



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 16 de septiembre del 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Andres Felipe Muñoz Martinez _____, con C.C. No. **1075303758** _____,

Camilo Alejandro Muñoz Ortiz _____, con C.C. No. **1080901805** _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

Titulado **Aplicación de las Técnicas de Cementación Forzada**

presentado y aprobado en el año **2019** como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: **PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MUÑOZ MARTINEZ	ANDRES FELIPE
MUÑOZ ORTIZ	CAMILO ALEJANDRO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ORDUZ PEREZ	LUIS HUMBERTO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: **INGENIERO DE PETRÓLEOS**

FACULTAD: **INGENIERÍA**

PROGRAMA O POSGRADO: **INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

CIUDAD: **NEIVA**

AÑO DE PRESENTACIÓN: **2019** NÚMERO DE PÁGINAS: **81**

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros X



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Cementación Forzada</u>	<u>Squeeze</u>
2. <u>Técnicas</u>	<u>Techniques</u>
3. <u>Investigación</u>	<u>Investigation</u>
4. <u>Metodología</u>	<u>Methodology</u>
5. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este proyecto se desarrolla una revisión y análisis de los componentes de la cementación forzada, se obtiene como producto un panorama general que evidencia las principales experiencias de cementación forzada desarrolladas en la industria petrolera, detallando aspectos metodológicos, limitaciones y características de cada una de ellas. De esta forma, el desarrollo de esta investigación contempla como uno de los productos finales el desarrollo e implementación de una herramienta que facilite y permita elegir la metodología de cementación forzada que mejor se ajuste a las condiciones del pozo a perforar.

En la realización del proyecto se caracterizan las diferentes técnicas de cementación forzada e identifican las condiciones necesarias para la aplicación de las distintas técnicas de cementación forzada. También, se determinan las herramientas necesarias para las distintas técnicas de cementación forzada con su procedimiento a realizar en operaciones en campo.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)



In this study a review and analysis of the squeeze's components are developed, a general panorama is obtained as a product that evidences the main experiences of squeeze in the oil industry, methodological aspects, limitations and characteristics of them. In this way, the development of this research contemplates the final products developed and the implementation of a tool that facilitates and allows to choose the best methodology of squeeze considering the conditions of the drilled well.

In the development of this study, the different squeeze techniques are characterized and the necessary condition for the application of those techniques are identified. Also, the necessary tools are determined for the different squeeze techniques and their procedures to be carried out in field operations.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Haydee Morales

Firma:

Haydee Morales

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Constanza Vargas Castellanos

APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2019**

APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA

**ANDRÉS FELIPE MUÑOZ MARTÍNEZ CÓD 20141126157
CAMILO ALEJANDRO MUÑOZ ORTIZ CÓD 20122115032**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2019**

APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA

**ANDRÉS FELIPE MUÑOZ MARTÍNEZ CÓD 20141126157
CAMILO ALEJANDRO MUÑOZ ORTIZ CÓD 20122115032**

**Director del Proyecto
ING. LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ**

**Presentado a:
COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2019**

APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: CEMENTACIÓN

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Director:

Ing. Luis Humberto Orduz

Jurado:

Ing. Haydee Morales

Jurado:

MSc. Ing. Constanza Vargas

DEDICATORIAS

ANDRÉS FELIPE MUÑOZ MARTÍNEZ

A Dios, por estar siempre a mi lado y cuidar mi camino de todo mal, a quien todo le debo por bendecirme enormemente.

A mis padres, Luz Marina y Eider por apoyarme incondicionalmente, brindarme todo su amor y creer en mí, junto a mis hermanos, Salomé y Cristian.

A Zaira y Franco Arturo por ser como unos segundos padres y estar para mí en todo este proceso.

CAMILO ALEJANDRO MUÑOZ ORTIZ

A Dios, y mi familia por estar a mi lado y apoyarme en todo momento.

AGRADECIMIENTOS

Ofrecemos nuestros agradecimientos a:

La Universidad Surcolombiana, al profesor Ing. Luis Humberto Orduz Pérez, director del proyecto y docente de la Universidad Surcolombiana, por sus enseñanzas, disposición y la valiosa asesoría académica ofrecida durante el desarrollo del proyecto.

Las ingenieras Constanza Vargas y Haydee Morales, docentes de la Universidad Surcolombiana y evaluadores de este proyecto, por su apoyo, seguimiento, observaciones y revisión en el desarrollo de este proyecto.

Agradecemos a los ingenieros Wilson Sepúlveda Duarte, Benjamín Garzón Castro, Héctor Enrique Sánchez Gutiérrez, John Edward Meléndez, por facilitarnos la información requerida para el desarrollo del programa el cual es parte fundamental en este proyecto de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. JUSTIFICACIÓN	14
2. OBJETIVOS	15
2.1 OBJETIVO GENERAL	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
3. GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN FORZADA	16
3.1 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE CEMENTO FORZADA	17
3.1.1 Cementación forzada a alta presión	17
3.1.2 Cementación forzada a baja presión	18
3.1.3 Cementación de tapones	18
3.1.3.1 Tapones de abandono	18
3.1.3.2 Desviación (desviación lateral)	18
3.1.3.3 Abandono	19
3.1.4 Técnicas de colocación	19
3.2 PROPIEDADES DE LA LECHADA PARA CEMENTACIÓN FORZADA	20
3.2.1 Densidad	21
3.2.2 Tiempo de fraguado	21
3.2.3 Requerimiento de agua	21
3.2.4 Requerimiento de fluido de mezcla	22
3.2.5 Reología	22
3.2.6 Viscosidad	23
3.2.7 Resistencia a la compresión	23
3.2.8 Pérdida de fluido	23
3.2.9 Fluido libre	24
3.2.10 Compatibilidad con los fluidos	24
3.3 ADITIVOS	24
3.4 APLICACIONES	25
3.5 EQUIPOS USADOS	26
3.5.1 Equipos de mezcla	27
3.5.2 Equipos de bombeo	27
3.5.3 Equipo de material a granel	28
3.5.4 Línea de tratamiento	28
3.5.5 Tanques de fluido	29
3.5.6 Ejemplo de componentes de un equipo usado en cementación forzada	30
3.6 TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA DE REPARACIÓN	31
3.6.1 Colocación	31

3.6.1.1 Colocación con baja presión	32
3.6.1.2 Colocación con alta presión	32
3.6.2 Bombeo	33
3.6.2.1 Bombeo continuo	33
3.6.2.2 Bombeo intermitente	34
3.6.3 Aplicación	35
3.6.3.1 Cementación forzada con empacador con tubo de fondo	35
3.6.3.2 Cementación forzada con empacador sin tubo de fondo	37
3.6.3.3 Cementación forzada con retenedor de cemento	38
3.6.3.4 Cementación forzada con tubería flexible	40
3.6.3.5 Cementación forzada a través de la cabeza del revestimiento ("Bradenhead squeeze")	41
3.6.4 Herramientas de cementación forzada	42
3.6.4.1 Empacadores recuperables (DLT y PosiRetrieve)	43
3.6.4.2 Empacadores perforables	45
3.6.4.3 Tapones mecánicos	46
3.6.4.3.1 Tapones mecánicos recuperables	46
3.6.4.4 Válvula de Control	48
4. PAPERS RELEVANTES	49
4.1. CEMENTACIÓN REMEDIAL. MARCA, CHRISTIAN. SCHLUMBERGER	49
4.2 H. PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA CEMENTACIÓN FORZADA	52
5. HERRAMIENTA DESARROLLADA PARA SELECCIONAR TÉCNICA DE CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE)	55
5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA PLANIFICAR LA CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE)	55
5.2 DESARROLLO	55
5.2.1 Modo de uso y cálculos realizados	56
5.3 FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA	58
5.4 PRUEBA DE LA HERRAMIENTA	66
5.4.1 Ejemplo 1	66
5.4.2 Ejemplo 2	69
6. CONCLUSIONES	74
7. RECOMENDACIONES	75
8. BIBLIOGRAFÍA	76
ANEXO	78
9.1 Diagrama de flujo para los datos de entrada	78
9.2 Diagrama de flujo para los cálculos en un pozo vertical	79
9.3 Interfaz y formularios para el ingreso de los datos	80

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de los cementos Fuente: Halliburton, Well Cementing	16
Tabla 2. Clasificación de aditivos para la lechada de cementación	24
Tabla 3. Efecto de la presión diferencial sobre la permeabilidad del revoque de filtrado de cemento y en la tasa de filtración	50

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Clasificación de la cementación	17
Figura 2. Manifold de cementación forzada	27
Figura 3. Unidad de bombeo	28
Figura 4. Técnicas de cementación forzada	31
Figura 5. Bombeo continuo	33
Figura 6. Variación de la presión con respecto al tiempo durante una cementación forzada mediante bombeo intermitente	34
Figura 7. Cementación forzada con empacador con tubo de fondo	36
Figura 8. Tapón mecánico	41
Figura 9. Empacadores recuperables	43
Figura 10. Empacador perforable de cementación forzada: Retenedor de cemento	44
Figura 11. Tapón mecánico (Tipo Copa)	47
Figura 12. Tapón mecánico (Tipo Empacador)	48
Figura 13. Relación entre la propiedad de la lechada, la geometría del pozo y la altura del nodo del revoque de filtrado al lado del revestimiento	50
Figura 14. Cementación forzada en pozos con corrosión	54
Figura 15. Portada del programa de cementación forzada	59
Figura 16. Hoja de datos para un pozo vertical	60
Figura 17. Formulario datos de entrada pozo vertical	60
Figura 18. Formulario datos zona de interés y empaque/s para pozo vertical	61
Figura 19. Mensaje de error cuando se pulsa Cargar Datos sin haber seleccionado el número de empaques a usar	61
Figura 20. Formulario para seleccionar el problema predominante en el pozo	62
Figura 21. Formulario para seleccionar el problema predominante en el pozo	62
Figura 22. Mensaje de recomendación automático cuando la presión de los fluidos es 1000 psi mayor a la presión de fractura	63
Figura 23. Mensaje de recomendación automático para añadir un Segundo empaque	63
Figura 24. Primer recomendación hacia el usuario con respecto a la diferencia de presiones	64
Figura 25. Segunda recomendación hacia el usuario basada en el volumen de cemento calculado	65
Figura 26. Última recomendación hacia el usuario basada en el problema predominante en el pozo	65
Figura 27. Descripción del caso y su procedimiento	66
Figura 28. Datos de entrada para un pozo vertical con un tapón	69
Figura 29. Cálculos realizados para el Ejemplo 1 y la primera recomendación	69
Figura 30. Datos de entrada Ejemplo 2, pozo vertical con un empaque	71
Figura 31. Primeros cálculos obtenidos para el Ejemplo 2 y su primera	72

recomendación	
Figura 32. Nuevos cálculos obtenidos para el Ejemplo 2 y su primera recomendación	72
Figura 33. Caso de cementación forzada recomendado para el Ejemplo 2	73
Figura 34. Portada del programa de cementación forzada	80
Figura 35. Formulario datos de entrada pozo vertical	80
Figura 36. Formulario datos zona de interés y empaque/s para pozo vertical	81
Figura 37. Formulario del problema predominante en el pozo	81

RESUMEN

En este proyecto se desarrolla una revisión y análisis de los componentes de la cementación forzada, se obtiene como producto un panorama general que evidencia las principales experiencias de cementación forzada desarrolladas en la industria petrolera, detallando aspectos metodológicos, limitaciones y características de cada una de ellas.

De esta forma, el desarrollo de esta investigación contempla como uno de los productos finales el desarrollo e implementación de una herramienta que facilite y permita elegir la metodología de cementación forzada que mejor se ajuste a las condiciones del pozo a perforar.

En la realización del proyecto se caracterizan las diferentes técnicas de cementación forzada e identifican las condiciones necesarias para la aplicación de las distintas técnicas de cementación forzada. También, se determinan las herramientas necesarias para las distintas técnicas de cementación forzada con su procedimiento a realizar en operaciones en campo.

INTRODUCCIÓN

La cementación de pozos es un aspecto relevante en la industria petrolera, compone la fase de perforación y completamiento, de ahí la importancia de conocer a fondo sus teorías y aplicaciones en la formación del ingeniero de petróleos. Es por esto que en este proyecto se ha querido caracterizar las diferentes técnicas de cementación forzada mostrando su metodología y las principales aplicaciones, se identifican las condiciones necesarias para la aplicación de las distintas técnicas de cementación forzada en el mundo. Se determinan las herramientas necesarias para las distintas técnicas de cementación forzada, su colocación y la evaluación de cada una de las metodologías implementadas hasta el día de hoy. Además, se determinan los costos necesarios para el desarrollo de las técnicas de cementación forzada y el análisis de algunos casos con la revisión de trabajos y artículos científicos especializados en el tema. De tal forma que el proyecto comprende las generalidades de la cementación forzada, aditivos utilizados, equipos de cementación forzada y el desarrollo de la herramienta en Excel.

1. JUSTIFICACIÓN

La cementación de un pozo de petróleo y/o gas constituye una operación muy importante para mejorar la productividad de este, Si la cementación primaria no consigue los objetivos deseados o el cemento o la tubería de revestimiento presentan fallas con el paso del tiempo, es necesario corregir el problema, lo cual recibe el nombre de cementaciones de reparación o forzada.

La técnica de reparación más común es la cementación forzada, un procedimiento en el que se fuerza a la lechada a pasar a través de agujeros o los perforados de la tubería de revestimiento, con el fin de reparar un trabajo de cementación primaria o un problema en un pozo.

Por tal motivo, el propósito del presente trabajo es realizar una investigación exhaustiva de la aplicación, ventajas, desventajas y uso de las diferentes técnicas de cementación forzada en un pozo petrolero y/o de gas, a través de una revisión bibliográfica; y así poder generar una herramienta académica desarrollada en el programa Excel, que permita la elección de la metodología de cementación forzada más adecuada para distintas situaciones presentadas.

2. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una investigación bibliográfica de la aplicación, ventajas, desventajas y uso de las técnicas de cementación forzada en un pozo de petróleo y/o gas, generando una herramienta apropiada para la elección de la metodología de cementación a realizar de acuerdo a las condiciones del pozo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar las diferentes técnicas de cementación forzada.
- Determinar las herramientas necesarias para las distintas técnicas de cementación forzada.
- Identificar las condiciones necesarias para la aplicación de las distintas técnicas de cementación forzada.

3. GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN FORZADA

El proceso de cementación es importante en la operación de perforación. Para iniciar su estudio, se requiere comprender la clasificación de los diversos tipos de cementos que podemos encontrar y su aplicación. Esto se muestra en la Tabla 1.

Clasificación API de los cementos para cementaciones primarias

Clase	Profundidad [m]	Temperatura [°C]	Observaciones
A (tipo I)	Hasta 1830	77	Donde no se requiere propiedades especiales.
B (tipo II)	Hasta 1830	77	Donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos.
C (tipo III)	Hasta 1830	77	Donde se requiere alta resistencia a la compresión y moderada o alta resistencias a los sulfatos.
D	De 1830 a 3050	110	Aplicado en presión moderada, moderada y alta resistencias a los sulfatos.
E	De 1830 a 4270	143	Aplicado en presiones altas, moderadas y alta resistencia a los sulfatos.
F	De 3050 a 4880	160	Aplicado en presiones altas, moderadas y alta resistencia a los sulfatos.
G y H		Comúnmente conocidos como cementos petróleos, son básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.	
J	De 3660 a 4880	177	En etapa de experimentación y diseñado para emplearse sin necesidad de harina sílica, que evita la regresión de la resistencia a la compresión.

Tabla 1. Clasificación de los cementos
Fuente: Halliburton, Well Cementing

Durante el proceso de cementación forzada, una mezcla de cemento es inyectada a alta o baja presión a través de perforaciones existentes en el revestimiento con el propósito de lograr un aislamiento entre zonas en el espacio anular entre el revestimiento y la formación. La cementación forzada es el proceso de forzamiento de

la lechada de cemento bajo presión a través de las perforaciones o huecos en el revestimiento; con el propósito de construir nodos de cemento de buena calidad que permitan aislar o eliminar la producción de fluidos indeseables y/o eliminar comunicaciones por problemas en la cementación primaria ver Figura 1.

En la siguiente figura se indica la clasificación de las operaciones de cementación.

Cementación primaria	
Cementación forzada	
A baja presión	A alta presión
Tapones de cemento	

Figura 1. Clasificación de la cementación

Fuente: Diego Albarrán Flores y Luis Armando Hernández Sandoval, 2012¹

3.1 MÉTODOS DE INYECCION DE CEMENTO FORZADA

3.1.1 Cementación forzada a alta presión

La cementación forzada requiere que los orificios de cañoneo de la tubería y la formación que se encuentra detrás de dichos orificios acepten el fluido y la lechada. En vista de que las partículas sólidas de cemento no pasan a través de la permeabilidad de la matriz natural, es necesario aplicar presión de ruptura y/o fracturamiento.

La cementación a presión se define como el proceso en virtud del cual se introduce bajo presión una lechada de cemento en una cavidad, orificio de cañoneo, fractura, canal o hendidura de tubería en un pozo de petróleo o gas. También recibe el nombre de cementación “reparadora”, “correctiva” o “secundaria”.

El gradiente de fractura es definido como la presión por pie de profundidad que se requiere para producir una fractura dentro de una formación, el gradiente de fractura

es un término que se ha tomado prestado de la fracturación hidráulica y adaptado a las necesidades de la cementación forzada. La cementación forzada comprende seis parámetros básicos de diseño, de los cuales el primero controla el resto en mayor o menor medida: aplicación, tiempo de espesamiento, resistencia gel, resistencia a la compresión, pérdida de fluido y compatibilidad.

3.1.2 Cementación forzada a baja presión

Una cementación forzada a baja presión se define como cualquier cementación forzada donde nunca se sobrepasa la presión de fractura y, por ende, no se produce “ruptura”. En lugar de ello, establecen una tasa de inyección o bombeo donde ni siquiera la combinación de la presión hidrostática y de bombeo supera la de fractura.

3.1.3 Cementación de tapones

Se coloca un tapón de cemento de longitud calculada en el intervalo seleccionado de un hoyo abierto o revestido. Los tapones de cemento tienen cuatro usos básicos:

3.1.3.1 Tapones de abandono

Cuando es necesario completar por encima de una zona productora agotada, es posible colocar un tapón a través o encima de la antigua sección productora. El tapón también puede utilizarse en terminaciones a pozo abierto con el propósito de aislar las zonas de agua del fondo de pozo.

3.1.3.2 Desviación (desviación lateral)

Cuando es necesario incrementar o reducir la inclinación de un pozo perforado o modificar su dirección, se coloca un tapón de cemento para crear un asiento o puente

sobre el cual pueda colocarse la herramienta direccional. En el proceso de desviación, el tapón debe ser sumamente resistente.

3.1.3.3 Abandono

Los tapones de cemento se utilizan para obturar y, por consiguiente, prevenir la migración de fluidos desde las zonas o pozos abandonados a fin de cumplir con las legislaciones promulgadas por las autoridades gubernamentales. El número y la longitud de los tapones depende de la profundidad del pozo, tipos de formaciones y regulaciones estatales.

3.1.4 Técnicas de colocación

Las técnicas de colocación empleadas en la cementación forzada son: inyección a alta presión, inyección a baja presión, inyección intermitente, inyección en bloques e inyección por etapas. La inyección a alta presión, la presión final de inyección deseada variará según el operador, el área, la experiencia en el campo y las condiciones del pozo. Algunos operadores prefieren una presión de cierre elevada en aquellas zonas donde pretenden ejercer una gran fuerza hidráulica, como en el caso de la acidificación o el fracturamiento. No obstante, esta acción puede dar lugar a una presión de inyección en el fondo del pozo mucho más elevada de lo que se había diseñado. La inyección a baja presión ya se ha analizado anteriormente. En esta operación, no se produce ruptura en el pozo. De no ser posible establecer una tasa satisfactoria de bombeo o inyección por debajo de la presión de fracturamiento, entonces deberá tomarse la decisión de provocar la ruptura después de todo o de aplicar algún otro procedimiento.

El método intermitente (período de interrupción) de bombeo de la lechada permite a ésta llenar una serie de orificios de cañoneo, canales o fracturas y espesarse en ellos. Se ejerce una cantidad pequeña pero creciente de presión de superficie después de cada interrupción cuando se emplea este método con baja presión.

La cementación en bloques aísla una zona de interés cuando se cañonea debajo de ella y se inyecta lechada por encima de la misma con el propósito de confinar un tratamiento de estimulación a la zona productora solamente. También representa un intento por limitar la producción de gas o agua que pudiera estar presente encima o debajo del intervalo productor de petróleo.

El método de inyección por etapas de “lotes múltiples” (batches) requiere que el cemento se bombee por fases, normalmente de 50 a 150 sacos. Una vez que se desplaza cada lote después del intervalo cañoneado, el pozo se cierra para impedir el flujo de fluido y se deja fraguar el lote. El procedimiento se repite varias veces hasta que se alcanza la presión final de inyección deseada.

3.2 PROPIEDADES DE LA LECHADA PARA CEMENTACION FORZADA

Las lechadas de cemento están diseñadas para diversas condiciones: distintas temperaturas y presiones, formaciones y fluidos con distintas propiedades. Las propiedades de la lechada y del cemento fraguado se diseñan y evalúan en un laboratorio, donde se someten a las distintas condiciones en las que van a emplearse. Los procedimientos de prueba en laboratorio se rigen por las normas incluidas en API RP-10A y RP-10B en las cuales se establecen las prácticas recomendadas para pruebas de cementos para pozo y las especificaciones de los cementos y materiales a usar.

.3.2.1 Densidad

La densidad es el peso por unidad de volumen y suele expresarse en lbm/gal (Lpg) o Kg/m³. El método preferido para la medición de la densidad de la lechada es con el uso de la balanza presurizada de fluidos, esta es similar en operación a la balanza convencional de lodo, la diferencia es que la lechada se debe colocar en una taza de muestra de volumen fijo bajo presión, con ayuda de un pistón. Esta puede variar entre 0.72 hasta 2.5 gr/cm³ (6 hasta 21 lb/gal).

3.2.2 Tiempo de fraguado

El tiempo de fraguado debe ser suficiente para preparar la lechada y bombearla, evitando que el fraguado se produzca antes que llegue al intervalo apropiado, ya que puede tapan la tubería utilizada para cementar. Este tiempo, se considera que debe estar comprendido en el rango de 90 minutos (mínimo) a 120 minutos (máximo), a una temperatura circulante en el fondo del pozo de 50 °C y a una presión de 363 kg/cm² (5160 psi)

3.2.3 Requerimiento de agua

El requerimiento mínimo de fluido (agua) para un trabajo de cementación forzada (Squeeze) requiere de volúmenes necesarios para:

- Mezcla del cemento con agua (siempre agua dulce a menos que la composición de la lechada sea otra)
- Fluido desplazante (depende de la capacidad del tubing y del casing)
- Fluido de reversa.

Aunque cada uno de estos volúmenes necesita ser calculado y luego adjuntado. Teniendo en cuenta las diferentes concentraciones de aditivos agregados a la mezcla.

Las unidades de medición están dadas en galones por saco de cemento (gal/Sx), donde se debe tomar en cuenta que un saco de cemento pesa aproximadamente 94 lb y la gravedad específica de los aditivos que han de ser adicionados a la mezcla, ya que es necesario realizar un balance de masa y volumen a partir de la densidad. Es la cantidad de agua, expresada en galones por saco de mezcla de cemento seco, antes de la adición de los aditivos líquidos. Se recomienda que la cantidad de agua mínima a usar sea la adecuada para generar una consistencia de 30 unidades API (mínima cantidad de agua para que la lechada sea bombeable) o una cantidad normal que genere una viscosidad de 11 unidades API de consistencia (agua recomendada para mezclar un cemento, 38% en peso)

3.2.4 Requerimiento de fluido de mezcla

Se ve afectada directamente por la cantidad de fluido total con la que se va a mezclar un saco de cemento, donde se tienen en cuenta el agua de mezcla, la cantidad de aditivos líquidos y el volumen de aditivos sólidos.

3.2.5 Reología

Según la norma API 10B-2 literal 12, página 51, es una prueba que se realiza con el fin de conocer el comportamiento del espaciador a condiciones de temperatura de fondo de pozo (BHCT). La realización de esta prueba permite también describir la tasa de flujo y la presión necesaria a la cual se puede desplazar un determinado fluido, ya sea para fluidos de perforación de cementación. La reología de cementación es determinada utilizando un reómetro de seis velocidades equipado con la manga de rotor apropiada y el muelle de torsión y "bob". Después de grabar las lecturas de dial correspondientes a las seis velocidades rotarias preseleccionadas (600, 300, 200,

100, 6 y 3 rpm), los diferentes parámetros reológicos pueden ser calculados – valores PV, YP, n y K. La reología de la lechada determina el régimen de flujo. Para el valor de viscosidad plástica (VP), esta se debe mantener entre 35 a 60 cp y para el punto de cedencia (YP) no debe superar el valor de 0.293 kN/m² (65 lbf/ 100 ft²)

3.2.6 Viscosidad

La viscosidad es muy importante y debe controlarse para tener oportunidad de inyectar la lechada apropiadamente dentro de la zona deseada. Se adecua la viscosidad necesaria para asegurar el desplazamiento más eficiente del lodo que deberá proporcionar buena adherencia en la formación y la tubería de revestimiento. EL API recomienda una viscosidad de lechada de 10 a 15 bc (unidades de consistencia usadas en pruebas de cementos).

3.2.7 Resistencia a la compresión

Indica la capacidad del cemento para no fallar en compresión. El cemento debe ser lo suficientemente resistente para garantizar la aplicación de la cementación forzada en el agujero, soportar los esfuerzos generados por las operaciones de cañoneo, y resistir una presión hidráulica alta en fracturamiento y estimulaciones futuras. Esta propiedad se expresa en libras por pulgada cuadrada (lpc/psi). Los valores típicos para esta propiedad van desde 14 hasta 1406 kg/cm² (200 y 20000 psi).

3.2.8 Pérdida de fluido

Cantidad de fluido que pierde una lechada de cemento. Esta pérdida debe ser tan baja como 25 cm³ en 30 minutos cuando se mide a través de una malla 325 a una presión diferencial de 70 kg/cm² (1000 psi).

3.2.9 Fluido libre

Es la cantidad de agua que puede separarse de la lechada de cementación. Si existe una cantidad muy alta de agua libre, el desempeño de la lechada puede verse afectado. Según la norma API – 10A el porcentaje de agua libre permitido se puede calcular de la siguiente manera:

$$\% FF = \frac{V_{FF} * \rho}{ms} * 100$$

Donde:

% FF = contenido de fluido libre de la lechada en porcentaje

V_{FF} = Volumen de fluido libre, mL

ρ = Gravedad específica de la lechada, gr/cc

ms = peso inicial de la lechada, gr.

En esta norma también se puede encontrar que es recomendado no exceder un 5.9% de fluido libre en el cemento a usar.

3.2.10 Compatibilidad con los fluidos

Se define como la interacción física y química existente entre el fluido de interés en el pozo (crudo, agua de formación, fluido terminación, etc.) y el fluido de control y/o inyección que se va a emplear en el pozo, para este caso es el cemento. La norma API RP-42 se usa como base en conjunto con los protocolos determinados por la compañía operadora para realizar pruebas de compatibilidad entre los fluidos.

3.3 ADITIVOS

Son químicos y materiales agregados a la lechada de cemento para modificar las propiedades de éste. En la Tabla 2 se muestra la clasificación de los aditivos más usados en cementación remedial.

ADITIVOS	FUNCIÓN	MAS USADOS
Retardadores	Prolongar el tiempo de fraguado de la lechada de cementación.	Lignosulfonatos Ácidos Hidroxilcarboxílicos Carboximeti Hidroxietil Celulosa (CMHEC) Organofosfonatos.
Extendedores	Reducir la densidad de la lechada de cemento o disminuir la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado.	Bentonita Puzolana Metasilicato de Sodio Anhidro.
Dispersantes	Reducen la viscosidad de las lechadas de cementación.	Sulfonatos de Sodio Polynapthaleno (PNS) Sulfonato Polimelamida (PMS) Polímeros Aromáticos Lignosulfonatos
Controladores de Filtrado	Controlan la pérdida de la fase acuosa de la lechada de cemento, frente a zonas permeables.	Bentonita Polímeros sintéticos no iónicos Poliacrilamidas
Controlador de Pérdida de Circulación	Controlar la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas	Gasstop

Tabla 2. Clasificación de aditivos para la lechada de cementación
Fuente: Cementación y Metodología causa Raíz. Cortes P. y Galeano R.²

Además de los aditivos, en las operaciones de perforación de pozos petroleros se suelen emplear varios tipos de píldora según la necesidad o contingencia que se vaya presentando. Sin embargo, una de las más importantes y que vale la pena mencionar son las píldoras viscosas, las cuales son píldoras que manejan una viscosidad de embudo mucho mayor a la del sistema circulante (120-150 seg/qt gal) y cuya función es la de ayudar a extraer los recortes de perforación de los pozos verticales o desviados mientras circula el fluido.

3.4 APLICACIONES

Las operaciones de cementación forzada pueden emplearse para:

- Corregir una cementación primaria
- Sellar un intervalo para reducir alta producción de agua/gas
- Abandonar una zona agotada

- Sellar una zona para recompletar el pozo en otras arenas
- Corregir fugas en el revestimiento
- Sellar zonas de pérdida de circulación durante la perforación

El inicio de una operación de cementación requiere la evaluación de la siguiente información:

1. Tipo de pozo: Producción, Inyección
2. Condiciones del pozo
 - Profundidad
 - Fluido de completamiento
 - Revestimiento
 - Presión de fractura y de poro
 - Tipo de formación
 - Temperatura
3. Registros sísmicos, caliper y de temperatura, flujo en el espacio anular
4. Datos del trabajo de cementación primaria
 - Tasa de flujo y presiones
 - Centralización
 - Propiedades del lodo y lechadas de cemento
5. Experiencias en el área

3.5 EQUIPOS USADOS

Los equipos utilizados en superficie para la cementación forzada varían en función del método aplicado. En general, se utilizan equipos de mezcla y bombeo de cemento estándar (unidad de bombeo de cemento, equipo de material a granel, un compresor

de aire y líneas de tratamiento). Ya que las cantidades que se usan de lechada son normalmente pequeñas, en la mayoría de los casos se emplea un mezclador por baches. Es preferible aplicar un mezclado por baches, para conseguir una lechada homogénea con propiedades consistentes. En algunas aplicaciones, también se utilizan herramientas de aislamiento del fondo del pozo. En la superficie se utiliza un manifold de cementación forzada (Figura 2) para controlar la dirección del flujo durante el trabajo.



Figura 2. Manifold de cementación forzada
Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

3.5.1 Equipos de mezcla

La mezcla por baches es un sistema simple para la mezcla de lechadas de cemento. Existen varios tipos de mezcladores por baches, con una capacidad que oscila entre 15 y 150 barriles. Normalmente, estos mezcladores están equipados con paletas, bombas centrífugas de circulación, y líneas para que la lechada circule y se mezcle en los tanques por baches durante el proceso de mezcla.

3.5.2 Equipos de bombeo

La unidad de bombeo de cemento (Figura 3) desempeña las siguientes funciones:

- Suministra alta potencia y presión de bombeo
- Mide los fluidos de mezcla
- Proporciona y controla el sistema de mezclado de cemento
- Controla el caudal y la presión de bombeo



Figura 3. Unidad de bombeo

Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

3.5.3 Equipo de material a granel

Silos de cemento a presión o silos de cemento de gravedad: los distintos cementos y mezclas deben almacenarse en silos de cemento separados. Los silos deben tener la capacidad suficiente para almacenar el cemento necesario. Además, estos silos también sirven para mezclar y manipular aditivos y material a granel en seco. Se transporta el cemento seco hasta el pozo. Un compresor de aire suministra el aire para presurizar los silos y llevar a cabo la transferencia de cemento. Un tanque de descarga ayuda a controlar el flujo de cemento seco desde la planta de material a granel al sistema de mezclado.

3.5.4 Línea de tratamiento

Es un conjunto de tuberías, Tes, válvulas y uniones giratorias que se utiliza para llevar

la lechada de cementación y otros fluidos bombeados desde la unidad de cementación cabezal del pozo. En los trabajos de cementación, las líneas de tratamiento disponen de unas estrictas instrucciones de uso, inspección y prueba.

3.5.5 Tanques de fluido

Los fluidos utilizados en el proceso de cementación deben almacenarse y prepararse en tanques de fluido. El uso de bombas centrífugas para la recirculación de la lechada debe limitarse al mínimo, ya que la energía de corte adicional que se añade al sistema puede afectar de forma negativa las propiedades de la lechada. Se recomienda que la lechada se recircule con una bomba centrífuga durante menos de 5 minutos por cada 10 bbl de lechada.

Normalmente, para almacenar estos fluidos se utilizan tanques de lodo del equipo de perforación; en todo caso, la cuadrilla de cementación debe asegurarse de que:

- Los tanques estén limpios y no se contaminen con otros fluidos durante la preparación de los fluidos o el proceso de cementación.
- Haya suficientes tanques y los tanques tengan la capacidad suficiente para almacenar los distintos fluidos que se necesitan.
- Revisar volumen muerto del tanque.
- El fluido de los tanques pueda mezclarse y circular de forma adecuada para garantizar su homogeneidad.
- No haya fugas en los tanques.
- El caudal de fluido desde los tanques a la unidad de cementación sea el adecuado para poder alcanzar los caudales de bombeo y mezcla de diseño.

3.5.6 Ejemplo de componentes de un equipo usado en cementación forzada

Para realizar la evaluación de costos se revisan las unidades de cementación requeridas. Por ejemplo, en una operación de Hesitation Squeeze de la empresa HALLIBURON, utilizaron las unidades de cementación CPT-Y4 y ELITE diseñadas para mezclar y bombear lechadas de cemento de modo confiable en complejos ambientes de trabajo de campo, rango de temperatura desde -40 °F a 122 °F (-40 °C a 50 °C). La unidad de bombeo fue diseñada con los siguientes componentes:

- Dos motores Caterpillar 3406 DITA con
- 460 BHP (343KW), o equivalente
- Dos transmisiones automáticas Allison
- HT-750, o equivalente
- Dos bombas triplex Halliburton HT-400
- Un tanque combinado de desplazamiento y RCM III
- Un mezclador RCM III
- Sistema automático de control de densidad (FLECS)
- Una bomba centrífuga de agua de mezcla de 4" X 4"
- Una bomba centrífuga de recirculación de 6" X 5"
- Un densímetro Micro-Motion (no radiactivo)
- Consola de operación

El tráiler neumático de transporte de cemento utilizado se compone de los siguientes elementos:

- Tanques Neumáticos
Dos 330-ft³ (9.35-m³), 36-psi (248-KPa) presión de trabajo

- Manifolding de descarga 5-in. (127-mm) del tanque al mezclador 5-in, drenaje nominal y limpieza de barrido
- Manifolding de Llenado
4-in. (102-mm) manifold de llenado terminando en 5 1/2-in. WECO nut half para el cargue de tanques de modo neumático; y 4-in. Venteo terminando con 4-in. WECO media unión para conectar al collector de polvo de la planta
- Sistema de compresor
Compresor Gardner-Denver APOD, CAT 3054 CNA motor diesel refrigerado por agua con tanque de combustible de 30-gal (114-L) y arranque eléctrico.

3.6 TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA DE REPARACIÓN

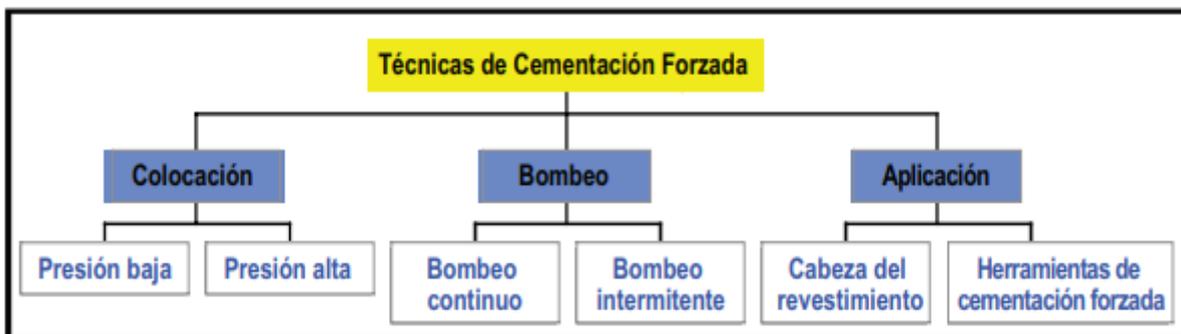


Figura 4. Técnicas de cementación forzada
Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

La cementación forzada puede clasificarse según la técnica de colocación (presión de inyección baja o alta), el método de bombeo (continuo o por forzamiento intermitente) y el método de aplicación (mediante herramientas de cementación forzada o métodos de colocación convencionales) ver Figura 4.

3.6.1 Colocación

La lechada de cementación puede colocarse detrás de la tubería de revestimiento con

presión de inyección alta o baja.

3.6.1.1 Colocación con baja presión

La cementación forzada a presión baja consiste básicamente en la inyección de lechada de cementación con una presión inferior a la de fractura de la formación. Esta técnica se utiliza sobre todo para rellenar cavidades de las perforaciones o canales interconectados. Es la técnica más utilizada. Se suelen utilizar volúmenes pequeños de lechada, ya que ésta no se inyecta en la formación.

Es necesario tomar precauciones especiales para evitar que la formación se fracture.

La columna máxima de lechada que puede admitir la formación se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$C = \frac{[FG \times H - 500] - [0.052 \times H \times rc]}{0.052 \times [rs - rc]}$$

$$Vmáx = Vt \times C$$

donde

C = altura máxima de la columna de cemento

H = profundidad de la perforación (pies)

rc = densidad del fluido de terminación (lpg)

rs = densidad de la lechada de cementación (lpg)

Vmáx = volumen máximo de lechada (pies cúbicos)

Vt = volumen de la tubería por unidad de longitud (pies cúbicos/pie)

3.6.1.2 Colocación con alta presión

La técnica de cementación forzada de alta presión se utiliza cuando no es posible inyectar la lechada a una presión inferior a la de fractura. Esto ocurre principalmente

en canales aislados detrás de las tuberías de revestimiento, en microanulares y en perforaciones obstruidas.

El cemento se coloca fracturando la formación e inyectando la lechada de cementación en la zona. Se suele utilizar un volumen relativamente alto de lechada, ya que las fracturas creadas y las perforaciones tienen que rellenarse con ella. Como medida de precaución especial, antes de inyectar la lechada, debe bombearse un lavador o un ácido débil, con el fin de minimizar el caudal de bombeo necesario para iniciar las fracturas. Un caudal de bombeo alto puede generar fracturas grandes, con orientaciones impredecibles que no puedan controlarse.

3.6.2 Bombeo

Existen dos métodos para bombear y forzar la lechada detrás de la tubería de revestimiento: bombeo continuo o bombeo secuencial.

3.6.2.1 Bombeo continuo

El bombeo continuo (Figura 5) consiste en bombear de forma ininterrumpida un volumen determinado de lechada hasta alcanzar la presión de inyección final. Cuando la presión de inyección final se mantiene constante, el trabajo ha terminado; en caso contrario, se debe repetir hasta alcanzar una presión uniforme. Esta técnica puede utilizarse tanto con presiones altas como bajas, aunque hay que tener en cuenta que el volumen de lechada bombeado, suele ser alto en esta situación.

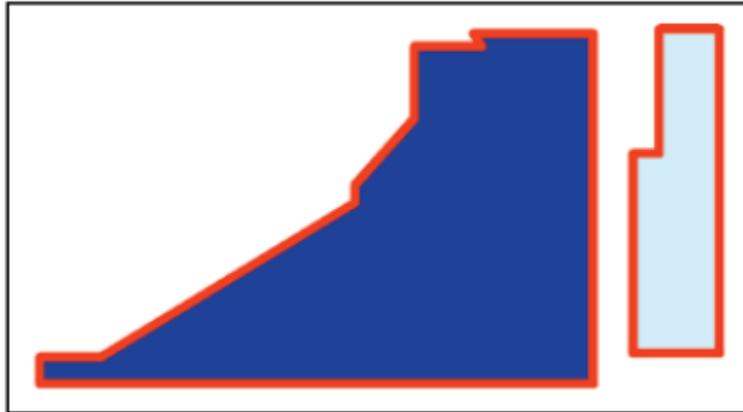


Figura 5. Bombeo continuo

Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

3.6.2.2 Bombeo intermitente

La técnica de bombeo intermitente consiste en aplicar de forma intermitente presión a un caudal entre 0,25 bbl/min y 0,50 bbl/min durante un intervalo de entre 10 y 20 minutos hasta alcanzar la presión final de la cementación forzada. La pérdida de filtrado inicial suele ser muy alta, pero disminuye a medida que se forma el revoque de lodo. En el bombeo secuencial se utilizan volúmenes de lechada relativamente bajos. La duración de cada secuencia depende del tipo de formación y puede oscilar entre 5 minutos en formaciones duras, y 30 minutos en formaciones blandas. Esta duración debe tenerse en cuenta a la hora de determinar el tiempo de espesamiento de la lechada. En la Figura 6 se muestra la variación de la presión con respecto al tiempo en un proceso de cementación forzada mediante bombeo intermitente.

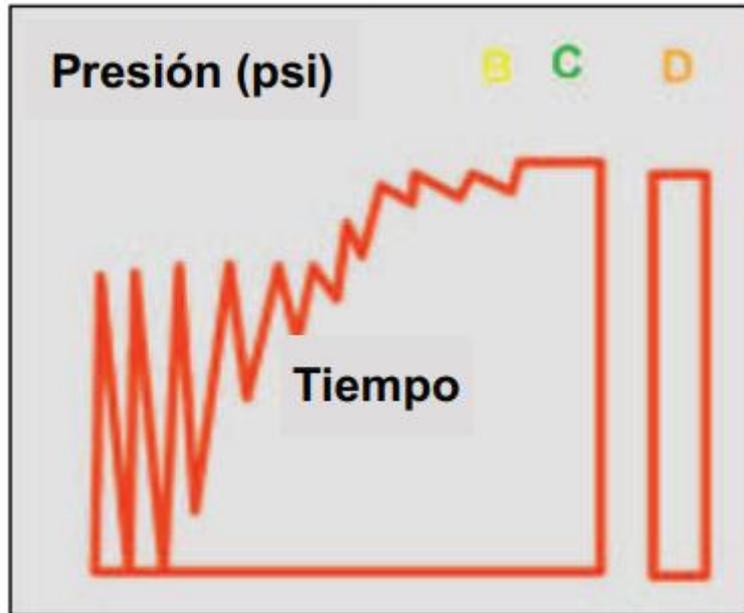


Figura 6. Variación de la presión con respecto al tiempo durante una cementación forzada mediante bombeo intermitente

Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

- A. El agua de mezcla de la lechada se filtra durante el bombeo secuencial.
- B. No hay más filtrado; la lechada se ha deshidratado.
- C. La presión se libera.
- D. La presión de inyección final se vuelve a aplicar escalonadamente.

3.6.3 Aplicación

3.6.3.1 Cementación forzada con empacador con tubo de fondo

La cementación forzada con empacador con tubo de fondo (Figura 12) implica el uso de un empacador recuperable (DLT o PosiTrieve) para aislar la parte superior de la tubería de revestimiento y el cabezal de pozo de la presión de cementación forzada.

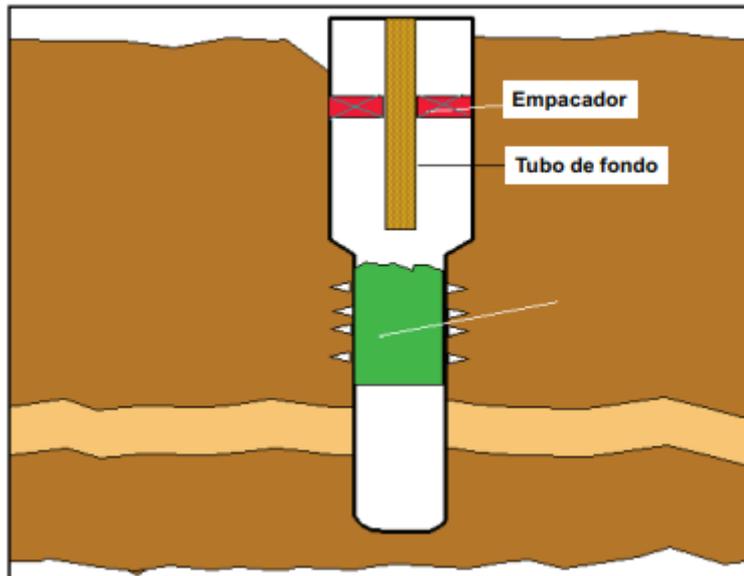


Figura 7. Cementación forzada con empacador con tubo de fondo
Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

Este método se utiliza cuando existen dudas sobre la integridad de la tubería de revestimiento (en pozos viejos) y cuando es necesario colocar la lechada en un intervalo largo, en una tubería de revestimiento partida o en un liner con perforaciones abiertas por debajo de la zona de tratamiento. El tubo de fondo se utiliza para garantizar una buena colocación de la lechada en la zona; además, permite asentar un tapón mecánico en un liner para cementar (cementación forzada) el colgador del liner o perforaciones o fugas en la tubería de revestimiento anterior. A continuación, se indica el procedimiento típico a seguir en una operación de cementación forzada con empacador con tubo de fondo:

Paso 1: Aísle cualquier perforación abierta por debajo de la zona de tratamiento.

Paso 2: Corra el empacador recuperable en el pozo. El extremo del tubo debe llegar hasta la parte inferior de la zona.

Paso 3: Asiente el empacador y lleve a cabo la prueba de inyección.

Paso 4: Libere el empacador.

Paso 5: Coloque un tapón de cemento balanceado a través de la zona.

Paso 6: Levante el empacador hasta que el extremo del tubo de fondo quede situado encima del tope del tapón de cemento.

Paso 7: Asiente el empacador.

Paso 8: Inyecte la lechada en la zona hasta alcanzar la presión de cementación forzada final; deje 1 bbl de lechada en la tubería de revestimiento por encima de la parte superior de la zona.

Paso 9: Libere el empacador.

Paso 10: Reverse el exceso de lechada.

Paso 11: Vuelva a asentar el empacador y aplique la presión de cementación forzada.

Paso 12: Espere a que el cemento fragüe.

3.6.3.2 Cementación forzada con empacador sin tubo de fondo

En la cementación forzada sin tubo de fondo, también llamada cementación forzada suicida, la lechada se bombea e inyecta de forma continua en la zona. En este proceso, se utiliza un empacador recuperable (sin tubo de fondo) para aislar la tubería de revestimiento y el cabezal de pozo. Esta técnica presenta las mismas ventajas que la utilización de un empacador con un tubo de fondo; no obstante, la principal desventaja es que se puede llegar a cementar el empacador debido al efecto de retorno de los tubos en U y a un posible fraguado rápido de la lechada. Este método se utiliza principalmente para llevar a cabo la cementación forzada de tramos cortos y fugas en la tubería de revestimiento debido a la posible comunicación entre las zonas y los canales, no se recomienda su uso para cementar canales detrás de la tubería de revestimiento. En la cementación con un empacador sin tubo de fondo, se recomienda utilizar el bombeo continuo. Procedimiento típico a seguir en una operación de

cementación forzada con empacador sin tubo de fondo:

Paso 1: Aísle cualquier perforación abierta por debajo de la zona de tratamiento.

Paso 2: Corra el empacador en el pozo hasta la profundidad de asentamiento.

Paso 3: Asiente el empacador.

Paso 4: Lleve a cabo la prueba de inyección.

Paso 5: Abra el bypass del empacador.

Paso 6: Bombee agua en primer lugar y luego la lechada de cementación y agua.

Paso 7: Desplace la lechada hasta que quede a 1 bbl del extremo del final de la tubería.

Paso 8: Cierre el bypass del empacador.

Paso 9: Inyecte la lechada en la zona, si es necesario intermitentemente (si la presión no aumenta), hasta alcanzar la presión final de cementación forzada.

Paso 10: Abra el bypass del empacador.

Paso 11: Haga circulación inversa para limpiar la tubería y el empacador (1.5 veces el volumen de la tubería).

Paso 12: Vuelva a aplicar la presión de cementación forzada y espere a que el cemento fragüe.

3.6.3.3 Cementación forzada con retenedor de cemento

La cementación forzada con retenedor de cemento es similar al método de cementación forzada sin tubo de fondo. La diferencia estriba en que, en lugar de utilizar un empacador recuperable, se emplea una herramienta de aislamiento perforable (el retenedor de cemento). Esta técnica se utiliza principalmente cuando es difícil o poco seguro mantener la presión final de cementación forzada y, en especial, en los casos en los que se registran pérdidas de circulación y cuando una presión

diferencial alta puede alterar la costra de lodo. También se usa cuando se comunican distintas zonas. El retenedor de cemento puede asentarse muy cerca de la zona con cable o mecánicamente, con lo cual se minimiza el riesgo de contaminación del cemento. La presión de cementación queda atrapada bajo la herramienta gracias a una válvula de control situada en el retenedor de cemento. De esta manera, la tubería, el revestimiento y el cabezal de pozo quedan protegidos de la presión de la cementación forzada. A continuación, se indica el procedimiento típico a seguir en una operación de cementación forzada con retenedor de cemento:

Paso 1: Aísle cualquier perforación abierta por debajo de la zona de tratamiento.

Paso 2: Corra el retenedor de cemento en el pozo hasta el asentamiento.

Paso 3: Asiente el retenedor de cemento.

Paso 4: Introduzca el agujón en el retenedor y lleve a cabo la prueba de inyección.

Paso 5: Extraiga el agujón del retenedor.

Paso 6: Bombee agua en primer lugar y luego la lechada de cementación y agua.

Paso 7: Desplace la lechada hasta que quede a un 1 bbl del extremo del agujón.

Paso 8: Introduzca el agujón en el retenedor.

Paso 9: Inyecte la lechada en la zona, si es necesario intermitentemente (si la presión no aumenta), hasta alcanzar la presión final de cementación forzada.

Paso 10: Extraiga el agujón del retenedor.

Paso 11: Haga circulación inversa para limpiar la tubería y el agujero (1.5 veces el volumen de la tubería).

Paso 12: Espere a que el cemento fragüe.

3.6.3.4 Cementación forzada con tubería flexible

La técnica de cementación forzada (Squeeze) con tubería flexible se utiliza para cementar zonas agotadas o zonas de agua/gas en un pozo productivo sin emplear un equipo de perforación o herramientas recuperables. Este sistema consiste en inyectar la lechada de cementación en la zona mediante una tubería flexible; luego, ésta se levanta hasta quedar por encima de la parte superior del cemento y se aplica la presión de cementación forzada. La lechada que ha quedado en el agujero se contamina y se reversa antes de esperar a que el cemento fragüe. El diseño de la lechada es esencial para que este trabajo sea efectivo, ya que el proceso puede requerir mucho tiempo (esto genera una velocidad de corte alta y, por consiguiente, una reducción del tiempo de espesamiento). A continuación, se indica el procedimiento típico a seguir en una operación normal de cementación forzada (Squeeze) con tubería flexible:

Paso 1: Corra la tubería flexible en el pozo por debajo de la zona de tratamiento.

Paso 2: Coloque una píldora viscosa de gelatina o lodo pesado debajo de la zona.

Paso 3: Coloque la lechada mientras se levanta despacio la tubería flexible.

Paso 4: Cierre las preventoras y aplique la presión de cementación forzada.

Paso 5: Libere la presión y abra las preventoras.

Paso 6: Para diluir la lechada, haga circular un contaminante (bórax o un espaciador MUDPUSH) hasta el fondo de la zona.

Paso 7: Con circulación inversa extraiga toda la lechada contaminada y la píldora.

Paso 8: Efectúe circulación de la tubería y el agujero hasta que estén limpios.

Paso 9: Espere a que el cemento fragüe.

3.6.3.5 Cementación forzada a través de la cabeza del revestimiento (“Bradenhead squeeze”)

En la técnica de cementación forzada a través de la cabeza del revestimiento, también conocida como “cementación forzada pobre”, no se utiliza una herramienta de aislamiento del fondo de pozo. Esto significa que toda la tubería de revestimiento y el cabezal de pozo están expuestos a la presión de inyección final. No se recomienda el uso de esta técnica en tuberías de revestimiento viejas.

Cuando hay perforaciones abiertas por debajo de la zona, a veces es necesario introducir un tapón mecánico (Figura 7) para aislarlas de la zona de tratamiento. La técnica de la cabeza del revestimiento se aplica a profundidades pequeñas y con aberturas largas en la tubería de revestimiento.

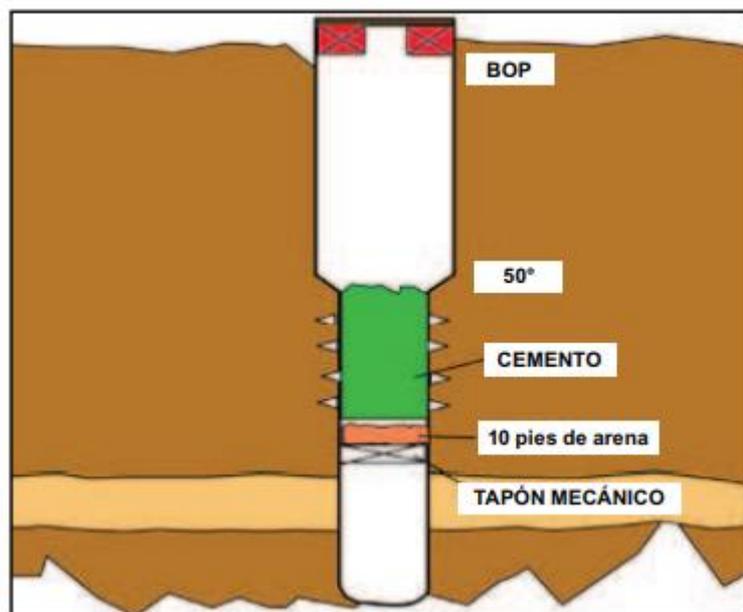


Figura 8. Tapón mecánico

Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

Un procedimiento normal de trabajo incluye los siguientes pasos:

Paso 1: Corra en el agujero, hasta el fondo de la zona, la tubería o tubería de perforación sin nada en el extremo inferior.

Paso 2: Cierre las preventoras del BOP.

Paso 3: Lleve a cabo la prueba de inyección.

Paso 4: Abra las preventoras del BOP.

Paso 5: Bombee agua en primer lugar y luego la lechada de cementación y agua.

Paso 6: Levante la tubería por encima de la lechada para equilibrar el tapón.

Paso 7: Cierre las preventoras del BOP.

Paso 8: Inyecte la lechada en la zona.

Paso 9: Aplique la presión de cementación forzada.

Paso 10: Abra las preventoras del BOP.

Paso 11: Reverse el exceso de lechada.

Paso 12: Espere a que el cemento fragüe.

3.6.4 Herramientas de cementación forzada

Esta técnica implica el uso de herramientas de fondo de pozo recuperables o perforables. Estas herramientas se utilizan para aislar la parte superior del revestimiento y el cabezal de pozo del cemento y de la presión de cementación, así como para mejorar el control y la inyección de fluidos durante los trabajos de cementación forzada.

Los empacadores recuperables (Figura 8) pueden asentarse y luego recuperarse para su reutilización. Se pueden utilizar para muchas operaciones, como las pruebas selectivas y la cementación de múltiples zonas.

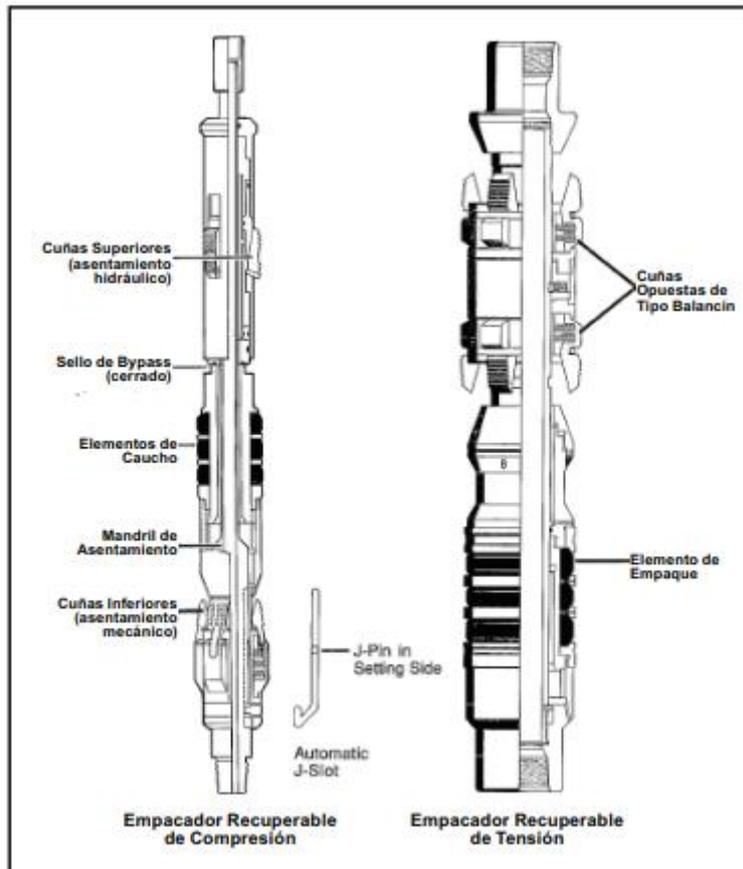


Figura 9. Empacadores recuperables

Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

Entre las herramientas recuperables se pueden citar como ejemplo el empacador DLT, el empacador PosiTrieve, el empacador Hurricane, la herramienta de cementación forzada corta, y el tapón mecánico recuperable. Estas herramientas pueden recuperarse una vez terminado el proceso, repararse y volverse a utilizar en otros trabajos. Para obtener información más detallada sobre los empacadores, tapones mecánicos y retenedores de cementación forzada.

3.6.4.1 Empacadores recuperables (DLT y PosiTrieve)

Se trata de un tipo de empacadores que se corren y recuperan con una sarta de tubería o de producción, a diferencia de los empacadores permanentes, que se fijan en la tubería de revestimiento o liner antes de insertar la sarta de producción. Los

empacadores se asientan por rotación en la superficie y luego se aplica peso para expandir los elementos de sello. Es posible hacer circulación del fluido sin liberar el empacador mediante la apertura y cierre de un bypass que lleva incorporado o corriendo una herramienta de bypass justo encima de este. Por debajo del empacador se introduce un tubo de fondo con el fin de facilitar una mejor colocación de la lechada en la zona. El diseño se debe hacer evitando que el cemento quede alrededor del empacador, esto podría hacer que fallara el trabajo; la utilización del tubo de fondo hace que el empacador esté bien separado de la lechada evitando que esto ocurra.

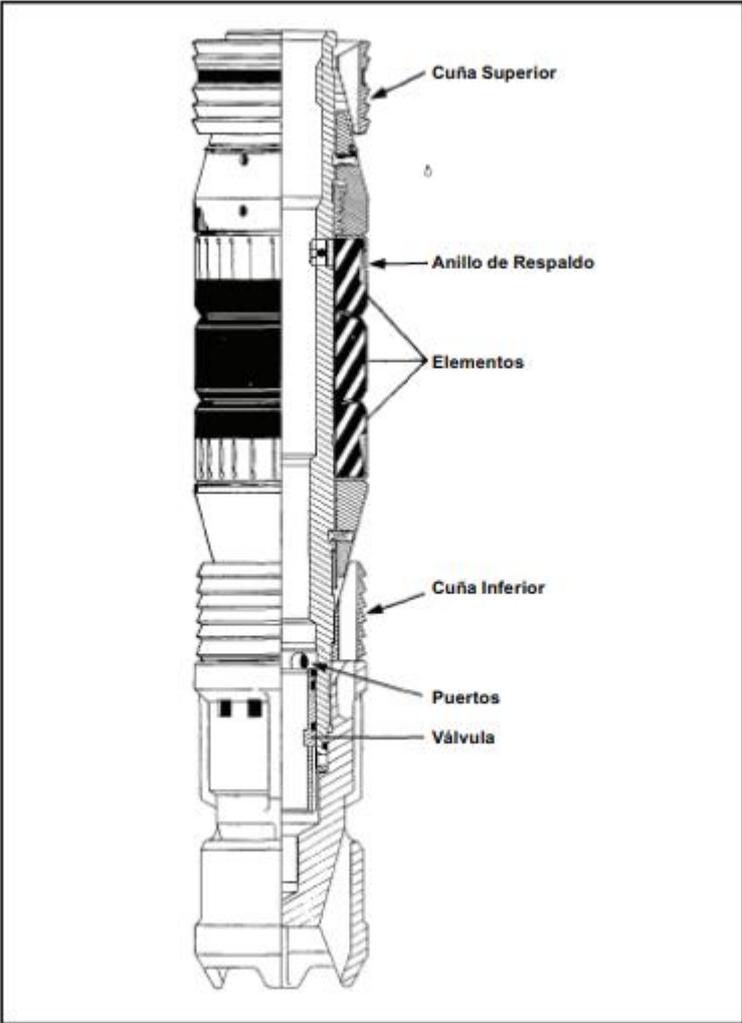


Figura 10. Empacador perforable de cementación forzada: Retenedor de cemento
Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

3.6.4.2 Empacadores perforables

El retenedor de cemento Baker modelo K-1 (Figura 9) y el tapón mecánico son ejemplos de herramientas de fondo perforables. Estas herramientas sólo se pueden correr una vez y luego molerlos después que el cemento fragüe. Normalmente, se corren mediante una tubería, una tubería de perforación o un cable. Por lo general, están fabricados de hierro fundido y presentan un tamaño compacto para minimizar el tiempo de perforación. Llevan incorporada una válvula de camisa deslizante o una válvula de resorte para controlar la inyección de la lechada y garantizar las condiciones de cementación finales. Las válvulas de camisa deslizante se accionan subiendo y bajando la tubería y evitan el flujo en cualquier dirección.

Para conectar el retenedor de cemento a la herramienta de asentamiento de cable se utiliza un adaptador. El retenedor de cemento se baja hasta la posición correcta y se asienta mediante el encendido eléctrico de una carga de combustión lenta en la herramienta de asentamiento. Cuando el retenedor de cemento está completamente empacado, la herramienta de asentamiento es liberada y se recupera con el cable. Por último, el agujón se corre con tubería y se inserta en el agujero del retenedor para llevar a cabo la cementación forzada. Cuando el retenedor se corre utilizando una tubería, el retenedor se conecta a una herramienta para asentamiento con tubería. A medida que baja el retenedor de cemento, la válvula se abre para permitir que la tubería se llene. Al girar la tubería hacia la derecha, las cuñas superiores se liberan y se inicia el empaque (en algunos modelos). A continuación, la tubería se tira para arriba para terminar el empaquetamiento. Cuando se alcanza la tensión de asentamiento adecuada, la herramienta de asentamiento se libera.

3.6.4.3 Tapones mecánicos

Los tapones mecánicos se utilizan fundamentalmente para aislar la tubería de revestimiento situada por debajo de la zona que se va a tratar. Una vez asentados, los tapones mecánicos actúan como una barrera sólida que protege contra el flujo y la presión procedentes tanto de la parte inferior como superior. Los tapones pueden ser recuperables o perforables, con asentamiento mediante tubería o cable.

3.6.4.3.1 Tapones mecánicos recuperables

Los tapones mecánicos recuperables se utilizan en aplicaciones para múltiples zonas y pueden ser de tipo copa o empacador. Los tapones mecánicos de tipo copa (Figura 10) por lo general se utilizan en aplicaciones en zonas con poca profundidad y una presión moderada. Son más simples y más económicos que los modelos de tipo empacador. No obstante, las copas están en contacto continuo con la tubería de revestimiento cuando se insertan, lo que provoca un desgaste y aumenta los efectos de suabeo y pistoneo.

Los tapones con copa se pueden correr en una tubería o en una línea de arena y se liberan y recuperan mediante una camisa de recuperación. En el caso de las líneas de arena, es necesario utilizar una camisa de recuperación y procedimientos especiales. Una vez liberados, se asientan automáticamente mediante la aplicación de presión desde arriba o desde abajo. El tapón mecánico tipo empacador (Figura 11) presenta el diseño de un empacador, lo que hace que sea más duradero e ideal para aplicaciones profundas y a alta presión. Estos tapones tienen un diámetro externo más pequeño, lo que facilita una inserción más rápida y reduce los efectos de suabeo y pistoneo.

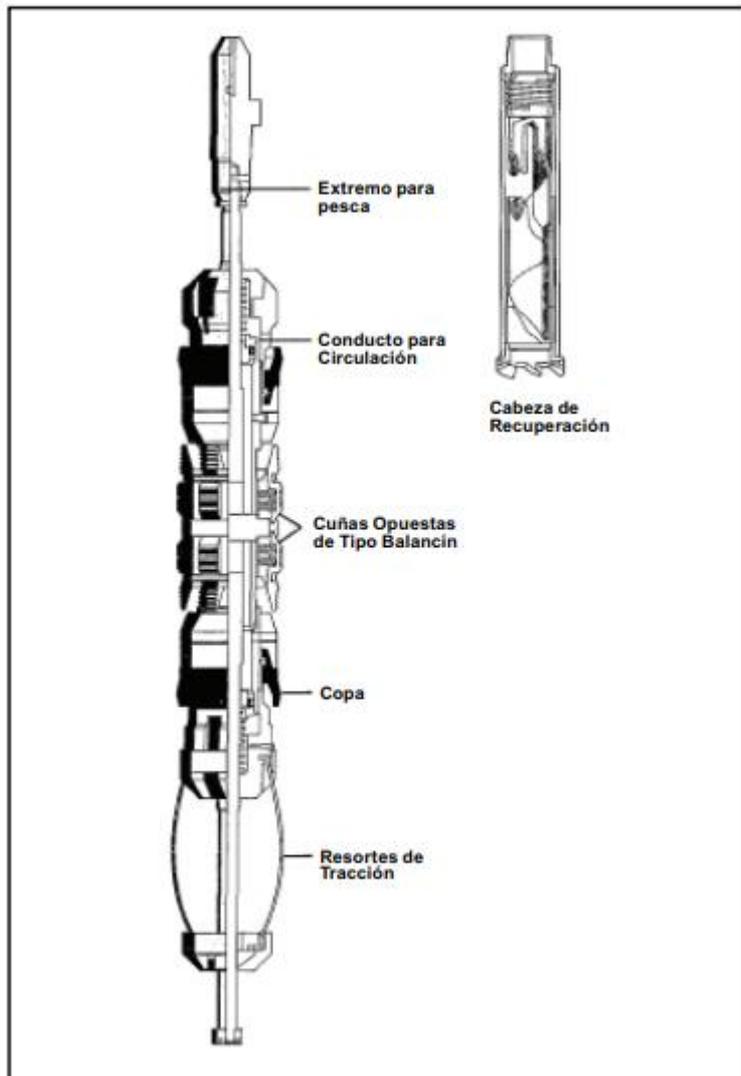


Figura 11. Tapón mecánico (Tipo Copa)

Fuente: Schlumberger cementación de pozos petroleros

El tapón mecánico recuperable de Schlumberger utiliza un juego de cuñas de compresión para anclar el tapón y protegerlo de la presión inferior y superior. Una vez asentado el tapón, los elementos se expanden y contraen la tubería de revestimiento: así, se permite que el fluido pase por la herramienta y se logra un flujo suave tanto hacia dentro como hacia fuera del pozo. La herramienta se asienta y libera mediante rotación derecha. Puede utilizarse independientemente o con otros empacadores recuperables.

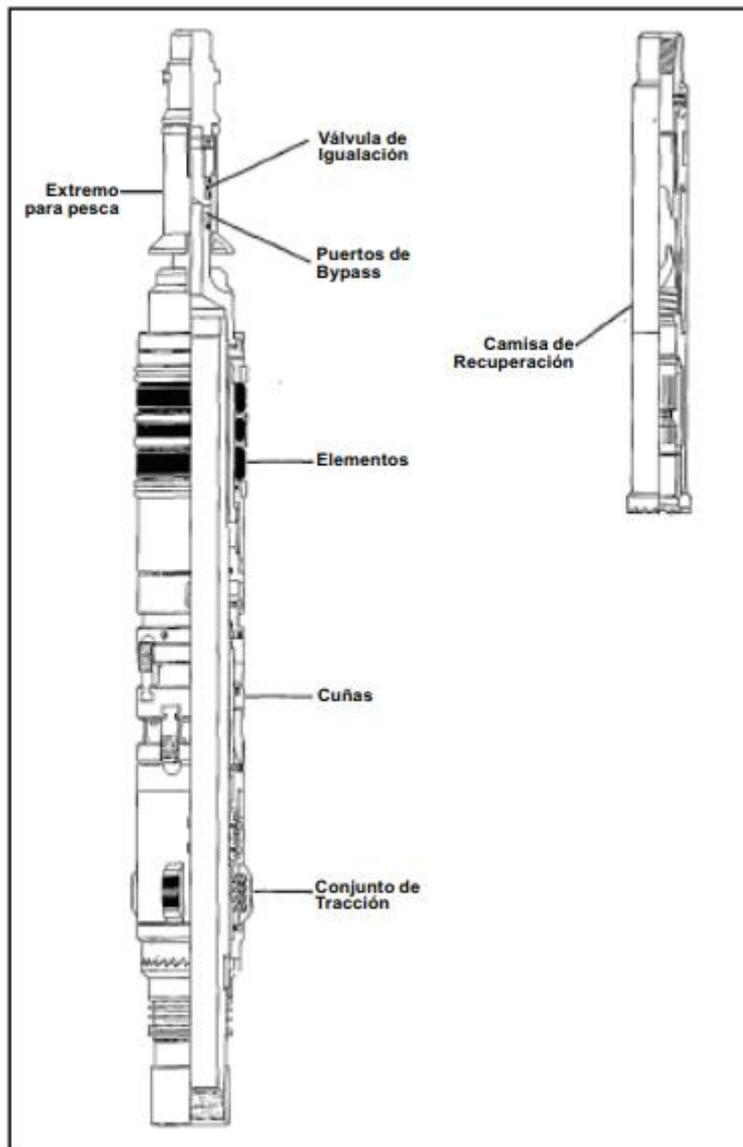


Figura 12. Tapón mecánico (Tipo Empacador)
Fuente: Schulmberger cementación de pozos petroleros

3.6.4.4 Válvula de Control

Para el correcto posicionamiento de la lechada durante el trabajo de cementación forzada, es necesario que cada herramienta mencionada cuente con una válvula de control y que esta actúe como una válvula antirretorno. Al bajar la tubería con la herramienta esta válvula permanece abierta hasta llegar a la zona a remediar, cuando se ha colocado correctamente la herramienta, la válvula se puede abrir bajando la tubería unas pocas pulgadas o se puede cerrar levantándola unas pocas pulgadas,

en el momento en que se tenga cerrada, se puede hacer una prueba de integridad de la tubería para probar que no haya pérdidas de presión que luego afecten el proceso de la cementación forzada.

4. PAPERS RELEVANTES

4.1 CEMENTACION REMEDIAL. MARCA, CHRISTIAN. SCHLUMBERGER

Tema:

La investigación se desarrolla en torno a la teoría y aplicación de la cementación por compresión en pozos petroleros (Cementación remedial).

El documento cita las aplicaciones de esta operación tales como:

- La reparación en un trabajo de cementación primaria que ha fallado debido a la canalización del lodo por cemento o insuficiente altura del cemento en el anular
- Eliminar la intrusión de agua desde arriba, abajo o dentro de la zona productora de hidrocarburos.
- Reducir el GOR aislando las zonas de gas de intervalos de petróleo adyacentes y reparar las fugas en el revestimiento debido a la tubería corroída o partida.
(Marca, 1990)

Conceptos claves de la investigación:

1. Estudio de Binkley. Dumbauld, and Collins

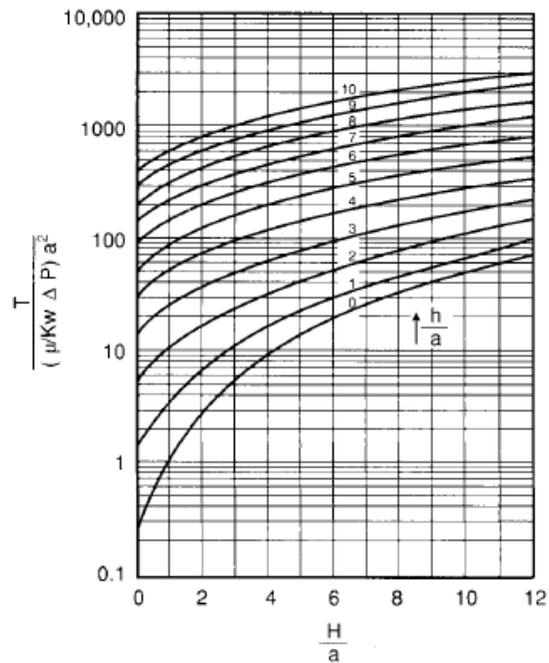


Figura 13. Representa el tiempo requerido para llenar una perforación y construir un nodo, frente a la relación H/a , para un nodo a diferente altura
Fuente: Binkley, Dumbauld, and Collins, 1958³

En este estudio, elaboraron un gráfico (Ver figura 13) que describe los resultados de la integración numérica de la compleja ecuación del tiempo de formación del filtro de revoque en la formación, representando el tiempo requerido para rellenar una perforación y construir un nodo, frente a la relación H/a (espesor combinado de cemento y revestimiento/radio de la perforación), para diferentes alturas de nodos.

2. Estudio de Hook y Ernst

Diferencial de formación del revoque (psi)	Permeabilidad del revoque (md)	Perdida de fluido API (cm ³ /30 min)	Tasa de flujo a través del revoque (cm ³ /min)
500	5.8	1200	50
1000	6.0	1200	110
500	1.9	600	17
1000	1.6	600	30
500	0.53	300	4.7
1000	0.54	300	9.7
Lechada I	Cemento clase A 46% agua		
Lechada II	Cemento clase A 0.5% de dispersante 0.07 gal/sk aditivo para pérdida de fluido 46% agua		
Lechada III	Cemento clase A 0.5% de dispersante 0.13 gal/sk aditivo para pérdida de fluido 45% agua		
Por un incremento de la presión de 500 psi a 1000 psi, la tasa de filtración es incrementada por un factor cercano a 2.			

Tabla 3. Efecto de la presión diferencial sobre la permeabilidad del revoque de filtrado de cemento y en la tasa de filtración⁴

Fuente: Hook y Ernst paper SPE 2455, 1969

En la Tabla 3. se presenta el estudio de Hook y Ernst sobre los efectos de los aditivos para control de pérdida de filtrado, presión diferencial y permeabilidad de la formación sobre la tasa de filtración y formación de revoque. En las mediciones con cemento clase A (sin aditivos), la permeabilidad fue de 5 md, a medida que se aumentaba la concentración de los aditivos, la permeabilidad de la lechada disminuía, mostrando una relación inversamente proporcional.

4.2 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA CEMENTACION FORZADA⁵

Tema:

Los autores mencionan que mucho se ha escrito sobre materiales y técnicas que se han utilizado en áreas particulares de la cementación forzada, pero se mencionan pocos problemas que ocurren durante la operación. Se presentan y describen las causas de problemas relacionados con las operaciones de cementación forzada.

Técnicas de aplicación:

Abandonar una zona agotada o húmeda es un difícil trabajo de cementación. Esto puede ocurrir en tuberías cementadas que han sido perforadas o en un revestimiento ranurado no cementado que ha sido empaquetado con grava. La primera operación podría requerir la compresión de varios pies de perforación, con muchos agujeros para ser taponados con cemento. La penetración de cemento en y a través de estos agujeros es una necesidad y no es práctico creer que todos aceptarán lechada de cemento al mismo tiempo. Uno de los pasos más importantes en este tipo de trabajo de compresión es asegurar que el lodo de perforación no se use como fluido de ruptura.

Debido a que la penetración de cemento en una perforación que contiene lodo de perforación es pobre y generalmente ineficaz. El agua salada o preferiblemente el ácido débil es la mejor selección para bombear en las perforaciones. Es importante que una lechada de cemento baja en agua con 3 a 6 horas de tiempo de bombeabilidad sea utilizada porque puede tomar de 2 o 3 horas para que algunas de estas perforaciones acepten el cemento. Un problema que a menudo ocurre en un trabajo de este tipo implica la acumulación de presión antes de que todas las

perforaciones hayan aceptado cemento. Los puentes de cemento en lo alto de la sección perforada debido a la pérdida excesiva de agua, es lo que bloquea el movimiento de la parte fluida de la suspensión en las perforaciones abiertas restantes. Otro problema es el uso de una excesiva presión de ruptura que inicialmente crea una fractura, que podría aceptar varios cientos de sacos de cemento antes de desarrollar una acumulación de presión adecuada a menos que haya un bajo nivel de pérdida de líquido, se utiliza el método de baja presión, uno o ambos los problemas mencionados probablemente ocurrirán.

La cementación de fugas o agujeros en el revestimiento es probablemente uno de los trabajos de compresión más difíciles. No es raro intentar un trabajo en una parte del anillo que quedó sin cementar. El cemento comprimido tiene muchas vías, y logra una acumulación de presión y puede ser más difícil incluso cuando una presión produce acumulación y se realiza una prueba de presión después de limpiar el revestimiento (cuando el cemento ha tenido oportunidad de curar durante varias horas), el agujero puede romperse hacia abajo a una presión relativamente baja. A veces se puede dar cuenta por el llenado incompleto del área vacía que rodea el orificio o en la división, tal como se observa en la figura 3. Sin embargo, esto es indicativo de que se ha desarrollado una pobre formación de enlaces, o ninguno en absoluto adyacente al área que se está comprimiendo, o ha habido una penetración incompleta alrededor de la tubería. Después de no lograr resultados satisfactorios en el primer trabajo, no se deben realizar intentos adicionales a menos que se realicen cambios. La lechada puede ir precedida de un lavado químico; el tipo de herramienta se puede cambiar de un recuperable a un perforable; el cemento se puede tomar más tiempo de curar; o, lo más importante, las presiones que se utilizan se pueden volver a verificar para

asegurarse de que las presiones en el punto de compresión sean razonables.

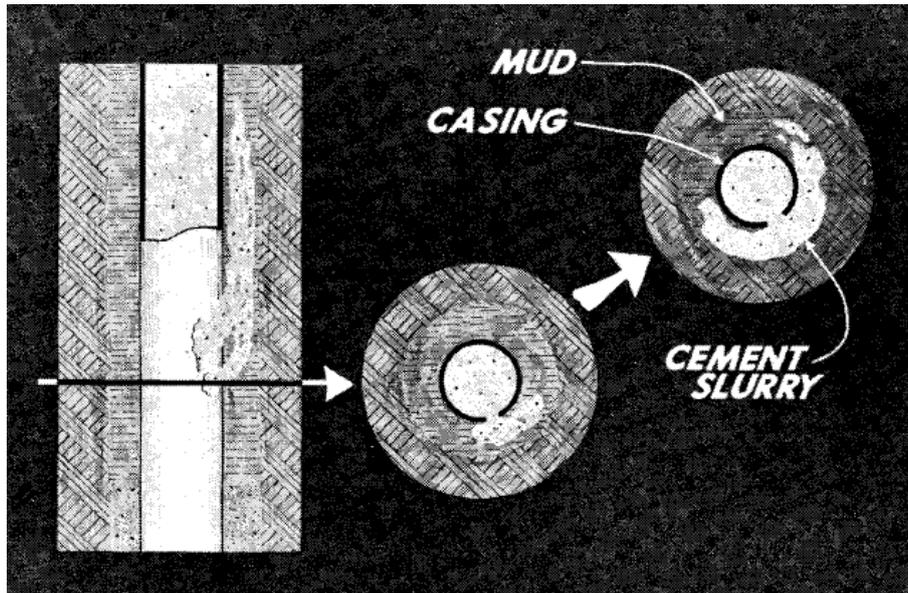


Figura 14. Cementación forzada en pozos con corrosión⁶

Operaciones correctivas para controlar las aguas de formación en muchas áreas (particularmente en California) indican que el cemento no se adhiere al usar lodos convencionales de agua dulce debido a la sensibilidad de la formación para filtrar agua del cemento. La mayoría este tipo de pruebas se realizan en un lecho de esquisto inmediatamente encima o debajo de una zona de agua. Muchas de estas lutitas exhiben una sensibilidad al filtrado de cemento de agua dulce para la medida en que comienzan a deteriorarse en una masilla suave como arcilla en cuestión de unas pocas horas.

5. HERRAMIENTA DESARROLLADA PARA SELECCIONAR TÉCNICA DE CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE)

5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA PLANIFICAR LA CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE)

- Tipo de pozo: Producción o Inyección
- Condiciones del pozo
 1. Profundidad
 2. Fluido de completación
 3. Revestimiento
 4. Presión de fractura y de Poro
 5. Tipo de formación
 6. Temperaturas
- Registros Sónicos, caliper y temperatura, flujo en el espacio anular
- Datos del trabajo de cementación primaria
 1. Tasa de flujo y presiones
 2. Centralización
 3. Propiedades de lodo
 4. Lechadas de cemento
- Experiencias en el área

5.2 DESARROLLO

La herramienta fue desarrollada en Excel. Esta sirve para determinar la técnica de cementación forzada adecuada en un trabajo de Squeeze. Lo primero que se debe

realizar es la prueba de inyektividad, en la cual se recomienda usar agua, prefluo químico o ácido débil, con esto se asegura que las perforaciones están abiertas, se estima la tasa de inyección de la lechada, se estima la presión para desarrollar el squeeze y se estima el volumen de cemento requerido. Después de una serie de cálculos y verificación de condiciones, el programa arroja un mensaje en donde se elige el tipo de cementación a usar teniendo en cuenta la siguiente clasificación:

- Colocación
 - Presión Baja
 - Presión Alta
- Bombeo
 - Continuo
 - Intermitente
- Aplicación
 - Cabeza de revestimiento (bajas profundidades)
 - Herramienta de cementación forzada

5.2.1 Modo de uso y cálculos realizados

Para poder usar correctamente el programa se debe tener en cuenta que son necesarios unos datos de entrada para poder realizar los cálculos, estos datos de entrada son:

- Volumen usado en la prueba de inyektividad
- Gradiente de fractura
- Tipo de pozo
 - Vertical
- Diámetros y longitud

- Tubería a usar
- Revestimiento
- Densidades de los fluidos
 - Desplazamiento
 - Cementación
 - Exceso de fluido

Luego de ingresar estos datos mencionados, se realizan los siguientes cálculos:

- Presión de fractura
- Volumen de cemento
 - Volumen del revestimiento en la zona a trabajar
 - Exceso del volumen anterior
- Volumen del fluido de desplazamiento
 - Capacidad de la tubería en bbl/ft
- Altura que ocuparía el cemento en la tubería según su volumen calculado
- Altura del fluido de desplazamiento
- Presión hidrostática
 - Presión del cemento
 - Presión del fluido de desplazamiento

Después de realizar estos cálculos, se debe pulsar el botón recomendaciones; al hacer esto, el programa muestra un mensaje con las recomendaciones del tipo de cementación a usar según lo calculado. Las condiciones se realizan de la siguiente manera:

- Baja presión
 - Presión hidrostática menor a la presión de fractura
- Alta presión

- Presión hidrostática mayor a la presión de fractura
- Bombeo continuo
 - Volumen de cemento mayor a 10 barriles
- Bombeo intermitente
 - Volumen de cemento menor a 10 barriles
- Cabeza de revestimiento
 - Si la profundidad zona media a remediar es menor a 2000 pies
- Herramienta de cementación
 - Si la profundidad de la zona media a remediar es mayor a 2000 pies

5.3 FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA

La herramienta desarrollada, como previamente se mencionó, se hizo en Excel debido a su fácil adquisición, además de ser un programa que está al alcance de todos. Esta herramienta consta de tres hojas:

- Portada con un botón de inicio
- Datos del pozo con tres botones
 - Volver
 - Ingresar datos
 - Calcular
- Cálculos realizados con un botón de recomendaciones

En la Figura 15 se puede ver la primera hoja del programa, la cual consta del nombre, los autores, el Director y demás datos, y en la parte inferior derecha un botón llamado Iniciar; al pulsar este botón el programa lo dirigirá hacia la siguiente hoja, llamada P.V. que significa Pozo Vertical.

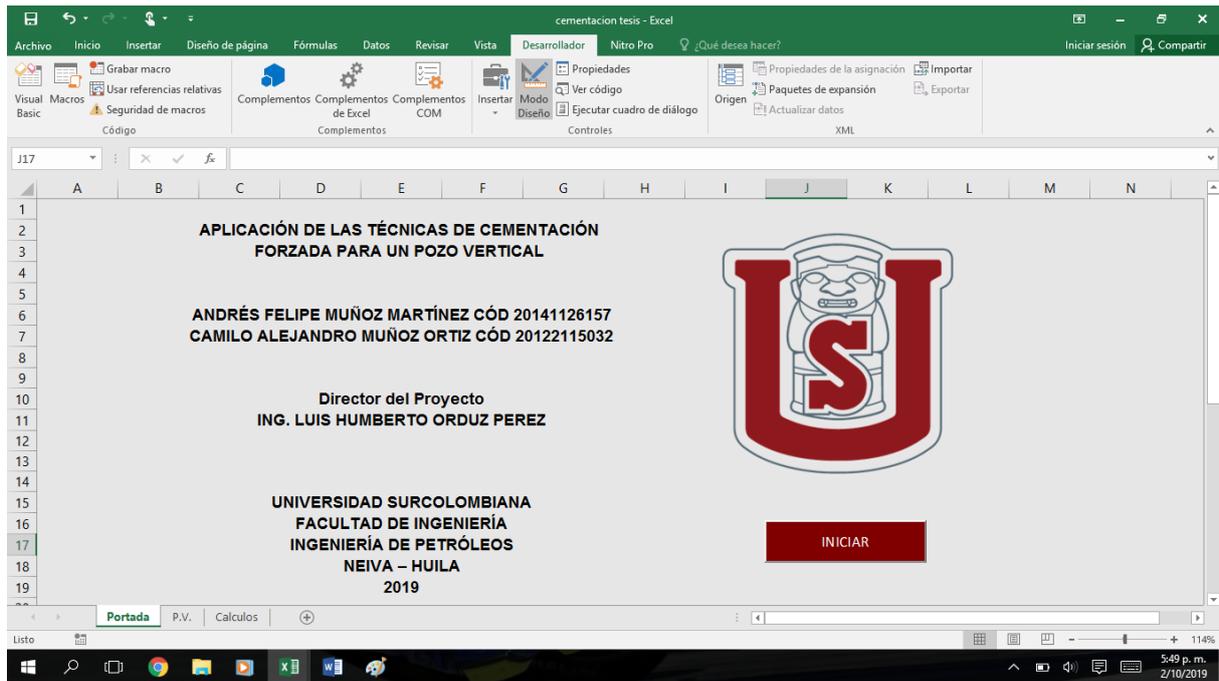


Figura 15. Portada del programa de cementación forzada
Fuente: Autores

En la Figura 16, al ya ser dirigido de la portada, se puede ver la interfaz de ingreso de datos, esta cuenta con tres botones, ya mencionados, el botón volver, como su nombre lo indica, vuelve desde la hoja de datos a la portada; el botón Ingresar Datos muestra un formulario en donde se deben registrar todos los datos del pozo y el botón Calcular hace todo un procedimiento para dar solución al problema de cementación redirigiendo de la hoja P.V. a la hoja de Cálculos.

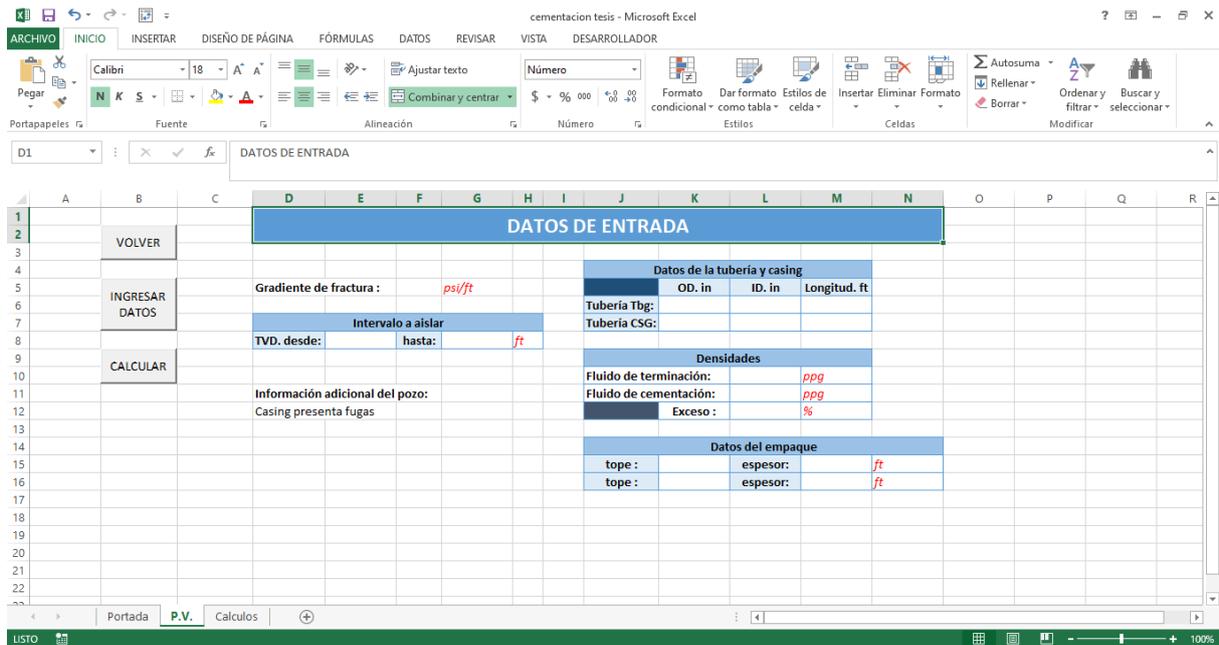


Figura 16. Hoja de datos para un pozo vertical
Fuente: Autores

Al pulsar el botón Ingresar Datos, se mostrará un formulario para rellenar como se muestra en la Figura 17, el procedimiento de ingreso de datos se puede ver en el diagrama de flujo del Anexo 1. Este formulario consta de dos botones, el de Cargar Datos sirve para mostrar en el formulario los datos que fueron ingresados previamente, si no se ha usado ni una vez, no mostrará nada y, el botón Siguiente, al pulsar este botón se mostrará un segundo formulario para el ingreso de datos del intervalo de interés y los empaques a usar, cabe resaltar que se debe seleccionar si se usará 1 o 2, este formulario se muestra en la Figura 18.

Figura 17. Formulario datos de entrada pozo vertical
Fuente: Autores

Figura 18. Formulario datos zona de interés y empaque/s para pozo vertical
Fuente: Autores

Este formulario también cuenta con un botón de Cargar Datos, funciona igual que el del formulario anterior. Sin embargo, si se pulsa este botón sin haber seleccionado cuántos empaques se van a usar, saldrá un mensaje de error como se muestra en la Figura 19. Aparte de este botón, está el de Volver, que sirve para regresar al formulario anterior, y Siguiete donde se mostrará otro formulario adicional como se puede ver en la Figura 20.

Figura 19. Mensaje de error cuando se pulsa Cargar Datos sin haber seleccionado el número de empaques a usar
Fuente: Autores

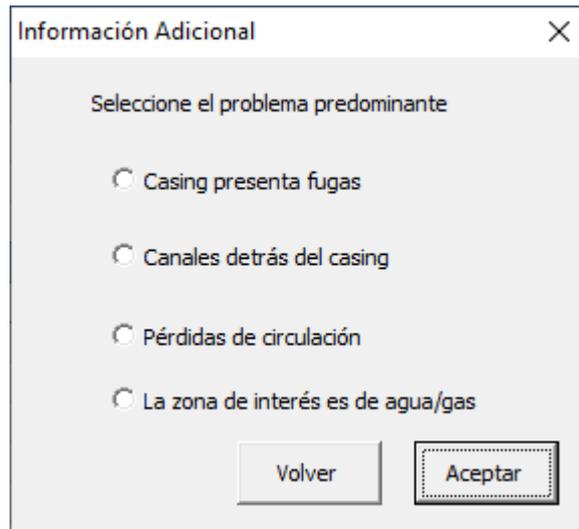


Figura 20. Formulario para seleccionar el problema predominante en el pozo
Fuente: Autores

Luego de haber ingresado todos los datos y el problema predominante en el pozo a realizar el trabajo de cementación forzada se procede a pulsar el botón Calcular. El diagrama de flujo de los cálculos que realiza el programa se puede encontrar en el Anexo 2, Adicionalmente este, muestra la hoja de Cálculos al instante, la cual es mostrada en la Figura 21.

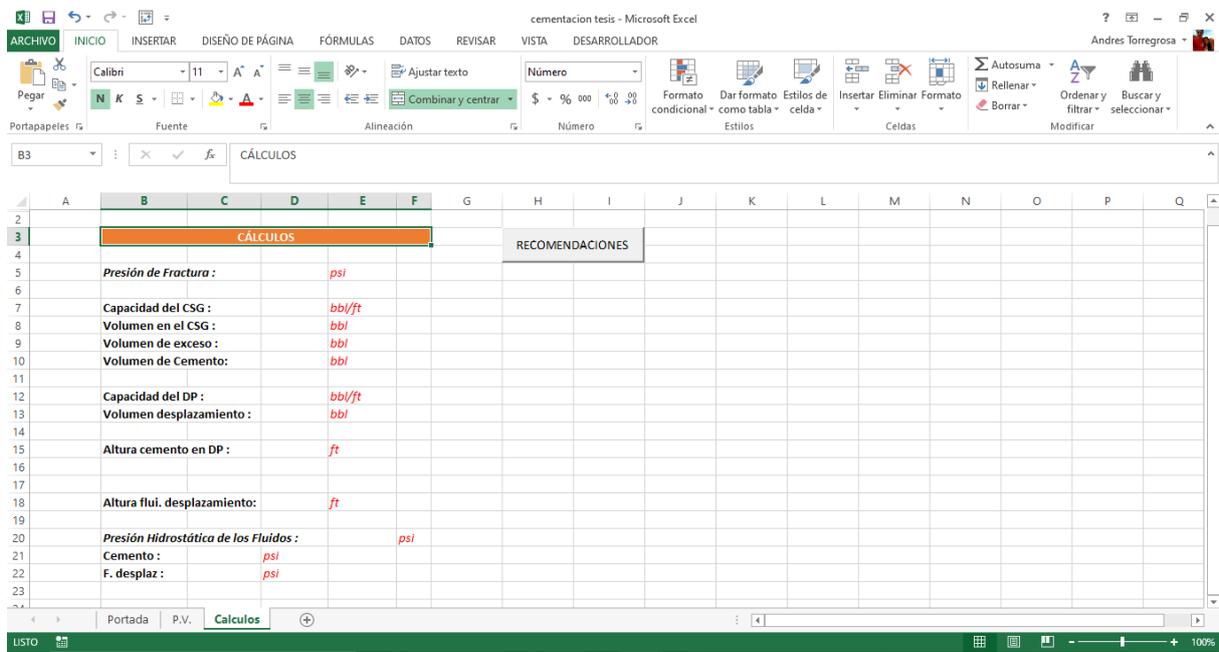


Figura 21. Formulario para seleccionar el problema predominante en el pozo
Fuente: Autores

El haber pulsado el botón Calcular de la hoja P.V. posee una condición que hará mostrar un mensaje al usuario cuando la presión de los fluidos sea 1000 psi mayor a la presión de fractura, este mensaje se muestra automáticamente, a manera de ejemplo se puede ver en la Figura 22. En este mensaje aparecen dos botones, el de Aceptar y Recalcular. Al pulsar Aceptar se redirige al usuario a la hoja de datos y saldrá un mensaje como se muestra en la Figura 26, sin embargo, si se pulsa Recalcular, se está aceptando el uso de la píldora viscosa y el nuevo volumen es recalculado con la base del intervalo de interés.

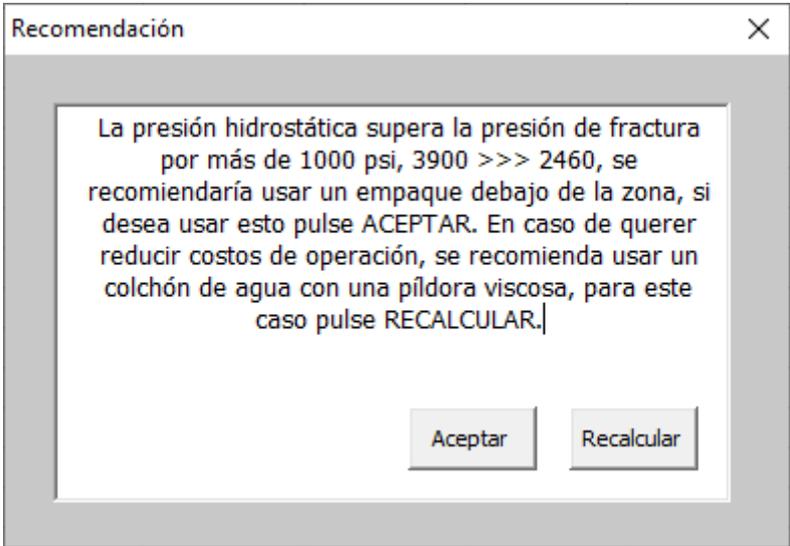


Figura 22. Mensaje de recomendación automático cuando la presión de los fluidos es 1000 psi mayor a la presión de fractura
Fuente: Autores

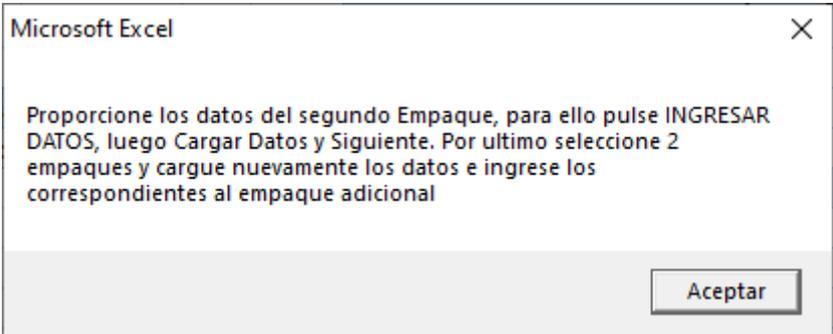


Figura 23. Mensaje de recomendación automático para añadir un Segundo empaque
Fuente: Autores

En el caso contrario, cuando la presión de los fluidos no supere a la presión de fractura en 1000 psi, no se mostrará ningún mensaje, en este caso el usuario debe pulsar el botón Recomendaciones de la hoja Cálculos, donde irán apareciendo uno a uno cada una de las recomendaciones sugeridas para las condiciones del pozo. La primera recomendación se hace en base a la diferencia de presiones para poder clasificarla como de alta o baja presión, tal y como se puede ver un ejemplo de cada una en la Figura 24. Adicional a la recomendación se encuentra el botón Siguiente el cual deberá ser pulsado para ver la siguiente recomendación.

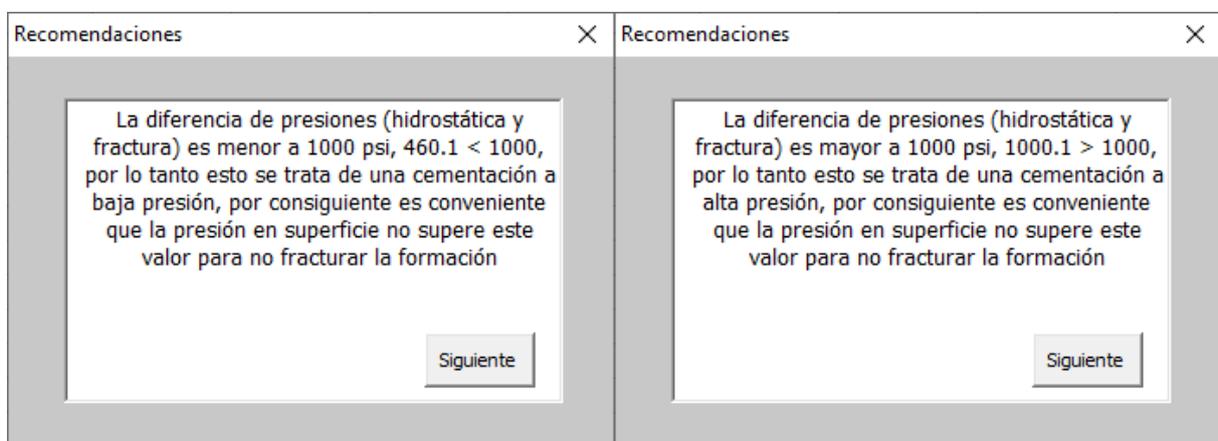


Figura 24. Primera recomendación hacia el usuario con respecto a la diferencia de presiones

Fuente: Autores

Al pulsar Siguiente, se mostrará la segunda recomendación como se puede ver en la Figura 25. Esta se hace con base al volumen de cemento calculado, en tal caso se tienen dos condiciones, si el volumen calculado es menor a 10 barriles, se le sugiere al usuario usar como mínimo 10 barriles, sin embargo, si son más de 10 barriles, se mostrará el volumen a usar y en cualquiera de los casos se puede bombear de manera continua o intermitente.

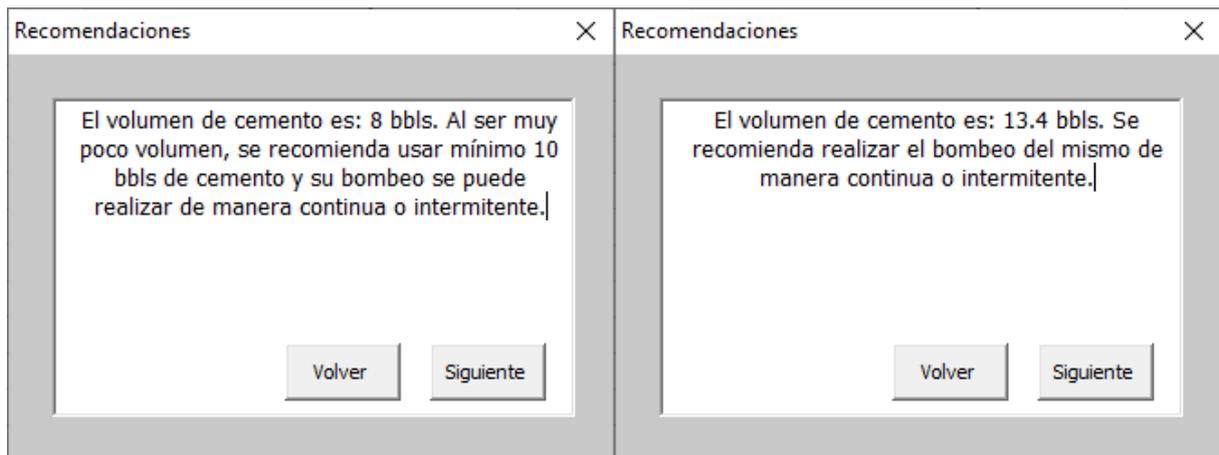


Figura 25. Segunda recomendación hacia el usuario basada en el volumen de cemento calculado
Fuente: Autores

En esta nueva recomendación, si se llega a pulsar el botón Volver, se mostrará la recomendación anterior, pero si se pulsa Siguiente, se mostrará la última recomendación como se ve en la Figura 26. En esta nueva recomendación se sugiere usar alguno de los métodos comunes de cementación forzada, por lo tanto, se dice que caso es y el usuario puede pulsar IR AL CASO para mostrar la descripción y el procedimiento que se debe llevar a cabo para dicho problema como se muestra en la Figura 27. Para ver los casos, puede remitirse al apartado 3.6.2 del presente trabajo.

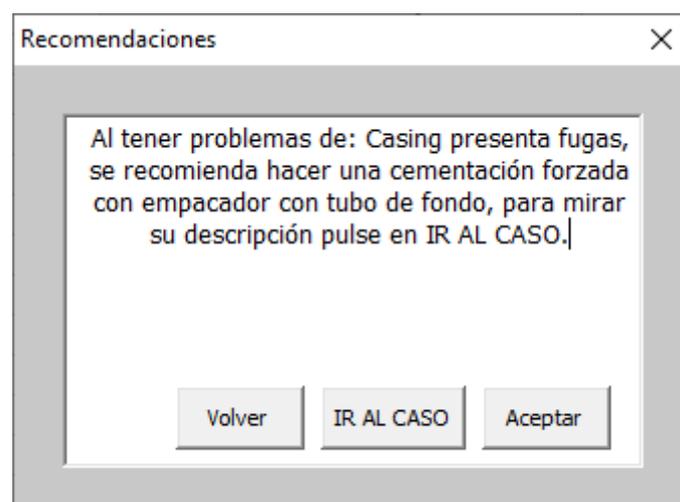


Figura 26. Última recomendación hacia el usuario basada en el problema predominante en el pozo
Fuente: Autores

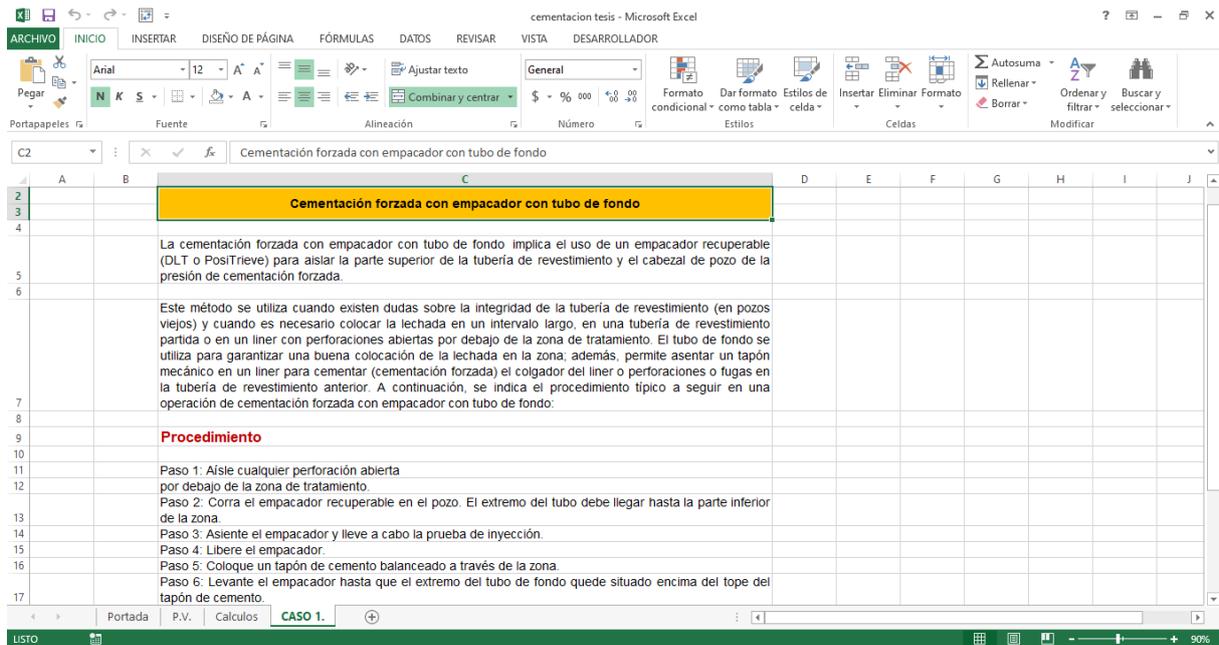


Figura 27. Descripción del caso y su procedimiento
Fuente: Autores

5.4 PRUEBA DE LA HERRAMIENTA

5.4.1 Ejemplo 1

En la Figura 28 se muestran los datos de entrada ingresados y los datos calculados en la Figura 29. Luego se presiona el botón recomendaciones y sale un mensaje con la primera recomendación, para seguir viéndolas debe presionar el botón siguiente.

Datos de entrada:

Gradiente de fractura: 0.75 *psi/ft*

Tipo de pozo: Vertical

Datos de la zona:

TVD, desde 4000 hasta 4080 *ft*

Datos del empaque

Tope: 3970, espesor: 3, *ft*

Datos de tubería y revestimiento

Tubería, OD: 3 1/2" – ID: 2.992" – Longitud: 4030 *ft*

Casing, OD: 7 3/4" – ID: 6.560" – Longitud: 4200 ft

Densidades de los fluidos

Desplazamiento, $\rho = 8.9 \text{ ppg}$

Cementación, $\rho = 15.6 \text{ ppg}$

Exceso = 15%

Problema predominante

Pérdidas de circulación.

Cálculos realizados:

Presión de fractura:

$$P_{fr} = \text{Gradiente} \times \text{Profundidad}_{\text{media}}(\text{TVD})$$

Profundidad media:

$$\text{TVD} = \frac{4000 + 4080}{2} = 4040 \text{ ft}$$
$$P_{fr} = 0.75 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times 4040 \text{ ft} = 3030 \text{ psi}$$

Capacidad del revestimiento

$$\text{Cap}_{\text{csg}} = \text{ID}^2 / 1029.4 = (6.56")^2 / 1029.4 = 0.04180455 \text{ bbl/ft}$$

Volumen del revestimiento

$$\text{Vol}_{\text{csg}} = \text{Cap}_{\text{csg}} \times \text{intervalo} = 0.04180455 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \times (4200 - 3973) \text{ ft} = 9.49 \text{ bbls}$$

Volumen de exceso

$$\text{Vol}_{\text{exc}} = \text{Vol}_{\text{csg}} \times \% \text{Exceso} = 9.49 \text{ bbls} \times (15\%) = 1.42 \text{ bbls}$$

Volumen total de cemento a usar:

$$\text{Vol}_{\text{cem}} = 3 * \text{Vol}_{\text{csg}} + \text{Vol}_{\text{exc}} = 3 * 9.49 \text{ bbls} + 1.42 \text{ bbls} = 29.89 \text{ bbls}$$

Capacidad de la tubería

$$\text{Cap}_{\text{tb}} = \text{ID}^2 / 1029.4 = (2.992")^2 / 1029.4 = 0.00869639 \text{ bbl/ft}$$

Volumen de fluido de desplazamiento a usar

$$\text{Vol}_{\text{fd}} = \text{Cap}_{\text{tb}} \times \text{Long}_{\text{tb}} = 0.00869639 \text{ bbl/ft} \times 4030 \text{ ft} = 35.05 \text{ bbls}$$

Altura que ocuparía el cemento en la tubería

$$h_{cem} = Vol_{cem} / Cap_{tb} = 29.89 \text{ bbls} / 0.00869639 \text{ bbl/ft} = 2346.11 \text{ ft}$$

Altura fluido desplazamiento

$$h_{fd} = Long_{tb} - h_{cem} = 4030 \text{ ft} - 2346.11 \text{ ft} = 1683.89 \text{ ft}$$

Presiones hidrostáticas:

Cemento:

$$P_{h_{cem}} = 0,052 \times \rho_{cem} \times TVD_{cem} = 0,052 \times 15.6 \text{ ppg} \times 2346.11 \text{ ft} = 1903.17 \text{ psi}$$

Fluido desplazamiento:

$$P_{h_{fd}} = 0,052 \times \rho_{fd} \times TVD_{fd} = 0,052 \times 8.9 \text{ ppg} \times 1683.89 \text{ ft} = 779.30 \text{ psi}$$

Presión hidrostática total:

$$P_{hT} = P_{h_{cem}} + P_{h_{fd}} = 1903.17 \text{ psi} + 779.30 \text{ psi} = 2682.47 \text{ psi}$$

Diferencia de Presión:

$$\Delta P = |P_{hT} + P_{fr}| = |2682.47 \text{ psi} - 3030 \text{ psi}| = 348 \text{ psi}$$

Recomendaciones para la cementación forzada:

- La presión hidrostática del yacimiento es mayor a la presión de fractura, 2682.5 < 3030, esto indica que el trabajo a realizar se debe a baja presión en superficie.
- El volumen de cemento es: 29.9 bbl. Se recomienda realizar el bombeo de manera intermitente para que no haya una pérdida de fluido repentina.
- Al tener problemas de: La zona de interés es de agua/gas, se recomienda hacer una cementación forzada con tubería flexible

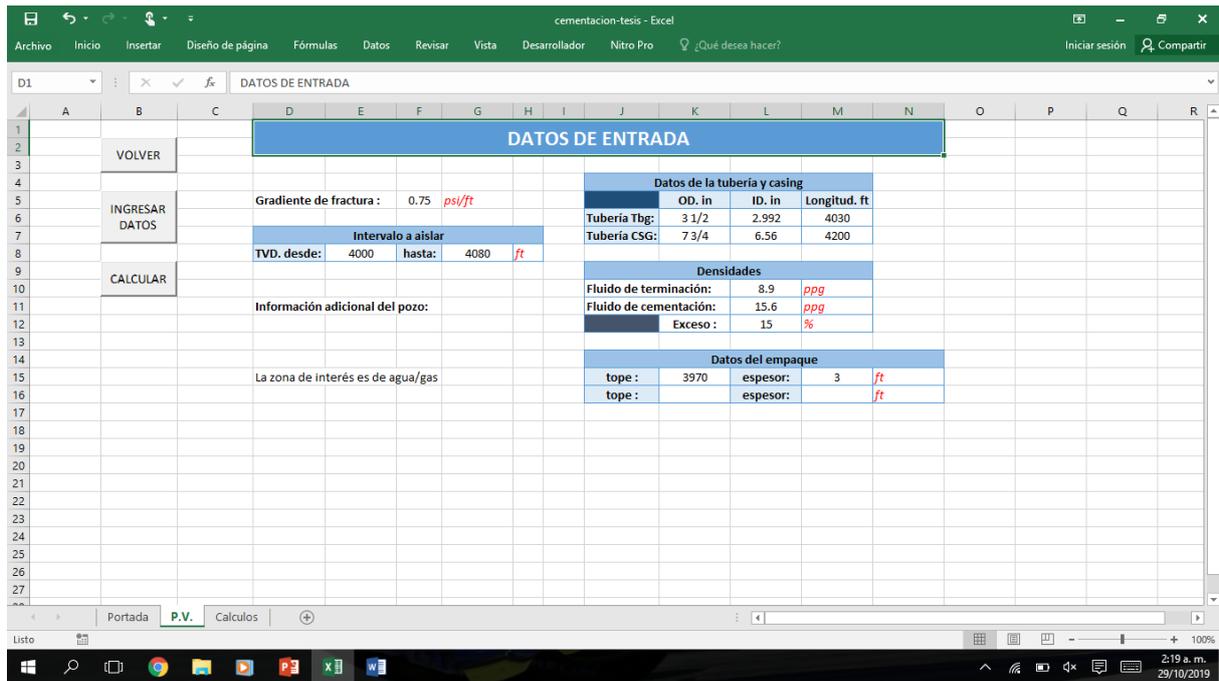


Figura 28. Datos de entrada para un pozo vertical con un tapón
Fuente: Autores

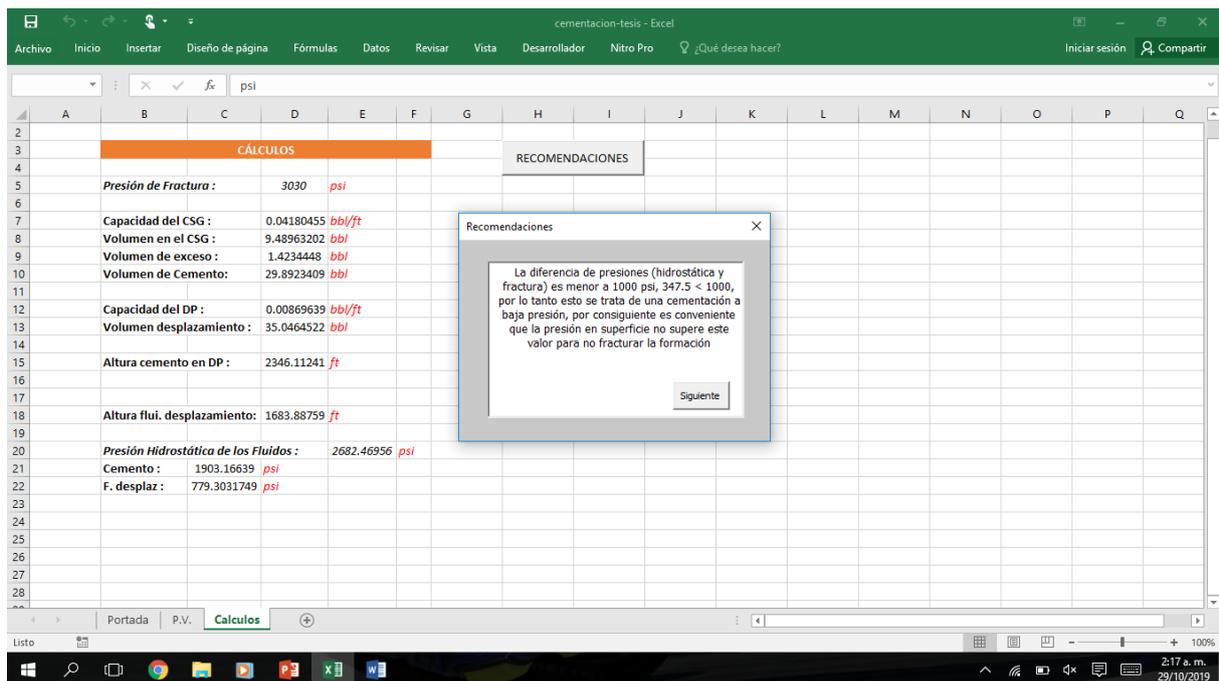


Figura 29. Cálculos realizados para el Ejemplo 1 y la primera recomendación
Fuente: Autores

5.4.2 Ejemplo 2

Los datos suministrados aquí son supuestos para obtener unas recomendaciones distintas a las del Ejemplo 1. Los datos de entrada y las recomendaciones se muestran

en las Figuras 30, 31, 32 y 33.

Datos de entrada:

Gradiente de fractura: 0.75 *psi/ft*

Tipo de pozo: Vertical

Datos de la zona:

TVD, desde 3230 hasta 3330 *ft*

Datos del empaque

Tope: 3200, espesor: 3, *ft*

Datos de tubería y revestimiento

Tubería, OD: 2 7/8" – ID: 2.323" – Longitud: 3230 *ft*

Casing, OD: 7" – ID: 5.920" – Longitud: 5000 *ft*

Densidades de los fluidos

Desplazamiento, $\rho = 8.33$ *ppg*

Cementación, $\rho = 15$ *ppg*

Exceso = 10%

Problema predominante

Revestimiento presenta fugas.

Al pulsarse el botón calcular, aparece un anuncio donde avisa que la presión hidrostática supera a la presión de fractura (Figura 31), por lo tanto, se debe escoger si ingresar otro empaque o dar recalculer, en este caso damos recalculer, los nuevos datos obtenidos se muestran en la Figura 32.

Recomendaciones para la cementación forzada:

- La diferencia de presiones (hidrostática y fractura) es menor a 1000 psi, 460.1 < 1000, por lo tanto, esto se trata de una cementación a baja presión, por

consiguiente, es conveniente que la presión en superficie no supere este valor para no fracturar la formación

- El volumen de cemento es: 13.4 bbls. Se recomienda realizar el bombeo del mismo de manera continua o intermitente. Recuerde usar el colchón de agua con la píldora viscosa en el frente de inyección.
- Al tener problemas de: Revestimiento presenta fugas, se recomienda hacer una cementación forzada con empacador con tubo de fondo, para mirar su descripción pulse en IR AL CASO.
 - Se pulsa ir al caso, en este se muestra la descripción del proceso y el procedimiento del mismo, ver en Figura 33.

DATOS DE ENTRADA			
Datos de la tubería y casing			
Gradiente de fractura :	0.75	psi/ft	
	OD. in	ID. in	Longitud. ft
	Tubería Tbg:	2.7/8	2.323 3230
	Tubería CSG:	7	5.92 5000
Intervalo a aislar			
TVD. desde:	3230	hasta:	3330 ft
Densidades			
Fluido de terminación:	8.33	ppg	
Fluido de cementación:	15	ppg	
Exceso:	10	%	
Datos del empaque			
tope :	3200	espesor:	3 ft
tope :		espesor:	ft

Figura 30. Datos de entrada Ejemplo 2, pozo vertical con un empaque
Fuente: Autores

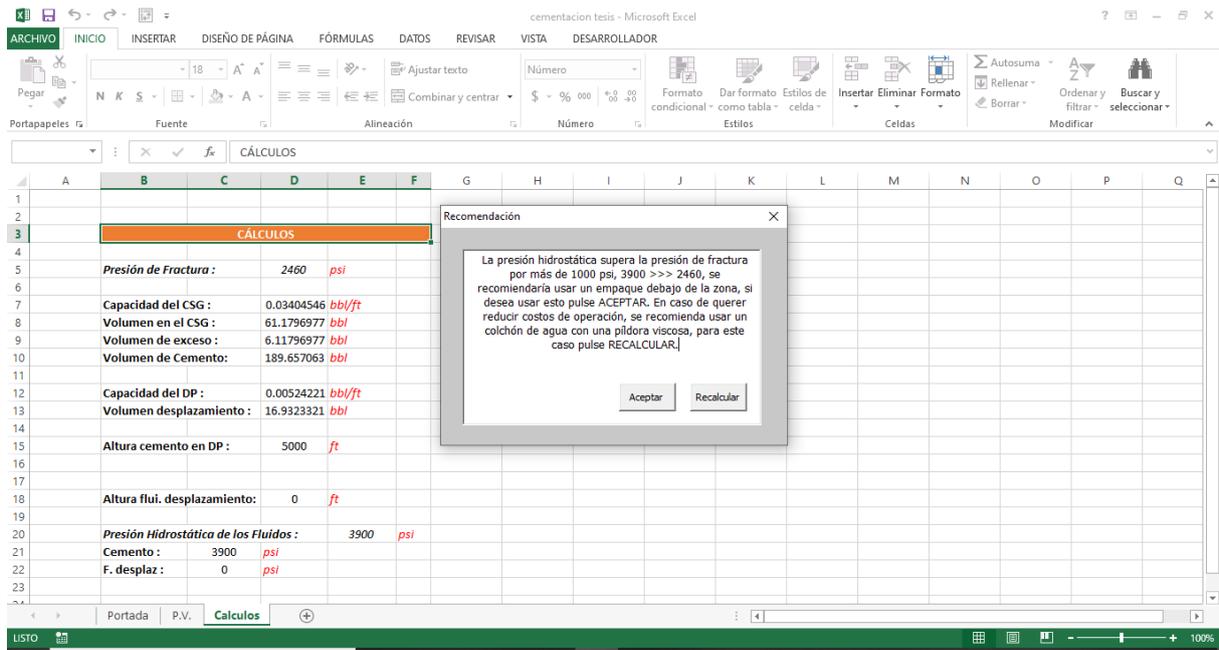


Figura 31. Primeros cálculos obtenidos para el Ejemplo 2 y su primera recomendación
Fuente: Autores

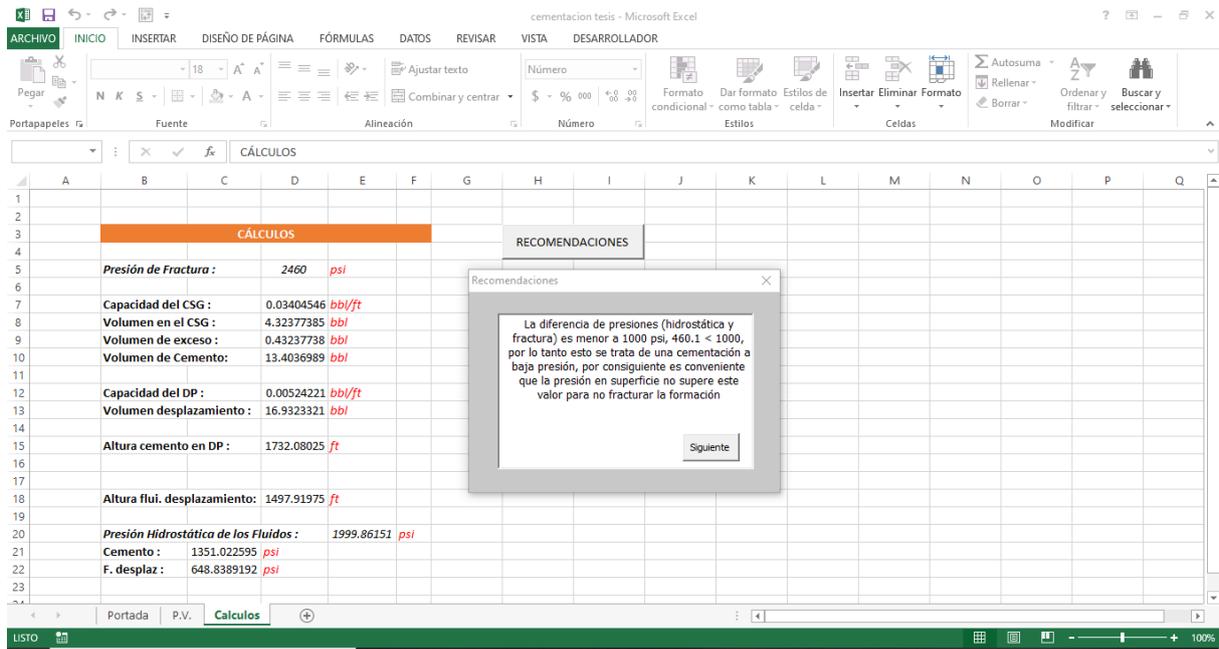


Figura 32. Nuevos cálculos obtenidos para el Ejemplo 2 y su primera recomendación
Fuente: Autores

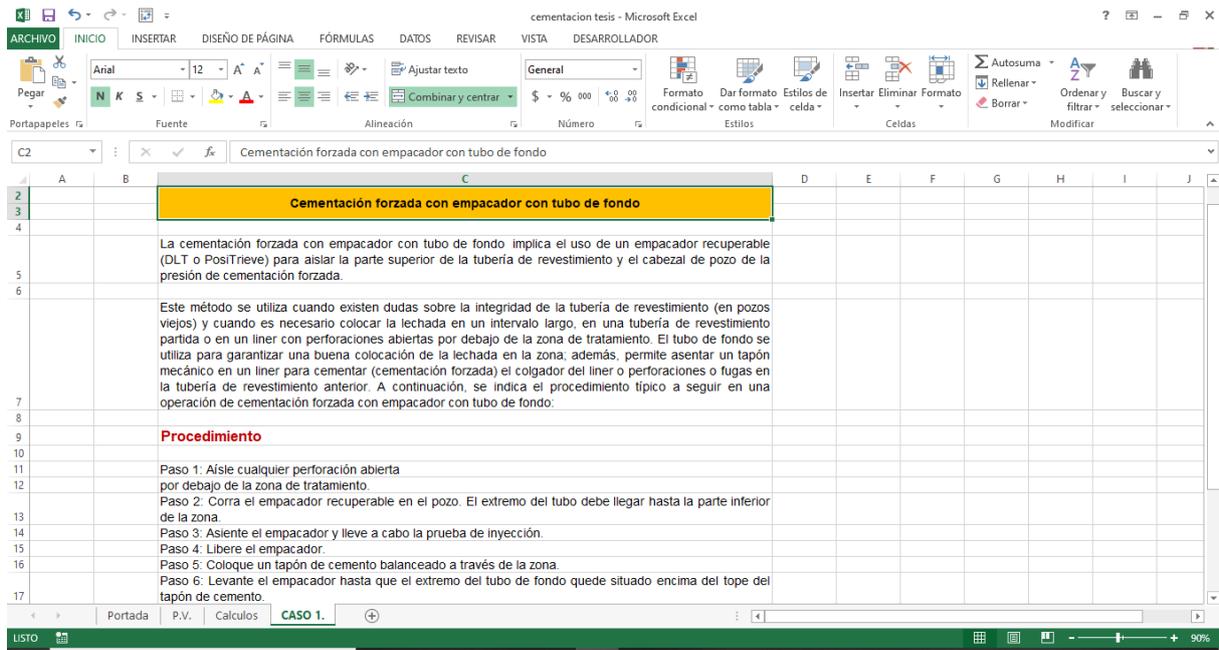


Figura 33. Caso de cementación forzada recomendado para el Ejemplo 2

Fuente: Autores

6. CONCLUSIONES

Se realizó una revisión bibliográfica de las aplicaciones, ventajas y desventajas de las técnicas de cementación forzada y cementación remedial en pozos petroleros y/o de gas, revisando los principales avances y metodologías desarrolladas en la aplicación de este tipo de operaciones, caracterizando las diferentes técnicas de cementación forzada, según la técnica de colocación (presión de inyección baja o alta), el método de bombeo (continuo o por forzamiento intermitente) y el método de aplicación (mediante herramientas de cementación forzada o métodos de colocación convencionales).

Se lograron determinar tres herramientas de fondo para llevar a cabo una cementación forzada exitosa las cuales son: 1) Empaques (aíslan el espacio anular entre tubería y revestimiento), 2) Tapones (evitan que el fluido se vaya hacia el fondo del pozo) y 3) Válvulas de Control (permiten el bombeo del fluido y la retención de la presión de cementación). Además, cabe resaltar que se deben tener equipos en superficie tales como los equipos de mezcla, bombeo y material a granel, la línea de tratamiento y los tanques de fluidos.

Se generó una herramienta apropiada para la elección de la metodología de cementación a realizar de acuerdo a las condiciones del pozo, desarrollada en el programa Excel, esta herramienta fue probada y validada con datos asumidos, mostrando su aplicabilidad y funcionamiento correcto.

7. RECOMENDACIONES

El fluido de cementación al ser el actor principal para realizar un trabajo de remediación en un pozo que presente problemas, se considera pertinente que se hagan pruebas de laboratorio para encontrar las propiedades adecuadas del mismo según las condiciones del pozo, debido a que una de estas es necesaria para poder hacer uso de la herramienta de cementación desarrollada y con esto poder obtener un mejor acercamiento a la técnica de remediación óptima para el pozo en cuestión.

El desarrollo de la herramienta desarrollada en Excel que permite encontrar la mejor técnica de cementación forzada según las condiciones del pozo a remediar se hizo con énfasis en pozos verticales que producen petróleo, sin embargo, se recomienda que esta pueda ser usada y probada en otras situaciones tales como un pozo offshore, pozo de gas, pozo de agua, pozo horizontal, etc. Con el fin de poder validar su versatilidad.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Christian Marca. Remedial Cementing, capítulo 13 Well Cementing. Developments in Petroleum Science Volumen 28, 1990, Páginas 13-1-13-28. Tomado de: [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70311-5](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70311-5)
- [2] Binkley, G. W., Dumbauld, G. K., and Collins, R. E.: "Factors Affecting the Rate of Deposition of Cement in Unfractured Perforations During Squeeze-Cementing Operation," Trans., AIME (1958) 213, 51-58. Tomado de: <https://www.onepetro.org/download/general/SPE-891-G?id=general%2FSPE-891-G>
- [3] Hook, F. E. and Ernst, E. A.: "The Effects of Low-Water-Loss Additives, Squeeze Pressure. and Formation Permeability on the Dehydration Rate of a Squeeze Cementing Slurry." paper SPE 2455, 1969. Tomado de: <https://doi.org/10.2118/2455-MS>
- [4] Shryock, S. H. and Slagle, K. A. "Problems Related to Squeeze Cementing". WELL COMPLETIONS, paper SPE 1993, 1968. Tomado de: <https://doi.org/10.2118/1993-PA>
- [5] Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Manual para el I.T.P. y Coordinador de Perforación y Mantenimiento de Pozos, pág. 113, Capítulo 7: CEMENTACIONES. Primera Edición, México 2003.
- [6] Albarrán Flores D., Hernández Sandoval L. A. CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, pág. 144. México 2012.
- [7] Zambrano Orlando. Sept 2014. PerfoBlogger. Cementación Forzada en Servicios a Pozos, Presentación Workover Def. OZ ESPOIL. Tomado de: <http://perfob.blogspot.com/2015/02/cementacion-forzada-en-servicios-pozos.html>
- [8] Cortes, P. A. y Galeano, R. E. Diagnóstico de la causa raíz de los problemas que generan el NPT (tiempo no productivo) por canalización del cemento que afectan las operaciones de completamiento de los pozos operados en la vicepresidencia regional de Orinoquía por Ecopetrol S.A. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C. 2016.
- [9] Arévalo Morales F. X., Barzallo Ochoa D. J., Guerrero Flores R. X., Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada Utilizando Nuevas Tecnologías, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, pág. 80. Ecuador 2010.
- [10] Don Daigle, Daigrafiks. Well Cementing Second Edition. Schlumberger, Sugar Land, Texas. ISBN-13: 978-097885300-6. 2006.
- [11] Jones, R. and Watters, L.: "Remedial Cementing," Petroleum Well Construction, M.J. Economides and K.G. Nolte (eds.), New York, New York, USA, John Wiley & Sons (1998), 320–347.

[12] Cowan, K.M., and Hale, A.H.: "Squeeze Cementing," U.S. Patent No. 5,322,124 (June 21, 1994). Tomado de: <https://doi.org/10.2118/106765-MS>

[13] Correa Salgado E. A. Estudio de Pozos Candidatos para realizar Cementación Forzada en los Pozos del Campo Shushufindi de EP Petroecuador. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito, marzo, 2012.

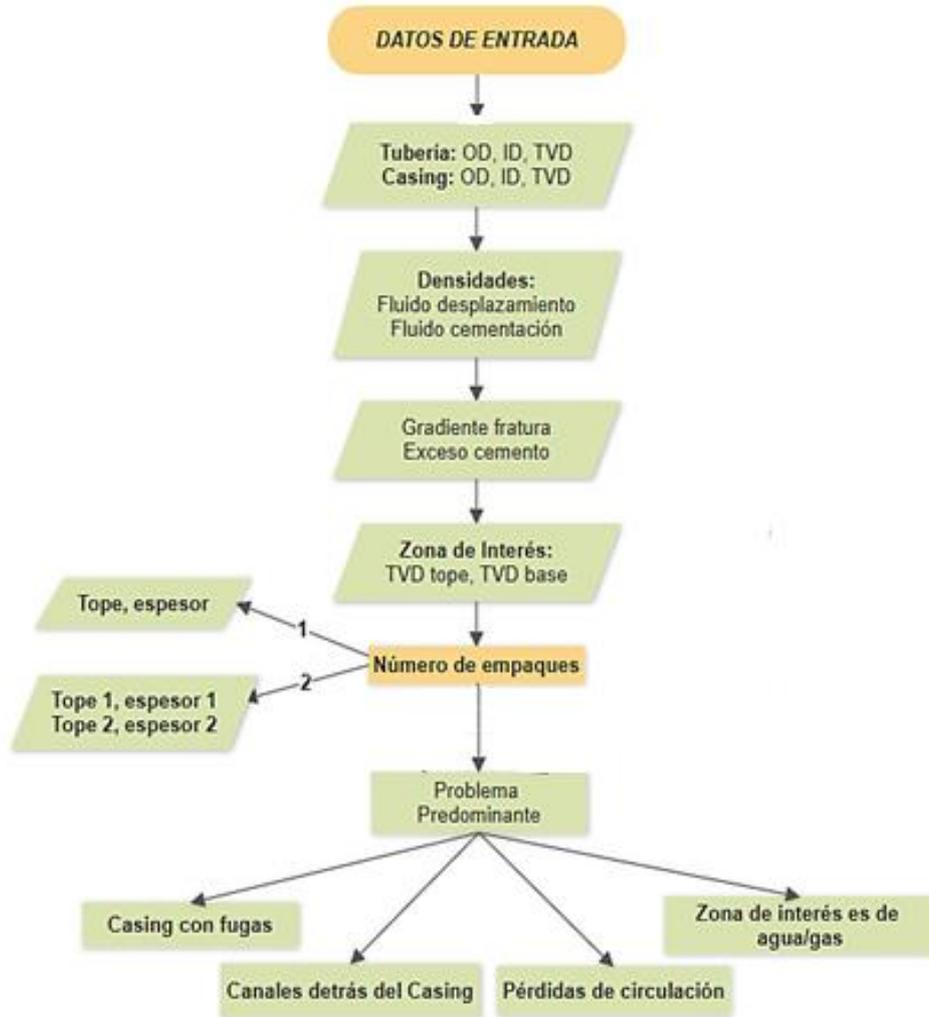
[14] Lobo Plata J. M. y Medina Ricaurte J. S. Evaluación Técnico-financiera a Nivel de Laboratorio del Diseño de Lechadas de Cementación, Usando Grano de Caucho Reciclado como Material de Control de Pérdida.

[15] OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Diseño del Servicio Squeeze LA CIRA 2600 (3423 ft – 3468 ft MD) (3652 ft – 3743 ft MD). Bogotá D.C. Colombia. Febrero 10 de 2016.

[16] Anderson Barreiro. Programa Preliminar Cementación Remedial Tapón Forzado. RB 1273H – V3. INTERVALO #1: 3460 - 3465 FT MD. INTERVALO #2: 3435 - 3440 FT MD.

ANEXOS

9.1. Diagrama de flujo para los datos de entrada



vfd = volumen fluido desplazamiento
 hc = altura cemento
 hfd = altura fluido desplazamiento
 phc = presión hidrostática cemento
 phfd = presión hidrostática fluido desplazamiento
 phdf = presión hidrostática de los fluidos

9.3. Interfaz y formularios para el ingreso de los datos

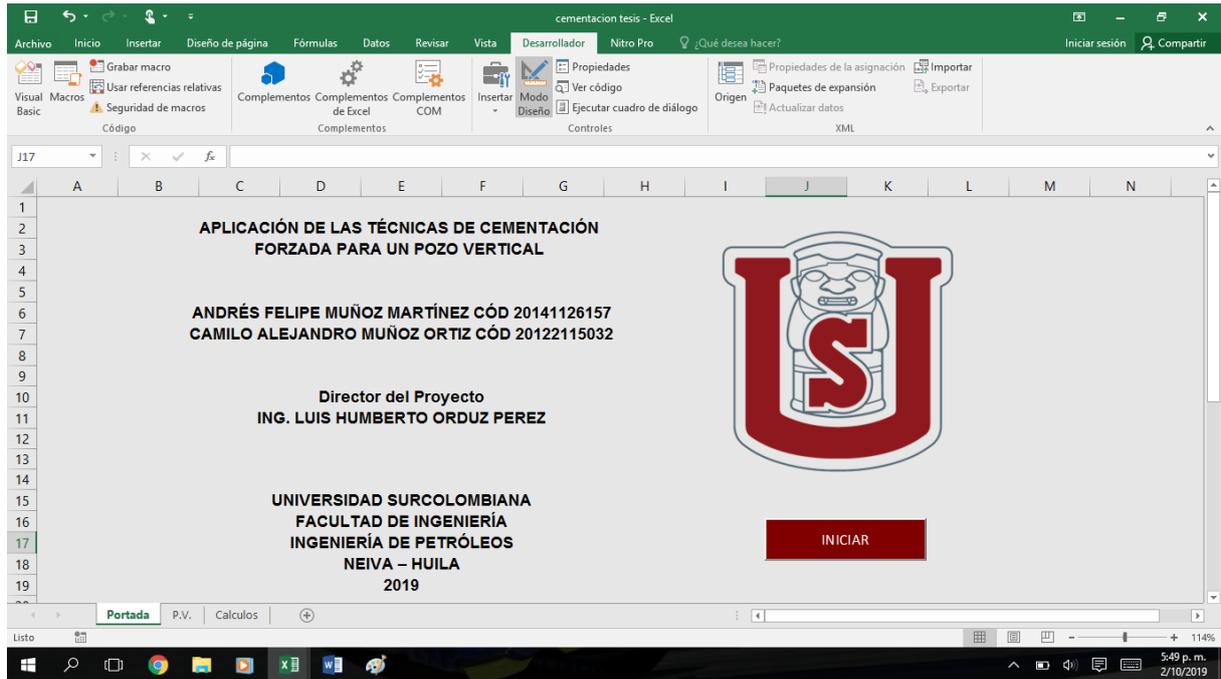


Figura 34. Portada del programa de cementación forzada
 Fuente: Autores

Datos del Pozo

Datos de Tubería y Casing

	OD, in	ID, in	TVD, ft
Tubería	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Casing	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Densidad de los Fluidos		Gradiente de Fractura	
Fluido desplazamiento	<input type="text"/> ppg		<input type="text"/> psi/ft
Fluido cementación	<input type="text"/> ppg		Exceso de cemento
			<input type="text"/> %

Figura 35. Formulario datos de entrada pozo vertical
 Fuente: Autores

Figura 36. Formulario datos zona de interés y empaque/s para pozo vertical
Fuente: Autores

Figura 37. Formulario del problema predominante en el pozo
Fuente: Autores