&C en la línea de flujo, ver gráfica 4.9.

Método de administración térmica	Ventajas.	Desventajas.
Aislamiento Integral Externo, incluyendo el aislamiento de varias capas.	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuado para las geometrías complejas. - Resistencia a altas temperaturas. - Los sistemas de varias capas se adaptan a la configuración de las propiedades deseadas - Los sistemas sólidos tienen la profundidad del agua casi ilimitada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Difíciles de eliminar. - Límites en el nivel de aislamiento. - Casi no tiene sistemas sólidos de flotación. - Necesita tiempo para establecerse. - Límites en el espesor.

INGENIERÍA DE FLUIDOS EN LA TERMINACIÓN

Módulos de aislamiento ó sistemas de paquetes.	<ul style="list-style-type: none"> - Alojamiento de líneas auxiliares. - Se pueden eliminar durante el servicio. - Menor costo que los sistemas de PIP. - Aplicación simple en tuberías de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las diferencias entre los módulos pueden llevar a las corrientes de convección. - Grandes cantidades de material pueden ser restringidas. - Puede ser una geometría compleja para aislar.
Aislamiento PIP.	<ul style="list-style-type: none"> - Mejores propiedades de aislamiento, excepto para el sistema de vacío. 	<ul style="list-style-type: none"> - Caros de instalar y de fabricar.
Sistema de vacío.	<ul style="list-style-type: none"> - Propiedades de aislamiento final. - La transferencia de calor es solo por radiación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Si el tubo exterior se rompe, todas las propiedades de aislamiento son perdidas en cada sección de la tubería. - Requiere esfuerzo en la preservación del vacío. - El nivel de vacío en el anillo debe ser objeto de control permanente.
Calefacción eléctrica.	<ul style="list-style-type: none"> - El sistema activo puede controlar el tiempo de reutilización durante el cierre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Los requisitos de energía puede ser inviables. - Puede ser necesario aislar eléctricamente la línea de flujo.
Aceite en los sistemas de agua caliente.	<ul style="list-style-type: none"> - El sistema activo puede controlar el tiempo de reutilización durante el cierre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pierde más calor, lo que reduce su eficiencia térmica.

Tabla 4.10.- Administración térmica de sistemas submarinos.

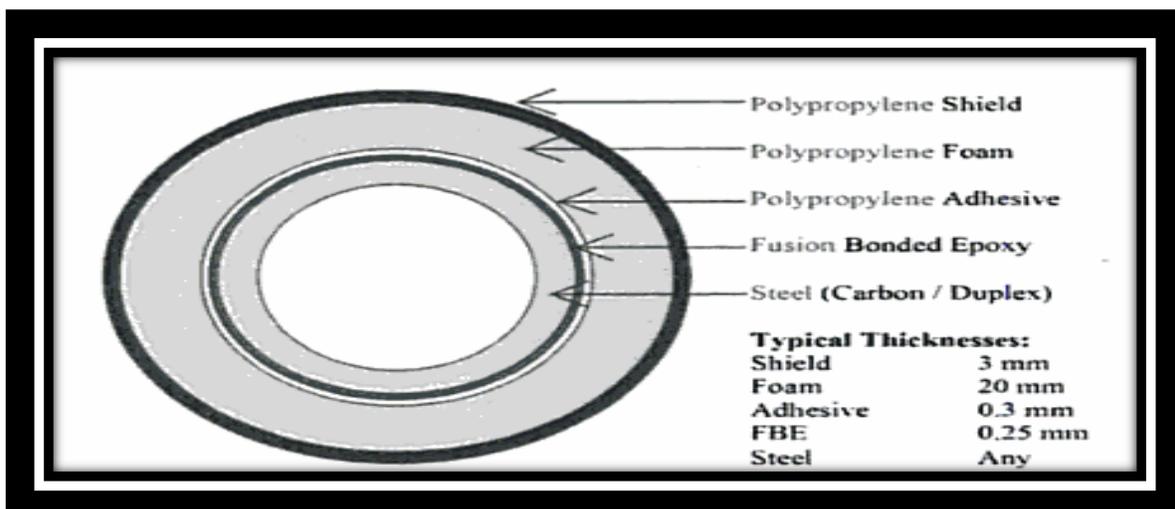


Fig. 4.11.- Típico sistema de aislamiento en multicapas. (25)

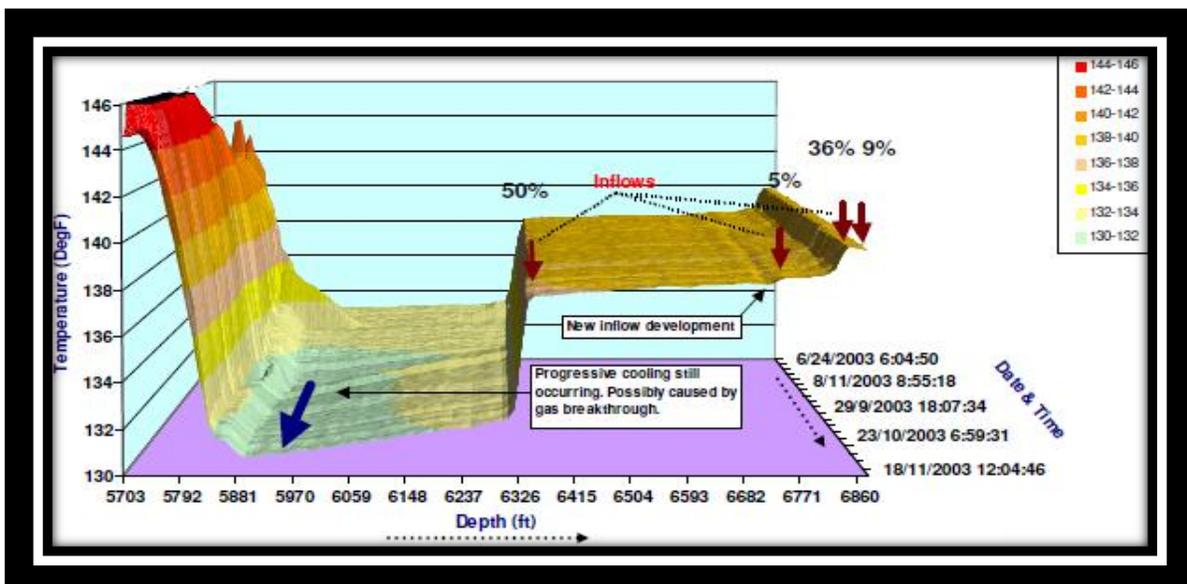
Línea	Temperatura [°C]	Sistema de aislamiento
Baja temperatura	-10 a 70	Poliuretano, polipropileno, cauchos, espumas sintéticas.
Media temperatura	70 – 120	Polipropileno, espumas sintéticas epoxy
Alta temperatura	120 – 200	Polipropileno, espumas fenólicas.

Tabla 4.11.- Posibles sistemas de revestimiento para aislamiento térmico.

4.4.- Fluidos Empacantes y de Terminación usados en Aguas Profundas.

El impacto del entorno de producción sobre la posible formación de hidratos de gas ó de cristalización de la salmuera de empaque, debido a la presión ó a las temperaturas del mudline respectivamente, debe entenderse para cada uno de los fluidos del pozo utilizado durante el proceso de terminación. Para algunos proyectos, más de una selección del fluido empacador esta disponible, en cuyo caso cada fluido debe ser evaluado para seleccionar el mejor ajuste para evitar la formación de cristales o el taponamiento por congelamiento en las líneas. Los detalles de cada procedimiento de prueba y método de evaluación se presentan y se logra la compatibilidad de los fluidos de terminación y de empaque. Estudios de flujo multifásico se han utilizado para probar la compatibilidad de los fluidos de terminación con la roca de la formación.

Los métodos de evaluación especializada se usan para evitar la formación de hidratos de gas y la cristalización de los fluidos empacadores. El mejor ajuste para el fluido es seleccionado siguiendo este paradigma para un proyecto de aguas profundas, lo importante es agregarle a la salmuera empacadora los aditivos necesarios para asegurar su flujo hasta el espacio anular, y posteriormente con esos aditivos evitar la difusividad de su calor para evitar su enfriamiento, y así evitar su congelamiento, ya que esto podría hacer colapsar a la TP. En el caso de los fluidos de terminación, se le da el mismo tratamiento con aditivos.



Gráfica 4.10.- Temperatura vs profundidad vs tiempo, en Aguas Profundas.

Referencias.

- 1.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Portada.
- 2.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 2.
- 3.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 2.
- 4.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 3.
- 5.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 4.
- 6.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 5.
- 7.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 7.
- 8.- **“Lavado de Pozos”**, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 8.
- 9.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 8, Pág. 47.
- 10.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 4.
- 11.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 5.
- 12.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 6.
- 13.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 7.
- 14.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 8.
- 15.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 9.

16.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 10.

17.- **“Fluidos Empacadores”**, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 11.

18.- **“Flow assurance impacts on deepwater developments”**, PetroMin, 2004, Pág. 28.

19.- **“Flow assurance impacts on deepwater developments”**, PetroMin, 2004, Pág. 29.

20.- **“Flow assurance impacts on deepwater developments”**, PetroMin, 2004, Pág. 30.

21.- **“Flow assurance impacts on deepwater developments”**, PetroMin, 2004, Pág. 36.

22.- **“Subsea Pipelines and Risers”**, Young Bai, Elsevier, 2005, Parte III, Capítulo 19, Pág. 318.

23.- **“Subsea Pipelines and Risers”**, Young Bai, Elsevier, 2005, Parte III, Capítulo 19, Pág. 320.

24.- **“Subsea Pipelines and Risers”**, Young Bai, Elsevier, 2005, Parte III, Capítulo 19, Pág. 338.

25.- **“Subsea Pipelines and Risers”**, Young Bai, Elsevier, 2005, Parte III, Capítulo 19, Pág. 340.



CAPÍTULO 05

DISEÑO DE LOS DISPAROS



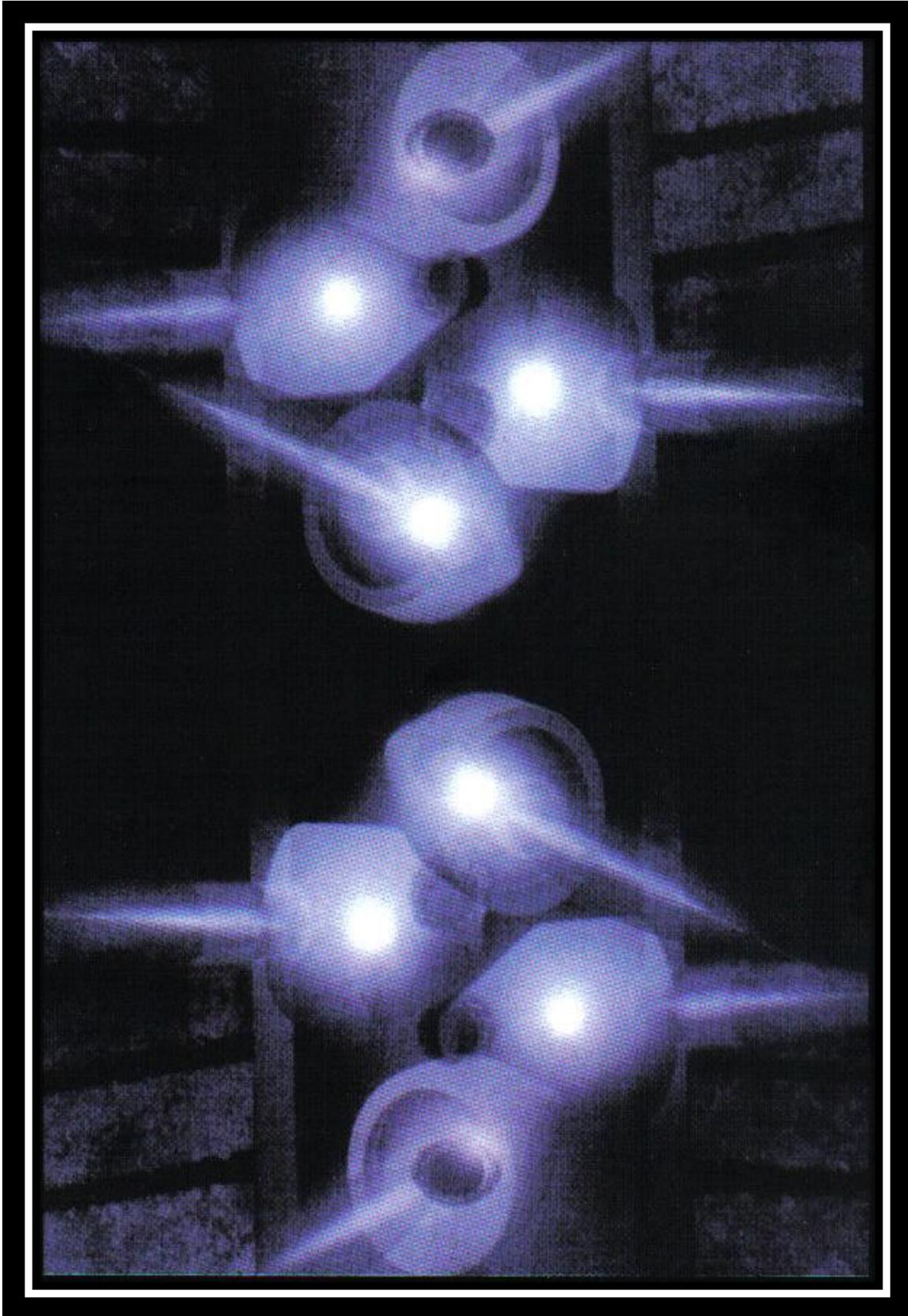


Fig. 5.1.- Sistema de disparos. (1)

5.0.- Introducción.

Una de las operaciones más importantes durante la terminación de un pozo es la de los disparos de producción, pues la producción de hidrocarburos depende en gran parte de su diseño y ejecución. Se presenta una metodología para seleccionar el sistema de disparos más adecuado en una terminación, la cuál considera los parámetros más importantes que determinan una mejor comunicación entre el yacimiento y el pozo. (2)

La investigación de los disparos desarrollada por Exxon Movil descubrió la trascendencia del taponamiento de los disparos con lodo ó con residuos de las cargas preformadas, disparar con una presión diferencial hacia el fondo del pozo y el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración. Este trabajo condujo al desarrollo de cargas preformadas no obturantes; de pistolas, y disparables a través de la tubería de producción de acuerdo a la norma API RP – 43, para evaluar los disparos bajo condiciones de flujo simuladas en el pozo.

El desarrollo de pistolas a chorro efectivas, ha mejorado la penetración cuando se presentan formaciones y cemento de alta resistencia a la compresión y/o tuberías de revestimiento de alta resistencia con espesor grueso. (3)

En aguas profundas, en la mayoría de los casos, se utilizan los empacadores de grava. En este caso, al ser agujero descubierto, no se van a utilizar los disparos, lo que se hace es hacer más grande el agujero mediante una serie de fracturamientos hidráulicos y ácidos.

El sistema de disparos solo se usa en agujero entubado y cementado, de esta forma, los disparos van a romper la tubería, cemento y formación para comunicar al yacimiento con la superficie. Se recomienda que los disparos libren la zona de daño de la formación. Aun si es en agujero entubado y cementado, se puede usar el empacador de grava, el cual será colocado dentro del casing, en este caso, primero se dispara, luego se coloca el empaque de grava, se desplaza el fluido de terminación y finalmente se induce el pozo.

El grado de la tubería de revestimiento, densidad del disparo, tipo de formación, humedad y temperatura, son algunos de los factores que pueden afectar el resultado de los disparos. En la actualidad, la tecnología en la construcción de cargas y sistemas de disparos ha evolucionado rápidamente, y es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones y proveedores.

La culminación de los trabajos en un pozo para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento. La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto dependerá la productividad del pozo. (4)

5.1.- Explosivos y Herramientas.

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento, mediante una pistola hidráulica. La penetración se reduce grandemente a medida de que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 [lb/pg²]. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno al fluido. Se han usado cuchillas y herramientas de molienda para abrir ranuras o ventanas, comunicando el fondo del pozo con la formación. Antes de 1952, todas las evaluaciones de las pistolas se efectuaban esencialmente mediante pruebas en el fondo de los pozos, o en pruebas superficiales a presión y temperatura atmosféricas en tuberías de revestimiento cementadas dentro de tambores de acero. Las pruebas comparativas en el fondo del pozo son generalmente imprácticas, debido a la dificultad de controlar las condiciones del pozo y del yacimiento. (5)

Las pruebas superficiales a presión atmosférica proporcionaban resultados erróneos por varias razones. El recubrimiento metálico fundido de las cargas preformadas que taponan un disparo en el fondo del pozo tiende a salirse del disparo cuando este se efectúa a presión atmosférica. Las pruebas superficiales se efectuaban usando blancos preparados con arenas y cemento, en lugar de utilizar núcleos de arenisca o carbonatos. Las pruebas superficiales no simulan el flujo en el fondo del pozo a través de los disparos. En 1952 la compañía Exxon Movil desarrollo el primer procedimiento de prueba confiable para simular los disparos a condiciones del fondo del pozo, este sistema inicialmente fue denominado “Método de Productividad para Probar Pistolas” o “Indicé para Probar el Pozo“, el programa de la prueba diseñado para simular las condiciones reales en el fondo del pozo, incluye:

- 1) El empleo de núcleos de la formación de diámetros grandes, acondicionados para contener las saturaciones de hidrocarburos y de agua intersticial específicas.
- 2) La determinación de la permeabilidad efectiva de la formación antes de disparar, después de disparar, y simulando el flujo del pozo.
- 3) El aislamiento de la formación del fondo del pozo por la tubería de revestimiento y un material cementante adecuado.
- 4) El disparo de pistolas a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, con diversos fluidos en el pozo.
- 5) El mantenimiento de la temperatura del yacimiento y de la presión en el fondo del pozo y el yacimiento durante y después de disparar.
- 6) La simulación del flujo hacia el pozo para limpiar los disparos.
- 7) La evaluación de los resultados de la prueba.

Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación. Debido a su enorme relación energía – peso se prefiere los explosivos sobre otra fuente de energía.

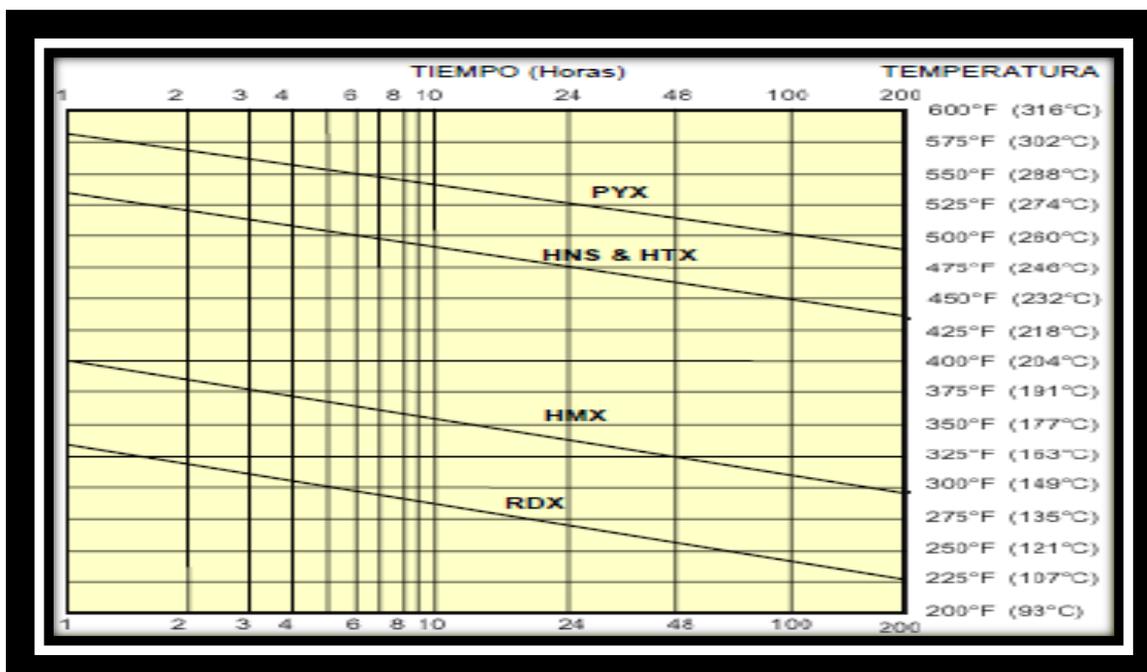
DISEÑO DE LOS DISPAROS

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
Velocidad de reacción 330 – 1500 [m/s]	Velocidad de reacción > 1500 [m/s]
Sensibles al calor.	Iniciados por calor o percusión.

Tabla 5.1.- Explosivos Altos y Bajos.

Los explosivos altos que se usan más comúnmente en la perforación de tuberías de revestimiento son: Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, HTX y PYX. La Azida de plomo y el Tacot se usan en los estopines eléctricos. El RDX, HMX, HNS, HTX y PYX se usan en los cordones detonantes, fulminantes y cargas. Las propiedades que presentan los explosivos son:

- Sensitividad.- Es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo.
- Sensitividad al impacto.- Es la altura mínima de la cuál puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.
- Sensitividad a la chispa.- Es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.
- Estabilidad.- Habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse.



Gráfica 5.1.- Estabilidad de los explosivos. (6)

5.2.- Efectos que Afectan la Productividad.

El índice de productividad nos permite evaluar el potencial de un pozo:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots \dots \dots (5.1)$$

DISEÑO DE LOS DISPAROS

El índice de productividad de una zona puede ser difícil de determinar, por lo tanto el efecto del sistema de disparo producido por penetración, fase, densidad, diámetro del agujero, puede ser evaluado usando la Relación de Productividad:

$$RP = \frac{\text{Producción de una zona entubada y disparada}}{\text{Producción de la misma zona en agujero abierto}} \dots \dots \dots (5.2)$$

La acidificación de los pozos en areniscas generalmente no permitirá limpiar todos los disparos taponados con lodo, a menos que cada disparo sea aislado y fracturado, y el lodo sea desplazado dentro de la fractura de la formación. (7)

5.2.1.- Factores geométricos del disparo.

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la Relación de Productividad del pozo y está definida por los factores geométricos y determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado:

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero.

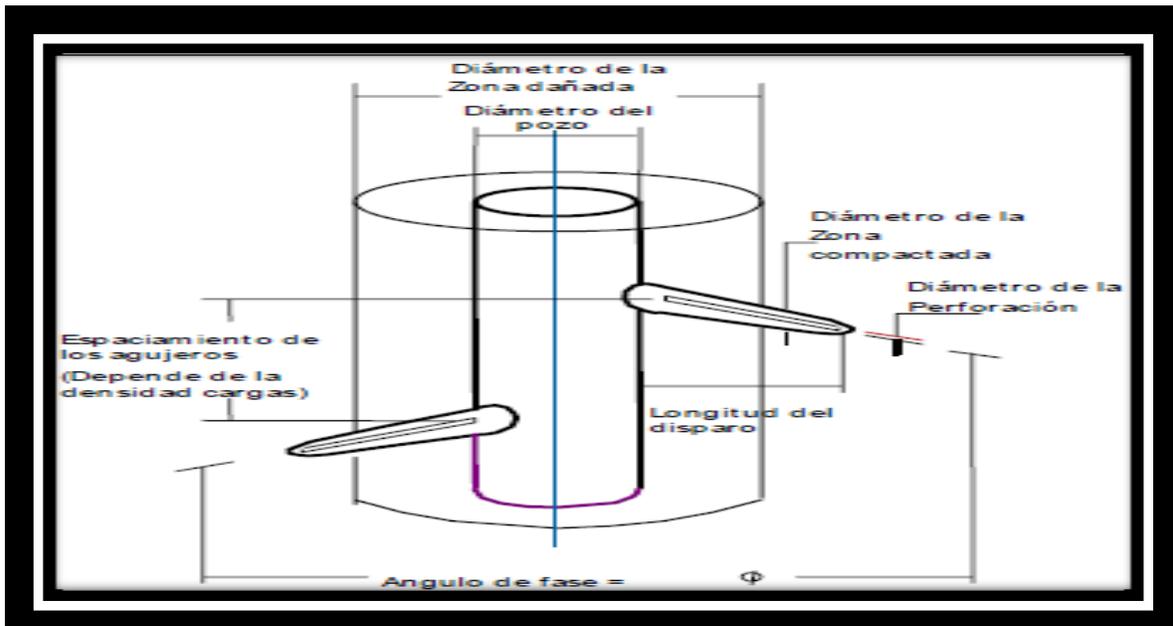
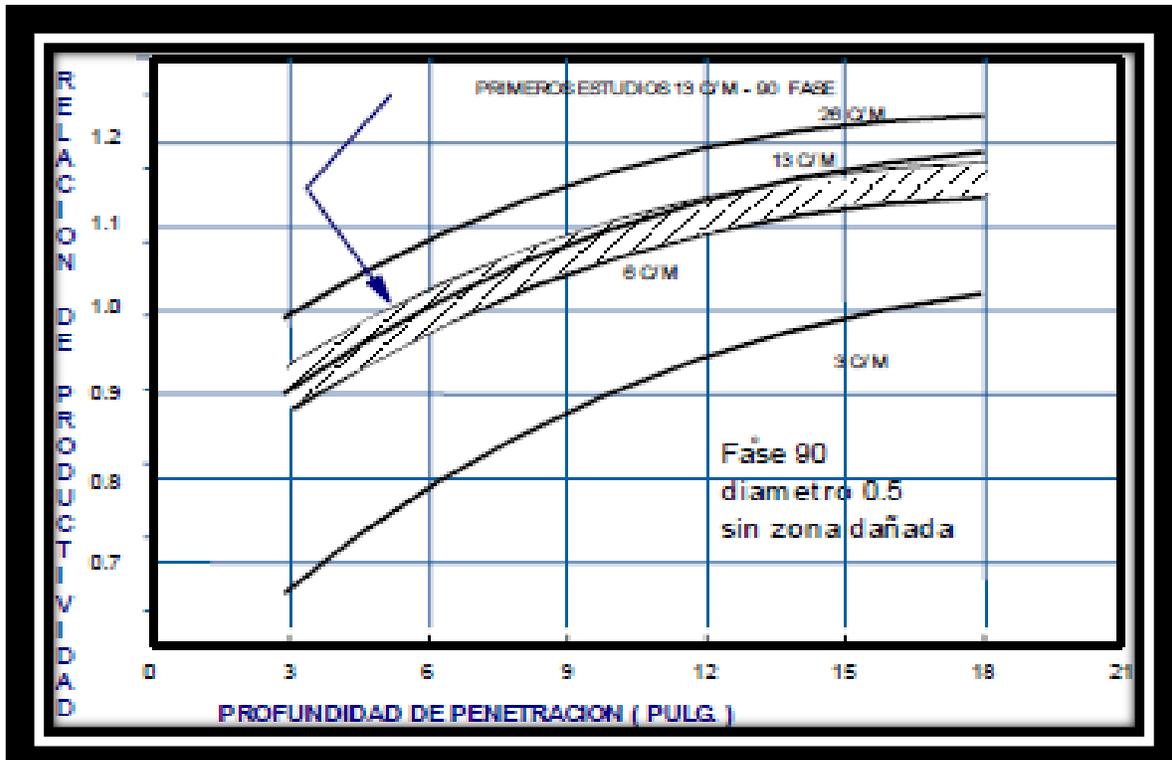


Fig. 5.2.- Factores geométricos del sistema de disparos. (8)

Los efectos de la penetración y la densidad de cargas son muy pronunciados en las primeras pulgadas de la penetración. Arriba de 6 pulgadas la tendencia es menor, pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la Relación de Productividad. En el caso más real de un pozo con una zona de daño debido al fluido de perforación, la penetración más allá de la zona de daño es relevante para mejorar la RP.



Gráfica 5.2.- Efecto de la penetración y densidad en la RP. (9)

5.2.2.- Presión diferencial al momento del disparo.

El objetivo de una terminación sobrebalanceada es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas. Cuando se tiene una terminación diferencial bajobalanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote del fluido de terminación. Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de la formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la TR. Para calcular la presión diferencial a establecer durante el disparo se debe considerar:

- Grado de consolidación de la formación.
- Permeabilidad de la formación.
- Fluido en los poros.
- Presión de colapso de las tuberías y equipo.
- Grado de invasión del fluido de perforación.
- Tipo de cemento.

La magnitud de la presión diferencial negativa dependerá básicamente de:

- La permeabilidad de la formación.
- El tipo de fluido.

DISEÑO DE LOS DISPAROS

5.2.2.1.- Estimación de la presión diferencial bajobalanceada en arenas.

Una formación consolidada tiene los granos de arena suficientemente cementados o compactados para permanecer intactos. Estos granos no fluirán, aún si se tiene un flujo turbulento en los espacios de los poros. Una formación no consolidada es una arena pobremente cementada o compactada de tal manera que los granos pueden fluir al haber movimiento de fluidos en la formación.



Fig. 5.3.- Respuesta de los registros sónico y densidad en arenas. (10)

La razón de usar el tiempo de tránsito de las barreras de lutitas adyacentes, abajo o arriba, en lugar de la arena misma, es que el tiempo de tránsito de la lutita está relacionado directamente con su compactación. El grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena. Si se usara el tiempo de tránsito de la arena para determinar su compactación, sería necesario hacer correcciones por tipo de hidrocarburo, densidad de los granos de arena, porosidad de la zona, saturación de agua, etc., muchos de estos datos no están disponibles y deben ser supuestos, por lo que es posible tener un resultado erróneo.

Formación consolidada.

1.- Determinación de la presión bajobalanceada máxima, ΔP_{max} .

a) Ya que la formación está consolidada, el flujo de arena no es problema por lo que es posible disparar con la mayor presión diferencial que pueda ser soportada por el elemento o accesorio del pozo que tenga el menor rango de presión: límite de presión de colapso del casing o tubería, presión diferencial en el empacador u otro accesorio.

b) La resistencia compresiva de la formación puede ser usada también para calcular la ΔP_{max} .

DISEÑO DE LOS DISPAROS

De acuerdo a pruebas hechas en laboratorio con núcleos de formación, no hay movimiento en la matriz de formación hasta que el esfuerzo efectivo excede 1.7 veces la resistencia compresiva de la formación.

$$\sigma_z = \sigma_{sob} - P_p \dots \dots \dots (5.3)$$

$$P_{p\ min} = \sigma_{sob} - 1.7 R_c \dots \dots \dots (5.4)$$

$$\Delta P_{max} = P_f - P_{p\ min} \dots \dots \dots (5.5)$$

2.- Determinación de la presión bajobalanceada mínima, ΔP_{min} .

El valor de ΔP depende de 2 factores: la permeabilidad de la formación y el fluido contenido.

Arena con aceite:

$$\Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \dots \dots \dots (5.6)$$

Arena con gas:

$$\Delta P_{min} = \frac{2500}{K^{0.17}} \dots \dots \dots (5.7)$$

3.- Determinación del punto medio de presión, ΔP_{med} .

$$\Delta P_{med} = \frac{\Delta P_{max} + \Delta P_{min}}{2} \dots \dots \dots (5.8)$$

- a) Si los registros indican una invasión somera y/o se usó cemento con baja pérdida de agua, ΔP estará entre ΔP_{min} y el punto medio.
- b) Si los registros indican una invasión de media a profunda y/o se usó cemento de media a alta pérdida de agua, ΔP estará entre el punto medio y ΔP_{max} .

Una vez que se obtiene la presión diferencial requerida para efectuar el disparo, se calcula la presión hidrostática a la profundidad del intervalo productor al momento del disparo.

$$P_h = P_f - \Delta P \dots \dots \dots (5.9)$$

$$\rho b = \frac{P_h}{1.4228 D_v} \dots \dots \dots (5.10)$$

	FLUIDO	ACEITE	GAS
PERMEABILIDAD	PRESION DIFERENCIAL A FAVOR DE LA FORMACION PSI		
ALTA $K > 100\ md$		200 - 500	1000 - 2000
BAJA $K < 100\ md$		1000 - 2000	2000 - 5000

Tabla. 5.2.- Presión diferencial previa al disparo. (11)

DISEÑO DE LOS DISPAROS

La presión hidrostática de una columna de fluido es:

$$Ph = 1.4228 D_v \rho f \dots \dots \dots (5.11)$$

En el caso de no contar con el dato de la presión de formación puede calcularse en base al lodo de perforación usado para controlar la zona de interés:

$$Phl = 1.4228 D_v \rho l \dots \dots \dots (5.12)$$

Arenas no consolidadas.

Si se cuenta con una buena medida de la resistencia compresiva de la formación, es posible determinar la ΔP_{max} para formaciones no consolidadas, esto es empleando el mismo procedimiento que se utiliza para arenas consolidadas, el cual consiste en restar la presión de poro mínima para generar el movimiento de arena. Si no se tiene la resistencia compresiva de la formación:

1.- Elegir la ΔP_{max} .

Presión diferencial máxima en arenas no consolidadas con aceite:

$$\Delta P_{max} = 3600 - 20 \Delta t \dots \dots \dots (5.13)$$

$$\Delta P_{max} = 2340 \rho b - 4000 \dots \dots \dots (5.14)$$

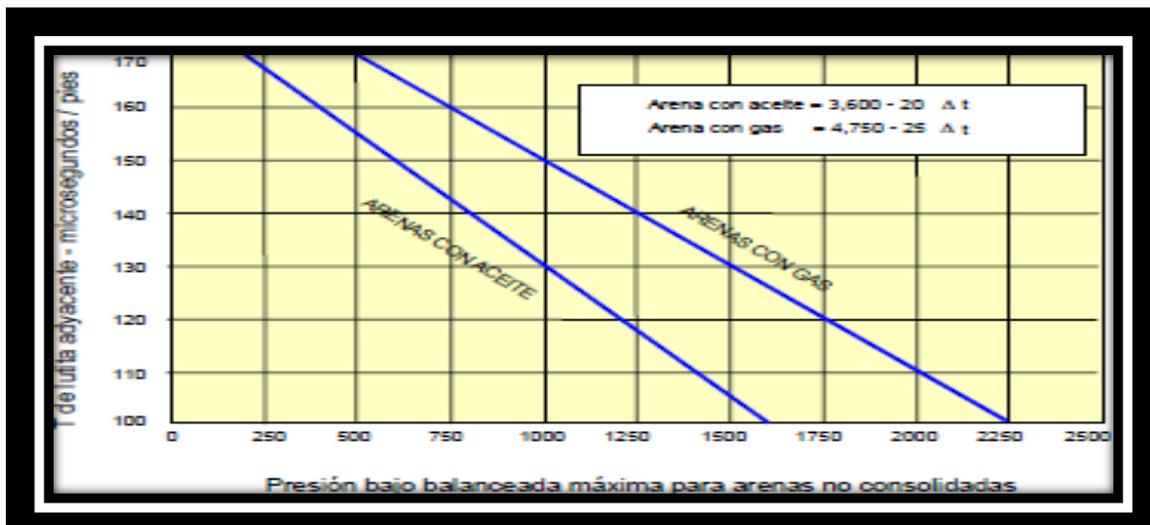
Presión diferencial máxima en arenas no consolidadas con gas:

$$\Delta P_{max} = 4750 - 25 \Delta t \dots \dots \dots (5.15)$$

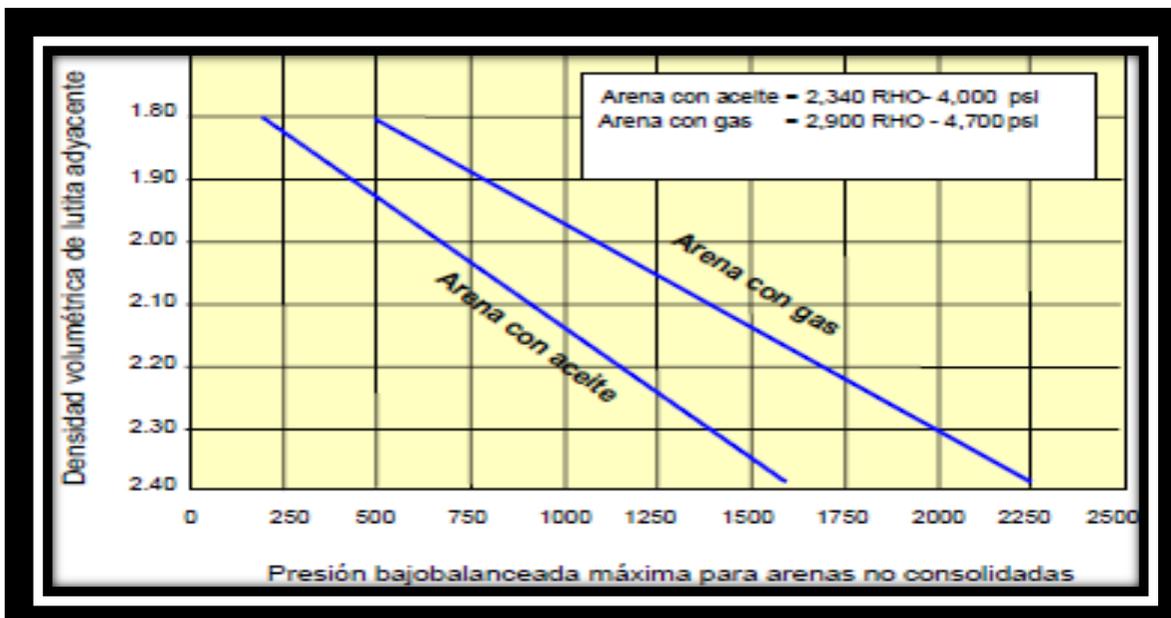
$$\Delta P_{max} = 2900 \rho b - 4700 \dots \dots \dots (5.16)$$

2.- Elegir la ΔP_{min} . Usando la permeabilidad de la formación.

3. Determinar la presión del punto medio.



Gráfica 5.3.- ΔP_{max} en arenas no consolidadas con el registro sísmico. (12)



Gráfica 5.4.- ΔP_{max} en arenas no consolidadas con el registro de densidad.

5.2.2.2.- Estimación de la presión diferencial bajobalanceada en carbonatos.

Es recomendable realizar un estudio más profundo cuando se determine la ΔP_{max} aplicable, en donde ΔP_{max} es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática mínima para evitar el derrumbe.

Aplicación del registro sísmico.

Mediante la aplicación de un registro sísmico digital ó dipolar es posible obtener un producto para evaluar las características mecánicas de la formación. Este registro en combinación con el de densidad y rayos gamma permite determinar los esfuerzos reales y la resistencia o dureza de las formaciones perforadas. Un dato obtenido es la presión hidrostática mínima P_{hmin} , para evitar el derrumbe de la formación. La diferencial máxima de presión será:

$$P_{h_{min}} = 1.422 D_{disp} \rho_{reg} \dots \dots \dots (5.17)$$

$$\Delta P_{max} = P_f - P_{h_{min}} \dots \dots \dots (5.18)$$

El valor efectivo de la presión hidrostática P_h al momento del disparo, se establecerá en base a los valores mínimo y máximo de la diferencial de presión, aplicando un coeficiente de seguridad:

a) Si ΔP_{max} , obtenida del producto WBS o similar es mayor de 1,000 psi:

Para gas:

$$P_h = P_f - 0.8 \Delta P_{max} \dots \dots \dots (5.19)$$

Para aceite:

$$P_h = P_f - 0.6 \Delta P_{max} \dots \dots \dots (5.20)$$

DISEÑO DE LOS DISPAROS

b) Si ΔP_{max} , obtenida del producto WBS o similar es menor de 1,000 psi:

Para gas:

$$P_h = P_f - 0.6 \Delta P_{max} \dots \dots \dots (5.21)$$

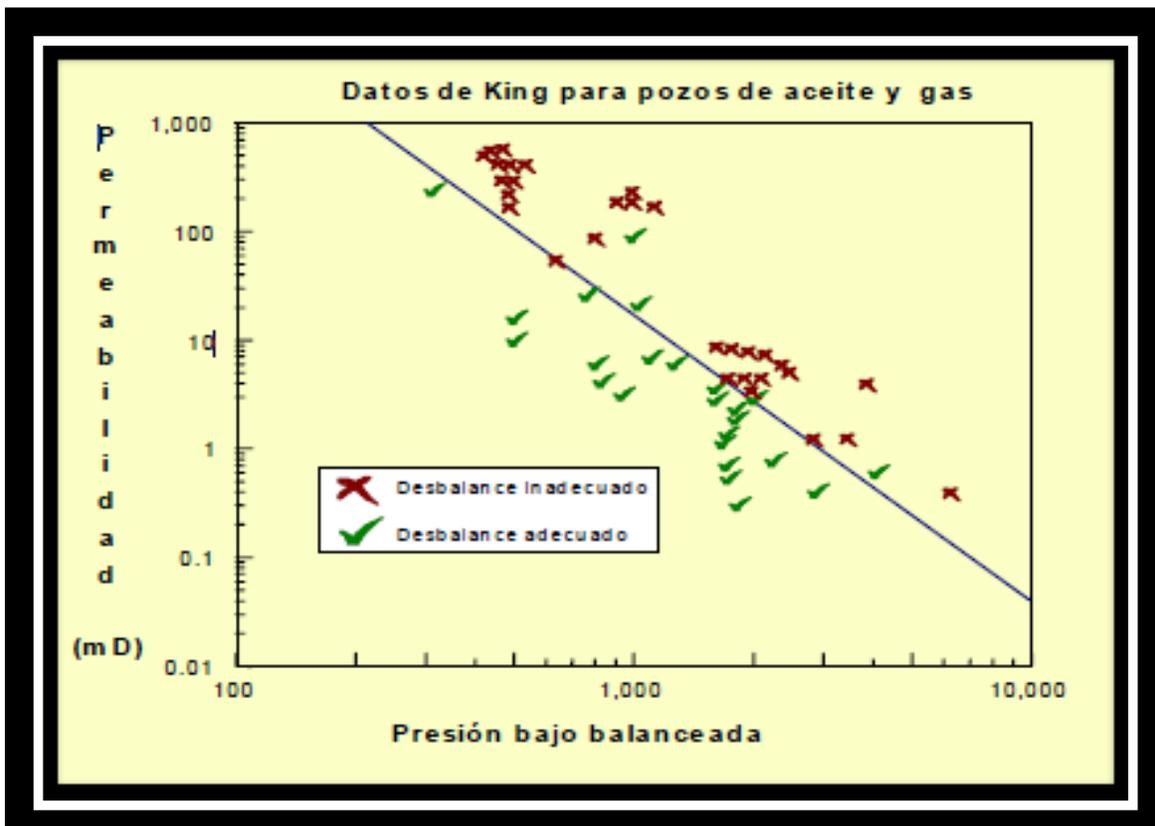
Para aceite:

$$P_h = P_f - 0.4 \Delta P_{max} \dots \dots \dots (5.22)$$

$$\Delta P = P_f - P_h \dots \dots \dots (5.23)$$

Una vez que se obtiene la presión hidrostática al momento del disparo, se calcula la densidad del fluido de control requerido para obtener dicha presión. La cantidad o magnitud de la presión diferencial necesaria para obtener una mayor productividad y al mismo tiempo evitar la falla mecánica de la formación, es crítica para el éxito del disparo.

En algunos casos, la correcta aplicación de esta presión de desbalance elimina la necesidad de trabajos posteriores de estimulación. En el caso de las pistolas bajadas con cable, si el intervalo no puede ser cubierto en una sola corrida, la ventaja del desbalance de presión solo se tiene en la primera corrida por lo que se recomienda introducir la mayor longitud posible de pistola.



Gráfica 5.5.- Efecto de la permeabilidad en la presión bajobalanceada. (13)

5.2.3.- Daño generado por el sistema de disparo.

El proceso de perforación de formaciones permeables y porosas con las cargas moldeadas crea una "película" que se opone al flujo en el agujero. El jet penetra la formación a alta velocidad, desplazando radialmente el material de la formación, creándose una zona compactada alrededor del agujero y reduciendo la permeabilidad original. Para disminuir el efecto se deberá incrementarse la penetración para librar la zona de daño.

Durante el proceso de la perforación del pozo se causa un daño a la formación debido al lodo de perforación. Este daño se asocia al taponamiento de los poros alrededor del pozo. Existe la tendencia de usar lodos que cumplan con el propósito inmediato de perforar segura y económicamente un pozo, pero no siempre se piensa en los efectos del fluido sobre la productividad del pozo. (14)

El fluido de terminación es de primordial importancia para obtener óptimos resultados. Si existe algún material extraño en el fluido, puede ser empujado dentro de la perforación por el Jet. El Jet de la carga genera gases de alta presión asociados con la explosión, hay indicios reales de que el fluido alrededor de la carga es separado durante el disparo y cuando la burbuja de gas se contrae al enfriarse, el frente del fluido es lanzado dentro de la perforación. Momentáneamente se crea una condición de sobrebalance con fuerzas de impacto y si el fluido no es completamente limpio, las partículas serán adheridas a las paredes del agujero y podría haber invasión de extensión limitada.

5.3.- Tipos de Disparos.

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable ó tubería. La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear pistolas de diámetro más grande, generando un disparo mas profundo. Los portacargas se clasifican en:

- Recuperables.
- Semidesechables.
- Desechables.

Recuperables: En los sistemas recuperables, los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo.

Desechables: En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador se queda dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño y de mayor penetración.

Semidesechables: Este sistema es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, el portacargas es recuperado.

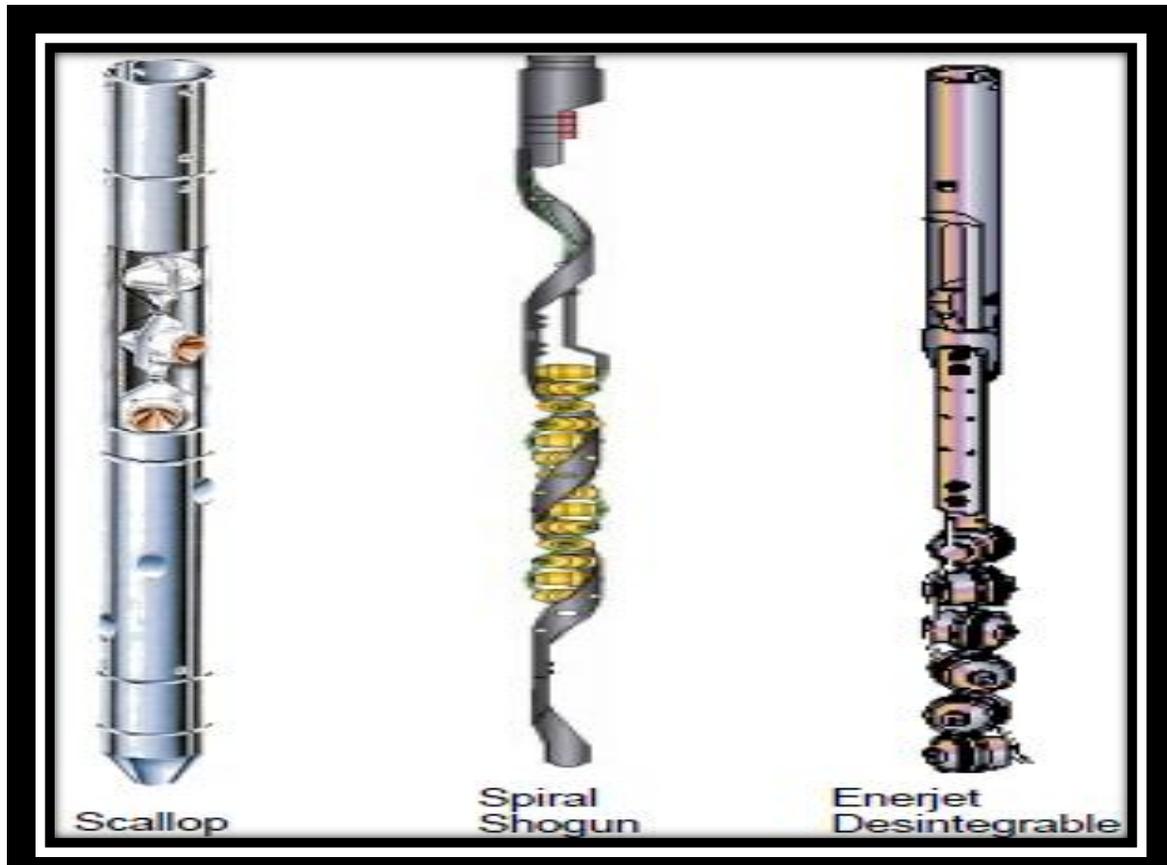


Fig. 5.4.- Sistemas de disparo. (15)

5.4.- Metodología de Selección.

Al diseñar cualquier carga preformada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser más importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se han solicitado frecuentemente a la industria petrolera, y se han recibido a menudo, cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiere una penetración máxima. Sin embargo, en situaciones normales, debido a la dificultad de remover el lodo, los residuos de las cargas, la arena y las partículas calcáreas de un disparo, deberá normalmente tener un diámetro mínimo de entrada de 0.5 [in], con un agujero listo y de tamaño uniforme.

5.4.1.- Planeación y operación del sistema de disparo.

Al planear un trabajo de disparos se deben considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo. Factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son la densidad de las cargas, la penetración, fase y diámetro del agujero, estos son conocidos como factores geométricos. (16)

DISEÑO DE LOS DISPAROS

Las características de la formación tales como profundidad, litología, parámetros de formación, densidad, resistencia compresiva, esfuerzo efectivo, permeabilidad, porosidad, etc., dan inicio del comportamiento de la pistola en el pozo. Frecuentemente cuando se piensa en disparar un pozo solo se presta atención a la pistola, sin embargo, para obtener el resultado más eficiente del disparo, se requiere del diseño y aplicación de un programa completo de disparo. Los resultados de las pruebas API pueden servir de base para una comparación general del desempeño de las cargas. En general:

- A mayor resistencia a la cedencia menor diámetro de agujero.
- A mayor resistencia compresiva de los materiales menor penetración.
- El esfuerzo efectivo también afecta la penetración.

Al planear un sistema de disparo se debe considerar:

- El método de terminación.
- Las características de la formación.
- Las tuberías y accesorios del pozo.
- Las condiciones esperadas del pozo durante el disparo.

Métodos básicos de terminación:

- Natural.
- Control de arena.
- Estimulación.

Terminación natural.- En las terminaciones naturales no se necesita estimulación o control de arena. El objetivo es incrementar la *relación de productividad*. El diseñador debe establecer un programa de disparo para remover o reducir cualquier impedimento al movimiento del fluido del yacimiento. Estas restricciones pueden existir en la zona comprimida por el disparo o en la zona dañada durante la perforación. El orden de importancia de los factores geométricos en este tipo de terminación es:

- 1.- Densidad de las cargas.
- 2.- Penetración.
- 3.- Fase.
- 4.- Diámetro del agujero.

Control de arena.- El objetivo en las operaciones para control de arena es prevenir que la formación alrededor de la perforación se deteriore. Si esto ocurre, los materiales resultantes bloquean el agujero y pueden tapan la tubería. El orden de importancia de los factores geométricos en este caso es:

- 1.- Diámetro de la perforación.
- 2.- Densidad de cargas.
- 3.- Fase.
- 4.- Penetración.

DISEÑO DE LOS DISPAROS

Estimulación.- Las operaciones de estimulación incluyen acidificación y fracturamiento hidráulico. El objetivo es incrementar el tamaño y número de caminos por los que el fluido puede moverse de la formación al pozo. Ambas operaciones requieren de la inyección a la formación de grandes volúmenes de fluidos a altas presiones. Una buena distribución vertical de los agujeros es necesaria para mejorar la extensión vertical del tratamiento. El orden de importancia para este tipo de terminación es:

- 1.- Fase.
- 2.- Densidad de las cargas.
- 3.- Diámetro del agujero.
- 4.- Penetración.

En caso de tener la formación fracturada naturalmente, se deberá considerar un sistema que aumente la probabilidad de interceptar fracturas, por lo que el orden de los factores cambia de la siguiente manera:

- 1.- Penetración.
- 2.- Fase.
- 3.- Densidad de las cargas.
- 4.- Diámetro del agujero.

Las características de la formación y los objetivos de la terminación determinan la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparo. Las condiciones del pozo, por otro lado, determinan el tamaño y el tipo de pistola que puede usarse y pueden afectar también el éxito de la operación.

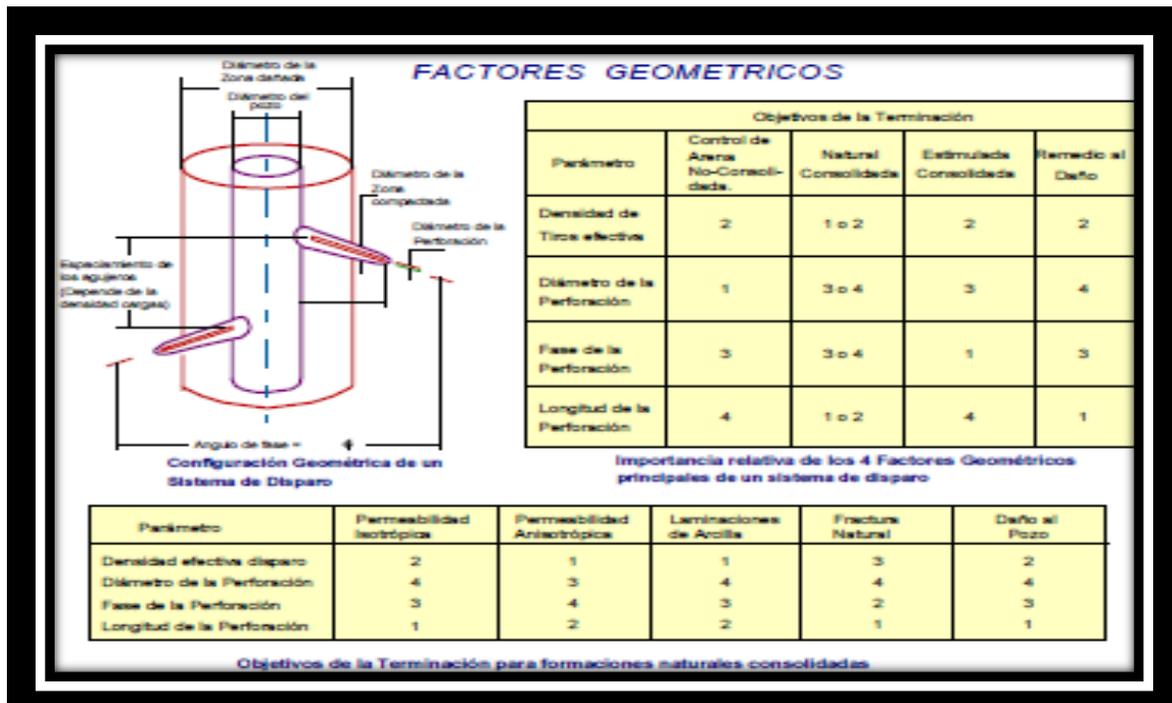


Fig. 5.5.- Jerarquía de los factores geométricos. (17)

5.4.1.1.- Consideraciones en formaciones heterogéneas.

El diseño efectivo de disparo considera las heterogeneidades de la formación.

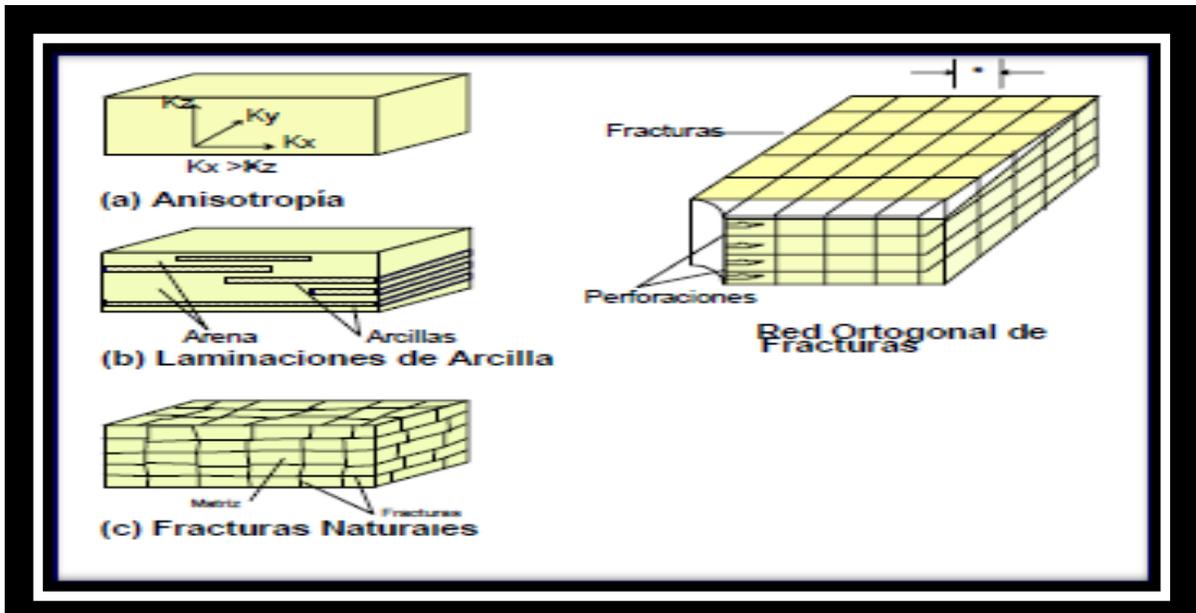


Fig. 5.6.- Tres tipos comunes de heterogeneidades. (18)

La mayoría de las formaciones son anisotrópicas, es decir su K_{vert} es menor que su K_{horiz} . Esto afecta la relación de productividad. Una manera efectiva de contrarrestar los efectos adversos de la anisotropía es incrementando la densidad de los disparos.

5.4.2.- Desempeño y optimización.

La penetración de las pistolas disminuye al aumentar el esfuerzo de sobrecarga y la resistencia compresiva de la formación. Un método para su cálculo fue propuesto por Thompson en 1962, el cual relaciona la resistencia compresiva con los resultados obtenidos de pruebas en superficie:

$$Pen = Pen_{sup} * e^{(0.086(C_r - C_f))} \dots \dots \dots (5.24)$$

donde:

Pen = Penetración.

Pen_{sup} = Penetración en superficie, carta API RP – 43.

C_r = Compresibilidad en superficie a las condiciones de la prueba [Kpsi].

C_f = Compresibilidad de la formación de interés [Kpsi].

Las condiciones esperadas en el pozo posterior al disparo, dan la pauta para decidir la forma en la cual se llevara a cabo el disparo, condiciones bajobalance o sobrelance, las cuales están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

DISEÑO DE LOS DISPAROS

En una terminación sobrebalanceada, la presión de formación es menor que la hidrostática en el pozo, esta diferencia puede ocasionar que los agujeros se taponen con residuos de las cargas, al momento del disparo. Por otro lado, en una terminación bajobalanceada la presión de formación es mayor que la hidrostática ejercida por la columna de fluidos en el pozo, en este caso los residuos de las cargas y la zona comprimida por el disparo pueden ser expulsados del agujero. En general, se recomienda disparar en condiciones de bajobalance debido a la limpieza generada en los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado, debido a que se provoca arenamiento o aportación de finos de la formación que impedirían el flujo de fluidos hacia el pozo. (19)

5.4.2.1.- Optimización de los disparos.

1.- Seleccione la pistola con base en los datos en pruebas de la sección 2 del API RP – 43 tercera edición, Octubre de 1974. Corrija los resultados de los datos de las pruebas API de acuerdo a la resistencia compresiva de la formación que va a ser disparada. Las pruebas superficiales efectuadas de acuerdo con la sección 1 del API RP – 43 son de un valor muy limitado en la selección de las pistolas.

2.- El claro de las pistolas debe ser muy considerado en cada operación para optimizar la penetración y el tamaño del agujero. Las pistolas para disparar a través de las tuberías de producción están normalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero cuando no están desfasadas. Si las pistolas para disparar a través de la tubería de producción son detonadas con claros diferentes de cero o probablemente de $\frac{1}{2}$ [in], la penetración estimada y el tamaño del agujero deberán corregirse por el claro de la pistola.

3.- El método preferido para disparar consiste generalmente en disparar usando fluidos limpios, libres de sólidos, no dañantes, y manteniendo una presión diferencial hacia al pozo. Normalmente es suficiente con mantener una presión diferencial hacia al pozo de 200 a 500 [psi].

4.- En calizas o dolomitas puede ser conveniente disparar en HCl o ácido acético, con una presión diferencial hacia la formación, si se usa aceite o agua limpia que proporcionen la carga hidrostática requerida para controlar el pozo.

5.- No es recomendable disparar en aceite ó en agua bajo una columna de lodo.

6.- Cuando se dispare en lodo o con fluidos relativamente sucios:

- Es virtualmente imposible remover los tapones del lodo o sedimentos de todos los disparos por sondeo o por flujo.
- Los tapones de lodo o sedimento no son fácilmente removidos de los disparos, con ácido o con otros productos químicos, a menos de que cada disparo sea fracturado con bolas selladoras.
- Las herramientas lavadoras de disparos y las de sondeo instantáneo han probado su efectividad para remover los tapones de lodo de los disparos.

7.- No debe permitirse que los lodos de perforación y los fluidos de terminación sucios entren a los disparos durante la vida del pozo, el agua o el aceite pueden ser muy perjudiciales, debido al taponamiento de los disparos por sólidos.

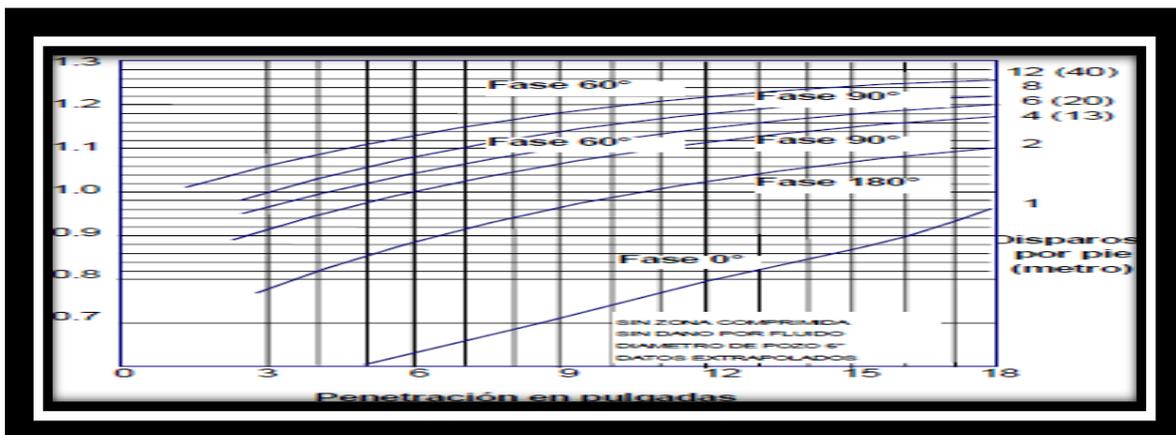
DISEÑO DE LOS DISPAROS

8.- Los disparos taponados con lodo contribuyen a la presencia de problemas:

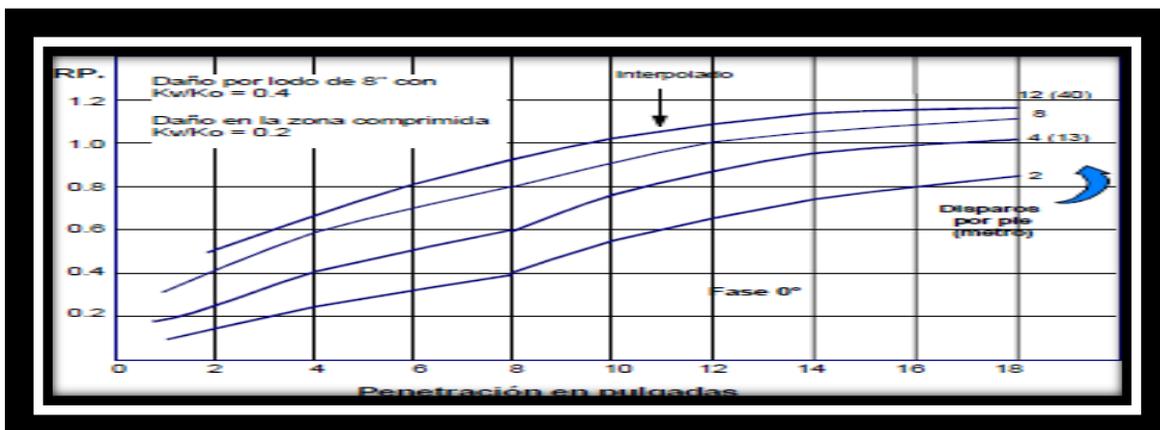
- La productividad de los pozos puede ser apreciablemente reducida.
- La recuperación de aceite o gas puede reducirse apreciablemente, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.
- La eficiencia de la inyección de agua o de otros métodos de recuperación mejorada puede reducirse grandemente.
- Algunos pozos exploratorios pueden ser abandonados como resultado de baja producciones indicadas erróneamente durante las pruebas de formación o de producción.
- Pueden presentarse frecuentemente problemas de arenamiento en los pozos, al generar altos ritmos de flujo a través de unos cuantos disparos, al permanecer taponados la mayoría de estos.

Procedimiento para la selección del sistema de disparo en base a las características del pozo y sus accesorios tubulares:

- I. Selección del diámetro máximo de la pistola y el tipo de sistema.
- II. Jerarquización de los factores geométricos de la pistola.
- III. Determinación de los factores geométricos en función de la productividad.
- IV. Determinación de la presión diferencial previa al disparo.



Gráfica 5.6.- RP en función de la penetración y densidad. (20)



Gráfica 5.7.- Influencia de los factores peliculares en la RP. (21)

DISEÑO DE LOS DISPAROS

5.4.2.2.- Software de diseño.

Para diseñar las terminaciones con disparos se pueden usar programas tales como el WEM, a través del cual es posible calcular el desempeño de las cargas en el fondo, cálculos del flujo, análisis de sensibilidad, con el que se pueden determinar de manera rápida diferentes curvas de IPR cambiando uno o varios parámetros, etc., todo esto tomando en cuenta todos los parámetros posibles. (22)

5.5.- Seguridad y Manejo de los Disparos.

Para definir los requerimientos de seguridad mínimos en el desarrollo de los disparos con explosivos, es necesaria la participación de las diversas disciplinas de la ingeniería para unificar los criterios y aprovechar las experiencias obtenidas, conjuntado los resultados con las investigaciones nacionales e internacionales. (23)

La operación de disparos es una operación delicada y peligrosa, un descuido puede hacer que las cargas se disparen antes de tiempo, o peor aun, se disparen en la superficie poniendo en riesgo al personal operativo. Esta operación es quizá la más peligrosa durante la etapa de terminación del pozo. Es por ello que PEMEX desarrollo y diseño una norma de referencia: “**NRF-039-PEMEX-2008**”; la cual es una excelente guía para los ingenieros de pozo acerca de las medidas de seguridad sobre los explosivos, los cuales son muy sensibles y pueden explotar en cualquier momento y ante la más mínima señal o chispa.

5.6.- Consideraciones de los Disparos en Aguas Profundas.

Las operaciones de disparo en aguas profundas son especiales, pues en esos lugares remotos no se puede tener silencio radial. Para cada uno de los pozos del proyecto Canyon Express en aguas profundas, las operaciones de disparos se efectuaron con Equipo de Disparo Activado por Impacto S.A.F.E., en lugar de detonadores eléctricos o explosivos de herramientas de anclaje de empacadores, que no pueden utilizarse mientras se hallen en uso los radios, los soldadores u otros elementos del equipo de perforación y terminación. El activador de explosión del sistema S.A.F.E. requiere corrientes más altas que los detonadores o explosivos comunes, de modo que los voltajes erráticos no constituyen una preocupación. La utilización del sistema S.A.F.E. ahorra tiempo del equipo de perforación y terminación durante las operaciones de disparo porque no se requiere el silencio de radio; las operaciones tales como soldaduras pueden continuar sin interrupción. Las zonas generalmente se disparan en condiciones de sobrepresión ligera; cualquier daño del disparo sería remediado mediante operaciones de fracturamiento hidráulico que se extenderían más allá de la zona dañada. La Válvula de Aislamiento de la Formación FIV, y un tapón aislaron la zona inferior durante las operaciones de disparo del proyecto Canyon Express, y se logró el control de la producción de arena en la zona superior. La zona superior fue empacada con grava debido a la existencia de un acuífero cercano; la zona inferior fue fracturada hidráulicamente y empacada con grava. Las zonas se aislaron luego de efectuar operaciones de control de la producción de arena para prevenir la pérdida y el influjo de fluido.

Referencias.

- 1.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Portada.
- 2.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 1.
- 3.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 9, Pág. 49.
- 4.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 2.
- 5.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 9, Pág. 50.
- 6.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 3.
- 7.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 9, Pág. 51.
- 8.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 4.
- 9.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 5.
- 10.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 6.
- 11.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 8.
- 12.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 9.
- 13.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 10.
- 14.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 12.
- 15.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 11.

DISEÑO DE LOS DISPAROS

- 16.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 9, Pág. 55.
- 17.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 14.
- 18.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 15.
- 19.- **“Un Siglo de la Perforación en México”**, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos, Capítulo 9, Pág. 56.
- 20.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 17.
- 21.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 18.
- 22.- **“Disparos de Producción”**, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería, Pág. 19.
- 23.- **“Disparos en Pozos Petroleros”**, NRF-039-PEMEX-2008, Pág. 5.



CAPÍTULO 06

TERMINACIONES INTELIGENTES



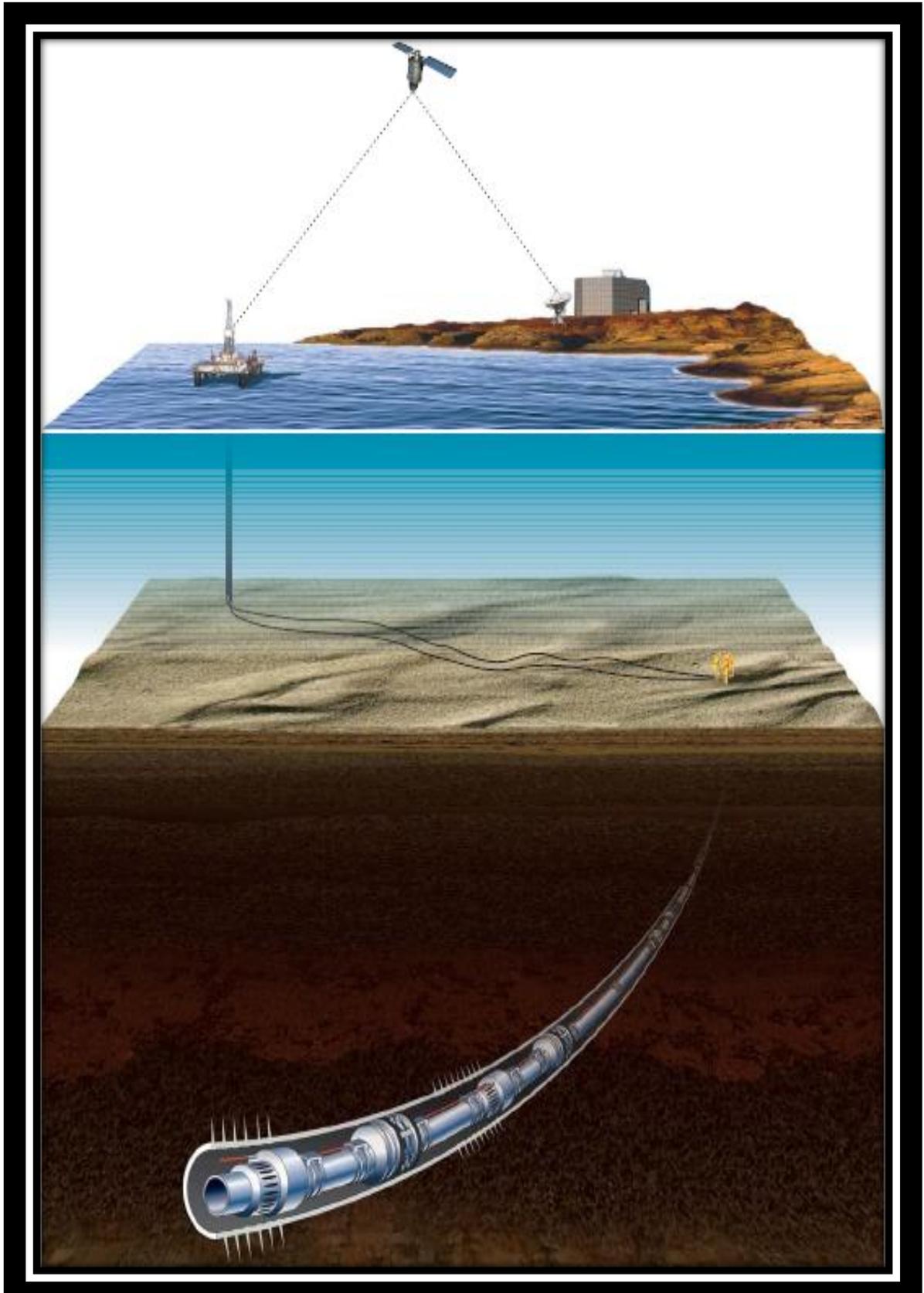


Fig. 6.1.- Esquematzación de los sistemas de pozos inteligentes. (1)

6.0.- Introducción.

Una terminación inteligente es aquella en la cual el control de flujo o inyección toma lugar en el fondo del pozo sin intervención física, con o sin monitoreo activo. Los Pozos Inteligentes tienen la finalidad de eliminar las intervenciones y de obtener información en forma remota y en tiempo real que permita tomar acciones preventivas con miras a maximizar el pozo y el yacimiento. Generalmente se utilizan sofisticados medidores de fondo de pozo, los cuales suministran datos continuos y proveen vínculos con los dispositivos remotos de control de flujo. Esta tecnología de instrumentación inteligente permite que el operador cambie las características del flujo, controlando así los llamados flujos preferenciales. Ya es una realidad la caracterización del yacimiento y el manejo de la producción en tiempo real con la aplicación de esta tecnología. Casos a nivel mundial han demostrado que los pozos inteligentes no solo deben incluir elementos de monitoreo y control en tiempo real, sino también la capacidad de mover, almacenar, procesar e interpretar grandes cantidades de datos rápidamente.

Las ventajas de las terminaciones Inteligentes son un mayor monitoreo y control sobre los pozos, reducción del tiempo de respuesta, flexibilidad a distancia en la toma de decisiones y reducción de operaciones complejas durante las intervenciones. Las desventajas de este tipo de tecnologías son los altos costos de los equipos y herramientas. El principal propósito de las terminaciones Inteligentes consiste en lograr una integración segura y confiable del aislamiento zonal, el control de flujo, el monitoreo permanente y el control de la producción de arena. Hoy en día las terminaciones inteligentes juegan un papel fundamental en la Administración Integral de Yacimientos, en algo que se llama IOR, recuperación incrementada de petróleo, que consiste de la recuperación secundaria y mejorada, Sistemas Artificiales de Producción, y las Terminaciones de Pozos Inteligentes.

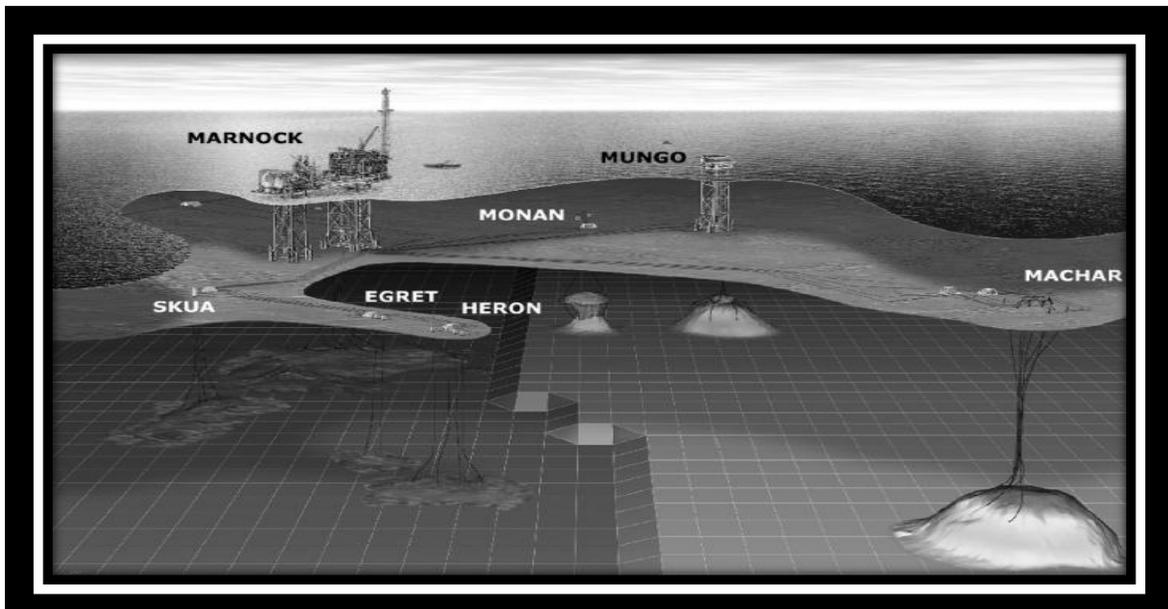


Fig. 6.2.- Campo Machar, campo exitoso en la aplicación de TPI. (2)

6.1.- Monitoreo, Toma e Interpretación de Datos.

Actualmente los datos adquiridos en tiempo real por los sensores de vigilancia instalados en forma permanente ayudan a tomar decisiones.

Monitoreo de Gasto en Fondo.

- Asignación de producción en locaciones en donde el Tie-back no tiene líneas de prueba.
- Monitoreo de Inyección de Agua.

Monitoreo de Gasto en Superficie.

- Pruebas de pozos exploratorios, limpieza e inicio de producción.
- Pruebas de producción en locaciones remotas.

Monitoreo por Temperatura Distribuida.

- Monitorear o producir en operaciones térmicas.
- Pozos inyectores, perfil de inyección, pozos productores, verticales o desviados, multizonas o pozos horizontales de alta RGA.

La toma de datos e información es muy importante para las Terminaciones Inteligentes, y esto se logra mediante el monitoreo en tiempo real, a través de los sensores colocados en el fondo del pozo. Estos sensores envían la información a la plataforma y de ahí es enviada vía satélite a cualquier parte del mundo.



Fig. 6.3.- Esquematación de la toma de datos en las TPI. (3)

Monitoreo de Presión.

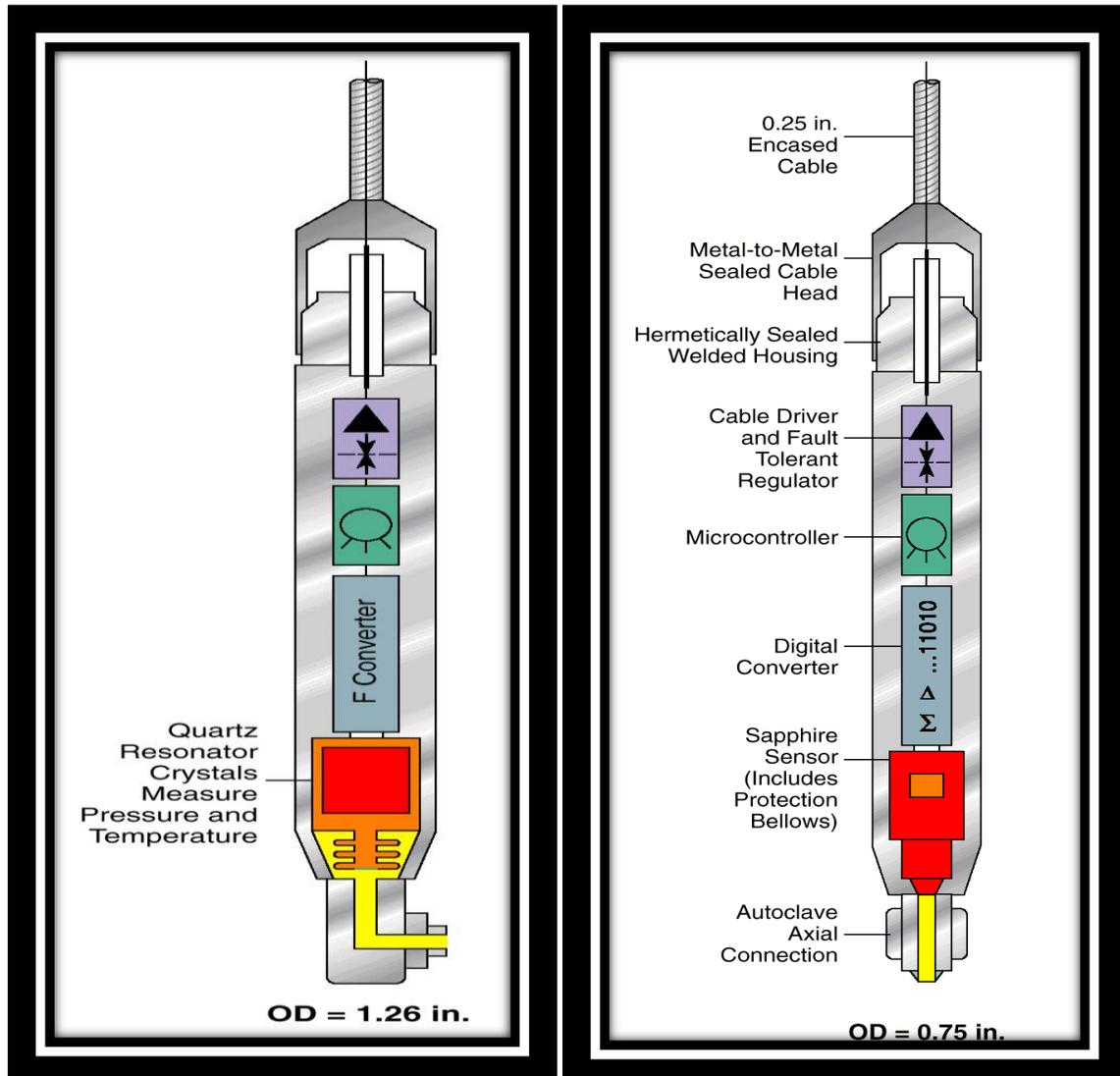


Fig. 6.4.- Monitoreo de presión con herramientas de Schlumberger.

El monitoreo de la presión en el fondo del pozo es una de las operaciones más importantes de las TPI, pues con ello se puede ver en tiempo real la declinación de la presión en el fondo del pozo, y de esta forma regular la producción para evitar que no se deprese el yacimiento de manera drástica.

En el caso de las terminaciones multilaterales y multizona, es conveniente poner en cada rama o zona un sensor de presión, y así de esta forma poder regular el flujo de cada zona o rama, de acuerdo a un diseño integral de producción, en el cual el flujo puede ser combinado o bien producido por separado, según sean los resultados favorables, tanto para el pozo como para el yacimiento. La regulación del flujo se logra mediante válvulas inteligentes de control de flujo o bien con estranguladores de fondo.

TERMINACIONES INTELIGENTES

Medidor de flujo en el fondo.

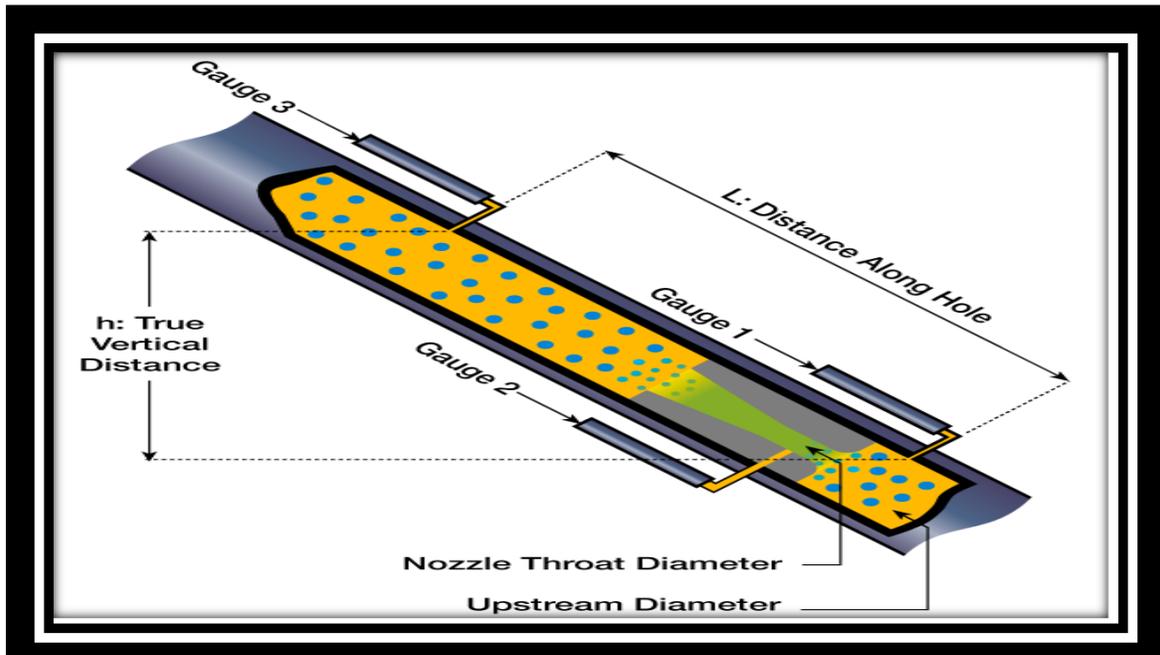


Fig. 6.5.- Medidor de flujo en el fondo.

Control de presión fluyente.

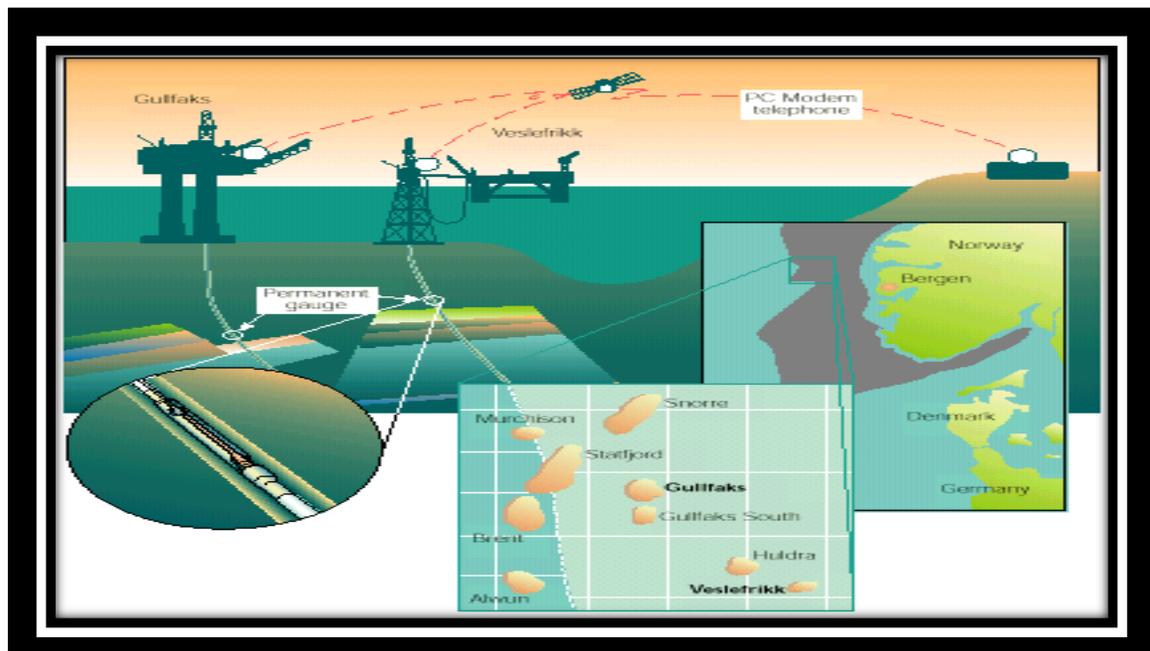


Fig. 6.6.- Ejemplo de control de la presión fluyente.

Medidor multifásico en superficie.

Hace la medición del gasto continuo en varias fases con separación.

6.2.- Redes Neuronales e Inteligencia Artificial.

Las **Redes Neuronales Artificiales**, denominadas habitualmente como **RNA** son un paradigma de aprendizaje y procesamiento automático de datos, inspirado en la forma en que funciona el sistema nervioso de los animales. Se trata de un sistema de interconexión de neuronas en una red que colabora para producir un estímulo de salida. Las RNA se configuran con software muy potente y en combinación con otras aplicaciones, y aplicando topología algebraica, son la base de la inteligencia artificial, es decir, inteligencia capaz de tomar decisiones sin la intervención humana. Una de las grandes aplicaciones de las RNA en la industria petrolera es en las TPI, en el monitoreo y toma de información en tiempo real. La inteligencia artificial aun no se ha aplicado del todo a las TPI, esta en proceso, aunque es seguro que en un futuro cercano la inteligencia artificial se aplique en las terminaciones inteligentes tal como hoy en día se aplican las RNA.

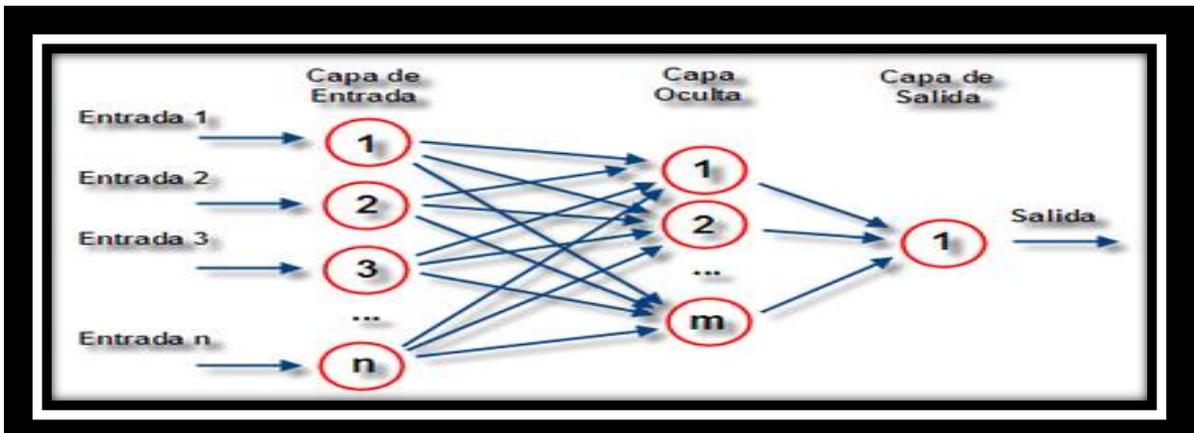


Fig. 6.7.- Esquema de una Red Neuronal Artificial.

6.2.1.- Funcionamiento de las RNA.

Las redes neuronales consisten en una simulación de las propiedades observadas en los sistemas neuronales biológicos a través de modelos matemáticos recreados mediante mecanismos artificiales. El objetivo es conseguir que las máquinas den respuestas similares a las que es capaz de dar el cerebro.

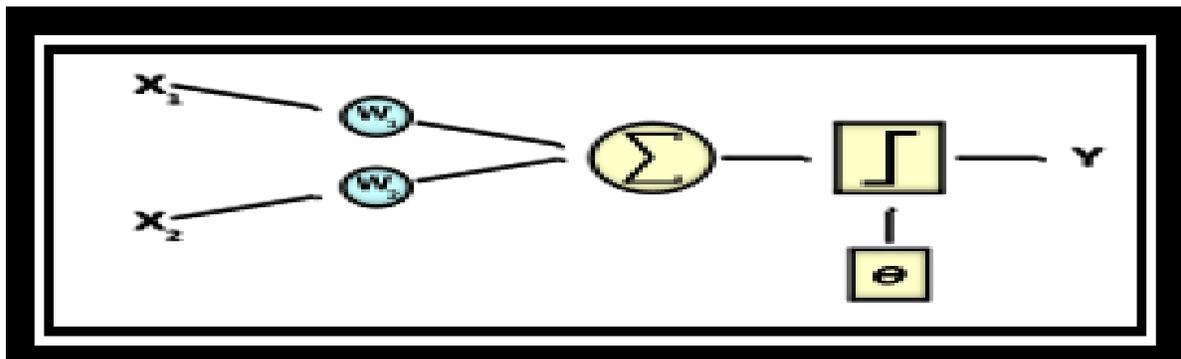


Fig. 6.8.- Perceptrón con 2 entradas.

TERMINACIONES INTELIGENTES

Una red neuronal se compone de unidades llamadas neuronas ó perceptrones. Cada neurona recibe una serie de entradas a través de interconexiones y emite una salida. Esta salida viene dada por tres funciones:

1. Una función de propagación, que por lo general consiste en la sumatoria de cada entrada multiplicada por el peso de su interconexión.
2. Una función de activación, que modifica a la anterior.
3. Una función de transferencia, que se aplica al valor devuelto por la función de activación. Se utiliza para acotar la salida de la neurona.

La mayoría de los científicos coinciden en que las RNA son muy diferentes en términos de estructura a un cerebro animal. Al igual que el cerebro, una RNA se compone de un conjunto masivamente paralelo de unidades de proceso muy simples y es en las conexiones entre estas unidades es donde reside la inteligencia de la red. Sin embargo, en términos de escala, un cerebro es muchísimo mayor que cualquier RNA creada hasta la actualidad. Además de los pesos y las conexiones, cada neurona tiene asociada una función matemática denominada función de transferencia. Dicha función genera la señal de salida de la neurona a partir de las señales de entrada.

Las Redes Neuronales Artificiales tienen muchas ventajas debido a que están basadas en la estructura del sistema nervioso, principalmente el cerebro. Las RNA tienen la habilidad de aprender mediante una etapa que se llama *etapa de aprendizaje*. Esta consiste en proporcionar a la RNA datos como entrada a su vez que se le indica cuál es la salida esperada.

6.2.2.- Aplicación en la industria petrolera.

Las aplicaciones de las RNA en la industria petrolera han sido pocas, aquí se toma como ejemplo la siguiente: “Modelo de RNA de predicción de presión de goteo en flujo horizontal multifásico”. En este estudio se utilizaron tres niveles de propagación de red de apoyo. La primera capa consiste de trece neuronas que representan los valores de los datos de entrada:

- Gasto de aceite.
- Corte de agua.
- Longitud de la tubería.
- Gravedad API.
- Gravedad específica del gas.
- Punto de burbuja.
- Presión de entrada.
- Presión de salida.
- Temperatura.
- Diámetro.
- Longitud.
- Altitud de extremos de la tubería.
- Temperatura ambiente.

TERMINACIONES INTELIGENTES

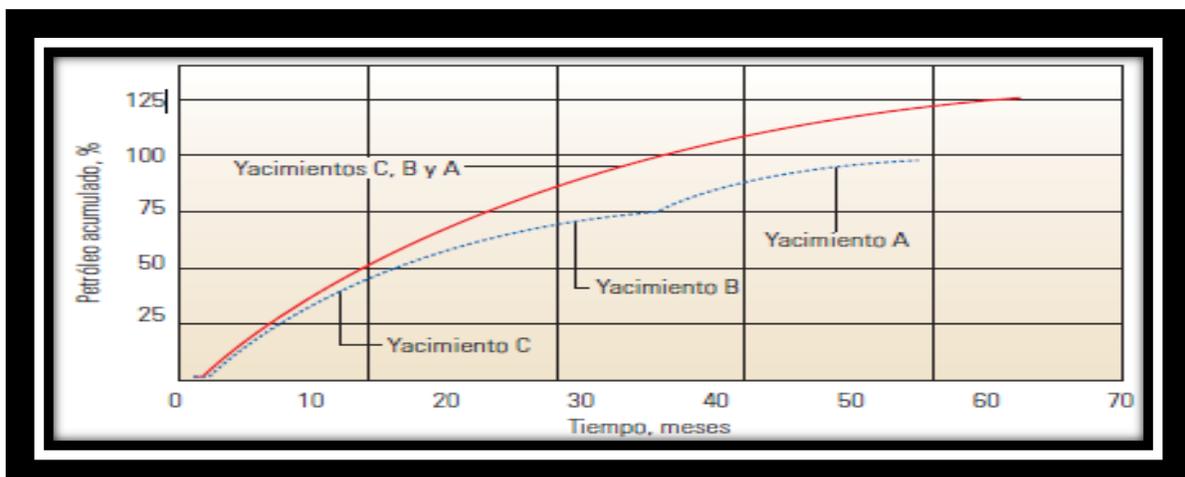
Resultados.

- Para evaluar un nuevo modelo, deben realizarse dos pruebas.
- En primer lugar, la predicción de rendimiento debe ser comparada con las correlaciones existentes y con los modelos.
- En segundo lugar, el modelo debe ser probado para demostrar que es estable y simula el proceso físico, a través de análisis de tendencias.

Como se menciona con anterioridad se utilizaron 112 conjuntos de datos para evaluar la capacidad predictiva del actual modelo de red neuronal artificial y se comparo su desempeño contra las correlaciones existentes, demostrando ser muy efectivo y preciso. El modelo muestra que la caída de presión aumentó con el incremento de la RGA, la longitud de la tubería y la disminución del diámetro de la misma. Un nuevo modelo de trabajo artificial neural se ha desarrollado para la predicción de la caída de presión para líneas horizontales y semihorizontales con flujo multifásico. El modelo fue desarrollado, validado y probado utilizando un gran número de datos de campo donde intervienen un gran número de variables.

6.2.3.- Aplicación en las Terminaciones Inteligentes.

Una vez tomada la decisión de utilizar pozos inteligentes, los ingenieros de yacimientos deben optimizar la forma en que van a utilizar la abundante cantidad de datos nuevos para maximizar el valor de la tecnología. Las estrategias para reducir el número de intervenciones y las estrategias de manejo básico de control de flujo, destinadas a combatir los procesos de conificación de agua e irrupción de gas, utilizan sólo una fracción de los datos generados por los sofisticados sensores actuales de fondo de pozo y de superficie, instalados en forma permanente. De hecho, los instrumentos modernos generan datos a un ritmo tan acelerado que los ingenieros habitualmente dependen de sistemas de alarma diseñados especialmente para detectar cambios en las condiciones de fondo de pozo que ellos no pueden percibir, tanto en la producción mezclada como en la secuencial en pozos multizona o multilaterales.



Gráfica 6.1.- Producción mezclada vs producción secuencial. (4)

TERMINACIONES INTELIGENTES

Históricamente las decisiones han sido tomadas de un modo fragmentado que aborda los diversos elementos del campo, pero sin una estrategia global cohesiva. La solución consiste en convertir los datos abundantes en formas utilizables, a través de los sistemas automatizados de supervisión de yacimientos ARS. Los sistemas ARS preparan los datos almacenados en un distribuidor para que sean utilizados por los ingenieros en sus escritorios, a través de los procesos de limpieza, agregación y detección de datos. El proceso de limpieza utiliza los límites superior e inferior para remover los picos no realistas presentes en los datos, y puede remover aproximadamente un 80% de estas anomalías de la mayoría de los conjuntos de datos. El proceso de agregación transforma los datos de alta frecuencia que arriban en incrementos de segundos o minutos, en intervalos manejables de 15 minutos. El proceso de detección compara los datos frente a umbrales establecidos por los ingenieros o por los valores modelados. Si un valor está fuera del umbral, el sistema ARS activa una alarma. Por consiguiente, la automatización no debería confundirse con un sistema que maneja un yacimiento sin la intervención humana. Aquí, la automatización apunta a la manipulación de procesos de nivel bajo que, de lo contrario, requerirían una cantidad significativa de tiempo de un ingeniero pero agregarían relativamente poco valor al proceso de manejo de los activos. La segunda parte de este proceso de automatización consiste en la comparación de los datos medidos y calculados en tendencias, modelos o umbrales; algunos ejemplos incluyen, entre otros, las tendencias de las curvas de declinación, los modelos de datos, los modelos numéricos de yacimientos o los valores umbrales de la relación inyección/extracción.

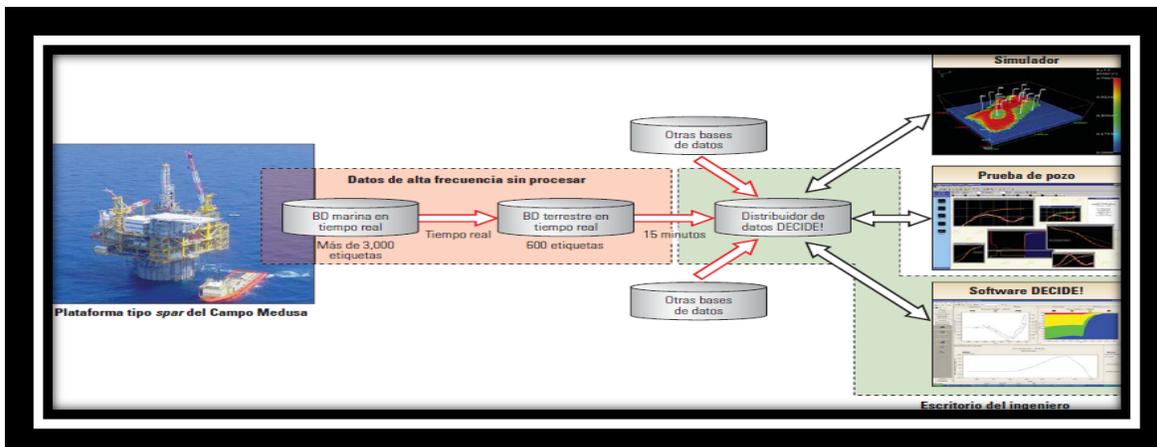


Fig. 6.9.- Interpretación de datos con software. (5)

Los ingenieros de Schlumberger implementaron un sistema ARS para transferir automáticamente los datos de alta frecuencia, desde la plataforma *spar* a sus oficinas en tierra firme. Se controló la calidad de los datos y se agregaron en incrementos de 15 minutos para su exportación a otras aplicaciones de software. Además se hizo que las comparaciones automáticas entre los datos medidos y los datos calculados, a partir de tendencias, modelos o umbrales, establecieran parámetros de alarma con los cuales alertar a los ingenieros acerca de las discrepancias. El software DECIDE!, de optimización de la producción en base a datos de minería, fue utilizado como columna vertebral del sistema ARS.

TERMINACIONES INTELIGENTES

El sistema ARS asigna los volúmenes totales producidos nuevamente a los pozos individuales en forma automática, utilizando redes neuronales que calculan permanentemente las tasas de petróleo, gas y agua. En base a los parámetros de entrada de su arquitectura, es posible modelar los parámetros de salida; en este caso, las tasas de producción. Las redes neuronales pueden ser utilizadas para comparar la producción de petróleo correspondiente a las pruebas de pozos con la producción de petróleo asignada. Los valores más importantes de un sistema ARS y de las RNA provienen de su capacidad para simplificar el trabajo de un ingeniero, lo que ahorra tiempo y mano de obra. En el Campo Medusa, los resultados fueron típicos e incluyeron un proceso de visualización de datos mejor y más rápido, un trabajo de manejo de datos mínimo para el ingeniero petrolero, una colaboración más estrecha y facilitada por el acceso a los mismos datos, un proceso más rápido de presentación de informes, la percepción mejorada del proceso, respuestas más rápidas, y más tiempo para el análisis y la optimización. En el caso de la estimación de parámetros del fondo y de superficie a través de un Sistema Neuro Difuso, superior a una RNA, resulto ser efectivo al seguir la dinámica de las presiones medidas. Su importancia está en la de disponer del valor de la presión de fondo a nivel de superficie, posibilitando la toma de decisiones sobre la producción del pozo, su estado operacional, si el fondo del pozo esta bajo la presencia de agua, sedimentos, etc. Esto último puede cambiar la tasa de producción del pozo. (6)

La utilización de la técnica de inteligencia artificial basada en Sistemas Neuro Difusos, permite estimar variables de fondo y de superficie, con errores cuadráticos menores a un 1%, lo cual indica la efectividad de dicho sistema. Se recomienda caracterizar el modelo Neuro Difuso con las condiciones de operación propias del pozo, y entrenarlo hasta obtener resultados confiables.

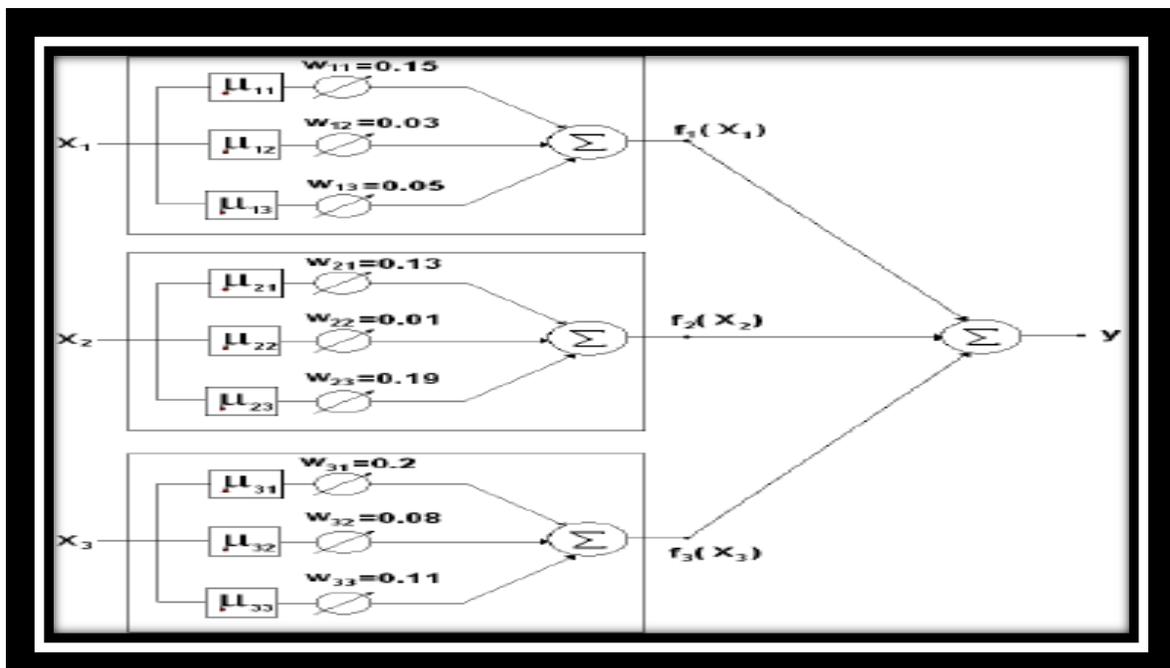


Fig. 6.10.- Esquema Neuro Difuso con valores aleatorios. (7)

6.3.- Automatización de Pozos.

Entre los adelantos tecnológicos recientes, capaces de incorporar reservas, algunos especialistas consideran que los pozos inteligentes, aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna, son probablemente los más importantes. A través del monitoreo y el control de los yacimientos en tiempo real, los pozos inteligentes aprovechan el máximo contacto con los yacimientos y la ubicación precisa de los pozos, provistos por las innovaciones recientes en materia de perforación y terminación de pozos, para generar tasas de recuperación significativamente más altas y una producción acelerada. (8)

En el corazón de la tecnología de pozos inteligentes se encuentran las válvulas de control de flujo accionadas desde la superficie, que se utilizan para regular el flujo proveniente de zonas individuales o tramos laterales, y los sensores de temperatura y presión de fondo de pozo, instalados en forma permanente.

Cada una de las válvulas instaladas dentro del pozo posee un perfil único, que permite que la herramienta de servicio se asiente solamente en una válvula específica mientras atraviesa las otras. Mediante la modificación del perfil de la herramienta de servicio, el operador especialista en maniobras con cable puede escoger la válvula específica a abrir o cerrar.

Posicionadas dinámicamente, las embarcaciones de apoyo de aguas profundas, que deben actuar como plataformas de trabajo, desde las cuales han de efectuarse las tradicionales intervenciones de pozos en estos ambientes, poseen un costo elevado. Además, introducir cable o tubería flexible en los pozos, a través de los cabezales instalados en el fondo del mar, quizá a miles de metros por debajo de la superficie del océano, es mucho más complejo e implica mucho más riesgo que un ingreso tradicional a través de la parte superior de un cabezal de producción seco.

De un modo similar, el acceso a una válvula que se encuentra a miles de metros de un cabezal de pozo, a lo largo de un pozo de alto ángulo y con tubería flexible o línea de acero, plantea sus propios desafíos llenos de riesgos.

Una respuesta obvia para estos problemas es el cambio de la intervención mecánica por el control hidráulico o eléctrico accionado desde la superficie. No obstante, para que ese tipo de esquema cumpla con su cometido, es decir, impedir las intervenciones, las válvulas deben poseer esperanzas de vida extraordinariamente largas y un alto grado de confiabilidad. Los pozos inteligentes se clasifican, según modo de operación, en:

- Eléctricos.
- Hidráulicos.
- Hídricos, combinación de eléctrico e hidráulico.

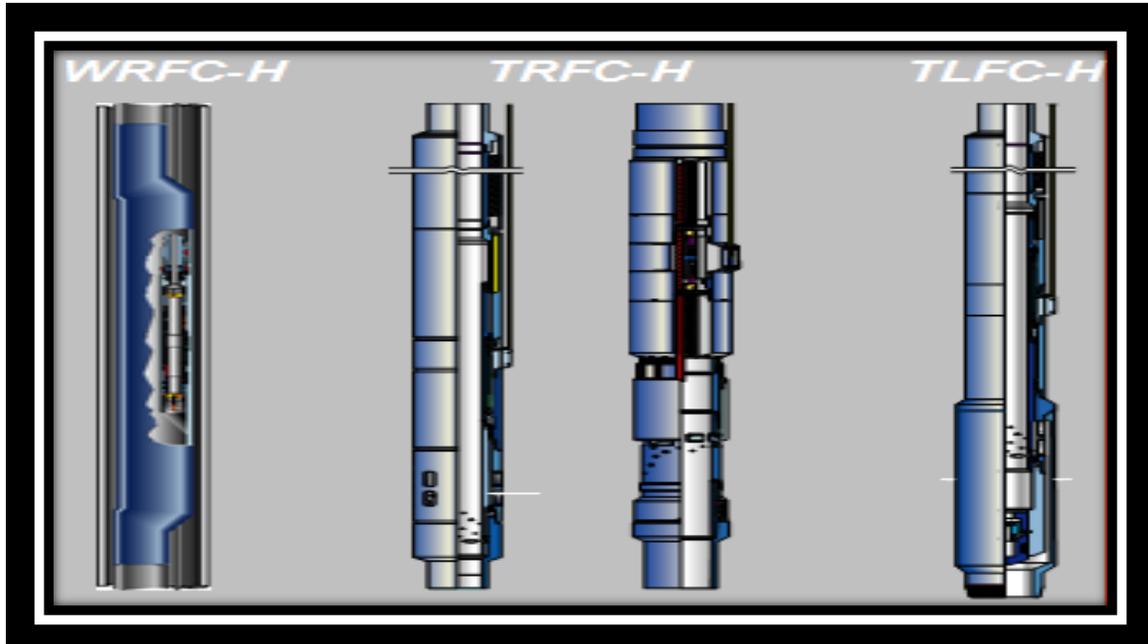


Fig. 6.11.- Válvulas de Schlumberger controladas hidráulicamente.

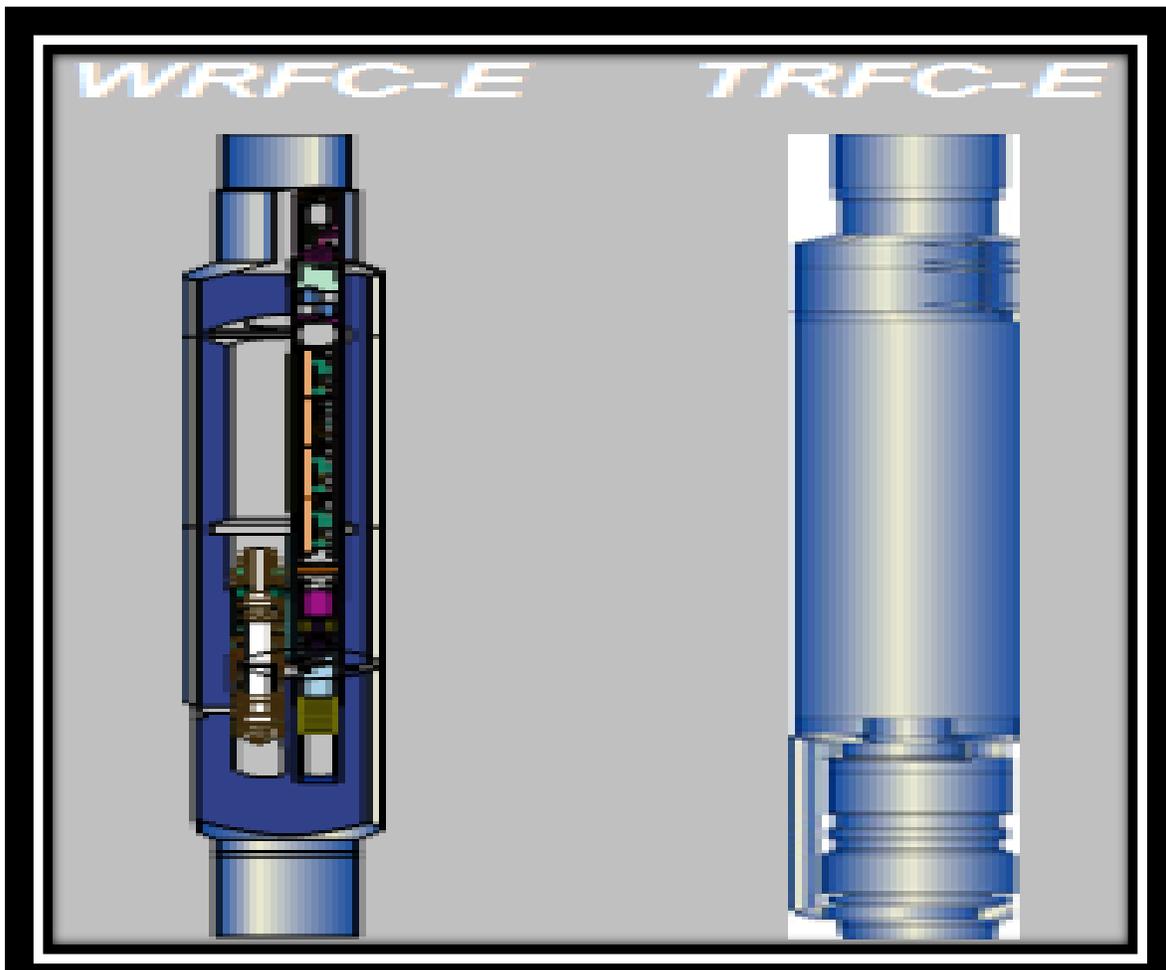


Fig. 6.12.- Válvulas de Schlumberger controladas eléctricamente.

TERMINACIONES INTELIGENTES

Si bien el objetivo inicial de la tecnología de pozos inteligentes fue extender la vida productiva del pozo, resultó efectivo y no fue la aplicación más eficiente de la tecnología. Por el contrario, la industria se ha percatado de que la verdadera promesa de la tecnología se concreta mejor si los pozos inteligentes son utilizados como herramientas para maximizar la recuperación de las reservas. Este cambio de identidad de los pozos inteligentes de herramienta destinada a evitar intervenciones a herramienta de manejo de yacimientos ha sido mejorado en forma sustancial gracias al surgimiento de los robustos sensores de presión y temperatura, instalados en el fondo de pozo en forma permanente, que son capaces de funcionar en ambientes rigurosos durante períodos largos.

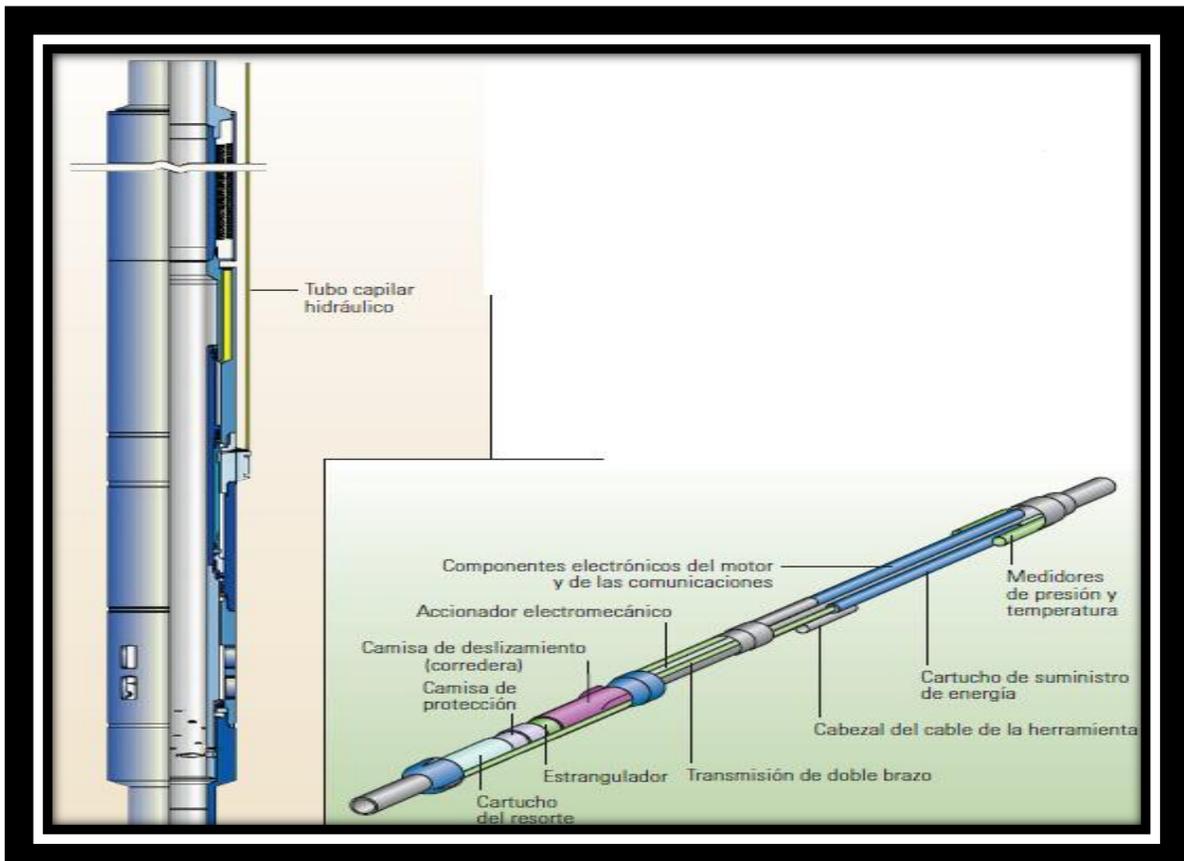


Fig. 6.13.- Válvulas de control de flujo inteligentes. (9)

Debido a estas nuevas tecnologías, actualmente el monitoreo incluye mucho más que datos de presión y temperatura. Se han incluido medidores de flujo multifásico, sensores sísmicos y electrodos instalados en el fondo del pozo en forma permanente, para generar imágenes de las formaciones a cierta distancia de la pared del pozo. Todos estos sensores están conectados a centros de control que facilitan la emisión de respuestas casi instantáneas a las condiciones cambiantes del pozo. Los datos de estas terminaciones inteligentes se utilizan además para mejorar y actualizar continuamente los modelos de producción y las simulaciones, efectuar e interpretar pruebas de producción en zonas individuales y tramos laterales, predecir la intrusión de arena y la irrupción de agua, así como medir la tasa de flujo y el corte de agua. (10)

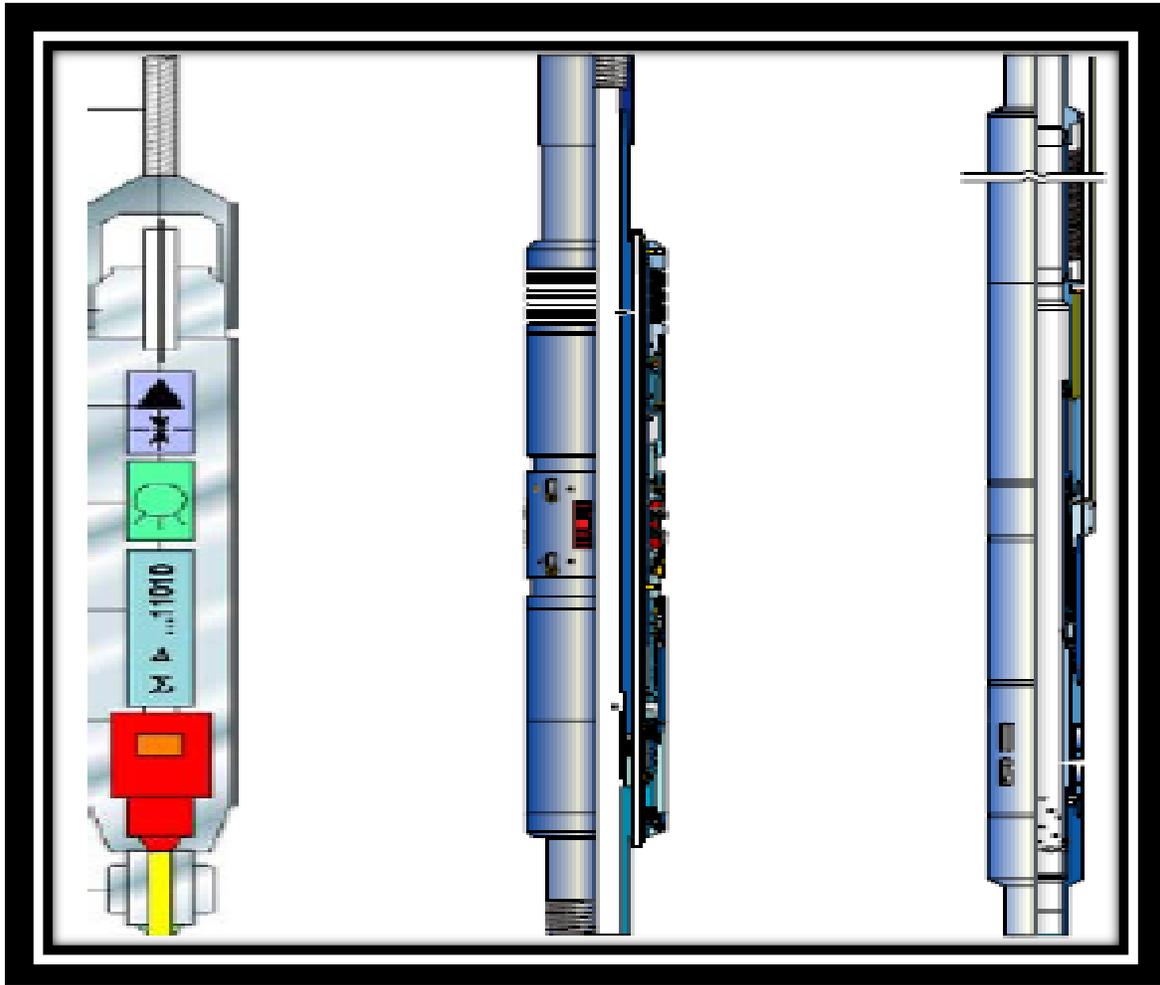


Fig. 6.14.- Medidor, empacador multipuerto y válvula de control de flujo. (11)

Históricamente, la explotación de más de una zona a la vez ha constituido una alternativa viable sólo cuando las zonas son compatibles en términos de presión y composición de fluidos, y no existen regulaciones ambientales o de otro tipo. También es posible explotar simultáneamente dos, tres y a veces cuatro intervalos disparados a través de terminaciones en las que cada zona se aísla mecánicamente de las otras y se hace fluir a la superficie mediante sartas de producción independientes.

La producción secuencial habitualmente requiere explotar una zona hasta su límite económico, antes de taponarla y abandonarla para ascender por el pozo con el fin de completar la zona siguiente. Este ciclo se reitera luego hasta que todas las zonas se han agotado. En casi todos los casos, esta estrategia deja atrás volúmenes considerables de reservas y se traduce en perfiles de producción pobres debido a la extensión de los períodos de agotamiento de cada zona. Por el contrario, la utilización de terminaciones inteligentes en un esquema de producción secuencial, que implica abrir y cerrar cada zona en forma remota desde la superficie, mejora la producción mediante la eliminación tanto de los costos de intervención como de los perfiles de producción pobres.

TERMINACIONES INTELIGENTES

Los procesos de selección de pozos candidatos incluyen desde un enfoque analítico simple hasta los modelos complejos de simulación de yacimientos. Dadas las incertidumbres que se presentan en cuanto a las características de los yacimientos, la composición de los fluidos producidos, el desempeño de los pozos y la eficiencia de la recuperación, es importante utilizar un enfoque estocástico en el proceso de selección. Si bien las terminaciones inteligentes pueden ser efectivas en los yacimientos estratificados, por razones obvias son decididamente más eficientes cuando la zona de lutitas que separa a las areniscas es continua y el sello impermeable. Por lo tanto, dentro del mismo yacimiento estratificado, las terminaciones inteligentes resultan adecuadas para algunos pozos que atraviesan capas selladas en forma segura. Un conjunto de modelos matemáticos, desarrollados para la selección de pozos candidatos, utiliza técnicas de simulación de yacimientos y simulación de pozos para generar un modelo comparativo de los beneficios de las terminaciones inteligentes. Se crean escenarios para generar variancias en el desempeño de los yacimientos que afectan la secuencia cronológica de los eventos que requieren procesos de intervención, monitoreo de yacimientos o manejo de yacimientos, a menudo inducidos por el grado de incertidumbre geológica y por la heterogeneidad de los yacimientos.

En los yacimientos de canales heterogéneos, los beneficios de las terminaciones inteligentes dependen del desempeño de los pozos, lo que a su vez depende de la posición de los pozos con respecto a la permeabilidad de la formación y la conectividad de los canales. Eso se debe a que la efectividad de las válvulas de control de flujo depende del estrangulamiento, lo cual es una función de la capacidad de producción alta. No obstante, por su naturaleza, la mayoría de los yacimientos heterogéneos se benefician con las terminaciones inteligentes dado que su permeabilidad y su porosidad variables tienden a crear precisamente el tipo de frente de fluido que mejor explotan las válvulas de control de flujo.



Fig. 6.15.- Terminación inteligente multilateral. (12)

TERMINACIONES INTELIGENTES

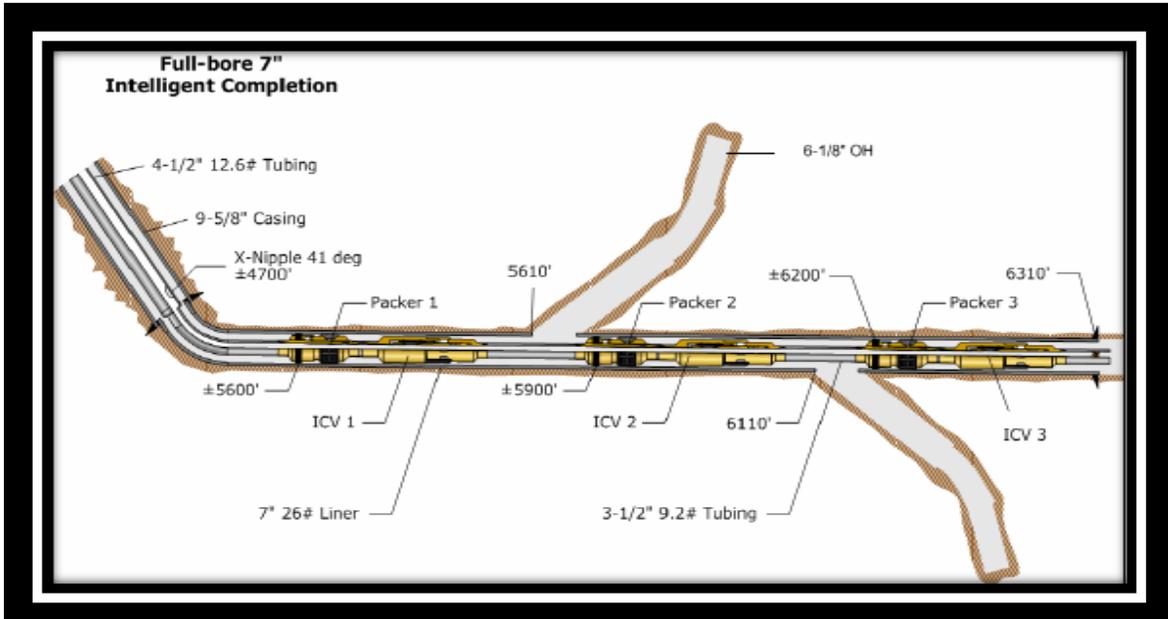


Fig. 6.16.- Terminación inteligente multilateral en agujero descubierto. (13)

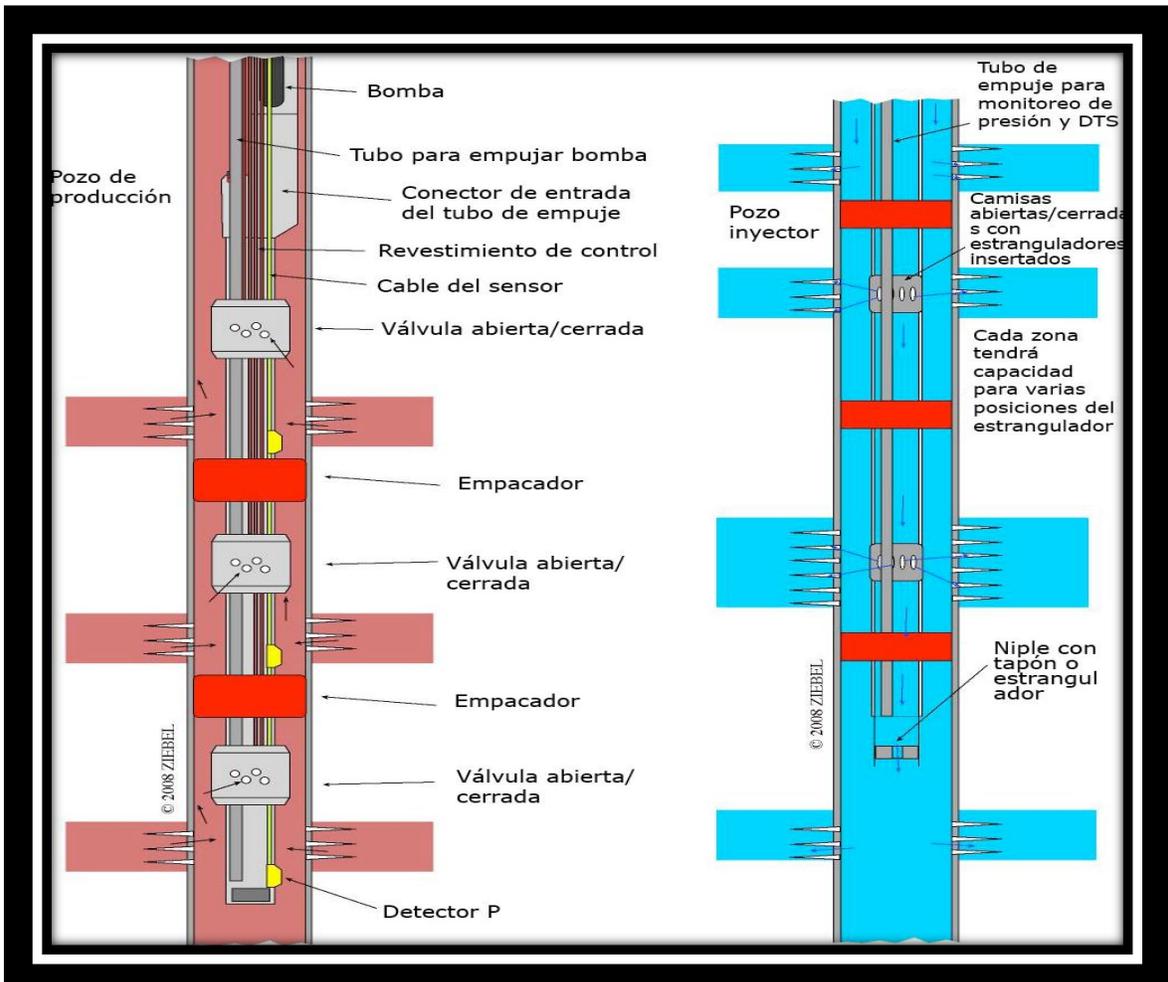


Fig. 6.17.- Terminación inteligente de un pozo productor y uno inyector. (14)

6.4.- Control de Agua y Arena.

Las terminaciones inteligentes también incluyen en su sistema el control de dos elementos indeseables en el pozo: el agua y la arena. Con ello se busca maximizar la producción de hidrocarburos y al mismo tiempo minimizar la entrada de agua y arena. Al evitar la entrada de agua se elimina el riesgo de conificación y al evitar la entrada de la arena se evita el taponamiento de las TP's, y evitando ambas se optimiza el pozo, y consecuentemente, el yacimiento. Una nueva tecnología para control de arena es aplicada en las terminaciones inteligentes, se instala en el liner ranurado y el control de arena en un solo viaje. El sistema incorpora perforaciones telescópicas que contienen medios de control de arena en la cubierta. Las aplicaciones para esta tecnología incluyen tanto a los pozos productores como a los inyectores, especialmente aquellos que necesitan el aislamiento zonal. La tecnología de control de arena en la terminación inteligente ofrece un gran potencial, haciendo ahorros importantes de capital. (15)

Había que incorporar la capacidad del control de arena en la producción. Se tuvo que limitar o eliminar el daño de formación causado por la perforación convencional y por los fluidos de perforación. Una terminación de pozo entubado no cementado, y haciendo muy eficiente el control de arena con el liner ranurado, el sistema tuvo que reducir su plataforma de tiempo para ahorrar en costos de terminación en general. Un sistema similar es aplicado para el control de agua, incluyendo el aislamiento zonal, con ello se evita enormemente la conificación de agua en el pozo. Esta nueva tecnología también se aplica para evitar la conificación de gas. Con esto, se maximiza el empuje hidráulico del yacimiento y al mismo tiempo se optimiza la producción del mismo. Es muy importante que en las terminaciones inteligentes se apliquen estas tecnologías de control de agua y arena, pues esto le dará al pozo un valor agregado impresionante y además si esto es aplicado en todos los pozos del yacimiento, las reservas de este se van a incrementar debido a que se va a incrementar el factor de recuperación.

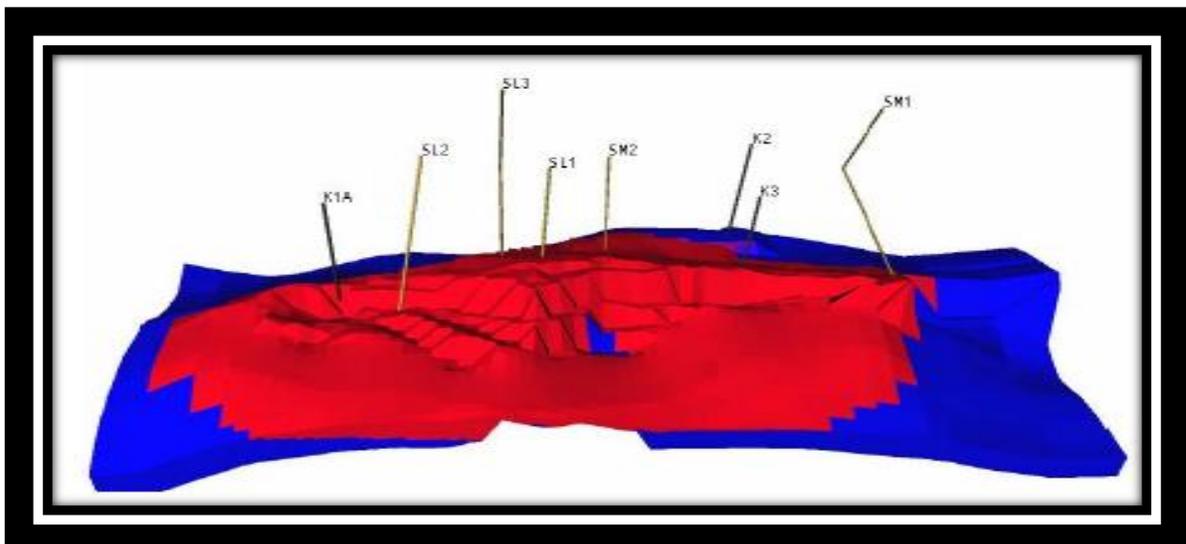


Fig. 6.18.- Acuífero activo actuando en el yacimiento. (16)

6.5.- Sistemas Artificiales de Producción Inteligentes.

Las tecnologías de levantamiento artificial están diseñadas para mitigar el riesgo y ampliar los límites de operación de los sistemas de elevación convencionales. A pesar de que era una idea sofisticada que no fue ampliamente aceptada cuando comenzó, los pozos inteligentes con levantamiento artificial con control de la producción en tiempo real y la tecnología de vigilancia eran muy sofisticados, la industria notó que el despliegue de sistemas de elevación inteligente y las técnicas para esto aumentaron significativamente en los últimos cinco años, a tal grado de dar apoyo a las decisiones complejas con herramientas que permitan las optimizaciones.

La aplicación de las operaciones de producción en tiempo real con la inteligencia artificial hacia enfoques avanzados ha puesto de manifiesto los valores en la optimización de la producción, la minimización de los tiempos de inactividad de los pozos y la producción diferida, y la reducción de los costos operativos de producción de los pozos y campos. (17)

Los Sistemas Artificiales de Producción han sido mejorados con la aplicación de la tecnología inteligente, esto nos permite instalar SAP en lugares remotos y profundos, automatizando los pozos, con ello se busca que los SAP tengan una vida más larga y también minimizar las intervenciones, así como su dificultad y sus costos. Los SAP se pueden aplicar con pozos inteligentes, pero como en el caso del capítulo 1, solo vamos a estudiar las principales terminaciones inteligentes con SAP: el Bombeo Neumático Inteligente y el Bombeo Electrocentrífugo Sumergible, que son los que más se aplican en Aguas Profundas, además de ser los ideales.

6.5.1.- Bombeo Neumático Inteligente.

Este proceso implica la producción mezclada de un yacimiento de aceite y su casquete de gas de un modo controlado, como una alternativa al BN convencional o al BN Autoabastecido. Además de la concepción normal del BN como una solución al corte de agua, el levantamiento por gas puede ser necesario en el inicio de la producción, y también puede ser necesario bajo moderados cortes de agua, o cuando hay baja presión en los pozos. El levantamiento por gas proveniente del casquete, es decir, un Bombeo Neumático Inteligente, es un proceso más complejo, debido a la interacción de la columna de petróleo con el gas que pasa por encima en las capas superiores.

Se obtuvieron los resultados de los modelos numéricos del proceso de BN Inteligente en pozos horizontales, para el caso de un modelo conceptual de yacimiento con características similares a algunas provincias del Mar del Norte. Los resultados demuestran que la aplicabilidad del BN Inteligente depende de los contactos agua – aceite y gas – aceite, y del gasto de producción. Además de abordar las consideraciones de diseño para el BN Inteligente se considera el informe de la experiencia operativa adquirida en el campo Troll. (18)

TERMINACIONES INTELIGENTES

El levantamiento artificial representa un costo importante en la operación de los campos petroleros, y este costo se vuelve más grave cuando el entorno de producción se hace más difícil, como es el caso de desarrollos costeros y zonas remotas y profundas. Se evalúa la alternativa de utilizar la energía de la reserva del casquete de gas para controlar remotamente la cantidad de gas que se inyecta del casquete al pozo, es lo que se llama Bombeo Neumático Inteligente. Muchos campos tienen zonas de gas que forman parte de la reserva de gas o bien zonas de alta RGA. Los yacimientos con zonas de aceite entre una capa de gas y un acuífero activo son candidatos naturales para esta aplicación.

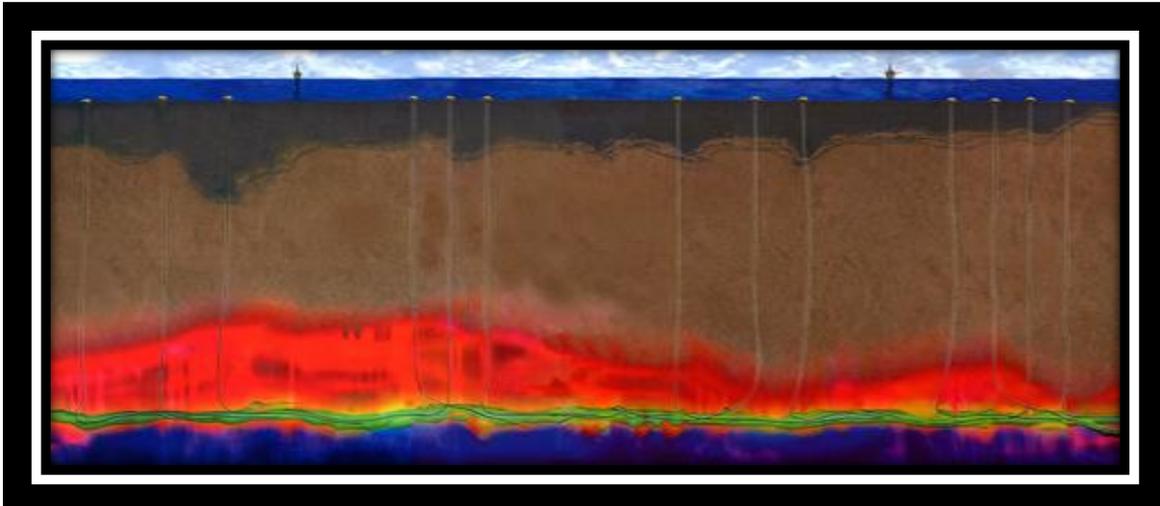


Fig. 6.19.- Ejemplo de un yacimiento en el que se usa el BN Inteligente.

Este proceso se aplica principalmente a los yacimientos donde el mecanismo de producción es doble, es decir, la intrusión de agua en la parte inferior y la expansión del casquete de gas en la parte superior. Los pozos horizontales son una muy buena alternativa para la producción de yacimientos de doble empuje mediante el BN Inteligente, cuando el espesor de la zona de aceite es pequeño.

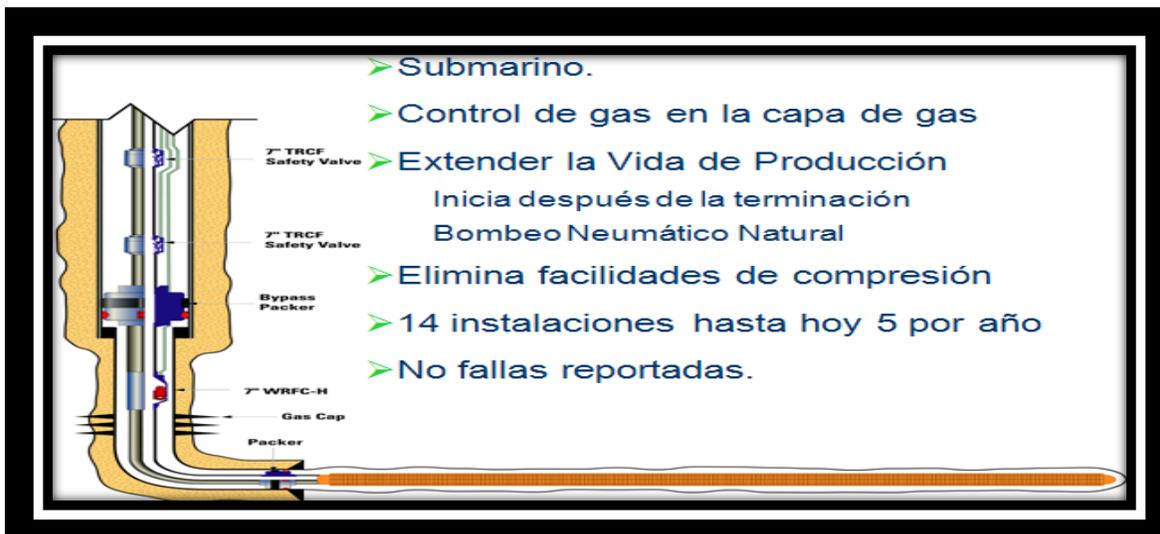


Fig. 6.20.- Aplicación del BN Inteligente en el campo Troll.

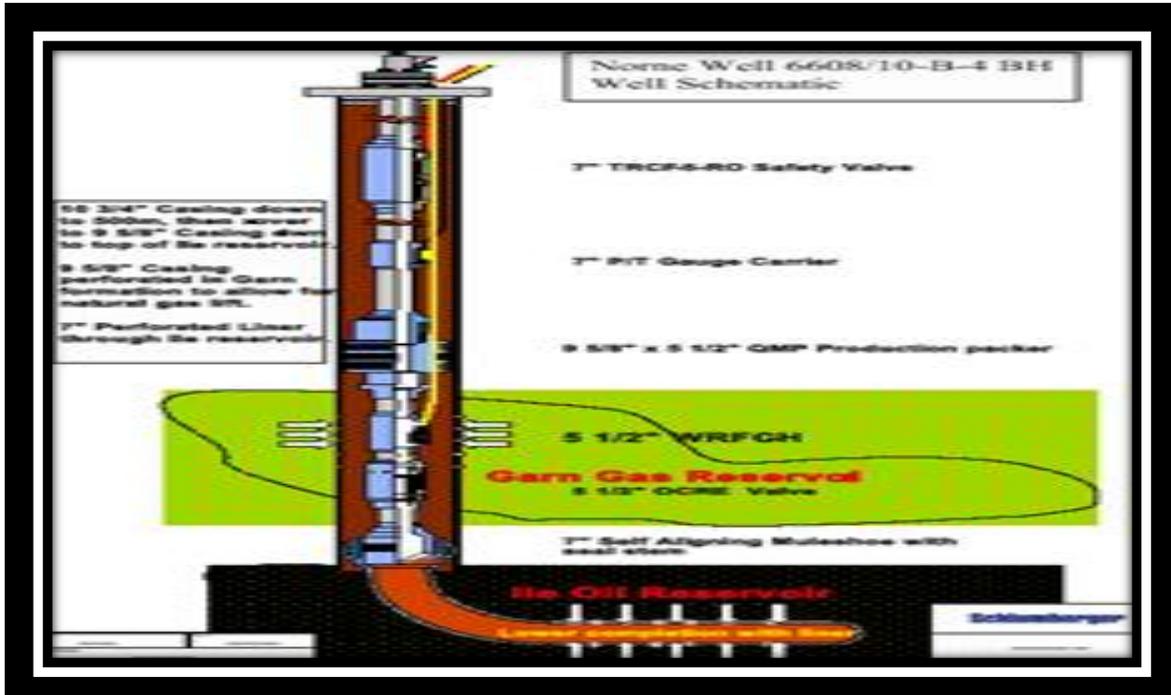


Fig. 6.21.- Aplicación del BN Inteligente en la compañía Statoil.

La instalación de control remoto en el BN Inteligente tiene la importancia de un diseño adecuado, es decir, el tamaño de la válvula es lo suficientemente pequeño para evitar que el gas de alta presión de la capa de gas fluya a la zona de aceite, y lo suficientemente grande como para optimizar la eficiencia del levantamiento dentro de la capacidad del procesamiento de gas en superficie. Con el control remoto de la válvula de control de inyección, los pozos se fueron limpiando más rápido de lo esperado, otro de los beneficios del sistema. (19)

Este sistema inteligente no se limita a la energía propia del casquete de gas, el BN Continuo tradicional también se puede aplicar con una terminación inteligente, con válvulas de control de inyección para optimizar el sistema y puede ser autoabastecido con el propio gas del pozo o con el nitrógeno del aire. Para que el BN Inteligente pueda aplicarse, la presión del casquete de gas debe ser lo suficientemente alta para que el gas pueda ser inyectado.

6.5.2.- Bombeo electrocentrífugo sumergible.

Los diversos mecanismos que actualmente se encuentran en las terminaciones inteligentes y sus sistemas de abrir o cerrar las válvulas a control remoto, tienen muchas aplicaciones interesantes cuando se utilizan en combinación con bombas eléctrocentrífugas sumergibles. Dicha tecnología permite el aislamiento selectivo de las zonas, como en el caso del avance de agua, la prevención de la pérdida de líquido cuando el BEC es desactivado, o las configuraciones tándem para impulsar la bomba. La reducción de costos de estas herramientas las hace económicamente atractivas en los pozos que requieren un SAP. El variador de voltaje es muy importante para el pozo inteligente. (20)

TERMINACIONES INTELIGENTES

La aplicación de las terminaciones inteligentes surgió en respuesta a las necesidades reales de los operadores para controlar los pozos de intervalos múltiples en el yacimiento. De los Sistemas Artificiales de Producción de más rápido crecimiento en el mundo es el BEC. Las terminaciones inteligentes con BEC con control remoto para abrir o cerrar las válvulas son muy confiables.

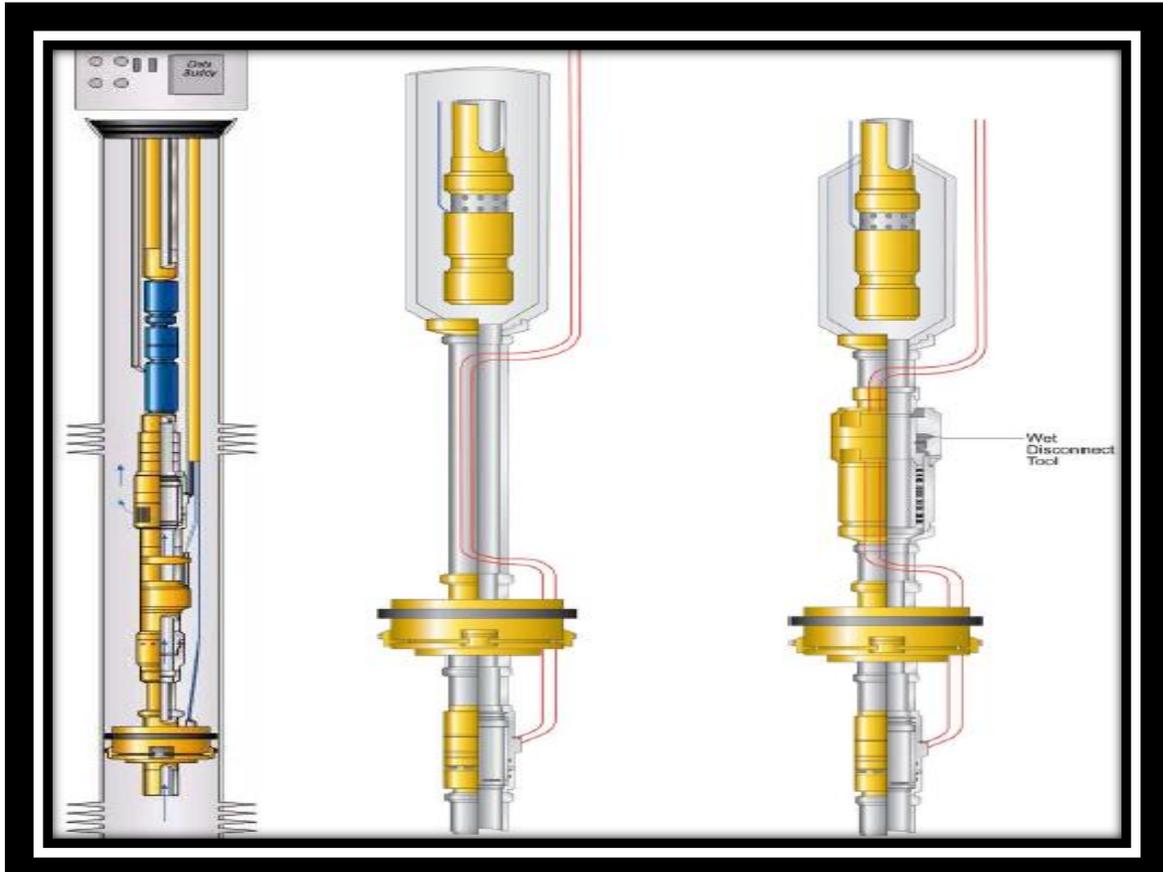


Fig. 6.22.- Herramientas del sistema inteligente del BEC. (21)

Las combinaciones tándem tienen aplicaciones en los pozos inteligentes con BEC, la tecnología de la terminación tiene como objetivo ampliar la durabilidad y el funcionamiento en vida de las terminaciones inteligentes con BEC. (22)

Los cambios en la formación a través del tiempo hacen difícil a la bomba mantenerse dentro del rango deseado de operación. Los sistemas inteligentes de terminación con control remoto, permiten una producción óptima, manteniendo el funcionamiento óptimo del BEC, y reduciendo el riesgo de falla. El uso del variador de voltaje en conjunto con las válvulas de control de flujo, son la mejor combinación. Las bobinas de fondo de pozo se utilizan para optimizar el BEC, dichas bobinas actúan para inducir una corriente adicional, y con esto se le otorga una potencia adicional a la bomba en caso de tener la posibilidad de aumentar el gasto, el rendimiento puede ser muy bueno, sobre todo en aplicaciones multizona. La capacidad de monitoreo de las condiciones en tiempo real permite reaccionar rápidamente a los cambios y optimizar el rendimiento del BEC Inteligente. (23)

6.5.3.- Aplicación del Bombeo Neumático en el campo Cantarell.

Las principales formaciones productivas en Cantarell están compuestas por carbonatos sumamente fracturados y vugulares del Jurásico, Cretácico y Paleoceno Inferior. Dentro de Akal, las formaciones están hidráulicamente continuas y tienen un grosor medio de aproximadamente 1220 [m] y un relieve estructural de 2134 [m]. Las permeabilidades encontradas en los pozos varían de 800 a 11,885 [mD]. La presión del yacimiento no es homogénea y varía según el tipo de formación geológica donde está ubicado el pozo productor, como resultado de la explotación esta ha disminuido de un valor inicial en 1979 de 270 [kg/cm²] a un valor actual en el rango de 90 a 95 [kg/cm²] en las formaciones del Cretácico. En el año 2000 se inició un proceso de inyección de nitrógeno al casquete de gas con el objetivo de mantener del yacimiento. El aceite producido en Cantarell es pesado, de 22.4° API, la temperatura media es de 90 a 120 [°C], la presión de saturación es de 150 [kg/cm²] en el Cretácico, y una RGA promedio de 65 [m³gas/m³aceite]. El sistema artificial de producción predominante es el Bombeo Neumático. El tirante de agua donde se localizan los pozos es de 35 a 45 [m]. El gas para el sistema de extracción por BN convencional es suministrado por una red superficial que asegura una presión de 70 a 74 [kg/cm²].

6.5.3.1.- Bombeo Neumático Inteligente en Cantarell.

El concepto de Bombeo Neumático Inteligente se fundamenta en la producción de aceite utilizando la energía del gas in situ. Este proceso involucra la producción conjunta de un yacimiento de aceite y una zona contigua de gas en forma controlada, en Cantarell esta aplicación resultará bastante eficiente ya que debido a la inyección de N₂ en el casquete, el ritmo de restitución de gas que pueda utilizarse como Bombeo Neumático Inteligente es continua y tiene un bajo impacto en el mantenimiento de presión del yacimiento. Este proceso se aplica principalmente en yacimientos donde el mecanismo de producción es dual, empuje de agua desde el fondo y expansión de gas del casquete.

Desde el punto de vista del factor de recuperación, el desplazamiento de aceite por gas es mejor que el desplazamiento por agua. Los pozos horizontales son una muy buena alternativa para la producción de un yacimiento con empuje dual cuando el espesor de la capa de aceite es relativamente pequeño.

Para la aplicación del Bombeo Neumático Inteligente, las zonas de gas pueden proveer al sistema y una válvula manejada desde la superficie puede ser usada para controlar la cantidad de gas que debe entrar en el aparejo, lo mismo que en una instalación de Bombeo Neumático convencional, la principal ventaja de este esquema de terminación es la reducción del costo de la infraestructura del Sistema Artificial de Producción, especialmente para localizaciones costa afuera. El sistema que se plantea aplicar considera un equipo subsuperficial, con un controlador de flujo de gas accionado desde la superficie que permite operar un pozo bajo el sistema del Bombeo Neumático Inteligente.

TERMINACIONES INTELIGENTES

La implantación de este sistema permitirá explotar cantidades adicionales de hidrocarburos utilizando el gas y la energía del propio casquete del yacimiento y será factible ahorrar el volumen de gas para el Bombeo Neumático que actualmente se suministra para hacer producir los pozos del complejo Cantarell. El Bombeo Neumático Inteligente consiste en tomar gas de un yacimiento superior e inyectarlo en la tubería de producción que transporta los fluidos de un yacimiento mas profundo, lo anterior provoca un decremento en el gradiente de presión de flujo desde el punto de inyección hasta la superficie, permitiendo la producción del gasto de aceite para el cual haya sido designado. La fuente de energía será la presión del gas del propio casquete del bloque Akal. Para poder implementar este sistema en los pozos candidatos, es necesario contar con un dispositivo que permita controlar la entrada de gas del casquete hacia la tubería de producción que transporta el aceite hasta la superficie, dicho accesorio es conocido como válvula inteligente y consta de varios accesorios tales como válvula reguladora, línea de control, empacador, protectores para la línea de control y la unidad de control superficial.

6.5.3.2.- Válvula de Bombeo Neumático Inteligente.

La válvula inteligente controlada desde la superficie es una válvula de estrangulador variable que fue diseñada para el uso del Bombeo Neumático Inteligente u otras aplicaciones especiales de Sistemas Artificiales de Producción. El gasto de gas se controla por un par de ranuras diametralmente opuestas que pueden ponerse en cinco posiciones de apertura y una de cierre aplicando presión hidráulica por una sola línea de mando que se baja al pozo por una sola carrera durante la terminación. Estas cinco medidas de ranuras diferentes están disponibles para poder dimensionar el tamaño de la válvula según el rango de gas requerido por el Bombeo Neumático en el pozo. Al igual que el equipamiento del Bombeo Neumático convencional, la sección del orificio o ranuras de la válvula es recuperable con línea de acero o con tubería flexible. El retorno de flujo a través del espacio anular es prevenido por una válvula check.

6.5.3.3.- Cálculo del Flujo de Gas a través de la Válvula del BN Inteligente.

El objetivo del Bombeo Neumático, inteligente o convencional, es incrementar la producción de aceite o hacer que los pozos que no fluyen naturalmente puedan fluir reduciendo la presión hidrostática de la columna de fluidos. En un pozo con Sistema Artificial de Producción por Bombeo Neumático, la P_{wf} esta en función de la cantidad de gas inyectado, de las propiedades de los fluidos, de los gastos de líquidos y gas, de la geometría de la terminación del pozo y de los parámetros del yacimiento. Para medir el flujo de gas de las válvulas inteligentes accionadas hidráulicamente, las pruebas de laboratorio son realizadas para determinar la correlación de flujo y los parámetros más apropiados, los resultados demostraron que las correlaciones del API RP 11 V2 son las más exactas. Los parámetros X_t y C_v determinados en estas pruebas son los que se usan en los software para el diseño del Bombeo Neumático con válvulas inteligentes.

6.6.- Incremento de Reservas.

La información pobre o insuficiente, particularmente en ambientes geológicos complejos, ha dejado a los operadores con tasas de producción inicial decepcionantes, sobre todo en los campos nuevos que se basan fundamentalmente en datos sísmicos y en algunos pozos exploratorios. En ocasiones, la diferencia entre las expectativas y la realidad ha sido suficiente para obligar a los ingenieros a reducir su estimación original de las reservas recuperables. No obstante, se ha demostrado que este tipo de situación se puede revertir, o al menos remediar significativamente, a través de una combinación de contacto máximo con los yacimientos y las terminaciones inteligentes. Los datos de desempeño de los pozos indicaron a la compañía operadora Statoil, que la formación Statfjord de 300 m [985 ft] de espesor no exhibía la alta conectividad que en un principio creyeron los ingenieros, sino que se trataba de un yacimiento heterogéneo con tendencia a la irrupción de gas. En respuesta a esta realidad, la compañía puso en marcha un proyecto de recuperación incrementada de petróleo, denominado IOR por su nombre en inglés. Después de efectuar una simulación con el software de simulación de yacimientos ECLIPSE 100, los ingenieros de Statoil terminaron tres pozos inteligentes submarinos horizontales.

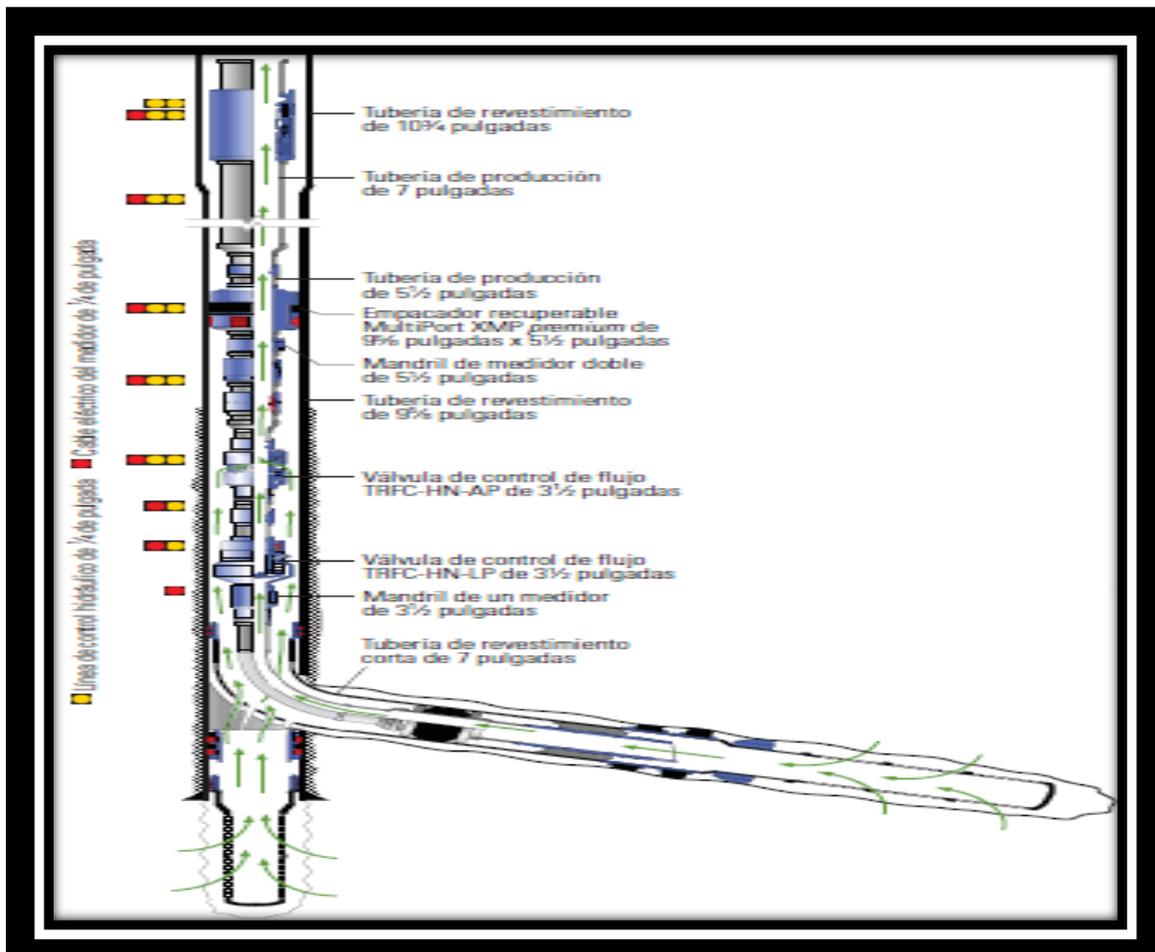


Fig. 6.23.- Incremento de reservas utilizando terminaciones inteligentes. (24)

TERMINACIONES INTELIGENTES

Con la incorporación de los sensores de presión y temperatura de fondo de pozo en tiempo real, el proyecto IOR de Statoil logró una eficiencia de barrido considerablemente mayor, creó un mejor drenaje del yacimiento y redujo los costos de intervención. Con todo, para el año 2006, la estrategia de los tres pozos incrementó en más de dos veces la nueva estimación de 2.4 millones de [m³] de reservas recuperables calculadas en 2001; ésta pasó a 5.4 millones de [m³].

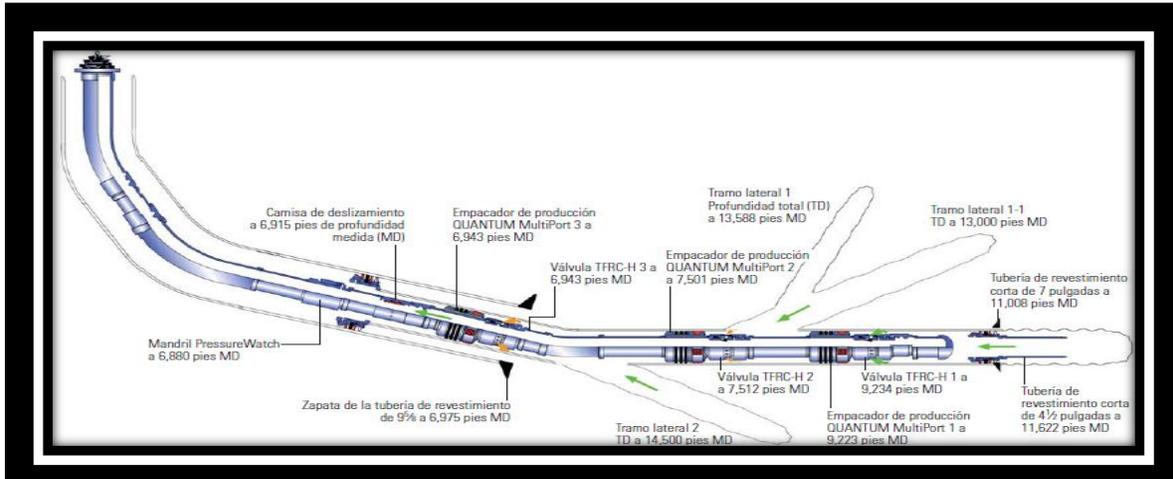


Fig. 6.24.- Pozo multilateral inteligente. (25)

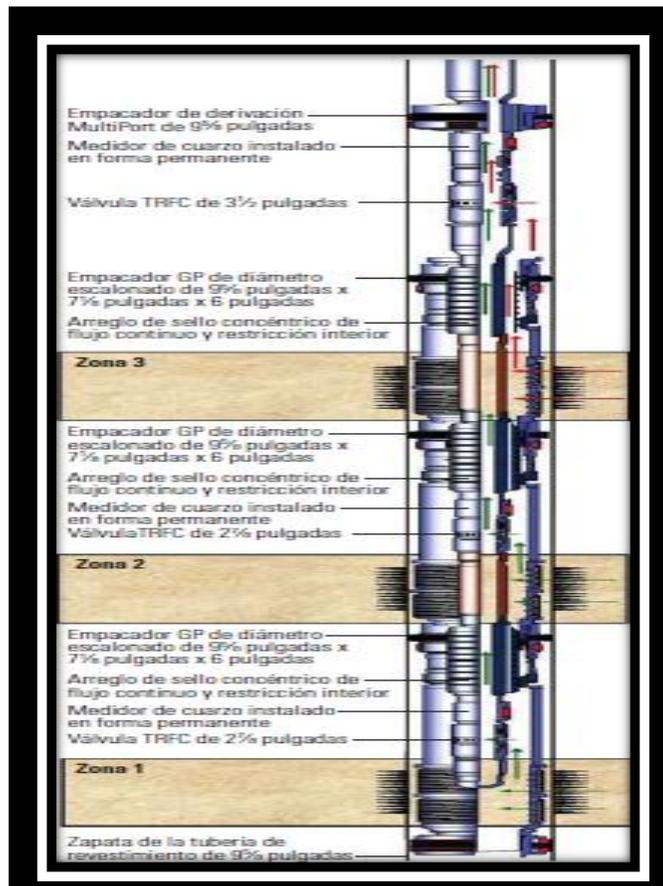


Fig. 6.25.- Pozo inteligente con empacador de grava en los intervalos. (26)

TERMINACIONES INTELIGENTES

Los pozos multilaterales y la tecnología de terminaciones inteligentes, como las diseñadas para el Campo Gullfaks South, constituyen un ajuste natural. Las terminaciones inteligentes proporcionan a los operadores la capacidad para aislar, probar y regular fácilmente cada tramo lateral de la misma forma que lo hacen con las zonas individuales en un solo pozo. Esta flexibilidad permite a los ingenieros determinar el perfil de flujo de cada tramo lateral y, a la vez, utilizar los modelos de yacimientos y los medidores multifásicos con el fin de determinar la tasa óptima y la contribución a la producción general, evitando al mismo tiempo los fenómenos de conificación de agua o de irrupción de gas. El monitoreo continuo de cada tramo lateral a lo largo de toda la vida productiva del pozo, permite entonces que los operadores ajusten cada ramal en tiempo real, y de ese modo mantengan la producción pico, prolonguen la vida económica del pozo, o aceleren la producción.

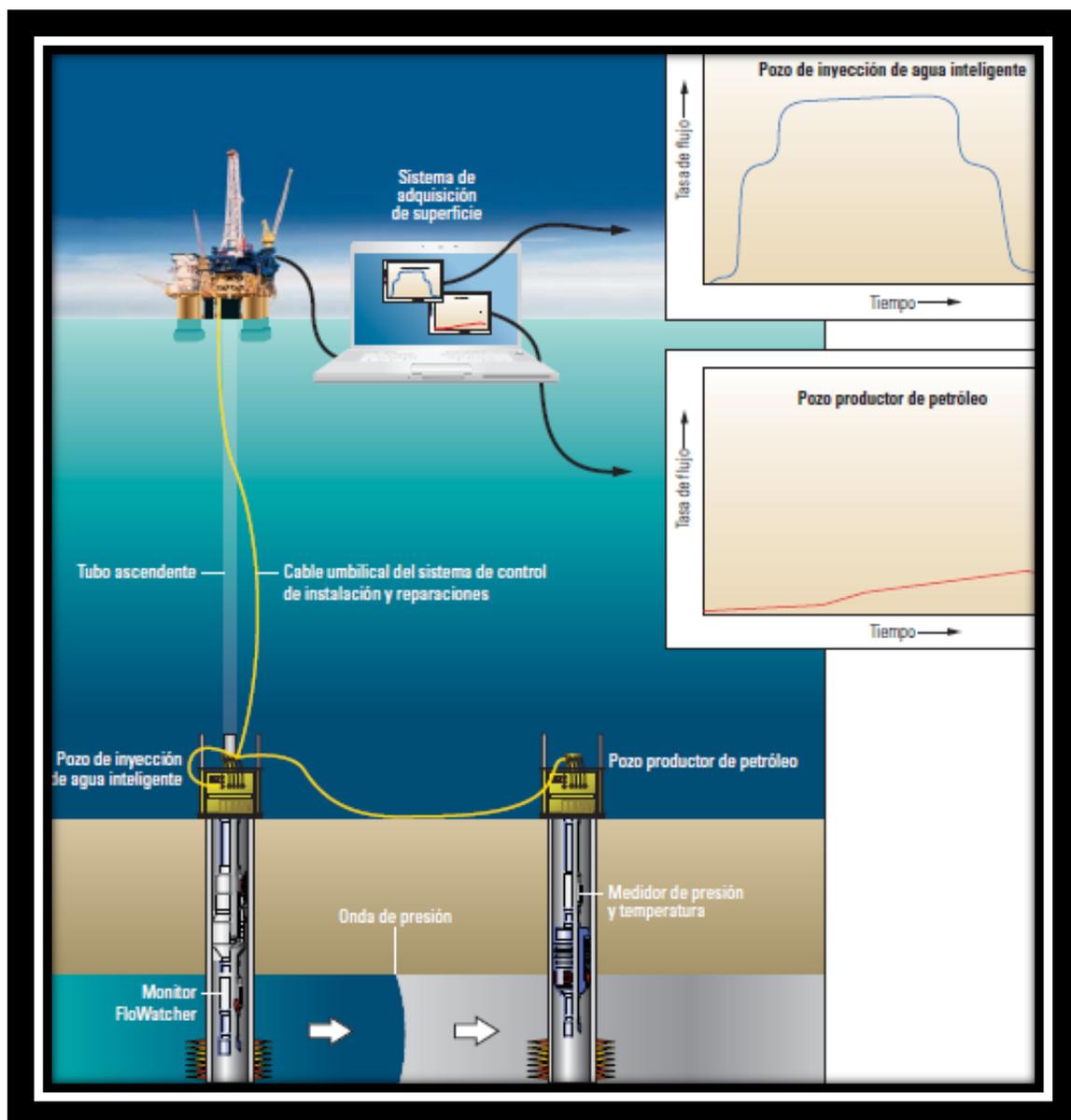


Fig. 6.26.- Recuperación secundaria usando pozos inteligentes. (27)

6.7.- Primera Terminación Inteligente en México.

Pozo Lankahuasa 12.

En México, la primera terminación inteligente se dio en el 2005, en el campo Lankahuasa, en la Región Norte de Pemex Exploración y Producción, con el pozo Lankahuasa 12. Con el objetivo de optimizar la explotación de las reservas de gas alojadas en los intervalos arenosos del Mioceno Superior, la terminación del pozo Lankahuasa 12 se diseñó con un aparejo sencillo selectivo inteligente. El diseño de este aparejo se hizo con el propósito de eliminar los problemas operativos y los costos logísticos asociados con la operación mecánica de los accesorios de aparejos convencionales, a fin de probar y/o producir las zonas productoras en forma selectiva para maximizar el potencial y la energía del yacimiento. En este sentido, la implementación del primer aparejo inteligente en México está integrado por: sensores, cuatro empacadores, una válvula de control de flujo, cuatro camisas de circulación, líneas de control de ¼" y una consola de control superficial. (28)

El diseño de este aparejo de producción se hizo considerado:

- 1.- Operación desde la superficie de las camisas evitando la intervención con línea de acero y reduciendo la logística requerida para su intervención.
- 2.- Monitoreo en tiempo real de cada zona productora, presión y temperatura en forma independiente.
- 3.- Gerenciamiento del yacimiento en forma independiente, se pueden hacer pruebas de incremento de presión de una o mas zonas sin la necesidad de detener la producción de las otras zonas.
- 4.- Se registra la historia de datos de presión y temperatura de cada zona para su continuo análisis y evaluación, con el fin de tomar decisiones apropiadas.

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

Tabla 6.1.- Características de las arenas del pozo Lankahuasa 12.

Lankahuasa es un yacimiento de gas de capas múltiples con propiedades diferentes entre ellas, con diferentes presiones y volúmenes de yacimientos. Por lo tanto, hay potenciales de producción diferentes y flujo cruzado.

6.7.1.- Diseño de la terminación.

El objetivo es diseñar una terminación que permita reducir la logística necesaria y las intervenciones de mantenimiento y postterminación, considerando:

- Capacidad de monitoreo permanente del yacimiento.
- Capacidad de evaluación dinámica en la vida del pozo.
- Ofrecer la máxima selectividad posible para aislar las arenas de acuerdo a sus propiedades.
- Diseño del pozo con tubería de revestimiento de producción de 7", 32 [lbs/ft], con un diámetro interno restringido, requiriendo una configuración especial de las válvulas de control y de los sensores, para minimizar la cantidad de líneas de control y cables eléctricos a pasar en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, así como a través de los cuatro empacadores utilizados para aislar las zonas.
- No se contempló la producción de arena ni de agua, solo se espera la producción de gas seco, así que el control de flujo no se consideró.
- Dejar zonas de bajo potencial terminadas para explotarlas en el futuro.

6.7.2.- Tecnología empleada.

Para obtener la sarta de terminación que cumpla los requerimientos sugeridos desde las bases del diseño, se utilizaron los siguientes accesorios:

Empacadores Inteligentes Tipo QMP.

Es un empacador que se corre con tubería de asentamiento hidráulico, el cual presenta las siguientes características:

- Permite el paso de líneas de control y umbilicales necesarios para los sensores permanentes y las camisas hidráulicas.
- Ofrece los beneficios de un empacador permanente, ofreciendo la capacidad de recuperación.
- Mínimos puntos potenciales de fugas en los sistemas de sello, garantizando una vida de terminación larga.
- Elimina la exposición externa de sellos durante la corrida en el pozo.
- Empacadores de producción tipo Premium bajo el estándar ISO 14310 V0.

Sensores Permanentes.

Utilización de sensores permanentes con tecnología EDMC, los cuales usan conectores de sensores permanentes tipo redundante con tres sistemas de sello metal – metal y de elastómeros, lo cual garantiza la confiabilidad. También se utilizaron conectores de sensores de fondo caracterizados por su conexión de soldadura del cable eléctrico a la cabeza del sensor.

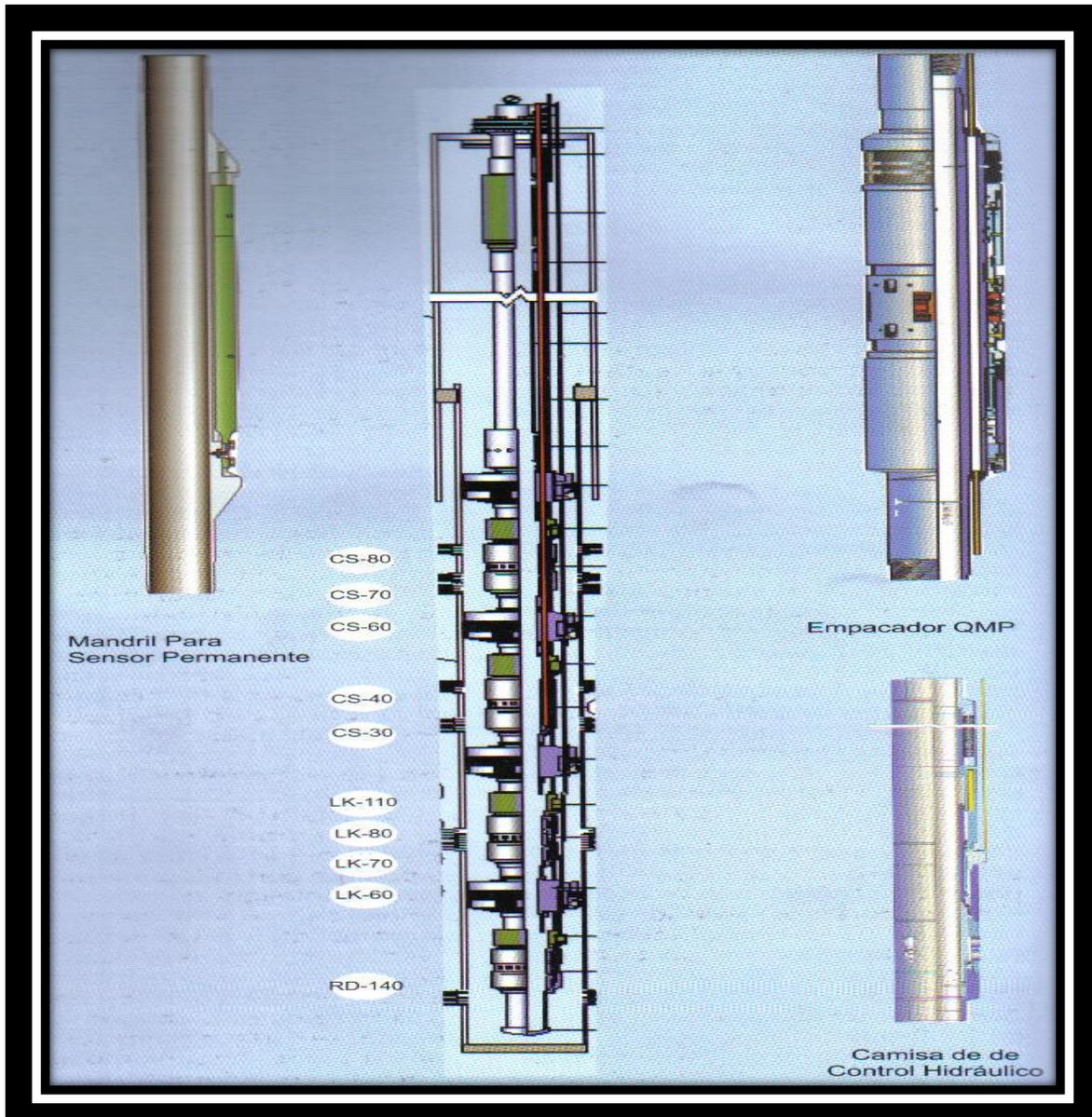


Fig. 6.27.- Tecnología usada en el pozo Lankahuasa 12. (29)

Camisas de Control Hidráulicas.

La instalación de cuatro camisas operadoras con solo 2 líneas de control hidráulico, lo cual solo es posible con la tecnología de las válvulas inteligentes, única opción posible debido a la restricción del diámetro interno de la tubería de revestimiento de explotación. (30)

Estas camisas son operadas a control remoto, son energizadas por un resorte neumático como parte de su mecanismo interno, ofrecen alto volumen de producción, con un diámetro interno compatible con la tubería de producción, equipadas con sistemas de contingencias para eventuales interrupciones de funcionamiento.

TERMINACIONES INTELIGENTES

La preparación del equipo para la instalación de la terminación del pozo se inicio con 6 meses de anticipación a la fecha de instalación, logrando obtener el equipo en el taller en Poza Rica dos semanas antes de la instalación para completar el proceso de verificación y las pruebas de acuerdo al programa trazado inicialmente. La instalación se realizó con éxito, logrando hacerla en 108 horas, un tiempo relativamente corto teniendo en cuenta la necesidad de conexiones de fondo a realizar para la conexión de los sensores permanentes y las camisas hidráulicas, y sus respectivas pruebas.

Objetivo	Actividad	Lugar	Fecha
Instalar sistema con 4 camisas hidráulicas, 4 sensores, 4 empacadores.	Trabajo de ingeniería para el diseño de camisas que puedan instalarse en un Liner de 7".	USA	Nov 2004
Capacitar el personal operativo en la preparación e instalación del aparejo de terminación.	Asistir a la preparación e instalación de una terminación similar en USA.	USA	May 2005
	Asistir al ensamblaje y prueba de las camisas hidráulicas LK # 12 en planta de manufactura.	Irlanda	May 2005
Preparación y verificación se sub ensambles.	Se realizaron ensambles modulares para empacadores, camisas hidráulicas y sensores.	México	Jun 2005
Prueba y entrenamiento del sistema de software RTAC.	Operación de las camisas hidráulicas integradas con el panel de control y el software.	México	Jun 2005
Verificación y documentación.	Pruebas, inspección y toma de dimensiones de todos los materiales y equipos usados.	México	Jun 2005

Tabla 6.2.- Proceso de preparación e instalación de la terminación.



Gráfica 6.2.- Anclado de empacadores del pozo Lankahuasa 12.

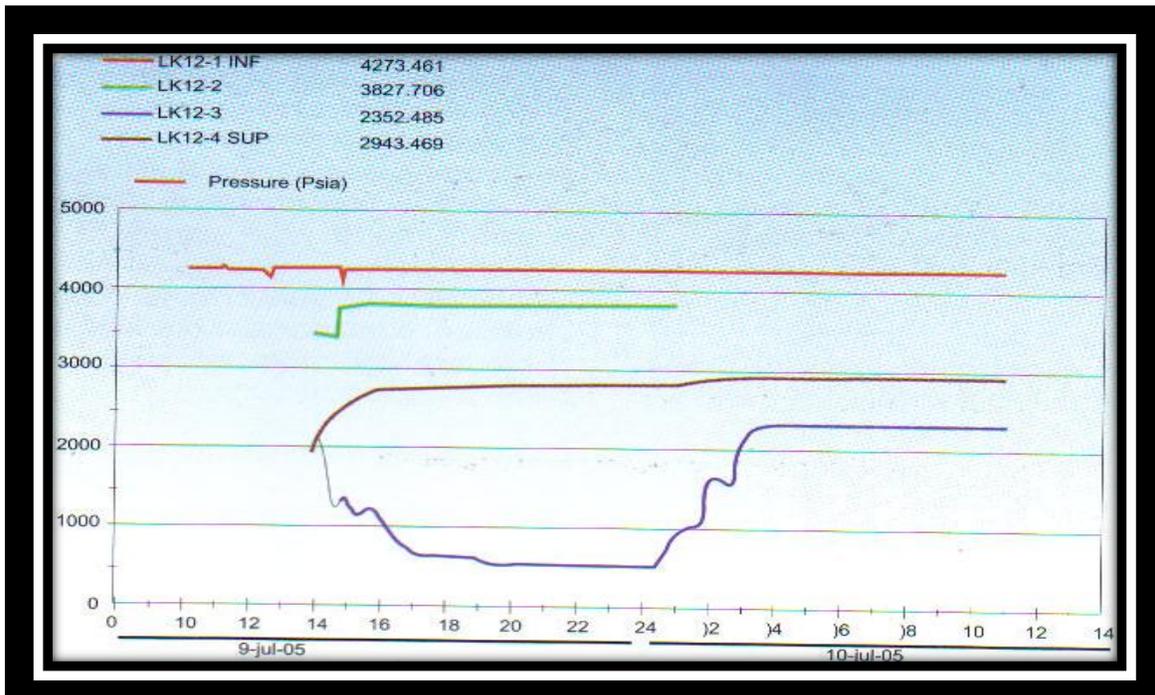
TERMINACIONES INTELIGENTES

6.7.3.- Resultados y recomendaciones.

La instrumentación de la terminación inteligente ofrece una lista de beneficios:

- Obtención de información en tiempo real de las condiciones y estado mecánico de la terminación y del pozo.
- Suministro de información mediante los sensores permanentes sobre el desempeño de los empacadores y las camisas hidráulicas.
- Pruebas de aforo en forma selectiva de las zonas terminadas.
- Actuación de las camisas por mecanismo hidráulico, sin línea de acero.
- Información sobre el comportamiento de la presión de fondo con respecto a la variación de los estranguladores en superficie.

Se recomienda el aprovechamiento de la instrumentación selectiva inteligente para hacer una evaluación continua del yacimiento, e involucrar a la compañía de servicios en el asesoramiento de operación y explotación del pozo inteligente. Establecer la implementación de terminaciones inteligentes como una estrategia de terminación desde el comienzo del desarrollo del campo de acuerdo a su aplicabilidad es muy recomendable. Se recomienda además capturar el aprendizaje de esta terminación para aplicarlo en las futuras aplicaciones, y explotar al máximo la información suministrada por los sensores permanentes de fondo y las camisas hidráulicas. Finalmente, se recomienda establecer programas de trabajo entre Pemex y las compañías de servicio para la preparación y mejoramiento de sistemas de terminaciones inteligentes en futuras aplicaciones. Se deben documentar los beneficios y los problemas encontrados durante la explotación del pozo Lankahuasa 12 a través de su vida de producción.



Gráfica 6.3.- Información suministrada por los sensores permanentes.

Referencias.

- 1.- **“Manejo de Proyectos de Terminación de Pozos Marinos”**, Oilfield Review 2007, Pág. 5.
- 2.- **“Implementing Intelligent Well Completion in a Brownfield Development”**, SPE Production and Facilities, 2005, Pág. 15.
- 3.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 5.
- 4.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 8.
- 5.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 9.
- 6.- **“Estimación de Parámetros de Pozos Petroleros Utilizando Inteligencia Artificial”**, Edgar Camargo, FONACIT, Venezuela, 2008, Pág. 6.
- 7.- **“Estimación de Parámetros de Pozos Petroleros Utilizando Inteligencia Artificial”**, Edgar Camargo, FONACIT, Venezuela, 2008, Pág. 5.
- 8.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 4.
- 9.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 6.
- 10.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 7.
- 11.- **“Intelligent Completions Technology Offers Solutions to Optimize Production and Improve Recovery in Quad Lateral Wells in a Mature Field”**, SPE 110960, 2007, Pág. 2.
- 12.- **“Drilling and Completing Intelligent Multilateral MRC wells in Haradh .Inc-3”**, SPE 105715, 2007, Pág. 6.
- 13.- **“Swells Packers: Enabling Openhole Intelligent and Multilateral Well Completions for Enhanced Oil Recovery”**, SPE 100824, 2006, Pág. 5.
- 14.- **“Ziebelaldia”**, Abril de 2008, Pág. 4.
- 15.- **“New One Trip Completion Technology for Sand Control Applications”**, SPE 94239, 2005, Pag. 1.

TERMINACIONES INTELIGENTES

- 16.- **“Application of Intelligent Completions to Optimize Waterflood Process on a Mature North Sea Field: A Case Study”**, *SPE 101935*, 2006, Pág. 5.
- 17.- **“Artificial Lift Intelligence for Production Optimization”**, SPE Applied Technology Workshop, 2009, Pág. 1.
- 18.- **“Natural Gas Lift: Theory and Practice”**, *SPE 74391*, 2002, Pág. 1.
- 19.- **“Remotely Controlled In-Situ Gas Lift on the Norne Subsea Field”**, *SPE 77660*, 2002, Pág. 1.
- 20.- **“Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology”**, *SPE 93617*, 2005, Pág. 1.
- 21.- **“Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology”**, *SPE 93617*, 2005, Pág. 4.
- 22.- **“Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology”**, *SPE 93617*, 2005, Pág. 3.
- 23.- **“Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology by Using Downhole Chokes to Optimize ESP Performance”**, *SPE 93621*, 2005, Pág. 6.
- 24.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 10.
- 25.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 11.
- 26.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 12.
- 27.- **“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”**, Oilfield Review 2008, Pág. 15.
- 28.- **“Primera terminación inteligente en México, pozo Lankahuasa 12”**, Ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos, PEMEX, PEP, Julio – Agosto, 2005, Pág. 13.
- 29.- **“Primera terminación inteligente en México, pozo Lankahuasa 12”**, Ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos, PEMEX, PEP, Julio – Agosto, 2005, Pág. 14.
- 30.- **“Primera terminación inteligente en México, pozo Lankahuasa 12”**, Ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos, PEMEX, PEP, Julio – Agosto, 2005, Pág. 15.



CAPÍTULO 07

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS



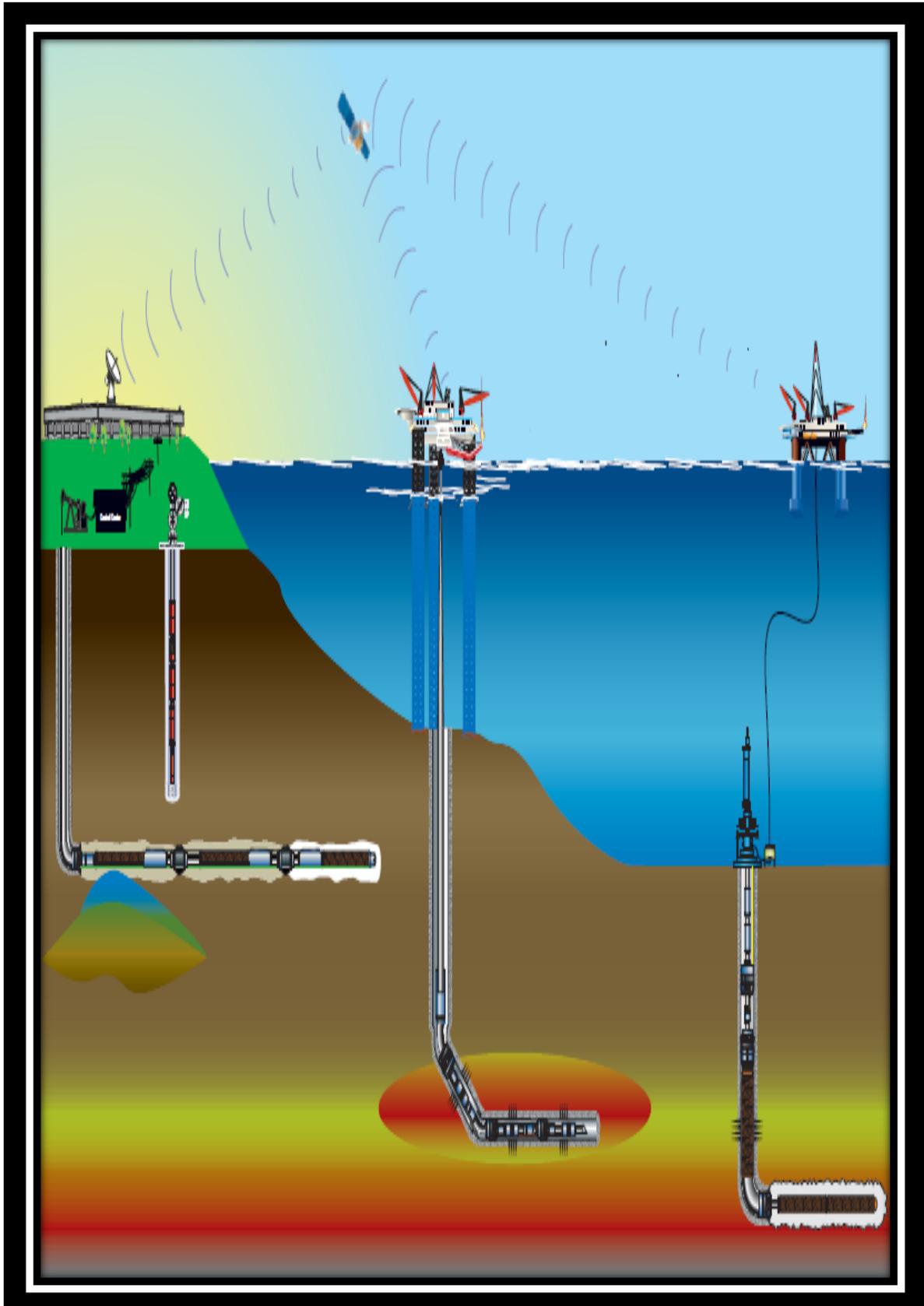


Fig. 7.1.- Terminación en aguas someras, profundas y ultraprofundas. (1)

7.0.- Introducción.

Como se vio en el prólogo, el objetivo del presente trabajo es establecer una metodología integral descriptiva de la terminación de pozos en aguas profundas. En los anteriores capítulos se vio el equipo y la metodología necesaria para la terminación submarina; ahora, en este capítulo, vamos a aplicar esa metodología a las aguas profundas. En el capítulo anterior, se describió a fondo el corazón tecnológico de la terminación en aguas profundas: las terminaciones inteligentes.

Debido al inminente agotamiento de la producción de crudo a nivel mundial desde que alcanzó su pico en el 2003, se está analizando la posibilidad de mantener los niveles de producción. Una forma es con los nuevos avances tecnológicos en materia de recuperación secundaria y mejorada y sistemas artificiales de producción. Y la otra es ir a lugares remotos a buscar más crudo. Actualmente, el área de aguas profundas, Deepwater en inglés, es uno de los temas de investigación y desarrollo más apasionantes en la industria petrolera.

Desarrollar campos en aguas profundas es todo un reto tecnológico y operativo, primero por lo remoto de esos lugares, y después por las condiciones extremas que ahí se presentan, por ejemplo altas presiones, con lo cual el diseño de las herramientas usadas debe resistir esas presiones enormes causadas por el tirante de agua, o la temperatura, que debido a la profundidad es muy baja y ocasiona el taponamiento de las tuberías debido al congelamiento de los hidrocarburos.

Las terminaciones costa afuera se clasifican de acuerdo a su tirante de agua:

- Terminaciones submarinas, de pocos metros a 500 metros.
- Terminaciones en aguas profundas, de 500 a 1500 metros.
- Terminaciones en aguas ultra profundas, de más de 1500 metros.

Como ya se mencionó en el prólogo, para efectos de este trabajo, cuando mencionemos aguas profundas nos estaremos refiriendo tanto a las profundas como a las ultra profundas, denotando simplemente con DW, por su nombre en inglés.

En el caso de México y su empresa paraestatal PEMEX Exploración y Producción es muy importante el desarrollo de las aguas profundas, pues en tierra y aguas someras la producción está descendiendo de manera alarmante y el campo Chicontepec aun no termina por despegar del todo. PEP apenas ha llegado a los 1000 metros de tirante de agua, el reto es estar a la par de las grandes compañías mundiales, que ya van en los 3500 metros, por ejemplo Petrobras, que es un modelo a seguir en el desarrollo de las aguas profundas.

En este último capítulo se verá la aplicación de los capítulos anteriores en la terminación de pozos en aguas profundas.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

7.1.- Diseño de una Terminación Submarina.

En las áreas marinas, la localización y el diseño del árbol de producción son una función del tirante de agua y la disponibilidad de las plataformas. En tirantes de agua inferiores a 1,830 [m] ó 6,000 [ft], los árboles pueden instalarse sobre una plataforma marina o *spar*. Cuando la profundidad del fondo marino excede los 6,000 [ft], la tecnología actual no permite las instalaciones de plataformas marinas, por lo que debe colocarse un “árbol submarino” sobre el fondo del mar. Los árboles de producción sumergidos habitualmente son más complejos que las terminaciones con plataformas convencionales, y normalmente incluyen disposiciones para el monitoreo de la presión y la temperatura, y hardware sofisticado para el control automático del flujo de fluido.



Fig. 7.2.- Árboles de producción submarinos. (2)

	Equipo de proyectos de Schlumberger	Equipo de proyectos del operador
Soporte de GeoMarket	Gerente de proyecto	Líder de proyecto
	Ingeniero de proyecto de la terminación inferior	Soporte técnico de la terminación inferior
	Ingeniero de proyecto de la terminación superior	Soporte técnico de la terminación superior
	Ingeniero de proyectos de pruebas de integración de sistemas (SIT)	Coordinador SIT
Equipo de proyectos de telemetría	Gerente de proyectos de telemetría	Ingeniero de petróleo senior
Manufactura	Coordinador de envíos	
Ingeniería	Coordinador de ingeniería	
	Ingeniero de control de calidad	Ingeniero de control de calidad
	Gerente de servicios de campo	Coordinador operacional
	Supervisores marinos	Ingenieros operacionales

Tabla 7.1.- Organización operacional de una terminación submarina.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Los árboles submarinos pueden ser verticales u horizontales. En general, los árboles verticales se instalan después de bajar la tubería de producción en el pozo. Por lo tanto, si se requiere una reparación, el árbol puede recuperarse sin remover la terminación. Su principal limitación es la dificultad que implica la intervención del pozo después de la instalación. Por el contrario, los árboles horizontales están diseñados para permitir que los ingenieros finalicen una operación de terminación después de instalado el árbol. En consecuencia, la tubería de producción y otros dispositivos pueden bajarse en el pozo después de instalar el árbol en su lugar. Además, los árboles horizontales son más compactos.

7.1.1.- Planeación y ejecución.

El éxito de una operación de terminación de un pozo marino requiere de un equipo de manejo de proyectos, multidisciplinario y estrechamente integrado, compuesto por personal de la compañía operadora, de las compañías de perforación y de servicios, y de los fabricantes de los equipos. Una vez firmados los contratos, normalmente se requieren al menos dos años para que el grupo de trabajo analice los parámetros técnicos y los obstáculos, determine la estrategia de terminación, diseñe y fabrique los equipos de terminación, efectúe pruebas minuciosas y finalmente instale la terminación en el pozo.

El diseño y la instalación de terminaciones de pozos marinos incluyen diversas etapas. Antes de pasar de una etapa a la siguiente, todos los miembros del grupo de trabajo deben aprobar el trabajo realizado hasta la fecha. Desde un punto de vista económico, la eficiencia de este proceso es tan importante como la tecnología empleada.

Durante la etapa de planeación, los ingenieros evalúan la envolvente de condiciones dentro de las cuales debe operar la terminación. Los parámetros principales incluyen la geología, la presión, la temperatura, las propiedades de los fluidos producidos, los regímenes de producción anticipados, los asuntos relacionados con el aseguramiento del flujo y la vida productiva prevista para el pozo.

Después de la aprobación del diseño, comienza la compra y manufactura de los componentes de la terminación. Antes del envío de los componentes de la terminación a la localización del pozo para su instalación, es importante efectuar pruebas de integración de sistemas SIT exhaustivas para verificar si el desempeño de la terminación cumplirá o excederá las especificaciones acordadas, e identificar cualquier problema imprevisto de compatibilidad entre las interfaces.

Las pruebas SIT proveen además una “carrera por vía seca” para los diseños de terminación potenciales, lo que permite que los ingenieros desarrollen procedimientos de instalación más eficientes, prueben otras opciones para situaciones imprevistas y en última instancia, reduzcan el tiempo no productivo.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

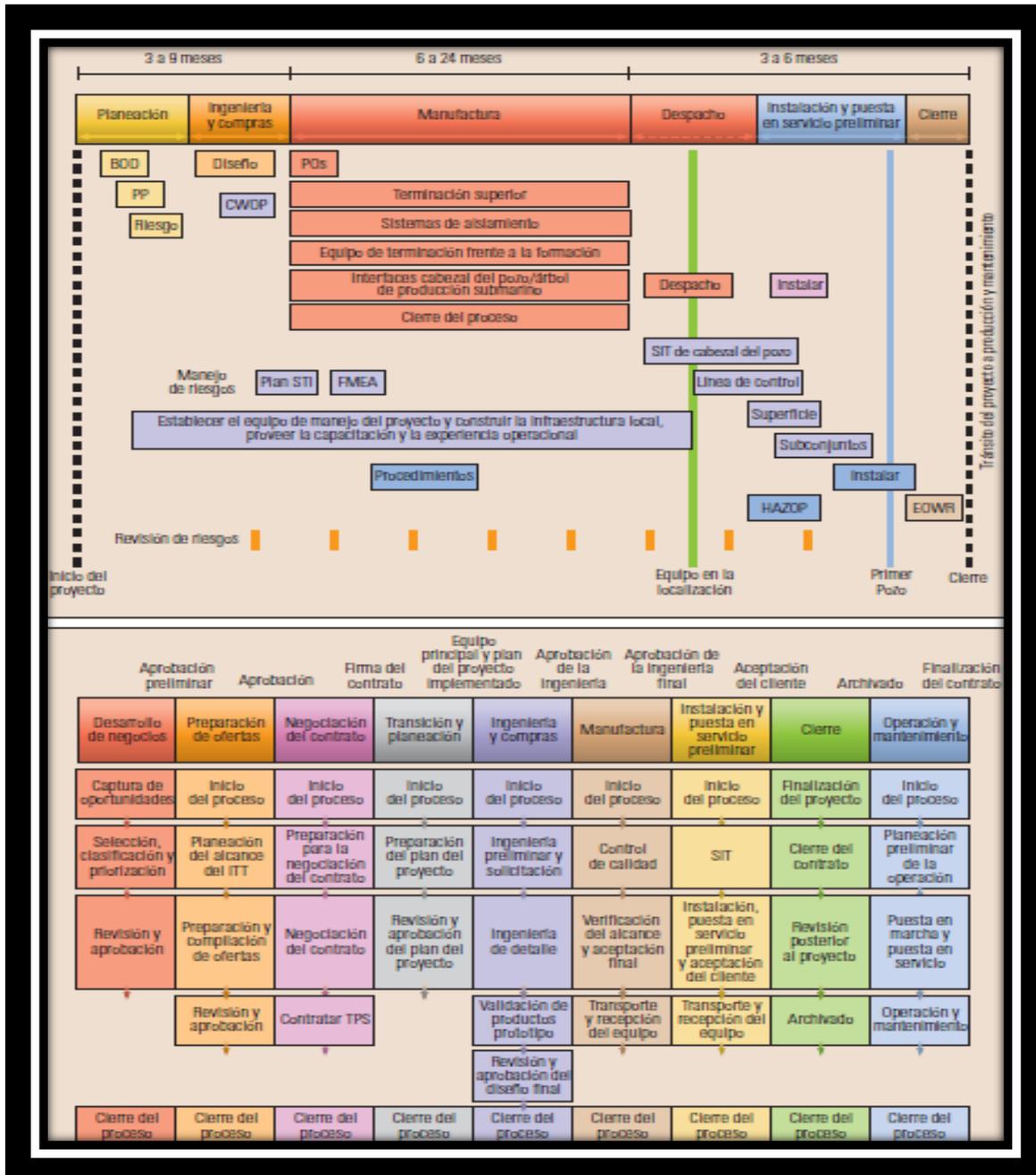


Tabla 7.2.- Diagrama de flujo del diseño de una terminación submarina. (3)

Las pruebas se efectúan bajo condiciones simuladas, equivalentes a las existentes en el pozo. Para satisfacer este requerimiento de ejecución, Schlumberger inauguró el Centro de Pruebas de Cameron CTF, en Texas en el año 2004. (4)

El centro, que cuenta con la certificación ISO-9001, permite que los ingenieros realicen el ensamblaje de la terminación, exactamente como se planifica para un pozo específico, y que instalen la terminación en un pozo equivalente y verifiquen el desempeño correcto de los componentes del sistema.

7.2.- Diseño de la Terminación en Aguas Profundas.

Las primeras operaciones en aguas profundas tuvieron lugar en el Golfo de México, Brasil y África Occidental a finales de la década de 1970. En el Golfo de México, existen hoy más de 150 descubrimientos en aguas que exceden los 1000 [ft] de profundidad, de los cuales 12 se hallan a más de 1829 [m] ó 6000 [ft] de profundidad. Tres de los campos más profundos se hallan incluidos en el proyecto Canyon Express. Ubicados a 241 [km] ó 150 [millas] al suroeste de Nueva Orleans, Luisiana, EUA, los campos del proyecto Canyon Express actualmente comprenden nueve pozos. La primera producción del proyecto Canyon Express ocurrió en septiembre de 2002. Los fluidos producidos por los tres campos se transportaron a lo largo de 90 [km] ó 56 [millas] mediante un sistema de tubería de conducción doble hacia la plataforma Canyon Station. Antes de acordar sobre un sistema de recolección compartido, las compañías operadoras examinaron otras opciones, tales como cilindros verticales flotantes conocidos también como unidades de árbol de producción seco o *spars* y otras instalaciones independientes. La dificultad de las operaciones submarinas y las reservas tornaban antieconómico el desarrollo de estos campos en forma separada. (5)

La infraestructura submarina para los pozos del proyecto Canyon Express está vinculada a un sistema de recolección multifásico marino. La tecnología de terminación de pozos es un aspecto clave en la maximización de la producción de pozos en aguas profundas. Las técnicas y procedimientos de terminación son generalmente similares, independientemente de la profundidad del agua. Sin embargo, a mayores profundidades, las opciones tecnológicas son más limitadas. Por ejemplo, si la profundidad del agua sobrepasa los 6000 [ft], la única opción de diseño del sistema es un sistema de cabezal de pozo submarino con árboles de producción sumergidos. Habiendo sido diseñados para pozos en aguas profundas, estos sistemas avanzados se equipan típicamente con medidores de presión y temperatura, válvulas de control de flujo e instalaciones para prevenir la formación de hidratos, y todos los componentes se optimizan para evitar las operaciones de intervención de pozos. Los costos de intervención para los pozos submarinos profundos son tan excesivos que se diseñan para evitar una intervención. (6)

Las tuberías ascendentes de producción, que se utilizan para estructuras marinas fijas, tales como las TLP's, no constituyen una opción para profundidades mayores a los 1372 [m] ó 4500 [ft] de profundidad. Cuando se instala el equipo de producción en el lecho marino se suelen presentar importantes dificultades: cañones profundos, diapiros salinos y superficies del lecho marino potencialmente inestables. También preocupa el costo y la eficiencia del proceso de terminación. Las operaciones de terminación de pozos efectuadas desde una embarcación de perforación posicionada dinámicamente en más de 2134 [m] ó 7000 [ft] de tirante de agua, cuestan alrededor de 17,000 dólares por hora y requieren de la coordinación de unas 200 personas de varias compañías en la localización. Las terminaciones de pozos para los campos Aconcagua y Camden Hills utilizan técnicas y tecnología similares para vincular los yacimientos a las instalaciones.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

El objetivo es conseguir agotar las reservas de manera rápida, segura, sin intervenciones y libre de problemas, con todos los sistemas de terminación diseñados para yacimientos individuales. Los dos requisitos importantes para estas terminaciones son proveer control de la producción de arena y control de flujo en el fondo del pozo para manejar la potencial irrupción de agua en cada zona productora. También permiten la producción controlada y medida de cada zona, maximizando el yacimiento. Los diseños incorporaron la estimulación por fracturamiento hidráulico y empaques de grava de última generación para intervalos largos y heterogéneos, sistemas de control de la producción de arena y sistemas submarinos de control de pozos. A pesar de que la inversión inicial en los componentes de la terminación y su instalación representaron más de 20 millones de dólares por pozo, el equipo a cargo del proyecto también consideró el costo potencial de las operaciones de reparación de pozos; en este caso, la intervención del pozo costaría aproximadamente 10 millones de dólares por operación. Dada la magnitud de estos costos, el equipo de fondo de pozo controlado en forma remota es una alternativa efectiva en materia de costos frente a las intervenciones.

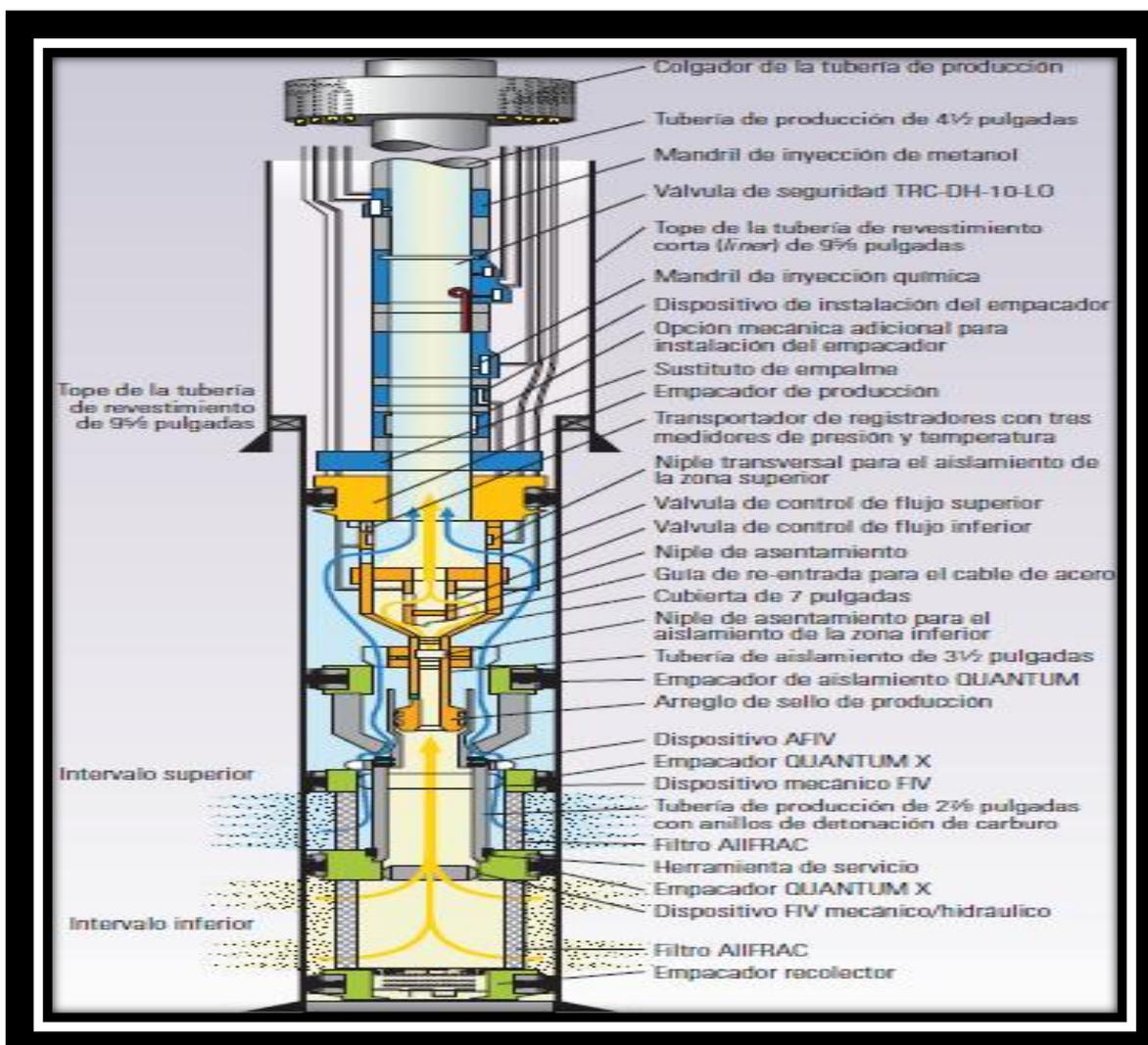


Fig. 7.3.- Esquema de una terminación en aguas profundas. (7)

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

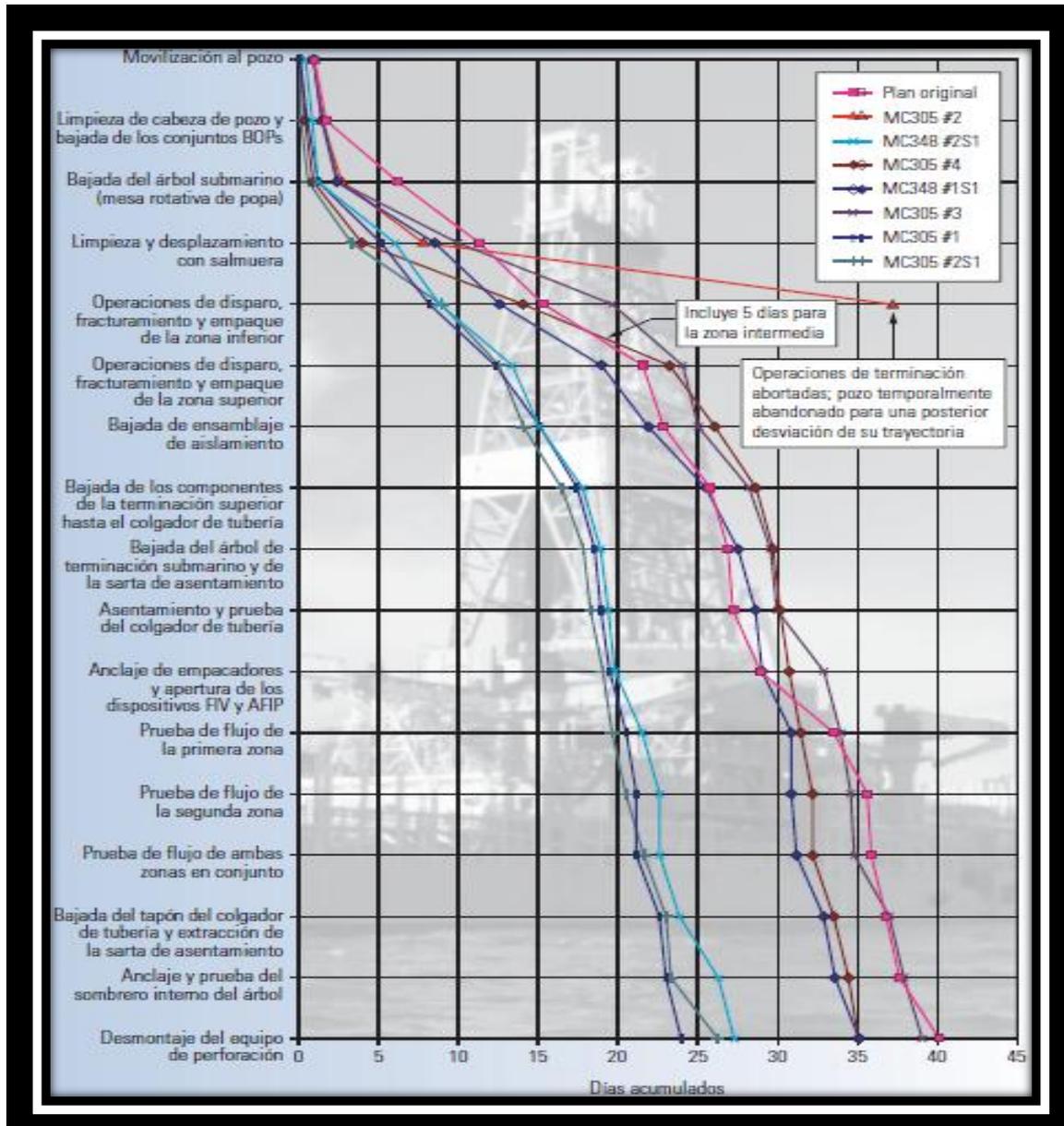
En los campos Aconcagua y Camden Hills, las operaciones de terminación se condujeron desde el Transoceánico *Discoverer Spirit*, una embarcación de perforación posicionada dinámicamente. Para optimizar el tiempo de la embarcación, las operaciones de terminación se diseñaron de modo de tomar ventaja de las capacidades avanzadas de manejo de tuberías del sistema. Durante las operaciones de terminación, se hallaban activos en el área una embarcación de tendido de tuberías, una embarcación de perforación y un vehículo operado en forma remota ROV, lo cual requirió una cuidadosa coordinación y vigilancia por parte de todas las cuadrillas de trabajo. Los diseños y procedimientos de terminación de pozos para los seis pozos de los campos Aconcagua y Camden Hills eran similares. En primer lugar, se bajó el árbol submarino horizontal y se probó exitosamente.

La embarcación de perforación posee dos mesas rotativas; el árbol submarino se bajó desde la mesa rotativa instalada en la parte posterior de la embarcación, mientras que la tubería ascendente de perforación con el conjunto de preventones BOP, se bajó desde la mesa rotativa delantera. La instalación del equipo de terminación comenzó después de bajar y trabar el conjunto BOP. Después de probar el conjunto BOP, se perforaron los tapones de abandono temporales, y se limpió el pozo desplazando el lodo de perforación con agua de mar y luego salmuera de terminación de cloruro de calcio [CaCl₂]. Posteriormente, se utilizaron espaciadores de desplazamiento, raspadores de tubería de revestimiento, cepillos y herramientas a chorro para minimizar los detritos residuales del pozo. Se utilizó el cable de adquisición de registros para asentar el empacador colector cerca del fondo del pozo, a fin de proveer control de profundidad para las operaciones siguientes de disparo y de control de la producción de arena. Luego se dispararon los yacimientos de arenisca superiores e inferiores utilizando un equipo de disparo transportado por la tubería de producción y se terminaron con una configuración de fracturamiento hidráulico y empaque apilado para la producción conjunta.

Se utilizó la tecnología innovadora FIV con el empacador QUANTUM X, parte de la familia de empacadores de empaque de grava QUANTUM, y se efectuó un fracturamiento hidráulico seguido de empaque de grava STIMPAC para el control de la producción de arena. Estas válvulas operadas en forma remota se activan con presión en lugar de una intervención física con línea de acero. Estas válvulas aíslan las zonas terminadas por separado para eliminar problemas potenciales.

Los fluidos provenientes de la arenisca inferior ascendieron por la tubería de producción, y la arenisca superior produjo por el espacio anular existente entre la tubería de aislamiento y el filtro de grava. El conjunto de aislamiento también incorporó la Válvula de Aislamiento de la Formación Controlada por el Espacio Anular AFIV, para proporcionar control del pozo y prevenir la pérdida de fluido en la trayectoria del flujo superior. Las terminaciones de los campos Canyon Express establecieron muchos récords para proyectos en aguas profundas; algunos de ellos ya fueron superados como sucede con récords mundiales en cualquier ambiente dinámico de operación.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

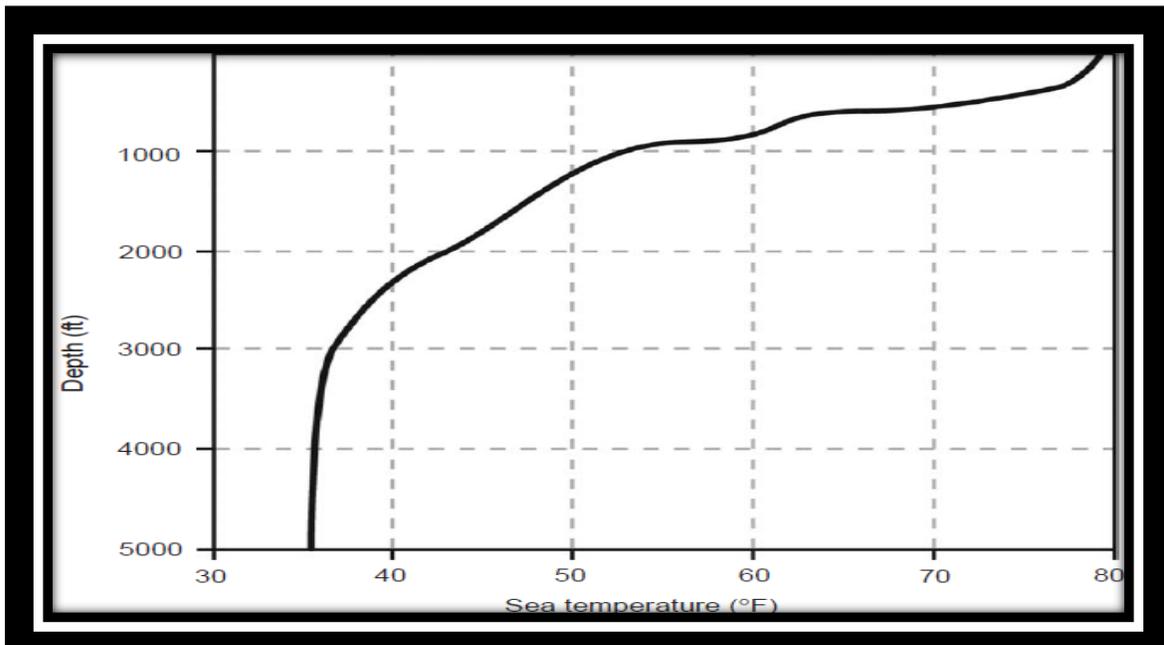


Gráfica 7.1.- Desempeño de una terminación mejorada. (8)

El empacador QUANTUM X es un empacador versátil y sólido diseñado para terminaciones que incluyen control de la producción de arena, tales como empaque de grava, y tratamientos de estimulación de alta presión y alto volumen. En este caso, los servicios STIMPAC combinaron el fracturamiento hidráulico y el empaque de grava en una sola operación. Esta técnica de fracturamiento y empaque atraviesa el daño de formación y minimiza el deterioro de la productividad que es común en los empaques de grava de pozos entubados convencionales. Esta operación de estimulación fue ejecutada con las embarcaciones de estimulación marina *DeepSTIM I* y *DeepSTIM II*. Las embarcaciones *DeepSTIM* permiten efectuar tratamientos de gran capacidad y operaciones de bombeo a altos regímenes y alta presión, fracturamiento hidráulico, acidificación o empaque de grava en aguas profundas. (9)

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

En el campo Camden Hills los récords incluyeron la mayor profundidad de agua, 2197 [m] ó 7209 [ft], para el desarrollo del campo; un récord mundial de profundidad al tiempo de colocar una válvula subterránea de seguridad controlada desde la superficie a 3016 [m] ó 9894 [ft] debajo del nivel del mar; los primeros tres fracturamientos y empaques apilados con cuatro dispositivos de aislamiento por zonas; y la movilización más rápida del sistema SentTREE 7; en sólo 25 minutos. Para mejorar la eficiencia de trasladar la embarcación *Discoverer Spirit* de una localización a otra, el conjunto BOP permaneció desplegado debajo de la embarcación, a unos 122 [m] ó 400 [ft] sobre el lecho marino, ahorrando millones de dólares en tiempo de equipo. Éstas y otras marcas se alcanzaron antes de lo programado y sin accidentes o daños por tiempo perdido.



Gráfica 7.2.- Perfil de temperatura en Aguas Profundas. (10)

7.2.1.- Componentes de la terminación.

En el Golfo de México la mayoría de los pozos requiere algún tipo de control de arena. En términos generales, no hay consideraciones especiales de los equipos necesarios para el control de arena al trabajar en aguas profundas. Las principales preocupaciones son la orientación del pozo, el método más adecuado para el control de arena es poniendo grava alrededor de los liners. Teniendo en cuenta que todo el equipo de terminación normalmente funciona por debajo del colgador, especialmente en DW los componentes de la terminación pueden incluir:

Sello de producción con diseño que limita el movimiento.- Este tipo de Sistema de sellado impide los esfuerzos en la tubería no dañen el aparejo mediante un anclado que no permite el movimiento del sello durante los cambios normales en la velocidad y la presión de los fluidos. Si se hace hincapié en superar un nivel de tensión diseñado, un anillo de piezas de corte permite a los sellos moverse.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Empacador actuado remotamente.- A menudo se refiere como "EDGE" a esta tecnología, el empacado incluye una "percepción" de que la unidad de sentidos emite pulsos de presión generados por los equipos de la especialidad por la cadena de tuberías. Cuando la combinación correcta en la amplitud y la frecuencia que llega, los conjuntos realizan el empacado. Este sistema no requiere operar la línea de acero o dejar caer bolas para establecer el empacado.

Línea de lodo colgada con tubería MLTH.- Se componen de la cadena de tuberías debajo de la válvula de tormenta SCSSV, y establece mediante una línea de control los pozos con las instalaciones flotantes de producción. Los resbalones de anclaje de la MLTH al casing a partir de su instalación para soportar el peso de la tubería colgada permiten un cierto peso de la línea.

SCSSV para aguas profundas.- Tres tipos de SCSSV's se utilizan en las operaciones en aguas profundas: pesada de tipo primavera, cargada de nitrógeno, y equilibrada. Las válvulas pesadas tipo primavera, consideradas "normales" para operaciones superficiales de agua, usan una fuente para compensar la presión anular hidrostática y ayuda en el cierre de la válvula cuando la presión aplicada por la línea de control es desfogada a la atmósfera. En situaciones más profundas, como las de aguas ultra profundas, la de tipo primavera ejerce una fuerza más poderosa para superar la presión hidrostática en la válvula. Como resultado de ello, las presiones de apertura son muy grandes. (11)

Dos alternativas en aguas profundas de la válvula pesada de tipo primavera son: "impulso de nitrógeno" ó válvulas de carga, que usan nitrógeno para proporcionar la fuerza necesaria para superar la presión hidrostática, y las válvulas "Equilibradas" de línea, que disponen de dos líneas de control de funcionamiento de la válvula, con una "línea abierta" y una "línea estática". Además de ser simple en su diseño, las válvulas de línea balanceadas pueden ser bombeadas para cerrarse como último recurso, si hay algún problema de cierre.

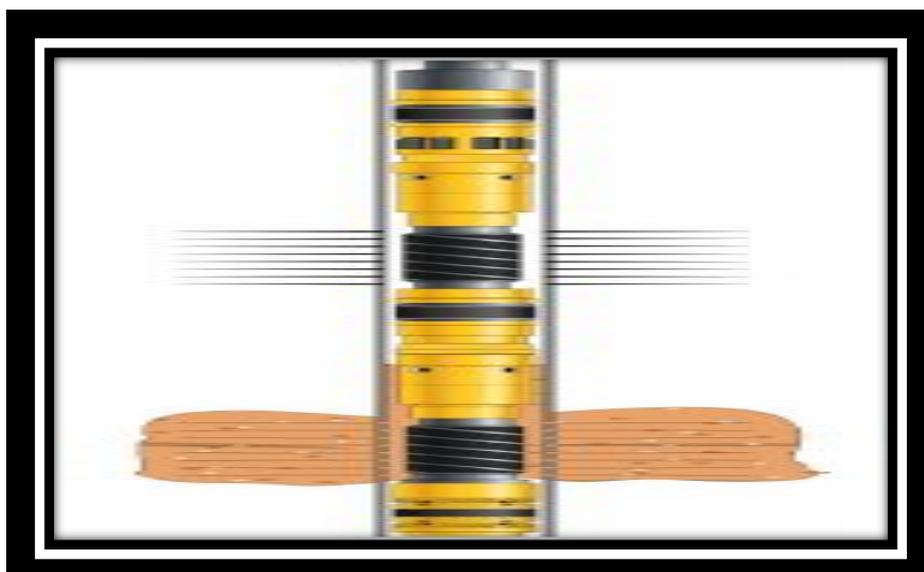


Fig. 7.4.- Empacado de grava multizona en un solo viaje. (12)

7.2.2.- Consideraciones operacionales.

Teniendo en cuenta los tipos de plataforma asociadas con la mayoría de los pozos en aguas profundas, hay un fuerte incentivo para minimizar el tiempo de la instalación. Uno de los problemas con la instalación de las terminaciones submarinas de aguas profundas es la longitud y la complejidad de la cadena de mando y el tiempo necesario para ejecutar el proyecto. Las operaciones para el funcionamiento de la tubería y el árbol en posición vertical y los sistemas de árbol horizontal figuran en la selección del diseño. La complejidad de una cadena de aterrizaje de un doble árbol de suspensión vertical puede ser evitada con árboles horizontales o con vehículo remoto ROV. Muchos de los problemas operativos asociados con las terminaciones se refieren a los desechos: los desechos procedentes de la canalización vertical, del BOP o de las operaciones de molienda. Los ambientes de aguas profundas tienen el efecto adicional de la operación de la mudline a bajas temperaturas. Estas bajas temperaturas pueden reducir la eficiencia de los disolventes. Las bajas temperaturas también pueden causar problemas con la cristalización de las salmueras empacadoras. (13)

7.3.- Terminaciones Inteligentes en Aguas Profundas.

Las terminaciones inteligentes tienen la mayor parte de sus aplicaciones en el medio ambiente submarino, en especial en aguas profundas. Los beneficios de estas aplicaciones sólo pueden derivarse cuando el sistema está implementado con éxito. Una implementación exitosa requiere de la interfaz de una gestión eficaz de los diferentes componentes del proceso de terminación. Las aguas profundas poseen sus propios problemas de desarrollo. Éstos incluyen el alto costo de desarrollo, limitaciones con las tecnologías existentes y las cuestiones relativas a la aplicación de otras tecnologías nuevas.

Las actividades de desarrollo en estos entornos son más costosas que la perforación estándar y la tecnología suele ser llevada al límite. Esto ha resultado en la necesidad de desarrollar y aplicar nuevas tecnologías e invertir en la mejora de las ya existentes. Así, las terminaciones inteligentes se están convirtiendo en un componente importante de la mayoría de las actividades de desarrollo en aguas profundas. La aplicación de esta tecnología puede ser debido a la importante mejora de la fiabilidad de los sistemas, una mayor comprensión del funcionamiento de los componentes y el valor económico obtenido de la tecnología. La mejora de la fiabilidad podría estar asociada con un mayor número de instalaciones en el mundo. Las lecciones aprendidas de estas instalaciones han dado lugar a una mejor integración de los componentes. (14)

En un entorno de aguas profundas, entre otros beneficios, las terminaciones inteligentes permiten a los operadores la reducción de las intervenciones, y pueden monitorizar y controlar remotamente el flujo de los fluidos del pozo, optimizando así la producción, a fin de maximizar el valor de los activos. Grandes campos en aguas profundas con un número limitado de pozos requieren pozos inteligentes para maximizar su capacidad de producción.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

El campo Agbami, es un yacimiento con muchas zonas de producción y los pozos necesitan la instalación de sistemas inteligentes para manejar los diferentes frentes de fluidos. El yacimiento tiene muchas zonas de producción con alta calidad en las propiedades de la roca. Los sistemas inteligentes consisten en válvulas de control de intervalo ICV's, y muchos sensores, que se utilizan para monitorear, analizar y controlar la inyección y la producción a nivel zonal. El análisis de los datos de los sensores permiten las operaciones para estimar y calcular la capacidad real de las tasas de flujo. Las decisiones del control de las operaciones están basadas en el análisis de datos, cuyos resultados se utilizarán para optimizar el rendimiento del campo en general y maximizar los beneficios. Usando una combinación de escenarios de pruebas y de mitigación de estrategias, varias decisiones clave son hechas, incluyendo el número y ubicación de la colocación de las ICV's, basadas en el tipo de pozo y la producción.

Uno de los objetivos clave para la optimización del rendimiento de los activos es maximizar y acelerar la recuperación mediante la producción de los pozos de una forma óptima mediante las terminaciones inteligentes, lo que retrasará la llegada del agua y del gas al tiempo que se respetan las limitaciones mecánicas de la producción. Esto permitirá al activo mantener la producción en la meseta.

El reto para los operadores es saber dónde está el exceso de capacidad productiva existente en la red en cualquier momento, y lo que hace el control son ajustes que pueden ser adoptados si se producen fallas. Por lo tanto, el monitoreo, análisis y control denominado MAC, debe estar en proceso de para responder a las interrupciones no planificadas de las operacionales y estar preparados para el comportamiento a largo plazo. El proceso MAC ha clasificado los distintos estudios que se centran en torno a la aplicación eficiente de los pozos inteligentes. La clave en este proceso es el módulo de análisis. Basándose en los datos de los sensores, el primer paso de análisis suele ser la asignación de las zonas de producción. La capacidad de simulación numérica también se extiende a simular múltiples zonas de flujo con las ICV's. Se desarrolló y aplico una técnica de optimización dinámica para la simulación de yacimientos y el modelado de un pozo multizona con sistemas inteligentes con ICV's. Las decisiones de control de las operaciones se realizan a través del análisis del proceso con el objetivo de reducir los costos de operación y acelerar la recuperación. (15)

Un sistema de pozos inteligentes ayuda a los operadores en la mitigación de los problemas de producción a corto plazo, sin costosas intervenciones. En el largo plazo, un sistema de pozos inteligentes ayuda a reducir el impacto de las incertidumbres geológicas a través del manejo de los frentes de los fluidos del yacimiento. El MAC es un proceso de la utilización de las Terminaciones Inteligentes, donde se puede identificar los rangos de funcionamiento del pozo. (16)

El "Tiempo de Referencia" es la identificación del rendimiento del pozo, en el cual se disminuye el tiempo de reacción para ejecutar los planes de mitigación de los problemas, cuando se presentan o se crean situaciones negativas. (17)

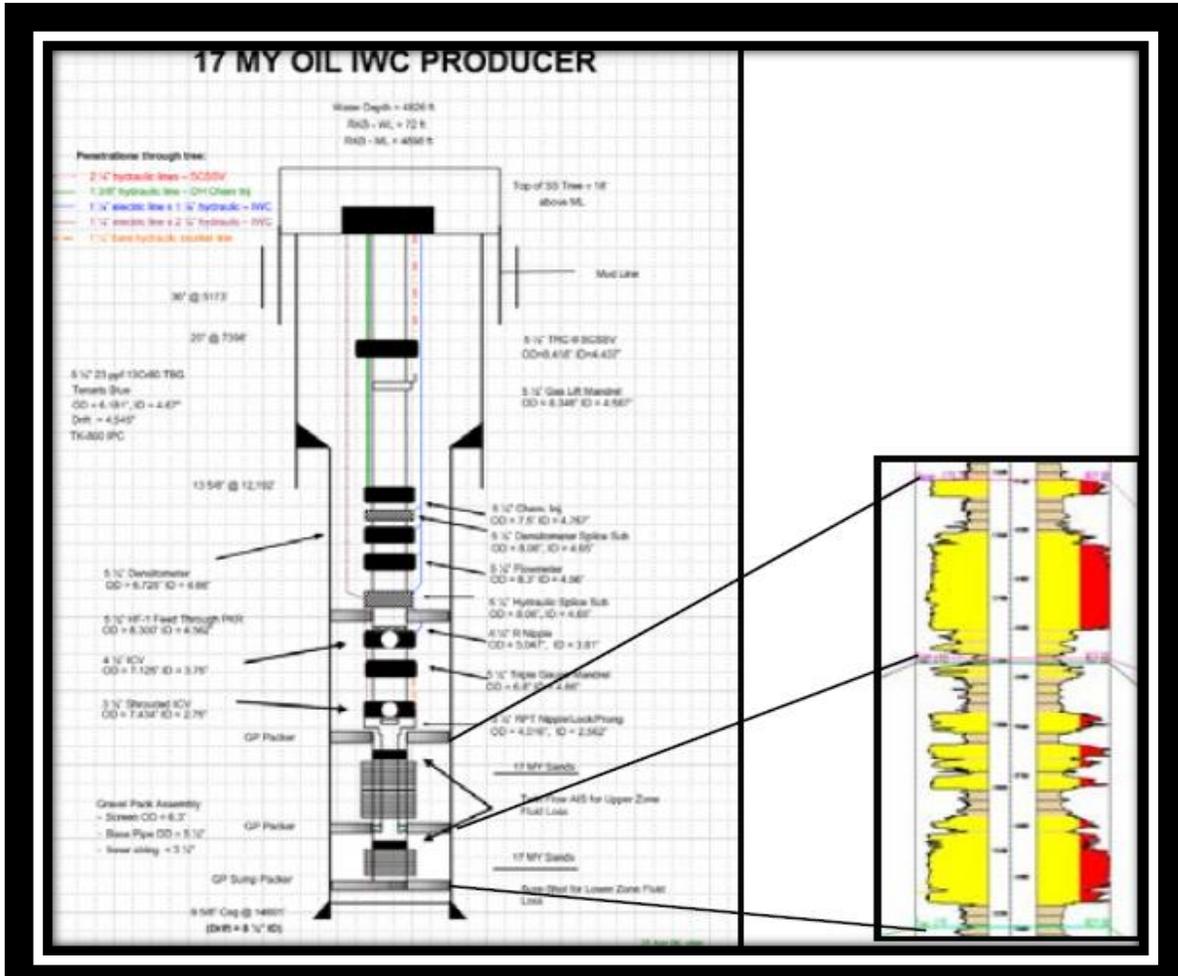


Fig. 7.5.- Terminación Inteligente en Aguas Profundas. (18)

7.4.- Sistemas Artificiales de Producción en Aguas Profundas.

La terminación de pozos en aguas profundas también incluye el uso de los SAP. El bombeo mecánico “NO” se usa en aguas profundas, pues por lo remoto de esos lugares y por el tamaño del equipo superficial es prácticamente inviable. El Bombeo Neumático Inteligente suele ser aplicado en pozos de aceite mediano y ligero, y en yacimientos que tengan un buen casquete de gas a alta presión. El BN Inteligente ya fue explicado en el capítulo 06, así como el BN Continuo combinado con una terminación inteligente. En aguas profundas, la mayoría de los aceites encontrados son pesados o extrapesados. A veces el BN Inteligente no posee la suficiente fuerza para levantar fluidos tan pesados y que tienen que elevarse a grandes distancias. Ante esto, el SAP más aplicado en aguas profundas es el bombeo electrocentrífugo. El BEC es el sistema artificial ideal en aguas profundas, dado su versatilidad y su diseño compacto, dicha versatilidad se debe a la combinación de las válvulas de control de flujo, el variador de voltaje y las bobinas de fondo. Puede producir aceites pesados, incluso puede hacerlo si esos aceites contienen agua o arena. Para eliminar la presencia de gas, se usa un separador de gas, dicho gas de produce generalmente por la TR. Ver capítulo 06.

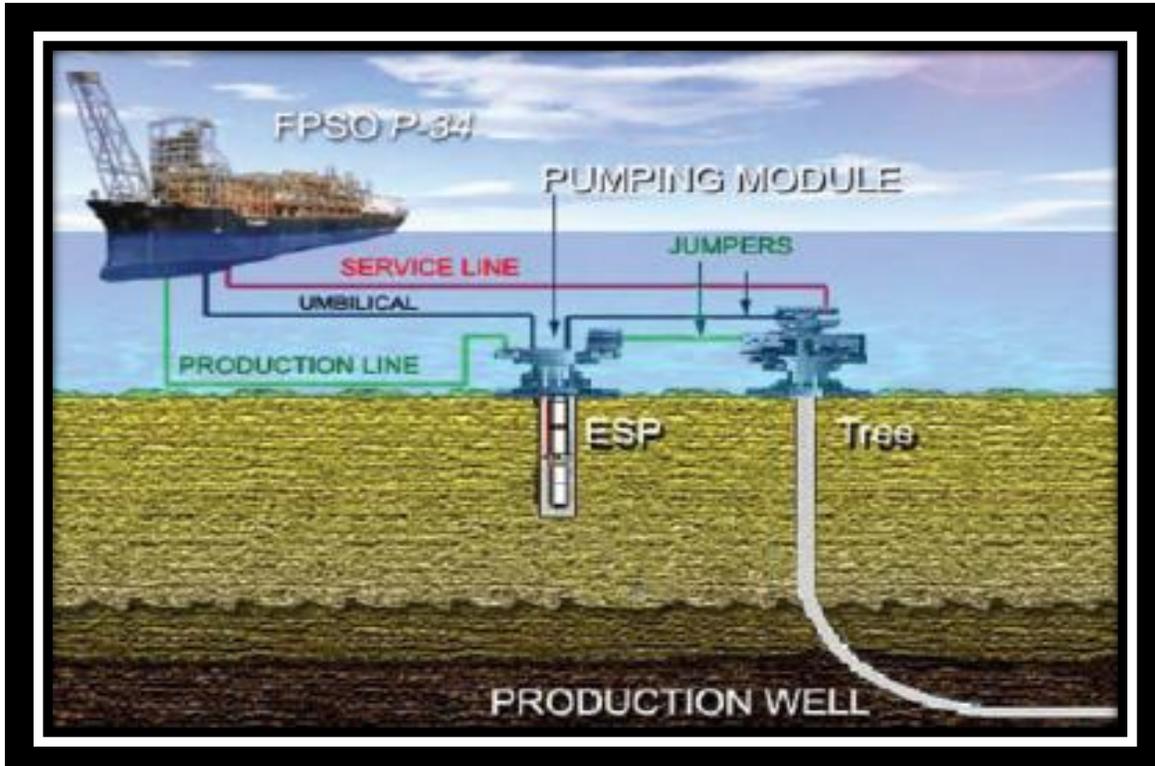


Fig. 7.6.- BEC en Aguas Profundas, modalidad 1. (19)

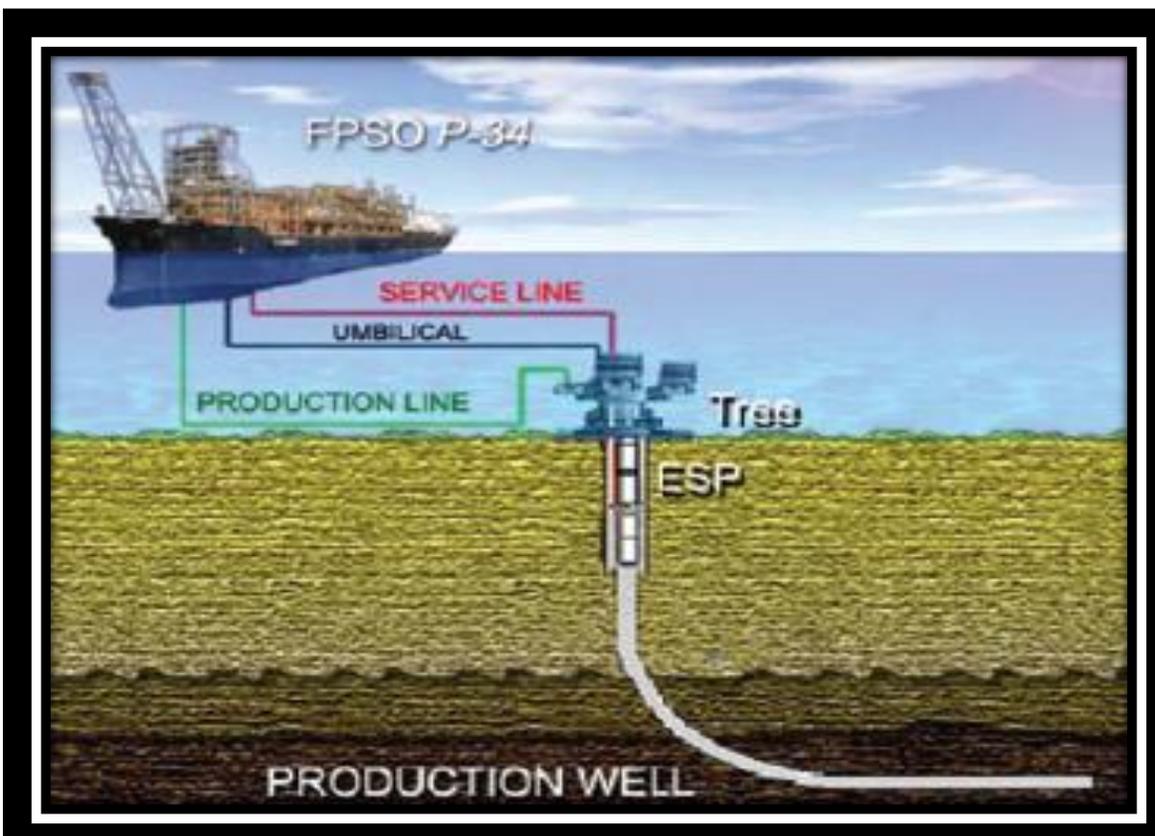


Fig. 7.7.- BEC en Aguas Profundas, modalidad 2.

7.5.- Proyecciones en el Futuro en Aguas Profundas.

Nuestra industria espera una actividad considerable en aguas profundas. Los descubrimientos en aguas profundas hasta la fecha han contribuido aproximadamente con 60 mil millones de barriles, 9500 millones de [m³] de petróleo a las reservas mundiales, sin embargo sólo alrededor del 25% de las reservas en aguas profundas han sido o están siendo desarrolladas; tal vez tan sólo un 5% haya sido producido. Durante el tiempo relativamente corto que las compañías de petróleo y gas han explorado y producido en aguas profundas, el éxito en las exploraciones en este ambiente ha subido de cerca del 10% a más del 30% en todo el mundo. Aún queda mucho trabajo que hacer en materia de caracterización de yacimientos en ambientes de aguas profundas. Muchos yacimientos en aguas profundas terminan siendo más complicados de lo inicialmente pensado, lo cual no sorprende dado que las primeras interpretaciones se realizan sobre la base de datos estáticos, relativamente limitados y provenientes de levantamientos sísmicos, posiblemente registros de uno o más pozos de exploración y, raramente, extracción de núcleos. Los datos de yacimientos análogos, guían excelentemente las interpretaciones de yacimientos.

La complejidad inesperada de los yacimientos en aguas profundas generalmente conduce a cambios en el número o emplazamiento de los pozos para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, para los operadores son de mayor preocupación los desafortunados casos de diseños de instalaciones que resultan inadecuadas para manejar la producción de los campos. Un mejor entendimiento de los yacimientos en aguas profundas debería conducir a modelos de producción más precisos y a instalaciones de producción correctamente dimensionadas al inicio del desarrollo de un campo. Los yacimientos turbidíticos están exigiendo mayor atención por parte de los geocientíficos, quienes prestan particular atención a ciertos aspectos tales como la calidad y continuidad del yacimiento, así como a los mecanismos de empuje.

Además de establecer modelos análogos confiables para descubrimientos turbidíticos futuros, los geocientíficos en aguas profundas están compilando las lecciones aprendidas acerca de la adquisición de datos y de compartir los conocimientos a lo largo de la vida de los yacimientos en aguas profundas. Naturalmente, la adquisición y el análisis de datos presuponen una colaboración entre las diversas disciplinas. La mayoría de los desarrollos en aguas profundas demandan una importante cuota de cooperación e innovación: ninguna compañía puede “hacerlo sola.” El proyecto Canyon Express y otros similares, establecen un nuevo estándar para la aplicación de tecnología en DW. Además de nuevos sistemas de cementación y equipos relacionados, las mejoras en otras tecnologías facilitan la producción en DW. El levantamiento artificial, el transporte de herramientas y el aseguramiento del flujo son áreas de investigación y desarrollo activos para las compañías de servicios y de exploración y producción. La producción de campos en DW sigue representando un gran desafío, los esfuerzos de colaboración de las compañías de exploración y producción y las empresas nacionales como PEMEX y PETROBRAS contribuyen a simplificar la tarea.

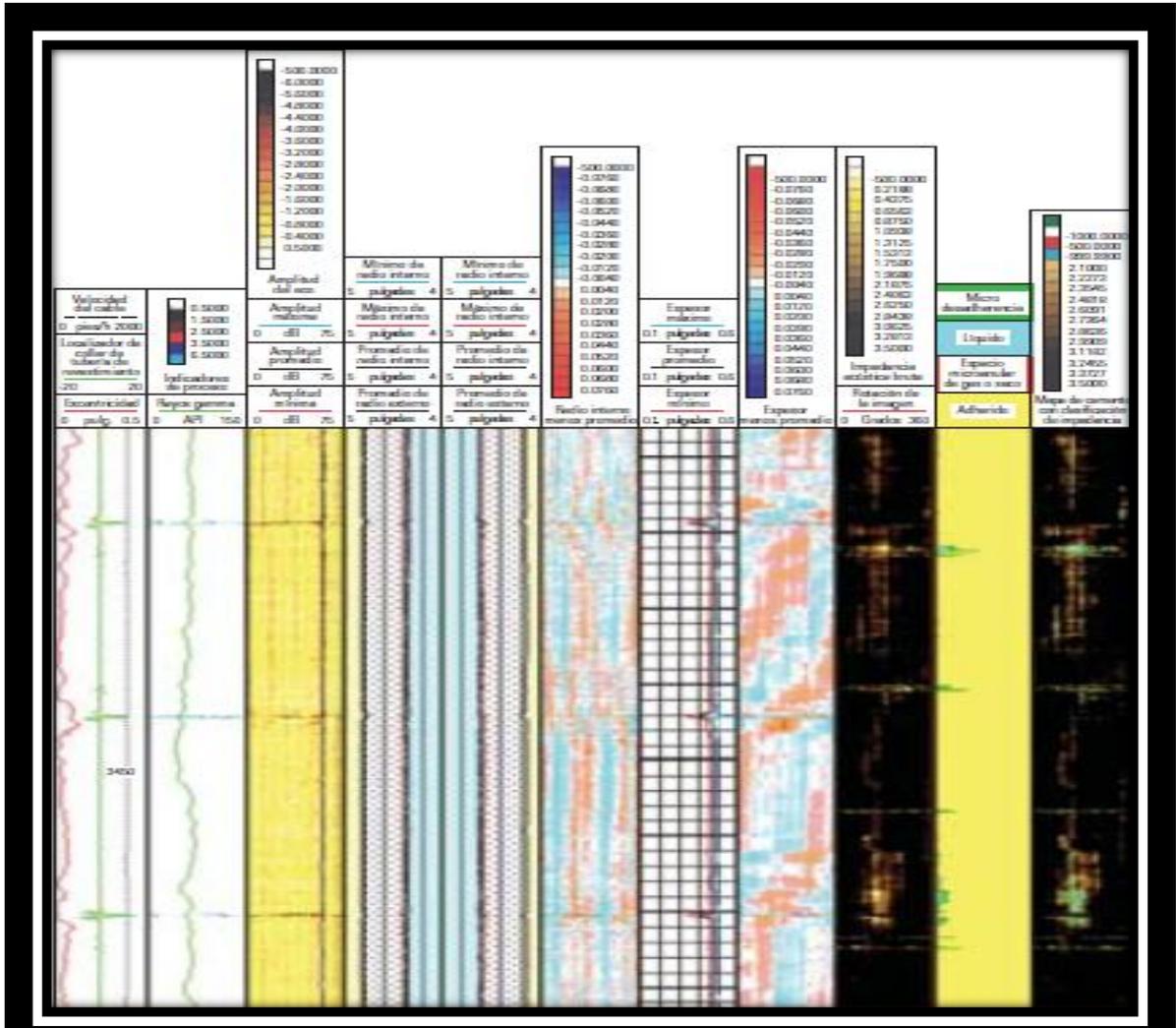


Fig. 7.8.- Alta tecnología de registros en Aguas Profundas. (20)

Importantes avances tecnológicos en los métodos y los equipos han permitido aumentar la perforación en aguas profundas, a menudo más allá de las plataformas continentales. Las técnicas de terminación también han avanzado para permitir la producción en aguas profundas eficientemente. Al diseñar un pozo en aguas profundas y su terminación, los retos en el fondo del pozo son complicados. En aguas profundas, no sólo son los problemas en boca de pozo, el equipo también se debe modificar en el fondo del pozo de acuerdo a las condiciones del fondo del océano. En el diseño e instalación en la fase de terminación y la vida posterior del pozo, se deben determinar parámetros de diseño, y la facilidad de instalación debe ser considerada. El diseño del tubing debe abordar algunos aspectos únicos de una terminación submarina. (21)

La industria petrolera va a tener un desarrollo significativo en los próximos años, especialmente en aguas profundas. El desarrollo tecnológico debe continuar, se deben desarrollar nuevas tecnologías de terminación en aguas profundas, así como mejorar la tecnología actual de terminaciones inteligentes.

Referencias.

- 1.- **“Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 15.
- 2.- **“Manejo de Proyectos de Terminación de Pozos Marinos”**, Oilfield Review 2007, Pág. 8.
- 3.- **“Manejo de Proyectos de Terminación de Pozos Marinos”**, Oilfield Review 2007, Pág. 9.
- 4.- **“Manejo de Proyectos de Terminación de Pozos Marinos”**, Oilfield Review 2007, Pág. 10.
- 5.- **“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 39.
- 6.- **“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 40.
- 7.- **“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 41.
- 8.- **“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 42.
- 9.- **“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 43.
- 10.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 12, Pág. 636.
- 11.- **“Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Applications”**, *SPE 56716*, 1999, Pág. 2.
- 12.- **“Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Applications”**, *SPE 56716*, 1999, Pág. 11.
- 13.- **“Well Completion Design”**, Jonathan Bellarby, Elsevier, Capítulo 12, Pág. 639.
- 14.- **“Managing Operational Challenges in the Installation of an Intelligent Well Completion in a Deepwater Environment”**, *SPE 116133*, 2008, Pág. 1.
- 15.- **“Maximizing Production Capacity Using Intelligent-Well Systems in a Deepwater, West-Africa Field”** *SPE 103308*, 2006, Pág. 1.

TERMINACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

16.- **“Maximizing Production Capacity Using Intelligent-Well Systems in a Deepwater, West-Africa Field”** *SPE 103308*, 2006, Pág. 4.

17.- **“Maximizing Production Capacity Using Intelligent-Well Systems in a Deepwater, West-Africa Field”** *SPE 103308*, 2006, Pág. 5.

18.- **“Maximizing Production Capacity Using Intelligent-Well Systems in a Deepwater, West-Africa Field”** *SPE 103308*, 2006, Pág. 7.

19.- **“Innovations for Deepwater Jubarte Heavy Oil”**, Artificial Lift, JPT, 2008, Pág. 66.

20.- **“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”**, Oilfield Review, 2003, Pág. 53.

21.- **“Meeting the Challenges of Deepwater Subsea Completion Design”**, *SPE 36991*, 1996, Pág. 1.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Las aguas profundas son el próximo punto de mira de la industria petrolera, esto ante el inminente agotamiento de los yacimientos terrestres y los que se encuentran en el litoral marino. Hoy en día hay mucha incertidumbre en esos lugares remotos, sin embargo cada vez más se están logrando descubrimientos importantes. Otro punto a considerar en aguas profundas es su rentabilidad y su factor de riesgo.

2.- En materia de terminación de pozo es de suma importancia hacer un buen diseño, ya que la terminación es el paso intermedio entre la perforación y la producción, y de ello va a depender la productividad del pozo.

3.- En la operación de terminación primero que nada se tiene que hacer un estudio integral de las formaciones que van a ser terminadas, y en base a ese estudio seleccionar el tipo de terminación más adecuado.

4.- Una vez seleccionado el tipo de terminación, se deben elegir las herramientas y equipos adecuados para dicha terminación, analizando sus características, las cuales tienen que acoplarse perfectamente al diseño, así como la compatibilidad entre las mismas herramientas.

5.- Una parte importante de la terminación es el tubing, o aparejo de producción, es importante realizar en todas las terminaciones, especialmente en las de aguas profundas, el análisis triaxial de fuerzas, para tener plena certeza de que nuestro diseño va a soportar todas las cargas impuestas a la tubería.

6.- Los fluidos usados en la terminación son fundamentales a la hora de terminar el pozo, y más aun cuando se trabaja en aguas profundas, pues la reología de estos fluidos se ve muy afectada por las condiciones extremas de presión y temperatura que se presentan en aguas profundas. Se debe cuidar mucho que estos fluidos no causen daño a la formación.

7.- El diseño de los disparos debe ser muy preciso, se recomienda que las cargas atraviesen a como de lugar la zona de daño para tener una excelente eficiencia de flujo, en caso de no se así, es recomendable una operación de fracturamiento hidráulico o ácido, con el objetivo de extender los disparos hasta librar la zona de daño.

8.- La seguridad en la operación con disparos es fundamental, ya que los disparos son quizá la operación más peligrosa en la terminación, con lo cual se deben minimizar los riesgos para el personal operativo y para el pozo.

9.- Las terminaciones inteligentes fueron concebidas desde un principio como un método para eliminar las intervenciones. Hoy en día, se puede concluir que son la herramienta fundamental de algo que se conoce como Administración Integral de Yacimientos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.- La administración de yacimientos se basa en el buen manejo de lo que se conoce como EOR, es decir, recuperación secundaria y mejorada. Si combinamos el EOR con los SAP, y en ambos aplicamos la tecnología de las terminaciones inteligentes, vamos a obtener algo llamado IOR, es decir recuperación incrementada de hidrocarburos, que es la base fundamental de la Administración Integral de Yacimientos cuando realiza el análisis económico.

11.- Las terminaciones inteligentes se pueden aplicar a cualquier tipo de pozo, ya sea inyector, en proyectos de EOR, o productor, ya sea con flujo natural o con un SAP, incluso en pozos mixtos, productores e inyectores a la vez. Las terminaciones inteligentes son el mejor método para el manejo de yacimientos, especialmente en aguas profundas. Las terminaciones inteligentes maximizan la recuperación de hidrocarburos, pudiendo llegar en ocasiones a extraer prácticamente la totalidad del volumen original.

12.- Una parte fundamental en las terminaciones inteligentes es la inteligencia artificial, mediante las Redes Neuronales y los Sistemas Neuro Difusos, de esta forma las terminaciones inteligentes ayudan a los operadores a minimizar las intervenciones a los pozos, y también estos pozos inteligentes pueden tomar decisiones por si solo en caso de que el operador no responda a las alertas emitidas por el pozo.

13.- El corazón de la terminación en aguas profundas son las terminaciones inteligentes. La razón es que por lo remoto de esos lugares se deben minimizar las intervenciones, además es ideal como herramienta de manejo de yacimientos, pues las terminaciones inteligentes pueden ser la clave y la diferencia de que un yacimiento en aguas profundas sea rentable o no.

14.- Se recomienda que en todo yacimiento de aguas profundas se use como herramienta de manejo de yacimientos a las terminaciones inteligentes. Es recomendable mejorar la tecnología existente en cuanto a herramientas de las terminaciones inteligentes, así como mejorar la inteligencia artificial, en un futuro cercano las terminaciones inteligentes van a ser la clave en el manejo de yacimientos, no solo en aguas profundas, sino también en el resto de yacimientos.

15.- Se recomienda invertir en investigación y tecnología para perfeccionar las terminaciones inteligentes, también es recomendable analizar detalladamente los yacimientos de aguas profundas, ya que en el futuro la industria petrolera mundial se va a desarrollar ahí, y la terminación de pozos va a jugar un papel fundamental.

APÉNDICES

Apéndice 1: Glosario.

Aislamiento: Método para evitar la pérdida de calor en las líneas.

API: Instituto Americano de Petróleo.

Árbol: Equipo superficial que permite la producción controlada de los fluidos.

Aseguramiento: Método para permitir el flujo continuo de fluidos por las líneas.

ASV: Válvula de seguridad anular.

Automatización: Control del pozo automático en las terminaciones inteligentes.

BEC: Bombeo electrocentrífugo sumergible.

Biaxial: Esfuerzo combinado en dos direcciones, axial y radial simultáneamente.

BN: Bombeo neumático, levantamiento por gas, gas lift.

BNA: Bombeo neumático autoabastecido.

BNN: Bombeo neumático natural.

Bomba: Mecanismo usado para producir los fluidos del fondo artificialmente.

BOP: Preventores, sistema de control de brotes.

Calor: Energía que se deriva de un diferencial de temperatura.

Cargas: Mecanismo impulsor de las balas o chorros encargados de los disparos.

Cementación: Operación para fijar y aislar la TR de la formación

Corrosión: Reacción química que desgasta a los metales, debilitándolos.

Cristalización: Creación de cristales en los minerales por cambio de temperatura.

Daño: Alteración de las propiedades originales de la formación.

Deformación: Alteración de las tuberías, cambiando su longitud y forma.

Disparos: Operación de perforar la TR para comenzar la producción del pozo.

APÉNDICES

DW: Deepwater, aguas profundas.

EDGE: Empacador actuado remotamente.

Empacador: Herramienta usada para aislar el espacio anular del flujo por la TP.

Emulsión: Mezcla de dos líquidos inmiscibles más o menos homogénea.

Esfuerzo: Fuerzas aplicadas a la tuberías por unidad de área.

Explosivo: Agente que detona las cargas para realizar la operación de disparos.

Fase: Estado de composición y agregación de los fluidos.

FIV: Válvula de asentamiento de la formación.

Flotación: Reducción del peso de la tubería por acción de un fluido.

Fluido: Mezcla diseñada y usada para perforar o terminar el pozo.

Flujo: Transporte de fluidos a través de un medio.

Gel: Sistema coloidal donde la fase continua es sólida y la dispersa es líquida.

ICV: Válvula de control de intervalo.

Inyección: Introducción de fluidos al pozo o al yacimiento.

Liner: TR corta, generalmente se usa en la última etapa de la perforación.

MAC: Monitoreo, análisis y control.

Mudline: Línea de lodos o de fluidos de perforación y terminación.

Perforación: Operación para construir un pozo, mediante una barrena y una sarta

Permeabilidad: Propiedad y capacidad de la formación para permitir el flujo.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos, de origen orgánico, gran fuente de energía.

Pistola: Mecanismo que transporta las cargas y activa los explosivos.

Presión: Fuerza ejercida por unidad de área.

Producción: Obtención de hidrocarburos de un pozo, yacimiento o campo.

APÉNDICES

Pozo: Agujero que se hace comunicar el yacimiento con la superficie.

Revestidor: Tubería que se usa para sostener el agujero hecho en la perforación.

Reserva: Volumen de hidrocarburo del yacimiento que se puede recuperar.

Reología: Estudio de la deformación y la fluidez de la materia.

Riser: Tubería elevadora o conductora usada en ambientes submarinos.

ROV: Vehículo remoto.

Sal: Mineral formado por un elemento alcalino y un halógeno.

Salmuera: Fluido de agua que contiene sales, comúnmente es empacador.

SAP: Sistema artificial de producción.

SSSV: Válvula de tormenta, válvula de seguridad bajo superficie.

Temperatura: Propiedad de los fluidos, energía cinética promedio de los fluidos.

Terminación: Etapa intermedia entre la perforación y la producción.

TP: Tubería ó aparejo de producción, tubing.

TPI: Terminación de pozos inteligentes.

TR: Casing, revestidor o tubería de revestimiento.

Triaxial: Esfuerzo en tres direcciones simultáneamente: axial, radial y tangencial.

Tubingless: Tubería de menos de 5", se usa como TR y TP simultáneamente.

Turbidez: Medida de la luz dispersada por partículas suspendidas en un fluido.

UDW: Ultradeepwater, aguas ultraprofundas.

Umbilical: Líneas de flujo que conectan los árboles con los Risers.

Uniaxial: Esfuerzo en una sola dirección, puede ser axial o radial.

Viscosidad: Resistencia al flujo de la materia.

Yacimiento: Trampa geológica interconectada hidráulicamente, contiene petróleo.

APÉNDICES

Apéndice 2: Formulario.

Capítulo 03:

Fórmula	Número	Página
$\sigma = \frac{F}{A_x}$	3.1	48
$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L}$	3.2	48
$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$	3.3	48
$P_b = Tol \left(\frac{2 Y_p t}{D} \right)$	3.4	50
$P_e = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{D}{t} \right) \left[\left(\frac{D}{t} \right) - 1 \right]^2}$	3.5	51
$P_t = Y_p \left(\frac{F}{D} - G \right)$	3.6	52
$P_p = Y_p \left[\frac{A}{\frac{D}{t}} - B \right] - C$	3.7	52
$P_y = 2Y_p \left[\frac{\left(\frac{D}{t} \right) - 1}{\left(\frac{D}{t} \right)^2} \right]$	3.8	52
$P_e = P_o - \left(1 - \frac{2}{\frac{D}{t}} \right) P_i$	3.9	53
$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_a}{Y_p} \right)^2} - \frac{\sigma_a}{2Y_p} \right] Y_p$	3.10	53
$F_{amax} = A_x Y_p$	3.11	54
$F_w = W \cos \theta$	3.12	55
$F_w = \frac{w}{l} TVD$	3.13	55
$F_p = -p A_x$	3.14	55
$P_{hidrostatica} = \rho TVD$	3.15	55
$\rho = 0.433 \text{ s.g}$	3.16	56
$F_p = \Delta p_{plug} A_i$	3.17	56
$F_p = P_o(A_b - A_o) - P_i(A_b - A_i)$	3.18	56
$\mu = - \frac{\text{Tensión Radial}}{\text{Tensión Axial}}$	3.19	58
$F_b = 2\mu(A_i \Delta p_i - A_o \Delta p_o)$	3.20	58

APÉNDICES

$\Delta L_{BAL} = \frac{-2\mu L}{E(A_o - A_i)} (\Delta p_i A_i - \Delta p_o A_o)$	3.21	58
$F_{eff} = F_{total} + (P_o A_o - P_i A_i)$	3.22	59
$F_c = 1.94 (EIw^2)^{\frac{1}{3}}$	3.23	59
$F_c = 4.05 (EIw^2)^{\frac{1}{3}}$	3.24	59
$I = \frac{\pi}{64} (D_o^4 - D_i^4)$	3.25	60
$F_c = \sqrt{\left(\frac{4 E I w \text{sen}\theta}{r_c}\right)}$	3.26	60
$F_c = (1.41 \sim 1.83) \sqrt{\left(\frac{4 E I w \text{sen}\theta}{r_c}\right)}$	3.27	60
$\lambda_{m\acute{a}x} = \frac{1.1227}{\sqrt{2 E I}} F_{eff}^{0.04} (F_{eff} - F_c)^{0.46}$	3.28	61
$\lambda = \sqrt{\frac{F_{eff}}{2 E I}}$	3.29	61
$P = \frac{2\pi}{\lambda}$	3.30	61
$DLS = 68.755 r_c \lambda^2$	3.31	61
$\tau = \pm \frac{F_{eff} r_c^2 \beta}{2\sqrt{1 - r_c^2 \beta}}$	3.32	61
$\beta = \sqrt{\frac{-F_{eff}}{2 E I}}$	3.33	61
$\varepsilon_b = -0.7285 \frac{r_c^2}{4 E I} F_{eff}^{0.08} (F_{eff} - F_c)^{0.92}$	3.34	61
$\varepsilon_b = -\frac{r_c^2}{4 E I} F_{eff}$	3.35	62
$L_t = 2 l \sqrt{1 + \left(\frac{r_c \text{sen}(\lambda l)}{l}\right)^2}$	3.36	62
$l \approx 2 \sqrt{\frac{R\delta}{(R r_c \lambda^2 + 1)}}$	3.37	62
$Y_e = Y \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z}{Y}\right)^2} - 0.5 \left(\frac{\sigma_z}{Y}\right) \right]$	3.38	63
$\sigma_z = \frac{F}{A_x}$	3.39	63
$P_i = \frac{2 \sigma_s t}{d}$	3.40	64

APÉNDICES

$P_i = 0.875 \left(\frac{2 Y_p t}{D} \right)$	3.41	64
$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2]^{0.5}$	3.42	65
$\sigma_r = \frac{P_i A_i - P_o A_o}{(A_o - A_i)} - \frac{(P_i - P_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A}$	3.43	65
$\sigma_{r,i} = -P_i$	3.44	66
$\sigma_{r,o} = -P_o$	3.45	66
$\sigma_t = \frac{P_i A_i - P_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(P_i - P_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A}$	3.46	66
$\sigma_{t,i} = \frac{P_i (A_i + A_o) - 2 P_o A_o}{A_o - A_i}$	3.47	66
$\sigma_{t,o} = \frac{2 P_i A_i - P_o (A_i + A_o)}{A_o - A_i}$	3.48	66

Capítulo 04:

Fórmula	Número	Página
$Vol = 0.5067 (d_2^2 - d_1^2) * 150$	4.1	75
$Vol = 37.85 q$	4.2	75
$\Delta p = prof_{vert} * (\rho_{fp} - \rho_{fs})$	4.3	75
$\tau = \mu \gamma$	4.4	76
$\bar{v} = \frac{N_{RE} \mu}{6,318.7 \rho (d_2 - d_1)}$	4.5	76
$q_{min} = 2.448 \bar{v} (d_2^2 - d_1^2)$	4.6	76
$v_{sl} = \frac{1152 (\rho_s - \rho) d_p^2}{\mu}$	4.7	76
$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{v_{fl}}$	4.8	76
$n = 3.322 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$	4.9	77
$K = \frac{510 \theta_{300}}{511^n}$	4.10	77
$N_{Rec} = 3470 - n (1370)$	4.11	77
$\mu_a = \frac{K (d_2 - d_1)^{(1-n)}}{144 \bar{v}^{(1-n)}} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n$	4.12	77
$N_{Rec} = \frac{6,318.7 \rho \bar{v} (d_2 - d_1)}{\mu_a}$	4.13	77
$v_c = \left[\frac{N_{Rec} K}{909,893 \rho} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208 (d_2 - d_1)} \right)^n \right]^{\frac{1}{2-n}}$	4.14	77

APÉNDICES

$q_{min} = 2.448 \bar{v}_c (d_2^2 - d_1^2)$	4.15	77
$V_{an} = 0.003187 (D^2 - d_e^2) L$	4.16	85
$\Delta P = 1.422 H (\rho_1 - \rho_2)$	4.17	85
$V_{tp} = 0.003187 d_i^2 L$	4.18	85
$q^n = -k \frac{dT(x)}{dx}$	4.19	95
$q^n = -k \frac{T_2 - T_1}{X_2 - X_1}$	4.20	95

Capítulo 05:

Fórmula	Número	Página
$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$	5.1	105
$RP = \frac{\text{Producción de una zona entubada y disparada}}{\text{Producción de la misma zona en agujero abierto}}$	5.2	106
$\sigma_z = \sigma_{sob} - P_p$	5.3	109
$P_{p\ min} = \sigma_{sob} - 1.7 R_c$	5.4	109
$\Delta P_{max} = P_f - P_{p\ min}$	5.5	109
$\Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.37}}$	5.6	109
$\Delta P_{min} = \frac{2500}{K^{0.17}}$	5.7	109
$\Delta P_{med} = \frac{\Delta P_{max} + \Delta P_{min}}{2}$	5.8	109
$Ph = P_f - \Delta P$	5.9	109
$\rho b = \frac{Ph}{1.4228 D_v}$	5.10	109
$Ph = 1.4228 D_v \rho f$	5.11	110
$Phl = 1.4228 D_v \rho l$	5.12	110
$\Delta P_{max} = 3600 - 20 \Delta t$	5.13	110
$\Delta P_{max} = 2340 \rho b - 4000$	5.14	110
$\Delta P_{max} = 4750 - 25 \Delta t$	5.15	110
$\Delta P_{max} = 2900 \rho b - 4700$	5.16	110
$Ph_{min} = 1.422 D_{disp} \rho_{reg}$	5.17	111
$\Delta P_{max} = P_f - Ph_{min}$	5.18	111
$Ph = P_f - 0.8 \Delta P_{max}$	5.19	111
$Ph = P_f - 0.6 \Delta P_{max}$	5.20	111
$Ph = P_f - 0.6 \Delta P_{max}$	5.21	112
$Ph = P_f - 0.4 \Delta P_{max}$	5.22	112
$\Delta P = P_f - Ph$	5.23	112
$Pen = Pen_{sup} * e^{(0.086(C_r - C_f))}$	5.24	117

APÉNDICES

Apéndice 3: Nomenclatura.

Término	Nombre	Unidades
F_F	Factor de Flotación	Adimensional
d	Densidad del lodo.	[gr/cm ³]
da	Densidad del acero.	[gr/cm ³]
P_{FTP}	Peso flotado de la TP.	[lbs]
P_{TP}	Peso de la TP.	[lbs]
σ	Esfuerzo axial	[psi]
F	Fuerza	[lbf]
A_x	Área transversal	[in ²]
ε	Elongación	Adimensional
ΔL	Diferencial de longitud	[ft]
L	Longitud	[ft]
E	Módulo de Young	[psi]
P_b	Presión interna	[psi]
Tol	Tolerancia de corrección	Fracción
Y_p	Máximo esfuerzo de cedencia	[psi]
t	Espesor nominal	[in]
D	Diámetro exterior	[in]
P_e	Colapso elástico	[psi]
P_t	Colapso de transición	[psi]
P_p	Colapso plástico	[psi]
A, B, C, F, G	Coeficientes empíricos	Adimensionales
P_y	Colapso de cedencia	[psi]
P_e	Presión externa equivalente	[psi]
P_o	Presión externa	[psi]
P_i	Presión interna	[psi]
Y_{pa}	Esfuerzo de cedencia efectiva	[psi]
σ_a	Esfuerzo axial	[psi]
F_{amax}	Fuerza axial máxima	[lbf]
F_w	Fuerza resultante	[lbf]
W	Peso de la tubería	[lbf]
θ	Ángulo	grados
I	Longitud	[ft]
TVD	Profundidad vertical verdadera	[ft]
F_p	Fuerza axial	[lbf]
p	Presión	[psi]
$P_{hidrostática}$	Presión hidrostática	[psi]
ρ	Densidad	[psi/ft]
s.g.	Gravedad específica	Adimensional
Δp_{plug}	Presión diferencial	[psi]
A_i	Área interna	[in ²]
A_b	Área total	[in ²]
A_o	Área externa	[in ²]
μ	Coeficiente de Poisson	Adimensional
F_b	Fuerza de tracción axial	[lbf]

APÉNDICES

Δp_i	Diferencial de presión interna	[psi]
Δp_o	Diferencial de presión externa	[psi]
ΔL_{BAL}	Diferencial de longitud por balón	[ft]
F_{eff}	Fuerza efectiva	[lbf]
F_{total}	Fuerza total	[lbf]
F_c	Fuerza crítica	[lbf]
w	Peso unitario	[lbs/in]
I	Momento de inercia	[in ⁴]
D_o	Diámetro exterior	[in]
D_i	Diámetro interior	[in]
r_c	Claro radial	[in]
$\lambda_{m\acute{a}x}$	Ángulo de hélice máximo	Adimensional
λ	Ángulo de hélice	Adimensional
P	Pendiente	Adimensional
DLS	Desviación	[°/100(ft)]
τ	Torque	[lbf*in]
β	Factor para determinar el torque	Adimensional
ε_b	Tensión de pandeo	Adimensional
L_t	Longitud máxima de herramientas	[ft]
R	Radio de curvatura	[in]
δ	Diferencia de diámetros	[in]
Y_e	Resistencia a la cedencia efectiva	[psi]
σ_z	Esfuerzo axial	[psi]
σ_s	Esfuerzo de ruptura	[psi]
σ_{VME}	Esfuerzo triaxial	[psi]
σ_t	Esfuerzo tangencial	[psi]
σ_r	Esfuerzo radial	[psi]
$\sigma_{r,i}$	Esfuerzo radial interno	[psi]
$\sigma_{r,o}$	Esfuerzo radial externo	[psi]
$\sigma_{t,i}$	Esfuerzo tangencial interno	[psi]
$\sigma_{t,o}$	Esfuerzo tangencial externo	[psi]
Vol	Volumen	[lt]
d_2	Diámetro interno de la TR	[in]
d_1	Diámetro externo de la TP	[in]
q	Gasto	[gal/min]
Δp	Diferencial de presión	[kgf/cm ²]
$prof_{vert}$	Profundidad vertical de la sarta	[m]
ρ_{fp}	Densidad del fluido de perforación	[gr/cm ³]
ρ_{fs}	Densidad del fluido separador	[gr/cm ³]
v	Velocidad media de flujo	[ft/s]
N_{RE}	Número de Reynolds	Adimensional
μ	Viscosidad	[cp]
ρ	Densidad de los baches	[gr/cm ³]
$q_{m\acute{i}n}$	Gasto mínimo	[gal/min]
v_{sl}	Velocidad de deslizamiento	[ft/s]

APÉNDICES

ρ_s	Densidad de la partícula	[gr/cm ³]
d_p	Diámetro de la partícula	[in]
F_T	Factor de transporte	Porcentaje
v_{fl}	Velocidad de los baches	[ft/s]
n	Índice de comportamiento de flujo	Adimensional
θ_{600}	Lectura del viscosímetro a 600	Adimensional
θ_{300}	Lectura del viscosímetro a 300	Adimensional
K	Índice de consistencia	[cp]
N_{Rec}	Número de Reynolds crítico	Adimensional
μ_a	Viscosidad aparente	[cp]
v_c	Velocidad crítica de flujo	[ft/s]
V_{an}	Volumen del espacio anular	[bls]
D	Diámetro interior de la TR	[in]
d_e	Diámetro exterior de la TP	[in]
L	Longitud	[m]
Δp	Diferencial de presión	[psi]
H	Profundidad	[m]
ρ_1	Densidad del fluido desplazado	[gr/cm ³]
ρ_2	Densidad del fluido empacante	[gr/cm ³]
v_{tp}	Volumen interior de la TP	[bls]
d_i	Diámetro interior de la TP	[in]
k	Conductividad térmica del material	[BTU/(ft.hr.°F)]
q	Gasto	[bls/día]
p_{ws}	Presión de fondo estática	[psi]
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	[psi]
RP	Relación de Productividad	Adimensional
σ_{sob}	Esfuerzo de sobrecarga	[psi]
P_p	Presión de poro	[psi]
P_{pmin}	Presión de poro mínima	[psi]
R_c	Resistencia compresiva	[psi]
Δp_{max}	Presión diferencial máxima	[psi]
P_f	Presión de formación	[psi]
Δp_{min}	Presión diferencial mínima	[psi]
K	Permeabilidad	[mD]
Δp_{med}	Presión diferencial media	[psi]
Ph	Presión hidrostática	[psi]
ρ_b	Densidad	[gr/cm ³]
D_v	Profundidad vertical	[m]
ρ_f	Densidad del fluido	[gr/cm ³]
ρ_l	Densidad del lodo	[gr/cm ³]
Δt	Tiempo de transito	[μs/ft]
Ph_{min}	Presión hidrostática mínima	[psi]
D_{disp}	Profundidad del disparo	[m]
ρ_{reg}	Densidad del registro	[gr/cm ³]
Pen	Penetración	Adimensional
Pen_{sup}	Penetración en superficie	Adimensional
Cr	Compresibilidad en superficie	[kpsi]
Cf	Compresibilidad de la formación	[kpsi]

APÉNDICES

Apéndice 4: Figuras.

Capítulo 01:

No.	Nombre	Página
1.1	<i>Esquema de distintos tipos de terminación submarina.</i>	02
1.2	<i>Zona alrededor del pozo con permeabilidad dañada.</i>	06
1.3	<i>Tipos de terminación.</i>	09
1.4	<i>Tipos de terminación, interfase agujero – yacimiento.</i>	09
1.5	<i>Sistema del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.</i>	12
1.6	<i>Diferentes clasificaciones de las terminaciones.</i>	13
1.7	<i>Diferentes tipos de terminación, sin TP, con una y con 2 TP.</i>	15
1.8	<i>Dos tipos de empaque con grava.</i>	17

Capítulo 02:

No.	Nombre	Página
2.1	<i>Principales herramientas usadas en la terminación.</i>	20
2.2	<i>Equipo de producción submarino.</i>	21
2.3	<i>Tipos de Raiser.</i>	22
2.4	<i>Tipos de Raiser en Aguas Profundas.</i>	24
2.5	<i>Sistema de umbilicales en Aguas Profundas.</i>	25
2.6	<i>Árbol submarino.</i>	26
2.7	<i>Árbol de pruebas submarino.</i>	27
2.8	<i>Herramientas SenTREE.</i>	28
2.9	<i>Árbol de un solo agujero.</i>	30
2.10	<i>Árbol submarino para nivel de lodo.</i>	30
2.11	<i>Árbol vertical.</i>	32
2.12	<i>Árbol horizontal.</i>	33
2.13	<i>Árbol eléctrico.</i>	33
2.14	<i>Ejemplos de sistemas de válvulas de seguridad.</i>	35
2.15	<i>Esquema de un sistema de control para una SSSV.</i>	36
2.16	<i>Empacador de producción.</i>	37
2.17	<i>Empacadores, permanente y recuperable.</i>	38
2.18	<i>Elementos principales del empacador permanente.</i>	39
2.19	<i>Operación de una válvula de control de flujo.</i>	43

APÉNDICES

Capítulo 03:

No.	Nombre	Página
3.1	<i>Ley de Hooke.</i>	48
3.2	<i>Diferentes efectos de los esfuerzos axiales.</i>	54
3.3	<i>Peso de la tubería en un pozo desviado.</i>	55
3.4	<i>Efecto de una prueba de presión en un aparejo tapado.</i>	56
3.5	<i>PBR y junta de expansión.</i>	57
3.6	<i>Efecto pistón.</i>	57
3.7	<i>Efecto de balón y efecto de balón inverso.</i>	58
3.8	<i>Pandeo causado por presión interna.</i>	59
3.9	<i>Movimiento neto del aparejo.</i>	62
3.10	<i>Componentes del análisis triaxial.</i>	65

Capítulo 04:

No.	Nombre	Página
4.1	<i>Unidad de fluidos de PEMEX.</i>	72
4.2	<i>Lavado del pozo.</i>	74
4.3	<i>Sarta de lavado recomendada.</i>	74
4.4	<i>Tipo y posición de baches.</i>	75
4.5	<i>Comportamiento de líneas de flujo sobre la partícula.</i>	76
4.6	<i>Corrosión en la tubería.</i>	82
4.7	<i>Condiciones en Aguas Profundas con y sin Riser.</i>	86
4.8	<i>Temperatura de aparición de cera.</i>	87
4.9	<i>Equipo submarino de aseguramiento de flujo.</i>	91
4.10	<i>Formas de la transferencia de calor.</i>	94
4.11	<i>Típico sistema de aislamiento en multicapas.</i>	97

Capítulo 05:

No.	Nombre	Página
5.1	<i>Sistema de disparos.</i>	102
5.2	<i>Factores geométricos del sistema de disparos.</i>	106
5.3	<i>Respuesta de los registros sónico y densidad en arenas.</i>	108
5.4	<i>Sistemas de disparo.</i>	114
5.5	<i>Jerarquía de los factores geométricos.</i>	116
5.6	<i>Tres tipos comunes de heterogeneidades.</i>	117

APÉNDICES

Capítulo 06:

No.	Nombre	Pág.
6.1	Esquematación de los sistemas de pozos inteligentes.	124
6.2	Campo Machar, campo exitoso en la aplicación de TPI.	125
6.3	Esquematación de la toma de datos en las TPI.	126
6.4	Monitoreo de presión con herramientas de Schlumberger.	127
6.5	Medidor de flujo en el fondo.	128
6.6	Ejemplo de control de la presión fluyendo.	128
6.7	Esquema de una Red Neuronal Artificial.	129
6.8	Perceptrón con 2 entradas.	129
6.9	Interpretación de datos con software.	132
6.10	Esquema Neuro Difuso con valores aleatorios.	133
6.11	Válvulas de Schlumberger controladas hidráulicamente.	135
6.12	Válvulas de Schlumberger controladas eléctricamente.	135
6.13	Válvulas de control de flujo inteligentes.	136
6.14	Medidor, empacador multipuerto y válvula de control de flujo.	137
6.15	Terminación inteligente multilateral.	138
6.16	Terminación inteligente multilateral en agujero descubierto.	139
6.17	Terminación inteligente de un pozo productor y uno inyector.	139
6.18	Acuífero activo actuando en el yacimiento.	140
6.19	Ejemplo de un yacimiento en el que se usa el BN Inteligente.	142
6.20	Aplicación del BN Inteligente en el campo Troll.	142
6.21	Aplicación del BN Inteligente en la compañía Statoil.	143
6.22	Herramientas del sistema inteligente del BEC.	144
6.23	Incremento de reservas utilizando terminaciones inteligentes.	147
6.24	Pozo multilateral inteligente.	148
6.25	Pozo inteligente con empacador de grava en los intervalos.	148
6.26	Recuperación secundaria usando pozos inteligentes.	149
6.27	Tecnología usada en el pozo Lankahuasa 12.	152

Capítulo 07:

No.	Nombre	Página
7.1	Terminación en aguas someras, profundas y ultraprofundas.	158
7.2	Arboles de producción submarinos.	160
7.3	Esquema de una terminación en aguas profundas.	164
7.4	Empacado de grava multizona en un solo viaje.	168
7.5	Terminación Inteligente en Aguas Profundas.	171
7.6	BEC en Aguas Profundas, modalidad 1.	172
7.7	BEC en Aguas Profundas, modalidad 2.	172
7.8	Alta tecnología de registros en Aguas Profundas.	174

APÉNDICES

Apéndice 5: Tablas.

Capítulo 01:

No.	Nombre	Pág.
1.1	<i>Clasificación de los sistemas artificiales de producción.</i>	11
1.2	<i>Ventajas y desventajas de la terminación con TP franca.</i>	14
1.3	<i>Ventajas y desventajas de la terminación con TP y empacador.</i>	14
1.4	<i>Ventajas y desventajas de la terminación con TP franca.</i>	14
1.5	<i>Ventajas y desventajas de la terminación con TP y empacador.</i>	15
1.6	<i>Ventajas y desventajas de la terminación sencilla selectiva.</i>	15
1.7	<i>Ventajas y desventajas de la terminación doble.</i>	15
1.8	<i>Ventajas y desventajas de la terminación doble selectiva.</i>	16

Capítulo 02:

No.	Nombre	Página
2.1	<i>Clases de tuberías de producción.</i>	22
2.2	<i>Ventajas y desventajas del empacador permanente.</i>	39
2.3	<i>Ventajas y desventajas del empacador recuperable.</i>	40
2.4	<i>Empacadores recuperables de nueva generación.</i>	40
2.5	<i>Características y ventajas de los empacadores hinchables.</i>	42

Capítulo 03:

No.	Nombre	Página
3.1	<i>Grados y fuerzas del API 5CT, 2005.</i>	49
3.2	<i>Modalidades de colapso.</i>	51
3.3	<i>Factores del colapso de transición.</i>	52
3.4	<i>Factores del colapso plástico.</i>	52
3.5	<i>Inicio del pandeo.</i>	60

APÉNDICES

Capítulo 04:

No.	Nombre	Página
4.1	<i>Ventajas y desventajas de los fluidos aceite – diesel.</i>	79
4.2	<i>Ventajas y desventajas de la emulsión diesel – salmuera.</i>	79
4.3	<i>Ventajas y desventajas del diesel gelificado.</i>	80
4.4	<i>Ventajas y desventajas del agua dulce o de mar.</i>	80
4.5	<i>Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación.</i>	80
4.6	<i>Ventajas y desventajas de las salmueras.</i>	81
4.7	<i>Ventajas y desventajas de las salmueras con biopolímeros.</i>	81
4.8	<i>Coefficientes típicos de convección interna.</i>	95
4.9	<i>Conductividades térmicas típicas de los crudos.</i>	96
4.10	<i>Administración térmica de sistemas submarinos.</i>	97
4.11	<i>Posibles sistemas de revestimiento para aislamiento térmico</i>	98

Capítulo 05:

No.	Nombre	Página
5.1	<i>Explosivos Altos y Bajos.</i>	105
5.2	<i>Presión diferencial previa al disparo.</i>	109

Capítulo 06:

No.	Nombre	Página
6.1	<i>Características de las arenas del pozo Lankahuasa 12.</i>	150
6.2	<i>Proceso de preparación e instalación de la terminación.</i>	153

Capítulo 07:

No.	Nombre	Página
7.1	<i>Organización operacional de una terminación submarina.</i>	160
7.2	<i>Diagrama de flujo del diseño de una terminación submarina.</i>	162

Apéndice 6: Gráficas.

Capítulo 01:

No.	Nombre	Página
1.1	<i>IPR actual vs el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal.</i>	07

Capítulo 03:

No.	Nombre	Página
3.1	<i>Análisis de fuerzas en el aparejo.</i>	46
3.2	<i>Comportamiento del acero bajo cargas.</i>	49

APÉNDICES

3.3	Fallas al colapso en función de D/t.	51
3.4	Regiones de los diferentes tipos de colapso.	53
3.5	Análisis Triaxial en Aguas Profundas.	67
3.6	Elipse Triaxial Resultante del Pozo Lankahuasa 12.	68

Capítulo 04:

No.	Nombre	Pág.
4.1	Gasto mínimo para alcanzar condiciones de turbulencia.	77
4.2	Tiempo vs NTU.	78
4.3	Factor de expansión para varias salmueras.	82
4.4	Curva de cristalización para salmueras.	83
4.5	Resultados de pruebas con gel y fluido convencional.	84
4.6	Presión vs temperatura de aparición de la parafina.	87
4.7	Perfil de temperatura del Riser.	91
4.8	Cantidad de resinas y asfaltenos de acuerdo a la densidad API.	93
4.9	Enfriamiento transitorio de tuberías sepultadas.	96
4.10	Temperatura vs profundidad vs tiempo, en Aguas Profundas.	98

Capítulo 05:

No.	Nombre	Pág.
5.1	Estabilidad de los explosivos.	105
5.2	Efecto de la penetración y densidad en la RP.	107
5.3	ΔP_{max} en arenas no consolidadas con el registro sínico.	110
5.4	ΔP_{max} en arenas no consolidadas con el registro de densidad.	111
5.5	Efecto de la permeabilidad en la presión bajobalanceada.	112
5.6	RP en función de la penetración y densidad.	119
5.7	Influencia de los factores peliculares en la RP.	119

Capítulo 06:

No.	Nombre	Página
6.1	Producción mezclada vs producción secuencial.	131
6.2	Anclado de empacadores del pozo Lankahuasa 12.	153
6.3	Información suministrada por los sensores permanentes.	154

Capítulo 07:

No.	Nombre	Página
7.1	Desempeño de una terminación mejorada.	166
7.2	Perfil de temperatura en Aguas Profundas.	167

BIBLIOGRAFÍA

“Application of Intelligent Completions to Optimize Waterflood Process on a Mature North Sea Field: A Case Study”, *SPE 101935*, 2006.

“Artificial Lift Intelligence for Production Optimization”, SPE Applied Technology Workshop, 2009.

“Automatización para la Optimización de la Producción de Petróleo”, LUFKIN, Argentina.

“Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos”, Oilfield Review, 2003.

“Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”, Oilfield Review, 2003.

“Completación de Pozo Inteligente con Sarta de Inyección Triple”, Pedro Gómez, PDVSA, Venezuela.

“Completación de Pozos”, Eduardo Aguirre, PETROUCV, 2000.

“Completion Design for Sandface Monitoring of Subsea Wells”, *SPE 116474*, 2008.

“Completion Design Manual”, ENI Agip Division.

“Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Applications”, *SPE 56716*, 1999.

“Completion Technology for Unconsolidated Formations”, 1995.

“Completions Hydraulics Handbook”, Schlumberger.

“Completions Primer”, Schlumberger.

“Composition and Properties of Completion Fluids”, Darley, Gulf Professional Publishing.

“Diseño de Aparejos de Producción”, Guía de Diseño de la Terminación 03, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería.

“Disparos de Producción”, Guía de Diseño de la Terminación 05, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería.

“Disparos en Pozos Petroleros”, NRF-039-PEMEX-2008.

BIBLIOGRAFÍA

“Downhole Testing Services”, Schlumberger, 2000.

“Drilling and Completing Intelligent Multilateral MRC wells in Haradh .Inc-3”, *SPE 105715*, 2007.

“Drilling and Well Completions”, Gatlin, Prentice Hall, 2006.

“Equipo de Completación”, Sección 13, Schlumberger.

“Estimación de Parámetros de Pozos Petroleros Utilizando Inteligencia Artificial”, Edgar Camargo, FONACIT, Venezuela, 2008.

“Flow assurance impacts on deepwater developments”, PetroMin, 2004.

“Fluidos Empacadores”, Guía de Diseño de la Terminación 04, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería.

“Implementing Intelligent Well Completion in a Brownfield Development”, SPE Production and Facilities, 2005.

“Integrated Multizone Low-Cost Intelligent Completion for Mature Fields”, *SPE 99948*, 2006.

“Intelligent Completions Technology Offers Solutions to Optimize Production and Improve Recovery in Quad Lateral Wells in a Mature Field”, *SPE 110960*, 2007.

“Lavado de Pozos”, Guía de Diseño de la Terminación 01, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería.

“Managing Operational Challenges in the Installation of an Intelligent Well Completion in a Deepwater Environment”, *SPE 116133*, 2008.

“Manejo de Proyectos de Terminación de Pozos Marinos”, Oilfield Review 2007.

“Maximizing Production Capacity Using Intelligent-Well Systems in a Deepwater, West-Africa Field” *SPE 103308*, 2006.

“Meeting the Challenges of Deepwater Subsea Completion Design”, *SPE 36991*, 1996.

“Modern Sandface Completion Practices”, William K. Ott y Joe D. Woods, World Oil.

“Molienda de Empacadores”, Guía de Diseño de la Terminación 10, PEMEX, PEP, UPMP, Gerencia de Ingeniería.

BIBLIOGRAFÍA

“Natural Gas Lift: Theory and Practice”, *SPE 74391*, 2002.

“New One Trip Completion Technology for Sand Control Applications”, *SPE 94239*, 2005.

“Perforación de dos Pozos de Gas Tubingless con una misma Sarta de Tubería de producción”, CIPM, 2003.

“Petroleum Well Construction”, Michael J. Economides, Halliburton.

“Primera terminación inteligente en México, pozo Lankahuasa 12”, Ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos, PEMEX, PEP, Julio – Agosto, 2005.

“Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology”, *SPE 93617*, 2005.

“Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology by Using Downhole Chokes to Optimize ESP Performance”, *SPE 93621*, 2005

“Productividad de Pozos Petroleros”, Jetzabeth Ramírez Sabag, UNAM, FI.

“Remotely Controlled In-Situ Gas Lift on the Norne Subsea Field”, *SPE 77660*, 2002.

“Selección, Instalación, Operación y Mantenimiento de Válvulas Subsuperficiales de Seguridad de Pozos Petroleros”, PEMEX, PEP, P.7.0832.01: 2004 UNT.

“Soluciones Submarinas”, Oilfield Review 2000.

“Subsea Pipelines and Risers”, Young Bai, Elsevier, 2005.

“Swells Packers: Enabling Openhole Intelligent and Multilateral Well Completions for Enhanced Oil Recovery”, *SPE 100824*, 2006.

“Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos”, Oilfield Review 2008.

“Un Siglo de la Perforación en México”, PEMEX, PEP, UPMP, Tomo XI: Terminación y Mantenimiento de Pozos.

“Well Completion and Servicing”, D. Perrin, Institut Francais du Pétrole Publications, 1999.

“Well Completion Design”, Jonathan Bellarby, Elsevier.

“Ziebelaldia”, Abril de 2008.

BIBLIOGRAFÍA
