



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN
AGUAS PROFUNDAS”**

**TESIS PROFESIONAL QUE PARA OBTENER EL
TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N:

ALBARRÁN FLORES DIEGO

HERNÁNDEZ SANDOVAL LUIS ARMANDO

DIRECTOR:

ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



Ciudad universitaria 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
RESUMEN	6
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN	7
1.1 GEOPRESIONES.....	7
1.1.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES	7
1.1.2 PRESIÓN DE SOBRECARGA (S).....	7
1.1.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN O DE PORO	8
1.1.4 ESFUERZO EFECTIVO O DE MATRIZ (σ)	9
1.1.5 PRESIÓN DE FRACTURA	9
1.1.6 DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES.....	9
1.1.6.1 MÉTODOS APLICABLES	9
1.1.6.2 EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN	10
1.1.6.2.1 INTERVALO LIMPIO DE LUTITAS	11
1.1.6.2.2 MÉTODO DE HOTTMAN & JOHNSON	13
1.1.6.2.3 MÉTODO DE FOSTER & WALLEN O DE PROFUNDIDAD EQUIVALENTE	15
1.1.6.2.4 MÉTODO DE EATON	17
1.1.6.2.5 MÉTODO “d”	18
1.1.6.2.6 MÉTODO “d _c ”	19
1.1.6.3 EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA CON EL MÉTODO DE EATON	20
1.1.6.4 CALIBRACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA	21
1.2 CEMENTOS	24
1.2.1 DESCRIPCIÓN, COMPOSICIÓN Y MANUFACTURA DE LOS CEMENTOS	24
1.2.2 CLASIFICACIÓN.....	24
1.2.3 ADITIVOS.....	26
1.2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA LECHADA	27
CAPÍTULO 2 CEMENTACIÓN	30
2.1 DEFINICIÓN DE CEMENTACIÓN	30
2.2 CLASIFICACIÓN	30
2.2.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA	31
2.2.1.1 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	32
2.2.1.2 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS SUPERFICIALES.....	32
2.2.1.3 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS INTERMEDIAS	33
2.2.1.4 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE EXPLOTACIÓN.....	33
2.2.2 CEMENTACIÓN FORZADA	34
2.2.3 TAPONES DE CEMENTO	36
2.2.3.1 TAPÓN DE DESVÍO	36
2.2.3.2 TAPÓN DE ABANDONO	37
2.2.3.3 TAPÓN POR PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	38
2.2.3.4 TAPÓN PARA PRUEBAS DE FORMACIÓN	38
2.3 PRINIPIOS DE DISEÑO DE CEMENTACIÓN DE POZOS	39
2.3.1 DISEÑO DE CEMENTACIONES EN CAMPO.....	40
2.3.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	41
2.3.2.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE LECHADA PARA CEMENTACIÓN PRIMARIA	42
2.3.2.2 CÁLCULO DE CEMENTO, AGUA Y ADITIVOS.....	43

2.3.2.3 CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO DE MATERIALES.....	44
2.3.2.4 VOLUMEN DE LOS FRENTES LAVADOR Y SEPARADOR.....	44
2.3.2.5 CÁLCULOS FUNDAMENTALES PARA CEMENTACIÓN DE TR's	44
2.4 PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE TUBERÍA CORTA (LINER)	47
2.5 ACCESORIOS PARA CEMENTACIÓN	48
2.5.1 EQUIPO SUPERFICIAL.....	48
2.5.2 EQUIPO SUBSUPERFICIAL	49
CAPÍTULO 3 YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS	53
3.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS	53
3.2 YACIMIENTOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS	56
3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS	57
3.2.2 ASPECTOS GEOFÍSICOS PARA EL ESTUDIO DE UN YACIMIENTO EN AP	58
3.2.3 RETOS DE EXPLORACIÓN EN YACIMIENTOS DE AGUAS PROFUNDAS.....	59
3.2.3.1 POZOS EXPLORATORIOS Y DELIMITADORES.....	61
3.2.4 YACIMIENTOS TRANSFRONTERIZOS EN AGUAS PROFUNDAS	62
3.3 PERSPECTIVAS Y PROSPECTOS DE LOS CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS	63
3.3.1 ÁREAS DE ALTO POTENCIAL EN MÉXICO	64
3.3.2 RESERVAS EN AGUAS PROFUNDAS.....	65
3.3.3 PANORAMA ACTUAL EN AGUAS PROFUNDAS.....	66
3.3.4 IMPORTANCIA DEL POTENCIAL EN AP	66
3.3.4.1 REQUERIMIENTOS ESTIMADOS	67
3.4 RETOS Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS EN EL DESARROLLO DE CAMPOS EN AP	68
3.5 EQUIPO UTILIZADO EN AP.....	69
3.6 PANORAMA TECNOLÓGICO EN AGUAS PROFUNDAS	71
3.6.1 NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	72
3.6.2 EFECTOS DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA	72
3.6.3 RESPIRACIÓN DEL POZO	73
3.6.4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.....	74
3.6.5 CUMPLIMIENTO EN MATERIA AMBIENTAL Y MANEJO DE DESECHOS	74
CAPÍTULO 4 CEMENTACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS	75
4.1 OBJETIVOS DE CEMENTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	75
4.2 RETOS DE LA CEMENTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS.....	76
4.2.1 FLUJOS SOMEROS EN AGUAS PROFUNDAS	78
4.2.2 BAJO GRADIENTE DE FRACTURA.....	79
4.2.3 CONDICIONES A BAJAS TEMPERATURAS	80
4.3 COMPORTAMIENTO DE LA LECHADA DURANTE LA CEMENTACIÓN EN AP	81
4.3.1 ETAPAS DEL PROCESO DE FRAGUADO.....	82
4.3.2 ANÁLISIS RESPECTO A LA PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	83
4.3.3 ASPECTOS CRÍTICOS DE CEMENTACIÓN CON FLUJOS SOMEROS DE AGUA Y GAS	84
4.3.4 OPTIMIZACIÓN DEL TIEMPO DE FRAGUADO DEL CEMENTO	85
4.4 CEMENTOS USADOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	86
4.4.1 CEMENTOS LIGEROS	86
4.4.1.1 LECHADAS LITECRETE	87
4.4.1.2 SISTEMA SFM.....	88
4.4.1.3 ELIMINACIÓN DE LA CEMENTACIÓN DE ETAPAS MÚLTIPLES MEDIANTE CEMENTOS LIGEROS	89

4.4.2 CEMENTOS ESPUMADOS	89
4.4.3 COMPARACION CEMENTO ESPUMADO CONTRA CEMENTOS LIGEROS	91
4.4.3.1 ANÁLISIS	94
4.4.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	95
4.4.4 CEMENTO CON YESO DE FRAGUADO RÁPIDO	96
4.5 TECNOLOGÍAS DE CEMENTACIÓN EN AP PARA PREVENIR Y CORREGIR LOS PRINCIPALES PROBLEMAS. 96	
4.5.1 TECNOLOGIAS DE SCHLUMBERGER PARA AGUAS PROFUNDAS.....	97
4.5.2 AISLAMIENTO ZONAL.....	98
4.5.3 CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DURANTE LA CEMENTACIÓN	100
4.6 EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN	104
4.6.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	107
CAPÍTULO 5 CASO PRÁCTICO	109
5.1 INTRODUCCIÓN	109
5.2 CEMENTACIÓN DE LINER 7 5/8"	111
5.3 OBJETIVO DEL TRABAJO.....	113
5.4 INFORMACIÓN DEL POZO	114
5.4.1 ESTADO MECÁNICO ACTUAL	115
5.4.2 DATOS DE FORMACIÓN	116
5.4.3 DATOS DE TUBERÍAS	117
5.5 SIMULACIÓN DE PARAMETROS DE CEMENTACIÓN	118
5.6 CÁLCULOS.....	121
5.6.1 LECHADA DE CEMENTO	121
5.6.2 VOLUMEN DE LA TP	122
5.6.3 VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO	122
5.7 PARÁMETROS CRÍTICOS DE DISEÑO	123
5.8 PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	126
5.8.1 VERIFICACIÓN DEL MATERIAL EN LOCACIÓN	126
5.8.2 SECUENCIA DE FLUIDOS:.....	127
5.8.3 PROGRAMA DE BOMBEO:.....	128
5.8.4 COLOCACIÓN DE LOS FLUIDOS	129
5.8.5 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS.....	130
5.9 PREPARACIÓN DEL TRABAJO	131
5.9.1 ARMADO DE LÍNEAS	131
5.9.2 REQUERIMIENTOS DE PERSONAL Y EQUIPOS.....	131
5.10 PROCEDIMIENTO DEL TRABAJO.....	132
5.10.1 GRÁFICA DE EJECUCIÓN DEL TRABAJO	134
5.10.2 COMPARACIÓN DE PRESIÓN REAL VS CALCULADA	135
5.11 CENTRALIZACIÓN DEL LINER.....	135
5.12 PRUEBAS DE GOTEO	136
5.13 CONCLUSIONES DE CASO PRÁCTICO.....	137
CONCLUSIONES.....	138
ANEXO	140
REFERENCIAS	142

INTRODUCCIÓN

Debido a la alta demanda de hidrocarburos en el mundo, la industria petrolera se ha visto en la necesidad de investigar tecnologías para poder incorporar reservas que se encuentran ubicadas en zonas potenciales de campos en aguas profundas, esto es un gran reto debido a la complejidad que representa el enfrentarse a ambientes severos de presión y temperatura, sin embargo los adelantos tecnológicos han arrojado resultados exitosos en regiones de todo el mundo.

Gran parte de las futuras reservas petroleras del mundo se encuentran en aguas profundas, al límite de las posibilidades actuales de alcance, sin embargo la investigación y la creación de nuevas tecnologías evoluciona día con día, lo que indica que en un futuro no muy lejano será posible perforar y operar a profundidades aún mayores. Los rápidos avances en exploración y producción demuestran que apenas se rompe un record, surge otro.

Actualmente en México se están realizando exploraciones en aguas profundas debido a que cuenta con una importante zona potencial con una superficie de 575,000 Km², lo que representa más del 50% de recursos prospectivos por cuenca, sin embargo es uno de los más grandes retos a los que PEMEX se enfrenta debido a que se presentan riesgos de tipo geológico, operacional y financiero.

La cementación de pozos petroleros en aguas profundas es uno de los principales retos a los que se enfrentan los ingenieros de perforación debido a tres principales problemas: El estrecho margen entre la presión de poro y de fractura, flujos someros de agua y gas y ambientes a bajas temperaturas.

El objetivo de la cementación de pozos en aguas profundas es principalmente la formación de un sello hidráulico eficiente previniendo migración de fluidos no deseados y proveer soporte estructural a la tubería de revestimiento, para ello es necesaria la aplicación de tecnologías que ayuden a mitigar los problemas relacionados con este tipo de operaciones en tirantes de agua mayores a 500 metros.

La adquisición de información es una de las herramientas más importantes para lograr una cementación de forma exitosa, es necesario un trabajo multidisciplinario entre Ingenieros geólogos, geofísicos, químicos y petroleros para alcanzar el objetivo eficientemente, de no ser así, los problemas ocasionados por una mala cementación pueden tener costos remediales sumamente elevados.

El pozo más nuevo que se ha perforado en México en aguas profundas, es el pozo Piklis-1, que se localiza a 144 kilómetros al noroeste de Coatzacoalcos y es el de mayor tirante de agua y de mayor profundidad total que PEMEX jamás haya perforado en su historia. Sus resultados fueron satisfactorios, sin embargo durante la operación de cementación se presentaron algunos problemas que se solucionaron de forma exitosa con el uso de tecnologías especiales para aguas profundas. En la presente tesis se muestran los problemas y resultados que se obtuvieron durante la cementación en el pozo de aguas profundas Piklis-1.

RESUMEN

En la actualidad, los adelantos tecnológicos en lechadas de cementación representan un gran éxito en la industria petrolera, ya que anteriormente la densidad de las lechadas se reduce agregando agua o usando cemento con espuma, sin embargo, aumentar el contenido de agua de una lechada de cemento genera un fraguado con alta permeabilidad, baja resistencia a la compresión y muy baja protección a la tubería de revestimiento, afectando la producción y la vida útil del pozo.

En la historia de la industria petrolera, se puede observar cómo debido a la complejidad de los campos, día a día se han ido modificando técnicas de exploración y producción de hidrocarburos y por supuesto el área de perforación de pozos no es la excepción; particularmente esta área se ha visto en la necesidad de ir innovando y creando tecnologías de cementación para aguas profundas debido a que se enfrenta a condiciones más severas de trabajo como grandes profundidades, bajas temperaturas y condiciones de presiones extremas que nos dan por consecuencia una disminución en el gradiente de fractura y por lo tanto una reducción en la ventana operacional, lo que provoca limitaciones en las condiciones de trabajo, ya que debido a este fenómeno las operaciones de cementación se vuelven más complejas y la industria se ve en la necesidad de crear y aplicar tecnologías de cementos ligeros y otras técnicas para operar en pozos con tirantes de agua mayores a 500 metros.

La cementación en condiciones severas donde la ventana operacional es reducida, requiere del uso de cementos ligeros, aditivos o algún otro tipo de técnica para concluir la operación de forma exitosa, si no se realiza dicha operación de forma satisfactoria, se pueden presentar serios problemas que van desde una pérdida parcial de fluido hasta una pérdida total y un descontrol del pozo.

En el presente trabajo, mostraremos las características de los yacimientos en aguas profundas, los problemas que se pueden presentar durante la cementación, las técnicas y alternativas con las que se cuenta para cementar pozos con esta característica; analizaremos las más usadas y las compararemos en función de sus virtudes y limitaciones. También se presenta un caso práctico donde se aplicó tecnología de cementación para aguas profundas y se concluyó de forma exitosa.

Finalmente se mostraran los métodos de evaluación de calidad de una cementación en AP, así mismo estudiaremos antecedentes y generalidades de cementación de pozos, ya que esto es la base para poder aplicar metodologías de cementación en pozos con condiciones extremas de temperatura y presión.

Consideramos de gran importancia la investigación de cementación de pozos en aguas profundas debido a que la industria petrolera se enfrenta a este reto a nivel mundial para la incorporación de reservas y es necesario el conocimiento de estas tecnologías porque en base a ello se pueden lograr operaciones exitosas por medio de una buena planeación y ejecución en el programa de cementación de pozos petroleros.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN

1.1 GEOPRESIONES

1.1.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

- Presión Hidrostática: Es la causada por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área.

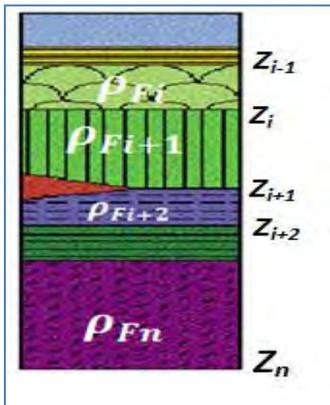
$$\text{Presión} = \text{gravedad} * \text{densidad} * \text{profundidad}$$

- Gradiente de Presión: Es la variación de la presión con respecto a la profundidad.

$$\text{Gradiente} = \text{Presión} / \text{Prof.}$$

1.1.2 PRESIÓN DE SOBRECARGA (S)

Es la originada por el peso de los fluidos y rocas suprayacentes al punto de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos.



S = Peso matriz rocosa + Peso fluido

$$S = \sum_{n=1}^n \rho_{Fi} (Z_i - Z_{i-1}) / 10$$

Dónde:

ρ_{Fi} .- Es la densidad promedio de la formación en $[g/cm^3]$.

Z_i .- Profundidad en [m].

Z_{i-1} .-Profundidad en [m].

Figura 1.1 Presión de Sobrecarga.

ρ_{Fi} .- Se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación o con la siguiente correlación empírica, si únicamente se cuenta con el registro sónico o información sísmica.

$$\rho_{Fi} = 0.07001 * V^{0.25}$$

Dónde:

V.- Es la velocidad del intervalo en [m/s]

1.1.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN O DE PORO

Es la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación, y pueden ser:

- 💧 **NORMAL.**- Es la presión generada por una columna de agua nativa del lugar, desde la superficie hasta la profundidad en estudio.
- 💧 **ANORMAL.**- La que se aparta de la tendencia normal (baja o alta, siendo esta última la de mayor frecuencia). Presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de la formación.

Origen de estas:

- 💧 **Nivel piezométrico.**- Cuando una capa porosa y permeable que está confinada por estratos impermeables, aflora en un nivel muy superior (una montaña), el fluido alcanza un mayor nivel piezométrico regional.
- 💧 **Características del sistema roca-fluido (Densidad).**- En formaciones cerradas con grandes buzamientos y anticlinales, donde se acumulan fluidos de baja densidad (aceite o gas) que desplazan el agua de la formación existe un incremento de energía provocado por el empuje del agua, la cual intenta ocupar el espacio del fluido de baja densidad, represionandolo.
- 💧 **Actividad tectónica.**- Las sobrepresiones pueden ser el resultado de fallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos laterales, caídas de bloques fallados, movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores, etc.
- 💧 **Fenómeno de diagénesis.**- La diagénesis es la alteración de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior al depósito, incluyendo la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización. Un ejemplo se presenta en:

Arenas y lutitas por incremento del volumen de agua en el sistema represionandolo, existe hidratación a temperaturas altas en la transformación de minerales (montmorillonita convertida a hilita liberando agua, el yeso $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ al perder agua se convierte en anhidrita CaSO_4).

- 💧 **Fenómenos osmóticos.**- Cuando dos soluciones de diferente concentración salina están separadas por una membrana semi-impermeable se genera una presión (osmótica) en la solución de mayor salinidad. En las formaciones, las lutitas funcionan como membranas semi-impermeables, y si existen fluidos de diferente salinidad (agua dulce y salmuera) se genera este efecto.

1.1.4 ESFUERZO EFECTIVO O DE MATRIZ (σ)

Es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés. El cálculo de este esfuerzo nos interesa más de forma vertical resultante de la carga geostática, pero no siempre se describe de forma adecuada, debido a esfuerzos compresivos originados por presencia de domos salinos o actividad tectónica. Si existen esfuerzos compresivos laterales puede aumentar el vertical o bien si este esfuerzo lateral es muy fuerte causa fracturas liberándolos y así el esfuerzo de sobrecarga se aproxima más al vertical calculado.

1.1.5 PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área requerida para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez ó cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones suprayacentes.

1.1.6 DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES

El principio para la detección de presiones anormales se basa en el hecho de que las formaciones con presión de formación anormal tienden a presentar menor grado de compactación, de este modo cualquier parámetro que registre cambios en la tendencia de la porosidad con respecto a la profundidad es cuantificado y considerada una zona de presión anormal. La zona que se encuentra ubicada antes de la zona de presión anormal se le es considerada como de transición.

1.1.6.1 MÉTODOS APLICABLES

- 💧 **Antes de la perforación.**- Con técnicas geofísicas y se reducen costos comparado con la medición directa.
- 💧 **Sismología.**- Las secciones sísmicas son una representación de los cambios del producto velocidad-densidad de la roca en el subsuelo (impedancia acústica) trasladando estos datos a un registro de porosidad sintético.
- 💧 **Durante la Perforación.**- Analizando el comportamiento del pozo y muestras obtenidas.
 - Ritmo de penetración.
 - Torsión aplicada a la tubería.
 - Carga soportada por el gancho.
 - Presión de bombeo.
 - Volumen de lodo en presas y cantidad de recortes.
- 💧 **Después de la Perforación.**- Con registros geofísicos de resistividad, conductividad, datos de tiempos de tránsito, de densidad, de salinidad, y de temperatura.

1.1.6.2 EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

Como ingeniero de perforación se requiere conocer con exactitud las geopresiones, determinando la existencia y localización exacta de las presiones anormales en la trayectoria del pozo, de lo contrario se pueden presentar problemas operacionales que aumentan costos y tiempo; como problemas de flujo, pegaduras por presión diferencial, derrumbes de formación, descontrolados, pérdidas de circulación, colapsos de TR's, entre otros, por lo cual resulta de vital importancia para poder llevar a cabo una correcta planeación y perforación de un pozo.

Dentro de los métodos para la evaluación de la presión de formación se reconocen más de 14 métodos, de los cuales por ser unos modificaciones de otros, exactitud, requerimiento de información accesible y fácil procedimiento, cuatro son los más usados en la industria petrolera, estos son: Hottman & Johnson, Foster & Whallen o profundidad equivalente, Eaton y el exponente dc.

💧 **Existen Métodos directos por correlación gráfica:**

- Hottman & Johnson
- Pennebaker & Mc Clure

💧 **Métodos del esfuerzo vertical efectivo:**

- Foster & Whallen o de profundidad equivalente
- Profundidad equivalente del esfuerzo medio
- Bellotti & Giacca
- Hart, Flemings & Deshpande
- Bryant
- Alixant & Desbrandes

💧 **Métodos del esfuerzo horizontal efectivo:**

- Eaton
- Tendencias de compactación
- Weakley
- Rasmus & Gray Stephens

💧 **Métodos durante la perforación:**

- Exponente "d"
- Exponente "d_c"

El principio de los métodos de Hottman & Johnson, Foster & Wallen y Eaton es el mismo, se basan en las propiedades de la lutita, ocupando datos de registros de tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y velocidad sísmica que están directamente relacionados con la porosidad de la formación, que como ya lo habíamos visto antes cuando esta propiedad varía es el principal indicador de zonas de presión anormal cuando se sale de la tendencia normal (lineal) de compactación, es decir decrece conforme aumenta la profundidad y se asocia a la presencia de sellos geológicos para lo cual es muy importante seleccionar los intervalos limpios de lutitas.

1.1.6.2.1 INTERVALO LIMPIO DE LUTITAS

Este proceso se hace con ayuda de los registros de litología como el de rayos gama (RG) o potencial espontaneo (SP), trazando la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos del registro.

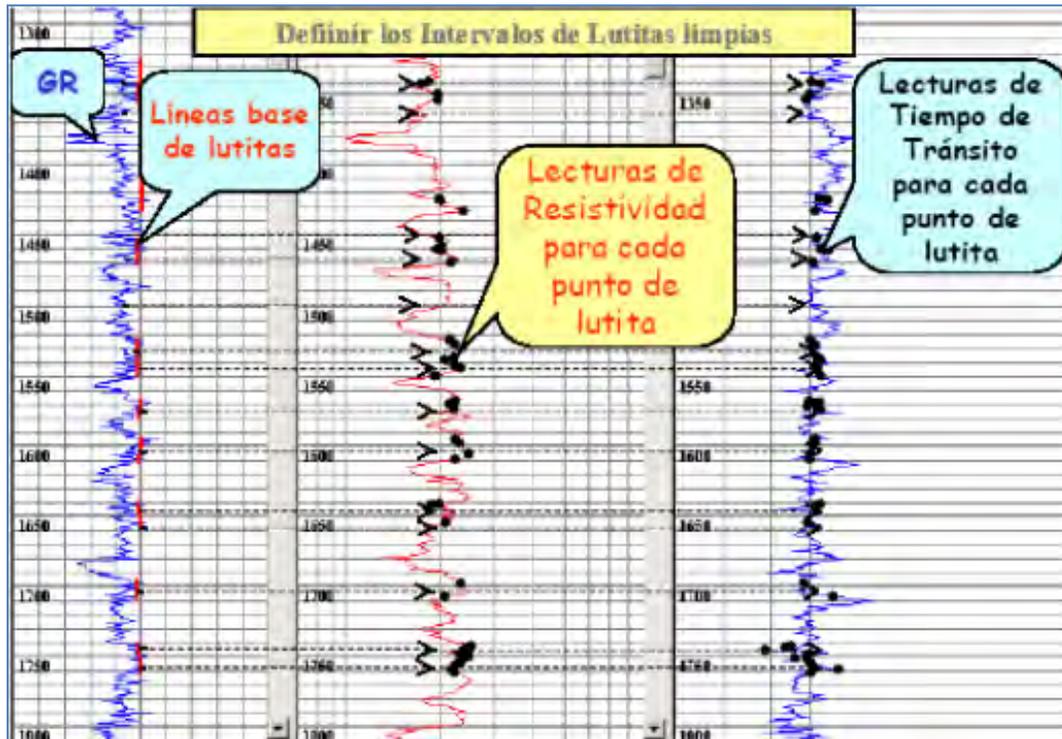


Figura 1.2 Selección de puntos en registros para Lutitas limpias.

Para cada lectura del registro RG o SP igual o mayor a la línea base de lutitas marcar un punto en el tiempo de tránsito y resistividad a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutita limpia en el que el o los registros a utilizar estarán proporcionando lecturas de la tendencia normal de compactación (Figura 1.2).

Después se traza una línea que une todos los puntos marcados en el registro de resistividad y de tiempo de tránsito tomados a la profundidad de las lutitas limpias definiendo así la tendencia normal de compactación (Figura 1.3).



Figura 1.3 Unión de puntos de Lutitas limpias en registros.

1.1.6.2.2 MÉTODO DE HOTTMAN & JOHNSON

Fue desarrollado en el año de 1965 usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidos en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana. H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas en forma de gráficas, para la determinación de la presión de formación (poro) como se indica a continuación.

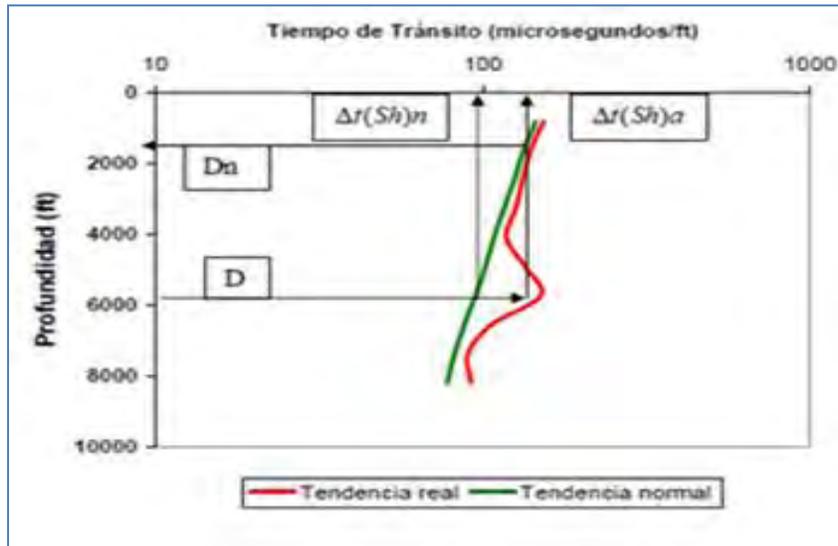


Figura 1.4 Tendencia normal y real del tiempo de tránsito contra profundidad.

- 💧 A partir de la gráfica de lutitas limpias se grafica el tiempo de tránsito o resistividad en escala logarítmica contra la profundidad.
- 💧 Se traza y extrapola la línea de tendencia normal del tiempo de tránsito o resistencia según sea el caso hasta la profundidad de interés.
- 💧 Se lee el valor del tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y la real generada por los registros a la profundidad de interés.
- 💧 Si se ocupó el registro de tiempo de transito se hace la diferencia entre la lectura de tendencia real menos la lectura de la tendencia normal. Y si se ocupó el registro de resistividad se hace el cociente de la lectura de la tendencia normal entre la lectura de la tendencia real.

$$P_i = [\Delta t(\text{lutita})_r] - [\Delta t(\text{lutita})_n]$$

$$P_i = \left[\frac{R(\text{lutitas})_n}{R(\text{lutitas})_r} \right]$$

Donde:

P_i .- Punto de interés (valor obtenido).

$\Delta t(\text{lutitas})_r$.- Tiempo de transito de la tendencia real [$\mu\text{s}/\text{pie}$].

$\Delta t(lutitas)_n$ - Tiempo de tránsito de la tendencia normal [$\mu s/pie$].

$R(lutitas)_r$ - Resistividad de la tendencia real [Ω].

$R(lutitas)_n$ - Resistividad de la tendencia normal [Ω].

- Con el P_i obtenido anteriormente se entra a la correlación de H&J que corresponda dependiendo si se empleó el registro de tiempo de tránsito o resistividad, se lee el gradiente de presión y se multiplica por la profundidad de interés. Owolabi y otros en 1990 ampliaron la correlación de H&J a otras cuencas sedimentarias. Mathews & Kelly y Fertl se basaron en esto aumentando el número de datos.

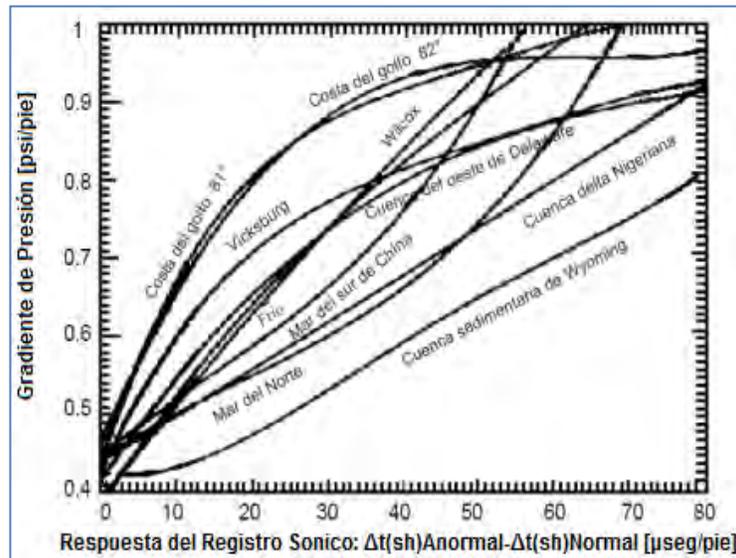


Figura 1.5 Correlación de H&J para el registro de resistividad.

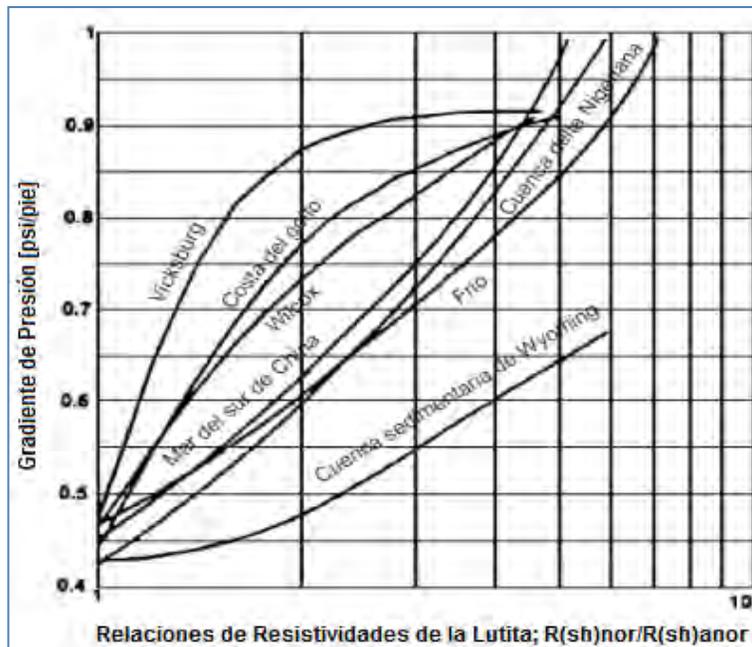
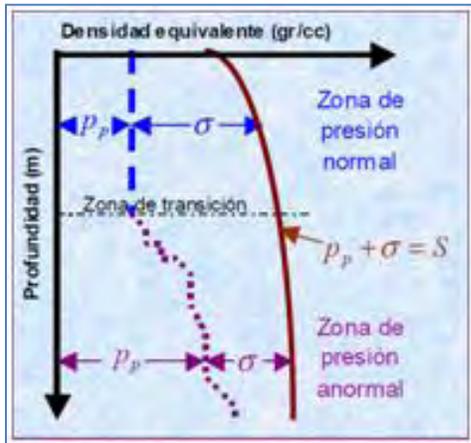


Figura 1.6 Correlación de H&J para el registro de tiempo de tránsito.

1.1.6.2.3 MÉTODO DE FOSTER & WALLEN O DE PROFUNDIDAD EQUIVALENTE

Propuesto en 1966 y basado en el principio de Terzagui (1936), el cual define que la presión de sobrecarga S , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ más la presión de formación P_f definido como:



Donde:

- S .- Presión de sobrecarga.
- P_f .- Presión de formación.
- σ .- Esfuerzo vertical efectivo.

Figura 1.7 Principio de Terzaghi.

Ocupando el principio de la disminución de la porosidad conforme aumenta la profundidad en situaciones de presión normal, y detectando los parámetros dependientes de la porosidad obtenidos de registros, tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc. Propone que formaciones similares con el mismo valor de porosidad están sometidas al mismo esfuerzo matricial. Y si se grafican los puntos de porosidad de lutitas limpias entonces se verifica el requerimiento de formaciones similares, de este modo se incorpora el término de esfuerzo vertical efectivo o matricial (σ) a la ecuación, en las zonas de presión anormal (Figura 1.8).

- 💧 A partir de la grafica de lutitas limpias se grafica el tiempo de tránsito o resistividad en escala logarítmica contra la profundidad.
- 💧 Se traza y extrapola la línea de tendencia normal del tiempo de tránsito o resistencia según sea el caso hasta la profundidad de interés.
- 💧 Se lee el valor del tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y la real generada por los registros a la profundidad de interés D .
- 💧 Posteriormente se traza una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente a D_n .
- 💧 Finalmente se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés D .

$$\sigma_D = \sigma_{Dn} = S_{Dn} - P_f(Dn)$$

$$\therefore P_f(Dn) = \frac{\rho_{FF} * Dn}{10}$$

Dónde:

σ_D .- Esfuerzo vertical efectivo a la profundidad de interés.

σ_{Dn} .- Esfuerzo vertical efectivo a la profundidad extrapolada de tendencia real a la normal.

S_{Dn} .- Presión de sobrecarga a la profundidad extrapolada de tendencia real a la normal.

$P_f(Dn)$.- Presión de formación a la profundidad extrapolada.

ρ_{FF} .- Densidad del fluido de formación en la zona de presión de formación normal ≈ 1.03 [g/cm³].

Finalmente se calcula la presión de formación (poro) a la profundidad de interés con la siguiente fórmula:

$$P_f(D) = S_D - \sigma_D$$

Donde:

P_f .- Presión de formación a la profundidad de interés.

S_D .- Presión de sobrecarga a la profundidad de interés.

σ_D .- Esfuerzo vertical efectivo a la profundidad de interés.

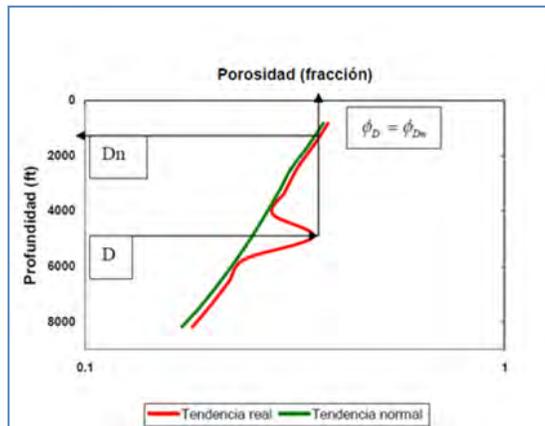


Figura 1.8 Gráfica de porosidad en escala logarítmica contra profundidad.

De este modo la presión de formación anormal se puede obtener calculando el esfuerzo de sobrecarga a la profundidad de interés y tanto la presión de poro como el esfuerzo de sobrecarga de la formación similar con igual porosidad.

La estimación de la presión de formación se hace generalmente con base en la información de pozos vecinos en el caso de la perforación de pozos de desarrollo y con base en datos de sísmicos para pozos exploratorios.

1.1.6.2.4 MÉTODO DE EATON

Utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad contra tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias se traza la línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total. A la profundidad de interés D , leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{ln} y de la tendencia observada t_{lu} y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado D_n .

Por último se calcula la presión de formación a la profundidad de interés D , según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

💧 Sónico

$$P_{f(D)} = S_D - (S_D - P_{f(Dn)}) * \left(\frac{\Delta t(\text{lutitas})_n}{\Delta t(\text{lutitas})_r} \right)$$

💧 Resistivo

$$P_{f(D)} = S_D - (S_D - P_{f(Dn)}) * \left(\frac{R(\text{lutitas})_r}{R(\text{lutitas})_n} \right)$$

💧 Conductivo

$$P_{f(D)} = S_D - (S_D - P_{f(Dn)}) * \left(\frac{C(\text{lutitas})_n}{C(\text{lutitas})_r} \right)$$

Aun cuando el método está basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar.

1.1.6.2.5 MÉTODO “d”

Los cambios en el comportamiento de la barrena pueden ser detectados con mediciones en la superficie. Comúnmente las mediciones incluyen: velocidad de penetración, peso sobre la barrena, revoluciones por minuto de la mesa rotaria y torque. Debido a que las propiedades del fluido y gasto de circulación afectan el ritmo de penetración también son monitoreadas frecuentemente.

Cuando se llega a una zona de transición de presión de formación normal a presión de formación anormal la tendencia normal de velocidad de penetración es alterada. En la parte superior de las formaciones de presión de formación anormal generalmente existe un sello de lutita o de algún otro tipo de formación limosa que tiene una dureza bastante elevada y que ocasiona que la velocidad de penetración sea menor a la normal. Justo debajo de estos sellos geológicos que pueden variar en espesor de unas decenas de pies a varios cientos se encuentran las zonas de presión anormal y en ellas la velocidad de penetración cambia nuevamente y se convierte en una velocidad de penetración anormalmente alta.

La razón por la cual la velocidad de penetración en las zonas de presión de formación anormalmente alta se incrementa es resultado del decremento de presión diferencial en el fondo del pozo, es decir la diferencia de que existe entre la presión que genera la columna hidrostática y la presión de formación se reduce. En menor grado es ocasionada por la disminución de resistencia que presenta la roca debido al incremento de porosidad y disminución de compactación.

Jorden y Shirkey propusieron usar el modelo de Bingham para normalizar el ritmo de penetración R considerando los efectos ocasionados por el cambio del peso sobre la barrena W , de las revoluciones por minuto de la rotaria N y del diámetro de la barrena d_b , a través del cálculo del exponente d , definido como:

$$d = \frac{\log\left(\frac{R}{18.29 N}\right)}{\log\left(\frac{12 W}{454 d_b}\right)}$$

Donde sus unidades son:

R [m/h]

N [RPM]

W [Toneladas]

d_c [pg]

1.1.6.2.6 MÉTODO “ d_c ”

Para corregir el exponente d por cambios de densidad del lodo, Rehm y McClendon propusieron la siguiente ecuación:

$$d_{c \text{ mod}} = d \frac{\rho_{FF}}{\rho_{\text{lodo}}}$$

Donde ρ_{lodo} es la densidad equivalente de la circulación durante la perforación y ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación.

Para obtener la presión de formación:

- 💧 Se calcula el exponente d y el exponente d_c en las zonas de lutitas limpias.
- 💧 Se grafica el exponente d_c contra la profundidad (Figura 1.9).
- 💧 Se traza la línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total.
- 💧 A la profundidad de interés D leer los valores del exponente d_c y en la tendencia normal d_{cn} . Además, para el valor de d_c hay que leer la profundidad equivalente en la zona de presión normal D_n .
- 💧 Finalmente la presión de formación es calculada a la profundidad de interés D usando la fórmula de Eaton;

$$P_{f(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{f(D_n)}) * \left(\frac{d_c}{d_{cn}}\right)^{1.2}$$

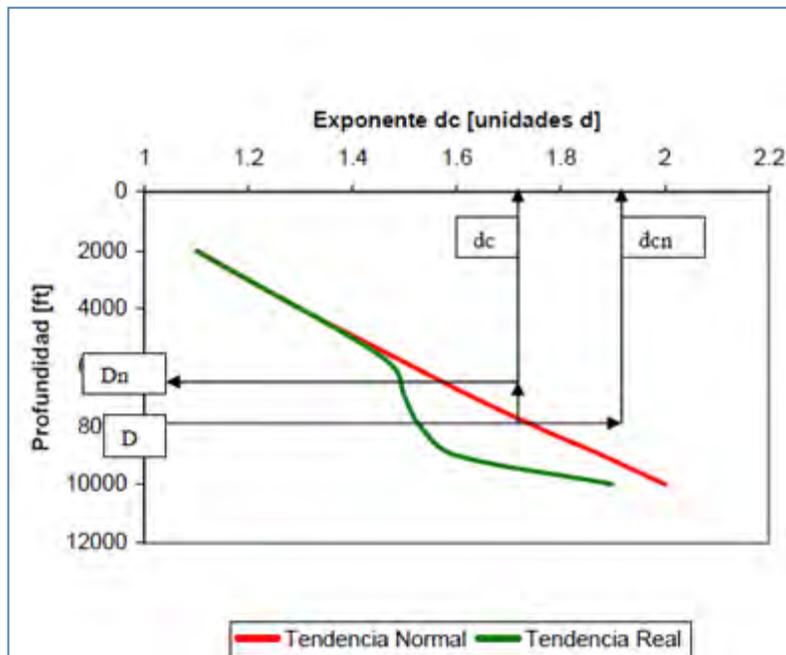


Figura 1.9 Gráfica de exponente d_c contra profundidad.

1.1.6.3 EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA CON EL MÉTODO DE EATON

El conocimiento anticipado de la variación de la presión de fractura con respecto a la profundidad es tan importante como el de la presión de formación. Los métodos para determinar la presión de fractura al igual que la de formación se clasifican en:

a) **Predictivos.**

b) **Verificativo.**

En cuanto a los métodos predictivos un estudio del arte de los métodos para estimar la presión de fractura antes de la perforación encontró que se han desarrollado 23 métodos diferentes en los últimos 40 años.

La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura (P_{fr}) está en función de la presión de formación (P_f) y la de sobrecarga (S), previamente calculadas, así como de la relación de Poisson (ν).

$$P_{fr(D)} = P_{f(D)} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) [S_{(D)} - P_{f(D)}]$$

Calcular la relación de Poisson: La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Para calcularla, tenemos dos opciones:

a) A partir del registro sísmico dipolar de pozos de correlación.

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2}{\left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2 - 1}$$

Dónde:

t_s .- tiempo de tránsito de corte [μ s/pie].

t_c .- tiempo de tránsito compresional [μ s/pie].

b) A partir de la ecuación de Eaton, para cada profundidad de interés.

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673$$

Finalmente, se sustituye en la ecuación de P_{fr} y se obtiene la presión de fractura.

Como este método está fundamentado en la suposición de la existencia de sedimentos bien compactados y es producto del análisis de la de la mecánica del medio aplicada a la obtención del esfuerzo matricial mínimo el cual finalmente se acopla a la ecuación de Hubbert y Willis proporciona resultados muy apegados a la realidad y que no está condicionado en su aplicación a ninguna área geológica en particular.

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos, con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

1.1.6.4 CALIBRACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA

Para completar el proceso de evaluación de geopresiones, es necesario calibrar la predicción de los perfiles de poro y de fractura con datos reales, obtenidos durante la perforación y terminación del pozo que se está analizando; de tal manera que se pueda realizar un análisis comparativo con los datos programados y así obtener las geopresiones definitivas para el pozo.

CALIBRACIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

Para la calibración de la presión de poro (Figura 1.10), se pueden utilizar los siguientes parámetros:

1. **Calibración con datos de pruebas de formación.** Comparar los valores, en gradiente, de pruebas de formación, como RFT (repeat formation test), MDT (modular formation dynamics test) o DST (drill stem test), con el gradiente de presión de formación, a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de poro se ajuste a estos valores (Figura 1.10). Es necesario tomar en cuenta otros parámetros de calibración, como gasificaciones, densidad del lodo, flujos o brotes.
2. **Calibración con la densidad del lodo.** Comparar la densidad del lodo utilizada durante la perforación, con el gradiente de presión de formación y en caso de que estos perfiles se intercepten, se ajusta la tendencia normal de compactación, como se muestra en la (Figura 1.10). De igual manera, será necesario tomar en cuenta otros parámetros, como gasificaciones, pruebas de formación, flujos o brotes.
3. **Calibración con evidencias durante la perforación.** Comparar el valor en gradiente de presión de las evidencias, como gasificaciones, flujos o brotes, con el gradiente de presión de formación a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de

poro se ajuste a estos valores (Figura 1.10). También en este caso es necesario tomar en cuenta otros parámetros, como gasificaciones, densidad del lodo, flujos o brotes.

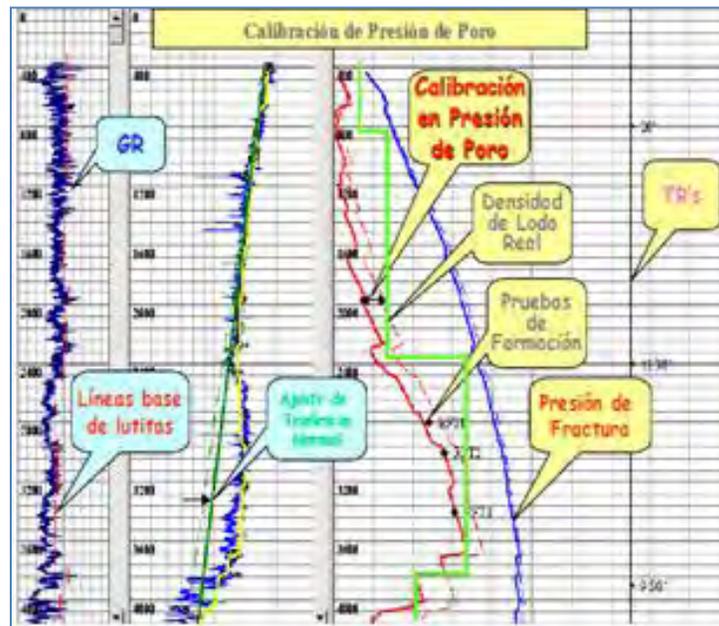


Figura 1.10 Calibración de la presión de Formación o de Poro.

CALIBRACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

En este caso deberá obtenerse la información de los siguientes parámetros:

1. **Calibración con datos de pruebas de goteo (leak off test) o minifracs.** Esta es una práctica de campo empleada para evaluar la cementación primaria de una tubería de revestimiento y para estimar el gradiente de la presión de fractura. En una prueba de goteo se considera que la presión, donde las fracturas comienzan a abrirse e inician a tomar fluidos, es una aproximación del gradiente de fractura, a la respectiva profundidad (Figura 1.11).

Para la calibración se comparan los valores en gradiente de pruebas de goteo (LOT) o minifracs, con el gradiente de presión de fractura, a las respectivas profundidades y, en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de fractura se ajuste a estos valores (Figura 1.12). Es necesario tomar en cuenta los otros parámetros, como las pérdidas de circulación, en caso de presentarse.

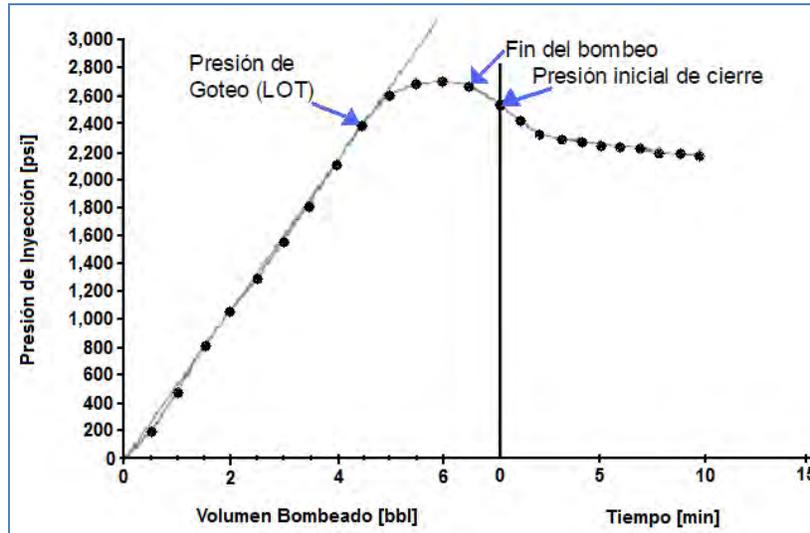


Figura 1.11 Prueba de Goteo.

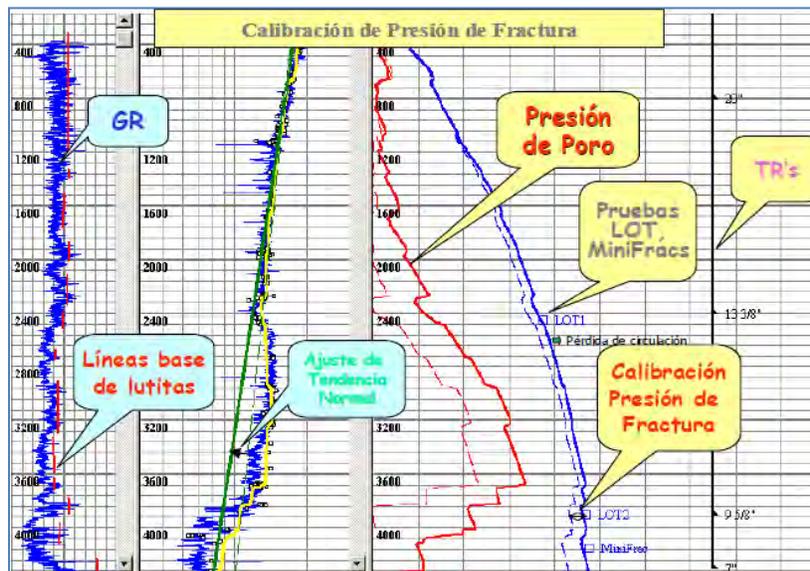


Figura 1.12 Calibración de la Presión de Fractura.

2. **Calibración con evidencias durante la perforación.** Cuando se ubica la profundidad de una pérdida de circulación y se establece la densidad del fluido con la cual se presentó ésta, es posible asumir que esta densidad representa un valor cercano al gradiente de fractura para esa profundidad.

En caso de que la pérdida de circulación sea inducida, no deberá considerarse como evidencia para calibración del gradiente. En este caso, se compara el valor en gradiente de presión de la(s) pérdida(s) de circulación, con el gradiente de presión de fractura a las respectivas profundidades y, en caso de que exista una desviación, se ajusta la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de fractura se ajuste a estos valores. Es necesario tomar en cuenta los parámetros anteriores, como pruebas de LOT o minifracs.

1.2 CEMENTOS

1.2.1 DESCRIPCIÓN, COMPOSICIÓN Y MANUFACTURA DE LOS CEMENTOS

Las principales características del cemento se deben a la reacción de hidratación química entre el cemento y el agua. El cemento Portland no es un compuesto químico simple, sino que es una mezcla de muchos compuestos en diferentes proporciones.

El cemento es una mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, hierro y arcilla molidos y calcinados, que al entrar en contacto con el agua forman un cuerpo sólido. Esta mezcla de ingredientes se muele y mezcla vigorosamente, se calcina en hornos horizontales convirtiéndose en clinker el cual contiene todos los componentes del cemento, se deja enfriar con corrientes de aire a temperatura ambiente, una vez frío se muele para darle el tamaño deseado a las partículas y como ingrediente final se le agrega el sulfato de calcio.

Los componentes que forman el cemento son óxidos superiores de oxidación lenta. Esto significa que terminan su grado de oxidación al estar en contacto con el aire al alcanzar un equilibrio térmico.

De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad, es el material idóneo para la cementación de pozos.

Los principales componentes del cemento son:

- 💧 **Silicato tricalcico** ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}$) Es el componente más abundante y factor principal para producir la consistencia temprana (de 1 a 28 días).
- 💧 **Silicato dicalcico** ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) Proporciona la resistencia gradual después de los 28 días.
- 💧 **Aluminato tricalcico** ($3\text{C}_8\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$) Proporciona resistencia al ataque de los sulfatos.
- 💧 **Aluminato ferrico tetracalcico** ($4\text{C}_8\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$) Es un compuesto de bajo calor de hidratación en el cemento y no influye en el fraguado inicial.

1.2.2 CLASIFICACIÓN

Los cementos Portland son fabricados cumpliendo ciertos estándares químicos y físicos, los cuales dependen de su aplicación. En Estados Unidos hay varias agencias para el estudio y la estructuración para la especificación del cemento Portland. Estas agencias incluyen al ACI (Instituto Americano del Concreto), AASHO (Asociación Americana de Caminos Oficiales del Estado), ASTM (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales), API (Instituto Americano del Petróleo) y varios departamentos del gobierno federal de este país. De estos grupos, los que mejor conocen de la industria del petróleo son la ASTM, la cual negocia con cementos para la construcción y edificación, y el API, el cual escribe las especificaciones para los cementos usados sólo en pozos, las especificaciones del cemento escritas para una u otra sociedad son preparados por representantes de ambos usuarios trabajador y fabricante.

La ASTM provee a la industria de cinco tipos de cemento Portland: Tipo I, II, III, IV y V. Los cementos fabricados para su uso en pozos petroleros están sujetos a un amplio rango de presión y temperatura, lo que difieren considerablemente de los Tipos del ASTM, fabricados para utilizarse a condiciones atmosféricas. Por estas razones el API provee de especificaciones cubriendo ocho clases de cementos para pozos petroleros, designándoles clases A, B, C, D, E, F, G y H.

Las clases A, B y C del API, corresponden a los tipos I, II, III del ASTM. Respectivamente; los tipos IV y V del ASTM no tienen correspondencia con las clases del API.

La norma de calidad que rige en el cemento Portland en la República Mexicana es la Norma Oficial Mexicana NOM-C-I-1980.

Según el API.

La industria petrolera marca a los cementos fabricados de acuerdo con las especificaciones API. Estos estándares se publican anualmente por el API, en Dallas, Texas, desde 1953, cuando el primer estándar nacional en cementos para pozos petroleros fue usado. Estas especificaciones se revisan anualmente, acordes con las necesidades de la industria petrolera. Las diferentes clases de cementos API para su uso en el pozo a diferentes presiones y temperaturas, son los definidos a continuación:

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

Tabla 1.1 Clasificación de los Cementos API.

Existen otros materiales que son utilizados muy eficientemente en la cementación de pozos petroleros, llamados cementos especiales, que no están incluidos en las especificaciones de API o la clasificación del ASTM. Este grupo de materiales cementantes está formado por:

- | | |
|---------------------------------|---------------------------------|
| 🔹 Cementos de Yeso | 🔹 Cementos Antiácido |
| 🔹 Cementos Base Diesel | 🔹 Cementos Expansivos |
| 🔹 Cementos Látex | 🔹 Cementos Portland-Puzolánicos |
| 🔹 Cementos Plásticos | 🔹 Cementos Compresibles |
| 🔹 Cementos para ambientes fríos | 🔹 Cementos Fibrosos |
| 🔹 Cementos espumosos | 🔹 Cementos Epóxicos |
| 🔹 Cementos Tixotrópicos | 🔹 Cementos Ultrafinos |
| | 🔹 Cementos Escoria |

1.2.3 ADITIVOS

Existen ocho clases de aditivos que se ocupan para modificar las propiedades de la lechada del cemento se mencionarán de manera general con algunas de sus funciones:

1. Aceleradores

- 🔹 Disminuyen el tiempo de bombeo de la lechada.
- 🔹 Aceleran el proceso de fraguado.
- 🔹 Compensan el efecto retardador de otros aditivos (Controladores de filtrado, dispersantes, etc.).
- 🔹 Modifican la estructura del gel C-S-H (Hidrato de Silicato de Calcio) y aumentan la hidratación.

2. Retardadores

- 🔹 Incrementan el tiempo de fraguado.
- 🔹 Inhibir la hidratación.

3. Extendedores

- 🔹 Incrementan el rendimiento del cemento.
- 🔹 Reducen la densidad.

4. Densificacntes

- 🔹 Aumentan la densidad de la lechada.

5. Dispersantes

- 💧 Reducen la viscosidad y el punto de cedencia de la lechada.
- 💧 Reducen la presión de fricción.
- 💧 Modifican el régimen de flujo.
- 💧 Mejoran la eficiencia de los controladores de filtrado.
- 💧 Reducen el contenido de agua.

6. Controlador de filtrado

- 💧 Controla la pérdida de la fase acuosa hacia la formación.

7. Controlador de pérdida de circulación

- 💧 Controla la pérdida de la lechada de cemento hacia formaciones débiles o fracturadas.

8. Aditivos especiales

a) Antiespumantes

- 💧 Previenen o eliminan la espuma.
- 💧 Previenen la cavitación.
- 💧 Mantienen la densidad de la lechada bombeada al pozo.

b) Anti-sedimentación

- 💧 Aseguran un valor mínimo del punto de cedencia (previenen la sedimentación de los sólidos).

1.2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA LECHADA

Características de la lechada:

- 💧 Rendimiento.
- 💧 Densidad.
- 💧 Tiempo de bombeo.
- 💧 Control de filtrado.
- 💧 Agua libre.
- 💧 Aditivos.
- 💧 Propiedades mecánicas.

El rendimiento.- Se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento, la densidad y cantidad de aditivos que se le agreguen.

Clase	Agua para Mezcla [lt/saco]	Densidad de Lechada [gr/cm ³]	Rendimiento [lt/saco]
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G-H	22.14	1.9	38

NOTA: Para sacos de 50 Kilos

Tabla 1.2 Rendimiento según la Clase de Cemento.

La densidad.- Para determinar la densidad en una lechada se deben tomar en cuenta dos propiedades importantes de las formaciones perforadas: La presión de poro y la presión de fractura. Siempre se deberá diseñar con la máxima densidad permisible por la presión de fractura, ya que nos proporcionara una mayor resistencia compresiva en el cemento

Tiempo de bombeo.- Es el tiempo en que la lechada puede ser bombeada utilizando presiones razonables y es el factor más importante que interviene en el desplazamiento del cemento y su colocación en el espacio anular. Para obtener el tiempo de bombeo se considera:

$$t_b = t_m + S + t_d + t_s$$

Donde:

- 💧 t_b - Tiempo de bombeo.
- 💧 t_m - Tiempo de mezcla.
- 💧 S - Soltar tapones.
- 💧 t_d - Tiempo de desplazamiento.
- 💧 t_s - Tiempo de seguridad.

Temperatura.- La temperatura juega un papel muy importante y decisivo en el diseño de una cementación, ya que una diferencia de 2 o 3 grados pueden ser suficientes para que el tiempo de bombeo se reduzca en forma considerable o que el cemento no fragüe.

- 💧 *Temperatura estática.-* Es la temperatura debida al gradiente geotérmico.
- 💧 *Temperatura circulante.-* Esta temperatura depende de la velocidad de circulación.

La resistencia a la compresión.- El cemento fraguado deberá desarrollar una resistencia a la compresión para sostener la T.R. y soportar las presiones diferenciales que se desarrollan. Generalmente se recomienda una resistencia a la compresión de 105 a 175 [kg/cm²] en 24 hrs. En la actualidad se han desarrollado cementos con alta resistencia compresiva. Esta característica mucho depende de la densidad.

El agua para mezcla.- Las características del agua usada para preparar la mezcla ó lechada de cemento, contiene sales minerales cuya influencia sobre el tiempo de bombeo y la resistencia a la compresión del cemento es directa, razón por la cual se recomienda que las pruebas de tiempo de bombeo se realicen con el agua que se utilizará para mezclar el cemento evitando con esto fraguados prematuros.

El filtrado.- El filtrado es la pérdida de agua de la lechada hacia la formación, a medida que la lechada pierde agua la densidad y la viscosidad se incrementan disminuyendo el tiempo de bombeo. El cemento sin aditivos pierde agua en exceso razón por la cual es indispensable el uso de controladores de filtrado para asegurar una buena cementación.

- 💧 El cemento sin aditivos pierde 1000 [cm³/30 min].
- 💧 En TR'S superficiales e intermedias se recomienda filtrados de 200 [cm³/30 min].
- 💧 En complementos de 500 [cm³/30 min].
- 💧 En liners de 50 [cm³/30 min].
- 💧 Para evitar canalizaciones de gas 20 [cm³/30min].

El lodo de perforación.- El conocimiento de las propiedades del fluido de control utilizado para la cementación es importante para evitar la contaminación del cemento, determinar el régimen de flujo para el desplazamiento y determinar la densidad óptima del cemento.

- 💧 Tipo de lodo (base agua o base aceite).
- 💧 Densidad.
- 💧 Viscosidad y punto de cedencia (Vp / Yp).
- 💧 Filtrado.

CAPÍTULO 2 CEMENTACIÓN

2.1 DEFINICIÓN DE CEMENTACIÓN

La cementación es la operación efectuada en un pozo petrolero donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero o revestidores anteriores con el fin de cumplir con los siguientes objetivos:

- ✓ Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- ✓ Proveer soporte al revestidor dentro del pozo.
- ✓ Proteger al revestidor del proceso de corrosión.
- ✓ Proteger el hoyo de un posible colapso.
- ✓ Formar un sello hidráulico entre la T.R. y la formación.

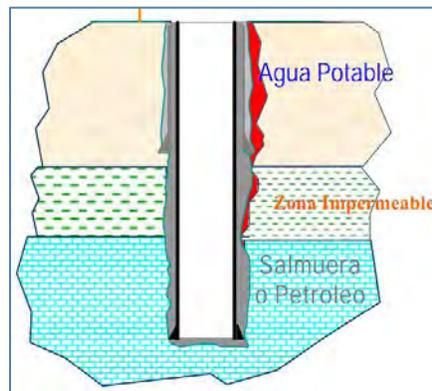


Figura 2.1 Aislamiento zonal por medio de la Cementación.

2.2 CLASIFICACIÓN

En general, las cementaciones se clasifican en tres principales tipos:



2.2.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA

En esta operación se coloca la lechada de cemento en el espacio anular que está comprendido por la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, de tal forma que realiza un sello completo y permanente proporcionando aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.

Una de las principales funciones de la cementación primaria es evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas, dar soporte a la tubería de revestimiento y proporcionar una reducción en el proceso corrosivo de esta con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados en casos de estimulación.

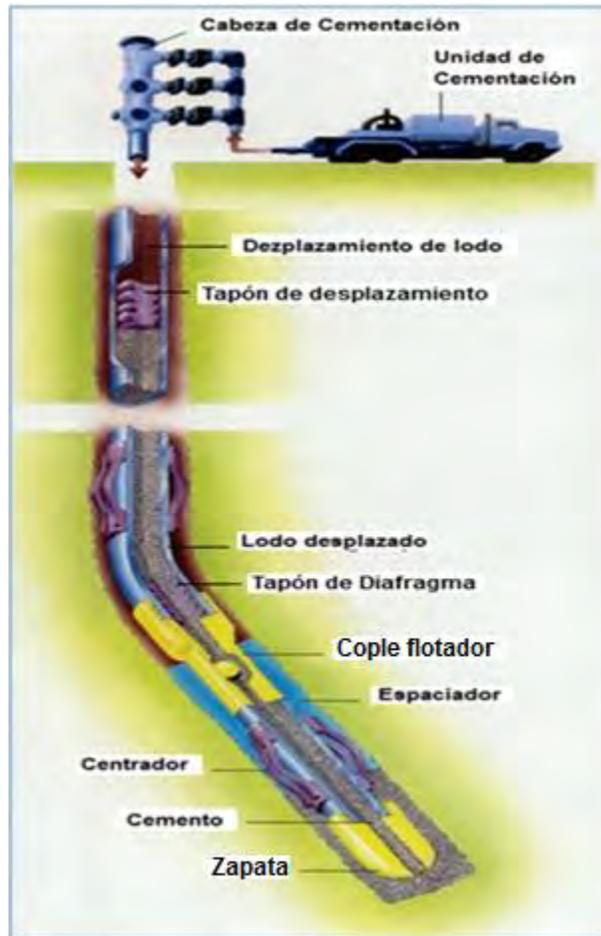


Figura 2.2 Esquema general de Cementación.

Principalmente se tiene como reto obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a alta 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 exitoso, es decir, abarcando toda la superficie que se pretende.

2.2.1.1 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

La cementación de pozos se realiza de diferente forma para cada tipo de tubería, debido a las condiciones mecánicas que presentan los diferentes tipos, el objetivo principal es presentar la secuencia operativa que se debe seguir en las cementaciones de las tuberías con el fin de mejorar la eficiencia en la operación de campo, disminuir los problemas que se presenten, teniendo siempre en mente los aspectos ambientales y económicos.

2.2.1.2 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS SUPERFICIALES

La principal función de la cementación en las tuberías superficiales, es aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentren a profundidades someras, mantener el agujero íntegro y evitar una probable migración de aceite, agua o gas de alguna arena productora superficial, además de

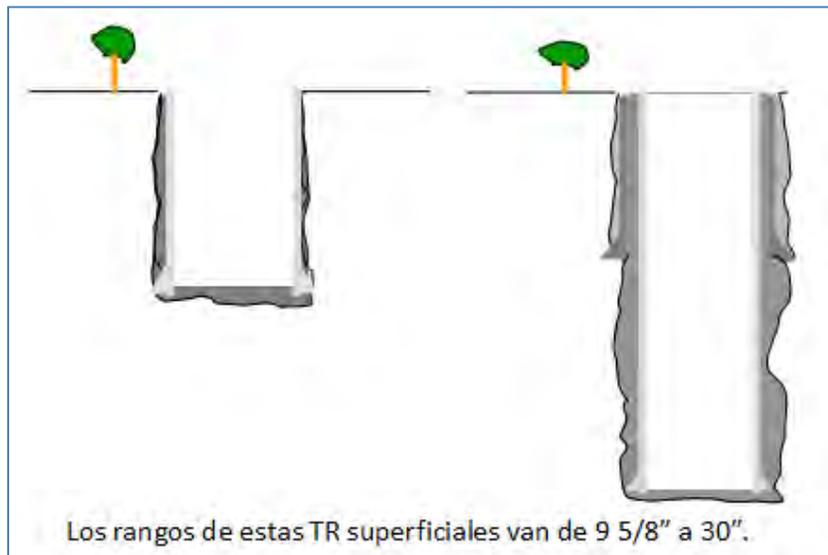


Figura 2.3 Tuberías Superficiales.

permitir la continuación de la segunda etapa de perforación. Cabe mencionar que la tubería conductora está incluida en las tuberías de revestimiento superficiales, su función principal es permitir circulación y evitar derrumbes de arenas poco consolidadas, además de ser el primer medio de circulación de lodo a la superficie. Esta tubería de revestimiento tiene la opción de cementarse o incarse según sean las condiciones del terreno.

En esta etapa se instalan los preventores para el control del pozo y tiene la particularidad de que existe un bajo gradiente de fractura, por lo que se debe tener mucho cuidado en el diseño de la lechada y así evitar pérdidas de circulación y daño a la formación o acuíferos que puedan existir cercanos al pozo.

Las bajas temperaturas de la formación, retardan los tiempos de fraguado del cemento, además por las condiciones deleznable del agujero, se dificulta la obtención de una eficiente remoción de lodo. Esta tubería es cementada hasta la superficie, al cemento se le agrega acelerador, no requiere la utilización de baches lavadores ni espaciadores y no utiliza accesorios para la cementación.

2.2.1.3 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS INTERMEDIAS

Esta tubería es indispensable para mantener la integridad del pozo al continuar con la perforación. Sus rangos de diámetro varían de 6 5/8" a 13 3/8" y su profundidad de asentamiento varía de 300 a 4,600 [m]. Generalmente es la sección más larga de las tuberías en el pozo y van corridas hasta la superficie, por lo que los preventores deben instalarse en estas tuberías para continuar perforando las siguientes etapas.

Las tuberías intermedias normalmente son empleadas para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con densidades de lodo mayores, que son necesarias al profundizar el pozo y así evitar pérdidas de circulación, también aíslan zonas de presiones anormales y la cementación puede ser realizada con una sola lechada o con dos diseños si el gradiente de fractura y el pozo así lo requieren.



Figura 2.4 Tubería Intermedia.

2.2.1.4 CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE EXPLOTACIÓN

Se considera que la sarta de explotación es el propio pozo y la profundidad de asentamiento de esta tubería es uno de los principales objetivos. Esta tubería tiene como función aislar los yacimientos de hidrocarburos de fluidos indeseables y ser el revestimiento protector de la sarta de producción y otros equipos utilizados en el pozo.

En la cementación de esta sarta de tubería se deben tener minuciosos cuidados debido a la calidad exigida y a los atributos requeridos para considerarse como una operación exitosa. El aislamiento eficiente de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente tratamientos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo.

2.2.2 CEMENTACIÓN FORZADA

La cementación forzada es la operación donde se inyecta cemento a presión hacia el espacio anular a través de los disparos previamente realizados en la tubería de revestimiento, esta acción se usa como medida correctiva de la cementación primaria cuando esta no fue exitosa o en diversas reparaciones.

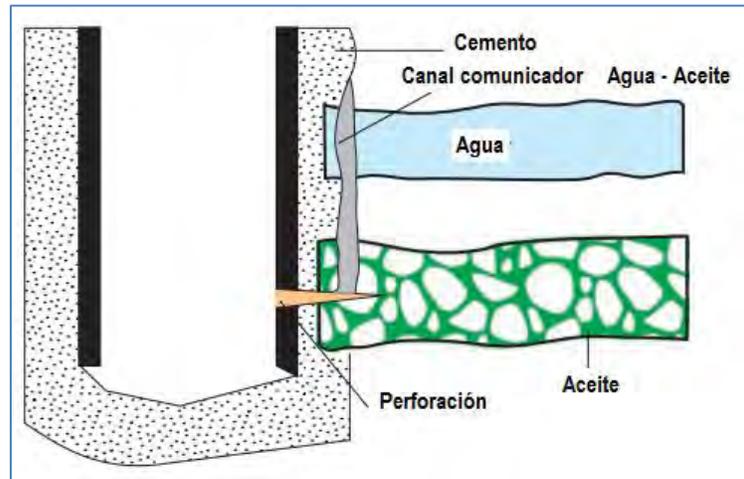


Figura 2.5 Trabajo defectuoso de Cementación primaria.

La cementación forzada tiene diversas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación, entre las que destacan:

- 💧 Reparar un trabajo de cementación primaria que fallo debido a que el cemento dejó un canal de lodo originando una canalización o cuando una insuficiente altura fue cubierta con cemento.
- 💧 Eliminar la entrada de agua de la zona inferior y superior, dentro de una zona de hidrocarburos.
- 💧 Reducir la relación de gas aceite por aislamiento de la zona de gas, de un intervalo adyacente al intervalo de aceite.
- 💧 Reparar una fuga en la tubería de revestimiento debido a la corrosión de la misma en zonas expuestas.
- 💧 Abandonar una zona depresionada no productora.
- 💧 Taponar todo o parte de una zona o más de un pozo inyector con zonas múltiples, de tal forma que la dirección de los fluidos inyectados sea la deseada.
- 💧 Sellar zonas de pérdida de circulación.
- 💧 Evitar migración de fluidos entre las zonas productora y no productora de hidrocarburos.

Debido a que los resultados de la cementación primaria nos siempre son exitosos o se deterioran con el paso del tiempo, se recurre a un trabajo de cementación forzada, esta técnica comúnmente es más difícil y tiene un mayor campo de aplicación que la cementación primaria. Las operaciones de la cementación forzada pueden ser desarrolladas durante la perforación, la terminación de un pozo, para reparación o intervención posterior.

La cementación forzada es necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos.

El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr el propósito. Puede ser descrita como el proceso de forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo. Los problemas que soluciona una cementación forzada se relacionan con el objetivo de aislar zonas productoras.

Algunas veces es difícil determinar por qué algunos pozos son reparados exitosamente con una sola operación de cementación forzada, mientras que otros en el mismo campo, requieren varias operaciones. Existen ciertos fundamentos para la apropiada comprensión y aplicación de cementación forzada.

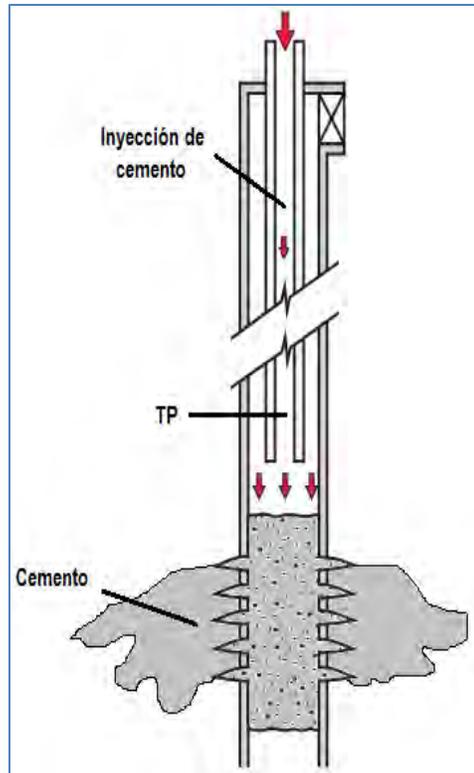


Figura 2.6 Cementación Forzada con TP franca.

Una cementación forzada diseñada de forma adecuada, tiene como resultado la construcción de un sello sobre los agujeros abiertos en la formación y la tubería de revestimiento, dicho enjare forma una pared casi impermeable. En los casos en que la lechada es colocada dentro de un intervalo fracturado, los sólidos del cemento deben desarrollar un enjare sobre las caras de la fractura.

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

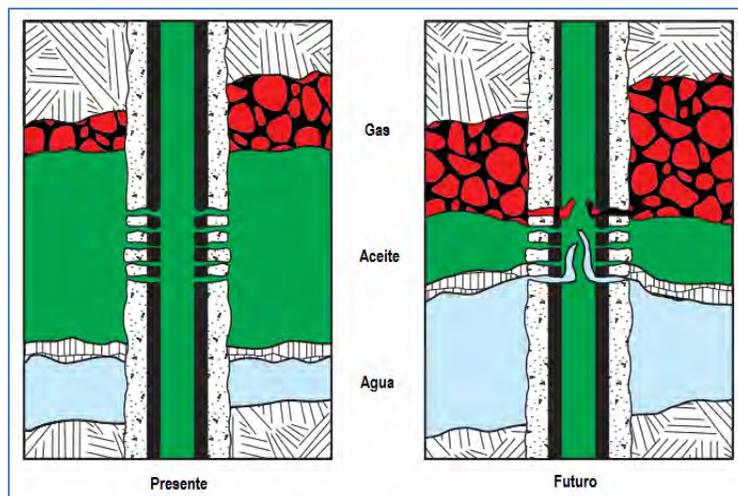


Figura 2.7 Migración de fluidos entre zonas después de un tiempo de producción.

2.2.3 TAPONES DE CEMENTO

Los tapones de cemento son volúmenes de lechada que se colocan en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, con una técnica balanceada de volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, de producción, o con auxilio de herramientas especiales, en una zona determinada. Su finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el desvío de la trayectoria del pozo.

Objetivos de los tapones de cemento:

- ✓ Sirven para taponar parcial o totalmente un pozo.
- ✓ Ayudan a desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para inicio de perforación direccional.
- ✓ Es una solución a los pozos con alta pérdida de circulación.
- ✓ Se usan como protección durante operaciones especiales.
- ✓ Abandono de intervalos agotados o invadidos.

TIPOS DE TAPONES

En la operación de cementación se emplean diferentes tipos de tapones de cemento, esto es en función del tipo de acción que se requiere en un determinado pozo, los principales tipos de tapones empleados son: Tapón de desvío, tapón de abandono, tapón para evitar pérdidas de circulación y tapón para pruebas de formación.

2.2.3.1 TAPÓN DE DESVÍO

Durante las operaciones de perforación direccional puede ser difícil alcanzar el ángulo y dirección correctos cuando se perfora a través de una formación suave. Es común colocar un tapón de desvío en la zona para alcanzar el objetivo y curso deseado. Además cuando una operación de pesca no se puede llevar a cabo por diferentes motivos, la única solución disponible para alcanzar el objetivo del pozo es el desvío por arriba del pez.

El éxito de un buen tapón de desvío es su alto esfuerzo compresivo. Las lechadas de agua reducida con dispersantes alcanzan las densidades de hasta $2.16 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y proveen los mejores resultados. Son cementos muy duros, densos y de baja permeabilidad. Esta lechada desarrolla altos esfuerzos compresivos que se alcanzan en periodos cortos por lo que se puede

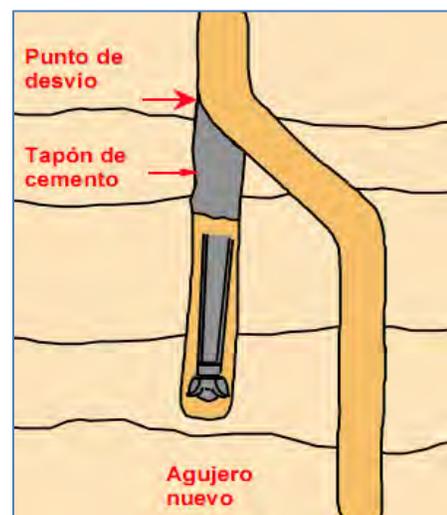


Figura 2.8 Tapón de Desvío.

reducir el tiempo de espera de fraguado del cemento. La pérdida de filtrado es reducida y tienen mejor resistencia a la contaminación con los fluidos del pozo.

Existen ciertos criterios técnicos que aseguran tener mejor esfuerzo compresivo a través del uso de la arena silica, está comprobado que la arena no ayuda a aumentar el esfuerzo compresivo cuando se colocan varios tapones antes de obtener alguno lo suficientemente fuerte para desviar, se debe a la inestabilidad de una lechada de alta densidad colocada sobre un lodo de baja densidad. La incidencia de fallas de tapones se puede reducir utilizando los métodos correctos de colocación. En tapones de desvío, después de varios intentos de pesca, es común que el agujero se haya lavado y haya creado una caverna en donde los registros geofísicos no pueden llegar, por lo tanto, será difícil estimar correctamente el volumen de cemento requerido para balancear el tapón. El éxito del tapón se debe en gran parte a la experiencia.

La cima del tapón o de inicio de desviación debe colocarse frente a una formación fácilmente perforable, en donde la barrena pueda ser orientada en una nueva dirección sin caer en el agujero original. Una consideración muy importante en la colocación de tapones de desvío es que la longitud necesaria para asegurar que la barrena este lejos del agujero original en el momento que sobrepase la longitud del tapón.

2.2.3.2 TAPÓN DE ABANDONO

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

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

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

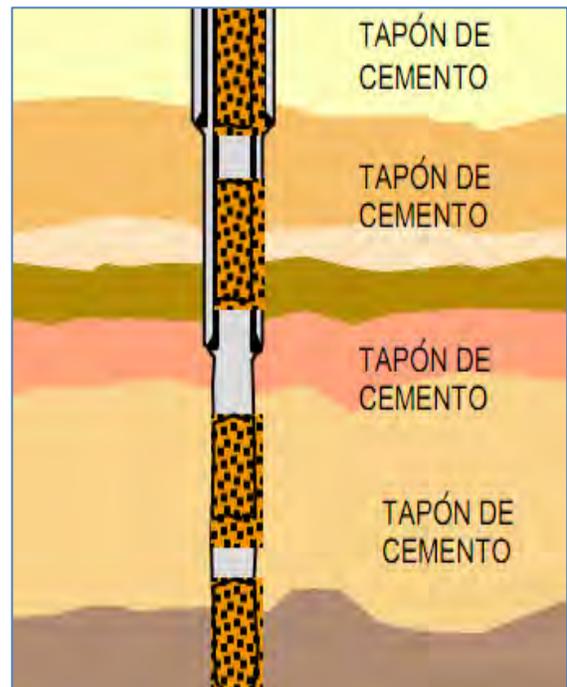


Figura 2.7 Tapón de Abandono.

2.2.3.3 TAPÓN POR PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

La pérdida de fluido de circulación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la zona de pérdida. Aunque la lechada se puede perder, también puede endurecer y consolidar la formación. Un tapón de cemento también se puede colocar encima de una zona para prevenir su fractura debido a presiones hidrostáticas que pueden desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.

Las lechadas de cemento puro son efectivas para solucionar pérdidas menores y brindan esfuerzos compresivos muy altos. Para cementsos más ligeros con mejores propiedades mecánicas se utilizan cementsos espumados o con microesferas. Estos tienen la ventaja natural de la tixotropía por lo que es menos probable que se pierdan.

Las lechadas tixotrópicas son altamente utilizadas, su habilidad para desarrollar geles conforme el movimiento disminuye, ayuda a prevenir pérdidas hacia la formación y libera de presiones hidrostáticas a las zonas débiles.

La adición de materiales para la pérdida de circulación también ayuda en el éxito de los trabajos de taponamiento, para ayudar a la colocación del cemento en el agujero se utilizan los sistemas duales, con cemento y sistemas para pérdida de circulación.

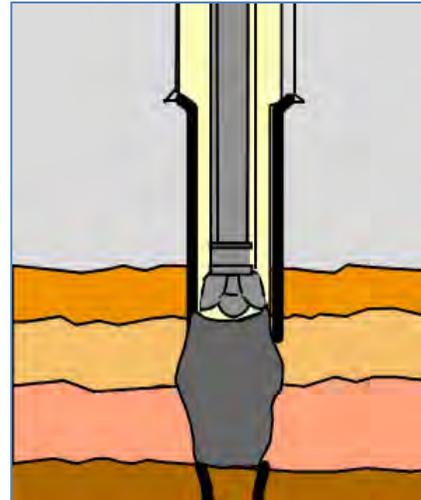


Figura 2.10 Tapón por Pérdida de Circulación.

2.2.3.4 TAPÓN PARA PRUEBAS DE FORMACIÓN

Cuando se tiene programada una prueba de formación y por debajo del intervalo por probar existe la presencia de una formación suave o débil, o que pueda aportar a la prueba fluidos indeseables, se colocan tapones de cemento para aislar la formación por probar, siempre y cuando sea impráctico o imposible colocar un ancla de pared. Esto permite evitar el fracturamiento de la zona débil.

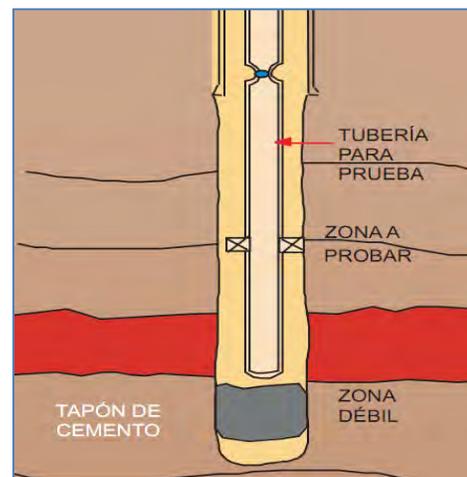


Figura 2.11 Tapón para Pruebas de Formación.

2.3 PRINCIPIOS DE DISEÑO DE CEMENTACIÓN DE POZOS

Como sabemos, en las operaciones de perforación de pozos, la información es parte esencial para una buena cementación. La planeación de gabinete nos permite predecir el comportamiento mediante la simulación de la cementación del pozo. La información que se requiere es la siguiente:

- 💧 Definir el objetivo particular de la operación.
- 💧 Recopilar información del pozo:
 - Estado mecánico.
 - Historia de perforación.
 - Diseño de TR (Memoria de cálculo).
 - Programa de introducción de TR (accesorios, combinaciones, centradores).
- 💧 Registros:
 - Calibración y desviación con temperatura de fondo del agujero.
 - Información litológica.
- 💧 Cálculos correspondientes.

Información de laboratorio.

La información básica de laboratorio se refiere a los diseños de la lechada, en función de la tubería que se va a cementar.

Cemento: Diseño de lechada que va a utilizarse en el pozo. Para hacerlo se deben considerar parámetros reológicos en función del fluido de control de la perforación, valor de filtrado, agua, tiempo de bombeo y resistencia a la compresión, de acuerdo con los diseños de laboratorio.

Frentes de limpieza: Normalmente se bombean dos tipos: un frente lavador y un frente espaciador con la finalidad de lavar y de acarrear los sólidos que genera la barrena. El frente lavador normalmente tiene densidad de $1.0 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y el del frente espaciador dependerá de la densidad que tenga el fluido de control que se tenga en el pozo.

De tal manera que los frentes reúnen requisitos como: tipo, volumen, densidad y compatibilidad con el fluido de control y con la lechada.

Materiales: Los materiales utilizados en la cementación de las tuberías de revestimiento son similares a los empleados en las tuberías superficial, intermedia y de explotación. Éstos dependen de la tubería que se va a cementar.

2.3.1 DISEÑO DE CEMENTACIONES EN CAMPO

Para el comenzar el diseño de una cementación en gabinete, es fundamental la obtención de información y aplicar la metodología de forma adecuada; los datos requeridos para el diseño son:

Características del pozo:

- Tipo de operación.
- D = Diámetro promedio de agujero [pg].
- H = Profundidad del agujero [m].
- T_e = Temperatura estática de fondo [°C].
- Ángulo de desviación, en grados con respecto a la vertical.
- Punto de desviación [m].
- Manifestación de flujo de agua dulce, salada, sulfurosa, gas, aceite, a la profundidad de [m].
- Pérdida de circulación, moderada, parcial, total, a la profundidad de [m].
- ρ_{fc} = Densidad de control [g/cm^3].
- ρ_r = Densidad equivalente de fractura [g/cm^3].

Características de la tubería a cementar:

- D = Diámetro [pg].
- Gr = Grado.
- W = Peso [lb/pie].
- Zapata tipo a la profundidad [m].
- Cople tipo a la profundidad [m].
- Centrales: cantidad, marca, disposición en las zonas de interés.
- Cople de cementación múltiple: a la profundidad de [m].
- Colgador T.R. corta: a la profundidad de [m].
- Conector complemento de T.R. corta, tamaño, profundidad [m].
- DTP = Diámetro de tubería de perforación [pg], peso [lb/pie].

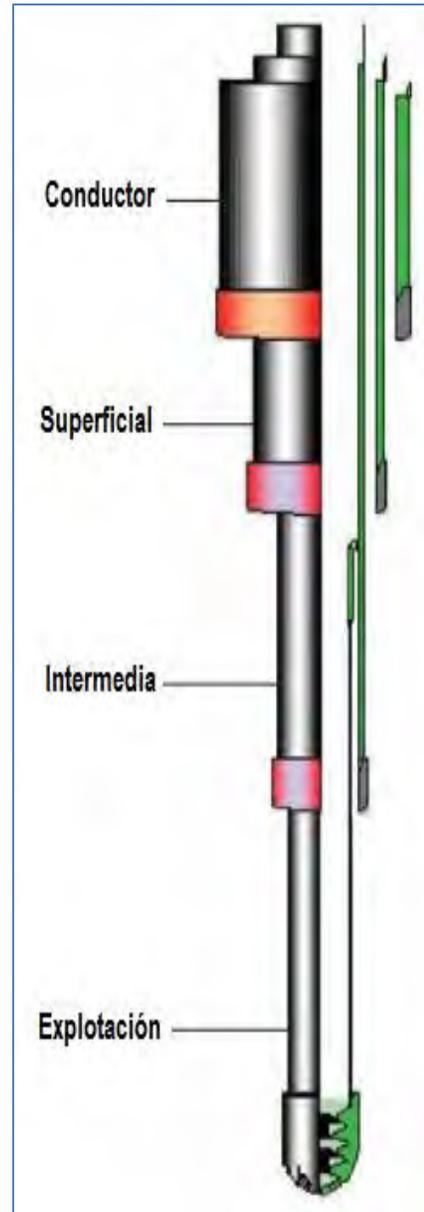


Figura 2.12 Estado Mecánico básico.

💧 **Tubería anterior:**

- D=Diámetro [pg].
- Gr=Grado.
- W=Peso [lb/pie].
- H=Profundidad [m].

💧 **Características del fluido de perforación:**

- Base del fluido.
- ρ = Densidad [g/cm^3].
- Viscosidad [cp].
- Punto de cedencia [$\text{lb}/100 \text{ pies}^2$].

💧 **Información adicional:**

- Cima del cemento [m].
- Zonas de interés localizadas [m].
- Características de las bombas para efectuar el desplazamiento (las del equipo de perforación o las del equipo de cementación).
- Número de etapas, con la profundidad [m] de la cima de cemento de cada etapa.

2.3.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

Obtención del diámetro promedio del agujero.

El diámetro promedio del agujero se define por medio de un registro de calibración reciente del pozo que se va cementar. Se consideran secciones en donde predomine cierto diámetro o dividiendo en secciones cortas de igual longitud, determinando en cada sección un diámetro promedio o predominante. Otro procedimiento es tomar el diámetro de la barrena y adicionar un porcentaje de exceso que variará en función del tipo de formación del 10 al 50%, para rocas compactas a poco consolidadas, respectivamente.

2.3.2.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE LECHADA PARA CEMENTACIÓN PRIMARIA

El volumen de la lechada es una función directa de la geometría del pozo, del diámetro de la tubería que se va a cementar y de la longitud de espacio anular por cubrir. Con el diámetro promedio del pozo, determinado de acuerdo con el punto anterior, y el diámetro externo de la tubería que se va a cementar, se puede calcular la capacidad del espacio anular por unidad de longitud, por medio de la fórmula:

$$\text{Volumen [m}^3\text{]} = 0.785 * \left[D_{\text{Agujero}}^2 [\text{m}] - D_{\text{Tub.Ext}}^2 [\text{m}] \right] * h [\text{m}]$$

Dónde:

h.- Longitud del espacio anular por cubrir [m]

En el caso de otra tubería cementada con anterioridad en la sección que se cubrirá con cemento, se debe emplear para el cálculo el diámetro interno de la tubería ya cementada y el diámetro externo de la tubería por cementar y así calcular el volumen correspondiente a esta parte.

También se obtienen estos valores empleando una tabla de volúmenes de las compañías de servicio. Con la capacidad del espacio anular entre tubería de revestimiento y agujero por unidad de longitud (o cualquiera de las capacidades que a continuación se citan se aplica la siguiente fórmula para determinar el volumen en la longitud que se desea cubrir con cemento:

$$\text{Volumen [lt]} = \text{Capacidad E. A. [lt/m]} * \text{Long. a cubrir [m]}$$

En los casos en donde se aplique un porcentaje de exceso de lechada para compensar la falta de uniformidad del diámetro del pozo, el porcentaje se aplica únicamente al volumen de lechada calculado del espacio anular entre tubería a cementar y el agujero descubierto.

Además se calcula el volumen de lechada que queda dentro de la tubería de revestimiento, del cople a la zapata, empleando la siguiente fórmula:

$$\text{Volumen [lt]} = \text{Capacidad Int. T. R. [lt/m]} * \text{Long. entre cople y zapata [m]}$$

En muchos casos, el cemento cubre toda la longitud del agujero y un traslape entre la tubería por cementar y la última tubería cementada, como es el caso de la cementación de tuberías de revestimiento cortas. Algunas tuberías superficiales se cementan hasta la superficie; otras superficiales e intermedias se cementan en parte de la longitud entre tuberías. En estos casos el volumen de lechada entre tuberías, se debe calcular con el diámetro interior de la tubería

cementada con anterioridad y el diámetro exterior de la tubería por cementar, con la siguiente fórmula:

$$\text{Volumen [lt]} = \text{Capacidad entre Tub. [lt/m]} * \text{Long. a cubrir [m]}$$

El volumen de lechada por emplear es la suma de los volúmenes calculados, según el caso.

Definición de la densidad de la lechada.

La densidad de la lechada debe ser, invariablemente, un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo.

La densidad del fluido de perforación está directamente ligada a la presión de fractura de la formación y a la existencia de zonas de presión anormal o existencia de zonas débiles, por lo cual, la densidad de la lechada no puede diferir drásticamente de este juego de presiones. La diferencia de densidades entre la lechada de cemento y el fluido de perforación generalmente está en el orden de 0.1 a 0.4 [g/cm³].

2.3.2.2 CÁLCULO DE CEMENTO, AGUA Y ADITIVOS

La cantidad de cemento idónea para obtener el volumen de lechada necesario, se calcula sobre la base del rendimiento que se obtiene de cada saco de cemento. Se debe considerar el diseño por medio de un balance de materiales, como se presenta en el siguiente ejemplo:

Si la densidad del fluido de perforación es igual a 1.70 [g/cm³] y la temperatura estática del fondo, es mayor de 100 [°C], se emplea una densidad de lechada de 1.93 [g/cm³].

Material	Peso [Kg]	Agua [lt]	Rendimiento [lt/saco]
Cemento H	50	38%---19	15.8
Harina de sílice [35%]	17.5	40%---7	6.6
Suma de agua	26	26	26
Total			48.4

Tabla 2.1 Cálculo de cemento, agua y aditivos.

Del balance anterior, se desprenden los siguientes parámetros:

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}} = \frac{93.5\text{Kg}}{48.4\text{lt}} = 1.93 \text{ [g/cm}^3\text{]}$$

Rendimiento= 48.4 [lt/saco]; Agua = 26 [lt/saco]

2.3.2.3 CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO DE MATERIALES

Suponiendo que se deseara tener un volumen de lechada de 90,000 [lt] con características apropiadas para obtener un flujo turbulento o poder desplazar al mayor gasto posible.

Empleando los datos de la lechada a usar, determinados en el balance de materiales se tiene:

$$\# \text{ sacos de cemento} = \frac{\text{Vol. lechada [lt]}}{\text{Rend.} \left[\frac{\text{lt}}{\text{saco}} \right]} = \frac{90000 \text{ [lt]}}{48.4 \left[\frac{\text{lt}}{\text{saco}} \right]} = 1860 \text{ [sacos]}$$

Peso de cemento = 1,860 [sacos] x 50 [kg/saco] = 93,000 [kg] = 93 [ton]

Harina sílica 1,860 [sacos] x 17.5 [kg/saco] = 32,550 [kg] = 32.55 [ton]

Agua de mezcla = 1,860 [sacos] x 26 [lt/saco] = 48,360 [lt] = 48.36 [m³]

2.3.2.4 VOLUMEN DE LOS FRENTE LAVADOR Y SEPARADOR

El objetivo principal de emplear un frente lavador es dispersar el lodo de perforación del espacio anular. Para lograrlo se incorpora al flujo el fluido floculado que se encuentra depositado en regiones del anular en donde no exista circulación. Si no se centra la tubería que se va a cementar, o si se desprende gran parte de la película de lodo (enjarre), generalmente la densidad del frente lavador es igual a la del agua o muy próxima. Otros de los objetivos de emplear un frente lavador es levantar el lodo dispersado por el frente lavador eliminándolo del espacio anular por cubrir con cemento, en función a su viscosidad; también separar el fluido de perforación de la lechada de cemento, ya que su incompatibilidad normal puede originar alta viscosidad e, inclusive, un problema de fraguado prematuro o de no fraguado, dependiendo de la base del lodo, de las sales que contenga y del porcentaje de contaminación.

2.3.2.5 CÁLCULOS FUNDAMENTALES PARA CEMENTACIÓN DE TR'S

Partimos de la información con la que se cuenta antes de la realización de la operación.

-Información disponible:

Densidad del Fluido de Control	$\rho_{fc} \text{ [g/cm}^3\text{]}$
Densidad del Acero	$\rho_{ac} = 7.85 \text{ [g/cm}^3\text{]}$
Densidad del Cemento	$\rho_c \text{ [g/cm}^3\text{]}$
Grado de la Tubería Gr	
Peso de la Tubería W_{TR}	[lb/pie]
Longitud por grado de la tubería	[m] LTR
Capacidad de la tubería de revestimiento CTR	[lt/m]

Tabla 2.2 Información disponible.

-Información por calcular:

Factor de Flotación	F_F	
Peso Teórico de la tubería	W_T	[lb]
Peso Físico de la tubería	W_F	[lb]
Volumen de la lechada	V_{lc}	[lt]
Volumen de agua de mezcla	V_a	[lt]
Volumen de desplazamiento	V_d	[lt]
Tiempo de desplazamiento	T	[min]
Gasto de desplazamiento	Q	[lt/emb]
Presión diferencial	P_d	[kg/cm ²]

Tabla 2.3 Información por calcular.

Factor de flotación (F_F).

Este factor se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$F_F = 1 - \frac{\rho_{fc}}{\rho_{ac}}$$

Dónde:

ρ_{fc} - Densidad del fluido de control [g/cm³].

ρ_{ac} - Densidad del acero [g/cm³].

Peso teórico de la tubería (W_T).

Para el cálculo se emplea la siguiente ecuación:

$$W_T \text{ [kg]} = (L_{TR} * 3.28 * W_{TR}) / 2.2$$

Dónde:

L_{TR} - Longitud de la TR [m].

W_{TR} - Peso de tablas de TR [lb/m].

Si se tienen tuberías de diferente peso, éste se debe calcular por secciones.

Peso físico de la tubería (W_f).

$$W_f \text{ [kg]} = W_T * F_f$$

Dónde:

W_T .- Peso teórico de la tubería [kg].

F_f .- Factor de flotación.

Volumen de lechada (V_{lc}).

Se aplica la siguiente ecuación:

$$V_{lc} \text{ [lt]} = \text{Cemento [ton]} * 20 * \text{Rendimiento} \left[\frac{\text{lt}}{\text{saco}} \right]$$

Cálculo del volumen de agua requerida para mezclar el cemento (V_a).

Se aplica la siguiente ecuación:

$$V_a \text{ [lt]} = \text{Cemento [ton]} * 20 * \text{Agua necesaria} \left[\frac{\text{lt}}{\text{saco}} \right]$$

Cálculo del volumen de desplazamiento (V_d).

Se toman en cuenta las diferentes capacidades de la TR y se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_d \text{ [lt]} = CTR \left[\frac{\text{lt}}{\text{m}} \right] * LTR \text{ [m]}$$

Dónde:

CTR.- Capacidad de la TR [lt/m].

LTR.- Longitud de la TR hasta el cople flotador [m].

Como el volumen que se va a desplazar es muy grande en estas tuberías, es necesario reducir el tiempo de desplazamiento para evitar un problema de fraguado prematuro. Por lo tanto, se debe desplazar con la bomba del equipo y calcular el tiempo de desplazamiento [T].

Tiempo de desplazamiento (T).

Utilizando la siguiente ecuación:

$$T [min] = \frac{Vd}{Q * epm * Ef}$$

Dónde:

Vd.- Volumen de desplazamiento [lt].

Q.- Gasto de la bomba [lt/emb].

epm.- Número de emboladas por minuto.

Ef.- Eficiencia [%].

2.4 PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE TUBERÍA CORTA (LINER)

Cuando se trata de cementaciones de tuberías cortas de explotación (7" o 5"), normalmente se utiliza un empacador permanente que se coloca debajo de la camisa soltadora (C-2 boca de tubería corta).

Su objetivo es, básicamente, el control del pozo cuando se tengan pérdidas parciales o totales y cuando exista la posibilidad de que el pozo se des controle. El procedimiento operativo está basado en el principio de tuberías superficiales y de explotación y la función adicional para activarlo es aplicar solamente peso (25-30 toneladas) para romper seguros y activar el mecanismo.

En la actualidad los retos de perforación son tan grandes que las exigencias para las operaciones de servicio son más delicadas. Tal es el caso de la cementación de una TR 3 ½" (slim liner o tubería esbelta); los cálculos son iguales a los de una cementación de tubería de explotación corta normal (7" o 5").

Procedimiento operativo a seguir:

- 💧 Realizar una junta de seguridad con el personal operativo.
- 💧 Probar las conexiones del equipo en superficie.
- 💧 Verificar peso total de las tuberías (TR y TP) y tocar fondo con circulación si las condiciones lo permiten.
- 💧 Soltar canica para anclar conjunto colgador y durante el viaje de la canica instalar la cabeza de cementar con el tapón de desplazamiento.
- 💧 Anclar la TR y con fluido del pozo manejar presiones equivalentes para no rebasar los límites del colgador.
- 💧 Verificar este anclaje con peso sobre la TR, con los cálculos previamente efectuados.

- 🔧 Soltar la tubería y verificar que el soldador esté libre, con peso y con presión. Establecer circulación con presión equivalente en el cople. Para observar abatimiento de presión, este procedimiento se debe al diseño del cople receptor donde se aloja la canica. Esta herramienta es del grado y peso de la TR para evitar problemas en el pozo.
- 🔧 Anclada y soltada la tubería, se aplica peso sobre la camisa soldadora C-2 y se efectúa el bombeo de la lechada entre tapones para evitar la contaminación del volumen pequeño empleado de lechada y desplazar con agua y fluido retardante o lodo contaminado. Todo esto para lograr que el cemento que pudiera dar vuelta arriba de la boca de la TR y pueda fraguar.
- 🔧 Levantar el soldador 500 [m] llenando pozo, cerrar preventores y esperar fraguado. En ocasiones puede ocuparse un empaque permanente que deberá de activarse antes de esperar fraguado.

2.5 ACCESORIOS PARA CEMENTACIÓN

La conjunción entre la tubería y los accesorios de cementación es vital para una buena distribución del cemento, tanto en pozos someros de baja complejidad como en pozos profundos de alta temperatura y alta presión. Para realizar la cementación primaria de las diferentes tuberías de revestimiento, es necesaria la utilización de diferentes accesorios mismos que nos permitirán una cementación más segura y eficiente, estos accesorios los podemos dividir en dos, equipo superficial y subsuperficial:

2.5.1 EQUIPO SUPERFICIAL

- 🔧 Cabeza de cementación.
- 🔧 Unidad de cementación.
- 🔧 Mezclador.
- 🔧 Bombas del equipo.

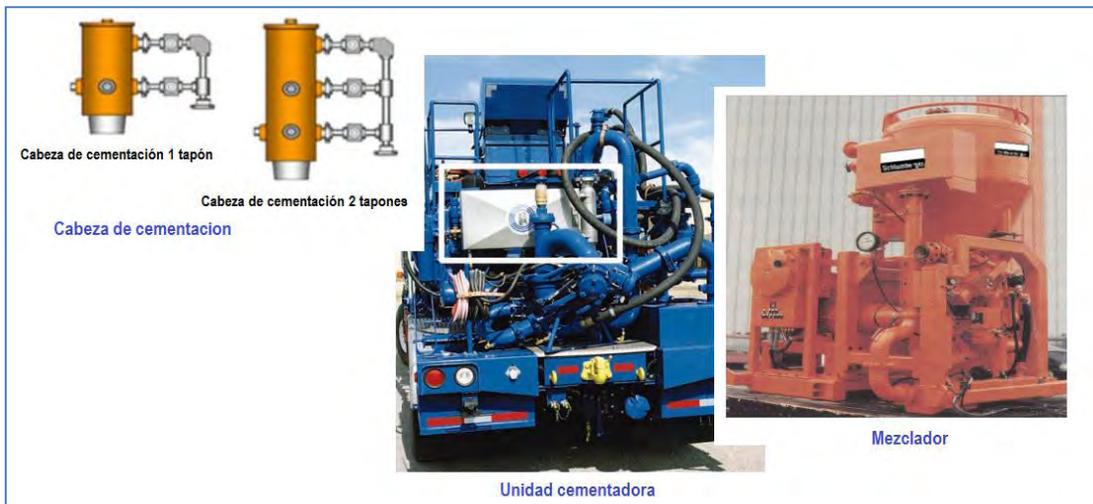


Figura 2.13 Componentes fundamentales del equipo superficial.

Cabeza de cementación.

Es el dispositivo que se conecta directamente a la línea de descarga de la unidad de cemento hacia la parte superior de la tubería de revestimiento, es decir es un niple de longitud y diámetro variable que va enroscado en la parte superior de la TR, cuenta con dispositivos laterales para conectar las líneas que conducen hacia la línea de lechada proveniente de la unidad cementadora y del lodo para el desplazamiento de la lechada de cemento.

Unidad de cementación.

Es el equipo principal con el que se mezcla la lechada y posteriormente lo bombea al pozo, está formada por dos bombas de alta potencia con un tablero de control y dos depósitos en los que se mide el volumen de agua utilizado durante la cementación.

De las bombas con las que cuenta esta unidad, una se encarga de succionar el agua de los depósitos y alimentar al mezclador proporcionando agua necesaria para obtener la lechada de cemento. La otra bomba succiona la lechada y la envía al pozo a través de las líneas que unen la unidad de cementación con la cabeza de cementación. Por medio de este equipo se manipula la cementación, haciendo fluir de forma directa o inversa.

Mezclador.

Este dispositivo tiene como función mezclar el cemento seco con agua y aditivos que se requieran, proporcionando un continuo suministro de lechada con las propiedades que se deseen.

El mezclador funciona para lograr una corriente de agua a través de un jet y cruzando una cámara de mezclado dentro de la línea de descarga. La línea de alimentación del agua se une a una de las bombas de la unidad de cementación y la segunda línea de descarga a la línea de la mezcla de cemento, y estas a un depósito del que se succionara por la otra bomba y posteriormente al pozo.

Bombas.

Las bombas empleadas en operaciones de cementación son las mismas en operaciones de perforación y ayudan a llevar el fluido a una presión adecuada para realizar el trabajo de cementación, en este equipo se puede manipular la presión y el gasto de acuerdo a los requerimientos de la operación.

2.5.2 EQUIPO SUBSUPERFICIAL

- 💧 Zapata guía.
- 💧 Zapata flotadora.
- 💧 Cople flotador.
- 💧 Cople de retención.
- 💧 Cople diferencial.
- 💧 Cople de cementación múltiple.

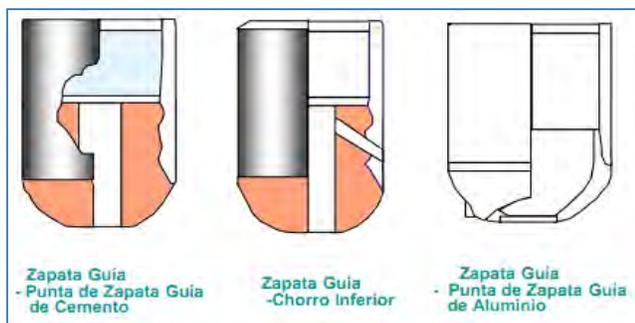


Figura 2.14 Tipos de Zapata guía.

- 🔧 Colgador.
- 🔧 Soltador.
- 🔧 Tie back.
- 🔧 Centraadores.
- 🔧 Tapones de desplazamiento (limpiador y de desplazamiento).

Zapata guía.

Este accesorio es utilizado en la cementación de tuberías superficiales donde no es muy importante la flotación, sirviendo únicamente como una guía para la introducción de la TR. Es la primera que se instala (Figura 2.14).

Zapata flotadora.

Cuando el peso de la TR es alto y las condiciones del equipo de perforación no son muy adecuadas se utilizan accesorios cuyo objetivo es el de incrementar la flotación de la TR para reducir los esfuerzos en el gancho y mástil. Este accesorio lleva una válvula integrada la cual permite el flujo en sentido directo pero no en inverso, impidiendo que el cemento se regrese y entre a la tubería de revestimiento. Es la primera que se instala (Figura 2.15).

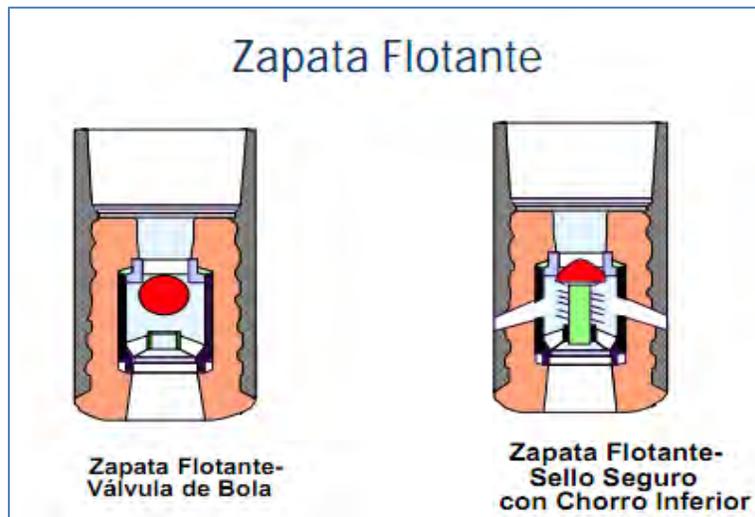


Figura 2.15 Tipos de Zapata Flotadora o Flotante.

Coples.

Cople flotador.

Este accesorio se instala generalmente tres tramos de TR arriba de la zapata, el sistema de flotación es similar al de la zapata flotadora y se utiliza cuando no se tiene la zapata flotadora (guía) o cuando se requiere tener una mayor efectividad en la flotación. También sirve para alojar el tapón limpiador y desplazador (Figura 2.16).

Cople diferencial.

Este accesorio se utiliza en TR intermedias someras cuando no se utiliza la zapata flotadora pero se requiere del equipo de flotación por la alta presión diferencial causada por el cemento. Se instala en lugar del cople flotador y se mete al pozo como cople de retención y cuando está en el fondo se activa mediante una canica de acero quedando como flotador. También sirve para alojar los tapones.

Cople de retención.

Cuando no se utiliza el cople flotador o diferencial se instala este accesorio para retener el tapón limpiador y desplazador.

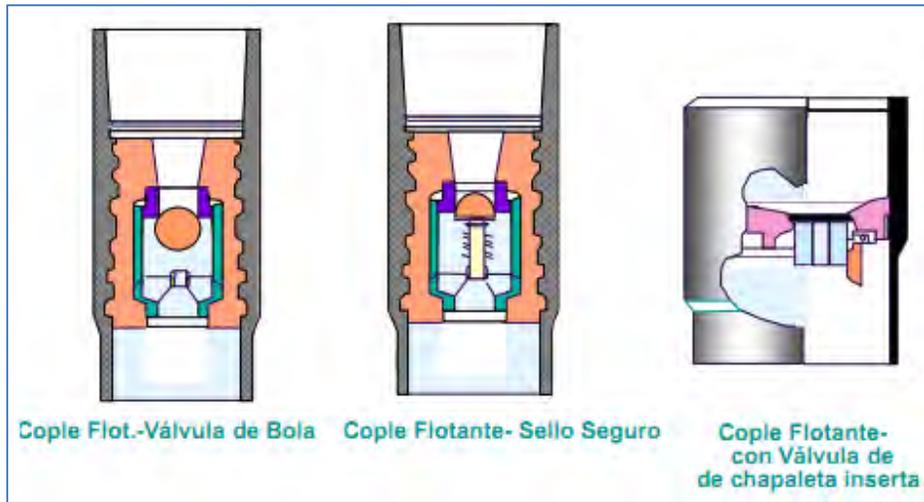


Figura 2.16 Coples flotadores.

Cople de cementación múltiple.

Cuando se va a cementar una TR de gran longitud donde los gradientes de presión de poro son bajos, se requiere cementar la TR en dos etapas, para lo cual se utiliza este accesorio instalándose a la profundidad programada.

Centradores.

Se utilizan para centrar la TR y mejorar con esto la cementación. Existen programas de cómputo para calcular el número de centradores. En general se utiliza un centrador por tramo en los primeros cinco tramos de TR y después un centrador cada tres tramos. En la zona productora se recomienda utilizar cuando menos un centrador por tramo en toda su longitud sobresaliendo 30 metros arriba y abajo (Figura 2.17).



Figura 2.17 Centrador.

Colgador.

Cuando una TR intermedia por su longitud se cementa en dos partes (1^o como liner y después como complemento) o para cementar el liner de explotación es necesaria la utilización de este accesorio para colgar el liner en la T.R. anterior y poderla cementar. Se instala inmediatamente abajo de la camisa soltadora.

Camisa soltadora.

Este accesorio es el último que se instala en una TR corta y es la que provee el sello hidráulico para la cementación.

Soltador.

Es el accesorio que se utiliza para soltar la TR corta una vez cementada, se instala dentro de la camisa soltadora y se une a la tubería de perforación con la cual se bajó la TR. El funcionamiento de este accesorio puede ser mecánico o hidráulico al igual que el colgador.

Tie back.

Cuando una TR intermedia se cementa en dos etapas, a la segunda etapa se le conoce como complemento y utiliza este accesorio el cual está provisto de unos sellos, mismos que al entrar a la camisa soltadora formaran un sello hidráulico para evitar que el cemento caiga a la TR corta. Es el primero que se instala.

Tapones.

Tapón limpiador.- Es un tapón de hule que se mete antes de iniciar el bombeo del bache lavador, también se le conoce como tapón de diafragma porque se rompe fácilmente con una mínima presión diferencial.

Tapón desplazador.-Después de bombear los baches y el cemento se suelta este tapón que sirve para separar el cemento del lodo de desplazamiento. Este tapón es de hule pero el centro es solidó y al llegar al cople flotador, de retención o diferencial se incrementa la presión indicando que ya termina el desplazamiento.

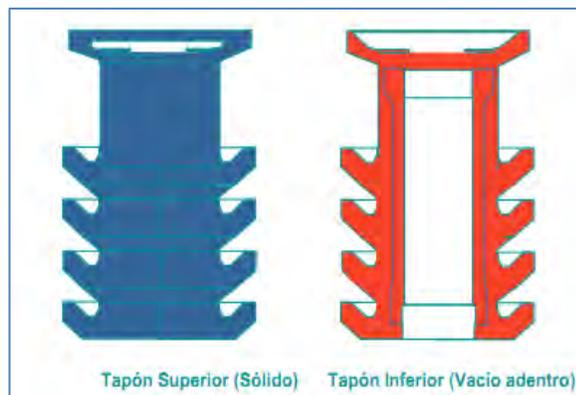


Figura 2.18 Tapones de Cementación.

CAPÍTULO 3 YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS

3.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS

Se tienen antecedentes de que la primer perforación de pozos en aguas profundas fue cerca del año 1950, en esta operación realizada costa afuera, se dio el nombre por primera vez a un pozo de aguas profundas.

En México, la empresa Petróleos Mexicanos, denomina aguas profundas a los pozos que se perforan en un tirante de agua

comprendido del lecho marino a la superficie cuya longitud es de 500 a 1500 [m], las longitudes mayores a 1500 [m] reciben el nombre de aguas ultra profundas.

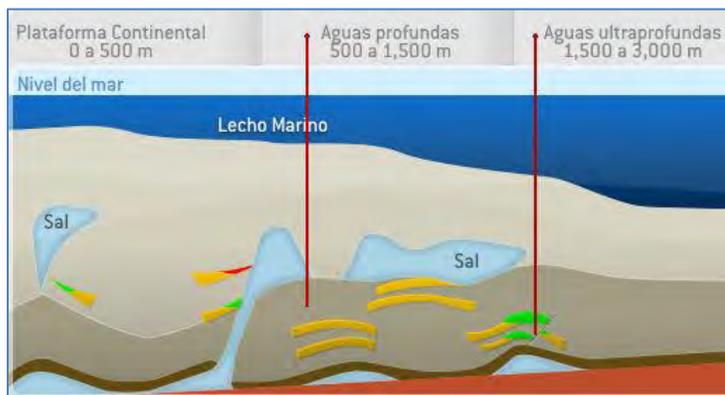


Figura 3.1 Representación gráfica de aguas profundas PEMEX.

En la industria petrolera internacional existen distintas definiciones para delimitar lo que se considera como aguas profundas.

	Aguas someras [m]	Aguas Prof [m]	Aguas ultra prof [m]
API (American Petroleum Institute)	<610	610-1830	>1830
MMS (Minerals Management Service)	<304.8	304.8-1524	>1524
DEA (Drilling Engineering Asociation)	<457	457-2100	>2100
US (University of Stavanger)	<900	900-2100	>2100

Tabla 3.1 Delimitación de AP.

Los principales países productores en aguas profundas son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial.

La localización de las aguas profundas en México, es en la región de las aguas territoriales del Golfo de México, conformada por una extensión de aproximadamente 575, 000 kilómetros cuadrados, en las que se estima que existen numerosos campos y enormes potenciales de hidrocarburos, el costo de la realización de un pozo en aguas profundas va de 70 a 150 millones de dólares.

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

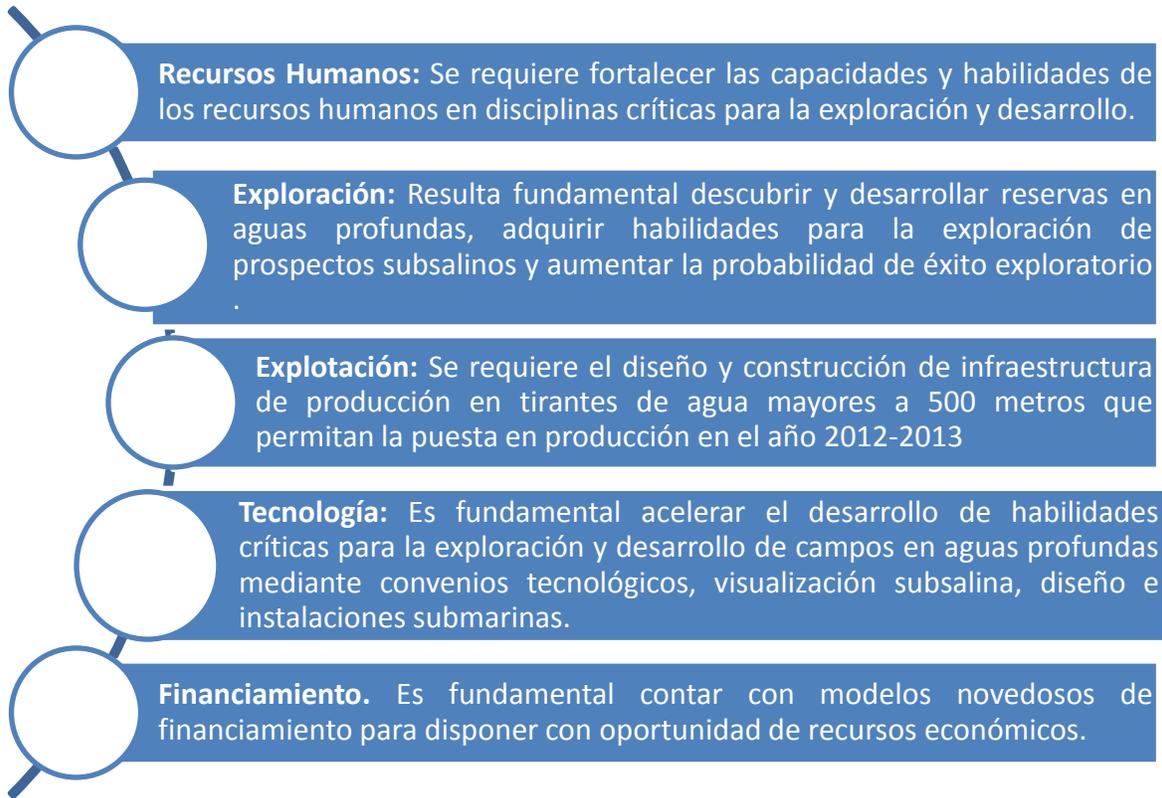


Figura 3.2 Ubicación de AP en el Golfo de México.

La región de aguas profundas en México, representa una gran oportunidad de desarrollo por el volumen potencial de petróleo que se estima podría existir.

A partir de información geológica y geofísica diversa, se han descubierto distintas cuencas petroleras, destacando la parte profunda del Golfo de México, que a diferencia de las demás se encuentra absolutamente subexplorada, y con altas expectativas para encontrar nuevas reservas, su importancia también radica en que es el área donde se esperan los campos con los mayores volúmenes de hidrocarburos basados en los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha.

Para desarrollar pozos en aguas profundas, las industrias petroleras se enfrentan a diversos retos y riesgos para alcanzar los objetivos de incorporación de reservas y producción, entre los principales se encuentran:



Los principales riesgos involucrados en el desarrollo de campos en aguas profundas y que de forma conjunta complican los proyectos son tres:

Riesgos

- **Geológicos,** debidos a la complejidad de estructuras geológicas y a la dificultad de identificar yacimientos, en algunos casos la presencia de cuerpos salinos deterioran las imágenes del subsuelo y disminuyen la probabilidad de descubrir yacimientos en estos ambientes.
- **De operación;** flujos de agua somera y flujos de gas que pudieran provocar reventones durante la perforación; corrientes submarinas y oleaje que ponen en riesgo las instalaciones de perforación e infraestructura de producción; disponibilidad de equipos de perforación, instalación y mantenimiento que incrementan los costos y retrasan las operaciones.
- **Financieros:** exposición de capital debido a los altos costos de exploración, desarrollo y explotación.

3.2 YACIMIENTOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS

Para el desarrollo de un campo en aguas profundas es indispensable una amplia evaluación y análisis de las condiciones del yacimiento, que lleva consigo la exploración a detalle del mismo. Este trabajo es fundamental para conocer las dimensiones y características que presenta el yacimiento, para que posteriormente se realice un cálculo de reservas y se realice una evaluación económica para comprobar la factibilidad y los riesgos a los que se enfrenta el proyecto.

En aguas profundas los campos poseen las mismas características generales que en aguas someras, sin embargo la forma en que los datos son obtenidos, procesados y validados si cambia debido a su complejidad.

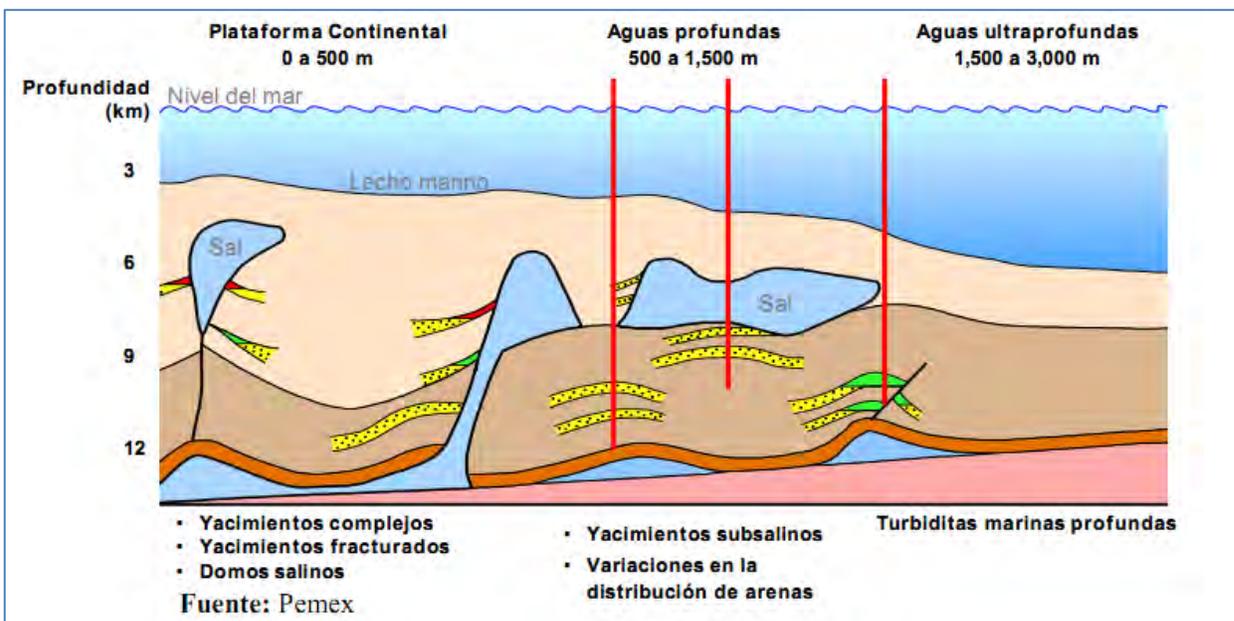


Figura 3.3 Estructuras de yacimientos en aguas profundas.

Los ingenieros Geólogos deben hacer un estudio detallado para la exploración de yacimientos como son:

- 💧 Ambiente sedimentario.
- 💧 Procesos diagenéticos.
- 💧 Estructuras sedimentarias.
- 💧 Facies.
- 💧 Estratigrafía.

3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS

- **Ambiente sedimentario:** Son aquellos lugares donde se acumulan los sedimentos.

Se agrupan en terrestres (continentales), transicionales (líneas de costa) y marinos. Cada uno se caracteriza por ciertas condiciones físicas, químicas y biológicas. Se refiere a una parte actual o del pasado de la superficie de la tierra, delimitado por criterios diversos.



Figura 3.4 Ambientes Sedimentarios.

- **Procesos diagenéticos:** Es un proceso que acompaña a los sedimentos durante su mitificación, estos son: Compactación, cementación, recristalización, remplazamiento, solución diferencial y autogénesis.
- **Estructuras sedimentarias:** Es una característica adquirida o formada cuando el sedimento fue depositado. Se puede encontrar dentro de una capa de sedimento o sobre su superficie; esta disposición es el resultado de los agentes geológicos y de los procesos actuales con predominio físico, aunque también intervienen los químicos, biológicos y geométricos.
- **Facies:** Son el conjunto de características litológicas y paleontológicas que define una unidad estratigráfica (volumen determinado de roca de la corteza terrestre, que se puede medir) o conjunto de estratos, y que permite diferenciarla de los demás.
- **Estratigrafía:** Estudia los estados de la roca. La estratigrafía no está limitada únicamente al estudio de la sucesión original y a la determinación de la edad y relaciones entre los estratos de roca, si no también le concierne la forma, la distribución y la composición litológica, ya que son factores importantes en el estudio de yacimientos en aguas profundas.

3.2.2 ASPECTOS GEOFÍSICOS PARA EL ESTUDIO DE UN YACIMIENTO EN AP

Existen diferentes técnicas con las cuales se puede caracterizar un yacimiento, entre las más usadas en la actualidad están:

- **Gravimetría:** Es un método que aprovecha la diferencia de gravedades en diferentes formas, los grandes cuerpos mineralizados pueden aumentar la gravitación en una región determinada o bajarla en dado caso que se tengan fluidos almacenados con una densidad menor a la del agua.
- **La magnetometría:** Es un método de exploración geofísica con un principio similar al gravimétrico, el campo magnético de la tierra afecta también a los yacimientos que contienen minerales férricos. Estos producen su propio campo magnético inducido. Este es el método más antiguo aplicable a la exploración petrolera ya que entrega informes acerca de la profundidad de las rocas del basamento, esto ayuda a definir las cuencas sedimentarias ubicadas encima de este.
- **Sismología:** Este método de exploración geofísica se basa en la generación de ondas sísmicas, por ejemplo por un cañón de aire en el caso de exploración costa afuera; las ondas sísmicas son ondas mecánicas y elásticas, las ondas sísmicas causan deformaciones no permanentes al medio, en que se propaguen.
- **Batimetría:** Es el estudio de la profundidad marina en tercera dimensión, con esto se desarrollará un mapa topográfico del fondo marino para saber dónde colocar los diferentes equipos submarinos de perforación o producción y si es necesario, hacer una intervención de relleno para asegurar la instalación de los mismos.

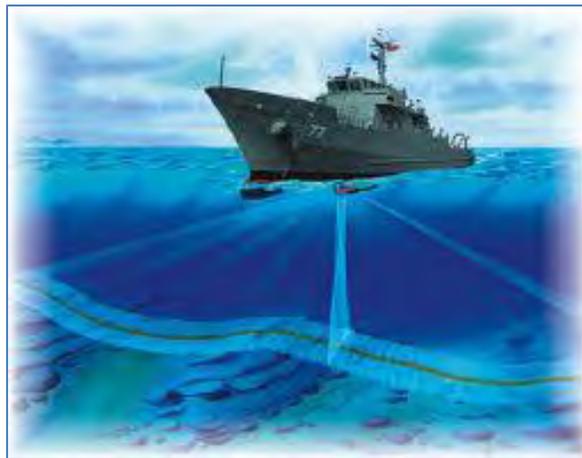


Figura 3.5 Barco desarrollador de Batimetría.

3.2.3 RETOS DE EXPLORACIÓN EN YACIMIENTOS DE AGUAS PROFUNDAS

En la exploración de yacimientos en aguas profundas, los retos a los que se enfrenta la industria petrolera, son principalmente los siguientes:

1. Minimizar el riesgo exploratorio:

- 💧 Mejorar los modelos para el diseño de la adquisición y procesamiento de datos sísmicos.
- 💧 Identificar las zonas con mayor probabilidad de acumulación de hidrocarburos.
- 💧 Desarrollar nuevas tecnologías para mejorar las imágenes sísmicas en ambientes geológicos complejos.

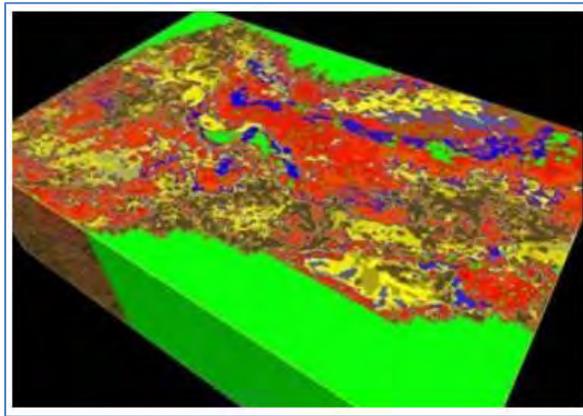


Figura 3.6 Atributos sísmicos de litología y fluidos.

2. Mejora de modelado en interpretación del subsuelo:

- 💧 Arquitectura estratigráfica del subsuelo.
- 💧 Modelos sedimentarios actualizados de rocas terrígenas.
- 💧 Modelado geoquímico de cuencas.

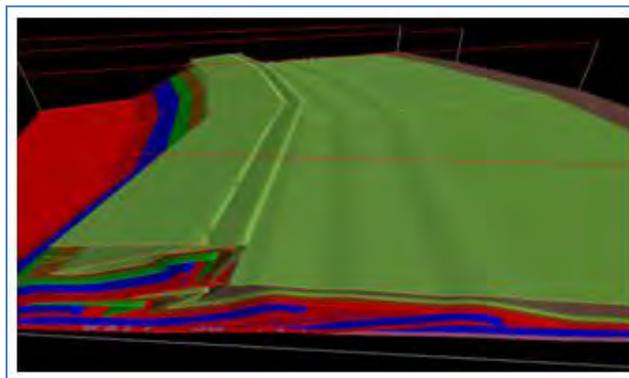


Figura 3.7 Modelado estructural.

3. Indicadores sísmicos de propiedades del subsuelo.

- 🔹 Petrofísica y física de rocas con sísmica para inferir: litología, tipo y cantidad de fluidos, saturación, capacidad de sello y presión.

4. Caracterización oceanográfica, meteorológica y de los suelos marinos.

- 🔹 Adecuación y refinamiento de modelos metoceánicos.
- 🔹 Caracterización de georriesgos.

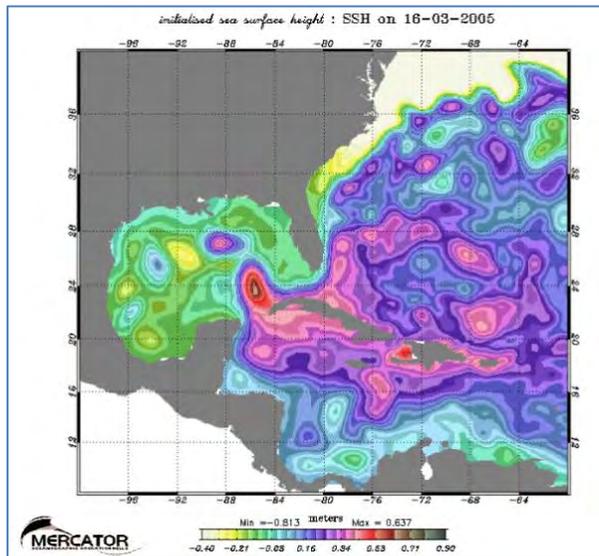


Figura 3.8 Modelo Oceanográfico.

Para el desarrollo de la exploración en campos petroleros de aguas profundas, se han aplicado estrategias de investigación en geología y geofísica.

Programas de investigación en AP

Geofísica

- Integración de métodos potenciales, electromagnéticos con datos sísmicos para mejorar las imágenes sísmicas del subsuelo en áreas con cuerpos salinos.
- Integración de física de rocas y datos geofísicos para identificar áreas con mayor acumulación de hidrocarburos.

Geología

- Geología regional.
- Geología de yacimientos.
- Geoquímica de explotación y de yacimientos.
- Geología en áreas con tectónica salina.

Una vez realizado el estudio geológico y geofísico para detectar el potencial petrolero en alguna zona de interés, se desarrolla una planeación en la perforación teniendo en cuenta que la perforación es lo más costoso y arriesgado en un proyecto petrolero de aguas profundas.

3.2.3.1 POZOS EXPLORATORIOS Y DELIMITADORES

Durante la etapa de exploración, es necesaria la perforación de pozos para tener mayor certeza de las reservas que se pueden incorporar y del potencial que presenta el campo petrolero de aguas profundas, este proceso comienza con un pozo exploratorio, que es aquel que se localiza en lugares donde la información disponible permite suponer la existencia de condiciones favorables para la presencia de acumulaciones de carácter comercial en el subsuelo; durante la perforación de este tipo de pozos se encuentran nuevas condiciones geológicas que mantienen el interés de los geólogos de exploración hasta que se encuentre aceite o gas.

Este es el primer pozo perforado en una nueva zona o campo por eso el nombre exploratorio tiene la posibilidad de producir hidrocarburos, agua o salir seco. Si resulta productor se le llama pozo descubridor. Los pozos que se perforan posteriormente al descubridor se denominan pozos de desarrollo. Los pozos que al ser perforados descubren nuevos yacimientos más profundos, o más someros dentro de un campo también tienen caracteres exploratorios.



Figura 3.9 Pozo exploratorio Maximino en Aguas Profundas.

Los pozos delimitadores son aquellos que se perforan con el fin de alcanzar el límite del yacimiento así que se hace un mapa y se perforan con dos o más localizaciones de distancia entre ellos, una vez que el pozo sale seco se traza el mapa delimitador del campo. Con los pozos perforados y la caracterización estática y dinámica del yacimiento en aguas profundas se pueden estimar las reservas que es el volumen de hidrocarburos que se pueden extraer de una manera económicamente rentable hasta una fecha determinada. Cada una de las estimaciones lleva consigo una incertidumbre.

3.2.4 YACIMIENTOS TRANSFRONTERIZOS EN AGUAS PROFUNDAS

Los yacimientos transfronterizos son estructuras geológicas con hidrocarburos, comunicadas hidráulicamente en dos o más países que comparten fronteras.

México se encuentra frente a un desafío, tanto en la zona que limita con Cuba, como en la que colinda con los Estados Unidos. En primer lugar, Cuba ha identificado recursos prospectivos por 13.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente en sus yacimientos de aguas profundas (en tirantes de agua de 2,000 a 4,000 metros), muchos de los cuales son cercanos a la frontera con México, y podrían empezar producción en 2012.

La actividad exploratoria en el Golfo de México del lado estadounidense inició hace más de 15 años. A la fecha, en Estados Unidos se producen 959,000 barriles de aceite por día y 3.9 miles de millones de pies cúbicos de gas por día. Este volumen ha involucrado la participación de más de 30 compañías operadoras y la perforación de 1,154 pozos exploratorios y de 838 pozos de desarrollo, 50 de manera acumulada desde 1992.

Varios de estos descubrimientos se encuentran cercanos a la frontera con México, específicamente en el área denominada Cinturón Plegado Perdido.

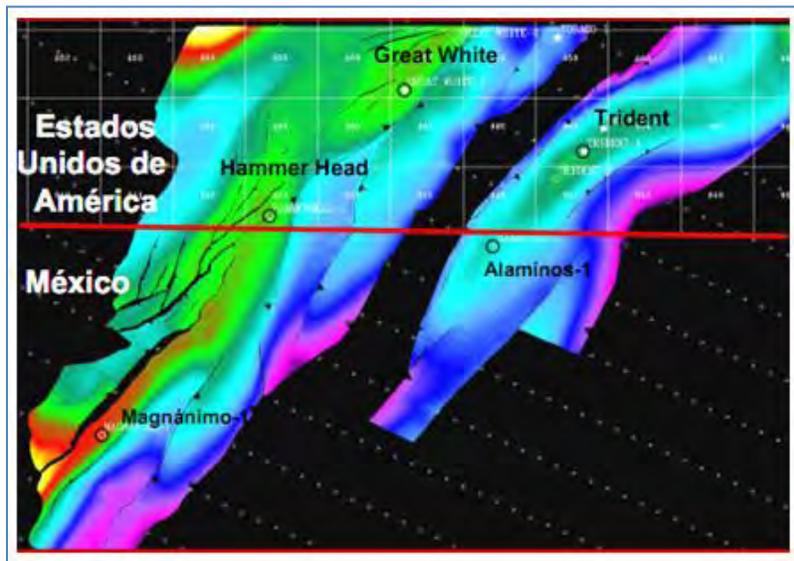


Figura 3.10 Yacimientos Transfronterizos (Cinturón plegado Perdido).

Petróleos Mexicanos ha realizado la adquisición de más de 7,000 kilómetros cuadrados de información sísmica tridimensional en la zona, misma que ha permitido identificar estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos en ambos lados de la frontera.

Estas características, ya verificadas, señalan que existen posibilidades reales de que alguna de esas estructuras sea un campo petrolero comunicado a través de la frontera.

3.3 PERSPECTIVAS Y PROSPECTOS DE LOS CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

Los pozos situados en aguas profundas tienen una importancia clave para el futuro de la industria petrolera. La construcción de pozos en mares cuyas profundidades alcanzan millas o kilómetros presenta nuevos retos que obligan a la industria petrolera a implementar nuevas soluciones y a perfeccionar su desempeño.

Gran parte de las futuras reservas petroleras del mundo se encuentran debajo de los océanos, al límite de las posibilidades actuales de alcance. Todo indica que en el futuro será posible perforar a profundidades aun mayores. Los rápidos avances realizados en los métodos de exploración y producción en aguas profundas durante los últimos años demuestran que apenas se rompe un record surge otro que lo supera.

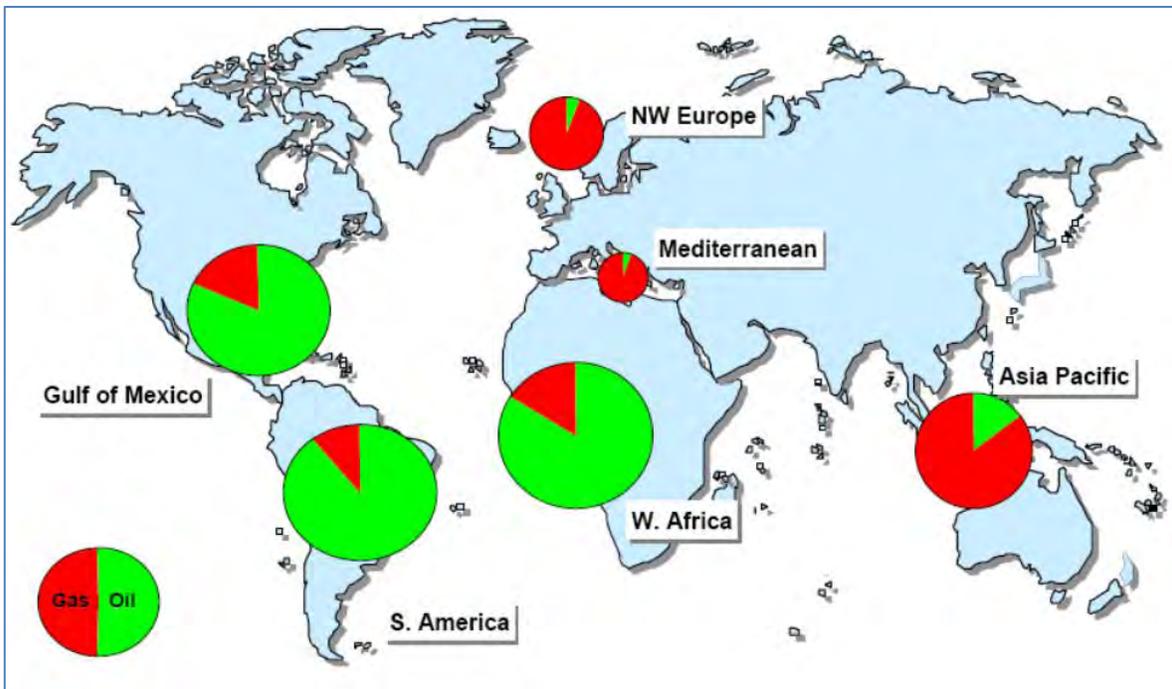


Figura 3.11 Actividad Mundial en explotación de gas y aceite en Aguas Profundas.

Las compañías operadoras se sienten atraídas por la exploración de pozos en aguas profundas, ante la perspectiva de hallar grandes volúmenes y altas tasas de producción que puedan justificar las enormes cantidades de inversión que se aplican en esta área. Algunos campos situados en aguas profundas contienen más de 2 millones de barriles, y un solo pozo puede producir 50,000 [Bpd].

La mayor parte de estos campos están localizados en el golfo de México y en las costas de Brasil, aunque ya se han descubierto otros campos situados en aguas profundas en las costas de África occidental, en el lejano oriente y en las márgenes del atlántico Norte.

Según los informes de analistas, en todo el mundo se ha descubierto un volumen adicional de 43.5 miles de millones de barriles de petróleo en aguas profundas en que el lecho marino supera los 500 metros de profundidad, con una reserva potencial de otros 86.5 miles de millones de barriles.

Algunas estimaciones sugieren que el 90% de las reservas aun no descubiertas de hidrocarburos en el mundo en zonas marinas se encuentran bajo profundidades que superan los 1000m.

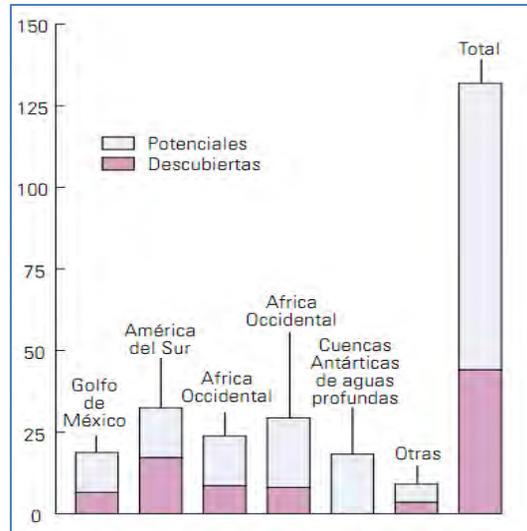


Figura 3.12 Reservas descubiertas y potenciales de yacimientos en AP [MMBBC]

3.3.1 AREAS DE ALTO POTENCIAL EN MÉXICO

Las áreas identificadas por PEMEX con alto potencial en el golfo de México son:

Estrategia de Explotación: Aguas profundas		
Área	Riesgo	Profundidad [m]
1 Perdido	Bajo-Moderado	>2000
2 Oreos	Moderado-Alto	800-2000
3 Nancan	Alto	500-2500
4 Jaca-Patini	Moderado-Alto	1000-1500
5 Nox-Hux	Moderado	650-1850
6 Temoa	Alto	850-1950
7 Han	Moderado-Alto	450-22250
8 Holok	Bajo-Moderado	1500-2000
9 Lipax	Moderado	950-2000



Figura 3.13 Áreas de alto potencial en México.

Los estudios estiman que las regiones de Perdido, Oreos, Temoa y Han son de aceite ligero, mientras que Nancan, Jaca-Patini, Lipax y Holok de gas y aceite ligero y la región de Nox-Hux es de aceite pesado.

PEMEX definió las zonas relevantes en el golfo de México considerando:

- 🔹 Valor económico
- 🔹 Tamaño prospectivo
- 🔹 Tipo de hidrocarburos
- 🔹 Riesgo geológico
- 🔹 Cercanía con infraestructura productiva
- 🔹 Restricciones ambientales

3.3.2 RESERVAS EN AGUAS PROFUNDAS

Hasta enero del 2011, PEMEX informo que se cuenta con:



1P Probadas.- Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería. Con una probabilidad de recuperación del 90% o más.

2P Probables.- Reservas no Probadas, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. La suma de reservas Probadas y Probables tendrá al menos una probabilidad de 50% que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

3P Posibles.- Volumen de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. La suma de las reservas Probadas, Probables y Posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

El volumen potencial de petróleo que se estima podría existir en aguas profundas se ha podido identificar gracias a los trabajos realizados en aguas profundas, esto en base a la toma de información geológica y geofísica. Se han descubierto distintas cuencas petroleras, destacando la parte profunda del Golfo de México, que a diferencia de las demás se encuentra con altas expectativas para la localización de nuevas reservas.

Petróleos Mexicanos ha estimado que más de 50 por ciento de los recursos potenciales o prospectivos del país se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo. En los últimos años, se han perforado diversos pozos en el Golfo de México con profundidades de entre 500 y mil metros.



Figura 3.14 Recursos Prospectivos por Cuenca.

3.3.3 PANORAMA ACTUAL EN AGUAS PROFUNDAS

En el año de 1996 la producción proveniente de aguas profundas alcanzaba menos del 1% de la producción total de crudo a nivel mundial, para 2006 ya representaba 7.6%. Además, los yacimientos en aguas profundas contribuyeron, en ese mismo año, con 118% del incremento en la producción mundial, lo que indica que los recursos provenientes de este tipo de campos no sólo explican la totalidad de la producción adicional, sino que además han comenzado a reemplazar parte de la producción de yacimientos convencionales a nivel internacional.

3.3.4 IMPORTANCIA DEL POTENCIAL EN AP

El potencial remanente de hidrocarburos en las cuencas ubicadas en tierra y aguas someras, como las denominadas cuencas del sureste, se concentra en campos relativamente pequeños. En todo caso, previsiblemente ello se traducirá en un encarecimiento de los costos actuales. No obstante, se anticipa encontrar campos de mayor tamaño en aguas profundas. Lo anterior muestra la importancia

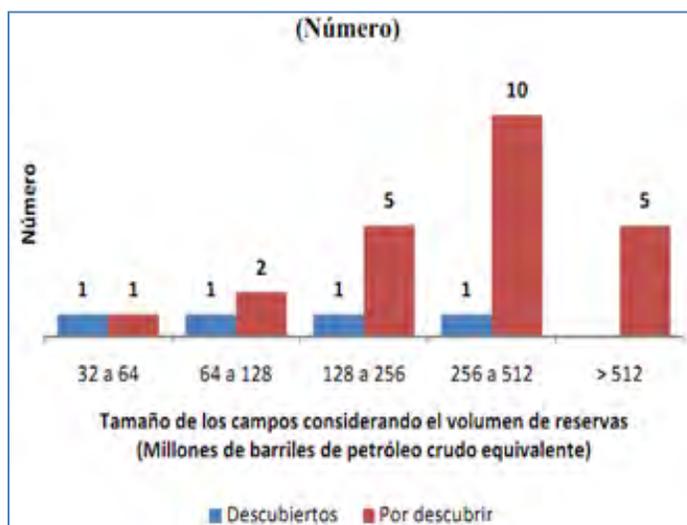


Figura 3.15 Distribución de tamaño de campos en la cuenca del GM Profundo.

estratégica de la cuenca de aguas profundas en el mediano y largo plazos para incrementar los niveles de reservas y para lograr sostener la plataforma de producción en el mediano plazo.

3.3.4.1 REQUERIMIENTOS ESTIMADOS

Por su extensión geográfica, la incorporación de reservas en el Golfo de México Profundo demanda capacidades de ejecución varias veces superiores a la existente. De aquí a 2021 es factible realizar importantes descubrimientos de reservas (cerca de 8,200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente) y aportar para ese entonces 500 mil barriles diarios de producción, siempre y cuando se generen las condiciones para multiplicar la capacidad de ejecución de Pemex y el acceso a la tecnología más eficiente, y se dé inicio a los proyectos en el muy corto plazo.

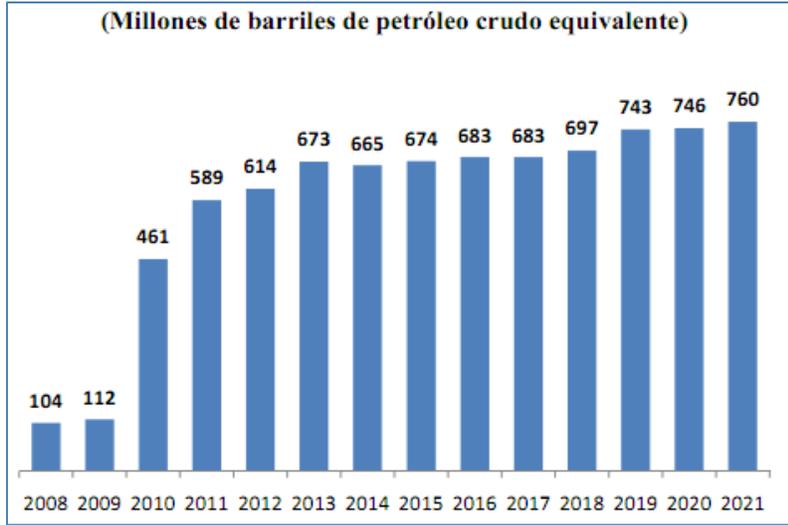


Figura 3.16 Reservas a incorporarse en AP.

Después de haber estudiado e identificado recursos potenciales en aguas profundas, el siguiente reto es la delimitación del campo y su posterior desarrollo. Desde que se identifican recursos en esta área, hasta que se obtiene el primer barril de producción, transcurren entre 9 y 10 años.

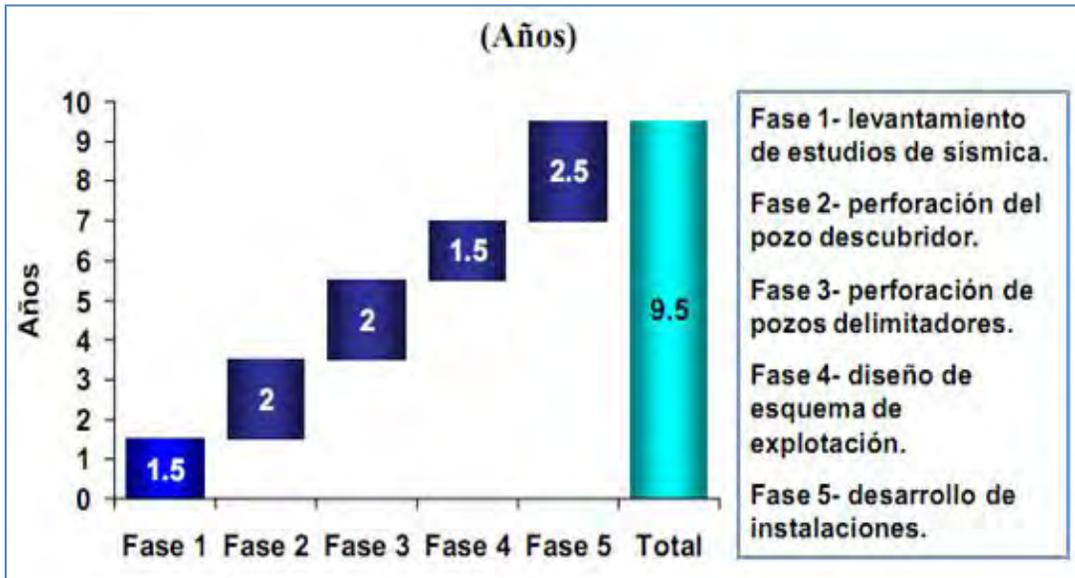


Figura 3.17 Tiempo estimado para la producción en AP.

3.4 RETOS Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS EN EL DESARROLLO DE CAMPOS EN AP

Los adelantos tecnológicos que se requieren para quebrar las barreras impuestas por los grandes océanos son de tal magnitud que no se pueden alcanzar en forma individual, o a través de una sola compañía. Tanto las compañías petroleras como las empresas de servicios, los contratistas de perforación, las instituciones académicas, los grupos gubernamentales y los fabricantes de equipos están empeñados en la búsqueda de soluciones. Algunas compañías petroleras establecen sus propios grupos de perforación especializados para supervisar las tareas en aguas profundas.

Muchos operadores y contratistas forman consorcios industriales, iniciativas y proyectos conjuntos con el propósito de identificar las brechas tecnológicas y aunar sus conocimientos y recursos. La prestadora de servicios Schlumberger destaca cuatro dominios técnicos en el desarrollo de campos en aguas profundas: perforación de pozos, terminación, producción, así como geología y geofísica donde se han visto grandes avances.



El esquema anterior representa las cuatro principales áreas en el desarrollo de campos en aguas profundas que representan los mayores retos a enfrentar.

3.5 EQUIPO UTILIZADO EN AP

Los equipos de perforación para aguas someras (tirantes de agua menores a 500 metros) cuentan con tecnología probada en la industria, con más de 30 años de desarrollo. Por lo general, estos equipos se encuentran instalados en plataformas llamadas autoelevables.



Figura 3.18 Plataforma Autoelevable "Totonaca".

Sin embargo, utilizar plataformas autoelevables o fijas para aguas profundas (tirantes de agua mayores a 500 metros), no es técnica ni económicamente factible.

Por ello, es necesario utilizar plataformas flotantes, llamadas también semisumergibles de perforación o barcos perforadores especializados, cuyas características son las siguientes:

- Cuentan con dispositivos de ubicación geográfica satelital (posicionamiento dinámico).
- Alto grado de automatización.
- Capacidad para realizar pruebas de producción de pozo, a fin de obtener parámetros del yacimiento.
- Pueden operar en condiciones climáticas severas y cuentan con mayor autonomía de operación.

A diferencia de la perforación en aguas someras, los retos que se enfrentan en la perforación de aguas profundas son:

- **Corrientes marinas:** fuertes corrientes marinas originan movimiento de las estructuras, lo cual induce vibración en las tuberías y provoca "fatiga" en los componentes del equipo de perforación.
- **Cambios de temperatura:** a 500 metros de profundidad, la temperatura ya es cercana a cero grados centígrados. Debido a los gradientes de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado. Además, las bajas temperaturas alteran las propiedades del cemento empleado para fijar las tuberías de revestimiento al pozo.
- **Aspectos críticos al inicio de la perforación:** al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
- **Operación remota:** la instalación es submarina y se realiza mediante robots.

- **Presión:** a 3,000 metros de profundidad los equipos deben soportar más de 42 veces la presión que soportan en Cantarell (que se encuentra en un tirante de agua de 70 metros).
- **Tecnología satelital:** las plataformas necesitan de un sistema de posicionamiento global vía satélite para mantener su ubicación.



Figura 3.19 Plataforma Semisumergible y Barco de Perforación especializado.

Para enfrentar estos retos, se requiere de un conocimiento operativo especializado, pues se presentan mayores riesgos y costos durante la perforación exploratoria y de desarrollo. Además, una vez establecidos los requerimientos tecnológicos para la perforación en estos ambientes, algunos de estos yacimientos se encuentran debajo de formaciones salinas, por lo que se requieren tecnologías especializadas para su identificación y perforación con el fin de atravesar estos horizontes de sal.

El desarrollo de hidrocarburos en aguas profundas presenta complejos retos tecnológicos y de administración de proyectos. Por lo general los pozos en aguas profundas son altamente desviados y horizontales, para asegurar el flujo de hidrocarburos. Adicionalmente, se requiere de instalaciones submarinas para la producción como los “árboles mojados”.



Figura 3.20 Estructura de Yacimientos de Aguas Profundas.

La aplicación de nuevas tecnologías es indispensable no solo para la perforación de pozos, sino también para la separación en el fondo del mar, bombeo de hidrocarburos, un alto grado de

automatización y empleo de robótica muchas de las cuales se deberán desarrollar conforme se avanza en el diseño del programa de explotación del campo y durante su explotación misma.

La tecnología, equipos y materiales requeridos para la exploración y explotación en aguas profundas presentan altos costos de adquisición y operación. Además, la operación de esa tecnología en sus aguas profundas requiere de amplia experiencia. La experiencia es crucial a fin de hacer una correcta selección de las tecnologías para su apropiada utilización. Una selección equivocada de la tecnología o un retraso en la decisión sobre ésta, reduciría seriamente el potencial para la generación de renta económica.

El factor tecnológico incide sobre la eficiencia de estos proyectos. Si se emplean tecnologías no óptimas, aunque se produzcan los hidrocarburos, esto se haría a costa de encarecer la inversión y la operación.

Aún más, es necesario tener las capacidades para desarrollar nuevas tecnologías conforme se enfrentan condiciones imprevistas en el desarrollo de los proyectos. En este tipo de proyectos, los niveles de incertidumbre son muy elevados y frecuentemente exigen el desarrollo de nuevas tecnologías conforme se presentan desafíos técnicos y geológicos.

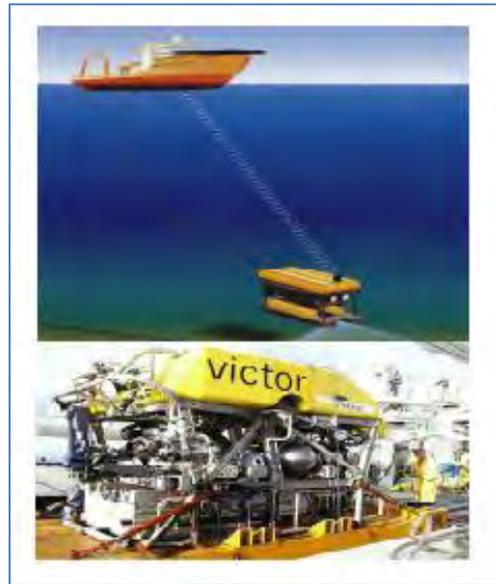


Figura 3.21 Robótica en Aguas Profundas.

3.6 PANORAMA TECNOLÓGICO EN AGUAS PROFUNDAS

La explotación de campos en aguas profundas requiere satisfacer una serie de desafíos tecnológicos derivados de la complejidad del desarrollo de los yacimientos en este ambiente.

Esto trae consigo:

- Altos costos de exploración y desarrollo.
- Incrementos en los costos de operación por la utilización de equipos especiales de perforación.
- Alcanzar la zona productora a pesar de las estrechas ventanas de operación.
- Problemas de control de pozo.
- Riesgos a poca profundidad.
- Enfrentar el reto de las bajas temperaturas en el lecho marino.
- Resolver las dificultades de logística y abastecimiento, debido a grandes volúmenes de consumibles, incluidos los fluidos de perforación y de terminación.
- Necesidad de utilizar la mejor tecnología y las mejores prácticas que garanticen el éxito o minimicen la posibilidad de fracaso durante las operaciones.
- Un agresivo plan de asimilación de tecnología.

Los principales elementos presentes en la perforación en Aguas Profundas que hacen la diferencia con pozos en aguas someras son:

- Gradientes de Fractura más bajos.
- Baja temperatura del agua, incrementa la viscosidad del fluido de control.
- Suabeo y Surgencia.
- Pérdida del fluido de control, podría ocasionar el colapso del riser.
- Las manifestaciones pueden inducir la formación de hidratos.
- Los sistemas de fluidos de control son más costosos debido a que requieren:

• Volúmenes de fluido involucrados.

• Formulaciones especiales.

- Incremento en el costo asociado al equipo de perforación.
- Presencia de corrientes submarinas.

3.6.1 NUEVAS TECNOLOGÍAS

La industria petrolera enfrenta el reto de desarrollar tecnologías para ofrecer soluciones en la perforación en aguas profundas, estas soluciones se enfocan en problemas como:

- La perforación de zonas con hidratos de gas y la prevención a la formación de estos en el sistema de circulación.
- Cementación de tuberías de revestimiento incluyendo, nuevas formulaciones de cemento y técnicas nuevas de colocación.
- Diseño, evaluación y mantenimiento de sistemas de fluidos de control, eficientes en ambientes más agresivos de temperatura y presión.
- Mejora continua de la tecnología existente para hacer posible la expansión de las actividades de exploración y producción en aguas profundas.

La tecnología de vanguardia pertenece a compañías operadoras líderes, las que en combinación con compañías de servicio, investigan y desarrollan nuevas soluciones para la perforación en aguas profundas.

3.6.2 EFECTOS DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA

Estos dos factores Presión y Temperatura, resultan críticos por la manera en que afectan a las propiedades del fluido de perforación. En los sistemas base agua, la presión incrementa la densidad del fluido y también puede aumentar su viscosidad, sin descontar los cambios en las propiedades reológicas por efecto de temperatura.

Los sistemas sintéticos, son especialmente susceptibles a los cambios en la presión, debido a su compresibilidad, por ello, es de gran importancia la clara comprensión de la manera en que la temperatura y la presión, alteran el desempeño de los fluidos de control.

3.6.3 RESPIRACIÓN DEL POZO

La respiración del pozo, conocida también como “Ballooning”, es un problema frecuente en aguas profundas que consiste en la pérdida ligera de lodo mientras se circula, seguida de ganancias casi equivalentes cuando la circulación se detiene, su manejo puede consumir mucho tiempo y con frecuencia es precursor de una pérdida de circulación. La hinchazón del pozo con frecuencia se interpreta erróneamente como un brote, derivando en la implementación de los procedimientos de control del pozo que pueden complicar la situación o realmente ocasionar la pérdida de circulación.



Figura 3.22 Efecto ocasionado por ballooning.

La acción recomendada involucra la reducción de la presión anular, disminuyendo en la medida de lo posible la densidad del lodo y la densidad equivalente de circulación (ECD), mediante la disminución del gasto dando tratamiento al lodo, o reduciendo la velocidad de penetración. Este problema también puede contraatacarse mediante la utilización de materiales para pérdidas de circulación leves; adicionando en especial, materiales específicos como la combinación de carbonato de calcio y grafito sintético.

La experiencia obtenida del tratamiento aplicado para obstruir las pequeñas fracturas en la formación, que representan el origen de este problema, indica que el uso de material de granulometría fina como medio de sello y agente de puenteo, proporciona buenos resultados. Por otro lado, para construir pozos en aguas profundas de forma segura y económica, es imprescindible conocer las presiones de poro.

Antes de perforar, la presión de poro se estima a partir de la sísmica local y las mediciones sísmicas y de resistividad obtenidas de pozos cercanos. La validez de estas predicciones depende de la calidad de los datos utilizados como base. Para perfeccionar el modelo utilizado, este se actualiza con datos obtenidos durante la perforación a partir de registros y de perfiles sísmicos verticales generados de elementos en la superficie o en la barrena como fuente acústica.

3.6.4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

La mejor solución a los problemas de pérdida de circulación, consiste primordialmente en evitarla. Una respuesta rápida y eficiente a los problemas de pérdida de circulación es vital desde el punto de vista económico, ya que los fluidos de control representan una buena parte de los costos de perforación.

A través de una eficiente planeación de la perforación es posible identificar las zonas de riesgo, optimizar la hidráulica con el propósito de evitar la presión excesiva mientras se perfora y anticiparse al problema mediante la utilización de las mejores soluciones disponibles en cuanto a materiales para pérdidas de circulación.



Figura 3.23 Pérdida de circulación en zonas ladronas.

Las compañías de servicio de lodos de perforación, utilizan software especializado durante la fase de diseño del programa de perforación, con el propósito de analizar y asegurar un claro entendimiento del riesgo e identificar las mejores prácticas disponibles para la implementación de un plan de acción en caso de presentarse la pérdida de circulación; previendo contar con los materiales capaces de mitigar las pérdidas, bajo cualquier circunstancia.

3.6.5 CUMPLIMIENTO EN MATERIA AMBIENTAL Y MANEJO DE DESECHOS

Casi en todo el mundo, se tienen estrictos controles y reglamentación que obliga a que cualquier fluido o desecho descargado al mar, no afecte negativamente al medio ambiente. Las compañías operadoras realizan un esfuerzo continuo para asegurar que el impacto de sus operaciones sea nulo, este esfuerzo radica en el establecimiento de un área de protección ambiental dedicada a la tarea de monitorear y reportar las operaciones de descarga en la localización, después de asegurarse que estas cumplen o superan los estándares requeridos en cada etapa del proceso de perforación.

El manejo de desechos pieza fundamental como respaldo a las actividades que tienen que ver con el cumplimiento ambiental. Existe una amplia gama de equipos de control de sólidos y servicios de manejo de desechos en la industria, mismos que incluyen desde la limpieza de barcos, hasta el tratamiento de sólidos para su disposición final, con lo que se busca ser “amigable” con el medio ambiente.

CAPÍTULO 4 CEMENTACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

4.1 OBJETIVOS DE CEMENTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Debido al incremento mundial de la demanda de hidrocarburos y la rápida declinación de los campos terrestres y en aguas someras, actualmente las compañías han enfocado sus recursos a la explotación en aguas profundas, que tienen un alto potencial de recursos, pero requieren la implementación de tecnologías avanzadas.

Hoy en día, la más reciente generación de plataformas y barcos perforadores para aguas profundas es designada a incrementar la eficiencia de perforación y reducir el tiempo de operación. Los costos de servicio en plataformas pueden ser de las principales preocupaciones para los nuevos operadores en aguas profundas.

Los avances tecnológicos ayudan a evitar los problemas que se presentan en las operaciones de cementación de pozos petroleros en aguas profundas con el fin de cumplir de forma satisfactoria con los siguientes objetivos:



4.2 RETOS DE LA CEMENTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Los flujos someros de agua o gas tienden a ocurrir en áreas de rápida sedimentación, formaciones sobre presurizadas y formaciones débiles, condiciones típicas de todas las provincias más importantes de aguas profundas de interés para las compañías de exploración y producción. Estos peligros se detectan fundamentalmente mediante el análisis de datos sísmicos y de mediciones efectuadas durante la perforación, sin embargo, la creciente base de datos de los pozos en aguas profundas en regiones tales como el Golfo de México, ha conducido a predicciones más confiables a medida que los datos de pozos se han ido integrando con los mapas de sísmica regionales.

Como resultado, los operadores han modificado sus procedimientos de perforación y sistemas de cementación. Se seleccionan las localizaciones de perforación y se planifican las trayectorias de los pozos para evitar los peligros de flujos someros. Si se esperan flujos someros, se incrementa el espaciamiento entre pozos de desarrollo, porque los derrumbes provenientes de un pozo podrían afectar los pozos vecinos. Los diseños de tuberías de revestimiento para pozos en aguas profundas ahora contemplan la posibilidad de tener que instalar una tubería de revestimiento debajo de zonas de flujos someros de agua o gas, pese a que la instalación de tuberías de revestimiento para contrarrestar los peligros de flujos someros conduzca a incurrir en costos más altos en la construcción de pozos, y a utilizar diámetros más pequeños en las tuberías de revestimiento y de producción.

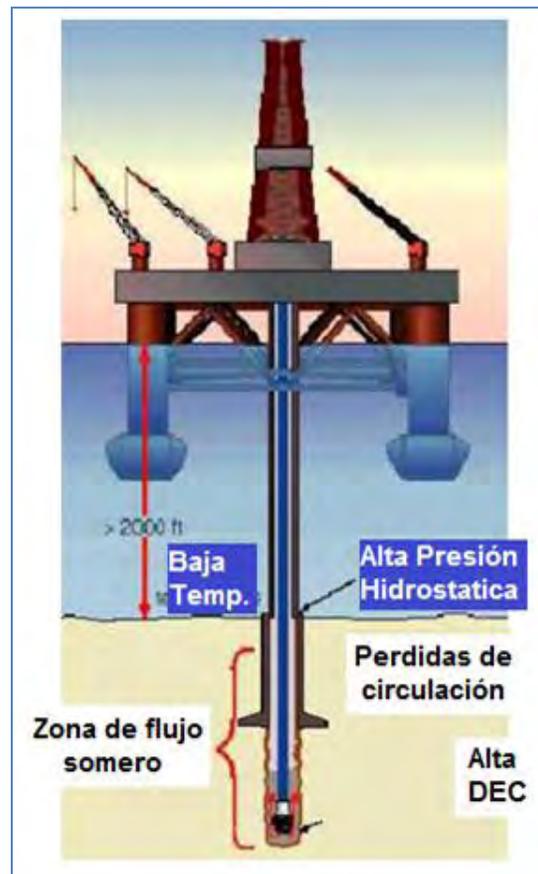


Figura 4.1 Riesgos en cementación de pozos en AP.

La cementación de pozos en aguas profundas es uno de los más grandes retos técnicos y de logística, el entendimiento de esto es la clave para diseñar soluciones tales como lechadas que pueden mitigar los problemas a los que se enfrentan los ingenieros. Los retos técnicos más importantes son: Bajas temperaturas, bajos gradientes de fractura y riesgos de flujos someros de agua, gas y arena.

Condiciones a bajas temperaturas.

La profundidad del agua tiene efecto directo con la temperatura en el fondo del mar. En las temperaturas frías que existen en los ambientes de aguas profundas, el cemento toma más tiempo para establecer y alcanzar el esfuerzo compresivo requerido, en consecuencia, el tiempo de espera de fraguado es mayor que en pozos terrestres.

Bajo gradiente de fractura.

Otro reto en operaciones en aguas profundas es el bajo gradiente de fractura. En muchas áreas debajo del lecho marino existen formaciones no consolidadas. Para evitar el riesgo de inducir pérdidas debido al estrecho margen entre la presión de poro y la presión de fractura, se usan cementos de baja densidad para asegurar que el cemento cumpla satisfactoriamente la zona de interés.

Riesgos de flujos someros.

El siguiente gran reto es el alto potencial por los riesgos de flujos someros de agua, gas y arena, así como la presencia de hidratos de gas que pueden ocasionar problemas muy graves. El fracaso en el control de estos problemas, pueden traer serias consecuencias tales como riesgos de control de pozo, entrada excesiva de agua al pozo y desestabilización de las formaciones cercanas al pozo.

Para resolver estos problemas, diferentes compañías alrededor del mundo han trabajado de forma conjunta implementando tecnologías desarrolladas. Las principales compañías operadoras a nivel mundial en el área de cementación de pozos en aguas profundas son, Schlumberger, Halliburton, British Petroleum, entre otras.

La compañía Schlumberger ha trabajado por más de 25 años en el campo de perforación en aguas profundas, donde con el paso del tiempo ha desarrollado e implementado tecnologías que se han aplicado de forma exitosa a nivel global, dichas tecnologías van desde la elaboración de un cemento de baja densidad, equipo de cementación en superficie y subsuperficial, hasta el desarrollo de software de cómputo para la optimización de operaciones.

El gran reto de producir hidrocarburos en ambientes de aguas profundas comienza con la identificación de las áreas prospectivas viables, geocientíficos e ingenieros han obtenido un récord elevado de éxitos en la exploración en aguas profundas. Del mismo modo, la comunidad dedicada a la perforación, puede recurrir a sus propios desarrollos tecnológicos en lo que se refiere a la perforación en aguas profundas.

Mientras que la profundidad del agua por sí sola presenta importantes desafíos operacionales, los operadores también deben enfrentar problemas adicionales en el fondo del pozo tales como flujos someros de agua o gas, petróleo pesado, formación de hidratos, petróleo rico en parafina, y acumulación de asfalteno durante las operaciones de perforación, terminación y producción. Estas dificultades se alivian de alguna manera con los avances logrados en términos de calidad sísmica, mejoras en la tecnología de adquisición de registros y de prueba de pozos, avances y experiencia en operaciones de perforación, en fluidos de perforación incluyendo el cemento y en la tecnología de terminación de pozos.

4.2.1 FLUJOS SOMEROS EN AGUAS PROFUNDAS

Uno de los problemas más importantes en las operaciones de cementación en aguas profundas, son los flujos de agua somera y gas, que han sorprendido a los operadores de perforación de pozos en aguas profundas. El problema consiste en la presencia de arenas no consolidadas y altamente permeables, entre los 100 y 1,650 [m] debajo del fondo marino, las cuales están lo suficientemente geopresionadas para forzar el agua y la arena dentro de los pozos que están a menor presión. Tales flujos han sido reportados en aguas profundas en el Golfo de México, en el oeste de África y en el sureste de Asia.

Después de la cementación, el proceso de endurecimiento del cemento se complica debido a que en aguas profundas los cambios de temperatura de la lechada de cemento son variables entre la superficie y su destino final. En presencia de una formación geopresionada, todo el trabajo de cementación se puede llegar a perder debido a la afluencia de agua y arena durante el tiempo extendido de exposición a una presión hidrostática baja.

Cuando los operadores entraron por primera vez a las aguas profundas del

Golfo de México, se sorprendieron por la presencia de arenas no consolidadas debajo del fondo marino. Estas arenas altamente permeables están ampliamente referenciadas como flujos de agua somera, debido a que están lo suficientemente geopresionadas para forzar el agua y la arena dentro de los pozos que están a menor presión.

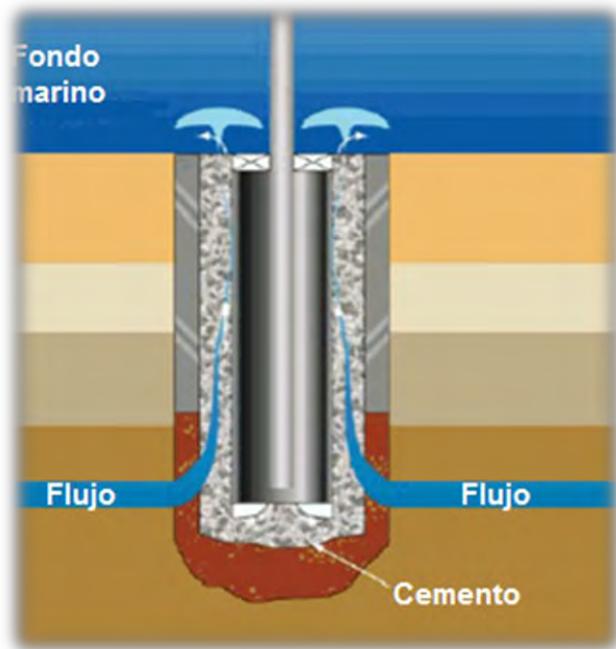


Figura 4.2 Flujo somero de agua.

Al reportarse por primera vez por la Shell Offshore, en el Golfo de México, tales flujos también habían sido reportados en aguas profundas del oeste de África, del sureste de Asia y del oeste de las Islas Shetland (Mar del norte). Una falla en el control del flujo de estas aguas someras puede tener graves consecuencias, los costos económicos pueden variar desde 100,000 dólares, en el caso de una cementación forzada, hasta la pérdida total del pozo y de millones de dólares en inversión.

La presencia de estas zonas de flujo de aguas someras, sorprendió a los pioneros en aguas profundas, debido a que el procesado tradicional de datos sísmicos estaba enfocado a localizar posibles formaciones productoras de hidrocarburos, no a detallar la geología a profundidades someras. Desde entonces, las formaciones con flujos de aguas someras se han mapeado mediante la integración de bases de datos sísmicas con 2D, 3D y otros datos. Así, se puede perforar alrededor de formaciones o localizaciones que más tarde resultarán en trayectorias de pozos, a través de sus secciones más delgadas.

4.2.2 BAJO GRADIENTE DE FRACTURA

La característica que define a las formaciones con flujo de aguas someras, es un pequeño margen entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de formación. Como resultado, los operadores se acercan a ellas como posibles zonas con pérdidas de circulación, mediante la colocación de una TR en la parte superior de la formación, de tal manera que se pueda perforar con un fluido de perforación de menor densidad. El procedimiento tiene los mismos inconvenientes que otras zonas de presión anormal inesperadas. Por ejemplo, los diseños típicos de TR en el Golfo de México deben ser alterados para incluir una sarta de TR intermedia, que de otra forma no sería necesaria. El costo resultante de la TR, el cemento y el tiempo es significativo y casi siempre resulta en una reducción del tamaño de la TR del diseño óptimo del pozo.

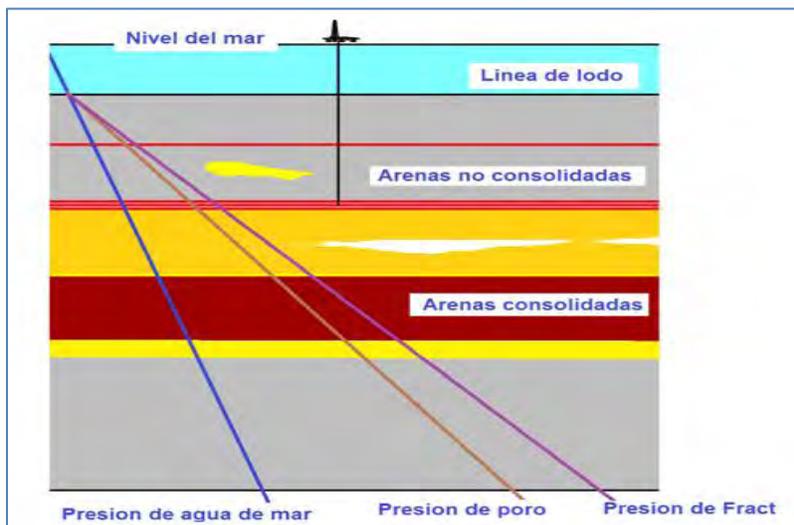


Figura 4.3 Margen estrecho entre el Gradiente de Fractura y la presión de Poro.

El hecho de conocer la zona problema no es ninguna garantía contra los problemas de perforación que lo causan. Una vez que se asienta la TR arriba de esa zona, la perforación de la siguiente etapa, especialmente en las secciones extendidas se torna difícil, el asentamiento y la cementación de la TR a través de las arenas no consolidadas generalmente es costoso y técnicamente problemático tal y como sucede con los fluidos para perforar. Las lechadas de cemento deben estar balanceadas cuidadosamente entre la presión de fractura y la presión de formación cuando se bombean. Este es un problema constituido por la química del cemento.

4.2.3 CONDICIONES A BAJAS TEMPERATURAS

El área de investigación y desarrollo de cementación de BJ Service, está investigando la base del comportamiento del cemento como una clave para la cementación en aguas profundas. Cree que los operadores se están enfocando actualmente sobre los flujos de aguas someras debido a las posibles ramificaciones catastróficas de fallas y a que es mejor concentrarse en los efectos de las bajas temperaturas sobre el gel inicial y la compresión del cemento base.

El flujo de agua es un tema importante porque es muy visible, cada pozo va a enfrentar un ambiente de baja temperatura y a medida que se llegue más profundo en el tirante de agua, será peor. El laboratorio de BJ en Tomball, Texas, está probando cementos refrigerados y mucho de este trabajo se centra alrededor de mezclas de cemento Portland con yeso, similares a las utilizadas en las áreas permanentemente congeladas de Alaska y Siberia. La ventaja de este tipo de cementos, es su capacidad de alcanzar rápidamente resistencias a la compresión a temperaturas de 7 a 13 [°C] (45 a 55°F), mientras se desarrollan las propiedades de resistencia de gel necesarias para controlar el flujo de agua.

A temperaturas menores de 15 [°C] (60°F), la actividad hidráulica del cemento Portland declina rápidamente, a medida que la reacción disminuye, la velocidad de la resistencia al gel aumenta y la resistencia a la compresión final se retarda.

Por ejemplo, cuando se mezcla a temperaturas ambientes, pero se fragua a 13 [°C] (55°F), un cemento Clase A de 1.87 [g/cm³] (15.6 lb/gal) acelerado con cloruro de calcio, requerirá de 10 a 12 horas para lograr una resistencia a la compresión de 50 [psi]. De acuerdo a Mueller, es durante este periodo que el cemento es susceptible a infiltración de fluido.

Los modelos de BJ Service han demostrado una gran disminución de la reactividad en cementos Portland convencionales en el fondo marino y se han enfocado así, hacia mezclas de cemento Portland y yeso. Investigadores reconstruyeron en el laboratorio el ambiente térmico encontrado durante el bombeo en aguas profundas, su objetivo es acortar los tiempos de desarrollo de resistencia a la compresión de la mezcla de cemento Portland y yeso para reducir el flujo de aguas someras, acelerando el desarrollo de la resistencia a la compresión temprana, mientras se permite el tiempo de bombeo suficiente.

Actualmente están optimizando la concentración de acelerador de cemento para disminuir el tiempo de transición de 100 a 500 [lb/100pie²] de resistencia de gel. Los investigadores indicaron que, una vez colocado el cemento, se requieren de alrededor de 20 minutos para obtener una resistencia a la compresión capaz de contener la afluencia de agua de las zonas de flujo de aguas someras.

4.3 COMPORTAMIENTO DE LA LECHADA DURANTE LA CEMENTACIÓN EN AP

Una vez que se superaron los retos logísticos y se cuenta con el material, equipo y personal adecuado para realizar la operación en el pozo, el cemento es colocado, con el tiempo pasa de una lechada líquida a un estado de endurecimiento, medido en términos de resistencia a la compresión. Durante este tiempo, antes de que alcance cualquier valor medible de resistencia a la compresión, el cemento existe como un gel, acompañado de una pérdida de volumen y de presión hidrostática contra la formación. El proceso de endurecimiento del cemento se complica más adelante debido a que la lechada de cemento debe resistir los cambios de temperatura entre la superficie y su destino final en operaciones en aguas profundas y ultra profundas. El proceso de mezclado eleva al cemento a aproximadamente 35 [°C] (95°F), luego se bombea a través de 500 a 1,500 [m] de tirante de agua, donde en el fondo marino está a pocos grados del congelamiento.

Finalmente, después de que pasa el fondo marino y viaja a través de la TR y del espacio anular, el gradiente térmico natural de la tierra caliente la lechada. En esos casos, las temperaturas son lo suficientemente bajas para extender severamente el tiempo de transición del cemento. En ambientes fríos, la consecuencia no deseable, es simplemente la de tiempos de espera de fraguado prolongados y posiblemente la de trabajos de cementación forzada a través de la zapata de la TR, pero en presencia de una formación geopresionada (de mayor o menor presión), todo el trabajo de cementación se puede perder debido a la afluencia de agua y arena.



Figura 4.4 Comportamiento de la temperatura de la lechada en el pozo.

4.3.1 ETAPAS DEL PROCESO DE FRAGUADO

Los flujos someros de agua o gas afectan las lechadas de cementación de diferentes maneras. Primero, debido a que estos flujos generalmente ocurren a profundidades relativamente someras respecto de la línea del lodo o superficie del lecho marino y en formaciones débiles o no consolidadas, el sistema de cementación debe ser especialmente ligero de modo tal que las presiones ejercidas sean inferiores a la presión de fractura. El diseño de la lechada debe proveer control de la pérdida de fluido de 50 [ml/30min] API o menos para evitar modificar la reología o densidad de la lechada.

Para reducir la posibilidad de que se formen canales de fluidos en el cemento, el diseño de la lechada debe minimizar la cantidad de agua libre y el asentamiento de partículas en la lechada, un fenómeno conocido como sedimentación. El período crítico de hidratación (CHP, por sus siglas en inglés), debe ser breve para prevenir que fluya gas o agua en el cemento.

Finalmente, el cemento endurecido o fraguado debería poseer baja permeabilidad para proveer un aislamiento por zonas efectivo y duradero.

Las lechadas de cemento atraviesan cuatro etapas principales al progresar desde un estado enteramente líquido hasta uno sólido.

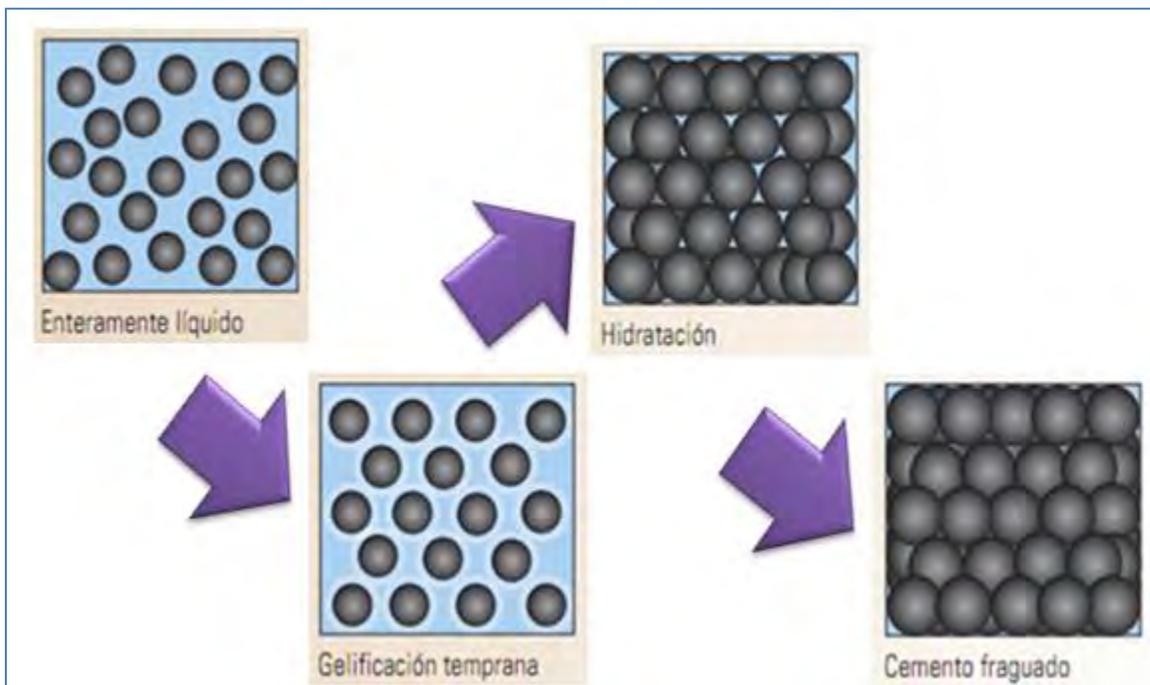


Figura 4.5 Etapas del proceso de fraguado del Cemento.

4.3.2 ANÁLISIS RESPECTO A LA PRESIÓN Y TEMPERATURA

El siguiente análisis muestra el comportamiento del cemento a través de sus cuatro diferentes fases, comenzando con el cemento enteramente líquido, hasta llegar al fraguado total después del periodo crítico de hidratación y la gelificación temprana.

- (A) La temperatura incrementa inmediatamente después de la gelificación temprana durante la fase de hidratación.
- (B) Cuando la resistencia estática de gel de la lechada alcanza un punto conocido como esfuerzo cortante crítico de la pared del pozo (CWSS, por sus siglas en inglés), el gas o el agua de la formación puede entrar a la lechada porque la presión transmitida por la lechada es igual a la presión de poro de la formación.
- (C) El CWSS es también el punto de comienzo para el período crítico de hidratación (CHP, por sus siglas en inglés). El final del CHP ocurre cuando la matriz del cemento es lo suficientemente impermeable para prevenir la migración de gas o fluido.

Durante el periodo crítico de hidratación, la lechada es altamente vulnerable a la migración de gas o fluido. Por lo tanto, un CHP corto es una de las características clave que una lechada de cemento debe poseer cuando existen peligros de flujos someros de agua o gas.

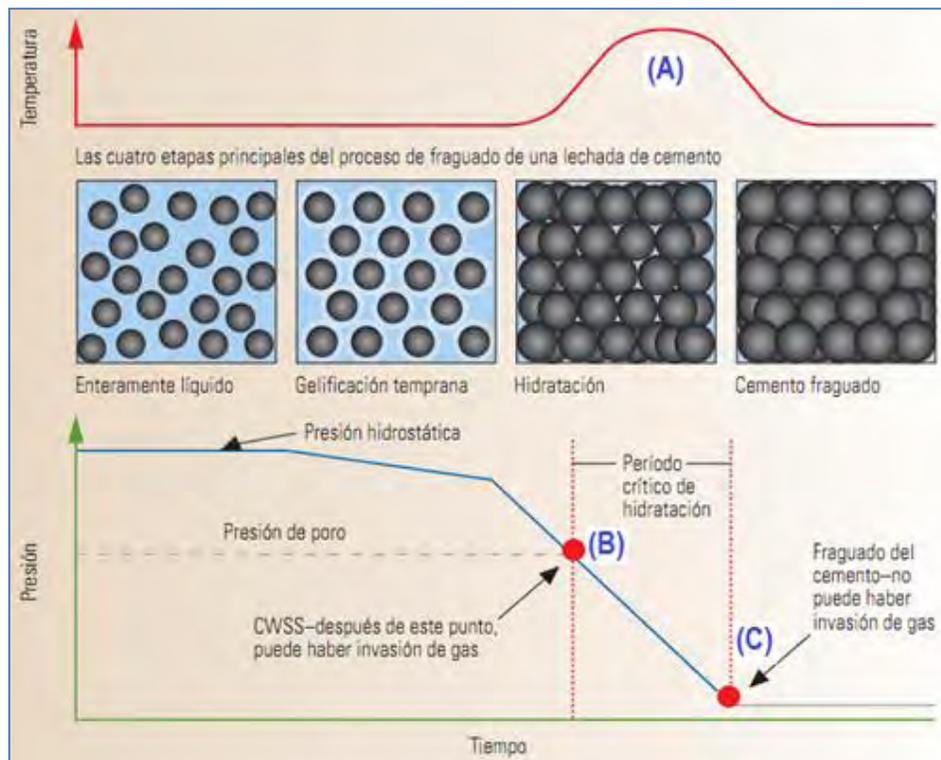


Figura 4.6 Invasión de fluido durante el fraguado del Cemento.

4.3.3 ASPECTOS CRÍTICOS DE CEMENTACIÓN CON FLUJOS SOMEROS DE AGUA Y GAS

El CWSS para un espacio anular con fluido de perforación y cemento, descrito en la ecuación de CWSS, es principalmente una función de los parámetros del pozo y es independiente de la mayoría de las propiedades de la lechada, excepto de la densidad de la lechada. El CHP, que comienza a T_c y termina a T_f , refleja el desarrollo de la resistencia estática de gel, o cuán rápido se gelifica la lechada luego del cese del bombeo. Los operadores de aguas profundas buscan típicamente lechadas de cemento que minimizan el CHP, especialmente en áreas con flujos someros de agua o gas.

$$CWSS = .25 \left[\sum_{x=1}^{x=n} (\rho_x g L_x \cos\theta) - P_f \right] [D_h - D_c] / L$$

Dónde:

- ρ = densidad del fluido
- g = aceleración de la gravedad
- L = largo de columna
- θ = ángulo de inclinación
- P_f = presión de poro
- D_h = diámetro del pozo
- D_c = diámetro de TR
- n = número de fluidos
- x = cada fluido en el E.A

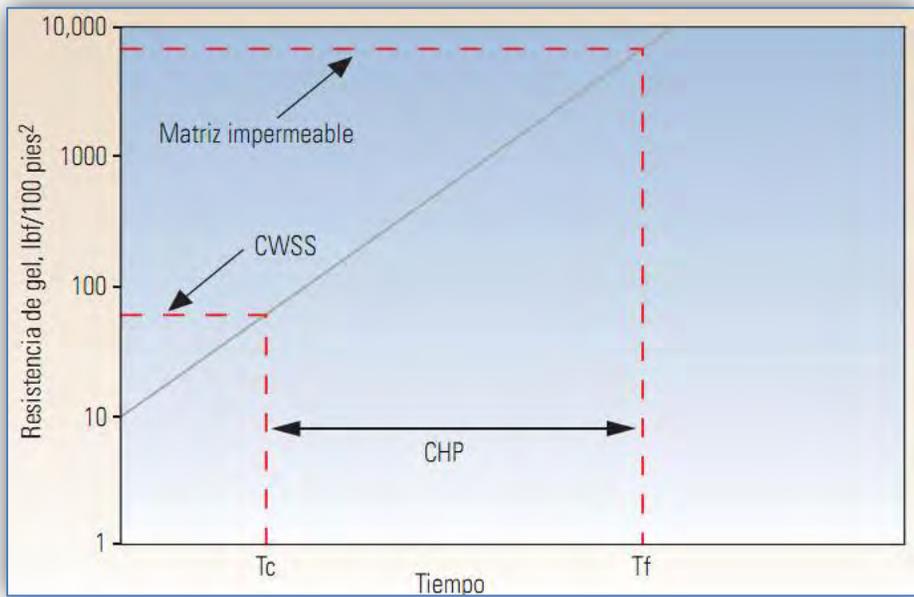


Figura 4.7 Aspectos críticos de las operaciones de cementación en áreas de flujos someros de agua y gas.

4.3.4 OPTIMIZACIÓN DEL TIEMPO DE FRAGUADO DEL CEMENTO

El CHP se puede reducir si la lechada exhibe un ángulo recto en la carta del consistómetro mientras se desarrolla la resistencia estática de gel. En este caso la resistencia se desarrolla tan pronto como cesa el bombeo. La expresión “ángulo recto en la carta del consistómetro” se refiere a la curvatura de casi 90° (línea azul) que exhibe la gráfica que vincula la resistencia de gel en función del tiempo.

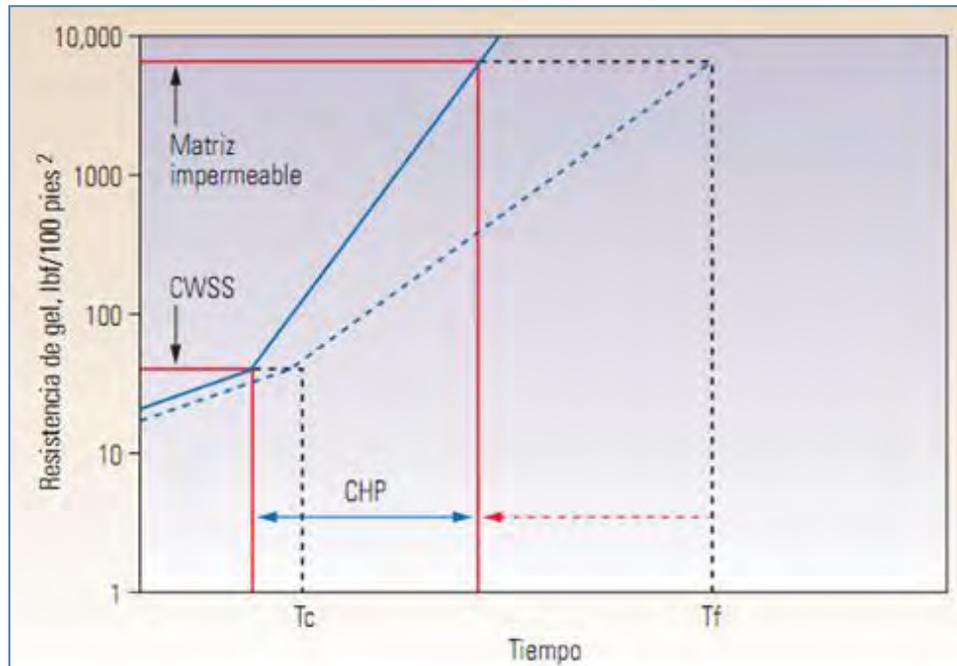


Figura 4.8 Resistencia de gel en función del tiempo.

Se desean curvas más abruptas de desarrollo de resistencia estática de gel por que corresponden a CHPs más cortos. La resistencia de gel se puede modificar agregando aditivos, tales como los aditivos DeepCEM, una capacidad clave para cementar áreas propensas a flujos someros de agua y gas.

La tecnología de soluciones de cementación en aguas profundas DeepCEM, ofrece un rendimiento similar a los cementos con yeso pero simplifica la logística.

Los sistemas DeepCEM incorporan un dispersante sin retardante y un acelerador de fraguado de cemento; éstos sirven para acortar el tiempo de transición. Estos aditivos son convenientes para mezclar y bombear, y son compatibles con cualquier cemento de pozo de petróleo o gas. También logran que las lechadas sean menos sensibles a pequeñas variaciones en las condiciones del pozo o a concentraciones de aditivos.

Las lechadas que incorporan la tecnología DeepCEM desarrollan resistencia de gel y resistencia a la compresión rápidamente, aún en las bajas temperaturas típicas de ambientes de aguas profundas.

4.4 CEMENTOS USADOS EN AGUAS PROFUNDAS

4.4.1 CEMENTOS LIGEROS

La tecnología mejorada de cementos ligeros funciona eficazmente en situaciones operacionales difíciles. Quizás el mayor desafío en los ambientes de cementación ligera es controlar las pérdidas de circulación. Incluso los lodos de perforación más livianos y las lechadas de cemento más ligeras se pueden perder en formaciones débiles o fracturadas. La cementación de zonas de pérdidas de circulación usualmente implica gastos extra para herramientas de trabajo en etapas, operaciones de remediación y otros métodos que aseguren el aislamiento de las formaciones débiles y de los acuíferos. La tecnología de cementación ligera de alta eficiencia mejora el aislamiento de las formaciones. Los cementos ultraligeros protegen las fuentes de agua dulce y protegen la tubería de revestimiento de la corrosión, ya que permiten columnas más altas en el espacio anular que las lechadas convencionales, incluso en áreas con tendencia a pérdidas de circulación extremas.

Las formaciones débiles se pueden cementar completamente utilizando lechadas de baja densidad que no exceden los bajos gradientes de fractura de la formación. Los tapones de cemento son suficientemente fuertes como para emplearse como tapones de desviación o cucharas desviadoras, y las tuberías de revestimiento cementadas con los sistemas de baja densidad se pueden perforar fácilmente sin provocar fracturamiento.

La permeabilidad del cemento ligero fraguado es menor que la del cemento Portland convencional Clase G, y la resistencia a la compresión es comparable a la del cemento Portland. Las aplicaciones de la tecnología LiteCRETE son eficaces a temperaturas que varían de 27 a 232 [°C] (80 a 450°F), presiones de fondo del pozo de hasta 55.15 [MPa] (8000 psi) y lechadas cuyas densidades varían de 0.98 a 1.50 [g/cm³] (8.2 a 12.5 lbm/gal). La tecnología de cementos de baja densidad comprende una lechada de concreto que optimiza el comportamiento de la lechada durante su aplicación y que asegura una alta calidad del cemento fraguado.

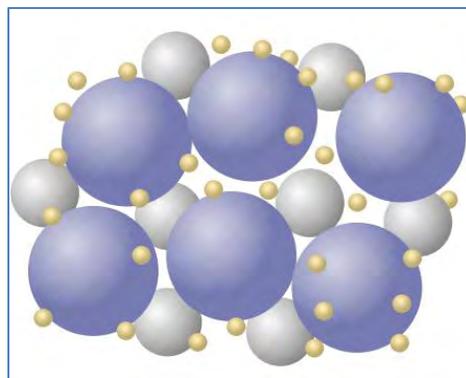


Figura 4.9 Distribución optimizada del tamaño de partículas.

Para crear estas lechadas de alto rendimiento (Figura 4.9), se mezclan partículas de cemento de varios tamaños para maximizar la cantidad de partículas sólidas en un volumen de lechada dado. Las propiedades volumétricas del cemento, tales como la densidad, dependen de las propiedades de las partículas más gruesas. Las partículas intermedias se seleccionan para ofrecer una respuesta química específica, como resistencia química o estabilidad térmica. Las partículas más pequeñas aseguran propiedades de matriz específicas, entre las que se incluyen la estabilidad, el control de pérdida de fluidos y la permeabilidad. Se pueden combinar varios tipos de partículas y distribuciones del tamaño de las partículas para lograr una densidad de lechada específica y que a

la vez mantenga la reología deseada; la lechada debe ser homogénea, estable y fácil de bombear. Las partículas pequeñas ocupan el espacio vacío entre las partículas más grandes, lo cual resulta en una fracción más alta de sólidos en la lechada y en una menor permeabilidad del cemento fraguado.

4.4.1.1 LECHADAS LITECRETE

La distribución optimizada del tamaño de las partículas y las partículas especiales de baja densidad de las lechadas LiteCRETE permiten el ajuste de las propiedades de la lechada, independientemente del contenido de agua. Las lechadas LiteCRETE más ligeras tienen densidades menores a $1.00 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ (8.34 lb/gal), suficientemente ligeras como para que un cubo de cemento fraguado flote en el agua. A pesar de sus bajas densidades, estas nuevas lechadas ultraligeras contienen 60% de sólidos y 40% de agua cuando son bombeadas. Una vez fraguados, los cementos ultraligeros LiteCRETE logran la baja permeabilidad y alta resistencia a la compresión de la primera generación de cementos.

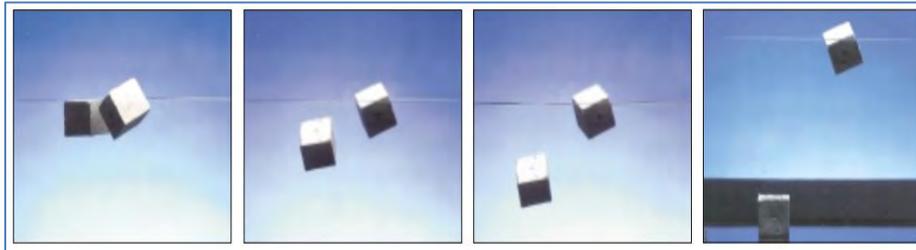


Figura 4.10 Comparación de la permeabilidad del cemento fraguado.

Los cubos de $0.96 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ (8.0 lb/gal) de cemento espumado y LiteCRETE flotan inicialmente en el agua, como se muestra en la fotografía (Figura 4.10). Después de un período de segundos a minutos, la mayor permeabilidad del cemento energizado permite absorber el agua y provoca su hundimiento, como se muestra en las fotografías de lapsos de tiempo.

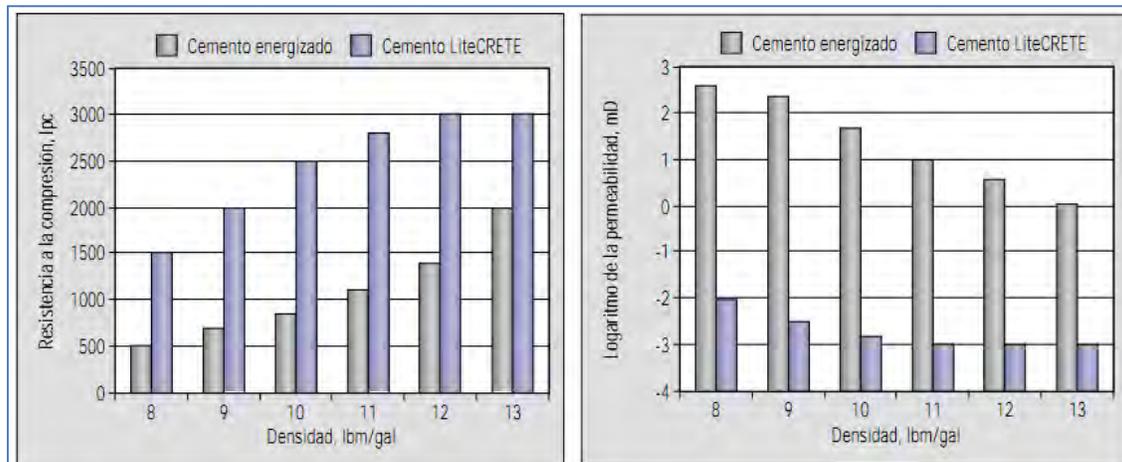


Figura 4.11 Comparación de la resistencia a la compresión y de la permeabilidad de cementos fraguados energizados y LiteCRETE.

4.4.1.2 SISTEMA SFM

El sistema SFM (monitoreo de la fracción sólida), inventado y patentado por ingenieros del Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia, es un método para efectuar un control de calidad en tiempo real de las lechadas, el cual determina con precisión las relaciones entre líquido y sólido, independientemente de la densidad de la lechada.

El sistema fue creado durante un proceso de desarrollo del producto y se utilizó por primera vez en Abu Dhabi. El sistema mide la proporción de agua en la lechada, el flujo de la lechada y calcula la fracción sólida a partir de dichas mediciones. Aunque la tecnología SFM fue diseñada específicamente para operaciones de cementación ligera, es eficaz para lechadas de cualquier densidad.

La tecnología SFM permite que el personal a cargo de la cementación mantenga las propiedades deseadas de la lechada mientras se mezclan y bombean de manera continua grandes volúmenes de lechada. El sistema requiere un medidor de flujo para lechadas, el cual puede ser el densitómetro no radioactivo ya disponible en las unidades de cementación, además de sensores adicionales (un sensor que muestre el nivel de la lechada en el tubo y un medidor de flujo de agua).

Estos elementos se pueden agregar fácilmente a los equipos de mezclado marinos. (Figura 4.12)

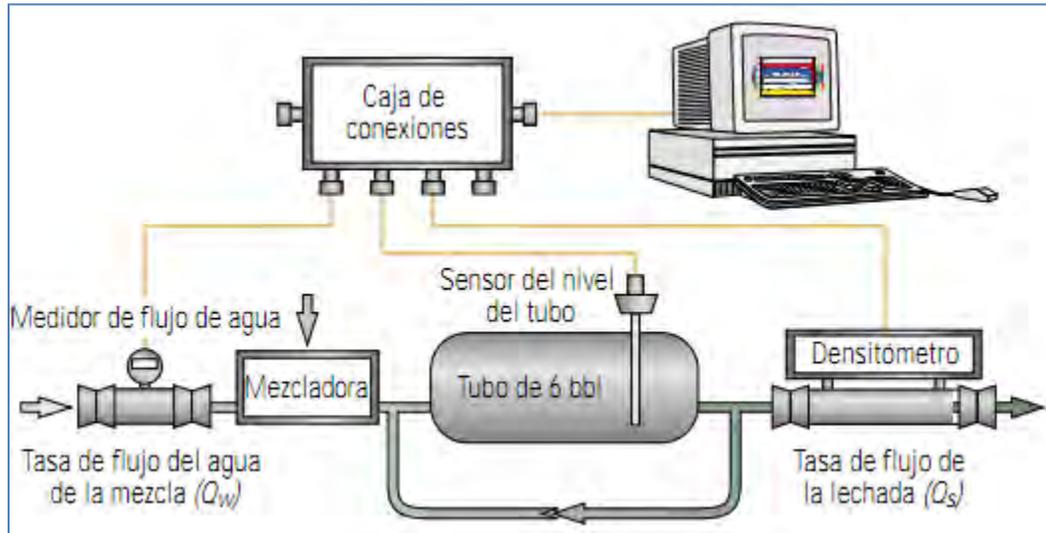


Figura 4.12 Equipo SFM.

Las unidades de cementación se pueden equipar con el sistema SFM en cuestión de horas.

Un programa de computación basado en Windows contribuye a que el personal a cargo de la cementación monitoree y ajuste la lechada cada vez que sea necesario, utilizando exactamente los mismos procedimientos que en el mezclado convencional. La tecnología SFM ha sido utilizada en 55 trabajos, 39 de los cuales incluyen sistemas LiteCRETE, en Medio Oriente, México, Indonesia y Francia.

4.4.1.3 ELIMINACIÓN DE LA CEMENTACIÓN DE ETAPAS MÚLTIPLES MEDIANTE CEMENTOS LIGEROS

Las prácticas óptimas de cementación con cementos ligeros pueden resolver problemas mediante la eliminación de operaciones de cementación en etapas múltiples, limitando la necesidad de aplicar cementación correctiva y proporcionando excelente aislamiento de las formaciones con lechadas ligeras. En muchos campos de Medio Oriente la cementación de pozos es un desafío, especialmente el logro de retornos del cemento a la superficie. Las pérdidas de circulación y el bajo gradiente de fractura de las formaciones carbonatadas requieren el uso de cemento ligero. Los gradientes de fractura pueden llegar a ser tan bajos como $0.98 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ (8.2 lbm/gal), lo que significa que hasta una columna de fluidos compuesta sólo por agua puede fracturar estas formaciones.

Para complicar aún más las cosas, en varias formaciones existe el potencial de corrosión de la tubería de revestimiento por el agua de formación si el aislamiento no resulta adecuado. Previamente, pozos similares se cementaban con operaciones en tres etapas. Un objetivo clave fue aislar una zona de poca profundidad y expuesta a pérdidas de circulación.

Las herramientas de trabajo en etapas se utilizan en las operaciones de cementación por etapas, las que por lo general se realizan al cementar formaciones débiles que no pueden soportar una alta columna de fluidos. Las herramientas permiten que la lechada de cemento de la primera etapa se aplique a través de la zapata de flotación o zapata guía y hacia arriba del espacio anular, pero no más allá de la herramienta de la segunda etapa. Luego, se lanza una herramienta de apertura, la que abre orificios en la herramienta de etapa e impide el acceso por debajo de la herramienta de apertura.

La lechada de segunda etapa se bombea dentro de la tubería de revestimiento, pasa por los orificios y se dirige hacia arriba en el espacio anular, completando así la operación de cementación.

En ocasiones puede requerirse un trabajo de llenado del espacio anular entre la formación y la tubería de revestimiento. Estos trabajos consisten en bombear cemento dentro del espacio anular desde la superficie, en lugar de bombear dentro de la columna de perforación para que el cemento luego ascienda por el espacio anular.

4.4.2 CEMENTOS ESPUMADOS

La meta en todas las operaciones de cementación ha sido principalmente reducir los efectos del frío sobre el tiempo de transición del cemento, extender los tiempos de transición sobre la presión hidrostática, o ambos. Considerando las estrategias de zonas de pérdida de circulación y de presión de formación reducida, las investigaciones de las alianzas de la industria frecuentemente han podido permitir a los expertos fijar su atención hacia los cementos de bajo peso,

particularmente cementos de nitrógeno espumoso. En pozos en tierra, el nitrógeno se ha mezclado con las lechadas de cemento durante muchos años para crear cementos de baja densidad para después colocarlos a través de zonas agotadas o depresionadas de alta permeabilidad.

El gas inyectado durante el bombeo, reduce la densidad de la lechada sin reducir la resistencia a la compresión final del cemento ya colocado. Pero hasta antes del descubrimiento de los flujos de agua someros en tirantes de aguas profundas, las dificultades de logística y de costo de la inyección, la lechada de nitrógeno no era usada en aguas profundas.

En tierra, el equipo de inyección de nitrógeno se modeló tomando como base el utilizado en el fracturamiento hidráulico con nitrógeno, a gran escala para aplicaciones marinas. Pero las consecuencias financieras de los flujos de agua somera no controlados, junto con los beneficios probados de la espuma, han convencido a las compañías operadoras y de cementación de llegar a romper la barrera logística. Las unidades de mezclado de nitrógeno han reducido su tamaño para ajustarse a las restricciones de espacio de las plataformas marinas. El equipo también ha sido rediseñado y dimensionado en forma segura para los gastos de flujo mucho menores que se manejan con los cementos espumosos.

Paralelo a los beneficios de utilizar un cemento de baja densidad en formaciones no consolidadas, el nitrógeno proporciona al cemento otras características físicas propias de todos los gases (compresibilidad y expandibilidad). Esto significa que durante la etapa de transición del cemento, en la cual la presión hidrostática normalmente se abate, el gas mezclado se expande, contrarrestando la mayoría de los efectos gelantes.

Expertos reportan tiempos de colocación del cemento de nitrógeno espumoso de alrededor de 30 minutos. De acuerdo a Ronnie Faul, de Halliburton, las bajas temperaturas parecen no afectar su capacidad para realizar el trabajo. Las temperaturas en el pozo "BAJA", localizado en el Golfo de México, fueron de 2 a 3 [°C] (36 a 38°F) en el fondo, no muy diferente de los 1,200 [m] (4,000 pies) de agua. Aún a esa temperatura, la espuma se ha comportado mejor. Los correctos procedimientos de cementación fueron cruciales para la optimización de los efectos de las espumas sobre el contenido de agua y el aislamiento de zonas.

Además de los requerimientos de costo y espacio, la dificultad para coordinar la inyección de nitrógeno y la conservación de los gastos de la lechada a una densidad consistente, ha provocado incertidumbre a los operadores encargados del cemento espumoso. Se ha desarrollado y probado recientemente un software, diseñado específicamente para ese propósito. Los científicos creen que mientras las espumas incrementan de un 10 a un 20% los costos de operación de la cementación, éstos se absorben fácilmente, principalmente cuando se comparan con los costos realizados para evitar los graves efectos que tiene el flujo de aguas someras. El argumento es más convincente cuando se comparan contra los inmensos gastos que caracterizan las operaciones en tirantes de aguas profundas y ultra profundas.

4.4.3 COMPARACION CEMENTO ESPUMADO CONTRA CEMENTOS LIGEROS

Los cementos de baja densidad y espumados presentan propiedades que los hacen muy valiosos contra diferentes problemas de aislamiento zonal y actualmente son utilizados en la cementación de aguas profundas. Los cementos espumados y los de baja densidad son normalmente ejecutados como cementos de cola, son ejecutados primordialmente para zonas donde se presenten flujos someros.

ESFUERZO COMPRESIVO

Cemento espumado:

El esfuerzo compresivo del cemento espumado varía de acuerdo al contenido del nitrógeno y al esfuerzo compresivo de la base de la lechada. Esto está además en función de las propiedades de la base de la lechada y puede ser representado como un porcentaje del esfuerzo compresivo de la base. Conforme el contenido del nitrógeno incrementa, la densidad y el esfuerzo compresivo disminuye.

El esfuerzo compresivo puede ser medido en laboratorio usando cubos sólidos y sometiéndolos a una presión hasta su ruptura así como también con el uso de correlaciones matemáticas y analizadores ultrasónicos.

Pruebas realizadas en laboratorio han demostrado que con una densidad de cemento espumado de 1300 [Kg/m³] no se cumple con el objetivo de alcanzar los requerimientos de un esfuerzo compresivo de 3.5 [MPa] en 48 horas.

Los cementos espumados tienen las características adicionales de poseer un bajo módulo de Young, baja ductilidad y resistencia a la tracción la cual le permite ser usada en zonas que serán fracturadas.

Cementos ligeros:

El esfuerzo compresivo de los cementos ligeros también varía con la densidad y temperatura. Mezclas moderadas con densidades en un rango de 1.5-1.6 [g/cm³] pueden ser ejecutadas a través de zonas productoras y también ser fracturadas.

Los cementos ligeros actualmente están disponibles en densidades desde 1.3 [g/cm³] cumpliendo con alcanzar el esfuerzo compresivo de 3.5 [MPa] a 25 y 30 [°C].

PÉRDIDAS DE FLUIDO

Cemento espumado:

La reducción de pérdidas de fluido del cemento espumado es lograda por el control de las pérdidas de fluido de la base de la lechada y por la naturaleza de las dos fases de la espuma.

La distribución del tamaño de la burbuja causa que las pérdidas de fluido de la lechada espumada disminuyan en comparación con las pérdidas de la lechada base.

Se pueden alcanzar tasas de pérdida de fluido entre 40 a 160 [ml/30min].

Cementos ligeros:

Las pérdidas de fluido en los cementos ligeros son controladas por el uso de polímeros convencionales y fibras, cuando se cementa con cementos ligeros, las pérdidas de circulación están en un rango de entre 50 a 600 [ml/min].

En ambos sistemas se pueden controlar de forma exitosa las pérdidas de circulación, sin embargo el control de este fenómeno es más caro cuando se realizan las operaciones con cementos ligeros.

REOLOGÍA

Cemento espumado:

Debido a que el cemento espumado está en continuo cambio, sus propiedades reológicas son complejas de caracterizar.

Como la temperatura y presión cambia, las propiedades de la lechada espumada cambian también, muchos autores han tratado de ajustar las propiedades reológicas a un modelo matemático para calcular la viscosidad y su relación con las pérdidas de fricción.

De acuerdo a las propiedades reológicas de la lechada espumada, algunos autores han coincidido en que:

La pérdidas de presión por fricción de los cementos espumados son más altas que en la base de una lechada convencional.

Conforme la calidad de la espuma incrementa, la viscosidad y pérdidas por fricción también incrementan, la viscosidad varía con la textura de la espuma, cuanto mayor sea la viscosidad de la lechada base, mayor es la viscosidad de la espuma.

Un incremento en la presión anular causara un incremento en pérdidas por fricción.

Cementos ligeros:

La reología de los cementos ligeros es relativamente constante con algunos efectos de temperatura. Los efectos de fricción son bien descritos por el modelo de potencias y pueden ser calculados usando un simulador. En general, es más fácil caracterizar un cemento de baja densidad que un cemento espumado.

PERMEABILIDAD

Cemento espumado:

La permeabilidad del cemento espumado varía con la calidad del cemento, la base de la lechada, la relación de nitrógeno, concentración de espuma, textura de la espuma y la profundidad del pozo.

Aunque existen algunas discrepancias en la literatura, la espuma tiene las siguientes propiedades de permeabilidad.

Los cementos espumados tienen mayor permeabilidad que los cementos convencionales.

La permeabilidad del cemento espumado incrementa rápidamente en densidades debajo de $1.0[\text{g}/\text{cm}^3]$.

Debajo de $0.85 [\text{g}/\text{cm}^3]$, la permeabilidad es tan alta que el cemento es incapaz de aislar zonas de flujo.

Mientras el cemento espumado se prepara con la concentración adecuada espumante, tamaño de la burbuja, la distribución y la densidad no baja más de $1.0 [\text{g}/\text{cm}^3]$, la permeabilidad no debería representar ningún problema. Si cualquiera de estos factores cambia, el cemento espumado puede presentar altas permeabilidades, por lo tanto es esencial que la espuma sea diseñada tomando en cuenta los parámetros de campo y control de calidad para asegurarse que la lechada no rebase los límites de permeabilidad.

Cementos ligeros:

La permeabilidad de la nueva generación de cementos ligeros es constante para una densidad específica y es normalmente comparable a la de los cementos convencionales.

OTRAS PROPIEDADES

MIGRACION DE GAS

Cemento espumado:

El cemento espumado ha demostrado tener propiedades que son efectivas para el control de migración del gas, esto es debido a su presión interna y a sus dos fases naturales. Estas características hacen que el cemento espumado sea un buen candidato para aplicarse en zonas de migración de gas.

Cementos ligeros:

Por sí mismo, los cementos ligeros no presentan propiedades efectivas para el control de migración del gas, sin embargo se pueden añadir aditivos para mitigar dicho problema y reducir la permeabilidad durante el tiempo de transición donde se mejorara el control de gas.

En áreas donde un cemento ligero es requerido a través de una zona de migración de gas, el cemento espumado es probable que presente algunas ventajas en comparación a los cementos ligeros si la permeabilidad que desarrolle el espumado lo permite.

DENSIDAD

Cemento espumado:

Los cementos espumados son fluidos muy dinámicos que constantemente están cambiando su densidad. Conforme la presión y temperatura cambia, la densidad del cemento cambia de igual manera debido a la presencia de la compresibilidad del nitrógeno en el fluido.

Cementos ligeros:

La densidad de las últimas generaciones de cementos ligeros que no contienen esferas cerámicas permanece constante a través de todas las fases de bombeo.

COMPARACIÓN DE COSTOS

El costo de una cementación común con cementos ligeros es aproximadamente 39% más bajo que si se emplean cementos espumados, esto en gran parte es debido al costo de operación y a los equipos adicionales que se requieren para ejecutar cementaciones con cementos espumados.

4.4.3.1 ANÁLISIS

En base a las experiencias de campo, análisis de laboratorio y el diseño de nuevas generaciones de cementos ligeros, se recomienda que los cementos ligeros sean ejecutados en lugar de los cementos espumados en situaciones donde la presión hidrostática y la densidad equivalente de circulación sean la principal preocupación. En estas situaciones, los cementos ligeros ejercen menor presión hidrostática en el fondo del pozo, son menos complicados de ejecutar y representan un menor costo que los espumados.

En otras situaciones, como es el caso donde se presentan migraciones de gas, el cemento espumado puede ser la mejor alternativa, pero incluso en esta situación se debe hacer un análisis económico del cemento espumado y los cementos de baja densidad con aditivos.

En aplicaciones térmicas que requieren una densidad inferior a $1.5 \text{ [g/cm}^3\text{]}$, el cemento espumado es la mejor alternativa. Otra aplicación de las lechadas con cementos de baja densidad, es la eliminación de cementación por etapas en algunos pozos.

La nueva generación de cementos ligeros de densidades de $1.3 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y $1.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ pueden eliminar el uso de operaciones de cementación por etapas logrando ahorros considerables y reduciendo problemas operacionales en ciertas situaciones. Los ahorros alcanzados son de hasta 52% cuando se evita el uso de cementación por etapas múltiples.

4.4.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Los cementos espumados y de baja densidad tienen similar esfuerzo compresivo y presentan pérdidas de fluido de magnitud parecida cuando son mezclados a la misma densidad.

Los cementos espumados pueden controlar la migración del gas de forma más eficiente, además presentan mejores propiedades térmicas y tixotrópicas.

Las pérdidas por fricción son mayores en los cementos espumados que en los cementos ligeros.

La densidad de los cementos espumados es sumamente variable y puede cambiar a lo largo del pozo mostrando un comportamiento diferente a la densidad de diseño.

La permeabilidad del cemento ligero se mantiene constante, mientras que en el cemento espumado es dinámica y varía considerablemente con la densidad.

El costo de $1.3 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ de cemento ligero es 39% menos caro que un trabajo con cemento espumado de $1.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$.

Las operaciones de los trabajos con cementos espumados son mucho más complejas que las operaciones con cementos ligeros.

En situaciones donde la baja densidad y baja presión hidrostática son la principal preocupación, los cementos ligeros deben ser usados debido a su baja densidad equivalente de circulación, bajos costos operativos y simplicidad en la operación.

En situaciones donde existe algún riesgo potencial de presencia de migración de gas y se requiere el manejo de densidades menores de $1.5 \text{ [g/cm}^3\text{]}$, el cemento espumado es ideal para usarse.

4.4.4 CEMENTO CON YESO DE FRAGUADO RÁPIDO

Otra opción, es el cemento con yeso de fraguado rápido, también conocido como cemento argamasa o cemento fraguado 60:40 que muestra un ángulo recto en la carta del consistómetro, puede ser efectivo para las tuberías de revestimiento fraguado en ambientes de baja temperatura, sin embargo, este tipo de cemento se vuelve complicado y costoso a la hora de mezclar o bombear.

La parte 60:40 del nombre se refiere al hecho que un saco de mezcla contiene 60% de yeso en peso y el otro 40% es cemento Pórtland Clase C. La densidad de la lechada base de estos sistemas es de 1,894 [kg/m³] (15.8 lb/gal), de modo que la lechada se debe energizar si se requiere una densidad menor. El yeso se fragua rápidamente, de modo que un aspecto clave de planificar y ejecutar estas tareas consiste en retardar correctamente la lechada de manera que no fragüe antes o durante las operaciones de bombeo.

La ventaja clave del cemento con yeso es que el fraguado rápido previene la migración de fluido dentro del cemento, pero esta ventaja trae muchas desventajas. La calidad del yeso es altamente variable, de modo que cada mezcla debe ser rigurosamente probada antes de comenzar la tarea. Además, la lechada es propensa a la contaminación en tanques y equipos de bombeo, lo cual exige un trabajo extra para limpiar todos los equipos. Muchos operadores prefieren evitar utilizar múltiples sistemas de cementación porque el espacio para almacenamiento y dispositivos en equipos de perforación de aguas profundas es limitado. Debido a que los cementos con yeso se usan típicamente para secciones someras de pozos en aguas profundas, se debe disponer de otro sistema de cementación para las secciones más profundas.

4.5 TECNOLOGÍAS DE CEMENTACIÓN EN AP PARA PREVENIR Y CORREGIR LOS PRINCIPALES PROBLEMAS

La perforación de pozos en aguas profundas posee retos únicos para la cementación. Grandes diámetros de tubería de revestimiento son establecidos en formaciones poco consolidadas, frecuentemente con un estrecho margen entre la presión de fractura y la presión de poro, siendo esto un factor importante para la presencia de migración de gas o agua.

Distintas compañías del ramo petrolero alrededor del mundo han incorporado nuevas tecnologías para mitigar los problemas que se presentan durante las operaciones de cementación. Schlumberger es uno de los líderes en desarrollo e implementación de tecnologías para superar los retos de cementación de pozos en aguas profundas.

4.5.1 TECNOLOGIAS DE SCHLUMBERGER PARA AGUAS PROFUNDAS

Las lechadas DeepCRETE, aditivos DeepCEM y las lechadas de control de migración de gas GASBLOK proporcionan las propiedades necesarias para establecer un buen control del pozo y mitigar problemas de flujos someros de gas, logrando un buen aislamiento zonal y asegurar la integridad del pozo cuidando siempre los aspectos ambientales.

La tecnología DeepSea EXPRES es un sistema que permite realizar de forma exitosa la cementación por medio de tapones de desplazamiento que ayudan a prevenir la contaminación de la lechada y establecen un buen control entre la superficie y el fondo del pozo.

Actualmente, Schlumberger cuenta con un software especializado llamado CemCADE que se usa durante el diseño de la operación de cementación para asegurar el control del pozo y optimizar la operación.

DeepCRETE

DeepCRETE está formado por una combinación de tecnologías eficientes que permiten cementar en formaciones débiles, con bajas temperaturas y alto potencial de flujo de gas. Esta tecnología que provee lechadas de baja densidad con excelente resistencia a la compresión y baja permeabilidad no requiere equipo especial para su aplicación y alcanza su máximo esfuerzo compresivo rápidamente. Para lograr esto, se requiere el uso de aditivos líquidos para lograr cumplir con un periodo corto de transición a bajas temperaturas. Con la tecnología CemCRETE, la permeabilidad y el esfuerzo compresivo son independientes de la densidad de la lechada y presentan valores muy altos en comparación de las lechadas convencionales.

Cemento FlexStone

Los cementos Flexstone ofrecen propiedades mecánicas que pueden ser usadas para satisfacer los retos a condiciones cambiantes en el pozo, poseen excelente flexibilidad y resistencia química mientras que también mantienen baja permeabilidad y buena resistencia a la compresión. Los sistemas FlexStone son altamente personalizables sin perder sus propiedades para aislar el pozo, estos cementos se expanden para sellar cualquier espacio micro anular. Los cementos FlexStone están diseñados para sellar con alta eficiencia las zonas de alto flujo, asegurando una buena adherencia tanto del lado de la formación como de la tubería de revestimiento.

Aditivos DeepCEM

Los aditivos líquidos DeepCEM fueron creados para disminuir el tiempo de transición y desarrollar de forma rápida la resistencia a la compresión deseada. Tales propiedades son necesarias para

lograr un correcto aislamiento y asegurar el éxito de la operación en ambientes de bajas temperaturas y con altos potenciales de flujo de gas en aguas profundas.

Cuando los aditivos DeepCEM son combinados con la tecnología GASBLOK, desarrollan mayor rendimiento y previenen la migración de gas en pozos de aguas profundas así como los flujos de agua en zonas someras, esta tecnología puede ser mezclada incluso con cementos espumados.

Software CemCADE

El sistema de cómputo CemCADE puede ser usado para diseñar desde cementaciones primarias de grandes diámetros del conductor y grandes longitudes, ayuda al ingeniero a asegurar el control del pozo en cualquier punto y en cualquier momento durante la cementación.

Mediante el simulador matemático, el software puede ayudar en el diseño del lavador, espaciador y las lechadas para el desplazamiento óptimo del cemento y su colocación. Esto ayuda a evitar canalizaciones detrás de la tubería y asegurar un buen aislamiento.

Las utilidades del programa cada día van mejorando en especial para su aplicación en aguas profundas donde se utiliza para simular el comportamiento de las lechadas a bajas temperaturas, puede predecir zonas de migración de gas y ayuda a calcular presiones durante la operación de colocación del cemento.

El simulador de temperatura permite conocer las temperaturas de operación durante la circulación en diferentes puntos del pozo y considera el ambiente en el que se encuentra la operación, esto es de suma importancia ya que el mejor conocimiento de las condiciones del pozo ayuda a optimizar el diseño de la cementación y permite hacer correcciones necesarias.

4.5.2 AISLAMIENTO ZONAL

Las compañías de exploración y producción se han esforzado por lograr un perfecto aislamiento zonal desde el surgimiento de los sistemas de cementación de pozos. Estos desafíos se ponen de manifiesto tanto en los pozos nuevos como en los existentes. El problema de existencia de presión detrás de la tubería de revestimiento puede tener distintas causas, tales como una cementación primaria deficiente, la vigencia de requisitos inadecuados cuando se cementaron pozos más antiguos, o el deterioro de la matriz de cementación con el tiempo. Independientemente de la causa, la industria y las agencias reguladoras reconocen la necesidad de proteger el medio ambiente frente a pérdidas de fluidos de yacimiento.

Un aislamiento zonal deficiente puede ocasionar la pérdida del control del pozo o la contaminación de los acuíferos, lo cual resultaría catastrófico para el medio ambiente y la población local. El mejoramiento de la cementación primaria en los nuevos pozos y la reparación

de pozos con pérdidas, constituyen pasos lógicos destinados a mejorar el aislamiento zonal y proteger el medio ambiente.

Optimización del sistema de eliminación del lodo.

La eliminación efectiva del enjarre producido por el fluido de perforación es un requisito previo para el éxito de la cementación primaria. Cuando la lechada de cementación fragua, el lodo que queda en el pozo puede impedir la formación de un sello hidráulico, lo cual a su vez puede generar fenómenos adversos tales como: producción de fluidos no deseados, pérdida de hidrocarburos hacia zonas de baja presión, existencia de presión detrás de la tubería de revestimiento, reventones subterráneos o corrosión acelerada de la tubería de revestimiento. La solución de estos problemas demanda gastos adicionales y generalmente inesperados. Además del estado general y de la calidad del pozo, entre los factores que afectan la eliminación del lodo se encuentran el acondicionamiento del mismo, los procedimientos de desplazamiento, la geometría del pozo y la centralización de la tubería de revestimiento.

Durante los pasos previos a la cementación de una tubería de revestimiento, una cuadrilla de cementación bombea una serie de fluidos por la tubería de revestimiento para desplazar el fluido de perforación del interior de la misma, y del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la formación. El primer fluido bombeado suele ser un lavado químico o espaciador, que separa el fluido de perforación de la lechada de cementación.

La densidad y viscosidad de los lavadores químicos son similares a las del agua o el petróleo; se puede utilizar agua, diesel, o petróleo como fluido base para los lavadores químicos. Si se bombean delante de la lechada de cementación, contribuyen a la eliminación del lodo porque lo diluyen, reducen su densidad y lo dispersan. Los lavadores químicos pueden formularse de manera tal que eliminen tanto los fluidos de perforación base agua como los fluidos base aceite. En última instancia, los lavadores químicos mejoran la calidad de la adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento, y entre el cemento y la formación. Los lavadores químicos, como tienden a tener baja viscosidad, se bombean en condiciones de flujo turbulento. Existen lavadores químicos para una gran variedad de aplicaciones.

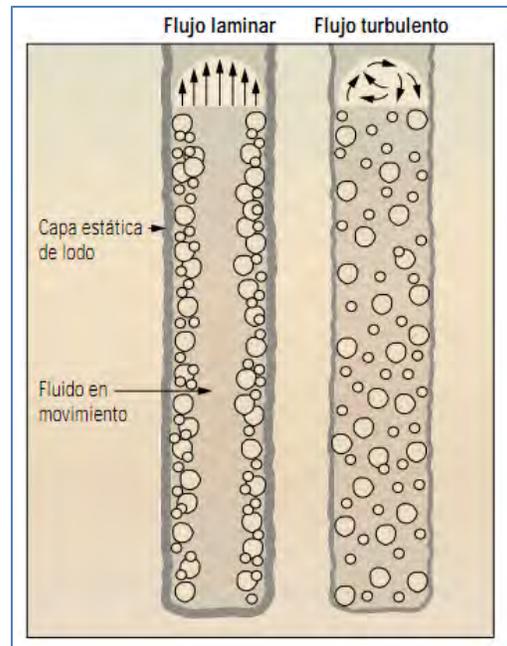


Figura 4.13 Dinámica de los fluidos en la eliminación del lodo.

En condiciones de flujo laminar, las líneas de flujo son paralelas y las partículas individuales recorren trayectorias paralelas. Las partículas de lodo tienden a acumularse cerca de la pared del pozo, lo cual dificulta la eliminación completa del mismo. En condiciones de flujo turbulento, los remolinos energéticos arrastran más partículas de lodo que las trayectorias de flujos laminares antes de saturarse. Los torbellinos también mueven a los surfactantes o dispersantes en el lavado químico o en el fluido espaciador en todo el pozo, para deformar y eliminar el enjarre.

Los fluidos espaciadores también proveen un tapón que resulta químicamente compatible tanto con el fluido de perforación como con la lechada de cementación durante el desplazamiento. El desplazamiento total del fluido de perforación por el espaciador es crucial para el establecimiento del aislamiento zonal; un desplazamiento incompleto puede conducir a la formación de un canal de lodo continuo en la zona de interés, creando vías de comunicación entre las distintas zonas. Esa comunicación conduce a la producción de fluidos no deseados, la pérdida de hidrocarburos e incluso la migración de los fluidos hacia la superficie. Para los lodos base petróleo, los surfactantes utilizados en los lavadores químicos y en los espaciadores modifican la mojabilidad de la tubería de revestimiento y de la formación alrededor del pozo, que pasa de la condición de mojada con petróleo a mojada con agua. Esto contribuye a mejorar la adherencia del cemento.

4.5.3 CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DURANTE LA CEMENTACIÓN

Las pérdidas de circulación, constituyen un problema común en los campos petroleros de aguas profundas. Las pérdidas de circulación cuestan a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de producción perdida o demorada, así como en erogaciones necesarias para abordar problemas de perforación, reparar trabajos de cementación primaria defectuosos y repositonar pozos con daños irreparables producidos por pérdidas de circulación.

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total de flujo de fluido por el espacio anular comprendido entre la formación y la tubería de revestimiento, o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, cuando se bombea fluido en sentido descendente por la columna de perforación o la tubería de revestimiento. La pérdida de circulación de fluido constituye un peligro conocido durante las operaciones de perforación y cementación efectuadas en yacimientos de alta permeabilidad, en zonas agotadas, y en formaciones débiles o naturalmente fracturadas, vugulares o cavernosas. La circulación puede deteriorarse incluso cuando las densidades de los fluidos se mantengan dentro de los márgenes de seguridad habituales; gradiente menor que el gradiente de fracturamiento de la formación.

Detener las pérdidas de circulación antes de que estén fuera de control es crucial para el logro de operaciones seguras y rentables desde el punto de vista económico. Si bien los ingenieros definen a la pérdida de circulación de distintas maneras, en general puede ser clasificada como filtración cuando las pérdidas son inferiores a 10 [bbl/h]. Las pérdidas de retorno parciales implican pérdidas de más de 10 [bbl/h], pero algo de fluido retorna a la superficie.

Durante la pérdida de circulación total, no sale ningún fluido por el espacio anular. En este caso extremadamente severo, el pozo quizás soportará una columna de fluido aunque se detengan las bombas de circulación.

Tipo de pérdida	Severidad de la pérdida
Filtración	Menos 10 [bb/h]
Perdidas parciales	Más de 10 [bb/h] con cierto retorno de fluidos
Perdida de circulación total	Sin retornos del espacio anular

Tabla 4.1 Grados de pérdidas de circulación

Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre la formación expuesta disminuye. En consecuencia, otra zona puede fluir dentro del pozo mientras la zona de pérdida primaria está admitiendo fluido. En casos extremos, puede producirse la pérdida del control del pozo, con consecuencias catastróficas. Aun en situaciones menos severas de filtración y pérdidas parciales, la pérdida de fluido hacia una formación representa un costo financiero que debe abordar el operador. El impacto de la pérdida de circulación está directamente relacionado con el costo del equipo de perforación, el fluido de perforación y la velocidad de pérdida en función del tiempo. Por otra parte, los elevados costos diarios asociados con el equipo de perforación en aguas profundas y en otras áreas operativas de frontera, hacen que todo tiempo invertido para mitigar problemas de pérdidas de circulación sea extremadamente costoso.

Durante las operaciones de cementación, la pérdida de circulación generalmente se traduce en insuficiente relleno de cemento en el espacio anular, ya sea por fuga durante la etapa de bombeo o por retorno del cemento después de detener las bombas. Cuando esto sucede, el nivel final del cemento se encuentra por debajo del nivel de colocación planeado. La pérdida de circulación durante la cementación puede producir problemas de perforación en los tramos subsiguientes del pozo o un aislamiento por zonas inadecuado. Otras consecuencias perjudiciales, tales como pérdidas de fluido o corrosión causada por la deficiente distribución del cemento alrededor de la tubería de revestimiento, quizás no se manifiesten por muchos años, al cabo de los cuales es probable que estos problemas resulten imposibles de solucionar.

En ciertas situaciones, las operaciones correctivas de la cementación, conocidas como cementaciones forzadas, bastan para reparar el daño pero se trata de procedimientos costosos y lentos cuyo índice de éxito es en general bajo. En casos extremos, la pérdida de circulación total puede producir una pérdida completa del control del pozo o un colapso de las paredes del pozo.

Procedimientos para solucionar las pérdidas de circulación durante la cementación.

Ante la presencia de pérdidas de circulación durante las operaciones de cementación, los ingenieros seleccionan diversas técnicas y materiales para aliviar el problema. Si se producen pérdidas de circulación, una tarea clave consiste en localizar la zona de pérdida.



Figura 4.14 Secuencia de tareas para contrarrestar pérdidas de circulación durante la cementación.

Los medidores de flujo de fondo de pozo, medidores de flujo molinete, registros de temperatura, o la inyección y vigilancia rutinaria mediante trazadores radioactivos, revelan zonas de pérdidas de circulación. La localización de una zona de pérdida también se pone de manifiesto si se producen pérdidas inmediatamente después de la penetración de la barrena, especialmente en zonas someras.

Una vez identificada la zona de pérdida, pueden iniciarse tratamientos o acciones para evitar pérdidas adicionales. En ciertos casos, basta con reducir la densidad de la lechada para evitar pérdidas significativas. La densidad de la lechada puede reducirse energizándola (espumándola) o

agregándole extensores; partículas o materiales de baja densidad que permiten la adición de cantidades de agua extra.

El bombeo de diferentes sistemas de cementación como la lechada inicial y la lechada de cola puede evitar ciertos problemas de pérdida de circulación.

La limitación de las caídas de presión por fricción durante la colocación de la lechada, permite mitigar algunos problemas de pérdidas de circulación, porque al reducirse la caída de presión por fricción también se reduce la presión ejercida por la lechada sobre la formación.

El ajuste de las propiedades reológicas de la lechada mediante la utilización de dispersantes, la modificación de las concentraciones de aditivos para pérdidas de fluido y agentes antifraguado, la utilización de lechadas con distribuciones de tamaños de partículas optimizadas, o la reducción de la velocidad de bombeo, pueden aliviar las pérdidas de circulación durante las operaciones de cementación.

Tecnología de cementación para problemas de pérdida de circulación.

Durante décadas, los especialistas en cementación incorporaron granos, fibras, escamas, u otros materiales para prevenir las pérdidas de circulación en las lechadas de cementación.

Si bien estas tecnologías pueden mitigar los problemas de pérdidas de circulación, muchas de estas resultan difíciles de dispersar en las lechadas, además de que cuesta mezclarlos y bombearlos utilizando el equipo de cementación convencional. El bajo peso específico de ciertos aditivos hace que floten en la superficie de la lechada. La incapacidad de algunos de estos materiales de dispersarse en la lechada o de humedecerse adecuadamente con agua, ha ocasionado problemas de taponamiento, tanto en los equipos de mezclado como en los equipos de fondo de pozo.

Una novedosa fibra avanzada puede mezclarse con las lechadas de cemento formando una red de obturación de alto desempeño en las zonas de pérdidas de circulación. Las fibras del cemento con fibras avanzadas CemNET, diseñadas con dimensiones óptimas son químicamente inertes y resultan compatibles con la mayoría de los sistemas y aditivos de cementación a temperaturas de hasta 232 [°C] (450°F).



Figura 4.15 Tecnología CemNET.

Estas fibras pueden agregarse en la localización del pozo y se pueden combinar con las porciones de lechada que serán colocadas en las potenciales zonas de pérdidas de circulación.

La ventaja principal de las fibras CemNET es su capacidad para dispersarse fácilmente en la lechada de cementación. A diferencia de las fibras convencionales, las fibras CemNET están recubiertas con un surfactante especial que mantienen las fibras unidas cuando están secas pero que además las ayuda a dispersarse y mezclarse sin dificultad cuando se incorporan a la lechada. Si se agregan en concentraciones óptimas, las fibras CemNET forman una red de obturación, pero no alteran las propiedades críticas de la lechada o del cemento, tales como tiempo de densificación, propiedades reológicas, pérdida de fluido, contenido de agua libre, resistencia a la tracción, resistencia a la cizalladura y resistencia a la compresión.

Las fibras CemNET secas son fáciles de manipular. Una vez mezcladas con agua, las fibras forman una red similar a una esterilla en las zonas de pérdidas de circulación.

Mediante la incorporación de fibras avanzadas, los operadores pueden evitar problemas como la necesidad de implementar operaciones de cementación forzada, así como pérdidas de cemento y fallas de pozos más serias. Cuando la acción de obturación de las fibras en la lechada de cementación sella las zonas de pérdidas de circulación, se pierde menos lechada durante las operaciones de bombeo. Experimentos de laboratorio han demostrado la eficacia de las lechadas cargadas de fibras en el taponamiento de zonas de pérdidas de circulación, incluyendo fracturas simuladas y formaciones de alta permeabilidad.

4.6 EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN

El control de calidad durante la mezcla y el bombeo de lechadas es de fundamental importancia, pero la evaluación del cemento fraguado es también clave para el éxito de un aislamiento de las formaciones de larga duración. Una vez que la lechada ha sido bombeada y se convierte en cemento fraguado, es importante evaluar el cemento para confirmar el éxito de su aplicación y su capacidad para satisfacer los objetivos. En la mayoría de los casos, el cemento se aplica para soportar la tubería de revestimiento, aislar zonas de agua e hidrocarburos y proteger la tubería de revestimiento de la corrosión o la erosión. Las pruebas hidráulicas simples (pruebas de presión en la zapata de la tubería de revestimiento, pruebas de formación con tubería de perforación “secas” para determinar si el cemento evitará que los fluidos entren al pozo, o pruebas a través de los disparos para comprobar la comunicación del espacio anular) no pueden asegurar que se cumplan todos estos objetivos, de modo que se han desarrollado herramientas de adquisición de registros para evaluar el cemento, las que miden las propiedades acústicas del cemento fraguado.

Los registros acústicos se utilizan para evaluar la calidad de los trabajos de cementación, midiendo la propagación de ondas de sonido en las proximidades del pozo.

Las herramientas ultrasónicas miden la impedancia acústica del material que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento. En la mayoría de los casos, el material sólido (cemento fraguado) muestra una impedancia acústica mayor que los líquidos (lodo, fluido espaciador o cemento líquido). Por lo tanto, las herramientas ultrasónicas se pueden utilizar para diferenciar los sólidos de los líquidos a través de un contraste de impedancia acústica. Si un material sólido se distribuye uniformemente alrededor de la tubería de revestimiento a lo largo de alguna longitud mínima requerida, se asegura el aislamiento hidráulico.

La impedancia acústica está definida por la densidad del material multiplicada por la velocidad de la onda de compresión.

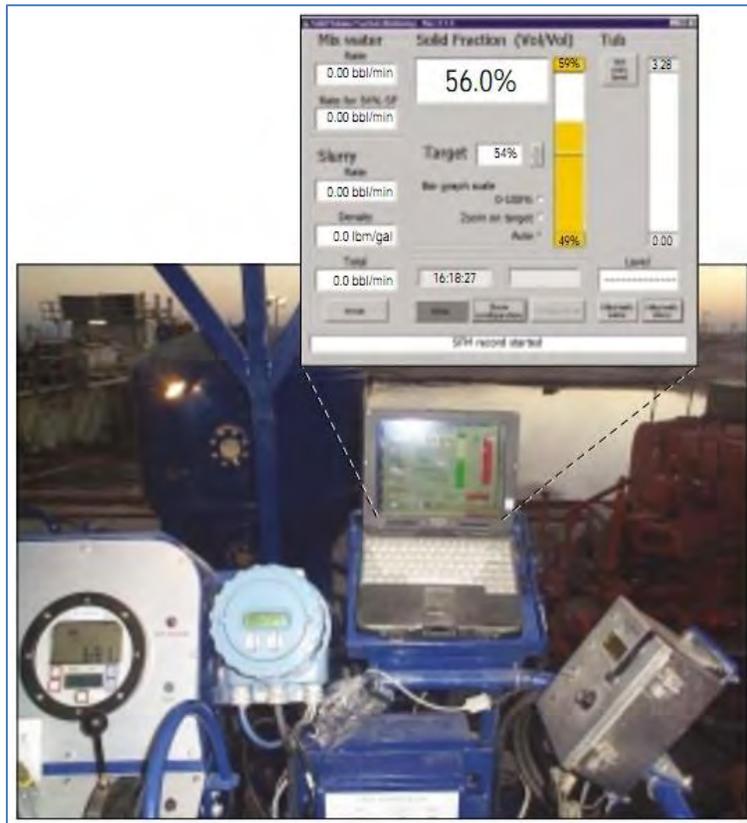


Figura 4.16 Control de calidad en tiempo real.

Una computadora portátil con el programa SFM muestra instantáneamente datos cruciales en formatos convenientes y fáciles de leer .

Las herramientas sónicas responden a la impedancia acústica del material sólido que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento. Mientras más alta sea la impedancia del material adherido al revestimiento, mayor será la atenuación de la onda. Sin embargo, la atenuación se ve afectada por otros parámetros, tales como la distribución de los materiales sólidos y líquidos alrededor de la tubería de revestimiento. Por ello, la interpretación de las mediciones de atenuación obtenidas con herramientas sónicas por lo general es mucho más difícil que la interpretación de un mapa

acústico proveniente de una herramienta ultrasónica. La combinación de herramientas sónicas y ultrasónicas es más efectiva cuando se obtienen registros de cementos ligeros, ya que el registro de Densidad Variable (VDL) de la herramienta sónica es la única medición que proporciona información acerca de la adherencia del cemento a la formación.

Entre las mediciones sónicas se incluyen los registros de adherencia del cemento, tales como los de la herramienta de adherencia del Cemento CBT, que se utilizan para evaluar la adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento, mediante ondas que se propagan de manera paralela al revestimiento. Un transmisor envía energía acústica y un receptor mide las señales que retornan de ondas que se desplazan a través de la tubería de revestimiento, el cemento, el lodo de perforación o alguna combinación de éstos. Entre los elementos que caracterizan una buena respuesta sónica se encuentran una amplitud o atenuación que corresponda a la impedancia acústica esperada para el cemento ubicado detrás de la tubería de revestimiento, señales inexistentes o débiles de la tubería de revestimiento en el registro VDL, y señales buenas a potentes de la formación en el registro VDL.

Entre las herramientas ultrasónicas se encuentran los dispositivos de Imágenes Ultrasónicas USI y la herramienta de evaluación de la cementación CET, que emiten ondas de alta frecuencia que se propagan perpendicularmente a la tubería de revestimiento. La energía que retorna a los receptores depende de las impedancias acústicas de la tubería de revestimiento, del fluido dentro de la tubería y del material en el espacio anular. Puesto que las impedancias acústicas de la tubería de revestimiento y el fluido que se encuentra en su interior son conocidas, es posible determinar la impedancia acústica del material en el espacio anular. A partir de esto, se evalúa la adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento. Las mediciones de impedancia acústica se expresan por lo general en Megarayleighs (Mrayl), o $106 \text{ [kg/m}^2\text{]}$. Una buena respuesta ultrasónica es simplemente una impedancia acústica superior a la del umbral de líquido a sólido en toda la zona que rodea a la tubería de revestimiento. Cuando se obtienen estas respuestas satisfactorias a lo largo de un tramo mínimo, se considera que las formaciones que están debajo de ella se encuentran asiladas hidráulicamente de las formaciones que se encuentran por encima.

Un aspecto clave de las evaluaciones exitosas consiste en comprender las propiedades del cemento fraguado que se esperan de una mezcla dada.

Existen dos razones principales por las que se pueden malinterpretar los registros acústicos que pasan por los sistemas.

En primer lugar, se espera que la respuesta sea tan buena como para un sistema convencional de cemento Portland de $1.9 \text{ [g/cm}^3\text{]}$. Esta expectativa es incorrecta si se basa en el hecho de que estos dos sistemas tienen casi la misma resistencia a la compresión, ya que, de hecho, la respuesta de los registros acústicos no tiene nada que ver con la resistencia a la compresión. En segundo lugar, la configuración predeterminada para algunas herramientas se basa en la respuesta de un sistema de cemento Portland convencional de $1.9 \text{ [g/cm}^3\text{]}$. Para evitar malinterpretar los registros

ultrasónicos de cualquier cemento ligero, se puede determinar la impedancia acústica basándose en el tiempo de tránsito, la densidad y la temperatura antes de obtener los registros.

El tiempo de tránsito del cemento fraguado se puede medir usando un analizador ultrasónico de cemento (UCA, por sus siglas en inglés); la impedancia acústica del cemento se puede calcular a partir del tiempo de tránsito. Como alternativa, se puede utilizar el módulo de diseño y evaluación de la cementación CBL Adviser del programa CemCADE, para estimar la impedancia acústica antes de que comiencen las operaciones de cementación. Luego se puede ajustar la escala del registro, o simplemente se puede interpretar considerando cómo la impedancia acústica afectará las mediciones. Para registros ultrasónicos, es cuestión de ajustar adecuadamente el umbral de impedancia acústica entre líquidos y sólidos como una función de la impedancia acústica del lodo que fue desplazado y el cemento fraguado que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento. Además, la escala máxima de los mapas de impedancia acústica y cemento se debe adaptar a la impedancia acústica del cemento fraguado. Para registros sónicos, se utiliza el módulo CBL Adviser para predecir el 100% de la amplitud de adherencia o atenuación con la cual se comparan los valores medidos.

4.6.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Cementaciones primarias

El método de evaluación de la cementación primaria debe ser seleccionado de acuerdo con el objetivo:

Así, cuando se desea verificar si se tiene buen sello en la zona de la zapata, se procede a efectuar una prueba de goteo.

Se aplica al agujero descubierto inmediatamente después de perforar la zapata, una presión hidráulica equivalente a la carga hidrostática que ejercerá el fluido de control con el que se perforará la próxima etapa, durante 15 a 30 minutos, sin abatimiento de la presión aplicada.

Cuando se desea verificar si hay buen sello en la boca de una tubería corta, se hace una prueba hidrostática sobre la capa de cemento; se aplica una presión hidráulica calculada, que no sea mayor a la resistencia a la compresión del cemento, a las condiciones de fondo. Se toma en consideración la carga hidrostática ejercida por el fluido de terminación, más la presión hidráulica aplicada con bomba, por un tiempo determinado; generalmente son de 15 a 30 minutos con presión sostenida, sin bombeo adicional.

Para evaluar la adherencia en todo el tramo cementado es necesario efectuar un registro sónico de cementación, empleando la tecnología de ultrasonido con cualquiera de las herramientas ultrasónicas y en caso de que este registro denote mala calidad de la cementación en las zonas de

interés, se efectuarán operaciones de cementación forzada a través de disparos efectuados en las partes que denoten falta de sello del cemento por mala adherencia o por existencia de canalizaciones. Generalmente es aceptada una adherencia mínima del 80 % para dar por bueno un trabajo de cementación, aunque los estudios efectuados en los laboratorios de reología de los centros de investigación marcan un porcentaje de adherencia mínimo del 90 % para obtener buenos resultados de sello; sin embargo, las experiencias de campo marcan un 80 % mínimo para dar por buena la cementación.

Cementaciones forzadas

La evaluación de este tipo de operaciones se hace de acuerdo con su objetivo; es decir, si ésta se efectuó para corregir una canalización en una cementación primaria, se evaluará mediante la aplicación de un sónico de cementación y/o la aplicación de presión en las zonas disparadas verificando que exista buen sello en los orificios de los disparos y en la zona de falta de adherencia manifestada por el registro.

Para el caso de abandono de intervalos, primero se debe alcanzar una presión final y posteriormente se efectúa una prueba de admisión para asegurarse de su efectividad por un lapso de 15 a 30 minutos con la presión que se espere del siguiente intervalo a explotar o una prueba de aligeramiento de columna para verificar que no se tengan aportaciones de fluidos de la formación.

Tapones por circulación

La evaluación de los tapones de cemento que se colocan por circulación variará de acuerdo con el objetivo que se requiera con el tapón:

Para desviar pozo el tapón debe soportar de 3 a 4 [ton] de peso en condiciones estáticas, además al rebajar para afinar el punto de desviación debe tener una consistencia tal que manifieste una velocidad de penetración mínima de 2 minutos por metro, con un peso máximo sobre barrena de 3 [ton] y una presión de bombeo de 120 a 140 [kg/cm].

La longitud del tapón tenderá a ser de 150 [m] máximo, empleando frentes de limpieza y separador con un volumen igual o mayor que el del cemento.

La cima del cemento podrá variar en ± 20 [m] de la profundidad de diseño.

Los tapones temporales y de apoyo se probarán con 5 toneladas de peso estático únicamente.

Los tapones de abandono y obturamiento de intervalos, con temperatura mayor de 100 [°C] se diseñarán con arena sílice y no deben presentar canalización y flujo a través del tapón, debiéndose probar con presión hidráulica y peso, cuyos valores dependerán de su profundidad de colocación y condiciones del pozo.

CAPÍTULO 5 CASO PRÁCTICO

5.1 INTRODUCCIÓN

El pozo Piklis-1, se localiza a 144 kilómetros al noroeste de Coatzacoalcos, es el de mayor tirante de agua con 1,928 metros y el de mayor profundidad total que PEMEX jamás haya perforado en su historia con 5,431 metros.

Los resultados de las pruebas iniciales de producción en las rocas del mioceno inferior en dicho pozo, indican la presencia de un yacimiento de gas no asociado y condensados estimado preliminarmente en alrededor de 400 a 600 miles de millones de pies cúbicos en reservas.

Asimismo, se trata del primer pozo perforado por PEMEX con un equipo de posicionamiento dinámico de sexta generación, la plataforma semi-sumergible Centenario, propiedad de la compañía mexicana Gremsa, arrendada a Pemex Exploración y Producción por un periodo de cinco años.



Figura 5.1 Plataforma Semi-sumergible Centenario.

Las actividades de exploración en la zona Piklis-1 tienen como objetivo investigar una estructura profunda paralela a la del campo Lakach, conformada por rocas del oligoceno y del mioceno, lo que ha permitido identificar diversas zonas de hidrocarburos.

Su cercanía al campo productor Lakach hace factible que el desarrollo de estos yacimientos comparta infraestructura de producción, lo que hará más rentable su explotación.

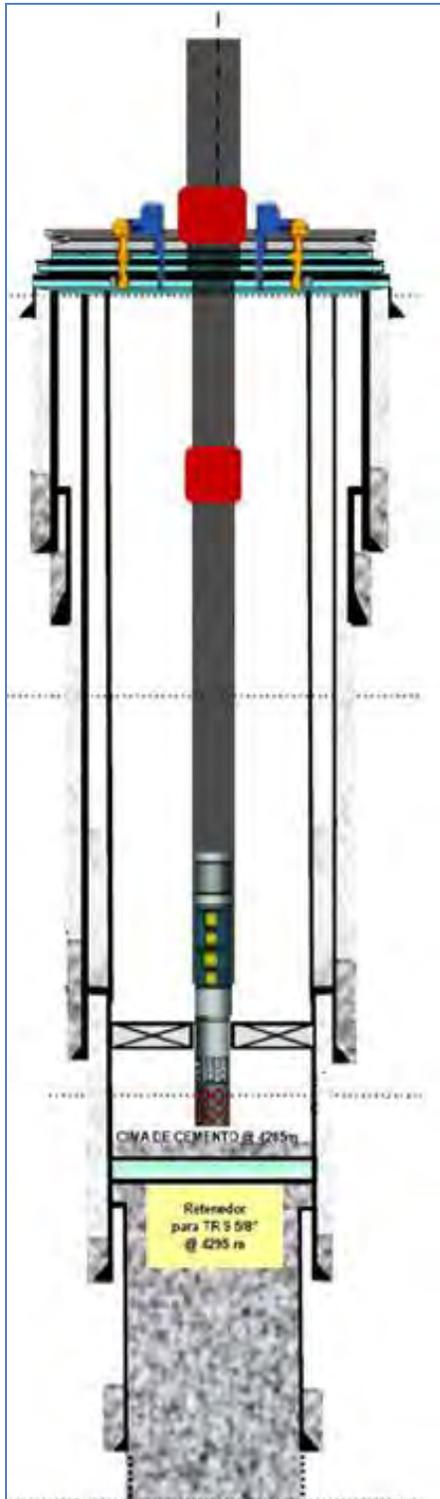


Figura 5.2 Tuberías anteriores.

Destacando que en este pozo ya se tenía un gran avance y desarrollo en cuanto a cinco tuberías anteriores, la primera conductora de 36" se "Jeteo" a una profundidad de 2,044 metros, la segunda tubería de revestimiento de 20" a una profundidad de 2,702 metros, la tercera un liner de 16" a una profundidad de 2,861 metros, la cuarta intermedia de 13 5/8" a una profundidad de 3,921 metros, y la quinta un liner de 9 5/8" a una profundidad de 4,448 metros.

En estas se utilizó tecnología para mitigar los problemas antes ya mencionados que se presentan en aguas profundas como, flujos someros de agua y gas, bajas temperaturas y pérdidas de circulación, unas de estas tecnologías empleadas en la TR de 20" es el sistema de lechada base DeepCEM de 1.95 [g/cm³] espumada mediante el sistema automático CemFOAM hasta 1.68 [g/cm³] y con 200 [m] de una lechada de amarre DeepCEM a 1.95 [g/cm³].

En el liner de 9 5/8" se utilizó un sistema de lechada de llenado FlexSTONE de 1.61 [g/cm³] y lechada de amarre de 1.95 [g/cm³]. Para lograr la remoción del lodo presente en el pozo durante la cementación, la secuencia de preflujos considero el uso de un espaciador MUDPUSH*II con densidad de 1.40 [g/cm³].

Durante la realización de este programa, diversos simuladores fueron utilizados, entre ellos FoamAdvisor (verifica la calidad de la lechada a bombear en el trabajo) y GasMigrationAdvisor (Análisis avanzado de riesgos de flujos someros), cuyo objetivo es asegurar la más alta calidad en el resultado final.

A partir de los datos proporcionados y las prácticas recomendadas, el simulador WELLCLEAN*II muestra una buena remoción de lodo siempre que el lodo sea acondicionado adecuadamente.

5.2 CEMENTACIÓN DE LINER 7 5/8"

Pozo: Piklis-1 (Gas y Condensado)

Propuesta para la cementación del liner de 7 5/8", asentado a 4,800 [m] simulado en base a la información geológica del pozo.

Este documento plasma las condiciones ideales previas, durante y después de la ejecución del trabajo, necesarias para lograr los objetivos planteados, como son: acondicionamiento del lodo, centralización mínima necesaria para asegurar la efectiva remoción del lodo, así como el programa de bombeo del trabajo.

Para esta operación de cementación se utilizará un sistema de lechada "Clase H" sola con densidad de 1.95 [g/cm³] (16.25 lb/gal). Para lograr la remoción del lodo (enjarre) presente en el pozo durante la cementación, la secuencia de preflujos considera el uso de baches espaciadores MUDPUSH II de densidad 1.72 [g/cm³] (14.34 lb/gal). Lechada y espaciadores que consideran la adición de fibras CemNET y Losseal para prevenir y mitigar la presencia de pérdidas durante la cementación.

Tecnologías aplicadas

MUDPUSH II.- Espaciador; líquido compatible con los fluidos de perforación y la lechada de cemento. Proporciona la reología y régimen de desplazamiento necesario para la efectiva remoción del lodo (enjarre) y trabaja en temperatura de hasta 232 [°C] (450°F).

Aplicaciones: Trabaja en flujo laminar y turbulento, su desplazamiento es predecible en todo el intervalo a cementar.

Características: Trabaja en un rango de densidad de 1.2 a 2.4 [g/cm³] (10 a 20 lb/gal). Los aditivos que debe llevar están en función de la densidad y temperatura, tiene excelente propiedades de suspensión, compatible con agua dulce, salada y de mar, maneja tres modelos reológicos; plástico de Bingham, pseudoplástico de ley de potencia y Herschel-Bulkley y fácil de mezclar en el campo.

WELLCLEAN II Advisor.- Software asesor que ayuda a la rápida selección y ajuste de concentraciones óptimas de aditivos en el espaciador.

Características: Incluye una amplia base de datos de pruebas de laboratorio. También incluye los modelos matemáticos y un ingenioso razonamiento capaz de obtener las propiedades del espaciador. Las propiedades se derivan de la interpolación de los resultados en diferentes concentraciones temperatura, densidad y aditivo.

CemNET.- Fibra de cemento avanzada para control de pérdidas, se compone de un material fibroso e inerte capaz de formar una red en la zona de pérdidas, las fibras están diseñadas de un tamaño óptimo para el sellado en las zonas de pérdida. Es compatible con la mayoría de los cementos y aditivos, y no afecta las propiedades del cemento. Se añade a la lechada en la mezcla o en la mezcladora por baches.



Figura 5.3 Fibras del Cemento CemNET.

Losseal.- Una combinación de fibras y sólidos hacen la píldora Losseal, es un aditivo especialmente diseñado de fibra flexible que utiliza la sinergia (potencializa la suma de sus beneficios) para cerrar las fracturas que pueden conducir a la pérdida de circulación. Esta crea una red impermeable que impide que fluya el lodo en las fracturas y es suficientemente fuerte para soportar la presión adicional del aumento de la densidad del lodo. Se ocupa en una variedad de entornos ya que no se le asocian reacciones químicas y por tanto no requiere pruebas de



Figura 5.4 Losseal.

laboratorio.

WELLCLEAN II.- Simulador en dos dimensiones que utiliza la dinámica de fluidos computacional para predecir el proceso de colocación del cemento. Basado en la geometría y la trayectoria del pozo, las propiedades de líquidos en el fondo del pozo, volúmenes, tipos de bomba, y la centralización de la tubería, con este simulador se puede predecir la eficiencia de remoción de lodo y determina si un canal de lodo se quedara. El ingeniero de diseño con este simulador puede hacer cambios de diseño para optimizar el funcionamiento y lograr el aislamiento de zonas.

Aplicaciones: En la eliminación de lodo (enjarre) y colocación del cemento para lograr el aislamiento zonal en pozos verticales, de alcance extendido y horizontales.

Beneficios: Mejora el aislamiento zonal, reducción de costos asociados a la remoción de lodo a través del diseño de trabajo optimizado.

Características: Descripción precisa de la reología de los fluidos, arroja mapas de posición del líquido y concentración en el espacio anular, velocidad del fluido y régimen de flujo.

A partir de los datos proporcionados y las prácticas recomendadas, el simulador WELLCLEAN II muestra una buena remoción del lodo (enjarre) uniformemente a lo largo de la sección. Cualquier cambio de las condiciones reales del pozo con respecto a aquellas consideradas en el diseño de este trabajo, deberán ser evaluadas antes de la ejecución por el personal responsable, para realizar los ajustes necesarios.

5.3 OBJETIVO DEL TRABAJO

Objetivos:

- ✓ Obtener aislamiento que establezca las condiciones ideales para las pruebas de las zonas de interés identificadas y confirmadas por la Unidad Operativa.
- ✓ Cementar exitosamente el revestimiento del liner de 7 5/8" sin ningún tipo de daño que pueda afectar la salud, seguridad y el medio ambiente.
- ✓ Obtener sello hidráulico en la zapata que no requiera cementación remedial.
- ✓ Obtener integridad suficiente en la zapata que permita la perforación de la siguiente sección.
- ✓ Se espera que la presión de fractura y los valores teóricos de sobrecarga estén por debajo de la presión de la densidad equivalente de circulación DEC, esto debido a la pequeña ventana operacional.
- ✓ Mezclar y bombear los fluidos de acuerdo al programa de cementación y las pruebas de laboratorio (volúmenes, densidades, gastos.).

5.4 INFORMACIÓN DEL POZO

Configuración del Liner; Etapa simple, tipo Costa afuera.

Liner	Profundidad: 4,800.0 m	OD: 7 5/8 pg	Peso: 39.0 lb/pie
Tubería de Perforación	Profundidad: 4,345.0 m	OD: 5 pg	Peso: 25.6 lb/pie

Tabla 5.2 Casing y TP.

Tope del Liner:	4,345.0 m
Colgador:	4,345.0 m
Profundidad del Cople de retención:	4,764.0 m
Profundidad de la Zapata del liner:	4,800.0 m
Mud Line:	0.0 m
Profundidad Total:	4,800.0 m
BHST:	90°C
Tamaño de barrena:	8 ½ pg
Diámetro de Agujero Descubierta:	9.817 pg
Exceso anular:	0.00%
Diámetro de AD equivalente:	9.817 pg
Volumen total de AD:	109.05 bbl (incluyendo exceso)
Retornos:	Piso de Perforación
Nivel del mar:	25.0 m
Profundidad de lecho marino:	1,955.0 m
Riser ID:	19.750 pg

Tabla 5.3 Información del Pozo.

5.4.1 ESTADO MECÁNICO ACTUAL

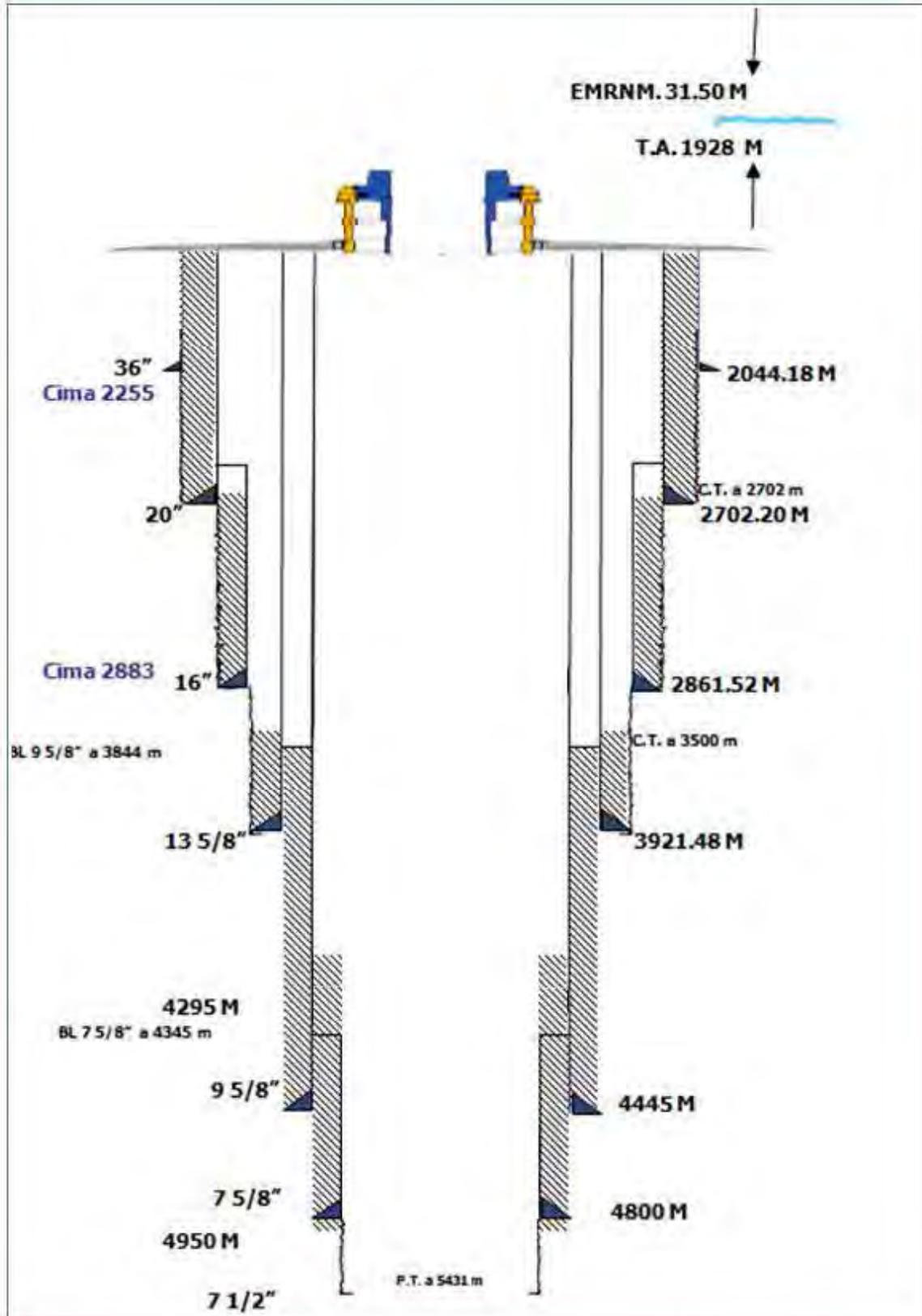


Figura 5.5 Estado Mecánico.

5.4.2 DATOS DE FORMACIÓN

Datos de Formación			
Profundidad [m]	Fractura [g/cm ³]	Porosidad [g/cm ³]	Litología
4,449.8	1.700	1.340	Lutita
4,468.0	1.700	1.350	Lutita
4,480.0	1.700	1.350	Lutita
4,510.0	1.700	1.360	Lutita
4,550.0	1.700	1.370	Lutita
4,566.0	1.700	1.370	Lutita
4,592.0	1.700	1.380	Lutita
4,626.0	1.700	1.650	Arenisca
5,080.0	1.700	1.650	Lutita
5,082.0	1.700	1.650	Lutita
5,100.0	1.700	1.650	Lutita
5,192.0	1.700	1.650	Lutita
5,194.0	1.700	1.650	Lutita
5,312.0	1.700	1.410	Lutita
5,314.0	1.700	1.420	Lutita
5,352.0	1.710	1.420	Lutita
5,426.0	1.710	1.420	Lutita
5,434.0	1.710	1.430	Lutita
5,508.0	1.710	1.430	Lutita
5,510.0	1.710	1.440	Lutita
5,586.0	1.720	1.450	Lutita
5,624.0	1.720	1.450	Lutita

Tabla 5.4 Datos de Formación.

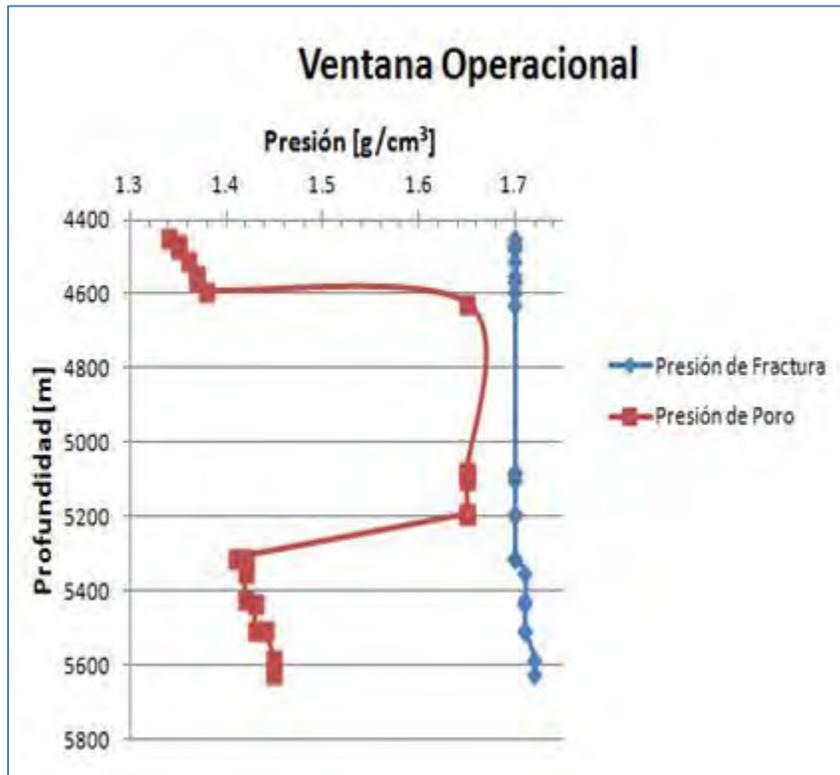


Figura 5.6 Ventana Operacional.

Perfil de Temperatura Geotérmico			
Profundidad [m]	Prof. Vertical Real [m]	Temperatura [°C]	Gradiente [°C/100m]
0.0	0.0	27	0.0
25.0	25.0	27	-0.1
117.4	177.4	16	-6.3
329.8	329.8	10	-5.1
482.2	482.2	7	-4.0
634.6	634.6	6	-3.3
787.0	787.0	4	-2.8
939.4	939.4	4	-2.4
1,955.0	1,955.0	4	-1.2
4,450.0	4,449.8	72	1.0
5,425.0	5,424.7	99	1.3
5,624.0	5,623.7	104	1.4

Tabla 5.5 Datos del Perfil de Temperatura Geotérmico.

Agujero abierto:

Diámetro AD: 9.817 [pg]
 Exceso anular considerado: 0.0%
 Diámetro de AD equivalente: 9.817 [pg]
 Volumen total de AD: 109.05 [bbl] (incluyendo exceso)

Caliper y Agujero						
Profundidad [m]	Caliper [pg]	Caliper 1 [pg]	Caliper 2 [pg]	Volumen AD [bbl]	Exceso [%]	Diámetro Equivalente [pg]
4,520.0	10.00	10.00	10.00	23.90	0.0	10.00
4,582.0	10.00	10.00	10.00	19.76	0.0	10.00
4,595.0	10.00	10.00	10.00	4.14	0.0	10.00
4,753.7	10.00	10.00	10.00	50.58	0.0	10.00
4,800.0	8.50	8.50	8.50	10.67	0.0	8.50

Tabla 5.6 Datos de Caliper y Agujero.

5.4.3 DATOS DE TUBERÍAS

Liner								
Profundidad [m]	OD [pg]	Junta [m]	Peso [lb/pie]	ID [pg]	Grado	Colapso [psi]	Presión Interna [psi]	Rosca
4,800.0	7 5/8	12.2	39.0	6.625	P-110	11,080.0	12,620.0	BTCH

Tabla 5.7 Datos del Liner.

Antes de iniciar el trabajo, se debe constatar que el arreglo de tubería aquí propuesto corresponde al arreglo de tubería real. El no considerar este punto puede conllevar a volúmenes de desplazamiento erróneos, entre otros incidentes.

Tubería de Perforación						
Profundidad [m]	OD [pg]	Peso [lb/pie]	ID [pg]	Grado	Colapso [psi]	Presión Interna [psi]
4,345.0	5	25.6	4.0	G-105	18,900.0	18,380.0

Tabla 5.8 Datos de la Tubería de Perforación.

Revestimiento anterior			
Profundidad [m]	OD [pg]	Peso [lb/pie]	ID [pg]
4,445	9 5/8	53.5	8.535

Tabla 5.9 Datos del Revestimiento anterior.

5.5 SIMULACIÓN DE PARAMETROS DE CEMENTACIÓN

El uso de simuladores se ha convertido en una herramienta valiosa para el diseño óptimo de la operación de cementación en aguas profundas, sin embargo se requiere una correcta interpretación por parte del ingeniero, de lo contrario la ejecución de la operación puede no resultar como se diseñó.

DEC-Circulando lodo de 1.67 [g/cm³] con revestimiento en fondo a gastos de 2, 4, 6, 8 y 10[bbl/min].

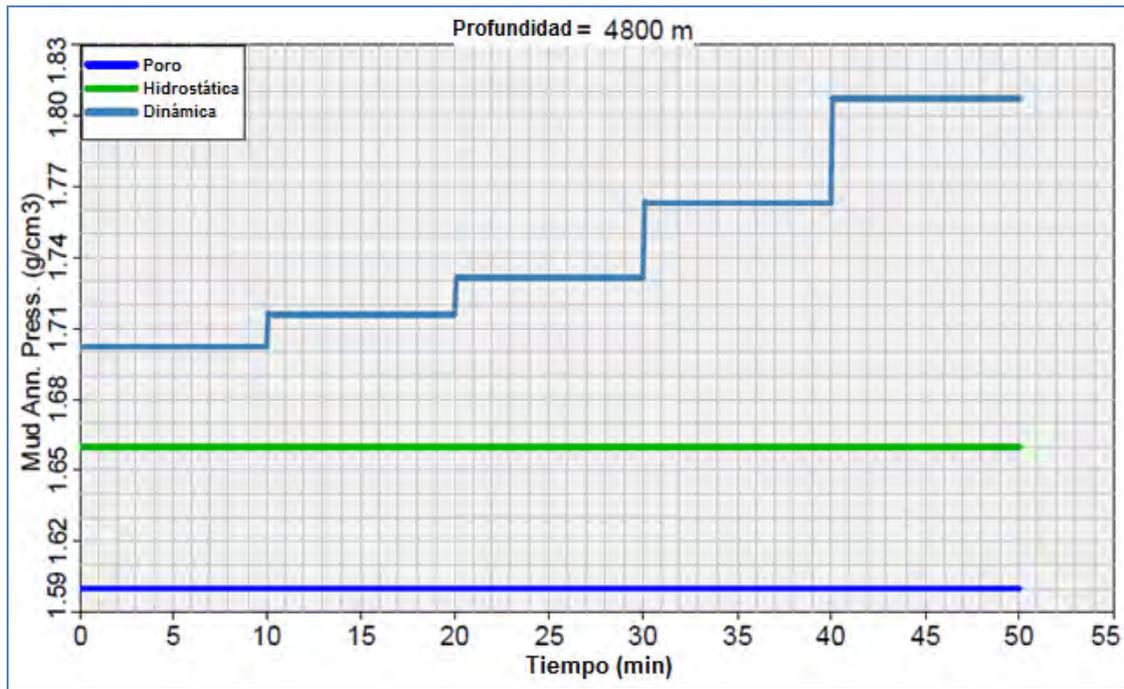


Figura 5.7 Simulación bombeo óptimo.

Esta grafica obtenida del simulador, nos indica el gasto máximo con el que podemos bombear el lodo sintético sin rebasar la presión de fractura, se puede observar que el máximo gasto de bombeo es de 4 [bbl/min] ya que este no rebasa el 1.72 [g/cm³] de presión de fractura.

Simulación de Temperatura durante el bombeo

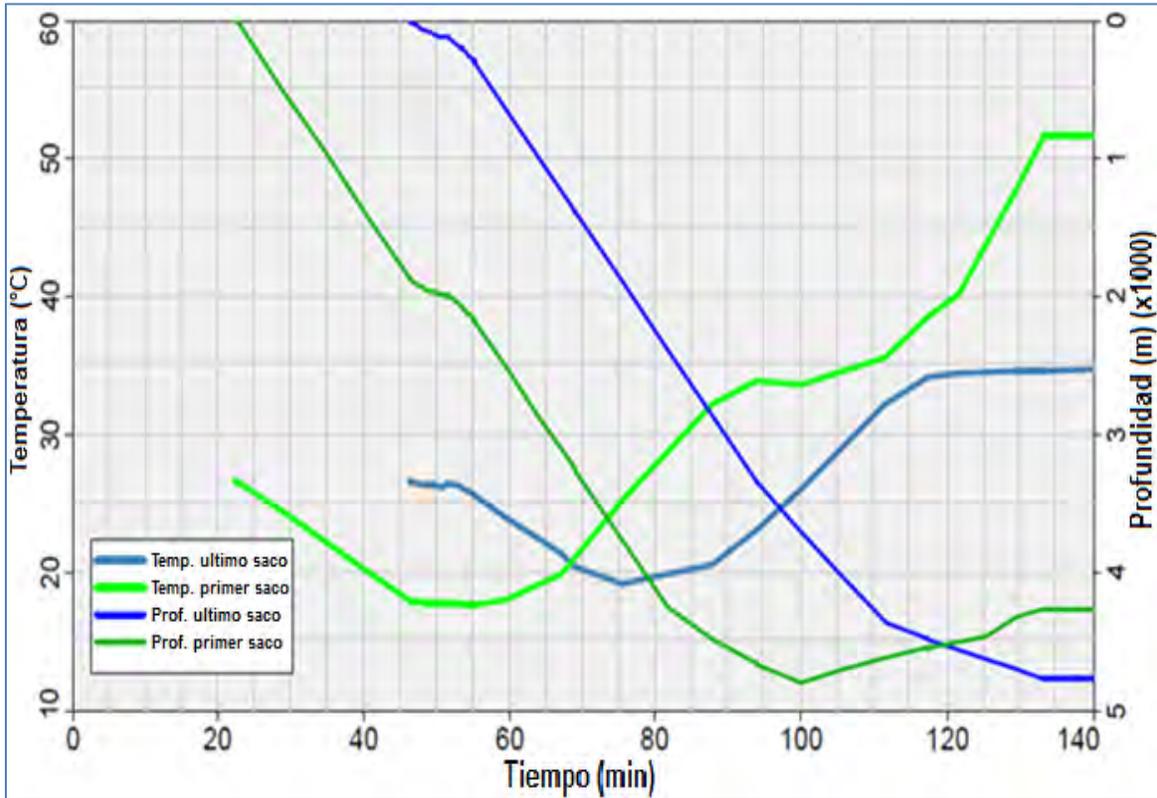


Figura 5.8 Simulación de temperatura durante el bombeo.

En la gráfica se muestra el perfil de Temperatura para el primer y el último saco de cemento durante la ejecución del trabajo. Las pruebas de tiempo de bombeo deberán considerar estos valores.

Simulación de Contaminación de Fluidos y Remoción de lodos:

Lodo sin acondicionar

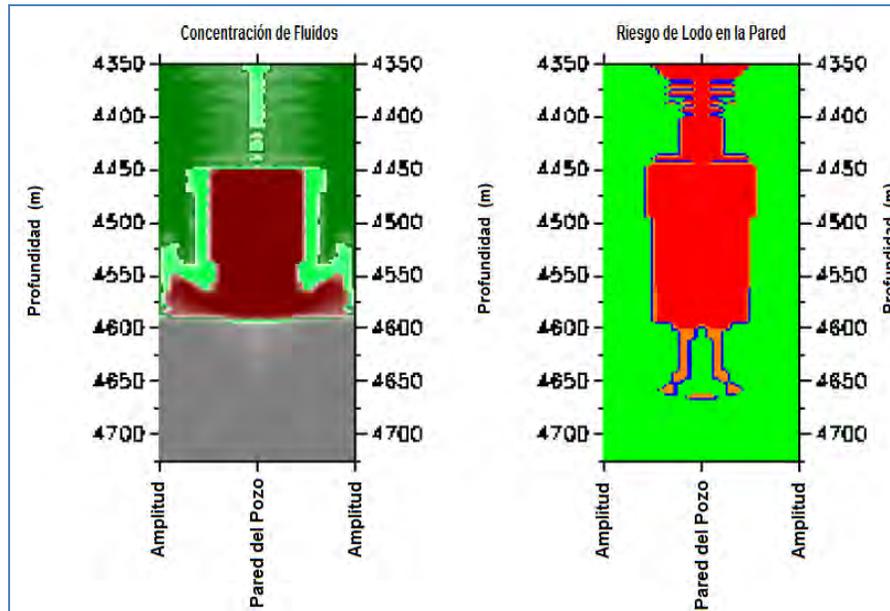


Figura 5.9 Simulación con el lodo sin acondicionar.

Lodo acondicionado

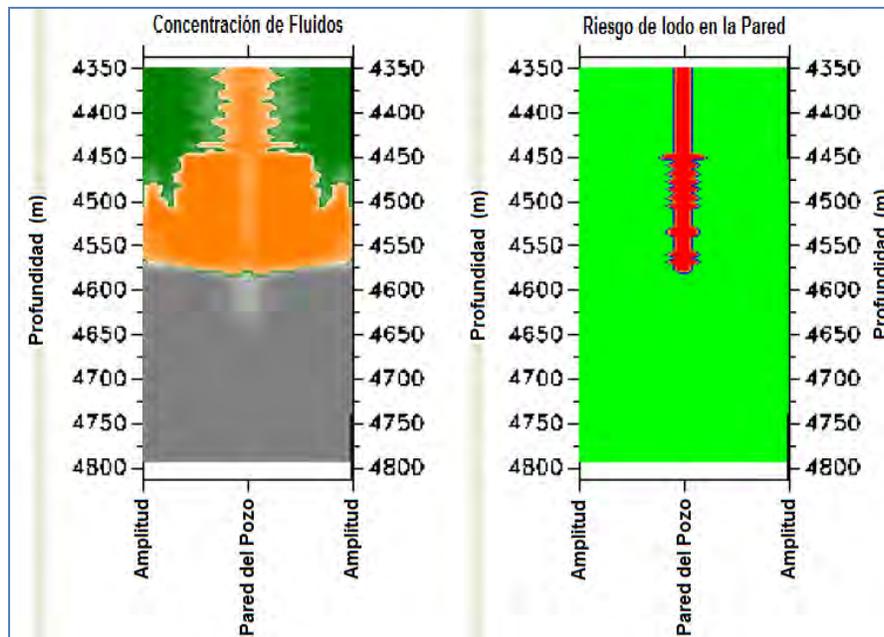
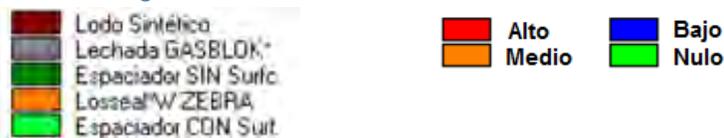


Figura 5.10 Simulación del lodo acondicionado.



5.6 CÁLCULOS

5.6.1 LECHADA DE CEMENTO

Obtener la capacidad de las tuberías con la siguiente ecuación: $C = 0.5067D_i^2$

- Capacidad de TR 13 5/8"
CTR 13 5/8" = $0.5067(12.25)^2 = 76.04[\text{lt/m}]$
- Capacidad de TR 9 5/8"
CTR 9 5/8" = $0.5067(8.535)^2 = 36.91[\text{lt/m}]$
- Capacidad de TR 7 5/8"
CTR 7 5/8" = $0.5067(6.625)^2 = 22.24[\text{lt/m}]$
- Capacidad de TP 5" (Tubería de Perforación)
CTP 5" = $0.5067(4.0)^2 = 8.11[\text{lt/m}]$
- Capacidad de AD 9.817" (Agujero Descubierta)
CAD 9.817" = $0.5067(9.817)^2 = 48.83[\text{lt/m}]$

Obtener el desplazamiento de las tuberías con la siguiente ecuación: $D = 0.5067D_e^2$

- Desplazamiento de TR 7 5/8"
DTR 7 5/8" = $0.5067(7.625)^2 = 29.46[\text{lt/m}]$
- Desplazamiento de TP 5"
DTP 5" = $0.5067(5.0)^2 = 12.67[\text{lt/m}]$

Obtener la capacidad de los espacios anulares:

- CEA1 = CAD – DTR 7 5/8" = $48.83 - 29.46 = 19.37[\text{lt/m}]$
- CEA2 = CTR 9 5/8" – DTR 7 5/8" = $36.91 - 29.46 = 7.46[\text{lt/m}]$
- CEA3 = CTR 9 5/8" – DTP 5" = $36.91 - 12.67 = 24.24[\text{lt/m}]$
- Czc = CTR 7 5/8" = $29.46[\text{lt/m}]$

Obtener las longitudes de cada espacio anular:

- $h_1 = Z_{7\ 5/8"} - Z_{9\ 5/8"} = 4,800 - 4,445 = 355[\text{m}]$
- $h_2 = Z_{9\ 5/8"} - TP = 4,445 - 4,345 = 100[\text{m}]$
- $h_3 = TP - TOC = 4,345 - 4,275 = 70[\text{m}]$

- $h_{zc} = Z\ 7\ 5/8 - C\ 7\ 5/8 = 4,800 - 4,764 = \mathbf{36[m]}$

Obtener el volumen de cada espacio anular: $V_i = CEA_i * h_i$

- $V_1 = 19.37 * 355 = \mathbf{6,876.35[lt]}$
- $V_2 = 7.46 * 100 = \mathbf{746[lt]}$
- $V_3 = 24.24 * 70 = \mathbf{1,696.8[lt]}$
- $V_{zc} = 29.46 * 36 = \mathbf{800.64[lt]}$

Obtener el volumen total de la lechada: $V_{lc} = V_1 + V_2 + V_3 + V_{zc}$

- $V_{lc} = 6,876.35 + 746 + 1,696.8 + 800.64 = 10,119.79[lt] = \mathbf{63.6[bbl]}$

5.6.2 VOLUMEN DE LA TP

- Capacidad de TP 5" (Tubería de Perforación)
 $CTP\ 5" = 0.5067(4.0)^2 = \mathbf{8.11[lt/m]}$
- Longitud de la TP
 $h = \mathbf{4,345[m]}$
- $V_{TP} = CTP5" * h$
 $V_{TP} = 8.11 * 4,345 = 35,238[lt] = \mathbf{221[bbl]}$

5.6.3 VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO

Es el volumen de fluido que se requiere para desplazar la lechada de cemento desde el lecho marino hasta el cople y se calcula con el volumen de la TP más el volumen en el interior del liner 7 5/8" del colgador hasta el cople.

- $V_{TP} = 8.11 * 4,345 = 35,238[lt] = \mathbf{221.6[bbl]}$
- $V_{cc} = CTR\ 7\ 5/8" * h$
 $V_{cc} = 22.24 * 419 = 9318.6[lt] = \mathbf{58.6[bbl]}$
- $V_d = V_{TP} + V_{cc}$
 $V_d = 221.6 + 58.6 = \mathbf{280.2[bbl]}$

5.7 PARÁMETROS CRÍTICOS DE DISEÑO

Presión de Fractura

- 💧 $P_f = 1.70 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ a la zapata de 9 5/8".
- 💧 $P_f = 1.72 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ a 4,800 [m].

Presión de Poro

- 💧 $P_p = 1.35 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ a la zapata de 9 5/8".
- 💧 $P_p = 1.650 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ a 4,626 [m].

Temperatura

Estática de 90 [°C] (194°F) usando el gradiente actual y temperatura máxima circulante igual a 48 [°C] (118°F) de simulaciones. Esta temperatura fue corroborada a partir de datos de las herramientas del BHA (Bottom Hole Assembly; herramienta que se utiliza para perforar, barrena, motor de fondo/sistema rotatorio, ampliador, etc.) durante la perforación, ya que no se cuenta con ningún otro registro disponible.

La temperatura circulante reportada en los registros fue tomada una vez que el agujero estaba perforado, únicamente con bombeo y moviendo la sarta hacia arriba. Tomando en cuenta el caso más desfavorable y cotejando esta información, las pruebas de laboratorio fueron corridas a 52 [°C], considerando el caso más desfavorable.

Diámetro del Agujero Abierto y Exceso

Barrena de 8 ½" a 4,800 [m] con ampliador a 10" hasta 4,753.7 [m], diámetro considerado con 0% de exceso equivalente de 9.817".

Sistema de Cemento

Sistema de lechada de amarre es cemento "Clase H" con control de migración de gas. 70 [bbl] para cubrir una longitud anular de 455 [m] con un traslape de 100 [m] y un tapón arriba del colgador del liner de 70 [m]. Se adiciono CemNET a los barriles iniciales para mitigar las pérdidas presentadas.

Tope de Cemento

Lechada de amarre con tope a 4,275 [m] (525 m de longitud anular), 70 [m] por encima de la boca del liner.

Volumen de Lechada: 63.6 [bbl] de Lechada.

Espaciador:

Con ayuda del simulador WELLCLEAN II Advisor, se decidieron estas cantidades de espaciadores con sus respectivas tecnologías de aditivos para solventar los problemas de pérdidas.

- 💧 10 [bbl] MUDPUSH*II a 1.72 [g/cm³] con CaCO₃ con fibras 5 [lb/bbl] de CemNET.
- 💧 40 [bbl] MUDPUSH*II a 1.72 [g/cm³] con CaCO₃ con Losseal.
- 💧 20 [bbl] MUDPUSH*II a 1.72 [g/cm³] con CaCO₃ s/Surf. con fibras 4 [lb/bbl] de CemNET.
- 💧 70 [bbl] MUDPUSH*II a 1.72 [g/cm³] con CaCO₃ en el desplazamiento.

Lodo: Rheliant base sintética de 1.67 [g/cm³].

Colocación de fluidos que presentan máxima carga hidrostática

	Columna en TR [m]	Long acum [m]	
Long Esp. c/S	43.1	43.1	Liner
Long Losseal ZEBRA	172.3	215.4	Liner
Long Esp s/S	301.5	516.9	Liner
Long Lechada GasBlok	87.0	603.9	Liner
Long Lechada GasBlok	216.7	820.6	TP
Long Esp. s/S	1,372.4	2,193.0	TP
Lodo sintético	2,607.0	4,800.0	TP

Tabla 5.10 Máxima carga hidrostática.

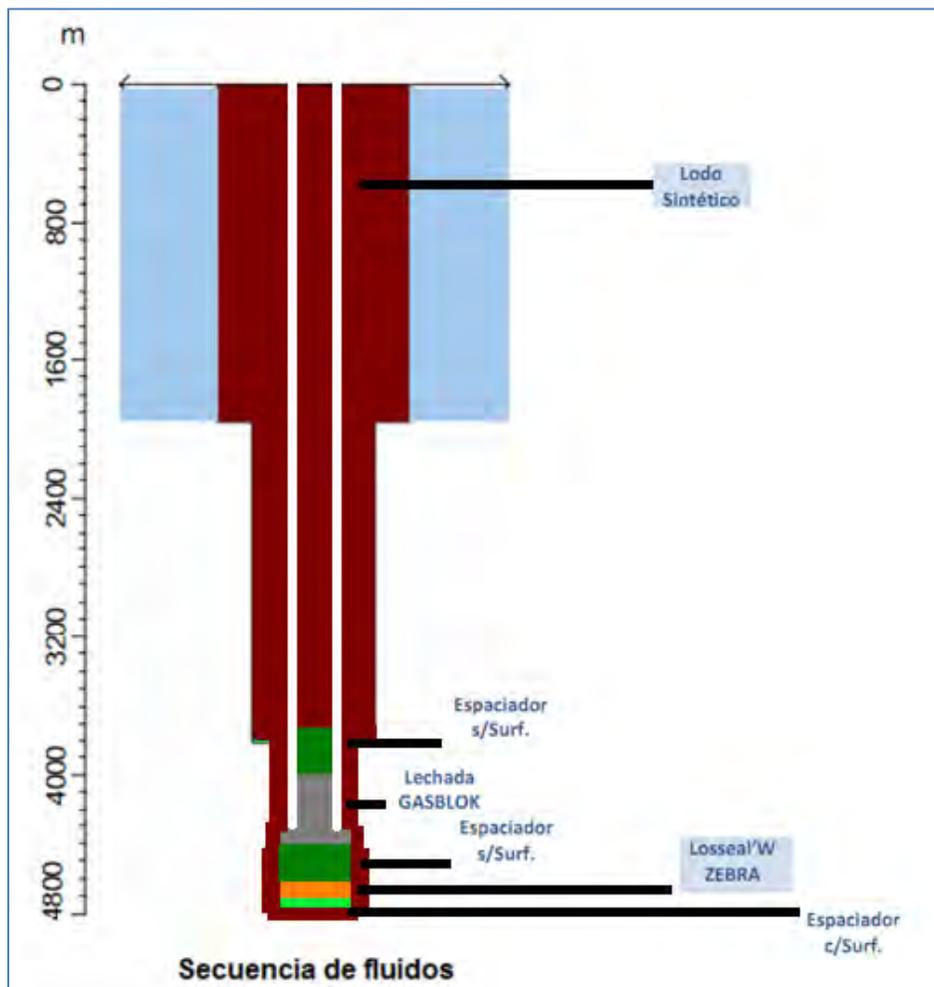


Figura 5.11 Colocación de los fluidos que presentan máxima carga hidrostática.

Presión hidrostática máxima ejercida por la columna de fluidos

$$Ph = \rho \left[\frac{g}{cm^3} \right] * prof[m] * 1.422 = [Psi]$$

$$Ph_{Esp\ C/s} = 1.72 \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 43.1 [m] * 1.422 = 105.41 [psi]$$

$$Ph_{Losseal} = 1.72 \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 172.3 [m] * 1.42 = 421.41 [psi]$$

$$Ph_{Esp\ S/s} = 1.72 \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 1673.9 [m] * 1.422 = 4094 [psi]$$

$$Ph_{Lechada} = 1.95 \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 303.0 [m] * 1.422 = 840.18 [psi]$$

$$Ph_{Lodo\ Sint} = 1.67 \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 2607.0 [m] * 1.422 = 6190.94 [psi]$$

$$Ph_{total} = 11652.06 [psi]$$

La presión total tiene una densidad equivalente de:

$$\rho = \frac{Ph [Psi]}{1.422 * Prof[m]} = \frac{11652.06}{1.422 * 4800} = 1.707 \left[\frac{g}{cm^3} \right]$$

La presión equivalente de $1.707 \left[\frac{g}{cm^3} \right]$ está en el límite de la presión de fractura y representa un riesgo elevado en la operación de colocación del cemento.

Separación Mecánica

Sistema de un tapón, se recomienda ampliamente el uso de sistema de doble tapón (limpiador/desplazamiento) para reducir los peligros de contaminación de las lechadas.

Recomendaciones para remoción de lodo (enjarre):

- 💧 Acondicionar el lodo bajo los valores de viscosidad y punto de cedencia tan bajos como sea posible sin comprometer la estabilidad de fluido o la formación $Pv \sim 18-22 [cP]$, $Ty \sim 17-19 [lbf/100pies^2]$.
- 💧 Porcentaje de sólidos menor a 20% o tan bajo como sea posible.
- 💧 Circular como mínimo un volumen de agujero o el doble. Esta actividad ayuda también a establecer máximas tasas, presiones, confirmación de circulación total, parcial o volumen de pérdidas, etc. Al menos un volumen equivalente de 500 [bbl] (poco más del doble del volumen del agujero descubierto) deberán ser bombeados por delante del trabajo de cementación para lograr la remoción deseada.

5.8 PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS

El Supervisor calculará independientemente el volumen de las lechadas requeridas, empleando los parámetros suministrados.

Según el programa se comienza a pre mezclar los baches espaciadores para optimizar tiempos sin arriesgar u omitir pasos de la preparación que afecten las características de los mismos fluidos. De ser posible, utilizar sistema de etiquetado o rotulación de válvulas de la plataforma para evitar fallas de manipulación de válvulas.

En el tratamiento para control de pérdidas Losseal, las fibras deberán ser añadidas únicamente antes de iniciar el trabajo.

El fluido para la lechada de cemento será preparado en las cajas de desplazamiento de la unidad de alta presión con auxilio del equipo de sistema de aditivos líquidos para su bombeo. La concentración y cantidad de cada químico son calculadas con base en las pruebas de laboratorio hechas con muestras de campo tomadas antes de la operación, y las cantidades revisadas por el Ingeniero a cargo de la operación.

La verificación de la densidad de forma manual deberá hacerse estrictamente con balanza presurizada. Cualquier medición hecha con otro equipo como la balanza atmosférica (de lodos) deberá ser ajustada en base a las lecturas de la balanza presurizada.

5.8.1 VERIFICACIÓN DEL MATERIAL EN LOCACIÓN

Antes de mezclar los productos químicos, verifique la salinidad del agua por contenido de cloruros. Estos deben estar abajo de 1000 [ppm] y no contener ninguna señal de contaminación, y cuando se realicen las pruebas de laboratorio se deben de hacer con el agua que se pretenden realizar los trabajos.

Suministro de Cemento

Verificar el suministro de cemento antes del trabajo considerando excesos por pérdidas, desperdicios, malos trabajos de mezclado o cálculos, etc. Para asegurar que este puede ser entregado a la unidad de cementación sin restricciones de acuerdo con los gastos requeridos en el programa.

Muestras

El supervisor debe recoger como mínimo las siguientes muestras:

- a) 11 [kg] (25 lb) del cemento con un mínimo de 2.3 [kg] (5 lb) por cada silo o transporte.
- b) 4 [lt] de agua de locación.
- c) 4 [lt] de fluido de mezcla.
- d) Apropiada cantidad de aditivos para correr las pruebas de laboratorio a las muestras del cemento.

5.8.2 SECUENCIA DE FLUIDOS:

Fluido Original	Lodo Sintético	1.670 g/cm ³
Vol. Desplazamiento	280.18 bbl	
Vol. Tubería de perforación	221.57 bbl	
Volumen Total	420.5 bbl	
TOC (inicio del cemento)	4,275.0 m	

Tabla 5.11 Descripción de fluidos.

En el intervalo donde se pretende colocar la lechada de cemento, se presentaron fuertes flujos de gas somero, por lo cual fue necesario recurrir a un simulador para que nos indicara la cantidad de GASBLOK que era necesario agregar en la lechada para poder solventar este problema.

GASBLOK.- Sistema de cemento que controla la migración de flujos de gas someros.

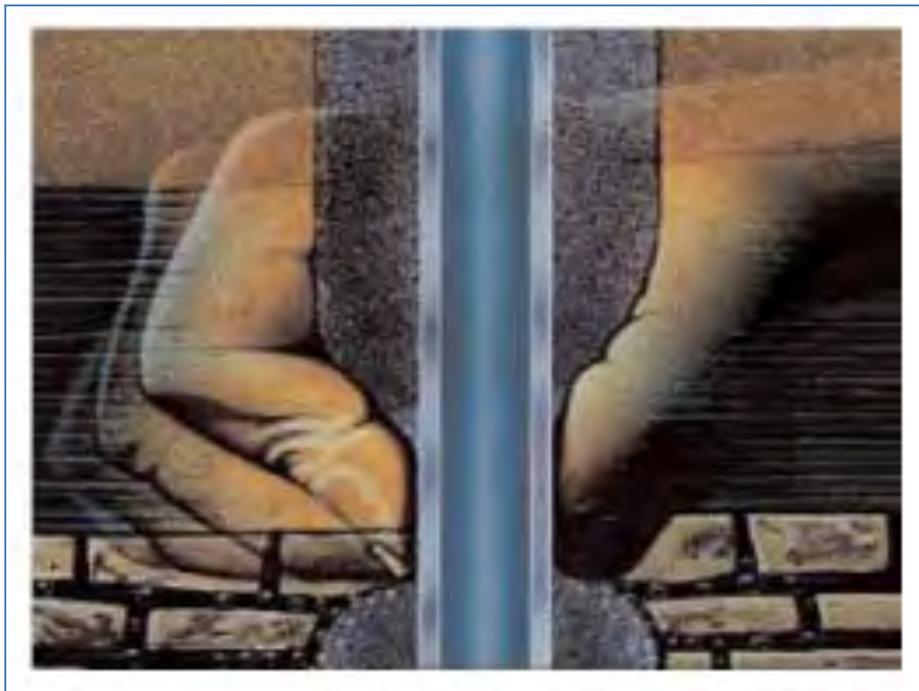


Figura 5.12 Gasblok.

5.8.3 PROGRAMA DE BOMBEO:

Nombre	Gasto [bbl/min]	Vol. [bbl]	Fluidos			Comentarios
			Tiempo por etapa [min]	Vol. Acum [bbl]	Temp. bombeo [°C]	
Espaciador c/Surf.	3	10	3.33	10	27	Evita descompensación de las fibras.
Losseal'W ZEBRA	3	40	13.33	40	27	Tratamiento para control de pérdidas con Surfactantes.
Espaciador s/Surf.	3	20	6.67	20	27	Evita contacto de fibras con lechada.
Pausa	0	0	5	0	27	Comienza mezcla de lechada.
Lechada GASBLOK	3	70.5	23.5	70.5	27	
Pausa	0	0	5	0	27	Suelta tapón de desplazamiento.
Espaciador s/Surf.	3	70	23.3	70	27	Comienza desplazamiento.
Lodo Sintético	3	130	43.3	130	27	Inicia desplazamiento a tasa controlada.
Lodo Sintético	2	22	11	151.5	27	Continúa desplazamiento y observa acoplamiento tapón (221bbls aproximadamente).
Lodo Sintético	3	30.0	10	181.5	27	Continúa desplazamiento y asienta tapón.
Lodo Sintético	2	28	14	209	27	Continúa desplazamiento y asienta tapón.
Pausa	0	0	60	0	27	Activa empacador/sacar TP/circular en inversa.

Tabla 5.12 Datos del Programa de Bombeo de Fluidos.

Total 3:38 hr:min 420.5 [bbl]

5.8.4 COLOCACIÓN DE LOS FLUIDOS

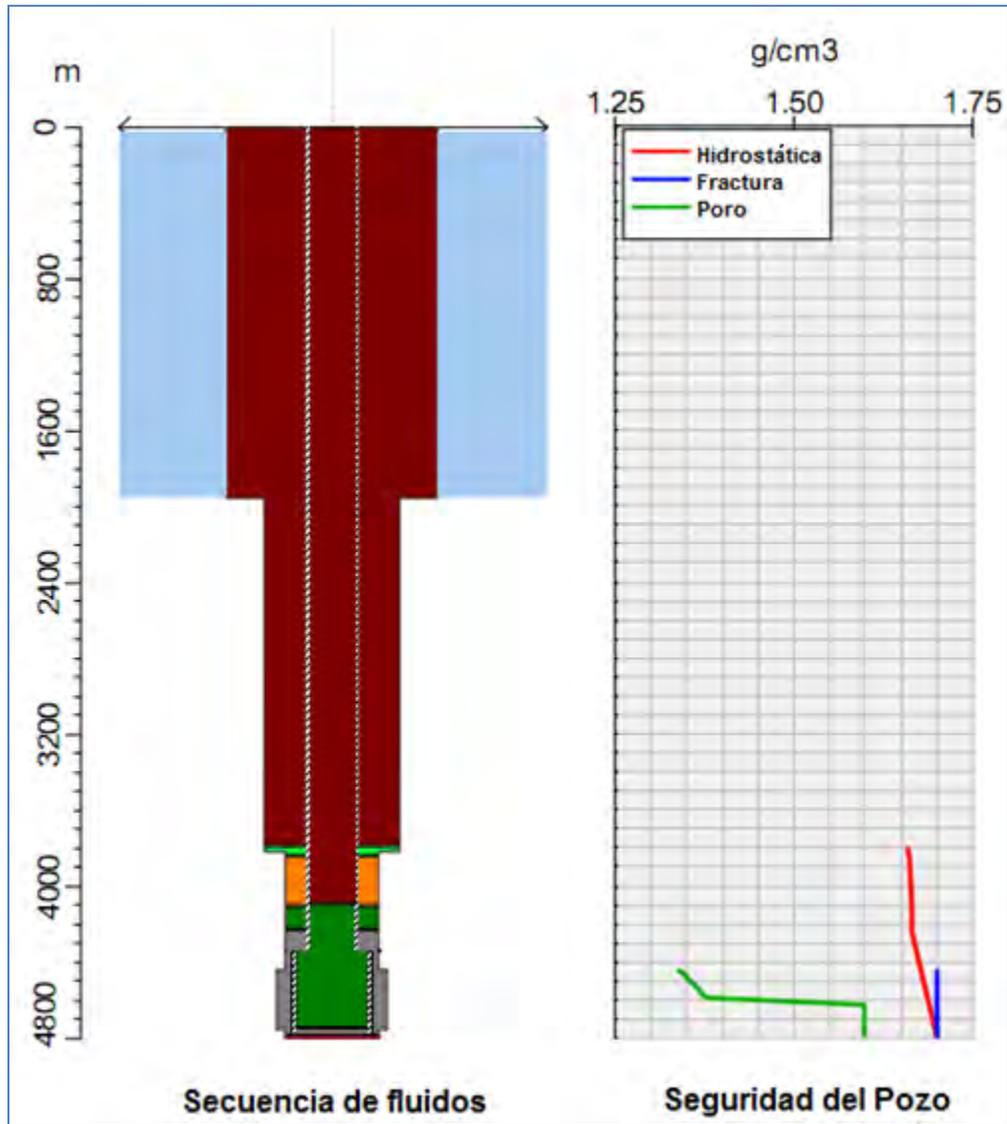


Figura 5.13 Colocación de los Fluidos.

Esta imagen nos ayuda a visualizar la ventana operacional limitada con la presión de poro y la de fractura que ya conocíamos en el intervalo de de interés durante el bombeo de los fluidos para tener cuidado con la presión hidrostática que generamos con estos y no rebasar la de fractura.

Color	Fluido	Volumen [bbl]	Densidad [g/cm³]	Modelo Reológico	Pv [cP]	Ty [lb _f /100pies²]
Verde	Espaciador c/Surf.	10.00	1.72	Bingham	50.0	30.0
Naranja	Losseal'W ZEBRA	40.00	1.72	Bingham	50.0	32.0
Verde oscuro	Espaciador s/Surf.	90.00	1.72	Bingham	50.0	13.33
Gris	Lechada GASBLOK	70.00	1.95	Herschel	K=1.07E-2lb _s /ft²	n=0.833
Rojo	Lodo Sintético	209.0	1.67	Bingham	34.339	20.43

5.8.5 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS

Comparativa de perfiles reológicos (Jerarquía de reologías):

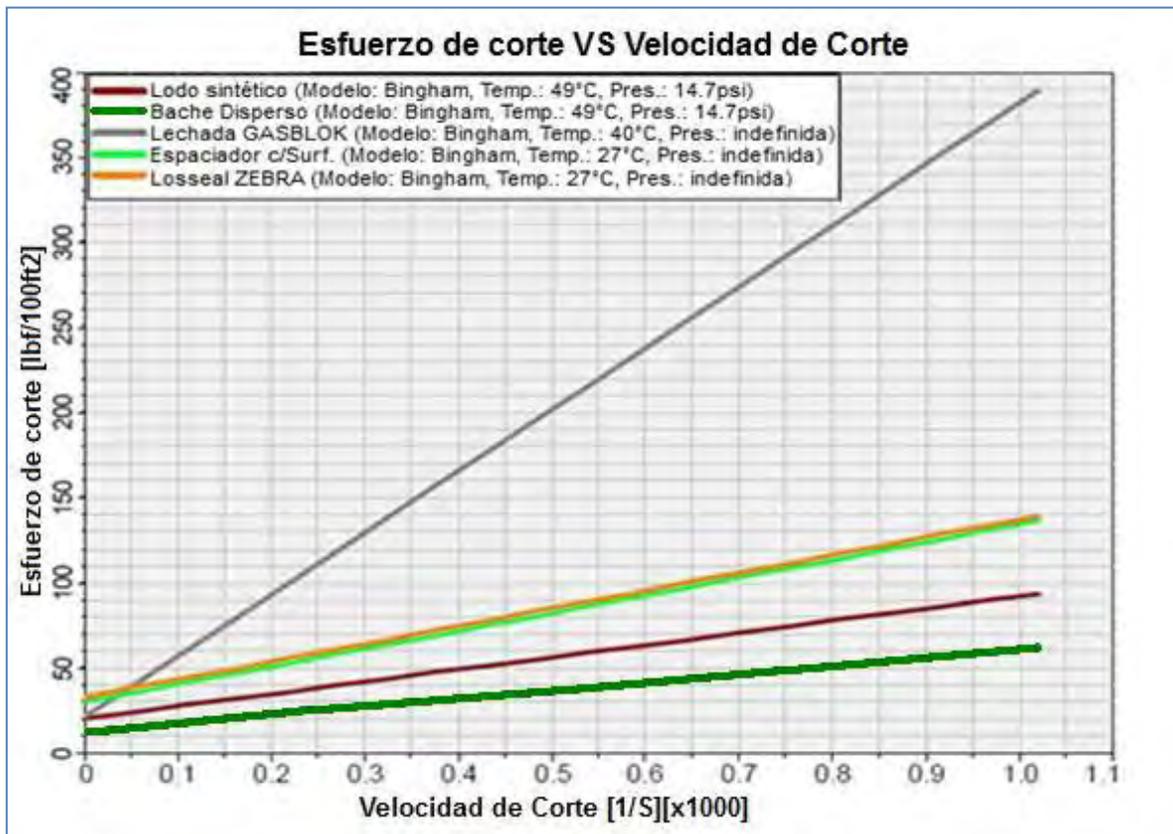


Figura 5.14 Velocidad de corte vs Esfuerzo de corte.

La Reología es la ciencia del flujo que estudia la deformación de un cuerpo sometido a esfuerzos externos. Las características reológicas de un fluido son uno de los criterios esenciales en el desarrollo de fluidos y ayudan a determinar las propiedades funcionales que intervienen durante el diseño de bombeo y mezclado.

Viscosidad Aparente

- 💧 Es la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte del fluido.
- 💧 Una propiedad que da la fuerza necesaria para mover un fluido determinado.
- 💧 Es una medida de la resistencia interna que ofrece el fluido al flujo debido a sus fuerzas internas (fricción y electrostática).
- 💧 Para los fluidos Newtonianos donde la relación entre el esfuerzo y velocidad de corte es constante, la viscosidad es absoluta.
- 💧 Para los fluidos no Newtonianos el esfuerzo y la velocidad de corte no es constante y la viscosidad es llamada viscosidad aparente y es válida solo para la velocidad de corte medida.
- 💧 La viscosidad plástica es la pendiente de la porción de línea recta del esfuerzo de corte y la velocidad de corte observada con los fluidos plásticos de Bingham y es constante.

5.9 PREPARACIÓN DEL TRABAJO

Discutir análisis del trabajo seguro con todo el personal.

Verificar la temperatura de circulación de fondo de pozo y compararla con la temperatura de diseño del sistema de las lechadas. Verificar con simulador.

Corroborar con las tablas originales el arreglo de tubería para confirmar volúmenes de fluidos a bombear, incluyendo el desplazamiento.

Revisar el acondicionamiento del agujero y la reología del fluido de control. Verificar valores recomendados.

Entrega de STEMs (Formatos de mantenimiento estándar de prueba de equipos a utilizar en el trabajo de cementación) al Supervisor del trabajo y copia al representante del pozo y encargado. La planta de cemento a cargo de la Plataforma deberá presentar también documentación del mantenimiento y condiciones operativas del equipo, incluyendo silos y compresores.

Garantizar que las líneas de la planta de cemento desde los silos hasta el tanque de surgencia y hasta la línea de ventilación estén libres y limpias.

Todos los silos deberán estar presurizados y listos para comenzar con el trabajo por lo menos 10 minutos antes de comenzar la operación, con el objeto de evitar retrasos durante la ejecución por no tener el equipo listo.

5.9.1 ARMADO DE LÍNEAS

- 🔧 Junta de seguridad entre personal involucrado.
- 🔧 Delimitar las áreas de trabajo y establecer prioridades durante el armado de las líneas.
- 🔧 Armar línea de tratamiento en el piso de perforación y asegurarla.
- 🔧 Se debe verificar el estado de la cabeza y el tapón en conjunto con el personal responsable del colgador del liner.
- 🔧 Verificar el circuito de válvulas y líneas de cementar por las cuales los fluidos del tratamiento pasarán para evitar confusiones respecto al flujo y dirección del bombeo.

5.9.2 REQUERIMIENTOS DE PERSONAL Y EQUIPOS

Cuadrilla compuesta por:

- 🔧 Ingeniero de cementaciones.
- 🔧 Supervisor del trabajo.
- 🔧 Operador de equipo.
- 🔧 2 ayudantes.
- 🔧 Unidad de cementación.
- 🔧 Planta de cemento: Se deberá contar con compresor de contingencia de la plataforma.

5.10 PROCEDIMIENTO DEL TRABAJO

1. Efectuar **junta de seguridad** con todas las personas involucradas en la operación, garantizar que todos los aspectos del trabajo de cementación son discutidos y comunicados a las personas involucradas.
2. Hacer el armado en superficie siguiendo estrictamente los lineamientos de seguridad, el supervisor debe verificar el apropiado armado y aseguramiento de la línea de tratamiento.
3. Abrir la válvula de la línea de tratamiento conectada a la cabeza de cementación y establecer circulación lentamente con espaciador. Verificar retornos y presiones.
4. Cerrar la válvula de torque de la línea de tratamiento, despejar al personal y hacer anuncio de prueba de presión.
5. Realizar prueba de presión de la línea de tratamiento a 250 [psi] (baja presión) y 5,000 [psi] (alta presión). Verificar que no haya ninguna fuga.
6. Una vez que la prueba sea exitosa, liberar la presión de la línea de tratamiento hacia la unidad de cementación y anunciar que la prueba de presión ha sido terminada.
7. Abrir la válvula FOSV (apertura completa de la válvula de seguridad) arriba de la cabeza de cementación bombear 10 [bbl] de espaciador con surfactante seguido de 40 [bbl] de espaciador con tratamiento Losseal seguido de 20 [bbl] de espaciador sin surfactante MUDPUSH II de 1.72[g/cm³] a un gasto de 2 a 3 [bpm].
 - 💧 El espaciador debe contener fibra CemNET a una concentración de 5 [lb/bbl] para mitigar las pérdidas durante la cementación.
8. Cerrar la válvula de FOSV arriba de la cabeza de cementación y poner ~500 [psi] arriba de la válvula utilizando las bombas del equipo de perforación.
9. Mezclar y bombear 63.6 [bbl] de lechada de cemento “Clase H” de 1.95 [g/cm³] a un gasto de 2 a 3 [bpm] de acuerdo con la prueba de laboratorio.
 - 💧 La lechada debe contener fibra CemNET a una concentración de 2 [lb/bbl] para mitigar las pérdidas durante la cementación.
 - 💧 NO AÑADIR FIBRAS A LOS ÚLTIMOS 15 [bbl] DE LECHADA.
 - 💧 Volumen de lechada calculado en agujero de 8 ½” ampliado a 10” con 0% de exceso.
 - 💧 Tomar mínimo 2 galones de fluido de mezcla.
 - 💧 Cuando falten 10 [bbl] de cemento, avisar a la mesa de perforación para que se preparen para liberar el tapón de desplazamiento.
10. Liberar el tapón de desplazamiento utilizando las bombas de la unidad de cementación.

11. Desplazar el tapón con 280 [bbl] de la siguiente forma:

Fluido	Volumen [bbl]	Densidad [g/cm ³]	Gasto [bpm]	Bombas
Espaciador	70	1.72	3	Unidad de Cementación
Lodo	130	1.67	3	Unidad de Cementación
Lodo	22	1.67	2	Unidad de Cementación
Lodo	30	1.67	3	Unidad de Cementación
Lodo	28	1.67	2	Unidad de Cementación

Tabla 5.13 Datos del desplazamiento de Fluidos.

- 💧 En caso de no asentar el tapón con el volumen especificado, se recomienda bombear la mitad del volumen entre zapata y cople equivalente a 1.7 [bbl].
- 💧 El volumen de desplazamiento no considera volumen extra por compresibilidad del lodo. Dicho valor deberá establecerse antes de la cementación.
- 💧 Asentar el tapón con 1,000 [psi] arriba de la presión final de desplazamiento.
- 💧 Si se desplazara con las bombas del equipo de perforación; monitoree la presión de desplazamiento con la unidad de cementación.
- 💧 Si la unidad de cementación presentara alguna falla mecánica durante la mezcla del cemento, intentar reparar por ~30 minutos, si es posible continuar bombeando a 0.5-1.0 [bpm] para romper los geles. Si la reparación tomase más de ~30 minutos, evaluar recircular el cemento afuera basado en: el volumen bombeado, volumen restante por bombear, y el tiempo de bombeo del cemento para establecer el tiempo máximo permitido antes de cambiar a las bombas del equipo de perforación y circular para afuera el cemento.
- 💧 Si se tuviera pérdida de circulación durante el desplazamiento, reducir el gasto de bombeo teniendo en cuenta el tiempo de bombeo de la lechada para tratar de establecer circulación. No detener completamente el bombeo.

12. Al final del desplazamiento, parar las bombas y liberar la presión a la unidad de cementación para verificar el funcionamiento del equipo de flotación. Permitir el retorno de 3 a 4 [bbl] como máximo, o en su defecto, el volumen calculado por compresibilidad del lodo.

13. Activar empacador en el colgador del liner de acuerdo al procedimiento de la compañía que suministra el colgador.

14. Levantar la tubería 100 [m] y circular cualquier exceso de cemento, se recomienda circular a la inversa un mínimo de 1.5 veces el volumen de la TP, para evitar dejar cemento dentro de la tubería.

- 💧 Circule a través del estrangulador y la línea de matar para asegurarse que el riser y BOP están libres de cemento. Desconecte las líneas y abra la tubería en superficie hacia el ambiente.

15. Esperar tiempo de fraguado según pruebas de laboratorio.

16. Evaluar la Cementación con pruebas de presión y registros sísmicos.

5.10.1 GRÁFICA DE EJECUCIÓN DEL TRABAJO

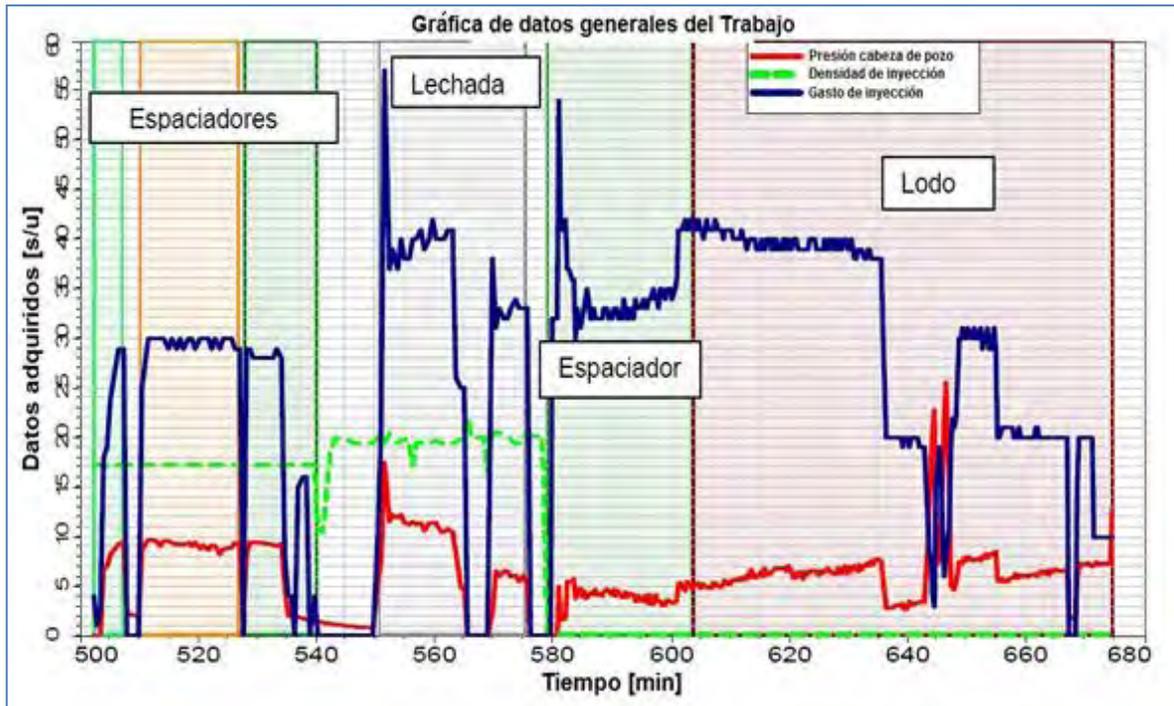


Figura 5.15 Gráfica de ejecución del trabajo.

En esta gráfica se observa el comportamiento de la presión en cabeza, densidad y gasto de inyección de fluidos respecto al tiempo durante la ejecución del trabajo de cementación.

Se puede observar que el gasto de inyección es directamente proporcional a la presión en cabeza de pozo.

5.10.2 COMPARACIÓN DE PRESIÓN REAL VS CALCULADA

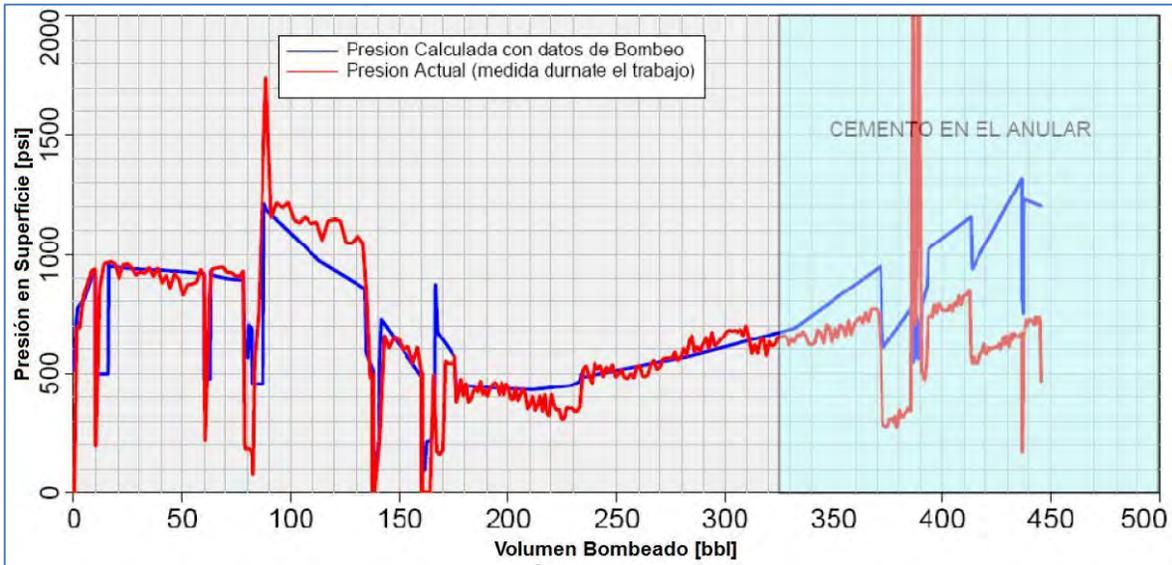


Figura 5.16 Comparación de presión real VS calculada.

La zona azul resalta cuando el cemento ha salido al espacio anular por el cambio en la pendiente que denota aumento en la presión y la aproximación del volumen necesario para que salga del liner y empiece el llenado del espacio anular.

Aunque la presión es menor que la calculada (es decir sin pérdidas). Se observa una pendiente de incremento en la presión de desplazamiento. Este es un indicador positivo de que el cemento está siendo levantado más arriba de la zapata.

5.11 CENTRALIZACIÓN DEL LINER

Tope de Centralización: 4,350.0 [m]
 Profundidad de centralización en el fondo: 4,793.9 [m]
 Zapata de la tubería: 4,800.0 [m]
 Número de centradores: 28
 Centradores flotantes: 17

Profundidad [m]	No.	Cent./Tubo	Nombre del centrador	Código	@ Profundidad [m]
4,458.4	8	1/1	TOP-CO 7 5/8"	310	4,452.3
4,653.6	8	1/2	TOP-CO 7 5/8"	310	4,610.9
4,800.0	12	1/1	TOP-CO 7 5/8"	310	4,739.0

Tabla 5.14 Datos de la colocación de Centradores.

La centralización es uno de los factores indispensables para el éxito de una cementación. Dada que su función es la de permitir un área de flujo constante alrededor de toda la tubería, es importante recalcar que aún cuando el pozo sea vertical se deben seguir buenas prácticas de centralización.

5.12 PRUEBAS DE GOTEO

Esta es una práctica de campo empleada para evaluar la cementación primaria de una tubería de revestimiento y para estimar el gradiente de la presión de fractura.

Luego de perforar el equipo de flotación, se realizaron tres pruebas de goteo. Todas exitosas. La primera a un metro debajo de la zapata ($1.72 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ equivalente). La segunda luego de perforar 15 [m] de formación nueva ($1.79 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ equivalente) y la tercera para confirmar la segunda, también se obtuvo una densidad equivalente de $1.79 \text{ [g/cm}^3\text{]}$.

Después de Trabajo:

- 💧 Se baja con barrena de 6 ½" a 4,755 [m] hasta topar con tapones de desplazamiento.
- 💧 Se prueba exitosamente integridad de tuberías con 1,000 [psi].
- 💧 Se trituran tapones, accesorios y cemento hasta 4,795 [m] (5 [m] arriba de la zapata).
- 💧 Se prueba exitosamente integridad en la zapata del liner con 1,000 [psi].
- 💧 Se perfora la zapata y se realiza exitosamente prueba de integridad con densidad equivalente de $1.728 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ a 4,800 [m].

Se realiza confirmación de prueba de formación después de perforar 15 [m] de formación nueva (4,815 [m]) y se obtiene integridad de formación a $1.80 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ densidad de lodo equivalente. Usando lodo de $1.67 \text{ [g/c m}^3\text{]}$.

5.13 CONCLUSIONES DE CASO PRÁCTICO

Las operaciones de cementación en el pozo Piklis-1 con alta calidad de resultados y el aislamiento apropiado de la zona, es algo difícil de alcanzar, por lo que fue necesario buscar una alternativa de innovación y alta tecnología para dar una solución al reto que presentan las operaciones de cementación en el pozo Piklis-1 y otros campos de aguas profundas.

Después del análisis post-operativo realizado con los resultados obtenidos en la operación de cementación del liner realizado en el pozo Piklis-1, se llegó a la conclusión de que la combinación de las tecnologías para bajas temperaturas y de sistemas para pérdidas de circulación es la solución óptima y efectiva para pozos con bajas temperaturas extremas en aguas profundas. De esta forma, al utilizar estos sistemas de lechadas, se logrará alcanzar la efectiva colocación del cemento en el espacio anular en zonas con ventanas estrechas entre presiones de poro y fractura.

La implementación de lechadas de cemento con aditivos para bajas temperaturas se basa en la minimización de riesgos utilizando un sistema de alta tecnología en lechadas de cemento con propiedades mejoradas y optimizadas, las cuales ayudaran a reducir la probabilidad de implementar trabajos remediales y costos.

Una operación de cementación exitosa disminuirá los retrasos en la entrega de pozos y la producción diferida relacionada a dichos pozos.

Observaciones:

- 💧 Aunque no se recuperó circulación en superficie, el comportamiento de la presión de desplazamiento indica levantamiento de la columna de cemento en el espacio anular. Se concluye que el CemNET y Losseal en los espaciadores contribuyeron a restablecer la circulación en fondo.
- 💧 Todos los fluidos fueron bombeados de acuerdo al diseño (densidad, propiedades, gastos).
- 💧 Se presentaron pérdidas totales previas a la ejecución y durante el bombeo (37 [m³] durante la corrida del liner, 9 [m³] durante el anclaje y pérdidas totales durante la cementación.
- 💧 Se sentó tapón de desplazamiento con 1,200 [psi] y la presión final de circulación fue de 714 [psi].
- 💧 El equipo de flotación funcionó adecuadamente.
- 💧 Los resultados dados son estimados basados en varias suposiciones relacionadas con el pozo, el yacimiento y la cementación. Todas las recomendaciones dadas se basan en hechos o información proporcionada por el Operador, limitaciones de simulaciones computacionales, así como datos no conocidos, mediciones y conjeturas que no son infalibles.
- 💧 En base a los objetivos planteados, se concluye que se realizó el trabajo de cementación de forma exitosa.

CONCLUSIONES

- 💧 Es importante considerar las características de las formaciones que estarán en contacto directo con el cemento debido a que en base a ello se diseñan los fluidos y aditivos a emplear en la operación. La caracterización reológica adecuada de los fluidos es indispensable para asegurar un bombeo óptimo.
- 💧 Es indispensable anticipar antes de realizar la cementación los problemas potenciales a los que se va a enfrentar el ingeniero durante la operación, tales como flujos someros de agua y gas, bajo gradiente de fractura, ambientes de altas presiones y bajas temperaturas. La aplicación de nuevas tecnologías de fibras sintéticas es indispensable para mitigar el problema y mantener un control de filtrado aceptable.
- 💧 La optimización del tiempo de fraguado del cemento se logra disminuyendo el periodo crítico de hidratación, si este es breve existe menor riesgo de que fluyan gas o agua hacia el cemento.
- 💧 El sistema de monitoreo de la fracción sólida ha demostrado ser un método eficiente para efectuar un control de la calidad en tiempo real de la cementación de pozos en aguas profundas.
- 💧 Los cementos ligeros y espumados por su aplicación en zonas de bajo gradiente de fractura ayudan a la eliminación de cementación en etapas múltiples representando un ahorro significativo y el costo del cemento ligero es un 39% más barato que los espumados, pero estos últimos pueden controlar la migración de gas de forma más eficiente, además presentan mejores propiedades térmicas y tixotrópicas.
- 💧 La permeabilidad del cemento ligero se mantiene constante, mientras que en el cemento espumado varía considerablemente con la densidad y es más complejo. En situaciones de baja densidad y baja presión hidrostática, los cementos ligeros deben ser empleados debido a su baja densidad equivalente de circulación.
- 💧 El uso de simuladores se ha convertido en una herramienta valiosa para el diseño óptimo de la operación de cementación en aguas profundas, sin embargo se requiere una correcta interpretación por parte del ingeniero, de lo contrario la ejecución de la operación puede no resultar como se diseñó.
- 💧 Un mal diseño de la lechada de cementación trae problemas altamente costosos que pueden ser desde pérdidas parciales hasta totales y descontrol del pozo.

- 💧 Para realizar una cementación exitosa es indispensable contar con un excelente aislamiento zonal empleando un sistema de remoción de enjarre eficiente y así lograr una correcta adherencia entre el cemento y la formación.
- 💧 La evaluación final de la calidad de la cementación es de fundamental importancia, por medio de ella se puede saber si se cumplieron los objetivos o saber dónde se necesita una cementación remedial.

RECOMENDACIONES

- 💧 Debido a la alta demanda de hidrocarburos a nivel mundial y al alto potencial en las cuencas petroleras marinas, es necesaria la implementación de planes estratégicos para la exploración y producción en aguas profundas y ultra profundas.
- 💧 México ha demostrado tener capacidad para descubrir y realizar operaciones en pozos en aguas profundas, este esfuerzo debe continuar debido al alto potencial que tiene el país y a los buenos resultados que se han alcanzado hasta el momento.
- 💧 La adquisición de información y el trabajo multidisciplinario son herramientas sumamente valiosas para poder realizar operaciones de cementación en aguas profundas de forma exitosa.
- 💧 Se deben realizar juntas de seguridad en campo para disminuir el riesgo de accidentes durante la cementación.

ANEXO

NOMENCLATURA

AD	Agujero descubierto
AD	Diámetro en agujero descubierto
AP	Aguas profundas
bbl	Barriles
BHST	Temperatura estática en el fondo del pozo
Bpd	Barriles por día
C	Capacidad de tubería
CBT	Registro de comprobación de adherencia del cemento
CEA	Capacidad en espacio anular
CemCADE	Software de Schlumberger de simulación de cementaciones
CemNET	Fibras para control de pérdidas de circulación
CHP	Periodo crítico de hidratación
CTR	Capacidad de la tubería de revestimiento
CTR	Capacidad de tubería de revestimiento
CWSS	Esfuerzo cortante crítico de la pared del pozo
D	Desplazamiento
d_b	Diámetro de la barrena
DEC	Densidad equivalente de circulación
DeepCEM	Tecnología de Schlumberger para aguas profundas
DeepCRETE	Tecnologías para cementación en formaciones débiles
DTR	Desplazamiento de tubería de revestimiento
EA	Espacio anular
FF	Factor de Flotación
GASBLOK	Tecnología de control de migración de gas
h	Longitud
ID	Diámetro interior de tubería
LOT	Pruebas de goteo
ML	Línea de lodo o lecho marino
MUDPUSH	Espaciador compatible con fluidos de perforación y lechada
N	Revoluciones por minuto de la rotaria
NM	Nivel del mar
OD	Diámetro exterior de tubería
P_d	Presión diferencial
P_f	Presión de poro o formación
P_{fr}	Presión de fractura
Ph	Presión hidrostática
ppm	Partículas por millón
Pv	Viscosidad plástica

Q	Gasto de desplazamiento
R	Ritmo de penetración de barrena
S	Presión de sobrecarga
SFM	Sistema de monitoreo de la fracción solida
STEM	Formato de mantenimiento de prueba de equipo de cementación
T	Tiempo de desplazamiento
T.A.	Tirante de agua
TP	Tubería de perforación
TR	Tubería de revestimiento
Ty	Punto de cedencia
UCA	Analizador ultrasónico de cemento
USI	Dispositivo de imágenes ultrasónicas
Va	Volumen de agua de mezcla
Vd	Volumen de desplazamiento
VDL	Registro de densidad variable
Vi	Volumen en espacio anular
Vlc	Volumen de la lechada
VTP	Volumen total en tubería de perforación
W	Peso de la barrena
WELLCLEAN	Simulador de remoción de lodo de Schlumberger
WF	Peso Físico de la tubería
WT	Peso Teórico de la tubería
W_{TR}	Peso de la Tubería
ρ_{ac}	Densidad del Acero
ρ_c	Densidad del Cemento
ρ_{fc}	Densidad del Fluido de Control
ρ_{Fi}	Densidad promedio de Formación
σ	Esfuerzo vertical efectivo

REFERENCIAS

1. Edgar Sánchez González. "Cálculo de geopresiones y diseño de tubería de revestimiento".
2. Gerencia de Ingeniería PEP. "Guía para la predicción de geopresiones".
3. Juan Mateo Velázquez Ortega. "Perforación de pozos de gas aplicando terminación tubingless".
4. Adam T. Bourgoyne Jr. "Applied Drilling Engineering SPE Textbook Series", Vol. 2, 1991.
5. Neal J. Adams. "Drilling Engineering", Ed. Penn Well Books, Oklahoma 1985.
6. Kris Ravi, Mark Savery, B.R. Reddy, and Don Whitfill. "Cementing Technology for low Fracture Gradient and Controlling Loss Circulation", Halliburton, SPE/IADC 102074, 2006.
7. Jonathan Bellarby. "WELL COMPLETION DESIGN", Ed. ELSEVIER, 2009.
8. IADC "Drilling Manual", Versión 11, 2000.
9. Ing. Horacio Lucia F. "Curso teórico practico de laboratorio", Halliburton Fluids systems, 2007.
10. Nelson, E.B. "Well Cementing", 1983.
11. Schlumberger, "Review of cementing", 2004.
12. Ing. José Agustín Velasco Esquivel "Elementos de perforación", Facultad de Ingeniería UNAM.
13. Grupo CEDIP. "Ingeniería de cementaciones", 2009.
14. Schlumberger, "Programa de entrenamiento acelerado para supervisor de pozo" 2009.
15. Pierre Andrés Herzog Zambrano, "Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada Utilizando Nuevas Tecnologías", CICYT.
16. Siderca, "Accesorios para cementación de pozos petroleros" Tenaris Group.
17. Huerta Rosales Miguel Ángel. "Cementación de pozos horizontales" Facultad de ingeniería UNAM 2010.
18. Antonio Bolaños Monter. "Cementación de pozos petroleros", Facultad de ingeniería UNAM 1998.
19. Gerard Cuvillier, Stephen Edwards, Grag Jhonson. "Soluciones para los problemas de construcción de pozos en aguas profundas", Schlumberger Oil field review 2000.
20. Pemex.com Artículo informativo. "Preguntas respuestas aguas profundas".

21. **“Retos tecnológicos en aguas profundas”**. Instituto politécnico nacional. Simposium **“Perspectivas de exploración y producción en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México”**.
22. **Carlos Antonio Juárez Talancon**. **“Criterios para la aplicación de arquitecturas en campos de aguas profundas”**. Facultad de Ingeniería UNAM.
23. **Secretaría de energía**. **“Diagnostico: Situación actual de PEMEX”**, 2011.
24. **Dr. Héber Cinco Ley**. **“Aportaciones al debate sobre la Reforma energética: los hidrocarburos”**. Academia mexicana de ingeniería.
25. **Horacio Yedra Hernández**. **“Importancia estratégica del golfo de México: Petróleo y gas en aguas profundas”**, Facultad de economía.
26. **Boletín informativo PEP “Pozos perforados en aguas profundas”**. Pemex.com.
27. **“Pemex resultados y prospectiva”**. Abril 2011
28. **Roger N. Anderson & Albert Boulanger**. **“Prospectivity ultra deep water”** Universidad de Columbia.
29. **Anabel Lorenzana Guzmán, Luis Alberto Lira Meneses**. **“Perforación en aguas profundas aplicando métodos con sistemas de riser y tecnología doble gradiente”** Facultad de Ingeniería. UNAM 2008.
30. **Rodrigo Figueroa Salazar**. **“Perforación doble gradiente en aguas profundas”** Facultad de ingeniería, 2009.
31. **Jorge Mancilla Castillo**. **“Planeación de la perforación en aguas profundas en México: Caso Noxal 1”**, PEP.
32. **Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez**. **“Panorama tecnológico en la perforación de pozos en aguas profundas”**.
33. **Junichi Jagura**. **“Cementing Deep Water wells”**, Well Services Schlumberger.
34. **“Proper cementing, sealing is key to zonal isolation, Drilling contractor”**, Feb. 2004.
35. **Schlumberger Cementing Services and Products**. **“Deepwater cementing products and services”**.
36. **TRANSOCEAN**. **“Well Design and Production Casing Cement”**.
37. **A Comparison Between Foamed & Lightweight Cements**, Dale M. Dusterhoft, Trican Well Service Ltd.
38. **José Luis Bustillos, Husam Helou**. **“Ligero como una pluma, duro como una roca”** Schlumberger.

39. Raafat Abbas, Erick Cunningham. "Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal", Oilfield Review 2003.
40. Raafat Abbas, Haitham Jarouj. "Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación", Oilfield Review 2004.
41. CEDIP "Registros geofísicos y de cementación", 2009.
42. Guy Carré, Emmanuel Pradié, Alan Christie. "Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas", oilfield review 2003.
43. "CemCRETE, High-performance cement systems", oilfield 2004.
44. "A world of experience in deep water cementing", Schlumberger DeepCEM.
45. "Controlling Shallow Waterflows", Halliburton, U.S. 2008.
46. "Tecnología de perforación en tirantes de aguas profundas", www.scribd.com/doc/52564375/Cementos.
47. P.K. Mishra, ONGC2006.
48. Glen Bengé. "Ultra Deep Water Cementing, Challenges and Solutions" Use of Foamed Cement in Deep Water, Exxon Mobil Development Company; Halliburton 2005.
49. BJ Services "Lightweight Cement Formulations for Deep Water Cementing: Fact and Fiction Phil Rae", 2004.
50. AF. Stange "Successful Cementing Procedures Developed for Mobile Bay", Halliburton Services.
51. R. Schindler "Cementing Considerations for Deep Wells in the Appalachian Basin" Schlumberger.