

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA QUIMICA**



**“ESTUDIO DE LA REMEDIACIÓN DE POZOS PETROLEROS  
POR EL SELLADO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN  
VIVIAN CON CEMENTO ULTRAFINO”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTADO POR:  
DIOSES TRIPUL, JOSE LUIS**

**ASESOR:  
ING. ALBERTINA DIAZ GUTIERREZ**

**CALLAO – PERÚ**

**2011**

Id. Example. 2012

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi fortaleza y darme vida.

A mi Padre Luis Dioses, por su amor y ser de mi gran admiración.

A mi Madre Herlinda Tripul, por su amor y ser mi apoyo incondicional.

A mis hermanos Carlos, Cinthya y Belinda, por su amor, respeto y confianza infinita.

A Marita Hoyos, por ser mi amor, compañía y darme el aliento constante.

Al Sr. Luis Alomía, por sus rezos, preocupación y consejos.

A mis tíos Raúl, Kike, Nico y Carlos, por su gran cariño y confianza.

A la Universidad Nacional del Callao, en especial a la Facultad de Ingeniería Química, por la formación que me han brindado.

A mi asesora, la Ing. Albertina Díaz, por su exigencia constante, por sus consejos acertados y por ser una excelente guíadora.

Al Ing. Jaime San Martín, por su apoyo y confianza en la realización de este trabajo.

Al Ing. Ernesto Portela, por motivarme a crecer en lo personal y profesionalmente.

A mis amigos del trabajo José Camacho y Javier Sulca, por ayudarme a buscar lo mejor y a su apoyo permanente.

A mi amigo Cesar Ponce, por su preocupación y consejos.

A mi amigo Juan Castañeda, por su apoyo en la presentación del trabajo.

A mi amiga Erika Pizarro, por sus sugerencias y tiempo en la elaboración del trabajo.

Al Jurado Calificador, al MSc. Ing. Pablo Díaz Bravo, al Ing. Hugo Avalos Jacobo y al Ing. Gumercindo Huamaní Taipe, por sus comentarios, sugerencias y correcciones al trabajo, por tener la disponibilidad de ayudarme a absolver mis dudas y por ser un Jurado Calificador de gran nivel.

A mis amigos y compañeros que apoyaron mis ideales.

... Muchas Gracias.

### **DEDICATORIA**

A mis amados e inolvidables  
Padres con gratitud y amor, lo  
que soy se lo debo a ellos, un  
buen profesional para un Perú  
mejor.

# ÍNDICE

<b>RESUMEN</b>	<b>1</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>II. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>5</b>
<b>2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>5</b>
2.1.1 FORMULACIÓN GENERAL	7
2.1.2 FORMULACIÓN ESPECÍFICA	7
<b>2.2 OBJETIVOS</b>	<b>8</b>
2.2.1 OBJETIVO GENERAL	8
2.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
<b>2.3 JUSTIFICACIÓN</b>	<b>9</b>
<b>2.4 ENUNCIADO DE LA HIPÓTESIS</b>	<b>10</b>
2.4.1 HIPÓTESIS GENERAL	10
2.4.2 VARIABLES E INDICADORES	11
<b>III. FUNDAMENTOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA</b>	<b>12</b>
<b>3.1 ESTRUCTURA DE SUELOS PETROLEROS</b>	<b>12</b>
3.1.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS	12
3.1.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS EN EL PERÚ	14
<b>3.2 ACTIVIDAD PETROLERA EN SELVA NORTE</b>	<b>26</b>
3.2.1 ESTRUCTURA DE POZOS PETROLEROS	26
3.2.2 PRINCIPALES OPERACIONES PETROLERAS	32
<b>3.3 CEMENTACIÓN</b>	<b>36</b>
3.3.1 CEMENTOS USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	36
3.3.2 CEMENTO ULTRAFINO, DESCRIPCIÓN Y APLICACIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA	38
3.3.3 TIPOS DE CEMENTACIÓN	40
3.3.4 DISEÑO DE LECHADAS DE CEMENTO	42

<b>IV. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA Y FORMULACIÓN DEL SELLANTE PARA LA REMEDIACIÓN DE POZOS PETROLEROS</b>	<b>49</b>
<b>4.1 DATOS EMPÍRICOS DEL POZO DE PETRÓLEO</b>	<b>49</b>
4.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO PETROLERO DEL NOROESTE DE LA CUENCA DEL MARAÑÓN	49
4.1.2 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL POZO PETROLERO	50
4.1.3 PERMEABILIDAD DEL POZO EN LA FORMACIÓN VIVIAN	55
4.1.4 ACONDICIONAMIENTO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN	56
4.1.5 MÉTODO DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD EN LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN	57
<b>4.2 DESARROLLO DE LA FORMULACIÓN DEL SELLANTE PARA LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN</b>	<b>58</b>
4.2.1 CONSIDERACIONES PARA LA FORMULACIÓN DEL SELLANTE	59
4.2.2 DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS PARA LA FORMULACIÓN DEL SELLANTE	60
4.2.3 SELECCIÓN DEL SELLANTE	62
4.2.4 SELECCIÓN DE ADITIVOS	63
4.2.5 EXPERIMENTACIÓN DEL SELLANTE	66
<b>4.3 EVALUACIÓN DE LA TÉCNICA PARA LA APLICACIÓN DEL SELLANTE EN LA REMEDIACIÓN DE POZOS PETROLERO</b>	<b>69</b>
4.3.1 TÉCNICA DE COLOCACIÓN SIN HERRAMIENTA – TAPÓN BALANCEADO PARA SQUEEZE	70
4.3.2 TÉCNICA DE COLOCACIÓN CON HERRAMIENTA – BLOCK SQUEEZE / CIRCULATION SQUEEZE	72
<b>4.4 DESARROLLO DEL TRABAJO EN CAMPO</b>	<b>75</b>
4.4.1 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DEL SELLANTE	76
4.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE TRABAJO	77
4.4.3 ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO	79
<b>V. RESULTADOS</b>	<b>80</b>
<b>5.1 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO PETROLERO EN LA FORMACIÓN VIVIAN</b>	<b>80</b>

5.2	EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO EN LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN MEDIANTE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD	81
5.3	ESTIMACIÓN DE LAS TEMPERATURAS DE FONDO DE POZO EN LA FORMACIÓN VIVIAN	82
5.4	FORMULACIÓN DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO PARA SELLADO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN	83
5.5	PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO	84
5.6	RANGO CRÍTICO DE TAPONAMIENTO A DIFERENTES PERMEABILIDADES DE FORMACIÓN	85
5.7	SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE SELLADO	86
5.8	VOLUMEN DEL MATERIAL SELLANTE	87
5.9	PRESIÓN DE TRABAJO	88
5.10	APLICACIÓN DEL TRABAJO EN CAMPO	89
<b>VI.</b>	<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>	<b>91</b>
6.1	PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO PETROLERO EN LA FORMACIÓN VIVIAN	91
6.2	ACONDICIONAMIENTO Y EVALUACIÓN LA PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO EN LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN MEDIANTE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD	92
6.3	TEMPERATURAS DE FONDO DE POZO EN LA FORMACIÓN VIVIAN	92
6.4	FORMULACIÓN DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO PARA SELLADO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN	93

6.5	PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO	94
6.6	RANGO CRÍTICO DE TAPONAMIENTO A DIFERENTES PERMEABILIDADES DE FORMACIÓN	97
6.7	SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE SELLADO	98
6.8	VOLUMEN DEL MATERIAL SELLANTE.	99
6.9	PRESIÓN DE TRABAJO	100
6.10	APLICACIÓN DEL TRABAJO EN CAMPO	101
<b>VII.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>103</b>
<b>VIII.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>106</b>
<b>IX.</b>	<b>REFERENCIALES</b>	<b>108</b>
	<b>APÉNDICES</b>	<b>111</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>124</b>



## ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1: Variables e indicadores _____	11
Cuadro N° 2: Profundidad de los punzados en las formaciones Vivian y Chonta. _____	51
Cuadro N° 3: Características petrofísicas de las formaciones Vivian y Chonta _____	54
Cuadro N° 4: Estimación de temperaturas de fondo de pozo _____	82
Cuadro N° 5: Formulación definitiva de la lechada de Cemento Ultrafino _____	83
Cuadro N° 6: Propiedades de la lechada de Cemento Ultrafino _____	84
Cuadro N° 7: Tamaño de poro, permeabilidad y rango crítico de taponamiento. _____	85
Cuadro N° 8: Resultados de la prueba de Inyectividad _____	87
Cuadro N° 9: Datos estimados de presiones de trabajo _____	88
Cuadro N° 10: Resumen de eventos principales del trabajo de remediación del pozo en estudio con Cemento Ultrafino. _____	99

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Mapa Geográfico de las Cuencas Sedimentarias del Perú _____	16
Figura N° 2 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Marañón _____	20
Figura N° 3: Configuración Típica de un pozo de petróleo _____	30
Figura N° 4: Diagrama del Perfil del pozo en estudio _____	52
Figura N° 5: Diagrama de Bombeo Anular hacia directa (reversa) _____	71
Figura N° 6: Acondicionamiento de punzados y Prueba de Inyectividad _____	82
Figura N° 7: Gráfica operativa del trabajo de remediación del pozo problema mediante la técnica del Block Squeeze. _____	89
Figura N° 8: Comparación de los resultados del Esfuerzo a la compresión de la Lechada propuesta para la remediación del pozo problema. Figura superior: Sellante con microsilica. Figura Inferior: Sellante sin microsilica _____	96

## RESUMEN

La rehabilitación de pozos es uno de los objetivos que se han planteado en los últimos años en los trabajos de mantenimiento de pozos (Workover), actividad importante del rubro petrolero, que se desarrolla en mejorar y mantener la producción de estos. Los pozos petroleros, con el tiempo disminuyen su capacidad productiva debido a su depletación y/o daños que se generan en las formaciones productivas.

El presente trabajo de investigación, plantea una alternativa de remediación de pozos petroleros en los punzados de la formación Vivian, los cuales permeabilizan la estructura del pozo. Estos al ser sellados permanentemente facilitarían trabajos posteriores de rehabilitación de pozos petroleros en la formación Chonta.

La tecnología de remediación desarrollada en el trabajo de investigación consiste en una mezcla de cemento ultrafino, agua y aditivos químicos; la cual es ensayada en laboratorio bajo procedimientos estipulados por el Instituto Americano de Petróleo (API) con la finalidad de diseñar las propiedades fisicoquímicas de viscosidad, alto control de filtrado, tiempo de bombeabilidad de 04 horas 45 minutos y un desarrollo adecuado del esfuerzo a la compresión; propiedades fisicoquímicas de la lechada de

cemento ultrafino que son requeridas por una técnica de cementación secundaria conocida como Block Squeeze para su aplicación en campo y obtener el sellado permanente de los punzados de la formación Vivian que garantizará el éxito de los trabajos de rehabilitación de los pozos petroleros de selva norte del Perú.

# I. INTRODUCCIÓN

Actualmente la actividad petrolera en el Perú experimenta un gran crecimiento técnico y económico. En las últimas décadas, compañías extranjeras invierten grandes cantidades de dinero para explotar los recursos fósiles no renovables, generando muchos puestos de trabajo y así el crecimiento sostenible del país.

Además, con el avance de la tecnología se realizan muchos trabajos novedosos que favorecen el desarrollo y especialización de varias líneas de estudio e investigación del rubro petrolero y trae consigo un intercambio cultural con países del nuevo y viejo mundo poniendo a nuestro país dentro de un mercado grande y competitivo.

La presente investigación plantea el estudio de la remediación de pozos viejos mediante un método de cementación secundaria y la aplicación de tecnologías novedosas, brindando así una alternativa para la reactivación de pozos abandonados que por factores geológicos, químicos y petrofísicos dejaron de producir o su producción se ve disminuida considerablemente.

Cabe resaltar que, la actividad petrolera en el Perú, enfatiza y da la importancia merecida al cuidado del medio ambiente y de la salud, la cual es

tomada como premisa muy importante en el desarrollo de la presente investigación añadiéndole mucho valor profesional.

## **II. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

### **2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La Selva Norte del Perú es un escenario muy importante para la actividad petrolera, la cual ha tenido un gran crecimiento en las últimas décadas. Sin embargo los yacimientos poco a poco vienen experimentando disminución de su capacidad productiva debido a la explotación ininterrumpida de estos y que son causadas a su vez por la depletación de los reservorios y también por los diversos daños que se generan en las formaciones a lo largo de la vida productiva del pozo. Las formaciones geológicas productivas más importantes que presenta el perfil de un pozo petrolero de selva son: Vivian y Chonta.

Se ha identificado que la caída de producción que manifiestan muchos pozos de campos selva norte está causada por daños en sus formaciones productivas, como son la migración de finos, los cuales generan el taponamiento de las gargantas porales restringiendo el paso de los fluidos de reservorio a través de ellos.

La formación Chonta (3768 m / bajo nivel del suelo) es la que se desea estimular para la reactivación de un pozo de selva norte para la

producción de crudo liviano en el que efectuarán trabajos de Fracturamiento Hidráulico. Estos trabajos serán realizados con un packer sentado entre las dos formaciones (Vivian y Chonta) y es necesario mantener constante la presión en el anular (encima del packer) alrededor de los 2000 psi para poder realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en la formación Chonta requiere de 10000 psi para lograr la fractura, sin embargo la presencia de punzados en la formación Vivian (3738 m / bajo nivel del suelo) harían que la presión en el anular caiga incluso a cero perjudicando los trabajos de fracturamiento hidráulico.

Por tal motivo el planteamiento de una propuesta de trabajo para sellar los punzados frente a la formación Vivian, es de gran importancia, porque permitirá la realización de los Trabajos de Fracturamiento hidráulico en forma segura y eficiente. La remediación se realiza mediante un trabajo de Block Squeeze usando un sellante a base de cemento ultrafino, aditivos y otros, el mismo que es sujeto de formulación, el cual debe tener la capacidad de ingresar y bloquear todo canal que ponga en riesgo la pérdida de presión por la presencia de los punzados en el anular, permitiendo que la presión se mantenga constante sobre el packer durante los trabajos de fracturamiento hidráulico.



### **2.1.1 FORMULACIÓN GENERAL**

¿Qué tecnología de remediación permite sellar los punzados de la formación Vivian para la reactivación de los pozos petroleros de la Selva Norte?

### **2.1.2 FORMULACIÓN ESPECÍFICA**

1. ¿Cómo se permeabiliza la estructura de un pozo petrolero en la formación Vivian?
2. ¿Cómo evaluar la permeabilidad de la estructura de un pozo de petróleo en los punzados de la formación Vivian?
3. ¿Cuáles son las consideraciones que se deben tener en cuenta en la formulación del sellante en trabajos de remediación de pozos petroleros?
4. ¿Cómo se determinan las propiedades requeridas de la lechada de cemento ultrafino para sellar los punzados de la formación Vivian?
5. ¿Cuál es la técnica de remediación que garantizaría el sellado de los punzados de la formación Vivian de pozos petroleros?

## **2.2 OBJETIVOS**

### **2.2.1 OBJETIVO GENERAL**

Estudiar la tecnología que permite sellar los punzados de la formación Vivian para la reactivación de pozos petroleros de la Selva Norte.

### **2.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Determinar la permeabilidad de la estructura del pozo petrolero en la formación Vivian.
2. Evaluar la permeabilidad de la estructura del pozo en los punzados de la formación Vivian mediante la prueba de inyectividad.
3. Determinar las consideraciones para la formulación del sellante para trabajos de remediación de pozos petroleros.
4. Definir las propiedades de la lechada de cemento ultrafino para sellado de los punzados de la formación Vivian mediante ensayos de laboratorio.
5. Seleccionar la técnica de remediación para el sellado de los punzados de la formación Vivian de pozos petroleros.

## 2.3 JUSTIFICACIÓN

Los punzados presentes en la formación Vivian perjudican los trabajos de workover que requieren de la aplicación de altas presiones en la reactivación de pozos petroleros en la formación de Chonta que se presentan con frecuencia en los campos de Selva Norte.

Los materiales químicos que se utilizan en la formulación del sellante en trabajos de remediación de los punzados frente a la formación Vivian, permiten la aplicación de presiones en el pozo asegurando la hermeticidad de este en los trabajos de fracturamiento hidráulico en la formación Chonta que se realizan con la finalidad de reactivar un pozo petrolero.

El aporte del presente trabajo es que nos permite obtener un sellado permanente e impermeable, por los materiales seleccionados para la elaboración del sellante, tomando en cuenta la granulometría de los componentes que permiten una mejor penetración y adherencia, considerando las condiciones de la aplicación de inyección que es el mismo método tradicional que se utiliza en cualquier pozo.

La evaluación de la formación Vivian donde existen los punzados presentan ciertos inconvenientes a la aplicación del sellado como son presencia de agua, depósitos orgánicos, suciedad de arenas, por lo

tanto se requiere un previo acondicionamiento de los punzados tomando en cuenta la mejora del pH de las arenas o superficies que estarán en contacto con el material sellante.

La tecnología que logre alcanzar el presente trabajo de investigación permite la reactivación de los pozos petroleros que han sido abandonados por daños en las formaciones productivas.

## **2.4 ENUNCIADO DE LA HIPÓTESIS**

### **2.4.1 HIPÓTESIS GENERAL**

Los punzados presentes en la formación Vivian permeabilizan la estructura de un pozo petrolero y permiten la pérdida de presión en el proceso de reactivación de este; un sello resistente y duradero en estos punzados mediante la inyección de lechada de cemento ultrafino garantizan la remediación de la estructura de un pozo petrolero.

## 2.4.2 VARIABLES E INDICADORES

Cuadro N° 1: Variables e Indicadores.

VARIABLES	INDICADORES
<p><b>Independientes</b></p> <p>F(x) = Permeabilidad de la estructura del pozo.</p> <p>G(y) = Pérdida de presión en punzados de la formación Vivian.</p>	<p><b>Independientes</b></p> <p>x1 = Formación geológica.  x2 = Profundidad  x3 = Punzados  x4 = Poro</p> <p>y1= Presión de reservorio  y2 = Inyectividad  y3 = Admisión</p>
<p><b>Dependientes</b></p> <p>J(k) = Sellado permanente de los punzados de la formación Vivian.</p> <p>H(z) = Remediación de la estructura de pozo.</p>	<p><b>Dependientes</b></p> <p>k1 = Materiales del sellante  k2 = Composición  k3 = Propiedades</p> <p>z1 = Técnica de remediación  z2 = Volumen del sellante  z3 = Presión de trabajo</p>

Fuente: Autoría del Investigador

### **III. FUNDAMENTOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA**

#### **3.1 ESTRUCTURA DE SUELOS PETROLEROS**

##### **3.1.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS**

En la corteza terrestre se registra un continuo transporte de materiales de unas zonas a otras. Las partículas arrancadas por el viento, por el agua o por fuerzas naturales de otra índole son desplazadas a grandes distancias y depositadas después en las depresiones y en los niveles inferiores del terreno, en los que se acumulan y constituyen grandes masas de sedimentos, que en ocasiones alcanzan una considerable extensión.

La cantidad de enterramiento, es una función de la cantidad de sedimento descargado por los arroyos y ríos en lagos y mares, junto al tiempo involucrado en el proceso de deposición. Acumulaciones muy espesas de limos, arcillas y materiales orgánicos, pueden producir grandes volúmenes de petróleo, si transcurre el tiempo suficiente como para que ocurra el proceso de alteración.

Los depósitos de materiales que se generan a través del tiempo dan origen a las cuencas sedimentarias que son depresiones naturales de

la corteza terrestre, que pueden presentar dimensiones de varios miles de kilómetros cuadrados y en las que se han acumulado materiales erosionados procedentes de otros lugares y transportados hasta allí por la acción del agua, el viento u otros medios. La naturaleza de los sedimentos depositados depende de los diferentes procesos físicos, químicos y biológicos que experimentan. La sedimentación requiere cierta constancia en el estado de la corteza terrestre y en el entorno ambiental, y sólo sobreviene en áreas que no sufren grandes modificaciones geomorfológicas. Numerosos son los factores que influyen en la constitución de las cuencas sedimentarias: procesos de sedimentación, aporte de materiales, clima, fenómenos tectónicos (movimientos de la corteza terrestre), cambios en el nivel de los mares, actividad biológica y química, vulcanismo, etc. Conforme los sedimentos se acumulan, el peso de los mismos se incrementa y la cuenca se hunde progresivamente, en el fenómeno geológico conocido como subsidencia. Este hundimiento compensa la continua pérdida de profundidad de la cuenca a medida que ésta se llena de materiales acarreados hasta ella.

Las principales reservas de petróleo y gas se encuentran en las cuencas sedimentarias que pueden estar compuestas de terrígenos (siliciclástica), carbonato de calcio y a veces de rocas volcánicas o volcaniclástico. La preservación de la alta presión de reservorio y de las buenas propiedades de las rocas de reservorio en estas cuencas

depende en gran medida de su origen y evolución. El proceso de sedimentación, y los siguientes procesos de diagénesis (procesos físicos, químicos y bioquímicos que se producen en los sedimentos después de la sedimentación y por litificación a temperatura próxima a la superficie y la presión) y catagénesis (o epigénesis; conversión del material orgánico al petróleo, y está asistida por la presión causada por el enterramiento, la temperatura, la alteración termal y la degradación después de litificación)<sup>[1]</sup> pueden dar un alcance para la estimación del potencial del reservorio.

### 3.1.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS EN EL PERÚ

En el Perú existen dieciocho Cuencas Sedimentarias con posibilidades de exploración por hidrocarburos (ver mapa). Todas estas cuencas están relacionadas, en mayor o menor grado, a los procesos de la tectónica de placas y al levantamiento de los andes peruanos.

Ocho de las dieciocho Cuencas, se encuentran localizadas total o parcialmente en la costa-afuera (offshore), ellas son: Tumbes-Progreso, Talara, Sechura, Salaverry, Trujillo, Lima, Pisco y Mollendo. Las diez restantes se encuentran en el continente (onshore):

---

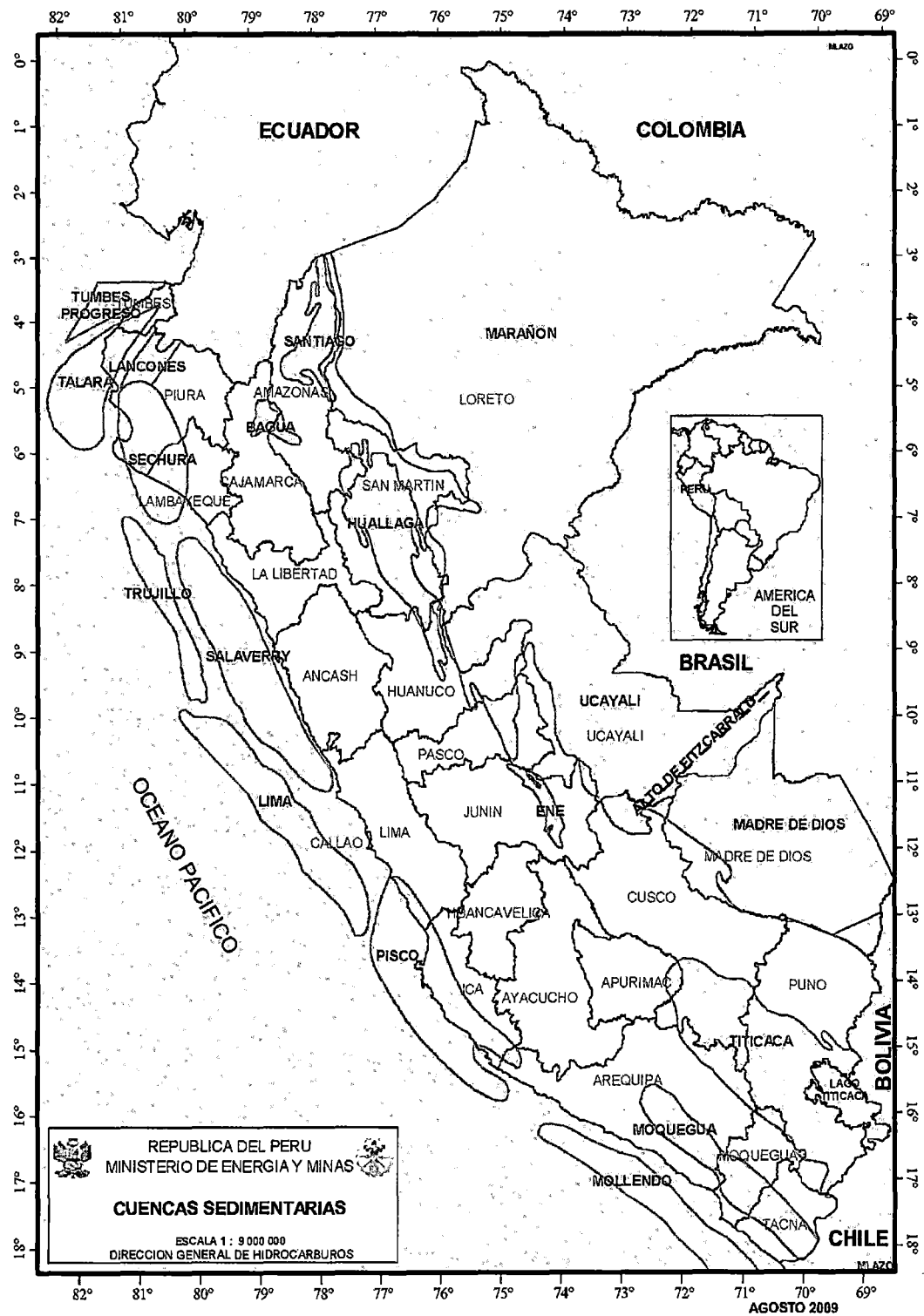
[1] G.V. Chilingar, L.A. Buryakovsky, N.A. Eremenko and M.V. Gorfunkel "Geology and Geochemistry of Oil and Gas". Año 2005 Elsevier B.V. pag. 9.



Lancones, Moquegua, Santiago, Bagua, Huallaga, Ene, Titicaca, Marañón, Ucayali y Madre de Dios.

En las Cuencas Tumbes-Progreso y Talara, desde el siglo pasado se ha tenido producción comercial de petróleo, en especial en la Cuenca de Talara que ha sido intensamente explotada. Las otras Cuencas ubicadas en el zócalo continental sólo han sido exploradas mediante levantamientos sísmicos y con la perforación de algunos pozos.

**Figura N° 1: Mapa Geográfico de las Cuencas Sedimentarias del Perú<sup>[2]</sup>**



Fuente: "Atlas Minería y Energía en el Perú".

En las Cuencas ubicadas en la vertiente oriental de los Andes y en la Región Amazónica, se debe destacar importantes Cuencas Sedimentarias. En la Selva Norte y en la Cuenca Marañón, ha sido intensamente explotada en las últimas tres décadas, al igual que en la selva Central, en la Cuenca Ucayali, los campos de Maquía y Agua Caliente. La ubicación geográfica de las cuencas sedimentarias se puede apreciar en la Figura N°01.

Por otro lado, en Selva Sur, en la década de los ochenta, se descubrieron los yacimientos de Camisea, con reservas probadas de alrededor de 8,1 trillones de pies cúbicos y 567 millones de barriles de líquidos<sup>[2]</sup>.

## **LA CUENCA DEL MARAÑÓN**

El Complejo del Marañón consiste en una potente secuencia de rocas metamórficas que afloran ampliamente en la parte central y en la región oriental del Perú. En general, los afloramientos se encuentran en ambos márgenes del río Marañón, y consisten de esquistos micáceos, cloritosos de coloración gris y verde, los cuales están cortados por vetas de cuarzo lechoso de diferente grosor.

---

<sup>[2]</sup> Ministerio de Energía y Minas "Atlas Minería y Energía en el Perú", año 2001.

## **ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL MARAÑÓN**

La sección sedimentaria del área tiene un rango de edades desde el Paleozoico hasta el reciente, para un espesor total aproximado de 40000 pies, ver Figura N°2, columna estratigráfica porción norte de cuenca Marañón.

La Formación Contaya del Ordovícico medio, estaría presente en la parte sur de la cuenca. El grupo Ambo del Missisipiano ha sido reconocido en varios pozos de la cuenca Marañón. Se interpreta que los grupos Copacabana-Tarma del Pensilvaniano a Pérmico inferior, están presentes en la parte sur de la cuenca.

El grupo Pucará del Triásico-Jurásico, considerado también como roca generadora, ha sido depositado en la porción oeste de la cuenca. Por otro lado, la formación Sarayaquillo del Jurásico superior ha sido identificada en varios pozos del área.

El ciclo transgresivo-regresivo del Cretáceo, se inició en el Neocomiano con los depósitos clásticos continentales de la Formación Cushabatay, continuando con los depósitos marino someros de la formación Raya, considerada también roca generadora, y con los depósitos fluvio- deltaicos de la Formación Agua Caliente.

La secuencia de las formaciones Cushabatay, Raya y Agua Caliente es conocida como grupo Oriente.

Del Turoniano al Campaniano, se desarrolló una extensa transgresión marina, depositándose las lutitas, calizas y areniscas, de la formación Chonta. Las lutitas en Chonta son consideradas como la principal roca generadora en la porción norte de la cuenca Marañon. Además, el 15% del petróleo encontrado en el área, está en dicha formación.

La formación Vivian del Campaniano-Santoniano, es una arenisca masiva fluvial que cubre esencialmente toda la cuenca. El miembro Vivian superior corresponde a un ambiente fluvio estuarino. En Vivian se encuentra el 85% del petróleo encontrado en el área.

**Figura N° 2 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del  
Marañón**

EDAD		UNIDAD LITOLOGICA	SIMBOLOS	EXTR. M	REFLECTOR SISMICO	LITOLOGÍA
QUATERN.	PLEISTOCENO	CORRIENTES		1300 180		- Arena/Arenisca, de grano fino a grueso, conglomerática
TERCIARIO	Plioceno	MARAÑÓN		120 100		- Marga/caliza betge arenosa, arenisca blanca de grano fino a grueso, lutita litificada, sílita roja.
		MIDGENO	PEBAS		100 600	
	OLIGOCENO	CHAMBIRA		1600 700		- Lutita litificada, piedra de caolín (roca arcillosa) color rojo a rojo violáceo, interestratificada con sílita roja - Abundante anhidrita
			EOCENO	POZO		80 200
	PALEOCENO	YAHUARANGO		300 400		- Arenisca gris claro de grano fino, sílita gris claro, lutita litificada rojo ladrillo
SEPTICENO	MAESTRICHIANO CAMPANIANO	WVIAN		20 150		- Arenisca blanca, lutita litificada piedra de caolín (arcilla rososa) roja y lutita gris - Lutita gris oscura, arenisca blanca que contiene cuarzo
	SANTONIANO	POZA		600		- Lutita gris glauconítica.
						- Arenisca gris
						- Sílita gris lodosa
						- Caliza gris micrítica fosfífera
	CONIACIANO	LUPUNA UPP. CETICO CALIZA LM. CETICO		160		
	TURONIANO CEKOMANIANO	AGUAS CALIENTES		60 300		- Arenisca gris claro con cuarzo, algunos estratos de lutita gris
	ALBIANO	RAYA		130 40		- Lutita gris oscura, arenisca, ocasionalmente caliza
	APTIANO	CUSHABATAY		430 90		- Arenisca gris claro con cuarzo de grano fino o grueso y con estratos intercalados de material lutáceo
	CRETACEO	SUPERIOR	BARAYAQUILLO		1500 200	
INFERIOR		PUCARA		1000 50		- Caliza, lutita color gris oscuro a negro, arenisca y horsteno (roca sílice)
TRIASICO	SUPERIOR	MITU		900		- Arenisca y lutita roja conglomerada
	INFERIOR			50		
PERMICO	SUPERIOR	COPACABANA TARMA		1300 200		- Caliza gris, algunos estratos de lutita fosfífera
	INFERIOR					- Arenisca verde a gris verdoso
CARBONIF.		AMBO		400 150		- Arenisca gris de grano fino a grueso
DEVONIANO		CABANILLAS		200		- Lutita gris oscura interestratificada con arenisca gris
				1000		
ORDOVIC.		CONTOYA		300		- Lutita gris claro con interestratos de sílita y cuarzo
P. CAMBRIC.						- Granito y gneis

□ ROCA RESERVORIO  
■ ROCA MADRE

Fuente: Publicación INGEPE 1999 "Aspectos Geológicos de la perforación horizontal de la Cuenca del Marañón."

Durante el Terciario inferior tuvo lugar la formación de los depósitos continentales de las Capas Rojas. Esta sección no es bien diferenciada en el área, por lo que se le conoce como Capas Rojas Inferiores. La Formación Pozo del Eoceno corresponde a una transgresión marina somera. Las capas rojas del Terciario Superior, corresponde a depósitos continentales con intrusiones menores de depósitos lacustres a marino marginal correspondiente a las Formaciones Pebas y Chambira<sup>[3]</sup>.

## PRINCIPALES FORMACIONES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA DEL MARAÑÓN

### Formación Sarayaquillo

Consisten en areniscas color marrón violáceas de grano fino con estratificación cruzada, intercaladas con limolitas marrones y verdosas con grietas de desecación y tufos volcánicos<sup>[4]</sup>. Son de ambiente continental de medios fluviales y tiene un espesor que puede llegar a los 2000m<sup>[5]</sup>. La edad para estas rocas es de Jurásico medio a superior.

---

[3] Augusto A. Becerra F. / Marco A. Augusto Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú. "Aspectos Geológicos de la Perforación Horizontal en la Cuenca del Marañón". Publicación INGEPET 1999, pag. 02.

[4] Chalco A. "Compilation geological report Santiago - Nieva región". Año 1961.

[5] Wine, G., Arcuri J., Fernández J., Martínez E., Calderón Y. & Galdos C. "Marañón basin technical report. PARSEP interim report". Año 2002.

### **Formación Cushabatay**

Descansa en discordancia sobre la Formación Sarayaquillo y en concordancia bajo la Formación Chonta. Está constituida por areniscas cuarzosas blanco amarillentas de grano medio a grueso en parte conglomerádicas con estratificación cruzada y algunas intercalaciones de lutitas carbonosas de color negro y grises. El ambiente de depósito es fluvial y tiene un espesor de promedio de 400 a 500m. La edad es Cretácico Inferior<sup>[6]</sup>.

### **Formación Pozo**

La parte inferior de la Formación Pozo consiste en un conglomerado basal y areniscas de grano medio a grueso gris blanquecino, ocasionalmente se tienen tufos volcánicos identificados en afloramientos y registrados en sísmica como Pozo Tuff. La parte superior está compuesta por calizas con contenido de fósiles, lutitas gris plomizas con nódulos y algunas areniscas. La edad para estas secuencias sedimentarias es Oligoceno. El ambiente de deposición es marino somero y el espesor en conjunto varía entre 100 y 400m.

### **Formación Yahuarango**

Está conformada por limolitas marrón rojizas y areniscas rojo violáceas de grano medio a grueso, depositadas en un ambiente

---

[6] Chacaltana C., Valdivia W., Robert, E. & Aldana M. "La Formación Chonta en el Pongo de Manseriche: nuevos registros, organización biozonal y puesta en evidencia del Albiano inferior", Soc. Geol Perú año 2005.



continental. Tiene espesor que varían entre 300 a 700m. La edad que se le asigna a esta formación es Paleoceno (Kummel, 1946).

Los principales reservorios de crudo que presenta la cuenca sedimentaria del Marañón son las areniscas Vivian y Chonta del Cretáceo Superior con aproximadamente 85% y 15% de las reservas respectivamente. El entrapamiento es estructural, con menor componente estratigráfico<sup>[3]</sup>, se da en la Cuenca del Marañón.

Los horizontes productivos de la cuenca sedimentaria del Marañón alcanzan profundidades verticales de 2893 m (9,492 pies) a 3654 m (11,988 pies) para la Formación Vivian y para la formación Chonta un rango de profundidad vertical de 2586 m (8,485 pies) a 3857 m (12,656 pies), siendo el espesor promedio de las areniscas de Vivian es 36.5 m (120 pies) y de la arenisca Chonta 15 m (50 pies)<sup>[3]</sup>.

### **Formación Chonta**

Ha sido dividida en tres sub formaciones. La sub-formación Inferior compuestas por calizas, lutitas negras y gris verdosas, con presencia de fósiles, además de areniscas. La permeabilidad de esta fase va de 100 a 150 milidarcies con porosidad promedio de 13%. La sub-formación media, es una secuencia continua de calizas. La porosidades varían desde 11% hasta 13.2% con un promedio de 12.3%. Las permeabilidades están en un promedio de 100 milidarcies.

La sub-formación Superior, tiene lutitas, limonitas y calizas con presencia de fósiles. Los estudios y evaluaciones petrofísicas de pozos indican malas características de porosidad y permeabilidad estudiada por lo que las areniscas se encuentran apretadas y con abundante cemento calcáreo y bioturbación, algunas veces presenta lecturas altas de resistividad pero es debido a lo apretado de la roca<sup>[7]</sup>.

El espesor en conjunto de las tres sub formaciones principales de Chonta varía entre los 350 a 700m y han sido depositadas en un ambiente marino somero.

### **Formación Vivian**

La Formación Vivian es productiva en todos los campos de la cuenca del Marañon, se compone de arenas intercaladas con finas capas de lutitas con pobre continuidad lateral. Desde la base hasta el tope de Vivian, esta se ha dividido en tres formaciones: Lower Vivian, Vivian "A" y Upper Vivian o Vivian "B" los cuales se depositaron en distintos ambientes y están separadas por intercalaciones de limonitas y lutitas<sup>[8]</sup>.

---

[7] Federico Seminario Gros. "Estudio Geológico del Reservorio de la Arenisca Chonta en el Campo Dorissa, Selva Norte". Publicación INGEPET 1999.

[8] Pedro Zegarra Sanchez, Marco Augusto Delgado y Victor Huerta Quiñones. "Water Control in Heavy-Oil Mature Field, Block IAB". Publicación de la SPE 108039 pag. 02. Año 2007.

La arena Vivian "A" o Vivian principal (Apéndice A) es la arena más importante de Vivian, que se depositó sobre un ambiente de flujo fluvial cruzado, se compone de areniscas de mediana a grueso tamaño con algunas intercalaciones de lutitas que restringen el flujo vertical de fluidos en el reservorio. El espesor de la formación varía entre dieciocho a cincuenta metros, la arena tiene excelentes características petrofísicas, con porosidades entre 12% y 24% y los valores de permeabilidad entre 50 y 5000 milidarcys. Esta arena contiene más del 94% de las reservas de Vivian. Una capa delgada de lutitas de uno a cuatro metros de espesor separa los depósitos de Vivian "A" de los Vivian "B" (Upper Vivian).

Las arenas de Vivian "B" o Arenas Vivian superiores (Apéndice A) están subyacentes a los depósitos de arena de Vivian "A". Estas areniscas tienen propiedades petrofísicas que van de regular a buena con porosidades de 14% a 28% y permeabilidades entre 10 y 1000 milidarcys. Upper Vivian o Vivian "B" está presente en toda el área con buena calidad de reservorio de casi el 30% del noroeste de la cuenca del Marañón. El espesor de esta formación varía entre cinco a quince metros. Presenta una combinada estructura y estratigrafía, las estructuras combinadas han sido estratégicamente identificadas en este depósito fluvial<sup>[8]</sup>.

---

[8] Pedro Zegarra Sanchez, Marco Augusto Delgado y Victor Huerta Quiñones. "Water Control in Heavy-Oil Mature Field, Block LAB". Publicación de la SPE 108039 pag. 02. Año 2007.

## 3.2 ACTIVIDAD PETROLERA EN SELVA NORTE

La exploración petrolera en la Amazonía occidental del Perú comenzó a inicios de la década de mil novecientos veinte, con el auge de la producción a principios de los años setenta. En las siguientes tres décadas se han visto numerosos proyectos de gran magnitud tales como el proyecto de gas Camisea en el Perú<sup>[9]</sup>.

### 3.2.1 ESTRUCTURA DE POZOS PETROLEROS

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo.

La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo, por ejemplo en la Selva Norte del Perú la profundidad de los pozos varía entre 3000m y 4000m, que es donde más o menos se presentan las formaciones de interés Vivian y Chonta.

---

<sup>[9]</sup> Matt Finer, Clinton N. Jenkins, Stuart L. Pimm, Brian Keane y Carl Ross, "Los proyectos Petroleros y Gasíferos de la Amazonía Occidental". Publicación de Save America's Forests. Año 2008.

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de "planchadas" y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y muy pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, estos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro.

Los pozos exploratorios requieren contar con variada información: perforación, perfilaje del pozo abierto, obtención de muestra y cementación.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Una vez montado el equipo de terminación, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación, para luego, mediante los llamados "perfiles a pozo entubado", generalmente radiactivos y acústicos, precisar la posición de los estratos productivos, los que fueron ya identificados por los "perfiles a pozo abierto", como así también la posición de las cuplas

de la cañería de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la cañería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado, y comprobando la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el "punzamiento" o perforación del casing y del cemento. Esto se realiza mediante cañones con "cargas moldeadas" unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial.

Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas y porcentaje de agua). Esto se realiza mediante "pistoneo" por el interior del tubing o "cañería de producción". Se determina así, si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

Puede suceder, que durante los ensayos, se verifique que existen capas sin suficiente aislamiento entre sí por fallas en la cementación primaria; en estos casos se realizan cementaciones complementarias, aislando mediante empaquetaduras (packers) el tramo correspondiente al pozo.

Cuando la diferencia de propiedades de las distintas capas así lo justifica, se puede recurrir al tipo de terminación "múltiple", que cuenta con dos columnas de tubing para producir dos intervalos diferentes, quedando también la alternativa de producir por el "espacio anular" entre el casing y los dos tubing un tercer intervalo. También es de norma, aunque muy poco frecuente, la producción triple mediante tres cañerías de producción.

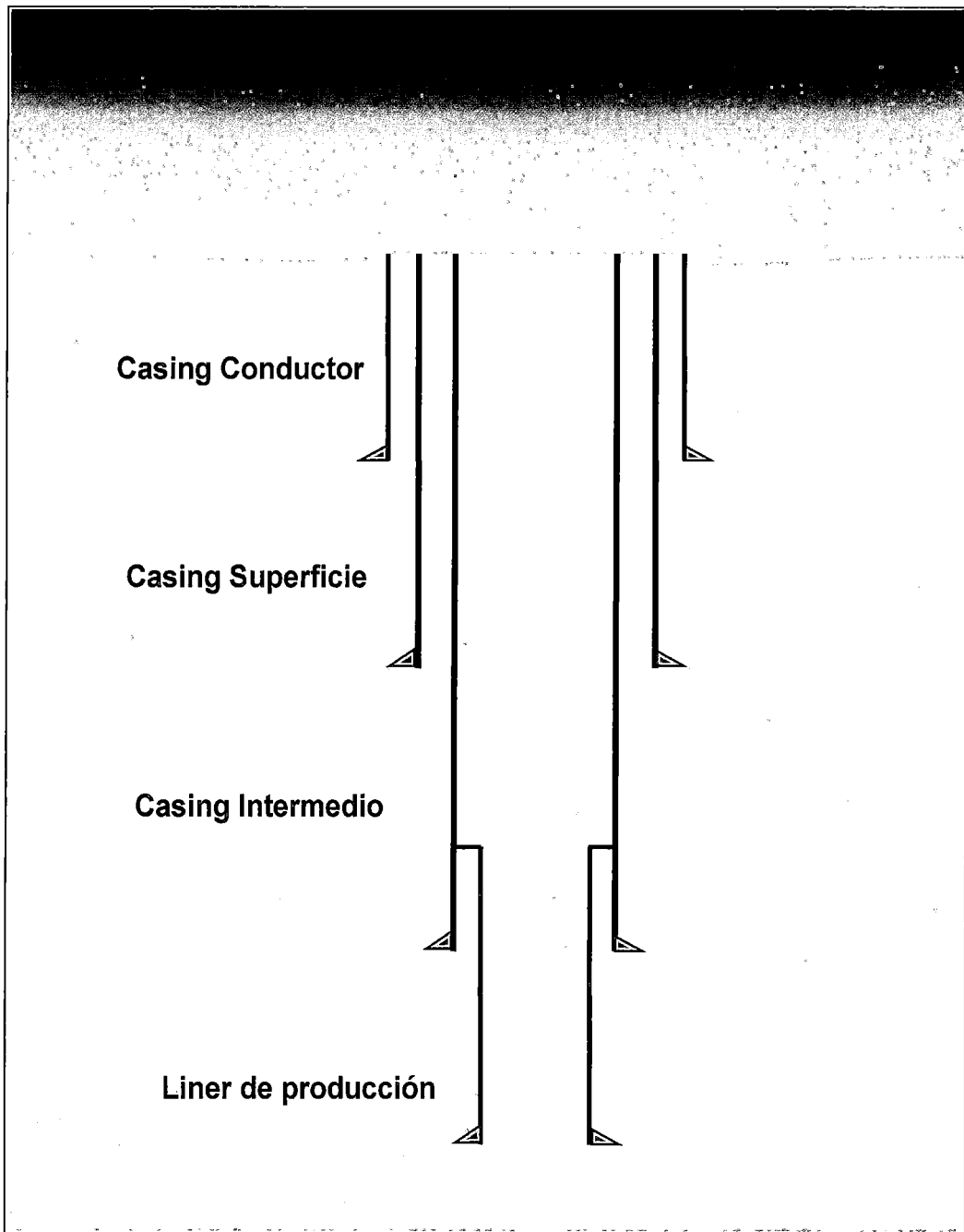
Para el caso de terminación múltiple con dos o tres cañerías, el equipamiento debe incluir, no solamente empaquetadores especiales, sino también cabezales de boca de pozo (en la superficie) de diseño particular, los que permiten el pasaje múltiple de cañerías. Por otra parte, el equipo de intervención del pozo o workover debe contar con herramientas especiales para maniobrar con múltiples cañerías a la vez, por lo que estas maniobras de intervención son mucho más riesgosas y delicadas y se requiere una más cuidadosa programación.

La condición importante de un pozo para su puesta en producción es, que este se encuentre totalmente hermético. La configuración típica de un pozo de petróleo se puede apreciar en la Figura N°3 siendo este conformado por:

## Casing Conductor

Usualmente son profundidades menores de 100 ft (30 m), se usan grandes diámetros de tubería desde 20" hasta 36" o mayores.

**Figura N° 3: Configuración Típica de un pozo de petróleo**



*Fuente: Autoría del Investigador.*



La finalidad del casing conductor es para proteger las zonas lavadas debajo del equipo y establecer retornos a superficie (no se requiere en todos los pozos).

### **Casing Superficie**

Son requeridos por Regulaciones, Leyes y/o Decretos de Gobierno en cada área y país. Tiene como características llegar a profundidades de 100 pies a 5,000 pies (30 ~ 1500 m) o mayores y con diámetros de cañería desde 7.5/8" hasta 20" o mayores.

La finalidad del casing superficie es de proteger las zonas de agua dulce, ofrecer una conexión para montaje de las BOP en superficie, tratar zonas de formaciones inconsolidadas, sellar zonas de pérdidas de circulación, soportar las sartas de Casing siguientes para profundizar el pozo.

### **Casing Intermedio**

Son caños que van de 4,000 a 16,000 pies (1200 ~ 4800 m) o mayores profundidades (amplio rango) y con diámetros de 6 5/8" hasta 20"; el casing 9 5/8" es muy común. Se puede terminar el pozo (completación) en este casing intermedio.

La finalidad del casing Intermedio es para ser colocado en zonas críticas, tal como pérdidas de circulación, zonas con altas presiones o

zonas con mantos salinos. También puede soportar sartas que se instalarán posteriormente.

### **Casing o Liner de producción**

Son típicos en profundidades de 1,700 pies a 20,000 pies (510 ~ 6000 m), o más profundos con diámetros de 4 1/2", 5 1/2" y 7".

Tiene como finalidad completar el pozo para producción, proveer control de presión, cubrir agujeros o una sarta de Casing intermedio dañado y el control del pozo cuando se perfora (punzado, baleo).

## **3.2.2 PRINCIPALES OPERACIONES PETROLERAS**

### **REGISTROS DE POZO<sup>[10]</sup>.**

Los Registros de pozo son la técnica de evaluación ampliamente usada en el rubro petrolero, la evaluación de las características de las formaciones geológicas, mediante los registros de pozo, son llevadas a cabo usando dispositivos radioactivos o electrónicos.

Mediante la interpretación de los datos obtenidos en los registros, es posible predecir si el pozo será productivo. Las operaciones de

---

<sup>[10]</sup> Ron Baker. *"A Primer of Oilwell Drilling"*. Sexta Edición Houston-Texas 2001, pag. 148.

registros de pozo suelen realizarse durante la perforación en los viajes de acondicionamiento.

Existen equipos especiales y computadoras para la adquisición y almacenamiento de la información obtenida durante los trabajos de registros.

Los registros de pozo no sólo indican la presencia de crudo y gas, también pueden dar un estimado de la cantidad.

### **OPERACIONES DE EXTRACCIÓN DE MUESTRAS DE FORMACIONES DE INTERÉS<sup>[10]</sup>.**

En algunos casos, las operadoras desean examinar directamente una muestra de formación de interés. La compañía operadora cuidadosamente considera la información obtenida en las pruebas que se le hacen a las muestras de interés, valiéndose de ello para decidir la completación del pozo o el abandono de éste.

### **OPERACIÓN DE BALEO DE POZOS<sup>[10]</sup>**

Una vez completado el pozo con una cañería de producción y cementación de la zona productiva, la compañía operadora ve la

forma de cómo extraer el gas o el crudo desde la formación hacia el pozo, una operación importante es el baleo del pozo.

Una herramienta especial de disparos es corrida en el fondo del pozo y ubicada a las formaciones de interés, para hacer pequeños agujeros en el caño productivo que incluso traspasa el sello generado por el cemento.

### **CEMENTACIÓN<sup>[10]</sup>.**

La cementación de pozo es la colocación de una lechada de cemento en el espacio anular, para prevenir la migración de los fluidos de formación y generar el aislamiento de ellos. Los trabajos de cementación requieren de muchos tipos de accesorios y materiales necesarios para realizar el trabajo. También requiere de equipos de alta presión, como son las bombas de desplazamiento positivo.

### **FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>[10]</sup>.**

Un trabajo que favorece la mejora del flujo de producción, es el fracturamiento hidráulico. Éstos trabajos requieren de bombas especiales, así como también de mezcladores de alta potencia, con la finalidad de bombear fluidos de alta viscosidad a través de los perforados o punzados existentes en los caños de producción.

La fracturación hidráulica consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo a gran caudal y presión de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y rellenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.

### **ACIDIFICACIÓN<sup>[10]</sup>**

Algunas veces los hidrocarburos existentes en una formación no pueden fluir fácilmente hacia el pozo, porque muchas veces la formación tiene baja permeabilidad. Si la formación reacciona favorablemente a un tipo de ácido, la acidificación puede mejorar el flujo de los hidrocarburos. Estos trabajos se realizan usando equipos y herramientas especiales, para inyectar a presión soluciones ácidas a través de los perforados del casing de producción hacia la formación.

### 3.3 CEMENTACIÓN

La Cementación es el proceso de mezclar cemento y agua y bombearlo a través de cañería de acero (Casing) y luego hacia el espacio anular formado entre el Casing y la formación, con el propósito de que se adhiera a ambos, soportar la cañería e impedir el movimiento de fluidos entre las formaciones.

#### 3.3.1 CEMENTOS USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Las especificaciones de los cementos fueron establecidos por la API (Instituto Americano de Petróleo), ya que las condiciones a la que está expuesta el cemento Portland en pozos petroleros pueden diferir radicalmente de los que se experimentan en aplicaciones de construcción.

En este momento hay ocho clases de cementos Portland reconocidos por la API, denominados de la A hasta la H. Se organizan de acuerdo a las profundidades para el que se encuentre, y las temperaturas y presiones a los que están expuestos.

**Clase A.** Diseñado para ser utilizado desde la superficie hasta una profundidad de 6.000 pies (1.830 m), cuando no se requieren

propiedades especiales. Disponible sólo en el tipo ordinario, Clase A es similar a la norma ASTM tipo I de cemento.

**Clase B.** Para uso de la superficie a una profundidad de 6.000 pies (1.830 m), cuando las circunstancias requieran entre una moderada y alta resistencia a los sulfatos.

**Clase C.** Para uso de la superficie a una profundidad de 6.000 pies (1.830 m), cuando las circunstancias requieran alta resistencia temprana. Clase C está disponible en todos los tres grados de resistencia a los sulfatos.

Las Clases D, E y F son también conocidos como "cementos retardados", se usa en pozos más profundos. El retardado se lleva a cabo al reducir significativamente la cantidad de fases más rápida hidratante, y el aumento del tamaño de partícula de los granos de cemento. Dado que estas clases fueron fabricadas por primera vez, la tecnología de la química retardadora ha mejorado significativamente y, en consecuencia, rara vez se encuentran hoy en día.

**Clase D.** Diseñado para usarse a profundidades de 6.000 pies (1.830 m) a 10.000 pies (3.050 m), en condiciones moderadamente de altas temperaturas y presiones. Está disponible en los tipos de MSR y HSR.

**Clase E.** Para uso de 10.000 pies (3.050 m) 14,000 pies (4,270 m) de profundidad, en condiciones de altas temperaturas y presiones. Está disponible en los tipos de MSR y HSR.

**Clase F.** Previsto para el uso de 10.000 pies (3.050 m) 16,000 pies (4,880 m) de profundidad, en condiciones extremas de altas temperaturas y presiones.

**Clase G y H.** Estos cementos fueron desarrollados para responder de manera eficiente los efectos de aceleración y retardación de los aditivos químicos para ser aplicados en la actualidad en cementación de pozos de petróleo.

La composición química de las clases G y H son esencialmente idénticas. La principal diferencia es el área de la superficie. La clase H es significativamente más gruesa que la Clase G y soporta altas temperaturas.

### **3.3.2 CEMENTO ULTRAFINO, DESCRIPCIÓN Y APLICACIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA**

En comparación a los cementos convencionales que comúnmente se usan en la industria del petróleo, el cemento ultrafino posee partículas



de cinco a diez veces más pequeñas y puede utilizarse con eficacia para penetrar en grietas y canales<sup>[11]</sup>.

Actualmente, dos tipos de cementos ultrafinos se utilizan en las operaciones de recuperación: cemento portland ultrafino y cemento escoria ultrafina.

El cemento portland ultrafino es 100% cemento. El cemento escoria ultrafino contiene un alto porcentaje de escoria de alto horno o puzolana en combinación con un pequeño porcentaje de cemento. Aunque los dos tipos de cemento varían un poco en sus niveles de reactividad, ambos han experimentado un éxito similar al aplicarse correctamente.

Las propiedades físicas del cemento ultrafino portland y el cemento ultrafino de escoria son similares.

Las mezclas con cemento ultrafino son de peso ligero (11.0 a 12.5 libras / galón), debido a las altas concentraciones de agua requeridas para humedecer la superficie extensa del cemento.

---

[11] K.L. Harris y B.J. Johnson, "Successful Remedial Operations Using Ultrafine Cement", Publicación de la SPE 24294. Año 1992. Pag. 21 y 22.

En la industria petrolera se han realizado trabajos de remediación con cemento ultrafino. La primera vez se aplicó en operaciones geotérmicas en California en mil novecientos ochenta y nueve. Desde entonces ha sido utilizado en miles de aplicaciones en todo el mundo para los siguientes propósitos:<sup>[12]</sup>

- Control de producción de agua o gas
- Para desviar las inyecciones de vapor.
- Para abandono de pozos.
- Reparación de fugas de la carcasa.
- Reparación de canales y microanillos detrás del Casing.

### 3.3.3 TIPOS DE CEMENTACIÓN

#### CEMENTACIONES PRIMARIAS<sup>[13]</sup>.

Las cementaciones primarias son técnicas de colocado de cemento en el anular de un pozo entre la tubería y la formación. El cemento luego de fraguar para formar el sello hidráulico, previene la migración de fluidos en el anular. Por tal motivo las cementaciones primarias son

---

[12] W.J. Clarke y A.C. McNally, "Ultrafine Cement for Oilwell", *Publicación de la SPE 25868. Año 1993. Pag. 292 y 293.*

[13] Erick B. Nelson "Well Cementing" *Texas 1990. Pág. 12-1.*

una de las etapas más críticas de la perforación y completación de pozos.

Los objetivos de la cementación primaria son:

- Proveer el aislamiento de las formaciones.
- Dar soporte mecánico al casing.
- Proteger al casing de la corrosión provocado por fluidos salados, sulfurados, etc.

Son ejemplos de Cementaciones primarias, las cementaciones de casing conductor, casing superficie, casing intermedio y Liner.

## **CEMENTACIONES SECUNDARIAS**

Después de que el pozo se ha cementado y se encuentra en producción, es posible que deba ser "tratado" para corregirle canales de cemento o fugas en el cañería a través de punzados o daños de casing por corrosión, para mejorar las relaciones gas/petróleo o petróleo/agua.

La técnica operativa más popular que se emplea para remediar los daños en el casing es la cementación forzada (Squeeze) o también conocida como cementación a presión y 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 poral o hendidura de cañería en un pozo de petróleo, gas o agua.

También son ejemplos de cementación secundaria, los tapones de cemento que se utilizan para abandonar pozos, desviar y abandonar operaciones, así como para aislar zonas de pérdida de circulación.

### **3.3.4 DISEÑO DE LECHADAS DE CEMENTO**

Para el diseño de las lechadas de cemento, ya sea para una cementación primaria o secundaria, se deben de tener en cuenta muchas variables que son fundamentales para el diseño y la verificación de las lechadas, estas son:

#### **DENSIDAD DE LA LECHADA**

La densidad constituye uno de los factores más importantes en el diseño de una lechada de cemento. En el laboratorio y en el campo, la densidad determina la relación agua/cemento y al mismo tiempo define en cierto grado la magnitud de resistencia a la compresión que posee una lechada después de que la misma ha fraguado. Después de diseñar una lechada en el laboratorio y determinar su tiempo de espesamiento y resistencia a la compresión, la única manera de

garantizar que la mezcla en el campo será adecuada, es mantener una densidad de lechada correcta.

## **TIEMPO DE ESPESAMIENTO**

El tiempo de espesamiento de una lechada, de acuerdo con el API, es el tiempo que una lechada requiere para alcanzar 100 unidades de consistencia - Bearden Units - (Bc). Este grado de espesamiento es equivalente a una torsión de 2080 gramos-centímetros aplicada al eje de la paleta agitadora (rotativa) en la celda de ensayo de tiempo de espesamiento (consistómetro). Cuando una lechada alcanza esta consistencia está próxima a convertirse en una mezcla fraguada; evidentemente, ya no puede ser bombeada por una tubería a una presión razonable.

En el campo, el tiempo de espesamiento se traduce en tiempo de bombeabilidad: es el tiempo disponible para bombear la lechada desde el equipo de mezcla a su destino final en el pozo.

Otro factor que debe considerarse de acuerdo con los ensayos de laboratorio es que durante un ensayo de tiempo de espesamiento, un período corto de parada (en el que se simula el tiempo de parada que se necesita, por ejemplo, para liberar el tapón superior o cuando se necesita hesitar una lechada en trabajos de remediación) puede

reducir considerablemente el tiempo de bombeabilidad donde algunas lechadas alcanzan su condición de imbombeables. Ello se debe a que la lechada llega a tener una resistencia de gel muy elevada durante la parada. En otras lechadas, se ha observado que el tiempo de parada no afecta el tiempo de espesamiento.

## **RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN**

La Resistencia de un cemento fraguado es la resistencia que ofrece el cemento a ser aplastado (resistencia a la compresión) o a ser tensionado (resistencia a la tensión). Evidentemente, los dos tipos de resistencia están relacionados, siendo la resistencia a la compresión entre cinco a diez veces más elevada que la resistencia a la tensión, en muestras similares de un cemento fraguado. La resistencia a la compresión se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi).

La mayoría de los especialistas y expertos en la materia están de acuerdo en que una resistencia a la compresión de 500 psi es adecuada para re-perforar. Esta resistencia mínima se necesita para:

- Sustentar la tubería en el pozo.
- Confinar los fluidos inyectados a la formación deseada.
- Impedir que fluidos no deseados ingresen a la cañería o migren de una formación a otra.

- Resistir los esfuerzos de la re-perforación y el cañoneo (punzados, baleos).

El analizador ultrasónico de cemento (UCA) es un aparato que se utiliza para observar el desarrollo de la resistencia a la compresión de una muestra de cemento. La diferencia de tiempo que se produce cuando se transmite y recibe un pulso ultrasónico a través de una celda de ensayo se traduce en un valor de resistencia a la compresión en una unidad microprocesadora central capaz de efectuar ocho pruebas diferentes de manera simultánea sin destruir las muestras.

El UCA permite al operador determinar cuándo el cemento ha alcanzado un nivel satisfactorio de desarrollo de resistencia a la compresión para proseguir con las operaciones.

## **VISCOSIDAD**

La viscosidad óptima de una lechada de cemento debe oscilar entre 5 y 11 Bc. Las lechadas que presentan una viscosidad inferior a los 5 Bc normalmente poseen una cantidad excesiva de agua libre (superior al 1%), por lo que se producirá una sedimentación excesiva de partículas sólidas y más pesadas en las lechadas de cemento.

Las lechadas cuya viscosidad es de 25 Bc pueden mezclarse y bombearse; pero por encima de los 20 Bc, se tornan más difíciles de bombear. Debido a la mayor presión de fricción por la viscosidad que desarrollan, necesitan mayores presiones de bombeo que las lechadas más fluidas ó líquidas. El aire entrampado también constituye un problema en las lechadas espesas. La viscosidad de una lechada se controla variando la cantidad de agua de mezcla o utilizando aditivos químicos.

### **CONTROL DE PÉRDIDA DE FILTRADO**

La pérdida de fluido de las lechadas de cemento debe diseñarse y ensayarse a la temperatura de circulación de fondo de pozo (BHCT) y a una presión diferencial de 1000 psi.

Para la mayoría de las aplicaciones, una lechada con poca pérdida de agua es aquella que presenta una pérdida de agua inferior a 100 mL en 30 minutos (con 1000 psi y una temperatura de circulación de fondo de pozo simulada). Siendo baja la pérdida de fluido, una lechada permanecerá fluida mientras sea bombeada en el pozo, esta condición normalmente reduce las presiones de bombeo que son necesarias para ubicar la lechada. A su vez, las presiones de bombeo más bajas pueden reducir la pérdida de circulación. Otro beneficio es que el tiempo de espesamiento de la lechada se mantiene próximo al



valor diseñado debido a que las relaciones agua/cemento se conservan prácticamente constantes.

Controlar la pérdida de fluido durante las operaciones de cementación es crucial para la realización exitosa de una cementación primaria o secundaria. La composición de una lechada de cemento, especialmente su relación agua/cemento, incide en todos los aspectos del diseño de la lechada, tales como, por ejemplo, el tiempo de espesamiento, la resistencia a la compresión y la reología de la lechada. Reducir la relación agua/cemento de una lechada de cemento puede alterar su tiempo de espesamiento debido al incremento en la densidad resultante. A su vez, el fraguado prematuro de la lechada puede aumentar o reducir la resistencia a la compresión final, dependiendo de la magnitud de la pérdida del fluido.

## **AGUA LIBRE**

El Agua libre, en los ensayos de laboratorio, es el agua que se acumula en la parte superior de una columna de lechada de cemento cuando la misma se deja en reposo y sin ser perturbada. Cuando la cantidad de agua libre es excesiva, perjudica los trabajos de cementación porque ocasiona la formación de fisuras en el sello de cemento.

Cuando las partículas se sedimentan, tienden a formar puentes. Justo debajo de cualquier área donde se han formado puentes queda una grieta que no contiene partículas de cemento. Esta grieta o fisura permanece inclusive después de que el cemento ha fraguado. Si esto no se previene, se forman varias grietas en una columna de cemento que pueden constituir un canal o canales potenciales que podría hacer fallar el sello de cemento en condiciones bajo presión.

Aunque existe el consenso de que el agua libre es indeseable, con excepción de los cementos clases G y H, no se han fijado límites firmes en relación con la cantidad de agua libre que se puede tolerar. En sus especificaciones para los cementos clases G y H, el API ha establecido un 1,4% como el valor máximo permitido de agua libre, medidos en una probeta de 250 ml. En lo que respecta a las otras clases de cementos API, y como regla arbitraria, es que las lechadas bien diseñadas deben tener un contenido de agua libre de casi cero y bajo ningún concepto presentar más de 2% de agua libre en su composición.

## **IV. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA Y FORMULACIÓN DEL SELLANTE PARA LA REMEDIACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

La metodología descrita en este trabajo primeramente muestra los datos detallados del pozo en estudio para ser tomados en cuenta en el desarrollo de la formulación del sellante para los punzados de la formación Vivian en pozos petroleros en zonas de selva y así dar paso a la selección de la técnica de colocación del sellante y su aplicación en campo.

### **4.1 DATOS EMPÍRICOS DEL POZO DE PETRÓLEO**

#### **4.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO PETROLERO DEL NOROESTE DE LA CUENCA DEL MARAÑÓN**

El pozo de petróleo, materia del presente estudio de investigación, se encuentra ubicado en el noroeste de la cuenca sedimentaria del Marañón de la Selva Peruana.

Ubicación Geográfica del pozo petrolero del Noroeste de la Cuenca del Marañón.

El pozo petrolero del Noroeste de la cuenca sedimentaria del Marañón, en estudio tiene como ubicación geográfica próxima a las coordenadas UTM N: 9689951m E: 338046m, y coordenadas geográficas Latitud: 2° 48' Longitud: 76° 27'.

#### **4.1.2 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL POZO PETROLERO**

El pozo petrolero en estudio se perforó hace más de tres décadas; la producción inicial se obtuvo de la formación Vivian, después de una década el pozo se convirtió en un productor de crudo de la formación Chonta. Por aparente daño en la formación Chonta, el pozo dejó de producir hace menos de cinco años.

La estructura del pozo se puede apreciar en la Figura N°01 conformándose de la siguiente manera:

Casing 13 3/8" a 730 m.

Casing 9 5/8" a 2939.8 m.

Liner 7" a 4036.4 m.

Tiene como característica principal ser un pozo de tipo "S" típico de muchos pozos de petróleo de esta zona. Presenta como máxima inclinación 24° desde aproximadamente los 730 m hasta los 2334 m donde a partir de allí su aterrizaje es vertical hasta el zapato del Liner 7" a 4036.4 m de profundidad.

El pozo presenta punzados en intervalos de las formaciones Vivian (Vivian A) y Chonta detallados en el Cuadro N° 1.

**Cuadro N° 2: Profundidad de los punzados en las formaciones Vivian y Chonta.**

<b>Formación</b>	<b>Intervalos punzados</b>
Vivian	3739.7 m - 3747.0 m
	3750.0 m - 3752.5 m
	3755.5 m - 3761.8 m
Chonta	3989.2 m - 3992.8 m
	3994.7 m - 3997.7 m
	3739.7 m - 3747.0 m

*Fuente: Autoría del Investigador*

## **ESTRUCTURA DEL PERFIL DEL POZO DE LA CUENCA DEL MARAÑÓN**

La estructura del pozo en estudio, como se mencionó anteriormente, está conformado por tres forros o caños los cuales cada uno atraviesan distintas formaciones geológicas tal como se describen a continuación:

- Casing 13 3/8", con zapato a 730 m, atraviesa una formación conocida como Upper Red Beds.
- Casing 9 5/8", con zapato a 2939.8 m, atraviesa las formaciones Upper Red Beds, Pozo Shale, Pozo Sand y Lower Red Beds.
- Liner 7", caño de producción con zapato a 4036.4 m y tope de Liner a 2859.6 m, atraviesa las formaciones Lower Red Beds, Cachiyacu, Vivian, Chonta y Aguas Caliente.

### CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL POZO EN ESTUDIO

La información petrofísica principal del pozo problema se detalla en el cuadro N° 3:

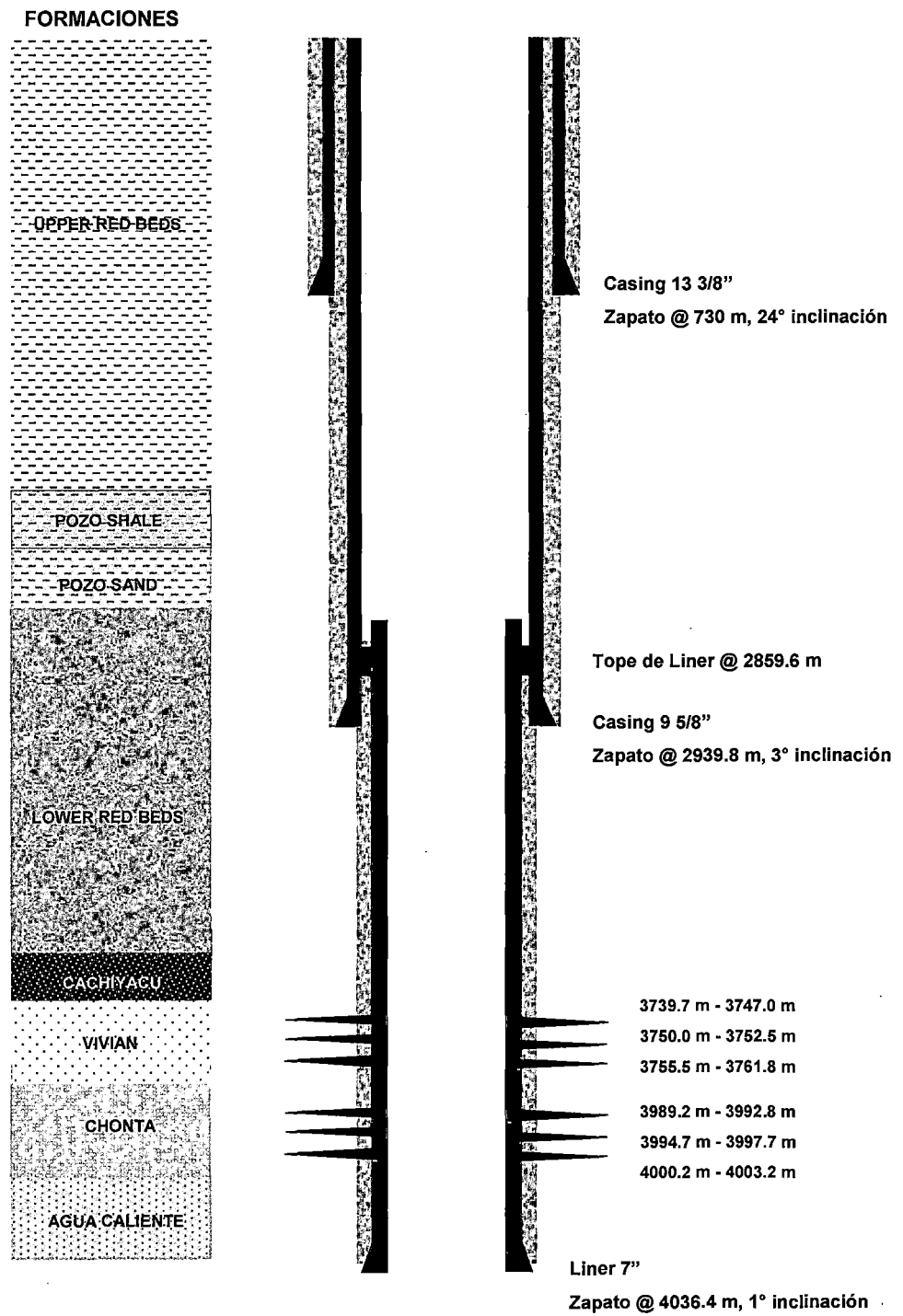
**Cuadro N° 3: Características petrofísicas de las formaciones Vivian y Chonta**

Datos del pozo	unidad	Vivian	Chonta
Tope formacional	m	3,727	3,769
Temperatura	°F	282	292
Presión de reservorio Inicial	psi	5,130	5,600
Presión de reservorio actual	psi	4,450	2,650
Espesor prom. Arena productiva	m	14.7	6.6
Mecanismo de drenaje	-	Water Drive	Depletion
Gradiente de fractura	psi/pie	0.67	0.70
Permeabilidad promedio	mD	1000-2000	20-150
Porosidad promedio	%	16.0	12.0
Saturación de Agua promedio	%	17.0	24.0
Compresibilidad de la roca x 10-6	psi-1	4.00	4.51

Fuente: Autoría del Investigador.

El perfil estructural del pozo problema se detalla en la Figura N°04.

**Figura N° 4: Diagrama del Perfil del pozo en estudio**



Fuente: Autoría del Investigador.

Los topes formacionales de Vivian y Chonta corresponden a la profundidad medida en metros obtenida durante la perforación de pozo.

De la temperatura mostrada en el cuadro N°02 se deduce que la Gradiente Geotérmica de los campos del Noroeste de la cuenca sedimentaria del Maraón es 1.69 °F por cada 100 pies de profundidad vertical.

La presión inicial de reservorio refiere a la presión que las formaciones Vivian y Chonta presentaron al inicio de la explotación de crudo en el pozo en estudio y que por la extracción del fluido fósil, en la actualidad presenta una presión de reservorio menor, tal como se muestra en el cuadro N°2.

La permeabilidad y porosidad de las formaciones Vivian y Chonta fueron obtenidas de registros eléctricos tomados durante la perforación del pozo en estudio.

#### **4.1.3 PERMEABILIDAD DEL POZO EN LA FORMACIÓN VIVIAN**

Todo pozo petrolero que se construye debe de presentar una estructura totalmente hermética para su puesta en prueba o



producción, cuando esta condición está definida entonces se realiza el punzonamiento en las zonas o formaciones de interés.

El pozo en estudio tiene 14.7 metros de arena de formación Vivian tal como se indica en el cuadro N°2, sobre la presencia de punzados de en los intervalos descritos en el cuadro N°1.

La permeabilización de la estructura de un pozo en la formación Vivian, reúne muchas condiciones para que se pueda dar, para ello es necesario conocer la porosidad de la formación. Para nuestro caso la porosidad promedio de la formación Vivian es de 16% (ver cuadro N°02).

Para la evaluación de un delta de presión en los punzados de la formación Vivian, es necesario aislar los punzados de la formación Chonta mediante la colocación de un tapón mecánico (ver capítulo III) entre las dos formaciones, caso contrario la evaluación no sería representativa por ser la formación Chonta una arena permeable.

#### **4.1.4 ACONDICIONAMIENTO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN**

La evaluación de la formación Vivian, donde existen los punzados, presentan ciertos inconvenientes a la aplicación del sellado, como son

presencia de agua, depósitos orgánicos, suciedad de arenas, por lo tanto se requiere un previo acondicionamiento de los punzados tomando en cuenta la mejora del pH de las arenas o superficies que estarán en contacto con el material sellante.

Los ácidos orgánicos son de reactividad lenta, salvo que el medio donde se apliquen sufra una variación ascendente de temperatura favoreciendo así su reactividad. El ácido acético, cumple con las exigencias del pozo en estudio, por tratarse de un pozo de alta temperatura (282°F). Su aplicación favorece en la disolución de depósitos inorgánicos como carbonatos.

#### **4.1.5 MÉTODO DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD EN LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN**

Una vez aislado los punzados de la formación Chonta, se procede con la prueba de admisión en los punzados en la formación Vivian, simplemente la disminución del nivel del fluido de pozo (normalmente salmuera) nos da indicios de la permeabilidad de la estructura del pozo.

Una prueba de Inyectividad en los punzados de la formación Vivian es representativa colocando un retenedor de cemento por encima de pocos metros del intervalo o intervalos de punzados donde se quiera

probar, la prueba consiste en la inyección de fluido de pozo (salmuera), después de haberse acondicionado la zona a tratar, para obtener parámetros de presión (psi), caudal (barriles por minuto), volumen (barriles) y tiempo (minutos).

Los requerimientos para la prueba la prueba de inyectividad son los siguientes:

**En superficie:**

- Bomba de alta presión (10,000 psi)
- Sensores de presión y temperatura.
- Tubería o línea de alta presión.
- Tanques de Agua cubicados.

**En el fondo del pozo:**

- Tapón mecánico para aislamiento.
- Retenedor de cemento.
- Tubería de trabajo de pozo.
- Dispositivo activador de la válvula del retenedor de cemento.

## **4.2 DESARROLLO DE LA FORMULACIÓN DEL SELLANTE PARA LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN**

Como se puede apreciar en el capítulo tres acerca de los diseños de cementación, se debe considerar muchos factores que determinarán la formulación del sellante.

Dadas las características del pozo de la cuenca del Marañón, por la presencia de punzados en la formación Vivian corresponde a una Cementación Secundaria (ver capítulo III) en el cual debemos forzar mediante la inyección a presión, el sellante hacia la matriz de la formación, a través de los punzados.

El cemento ultrafino, cumple con las exigencias necesarias para penetrar en la matriz de la formación Vivian, obturando y bloqueando todo canal poral que ponga en riesgo la hermeticidad del pozo en los trabajos posteriores de reactivación de este.

### **4.2.1 CONSIDERACIONES PARA LA FORMULACIÓN DEL SELLANTE<sup>[13]</sup>**

Las propiedades del sellante para un trabajo de remediación, deben estar de acuerdo a las características del pozo a remediar y de la formación que se desea tratar, las consideraciones para la

---

[13] *Erick B. Nelson "Well Cementing" Texas 1990. página 13-9.*

formulación del sellante que se deben de tener en cuenta para la remediación del pozo son las siguientes:

- Temperatura del pozo, Temperatura de Squeeze y Estática. Importante para la elección de los aditivos a usar en la formulación.
- Baja viscosidad del sellante, que permita que el sellante pueda ingresar en las diminutas grietas y canales porales.
- Adecuado control de filtrado del sellante, para asegurar un óptimo relleno de las grietas y canales porales.
- Adecuado tiempo de espesamiento del sellante, para realizar el trabajo en el tiempo previsto.
- Adecuado desarrollo de esfuerzo compresivo del sellante, es deseable un alto esfuerzo compresivo del sellante para soportar los choques mecánicos de las herramientas de fondo y evitar la formación de grietas en la reperforación o pruebas de presión.

#### **4.2.2 DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS PARA LA FORMULACIÓN DEL SELLANTE**

La temperatura es el factor determinante de todas las propiedades de un sellante, para ello en un trabajo de remediación se debe determinar dos tipos de temperaturas: Temperatura estática de fondo (BHST) y la Temperatura de Squeeze de fondo (BHSqT) que

simularán las condiciones del pozo mientras el sellante es colocado para obturar y bloquear los punzados y grietas existentes frente a la formación Vivian.

Para la estimación de la temperatura estática de fondo de un pozo (BHST) y la temperatura de Squeeze de fondo (BHSqT) se usan tablas o ecuaciones las cuales se encuentran detalladas en el API Spec 10 siendo necesario conocer la gradiente geotérmica del campo y la profundidad vertical verdadera<sup>[14]</sup> de la zona donde se desea realizar el trabajo de remediación. Las ecuaciones para estimar las temperaturas BHST y BHSqT son las siguientes:

$$BHST = 80^{\circ}F + hTOCTVD \times \nabla PT \dots\dots(E.4-1)$$

$$BHSqT = 80^{\circ}F + \frac{(0.76495 \times hTOCTVD \times \nabla PT) - 8.2021}{1.0 - (0.000008068 \times hTOCTVD)} \dots\dots(E.4-2)$$

Donde:

- BHST : Temperatura estática expresada en °F
- BHSqT : Es la temperatura de Squeeze expresada en °F
- ∇ PT : Gradiente de Temperatura expresada en °F/100ft.
- hTOCTVD : Profundidad vertical verdadera expresada en pies.

---

<sup>[14]</sup> American Petroleum Institute "Recommended Practice for Testing Well Cement 10B", Primera Edición, Julio 2005. Cláusula 9 Pág. 37.

Es importante el cálculo de la Temperatura de Squeeze (BHSqT) para los ensayos de laboratorio ya que de esta manera es simulada la temperatura de trabajo de aplicación del sellante en el campo.

El sellante, una vez bombeado al pozo, no alcanzará la temperatura del fondo en forma inmediata, la transferencia de calor se da paulatinamente siendo posible que el trabajo de colocado del sellante, en la zona a tratar, puede culminar antes de que este alcance la temperatura del fondo de pozo. Por lo tanto la Temperatura de Squeeze tiene un valor inferior que la Temperatura Estática de Fondo.

#### **4.2.3 SELECCIÓN DEL SELLANTE**

Para la elección del sellante en los trabajos de remediación es necesario responder fundamentalmente a dos preguntas: ¿Cuál es el tamaño promedio de la garganta poral de la formación geológica a tratar? y ¿Cuál es la granulometría del sellante?

Además, existe una clase de cemento Portland que no está considerado dentro de las especificaciones API conocido como Cemento Ultrafino, sin embargo gracias a la combinación de dos reglas, podemos estimar, a partir de los datos de permeabilidad, la medida de tamaño de poro de la formación y el rango de taponamiento o bloqueo. Estas son:

“El tamaño del poro en micras es igual a la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcies”<sup>[15]</sup>.

“Las partículas con diámetro en el rango de 1/3 y 1/7 del tamaño de la garganta poral taponeará los canales porales. Partículas más pequeñas migrarán libremente a través de la formación”<sup>[16]</sup>.

#### 4.2.4 SELECCIÓN DE ADITIVOS

Los aditivos requeridos en la formulación del sellante, dotan a la lechada de cemento ultrafino de las propiedades fisicoquímicas que exigen los trabajos de remediación de los pozos de la Cuenca del Marañón.

Los aditivos seleccionados son de aplicación en los rangos de temperatura que presenta la formación Vivian en el pozo problema.

Los aditivos son los siguientes:

**Dispersante**<sup>[13]</sup>.

---

<sup>[15]</sup> Harris and Odom's Artículo, "Effective Filtration in Completion and Other Wellbore Operations Can Be Good Investment", Revista Oil and Gas Journal.

<sup>[16]</sup> A. Abrams, "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion". Publicación de la SPE 5713. Houston año 1977.



Las lechadas de cemento tienen concentradas suspensiones de partículas sólidas en el agua. En una mezcla de cemento, la fase líquida es una solución acuosa de muchas especies iónicas y aditivos orgánicos.

Los dispersantes del cemento, también conocidos en la industria de construcción como "superplastificantes", modifican las cargas de la superficie de la partícula, para obtener las deseadas propiedades reológicas de la mezcla.

Los polímeros sintéticos sulfonatados son los más usados en la industria del petróleo y se aplican especialmente para bajar la viscosidad de lechadas de cemento con un amplio rango de temperatura (40°F a 400°F).

### **Controlador de filtrado<sup>[13]</sup>**

Cuando una lechada de cemento es colocada frente a una formación permeable bajo presión, ocurre un proceso de filtración, es decir, la fase acuosa de la lechada de cemento ingresa a la formación dejando las partículas de cemento atrás. Si la pérdida de fluido no es controlado, el trabajo de cementación puede fallar.

Los polímeros sintéticos catiónicos como el PEI (poli-etilen-imina) son controladores de filtrados que se suelen usar en pozos calientes, y son estables hasta temperaturas que bordean los 400°F.

### **Retardador**

A medida que las condiciones del pozo se tornan más críticas (mayor profundidad, temperatura y/o presión), resulta necesario incluir otros factores en los procedimientos de ensayos de lechadas.

El tiempo de espesamiento (tiempo de bombeabilidad) es la propiedad de una lechada que recibe la mayor atención cuando no es suficiente para bombear la mezcla debido a sus evidentes consecuencias.

En los trabajos de remediación mediante la cementación forzada (Squeeze) son necesarias las paradas de bomba durante la inyección del sellante a través de los punzados, con la finalidad de buscar el espesamiento de ella para dar por concluido el trabajo, este tiempo debe de ser estimado de acuerdo al tiempo que demandará el colocado del sellante frente a la formación Vivian y un adicional de tiempo como seguridad.

Los lignosulfonatos se suelen usar en los trabajos de cementación forzadas, estos pueden ser aplicados en pozos calientes con un rango de temperatura de hasta 400 °F garantizando la estabilidad de la lechada durante los trabajos.

### **Mejorador del Esfuerzo compresivo**

Los cementos tipo Portland - Cemento Ultrafino sufren una disminución de su resistencia a la compresión por encima de los 110 °C (230 °F), presentando también un aumento de su permeabilidad, debido a la formación de cristales más densos de  $\alpha$ -silicato dicálcico hidratado ( $\text{Ca}_2(\text{HSiO}_4)\text{OH}$ ), fenómeno conocido como retrogresión térmica. La adición de aproximadamente 35% de arena o harina de sílice favorece la formación de tobermorita ( $\text{Ca}_5(\text{H}_2\text{Si}_6\text{O}_{18}) \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ ), fase del cemento que posee alta resistencia a la compresión e impermeabilidad, lo que permite resolver los inconvenientes ocasionados por la retrogresión térmica en los procesos de cementación de pozos<sup>[17]</sup>.

Adicionar partículas sólidas en la formulación del sellante podría reducir la efectividad de inyección de este en la matriz de la formación, por lo que se optó por usar microsilica.

---

<sup>[17]</sup> Rafael A. Bolívar C., Mersha E. Campos S. y Carmen Ramírez, "Efecto de los gases agrios sobre Cementos Petroleros". Publicación Setiembre 2008. Interciencia-Venezuela.

La microsilica consiste en pequeñas partículas esféricas de 0.1 micrón de tamaño, su composición básicamente está conformada por 93 – 96% de SiO<sub>2</sub><sup>[18]</sup> y es utilizado en la industria del petróleo como aditivo en lechadas de baja densidad mejorando en ellas la resistencia a la compresión.

#### 4.2.5 EXPERIMENTACIÓN DEL SELLANTE

Las especificaciones y procedimientos de laboratorio para ensayos de lechadas de cemento para pozos petroleros, son publicados por el Instituto Americano de Petróleo (API) como API Spec 10.

##### **Viscosidad del sellante**

La capacidad del sellante para ingresar a través de los punzados y canales porales depende mucho de su fluidez. El uso de dispersante en la dosificación, óptima favorecerá el éxito del trabajo.

Una lechada de cemento ultrafino requiere de bajos valores reológicos para minimizar las presiones de fricción que puede generar durante la inyección de este hacia la formación Vivian.

---

<sup>[18]</sup> R. L. Dillenbeck III, Dan T. Mueller, Billy R. Orr, "The Effect of Microsilica on the thermal stability of Lightweight Cement Systems". Publicación de la SPE 21597. Año 1990.

El procedimiento del API Spec 10 describe el acondicionamiento de la lechada por 20 minutos en un consistómetro atmosférico de acuerdo a las condiciones simuladas de pozo y luego se lleva a cabo la medición de los valores reológicos en el Viscosímetro rotacional (ver anexos).

### **Control de Filtrado del sellante**

El ensayo de pérdida de filtrado determina el caudal de deshidratación de la lechada de cemento ultrafino a las condiciones de temperatura simuladas del pozo, el procedimiento se encuentra descrito en el Apéndice F del API Spec 10.

Después de ser sometido a condiciones simuladas de pozo en un consistómetro atmosférico (ver Anexos), la mezcla de ensayo se coloca en una celda filtro-prensa (ver Anexos), donde se presuriza a 1000 psi y el filtrado pasa a través de dos mallas con medidas diferentes (mallas 60 y 325). El ensayo dura treinta minutos.

Los caudales de pérdida de filtrado de la lechada, aceptadas por el API, son los siguientes:

- Para formaciones con Baja permeabilidad, la pérdida de filtrado de la lechada se recomienda en el rango de 100 – 200 mL / 30 min.

- Para formaciones con alta permeabilidad ( $> 100$  md), la pérdida de filtrado de la lechada se recomienda en el rango de 35 – 100 mL / 30 min.

### **Tiempo de espesamiento del sellante**

El ensayo del tiempo de espesamiento determina el tiempo en que la lechada de cemento es bombeable bajo las condiciones del pozo.

El procedimiento del ensayo del tiempo de espesamiento se encuentra en la sección ocho del Apéndice F del API Spec 10.

La mezcla de ensayo se evalúa en un consistómetro a presión (ver Anexos) que mide la consistencia de la lechada en una celda rotacional bajo las condiciones de temperatura y presión del pozo simuladas.

El diseño del tiempo de espesamiento de una lechada se determina estimando el tiempo operativo de colocado de la lechada en la zona a tratar más un tiempo de prudencial de seguridad.

### **Desarrollo de resistencia compresiva del sellante**

La alta temperatura que manifiesta la formación Vivian (282 °F) de los pozos del Noroeste de la cuenca del Marañón, exige la mejora de la resistencia a la compresión de la lechada para evitar la retrogresión térmica.

EL Analizador de la mezcla de Cemento por Ultrasonido (UCA) (ver Anexos) es un equipo de laboratorio que mide el tiempo de transmisión de las ondas ultrasónicas, a través de una mezcla de cemento bajo las condiciones de temperatura y presión del pozo.

La resistencia a la compresión indica la capacidad de un cemento fraguado para proporcionar el aislamiento zonal, proteger y apoyar la tubería.

La caída de la curva de la resistencia a la compresión de un cemento fraguado es un indicativo de Retrogresión térmica.

#### **4.3 EVALUACIÓN DE LA TÉCNICA PARA LA APLICACIÓN DEL SELLANTE EN LA REMEDIACIÓN DE POZOS PETROLERO**

Para la colocación del sellante a base de cemento ultrafino en la zona del pozo a tratar existen varias técnicas de cementación a presión que pueden ser aplicadas.

A continuación se describen tres técnicas de cementación a presión que se pueden aplicar en torno a las condiciones del pozo problema del noroeste de la Cuenca del Marañón.

#### **4.3.1 TÉCNICA DE COLOCACIÓN SIN HERRAMIENTA – TAPÓN BALANCEADO PARA SQUEEZE**

La técnica de Tapón balanceado para Squeeze consiste en lo siguiente:

- Bajar la tubería con punta libre y posicionarla frente a los perforados o punzados.
- Realizar la prueba de inyektividad en los punzados o zona del pozo a tratar.
- Bombear y ubicar la lechada frente a los perforados mediante la técnica de balanceado de tapón.
- Retirar la tubería hasta por encima del tope de la mezcla de cemento.
- Realizar el bombeo de anular hacia directa para limpiar sarta.
- Cerrar las válvulas que controlan el anular en cabeza de pozo.
- Inyectar la lechada con presión hacia la formación Vivian a través de los punzados, haciendo pequeñas paradas para buscar la deshidratación y espesamiento de la lechada.

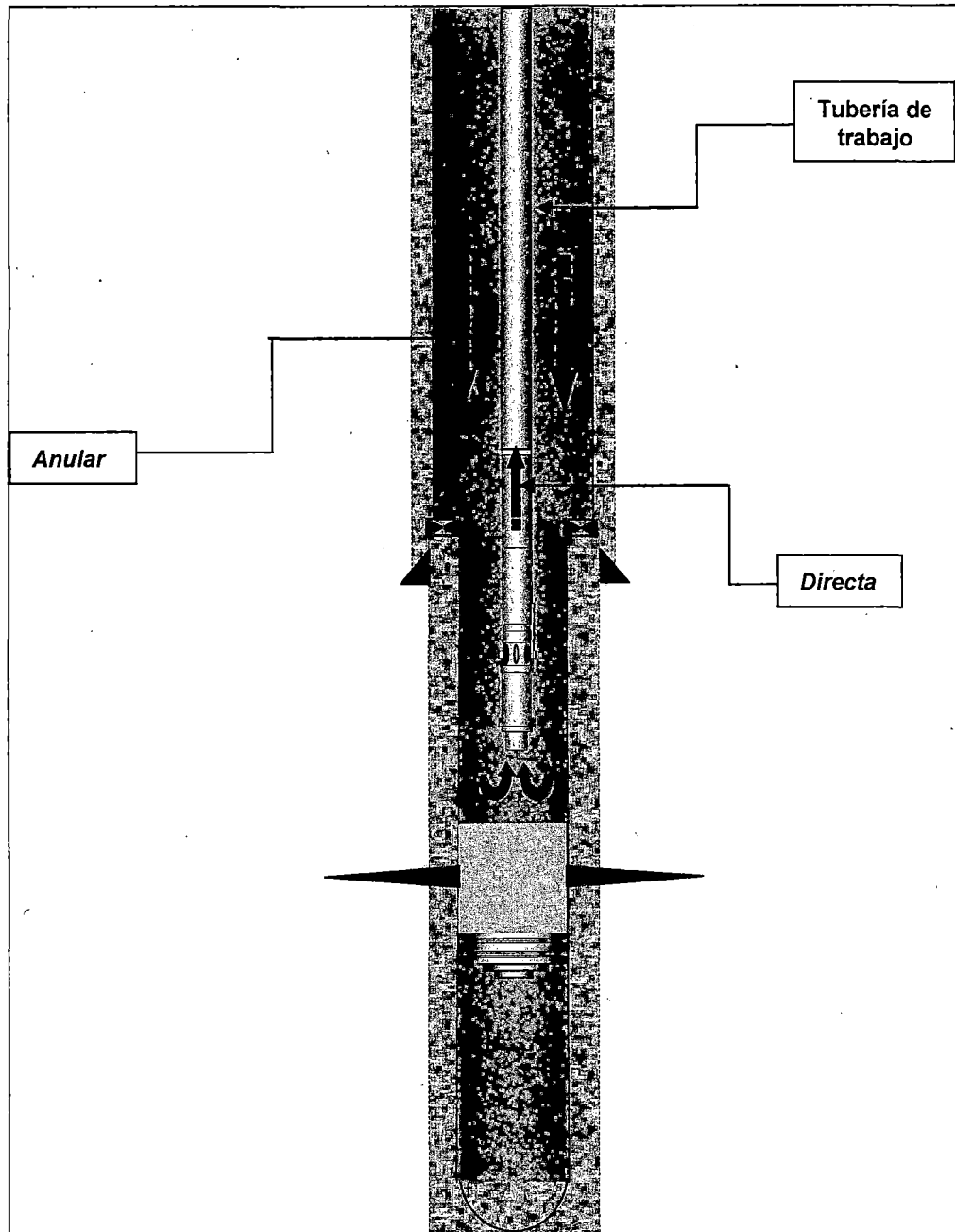
Los tapones balanceados para squeeze exigen tener en condiciones estáticas de presión y temperatura a la lechada de cemento por unos minutos, una vez colocada frente a los punzados, mientras se retira la tubería de trabajo. Es muy probable que cuando se inicie la hesitación, algunas de las propiedades de la lechada puedan haber



cambiado, tales como la variación de la viscosidad y disminución del tiempo de espesamiento.

Por otro lado, la formación Vivian A del pozo problema muestra una disminución en su presión del reservorio lo que hace posible que la presión de la columna hidrostática del pozo pueda ser suficiente para iniciar la inyección de la lechada mucho antes de iniciar la etapa de hesitación, generando un descontrol en el volumen a desplazar, corriendo el riesgo de dejar sin cemento los punzados de la formación Vivian.

Figura N° 5: Diagrama de Bombeo Anular hacia directa (reversa).



Fuente: Autoría del Investigador.

#### 4.3.2 TÉCNICA DE COLOCACIÓN CON HERRAMIENTA – BLOCK SQUEEZE / CIRCULATION SQUEEZE

La técnica de cementación a presión con herramientas de fondo de pozo son factibles en intervalos de punzados cortos o zonales.

Cuando los intervalos se encuentran muy alejados entre sí, es posible realizar más de una cementación a presión con herramienta seleccionando las zonas a tratar por etapas. Las herramientas que suelen utilizarse en estos tipos de trabajos son los retenedores de cemento y packers, sin embargo, los packers por ser herramientas recuperables han dejado de utilizarse en la actualidad en los trabajos de remediación con cemento, debido a los riesgos que implica trabajar con cemento. Los retenedores de cemento minimizan este riesgo ya que son herramientas de fondo no recuperables y perforables.

De acuerdo al estado de cemento detrás del casing, estado de cañería o cantidad de punzados de un pozo a remediar, los trabajos de cementación a presión con herramientas se pueden dividir en dos tipos: Block Squeeze y Circulation Squeeze.

### **BLOCK SQUEEZE**

La técnica del Block Squeeze usando como herramienta retenedor de cemento, consiste en lo siguiente:

- Fijar la herramienta por encima de los punzados a tratar.
- Realizar prueba de inyektividad.
- Preparar lechada de cemento y desplazarlo hasta punta de tubos.
- Conectar tubería en retenedor de cemento e iniciar la inyección del cemento con presión hacia los perforados haciendo pequeñas paradas para buscar la deshidratación y espesamiento del cemento.
- Desconectar tubería del retenedor de cemento y bombear de anular hacia directa para limpiar tubería.

Con la técnica del Block Squeeze se tiene control del volumen de cemento ultrafino inyectado a través de los punzados hacia la formación Vivian.

## **CIRCULATION SQUEEZE**

La técnica del Circulation Squeeze usando como herramienta retenedor de cemento, consiste en lo siguiente:

- Fijar la herramienta entre los punzados a tratar.
- Realizar la prueba de circulación entre los punzados.
- Preparar lechada de cemento y desplazarlo hasta punta de tubos.
- Conectar tubería en retenedor de cemento e iniciar la circulación y/o inyección del cemento con presión hacia los perforados

inferiores haciendo pequeñas paradas para buscar la deshidratación y espesamiento del cemento.

- Desconectar y levantar tubería del retenedor de cemento hasta por encima de los punzados superiores y bombear de anular hacia directa para limpiar tubería.

Con la técnica del Circulation Squeeze no se tiene control del volumen de cemento inyectado hacia la formación abierta, esta técnica de remediación se aplica cuando se requiere reparar el sello de cemento en el anular. También resulta muy riesgoso el trabajo porque es muy probable que el cemento que pasa a través de los punzados inferiores hacia los superiores luego caiga sobre el retenedor de cemento, atrapando la tubería que se encuentra conectada por fragüe prematuro.

Es posible que los trabajos de Block Squeeze se conviertan en trabajos de Circulation Squeeze, esto ocurre cuando el sello de cemento que se encuentra en el anular (detrás del casing), y que a su vez aísla los punzados inferiores de los superiores, se pierde inesperadamente por efecto del forzamiento de la lechada a través de los punzados, en estos casos es preferible abortar la operación, desconectando la tubería del retenedor de cemento.

## 4.4 DESARROLLO DEL TRABAJO EN CAMPO

Una vez definida la formulación y técnica de colocación del sellante frente a los punzados de la formación Vivian A del pozo problema del Noroeste de la Cuenca del Marañón de la Selva Norte del Perú, se debe definir el procedimiento de aplicación indicando el volumen del sellante a preparar y los parámetros de presión de trabajo.

### 4.4.1 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DEL SELLANTE

El volumen de la lechada de cemento ultrafino depende de la longitud del intervalo a cementar y de la técnica de colocación del sellante. Para trabajos de block squeeze la prueba de inyectividad también es un determinante del volumen de la lechada de cemento. Normalmente los volúmenes de lechada de cemento que se preparan en estos trabajos van de cinco a quince barriles con la finalidad de no generar una columna grande de lechada de cemento dentro de la tubería de trabajo para no tener problemas en la reversa en caso la lechada de cemento no haya podido ser inyectada por un bloqueo inesperado de los punzados o en la formación.

El volumen del sellante que cubrirá los espacios porales de la formación a tratar se puede estimar usando la ecuación (E.4-3):

$$Vol_{poral} = 0.0009714 \times \left[ (D_w + 24 \times Pen)^2 - (D_w)^2 \right] \times H_n \times \phi \dots \text{(E.4-3)}$$

Donde:

- Volporal : Volumen del espacio poral de formación.  
Dw : diámetro exterior del casing (pulgadas)  
Pen : Longitud de penetración (pies)  
Hn : Altura neta del intervalo punzado (pies).  
 $\phi$  : Porosidad de la formación (adimensional).

Conociendo el volumen poral y el volumen de la cámara que hay entre el retenedor de cemento y el último punzado, se obtiene el volumen de lechada requerido para la remediación.

#### 4.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE TRABAJO

El control de la presión hidrostático es fundamental para determinar la cantidad de presión que se debe aplicar en el trabajo de remediación a presión. La excesiva presión de inyección aplicada a la lechada de cemento puede conllevar a la fractura hidráulica no deseada de la formación.

El cálculo de la presión de fractura de la formación se estima mediante la ecuación (E.4-4):

$$P_F = GF \times TVD \dots\dots\dots (E.4-4)$$

Donde:

- PF : Presión de fractura de la formación (psi).  
 GF : Gradiente de fractura de la formación (psi/pie).  
 TVD : Profundidad vertical verdadera (pies).

La etapa más crítica de la cementación a presión es en el instante que la tubería es conectada en el retenedor de cemento. Una vez que el cemento es inyectado a la formación la columna hidrostática disminuye dando margen de aumento de presión de bomba durante la hesitación del cemento. El cálculo de la presión de trabajo inicial se estima de acuerdo a la ecuación (E.4-5):

$$P_{inicial} = PF - 0.052 \cdot \rho_c \cdot H_{vc} - 0.052 \cdot \rho_f \cdot H_{vf} \quad \text{..... (E.4-5)}$$

$$P_{final} = PF - 0.052 \cdot \rho_f \cdot H_{vf} \quad \text{..... (E.4-6)}$$

Donde:

- $P_{inicial}$  : Presión inicial o máxima de apertura de inyección (psi).  
 $P_{final}$  : Presión final o máxima de cierre de inyección (psi).  
 PF : Presión de fractura de la formación (psi).  
 $\rho_c$  : Densidad de la lechada de cemento (lb/gal).  
 $\rho_f$  : Densidad del fluido de completación (lb/gal).  
 $H_{vc}$  : Altura vertical verdadera de la columna de lechada (pies).



Hvf : Altura vertical verdadera de la columna de fluido de completación (pies).

#### **4.4.3 ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO**

Previo al trabajo en campo, es importante dar a conocer a todo el personal involucrado en forma directa o indirectamente los pasos a seguir durante toda la operación, para garantizar el éxito del trabajo tanto en el planeamiento de ingeniería como en el tema de seguridad industrial.

La satisfacción del trabajo dependerá de cómo se lleve a cabo todos los pasos del programa operativo elaborado. Los trabajos de remediación demandan mucha coordinación colectiva.

Una vez definido el volumen de los fluidos y la presión de trabajo por intermedio de las ecuaciones explicadas anteriormente y la técnica de remediación a aplicar, se estima el tiempo operativo en correlación con los resultados de la prueba de Inyectividad, para decidir la formulación de la lechada de aplicación en el trabajo de acuerdo a los resultados del tiempo de espesamiento que se determinó en el laboratorio.

## **V. RESULTADOS**

### **5.1 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO PETROLERO EN LA FORMACIÓN VIVIAN.**

En el pozo petrolero de estudio, la formación Vivian tiene las siguientes características:

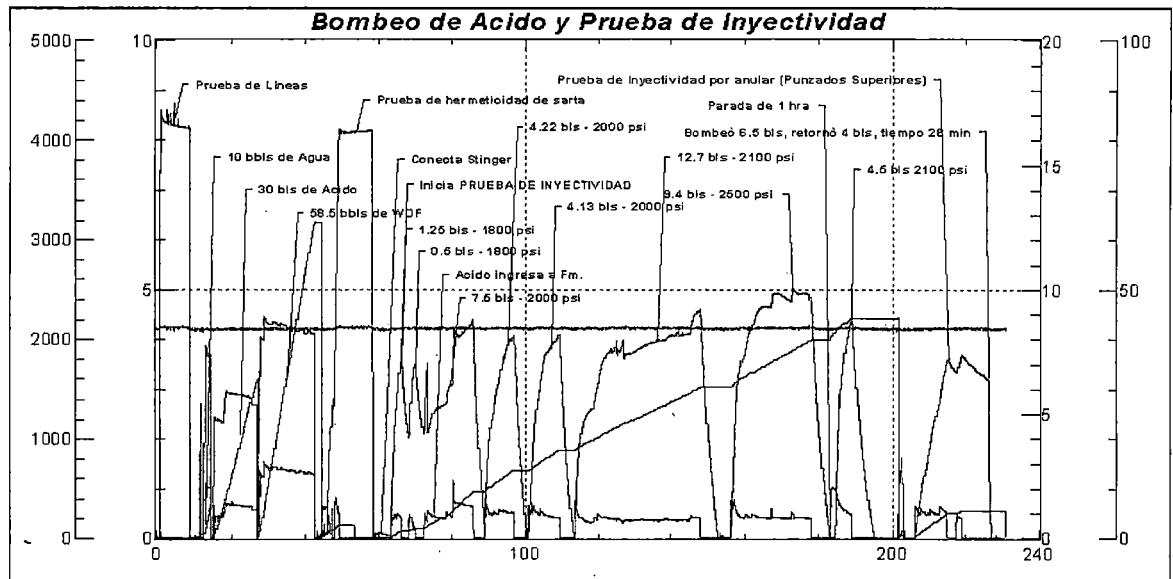
- Presenta punzados desde 3739.7m a 3761.8m
- Tiene areniscas con granulometría de mediana a grueso tamaño.
- El Tamaño de poro se encuentra entre 31.6 y 44.7 micrones.
- Presenta una disminución de presión de reservorio actualmente (4450 psi) respecto a la inicial (5130 psi).

Lo que representa a un pozo de petróleo con una estructura de alta permeabilidad.

## 5.2 EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO EN LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN MEDIANTE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD.





Para la evaluación de la Permeabilidad en la estructura del pozo petrolero en los punzados de la formación Vivian mediante la prueba de Inyectividad, se requirió de un acondicionamiento previo de los punzados con una solución de Ácido Acético al 10%. Los resultados de la prueba de inyectividad se muestran la siguiente figura:

**Figura N° 6: Acondicionamiento de punzados y Prueba de Inyectividad**



Fuente: Autoría del Investigador.

### Legenda

-  Presión de trabajo (psi)
-  Caudal (bpm)
-  Densidad (lb/gal)
-  Volumen por etapa (bbls)

### 5.3 ESTIMACIÓN DE LAS TEMPERATURAS DE FONDO DE POZO EN LA FORMACIÓN VIVIAN.

Cuadro N° 4: Estimación de temperaturas de fondo de pozo

Temperatura de Squeeze de fondo de pozo
BHSqT = 241°F
Temperatura Estática de fondo de pozo
BHST = 281°F

*Fuente: Autoría del Investigador*

## 5.4 FORMULACIÓN DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO PARA SELLADO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN.

**Cuadro N° 5: Formulación definitiva de la lechada de Cemento Ultrafino**

DATOS DEL POZO			
Profundidad medida	3750.7 m	BHST	282°F
Profundidad vertical	3616.3 m	BHSqT	241°F
Diámetro de casing	7 pulgadas	---	---
FORMULACIÓN DE SELLANTE			
Componentes	Unidades	Concentración	
Cemento ultrafino	% peso de cemento	100	
Dispersante	% peso de cemento	0.15	
Controlador de filtrado	% peso de cemento	3.0	
Microsílica	Galones/ saco de cemento	1.0	
Retardador	Galones /saco de cemento	0.09	
Antiespumante	Galones /saco de cemento	0.03	
Densidad	Libras / galón	12.5	
Porcentaje de agua	%	95.5	
Rendimiento de lechada	Pies cúbicos / saco de cemento	1.3	
Requerimiento de agua	Galones / saco de cemento	6.3	

*Fuente: Autoría del Investigador.*

## 5.5 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO.

Cuadro N° 6: Propiedades de la lechada de Cemento Ultrafino

PROPIEDADES DEL SELLANTE					
Reologías					
Lecturas	300	200	100	6	3
80°F	57	41	23	4	3
241°F	62	45	29	6	4
Viscosidad Plástica a 241°F	58.0cp		Punto de Cedencia a 241°F: 5.9 lbf/hft <sup>2</sup>		
Pérdida por filtrado			Tiempo de Espesamiento		
38ml/ 30min.			04:46 hh:mm a 50 U.C 04:55 hh:mm a 75 U.C		
Profundidad medida:	3750.7m		Esfuerzo a la compresión		
Profundidad vertical:	3616.3m		Tiempo	Presión	
Temperatura estática:	282 °F		12h	1218 Psi	
Densidad de lechada:	12.5 libras/galón		24h	1269 Psi	
Requerimiento de agua:	6.3 galones/saco		48h	1225 Psi	
Rendimiento lechada:	1.3 pies cúbicos/saco		64h	1264 psi	

Formulación: Cemento ultrafino + Dispersante 0.15% + Reductor de filtrado 3% + Retardador 0.09gps + Microsílica 1.0gps + Antiespumante 0.03gps

Fuente: Autoría del Investigador.

## 5.6 RANGO CRÍTICO DE TAPONAMIENTO A DIFERENTES PERMEABILIDADES DE FORMACIÓN.

En base a las reglas presentadas en la página 14 del capítulo IV y los datos de permeabilidad de la formación Vivian del pozo en estudio descritos en el cuadro N°02 del capítulo IV , se obtienen los siguientes resultados:

**Cuadro N° 7: Tamaño de poro, permeabilidad y rango crítico de taponamiento.**

Permeabilidad (md)	Tamaño de poro (micrones)	Rango crítico de taponamiento (micrones)
100	10.0	3.3 a 1.4
250	15.8	5.2 a 2.2
500	22.4	7.4 a 3.2
750	27.4	9.1 a 3.9
1000	31.6	10.5 a 4.5
1500	38.7	12.9 a 5.5
2000	44.7	14.9 a 6.3

*Fuente: Autoría del Investigador*

## **5.7 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE SELLADO.**

Se optó por la técnica de remediación Block Squeeze debido a que el pozo reúne las siguientes características:

- Presenta punzados en intervalos cercanos o cortos.
- Se desconoce del estado mecánico del pozo por encima de los punzados.
- Mejor control del desplazamiento durante la inyección del material sellante.
- Aislación de la zona a tratar del pozo durante la ejecución del trabajo.



## 5.8 VOLUMEN DEL MATERIAL SELLANTE

De acuerdo a la figura N° 6, dos etapas de la prueba de inyección son cruciales para la determinación del volumen de sellante a bombear, los parámetros importantes para la determinación del volumen son el caudal de inyección, el volumen inyectado y el tiempo que tomó la inyección. Los parámetros obtenidos de la gráfica operativa de inyección de la figura N° 6 se describen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 8: Resultados de la prueba de inyectividad**

Caudal (bpm)	Volumen (bbls)	Tiempo (min)
0.3	12.7	42.7
0.3	9.4	31.1

*Fuente: Autoría del Investigador*

Por lo tanto volumen de sellante para realizar el trabajo es 10 bbls.

## 5.9 PRESIÓN DE TRABAJO

Con el uso de las ecuaciones (E.4-4), (E.4-5) y (E.4-6) y los datos de gradiente de fractura de la formación Vivian del pozo en estudio descritos en el cuadro N°02 del capítulo IV, se obtienen los siguientes parámetros de presión para el trabajo:

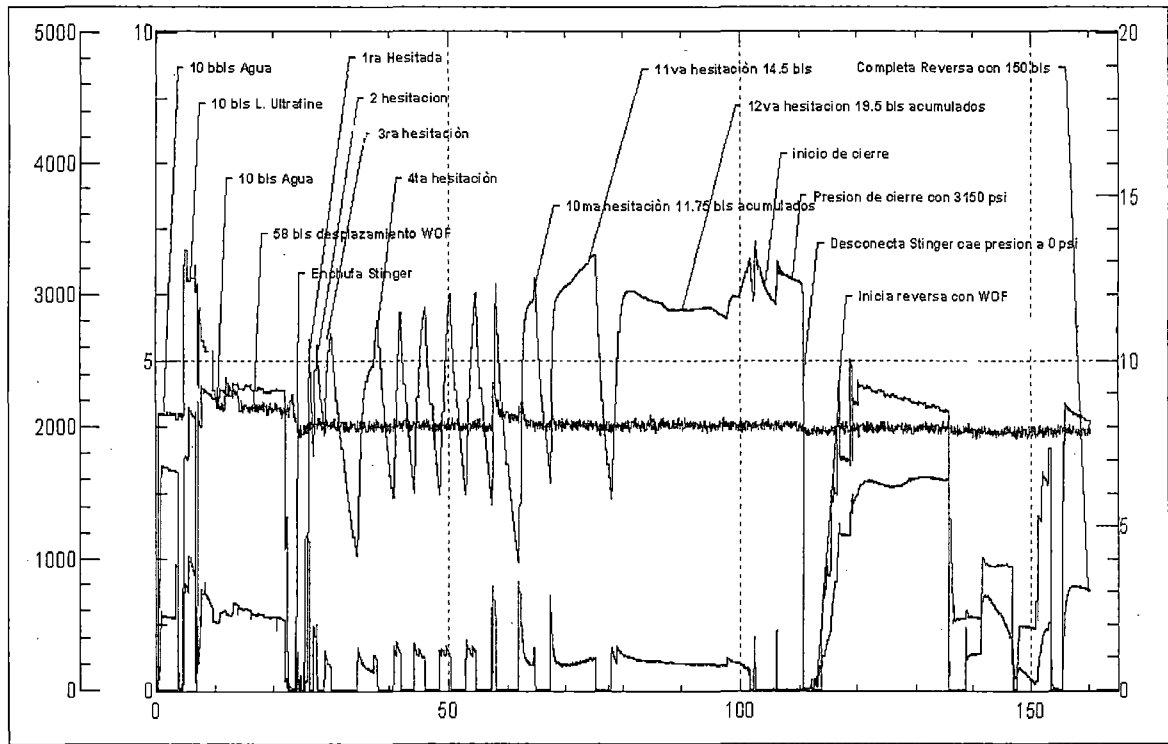
**Cuadro N° 9: Datos estimados de presiones de trabajo**

Presión inicial	2800 psi
Presión final	3300 psi

*Fuente: Autoría del Investigador.*

## 5.10 APLICACIÓN DEL TRABAJO EN CAMPO

Figura N°07: Gráfica operativa del trabajo de remediación del pozo problema mediante la técnica del Block Squeeze.



### Leyenda

- Presión de trabajo (psi)
- Caudal (bpm)
- Densidad (lb/gal)

Fuente: Autoría del Investigador.

La Figura N°07 es una representación de las señales que reciben los sensores de caudal, presión y densidad instalados en los equipos de mezclado y bombeo.

Las presiones de trabajo se manejaron sin sobrepasar los 3300 psi recomendados para mantener la inyección matricial del sellante sin necesidad de llegar a generar las fracturas no deseadas. Cada pico de presión representa una hesitación que de esta manera permite el ingreso del material sellante hacia la formación manteniendo cuidadosamente no sobrepasar la presión máxima de trabajo estimada. La presión en cada hesitación es incrementada paulatinamente a medida que el sellante se logra inyectar, haciendo paradas cortas para no dejar el cemento mucho tiempo en condiciones estáticas que posteriormente puedan variar las propiedades fisicoquímicas de la lechada de cemento ultrafino. Es así que al finalizar la hesitación número doce se puede ver claramente que la caída de presión es mucho más lenta que las otras hesitaciones indicando de esta manera que la cara de los punzados y alrededor del pozo se encuentran saturados de material sellante y que es necesario parar la operación para desconectar la tubería del retenedor de cemento y realizar la limpieza de la tubería (reversa) antes de que el material sellante residual endurezca y atrape la tubería.

## **VI. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **6.1 PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO PETROLERO EN LA FORMACIÓN VIVIAN.**

La presencia de punzados frente a formaciones geológicas que presentan cualquier grado de permeabilidad justifican la no integridad de un pozo petrolero. La formación Vivian del pozo problema con permeabilidad que fluctúa entre los 1000 md y 2000 md es capaz de admitir fluido que desfavorecería los trabajos de reactivación del pozo en mención.

La magnitud de los valores de permeabilidad de la formación Vivian del pozo problema presenta a un pozo de petróleo con una estructura de alta permeabilidad.

## **6.2 ACONDICIONAMIENTO Y EVALUACIÓN LA PERMEABILIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL POZO EN LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN MEDIANTE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD.**

Primeramente, el simple acondicionamiento (inyección de ácido) en la formación Vivian a través de los punzados existente da una idea de la capacidad de admisión de fluido que posee la formación.

Después de un tiempo de remojo (una hora) del ácido en la formación Vivian fácilmente se determina en la Figura N°06 que el caudal de inyección es a 0.3 barriles por minuto (bpm) sin sobrepasar la presión de fractura.

## **6.3 TEMPERATURAS DE FONDO DE POZO EN LA FORMACIÓN VIVIAN.**

Las ecuaciones usadas en el cálculo de las temperaturas de fondo de pozo se basan se en las normas API, sin embargo en muchos casos, difieren poco con la realidad.

Aunque la temperatura depende mucho de las condiciones dinámicas del pozo y los fluidos usados, las estimaciones mediante los métodos

que plantea el API son muy aceptables y mediante el buen manejo de ellas los resultados de los ensayos del material sellante en laboratorio se asemejan mucho con la realidad.

#### **6.4 FORMULACIÓN DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO PARA SELLADO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN**

Para la formulación del sellante a base de cemento ultrafino se tomó en cuenta las siguientes consideraciones:

- Temperatura del pozo, Temperatura de Squeeze y Estática. De acuerdo a ello se seleccionaron aditivos que soporten elevadas temperaturas.
- Baja viscosidad del sellante (tiene lecturas bajas de reologías).
- Adecuado control de filtrado del sellante (38 mL / 30 min).
- Adecuado tiempo de espesamiento del sellante (04 hrs:46 min a 50 UC).
- Adecuado desarrollo de esfuerzo compresivo del sellante (1260 psi constante a través del tiempo sin presentar retrogresión).

## **6.5 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LA LECHADA DE CEMENTO ULTRAFINO**

Las propiedades reológicas que presenta el material sellante a base de cemento ultrafino muestran una lechada muy estable con apariencia muy similar tanto a temperatura de ambiente como a temperatura BHSqT, las lecturas a 300 rpm indican una lechada de baja viscosidad y los valores de las lecturas a 6 rpm y 3 rpm, con buena estabilidad, es decir que no sedimenta.

El buen control de filtrado que muestra la lechada es óptimo para un trabajo de squeeze y ayudará a mantener la lechada fluida y móvil mientras esta se coloca en la matriz de la formación Vivian, y así formar lentamente el revoque en la cara de los punzados.

El tiempo de espesamiento requerido para el trabajo básicamente depende del tiempo que se necesita para que el sellante sea colocado en la matriz de la formación Vivian antes de que esta deje de ser inmóvil o bombeable.

El tiempo de espesamiento de 04 hrs: 46 min para el material sellante incluyó un tiempo adicional de seguridad, el cual permitiría que la lechada no sufra un fragüe prematuro en caso ocurriera algún contratiempo durante la operación ya sea por falla mecánica de los

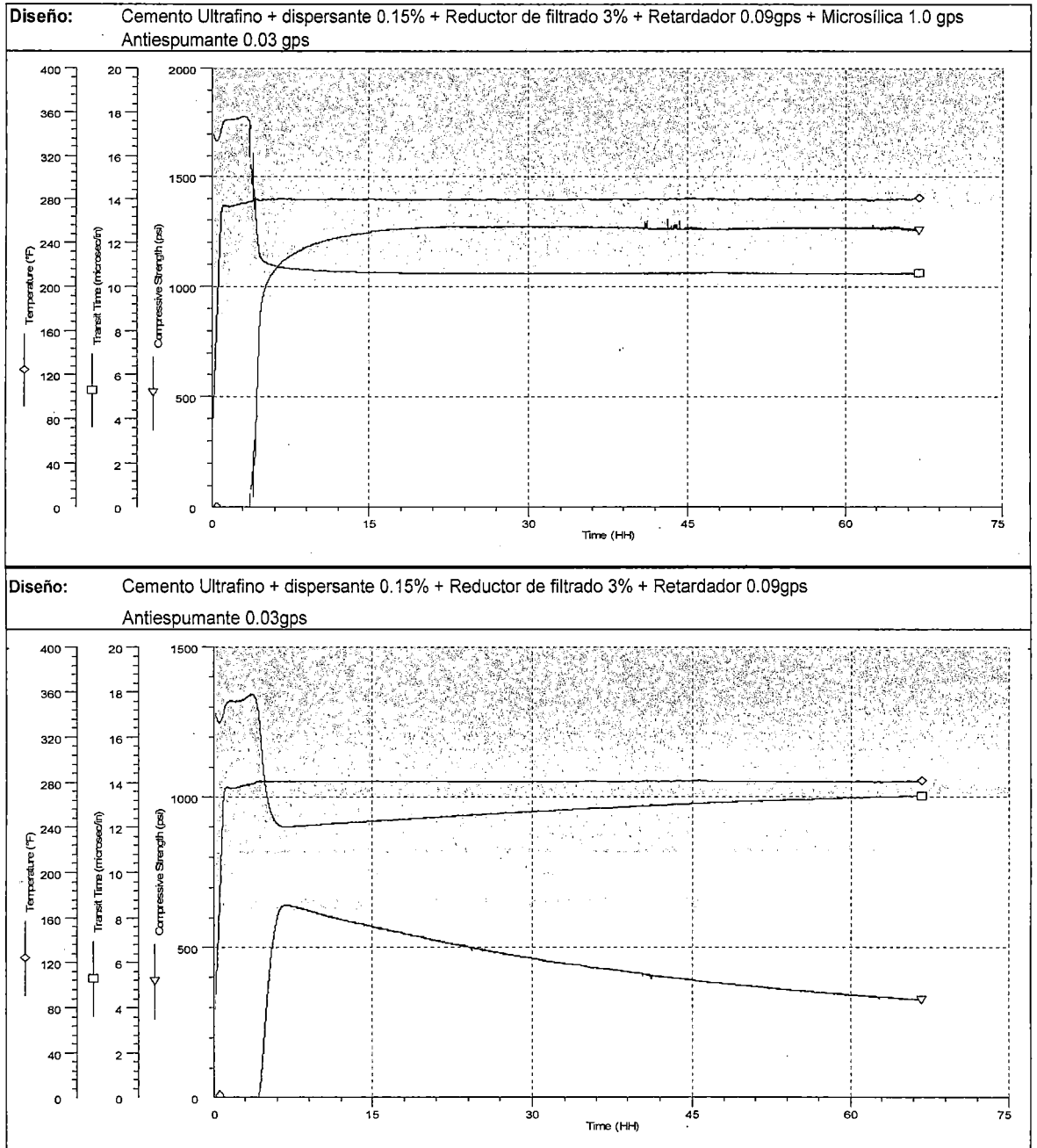


equipos de mezclado y bombeo de la lechada de cemento o disminución de la inyectividad por taponamiento parcial indeseado de los punzados.

La microsilica juega un rol importante en la estabilidad de la lechada de cemento ultrafino una vez fraguado. La alta temperatura del pozo problema (mayor que 230°F) favorecería al fenómeno de retrogresión del cemento que se manifiesta con la disminución paulatina del esfuerzo a la compresión a través del tiempo, sin embargo este fenómeno es contrarrestado con la adición de 0.1 galón por saco de cemento ultrafino (0.1 gps) de microsilica líquida, una comparación clara de la manifestación del fenómeno de retrogresión se muestra en Figura N°08 que revela los resultados de un ensayo realizado en el Analizador Ultrasónico de Cemento (UCA) de dos lechadas de cemento ultrafino conteniendo una de ellas 0.1 gps de Microsilica líquida y la otra no.

La disminución del esfuerzo a la compresión indica la formación de una lechada débil y porosa que no garantizaría el sello resistente y duradero que se busca para la remediación del pozo problema.

**Figura N° 8: Comparación de los resultados del Esfuerzo a la compresión de la Lechada propuesta para la remediación del pozo problema. Figura superior: Sellante con microsilica. Figura Inferior: Sellante sin microsilica**



**Leyenda**

- Temperatura (°F)
- Tiempo de transición (microsegundo/pulgada)
- Esfuerzo a la compresión (psi)

Fuente: Autoría del Investigador.

## **6.6 RANGO CRÍTICO DE TAPONAMIENTO A DIFERENTES PERMEABILIDADES DE FORMACIÓN.**

Los cálculos del rango crítico de taponamiento nos dan una clara idea de la elección del material sellante. La elección del Cemento Ultrafino es para obturar la matriz de la formación Vivian A y los punzados existentes frente a ella en el pozo petrolero en estudio. Vivian A posee una permeabilidad de 1,000 milidarcies a 2,000 milidarcies de acuerdo a los datos mostrados en el cuadro N°02.

En la situación más crítica, permeabilidad de Vivian 1000 md, las partículas menores de 4.5 micrones migraran libremente en la matriz de la formación Vivian, las partículas más grandes bloquearan a manera de puentes en las gargantas porales. En el trabajo de remediación se busca la combinación de estos eventos, la primera que favorecerá el mayor alcance o penetración del sellante en el seno de la formación y el segundo evento es posiblemente logrado gracias a la hesitación del sellante en los punzados y matriz de la formación para obtener el cierre requerido que de por concluido el trabajo antes de que el volumen de lechada disponible se agote.

## 6.7 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE SELLADO

La técnica del block Squeeze es la más ventajosa sobre las otras.

Las condiciones del pozo problema presentan las características más importantes para garantizar el éxito de del trabajo de remediación mediante un Block Squeeze.

Muchos casos de trabajos de remediación con cemento se han visto limitados por no conocer el estado mecánico verdadero del pozo o por limitaciones técnicas de los accesorios de pozo instalados en cabeza o superficie del pozo. Un trabajo de remediación mediante tapón de cemento hubiera significado poca efectividad de inyección del material sellante en la formación puesto que las presiones de trabajo se vieron manejadas a mayores de 3000 psi, cuando muchos de los accesorios que se instalan en cabeza de pozo para trabajos de Workover no están diseñados para soportar presiones mayores que 2800 psi o 3000 psi. Sin embargo la instalación de un retenedor de cemento que es la razón de ser de un Block Squeeze puede eliminar tales limitaciones para realizar la mejor precisión del trabajo, gracias a la aislación zonal que ofrece.

## 6.8 VOLUMEN DEL MATERIAL SELLANTE.

Si hacemos un resumen del tiempo que tomó preparar la lechada de cemento ultrafino, bombear, inyectar y/o hesitar el volumen propuesto de material sellante en los punzados del pozo existentes frente a la formación Vivian, de acuerdo a la gráfica N°07, se obtiene el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 10: Resumen de eventos principales del trabajo de remediación del pozo en estudio con Cemento Ultrafino.**

Evento	Tiempo
Preparación de lechada de cemento	27 min.
Bombeo de 10 bbls de agua fresca	4 min
Bombeo de 10 bbls de lechada ultrafina	3 min
Bombeo de 10 bbls de agua fresca	3 min
Bombeo de 68 bbls de WOF para desplazamiento	14 min
Resentado de Stinger en Retenedor de cemento	1 min
Inyección de agua + inyección y hesitación de lechada ultrafina	80 min
Desconexión de Stinger y bombeo por reserva	50 min
Tiempo total de operación	181 min 3 horas 1 min

*Fuente: Autoría del Investigador.*

La preparación de un volumen mayor de 10 bbls obviamente hubiera requerido más tiempo operativo acercándose más al tiempo de espesamiento diseñado para la lechada de cemento ultrafino de 04 hrs: 46 min. Como se aprecia en el cuadro la inyección de 10 bbls de

Agua y 10 bbls de lechada de cemento ultrafino tomó 80 min, prácticamente dentro de lo estimado de acuerdo a los resultados de la prueba de inyectividad.

## **6.9 PRESIÓN DE TRABAJO**

La presión de trabajo de 2800 psi representa la máxima presión que se debe de aplicar en las condiciones iniciales cuando la lechada de cemento (con densidad 12.5 ppg) se encuentra en la tubería de trabajo antes de hacer su ingreso a la formación poniendo como condición más crítica del trabajo debido a que genera mayor columna hidrostática. A medida que la inyección avanza, la columna hidrostática del sellante disminuye favoreciendo así al incremento de presión de trabajo durante la hesitación o inyección. Sobrepasar las presiones de trabajo recomendadas generaría las fracturas no deseadas de la formación Vivian lo que complicaría el trabajo ya que las condiciones de inyectividad variarían considerablemente dificultando el cierre de la inyección y por ende un mal trabajo.

## 6.10 APLICACIÓN DEL TRABAJO EN CAMPO

Los fluidos de Workover consiste en soluciones salinas en al contacto con cemento pueden generar un fragüe prematuro de la lechada, 10 bbls de agua fresca por delante y por detrás son suficientes como para espaciar la lechada de cemento que será inyecta en la zona a tratar.

Como se aprecia en la Figura N°07 el enchufe del stinger en el retenedor de cemento se da en el momento en que los 10 bbls de agua que espacian por delante a la lechada de cemento se encuentra en la punta de la tubería por lo tanto son los primeros barriles de fluido que se inyectan a la formación. Por lo tanto la contabilización del desplazamiento de inyección inicia en aquel momento obteniendo al final 19.5 bbls de fluidos inyectado de los cuales 10 bbls son de agua y 9.5 bbls son del sellante.

Claramente el comportamiento de la inyección de la lechada de cemento ultrafino tiene un comportamiento diferente. Las caídas de presión que se muestran cuando el cemento ultrafino ingresa a formación son menos pronunciadas hasta que al final la línea de presión tiende a ser constante (3150 psi dentro de lo recomendado), en aquel momento se logra el cierre de la inyección, indicando que no se puede inyectar más lechada de cemento.

Luego se realiza la desconexión del stinger para luego levantar y continuar con el programa de limpieza de tubería (reversa).



## VII. CONCLUSIONES

1. La presencia de punzados frente a la Formación Vivian permeabilizan la estructura del pozo petrolero por ser una formación altamente permeable y porosa.
2. Mediante la prueba de inyectividad realizada en los punzados de la formación Vivian del pozo petrolero se determina que el pozo admite fluido a caudal de 0.3 bpm.
3. Las consideraciones que se toman en cuenta en la formulación de sellante son cinco:
  - Temperatura del pozo, Temperatura de Squeeze y Estática.
  - Baja viscosidad del sellante.
  - Bajo control de filtrado.
  - Tiempo de espesamiento del sellante que incluya tiempo de seguridad.
  - Esfuerzo compresivo constante del sellante que descarte el fenómeno de retrogresión.
4. Las propiedades físico-químicas de la lechada de cemento ultrafino para la remediación del pozo petrolero son:

- Densidad: 12.5 lbs/gal (ppg).
  - Viscosidad plástica: 58 centipoises.
  - Punto de cadencia: 5.9 lbf/100ft<sup>2</sup>.
  - Pérdida de fluido por filtrado: 38 mL en 30 minutos.
  - Tiempo de espesamiento: 04 hrs: 46 min a 50 Unidades de consistencia.
  - Esfuerzo compresivo constante de 1264 psi en 64 hras.
5. La técnica de remediación más efectiva en el proceso de rehabilitación de pozos de petróleo de selva norte es el Block Squeeze.
  6. El volumen de lechada de cemento para el trabajo de remediación se define analizando los resultados obtenidos en la prueba de inyektividad y también verificando el tiempo operativo demandaría la inyección del sellante en la formación vs el tiempo de espesamiento de la lechada diseñada.
  7. El tiempo de espesamiento del sellante debe incluir un tiempo de seguridad que garantice la culminación de la operación en caso se presenten contratiempos no deseados.
  8. Mantener las presiones de trabajo dentro de las estimadas y recomendadas garantizan el éxito operativo de la remediación.

9. La adición de la microsíllica líquida en la lechada de cemento ultrafino eliminó la posibilidad de falla del cemento por retrogresión garantizando así sellante fuerte y duradero.

## VIII. RECOMENDACIONES

1. Considerar el acondicionamiento de los punzados o zona a remediar de un pozo petrolero previo a los trabajos de inyección y sellado. Un buen acondicionamiento mejorará la inyección y la limpieza de las superficies donde se adherirá el material sellante.
2. Realizar las pruebas de inyectividad prolongadas con la finalidad de obtener parámetros representativos de inyección para los trabajos posteriores de resane.
3. Estimar correctamente las temperaturas de fondo de pozo. Esto ayudará a elegir correctamente los aditivos y definir las propiedades físico-químicas del sellante a usar.
4. Realizar todos los ensayos de laboratorio con muestras representativas de aditivos y cemento. Respecto al ensayo en el Analizador Ultrasónico de Cemento dejar en análisis la lechada por un mínimo de sesenta horas.

5. En los diseños de tiempo de espesamiento de la lechadas de cemento, incluir de una hora a dos horas de tiempo de seguridad como contingencia en caso ocurran contratiempos operativos.
6. Cumplir con los programas operativos que se describan y tener muy en cuenta las presiones de trabajo estimadas y recomendadas.
7. En caso el caudal de inyección en la prueba de inyektividad arroje valores mayores que 1 bpm se puede diseñar los trabajos de remediación usando en combinación dos lechadas de cemento (ultrafino/convencional) o sólo lechadas de cemento convencionales.

## IX. REFERENCIALES

1. ABRAMS, "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion". Publicación de la SPE 5713. Houston año 1977.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE "Recommended Practice for Testing Well Cement 10B", Primera edición, Julio 2005.
3. BAKER, Ron. "A Primer of Oilwell Drilling". Sexta Edición Houston-Texas 2001.
4. BECERRA F., Augusto A.; Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú. "Aspectos Geológicos de la Perforación Horizontal en la Cuenca del Marañón". Publicación INGEPET 1999, pag. 02.
5. BOLÍVAR C. Rafael A.; Mersha E. Campos S. y Carmen Ramírez, "Efecto de los gases agrios sobre Cementos Petroleros". Publicación Setiembre 2008. Interciencia-Venezuela.
6. CHACALTANA C.; Valdivia W., Robert E., & Aldana M. "La Formación Chonta en el Pongo de Manseriche: nuevos registros, organización biozonal y puesta en evidencia del Albiano inferior", Sociedad Geológica del Perú año 2005.
7. CHALCO A. "Compilation geological report Santiago - Nieva región". Año 1961.

8. CHILINGAR, G.V; Buryakovsky, L.A; Eremenko, N.A.; and Gorfunkel, M.V. "Geology and Geochemistry of Oil and Gas". Año 2005. Elsevier B.V. pag. 9.
9. CLARKE W.J.; y McNally, A.C. "Ultrafine Cement for Oilwell", Publicación de la SPE 25868. Año 1993. Pag. 292 y 293.
10. DILLENBECK III, R.L.; Dan T. Mueller, Billy R. Orr, "The Effect of Microsílica on the thermal stability of Lightweight Cement Systems". Publicación de la SPE 21597. Año 1990.
11. FINER, Matt; Clinton N. Jenkins, Stuart L. Pimm, Brian Keane y Carl Ross, "Los proyectos Petroleros y Gasíferos de la Amazonía Occidental". Publicación de Save America's Forests. Año 2008.
12. HARRIS AND ODOM'S Artículo, "Effective Filtration in Completion and Other Wellbore Operations Can Be Good Investment", Revista Oil and Gas Journal.
13. HARRIS, K.L.; y Johnson, B.J. "Successful Remedial Operations Using Ultrafine Cement", Publicación de la SPE 24294 año 1992. Pag. 21, 22 y 26.
14. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS "Atlas Minería y Energía en el Perú", año 2001.
15. NELSON, Erick B. "Well Cementing" Texas 1990. Pág. 12-1.
16. SEMINARIO GROS, Federico. "Estudio Geológico del Reservorio de la Arenisca Chonta en el Campo Dorissa, Selva Norte". Publicación INGEPET 1999.

17. WINE, G.; Arcuri J.; Fernández J.; Martínez E.; Calderón & Galdos C. "Marañón basin technical report. PARSEP interim report". Año 2002.
18. ZEGARRA SANCHEZ, Pedro; Delgado, Marco Augusto; y Huerta Quiñones, Victor. "Water Control in Heavy-Oil Mature Field, Block 1AB". Publicación de la SPE 108039 año 2007, página 02.
19. Artículo extraído de internet en Septiembre 2009. <http://www.microcementos.com/Descarregues/Art%C3%ADculos%20T%C3%A9cnicos%20Spinor/Ar%C3%ADculo%20La%20Roca%20del%20Vall%20de%20A8s.pdf>



## APÉNDICES

APÉNDICE A:        MATRIZ DE CONSISTENCIA DE LA TESIS.

APÉNDICE B:        GLOSARIO.

APÉNDICE C:        ESTIMACIÓN DE LAS TEMPERATURAS BHST Y  
BHSQT.

APÉNDICE D:        ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN PORAL.

APÉNDICE E:        REPORTES DE ENSAYOS DE LABORATORIO.

# APÉNDICE A: MATRIZ DE CONSISTENCIA DE LA TESIS.

"ESTUDIO DE LA REMEDIACIÓN DE POZOS PETROLEROS POR EL SELLADO DE LOS PUNZADOS DE LA FORMACIÓN VIVIAN"					
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	UNIDADES
<p><b>GENERAL:</b></p> <p>¿Determina qué tecnología de remediación permite sellar los punzados de la formación Vivian para la reactivación de los pozos petroleros de la selva norte?</p>	<p><b>GENERAL:</b></p> <p>Estudiar la tecnología que permite sellar los punzados de la formación Vivian para la reactivación de pozos petroleros de la Selva Norte.</p>	<p><b>GENERAL</b></p> <p>Los punzados presentes en la formación Vivian permeabilizan la estructura de un pozo petrolero y permiten la pérdida de presión en el proceso de reactivación de este; un sello resistente y duradero en estos punzados mediante la inyección de lechada de cemento ultrafino garantizan la remediación de la estructura del pozo.</p>	<p><b>V. INDEPENDIENTES</b></p> <p>F(x) = Permeabilidad de la estructura del pozo.</p> <p>G(y) = Pérdida de presión en punzados de la formación Vivian.</p>	<p><b>I. INDEPENDIENTES</b></p> <p>x1 = Formación geológica. x2 = Profundidad. x3 = Punzados. x4 = Poro.</p> <p>y1 = Presión de reservorio. y2 = Inyectividad. y3 = Admisión.</p>	<p>capas metros variación de presión (psi) micrones</p> <p>presión (psi) presión (psi), caudal (bpm) volumen (bb), tiempo (min)</p>
<p><b>ESPECÍFICOS:</b></p> <p>1. ¿Cómo se permeabiliza la estructura de un pozo petrolero en la formación Vivian?</p> <p>2. ¿Cómo evaluar la permeabilidad de la estructura de un pozo de petróleo en los punzados de la formación Vivian?</p> <p>3. ¿Cuáles son las consideraciones que se deben tener en cuenta en la formulación del sellante en trabajos de remediación de pozos petroleros?</p> <p>4. ¿Cómo se determinan las propiedades requeridas de la lechada de cemento ultrafino para sellar los punzados de la formación Vivian.</p> <p>5. ¿Cuál es la técnica de remediación que garantizaría el sellado de los punzados de la formación Vivian de pozos petroleros?</p>	<p><b>ESPECÍFICOS:</b></p> <p>1. Determinar la permeabilidad de la estructura del pozo en la formación Vivian.</p> <p>2. Evaluar la permeabilidad de la estructura del pozo en los punzados de la formación Vivian mediante la prueba de inyectividad.</p> <p>3. Determinar las consideraciones para la formulación del sellante para trabajos de remediación de pozos petroleros.</p> <p>4. Definir las propiedades de la lechada de cemento ultrafino para sellado de los punzados de la formación Vivian mediante ensayos de laboratorio.</p> <p>5. Seleccionar la técnica de remediación para el sellado de los punzados de la formación Vivian de pozos petroleros.</p>	<p><b>V. DEPENDIENTES</b></p> <p>J(k) = Sellado permanente de los punzados de la formación Vivian.</p> <p>H(z) = Remediación de la estructura del pozo.</p>	<p><b>V. DEPENDIENTES</b></p> <p>K1 = Materiales del sellante. k2 = Composición. k3 = Propiedades.</p> <p>z1 = Técnica de remediación. z2 = Volumen del sellante. z3 = Presión de trabajo.</p>	<p>sellante, aditivo. %peso, gal/saco físico y químicas.</p> <p>método volumen (bbbls) presión (psi)</p>	

## APÉNDICE B: GLOSARIO

---

**Abandono del Pozo:** Trabajos que se efectúan para dejar herméticamente cerrado y en condiciones seguras un Pozo.

**Acondicionamiento de Pozos:** Trabajos efectuados en el Pozo con el fin de mejorar su productividad mediante la modificación de las características de sus zonas productivas.

**Casing:** Tubería de Revestimiento.

**Estimulación:** Tratamiento a la formación productiva de un Pozo con el objetivo de mejorar su productividad.

**Fracturamiento Hidráulico:** Técnica por la que se genera hidráulicamente una fractura en la formación con el fin de mejorar su Permeabilidad en la zona aledaña al Pozo.

**Inyección:** Trabajos efectuados para inyectar agua, Gas Natural, nitrógeno, polímeros o cemento a formaciones con Reservas remanentes de Hidrocarburos con fines de mantenimiento de presión, recuperación secundaria y en el caso de Gas Natural con fines de almacenamiento.

**Liner (Laina)**: Tubería de revestimiento del Pozo que no llega hasta la superficie. Generalmente cubre sólo la parte profunda y productiva del Pozo y cuelga del último tubo del Casing.

**Lodo**: Fluido circulado durante Operaciones de perforación dentro del Pozo, con características especiales para mantenerlo limpio, estable y controlado, así como para recuperar muestras litológicas conforme avanza la perforación.

**Matar el Pozo**: Técnica por medio de la cual se domina y evita la surgencia de fluidos del Pozo, causado por la alta presión a la que se encuentran.

**Operaciones**: Toda actividad de Exploración y/o Explotación, de ser el caso, así como aquellas relacionadas con el Sistema de Transporte y Almacenamiento y el Ducto Principal y otras actividades materia del Contrato relacionadas con la operación y ejecución de las mismas.

**Permeabilidad**: Capacidad de una Roca o formación para dejar pasar un fluido.

**Porosidad**: Es el espacio entre los granos que constituyen una Roca sedimentaria. En caso de ser la formación naturalmente fracturada, se deben considerar también dichas fracturas.

**Pozo**: Cavidad en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir Hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos.

**Pozo Activo**: Aquel Pozo que es operado por el Contratista en forma continua o esporádica con la finalidad de recuperar reservas de Hidrocarburos.

**Pozo Confirmatorio**: Aquel que se perfora para confirmar las Reservas descubiertas o para delimitar la extensión de un Yacimiento.

**Pozo de Desarrollo**: Aquel que se perfora para producir Hidrocarburos en la etapa de Explotación.

**Pozo Depletado**: Aquel que tiene sus reservas consumidas debido a su puesta en producción a través del tiempo.

**Pozo Exploratorio**: Aquel que se perfora con el propósito de descubrir reservas de hidrocarburos o para determinar la estratigrafía de un área en Exploración.

**Pozo Surgente**: Aquel en el cual los fluidos provenientes del Reservorio o Reservorios atravesados fluyen a la superficie sin el uso de medios artificiales.

**Punzonamiento (Punzado)**: Técnica que permite disparos controlados desde la superficie con la finalidad de producir orificios dentro del Pozo hacia la formación para establecer la comunicación respectiva.

**Rehabilitación de Pozos (Reactivación de pozos)**: Trabajos realizados en Pozos abandonados en forma temporal o permanente, con el fin de ponerlos nuevamente en actividad.

**Servicio de Pozos (Workover)**: Trabajos efectuados en el Pozo para restituir su régimen de producción normal, sin variar el origen de la producción.

**Squeeze**: “exprimir a presión” es el proceso de aplicar presión hidráulica para forzar la lechada de cemento en un punto específico en el pozo y deshidratar la lechada ya sea en las cavidades de la formación o en una zona porosa y permeable.

**Tapones**: Obturadores (de cemento ó mecánicos, permanentes, perforables ó recuperables) que se usan para aislar una sección del Pozo.

**Tubería de Producción**: Tubería por la que fluye la producción del Pozo hacia la superficie.

**Tubería de Revestimiento (Casing)**: Tubería diseñada para constituirse en las paredes del Pozo, la que puede quedar cementada total o parcialmente.

**Workover**: Trabajos que se efectúan para dar mantenimiento a los pozos que sufren disminución en su capacidad productiva.

## APÉNDICE C: ESTIMACIÓN DE LAS TEMPERATURAS BHST Y BHSQT

---

Para la estimación de las temperaturas se requiere reemplazar en las ecuaciones E.4-1 y E.4-2 los datos de pozo que se detallan a continuación.

Intervalo de Vivian Punzado	:	3739.7 m – 3761.8 m.
Profundidad promedio de punzados	:	3750.7 m (12 306 pies).
Profundidad vertical correlativa	:	3616.3 m (11 865 pies).
Gradiente Geotérmica	:	1.69 °F/100 pies.

### PREDICCIÓN DE LA TEMPERATURA ESTÁTICA:

$$BHST = 80^{\circ}F + h_{TOCTVD} \times \nabla PT$$

$$BHST = 80^{\circ}F + 11,865 \text{ pies} \times 1.69 \frac{^{\circ}F}{100 \text{ pies}}$$

$$BHST = 80^{\circ}F + 201^{\circ}F$$

$$\boxed{BHST = 281^{\circ}F}$$

### PREDICCIÓN DE LA TEMPERATURA DE SQUEEZE:

$$BHSqT = 80^{\circ}F + \frac{(0,76495 \times hTOCTVD \times \nabla PT) - 8,2021}{1,0 - (0,000008068 \times h TOCTVD)}$$

$$BHSqT = 80^{\circ}F + \frac{\left(0,76495 \times 11,865 \text{ pies} \times 1,69 \frac{^{\circ}F}{100 \text{ pies}}\right) - 8,2021}{1,0 - (0,000008068 \times 11,865 \text{ pies})}$$

$$BHSqT = 80^{\circ}F + \frac{\left(0,76495 \times 11,865 \text{ pies} \times 1,69 \frac{^{\circ}F}{100 \text{ pies}}\right) - 8,2021}{1,0 - (0,000008068 \times 11,865 \text{ pies})}$$

$$BHSqT = 80^{\circ}F + 161^{\circ}F$$

$$\boxed{BHSqT = 241^{\circ}F}$$



## APÉNDICE D: ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN PORAL

---

Para la estimación del volumen poral, es decir la estimación del volumen que ocupan los espacios vacíos de la formación Vivian en donde la lechada debe ser aplicada para reducir el riesgo de permeabilización del pozo petrolero, se requiere reemplazar, en la ecuación E.4-3, los datos de pozo que se detallan a continuación.

Diámetro de pozo	:	7 pulgadas
Penetración	:	1 pie; 1.5 pies; 2 pies; 2.5 pies; 3 pies.
Intervalo punzado	:	3739.7 m – 3761.8 m = 22.1 m
Altura de punzados	:	72.51 pies.
Porosidad de Vivian	:	0.16.

$$Vol_{poral} = 0.0009714 \times [(Dw + 24 \times Pen)^2 - (Dw)^2] \times Hn \times \phi$$

Los resultados obtenidos a diferentes longitudes de penetración se visualizan en el Cuadro AP-D:

**Cuadro AP-D: Penetración vs Volumen Poral**

Penetración	Volumen poral
1 pie	10 bbls
1.5 pies	20 bbls
2 pies	33 bbls

# APÉNDICE E: REPORTES DE ENSAYOS DE LABORATORIO.

**Cuadro AP-E.1: Ensayo de laboratorio Lechada Cemento Ultrafino sin microsilica**

DATOS DEL POZO					
Profundidad Medida:	3750.7m	BHST:	282°F		
Profundidad Vertical:	3616.3m	BHSqT:	241°F		
Diámetro de Casing:	7 pulg.				
FORMULACIÓN DEL SELLANTE					
Componentes	Unidades	Concentración			
Cemento Ultrafino	% peso de cemento	100			
Dispersante	% peso de cemento	0.3			
Controlador de Filtrado	% peso de cemento	3.0			
Retardador	Galones / saco de cemento	0.05			
Antiespumante	Galones / saco de cemento	0.03			
Densidad	Libras / galón	12.5			
Porcentaje de Agua	%	103.6			
Rendimiento de Lechada	Pies cúbicos / saco de cemento	1.22			
Requerimiento de Agua	galones / saco de cemento	6.55			
PROPIEDADES DEL SELLANTE					
Reologías					
Lecturas	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
80°F	71	49	27	4	3
241°F	56	40	21	3	2
Viscosidad Plástica a 241°F	54.8cp	Punto de Cedencia a 241°F: 2.22 lbf/hft <sup>2</sup>			
Pérdida por filtrado			Tiempo de Espesamiento		
55ml/ 30min.			---- a 50 U.C ---- a 75 U.C		

**Cuadro AP-E.2: Ensayo de laboratorio Lechada Cemento Ultrafino sin microsilica**

<b>DATOS DEL POZO</b>					
<b>Profundidad Medida:</b>	3750.7m	<b>BHST:</b>		282°F	
<b>Profundidad Vertical:</b>	3616.3m	<b>BHSqT:</b>		241°F	
<b>Diámetro de Casing:</b>	7 pulg				
<b>FORMULACIÓN DEL SELLANTE</b>					
<b>Componentes</b>	<b>Unidades</b>			<b>Concentración</b>	
<b>Cemento Ultrafino</b>	% peso de cemento			100	
<b>Dispersante</b>	% peso de cemento			0.15	
<b>Controlador de Filtrado</b>	% peso de cemento			3.0	
<b>Retardador</b>	Galones / saco de cemento			0.05	
<b>Antiespumante</b>	Galones / saco de cemento			0.03	
<b>Densidad</b>	Libras / galón			12.5	
<b>Porcentaje de Agua</b>	%			103.6	
<b>Rendimiento de Lechada</b>	Pies cúbicos / saco de cemento			1.22	
<b>Requerimiento de Agua</b>	galones / saco de cemento			6.55	
<b>PROPIEDADES DEL SELLANTE</b>					
<b>Reologías</b>					
<b>Lecturas</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
80°F	80	56	31	6	4
241°F	65	44	25	5	4
<b>Viscosidad Plástica a 241°F</b>	61.1cp	<b>Punto de Cedencia a 241°F: 2.0 lbf/hft<sup>2</sup></b>			
<b>Pérdida por filtrado</b>			<b>Tiempo de Espesamiento</b>		
46ml/ 30min.			03:30 hh:mm a 50 U.C 03:45 hh:mm a 75 U.C		

**Cuadro AP-E.3: Ensayo de laboratorio Lechada Cemento Ultrafino sin microsilica**

<b>DATOS DEL POZO</b>					
<b>Profundidad Medida:</b>	3750.7m	<b>BHST:</b>	282°F		
<b>Profundidad Vertical:</b>	3616.3m	<b>BHSqT:</b>	241°F		
<b>Diámetro de Casing:</b>	7 pulg				
<b>FORMULACIÓN DEL SELLANTE</b>					
<b>Componentes</b>	<b>Unidades</b>	<b>Concentración</b>			
<b>Cemento Ultrafino</b>	% peso de cemento	100			
<b>Dispersante</b>	% peso de cemento	0.15			
<b>Controlador de Filtrado</b>	% peso de cemento	3.0			
<b>Retardador</b>	Galones / saco de cemento	0.07			
<b>Antiespumante</b>	Galones / saco de cemento	0.03			
<b>Densidad</b>	Libras / galón	12.5			
<b>Porcentaje de Agua</b>	%	103.6			
<b>Rendimiento de Lechada</b>	Pies cúbicos / saco de cemento	1.22			
<b>Requerimiento de Agua</b>	galones / saco de cemento	6.55			
<b>PROPIEDADES DEL SELLANTE</b>					
<b>Reologías</b>					
<b>Lecturas</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
80°F	68	48	25	5	3
241°F	53	38	22	4	3
<b>Viscosidad Plástica a 241°F</b>	50.5cp	<b>Punto de Cedencia a 241°F:</b> 3.7 lbf/hft <sup>2</sup>			
<b>Pérdida por filtrado</b>			<b>Tiempo de Espesamiento</b>		
43ml/ 30min.			04:25 hh:mm a 50 U.C		

**Cuadro AP-E.4: Ensayo de laboratorio Lechada Cemento Ultrafino con microsilica**

DATOS DEL POZO					
Profundidad Medida:	3750.7m	BHST:	282°F		
Profundidad Vertical:	3616.3m	BHSqT:	241°F		
Diámetro de Casing:	7pulg				
FORMULACIÓN DEL SELLANTE					
Componentes	Unidades		Concentración		
Cemento Ultrafino	% peso de cemento		100		
Dispersante	% peso de cemento		0.15		
Controlador de Filtrado	% peso de cemento		3.0		
Retardador	Galones / saco de cemento		1.0		
Antiespumante	Galones / saco de cemento		0.07		
Densidad	Libras / galón		12.5		
Porcentaje de Agua	%		95.5		
Rendimiento de Lechada	Pies cúbicos / saco de cemento		1.3		
Requerimiento de Agua	galones / saco de cemento		6.3		
PROPIEDADES DEL SELLANTE					
Reologías					
Lecturas	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
80°F	61	43	24	5	4
241°F	64	48	30	7	5
Viscosidad Plástica a 241°F	59.5cp	Punto de Cedencia a 241°F: 7.0 lbf/hft <sup>2</sup>			
Pérdida por filtrado			Tiempo de Espesamiento		
36ml/ 30min.			03:21 hh:mm a 50 U.C		
			03:31 hh:mm a 75 U.C		

## ANEXOS

ANEXO 1: ANTECEDENTES DE TRABAJOS DE REMEDIACIÓN CON CEMENTO ULTRAFINO.

ANEXO 2: EFECTOS DE GASES ÁCIDOS EN CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN CEMENTOS PETROLÍFEROS.

ANEXO 3: PRÁCTICAS RECOMENDADAS POR EL INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO (RESUMEN TRADUCIDO DEL API SPEC 10B-2).

# ANEXO 1: ANTECEDENTES DE TRABAJOS DE REMEDIACIÓN CON CEMENTO ULTRAFINO.

---

## CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE UN ALUVIAL TRATADO CON LECHADAS A BASE DE MICROCEMENTO MEDIANTE INYECCIONES DE IMPREGNACIÓN<sup>[19]</sup>.

Este artículo describe los trabajos de investigación realizados para caracterizar geomecánicamente un terreno de origen aluvial tratado con inyecciones de lechadas a base de microcementos.

Estos trabajos pusieron en manifiesto la alta capacidad de penetración de las lechadas a base de microcementos en los suelos heterogéneos cercanos a una carretera y en donde se realizarían excavaciones para colocados de tuberías. Los resultados fueron muy buenos pues las excavaciones se pudieron realizar sin comprometer el tráfico.

## EXITOSA OPERACIÓN DE REMEDIACIÓN USANDO CEMENTO ULTRAFINO<sup>[11]</sup>.

La producción de agua es un problema que amenaza muchos pozos en todo el mundo como fue el caso de un pozo de petróleo de Kansas en EE.UU. completado en una formación de dolomita fracturada naturalmente. Aunque el pozo al inicio producía sólo

---

[19] Artículo extraído de internet en Setiembre 2009.

<http://www.microcementos.com/Descarregues/Art%C3%ADculos%20T%C3%A9cnicos%20Spinor/Ar%C3%ADculo%20La%20Roca%20del%20Vall%C3%A8s.pdf>

[11] K.L. Harris y B.J. Johnson, "Successful Remedial Operations Using Ultrafine Cement", Publicación de la SPE 24294 año 1992..

agua, este se estableció en 1200 barriles de agua por día y 3.5 barriles de crudo por día. Se realizó un trabajo de Squeeze con cemento ultrafino precedido de una solución polimérica con la finalidad de controlar la producción de agua. Los resultados en los 6 primeros meses mostraron una drástica reducción en la producción de agua y petróleo quedando el pozo produciendo 15 barriles de crudo por día y 190 barriles de agua por día. El trabajo fue considerado exitoso.

### **CEMENTO ULTRAFINO PARA CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS<sup>[12]</sup>**

Cemento Ultrafino fue usado para reparar una fuga en el Casing de un pozo de petróleo en el Distrito de Alice en el Sur de Texas. Registros de temperatura y pruebas de aislamiento con packer fueron usados para determinar la profundidad donde existía la fuga en el casing. Dos años y medio antes se había realizado, en ese mismo punto del casing, un trabajo de Cementación Squeeze con cemento de Clase H el cual no logró sellar la fuga.

---

<sup>[12]</sup> W.J. Clarke y A.C. McNally, "Ultrafine Cement for Oilwell", *Publicación de la SPE 25868. Año 1993. Pág. 297.*



# ANEXO 2: EFECTOS DE GASES ÁCIDOS EN CONDICIONES DE ALTA TEMPERATURA EN CEMENTOS PETROLÍFEROS.

## EFEITOS DE GASES ÁCIDOS SOBRE CIMENTOS PETROLÍFEROS

Rafael A. Bolívar C., Mercedes E. Campos S. e Carmen Ramírez

### RESUMO

Estudaram-se os efeitos causados pelos gases ácidos, geralmente existentes em jazidas petrolíferas, sobre os cimentos empregados na construção de poços de petróleo e gás. Se submeteram três tipos de cimentos API, classes B, G e H, à presença de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  em condições de alta temperatura ( $160^\circ\text{C}$ ) e a  $10,2\text{MPa}$  ( $1500\text{psi}$ ) de pressão. Tentou-se simular de forma acelerada as condições de poço as que se submeteriam estes materiais cimentantes. Observou-se que o efeito principal do  $\text{CO}_2$  no cimento foi a formação de  $\text{CaCO}_3$ , como era de esperar-se. Tanto o  $\text{CO}_2$  como o  $\text{H}_2\text{S}$ , inibiram a formação das fases conve-

nientes para evitar problemas de retrogração a altas temperaturas. O principal efeito do  $\text{H}_2\text{S}$  sobre os cimentos estudados foi de lixiviação de alguns de seus componentes. A ação combinada destes gases poderia conduzir a um efeito compensatório sobre o deterioro do material. Estudaram-se, mediante FTIR, DRX, MEB y EDS, as mudanças ocasionadas por estes gases ácidos sobre estes cimentos e se correlacionaram com as mudanças em algumas propriedades macro de ditas materiais, tais como a resistência a compressão e à peso.

ses sobre núcleos de cemento sumergidos completamente en agua. Las solubilidades del  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  en agua son de 88 y  $0,5\text{g}/100\text{ml}$  a  $20^\circ\text{C}$ , respectivamente (NIOSH, 2008a, b). La variación de la solubilidad de estos gases con la temperatura y la presión indudablemente afectará su ataque al cemento. Sin embargo, por razones prácticas, se limitó el estudio a las condiciones de alta temperatura ( $160^\circ\text{C}$ ) a la cual se produce el fenómeno de retrogración del cemento. La presión está limitada por las condiciones de seguridad de los reactores ( $2000\text{psi}$ ). La mayor o menor solubilidad del  $\text{H}_2\text{S}$  y el  $\text{CO}_2$  en agua está influida adicionalmente por sus reacciones posteriores con los productos del fraguado del cemento, principalmente con  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ . Tanto el ácido carbónico como el  $\text{H}_2\text{S}$  disueltos en agua van a reaccionar con el  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  presente en los poros del cemento. La solubilidad de ambos gases en agua depende del pH.

El efecto principal del  $\text{CO}_2$  atmosférico sobre el cemento es la formación de  $\text{CaCO}_3$  (Ikeida et al., 1984; Bruckdorfer, 1986; Shen y Pye, 1989; Björn y Utgenannt, 2001). Algunas publicaciones han tratado el efecto del  $\text{H}_2\text{S}$  sobre los cementos usados comúnmente en pozos petroleros, y muy pocas lo han hecho sobre el efecto del  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  combinados sobre estos cementos, particularmente en condiciones de alta temperatura y alta

TABLA I  
COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS CEMENTOS\*

Compuesto	Fórmula	Abreviación	Componente (%)		
			API Clase G	API Clase H**	API Clase B
Silicato tricálcico	$\text{C}_3\text{S}$	C <sub>3</sub> S	60	55,17	65,3
Silicato dicálcico	$\text{C}_2\text{S}$	C <sub>2</sub> S	18	16,64	9,2
Aluminato tricálcico	$\text{C}_3\text{A}$	C <sub>3</sub> A	3***	12,78****	6,2****
Ferrialuminato de Ca	$\text{C}_4\text{AF}$	C <sub>4</sub> AF	10	4,76	11,6
Cal libre	$\text{CaO}$	C	0	0,26	0,34
Óxido de Mg	$\text{MgO}$	M	0,7	1,39	1,20
Trisulfato de S	$\text{SO}_3$	S	2,34	2,8	2,74
Óxido de Na	$\text{Na}_2\text{O}$	N	0,1	-	0,1
Óxido de K	$\text{K}_2\text{O}$	K	0,42	-	0,42

\* Valores publicados por los fabricantes.

\*\* El término H MSR comercializado como MSR, presenta un valor de C<sub>3</sub>A superior al especificado por la norma API (2002).

\*\*\* HRS (High Sulfate Resistant Grade), resistencia alta a los sulfatos, C<sub>3</sub>A máximo 3%.

\*\*\*\* MRS (Moderate Sulfate Resistant Grade), resistencia moderada a los sulfatos, C<sub>3</sub>A máximo 8%.

presión (ATAP) (Krilov et al., 2000; Jacquemet et al., 2006). En otras palabras, en condiciones bajo las cuales la actividad de explotación petrolera es cada día más común (MacAndrew et al., 1993). Los cementos tipo Portland sufren una disminución de su resistencia a la compresión a  $110^\circ\text{C}$  ( $230^\circ\text{F}$ ), presentando también un aumento de su permeabilidad, debido a la formación de cristales más densos de α-silicato dicálcico hidratado ( $\text{Ca}_2(\text{H}_2\text{Si}_2\text{O}_7)\text{OH}$ ), fenómeno conocido como retrogración térmica (Nelson, 1990; Taylor, 1998). La adición de aproximadamente 35% de arena o harina de sílice favorece la formación de tobermorita ( $\text{Ca}_2(\text{H}_2\text{Si}_2\text{O}_7)\cdot 8\text{H}_2\text{O}$ ), fase del cemento que posee alta resistencia a la compresión e impermeabilidad, lo que permite resolver los incon-

venientes ocasionados por la retrogración térmica en los procesos de cementación de pozos (Nelson, 1990; Hewlett, 1998).

En el presente trabajo se estudió el efecto de los gases ácidos ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) sobre los cementos Portland comúnmente usados en operaciones de cementación de pozos de petróleo y gas a temperaturas a las cuales el cemento sufre retrogración térmica. Con este fin se analizó el efecto de estos gases en las propiedades macro del cemento (resistencia a la compresión, y el peso) y profundidad de carbonatación, así como en su micro estructura, mediante infrarrojo de transformada de Fourier (FTIR), difracción de rayos X (DRX), microscopía electrónica de barrido (MEB) y espectroscopía de energía dispersiva de rayos X (EDS).

Parte de los resultados fue publicada anteriormente (Ramírez et al., 2002).

### Parte Experimental

En el presente trabajo se emplearon tres tipos de cemento Portland API: clases G HRS, B MRS y H MRS. El primero es producido en Europa y los otros dos en Venezuela. La composición química de estos cementos se muestra en la Tabla I. Dado que las lechadas preparadas con estos cementos se sometieron a temperaturas de  $160^\circ\text{C}$ , fueron adicionados con sílice para evitar los problemas de retrogración del cemento (Nelson, 1990; Taylor, 1998). Igualmente se les agregó aditivos típicos para retardar el fraguado, dispensar y controlar el filtrado, como son el lignosulfonato de Ca, polinulfonato-

# **ANEXO 3: PRÁCTICAS RECOMENDADA POR EL INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO (RESUMEN TRADUCIDO DEL API SPEC 10B-2).**

---

## **1 PREPARACIÓN DE LA LECHADA.**

### **1.1 Procedimiento.**

1. Pesar los materiales secos y mezclarlos uniformemente.
2. Encender el motor y mantener a 4000 rpm  $\pm$  200 rpm (MIX 1). Si los aditivos están presentes en el agua de mezcla aumentar la velocidad a fin de removerlos antes de la adición del cemento. Registrar cualquier procedimiento especial de mezclado y el tiempo de mezclado.
3. Agregar el cemento o la mezcla de cemento y aditivos a una velocidad uniforme, en no más de 15 segundos si es posible. Algunas diseños de lechada pueden tomar más tiempo para completar su humectación. Sin embargo el tiempo usado para agregar la mezcla debe ser el mínimo.
4. Cuando todos los materiales secos han sido agregados al agua de mezcla, colocar la tapa sobre el vaso y continuar mezclando a 1200 rpm  $\pm$  500 rpm (MIX 2) por 35 segundos.

## **2 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS**

### **2.1 Procedimiento**

El siguiente procedimiento es recomendado cuando usamos viscosímetros presurizados (para medidas encima de los 88 °C (190°F)) o viscosímetros atmosféricos.

Limpiar y secar el instrumento antes de cada prueba.

1. Preparar la lechada de cemento de acuerdo al procedimiento anterior, además considerar:
  - a. Chequear la cuchilla del mezclador a usar y reemplazar si es que ésta ha perdido el 10% de su peso. Si ocurre un goteo, reemplazar el vaso.
  - b. Cuando sea necesario, agregar un agente antiespumante al agua de mezcla antes de agregar los sólidos al agua, para minimizar la formación de espuma.
2. Verter la lechada de cemento preparada inmediatamente en la copa de un consistómetro atmosférico o un consistómetro presurizado para su pre acondicionamiento. La copa deberá estar inicialmente a temperatura ambiente, para evitar el efecto negativo sobre los aditivos sensibles a la temperatura. La temperatura puede entonces ser calentada a la temperatura deseada, hasta los 88 °C (190°F) en un consistómetro atmosférico, o a la presión y temperatura deseada en un consistómetro presurizado.
3. Después de que la temperatura (y presión) deseada ha sido alcanzada, mover la lechada de cemento por 20 minutos. Si el pre acondicionamiento es hecho en un consistómetro presurizado, enfriar la lechada tan rápido como sea posible hasta 88°C (190°F), o a la temperatura de prueba si es menor de 88°C (190°F), antes de liberar la presión. El consistómetro presurizado puede entonces ser abierto de manera segura.
4. Inmediatamente verter la lechada en la copa hasta la línea de llenado. Mantener las piezas del viscosímetro a la temperatura de la prueba  $\pm 2^{\circ}\text{C}$  (5°F) durante el desarrollo de esta, usando un equipo de copa calentada lo suficientemente grande para permitir un buen control de temperatura. Como se indica la temperatura de prueba máxima no deberá exceder los 88 °C (190°F) para un viscosímetro atmosférico. Durante los pasos anteriores hacer todo lo posible para prevenir que la lechada no esté estática por mucho tiempo.
5. Con la manga rotando a la velocidad más baja, elevar la copa precalentada hasta que el nivel del líquido esté en la línea marcada en la manga. Esta operación minimiza la gelificación de la lechada y asegura la distribución uniforme de ésta.

6. Registrar la temperatura de la lechada en la copa del viscosímetro antes de tomar la primera lectura. Tomar la lectura inicial del dial 10 segundos después de una rotación continua a la velocidad más baja. Tomar las lecturas restantes primero en orden ascendente y luego en orden descendente, después de una rotación continua de 10 segundos a cada velocidad. El cambio a la siguiente velocidad debería ser hecho inmediatamente después de tomar cada lectura. La lectura más alta recomendada debería ser tomada a la velocidad de corte de 511 1/s, pues lecturas tomadas a mayores velocidades han resultado inconsistentes.

Calcular la relación de las lecturas tomadas en orden ascendente y en orden descendente a cada velocidad. Esta relación puede ser usada para cualificar las propiedades de las lechadas, así:

- a. Relaciones cercanas a 1: No se produjo asentamiento de la lechada, el fluido es independiente del tiempo a la temperatura promedio de la prueba
  - b. Relaciones mayores que 1: Asentamiento de la lechada a la temperatura de la prueba.
  - c. Relaciones menores que 1: Gelificación de la lechada.
7. Reportar las medidas reológicas como el promedio de las lecturas, al promedio de las lecturas registradas.
  8. Para mejorar la confiabilidad de las mediciones, el procedimiento entero podría ser repetido 2 ó 3 veces usando una preparación nueva cada vez. Cada lectura del instrumento debería, entonces, ser reportada como el promedio de todas las mediciones aceptables.

### **3 TIEMPO DE ESPESAMIENTO (THICKENING TIME)**

El tiempo de espesamiento está definido como el tiempo del que se dispone para bombear la lechada, su medida en el laboratorio se realiza en un consistómetro, el cual puede ser atmosférico (BHCT <194°F) o presurizado.

Advertencia: Este procedimiento involucra altas temperaturas, equipo presurizado, y materiales que son riesgosos y pueden causar daño. No exceder los límites de seguridad dados por el fabricante. Sólo personal entrenado debe realizar estas pruebas.

#### **3.1 Ensamblaje y llenado de la copa.**

1. Limpiar y lubricar los hilos de la copa.
2. Inspeccionar el diafragma.
3. Ensamblar el eje de la paleta y asegurarlo en la copa con un anillo.
4. Asegurarse que la paleta gire libremente.
5. Invertir la copa y llenar hasta 6 mm (1/4 pulg) del tope.
6. Golpear para remover el aire.
7. Enroscar la base y asegurar que la lechada rebalse por el orificio del centro.
8. Enroscar el tapón del centro (soporte principal) dentro del contenedor de cemento (copa).
9. Limpiar todo el cemento rebalsado en la superficie.
10. Revisar la paleta para asegurarse que este gire suavemente.
11. Introducir la copa ensamblada en el consistómetro.

### **3.2 Inicio de la Prueba.**

1. Colocar la copa sobre la mesa giratoria en la celda, iniciar la rotación de la copa y asegurar el mecanismo del potenciómetro para ligar el eje de la paleta a la barra giratoria.
2. Iniciar el llenado de la celda con aceite. El eje de la paleta no debería estar rotando.
3. Cerrar la cabeza de la celda de modo seguro, insertar la termocupla a través del orificio en la cabeza y asegurar parcialmente los hilos. Después de que la celda esté completamente llena de aceite ajustar los hilos de la termocupla.

Iniciar la operación del aparato 5 min  $\pm$  15 segundos después del término del mezclado de la lechada.

4. Incrementar la temperatura y la presión de la lechada en la copa según los requerimientos.
5. El tiempo de espesamiento es el tiempo transcurrido desde la inicial aplicación de presión y temperatura hasta el tiempo en el cual la lechada alcanza una consistencia tal que deja de ser bombeable (70 Bc o 100 Bc). Registrar la consistencia a la cual la prueba del tiempo de espesamiento fue terminada.

### **3.3 Mezclado de la lechada en superficie**

Si el mezclado del lote es usado para la operación de cementación, la lechada puede ser agitada en el consistómetro para simular el tiempo y temperatura. El tiempo y la temperatura de superficie de la lechada ( $T_{ss}$ ) pueden ser estimados dependiendo de las condiciones esperadas en la locación del pozo.

La simulación del mezclado es hecho previo al inicio de la prueba de thickening time. El tiempo de mezclado debe ser reportado separadamente del thickening time de la lechada. Por ejemplo:

Simulación del Tiempo de mezclado: 1h

Thickening Time (sin incluir la simulación del mezclado): 3 h 30 min

### **3.4 Tiempo de Desplazamiento**

El tiempo de desplazamiento de la lechada es calculada como sigue:

$$t_d = \frac{V_p}{q}$$

q

Donde:

$t_d$ , es tiempo de desplazamiento de la lechada, expresada en minutos;

$V_p$ , es el volumen de la tubería, expresada en metros cúbicos;

$q$ , es la velocidad a la cual la lechada es bombeada, expresada en metros cúbicos por minuto.

## **4 PÉRDIDA DE FILTRADO**

### **4.1 General.**

Esta cláusula provee varios procedimientos para correr pruebas de pérdida de filtrado. Para pruebas a temperaturas menores o iguales a 88°C (190°F), las pruebas pueden ser realizadas usando una celda de pérdida de filtrado estática después de acondicionar la lechada en un consistómetro atmosférico o en un

consistómetro presurizado, o usando una celda de pérdida de filtrado dinámica. Para temperaturas superiores a 88°C (190°F), las pruebas pueden ser realizadas usando la celda de pérdida de filtrado estática después de un acondicionamiento en un consistómetro presurizado o usando una celda de pérdida de filtrado dinámica. Independientemente de si la lechada está acondicionada en un consistómetro presurizado o usando una celda pérdida de filtrado dinámica, el valor de la pérdida de filtrado es determinado bajo condiciones estáticas.

## 4.2 Aparatos

- Temperatura alta, celda de pérdida de filtrado de alta presión o celda de pérdida de filtrado dinámica, empotrado con una malla de 45  $\mu\text{m}$  (325 mesh) con un área de filtración de 22.6  $\text{cm}^2$  (3.5  $\text{pulg}^2$ ) cubierto por una malla de 250  $\mu\text{m}$  (60 mesh).

Si una malla con un metal perforado es usada, las capas finales deben tener surcos radiales para proveer un camino de flujo para el filtrado del cemento. Las mallas deben ser reemplazadas cuando muestren visible desgaste, daño o distorsión.

Las recomendaciones del diseñador del equipo para máximas presiones, temperaturas y volúmenes no deberían ser excedidas.

- Clasificación ASTM E220 Termocupla Tipo J especial, montada en una pared de la celda o inmersa en la lechada, para medir la temperatura de la lechada.

- Manómetros, teniendo una escala tal que la presión pueda ser leída a  $\pm 300$  Kpa ( $\pm 50$  psi). Los manómetros deben ser calibrados anualmente.



### 4.3 Procedimientos para pruebas a temperaturas $\leq 88^{\circ}\text{C}$ ( $190^{\circ}\text{F}$ ).

#### **Acondicionamiento a presión atmosférica**

- a. Dentro de un minuto después del mezclado, colocar la lechada en el contenedor del consistómetro de presión atmosférica.
- b. Calentar la lechada a TPBHC o TPS de acuerdo con el tiempo de espesamiento que más simule las condiciones actuales del pozo. Si el consistómetro a presión atmosférica no está equipado para medir la temperatura de la lechada, el baño debe ser calentado de acuerdo al programa apropiado.
- c. Es preferible que la lechada, y no el baño, sea calentado de acuerdo al programa apropiado.
- d. Después del acondicionamiento, remover la paleta y mover la lechada fuertemente con una espátula para asegurar una lechada uniforme.
- e. Llenar la celda de pérdida de filtrado como se especifica en el punto 1.8.

#### **Acondicionamiento presurizado**

- a. Cualquier consistómetro referido en la cláusula 9 o el Anexo D puede ser usado. El siguiente procedimiento es aplicable a la mayoría de los equipos usados.
- b. Colocar la lechada en el contenedor del consistómetro presurizado.
- c. Aplicar presión y calor de acuerdo al thickening time que mejor simule las condiciones de pozo.
- d. Después de alcanzar las condiciones deseadas, apagar los calentadores y liberar la presión suavemente (alrededor de 1400 Kpa/s (200 psi/s)).
- e. Remover el contenedor de la lechada, mantener el contenedor hacia arriba a fin de que el aceite no se mezcle con la lechada.

- f. Remover el anillo que cierra la parte superior, la barra giradora y el collar del eje y el diafragma.
- g. Jeringuear y retirar el aceite del tope del diafragma.
- h. Remover el diafragma y el anillo de soporte.
- i. Jeringuear y retirar cualquier aceite remanente del tope de la lechada. Si la contaminación es severa, descartar la lechada y reiniciar la prueba.
- j. Remover la paleta y agitar la lechada fuertemente con la espátula para asegurar una lechada uniforme.
- k. Llenar la celda de pérdida de filtrado.

**Acondicionamiento con la celda de pérdida de filtrado dinámico.**

- a. Preparar la celda de pérdida de filtrado dinámica de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- b. Después del mezclar la lechada, verter ésta dentro de la celda limpia y seca de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- c. Completar el armado de la celda de pérdida de filtrado (malla, anillos, tapas, etc).
- d. Aplicar 3450 Kpa  $\pm$  300 Kpa (500 psi  $\pm$  50psi) a la celda. No cerrar la válvula presurizada.
- e. Mantener agitando con la paleta, calentar la lechada de acuerdo al thickening time que mejor simule las condiciones del campo.
- f. Una vez que la lechada haya alcanzado la temperatura especificada (y estando condicionada para un período adicional opcional), si es requerido, cerrar la válvula de prueba e invertir el recipiente de presión, reconectar el nitrógeno a la válvula de tope y represurizar la línea de suministro de nitrógeno (si está desconectada), y abrir la válvula de tope suavemente.

- g. Aplicar 7000 Kpa  $\pm$  300 Kpa (1000 psi  $\pm$  50 psi) de presión diferencial a la celda de prueba.
- h. Abrir la válvula de prueba debajo de la malla para iniciar la prueba.

#### **4.4 Procedimiento para pruebas a temperaturas >88 °C (190°F)**

##### **Acondicionamiento usando celda de filtrado dinámica.**

- a. Preparar la celda de pérdida de filtrado de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- b. Verter la lechada dentro de la celda de pérdida de filtrado limpia y seca siguiendo las instrucciones del fabricante.
- c. Completar el armado de la celda de pérdida de filtrado (malla, anillos, capas, etc).
- d. Aplicar y mantener 3500 Kpa  $\pm$  300 Kpa (500 psi  $\pm$  50psi) (o suficiente presión para prevenir la ebullición del fluido a la máxima temperatura de prueba como se lista en la tabla anterior) a la celda. No cerrar la válvula presurizada.
- e. Mantener agitando con la paleta, calentar la lechada de acuerdo al thickening time que mejor simule las condiciones del campo. Monitorear la presión para prevenir sobre presurización.
- f. Una vez que la lechada haya alcanzado la temperatura especificada (y estando condicionada para un período adicional opcional), parar el movimiento, cerrar la válvula presurizada, invertir el recipiente de presión, reconectar el nitrógeno y represurizar la línea de suministro de nitrógeno (si está desconectada), y abrir la válvula de tope suavemente.
- g. Conectar el receptor de contrapresión o el condensador a la válvula de prueba debajo de la malla. Si un receptor de contrapresión es usado. Aplicar suficiente

presión a éste para prevenir la ebullición del filtrado de cemento a la temperatura de la prueba (ver tabla).

- h. Aplicar 7000 Kpa  $\pm$  300 Kpa (1000 psi  $\pm$  50 psi) de presión diferencial a la celda de prueba.
- i. Abrir la válvula de prueba debajo de la malla para iniciar la prueba.

### **Procedimiento y reporte.**

- a. Abrir la válvula de fondo para iniciar la prueba dentro de 30 s de haber invertido la celda. Mantener la temperatura especificada durante la prueba.
- b. Recolectar el filtrado y registrar el volumen con una precisión de  $\pm$  1ml a 30s, 1 min, 2 min, 5 min, 7.5 min, 10 min, 15 min, 25 min y 30 min. Alternativamente, el filtrado puede ser continuamente pesado y registrado. Si es pesado, medir y reportar la densidad relativa del filtrado a 27 °C (80°F) y corregir los volúmenes de filtrado registrados para la densidad relativa. Cuando un condensador es usado, el volumen filtrado en el condensador debería ser contado.
- c. Si el nitrógeno escapa en menos de 30 minutos, registrar el volumen colectado y el tiempo al cual esto ocurre.
- d. Calcular la pérdida de filtrado ISO, expresada como mililitros por 30 min. Para pruebas que duran los 30 minutos sin que el nitrógeno escape, medir el volumen filtrado recolectado, doblar el valor y reportar éste como el valor de la pérdida de filtrado. Para pruebas en las que el nitrógeno escapa en menos de 30 minutos, use la siguiente ecuación para calcular la pérdida de filtrado ISO:

$$\text{Pérdida de filtrado ISO} = Vt \cdot \underline{10.944}$$

$$\sqrt{t}$$

Donde

Vt: es el volumen de filtrado colectado al tiempo de la salida del nitrógeno, expresado en mililitros.

t: es el tiempo en el cual el nitrógeno escapa, expresado en minutos.

### **Finalización de la prueba y limpieza.**

- a. Enfriar la celda para una manipulación segura de la temperatura y liberación de la presión.
- b. Después de asegurarse que toda la presión ha sido liberada, desarmar la celda e inspeccionar la malla para chequear la presencia de agujeros y daños. Si hay daño en los anillos selladores o la malla, descartar la prueba y rehacer la prueba.
- c. Limpiar cuidadosamente la malla para remover el cemento o aditivos residuales de la pérdida de filtrado.
- d. Limpiar y secar la celda de pérdida de filtrado para la siguiente prueba. Poner particular atención a los anillos en la celda y sobre las válvulas.

Nota: Lechadas con significativa sedimentación da valores erróneos de pérdida de filtrado.