



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS: PROCEDIMIENTO Y NORMATIVIDAD

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:

GONZÁLEZ FLORES SIMÓN
LÓPEZ PÉREZ EMANUEL

DIRECTOR: M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013

SIMÓN GONZÁLEZ FLORES EXPRESA SU RECONOCIMIENTO ESPECIAL A:

A **Jehová** de los ejércitos, el creador de los cielos y la tierra, mi amado Padre y maestro, el artesano de mi vida cuya gracia, poder y misericordia han estado presentes en mi vida desde el día en que nací y por Él cual el día de hoy tengo la enorme bendición de ser llamado Ingeniero Petrolero, sin ti yo no soy nada.

A mi amada madre **Guadalupe Flores Pereira**, incondicional luchadora de la vida que me ha dado su amor y apoyo siempre, este trabajo te lo dedico a ti con todo mi amor, gracias a Dios por poner un ángel como tú para cuidarme, eres tu mamá la principal autora de todo esto, tu deberías tener el reconocimiento, te amo.

A mi **Abuelita María Pereira Ayala** y mi tío **Jose Luis Flores Pereira**, ellos me dieron enseñanzas invaluable y me dieron la oportunidad de vivir con ellos mientras estudiaba; "Abue" siempre me sorprendes, eres pilar de esta familia, tu amor y dedicación marcaron la pauta en todas las mujeres de la familia, siempre me transmites tu mentalidad ganadora y tu espíritu indomable, gracias a Dios que me da la dicha de que estés en mi examen profesional; tío gracias porque sé que cuento contigo y tu conmigo.

A mi padre **Simón González Ponce**, me diste un tesoro invaluable me inculcaste los valores, creencias y mentalidad que son la base de todo lo que soy ahora, eres mi héroe papá y siempre lo serás.

A mis amados hermanos **Mireya González Flores** y **Gamaliel González Flores**, si tengo fuerzas para seguir adelante es porque ustedes siempre están conmigo, les amo y les agradezco todo su apoyo y sus lecciones de vida, estoy orgulloso de ustedes y siempre han sido un ejemplo a seguir para mí.

A mis tías **Josefina Torres González** y **Rebeca Torres González**, ustedes cuidaron de mi desde bebé, me ayudaron a crecer enseñándome el regalo del amor de Dios, no tengo palabras para agradecerles todo el amor y dedicación que siempre han puesto en mí, las amo y siempre las amare, les dedico este trabajo de manera muy especial porque tienen un lugar muy especial en mi corazón.

A mi sobrina hermosa **Yohanan Fuentes González**, nena tú no lo sabes pero tu sola sonrisa me alegra el día, tus ganas de vivir tu amor y tu transparencia me hacen sonreír siempre que te veo, gracias por ser mi inspiración.

A mi novia **Irma Sorcia Hernandez**, tuve la oportunidad de conocerte gracias a esta hermosa carrera y me has llenado de momentos felices, gracias porque tu sonrisa es motivo de mi alegría, gracias por escucharme, aconsejarme y aguantar mis momentos de estrés, eres una motivación muy grande en mi vida.

A mi amigo y hermano **Emanuel Lopez Perez**, gracias por todo tu apoyo y colaboración para este trabajo y a lo largo de la carrera, cuentas con mi cariño y apoyo siempre, eres un hijo de Dios y sabes cuánto te aprecio.

A mi **Familia** y **Amigos**, ustedes no podían perder un lugar en mi dedicatoria porque aunque son muchos, cada uno de ustedes sabrá lo que significan para mí, siempre me dan aliento para seguir adelante.

A mi Director de tesis el **Ing. Mario Becerra Zepeda**, gracias por creer en mí, por apoyarme, es usted una persona honorable y un profesional en toda la extensión de la palabra.

A mis **Sinodales**, por tomarse el tiempo de leer mi trabajo y ayudarme a mejorarlo.

A mi amada **Universidad Nacional Autónoma de México** y la **Facultad de Ingeniería**, gracias por darme las herramientas, la infraestructura y los medios para vivir todas estas experiencias, lecciones de vida y crecimiento en todas las áreas de mi vida.

EMANUEL LÓPEZ PÉREZ EXPRESA SU RECONOCIMIENTO ESPECIAL:

A mi Padre Dios, quien permite todos los sucesos en mi vida y quien me guía hacia cada acontecimiento de la misma y por permitirme alcanzar ésta meta.

A mis padres Rafael López Pérez y Olivia Pérez Avalos por haberme armado con las herramientas que me permiten ser quien soy, y por amarme y haberme apoyado a lo largo de mi vida.

A mis hermanos y a mi familia por haberme acompañado en cada victoria y cada derrota a lo largo de la carrera y de mi vida.

A mis amigos Ildelfonso Luna Hernández y Leobardo Sierra Villafaña, por haberme apoyado durante toda la carrera y haberme sostenido en momentos duros, en los cuales sin apoyo habría sido difícil conseguir la meta.

A mi amigo y compañero de tesis Simón Gonzales Flores, quien confió en mi al compartir este proyecto conmigo, me guió, me mantuvo motivado, y se mantuvo firme en el proyecto cuando yo flaqueaba, por su confianza le agradezco.

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	6
CAPITULO 1. CONCEPTOS GENERALES.....	8
1.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS.....	8
1.2 HISTORIA DE AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO	10
1.3 ÉXITOS EN AGUAS PROFUNDAS	11
1.4 ENTORNO EN EUA	12
1.5 ENTORNO EN NORUEGA	14
1.6 ENTORNO EN MÉXICO.....	16
1.7 PRINCIPALES RETOS AL OPERAR EN AGUAS PROFUNDAS.....	20
1.8 PRINCIPALES DIFICULTADES AL EXPLOTAR YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS	20
1.9 PRINCIPALES RIESGOS EN AGUAS PROFUNDAS	21
CAPITULO 2. ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.	22
2.1 ABANDONO TEMPORAL.....	27
2.1.1 NORMAS DEL CFR (CODE OF FEDERAL REGULATIONS/E.U.A) PARA EL ABANDONO TEMPORAL DE POZOS.....	27
2.1.2 NORMA NORSOK D-10 REFERENTES AL ABANDONO TEMPORAL DE POZOS.	28
2.2 ABANDONO PERMANENTE.	30
2.2.1 NORMAS DEL CFR (E.U.A) PARA EL ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.....	30
2.2.2 NORMA NORSOK D-10 PARA EL ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.	35
2.3 ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO (EBP).....	38
2.3.1 ESQUEMAS DE LAS BARRERAS DEL POZO	39
2.3.2 CRITERIO DE ACEPTACIÓN COMO BARRERA DE POZO.	47
2.3.3 TIPO Y FUNCIÓN DE LAS BARRERAS DE POZO.	47
2.3.4 INSTALACION DE LAS BARRERAS DE POZO.	48
2.3.5 MATERIALES.....	48
CAPITULO 3. MÉTODOS PARA EL ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	49
3.1 CON PLATAFORMA.....	49
3.2 CON TUBERÍA FLEXIBLE	50
3.3 SIN PLATAFORMA.....	50
CAPITULO 4. PASOS PARA EL ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	56
4.1 PRUEBAS E INSPECCIÓN.	59
4.2 PLAN DE CONTENCIÓN DEL POZO.....	59
4.3 REMOCIÓN DEL EQUIPO DEL FONDO DEL POZO.....	60

4.4 LIMPIEZA DEL POZO	60
4.5 TAPONAMIENTO	61
4.5.1 TAPONAMIENTO TEMPORAL	65
4.5.2 TAPONAMIENTO PERMANENTE	67
4.5.3 REQUERIMIENTOS Y PROPIEDADES DESEADAS	77
4.5.4 MÉTODOS DE TAPONAMIENTO	77
4.6.1 VERIFICACION DEL TOC (CIMA DEL TAPON).	95
4.6.2 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DEL TAPON DE CEMENTO.	95
4.6.3 MÉTODO SWAB TESTING	96
CAPITULO 5. CONDICIONES FINALES	97
CONCLUSIONES.....	98
GLOSARIO	100
BIBLIOGRAFÍA	102

INTRODUCCIÓN

El proceso de taponamiento y abandono (P&A, plugging and abandonment, por sus siglas en inglés) de un pozo petrolero envejecido o no rentable representa un verdadero desafío en la actualidad para las compañías del sector. Primero, porque las regulaciones se han vuelto más rígidas en una buena parte de países. Luego, porque los ojos de las organizaciones ecologistas están puestos sobre esta actividad. Y, por último, porque muchas compañías se encuentran con un número muy alto de pozos abandonados en otras épocas, sobre los que no pesa ninguna medida de seguridad, y que requieren tareas de reabandono. En el caso de México aún no se ha abandonado ningún pozo en aguas profundas aunque algunos están ya programados para esta etapa, el aporte en esta tesis consiste en recolectar la información correspondiente a normatividad y procedimientos estándar de los diferentes países con más experiencia alrededor del mundo específicamente los Estados Unidos de América y Noruega, esto con el fin de enriquecer las prácticas que se encuentran actualmente en desarrollo en nuestro país además de sentar un precedente en cuanto a la normatividad que se requiere desarrollar.

Aun con los procedimientos de taponamiento y abandono, los pozos tienen la tendencia a perder su integridad debido a múltiples factores, que incluyen: una mala cementación, un tapón mal colocado o simplemente defectuoso, el incremento de la presión de la formación después del taponamiento o la corrosión de la tubería de revestimiento.

El abandono de pozos de forma segura y económicamente factible se ha convertido en una práctica importante en la industria, partiendo de aspectos ambientales y económicos.

Un procedimiento de abandono planeado a la ligera, tiene como resultado la contaminación del medio ambiente y un gasto excesivo para llevar a cabo las prácticas de reparación del daño causado, alcance de las normas y regulaciones vigentes y el posterior re-abandono.

Todos los pozos perforados tienen un ciclo de vida con respecto a su costo, duración y factor de recuperación; a pesar de que estas características son individuales para cada pozo, todos pasan por la misma etapa inicial y final, empezando con la terminación del pozo y finalmente su abandono.

Después de haber perforado el pozo, y haber alcanzado la profundidad del intervalo productivo, se termina el pozo de acuerdo con las características del yacimiento: si resultó ser un pozo seco o si puede ser económicamente explotado. Al final, todo pozo alcanza su límite económico o se daña y genera pérdidas; puede entonces abandonarse temporal o permanentemente.

Los pozos abandonados con procesos negligentes resultaran en un mayor peligro para las fuentes de agua subterránea y para el medio ambiente acuático.

Se requiere el desarrollo de normatividad para abandono de pozos en aguas profundas en México.

En esta tesis presentamos la normatividad usada en los países de E.U.A y Noruega para su conocimiento y análisis, además de un panorama en cuanto a la metodología y procedimientos para abandonar un pozo en aguas profundas.

CAPITULO 1. CONCEPTOS GENERALES

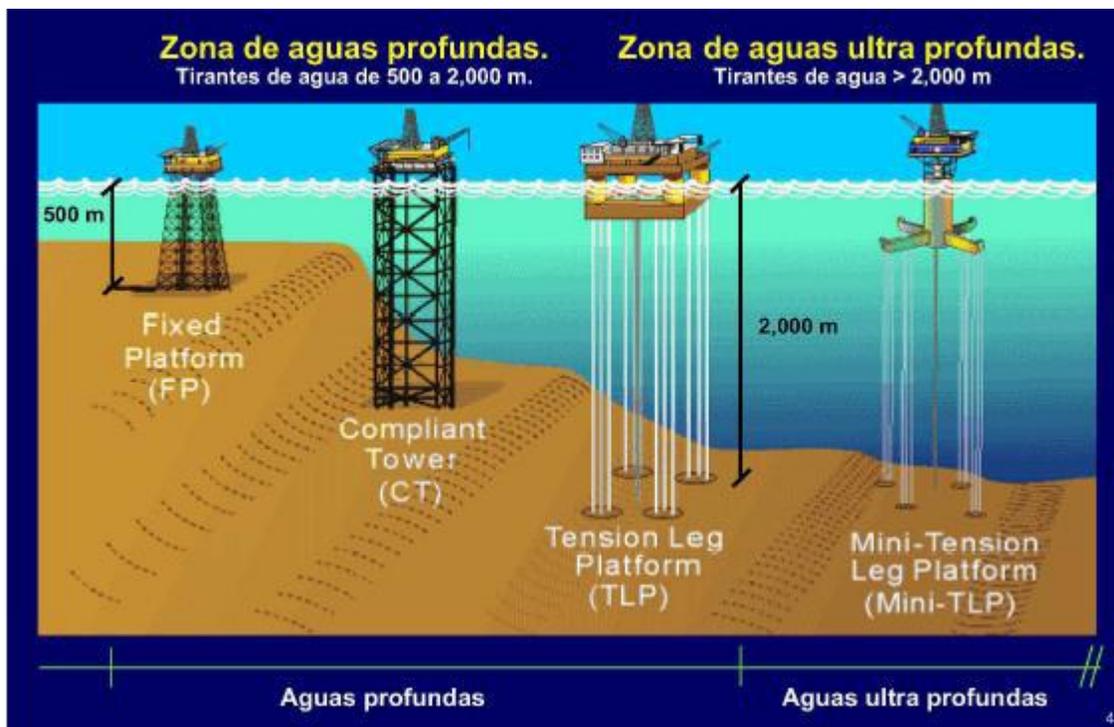
1.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS

Actualmente, los hidrocarburos de fácil acceso y en grandes acumulaciones ya han sido descubiertos y desarrollados. Las compañías petroleras a nivel mundial se están viendo en la necesidad de invertir grandes recursos para encontrar y producir petróleo y gas en zonas de alta complejidad, como pueden ser las que se encuentran en aguas profundas y ultraprofundas.

En México, el término de aguas profundas se refiere a las áreas marinas en que el tirante de agua (distancia del nivel del mar al lecho marino) es mayor a 500 m. y hasta 1500 m.

Por aguas ultraprofundas se entiende los tirantes de agua mayores a los 1,500 m.

FIGURA 1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS.



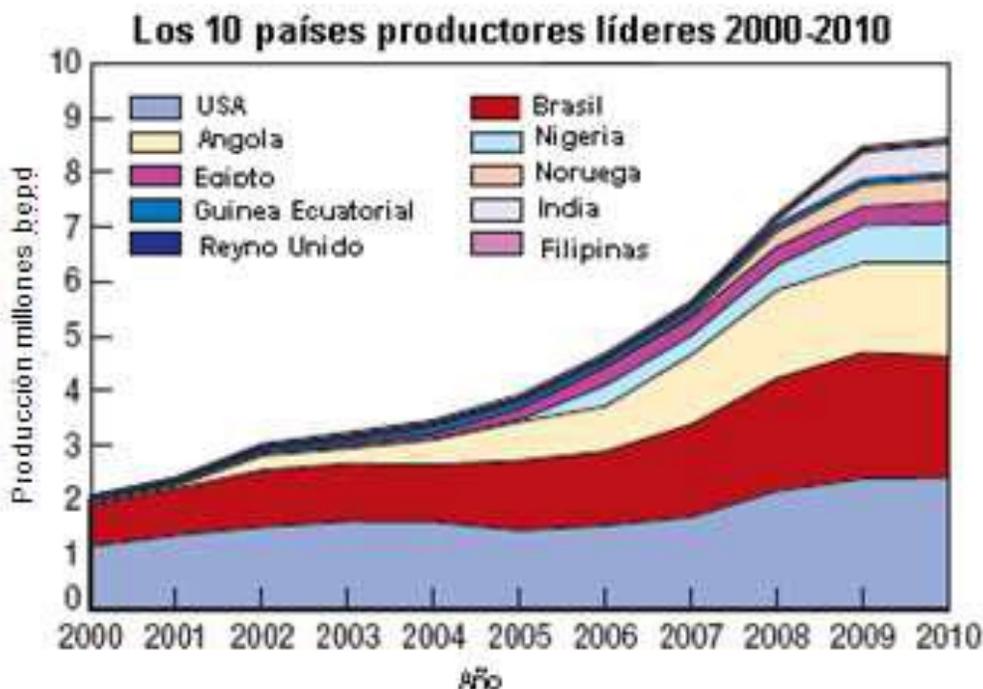
Con la finalidad de compensar la declinación de reservas de los campos petroleros que poseen en las plataformas continentales, las compañías de exploración y producción en todo el mundo están recurriendo a la explotación de hidrocarburos en el mar, tanto en aguas someras como en aguas profundas. La explotación de hidrocarburos en aguas

profundas y ultraprofundas se realiza principalmente en el Golfo de México, costas de Brasil, costa oeste de África, mar de china y Mar del Norte.

La producción de aceite y gas de los principales diez países (USA, Angola, Egipto, Guinea Ecuatorial, Reino Unido, Brasil, Nigeria, Noruega, India y Filipinas) que explotan en aguas profundas se ha duplicado del 2006 al 2011, debido a que la demanda global continúa en incremento, alcanzando la producción de estos diez países los 9 millones de bpd de petróleo crudo equivalente.

El Golfo de México continúa siendo el número uno en importancia en producción en aguas profundas, seguido por Brasil, el cual ha triplicado su producción desde 2000 y ya supera los 2 millones barriles por día desde el 2009. El Oeste de África continúa creciendo rápidamente; Angola y Nigeria han alcanzado a producir un volumen similar al del Golfo de México. Mientras que los países que están en fuerte declinación son: el Reino Unido, que era el tercer más grande productor en el año 2000, para el 2010 quedaría fuera de los diez primeros países productores; otro país en declinación es Guinea Ecuatorial donde el pico de producción fue alcanzado el año 2008 con una declinación considerable en los siguientes años.

FIGURA 2 PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS.



1.2 HISTORIA DE AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO

En la década de los 80's y principalmente en los 90's, la industria petrolera descubrió que más allá de las plataformas continentales, bajo los tirantes agua, yacían inmensas reservas de hidrocarburos.

Este descubrimiento llevó a la industria petrolera a la búsqueda de soluciones para resolver los problemas tecnológicos que se vislumbraban, dado el entorno operativo totalmente ajeno a lo que hasta el momento se conocía.

Se encontró por ejemplo, que a profundidades mayores de 2,000 m, el reemplazo de miles de metros de estratos de sobrecarga por agua se traducían en márgenes extremadamente estrechos entre el gradiente de fractura y el de presión de poro, que se manifiestan en las primeras etapas de perforación.

Para alcanzar las profundidades objetivo bajo tales condiciones y con la tecnología disponible en los inicios de la perforación en aguas profundas, se requería la utilización de sargas de revestimiento múltiples, cada vez más pequeñas, a fin de poder controlar la presión de poro, manteniendo simultáneamente la presión hidrostática del fluido de perforación por debajo de la presión de fractura de la formación.

La configuración de pozos resultante, a menudo incluía una sarga de producción demasiado estrecha para transportar los volúmenes de producción deseados. En otras palabras, la industria petrolera podía alcanzar estas acumulaciones de hidrocarburos, pero no explotarlas con los volúmenes requeridos para justificar la inversión realizada.

Los equipos de perforación capaces de manejar tuberías, fluidos de perforación y cementos para perforar y terminar los pozos en los tirantes de agua descritos no eran comunes. Los aspectos químicos de los fluidos de perforación fueron cambiados radicalmente para contar con fluidos capaces de soportar los cambios de temperatura ocasionados bajo condiciones muchas veces cercanas al punto de congelación en el lecho marino y después hasta la profundidad del yacimiento, por mencionar algunos de los variados problemas que se enfrentaron.

Con el tiempo la mayoría de estos problemas se resolvieron a través de las innovaciones en tuberías de revestimientos, líneas de flujo calentadas, la química avanzada y la construcción de plataformas de perforación gigantes, entre otras.

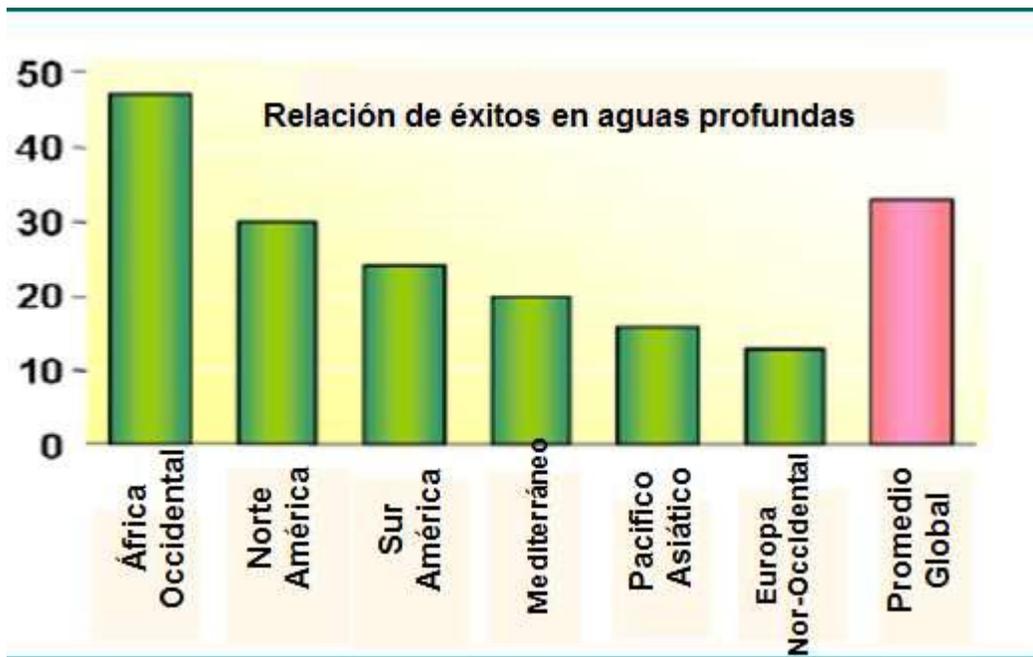
Pero lo anterior no fue la conclusión de los problemas a resolver y actualmente la exploración y explotación de yacimientos petroleros se enfrenta a un nuevo reto, como es

la localización y perforación de importantes masas salinas encontradas sobre dichos yacimientos.

1.3 ÉXITOS EN AGUAS PROFUNDAS

Como se definió en el punto anterior, el desarrollo tecnológico para Aguas Profundas ha sido fundamental para alcanzar los éxitos obtenidos a la fecha para el desarrollo de diferentes campos petroleros en el mundo.

FIGURA 3 COMPARACIÓN DE PORCENTAJES DE ÉXITOS A NIVEL MUNDIAL.

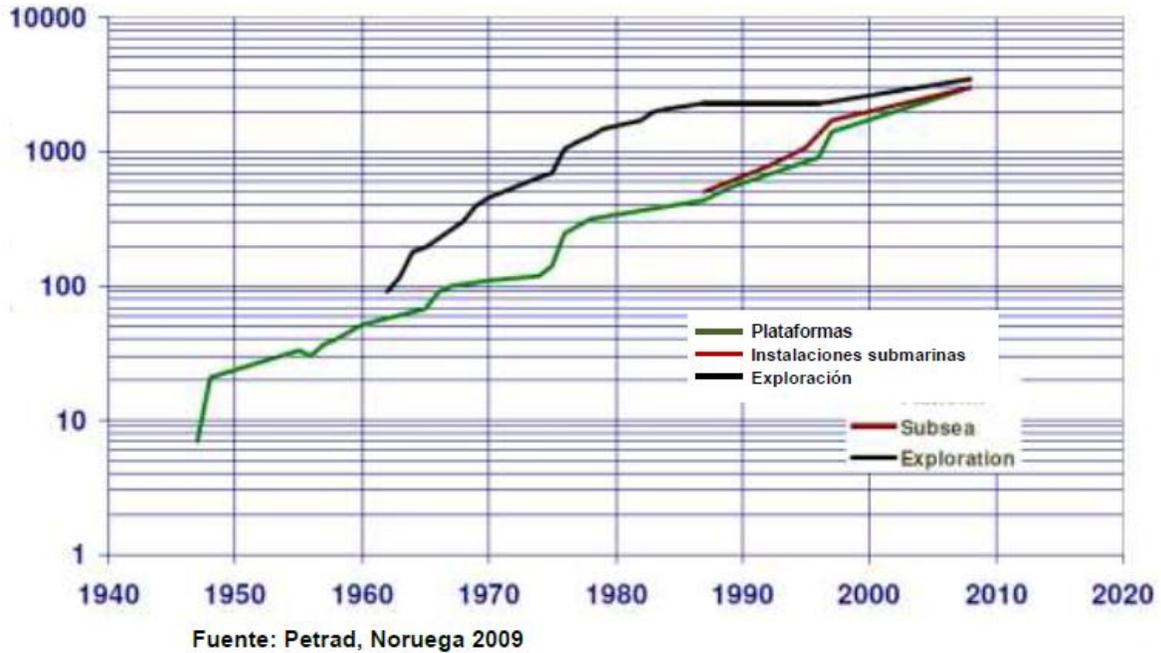


Desde los inicios de la explotación petrolera a nivel mundial, el desarrollo de los yacimientos que se encuentran bajo el subsuelo marino ha sido un reto que el negocio de los hidrocarburos ha tenido que enfrentar una vez que los recursos en tirantes de agua menores a 500 m ya han sido encontrados y se encuentran en desarrollo o incluso en declinación. Esta situación ha propiciado que se desarrollen nuevas tecnologías para la exploración y explotación de nuevos yacimientos en aguas profundas.

Los principales países que han desarrollado y aplicado tecnología para la explotación de hidrocarburos a nivel mundial en aguas profundas son, entre otros:

Noruega, Brasil y EUA, basándose para esto principalmente en tecnología desarrollada por las grandes compañías petroleras internacionales.

FIGURA 4 DESARROLLO DE LAS TECNOLOGÍAS EN AGUAS PROFUNDAS.

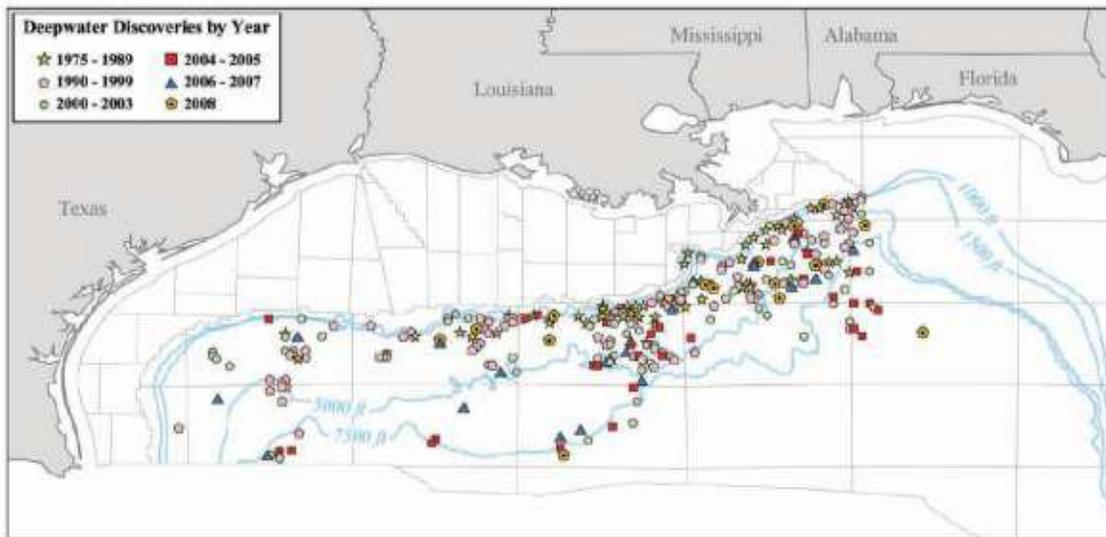


1.4 ENTORNO EN EUA

Los Estados Unidos de América es, por mucho, el mayor consumidor de petróleo del mundo. Esto lo ha obligado a buscar petróleo en las aguas profundas del Golfo de México en la zona exclusiva que le pertenece (EUA GOM) para satisfacer sus necesidades de crudo y disminuir su dependencia a las importaciones.

Cabe mencionar que en los EUA, el Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) y el Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE), creados a partir de octubre del 2011, tras una división de funciones dentro del ahora extinto Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), definen como aguas profundas los tirantes mayores a 1000 pies (aproximadamente 300 metros) y como aguas ultra profundas, los tirantes de más de 6000 pies (aproximadamente 1800 metros). Hasta octubre de 2010, el BOEMRE reportó que en las aguas profundas del EUA GOM se habían desarrollado y puesto en producción 302 campos en tirantes de agua superiores a los 300m.

FIGURA 5 DESCUBRIMIENTOS POR ALO EN EUA GOM.

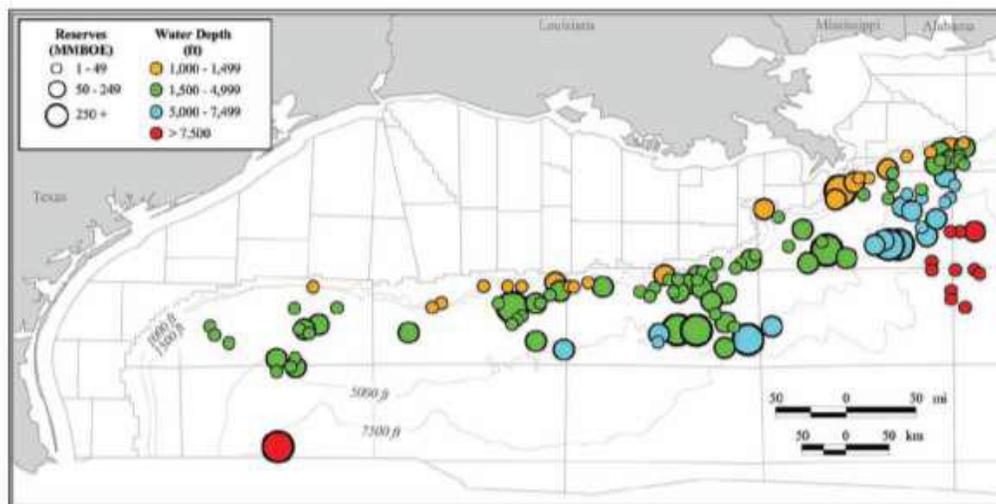


FUENTE: BOEMRE

Hasta 2009, en aguas profundas y ultraprofundas del área perteneciente a los EUA del Golfo de México, se habían descubierto 11 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.¹

De acuerdo al U.S. Energy Information Administration (EIA), al 1° de enero de 2010 las reservas probadas en aguas profundas del Golfo de México contabilizaban 3.3 mil millones de barriles de petróleo crudo y 12 billones de pies cúbicos de gas.

FIGURA 6 RECURSOS PROSPECTIVOS DE EUA GOM 2009.

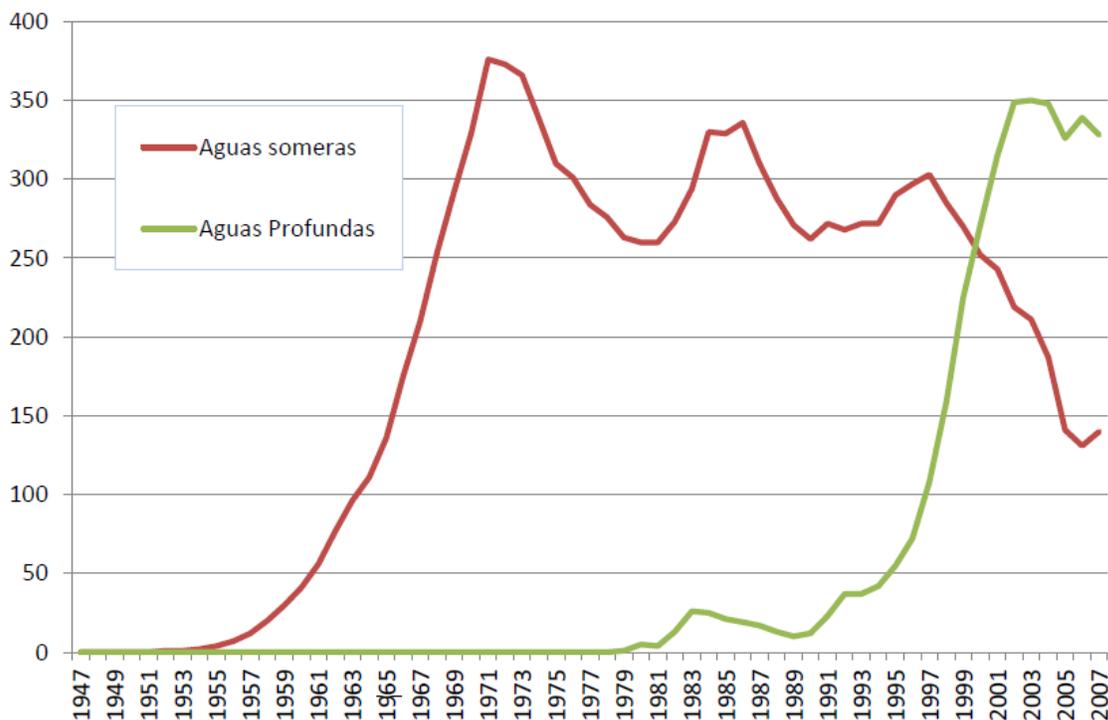


FUENTE: BOEMRE

¹ Deepwater Gulf of Mexico 2009: Interim Report of 2008 Highlights, MMS.

A partir del año 2000 la producción en aguas profundas del Golfo de México superó a la de sus aguas someras, la cual continúa en declinación. En el año de 2009 la producción de crudo de aguas profundas del Golfo de México representó el 80 por ciento de todo el crudo producido en esa zona y el 23 por ciento de la producción nacional.

FIGURA 7 PRODUCCIÓN DE ACEITE DE LOS EUA EN EL GOM MMBPC.



Fuente: Deepwater Gulf of Mexico 2009: Interim Report of 2008 Highlights, MMS

El 20 de abril de 2010 la plataforma Deepwater Horizon de la compañía Transocean, realizando trabajos para British Petroleum (BP), sufrió una explosión en la que murieron 11 trabajadores. La plataforma se encontraba perforando un pozo exploratorio en un tirante de agua aproximado de 1500m. Seguido de la explosión la plataforma se incendió, hundiéndose el 22 de abril ocasionando uno de los más graves derrames de petróleo en el Golfo de México, el cual duró más de cincuenta días.

Debido a las condiciones extremas de la perforación en aguas profundas, considerado que a mayor profundidad las presiones se incrementan y la temperatura del agua en el lecho marino disminuye, es necesario tener en cuenta mecanismos que permitan minimizar y controlar los riesgos de accidentes.

1.5 ENTORNO EN NORUEGA

Los noruegos consideran aguas profundas a los tirantes mayores a los 2000 pies de profundidad (aproximadamente 600 m). En Noruega se han abierto pocas áreas para el

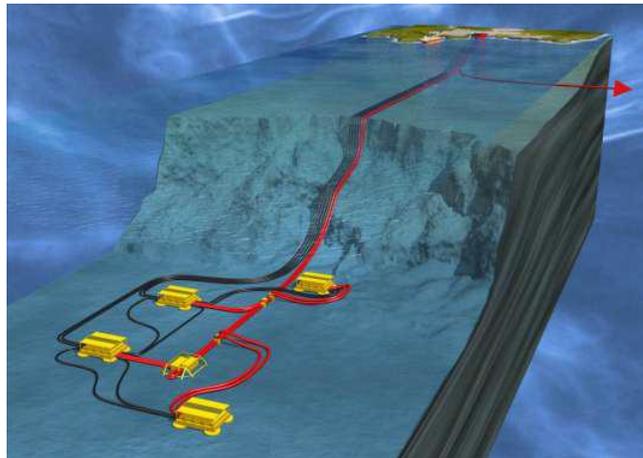
desarrollo de hidrocarburos en aguas profundas. Las primeras fueron abiertas en 1994 en el Mar Noruego. En 1996 se otorgaron dos licencias de producción, en una de las cuales se adquirió sísmica 3D y se perforó un pozo el cual resultó seco. El Gobierno Noruego cerró temporalmente estas zonas reabriéndolas en 2003. No se han abierto nuevas áreas para la actividad petrolera desde 1994. Esto principalmente debido a que en estas áreas los ecosistemas son altamente vulnerables con respecto al medio ambiente.

El primer bloque en aguas profundas del Mar Noruego fue asignado en la ronda de licencias No. 15 en 1996. Se otorgó una licencia de producción donde el campo *Ormen Lange* fue descubierto. Este es el único descubrimiento en aguas profundas que ha tenido producción la cual empezó en el año 2007, 10 años después de que el campo fuera descubierto.

Ormen Lange es un campo de gas localizado en la parte sur del Mar Noruego. El campo se encuentra en tirantes de agua de entre 850 y 1100 metros. Está asignado a cinco licenciatarios uno de los cuales es el operador, además de la compañía petrolera estatal (Statoil), la compañía Shell, la compañía Dong Energy y la administradora la inversión financiera directa del estado (Petoro). Estas dos en conjunto tienen el 65 por ciento de las reservas del campo, las cuales al 1° de enero de 2010 equivalían a 9.5 MMMMpc de gas y 558 MMb de condensados.

Ormen Lange fue desarrollado totalmente mediante tecnología submarina con 24 pozos. Debido a las bajas temperaturas alrededor de 0°C, para evitar la formación de hidratos de metano se envía mono etilenglicol (MEG) desde tierra por ducto hasta los pozos donde se mezcla con la corriente de hidrocarburos, la cual es transportada 1,200 km de manera multifásica hasta tierra por ducto, siendo transportado primero a una estación de procesos en la región de Nyhamna para ser bombeado en condiciones adecuadas. El MEG es reprocesado y se envía de nuevo a los pozos. La corriente de gas es llevada a la estación en tierra Nyhamna en donde es deshidratado y enviado por ducto, previa compresión, a Gran Bretaña abasteciendo aproximadamente el 20 por ciento del gas natural de este país

FIGURA 8 CONFIGURACIÓN SUBMARINA PARA LA EXPOLTAIÓN DEL CAMPO ORMEN LANGE.



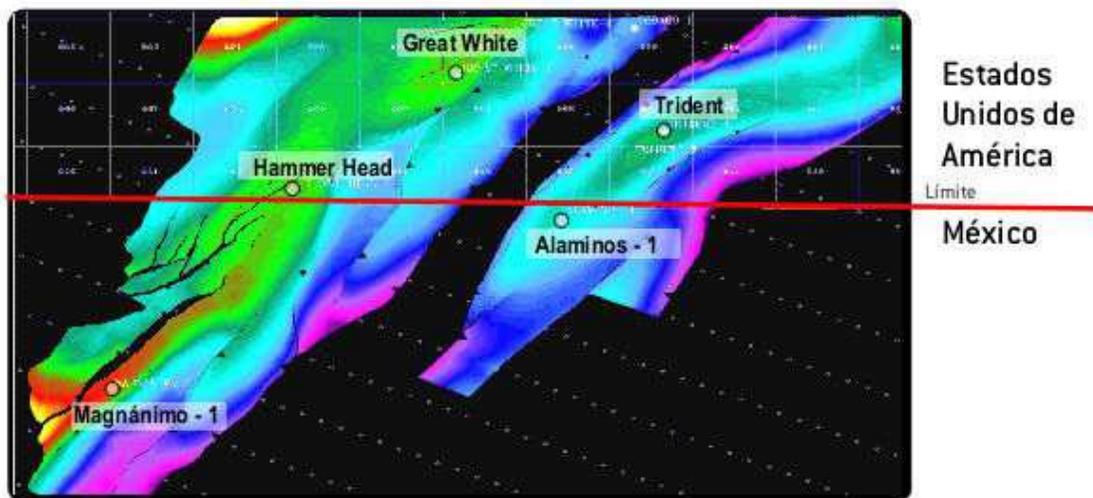
1.6 ENTORNO EN MÉXICO

Las aguas profundas en México se encuentran localizadas en aguas territoriales del Golfo de México, conformadas por una extensión de $575\ 000\ km^2$ en la que se estima la existencia de numerosos campos y enormes recursos potenciales de hidrocarburos.

Al norte limitan con aguas territoriales de los Estados Unidos de América y al oriente con aguas territoriales de Cuba. Los yacimientos potenciales en Aguas Profundas se localizan en el subsuelo entre 500 y 3,200 metros de tirante de agua.

Por lo anterior, tenemos estructuras geológicas provistas de hidrocarburos que geográficamente se localizan entre dos o más países, atravesando sus fronteras.

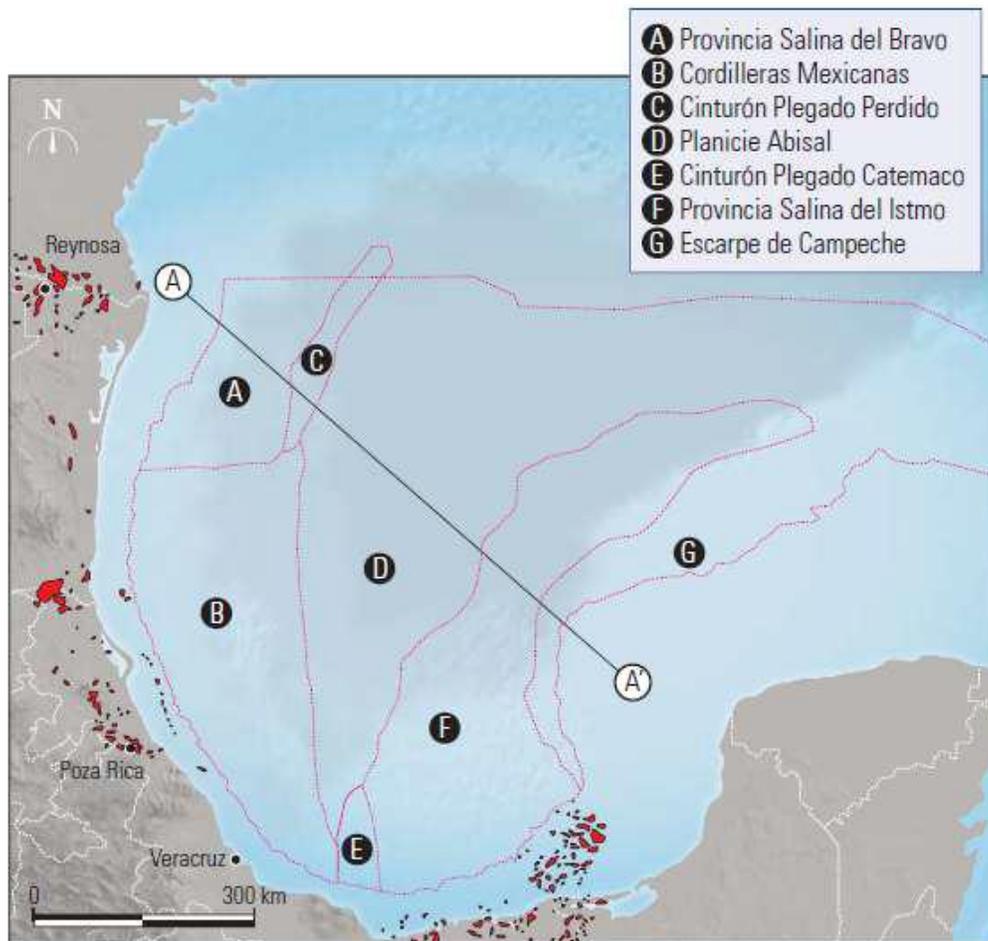
FIGURA 9 YACIMIENTOS TRANSFRONTERIZOS, MEXICO-USA



FUENTE: PEMEX

Pemex ha iniciado la perforación de pozos exploratorios en la parte profunda del Golfo de México, en tirantes de agua mayores a 500 m. identificándose en esta región siete provincias geológicas, de las cuales cinco tienen mayor prospectividad: Provincia Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Cinturón Plegado Catemaco y la porción de aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo, caracterizada por la presencia de cuerpos de sal tanto autóctona como alóctona, representada por almohadas, diapiros, paredes, lengüetas y toldos.

FIGURA 10 PROVINCIAS PROSPECTIVAS DE LA PARTE MEXICANA PROFUNDA DEL GOLFO DE MÉXICO.



FUENTE: WEC MÉXICO 2010

Hasta el año 2011 Pemex contaba con aproximadamente 55 mil km² de sísmica 3D en aguas profundas y se habían perforado 19 y terminado 17 pozos exploratorios con un balance de siete productores (uno de aceite pesado, dos de gas seco, tres de gas húmedo no asociado y uno de gas húmedo), tres no comerciales, seis improductivos y dos sin resultado como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 1 Pozos perforados en Aguas Profundas.

Nombre del Pozo	Plataforma	Tirante de agua (metros)	Profundidad (mdnm)	Año de Perforación	Año de Terminación	Resultado
Chuktah-201	Ocean Voyager	513	4,901	2003	2004	Improductivo
Nab-1	Ocean Voyager	679	4,050	2004	2004	Aceite Pesado
Noxal-1	Ocean Worker	935	3,640	2005	2006	Gas Seco
Lakach-1	Ocean Worker	988	3,813	2006	2007	Gas Húmedo No Asociado
Lalail-1	Ocean Voyager	806	3,815	2007	2007	Gas Húmedo No Asociado
Chelem-1	Ocean Voyager	810	3,125	2007	2008	Improductivo
Tamil-1	Ocean Worker	660	3,598	2008	2008	Productor No Comercial de Aceite
Etbakel-1	Ocean Voyager	681	4,525	2008	2009	Improductivo
Tamha-1	Noble Max Smith	1,121	4,083	2008	2008	Improductivo
Catamat-1	Noble Max Smith	1,230	5,025	2008	2009	Productor No comercial de Gas
Kabilil-1	Ocean Worker	739	-	2009	2009	Improductivo
Leek-1	Ocean Worker	851	-	2009	2009	Gas Húmedo No Asociado
Holok-1	Noble Max Smith	1,028	-	2009	2009	Improductivo
Labay	Noble Max Smith	1,698	-	2009	2009	Productor No Comercial de Gas
Lakach 2DL	Noble Max Smith	1,196	3,300	2010	2010	Gas Húmedo No Asociado
Piklis-1	Centenario	1,928	5,431	2010	2011	Gas Húmedo
Puskon-1	Noble Max Smith	618	8,100	2011	2011	Pendiente de Terminación
Talipau-1	Bicentenario	945	5,000	2011	2011	Pendiente de Resultado
Nen-1	Centenario	1,493	4350	2011	2011	Productor de gas seco

Fuente: Pemex, Permisos de perforación y Documentos de proyectos a Dictaminar. Informe de Labores CNH

Recientemente, en el año 2012 el yacimiento del pozo Trión-1, ubicado en el Golfo de México, a unos 180 kilómetros de las costas de Tamaulipas y a 39 kilómetros de la frontera con Estados Unidos, es el primer campo localizado en aguas profundas, de gran envergadura.

Con este descubrimiento, Petróleos Mexicanos (Pemex) podrá certificar reservas de hasta 400 millones de barriles de crudo adicionales, pero también se espera que el pozo forme parte de un sistema petrolero de 20 yacimientos con más de 13,000 millones de barriles de petróleo, lo que equivale a un tercio de las reservas actuales o al total de las reservas probadas, sin embargo la perforación de más pozos, delimitadores por ejemplo, es necesaria para la confirmación de estas cifras.

El hallazgo otorga mayor certidumbre a los recursos prospectivos del proyecto y con esto, México podría incrementar la producción petrolera a mediano y largo plazos.

El pozo fue perforado a 2,500 metros de tirante de agua y a una profundidad actual de 4.5 kilómetros, incluyendo la corteza del lecho marino. La perforación, que requirió una inversión de 120 millones de dólares, inició el pasado mes de junio con la plataforma Bicentenario, de sexta generación, construida en el país asiático de Corea.

El siguiente paso implica delimitar el área del yacimiento ubicado en el área conocida como cuenca subsalina en el Cinturón Plegado de Perdido, es decir, perforar pozos alrededor y a diferentes distancias del descubrimiento.

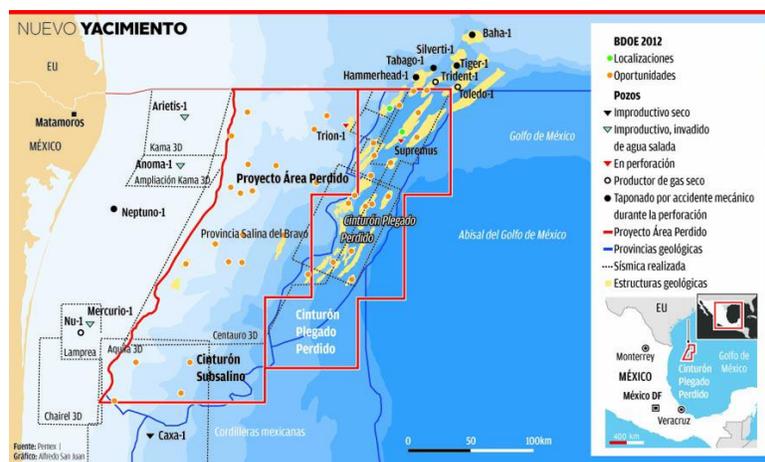
Aunque los proyectos en aguas profundas toman en promedio hasta siete años, Carlos Morales Gil, director de Pemex Producción y Exportación (PEP) prevé lograr ese desarrollo en alrededor de cinco años.

El descubrimiento tiene grandes probabilidades de éxito comercial, porque las condiciones del yacimiento en arenas de buena permeabilidad con 350 milidarcys, rocas con 25% de porosidad, y la densidad del crudo de 34 grados API que lo hacen muy ligero, bastante sencillo de transportar y fácil de comercializar en el mercado internacional ya que el crudo de esas características es el mejor cotizado.

El director de PEP, Carlos Morales Gil, describió el crudo de Trión como de muy buena calidad al ser “dulce”, por no tener azufre, a diferencia de todo el crudo que se produce en el sur y en Campeche”, lo que significa que es petróleo de alta rentabilidad económica.

Para obtener ese recurso se necesitan al menos de 750 millones de dólares que serían aplicados para la perforación de más pozos para delimitar el área del yacimiento, mientras que al proyecto en general, ya con la instalación de plantas para su almacenamiento, costará más de 2,000 millones de dólares.²

FIGURA 11 Trión 1: El primer campo en Aguas Profundas.



² Tomado de Mexican Business Web (mexicanbusinessweb.mx)

1.7 PRINCIPALES RETOS AL OPERAR EN AGUAS PROFUNDAS

Los principales retos que enfrenta Pemex para materializar las metas en términos de incorporación y producción en Aguas Profundas son:

1. Recursos Humanos: Se requiere fortalecer las capacidades y habilidades de los recursos humanos en disciplinas críticas para la exploración y desarrollo en Aguas Profundas.
2. Exploración: Resulta fundamental descubrir y desarrollar reservas en Aguas Profundas, adquirir habilidades para la exploración de prospectos subsalinos y aumentar la probabilidad de éxito exploratorio mediante un mejor procesamiento e interpretación de sísmica.
3. Explotación: Se requiere el diseño y construcción de infraestructura de producción en tirantes de agua mayores a 500 metros que permitan la puesta en producción en el año 2012-2013, así como el diseño de pozos de alta productividad (pozos desviados y horizontales).
4. Tecnología: Es fundamental acelerar el desarrollo de habilidades críticas para la exploración y desarrollo de campos en aguas profundas mediante convenios tecnológicos, visualización subsalina, diseño e instalaciones submarinas con apoyo de la robótica y metodologías para asegurar el flujo de hidrocarburos a bajas temperaturas.
5. Financiamiento: Es fundamental contar con modelos novedosos de financiamiento para disponer con oportunidad de recursos económicos.

1.8 PRINCIPALES DIFICULTADES AL EXPLOTAR YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS

Las principales dificultades a las que se enfrenta Pemex para materializar las metas en términos de explotación de yacimientos en Aguas Profundas son:

1. Corrientes Marinas: Las fuertes corrientes marinas originan movimiento de estructuras induciendo vibración en tuberías y fatiga en los componentes del equipo de perforación.
2. Cambios de Temperatura: Debido a los diferentes grados de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado, además de que las bajas temperaturas alteran las propiedades del cemento que se emplea para fijar las tuberías de revestimiento al pozo.

3. Aspectos Críticos al inicio de la Perforación: Al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
4. Operación Remota: La instalación submarina se tiene que realizar a través de robots, ya que el ser humano no puede llegar a esas profundidades
5. Instalaciones Submarinas: Son necesarias para la producción como son árboles mojados, lo que demanda de la aplicación de nuevas tecnologías para la separación en el fondo del mar, bombeo de hidrocarburos y un alto grado de automatización y empleo de robótica.
6. La Geometría de los yacimientos en aguas profundas, podría ser diferente a la conocida en aguas someras, lo que dificulta su exploración y explotación.
7. La Infraestructura para producir hidrocarburos en aguas profundas presenta retos tecnológicos y de administración. Se necesitan instalaciones submarinas muy complejas y el uso de nuevas tecnologías.

1.9 PRINCIPALES RIESGOS EN AGUAS PROFUNDAS

Existen tres tipos de riesgos principales al desarrollar proyectos en aguas profundas. La combinación de estos factores genera que los proyectos en Aguas Profundas sean de alto riesgo.

Riesgos Geológicos

Debidos a la complejidad de estructuras geológicas y a la dificultad de identificar yacimientos, en algunos casos la presencia de cuerpos salinos deterioran las imágenes del subsuelo y disminuyen la probabilidad de descubrir yacimientos en estos ambientes.

Riesgos de Operación

Flujos de agua somera y flujos de gas que pudieran provocar reventones durante la perforación; corrientes submarinas y oleaje que ponen en riesgo las instalaciones de perforación e infraestructura de producción; disponibilidad de equipos de perforación, instalación y mantenimiento que incrementan los costos y retrasan las operaciones.

Riesgos Financieros

La exposición de capital debido a los altos costos de exploración, desarrollo y explotación de campos hace que sea riesgoso el invertir en yacimientos que se encuentran en Aguas Profundas.

CAPITULO 2. ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.

Cada ser vivo tiene su propio ciclo de vida: nacimiento, crecimiento y muerte. Esto también aplica para los pozos de hidrocarburos. Empezando por la perforación del pozo, la producción de fluidos del yacimiento, y finalmente el taponamiento y abandono del pozo.

Si bien hay divergencias en el marco legal entre país y país, en líneas generales se llama “pozo abandonado” aquel que está inactivo y sobre el cual, por razones técnicas o financieras, no se harán tareas de explotación. El abandono puede ser temporal, en esos casos, se emplean tapones de fondo y cementación que evitan la actividad del pozo, aunque con los mecanismos establecidos para una posible reactivación en el futuro. Pero también puede ser definitivo, instancia en la que la empresa responsable debe aplicar cemento sobre la capa que producía petróleo, con el fin de crear un sello total. Los propósitos de este taponamiento implican prevenir que los fluidos salgan de la zona de inyección hacia fuentes subterráneas de agua potable, evitar el movimiento de líquido desde la superficie hacia el fondo del pozo y hacia las mismas fuentes y proteger los recursos naturales en la zona inferior al punto de inyección del pozo.

El taponamiento y abandono de pozos es una de las etapas primarias en el programa de abandono de una instalación. Un procedimiento efectivo de taponamiento y abandono es crítico para el sello apropiado de un pozo para asegurarlo en caso de una futura fuga a la superficie. Las técnicas usadas para lograr este proceso están basadas en la experiencia de la industria, investigación y en conformidad con las normas y requisitos.

En muchas regiones existen normas y reglamentos vigentes que constituyen los requisitos para el abandono de pozos. En las áreas en las cuales las autoridades reguladoras no proporcionan las regulaciones mínimas, los operadores tienden a guiarse por sus propias normas internas. La mayoría de estas reglas son similares porque muchas de ellas se originaron en el Mar del Norte, en donde los objetivos de protección del medio ambiente tienen una gran influencia sobre las operaciones.

La síntesis de conocimiento práctico, tecnología actual, y requisitos regulatorios da como resultado el taponamiento y abandono más efectivo posible en un pozo. Cuando un operador determina la necesidad de taponar y abandonar los pozos en una instalación dada, comienzan una revisión del diseño del pozo de acuerdo a con los registros pasados de trabajo, desempeño pasado del pozo, condiciones geológicas y de yacimiento. El operador investiga todos los elementos que se puedan relacionar con asuntos de salud y

seguridad así como requisitos regulatorios. Después el operador diseña un programa basado en las condiciones existentes del pozo y del yacimiento. Esto permitirá al operador planear un programa de abandono que alcanzara la meta de asegurar el pozo de futuros derrames y preservar los recursos naturales.

Es un hecho que los campos submarinos están alcanzando el fin de su vida productiva en el Mar del Norte y en el Golfo de México, en donde la industria del gas y el aceite se han movido a aguas lo suficientemente profundas como para requerir plataformas flotantes, equipos de perforación y de producción adecuados. Como consecuencia, y debido a los requisitos ambientales y a las agencias regulatorias, las operadoras se ven forzadas a implementar el abandono en un número substancial de pozos en ambas regiones en los próximos años.

El aumento de las necesidades de taponamiento y abandono, está convirtiendo el tema en una industria multimillonaria para las compañías que prestan servicios en costa afuera.

En el sector del Reino Unido, en el Mar del Norte, está estimado que más de 500 estructuras con 3000 pozos están programados para el abandono en un futuro cercano.³

Algunas estimaciones marcan que aproximadamente 12000 pozos ya no están produciendo en el Golfo de México, y están todos calificados como candidatos para el taponamiento y abandono de pozos.

En el sector Noruego del Mar del Norte, más de 350 plataformas y más de 3700 pozos deberán ser eventualmente abandonados; Adicionalmente, hay más de 200 estructuras programadas para ser removidas en mar adentro, en Holanda, Dinamarca, Irlanda, España y Alemania.

Las bases de las operaciones de taponamiento y abandono varían poco, independientemente de si el pozo se encuentra en tierra firme o en un área marina. Los operadores remueven los componentes de la terminación del pozo, colocan tapones e inyectan cemento en forma forzada en los espacios anulares, a profundidades especificadas, en las zonas productivas y acuíferas, para que actúen como barreras permanentes para la presión proveniente de arriba y abajo, además de proteger la formación contra la cual se coloca el cemento (**FIGURA 1**); finalmente se remueven los cabezales.

³ Datos tomados del artículo "Abandono permanente de los pozos de aguas marinas" publicado en *Oilfield Review* Primavera de 2012: 24, no. 1. Copyright © 2012 Schlumberger.

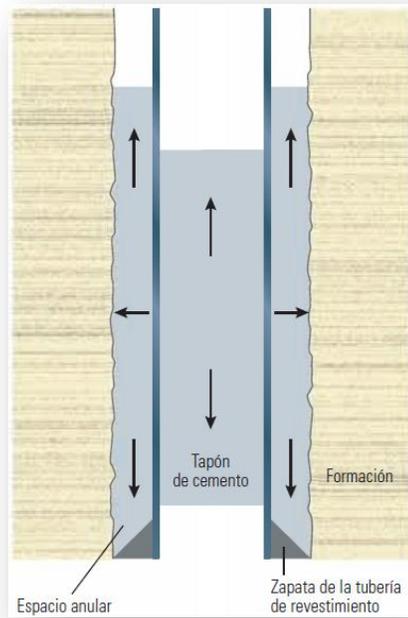


FIGURA 12 Tapón básico. Un requisito para una barrera de pozo permanente es que debe incluir todos los espacios anulares, extendiéndose a toda la sección transversal del pozo y proporcionar un sello tanto vertical como horizontal. En esta ilustración, el tapón de cemento proporciona un sello vertical dentro de la tubería de revestimiento y un sello tanto horizontal como vertical en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la formación, por encima de la zapata de la tubería de revestimiento.

Los organismos reguladores de nuestros días están exigiendo cada vez más que los operadores remuevan las secciones de tubería de revestimiento de modo de poder colocar un tapón de cemento que sea continuo a lo largo de todo el pozo, en una configuración que se conoce a menudo como “roca-roca.”

El sellado correcto de un pozo resulta mucho más fácil si se planea desde el comienzo, incluso si el costo inicial aparente es más alto. Se debe considerar el abandono del pozo en las etapas iniciales de diseño ya que la calidad de las cementaciones primarias entre el revestimiento y las formaciones es un factor clave en el éxito del abandono del pozo años más tarde.⁴

Tanto en tierra como costa afuera la decisión de taponar y abandonar pozos depende del factor económico; Una vez que la producción declina y alcanza el límite económico⁵ conviene abandonar el pozo.

⁴ El cemento primario es la lámina inicial de cemento colocada alrededor de un revestimiento o de una tubería colgada (liner). Los principales objetivos de las operaciones de cementación primaria incluyen el aislamiento de la formación con el objetivo de evitar la migración de fluidos hacia el espacio anular, servir de soporte al revestimiento o tubería colgada y proteger el revestimiento de los fluidos corrosivos existentes en las formaciones.

⁵ Aquel punto en que los ingresos son menores a los gastos operativos.

En algunos casos en que se considera la reparación de pozos, puede que mucha reserva quede sin explotar, pero el costo de reparar un pozo puede ser mayor que la producción potencial de dicho pozo reparado.

Por otra parte, en algunos pozos costa afuera, los ingenieros tienen la posibilidad de taponar por debajo de la terminación, removiendo uno o más revestimientos intermedios, colocando finalmente una cuña de desviación que permitirá en un futuro perforar el mismo agujero realizando un sidetrack al pozo, alcanzando otro sector de la reserva.

Los pasos requeridos para que las operadoras califiquen sus pozos como candidatos para el abandono varían en gran manera con la regulación jurídica, por ejemplo, el abandono de un pozo en Noruega, es más costoso que abandonar un pozo en medio oriente porque cumplir con las normas establecidas por reguladores en el primer caso requiere operaciones más costosas que en el segundo caso.

Como consecuencia de los altos costos de las operaciones en aguas profundas, las operadoras prudentes consideran los costos de abandono permanente de pozos y su correspondiente infraestructura durante las etapas de planeación. Abandonar pozos submarinos puede costar millones de dólares por pozo, particularmente cuando la tarea se lleva a cabo desde una plataforma de perforación en aguas profundas. Al final las operadoras al planear el abandono de un pozo se debaten entre el peso de la seguridad y/o el factor económico.

La incapacidad de recuperar el 100% de todo el petróleo y el gas atrapado en las rocas de las formaciones se debe en parte a los aspectos económicos y en parte a las restricciones impuestas por la tecnología y la geología. En todos los casos, siempre quedara sin producir un cierto volumen de hidrocarburos porque el costo de llevarlo a la superficie es mayor que el precio que se obtendrá en el mercado; petróleo y gas remanentes en el yacimiento nunca serán recuperados porque hasta las tecnologías tales como la inyección de agua, que se utilizan para impulsar los hidrocarburos hacia el pozo una vez agotados los mecanismos de empuje naturales, con el tiempo se volverán ineficaces o antieconómicas.

Cuando los operadores abandonan un pozo, están obligados a dejarlo en condiciones tales que se protejan tanto el ambiente de fondo de pozo como el ambiente de superficie a perpetuidad. En todo el mundo, a veces sucede que numerosos organismos reguladores con responsabilidades superpuestas definen los procedimientos y las condiciones del abandono permanente de un pozo. Por ejemplo, en el Golfo de México, dependiendo de la distancia a la costa y del tirante de agua (profundidad del lecho marino), puede suceder

que los operadores tengan que satisfacer los requisitos establecidos por los organismos de jurisdicciones federales y estatales. A pesar de las disparidades existentes entre los organismos reguladores de todo el mundo, el objetivo de todas las operaciones de T&A es lograr lo siguiente:

- Aislar y proteger todas las zonas de agua dulce y casi dulce.
- Aislar y proteger todas las zonas comerciales futuras.
- Prevenir a perpetuidad las pérdidas desde o hacia el interior del pozo.
- Remover el equipo de superficie y cortar la tubería hasta un nivel estipulado por debajo de la superficie.

Las operaciones de T&A ofrecen soluciones permanentes para los pozos que han dejado de ser rentables o han desarrollado problemas que no pueden ser resueltos económicamente. No obstante, en las áreas marinas, es práctica común entre los operadores abandonar permanentemente las zonas de un pozo antes de terminar y hacer producir otras. Además, los planes de desarrollo de áreas marinas a menudo requieren que las secciones inferiores de los pozos agotados sean abandonadas permanentemente para liberar una boca en las plantillas y las plataformas submarinas, a través de la cual pueda perforarse otro pozo hasta una sección no explotada del yacimiento. Esta práctica se conoce como recuperación de bocas (*slots*).

Para cumplir con las obligaciones de T&A, la industria del petróleo y el gas ha desarrollado métodos, procedimientos y materiales diseñados para proporcionar aislamiento zonal en el largo plazo, aun cuando las condiciones de fondo de pozo cambien con el tiempo. En los siguientes capítulos analizaremos la normatividad aplicable tanto en E.U.A y Noruega, los métodos, procedimientos y materiales para llevar a cabo el taponamiento y abandono de pozos en aguas profundas.

2.1 ABANDONO TEMPORAL.

Estado del pozo en donde se encuentra abandonado y/o el equipo de control es removido, con la intención que la operación se reanudará dentro de un marco de tiempo específico (Puede ser desde días hasta varios años).

Se dice que un pozo se encuentra abandonado temporalmente cuando se remueve el cabezal y el intervalo productor es aislado con un tapón y la tubería de revestimiento se tapona por debajo del fondo marino.

2.1.1 NORMAS DEL CFR (CODE OF FEDERAL REGULATIONS/E.U.A) PARA EL ABANDONO TEMPORAL DE POZOS.

De acuerdo con el Código de regulaciones federales de los Estados Unidos de Norteamérica.⁶

Título 30 – Recursos minerales.

Capítulo II – SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN DE MINERALES, DEPARTAMENTO DEL INTERIOR.

Subcapítulo B – COSTA AFUERA.

Parte 250 – OPERACIONES CON PETRÓLEO, GAS Y AZUFRE EN LA PLATAFORMA CONTINENTAL.

Subsección Exterior G – Abandono de Pozos.⁷

250.703 ABANDONO TEMPORAL

(a) Cualquier pozo perforado que va a ser temporalmente abandonado debe cumplir con los requerimientos para abandono permanente (excepto por los paréntesis (f) e (i)⁸) además de los siguientes:

- (1) Un tapón retenedor o un tapón de cemento por lo menos 100 pies de largo deberá colocarse en la base de la de TR más profunda a menos que la tubería de revestimiento haya sido cementada y no haya sido perforada. Si se coloca un tapón de cemento, no es necesario que el tapón de cemento se extienda por debajo de la TR dentro del agujero descubierto.

⁶ El Código de Regulaciones Federales (CFR) es la codificación de las normas y reglamentos generales y permanentes (a veces llamada ley administrativa) publicada en el Registro Federal por los departamentos ejecutivos y agencias del gobierno federal de los Estados Unidos.

⁷ <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2000-title30-vol2/pdf/CFR-2000-title30-vol2-part250-subpartG.pdf>

⁸ Página 27

(2) Un tapón retenedor ya sea recuperable o permanente o un tapón de cemento de por lo menos 100 pies de longitud, deberá colarse en la TR dentro de los primeros 200 pies debajo del lecho marino.

(b) Cabezales submarinos, pedazos de TR, u otras obstrucciones encima del lecho marino restante después del abandono temporal será protegido de tal manera que permita a las maquinarias de pescadores comerciales pasara por encima de la estructura sin daño a la estructura o maquinaria de pesca. Dependiendo de la profundidad del agua, naturaleza y peso de la obstrucción encima del lecho marino, y los tipos y periodos de actividad de pesca en el área el Supervisor de Distrito podrá exentar de este requisito.

(c) Con el propósito de mantener el estado del pozo como temporalmente abandonado, el arrendatario deberá proveer, dentro del año del abandono temporal original y a los intervalos de 1 año sucesivos después de esto, un reporte anual describiendo planes para reingreso para terminar o abandonar permanentemente el pozo.

(d) La identificación y presentación de informes de cabezales submarinos, pedazos remanentes de la TR, u otras obstrucciones que se extienden por encima del lecho marino se llevará a cabo de acuerdo con los requisitos de la Guardia Costera de los E.U.A.

2.1.2 NORMA NORSOK D-10 REFERENTES AL ABANDONO TEMPORAL DE POZOS.

Las normas NORSOK⁹ son desarrolladas por la industria Noruega de petróleo para garantizar la seguridad adecuada, valor agregado y efectividad de costo para desarrollos y operaciones de la industria del petróleo. Además, las normas NORSOK son en la medida de lo posible destinadas a sustituir las especificaciones de compañías petroleras y servir como referencia en las regulaciones de las autoridades.

Las normas NORSOK se basan normalmente en el reconocimiento de normas internacionales, adicionando las provisiones consideradas necesarias para cubrir las necesidades generales de la industria petrolera noruega.

Las normas NORSOK son publicadas y preparadas con el apoyo de Asociación de la Industria Petrolera de Noruega (OLF) y la Federación de industrias manufactureras Noruegas (TBL). Las normas NORSOK son administradas y publicadas por Normas Noruegas.

⁹ Por sus siglas en Noruego: Norsk Søkkel Konkurransesjjon

Será posible volver a entrar de una manera segura a los pozos abandonados temporalmente.

Deberá garantizarse la integridad de los materiales usados para el abandono temporal planeado en dos periodos.

Por consiguiente, una barrera mecánica del pozo puede ser aceptable para el abandono temporal, sujeto a tipo, periodo planeado de abandono y ambiente subsuperficial.

La degradación del cuerpo de la tubería de revestimiento deberá considerarse para los escenarios de abandono temporal más largos.

Los cabezales submarinos y plantillas temporalmente abandonados deberán estar protegidos de cargas externas en áreas con actividades de pesca, u otras actividades en el fondo marino etc. Por consiguiente para pozos de aguas profundas, puede omitirse la protección temporal del fondo marino si hay una confirmación de que no hay tales actividades en el área y a la profundidad de las instalaciones abandonadas en el lecho marino.

La presión en tubería y en el espacio anular arriba de la barrera de pozo del yacimiento deberá ser monitoreada si un pozo submarino terminado se planea abandonar por mas de un año. Una alternativa aceptable si es que el monitoreo no es factible puede ser instalar un tapón colocado en el fondo del pozo como barrera del pozo.

Para pozos terminados en superficie, será posible monitorear la presión en el espacio anular y en el último tubo que fue instalado (TP, TR).

2. 2 ABANDONO PERMANENTE.

Es conocido como el estado del pozo en donde el pozo o parte de éste, será taponado y abandonado permanentemente, y con la intención de nunca ser usado o volver a entrar.

2.2.1 NORMAS DEL CFR (E.U.A) PARA EL ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.

De acuerdo con el Código de regulaciones federales de los Estados Unidos de América.¹⁰

Título 30 – Recursos minerales.

Capítulo II – SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN DE MINERALES, DEPARTAMENTO DEL INTERIOR.

Subcapítulo B – COSTA AFUERA.

Parte 250 – OPERACIONES CON PETRÓLEO, GAS Y AZUFRE EN LA PLATAFORMA CONTINENTAL.

Subsección Exterior G – Abandono de Pozos.¹¹

250.702 ABANDONO PERMANENTE

- (a) **Aislamiento de zonas en agujero descubierto.** En porciones sin TR del pozo, los tapones de cemento deberán colocarse para extenderse a un mínimo de 100 pies debajo del fondo a 100 pies por arriba de la cima de cualquier zona de aceite, gas o agua para aislar los fluidos en el estrato en el cual se encuentren y para prevenir que escapen hacia otro estrato o hacia el lecho marino. La colocación de tapones de cemento adicionales para prevenir la migración de fluidos de la formación en el pozo quizás sea requerida por el supervisor de Distrito.

- (b) **Aislamiento de agujero descubierto.** En donde haya un agujero descubierto por debajo de la TR, un tapón de cemento deberá colocarse en la TR más profunda por medio del método de desplazamiento y deberá extenderse un mínimo de 100 pies por arriba y 100 pies por debajo de la zapata de la TR. En lugar de colocar un tapón de cemento a través de la zapata de la TR, los siguientes métodos son aceptables:
 - (1) Deberá colocarse un tapón de cemento y un retenedor de cemento. El retenedor de cemento deberá tener un control eficaz de contrapresión y deberá colocarse a no menos de 50 pies y no más de 100 pies por

¹⁰ El Código de Regulaciones Federales (CFR) es la codificación de las normas y reglamentos generales y permanentes (a veces llamada ley administrativa) publicada en el Registro Federal por los departamentos ejecutivos y agencias del gobierno federal de los Estados Unidos.

¹¹ <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2000-title30-vol2/pdf/CFR-2000-title30-vol2-part250-subpartG.pdf>

arriba de la zapata de la TR. El tapón de cemento deberá extenderse por lo menos 100 pies por debajo de la zapata de la TR y por lo menos 50 pies por arriba del retenedor.

- (2) Si se están experimentando o se anticipan condiciones de pérdida de circulación, se deberá colocar un tapón de retención permanente dentro de los primeros 150 pies por arriba de la zapata de la TR con un mínimo de 50 pies de cemento en la cima del tapón-puente. Este tapón de retención deberá ser probado de acuerdo con la norma.

(c) **Taponamiento o aislamiento de intervalos perforados.** Un tapón de cemento deberá colocarse por el método de desplazamiento frente a todas las perforaciones que no han sido cementadas de manera forzada. El tapón de cemento deberá extenderse un mínimo de 100 pies por arriba del intervalo perforado y también 100 pies por debajo del intervalo perforado o debajo del tapón de la TR, la que este más abajo. En lugar de colocar un tapón de cemento por el método de desplazamiento, los siguientes métodos son aceptables, siempre que las perforaciones estén aisladas del agujero:

- (1) Deberán colocarse un retenedor de cemento y un tapón de cemento. El retenedor de cemento deberá tener un control efectivo de contrapresión y deberá colocarse a no menos de 50 pies y no más de 100 pies por arriba del intervalo perforado con 50 pies colocado por arriba del retenedor.
- (2) Un tapón retenedor permanente deberá colocarse dentro de los primeros 150 pies por arriba de la cima del intervalo perforado con por lo menos 50 pies de cemento sobre la cima del tapón retenedor.
- (3) Un tapón de cemento de por lo menos 200 pies de largo deberá colocarse por el método de desplazamiento con el fondo del tapón dentro de los primeros 100 pies arriba de la cima del intervalo perforado.

(d) **Taponamiento de pedazos remanentes de TR.** Si la TR es cortada y recuperada dejando un pedazo, el pedazo deberá ser taponado de acuerdo con uno de los siguientes métodos:

- (1) Un pedazo terminando dentro de la sarta de TR deberá ser taponado con un tapón de cemento extendiéndose por lo menos 100 pies arriba y 100 pies debajo del pedazo remanente. En lugar de colocar un tapón de cemento a través del pedazo, los siguientes métodos son aceptables:
 - (i) Un retenedor de cemento o un tapón retenedor permanente deberá colocarse a no menos de 50 pies arriba del pedazo remanente y capsulado con por lo menos 50 pies de cemento, o

- (ii) Un tapón de cemento de por lo menos 200 pies de largo deberá colocarse con el fondo del tapón dentro de 100 pies arriba del pedazo remanente.
- (2) Si el pedazo esta debajo de la siguiente sarta mas grande, el taponamiento deberá ser llevado a cabo como se requiere para aislar zonas o para aislar un agujero descubierto como se describe en los párrafos (a) y (b) de ésta sección.
- (e) **Taponamiento del espacio anular.** Cualquier espacio anular comunicando con cualquier agujero descubierto y extendiéndose hasta el lecho marino deberá taponarse con por lo menos 200 pies de cemento.
- (f) **Tapón de superficie.** Un tapón de cemento que es por lo menos 150 pies de largo deberá colocarse con la parte superior del tapón dentro de los primeros 150 pies debajo del lecho marino. El tapón deberá colocarse en la sarta más pequeña de la TR la cual se extiende hasta el lecho marino.
- (g) **Pruebas de tapones.** La colocación y ubicación del primer tapón debajo del tapón de superficie deberá verificarse por uno de los siguientes métodos:
 - (1) El arrendatario deberá colocar una tubería con un mínimo de 15,000 libras de peso sobre el tapón de cemento, retenedor de cemento, o tapón retenedor. El cemento colocado arriba del tapón retenedor o retenedor no requiere ser probado.
 - (2) El arrendatario deberá probar el tapón con una presión mínima de bombeo de 1,000 lb/pg² con un resultado no mayor a 10% de caída de presión durante un periodo de 15 minutos.
- (h) **Fluido dejado en el pozo.** Cada uno de los intervalos con respecto al agujero entre los diferentes tapones deberá llenarse con fluido de densidad suficiente para ejercer una presión hidrostática excediendo la presión de formación máxima en los intervalos entre los tapones al momento del abandono.
- (i) **Despeje de la localización.** Todos los cabezales, TR's, pilotes y otras obstrucciones deberán removerse a una profundidad de por lo menos 15 pies debajo del lecho marino o a una profundidad aprobada por el Supervisor de Distrito. El arrendatario deberá verificar que la ubicación ha sido despejada de acuerdo con la norma. El requisito para retirar los cabezales submarinos u otras obstrucciones y para verificar el despeje de la localización puede ser reducido o eliminado cuando, a juicio del Supervisor de Distrito, los cabezales u otras obstrucciones no constituyen un riesgo para otros usuarios del lecho marino u otros usos legítimos del área.

(j) **Requisitos para zonas de permafrost.** Los siguientes requisitos deberán ser implementados para áreas de permafrost:

- (1) El fluido en el agujero adyacente a las zonas de permafrost deberá tener un punto de congelación por debajo de la temperatura del permafrost y deberá ser tratado para inhibir la corrosión.
- (2) El cemento usado para los tapones de cemento colocados a través de zonas de permafrost deberán ser diseñados para colocarse antes de que se congelen y para tener un bajo calor de hidratación.

Situación	Procedimiento
Zonas en agujero descubierto	Colocar uno o varios tapones de cemento a una distancia de al menos 30 m [100 pies] por debajo de la base, y 30 m [100 pies] por encima del tope, de las zonas de petróleo, gas y agua dulce para aislar los fluidos presentes en los estratos.
Agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento.	Ejecutar una de las siguientes tareas: <ul style="list-style-type: none"> • Colocar, por el método de desplazamiento, un tapón de cemento a una distancia de al menos 30 m [100 pies] por encima y por debajo de la zapata de entubación más profunda. • Colocar un retenedor de cemento con control de la contrapresión efectiva a una distancia de entre 15 m [50 pies] y 30 m [100 pies] por encima de la zapata de entubación, y un tapón de cemento que se extienda al menos 30 m [100 pies] por debajo de la zapata de entubación y al menos 15 m [50 pies] por encima del retenedor. • Colocar un tapón puente a una distancia de entre 15 m y 30 m [50 y 100 pies] por encima de la zapata con 15 m [50 pies] de cemento sobre el tapón puente para condiciones de pérdida de circulación previstas o conocidas.
Zona disparada que se encuentra actualmente descubierta y no fue aislada o sometida a inyección forzada previamente.	Ejecutar una de las siguientes tareas: <ul style="list-style-type: none"> • Utilizar un método para inyectar cemento en forma forzada en todos los disparos. • Colocar, por el método de desplazamiento, un tapón de cemento a una distancia de al menos 30 m [100 pies] por encima y 30 m por debajo del intervalo disparado, o hasta un tapón de la tubería de revestimiento; la distancia que sea menor. • Si las zonas disparadas se encuentran aisladas del pozo que está debajo, utilizar cualquiera de los cinco métodos especificados a continuación, en vez de los dos especificados precedentemente en esta sección. • Colocar un retenedor con control de la contrapresión efectiva a una distancia de entre 15 m y 30 m [50 y 100 pies] por encima del tope del intervalo disparado y un tapón de cemento que se extienda al menos 30 m [100 pies] por debajo de la base del intervalo disparado con un mínimo de 15 m [50 pies] de cemento por encima del retenedor. • Colocar un tapón puente a una distancia de entre 15 m y 30 m [50 y 100 pies] por encima del tope del intervalo disparado con al menos 15 m [50 pies] de cemento sobre el tapón puente. • Colocar, por el método de desplazamiento, un tapón de cemento de al menos 60 m [200 pies] de largo, con la base del tapón a una distancia de no más de 30 m [100 pies] por encima del intervalo disparado. • Colocar un tapón canasta a través de la tubería de producción a una distancia de no más de 30 m [100 pies] por encima del intervalo disparado con al menos 15 m [50 pies] de cemento sobre el tapón canasta. • Colocar un tapón para cierre de tubería de producción a una distancia de no más de 30 m [100 pies] por encima del intervalo disparado cubierto con un volumen suficiente de cemento de modo que se extienda al menos 30 m [100 pies] por encima del empacador superior extremo del pozo con al menos 90 m [300 pies] de cemento en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción inmediatamente por encima del empacador.

Trozo de tubería de revestimiento dejado en el pozo cuyo extremo está dentro de otra tubería de revestimiento.	Ejecutar una de las siguientes tareas: <ul style="list-style-type: none"> • Colocar un tapón de cemento a una distancia de al menos 30 m [100 pies] por encima y por debajo del extremo del trozo de tubería. • Colocar un retenedor de cemento o un tapón puente a una distancia oscilante entre al menos 15 m y 30 m [50 y 100 pies] por encima del extremo del trozo de tubería con al menos 15 m [50 pies] de cemento por encima del retenedor o del tapón puente. • Colocar un tapón de cemento de al menos 60 m [200 pies] de largo con la base del tapón a una distancia de no más de 30 m [100 pies] por encima del extremo del trozo de tubería
Trozo de tubería de revestimiento dejado en el pozo cuyo extremo está por debajo de la tubería de revestimiento.	Colocar un tapón como se especifica en las secciones de agujero descubierto precedentes, según corresponda.
Espacio anular que se comunica con el agujero descubierto y se extiende hasta la línea de lodo.	Colocar un tapón de cemento de al menos 60 m [200 pies] de largo en el espacio anular; para un pozo terminado sobre la superficie del océano, someter cada espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción a una prueba de presión para verificar el aislamiento.
Pozo submarino con el espacio anular sin sellar	Utilizar un cortador para cortar la tubería de revestimiento; colocar un tapón, como se especifica en las secciones precedentes sobre trozos de tuberías de revestimiento.
Pozo con tubería de revestimiento	Colocar un tapón superficial de cemento de al menos 45 m de largo en la tubería de revestimiento más pequeña que se extiende hasta la línea de lodo con el extremo superior del tapón a una distancia de no más de 45 m por debajo de la línea de lodo.
Fluido dejado en el pozo	Mantener el fluido en los intervalos existentes entre los tapones, con la densidad suficiente como para ejercer una presión hidrostática que sea mayor que las presiones de formación de los intervalos.
Áreas de permafrost (suelo congelado)	Dejar en el pozo el fluido que tenga un punto de congelación inferior a la temperatura del permafrost y un tratamiento para inhibir la corrosión, y utilizar tapones de cemento diseñados para fraguar antes del congelamiento y que tengan bajo calor de hidratación.

Tabla 2 Guía de regulaciones de T&A de EUA. Dependiendo de la localización, la profundidad, el estado y otros parámetros de un pozo, los operadores están obligados a ejecutar y documentar determinados pasos que son descriptos sucintamente por el organismo regulador del área en cuestión. Esta tabla muestra algunos ejemplos de los procedimientos que han de ejecutarse para que un pozo del Golfo de México se considere taponado permanentemente.

El procedimiento requerido depende principalmente de la configuración del pozo antes del taponamiento y es establecido por la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental de EUA [Adaptado del Código Electrónico de Reglamentos Federales: "Permanent Well Plugging Requirements," <http://ecfr.gpoaccess.gov/cgi/t/text/text-idx?c=ecfr&sid=06d320a6f4723641d7d1b83be409c10d&rgn=div8&view=text&node=30:2.0.1.2.2.17.93.11&idno=30> (Se accedió el 28 de marzo de 2012).]

2.2.2 NORMA NORSOK D-10 PARA EL ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.

A continuación se muestra la parte correspondiente a la normatividad aplicada al abandono permanente de pozos perteneciente a la norma NORSOK en la sección D-10:

Los pozos taponados permanentemente deberán ser abandonados con la perspectiva de que se abandonan para siempre, es decir, con el propósito de evaluar el efecto sobre las barreras del pozo instaladas después de que cualquier fenómeno químico y geológico previsible ha tomado lugar.

Deberá haber por lo menos una barrera del pozo entre la superficie y una potencial fuente de afluencia, a menos que sea un yacimiento (contiene hidrocarburos y/o tiene potencial de flujo) donde dos barreras del pozo son requeridas.

Cuando se taponan un yacimiento, la debida atención a las posibilidades para acceder a esta sección del pozo (en caso de colapso, etc.) e instalar con éxito un elemento de barrera del pozo específico debe ser pagada.

La última sección de agujero descubierto de un pozo no deberá ser abandonada permanentemente sin instalar una barrera permanente en el pozo, independientemente de la presión o flujo potencial. El pozo deberá estar completamente aislado.

2.2.2.1. BARRERAS PERMANENTES DEL POZO

Las barreras permanentes del pozo deberán extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluyendo todo el espacio anular y sellar ambos verticalmente y horizontalmente (**FIGURA 13**). Por lo tanto, un elemento de barrera de pozo (EBP) colocado dentro de la tubería de revestimiento, como parte de una barrera permanente del pozo, deberá estar colocado en un intervalo de profundidad donde hay un EBP con calidad verificada en todo el espacio anular.

Una barrera permanente debería tener las siguientes propiedades:

- a) Impermeable.
- b) Integridad a largo plazo.
- c) Sin encogimiento.
- d) Dúctil – (no quebradizo) - capaz de resistir cargas/impacto mecánico.
- e) Resistencia a diferentes químicos/sustancias (H₂S, CO₂ e hidrocarburos).
- f) Humedecimiento, para asegurar la adhesión con el acero.

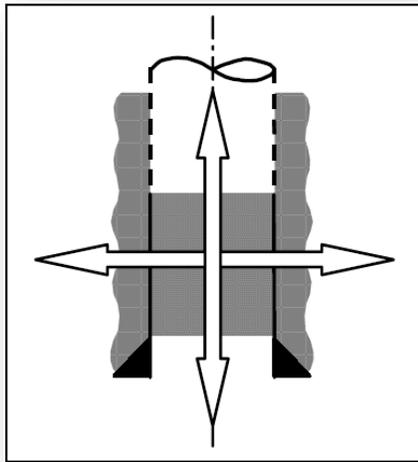


FIGURA 13 Las barreras permanentes del pozo deberán extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluyendo todo el espacio anular y sellar ambos verticalmente y horizontalmente.

El tubo de acero no es un EBP aceptable a menos que este soportado por cemento, o un material de taponamiento con propiedades funcionales similares como las enlistadas arriba, (adentro y afuera).

Los sellos de elastómero usados como componentes de sellado en EBP's no son aceptables para barreras permanentes del pozo.

La presencia e integridad del cemento de la TR deberá verificarse para valorar la integridad de presión a lo largo del agujero del EBP. El cemento en el espacio anular no califica como un EBP a lo largo del pozo (**FIGURA 14**).

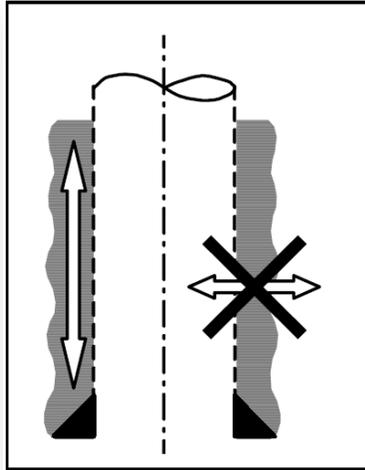


FIGURA 14 El cemento en el espacio anular no califica como un EBP a lo largo del pozo

Los tapones de cemento para agujero descubierto pueden ser usados como barrera del pozo entre yacimientos. Deberían, tanto como sea prácticamente posible, también ser usados como una barrera primaria del pozo.

El cemento entre la cima del liner y la zapata de la TR anterior (en la solapadura), que no ha sido sometido a la prueba de goteo desde arriba (antes de que un posible empacador en la cima haya sido colocado) no se considerara un EBP permanente.

Los cables y líneas de control deberán removerse de áreas donde se instalan barreras permanentes del pozo, debido que pueden crear trayectorias de fuga vertical a través de la barrera del pozo.

Cuando se deja tubería de terminación del pozo y son instalados los tapones permanentes a través y alrededor de la tubería, deberán establecerse métodos confiables y procedimientos para instalar y verificar la posición del tapón dentro de la tubería y en el espacio anular de la tubería.

2.2.2.2. REQUISITOS ESPECIALES

Zonas/perforaciones de yacimientos múltiples ubicadas dentro del mismo régimen de presión, aisladas con una barrera de pozo entre ambas, puede considerarse como un yacimiento para el cual una barrera de pozo primaria y secundaria deberá ser instalada (FIGURA 15).

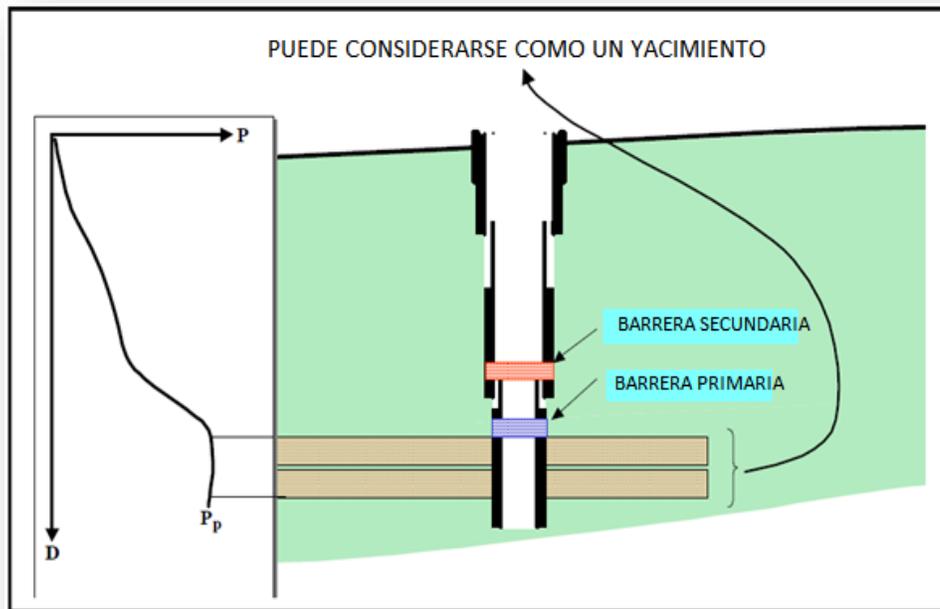


FIGURA 15

2.3 ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO (EBP)

Los requisitos para el aislamiento de formaciones, fluidos y presiones son los mismos para el abandono permanente y el temporal.

Sin embargo, la elección de los EBP's puede ser diferente tomando en cuenta el tiempo de abandono, habilidad para reingresar al pozo, o reanudación de las operaciones después.

2.3.1 ESQUEMAS DE LAS BARRERAS DEL POZO

Los ejemplos descritos a continuación describen:

- Barrera primaria del pozo en su fase normal de trabajo, la cual para algunas situaciones es la columna de fluido o una barrera mecánica del pozo que provee cierre a la envolvente de la barrera del pozo,
- Barrera secundaria del pozo en su etapa final, la cual en la mayoría de los casos describe una situación donde la válvula de corte está0 cerrada.

Es recomendado que los esquemas de las barreras del pozo sean desarrollados como un método práctico para demostrar e ilustrar la presencia de las barreras de pozo definidas como primaria y secundaria.

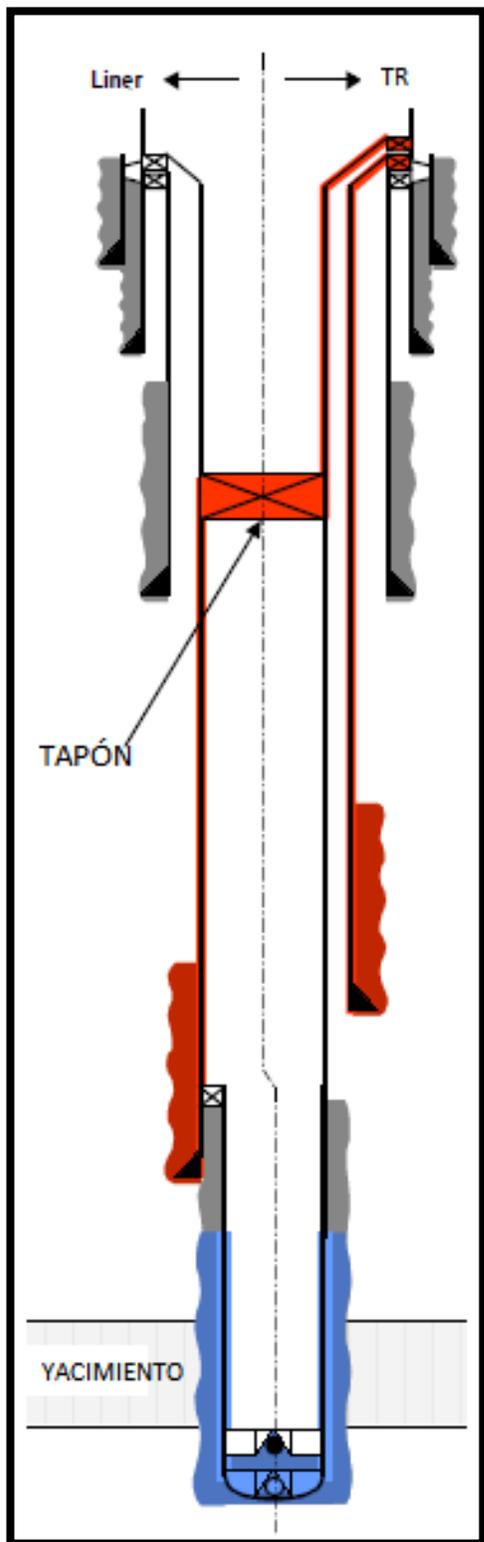
En la **Tabla 3** se encuentra listado un número de escenarios típicos, algunos de los cuales también se adjuntan como ilustraciones.

La tabla e ilustraciones que se muestran a continuación solo representan algunos casos típicos y deberán hacerse esquemas para las situaciones presentes durante una actividad u operación.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS	VER
1	Abandono temporal-Pozo no perforado.	Pozo no terminado.	FIGURA 16
2	Abandono temporal-Pozo perforado con BOP o árbol de válvulas removido.	Con la terminación del pozo instalada.	FIGURA 17
3	Abandono permanente-Agujero descubierto.		FIGURA 18
4	Abandono permanente-Pozo perforado.		FIGURA 19
5	Abandono permanente-Pozos múltiples con liners ranurados o filtros de arena.	Cubre aislamiento zonal permanente de múltiples yacimientos.	FIGURA 20
6	Abandono permanente-Liners ranurados en múltiples yacimientos.	Aplica incluso a side tracks (pozo desviado), etc.	FIGURA 21
7	Suspensión-hang-off/desconexión del riser marino.	Colgamiento de tubería de perforación.	FIGURA 22

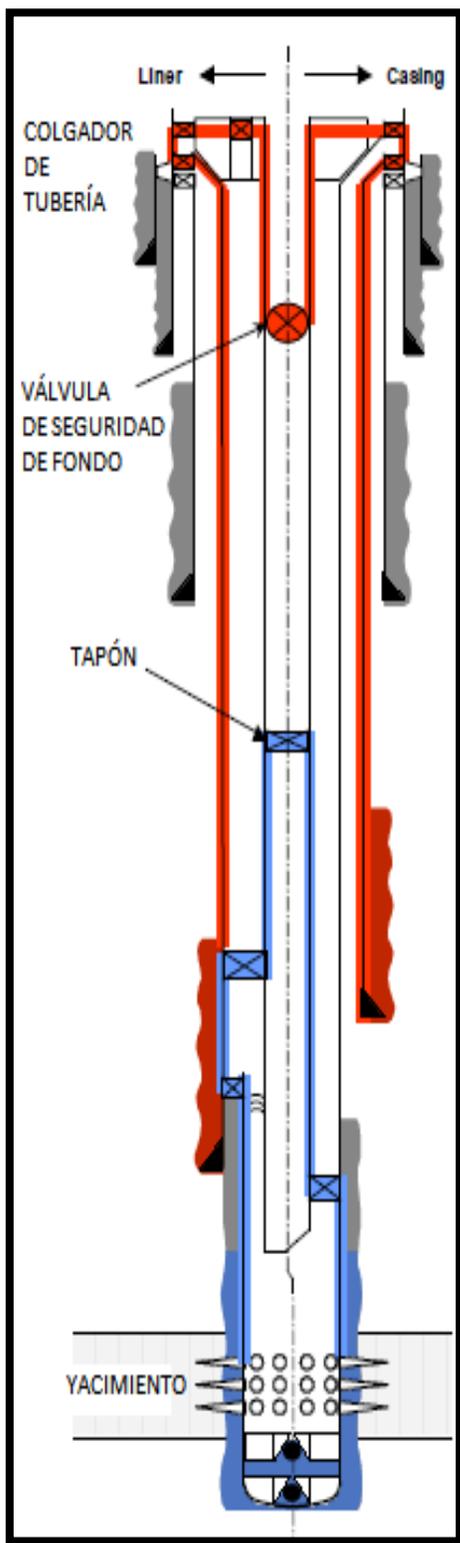
Tabla 3

FIGURA 16 ABANDONO TEMPORAL-POZO NO PERFORADO.



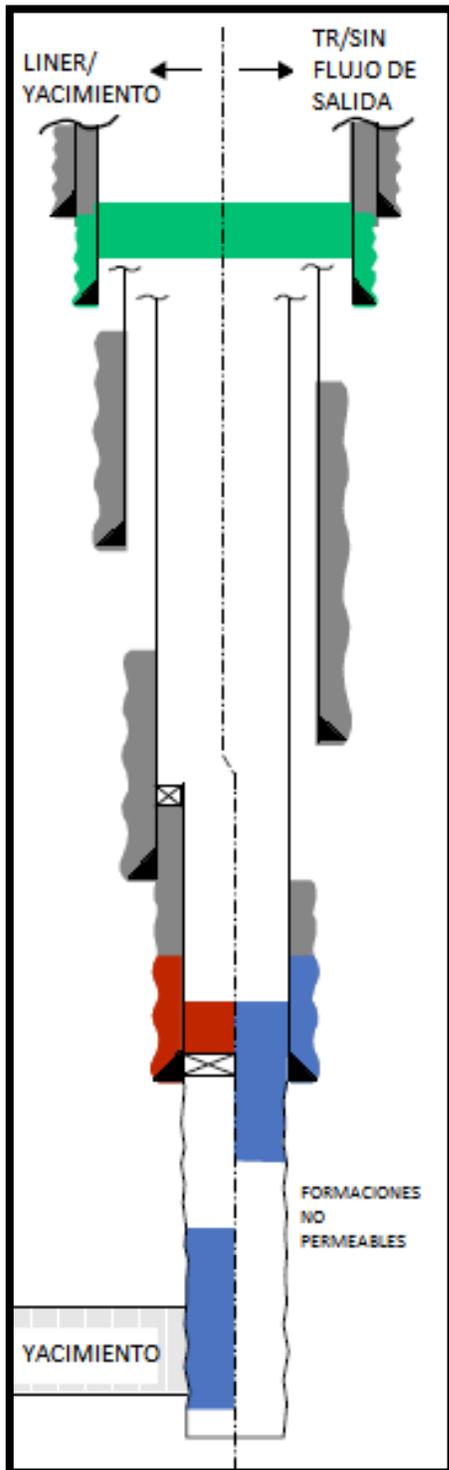
ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA PRIMARIA DEL POZO, ÚLTIMO AGUJERO DESCUBIERTO		
1.	TAPÓN DE CEMENTO	ZAPATA.
2.	CEMENTO EN TR (LINER)	
3.	TR (LINER ENYACIMIENTO)	
Ó TAMBIÉN		
1.	TAPÓN DE CEMENTO	ZAPATA
2.	CEMENTO DE LA TR	
3.	TR EN YACIMIENTO	
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO, ABANDONO TEMPORAL		
1.	TR	
2.	CEMENTO DE LA TR	
3.	TAPÓN DE CEMENTO O TAPÓN MECÁNICO	TAPÓN SUPERFICIAL
Ó TAMBIÉN		
1.	CEMENTO DE LA TR	
2.	TR	INTERMEDIA
3.	CABEZAL	
4.	TR	
5.	TAPÓN DE CEMENTO O TAPÓN MECÁNICO	TAPÓN SUPERFICIAL

FIGURA 17 ABANDONO TEMPORAL-POZO PERFORADO CON BOP O ÁRBOL DE VÁLVULAS REMOVIDO.



ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA PRIMARIA DEL POZO		
1.	CEMENTO DE LA TR (LINER).	
2.	TR (LINER).	LINER ENCIMA DE LAS PERFORACIONES
3.	EMPACADOR SUPERIOR DEL LINER.	
4.	TR.	DEBAJO DEL EMPACADOR DE PRODUCCIÓN.
5.	EMPACADOR DE PRODUCCIÓN.	50 m. DEBAJO DE LA CIMA DEL CEMENTO EN EL ESPACIO ANULAR DE LA TR.
6.	SARTA DE TERMINACIÓN.	
7.	TAPÓN COLOCADO A PROFUNDIDAD EN LA TUBERÍA.	
Ó		
1.	CEMENTO DE LA TR	
2.	TR.	
3.	EMPACADOR DE PRODUCCIÓN.	
4.	SARTA DE TERMINACIÓN.	
5.	TAPÓN COLOCADO A PROFUNDIDAD EN LA TUBERÍA.	
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO, YACIMIENTO		
1.	CEMENTO DE LA TR.	ENCIMA DEL EMPACADOR DE PRODUCCIÓN.
2.	TR.	EBP COMÚN, ENTRE LA CIMA DEL EMPACADOR DEL LINER Y EL EMPACADOR DE PRODUCCIÓN.
3.	CABEZAL	
4.	SUSPENSOR DE TUBO DE PRODUCCIÓN.	
5.	TAPÓN DEL SUSPENSOR DE TUBERÍA	PARA POZOS SUBMARINOS
6.	SARTA DE TERMINACIÓN	DEBAJO DE VSSCS
7.	VÁLVULA SUBSUPERFICIAL DE SEGURIDAD CONTROLADA EN SUPERFICIE (VSSCS)	
Ó		
1.	CEMENTO DE LA TR	TR INTERMEDIA
2.	TR	TR INTERMEDIA
3.	CABEZAL	
4.	COLGADOR DE TUBERÍA	
5.	TAPÓN DE COLGADOR DE TUBERÍA	PARA VSSCS
6.	SARTA DE TERMINACIÓN	DEBAJO DE LA VSSCS
7.	VSSCS	

FIGURA 18 ABANDONO PERMANENTE-AGUJERO DESCUBIERTO.

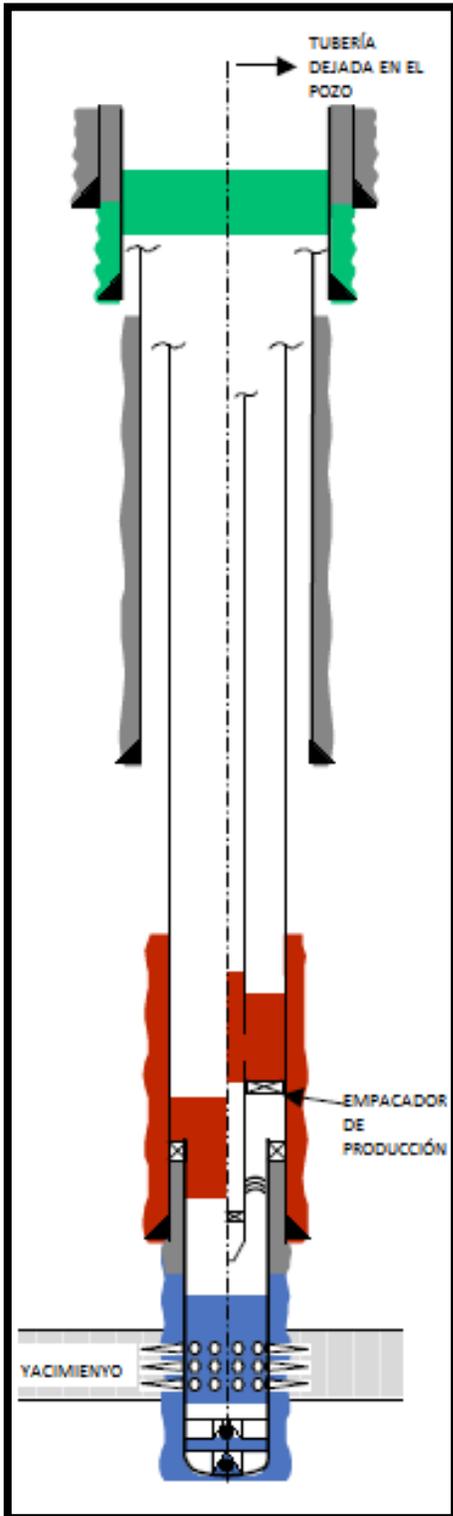


ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA PRIMARIA DEL POZO		
1. TAPÓN DE CEMENTO		AGUJERO DESCUBIERTO
Ó, ("BARRERA PRIMARIA DEL POZO, ULTIMO AGUJERO DESCUBIERTO)		
1. CEMENTO TR		
2. TAPÓN DE CEMENTO		TAPÓN DE TRANSICIÓN A TRAVÉS DE LA ZAPATA.
Ó TAMBIÉN		
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO, ABANDONO TEMPORAL		
1. CEMENTO TR		
2. TAPÓN DE CEMENTO		TAPÓN DE CEMENTO EN POZO ENTUBADO INSTALADO EN LA CIMA DE UN TAPÓN MECÁNICO
BARRERA DEL POZO DEJ AGUJERO DESCUBIERTO A LA SUPERFICIE.		
1. TAPÓN DE CEMENTO		TAPÓN DE CEMENTO DE AGUJERO ENTUBADO.
2. CEMENTO TR		TR SUPERFICIAL

NOTAS

- a. La barrera del pozo de la zapata de la TR más profunda puede ser diseñada de la misma manera para los dos casos, si el cemento TR/liner es verificado y O.K.
- b. La barrera secundaria del pozo deberá como mínimo ser posicionada a una profundidad donde la presión de fractura estimada exceda la presión contenida debajo de la barrera del pozo.

FIGURA 19 ABANDONO PERMANENTE-POZOS MÚLTIPLES CON LINERS RANURADOS O FILTROS DE ARENA.

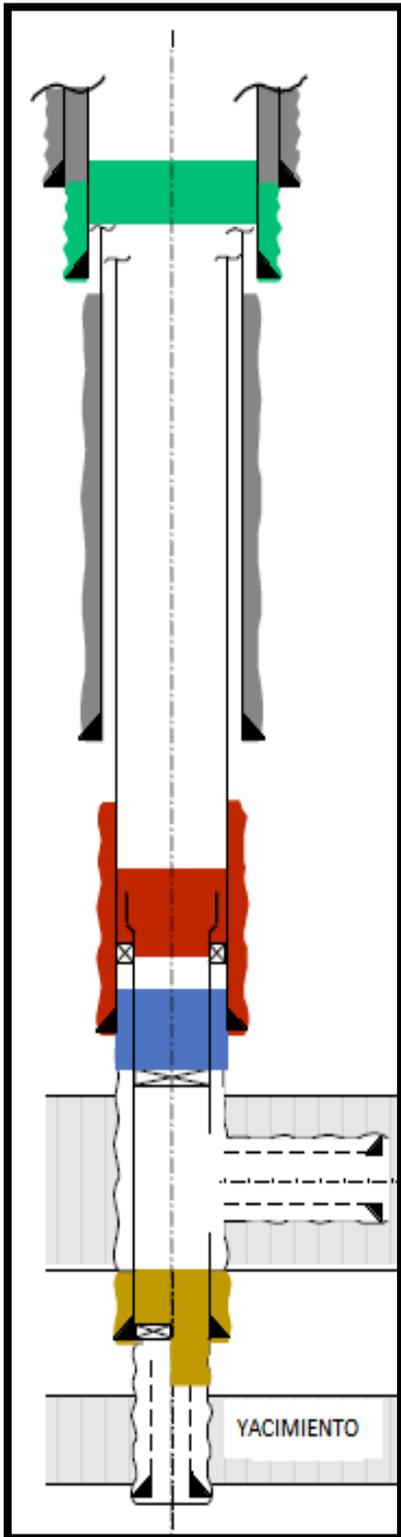


ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA PRIMARIA DEL POZO		
1.	CEMENTO LINER	
2.	TAPÓN DE CEMENTO	A TRAVÉS Y POR ENCIMA DE LAS PERFRACIONES.
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO, ABANDONO TEMPORAL		
1.	CEMENTO TR	
2.	TAPÓN DE CEMENTO	A TRAVÉS DE LA CIMA DEL LINER.
Ó, PARA TUBERÍA DEJADA EN AGUJERO ENTUBADO		
1.	CEMENTO TR	
2.	TAPÓN DE CEMENTO	POR DENTRO Y POR FUERA DE LA TUBERÍA.
BARRERA DE AGUJEROS DESCUBIERTO A SUPERFICIE DEL POZO.		
1.	TAPÓN DE CEMENTO	
2.	CEMENTO TR	TR SUPERFICIAL

NOTAS

1. Los tapones de cemento dentro de la TR deberán establecerse en áreas con cemento verificado en el espacio anular de la TR.
2. La barrera secundaria del pozo deberá como mínimo posicionarse a una profundidad donde la presión de fractura estimada de la formación exceda la presión contenida debajo de la barrera del pozo.

FIGURA 20 ABANDONO PERMANENTE-POZOS MÚLTIPLES CON LINERS RANURADOS O FILTROS DE ARENA.

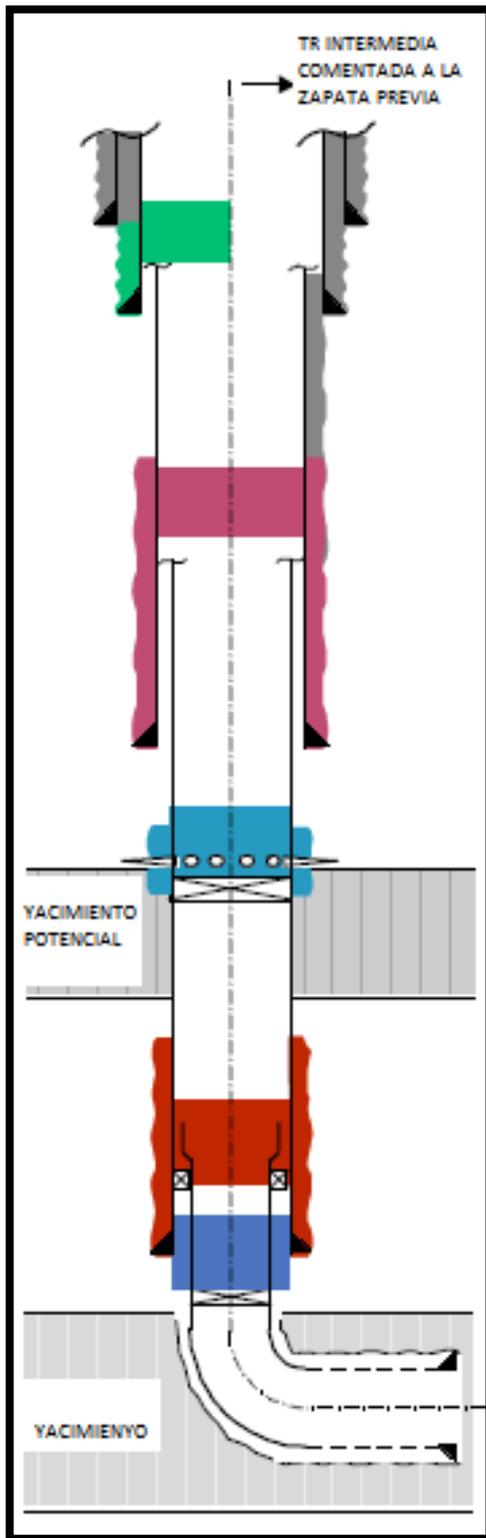


ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA ENTRE YACIMIENTOS		
1. CEMENTO TR		
2. TAPÓN DE CEMENTO		AGUJERO ENTUBADO
Ó,		
3. TAPÓN DE CEMENTO		TAPÓN DE TRANSICIÓN A TRAVÉS DE LA ZAPATA.
BARRERA PRIMARIA DEL POZO		
1. TAPÓN DE CEMENTO		A TRAVÉS DEL POZO Y LA ZAPATA.
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO, ABANDONO TEMPORAL		
1. CEMENTO TR		
2. TAPÓN DE CEMENTO		TAPÓN DE LA TR A TRAVÉS DE LA CIMA DEL LINER.
BARRERA DE AGUJEROS DESCUBIERTOS A SUPERFICIE		
1. TAPÓN DE CEMENTO		TAPÓN DE CEMENTO EN AGUJERO ENTUBADO
2. CEMENTO TR		TR SUPERFICIAL

NOTAS

1. La "barrera del pozo entre yacimientos" puede actuar como la barrera primaria del pozo para el yacimiento "profundo", y la "barrera primaria del pozo" puede ser la barrera secundaria del pozo para yacimiento "profundo", si este último es diseñado para soportar las presiones diferenciales de ambas formaciones.
2. La barrera secundaria del pozo no deberá establecerse más alta que la integridad de la formación a esta profundidad, considerando que el criterio de diseño puede ser la presión inicial del yacimiento, como sea aplicable en cada caso.

FIGURA 21 ABANDONO PERMANENTE-LINERS RANURADOS EN MÚLTIPLES YACIMIENTOS.

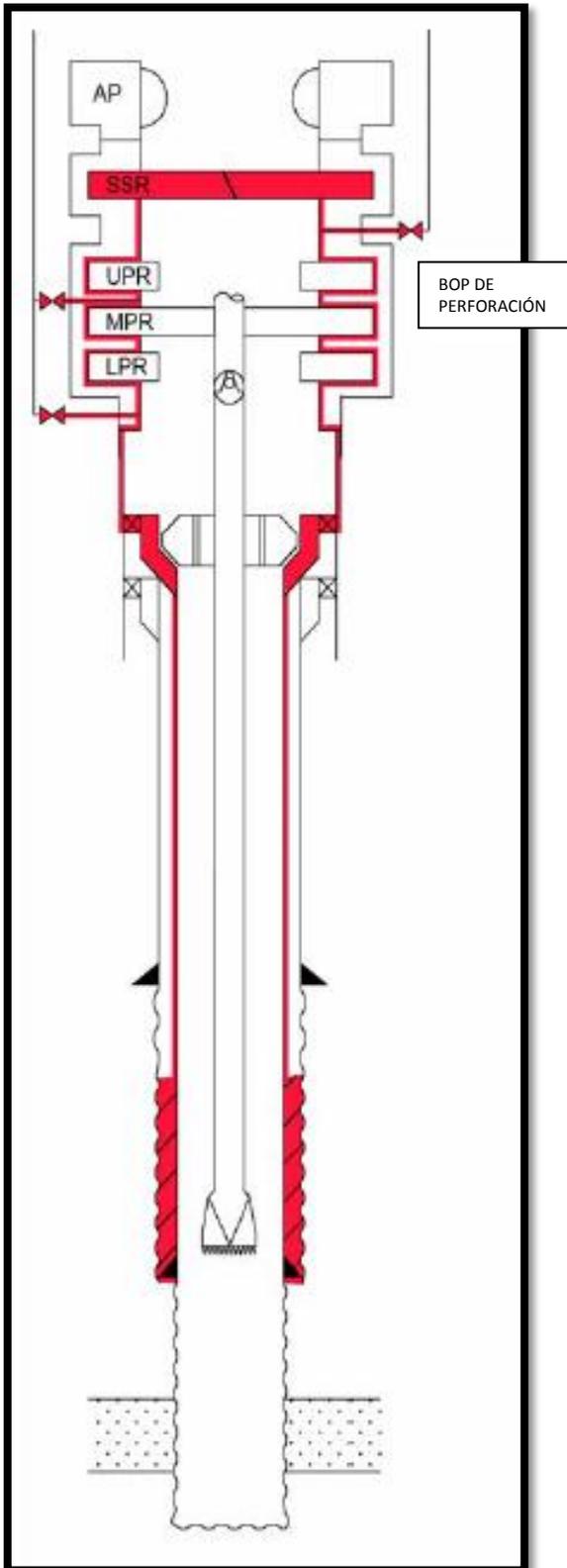


ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA PRIMARIA DEL POZO, YACIMIENTO PROFUNDO		
TAPÓN DE CEMENTO		A TRAVÉS DEL LINER Y A LO LARGO DE LA TRANSICIÓN ENTRE LA ZAPATA DE LA TR Y EL AGUJERO DESCUBIERTO
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO		
CEMENTO TR		
TAPÓN DE CEMENTO		A LO LARGO DE LA CIMA DEL LINER.
BARRERA PRIMARIA, YACIMIENTO POCO PROFUNDO		
TAPÓN DE CEMENTO		EXPRIMIDO DENTRO DEL ESPACIO ANULAR DE LA TR PERFORADA POR ENCIMA DEL YACIMIENTO POTENCIAL.
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO, YACIMIENTO POCO PROFUNDO		
CEMENTO TR		
TAPÓN DE CEMENTO		
BARRERA DEL POZO ENTRE AGUJERO DESCUBIERTO Y SUPERFICIE		
TAPÓN DE CEMENTO		AGUJERO ENTUBADO
CEMENTO TR		TR SUPERFICIAL

NOTAS

1. La barrera secundaria del pozo no deberá fijarse más alta que la integridad de la formación a esta profundidad, considerando que el criterio de diseño puede ser la presión inicial del yacimiento, que puede desarrollarse con el tiempo.
2. El caso en el lado de la izquierda indica que la TR intermedia es cementada dentro de la TR superficial, es decir, sin espacio anular abierto hacia la superficie. Por lo tanto, no se requiere barrera de pozo entre agujeros descubiertos y la superficie.

FIGURA 22 SUSPENSIÓN-HANG-OFF/DESCONEXIÓN DEL RISER MARINO.



ELEMENTOS DE BARRERA DEL POZO		COMENTARIOS
BARRERA PRIMARIA DEL POZO		
1.	COLUMNA DE FLUIDO	BARRERA DE TIEMPO LIMITADO, VER NOTA 1
BARRERA SECUNDARIA DEL POZO		
2.	CEMENTO TR	ÚLTIMA TR
3.	TR	
4.	CABEZAL	TAPÓN SUPERFICIAL
5.	PAQUETE DE PREVENTORES.	

NOTAS

1. El fluido del pozo deberá ser calificado a través de prueba para el periodo de descolgado.
2. Deberá instalarse una válvula de tormenta en el ensamble de hang-off y tubería de perforación.

2.3.2 CRITERIO DE ACEPTACIÓN COMO BARRERA DE POZO.

Los criterios para el reconocimiento de una barrera de pozo son un conjunto de requerimientos técnicos y operacionales que deben ser alcanzados para que una barrera de pozo sea aceptada y reconocida como tal.

2.3.3 TIPO Y FUNCIÓN DE LAS BARRERAS DE POZO.

Para que los pozos sean permanentemente abandonados, con severas fuentes de flujo, la barrera primaria y secundaria no son suficientes. A continuación se cubre la información referente a las barreras en el pozo y a la función que desempeñarán en el caso del abandono de pozos. Estas barreras, sin embargo, podrían no ser aplicables en pozos en los cuales se tenga una planeación de diferentes operaciones a realizar continuamente, en cuyo caso, el cabezal del pozo funciona como barrera secundaria, controlando cualquier flujo desde el pozo. Esto implica que algunos términos que utilizaremos a continuación solo son aplicables en caso de abandono permanente de pozos.

Las siguientes barreras individuales o combinadas serán resultado de las operaciones de taponamiento de pozos:

Nombre	Función	Propósito
Barrera Primaria	Primera barrera contra el flujo de fluidos de la formación, o, para proteger un agujero descubierto.	Aislar una fuente potencial de flujo, de la superficie.
Barrera secundaria, intervalos.	Como apoyo a la barrera primaria.	El mismo que la barrera primaria y aplica cuando la fuente potencial de flujo es un yacimiento.
Barrera entre intervalos productores.	Para aislar intervalos de interés, uno del otro.	Para reducir el flujo potencial entre intervalos productores.
Barrera pozo-superficie.	Para aislar el agujero descubierto, de la superficie, el cual está expuesto durante el taponamiento del pozo.	Barrera contra contingencias, por ejemplo, durante la exposición que sufre el pozo en un corte de revestimientos.
Barrera secundaria, abandono temporal.	Barrera secundaria independiente y relacionada con actividades de perforación en el pozo.	Para asegurar una reconexión segura a un pozo abandonado temporalmente, y por ende solo aplica en pozos con actividades y operaciones pendientes.

Tabla 4

La función de una barrera se puede combinar con el taponamiento, de manera que puedan alcanzar varios de los objetivos mencionados anteriormente (sin embargo, una barrera secundaria no puede funcionar como primaria para el mismo reservorio).

Una barrera secundaria puede actuar como primaria para una formación cercana, siempre y cuando alcance los requerimientos necesarios para proteger ambas formaciones.

2.3.4 INSTALACION DE LAS BARRERAS DE POZO.

Las barreras de pozo deben ser instaladas lo mas cercano posible a las fuentes de influjo hacia el pozo, cubriendo así, todas las posibles rutas de flujo.

De igual forma, la barrera primaria y secundaria deberían ser instaladas a una profundidad tal que la presión de fractura de la formación en la base del tapón sea mayor que la presión potencial interna.

Y finalmente se deben verificar las profundidades y el estado en general en que fueron instaladas las barreras.

2.3.5 MATERIALES.

Los materiales utilizados como barreras, para el taponamiento de un pozo deben alcanzar los requerimientos de protección ambiental.

Estarán expuestos durante el tiempo que el pozo permanezca abandonado, por lo cual se deben realizar pruebas de integridad a largo plazo a los materiales utilizados para el taponamiento y abandono del pozo.

CAPITULO 3. MÉTODOS PARA EL ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.

El taponamiento y abandono de pozos en aguas profundas, se ha llevado a cabo mundialmente utilizando tres técnicas conocidas: con plataforma, con equipo de tubería flexible y sin plataforma.

3.1 CON PLATAFORMA

La plataforma se compone de la torre, malacates, sistema de circulación, equipo de rotación, equipo de levantamiento, equipo de control del pozo, sistema de energía, y cualquier equipo pesado adicional que se utilice. La plataforma recibe su energía de motores de gas o diesel y tiene una cuadrilla de mínimo 6 hombres.

Este tipo de equipo es una unidad pequeña de trabajo que se coloca en el sitio, o una plataforma ya existente trabajando en el lugar.

La plataforma debe tener la capacidad para retirar todo el equipo subsuperficial (incluyendo los revestimientos si así fuera necesario). Este método funciona como cualquier trabajo convencional en el pozo.

Antes de comenzar los trabajos de abandono en el pozo, se circulan fluidos para contrarrestar las presiones que pudieran generarse en el pozo.

Usualmente se instalan válvulas de contrapresión en el pozo y en el árbol, o se remueven los cabezales en cuyo caso se instalan preventores; después de probarlos, se saca la sarta de tuberías y se sigue el plan de taponamiento para el pozo.

Generalmente se requieren 3 tapones para prevenir la migración de fluidos (gas y aceite) y para proteger los acuíferos.

Todo el equipo debe tener la capacidad de retirar equipo subsuperficial, cortar y retirar revestimientos, instalar empacadores o molerlos y limpiar el pozo.

3.2 CON TUBERÍA FLEXIBLE

Estas son pequeños equipos de trabajo con tubería flexible enrollada en un tambor. A mediados de los ochentas, las operaciones con estos equipos estaban limitadas a limpieza de arena y trabajos de inyección de nitrógeno. De cualquier forma, los avances tecnológicos han hecho de estos equipos una opción viable para los trabajos de abandono de pozos.

Estos equipos son similares a las plataformas pues poseen bombas para circular fluidos y probar los preventores (a una escala limitada).

Han sido usados con éxito para trabajos de taponamiento y abandono de pozos en el Mar del Norte, Golfo de México, en el Sureste de Asia y Medio Oriente.

Los equipos con tubería pre-perforada actuales tienen la habilidad de realizar cualquier operación y trabajo para el taponamiento y abandono de pozos que sean necesarios.

Las unidades convencionales operan a 10,000 psi y tienen dimensiones de 2.5 pulgadas o más, y últimamente se desarrolló equipo de hasta 15,000 psi.

3.3 SIN PLATAFORMA

El taponamiento y abandono de pozos sin el uso de una plataforma envuelve muchos pasos a seguir. Primero, una unidad de cementación mezcla y bombea baches de cemento a través de la tubería colocada en el pozo. Con esto se colocan al menos dos (deben ser tres) tapones de cemento a diferentes profundidades. Con unidades eléctricas y de línea de acero se apoya la colocación de dichos tapones. La cuadrilla operativa verifica la cima de los tapones con la unidad de línea de acero y los prueban con presión.

Este método aplica para el primer y segundo tapón.

Después, la grúa de la plataforma o una grúa portátil, es usada para remover del pozo la porción de la TP que está más arriba. Se bombea el tercer tapón. Se cortan los revestimientos por debajo del lecho marino utilizando una línea eléctrica o un cortador abrasivo, cortador mecánico u otro método y se retiran dichos revestimientos.

En la verificación final de cada pozo taponado y abandonado, no hay diferencias en los resultados entre el uso o no uso de una plataforma para dichas operaciones **(FIGURAS23-26)**.

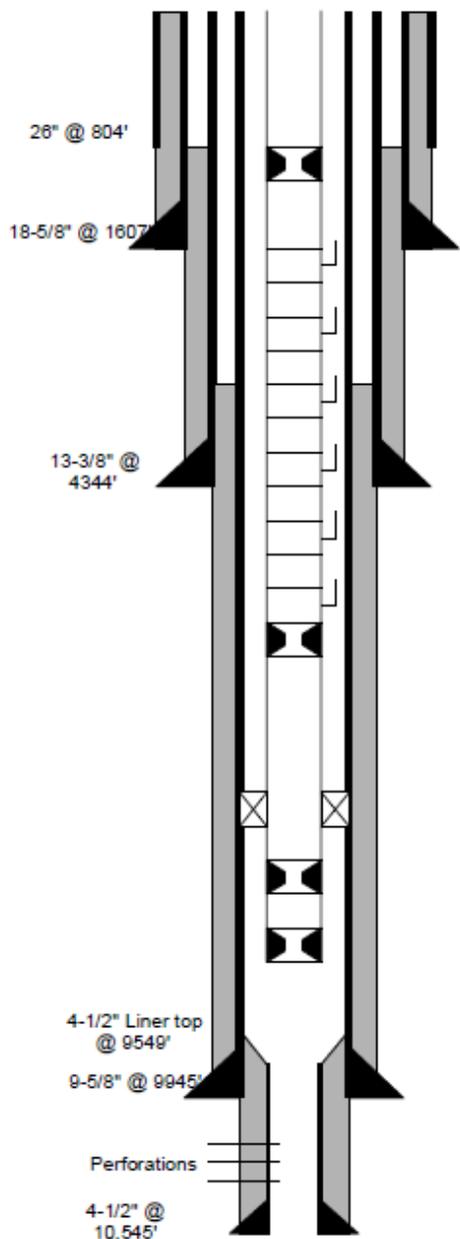
El primer paso muestra dos pozos idénticos que serán taponados y abandonados con cada método. El segundo paso muestra los pozos después de que los tapones de fondo han sido colocados, y con la tubería retirada. El tercer paso muestra la colocación del tapón

balanceado utilizando el método sin plataforma, y la colocación del tapón de cemento utilizando una plataforma.

Es importante recordar que sin la plataforma el árbol aún sigue colocado en su sitio, mientras que con la plataforma se utilizan preventores (BOP's) que deben ser probados.

La **Figura 26** muestra el método sin plataforma para cortar los revestimientos de producción con un CIBP (Cast iron bridge plug o tapón puente) con 200 pies de cemento por encima.

El método con plataforma muestra lo mismo con un poco más de revestimiento retirado del pozo.



T&A DE UN POZO-CON PLATAFORMA VS SIN PLATAFORMA

PASO 1

ESQUEMA TÍPICO DE POZO

FIGURA 16

T&A DE UN POZO-CON PLATAFORMA VS SIN PLATAFORMA

PASO 2

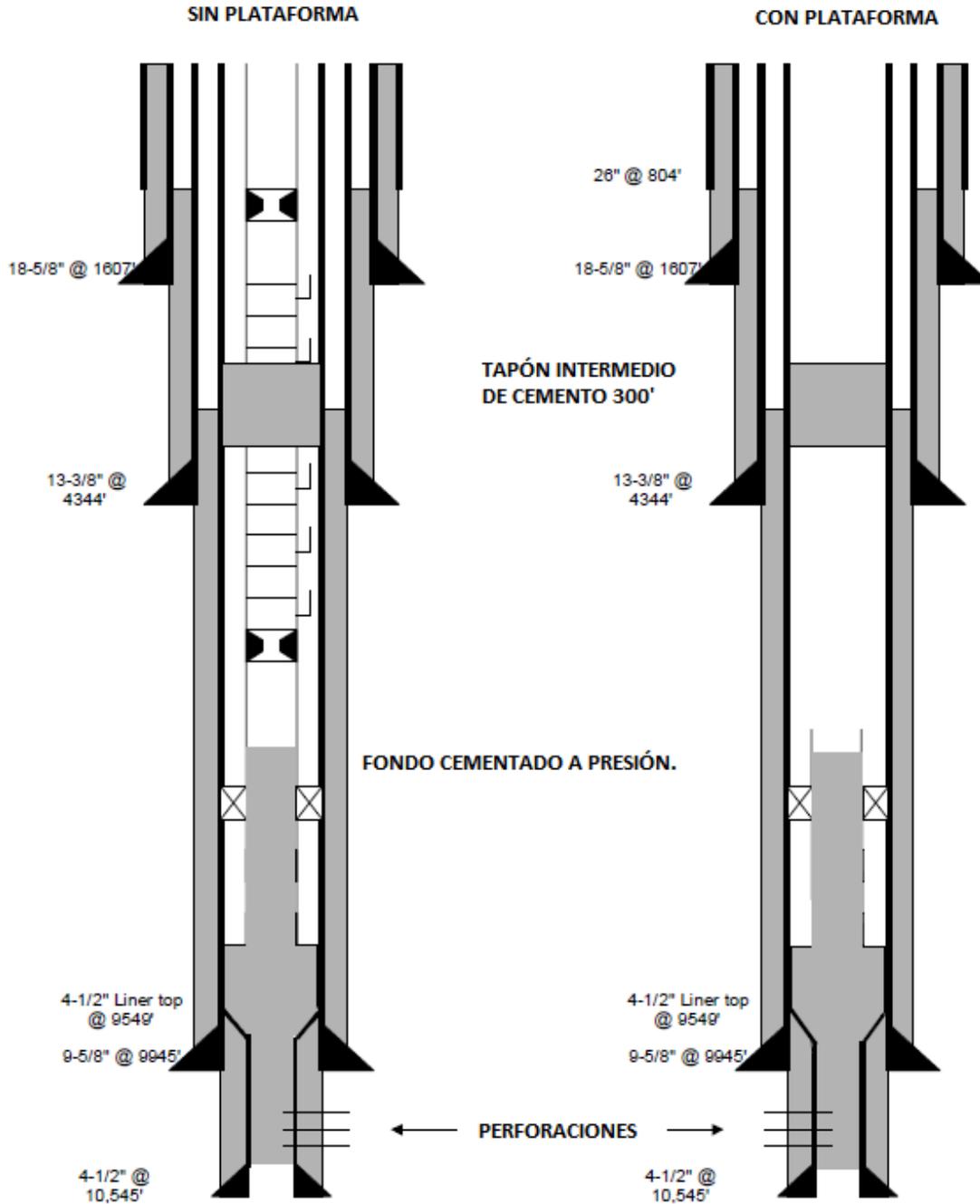


FIGURA 17. Tapones del fondo colocados con la tubería extraída del agujero.

T&A DE UN POZO-CON PLATAFORMA VS SIN PLATAFORMA

PASO 3

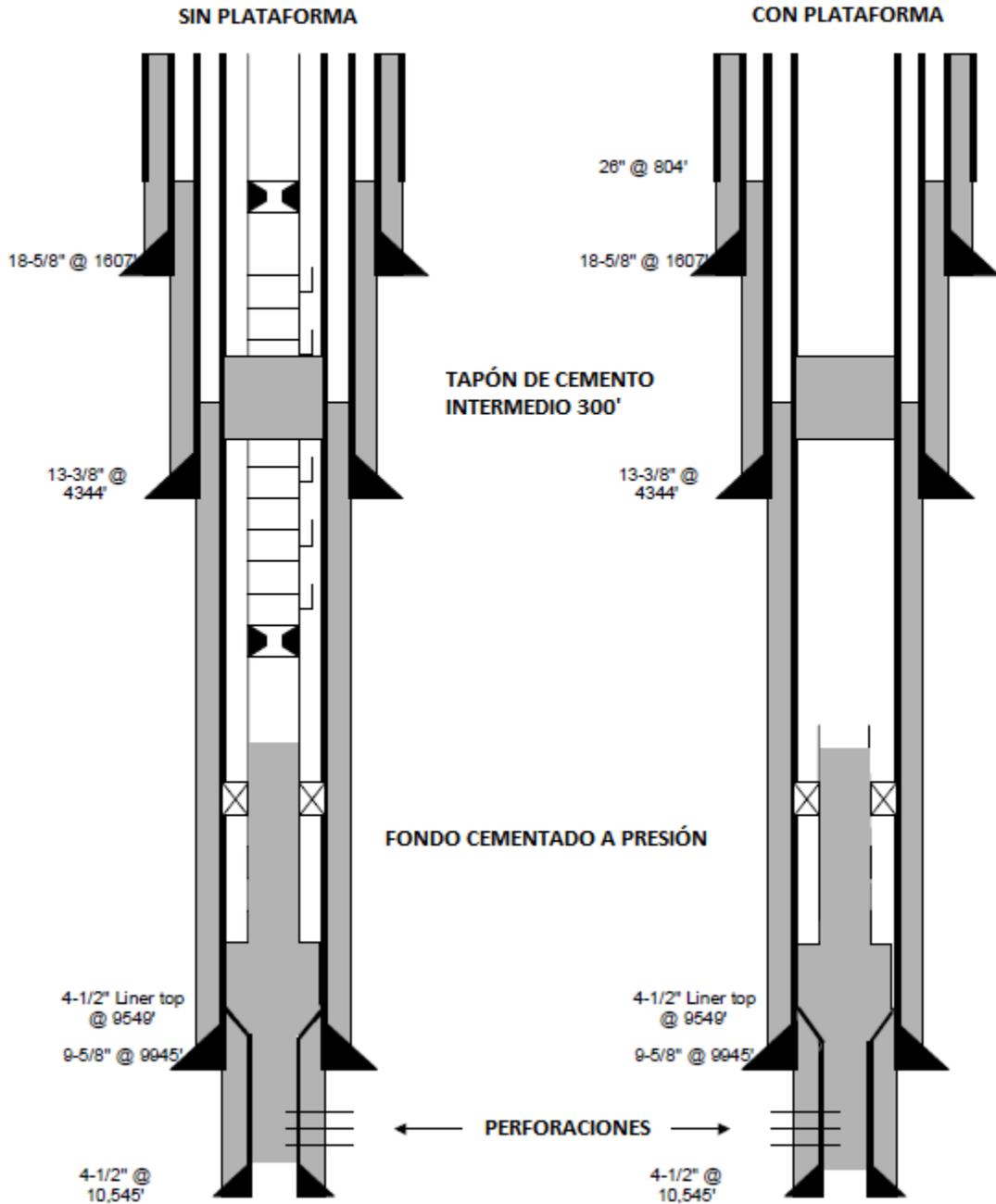


FIGURA 18. TAPÓN BALANCEADO EN "SIN PLATAFORMA" Y TAPÓN DETENIDO EN "CON PLATAFORMA".

T&A DE UN POZO-CON PLATAFORMA VS SIN PLATAFORMA

PASO 4

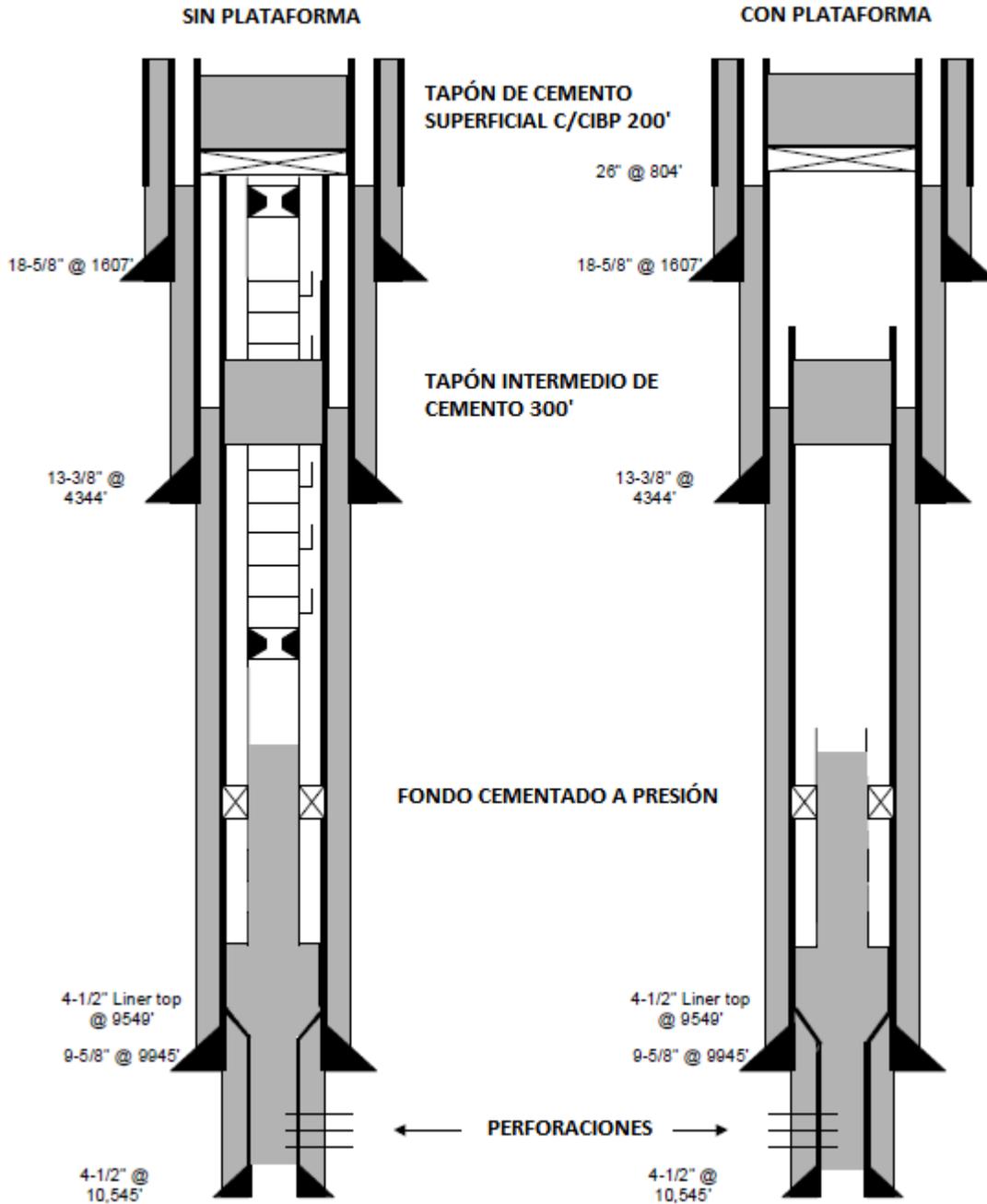


FIGURA 19. Sin plataforma con la TR cortada y CIBP; con plataforma lo mismo pero con un poco mas de TR fuera del agujero.

Hasta la fecha, aproximadamente 500 pozos por año son taponados y abandonados en el Golfo de México sin el uso de plataformas, en contraposición a los 100-120 pozos que se abandonan utilizando plataformas de trabajo.

La popularidad de la técnica sin el uso de plataformas (comúnmente utilizada en el Golfo de México) se ha extendido al Mar del Norte en donde se ha implementado para pozos someros y pozos en aguas profundas.

A pesar de que el uso de plataformas de trabajo era una práctica común y conocida, muchas empresas en el Mar del Norte tienen experiencia utilizando embarcaciones con soporte de navegación, o embarcaciones con sistemas de posicionamiento dinámico para los trabajos de taponamiento y abandono de pozos.

Estudios indican que con la técnica sin plataforma se puede taponar y abandonar un pozo en aguas profundas en aproximadamente 3.6 días sin mayores complicaciones.

CAPITULO 4. PASOS PARA EL ABANDONO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

El taponamiento y abandono de pozos es una de las etapas primarias en un programa de abandono de un complejo petrolero.

Un primer paso en el proceso de abandono consiste en planear el detener las operaciones de producción e inyección. El operador diseña un plan de cierre que permitirá proceder con las operaciones de taponamiento y abandono sin riesgo de contaminación.

Este plan es diseñado para interrumpir la producción y asegurar la plataforma y el pozo hasta que las operaciones de T&A dan comienzo.

Los procedimientos llevados a cabo correctamente para el P&A son críticos para el sellado correcto de un pozo y prevenir filtrados.

Las técnicas utilizadas para llevar a cabo correctamente estas operaciones están basadas en la experiencia en campo e investigaciones, para, finalmente alcanzar los estándares y normas de regulación.

La unión de la experiencia en prácticas, tecnologías disponibles, y requerimientos, estándares y normas, resultan en la optimización de las operaciones de P&A, las cuales, solo planeándolas se pueden llevar a cabo de esta manera.

Cuando se ha decidido abandonar un pozo, inicialmente se revisa el diseño del pozo, así como el historial de la vida productiva del mismo, historial de intervenciones, y condiciones actuales de la reserva y la formación productora; se analizan todos los aspectos que tengan que ver con la seguridad, salud y protección ambiental, de acuerdo con las normas existentes.

Se diseña un programa de abandono basado en las condiciones actuales de la reserva y del pozo. Esto garantiza que en el futuro no haya ninguna filtración por ejemplo, o se deteriore la integridad del pozo, protegiendo también los recursos naturales remanentes.

A continuación se muestran dos ejemplos de procedimiento para abandonar un pozo en aguas profundas, cabe resaltar que el diseño de cada procedimiento en particular se llevara a cabo tomando las características particulares de la ubicación, regulaciones del país además de los recursos disponibles en el momento:

Procedimiento convencional para el abandono de pozos:

1. Trasladarse al sitio.
2. Correr registros y establecer las condiciones del pozo.
3. Correr el riser de producción.
4. Correr el tapón con línea de acero.
5. Recuperar el riser de producción.
6. Recuperar el árbol submarino.
7. Correr el riser de perforación.
8. Cortar y retirar tuberías.
9. Moler y recuperar el ensamble del empacador.
10. Correr tubería de perforación y realizar cementación forzada a la zona productora.
11. Perforar y cementar forzosamente el revestimiento de producción a la profundidad de la zapata media.
12. Colocar un tapón de cemento sobre balanceado.
13. Recuperar el riser de perforación.
14. Cortar mecánicamente las tuberías de revestimiento y recuperar el cabezal.
15. Remover recortes y llevar a cabo un análisis de las condiciones del sitio.

Las siguientes son operaciones típicas llevadas a cabo en procesos de taponamiento y abandono de pozos:

1. Retirar el medio árbol.
2. Correr lubricador con línea acero en el árbol.
3. Restablecer el control de las tres válvulas a través del panel de control del riser.
4. Limpiar la tubería (realizar un bullhead).
5. Perforar la tubería por encima del empacador.
6. Limpiar el espacio anular (realizar un bullhead)

7. Enjuagar los carretes en el mar.
8. Forzar cemento hasta aproximadamente 30.5 m. mínimos por encima de la zona productora.
9. Colocar un tapón mecánico en la tubería por debajo de los disparos y probar con presión.
10. Colocar un tapón de 30. 5 m. lineales (mínimo) en la tubería y espacio anular por encima del tapón mecánico.
11. Marcar y probar la integridad del tapón.
12. Perforar tubería y revestimientos 3 m. por debajo de la profundidad de remoción.
13. Colocar un tapón mecánico en la tubería por debajo de los disparos.
14. Colocar un tapón de cemento en la tubería y espacio anular para sellar el espacio anular del revestimiento.
15. Desconectar los carretes y el umbilical del árbol.
16. Recuperar el árbol.
17. Cortar la tubería por debajo del colgador y por lo menos 5 m. por debajo del lecho marino.
18. Jalar el colgador y recortes de tubería.
19. Moler revestimientos hasta alcanzar 3 m. por debajo del lecho marino.
20. Recuperar el cabezal y recortes de la tubería de revestimiento.

4.1 PRUEBAS E INSPECCIÓN.

Deberá llevarse a cabo una inspección y estudio preliminar del pozo/cabezal para documentar las condiciones actuales.

Todas las válvulas del cabezal y el árbol son revisadas para asegurar su operatividad.

Se instala entonces una unidad de cable de acero para revisar por obstrucciones en el pozo, para verificar las profundidades medidas, y para medir el diámetro interno de la tubería.

La unidad de línea de acero es una máquina con un carrete de cable controlado hidráulicamente usado para colocar y retirar válvulas de seguridad, válvulas para bombeo de gas, y correr lecturas de presiones de fondo.

Las unidades de línea de acero son usadas también para otra variedad de trabajos como recuperar herramientas perdidas y modificar el diámetro de la tubería.

Después se retira la línea de acero y se instala una bomba para llenar el espacio anular y la tubería con fluidos para establecer un gasto de inyección en los disparos y/o probar con presión la tubería y revestimientos. El espacio anular de la tubería de revestimiento también se prueba a presión para verificar si existe comunicación entre revestimientos y para llevar un historial de pruebas de presión.

4.2 PLAN DE CONTENCIÓN DEL POZO

El operador debe diseñar un plan de control de pozos. Este plan incluye el determinar las condiciones actuales de la reserva e incluye el establecer actividades de respuesta ante posibles contingencias que puedan ocurrir en el pozo.

Cuando se llevan a cabo operaciones en un pozo, hay una posibilidad de que algo salga mal. De cualquier forma, una correcta planeación y uso seguro del equipo de trabajo puede reducir el surgimiento potencial de problemas.

Una parte elemental del equipo utilizado en el pozo son los preventores (BOP). Si se va a remover el árbol, se instalan válvulas de contrapresión, seguidas por la remoción del árbol y posterior instalación de preventores. El propósito de los preventores es que tengan la capacidad de cerrar y controlar el pozo. Antes de comenzar las operaciones dentro del pozo, los preventores son probados funcionalmente y a presión, para asegurarse de que todos los componentes están en condiciones de operación. Estas pruebas se llevan a veces

a cabo en presencia de representantes de la MMS¹² (para aguas federales) y/o la DOC como testigos.

4.3 REMOCIÓN DEL EQUIPO DEL FONDO DEL POZO

El primer paso para el taponamiento y abandono, es la remoción del equipo de fondo. Esto se lleva a cabo con equipo de trabajo disponible o con una plataforma de perforación que tenga la capacidad de levantar dicho equipo del fondo del pozo. Se requiere un gran esfuerzo para llevar a cabo esta tarea.

Esto incluye por ejemplo: empacadores, la tubería de producción, mandriles, y bombas.

Debido a la edad y condiciones del pozo, no siempre es posible retirar todo el equipo.

Si las medidas de seguridad y normas regulatorias lo permiten, todo el equipo que no pueda ser retirado por cualquier razón, podría abandonarse dentro del pozo.

4.4 LIMPIEZA DEL POZO

Después de la remoción del equipo de fondo del agujero, se debe llevar a cabo la limpieza del pozo, retirando, recortes, basura y cualquier material restante que cubra agujeros que no han sido sellados correctamente.

El fluido que se circula para la limpieza, debe tener la densidad apropiada para controlar las presiones dentro del pozo y debe tener tales características físicas para remover adecuadamente todo el material que no se desee en el pozo.

Seguramente se necesitara equipo y herramientas adicionales para llevar a cabo una limpieza óptima.

¹² Minerals Management Service actualmente conocido como Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) y Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) como parte de una reorganización en los Estados Unidos.

4.5 TAPONAMIENTO

Un tapón, es un volumen de cemento diseñado para llenar una longitud específica de tubería o longitud del agujero, proveyendo un sello contra una posible migración vertical de fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el des de la trayectoria del pozo.

Objetivos:

Los tapones colocados dentro de agujeros entubados se utilizan para:

- Abandonar intervalos depresionados
- Proteger temporalmente el pozo
- Establecer un sello y abandonar el pozo.
- Proveer un punto de desvío en ventanas.

Los tapones en agujero descubierto se colocan para:

- Abandonar la parte inferior del pozo
- Aislar una zona para prueba de formaciones
- Abandonar capas de formación indeseables
- Sellar zonas de pérdida de circulación
- Iniciar perforación direccional (ej. Desviación por pescado)

Los datos necesarios para el diseño de un tapón por circulación son los siguientes:

- Geometría del agujero abierto
- Diámetro de la barrena
- Registro de calibración del agujero
- Porcentaje de exceso considerado
- Profundidad
- Datos del agujero
- Presión de poro

- Presión de fractura
- Litología
- Zonas de flujo o pérdidas
- Temperatura de fondo estática
- Temperatura de fondo circulante
- Zonas problema
- Pérdida de circulación
- Deslavadas
- Flujo de agua
- Alta presión de gas
- Datos de la tubería de revestimiento
- Diámetro
- Peso
- Profundidad
- Tubería anterior
- Datos de desviación
- Profundidad vertical real
- Profundidad medida
- Puntos de desvío
- Orientación
- Fluidos
- Tipo de lodo
- Densidad
- Reología

Cuando se requiere abandonar un pozo y prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que pueden contaminar los mantos acuíferos, se colocan varios tapones de cemento a diferentes profundidades. Los pozos productores depresionados también se abandonan con tapones de cemento. (FIGURA 27).

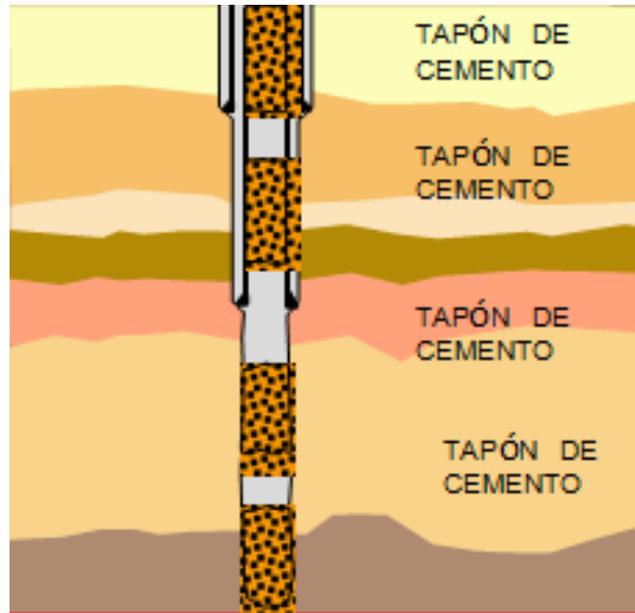


FIGURA 20 TAPÓN DE ABANDONO

Los tapones de abandono de pozos se colocan generalmente frente a zonas potenciales de alta presión. Se pone un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento anterior (algunas veces con algún tapón puente mecánico) y se colocan todos los necesarios hasta la superficie.

Si se planea abandonar intervalos grandes de agujero descubierto, entonces se requiere la colocación de varios tapones de cemento dentro del agujero.

Se debe utilizar arena sílica cuando la temperatura del agujero exceda los 100 °C para prevenir la regresión de la resistencia del cemento (incremento en la permeabilidad y pérdida de esfuerzo compresivo). Los aditivos de cemento deben ser mínimos, las lechadas extendidas tienen relativamente baja viscosidad y bajo esfuerzo compresivo y son usadas pocas veces como tapón de abandono.

Hay diferentes métodos para colocar estos tapones dentro del pozo. El método utilizado dependerá de las condiciones del pozo, además, de las normas y estándares de regulación.

Se bombea el cemento (como fluido) dentro del pozo y se coloca a la profundidad deseada. Debido a la temperatura y a la presión, en un periodo de tiempo (horas) el cemento fragua.

Los procedimientos para el taponamiento de pozos internacionalmente, requieren de 3 tapones de cemento. El primero se coloca en la zona antiguamente productora, para aislarla y evitar influjos hacia el pozo. El segundo se coloca generalmente a la profundidad media del pozo, o cerca de una zapata, sirviendo también como refuerzo y protección. Finalmente se coloca un tapón por debajo del lecho marino (mudline) a unos 200-300 pies.

La mayoría de los tapones tiene una longitud de 100-200 pies. Se pueden colocar más tapones dependiendo de las condiciones del pozo.

4.5.1 TAPONAMIENTO TEMPORAL

El pozo que se suspenda o abandone temporalmente se debe cementar como se recomienda para el taponamiento definitivo, con excepción del tapón superficial.

Se debe anclar superficialmente un tapón mecánico recuperable, en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro o un tapón de cemento de 50 metros con cima de 50 metros abajo de la superficie. Para pozos lacustres y marinos la cima será referida al lecho marino. (Ver figura 28 y 29).

Se debe dejar identificable, localizable y protegida la infraestructura de cabezales y árboles en condiciones para una posible intervención futura.

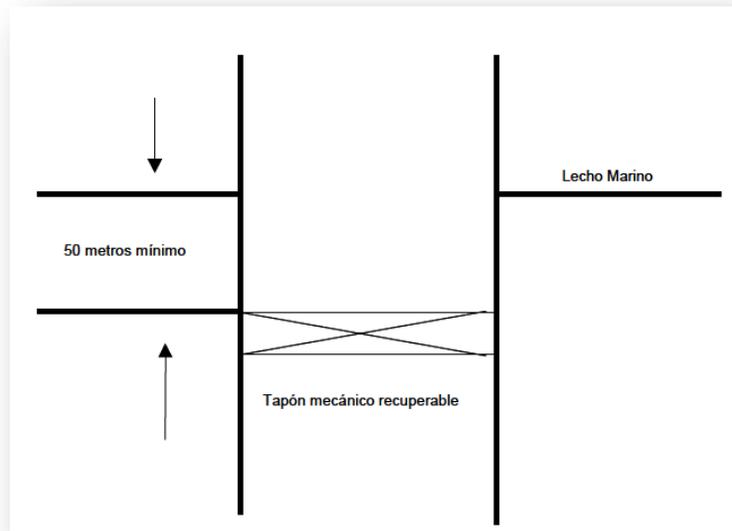


FIGURA 21

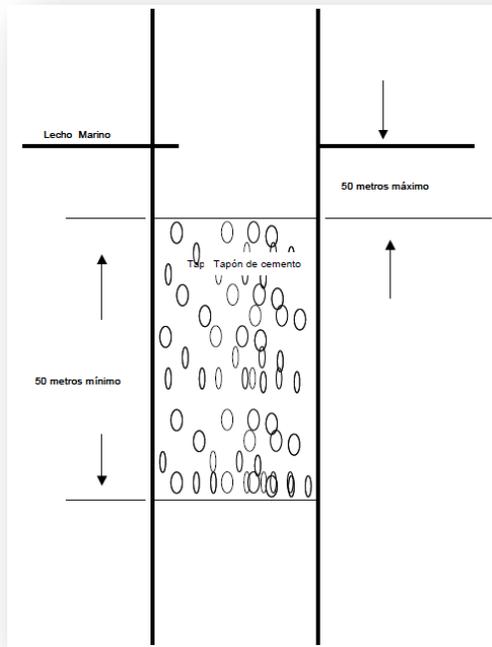


FIGURA 22

4.5.2 TAPONAMIENTO PERMANENTE

Cualquier método de los que se indican a continuación debe ser utilizado para efectuar un taponamiento permanente:

Utilizando sarta de trabajo. Cualquier método de los señalados a continuación debe ser aplicado utilizando la sarta de trabajo:

- (a) Método de tapón por circulación.- Se debe colocar un tapón de cemento frente a todos los intervalos disparados, cubriendo cuando menos 50 metros arriba y 50 metros abajo del intervalo disparado, o hasta la profundidad interior, la que sea menor, (ver figura 30)

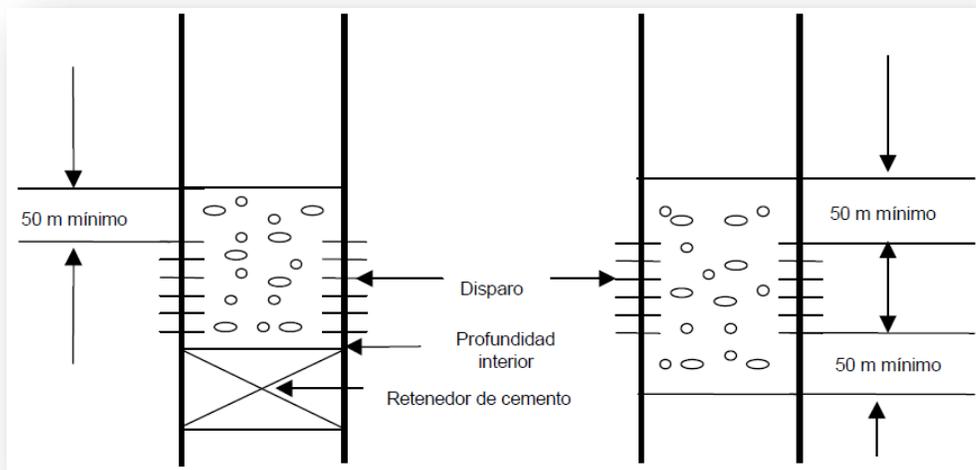


FIGURA 23

- (b) Método de cementación forzada.- Se debe realizar una cementación forzada empleando un retenedor de cemento, una herramienta cementadora recuperable, a través de un empacador de producción, o cerrando el preventor contra la sarta de trabajo e inyectando el cemento al intervalo seleccionado. (ver figura 31)

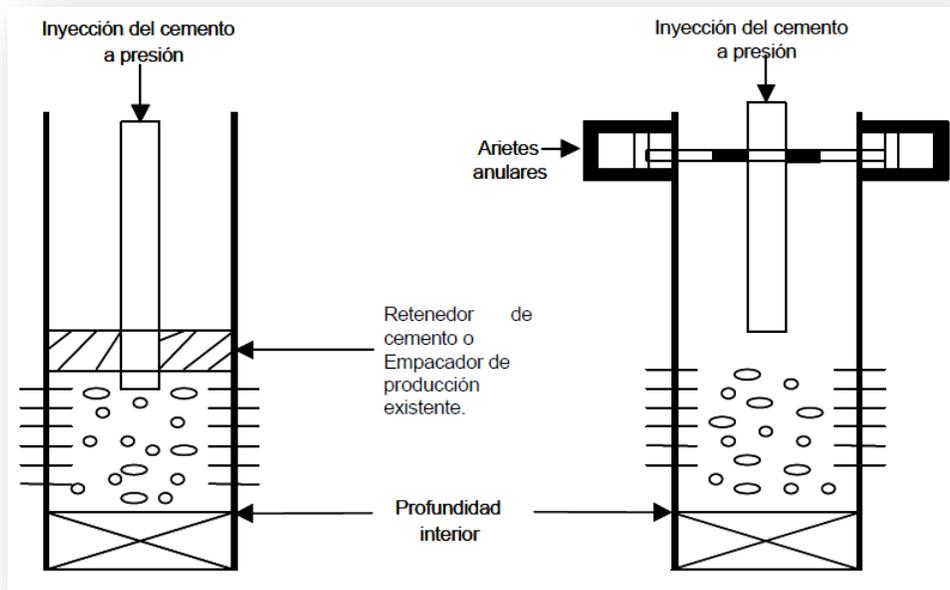


FIGURA 24

- (c) Método con un tapón mecánico permanente.- Se debe anclar el tapón 45 metros arriba de la cima del intervalo disparado y posteriormente colocar sobre el mismo un tapón de cemento por circulación (TxC) de 50 metros de longitud, (ver figura 32).

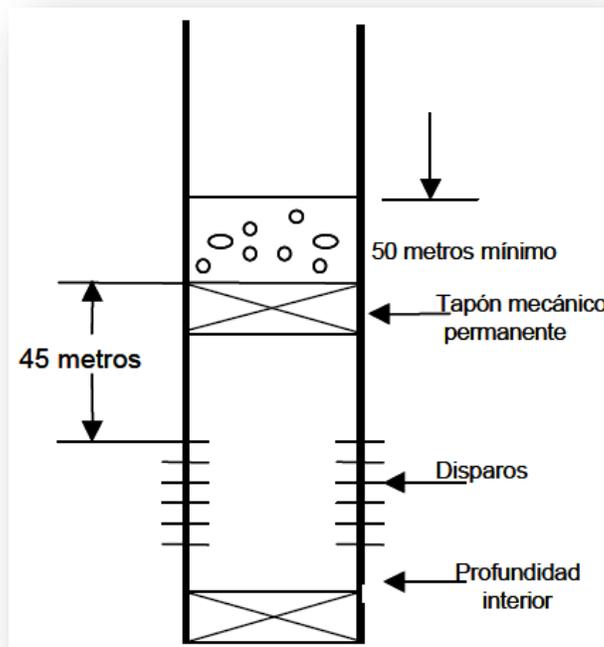


FIGURA 25

A través de la tubería de producción. Para taponar permanentemente intervalos disparados, a través de la tubería de producción, se debe utilizar cualquiera de los siguientes métodos:

- (a) **Método con un tapón introducido a través de la tubería de producción.**- Se debe introducir con línea de acero el tapón a través de la tubería de producción y anclarlo en la tubería de revestimiento por encima del intervalo disparado, siempre que el intervalo disparado esté aislado del agujero inferior. El tapón anclado se debe cubrir con cemento, (ver figura 33).

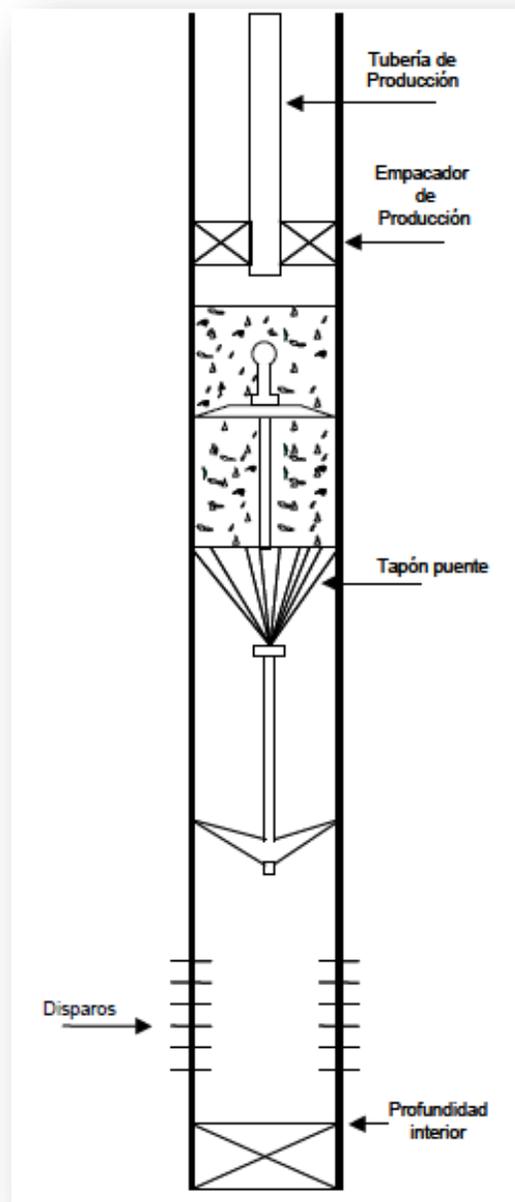


FIGURA 26

- (b) **Método de cementación forzada.**- Los intervalos disparados se pueden taponar inyectando cemento por la tubería de producción e inyectando el cemento al intervalo seleccionado. (ver figura 34).

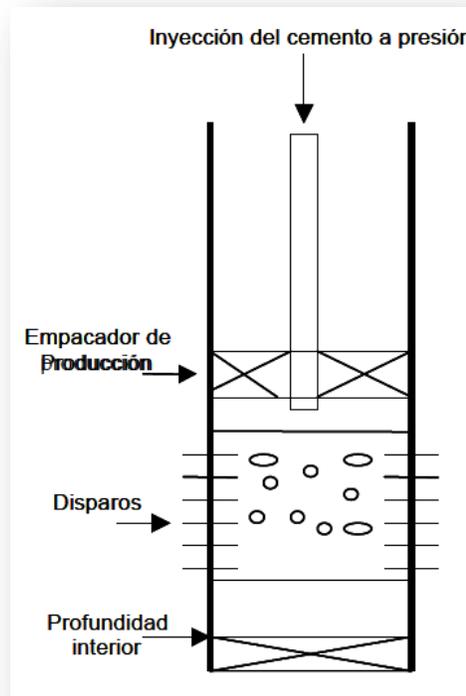


FIGURA 27

- (c) **Método con tapones dentro de la tubería de producción.**- Cuando hay varios intervalos disparados pero aislados por empacadores de producción, el taponamiento se puede llevar a cabo anclando un tapón, con la línea de acero, en un niple de asiento o un tapón mecánico en la tubería de producción entre las dos zonas por aislar. El intervalo superior se debe cementar a presión, a través de un disparo en la tubería de producción e inyectando el cemento al intervalo seleccionado. (ver figura 35).

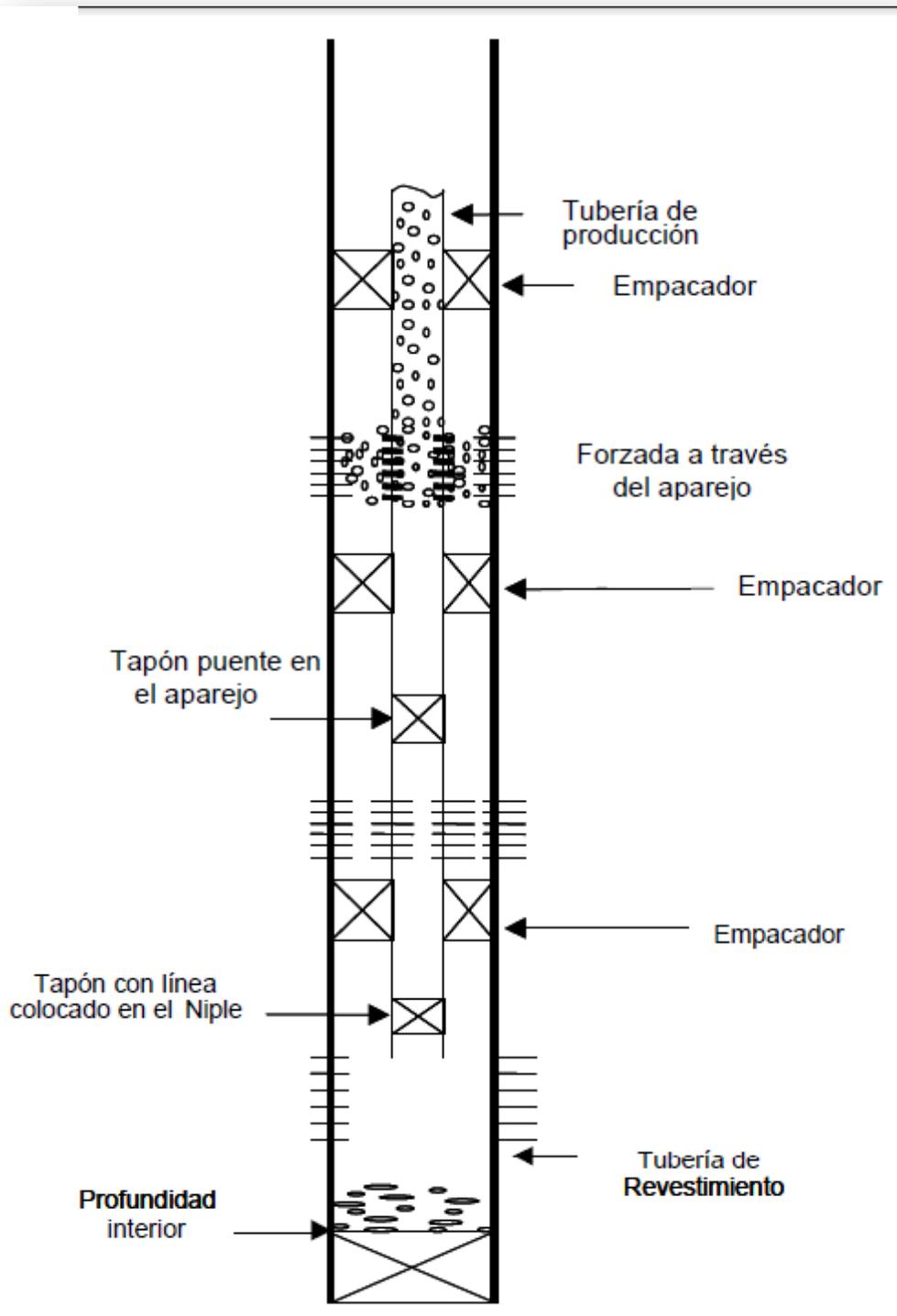


FIGURA 28

- (d) **Método de tapón por circulación.**- De no ser posible inyectar cemento dentro de los intervalos disparados en la tubería de revestimiento, se debe disparar la tubería de producción y colocar un tapón de cemento balanceado en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

Tuberías de revestimiento con corte. Cuando la tubería de revestimiento es cortada y se recupera parte de la misma es dejado un traslape dentro de la siguiente tubería de revestimiento de mayor diámetro, el taponamiento se debe llevar a cabo por uno de los siguientes métodos:

- (a) **Método de tapón por circulación.**- Se debe colocar un tapón de cemento que cubra como mínimo, 50 metros arriba y hasta 50 metros debajo del corte de la tubería de revestimiento, (ver figura 36).

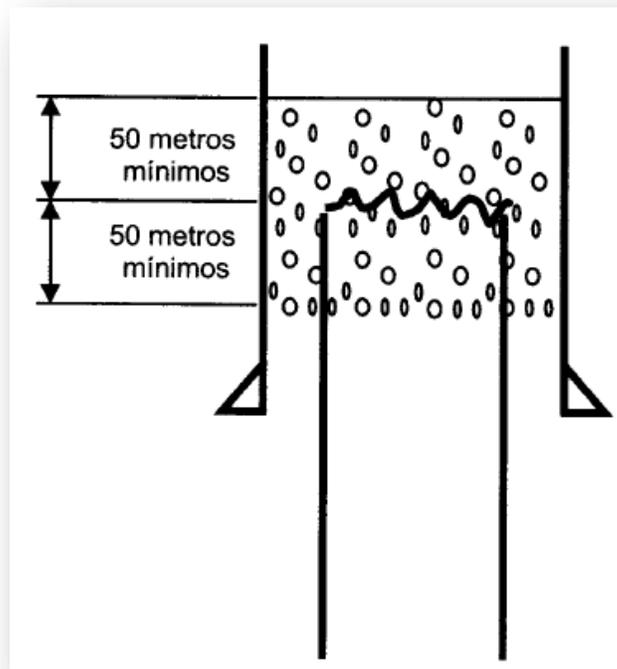


FIGURA 29

- (b) **Método de cementación forzada.**- Se debe anclar un retenedor de cemento, 15 metros arriba de la tubería de revestimiento cortada, y a través del retenedor bombear un volumen de lechada de cemento, calculando que se extienda aproximadamente 45 metros debajo del corte de la tubería de revestimiento y colocar un tapón por circulación de cemento de 50 metros arriba del retenedor. (Ver figura 37).

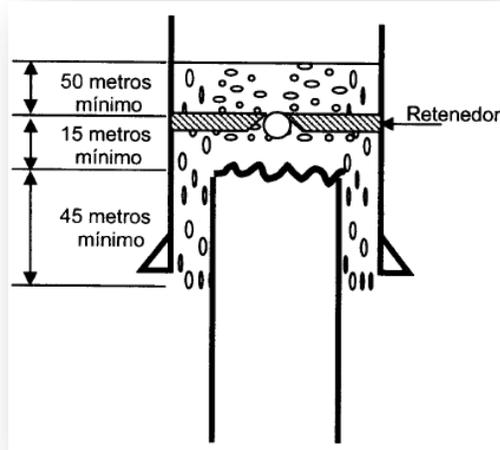


FIGURA 30

- (c) **Método con un tapón permanente.**- Se debe anclar un tapón permanente a una distancia máxima de 15 metros arriba del corte de la tubería de revestimiento, y colocar un tapón por circulación de cemento de 50 metros, arriba del tapón permanente. (ver figura 38).

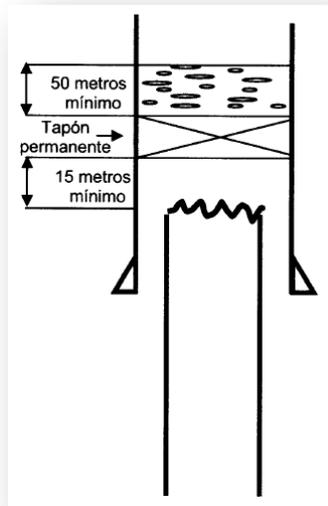


FIGURA 31

Aislamiento de zonas productoras en agujero descubierto. En las partes no ademadas, se deben colocar tapones de cemento que cubran como mínimo 50 metros abajo y 50 metros arriba de cualquier intervalo que contenga aceite, gas o agua con objeto de aislarlos y evitar su migración hacia otros estratos, (ver figura 39).

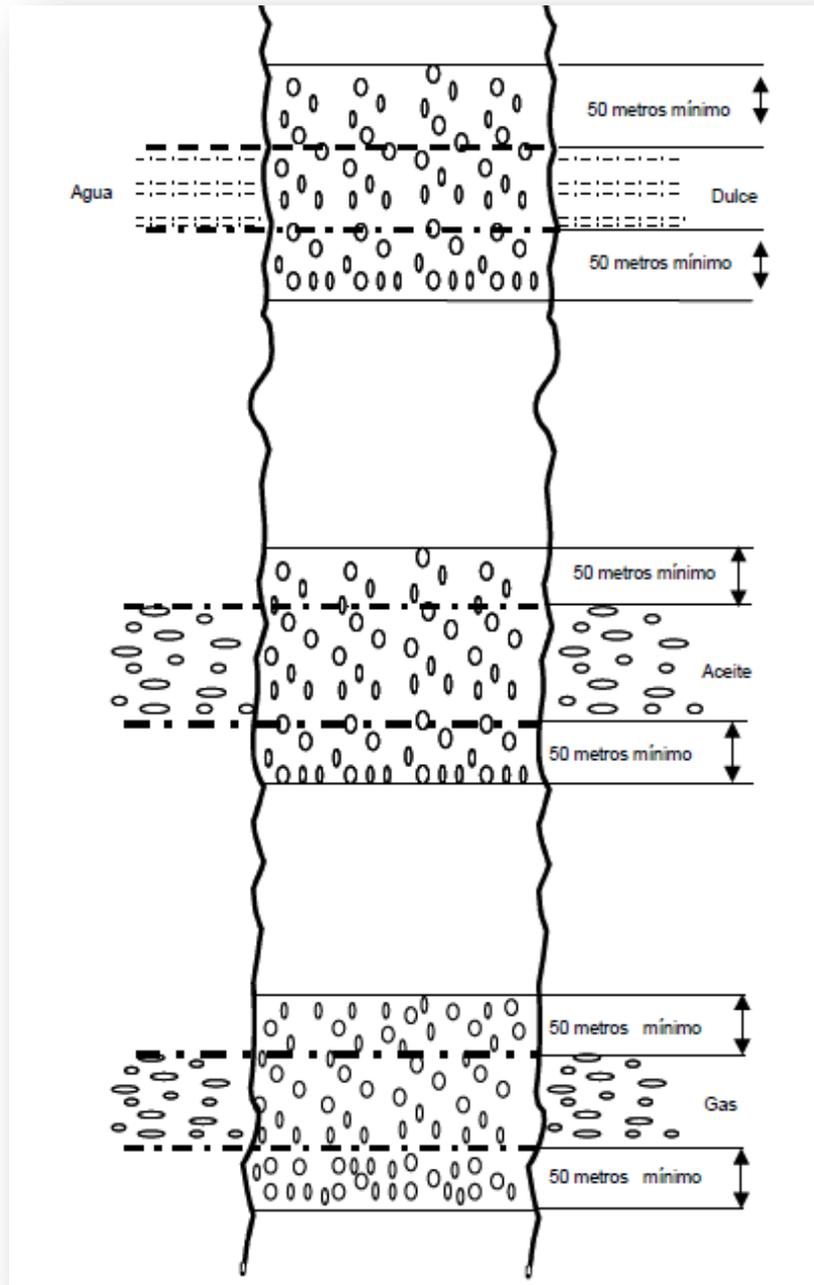


FIGURA 32

Aislamiento del agujero descubierto. Cuando hay agujero descubierto debajo de la tubería de revestimiento, el taponamiento se debe efectuar por medio de los siguientes métodos:

- (a) **Método de tapón por circulación.-** Se debe colocar un tapón de cemento con un mínimo de 50 metros arriba hasta 50 metros abajo de la zapata de la última tubería de revestimiento, (ver figura 40).

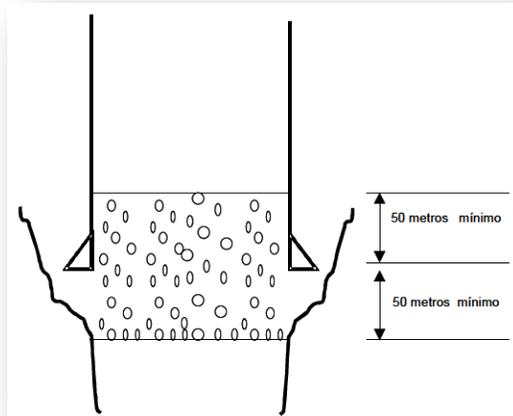


FIGURA 33

- (b) **Método de cementación forzada.-** Se debe anclar un retenedor de cemento 30 metros arriba de la zapata de la última tubería de revestimiento y bombear contra la formación un volumen de cemento de 50 metros abajo de la zapata. Colocar sobre el retenedor un tapón de cemento de 50 metros (ver figura 41).

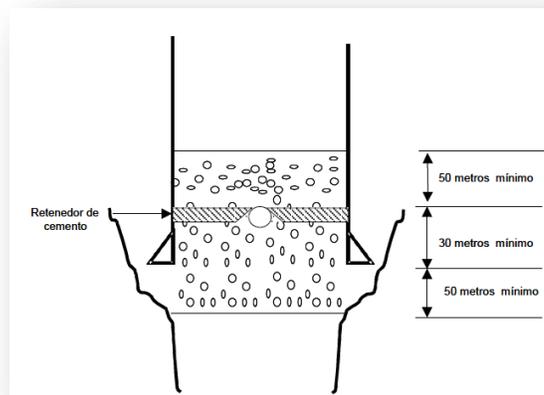


FIGURA 34

- (c) **Método con un tapón mecánico permanente.**- Si existe o se anticipa pérdida de circulación, anclar un tapón mecánico permanente 45 metros arriba de la zapata y después cubrirlo con un tapón de 50 metros de cemento. Este tapón se debe probar antes de colocar tapones adicionales. (ver figura 42).

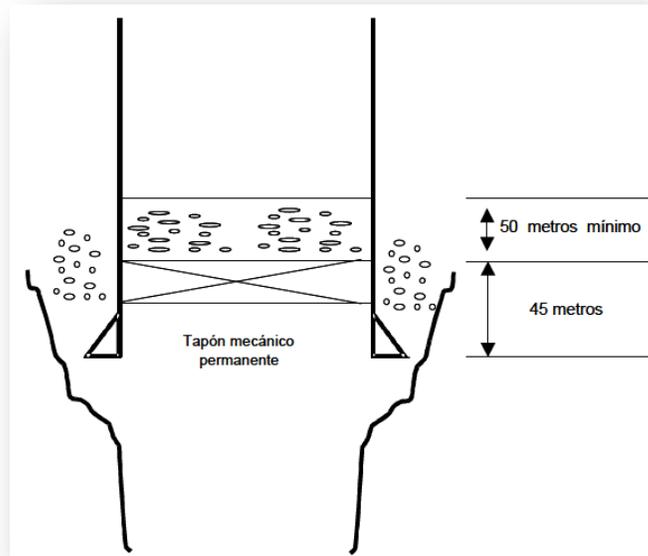


FIGURA 35

Taponando el espacio anular. Ningún espacio anular se debe dejar abierto o comunicado al agujero descubierto. Si existe esta condición, el espacio anular se debe taponar con cemento.

Requerimiento del tapón superficial. Se debe colocar en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro un tapón de cemento de 50 metros, con cima de 50 metros abajo de la superficie. Para pozos lacustres y marinos la cima será referida al lecho marino.

4.5.3 REQUERIMIENTOS Y PROPIEDADES DESEADAS

4.5.4 MÉTODOS DE TAPONAMIENTO

A pesar de que los materiales utilizados para el P&A son importantes, las técnicas utilizadas para la colocación de tapones es el factor más importante en dicha práctica.

4.5.4.1 CEMENTACION FORZADA

El método de cementación forzada es el más común. Se utiliza también para colocar cemento debajo de pedacería o basura que se desea dejar dentro del pozo, o para extraer cemento de los revestimientos en caso de una mala cementación.

Los métodos comunes para realizar una cementación forzada son el método braidenhead y el bullhead.

El método braidenhead coloca el tapón de manera similar al método de tapón balanceado, pero luego el pozo se pone en operación y se genera presión adicional a través de la válvula de la TR para forzar al cemento y que se desplace a mayor profundidad.

El método bullhead bombea cemento desde la superficie y lo fuerza a desplazarse a mayor profundidad con una bomba desde la superficie.

La técnica, comúnmente llamada cementación forzada, es más difícil y más amplia en su aplicación que la cementación primaria. Las operaciones de cementación forzada pueden ser desarrolladas durante la perforación o la terminación de un pozo o para su reparación o intervención posterior.

La cementación forzada es necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos. El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr el propósito. Puede ser descrita como el proceso de forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo. Los problemas que soluciona una cementación forzada se relacionan con el objetivo de aislar las zonas productoras.

A menudo es difícil determinar porque algunos pozos pueden ser forzados exitosamente con una sola operación, mientras que otros en el mismo campo, requieren varias operaciones. Existen ciertos fundamentos para la apropiada comprensión y aplicación de los principios de cementación forzada.

La literatura técnica contiene varios documentos que se refieren a este tipo de cementación. Sin embargo, quedan aún muchas preguntas sin respuesta. ¿Hacia dónde va el cemento durante un trabajo de cementación forzada? ¿Qué significa un rompimiento de la formación? Y ¿es realmente necesaria? ¿Debe usarse agua o lodo para romper la formación? ¿La lechada de cemento se distribuye uniformemente alrededor del pozo? ¿Pueden taparse los agujeros con el cemento?

Las cementaciones forzadas son ampliamente usadas en pozos, con los siguientes propósitos:

Propósitos

Corregir por medio de la inyección de cemento a presión, posibles fallas de cementaciones primarias, rupturas de tuberías de revestimiento, abandono de intervalos explotados, etc.

Definición

Los trabajos de cementación a presión están definidos, como el proceso de inyectar una lechada de cemento a base de presión, a través de los agujeros o ranuras que existen en el revestidor y comunican al espacio anular del pozo.

Descripción

Cuando la lechada es forzada contra un área permeable, las partículas sólidas filtradas sobre las caras de la formación, así como la fase acuosa, entran a la matriz de esta.

Un trabajo de cementación forzada, diseñado apropiadamente, tiene como resultado la construcción de un enjarre sobre los agujeros abiertos entre la formación y la tubería de revestimiento; dicho enjarre es un sólido casi impermeable. En los casos en que la lechada es colocada dentro de un intervalo fracturado, los sólidos del cemento deben desarrollar un enjarre sobre las caras de la fractura y/o puentear la fractura.

Para llevar a cabo los trabajos de cementación a presión, casi siempre se requiere del empleo de un empacador recuperable o permanente, según el caso, para aislar el espacio anular del pozo. Así se deja directamente comunicada la zona en donde se desea hacer la inyección de cemento, con la sarta de trabajo. Con esto se obtiene un mayor rango de presión de operación y mayor seguridad de confinamiento de la lechada.

La cementación forzada tiene muchas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación.

Aplicaciones:

- Reparar un trabajo de cementación primaria que falló debido a que el cemento dejó un canal de lodo, originando una canalización o cuando una insuficiente altura fue cubierta con cemento en el anular (FIGURA 43).

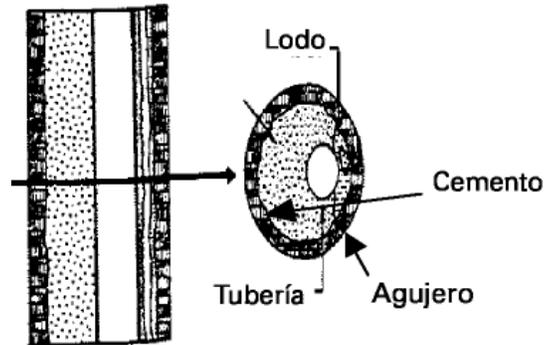


FIGURA 36 Canal de flujo atrás de la tubería de revestimiento.

- Eliminar la entrada de agua de ambas zonas, inferior y superior, dentro de una zona productora de hidrocarburos.

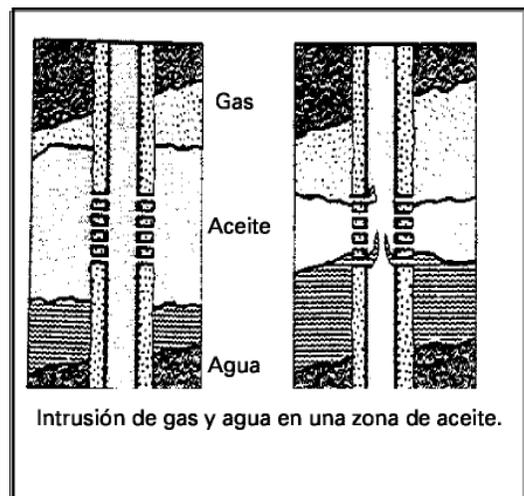


FIGURA 37 Intrusión de agua y gas en una zona de aceite.

- Reducir la relación gas-aceite por aislamiento de la zona de gas, de un intervalo adyacente al intervalo de aceite.
- Reparar una fuga en la tubería de revestimiento debido a la corrosión de la misma en zonas expuestas.
- Abandonar una zona depresionada o no productora.

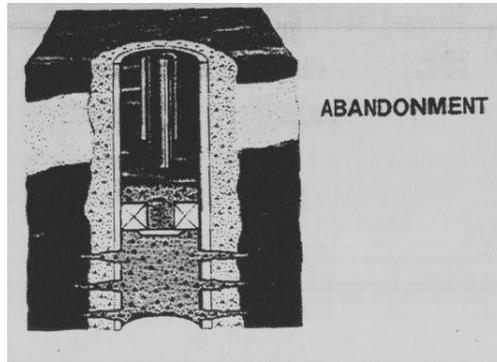


FIGURA 38 Abandono de un intervalo.

- Taponar todo o parte de una o más zonas de un pozo inyector con zonas múltiples, de tal forma que la dirección de los fluidos inyectados dentro de la zona sea la deseada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Evitar la migración de fluidos entre zonas productoras y no productoras de hidrocarburos.

Cementación forzada para abandono

Frecuentemente, una zona es considerada no comercial y es abandonada colocando un tapón puente con cable para aislarla permanentemente.

El tapón de puenteo puede ser fijado a conveniencia cuando se requiere disparar un intervalo superior.

Este método siempre deja una pregunta sin contestar: ¿se puede depender de que un tapón puente no fugue? Esta pregunta no comenzara a preocupar sino hasta que el intervalo superior comience de pronto a aportar agua o no responda a un tratamiento de estimulación.

El operador puede intentar la cementación en una zona sobre la cima del cemento detrás de la tubería, pues parte de la lechada pudo perderse en alguna zona de baja presión, debido a que la presión hidrostática fue excesiva o la misma zona pudo haber causado una pérdida total de circulación. En cualquiera de estos casos, el cemento pudiera no haber cubierto la zona de interés.

Quizá la causa menos común para que no se alcance la cima programada sea un excesivo lavado del pozo. Generalmente se hacen compensaciones empleando un exceso de cemento durante la cementación primaria.

Método de tapón

Hay dos métodos para conducir un trabajo de cementación a presión. El más común, aunque el menos confiable, es el método de tapón. El procedimiento debe ser:

- Localizar la cima del cemento con un registro de temperatura
- Hacer perforaciones arriba de la cima de cemento
- Circular el pozo hasta que esté limpio con circulación total
- Si existe circulación parcial o nula, la opción es simple: detener el trabajo de corrección o repetir la operación en la otra cima de cemento detectada
- Bombear un volumen de unos 150 m de dispersante de lodo o solución ácida MCA. Es preferible esta solución porque dispersa y deshidrata las partículas de arcilla
- Usar unos 150 m de lechada de sacrificio. Una mezcla de cemento con puzolana es económica y hace un buen trabajo
- Usar cualquier cemento básico con una baja pérdida de filtrado y baja viscosidad
- Bombear la lechada descrita hacia la tubería de revestimiento, con un tapón superior convencional de cementación. Desplazar esto con la mayor precisión posible. Algunos operadores mantienen una presión ligera en el anular para efectuar un ligero forzamiento. Esto puede ser peligroso si la formación se rompe.
- Cerrar el pozo. Verificar la cabeza contenedora de tapones en caso de haber fugas.

Método con empacador

El segundo método emplea un empacador o retenedor de cemento anclado aproximadamente a 6 metros sobre los disparos. El trabajo se efectúa con la tubería de perforación. Todas las demás operaciones y materiales son las mismas. La principal ventaja de este método sobre el anterior es una retención positiva del cemento por el empacador debido a una válvula de contra presión en la herramienta. Una ventaja es que el empacador debe ser molido si está sobre la zona potencialmente productiva.

4.5.4.2 TAPON BALANCEADO

Este método se utiliza generalmente para la colocación del tapón medio.

Se bombea la lechada a través de una tubería que puede ser flexible, sarta de trabajo, o de producción, hasta que el nivel de cemento fuera de la tubería este un poco por debajo del nivel dentro de la tubería.

La tubería se retira y el cemento va llenando el vacío dejado por la misma. Se pueden usar baches espaciadores por detrás y por delante de la lechada para ayudar en la correcta colocación de la misma.

Cuando se termina el desplazamiento del cemento, se desconecta la tubería de aluminio, dejándola como parte integral del tapón de cemento, y se levanta la tubería de trabajo.

El propósito de los baches espaciadores es evitar la contaminación de la lechada de cemento con el lodo y balancear el tapón (**FIGURA 61**).

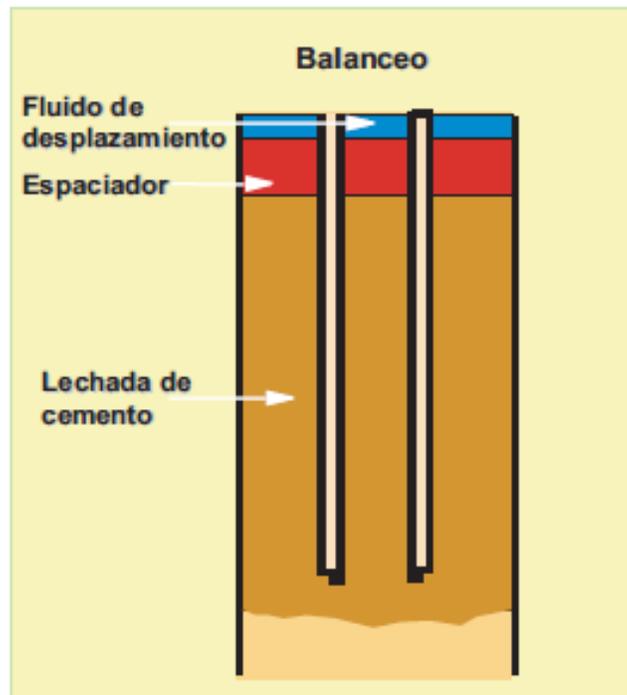


FIGURA 39

Los volúmenes de lavador y espaciador son tales que sus alturas en el anular y dentro de la tubería son las mismas. Se completa el desplazamiento con lodo de control hasta la profundidad de la cima calculada del tapón. Es práctica común para el bombeo de 1 o 2

barriles antes de completar el volumen total de desplazamiento. Esto se hace con el propósito de dejar el nivel del cemento dentro de la tubería un poco arriba del nivel de cemento en el anular, debido a que aumenta la posibilidad de que el cemento que cae de la tubería lo haga a la misma velocidad en ambos lados y propicie así que se balancee el tapón. Además esto ayuda a evitar que el cemento permanezca dentro de la tubería al momento de la extracción de ésta y se contamine con el fluido de control.

Una vez que el tapón ha sido balanceado, se levanta la tubería a una velocidad lenta, entre 3 y 5 min por lingada (tres tubos acoplados) a cierta altura por encima de la cima del tapón y se circula en inverso desalojando el sobrante de la lechada, si fue programado de esta manera. Si no fuera así, entonces se levanta lentamente a la velocidad antes indicada, hasta alejarse lo necesario de la cima del frente lavador y se cierra el pozo el tiempo estimado para desarrollar su esfuerzo compresivo; al término de éste, se procede a sacar toda la tubería utilizada y se introduce la barrena seleccionada para afinar el tapón. De esta manera se evita el movimiento de fluidos que pudieran producir la contaminación del cemento con el fluido de control del pozo.

Estabilidad de la interface

Las causas principales relacionadas con la falla de los tapones, durante la colocación de la lechada, son el comportamiento inestable del flujo debido a la diferencia de densidad de los fluidos que comparten la interface de cemento y lodo, y la práctica de utilizar tubería franca para colocar el cemento.

Debido a las fuerzas gravitatorias adversas, los fluidos se moverán en la interface ya sea contaminando la lechada o provocando que caiga. Esto se agrava cuando la tubería no está bien centrada, porque el efecto U no puede ser controlado y usualmente el sistema se perturba durante la operación (por ejemplo: al levantar la tubería o bombear muy rápido, la presencia de gas, etc.). Por eso, aun antes de que el cemento este colocado, puede estar canalizado (**FIGURA 62**).

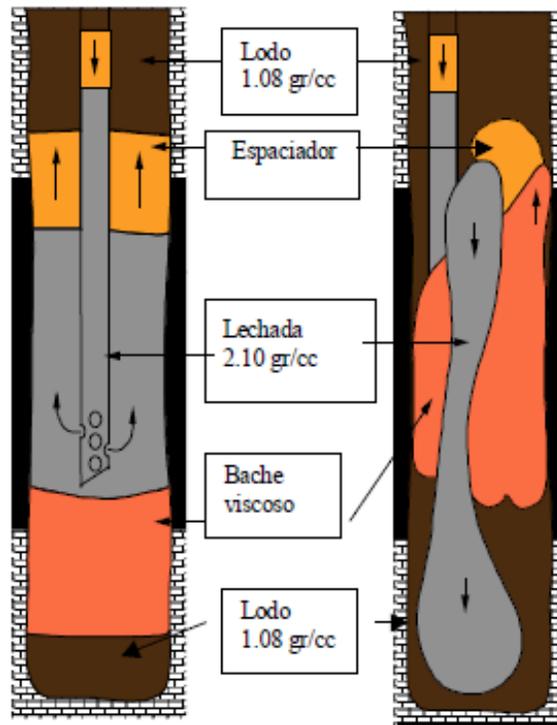


FIGURA 40 Inestabilidad de interface.

Esta inestabilidad puede ser mejorada reduciendo la diferencia de densidad entre el lodo y el cemento, perturbando el sistema lo menos posible y/o utilizando un frente viscoso de lodo debajo del tapón, que servirá de apoyo y evitara la interdigitación entre lodo y cemento de la parte inferior del tapón; también se debe instalar un difusor de flujo axial en el extremo inferior de la tubería de trabajo.

Mejoras en la colocación.

Se pueden utilizar dos métodos para ayudar a crear una interface cemento/lodo mas estable durante la colocación del tapón.

El primero considera tubería franca colocando un frente viscoso con la misma densidad del lodo para crear un soporte debajo de la lechada. De cualquier manera, para que los sistemas sean estables, es necesario bombearlos (frente viscoso y cemento) lo más lentamente posible mientras que la tubería debe ser rotada para ser levantada, también despacio, al final del desplazamiento.

El segundo método utiliza un difusor de flujo que se coloca en la punta de la tubería, que hace un cambio de flujo vertical a lateral y hacia arriba (**FIGURA 63**).

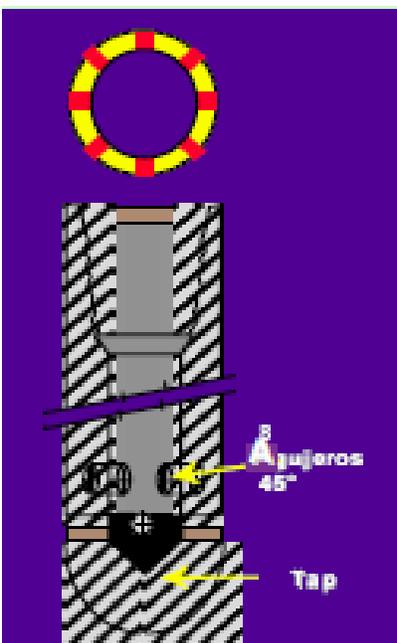


FIGURA 41 Difusor.

Los agujeros a los lados de la herramienta deben tener, por lo menos, la misma área de flujo que el área interna de la tubería. Se han visto mejoras al incrementar la distancia entre los agujeros laterales con la salida inferior de la tubería tapada. Estos dos métodos, utilizadas en conjunto con las prácticas definidas para cada aplicación del tapón, incrementan su posibilidad de éxito. Como sea, al igual que con todos los trabajos de cementación, una buena colocación es básica para obtener una cementación exitosa.

Consideraciones de diseño

Diseño 1: Factores de éxito del tapón

Los factores básicos para el éxito del tapón son los mismos que para lograr una cementación primaria óptima. Las posibilidades de éxito del tapón mejoran con el uso de buenas técnicas de desplazamiento, así como de la selección de la lechada correcta; la planeación y obtención de datos correctos del pozo son esenciales.

El diseño del trabajo depende del objetivo. La colocación de un tapón para pérdida de circulación será muy diferente que la colocación del tapón para una zona depresionada o para la desviación de un pozo, así como el diseño para el abandono de una zona en donde se tenga aportación de cualquier hidrocarburo, o la litología donde se esté colocando.

Diseño II: Profundidad y longitud del tapón

- La posición de un tapón de cemento es de primordial importancia. Los registros de calibración del agujero sirven para determinar en donde colocar el tapón y cuanto cemento utilizar. Los registros de perforación y registros de velocidad de perforación deben ser consultados para determinar en donde colocar el tapón en el agujero descubierto.
- La aplicación del tapón dependerá del tipo de formación frente a la cual se colocara, a menos que se desee desviar el pozo, lo mejor es colocar los tapones en formaciones consolidadas. Las lutitas deben evitarse pues usualmente están deslavadas y fuera de calibre. Para tapones de desvío, el cemento no debe ser colocado en formaciones excesivamente duras. Las formaciones altamente permeables o donde existan perdidas deben ser evitadas, pues puede suceder que las propiedades de la lechada cambien por el filtrado, o que el volumen de lechada no sea suficiente, debido a la perdida.
- Si es posible, se deben seleccionar agujeros con mínima alteración en su calibre. Si los volúmenes de cemento son calculados con mayor exactitud, el desplazamiento será mejorado y el balanceo más fácil.
- El volumen de cemento depende del objetivo del tapón. Las longitudes y profundidades de los tapones de abandono son usualmente dictadas por regulaciones gubernamentales y varían dependiendo de las zonas y de las presiones, entre otros factores, durante la perforación del pozo. Los tapones para desvío deben ser lo suficientemente largos para permitir la desviación gradual de la barrera en el agujero.

La longitud recomendada es entre 100-150 m. esta debe ser suficiente, tomando en cuenta que la parte superior del tapón podría contaminarse. Un registro de calibración del agujero es útil para el cálculo de la cantidad de cemento requerido y para ubicar una sección del agujero en calibre, para que este sea colocado. Si el tapón se va a colocar en un agujero fuera de calibre o una sección deslavada, entonces se debe utilizar un porcentaje de exceso, que podría ser del doble o mayor que el volumen normal considerado. Esto más bien se basa en la experiencia en tapones similares usados con éxito, de acuerdo con estadísticas.

Diseño III: Desplazamiento y colocación

- El desplazamiento se puede mejorar con lodos fluidos de bajo valor de filtrado. El agujero debe ser circulado, por lo menos, con el equivalente a un volumen del pozo y antes de colocar el tapón para alcanzar las condiciones reológicas necesarias para el cemento que se va a manejar. Preferentemente, el cemento debe tener mayor densidad y propiedades reológicas que los baches separadores, y más que el lodo. Queda excluido de este orden el frente lavador, pues la mayoría de estos, por ser newtonianos, tienen una densidad que fluctúa entre 1 gcc o menor. El pozo debe estar estable para evitar la contaminación del cemento. Algunas características recomendables para el lodo son: Viscosidad Funnel=45-80 seg, PV=12-20 cp, Ty=1-5 lb/100ft y la pérdida de filtrado tan baja como se pueda. Estos valores pueden ser difíciles de conseguir en la práctica.
- La contaminación de las lechadas de cemento es la principal causa de falla de los tapones. Puede aumentar el tiempo de fraguado y reducir el esfuerzo compresivo; el 10% de la contaminación por lodo puede reducir el esfuerzo compresivo hasta en un 50%.
- Se requiere el uso de lavadores y espaciadores para evitar problemas de compatibilidad. Los espaciadores deben ser utilizados cuando el control del pozo sea un problema, la densidad del espaciador debe ser 0.12-0.24 gcc mayor que la del lodo, para ganar el efecto de flotación para mejor desplazamiento del lodo. Los lavadores químicos deben utilizarse en lugar de agua, especialmente cuando se utiliza lodo a base de aceite. Los lavadores usualmente fluyen en flujo turbulento, el desplazamiento en flujo turbulento es el más recomendado. Se recomienda una altura anular de 150-250 m para lavadores y espaciadores.
- La centralización de la tubería mejora la remoción del lodo (este aspecto es normalmente olvidado aun cuando la tubería sea levantada después de la colocación del tapón). Si la tubería no está centralizada correctamente, puede ocurrir canalización del cemento y así el balanceo del tapón será más difícil; ambos efectos contribuyen a la contaminación de la lechada, aunque esto es teórico pues no se debe olvidar que al levantar un tubo con centradores, podría provocarse la contaminación. De esta manera, es preferible utilizar tubería lo más lisa posible y con rotación.

Se recomienda la rotación de la tubería en lugar de la reciprocación. Esto puede ser útil puesto que la tubería se levantara fuera del cemento antes de circular en inverso, cuando

el tapón haya sido balanceado. La rotación reduce la gelificación del cemento y le permite caer más fácilmente de la tubería conforme se levanta.

Diseño IV: Fallas más comunes

Una vez que el tiempo de fraguado ha pasado, se toca la cima del tapón y se aplica peso de aproximadamente 5 toneladas sobre él. Este es el principal criterio para medir el éxito de un tapón. Cuando el tapón servirá de apoyo para una herramienta desviadora, entonces la prueba es muy importante, pues si el tapón está colocado frente a caliza, aunque la perforabilidad no alcance a la de la caliza, se busca una perforabilidad promedio de 4 min/m. en el punto en donde se iniciara el desvío.

Las causas más comunes de falla son:

- Contaminación con lodo. Se debe a una deficiente remoción de lodo, a espaciadores/lavadores no efectivos, a falta de centralización, tiempos de espesamiento y fraguado muy largos, y a técnicas de colocación incorrectas.
- Lechadas sobre-retardadas o tiempo de espera de fraguado insuficiente. Suceden cuando el desarrollo de esfuerzo compresivo es inadecuado y el tapón será perforado sin alcanzar el tiempo de perforabilidad requerida. Es necesario conocer el dato exacto de temperatura de fondo estática y cuidar que el tapón sea diseñado precisamente para las aplicaciones en las cuales será utilizado.
- Información errónea de la litología y geometría del pozo (especialmente la temperatura de fondo estática) ocasiona la utilización de parámetros de diseño incorrectos: calculo erróneo en la cantidad de cemento, propiedades erróneas de la lechada, contaminación o colocación del tapón en un lugar incorrecto.
- Un volumen de cemento insuficiente debido a datos de los registros de calibración incorrectos o desconocidos, proporciona un tapón de altura menor que la requerida. Se recomienda una altura de 100-150 m y hasta el doble de exceso de cemento en secciones de agujero descubierto de diámetro desconocido, especialmente cuando largas operaciones de pesca han sido llevadas a cabo y es necesario colocar un tapón de desvío en el sitio de pesca.
- Los taponos pueden descolgarse o moverse cuando se utilizan lechadas de cemento de alta densidad en pozos con fluido de control de baja densidad. Como resultado de la interface inestable formada, el cemento se canalizara y se diluirá con el lodo. Esto puede ser evitado con la colocación de un volumen viscoso u otra técnica de puenteo y con el uso de un difusor.

4.5.4.3 DUMP BAILER

El dump bailer es una herramienta que contiene un volumen determinado de cemento, que baja a través del pozo, con la ayuda de una línea de acero. La herramienta se abre con impacto o mediante energía eléctrica. Este método se ve limitado por el volumen de cemento que puede llevar, así como la profundidad a la cual puede colocarse.

De cualquier forma, este método tiene la ventaja de que las pequeñas cantidades de cemento que lleva las coloca con buena precisión (en rangos de 10 a 60 pies).

En terrenos difíciles como pantano, este método puede no llegar a alcanzar los estándares y las normas requeridas, mientras que en aguas federales, hay normas no específicas que prohíben este método (cuando se utiliza combinado con el uso de tapones-puente).

Los dump bailer son utilizados para la colocación de pequeñas cantidades de cemento encima de tapones puente o retenedores de cemento, para proporcionar sellos a las presiones más fuertes y durables.

El cemento es colocado en una botella metálica de 2 1/8 pg de diámetro (dump bailer) que transporta una cantidad medida de 18 litros de lechada de cemento, por medio de un cable de 5/16 o 7/32 pg de acero. La botella se abre eléctricamente al tocar el tapón puente permanente, ubicado por debajo de la profundidad de colocación del tapón; el cemento se deposita sobre el tapón al levantar la botella. (**FIGURA 64**). El tapón puente es colocado usando una herramienta de colocación de tapones mecánicos (MPBT, mechanical plug back tool) colocada con cable. El MPBT y la botella se corren a través de la tubería de producción, y el tapón se coloca en la tubería de revestimiento.

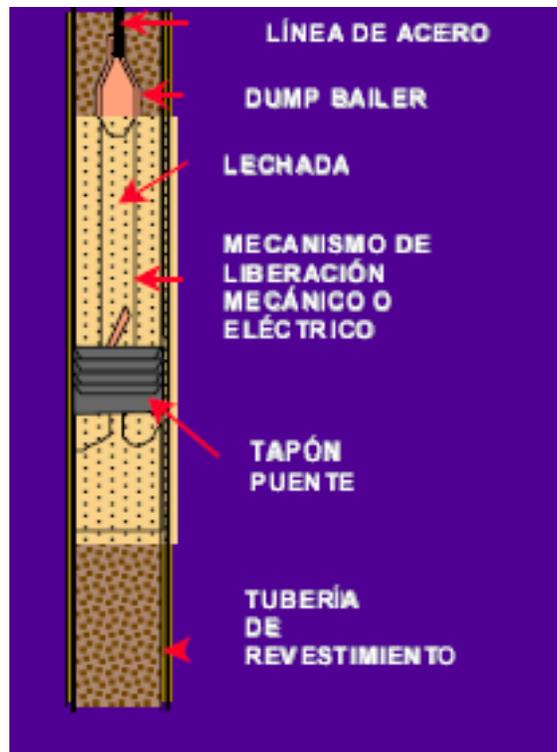


FIGURA 42 Dump bailer.

Existen diferentes formulaciones de cemento clase H y varios aditivos para diferentes gradientes de temperatura. Se utilizan botellas de dos tamaños 1 11/16" y 2 1/8". Para calcular la altura del tapón que soportará la presión diferencial requerida para diferentes tamaños de tubería de revestimiento, se utilizan tablas y un factor de seguridad. Estas tablas son limitadas puesto que no toman en consideración la temperatura, presión o los efectos del fluido. Además, las condiciones del tapón (contaminación) y estado de las paredes se desconocen. Por lo anterior, es difícil determinar la altura óptima del tapón, para proveer un sello contra una presión diferencial determinada.

Las ventajas de este sistema es que la profundidad del tapón es fácilmente controlable y es, además, un método relativamente económico. La principal desventaja es que la cantidad de cemento disponible está limitada al volumen de la botella y se deben hacer múltiples viajes. Además no es recomendable para desviar en agujeros amplios, entubados o descubiertos, si se duda que alcance las condiciones óptimas de perforabilidad.

Método de dos tapones con tubería de aluminio

Este método utiliza una herramienta especial, para colocar un tapón de cemento a una profundidad definida, con un máximo de exactitud y un mínimo de contaminación de la lechada. La herramienta consiste, esencialmente, en un ensamble de fondo instalado en la

parte inferior de la tubería de perforación, una tubería de aluminio, un tapón de barrido y otro de desplazamiento.

El tapón de barrido es bombeado por delante de la lechada para limpiar la tubería y aislar el cemento del lodo. El perno de seguridad, que conecta el tapón limpiador al tapón, se rompe con un incremento de la presión de circulación y este es bombeado a través de la tubería de aluminio.

El tapón de desplazamiento se bombea detrás de la lechada para aislarla del fluido de desplazamiento.

Cuando el tapón llega a su asiento, se observa un incremento de presión en superficie. Se levanta la tubería de trabajo, hasta que la punta de la tubería de aluminio alcanza la cima programada del tapón. Se continúa bombeando para romper el perno de seguridad, que se encuentra entre el niple de asiento y la camisa. Esto permite que la camisa se deslice y descubra el agujero para circulación inversa. Si durante la operación la tubería de aluminio se atrapa en el cemento, esta se puede liberar con un incremento en la tensión aplicada a la tubería.

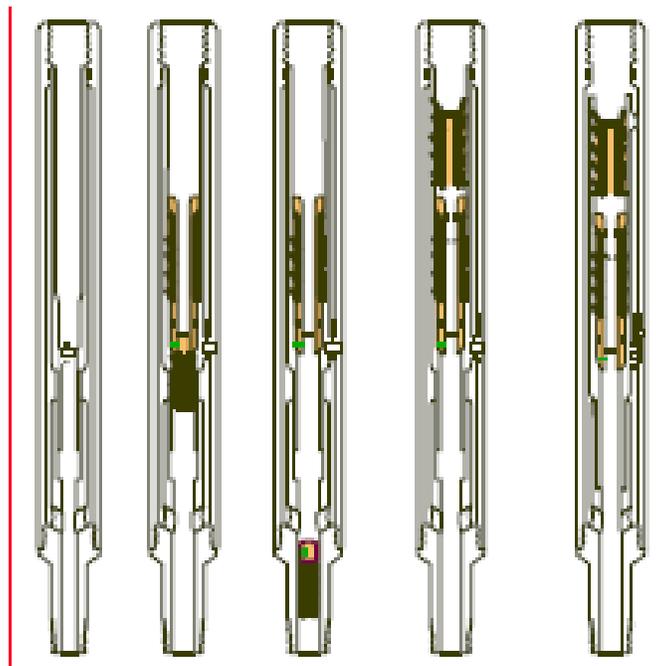


FIGURA 43 Método de dos tapones.

4.7 GRADO Y CALIDAD DEL CEMENTO

En aguas estatales el grado y calidad para el tipo de cemento debe cumplir las normas definidas por el Instituto Americano del Petróleo (API). API define un tapón competente de cemento como aquel que mantiene una fuerza de compresión de por lo menos 1,000 libras por pulgada cuadrada (psi) y una permeabilidad de líquido máxima de 0.1 milidarcy (md). El operador debe tener evidencia de que el grado de cemento propuesto cumple con los estándares mínimos.

Todas las grandes compañías de cemento y contratistas de T&A usan cemento API. Todos los baches de cemento son adquiridos con hojas de especificación mostrando las propiedades de la mezcla. También tienen las especificaciones estándar para prueba y materiales y materiales (ASTM) C-150 de la American Society para el cemento Portland explicadas en la misma hoja. **(TABLA 5)**

El cemento API viene en diferentes clases las cuales se basan en la temperatura de fondo del pozo donde el cemento será complementado. Las operaciones de cementación normalmente requieren de bombeo de un fluido (el cual es el volumen de la profundidad de la tubería más 10 o más barriles) después se comienza con el cemento de manera que el cemento alcance la ubicación deseada. Después de que la cantidad deseada de fluido ha sido bombeada dentro, se comienza con el cemento. Este procedimiento reduce la temperatura cercana al pozo (o donde sea que se supone que irá el cemento), causando así una necesidad de calcular la temperatura de fondo del agujero cuando el cemento llegue a la profundidad objetivo. Algunos operadores llevan a cabo pruebas de laboratorio en el cemento antes de usarlo en el campo para verificar estos cálculos, pero al hacerlo, es importante recoger una muestra de agua de la mezcla que se usará en el campo e incluirlo en la muestra de la prueba de laboratorio.

De manera que hay muchos tipos de cemento usado en el taponamiento y abandono de pozos, el operador diseña la mezcla con tres elementos en mente.

- 1) Que reúna la definición API para un tapón de cemento competente.
- 2) Que sean llevado a cabo las prácticas recomendadas por el API.
- 3) Crear una mezcla que llevará a cabo el trabajo de la manera más eficiente.

Programa de Lodo

Todas las porciones no taponadas con cemento del pozo deben llenarse con un fluido que tenga densidad suficiente para ejercer una presión hidrostática por arriba de la mayor presión de formación en los intervalos entre tapones. El propósito de este fluido es controlar cualquier posible influjo de fluido de la formación (agua, gas o aceite) dentro del pozo. Las regulaciones estatales y federales en los Estados Unidos de América difieren en alguna manera sobre el fluido que debe ser colocado en los intervalos entre tapones.

En las zonas de la costa, el fluido debe ser inerte, la densidad del fluido debe ejercer una presión hidrostática que exceda la presión de formación mayor en los intervalos entre los tapones encontrados durante la perforación, y el fluido deber tener las características apropiadas para suspender el material pesado en el fluido. El peso excesivo del lodo puede ser en detrimento en pozos depresionados o producidos. Si las zonas producidas son depresionadas o por debajo de la presión normal, el exceso en la densidad del lodo puede causar fugas y resultar en la pérdida del control del pozo.

Las regulaciones Federales en los Estados Unidos de América requieren que el fluido solo tenga la densidad apropiada para ejercer la presión hidrostática que exceda la presión de formación mayor en los intervalos entre tapones al momento de abandono.

El fluido que se usa para llenar las porciones no taponadas con cemento del pozo puede ser mezclado en el sitio o puede usarse lodo de perforación o terminación (si dicho fluido es reacondicionado). El lodo viejo que no ha sido limpiado no es utilizable para propósitos de contención en los pozos que están siendo abandonados.

MATERIALES BÁSICOS DE CEMENTACIÓN

Un material básico de cementación es clasificado como uno que, sin aditivos especiales para control de peso o propiedades establecidas, cuando se mezcla con la cantidad apropiada de agua, tendrá propiedades cementantes. Éste puede ser un solo ingrediente o una combinación de dos o más ingredientes, pero siempre son usados en combinación de dos o más ingredientes, pero son usados siempre en esta combinación incluso cuando aditivos especiales son usados con ellos. Los siguientes son de esta clase:

Cemento Portland
Cemento High Early
Cemento Retarded
Cemento Pozmix
Pozmix 140

CLASIFICACIÓN API PARA CEMENTOS DE POZOS DE ACEITE

Clase A	Destinado para ser usado desde superficie hasta 1830 m. de profundidad cuando no son requeridas propiedades especiales. Disponible solo en tipo ordinario (similar a ASTM C150, Tipo 1).**
Clase B	Destinado para uso desde superficie hasta 1830 m. de profundidad, cuando las condiciones requieren resistencia de moderada a alta a sulfatos. Disponible en ambos tipos moderada (similar a ASTM C150, Tipo 2) y alta resistencia a los sulfatos.
Clase C	Destinado para uso desde superficie hasta 1830 m. de profundidad, cuando las condiciones requieren alta resistencia temprana. Disponible en ordinario, moderado (similar a ASTM C150, Tipo 3) y alta resistencia a sulfatos.
Clase D	Destinado para usar desde 1830 m. hasta 3050 m. de profundidad, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible en ambos moderada y alta resistencia a los sulfatos.
Clase E	Destinado para uso desde 3050 m. hasta 4270 m. de profundidad, bajo condiciones de temperatura y presión altas. Disponible en ambas moderada y alta resistencia a sulfatos.
Clase F	Destinado para uso desde 3050 m. hasta 4880 m. de profundidad, bajo condiciones extremas de temperatura y presión. Disponible en ambas moderada y alta resistencia a sulfatos.
Clase G&H	Disponible para uso como un cemento de pozo básico desde 2440 m de profundidad como es fabricado o puede ser usado con aceleradores o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas del pozo. Sin adiciones más que el sulfato de calcio o agua o ambos, deberá ser mezclado con el "Clinker" durante la hechura del cemento de pozo clase G o H. Disponible en moderada o alta resistencia a sulfatos.

Tabla 5

* Reproducido con el permiso de API Spec. 10 "Especificación API para materiales y prueba de cemento". Los límites de profundidad se basan en las condiciones impuestas por las pruebas de TR-cemento y deberán ser consideradas como valores aproximados.

**ASTM C 150: La especificación estándar para cemento Portland.

4.6 PRUEBA DE PRESIÓN Y VERIFICACIÓN DE TAPONES.

4.6.1 VERIFICACION DEL TOC (CIMA DEL TAPON).

Todos los trabajos de taponamiento se llevan a cabo con volúmenes de cemento calculados para poder identificar su TOC (cima del tapón).

Los dos métodos utilizados para verificar la correcta colocación del tapón son: 1) utilizar tubería previamente medida (como medio de referencia) y marcar con ella la cima del tapón; 2) utilizar herramientas y el uso de línea de acero para tocar el tapón y determinar la cima, observando la marca en la línea de acero.

4.6.2 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DEL TAPON DE CEMENTO.

Las pruebas de presión para verificar la integridad de cada tapón, haciendo uso de tubería abierta (como está especificado en las regulaciones gubernamentales) tiene ventajas y desventajas:

- La presión es ejercida parcialmente solo por las secciones transversales de la tubería. Esto concentra la carga en el área donde la tubería está en contacto con el cemento;
- La precisión de los indicadores de carga podría o no ser acertada a 15,000 psi;
- los tapones cercanos a la superficie podrían no tener la suficiente carga ejercida por la tubería, para llevar a cabo la prueba.
- Cuando se usa el peso de la tubería para la prueba, se deben tomar en consideración los factores de flotación y de fricción contra los revestimientos.

El uso de una bomba para realizar pruebas de integridad de los tapones también tiene sus ventajas y desventajas:

- La presión se ejerce uniformemente en toda el área del tapón;
- Las mediciones de presión en la bomba son confiables;
- Se puede instalar un registrador de presión para llevar un control o historial de presiones;
- La presión que genera la bomba, es adicional a la presión hidrostática.
- No se pueden poner a prueba porciones aisladas del tapón.

4.6.3 SWAB TESTING METHOD

El método swab o de limpieza se utiliza también para verificar la integridad de los tapones de cemento. El fluido del pozo se limpia o circula hasta que se encuentre por debajo del gradiente de presión de la formación de la zona aislada por el tapón. Se monitorea el nivel de fluidos por un tiempo considerable para asegurarse de que llegue a estabilizarse. Si el nivel de fluidos no cambia, se puede decir que el tapón pasó la prueba de integridad.

Este método sin embargo se utiliza exclusivamente en California, y se deberían revisar ciertas particularidades del mismo:

- Se puede utilizar también tubería flexible inyectando nitrógeno en el pozo y tiene exactamente el mismo efecto que el método swab;
- Este método requiere más tiempo para efectuarse, que otros métodos;
- El tapón podría verse debilitado o dañado cuando se pone a prueba con presión diferencial, resultando en una posible falla futura cuando los fluidos sean reintroducidos por encima del tapón;
- Las mediciones para obtener la tasa de incremento de burbuja son difíciles de llevar a cabo cuando se utiliza este método.

CAPITULO 5. CONDICIONES FINALES

Todos los cabezales, tuberías de revestimiento, cimentaciones y otras obstrucciones que representen un peligro para otros usuarios del lecho marino o de otros usos legítimos del área, deben ser recuperados por lo menos 5 metros abajo del lecho marino.

Verificar que la localización haya sido limpiada de toda obstrucción, después del taponamiento por uno o más de los siguientes métodos:

- a) Arrastrar la red barredora en dos direcciones a través de la localización,
- b) Inspeccionar con buzos alrededor del pozo, o con el apoyo de un ROV, ó
- c) Explorar a través de la localización con un explorador lateral o con un sonar de exploración de fondo, o
- d) Usar otros métodos disponibles basados en condiciones particulares del sitio, para verificar que el área esté libre de escombros.
- e) Registrar en el formato correspondiente la fecha de inicio y término de la limpieza del área, extensión inspeccionada y el método utilizado.

De acuerdo al Código de Regulaciones Federales en EUA:

- a) Los arrendatarios deberán verificar el espacio libre en el sitio después del abandono por medio de uno o más de los siguiente métodos según la aprobación del Supervisor de Distrito.
 - 1. Arrastre una red en dos direcciones a través de la ubicación,
 - 2. Realizar una búsqueda con buzo alrededor del pozo,
 - 3. Explorar a través de la ubicación con un escaneo sonar o
 - 4. Usar otros métodos basados en las condiciones particulares del sitio.

b) La certificación de que el área ha sido despejada de cualquier obstrucción, la fecha en que el trabajo se llevó a cabo, la extensión del área explorada alrededor de la ubicación, y el método de búsqueda utilizado deberá ser presentado en la forma 124 de la MMS.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado una investigación centrada en la recopilación de información de dos de los países más experimentados en cuanto a regulaciones y prácticas de abandono de pozos en aguas profundas, como es el caso de los Estados Unidos de América y Noruega, además de incluir la experiencia de México en técnicas de taponamiento y abandono aplicado a pozos terrestres.

Nuestro objetivo claramente consiste en sentar un precedente tanto legal como técnico del camino que se debe seguir para el abandono exitoso de pozos en aguas profundas.

Evidentemente no existe una receta para llevar a cabo el abandono de pozos en aguas profundas, es por eso, que por medio de este trabajo se pretende mostrar un panorama general de que es lo que involucra un abandono de pozos en aguas profundas, conocer la metodología, herramientas, normas y materiales para el desarrollo de técnicas y normas que faciliten el trabajo en nuestro país.

Como se puede observar no tenemos un proceso definido, no obstante se muestran las diferentes aristas de las cuáles será posible apoyarse para prácticas cada vez más eficientes.

Se muestra un panorama mundial en el cual se refleja el aumento de las necesidades de taponamiento y abandono, que están convirtiendo el tema en una industria multimillonaria para las compañías que prestan servicio costa afuera.

En el sector del Reino Unido en el Mar del Norte, está estimado que más de 500 estructuras con 3000 pozos están programadas para el abandono en un futuro cercano.

Algunas estimaciones marcan que aproximadamente 12000 pozos ya no están produciendo en el Golfo de México, y están todos calificados como candidatos para el taponamiento y abandono de pozos.

En el sector Noruego del Mar del Norte, más de 3500 plataformas y más de 3700 pozos deberán ser eventualmente abandonados; Adicionalmente, hay más de 200 estructuras programadas para ser removidas en mar adentro, en Holanda, Dinamarca, Irlanda, España, y Alemania.

En cuanto al panorama de México, se concluye que está en una etapa temprana cuyo desarrollo se potencializara en los años siguientes y requerirá de mucha cautela y de una regulación eficiente para evitar repetir desastres ambientales como los experimentados en la parte de Estados Unidos de América en el área de Macondo, con la explosión e

incendio de la plataforma Deepwater Horizon y el subsiguiente derrame de petróleo en el Golfo de México.

No es la finalidad de este trabajo escrito profundizar en cada uno de las etapas en el proceso de abandono de pozos en aguas profundas ya que se aprecia claramente que es muy amplio y por lo tanto difícil de abarcar en su totalidad; se muestra la investigación y traducción de las normas desarrolladas en Estados Unidos de América y Noruega y se plantea de manera general la forma en la que actualmente se concibe el abandono de pozos en aguas profundas, se mencionan los métodos para este fin y se analizan las peculiaridades de este trabajo llevado a aguas profundas, es decir, se mencionan las diferencias que se tiene con el abandono de pozos en tierra.

De manera muy general podemos decir que el riesgo ambiental, costos y equipo adaptados para aguas profundas además de las condiciones de presión, temperatura y presión son solo algunas de las diferencias que requieren una planificación, regulación, análisis, desarrollo y optimización, lo cual es motivo de este trabajo escrito.

Se vislumbra un nicho muy grande de investigación además de altas posibilidades de desarrollo en esta área a nivel mundial y es incuestionable la responsabilidad social que representa el correcto abandono de pozos en aguas profundas para bien de las especies en el mar y la raza humana.

Todos los esquemas, métodos, procesos, normas y demás información contenida en este trabajo escrito requieren mayor estudio en México, ponemos a disposición el presente trabajo para su estudio y desarrollo, la información actual en nuestro país es limitada es por eso que este trabajo es totalmente perfectible, por lo tanto uno de nuestros objetivos es poner el interés de los estudiantes en este tema y el desarrollo del mismo.

GLOSARIO

1. **Agujero descubierto.**- Es la formación perforada sin revestir.
2. **Aparejo de producción.**- Tubular mediante el cual fluyen los fluidos del yacimiento a la superficie y permite la extracción eficiente de aceite o gas según sea la naturaleza del pozo.
3. **Árbol de válvulas.**- Ensamble de válvulas instalado sobre el cabezal de producción que permite controlar y estrangular el flujo de fluidos a través de él.
4. **Boca de tubería de revestimiento corta (liner).**- Extremo superior de una tubería de revestimiento corta (liner) que posee un accesorio de accionamiento mecánico o hidráulico que permite fijarla a la tubería de revestimiento anterior.
5. **Cabezal mojado.**- Es la conexión submarina que está por encima del lecho marino y permite la comunicación a superficie a través del conjunto de preventores y el conductor marino.
6. **Cabezales.**- Son las conexiones que están en el contrapozo (terrestre), sobre el piso de trabajo (lacustre) y en el piso de producción (marino).
7. **Cementación forzada.**- Operación que consiste en inyectar la lechada de cemento hacia el interior de las formaciones o espacios que se necesiten aislar
8. **Complemento de tubería de revestimiento.**- Tubular metálico instalado desde la boca de la tubería de revestimiento corta (liner) hasta la superficie.
9. **Disparos.**- Perforaciones que se realizan a la tubería de revestimiento para comunicar esta con la formación, o bien perforaciones en la tubería de producción para establecer circulación, entre otras.
10. **Empacador de producción.**- Herramienta que permite aislar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento para manejar el flujo de fluidos a través del aparejo de producción.
11. **Espacio anular.**- Es el espacio libre o cementado que se encuentra entre la formación y tubería de revestimiento, entre tuberías de revestimiento o entre tuberías de producción y de revestimiento.
12. **Lechada de cemento.**- Mezcla de agua, cemento y aditivos con propiedades físicas y reológicas específicas que se bombean de manera fluida hacia el interior del pozo para su taponamiento.

13. **Lecho marino.**- Es la superficie terrestre que está cubierta por agua.
14. **Preventores.**- Equipo de seguridad superficial para contener las presiones manifestadas por los fluidos del pozo durante las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento.
15. **Profundidad interior.**- Es la profundidad reconocida físicamente dentro del pozo.
16. **Retenedor de cemento.**- Herramienta mecánica que se ancla en el interior de la tubería de revestimiento, con objeto de realizar cementaciones forzadas y aislar intervalos.
17. **Tapón por circulación.**- Colocación de lechada de cemento por medio del balance hidrostático de fluidos en el pozo a través de tubería de trabajo, de producción o flexible, a una profundidad determinada.
18. **Tapón inflable.**- Herramienta mecánica que se ancla en agujero descubierto o tubería de revestimiento, con objeto de aislar intervalos.
19. **Taponamiento definitivo.**- Actividad a realizar para aislar permanentemente y en condiciones de seguridad el o los intervalos de un pozo, con objeto de no volver a intervenirlos.
20. **Taponamiento temporal.**- Actividad a realizar para aislar temporalmente y en condiciones de seguridad el o los intervalos de un pozo, con objeto de intervenirlos posteriormente.
21. **Tapón puente.**- Herramienta que permite efectuar el aislamiento de intervalos abiertos.
22. **Tubería de revestimiento.**- Tubular metálico que se introduce al pozo para revestir las paredes internas desde una profundidad determinada hasta la superficie con objeto de evitar derrumbes o colapso de las paredes del pozo, entre otros.
23. **Tubería de revestimiento corta (liner).**- Tubular metálico que se introduce al pozo para revestir las paredes internas desde una profundidad determinada sin llegar a la superficie fijándose a una tubería de revestimiento anterior con objeto de evitar derrumbes o colapso de las paredes del pozo, entre otros.
24. **Zapata de tubería de revestimiento.**- Accesorio guía instalado en la parte inferior de la tubería de revestimiento para efectuar la cementación primaria.

BIBLIOGRAFÍA

- Dr. Víctor Manuel Díaz García, “PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE EN ZONAS DE AGUAS PROFUNDAS” Encuentro Tecnológico Internacional sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México 2012. UNAM-Facultad de Ingeniería.
- American Petroleum Institute. 1993. Environmental Guidance. Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations. API Bulletin E3. Washington, D.C.
- PEMEX Exploración y Producción, “Exploración del Petróleo - Taponamiento de pozos petroleros terrestres, lacustres y marinos.” Especificaciones técnicas para exploración, perforación y mantenimiento de pozos, Revisión del 2003.
- CNH, “La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos” Documento Técnico 2, Diciembre 20, 2011.
- Amoco Corporation Worldwide Engineering & Construction. June 1997. Gulf of Mexico Case Studies: Current and Further Developments in Decommissioning. IBC Decommissioning Conference. Aberdeen, Scotland.
- California Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources. 1997. California Laws for
- Conservation of Petroleum and Gas. DOC Pub. No. PRC01. Sacramento, CA.
- California Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources. 1997. California Code of Regulations, Title 14. DOC Pub. No. PRC04. Sacramento, CA.
- Fields, Steve. March 1994. Abandonment and Removal of Offshore Oil and Gas Facilities: Education and Information Transfer: Well Abandonment. Santa Barbara, CA.
- Griggs, Mary. March 1994. Abandonment and Removal of Offshore Oil and Gas Facilities: Education and Information Transfer: Overview of the Regulatory Framework and Environmental Review Process for Offshore California. Santa Barbara, CA.
- STEVEN A. FIELDS Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources and MAX M. MARTIN Twachtman Snyder & Byrd, Inc. “THE PLUGGING PROCESS: SECURING OLD GAS & OIL WELLS FOR THE PROTECTION OF THE ENVIRONMENT” Technical Session 1997.

- API RP 57 Taponamiento y abandono de pozos.- Primera edición, 15 de Enero de 1986.
- API BUL E3.- Practicas de abandono y taponamiento de pozos por U. S. A. en Exploración y Producción. 1ª. edición 31 de enero de 1993.
- Reglamento de Trabajos Petroleros.- Diario Oficial de la Federación del 27 de febrero de 1974.
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.- Diario Oficial de la Federación del 20 de enero de 1997.
- PEP/ASIPA-L-001/2000.- Lineamientos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental para Localizaciones, Equipos de Perforación y/o Mantenimiento de Pozos Terrestres y Lacustres.
- G.J. Prise* and T.P. Stockwell, Hamilton Oil Co. Ltd.; B.F. Leith, Stena Offshore Ltd.; R.A. Pollock, * Camco Ltd.; and I.A. Collie, * Stena Offshore Ltd. “An Innovative Approach to Argyll Field Abandonment” Copyright 1993, Society of Petroleum Engineers, Inc.
- Schlumberger, “Offshore Permanent Well Abandonment” Oilfield Review Spring 2012: 24, no. 1. Copyright © 2012 Schlumberger.
- Schlumberger, “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” Oilfield Review Primavera 2002.
- D. Liversidge, Shell E&P, Shell U.K. Ltd., and S. Taoutaou and S. Agarwal, “Permanent Plug and Abandonment Solution for the North Sea” SPE 100771, SPE, Schlumberger 2006.
- Schlumberger, “Subsea Solutions” Oilfield Review Winter 1999/2000
- B.T.H. Marbun, B. Cahyoniarso, S.Z. Sinaga, and H.A. Kurnia, Institut Teknologi Bandung, “A Methodology of Well Abandoning in Offshore Field” Copyright 2011, International Petroleum Technology Conference.
- Código de regulaciones federales de los Estados Unidos de Norteamérica, Título 30 – Recursos minerales. Capítulo II – SERVICIO DE ADMINISTRACIÓN DE MINERALES, DEPARTAMENTO DEL INTERIOR. Subcapítulo B – COSTA AFUERA. Parte 250 – OPERACIONES CON PETRÓLEO, GAS Y AZUFRE EN LA PLATAFORMA CONTINENTAL. Subsección Exterior G – Abandono de Pozos.

- Standards Norway, NORSOK D-010: Well integrity in drilling and well operations, in Chapter 9. 2004.
- Mark J Kaiser, "Gulf of Mexico Rule Changes on Decommissioning and P&A" Lillehammer Energy Claims Conference. March 2-4, 2011.
- SUBRATA K. CHAKRABARTI, "HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING" Volume 2 Plainfield, Illinois, USA 2005.
- Halliburton, Plug & Abandonment of Oil & Gas Wells, Guidelines Techniques.
- Barclay, I., et al., The Beginning of the End: A Review of Abandonment and Decommissioning Practices. Oilfield Review, 2001. **13**(4): p. 28-41.
- Baker-Hughes: <http://www.bakerhughesdirect.com>
- Halliburton: <http://www.halliburton.com>
- Schlumberger: <http://www.slb.com>
- Society of Petroleum Engineers: <http://www.spe.org>
- Mexican Business Web: <http://www.mexicanbusinessweb.mx/sectores-productivos-de-mexico/sectorproductivoenergia/trion-1-el-primer-campo-en-aguas-profundas>
- UK Dissertations: <http://www.ukdissertations.com/dissertations/environmental-studies/drilled-wells-economic.php>
- Rigzone: http://www.rigzone.com/training/insight.asp?i_id=354
- Offshore Magazine: <http://www.offshore-mag.com/index.html>