

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL ESFUERZO DE GEL ESTÁTICO EN
EL DISEÑO DE LECHADAS DE CEMENTO”

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

PRESENTADO POR:

HÉCTOR ENRIQUE LEIVA ESTEBAN

PROMOCIÓN

2010 - 1

LIMA – PERÚ

2015

DEDICATORIA

Al señor mi Dios quien es el motor de mi vida e inspiración y a las personas que puso en mi vida para darme el ejemplo, mis abuelos Crisanto y Gumercindo.

AGRADECIMIENTO

A mis padres Héctor Leiva y Vilma Esteban, mi hermano Andrés Leiva y toda mi familia y amigos que siempre me apoyaron en concluir este importante trabajo.

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL ESFUERZO DE GEL ESTÁTICO EN EL DISEÑO DE LECHADAS DE CEMENTO

INDICE

| | Pág. |
|---|------|
| DEDICATORIA..... | i |
| AGRADECIMIENTO..... | ii |
| INDICE..... | iii |
| ABREVIATURAS..... | vi |
| CAPITULO 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 1 |
| 1.1. Situación problemática..... | 1 |
| 1.2. Formulación del problema..... | 3 |
| 1.2.1. Problema principal..... | 3 |
| 1.2.2. Problemas secundarios..... | 3 |
| 1.3. Objetivos de la investigación..... | 4 |
| 1.3.1. Objetivo general..... | 4 |
| 1.3.2. Objetivos específicos..... | 4 |
| 1.4. Justificación e importancia de la investigación..... | 5 |
| 1.5. Limitaciones de la investigación..... | 5 |

| | |
|---|----|
| 1.5.1. Delimitación espacial..... | 5 |
| 1.5.2. Delimitación temporal..... | 6 |
| 1.5.3. Delimitación social..... | 6 |
| 1.5.4. Delimitación conceptual..... | 6 |
| 1.5.5. Limitaciones de la investigación..... | 6 |
| CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO..... | 8 |
| 2.1. Antecedentes de la investigación..... | 8 |
| 2.2. Bases teóricas..... | 9 |
| 2.2.1. Cementación de pozos..... | 9 |
| 2.2.2. Geomecánica..... | 11 |
| 2.2.3. Geomecánica petrolera..... | 12 |
| 2.2.4. Presión poral..... | 13 |
| 2.2.5. Migración de fluidos..... | 14 |
| 2.2.6. Evolución de la estructura del cemento..... | 15 |
| 2.2.7. Prácticas de cementación para la aislación hidráulica..... | 16 |
| 2.2.8. Static Gel Strength..... | 17 |
| 2.3. Marco conceptual..... | 18 |
| CAPITULO 3. HIPÓTESIS Y VARIABLES..... | 26 |
| 3.1. Hipótesis de investigación..... | 26 |
| 3.2. Variables de la investigación..... | 26 |
| 3.3. Operacionalización de variables..... | 27 |
| 3.4. Matriz de consistencia..... | 29 |
| CAPITULO 4. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN..... | 30 |

| | |
|---|----|
| 4.1. Tipo de investigación..... | 30 |
| 4.2. Diseño de la investigación..... | 31 |
| 4.3. Población y muestra..... | 31 |
| CAPITULO 5. APLICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN..... | 32 |
| 5.1. Introducción..... | 32 |
| 5.2. Desarrollo del trabajo..... | 35 |
| 5.2.1. Ensayos de laboratorio..... | 35 |
| 5.3. Desarrollo de casos prácticos..... | 39 |
| 5.3.1. Caso práctico No. 1..... | 39 |
| 5.3.2. Caso práctico No. 2..... | 43 |
| 5.3.3. Caso práctico No. 3..... | 46 |
| CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 48 |
| CAPITULO 7. BIBLIOGRAFÍA..... | 50 |

ABREVIATURAS

| | |
|---------|---|
| ACP | annular casing pressure |
| API | American Petroleum Institute |
| APB | annular pressure buildup |
| BHP | bottom hole pressure |
| BHST | bottom hole static temperature |
| BOP | blowout preventer |
| CGS | critical gel strength period |
| CSGS | critical static gel strength |
| ECD | equivalent circulating density in ppg |
| ESD | equivalent static density in ppg |
| EMW | equivalent mud weight in ppg |
| FG | frac gradient in ppg or psi/ft or kPa/m |
| HH | hydrostatic head pressure in psi or ppg |
| HPHT | high pressure, high temperature ($\geq 10\text{K psi BHP}/300\text{degF BHST}$) |
| Lbm/gal | density in pounds mass per gallon |
| LCM | lost circulation material |
| MWC | loss of well control |
| PP | pore pressure inside formations |
| Ppge | pounds per gallon equivalent density |
| Psi | pounds per square inch |
| MD | measured depth |
| RP | Recommended Practice |
| SCP | sustained casing pressure |
| SGS | static gel strength |
| SPE | Society of Petroleum Engineers |
| TOC | top of cement |
| TVD | true vertical depth |

WOC waiting on cement

CAPITULO 1

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Situación problemática

El proyecto está enfocado en los campos del Nor Oeste, Selva Norte y Selva Sur del Perú. En el Nor Oeste se tienen campos con reservorios con mecanismo de impulsión de gas disuelto, donde se debe aislar hidráulicamente las formaciones productivas (petróleo y gas) a través de un correcto diseño de cementación.

De igual manera, en la Selva Norte existen zonas productivas de petróleo donde también hay la necesidad de aislar tanto estas zonas como los acuíferos activos. De esta manera, minimizar los daños al *casing* (corrosión) debido a la producción de agua de formación; siendo estas las principales causas de la ejecución de trabajos de *workover* (*squeezes*, *tie backs*, *short tie backs*, tapones, etc.) en la zona.

En los campos de la Selva Sur se tienen reservorios de gas y condensado con gran potencial de flujo el cual es un factor muy importante a tomar en cuenta en el diseño de cementación de estos, especialmente en el diseño de una lechada de cemento para que esté presente el correcto control de migración de fluidos. Las zonas productivas de estos campos tienen una presión poral determinada y la cual influye a que estos fluidos puedan vencer las barreras que se colocan en el espacio anular si no presentan un diseño de ingeniería adecuado. Adicionalmente, como en la Selva Norte, la presencia de acuíferos naturalmente activos e inducidos (con una determinada presión poral) también son características importantes de la zona a considerar en la completación de los pozos tanto para el correcto y seguro desarrollo operativo de la perforación como de la vida productiva del pozo.

En las cementaciones de pozos se conocen los tipos de migración de fluidos dependiendo del momento en que se presente. Si inmediatamente realizada la cementación de un pozo o durante el tiempo de frague del cemento se observa una migración de fluidos, a esta se le denomina Migración Primaria. Las posibles causas podrían ser: densidades incorrectas de lechadas y espaciadores, pobre remoción de lodo de perforación, gelificación prematura o extendida del cemento,

excesiva pérdida de filtrado del cemento, pobre adherencia interfacial, alta contracción del cemento y diámetros estimados erróneos de pozo.

Por otro lado, si la migración de fluidos se presenta ya en un pozo completado y/o durante la vida productiva del pozo, se le denomina Migración Secundaria. A este tipo de migración de fluidos se le otorga la causa a la presencia de fallas ó fisuras que se pueden crear en el sello de cemento, generadas por esfuerzos mecánicos (externos e internos) como las fallas bajo tensión y los microanillos.

Considerando estas causas, ponemos énfasis en el diseño de las lechadas de cemento que se han ido perfeccionando a través de los años en la industria. Por muchos años se manejaba el criterio de diseñar lechadas con un desarrollo de consistencia controlado, específicamente teniendo un cierre de la curva de consistencia en ángulo de 90° (*Right Angle Set*) medido en un consistómetro presurizado, equipo de laboratorio. De esta manera se creía tener un control y mitigación de la migración de fluidos en el espacio anular.

Sin embargo, en la actualidad, de acuerdo a los retos e investigación que se han ido presentando en la cementación de pozos de petróleo y gas, se considera importante evaluar el *Esfuerzo de Gel Estático* y su desarrollo en el tiempo de frague como un recurso disponible para controlar la migración de fluidos en zonas con potencial de flujo. Esto conlleva a manejar tiempos críticos del desarrollo de esta propiedad del cemento que se presenta durante el tiempo de transición del estado líquido a sólido (evolución estructural del cemento). Es entre estos dos estados físicos que se encuentra un estado de gel y en el cual el cemento se vuelve auto soportante debido a la interacción de la columna con las paredes tanto del *casing* como del pozo. Adicionalmente, se presenta la pérdida de transmisión de la presión hidrostática a través de la columna, permitiendo, de tal forma, el ingreso de fluidos hacia la matriz del cemento producto del bajo balance ocurrido en ese momento. Problemas mayores como la ocurrencia de reventones en superficie debido a la migración de gas y las cuales han generado pérdidas humanas y materiales en importantes proyectos del mundo, han generado diversos temas de investigación respecto al diseño de cementación y la importancia que estas tienen en prevenir estos problemas.

Se han elaborado documentos técnicos por parte del *American Petroleum Institute* (API) en dónde se difunden buenas prácticas de cementación actualizadas para la aislación de zonas con potencial de flujo durante la construcción de un pozo de petróleo y/o gas, las cuales son las bases para las recomendaciones que se darán adicionalmente a la aplicación del presente tema de investigación.

1.2. Formulación del problema

El presente trabajo surge de la necesidad de obtener control adecuado de la migración de fluidos en el espacio anular de un pozo a través de un diseño óptimo de una lechada de cemento. Debido a los antiguos criterios que se continúan aplicando en muchos trabajos aún no se ha logrado obtener los resultados requeridos en las cementaciones de pozos de petróleo y gas en diversos campos del Perú, obteniendo con ello problemas operativos y económicos de un proyecto de exploración y explotación.

1.2.1. Problema Principal

¿De qué manera el Esfuerzo de Gel Estático (EGE) del cemento nos ayuda a controlar la migración de fluidos frente a zonas con potencial de flujo?

El Esfuerzo de Gel Estático es la propiedad del cemento que mide la resistencia, en estado de gel, a ser desplazado por otro fluido en condiciones estáticas de temperatura y presión en un pozo. Esta propiedad al ser controlada a través de un determinado diseño de lechadas de cemento es evaluada en laboratorio y del cual se determinan valores de EGE obtenidos en un intervalo de tiempo, hasta lograr el frague completo. El tiempo que tarda en desarrollar el valor requerido de EGE para controlar la migración de fluidos se puede ajustar gracias a los ensayos de laboratorio y teniendo en cuenta las recomendaciones *API* para este diseño de ingeniería.

1.2.2. Problemas Secundarios

¿Cuál es el correcto desarrollo del *Esfuerzo de Gel Estático* (EGE) que debe presentar una lechada de cemento?

En el periodo de fragüe del cemento, para un diseño determinado de una lechada de cemento, se debe considerar un tiempo máximo y controlado de 45 minutos para que la propiedad de EGE pase desde un valor de 100 lbf/100ft² a 500 lbf/100ft² con lo cual aseguraríamos el control de la migración de fluidos en el espacio anular cementado.

¿Cuál es el potencial de flujo para la migración de fluidos que presenta una zona a aislar?

El potencial se mide de acuerdo a la presión poral de la formación, la profundidad a la cual se encuentra la zona a aislar y el intervalo que esta abarca en el espacio anular a cementar.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo General

Analizar y evaluar el Esfuerzo de Gel Estático en el diseño de lechadas de cemento. De esta manera, demostrar que el Esfuerzo de Gel Estático es una propiedad del cemento que cumple un papel importante en el diseño de lechadas de cemento para lograr una aislación adecuada de las zonas con potencial de flujo como parte de la perforación y completación de pozos de petróleo y gas. El análisis y medición de esta propiedad, según las normas internacionales de la industria, es una aplicación importante a considerar en los diseños de cementación de pozos.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Determinar los valores aceptables de Esfuerzo de Gel Estático que deben ser medidos a través de ensayos de laboratorio en el diseño de lechadas para el control de flujo.

- Confirmar que el Esfuerzo de Gel Estático es una propiedad independiente a otras propiedades del cemento, especialmente al tiempo de bombeabilidad y el control de filtrado.
- Identificar el potencial de flujo para la migración de fluidos que presenta una zona a aislar.
- Reducir y mitigar problemas por migración de fluidos en el anular de los pozos de petróleo y/o gas durante la etapa de perforación y completación.
- Asegurar un adecuado sello hidráulico de las formaciones productivas en un pozo de petróleo y/o gas, lo cual conlleva a un buen desarrollo productivo de los campos.

1.4. Justificación e importancia de la investigación

El presente tema de investigación tiene una importancia significativa en la construcción de pozos de petróleo y gas en operaciones de los campos del Perú. Los resultados obtenidos en los trabajos de cementación nos llevan a resaltar que existen buenas prácticas de cementación para desarrollar en nuestros diseños y operaciones con la finalidad de minimizar y, en el mejor de los casos, eliminar los gastos adicionales en los presupuestos de los proyectos de exploración y desarrollo. Estos gastos adicionales se pueden dar por el tiempo perdido del equipo de perforación (*Non Productive Time, NPT*), trabajos de cementación secundaria de resane y descontrol del pozo en superficie debido a la migración de gas y con ello pérdidas humanas y materiales.

1.5. Limitaciones de la investigación

1.5.1. Delimitación espacial

La investigación se llevará a cabo a nivel institucional por la relación que existe entre la escuela de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural de la Universidad Nacional de Ingeniería y las empresas de servicio y operadoras del sector

hidrocarburos en el país de manera que se ofrezca difundir la iniciativa de investigación por parte de la universidad y que beneficie a la industria.

1.5.2. Delimitación temporal

El tema de investigación se viene desarrollando por parte de varios investigadores y especialistas desde la última década. Sin embargo, en los últimos 5 años debido a los proyectos de exploración y desarrollo de campos de petróleo y gas en el Perú se han observado condiciones de aplicación, demostrando la importancia de la profundización en el tema.

1.5.3. Delimitación social

El problema de investigación afecta directamente a las compañías operadoras de los campos de petróleo y gas en el país debido a que no se logra un correcto desarrollo de la vida productiva de los pozos y esto conlleva a gastos económicos adicionales a los contemplados en las evaluaciones económicas de sus proyectos en ejecución. De igual forma, es de suma importancia este tema al igual que otros con respecto al desarrollo de la producción de hidrocarburos en el Perú ya que existe un déficit del mismo con respecto a la demanda actual.

1.5.4. Delimitación conceptual

En este proyecto principalmente se va a definir el concepto del *Esfuerzo de Gel Estático* del cemento como propiedad que se presenta durante su evolución estructural, por lo tanto las demás propiedades del cemento no serán profundizadas ya que se considera al *Esfuerzo de Gel Estático* como uno de los principales recursos disponibles para mitigar la migración de fluidos al espacio anular durante la cementación de pozos independiente de las otras.

1.5.5. Limitaciones de la investigación

La limitante principal a la extensión del tema de estudio es que aún no existen simuladores matemáticos que puedan predecir tanto la migración de fluidos como el desarrollo del *Esfuerzo de Gel Estático* de una formulación de lechada de cemento determinada. El presente trabajo está basado en casos reales desarrollados en diferentes operaciones de otros países, teorías desarrolladas por investigadores de diferentes instituciones y compañías de servicio en la industria

y ensayos de laboratorio que fundamentan la teoría desarrollada como aplicación en diferentes operaciones del Perú y el Mundo.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

En la cementación de pozos productores de hidrocarburos, especialmente en pozos gasíferos, es de vital importancia lograr mantener contralada la energía de los yacimientos gasíferos. Para alcanzar éste objetivo, a través de los años se ha perfeccionado las técnicas de diseño de las lechadas de cemento.

Numerosas investigaciones han determinado que durante el proceso de hidratación del cemento existe un periodo crítico que ocurre durante la transición del estado líquido al sólido y durante el cual el fluido puede invadir la matriz de cemento. En la medida que este periodo crítico se reduce, se minimiza las posibilidades de la migración.

En la industria del petróleo y gas se asume que la etapa final de fraguado está relacionada con el periodo crítico, por consiguiente es práctica común exigir que las lechadas tengan un fraguado final súbito en ángulo recto para evitar la invasión de gas. Sin embargo, no existe en la literatura ninguna investigación que avale este criterio técnico.

Recientemente, el desarrollo de nuevos equipos de medición como el analizador de cemento ultrasónico (UCA), permite medir el Esfuerzo de Gel Estático (SGS) del cemento. La introducción de estos equipos ha permitido comprobar que el tiempo crítico de cada lechada está relacionado con el desarrollo del Esfuerzo de Gel Estático.

En este trabajo, con la utilización de estos equipos, se pretende caracterizar las lechadas utilizadas en los campos de petróleo y gas en función de sus tiempos críticos para establecer el rango aceptable de tiempo para estas lechadas antimigratorias, con las cuales se han obtenido un alto porcentaje de éxito. Además, con los ensayos de Esfuerzo de Gel Estático y Tiempo de

Bombeabilidad, pretendemos establecer si existe alguna relación entre el tiempo crítico y la etapa final del fraguado que nos permita comprobar o descartar el paradigma del frague en ángulo recto y su importancia en el control de la migración de fluidos en el anular cementado.

Con la finalidad de reforzar el tema de investigación se recomienda la aplicación de las técnicas de control de migración de gas en cementaciones de pozos en donde existe la importancia de entender los mecanismos por el cual un fluido puede migrar durante la fase de perforación y completación de un pozo; esto es muy importante ya que nos permite planificar las medidas de control y prevención a tomar para eliminar todas las posibilidades de una canalización. Todas las propiedades del cemento medidos en su diferentes estados físicos son importantes tanto para el control de la migración primaria y secundaria, como para la creación de un adecuado sello hidráulico que beneficie en los periodos de construcción y producción de los pozos.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Cementación de pozos

La cementación es un proceso que consiste en colocar una lechada de cemento en el espacio anular entre las formaciones que se han perforado y el *casing* que se instala en un pozo para producir petróleo, gas y/o agua.

Desde 1903, el mayor y principal objetivo de una cementación primaria ha sido proveer una aislación de las zonas expuestas en el borde de pozo que contienen los fluidos y separarlas efectivamente. Para alcanzar este objetivo, un sello hidráulico (anillo de cemento) debe conseguirse entre las formaciones y el *casing* de manera de evitar la canalización y/o migración de los fluidos a través del mismo.

Estos requerimientos han producido que la cementación sea la operación más importante que se realiza durante la completación de un pozo.

La cementación es un proceso que incluye:

- a. Diseño y ensayo de una lechada de cemento.
- b. Mezclado y transporte de cemento y aditivos.
- c. Mezclado y bombeo hacia el pozo.

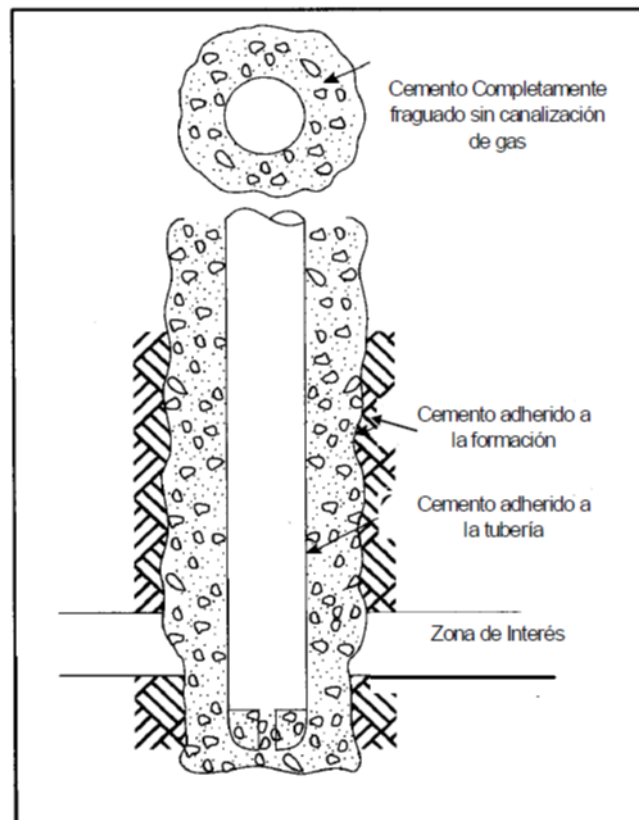
El concepto de una lechada de cemento es de un fluido que resulta de mezclar agua y aditivos al cemento en seco, o bien, a mezclas de cementos.

A continuación nombraremos los principales objetivos de la cementación primaria:

- a. Proporcionar aislamiento entre a las zonas del pozo que contienen gas, petróleo y agua.
- b. Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- c. Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- d. Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

Figura 1. Gráfica de cementación primaria



Fuente: NELSON, E.B. Well Cementing. 1. Ed Texas: Schlumberger Education Services, 1990.

2.2.2. Geomecánica

La geomecánica es la disciplina que integra la mecánica de rocas, la geofísica, geología, petrofísica, perforación y la producción, para cuantificar la respuesta de la tierra a cambios en:

- a. Los esfuerzos
- b. La presión del yacimiento
- c. La temperatura de la formación.

La geomecánica nos permite elaborar modelos predictivos y consistentes de esfuerzos in situ y de las propiedades de las rocas para:

- a. Predecir la deformación del agujero y del yacimiento.
- b. Optimizar los planes de desarrollo del campo y encontrar soluciones de ingeniería para diagnosticar problemas.

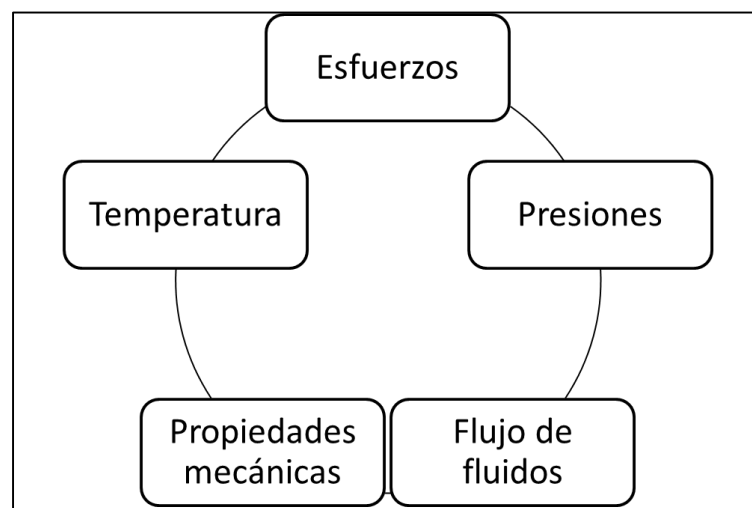
Además, esta especialidad presenta aplicaciones en proyectos de hidrocarburos como [3]:

- a. Perforación: Estabilidad del agujero, predicción de presión de poro y evitar inconvenientes durante la perforación.
- b. Terminación: Manejo de arenas, análisis de colapso de tubería y fracturamiento.
- c. Yacimientos: Esfuerzos por permeabilidad, PPP en yacimientos, sísmica 4D, daños por producción, subsidencia, colapso de tubería de revestimiento.

2.2.3. Geomecánica petrolera

El término geomecánica petrolera incluye la mecánica de materiales geológicos de alta porosidad (diatomitas y lignito con porosidad de $> 60\%$), materiales de cero porosidad (anhidrita, sal), y todo lo intermedio, sobre rangos de esfuerzos (0-200 MPa), presiones (0-150 MPa), temperaturas (-10°C - $>400^{\circ}\text{C}$), y condiciones geoquímicas.

Figura 2. Componentes geomecánicos de un yacimiento.



Fuente: GIL, P.D.I Curso de Geomecánica aplicada a perforación y completación, Noviembre

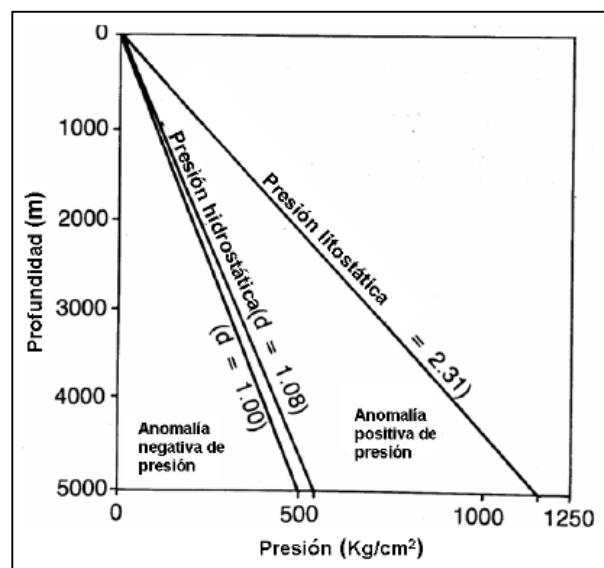
2.2.4. Presión poral

La presión que ejerce un fluido en los espacios porosos de la roca. Esta presión está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando.

Presión de poro normal: Se refiere a las presiones causadas por la columna hidrostática y que solo dependen de la profundidad y de la densidad del fluido involucrado.

Presión de poro anormal: Las presiones de formación que no cumplan con el requisito anterior se dice que son presiones anormales, estas pueden ser anormalmente negativas (subpresiones) o anormalmente positivas (sobrepresiones).

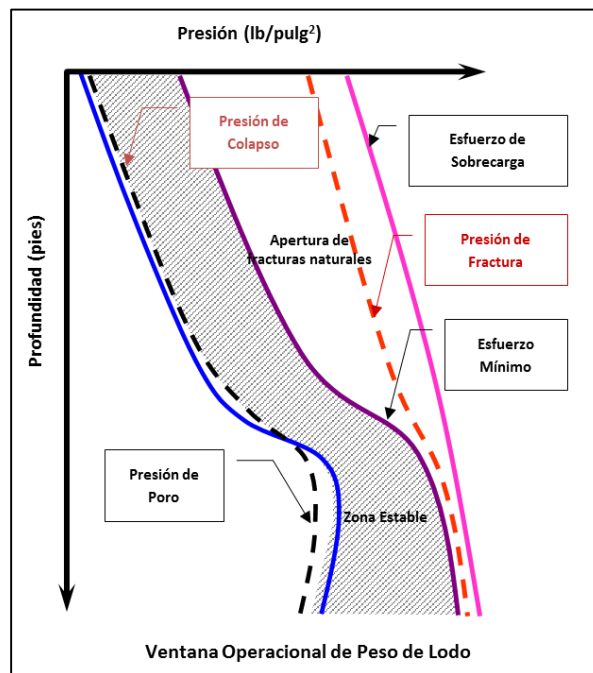
Figura 3. Gradiente de presión poral.



Fuente: GIL, P.D.I Curso de Geomecánica aplicada a perforación y completación, Noviembre

2009

Figura 4. Ventana operacional Presión de poro vs. Presión de fractura.



Fuente: GIL, P.D.I Curso de Geomecánica aplicada a perforación y completación, Noviembre 2009

2.2.5. Migración de fluidos

A continuación, las posibles causas por la que se obtienen migración de fluidos posterior a los trabajos de cementación:

- Tiempos largos de transición.
- Taponamiento (puenteo) del espacio anular.
- Exceso de fluido libre en la lechada de cemento.
- Segregación de partículas en la lechada de cemento.
- Pobre remoción de lodo.
- Reducción del volumen de lechada.

Existen 2 tipos de migración de fluidos:

- a. Migración Primaria: Este evento se produce minutos, horas después de realizado el trabajo de cementación primaria. La migración está directamente relacionada con el trabajo de cementación.

Para estos casos vamos a nombrar los fenómenos por los que se puede manifestar la migración:

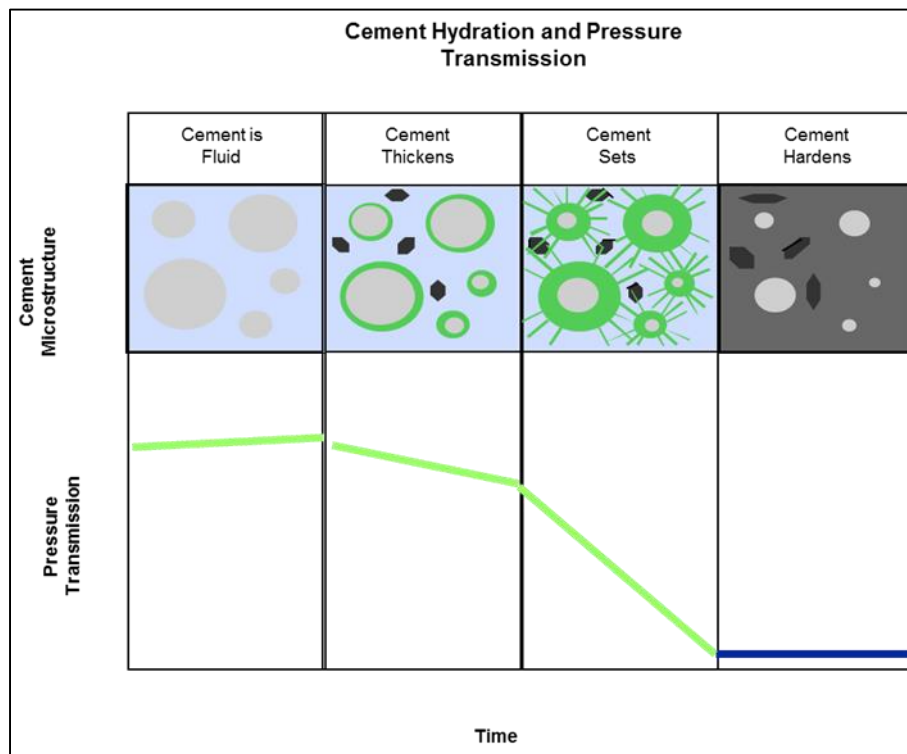
- a.1. Flujo interfacial: Se da debido a una mala remoción de lodo y reducción global del volumen (contracción del cemento).
- a.2. Flujo matricial: Se da debido a cambios en la microestructura del cemento según se transforma de lechada líquida en cemento fraguado.

- b. Migración Secundaria: Este evento se produce semanas, meses o años después de completada la cementación. En estos casos se es considerado como pérdidas o “escapes”, relacionada con las propiedades mecánicas del cemento.

2.2.6. Evolución de la estructura del cemento

- a. LIQUIDO: Hay transmisión total de la hidrostática, se mantiene el sobre balance.
- b. GEL: Estructura que se auto-soporta dónde la presión hidrostática tiende a disminuir debido a pérdida de agua intersticial (hidratación y filtrado).
- c. FRAGUADO: El cemento se comporta como un sólido débil y poroso, se inmoviliza el agua intersticial y la presión poral continúa disminuyendo por hidratación.
- d. ENDURECIDO: Recristalización y desarrollo de la resistencia mecánica del cemento y donde además se reduce su permeabilidad.

Figura 5. Gráfica de pérdida de presión hidrostática de la columna de cemento



Fuente: NELSON, E.B. Well Cementing. 1. Ed Texas: Schlumberger Education Services, 1990.

2.2.7. Prácticas de cementación para la aislación hidráulica (API RP 65-2 & SPE 62893)

A continuación se nombrará los factores que afectan al correcto desarrollo de una cementación primaria. Estos factores demuestran la relación directa que existe entre las operaciones de perforación y cementación de un pozo.

Aislamiento Zonal:

- Estimación de las zonas potenciales de flujo
- Remoción del lodo
- Simulación numérica de la temperatura circulante
- Estimación del diámetro de hueco
- Centralización: Standoff 80%
- Análisis de los parámetros mecánicos de la lechada
- Ensayo de flujo de gas de la lechada
- Análisis del ECD, incluyendo el CSGS

- i. Control de pérdida de circulación
- j. Desarrollo operacional (Control efectivo de la densidad de la mezcla)

Cementación de pozos desviados – WytchFarm:

- a. Ensayo de remoción de costra de lodo
- b. Trenes de lavadores y espaciadores
- c. Agua libre: 0 “cero”
- d. Prueba de sedimentación (BP Settling) < 1.5%
- e. Perdida de filtrado < 80 cc/30 min (< 50 cc para lechadas con control de gas)
- f. Centralización: Stand off 80%

2.2.8. Esfuerzo de Gel Estático

El Esfuerzo de Gel Estático afecta la habilidad de las lechadas para suspender sus sólidos en condiciones estáticas. Además contribuye a la reducción de la presión hidrostática mientras el fluido gelificado interactúa con el revestimiento y las paredes del pozo. Así, el *Gel Strength* de una lechada de cemento debe de ser diseñado para proveer un adecuado soporte de los sólidos más no algo excesivo. Un método para evaluar su desarrollo es midiendo el periodo de *Critical Gel Strength*.

Se requieren las siguientes condiciones con respecto al *Gel Strength* para el control del flujo anular: bajo *Gel Strength* hasta antes del fragüe y que presente un rápido desarrollo hasta obtener un valor de 500 lbf/100 ft².

El *Critical Static Gel Strength* es el tiempo entre el desarrollo del CSGS hasta llegar a 500 lbf/100ft². Estudios anteriores se refirieron a diferentes periodos de tiempo para el desarrollo de SGS. Uno puede empezar a 100 lbf/100ft² y finalizar en 500 lbf/100ft².

El CSGS es la resistencia al gel del cemento por el resultado de la caída de la presión hidrostática al punto de que la presión esta balanceada (igual a la presión poral) frente a las zonas con potencial de flujo.

El esfuerzo de Gel estático crítico es un parámetro que se calcula en base a las presiones porales, geometría del pozo y diseño de cementación como se muestra en la ecuación 1.1.

$$CSGS = \frac{MPR * 300 * (Dh - Dp)}{Hc} \quad (1.1)$$

MPR = Máxima reducción de presión en la zona de interés (psi).

CSGS = Esfuerzo del gel estático critico (lb/100ft²).

Hc = Altura de la columna de cemento encima de la zona de interés (ft).

Dp = Diámetro del casing (pulgadas).

Dh = Diámetro de hueco abierto (pulgadas).

Este valor nos ayuda a evaluar si durante la etapa de gel del cemento es posible que en algún momento las presiones porales del reservorio superen la presión hidrostática en el anular.

La norma establece que el tiempo entre el CSGS calculado y las 500 lbf/100ft² de esfuerzo de gel (SGS) debe ser menor a 45 minutos.

2.3. Marco conceptual

2.3.1. Presión ambiente

Presión externa al cabezal del pozo. En el caso de un cabezal de pozo en superficie, este debería ser 0 psig. Para el caso de un cabezal en el fondo marino, este debería ser igual a la presión hidrostática que genere el agua de mar a la profundidad del cabezal en psig.

2.3.2. Flujo anular

Es el flujo de los fluidos (líquidos y/o gases) desde la formación hacia el espacio o camino en un anular dentro del pozo. El flujo anular puede seguir varios tipos de caminos de flujo dentro del anular hacia otros puntos tanto profundas como someras. Además, puede el flujo salir del anular e ingresar hacia otra formación(es), o continuar por su camino, o ambos. Si el flujo se encuentra con la superficie del anular o del pozo, este queda contenido por alguna barrera, creándose un SCP. En casos pocos frecuentes, no están presentes los elementos de barrera, propiamente instalados, o en todo caso fallan causando una fuga que permite un desfogue del flujo anular desde el pozo.

2.3.3. *Buildup* de presión anular (BPA)

Presión generada dentro de un anular sellado por expansión térmica de fluidos entrampados de pozo frecuentemente durante su vida productiva. Además, podría ocurrir durante las operaciones de perforación donde el fluido entrampado anular a zonas someras más frías están expuestas a altas temperaturas generadas por fluidos de fondo circulados, secciones calientes. Esta presión inducida térmicamente está definida e indicada en el API 90 como presión de casing térmica. BPA es además referido para una expansión de fluido anular (EFA).

2.3.4. Anular

Espacio entre dos objetos concéntricos, como por ejemplo el creado entre el pozo y la tubería donde un fluido puede pasar. La tubería podría ser *drill collars*, *drill pipes*, *casings*, *liners* o *tubing*. El anular designado entre la tubería de producción y el *casing* de producción es el anular "A". El anular externo entre otras tuberías son designadas B, C, D, etc. de acuerdo al incremento del tamaño de la tubería. Por ejemplo, el anular "B" es entre el *casing* de producción y el último *casing* intermedio ó el siguiente *casing* externo.

2.3.5. Elementos de barrera

Es uno o varios objetos dependientes que previenen fluidos de formación del flujo involuntario hacia otra formación o a la superficie; por ejemplo, barreras mecánicas como los cabezales de pozo, *PBR Polished Borehole Receptable*, *packers*, anillos de sello anular, *tubing* ó *casing* y barreras no mecánicas como el cemento, sellantes químicos o formaciones de rocas compactas e impermeables. La transmisión de presión está prevenida por estas barreras al flujo. Ver las definiciones para barrera mecánica, gradiente de fractura, barrera de pozo primaria o secundaria.

2.3.6. Borehole

Los intervalos a hoyo abierto en un pozo, los cuales no están entubado. Un *borehole* es un intervalo de hoyo dentro de la sección del pozo que está completamente llenado con superficies de roca de formación, también llamado la cara de roca que bordea el hoyo perforado.

2.3.7. Hoyo entubado

Los intervalos del pozo que se encuentran entubados con tubería de revestimiento y/o tubería *liner*. El diámetro de estas secciones de hoyo es el diámetro interior de la tubería contenida.

2.3.8. Casing conductor

Provee un soporte estructural al pozo, cabezal y equipo de completación, y a veces, provee estabilidad de hoyo para la parte inicial de las operaciones de perforación. Este revestimiento no está diseñado, generalmente, para contener presiones. En algunos casos, respecto a la completación del pozo, este puede tener un cabezal; por lo tanto, podría ser capaz de contener presiones anulares bajas. El asentamiento es previo a encontrar cualquier hidrocarburo a una profundidad donde la gradiente de fractura permitiría incrementar la densidad de lodo y ser cementado hasta superficie o *flowline*. Para pozos marinos e híbridos, el cabezal de pozo de baja presión esta normalmente instalado en este revestimiento.

2.3.9. Período de *Critical Gel Strength*

Este es el tiempo de desarrollo del *critical static gel strength* (CSGS) a 500 lbf/100ft².

2.3.10. *Critical Static Gel Strength*

Es el esfuerzo de gel del cemento que resulta de la reducción de la presión hidrostática al punto de que la presión se equilibre (presión poral equalizada) frente a una o varias formaciones con potencial de flujo.

2.3.11. Fluidos de formación

Fluídos presentes dentro de la porosidad, permeabilidad, fracturas, falla, cavidades, cavernas o cualquier otro espacio en formaciones subterráneas son llamados fluidos de formación que fueron o no formados naturalmente o inyectados. El estado físico de los fluidos de formación pueden ser líquidos o gases e incluyen varios tipos como hidrocarburos, agua fresca o salada, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etc. Fluidos de formación pueden estar presurizados, comúnmente llamado presión de poro, dependiendo del overburden, inyección u otros mecanismos de presión y pueden variar en presión de una formación a otra.

2.3.12. *Casing Intermedio*

Casing que es sentado cuando características geológicas o condiciones de hoyo indican protección de fondo es necesario o para prevenir pérdidas de circulación por revestimiento de formaciones más débiles. Múltiples revestimientos intermedios pueden ser corridos en un pozo sencillo.

2.3.13. Pérdida del control de pozo (LWC)

También llamado blowout o blowout subterráneo. Un incidente LWC es un flujo descontrolado de fluidos de formación subterráneos como gases naturales, petróleo, agua salada, etc, y/o fluidos de pozo hacia la atmósfera o hacia otra formación. Un incidente LWC o blowout puede ocurrir cuando la presión de formación excede a la presión aplicada por una columna de fluido como el fluido

de perforación, lechada de cemento, espaciador, salmuera de completación o cualquier otra combinación en la columna fluido.

2.3.14. Migración de fluidos

Flujo de fluidos a través de un espacio libre a su paso. En la cementación de pozos se diferencian de acuerdo al tiempo en que se generan y se pueden clasificar en Migración Primaria o Migración Secundaria.

2.3.15. Migración primaria

Migración de fluidos que ocurre minutos u horas después de que la cementación se ha realizado, están relacionadas con la propia operación de cementación. Estas a su vez se clasifican en Migración Matricial e Interfacial.

2.3.16. Migración secundaria

Migración de fluidos que ocurre semanas, meses, años después de que el pozo fue cementado, es considerada como fugas. Las razones se pueden deber a fallas en el anillo de cemento bajo tensión y/o a microanillos.

2.3.17. Presión overbalance (POB)

Presión hidrostática el cual es mayor que la presión poral de la formación.

2.3.18. Presión poral (PP)

Es la presión del fluido interno a los espacios porales de una formación.

2.3.19. Casing de producción

Casing que el más interno en un pozo. Fluidos de producción ingresan por debajo del packer de producción y continúa hacia superficie a través del tubing de producción. Como mínimo, el casing de producción será probado con la presión máxima anticipada que será encontrada desde la zona productiva ó aplicada como presión de casing impuesta por el operador.

2.3.20. Barrera de pozo primaria

Primer grupo de elementos de barrera que previenen el flujo desde una fuente.

2.3.21. Liner de producción

Un liner que es el más interno en el cual las zonas productivas son completadas. El casing del cual se ancla el liner de producción es usualmente conocido como casing de producción.

2.3.22. Barrera de pozo secundaria

Segundo grupo de elementos de barrera que previenen el flujo desde una fuente.

2.3.23. *Static Gel Strength* (SGS)

Ensayo de laboratorio que representa la resistencia de fluido a fluir a ultra bajos velocidades de corte.

2.3.24. Casing superficial

Casing corrido dentro del casing conductor para proteger los acuíferos superficiales y formaciones débiles y ser cementadas contra el mudline. El cabezal de pozo superficial es normalmente instalado en este revestimiento para pozos superficiales.

2.3.25. *Sustained casing pressure* (SCP)

Presión en el anular del casing que es:

- a) Medido en el cabezal o anular de casing que reconstruye por lo menos el mismo nivel de presión cuando se desfoga.
- b) No solo debido a las fluctuaciones de temperatura, y
- c) Ninguna presión que puede ser colocada por un operador.

2.3.26. Tiempo de transición

Tiempo que toma el cemento en desarrollar suficiente *Static Gel Strength* como para restringir la efectiva transmisión de la presión hidrostática producto de la altura de la columna de fluido hacia la formación y culmina cuando el cemento desarrolla suficientes características de solidez como para controlar cualquier posible migración de fluidos.

2.3.27. Barrera del pozo

Covertor verificable de uno o más elementos de barrera que previenen flujos de fluidos ó gases desde un flujo involuntario desde la formación hacia otra presión de formación como los sistemas formados por casing, tubing/packer de producción, anillo de cemento en el anular y competente/impermeable, roca bordeada sobre y debajo de la formación productiva.

2.3.28. Wellbore

El hoyo o secciones en un pozo o dentro del diámetro interno de las paredes del pozo (también llamado diámetro externo del hoyo). Un wellbore puede incluir secciones entubadas y de hoyo abierto o secciones borehole del pozo.

2.3.29. Cabezal de pozo

La terminación superficial del pozo que incluye herramientas para la instalación del BOP y colgadores de casing durante la etapa de construcción del pozo de inyector. Además, el sistema de spool, válvulas y adaptadores que proveen un control de presión de un pozo productor. El cabezal también incorpora significados de colgamiento de la tubería de producción e instalar el christmas tree y facilidades de control de flujo en superficie en preparación para la etapa de producción del pozo.

2.3.30. Integridad del pozo

Calidad ó condición de un pozo de estar estructuralmente sonado con sellos de presión considerable por la aplicaición técnica operativa y soluciones organizacionales que reducen el riesgo de alterar recuperar fluidos de formación a través del ciclo de vida del pozo.

2.3.31. *Waiting on cement (WOC)*

WOC es también expresado como resistencia a la compresión en psi (libras por pulgadas cuadradas) y pertenece al tiempo que cuando perforan o completan son suspendidas de tal manera que el cemento puede ser suficiente.

CAPITULO 3

HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1. Hipótesis de investigación

Mediante el diseño de la lechada de cemento se analizará y se evaluará el Esfuerzo de Gel Estático en zonas con potencial de flujo. Considerando que el diseño de una lechada de cemento antimigratoria debe presentar valores bajos de Esfuerzo de Gel durante su colocación en el espacio anular del pozo y desarrollar el Esfuerzo de Gel Estático, desde 100 lbf/100ft² a 500 lbf/100ft² en un tiempo menor a 45 min.

3.2. Variables de la Investigación

3.2.1. Variable Dependiente

Esfuerzo de Gel Estático

Esfuerzo de Gel Estático Crítico

3.2.2. Variable Independiente

Mecanismos de migración de fluidos

Valores de presión poral de la formación a aislar

Aditivos químicos aplicados en el diseño de lechadas de cemento

3.3. Operacionalización de variables

| Variable | Definición Conceptual | Definición Operacional | Dimensiones | Indicadores | Unidad de medida | Escala | Valor final |
|-------------------------------------|--|---|--|--|--|--------------------------------|--|
| <i>Static Gel Strength.</i> | Propiedad del cemento que se manifiesta durante el fragüe debido a reacciones químicas. | Propiedad que mide el esfuerzo que necesita para desplazar una lechada de cemento en su transición de líquido a sólido. | Determinación del tiempo de transición del <i>Static Gel Strength</i> del cemento. | Valores apropiados de <i>Static Gel Strength</i> . Tiempo de transición. | lbf/100ft ² Minutos | Numérica Numérica | Min.: 6 CSGS 100 Max.: 500 Max.: 45 |
| Migración de fluidos | Flujo presentado en el espacio anular formado entre las paredes del pozo y el casing debido a problemas en la cementación ó anillo de cemento. | Evento suscitado en un pozo de petróleo o gas en donde se observa comunicación anular. | Momento en el que se evidencia la migración. | Inmediatamente posterior a la cementación (minutos, horas etc.). Considerablemente posterior a la cementación (días, semanas, meses, etc.). | Leve Moderado Grave Leve Moderado Grave | Cualitativa Cualitativa | Migración Primaria Migración Secundaria |
| Presiones porales | La presión que ejerce un fluido en los espacios porosos de la roca. Esta presión está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando. | | Cuantificación de la presión poral. | Valores de presión poral. | psi | Numérica | |
| <i>Static Gel Strength</i> crítico. | Es el mínimo valor de <i>Static Gel Strength</i> del cemento por | Es un parámetro que se calcula en base a las presiones porales, | Determinación del <i>Static Gel Strength</i> Crítico por fórmulas y softwares. | Valores apropiados de <i>Static Gel Strength</i> . | lbf/100ft ² | Numérica | Min: 100 |

| | | | | | | | |
|-------------------|--|---|------------------------------------|----------------------------|-----------------|--------------|--|
| | el resultado de la caída de la presión hidrostática al punto de que la presión este balanceada (igual a la presión poral) frente a las zonas con potencial de flujo. | geometría del pozo y diseño de cementación. | | | | | |
| Aditivos químicos | Materiales químicos que trabajan a condiciones de presión y temperatura para controlar las propiedades físico – químicas del cemento. | Los aditivos de cementación pueden clasificarse en líneas generales como aceleradores, retardantes, aditivos de control de pérdida de fluido, dispersantes, extensores, densificantes, aditivos de control de pérdida de circulación y aditivos especiales diseñados para condiciones de operación específicas. | Dosificación de aditivos químicos. | Resultados de laboratorio. | Concentraciones | De intervalo | |

3.4. Matriz de consistencia

| Problema | Objetivos | Hipótesis | Metodología | Población |
|--|---|--|--|--|
| <p>¿De qué manera el <i>Static Gel Strength</i> del cemento nos ayuda a controlar la migración de fluidos frente a zonas con potencial de flujo?</p> | <p>Objetivo General: Demostrar la manera en que el <i>Static Gel Strength</i> del cemento nos ayuda a controlar la migración de fluidos frente a zonas con potencial de flujo.</p> <p>Objetivos Específicos: Evaluar el desarrollo del <i>Static Gel Strength</i> que debe presentar una lechada de cemento durante su evolución estructural.</p> <p>Identificar el potencial de flujo para la migración de fluidos que presenta una zona a aislar.</p> | <p>Un correcto diseño de lechada de cemento debe considerar tener un bajo valor <i>Gel Strength</i> hasta justo antes del fragüe del mismo (colocación de la lechada de cemento en el anular) y un rápido desarrollo del <i>Static Gel Strength</i>, desde el valor de 100 lbf/100ft² a 500 lbf/100ft² en un tiempo menor a 45 min, de esta manera nos asegura un control de la migración de fluidos de formaciones con potencial de flujo de acuerdo a las presiones porales que éstas presentan. Para ello el diseño deberá considerar, también, el término de <i>Static Gel Strength</i> Crítico, el cual está relacionado con la pérdida de presión hidrostática máxima de la columna de cemento en el anular al pasar del estado líquido a sólido que nos permita el control de flujo de fluidos.</p> | <p>Tipo: El tipo de investigación utilizada en nuestra investigación es aplicada. Dentro de este marco utilizaremos los referentes teóricos y metodológicos ya existentes en relación a nuestra variable, el <i>Static Gel Strength</i>, y lo aplicaremos para resolver el problema mencionado.</p> <p>Método: El método que utilizaremos es el descriptivo causal explicativo.</p> <p>Diseño de la Investigación</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p style="text-align: center;">Ox ↓ Oy</p> <p style="text-align: center;">M</p> </div> | <p>Población: Trabajos de cementación en pozos de petróleo y gas realizados en el Perú. Se considera 2 trabajos aplicativos por pozo. (100 trabajos).</p> <p>Muestra: Trabajos de cementación en el Nor-Oeste y Selva Sur del Perú. Se considera 2 trabajos aplicativos por pozo. (20 trabajos).</p> <p>Se realizará un muestreo de juicio de casos.</p> |

CAPITULO 4

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. Tipo de investigación

El trabajo de investigación es del tipo Aplicada debido a que está orientado en mejorar los trabajos de cementación en diferentes operaciones del Perú y el mundo. El tema de investigación forma parte de una planificación y ejecución de un proyecto de perforación. Para tal, se requiere de información geomecánica y geológica de las formaciones a perforar y las cuales son requeridas de aislar con la finalidad de ejecutar la construcción del pozo, desde el punto de vista de perforación, como de realizar una completación del pozo de manera segura y técnicamente factible para finalmente ofrecer una vida productiva adecuada al pozo en construcción.

Demostrando, a través de ensayos de laboratorio, un control de la migración de fluidos provenientes de formaciones con potencial de flujo de acuerdo a las presiones porales que éstas presentan. Es importante, también, considerar el Esfuerzo de Gel Crítico, el cual se presenta en el momento en que una lechada colocada en el espacio anular empieza a perder presión hidrostática al pasar del estado líquido a sólido. Es importante realizar el análisis y evaluación desde este punto crítico hasta obtener un Esfuerzo de Gel Estático conveniente ($500 \text{ lbf}/100\text{ft}^2$) que nos permita el control de flujo en un espacio anular.

Existe una relación directa entre el Esfuerzo de Gel Estático y la hidratación del cemento, reacción química entre el polvo de cemento y agua para producir la matriz sólida. Estas reacciones y el EGE dependen de la temperatura, la naturaleza química y física del cemento a ser usado y de los materiales agregados al cemento para controlar estas propiedades (Tiempo de bombeabilidad, Control de filtrado, etc.). El EGE puede ser controlado con el uso de aditivos químicos que de manera primaria y secundaria controlan otras propiedades del cemento en sus diferentes estados físicos (líquido-sólido) los cuales son ensayados en pruebas de laboratorio determinadas.

4.2. Diseño de la investigación

Diseño Propiamente Experimental, corroborado a través de ensayos de laboratorio con equipos certificados por el Instituto Americano del Petróleo y los cuáles serán revisados en este trabajo como parte del análisis de las propiedades que presentan las lechadas de cemento durante su diseño para un trabajo en general de cementación de pozos.

4.3. Población y muestra

- Población: Trabajos de cementación en pozos de petróleo y gas realizados en el Perú. Se considera 2 trabajos aplicativos por pozo, secciones perforadas en donde se ubican los objetivos primarios y secundarios.
- Muestra: Trabajos de cementación en el Nor-Oeste, Selva Norte y Selva Sur del Perú. Se considera 2 trabajos aplicativos por pozo, teniendo en cuenta los acuíferos y zonas productivas determinadas por estudios geológicos de los diferentes campos.
- Se realizará un muestreo de juicio de casos a manera de tener un control de los resultados en las cementaciones de pozos. Esto nos ayudará a determinar un óptimo performance de los trabajos de cementación para cada campo a ejecutar, siendo un punto de partida para trabajar en otras mejoras en lo que respecta al desarrollo de un campo a través de un proyecto de perforación de pozos de desarrollo.

CAPITULO 5

APLICACIÓN DE LA INVESTIGACION

5.1. Introducción

Para finalidades de nuestro estudio, vamos a tomar como referencia el campo “F”. Reconocido por el potencial gasífero de sus yacimientos, y que representa a una de las zonas más complejas referente a la construcción de pozos productores de gas. Entre las características más resaltantes de los yacimientos del campo F, figuran la presencia de arenas gasíferas desde las primeras etapas de la construcción del pozo (desde 300 ft), presencia de H₂S y CO₂, bajos gradientes de fracturas (8.7 ppg a 9.5 ppg), y altas temperaturas (250 degF a 320 degF).

El gas natural es una de las fuentes de energía más limpia, y extraerlo del subsuelo de manera económica y segura, se ha constituido en un verdadero reto tecnológico debido a la gran cantidad de variables a considerar, pues el obviar una de ellas puede provocar que la cementación falle, resultando en migración del gas a la superficie a través del espacio anular, con catastróficas consecuencias.

Durante las últimas décadas, se han llevado a cabo varias investigaciones de campo y ensayos de laboratorio, con el objeto de encontrar alternativas económicas y efectivas para resolver los problemas de migración de gas durante las cementaciones de pozos. Entre las soluciones utilizadas por la industria está el procurar un apropiado desplazamiento del lodo de perforación durante la cementación primaria, así como para obtener los mejores resultados de adherencia y sello hidráulico posibles. Otros investigadores propusieron la utilización de aditivos para contener el agua el mayor tiempo posible dentro de una lechada durante la etapa de hidratación del cemento bajo las condiciones del pozo, y minimizar así la pérdida de filtrado hacia la formación. Con este logro se dificulta la penetración de fluidos ajenos a la lechada a través de las porosidades de la matriz del cemento. El diseño de lechadas con un control de filtrado óptimo, reducen la porosidad del cemento, el encogimiento volumétrico, la permeabilidad y, por consiguiente, minimizar la probabilidad de migración de gas en la matriz

del cemento. Los estudios demuestran que la deshidratación prematura de las lechadas de cemento así como la separación del agua libre del cemento, producto de la ausencia de mecanismos controladores de pérdida de filtrado, pueden ser la primera causa de migración de gas en la matriz.

La necesidad de utilizar lechadas con óptimos controles de filtrado y evitar el agua libre, para prevenir la migración de gas, también fue resultado de investigaciones realizadas en laboratorios asociados a la industria de construcción de pozos petrolíferos. De igual forma, el agua libre que se separa del cemento en el anular, genera una columna hidrostática de 8.4 ppg, la cual puede generar la pérdida del control hidrostático de las arenas, y por consiguiente, migración de gas.

Para lograr comprender la mecánica del flujo del gas a través de una columna de cemento, y poder predecir las consecuencias de ese flujo, se necesitan conocimientos adicionales acerca del comportamiento del cemento bajo condiciones de fondo. Existe un método predictivo, el cual utiliza un parámetro llamado tiempo transitorio (t) definido como el tiempo que toma el cemento en desarrollar suficiente fuerza de gel estático como para restringir la efectiva transmisión de la presión hidrostática producto de la altura de la columna de fluido hacia la formación y culmina cuando el cemento desarrolla suficientes características de solidez como para controlar cualquier posible percolación de gas a través de la columna de cemento. Con esta definición de tiempo transitorio, el flujo anular de gas puede ser prevenido si la presión del cemento adyacente a la zona de gas de alta presión, puede mantenerse en una magnitud mayor o equivalente a la magnitud de presión del yacimiento hasta cumplirse el tiempo de transición. El método predictivo calcula la presión del cemento con la presión del gas hasta el final del tiempo transitorio.

Aunque esta es una condición ideal no siempre puede procurarse una presión final resultante mayor a la presión de yacimiento. Sin embargo, si durante la transición del desarrollo de fuerza de gel estático las presiones hidrostáticas y de yacimiento se igualan, las probabilidades de migración son pobres tomando en consideración que en la medida en que la presión hidromecánica del cemento aumente, será cada vez más difícil que el gas logre percolar la matriz del cemento.

Los ensayos practicados para respaldar las referidas investigaciones, revelan que para varios tipos de lechada a diferentes presiones y temperaturas, demostraron que un SGS de 240 Pa (500 Lbf/100ft²), era suficiente para evitar cualquier percolación de gas, lo cual se definió como fin del tiempo transitorio. Adicionalmente, la experiencia operacional demostró que tiempos transitorios menores de 30 minutos, en los casos donde la presión hidrostática resultante durante el período transitorio era menor a la presión de yacimiento, aseguraban el blindaje del cemento ante cualquier posible percolación de gas o fluidos de la formación a la matriz.

Los primeros intentos de mediciones se iniciaron con artefactos basados en la tecnología de los consistómetros presurizados, mediante adaptación de dispositivos capaces de medir el torque de las paletas agitadoras, o bien por medio de medición de presiones diferenciales en circuitos de flujo cerrados. Dichos dispositivos eran mecánicamente sensibles, por lo cual requerían ambientes controlados y especialistas técnicos experimentados para correr las pruebas y llevar a cabo las complejas tareas de mantenimiento. Debido a los altos costos operativos, lo delicado del equipo y la gran cantidad de variables mecánicas involucradas en el proceso, hicieron la utilización de dichos equipos antieconómica, limitativa y poco versátil. En la actualidad, gracias al constante desarrollo de la tecnología y la computación, se ha logrado concebir un aparato capaz de medir y evaluar el desarrollo de la fuerza de gel de una muestra de cemento confinada en condiciones estáticas de fondo de pozo durante un determinado periodo de tiempo (Ver figura 6). Con la utilización de esta tecnología, se pudo constatar por medio de las gráficas de respuesta en numerosas pruebas estáticas bajo condiciones de pozo, que efectivamente, el desarrollo de fuerza de gel estática y el desarrollo de resistencia compresiva en una misma muestra de cemento, no están relacionados bajo ningún circunstancia, y que por lo tanto, son fenómenos físicos totalmente independientes.

Figura 6. Analizador de Esfuerzo de Gel Estático



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

5.2. Desarrollo del trabajo

Basándonos en la hipótesis de que en el proceso de espesamiento del cemento y el desarrollo de SGS, son fenómenos totalmente independientes y que no están relacionados entre sí, podemos entonces diseñar lechadas de cemento capaces de generar un desarrollo rápido de SGS y no necesariamente alcanzar una consistencia mayor de 75 Bc de manera súbita.

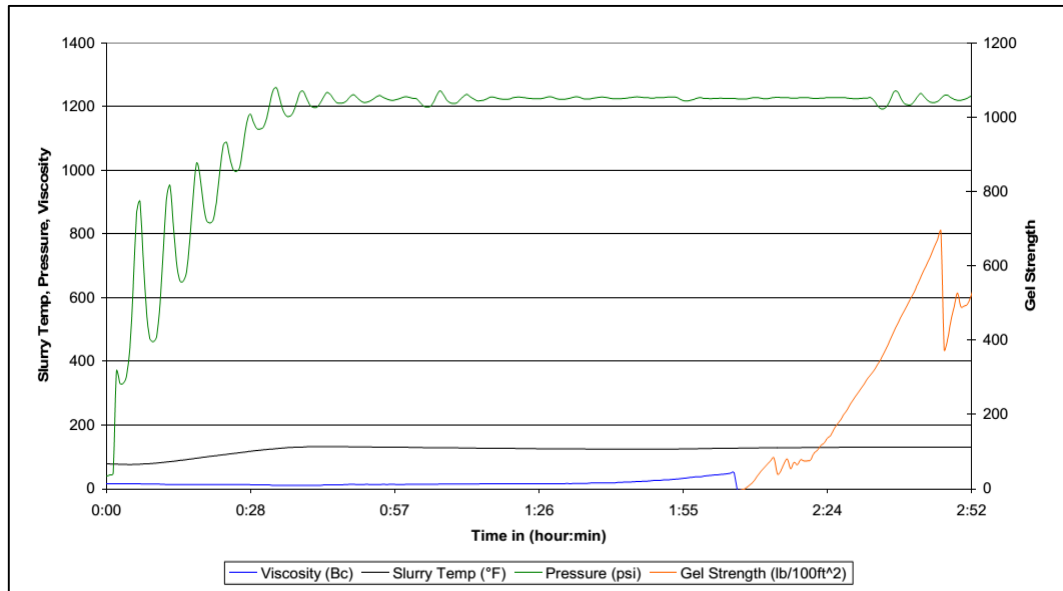
En el presente trabajo, analizaremos las características de las lechadas utilizadas en diversos trabajos, en las cuales se observan fraguados súbitos, con desarrollos de EGE que se llevan a cabo en tiempo menores a 30 minutos, y comprobaremos si existe alguna relación entre ambos fenómenos.

5.2.1. Pruebas de laboratorio

En la Figura 7 podemos apreciar que el desarrollo de fuerza de gel estático de una muestra de lechada (X) bajo condiciones de fondo, toma 19 minutos para aumentar su magnitud desde los 100 Lbf/100ft² hasta los 500 Lbf/100ft², momento en el cual la lechada de cemento adquiere un punto cedente lo suficientemente alto, como para evitar la percolación de fluidos de la formación o de burbujas de gas a través de la matriz del cemento. Sin embargo, la prueba de tiempo de espesamiento de la misma lechada (X) sometida a las mismas condiciones de

fondo, muestra un fraguado súbito (flash set), lo cual daría una supuesta garantía de control sobre una posible migración de gas.

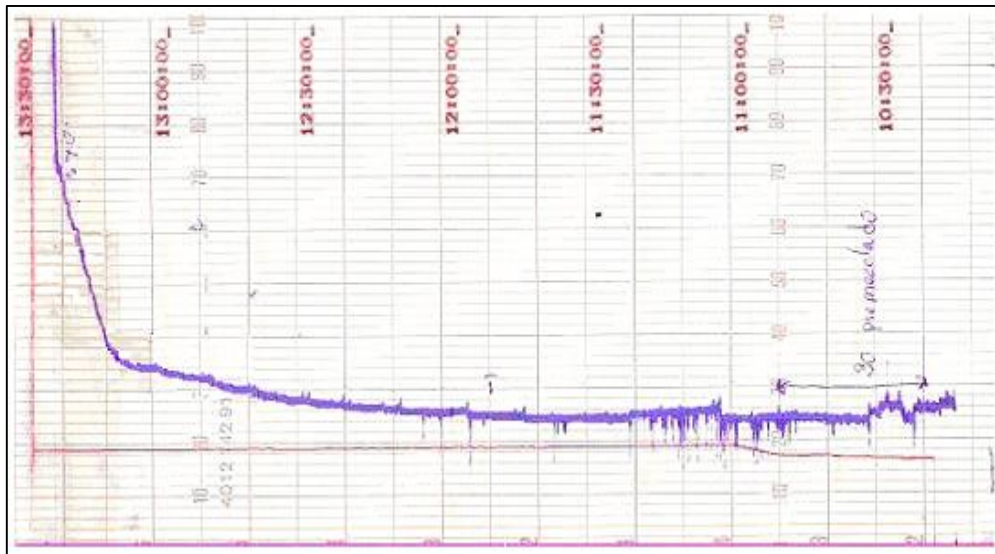
Figura 7. Desarrollo de esfuerzo de gel estático para una lechada “X” de cemento a 14.5 ppg.



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Claro está que el resultado exitoso obtenido al final de la cementación apreciado desde superficie, con lo cual se ha confinado el gas debidamente, se le atribuye frecuentemente a la característica del fraguado súbito del cemento. Sin embargo, cabe la probabilidad de que el control de la migración del gas haya sido producto de un desarrollo de EGE lo suficientemente rápido como para evitar la percolación del gas. Tomando como referencia, la sucesión de los eventos en el tiempo, podemos verificar comparando las figuras 7 y 8, que los eventos suceden en momentos diferentes, y que no son dependientes entre sí.

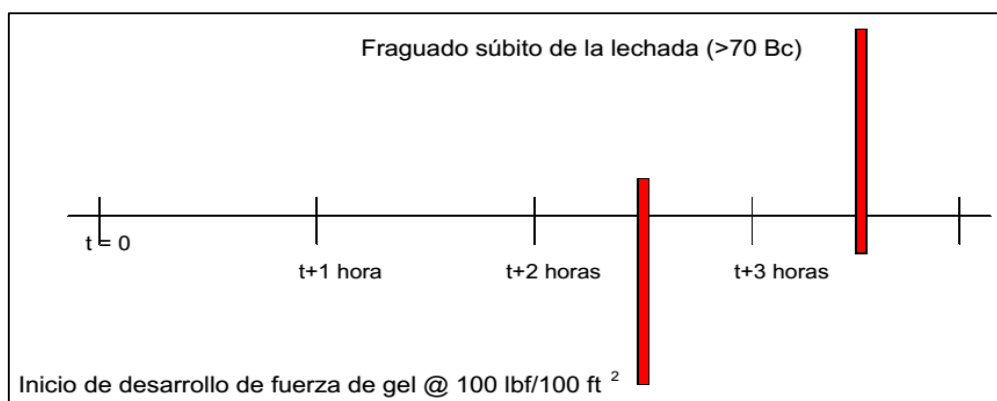
Figura 8. Gráfica de tiempo de bombeabilidad de la lechada “X” a 14.5 ppg (Frague súbito)



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

En la figura 9 se observa que los eventos de desarrollo de EGE y el desarrollo de consistencia ocurren en momentos diferentes: El inicio de desarrollo del EGE sucede al cabo de 2 horas y 30 minutos a temperatura de fondo, mientras que el fraguado súbito de la lechada sucede al cabo de 3 horas y 30 minutos.

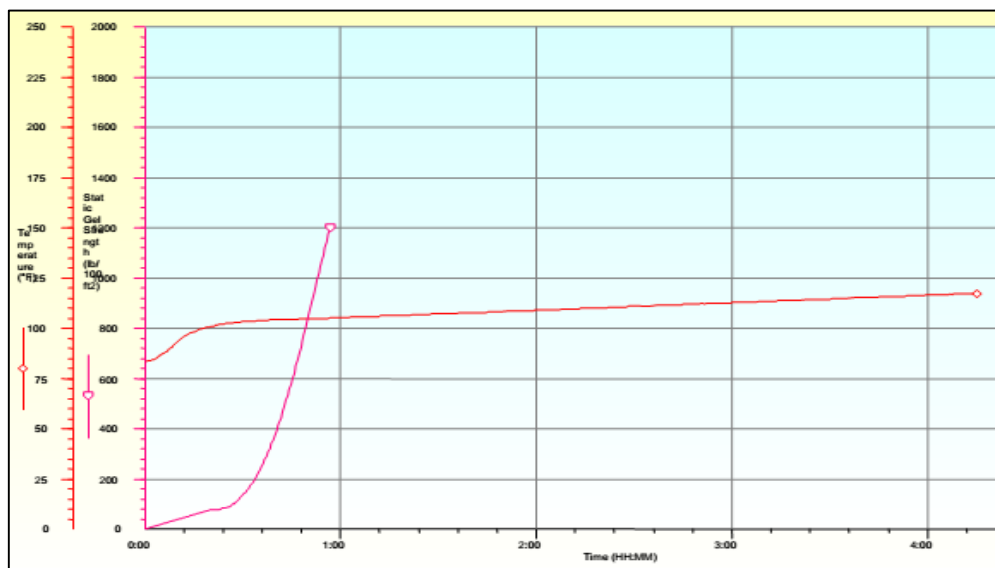
Figura 9. Correlación de los eventos de desarrollo de esfuerzo de gel estático y tiempo de bombeabilidad.



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

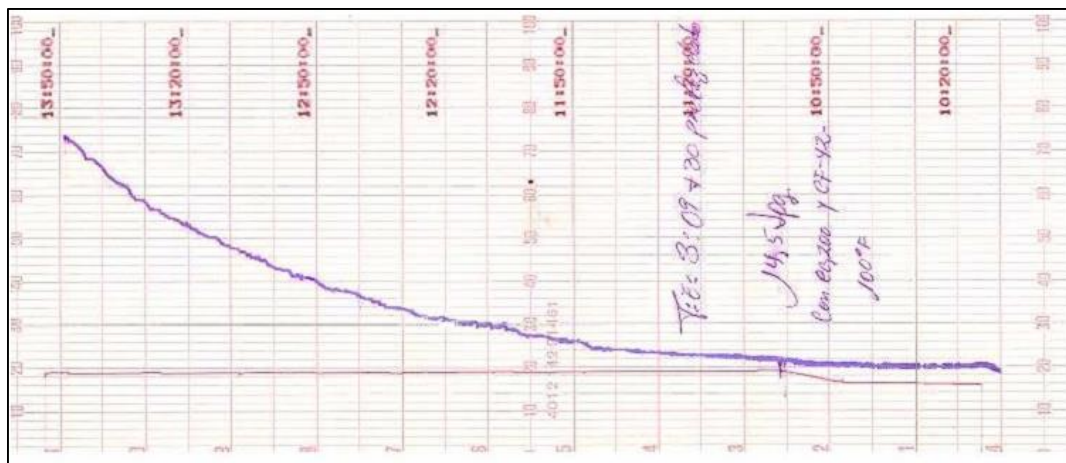
En la figura 10 se puede apreciar el resultado de una prueba de desarrollo de SGS de un diseño similar al anterior, con una leve variante en la aditivación pertinente al control de pérdida del filtrado (Lechada “Y”). Básicamente, se han sustituido componentes poliméricos por agentes controladores de menor costo, haciéndola una mezcla más económica. En este ensayo, se logra un desarrollo de SGS bajo condiciones de fondo, donde la muestra logra desarrollar un punto cedente desde su estado líquido (100 lbf/100ft²) hasta 500 lbf/100ft² en un tiempo transitorio de 14 minutos, lo cual se considera como un tiempo aceptable para efectos de las prácticas recomendadas por las más recientes investigaciones.

Figura 10. Desarrollo del esfuerzo de gel estático de la lechada “Y” a 14.5 ppg con aditivos alternativos para el control de filtrado.



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Figura 11. Gráfica de tiempo de bombeabilidad de la lechada “Y” a 14.5 ppg con formulación alternativa de control de filtrado



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Contrariamente al resultado obtenido en la prueba de tiempo de espesamiento del diseño a 14.5ppg anterior, en este caso no se produce un fraguado súbito (flash set). Sin embargo, el desarrollo de SGS se lleva a cabo en un rango de tiempo aceptable (<30min), por lo cual podemos catalogar al diseño como adecuado, y puede representar una alternativa más económica y tan efectiva como el diseño propuesto (X), para efectos del control de la migración de fluidos de la formación ó de gas hacia la matriz del cemento.

5.3. Desarrollo de casos prácticos

5.3.1. Caso práctico No.1

Para evaluar cuantitativamente la efectividad de la lechada, tomaremos los resultados obtenidos de la prueba de desarrollo de SGS, y verificaremos matemáticamente la factibilidad o no de proveer un control del pozo ajustado a un caso modelo.

El caso a presentar, corresponde a un pozo típico “P”. Durante su etapa de construcción inicial, se perforó un hoyo de 26” de diámetro, a una profundidad de 1202 pies, en el cual se asentará un revestidor de 20” a 1200 pies, con equipo flotador tipo zapato con receptáculo para espiga. Durante la fase de perforación,

se logró mantener el pozo controlado con un lodo de perforación base agua de 9.0ppg. La presión hidrostática transmitida al fondo del pozo por la columna de fluido es entonces de 562psi aproximadamente. Asumiendo esa presión como la presión de yacimiento, para efectos de guardar cierto margen de holgura, y garantizando un factor de seguridad, procederemos entonces a efectuar los cálculos matemáticos para poder evaluar si la presión hidrostática resultante que ejerce la lechada durante el tiempo de transición es suficiente para mantener el control del pozo.

En la figura 12, tabularemos los datos de SGS obtenidos del ensayo efectuado en el laboratorio para calcular posteriormente la presión hidromecánica del cemento. La ecuación básica para calcular la presión de restricción debida al desarrollo de SGS es:

$$P_{pc} = (S_{gs} * L) / (300 * D) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

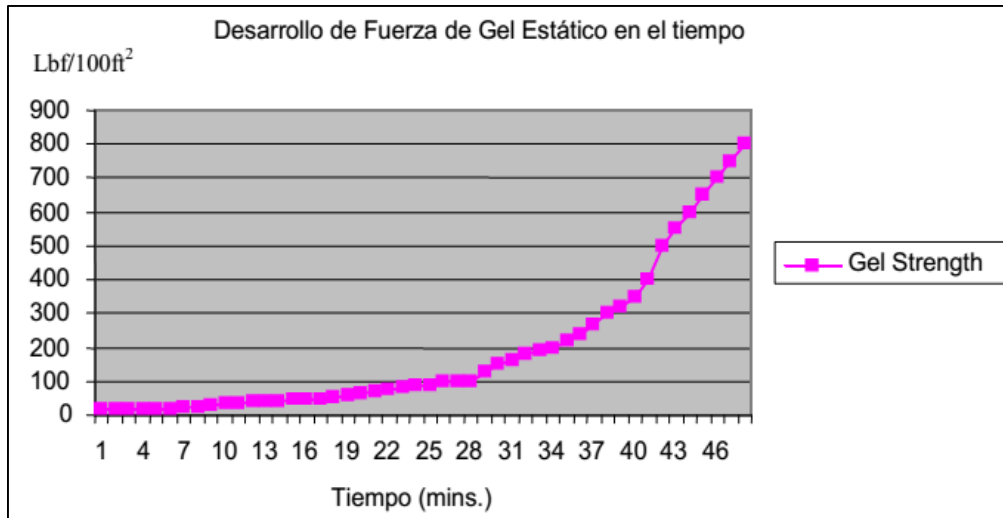
P_{pc} : Presión hidromecánica del cemento asociada a la fuerza de gel estático (psi)

S_{gs} : Desarrollo de fuerza de gel estático (lbf/100ft²)

D : Diámetro equivalente del espacio anular (in)

L : Profundidad del pozo (ft)

Figura 12. Desarrollo de esfuerzo de gel estático para la lechada propuesta “Caso 1” a 14.5 ppg



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Luego tabularemos las presiones equivalentes de la columna hidrostática del cemento a medida que se desarrolla el SGS del cemento en el pozo, y estableceremos si la presión diferencial resultante, es suficiente para contener cualquier migración de gas.

$$P_{hr} = P_o - P_{hyd}$$

Ecuación 2

Donde:

P_{hr} : Presión hidrostática resultante.

P_o : Presión hidrostática inicial de la columna de cemento.

P_{hyd} : Presión hidromecánica del cemento, producto del desarrollo de la fuerza de gel estático.

Calculando la presión hidromecánica del cemento, dependiente de la magnitud del SGS a través del tiempo utilizando la “Ecuación 1”, y luego calculando la magnitud de la presión hidrostática resultante sustituyendo los valores pertinentes en la “Ecuación 2”, obtenemos:

Tabla 1. Cálculo de la presión diferencial ejercida sobre la formación a través del tiempo.

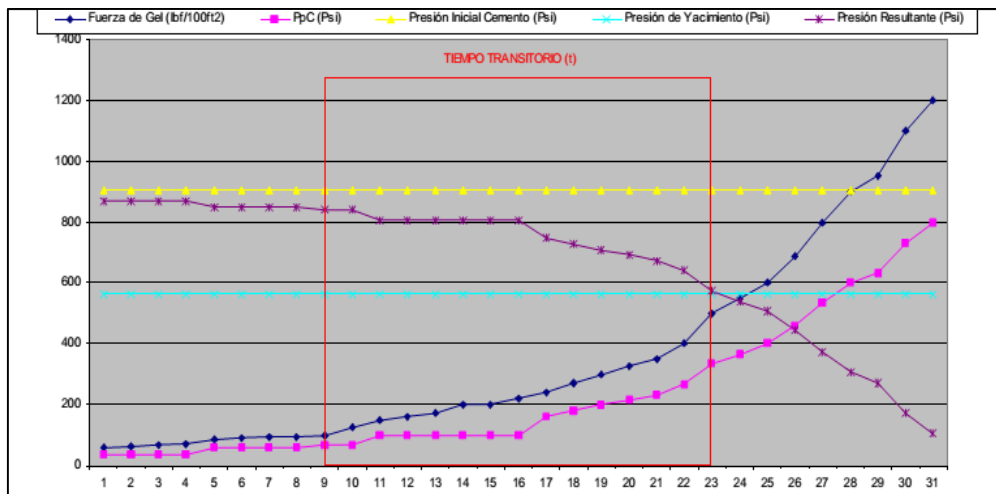
| Tiempo (min) | Fuerza de Gel Estático (lbf/100ft²) | Presión Hidromecánica del cemento (psi) | Presión inicial del cemento (psi) | Presión del yacimiento (psi) | Presión ejercida resultante (psi) |
|---------------------|---|--|--|-------------------------------------|--|
| 1 | 17 | 11.33 | 906.31 | 562 | 894.97 |
| 6 | 20 | 13.33 | 906.31 | 562 | 892.97 |
| 12 | 40 | 26.67 | 906.31 | 562 | 879.64 |
| 18 | 55 | 36.67 | 906.31 | 562 | 869.64 |
| 24 | 86 | 57.33 | 906.31 | 562 | 848.97 |
| 28 | 100 | 66.67 | 906.31 | 562 | 839.64 |
| 30 | 150 | 100.00 | 906.31 | 562 | 806.30 |
| 36 | 240 | 160.00 | 906.31 | 562 | 746.30 |
| 37 | 270 | 180.00 | 906.31 | 562 | 726.30 |
| 38 | 300 | 200.00 | 906.31 | 562 | 706.30 |
| 40 | 350 | 233.33 | 906.31 | 562 | 672.97 |
| 41 | 400 | 266.67 | 906.31 | 562 | 639.64 |
| 42 | 500 | 333.33 | 906.31 | 562 | 572.97 |
| 43 | 550 | 366.67 | 906.31 | 562 | 539.64 |

Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

En la Tabla 1, se puede observar que la presión hidrostática resultante ejercida sobre la formación es aún mayor que la presión de yacimiento al final del tiempo transitorio, por lo que podemos concluir que la restricción de la transmisión de la presión hidrostática generada por el desarrollo de SGS no evitará que se mantenga el control hidrostático respectivo del pozo hasta que el tiempo transitorio (t) haya transcurrido.

En la figura 13 se puede observar que se mantiene el control hidrostático del pozo durante el tiempo transitorio, a pesar de la restricción de la transmisión de la presión hidrostática a la formación por causa del desarrollo de SGS, con una magnitud siempre superior a la presión de poro de la formación y se mantiene confinado el gas en la formación. Aunque después de los 43 minutos, aproximadamente, la presión diferencial resultante aplicada por el cemento sobre la cara de la formación es menor a la presión del reservorio, el punto cedente del cemento en ese instante hace prácticamente imposible cualquier percolación de gas ó fluido de la formación a la matriz.

Figura 13. Evaluación de la presión diferencial aplicada sobre la formación a través del tiempo transitorio



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de gels y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

De acuerdo a los resultados obtenidos de la utilización del método predictivo, en los cuales se verifica el efectivo control hidrostático del pozo durante la etapa de desarrollo de SGS, podemos sugerir el diseño propuesto para la construcción de los pozos sin la necesidad de procurar un fraguado súbito de 90deg para justificar su utilización.

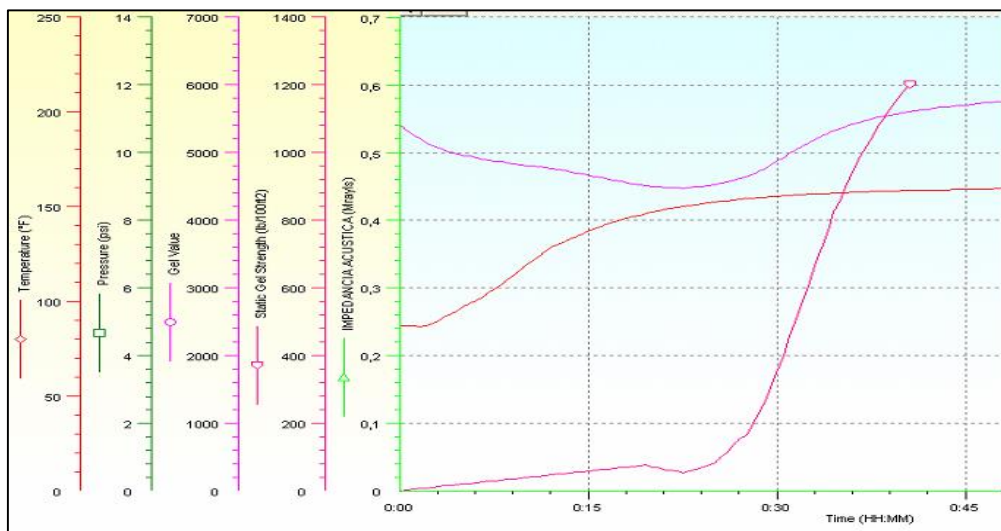
5.3.2. Caso práctico No. 2

El pozo G fue perforado en el campo F por el taladro GW-60. La fase de construcción del hoyo de 17 ½” fue perforada con lodo base agua y entubada con revestidor de 13 3/8” a una profundidad de 5125 pies, logrando controlar el pozo con una densidad de lodo de 12.5ppg. Teniendo como presión de fondo 2900psi, tenemos que la columna de cemento a se colocada en el espacio anular, consta de dos lechadas: lechada de Relleno de 13.5ppg hasta superficie y lechada Principal de 15.6ppg con tope a 3868 pies.

Con los datos de presión de fondo del pozo y el comportamiento de desarrollo de fuerza de gel estático verificado en el laboratorio, procedemos a aplicar el método predictivo para verificar la efectividad del control hidrostático del pozo. El tiempo transitorio transcurrido durante la prueba es de 15 minutos, tiempo en el cual la

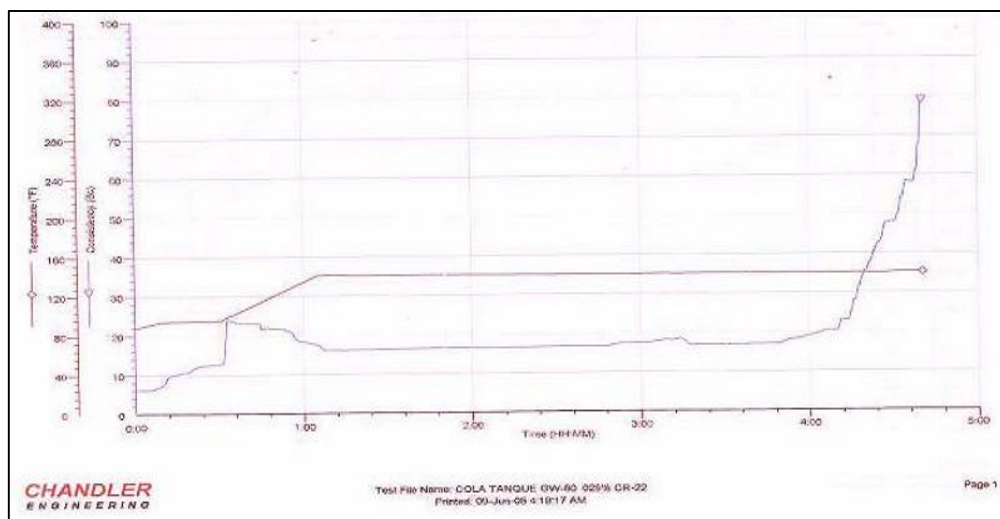
muestra de cemento desarrolla 500 lbf/100ft² de punto cedente, una vez transcurrido un tiempo total de 90 minutos de prueba.

Figura 14. Desarrollo de gel estático de la lechada Tail del pozo G, revestimiento 13 3/8"



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Figura 15. Gráfico de tiempo de bombeabilidad de la lechada Tail del pozo G, revestimiento 13 3/8"

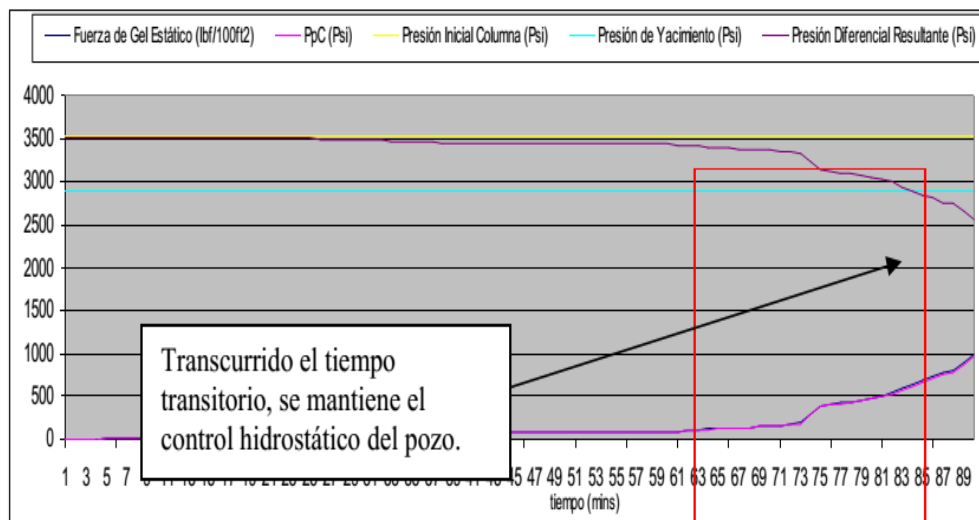


Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

En la gráfica de tiempo de espesamiento, se puede observar que la consistencia comienza a incrementar su tasa de ascenso luego de transcurrido 240 minutos de prueba, lo cual demuestra de manera clara que los eventos de desarrollo de fuerza de gel estático y desarrollo de consistencia son eventos espontáneos e independientes uno del otro. Para verificar si la presión resultante aplicada a la formación mantiene el control hidrostático del pozo, graficaremos las presiones que se presentan en el pozo durante el tiempo transitorio, con la ayuda de las ecuaciones 1 y 2.

Según la gráfica, se puede evidenciar que transcurrido el tiempo transitorio la lechada logra desarrollar suficiente fuerza de gel estático como para evitar la percolación del gas en su matriz, manteniendo el control hidrostático del pozo con una presión resultante de 150psi sobre la formación.

Figura 16. Gráfico de presiones generada por el método de cálculo predictivo



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Los resultados finales de la cementación demuestran que el aislamiento zonal proporcionado por el cemento, surtieron el efecto deseado, permitiendo la continuación de las operaciones de construcción del pozo sin presencia alguna de

gas en superficie y contribuyendo al apropiado soporte de los tubulares subsiguientes.

5.3.3. Caso práctica No. 3

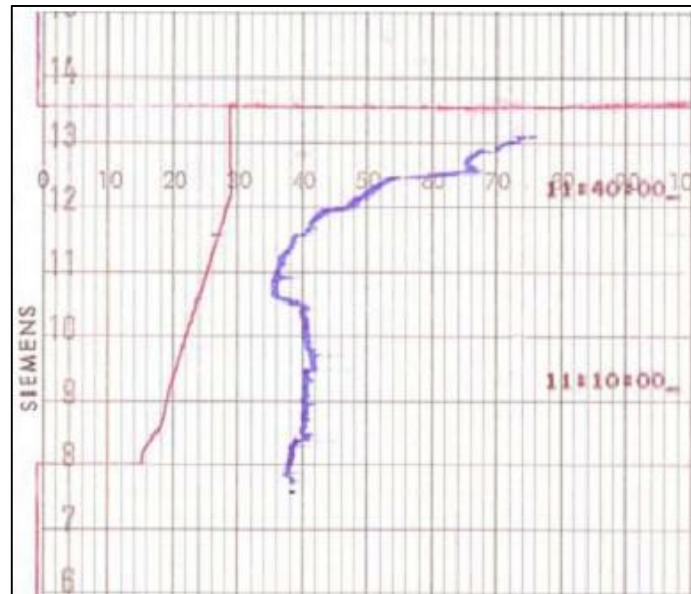
El diseño propuesto en este caso es una lechada de 14.5ppg capaz de generar fraguados súbito (flash set @ 90deg) a 150degF. Sin embargo, sus propiedades de control de filtrado son deficientes (800 cc/30min). Con esos márgenes de control de filtrado es muy probable que se produzca una migración de gas a través de la matriz de cemento, pues al generarse la porosidad producto de la deshidratación prematura del cemento, ofrece canales accesible para las burbujas de cemento u otros fluidos de la formación.

Por otra parte, en el desarrollo del SGS de la lechada propuesta, en este caso, se observa un desarrollo de fuerza de gel estático en un tiempo transitorio de 5 minutos y sin embargo, el control de pérdida de filtrado ensayado en laboratorio fue un volumen calculado de 600+ cc/30min.

A pesar de que los resultados pertinentes a las pruebas de tiempo de espesamiento y desarrollo de fuerza de gel estático muestran, a simple vista, una lechada con buenas propiedades para el control de la migración de gas, es igualmente vulnerable a la percolación del gas producto de un control deficiente de la pérdida de fluidos.

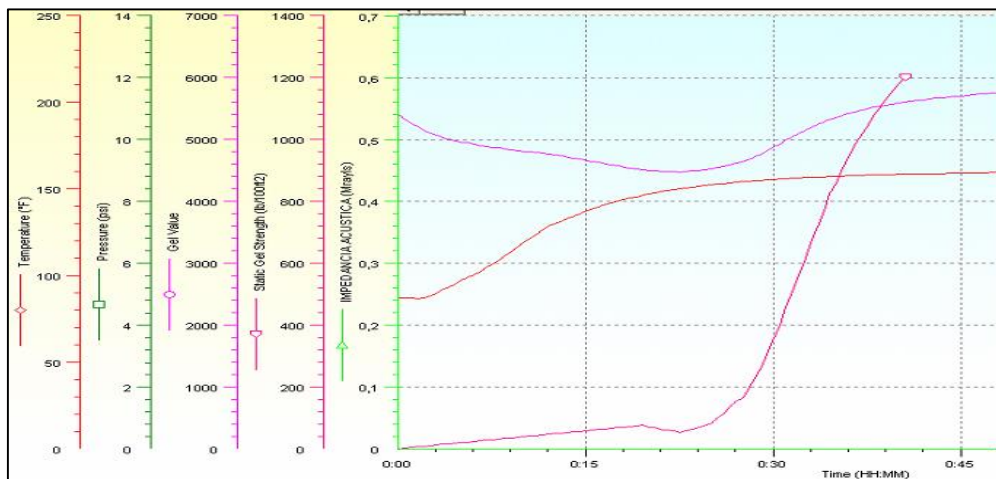
Es importante tener en cuenta que el desarrollo de geles estáticos es sólo uno de los recursos disponibles para mitigar la migración del gas al espacio anular durante la cementación del pozo. Por ello, es de vital importancia mantener un seguimiento constante a las pruebas de laboratorio pertinentes para el efectivo diseño de los trabajo de cementación. En vista de la importancia que envuelve el apropiado aislamiento zonal de las arenas en las construcciones de pozos, se deben tomar en cuenta todas las variables presentes en el proceso de hidratación, gelificación y fraguado del cemento para poder así generar un diseño capaz de garantizar una larga vida útil al pozo, y propiciar el ambiente de seguridad necesario para ejecutar las operaciones de explotación petrolero de manera segura y confiable.

Figura 17. Gráfico de tiempo de bombeabilidad (flash set) de la lechada propuesta
14.5ppg, Caso 3



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

Figura 18. Desarrollo de gel estático de la lechada propuesta 14.5ppg, Caso 3



Fuente: PERNALETE F., H.J.N.M. Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas. Seflu Cempo, 2006

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Para lograr un efectivo control de la migración del gas a la matriz del cemento, deben aplicarse todos los recursos disponibles. Entre los más importantes se encuentran: Control de pérdida de filtrado, evitar la formación de agua libre y lograr el adecuado desarrollo de las fuerzas de gel estático.
2. Los procesos de desarrollo de SGS y de consistencia son eventos totalmente independientes entre sí y se mantienen de manera espontánea a lo largo del proceso de hidratación del cemento.
3. Mantener el control hidrostático del pozo, una vez iniciado el tiempo de transición (t) este es una condición ideal mas no siempre puede lograrse en la práctica. Para los casos en los cuales no sea posible mantener un control hidrostático del pozo antes de la ocurrencia del tiempo transitorio (t), debe procurarse por lo menos que al momento de igualarse las presiones de yacimiento y la presión hidrostática resultante se haya dado inicio al periodo de tiempo crítico (t) y que este transcurra lo más rápido posible para minimizar así las probabilidades de percolación a través de la matriz del cemento.
4. El método predictivo permite calcular la presión hidrostática resultante de control del pozo a medida que se desarrolla la fuerza de gel estático en el cemento, de manera que así poder evaluar la factibilidad del control de la migración del gas.
5. El fraguado súbito de la lechada de cemento no garantiza el control de la migración de gas a superficie a través del espacio anular pues el desarrollo de la fuerza de gel estático genera presiones resultantes por debajo de la presión de yacimiento y puede ocurrir una migración de gas.
6. Las lechadas utilizadas en las cementaciones de los pozos en los casos prácticos han demostrado que se ejercen un efectivo control sobre el pozo debido a su capacidad de desarrollar las fuerzas de gel estático, proporcionando una adherencia y resistencias compresivas óptimas.

7. La caracterización de las lechadas realizadas en este estudio no pretende establecer como tiempo crítico ideal el propuesto por el muestreo. Sin embargo, existe la posibilidad de que las lechadas que desarrollen el SGS más tarde, proporcionen el sello hidráulico necesario para controlar la migración del gas.

CAPITULO 7

BIBLIOGRAFÍA

1. COTERA, S. **Técnicas de control de migración de gas en cementación de pozos gasíferos.** Universidad Nacional de Ingeniería. Lima. 2010.
2. NELSON, E. B. **Well Cementing.** 1. ed. Texas: Schlumberger Educational Services, 1990.
3. MCPHERSON, S. A. **Cementatio of horizontal wellbores.** SPE 62893, Mayo 2000.
4. GIL, P. D. I. **Curso de Geomecánica aplicada a perforación y completación,** Noviembre 2009.
5. FIGUERA, R. **Prevención del influjo de gas superficial posterior a cementacion de los revestidores superficiales en los campos San Joaquin y Santa Rosa.** Seflu Cempo, 2004.
6. PERNALETE F., H. J. . N. M. . **Relación entre el desarrollo estático de geles y el espesamiento súbito en ángulo recto en las lechadas para control de gas.** Seflu Cempo, 2006.
7. MURRAY J. ROGER, R. L. D. R. N. E. **Transition time of cement slurries, definitions and misconceptions, related to annular fluid migration.** SPE 90829, Septiembre 2004.
8. INSTITUTE, A. P. **Isolating Potential Flow Zones During.** 1. ed. Washington: American Petroleum Institute, v. 2, 2010.
9. MUELLER, D. T. **Redefining the static gel strength requirements for cements employed SWF mitigation.** OTC 14282, Mayo 2002.
10. F.L. SABINS, D. L. S. **The relationship of thickening time, gel strength and compressive strength of oilwell cements.** SPE 11205, Marzo 1986.
11. F.L. SABINS, D. L. S. **Interrelationship between critical cement properties and volume changes during cement settings.** SPE 22952, Marzo 1991.
12. D.L. SUTTON, K. M. R. **Low rate pipe movement during cement gelation to control gas migration and improve cement bond.** SPE 22776, Octubre 1991.
13. COMMITTEE ON ENERGY AND COMMERCE. **Results of Committee's investigation about blowout of Macondo well.** Congress of the United States. Washington. 2010.