

INTRODUCCIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA CEMENTACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DEL NOROESTE ARGENTINO

Juan P. Casanelli, Hugo Eguia, Sergio Chávez y José Gimutky
Pluspetrol S.S y BJ Services S.A

Resumen:

Este trabajo tiene como finalidad exponer las investigaciones y desarrollos efectuados para las cementaciones de pozos de gas y petróleo en Argentina en los yacimientos Ramos y Palmar Largo respectivamente. La ejecución de los mismos consistió en el diseño de lechadas con el soporte de un simulador computarizado de resistencias (compresión, tracción, flexión) del cemento fraguado (referencias 1 y 2) y sus propiedades mecánicas (Módulo de Young y Módulo de Poisson), todas estas función del tipo y clase de materiales a emplear (cemento y aditivos), y condiciones de pozo y geometría.

Mediante la ayuda de dicho simulador, se pudo interpretar diferentes situaciones y esfuerzos mecánicos a las que estarían sometidos los anillos de cemento a lo largo de la vida útil del pozo, colaborando esto con una adecuada selección de los materiales a usar (fibras minerales multipropósito) para obtener lechadas de comportamiento elástico y de mejor respuesta mecánica que las lechadas de uso convencional.

Las técnicas descriptas y empleo de materiales de última generación, se complementaron con técnicas operativas a las que también se hace mención en el trabajo, las que permitieron la aislación de capas productoras fisuradas, que no debían ser cementadas.

Introducción:

En el trabajo se exponen cuatro historias de caso, pertenecientes a los pozos PL-1001 y R-1011 respectivamente, ubicados en los yacimientos mencionados.

Pozo PL-1001: Cañería de 9 5/8" (244.5 mm) y cañería ("liner") de 7" (177.8 mm) suspendida ó "colgada" en 9 5/8" (244.5 mm). En ambos casos los diferenciales de presión a los que estarían sometidas las cañerías en las distintas etapas de la perforación y la producción involucran un estudio para evitar el colapso del sistema cemento-cañería. Especial mención se hace al tramo de 7" (177.8 mm) que atraviesa un manto salino de características plásticas que aplica elevadas cargas de compresión radial al pozo.

Pozo R-1011: Ambas cañerías colgadas ("liners"), de 9 5/8" (244.5 mm) en 11 3/4" (298.5 mm) y cañería combinada de 5" (127 mm) y 4 1/2" (114.3 mm) colgada en 7" (177.8 mm). El primer caso se refiere a la cementación de un tramo de pozo perforado con la técnica de bajo balance ó "underbalance" en la arena productora Huamampampa. El segundo caso corresponde a la aislación en la formación Santa Rosa, de dos capas entre sí, de petróleo y gas respectivamente mediante el uso de dispositivos mecánicos y lechadas diseñadas para controlar la migración de gas con un espesor reducido de cemento.

Historias de caso pozo PL-1001:

El yacimiento Palmar Largo se encuentra ubicado en la provincia de Formosa, es un yacimiento maduro que produce principalmente petróleo de la formación Yacoraite, un calcáreo de origen

volcánico que se puede describir en líneas generales como calizas y calizas arcillosas con intercalaciones clásticas de areniscas calcáreas que gradúan a calizas arenosas. La estructura de Yacoraite se divide en tres miembros: Las Avispas, Puesto Guardián y Miembro Vulcanoclástico.

Para arribar a estas capas de interés, se debe perforar previamente a través de las formaciones Lumbreras, Maíz Gordo, Mealla y una formación muy especial denominada Olmedo, constituida por un manto salino. La perforación y cementación de dicho manto salino con cañería de 7" (177.8 mm) (primordial para la vida útil del pozo) tiene especial influencia en la cementación de la cañería anterior, de 9 5/8" (244.5 mm), por lo que trataremos en forma consecutiva las cementaciones de 7" (177.8 mm) y 9 5/8" (244.5 mm) respectivamente.

Manto Salino: Los problemas más significativos de los pozos del yacimiento Palmar Largo radican en la dificultad de la perforación del manto salino por su alta temperatura, en la inestabilidad del hueco recién perforado que compromete de gran manera perfilajes y entubación debido al avance permanente de la sal, y en problemas posteriores de cementación y colapso de la cañería debido al gran esfuerzo horizontal que el manto salino aplica sobre el sistema cemento-cañería.

Existe un número importante de pozos que se consideraban bien cementados pero al cabo de años han colapsado por avance de la sal y por problemas de cementación propiamente dicho, sea que esta última no se completó de acuerdo a lo planificado ó las características del sistema cañería-cemento no satisfacen el estado tensional y corrosivo del entorno salino. Cabe destacar la potencial complicación, como ha ocurrido en un alto porcentaje de pozos, de la presencia de una capa acuífera de presiones variables con la producción de agua salada con 190,000 ppm de NaCl que irrumpe dentro del pozo en caso de tener una mala aislación.

La Perforación del Manto Salino. El esfuerzo horizontal elevado, alrededor de 8500 psi (58.61 MPa), temperaturas elevadas del orden de 320-350°F (160-177°C) y los problemas de inestabilidad de la sal por avance permanente condujeron a los ingenieros de la compañía a seleccionar un fluido de perforación de las siguientes características:

- Base aceite (emulsión inversa), para evitar que por contacto prolongado del mismo con el manto salino (NaCl) éste último se solubilice en el fluido de perforación, produciendo ensanchamiento ("washout") no deseado del hueco.
- Base aceite porque ofrece mayor vida útil frente a la alta temperatura.
- Densidades de 1850 kg/m³ para contener el avance plástico de la sal, esto equivale a gradientes de presión hidrostática de 0.80 psi/ft (18.09 Kpa/m).

Debido a que el hueco recientemente perforado tiene poca estabilidad, se evaluaron las siguientes alternativas para la perforación, la primera (y finalmente usada) de perforar con trépano de 8 1/2" (215.9 mm) y luego ensanchar con 9 7/8" (244.5 mm) y la segunda, de perforar con trépano de 6" (152 mm) y ensanchar simultáneamente con 9 7/8" (244.5 mm) con el sistema conocido como "Reaming While Drilling (RWD)".

En ambos casos permitía obtener un pozo ensanchado ("oversized") en 0.688" (17.5 mm) para lograr correr el liner de 7" (177.8 mm) con mayor margen de diámetro por potencial avance de sal durante la entubación y un espesor de cemento adecuado.

La Cementación del Manto Salino. El empleo de un nuevo enfoque para la cementación por parte del equipo de trabajo de las compañías que consistió en (a) el empleo de un simulador que permitiera la evaluación de las cargas y propiedades mínimas necesarias como resistencias a tracción,

flexión y de compresión, conjuntamente con espesores de cemento y cañería necesarios, (b) la selección de materiales de última generación como fibras minerales multipropósito (FMMP) desarrolladas para brindar al cemento propiedades elásticas que le permitieran adaptarse a las condiciones mecánicas previstas sin comprometer la integridad del sistema cemento-cañería, evitando la corrosión por acción de la sal además del colapso, fueron importantes para obtener una cementación que proteja la cañería y evite deformaciones tales que no permitan el paso de herramientas producción, limpieza o perforación de intervalos inferiores.

El análisis de tensiones sobre el anillo de cemento de la cañería de 7" (177.8 mm) consideró dos situaciones, (a) la presión diferencial negativa de 4110 psi (28.34 MPa) producto del cambio de densidades de fluido de perforación entre los tramos Olmedo (1850 kg/m³) y Yacoraite (1130 kg/m³) y (b) la presión diferencial positiva de 5700 psi (39.30 KPa) equivalente a una prueba de hermeticidad en el tope del colgador de liner de 7" (177.8 mm).

La primer situación resulta en una presión externa radial que provoca disminución de diámetros de cañería y anular de cemento dispares, como consecuencia se excede las tensiones tangenciales en la interfase con formación de micro anillo. La segunda situación produce la fisura del anillo de cemento por tracción, si este no es capaz de absorber con deformación el aumento de diámetro.

Con estos valores se simulaban lechadas de cemento para las condiciones de pozo previstas (tabla 1), en el simulador matemático, determinando que debía usarse una lechada de las siguientes características:

- Tiempo de espesamiento mínimo posible compatible con el tiempo de operación.
- Densidad de lechada superior a la del fluido de perforación 1940 kg/m³, para brindar presión hidrostática adecuada. El empleo de cemento clase H permitió incorporar una cantidad mínima de agua y dispersantes, para obtener densidades mayores que otros cementos, sin sacrificar una propiedad de la lechada en superficie, que es la mezclabilidad a temperatura ambiente.
- El desarrollo de la resistencia a compresión debía ser inmediato luego de alcanzadas las 100 Bc, para frenar el avance de la sal sobre la cañería, debe tener al menos 1500 psi (10.34 MPa) en 12 horas.
- La porosidad de la lechada fraguada debe ser mínima, para prevenir invasión de fluido en la matriz de cemento y/o hacia la interfase casing/cemento. Esto se logra porque las FMMP reducen la permeabilidad reaccionando con el Hidróxido de Calcio liberado durante el proceso de hidratación del cemento.
- Una lechada dúctil, de buena resistencia a la flexión, que no se fisure ante esfuerzos laterales. Esto se logró mediante el agregado de FMMP (figura 3).
- Agua de mezcla del cemento libre de sal (NaCl). En el pasado se ha usado sal, pensando que el agua de mezcla de la lechada podía generar hidratación de la sal de formación o ésta podía invadir la lechada afectando su fragüe. Sólo un 3% de KCl se agregó al agua de mezcla a fin de mejorar la adherencia y reducir el agua libre ó excedente (referencia 5).

En la figura 3 se observa que cemento con el agregado de FMMP, sometido a deformaciones laterales, soportan esfuerzos muy elevados y tienen un comportamiento que permite absorber el esfuerzo lateral ocasionado por la sal plástica.

Finalmente, de acuerdo a estudios realizados (referencia 4) en los cuales está demostrado que la resistencia a compresión de una lechada de cemento en condiciones de fondo de pozo adquiere la resistencia de la formación que la rodea (en la misma situación de confinamiento), no se hizo énfasis en una alta resistencia a la compresión, sino en el desarrollo temprano de la misma.

Cementación de la cañería previa: El tramo correspondiente a la cañería de 9 5/8" (244.5 mm) anterior al manto salino, se perforó desde 800 m hasta 3540 m con trépano de 12 1/4" (311.2 mm) y densidad de fluido de 1280 kg/m³ atravesando las formaciones Lumbreras, Maíz Gordo y Mealla. Se cementó en dos etapas, la primera etapa cubrió desde 3540 m hasta 2540 m, con dos lechadas una principal (200 m) y otra de relleno (800 m), la segunda etapa cubrió desde 1700 m hasta 500 m también con dos lechadas, una principal (400 m) y otra de relleno (800 m). La cementación tuvo los siguientes objetivos:

- Aislar correctamente el tramo inferior en la primera etapa por dos razones: (1) el tramo siguiente es el manto salino con la problemática descrita en la cañería anterior, (2) acción de cargas de suspensión del liner de 7" (177.8 mm), cambio de densidades de fluido y prueba de hermeticidad de anular entre 7" (177.8 mm) y 9 5/8" (244.5 mm).
- Aislar correctamente el tramo superior en la segunda etapa por dos razones: (1) cambio de densidades de fluido, (2) disminución de permeabilidad y aumento de resistencia del cemento a los sulfatos en un horizonte en el que se inyectan fluidos provenientes de las capas inferiores (agua salada de coproducción de Yacoraite).

El análisis de tensiones sobre el anillo de cemento en la cañería de 9 5/8" (244.5 mm) consideró dos situaciones, (a) el diferencial de presión positivo de 3116 psi (21.48 MPa) producido entre el cambio de densidades de fluido con el que fraguó el cemento (1280 kg/m³) y la perforación del tramo de Olmedo (1900 kg/m³ máximo), (b) el diferencial de presión negativo de 754 psi (5.20 MPa) al pasar de la densidad de lodo durante el fragüe (1280 kg/m³) a la de Yacoraite (1130 Kg/m³). El detalle del análisis de esta cañería corresponde a la tabla 2.

En la primera etapa se cambió la lechada convencional A, por dos lechadas B y C identificadas como nueva tecnología (NT), de menores densidades, cuyas presiones diferenciales internas máximas y mínimas son mayores en valores absolutos.

En la segunda etapa se han sustituido las lechadas D por F, y E por G respectivamente, donde se observa que las lechadas identificadas como de nueva tecnología (NT) poseen mayor presión interna de prueba sin que se produzca la falla del sistema cañería-cemento-formación.

Adicionalmente los ensayos de ultrasonido mostraron disminución de resistencia a compresión en el tiempo de la lechada E (con cemento normal y bentonita) posiblemente por efecto de la temperatura (fenómeno conocido como retrogresión de la resistencia. Esto fue corroborado por ensayos de ultrasonido en laboratorio. El empleo de las FMMP permite contrarrestar este efecto reemplazando la lechada E por la G también con cemento normal, lo que representa un ahorro de dinero para la compañía.

Historias de caso pozo R-1011:

El yacimiento Ramos se encuentra ubicado en la provincia de Salta. Es principalmente productor de gas y condensado. Un esquema típico de pozo puede observarse en la figura 2. La problemática descrita hace referencia inicialmente al estudio realizado para el liner de 9 5/8" (244.5 mm) que aísla la formación Huamampampa, una cuarcita fisurada que constituye la productora más importante del yacimiento. Esta formación tiene presión poral subnormal, equivalente a unos 840 kg/m³, para lo cual se perfora con la técnica bajo balance o "underbalance" (con retorno de gas a superficie), a fin de disminuir el daño por ingreso de fluidos indeseables a las fracturas naturales productoras de gas. En este caso se empleó una lechada de cemento con el agregado de FMMP que proveyera al anillo de cemento propiedades elásticas adecuadas para soportar la presión generada por el

incremento de densidad del lodo entre el momento del fragüe (800 kg/m³) y la perforación de los tramos siguientes (1070 kg/m³ y 1120 kg/m³).

También se describen los recursos utilizados para la cementación del tramo de 5" (127.0 mm) que abarca las arenas de la formación Santa Rosa que consisten en la utilización de un empacador o "packer" expandible (ECP, se llena con el fluido del interior de la cañería) que sella el anular por encima de la formación productora y un dispositivo de circulación que permite la circulación y colocación de la lechada de cemento por encima del ECP.

Formación Huamampampa: Para la entubación y aislación de Huamampampa se perforó el tramo con diámetro de 10 3/4" (273.1 mm) desde 2610 m hasta 3070 m usando la técnica "underbalance" hasta ingresar 100 m dentro de la formación Icla constituida principalmente por limolitas. El fluido base usado fue una salmuera de Cloruro de Potasio al 3%, que junto con el agregado de gas natural (gas seco, tratado en una estación de separación primaria del yacimiento) permitió una densidad equivalente menor a 650 kg/m³ sobre la formación Huamampampa.

El trabajo de aislación del liner de 9 5/8" (244.5 mm) colgado en 11 3/4" (298.5 mm) consistía en cementar un anillo de sólo 100 m, por debajo de Huamampampa, en el interior de Icla y proveer aislación superior del tope del liner con un empaquetador mecánico ("packer") de 9 5/8" (244.5 mm) x 11 3/4" (298.5 mm) ubicado sobre el colgador de la cañería. El cemento se desplazó con un fluido de 800 kg/m³ por consideraciones operativas a fin de producir un balance hidrostático de columnas de fluido entre el anular (nivel aproximado antes de cementar en 900 m bajo boca de pozo) y la cañería evitando así el riesgo de sobre-desplazamiento e invasión del cemento en Huamampampa si se producía alguna falla en la hermeticidad dentro de la cañería (cierre del tapón de desplazamiento).

Para el análisis de tensiones sobre el anillo de cemento de la cañería de 9 5/8" (244.5 mm) se hicieron las consideraciones de que: (a) que el anillo de cemento de 18/32" (14.3 mm) de densidad 1880 kg/m³ debía fraguar con una densidad de fluido en el interior de la cañería de 800 kg/m³. Luego el tope del liner de 9 5/8" (244.5 mm) se probaría con 1500 psi (10.34 MPa) con un fluido de densidad 1070 kg/m³, representando esto una presión diferencial de prueba del cemento de 2620 psi (18.06 MPa), (b) el tramo correspondiente a la sección de 6" (152.4 mm) en la formación Santa Rosa, se perforaría en underbalance con una densidad equivalente de 500 kg/m³, lo que representa una presión diferencial negativa de 1310 psi (9.03 MPa)

En la tabla 3 se observa la lechada convencional "A" que fue sustituida por la lechada "B", con el agregado de FMMP. El beneficio fue lograr una lechada con 2290 psi (15.79 MPa) adicionales de presión interna y una mejor respuesta elástica observado en las relaciones RT/RC y RF/RC (referencias 1,2 y 3).

Formación Santa Rosa: El tramo correspondiente a la formación Santa Rosa (segunda capa productora de gas en el yacimiento) se perforó con diámetro de 6" (152.4 mm) desde 3540 m hasta 4066 m MD (3850 m TVD) navegando a 50° de inclinación. En este tramo de 6" (152.4 mm) además de la "usual" arena gasífera de Santa Rosa, el segundo objetivo fue una capa inferior de petróleo (condensado), de interés exploratorio (de acuerdo a correlaciones con el antiguo pozo Ramos XP-11).

Al desafío de la perforación del tramo, navegando por la capa a 50° de inclinación, se sumó el de aislar ambas capas objetivo, de gas y de petróleo, con un anillo de cemento de 120 m entre ambas capas. La colocación del cemento se llevó a cabo corriendo un packer inflable (ECP) a 3920 m, combinado con un dispositivo de cementación mecánico (CPC) ubicado en 3908 m que permitió la circulación de la lechada sobre el ECP, una vez que el mismo fue inflado.

La secuencia de corrida de cañería fue la siguiente:

- (1) Zapato guía de 4 ½" (114.3 mm)
- (2) Collar de 4 ½" (114.3 mm), modelo 700, con válvula flotadora PVTs
- (3) Cañería de 4 ½" (114.3 mm)
- (4) Collar de 4 ½" (114.3 mm) con asiento para bola selladora
- (5) ECP de 4 ½" (114.3 mm)
- (6) 1 Caño de 4 ½" (114.3 mm)
- (7) CPC de 4 ½" (114.3 mm)
- (8) 2 Caños de 4 ½" (114.3 mm)
- (9) Cañería de 5"
- (10) Colgador de cañería de 5" (127 mm) x 7" (177.8 mm) con válvula de retención

La secuencia de cementación fue la siguiente:

- (1) Con cañería en profundidad, acondicionó el fluido de perforación a densidad final de 1120 kg/m³, VP= 20, PF= 36
- (2) Lanzó bolilla de 1 ¾" (44.45 mm) para hermetizar la cañería por directa (la bolilla se asienta en el collar de asiento)
- (3) Activó el colgador de cañería, presurizando con 1500 psi (10.34 MPa) para desplazar las mordazas del colgador y se descargó el peso del liner de 5" (127 mm) sobre la cañería de 7" (177.8 mm)
- (4) Presurizó con 2500 psi (17.24 MPa) para inflar el ECP y desplazar hidráulicamente la camisa que permite la apertura del CPC.
- (5) Circuló y cementó de acuerdo a programa de cementación con 17.3 Bbls (2.75 m³) de lechada descripta posteriormente
- (6) Desplazó de acuerdo a programa con 201 Bbls (31.9 m³) de agua con 1100 psi (7.58 MPa) finales
- (7) Presurizó hasta 2900 psi (19.99 MPa) y 3300 psi (22.75 MPa) para cerrar camisa del dispositivo de cementación, liberó presión y se observó retorno (no cerró el dispositivo)
- (8) Con cañería presurizada retiró vástago pulido del colgador, activando la válvula de retención tipo "charnela" en el colgador de liner, diseñada como elemento adicional de retención para evitar retorno de cemento desde el anular en caso de falla del CPC.

La secuencia de presiones se muestra en la figura 4

La cañería se centralizó con una combinación de centralizadores flexibles y rígidos para ayudar en la corrida de la misma hasta fondo de pozo y lograr un espesor de cemento uniforme, junto con un correcto funcionamiento del dispositivo de circulación.

La lechada para esta cementación se diseñó sobre la base de cemento G con el agregado de 20% de FMMP más 0.8% de controlador sólido de gas, 0.7% dispersante sólido, 0.15% retardador líquido y 0.2% de antiespumante líquido. La densidad de la lechada fue de 1880 kg/m³ con un tiempo de espesamiento de 180 minutos.

La hermeticidad en el tope del anular entre cañerías de 5" (127.0 mm) y 7" (177.8 mm) se consiguió de manera mecánica, con un packer de peso modelo SNAT corrido en una segunda carrera usando un niple con sellos tipo "Chevron" (seal niple) y el packer propiamente dicho que selló el anular entre ambas cañerías. El mismo se bajó enroscado en el extremo de la tubería de perforación y se empalmó a la cañería de 5" (127.0 mm) insertando la extensión con los sellos 1.83 m (6 ft) dentro de la cañería de 5" (127 mm) y se asentó un peso de 31800 Kg para producir la deformación de los sellos de goma entre ambas cañerías.

CONCLUSIONES:

1. El empleo de un simulador numérico permitió la evaluación y selección de los materiales adecuados acorde a la situación mecánica del pozo. La inclusión de FMMP permitió lograr lechadas de mejor respuesta elástica ante la acción de cargas que soliciten al sistema cemento-cañería a flexión y tracción. Las etapas de perforación y producción de un pozo pueden ser evaluadas para diseñar adecuadamente la cementación y evitar la falla del mismo por acciones mecánicas no previstas.
2. La incorporación de FMMP permite lograr lechadas de menor permeabilidad y de mejor respuesta a ambientes agresivos. Esto está en relación directa con la vida útil de la cañería al protegerla de fluidos agresivos.
3. El empleo de técnicas basadas en la experiencia, y un diseño de cañerías y cementación considerando las cargas actuantes sobre el sistema cañería-cemento utilizando el concepto de elasticidad de cemento fraguado han permitido la perforación y cementación el manto salino plástico con éxito.
4. Se ha eliminado el uso de Cloruro de Sodio en el agua de mezcla del cemento a niveles de saturación, rompiendo el paradigma de la cementación de mantos salinos con fluidos base salada para lograr evitar “incompatibilidades” ó riesgos durante la cementación.
5. Mediante programación y empleo adecuado del uso de dispositivos mecánicos se pudo aislar con éxito dos capas productoras de fluidos diferentes (gas y petróleo) y permitió la evaluación separada de las mismas sin invadir la formación productora de gas con cemento.

AGRADECIMIENTOS:

Los autores de este artículo agradecen a las compañías Pluspetrol y BJ Services por la autorización para publicar las experiencias obtenidas en los trabajos mencionados. El reconocimiento se extiende también a las personas que colaboraron en la realización de los trabajos de campo de ambas compañías y en la realización de los ensayos de laboratorio.

NOMENCLATURA:

FMMP	Fibras minerales multipropósito
Bc	Unidades de consistencia Bearden para ensayos de viscosidad de lechadas de cemento en condiciones de fondo de pozo
ECP	External casing packer ó empacador inflable
CPC	Cement port collar ó collar de cementación
MD	Profundidad medida ó “measured depth”, m
TVD	Profundidad vertical ó “true vertical depth”, m
RC	Resistencia a compresión, psi
RF	Resistencia a flexión, psi
RT	Resistencia a tracción axial, psi
VP	Viscosidad plástica, cp
PF	Punto de fluencia, lb/100ft ²

FACTORES DE CONVERSION:

Pulgada	x 2.54 E+01	=	mm
Psi	x 6.894757 E-03	=	MPa
Psi/ft	x 2.262059	=	KPa/m
Lb/100ft ²	x 4.788026	=	Pa
°C		=	(°F-32)/1.8

REFERENCIAS:

1. Di Lullo, G y Briggiler N, “Simulador de resistencia del cemento, incluyendo propiedades mecánicas en el diseño para reducir costos de perforación”, Congreso de Producción 2000, Puerto Iguazú, Argentina, mayo 2002
2. Di Lullo, G y Rhae P, “Cements for Long Term Isolation – Design Optimization by Computer Modelling and Prediction”, IADC/SPE 62745
3. Mueller, D, “An Evaluation of well Cements For Use in high Stress Environments”, Hart’s Petroleum Engineer, Abril 1998
4. World Oil Cementing Handbook, Cementing Oil and Gas Wells, 1977
5. Rieke, E.A, Bryant, G, Williams, S, “Success in Prevention of Casing Failures Opposite Salts, Little Knife Field, North Dakota, SPE 12903.
6. Bryant, G, “Successful Alternatives to Conventional Cement Designs in the Williston Basin”, SPE 12904
7. Kim, C.M, “Field Measurement of Borehole Closure Across Salt Formation: Implementation to Well Cementing”, SPE 18030, Octubre 1986
8. Goodwin, J, Phipps, K, “Salt Free Cement An Alternative to Collapsed Casing in Plastic Salts”, SPE 10885

TABLA 1: POZO PL-1001 – CAÑERÍA DE 7”

Referencia	A	B	C
Profundidad, m	3760	3760	3760
Temperatura estática, °F	310	310	310
Densidad de lechada, kg/m ³	2000	1920	1940
Cemento clase	G	G	H
Sílice malla 200, %	35	35	35
FMMP, %	--	20	20
Metalisilicato de Sodio, %	--	--	0.4
Retardador sólido, %	0.4	0.6	
Retardador líquido, %	--	--	0.65
Reductor de filtrado sólido, %	0.6	1.0	1.0
Dispersante líquido, %	1.7	--	--
Antiespumante líquido, %	0.2	0.2	0.2
Cloruro de Potasio (en % de agua de mezcla)			3
Cloruro de Sodio (en % de agua de mezcla)	20	18	--

Determinaciones en laboratorio

Tiempo de espesamiento, min	250	122	185
RC 8 hs (laboratorio), psi	--	--	2200
RC 12 hs (laboratorio), psi	2000	1800	5500
RC 24 hs (laboratorio), psi	--	3100	6400

Determinaciones en simulador

RC 8 hs (simulador), psi	1325	2238	3690
RC 12 hs (simulador), psi	2000	2778	5130
RC 24 hs (simulador), psi	2570	3100	6400
Módulo de young, Mpsi	0.86	1.00	1.86
Relación de Poisson	0.21	0.24	0.24
RF (simulador), psi	794	1058	2220
RT (simulador), psi	340	450	940
Presión máxima interna de prueba, psi	5310	6265	5910
Relación RT/RC, adimensional	0.13	0.14	0.15
Relación RF/RC, adimensional	0.31	0.34	0.35

Observaciones:

- (a) RC: Resistencia a Compresión
- (b) RF: Resistencia a Flexión
- (c) RT: Resistencia a Tracción
- (d) Las dosificaciones de aditivos y productos químicos expresadas en porcentaje de cemento significan: 1 kg/100 kg de cemento ó 1 l/100 kg de cemento.
- (e) Las dosificaciones de sales como Cloruro de Sodio ó Cloruro de Potasio se expresan en peso de sal por cada 100 litros de agua dulce

TABLA 2: POZO PL-1001 - CAÑERÍA DE 9 5/8"

Referencia	A	B	C	D	E	F	G
Profundidad, m	3540	3540	3540	1698	1698	1698	1698
Temperatura estática, °F	300	300	300	186	186	186	186
Etapas	1	1	1	2	2	2	2
Convencional (C) Nueva tecnología (NT)	C	NT	NT	C	C	NT	NT
Densidad de lechada, kg/m ³	1870	1800	1620	1900	1500	1800	1675
Cemento clase	G	G	G	A	A	A	A
Sílice malla 200, %	35	35	35	--	--	--	--
FMMP, %	--	10	10	--		10	10
Bentonita prehidratada, %	--	--	--	--	3.5	--	--
Metasilicato de Sodio, %	--	1.2	3.0	--		0.5	2.0
Retardador sólido, %	0.4	--	--	--		--	--
Retardador líquido, %	--	0.65	0.95	0.20		0.45	--
Reductor de filtrado sólido, %	--	--	--	--		--	--
Reactivo para metasilicato de Sodio, %	--	0.3	0.5	--		--	--
Antiespumante líquido, %	0.2	0.2	0.2	0.2		0.2	--

Determinaciones en laboratorio

Tiempo de espesamiento, min	190	490	405	290	293	275	278
RC 8 hs (laboratorio), psi	2200	--	--	2150	220		--
RC 12 hs (laboratorio), psi	2800	2820	1410	2900	300	1680	650
RC 24 hs (laboratorio), psi	--	3850	2780	--	--	2580	--

Determinaciones en simulador

RC 8 hs (simulador), psi	1430	--	590	1500	150	840	350
RC 12 hs (simulador), psi	2080	1930	1750	2900	300	1500	650
RC 24 hs (simulador), psi	2800	3850	2780	5300	550	2600	1100
Módulo de young, Mpsi	0.94	1.26	0.94	1.88	0.32	0.96	0.48
Relación de Poisson	0.21	0.22	0.22	0.19	0.19	0.20	0.20
RF (simulador), psi	875	1300	930	1780	190	890	360
RT (simulador), psi	370	550	390	750	80	370	150
Presión máxima interna de prueba, psi	+4700	+4800	+5200	+3800	+4400	+4470	+5900
Presión mínima interna de prueba, psi	-1715	-2400	-1810	-2975	-550	-1710	-890
Relación RT/RC, adimensional	0.13	0.14	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14
Relación RF/RC, adimensional	0.31	0.34	0.33	0.34	0.35	0.34	0.33

1. Las presiones máximas y mínima de prueba interna representan la situación límite de tensiones de adherencia del sistema cemento-cañería.

TABLA 3: POZO R-1011 - CAÑERÍA DE 9 5/8"

Referencia	A	B
Profundidad, m	3070	3070
Temperatura estática, °F	170	170
Etapas	Unica	Unica
Convencional (C) / Nueva tecnología (NT)	C	NT
Densidad de lechada, kg/m ³	1900	1880
Cemento clase	G	G
FMMP, %	--	20
Retardador sólido, %	0.2	--
Retardador líquido, %	--	0.1
Dispersante líquido, %	0.5	--
Dispersante sólido, %	--	0.7
Reductor de filtrado sólido, %	--	0.2
Controlador de gas, %	--	0.8
Antiespumante líquido, %	0.2	0.2

Determinaciones en laboratorio

Tiempo de espesamiento, min	150	216
RC 12 hs (laboratorio), psi	2600	2450
RC 24 hs (laboratorio), psi	3900	3000

Determinaciones en simulador

RC 8 hs (simulador), psi	1700	1120
RC 12 hs (simulador), psi	2500	1800
RC 24 hs (simulador), psi	3900	3000
Módulo de young, Mpsi	1.38	1.10
Relación de Poisson	0.19	0.24
RF (simulador), psi	1250	1220
RT (simulador), psi	530	480
Presión máxima interna de prueba, psi	+3980	+6270
Presión mínima interna de prueba, psi	-2030	-1900
Relación RT/RC, adimensional	0.14	0.16
Relación RF/RC, adimensional	0.32	0.41

(a) RC: Resistencia a Compresión

(b) RF: Resistencia a Flexión

(c) RT: Resistencia a Tracción

(d) Las dosificaciones de aditivos y productos químicos expresadas en porcentaje de cemento significan: 1 kg/100 kg de cemento ó 1 l/100 kg de cemento.

FIGURA 1: COLUMNA LITOLÓGICA TIPO DE PALMAR LARGO

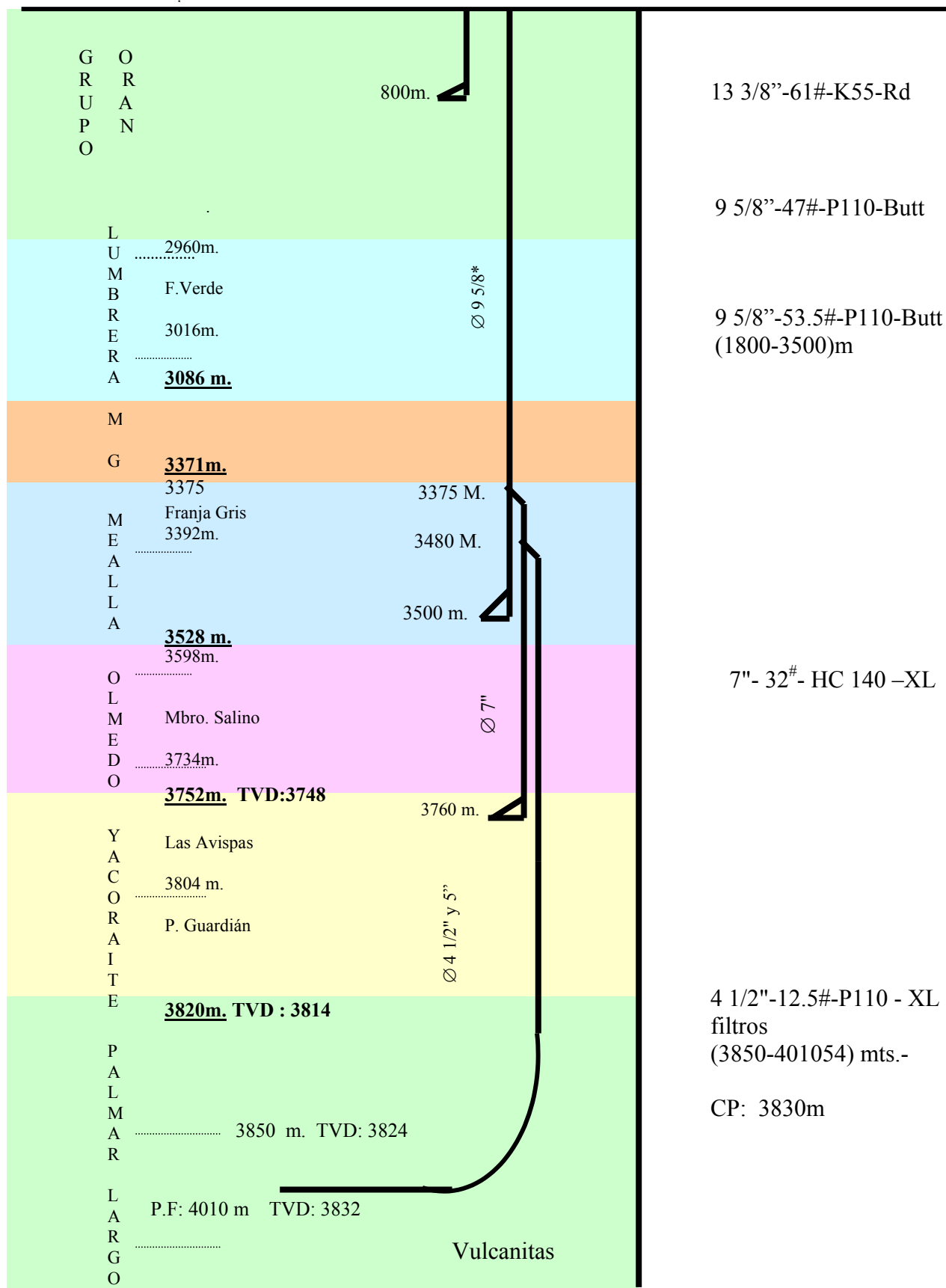


FIGURA 2: COLUMNA LITOLÓGICA TIPO DE RAMOS



Pozo: R-1011 (Ramos)
Yacimiento: Ramos

Coordenadas: x: 7.485.28
Cota: 945 msnm y: 4.385.89

Días	Perfiles		Cañerías	Prof. (mbbp)	Columna Litológica	Formación (epesor)	Tipo de Terreno	Control		
	P.A.	P.E.						Geológico		
220	Inducc.-RG(hasta BP) -AC Cal de 4 brazos- Desviación	CBL-CCL-GR		350 mbbp		F. Tranquitas (350)	Blando	Muestras cada 5 m.	Control Geológico Standard desde Boca de Pozo	
				380 mbbp		Cong. Galarza (30)				
				410 mbbp		F. El Madrejón (30)				
				420 mbbp		F. Tarija (202)	Muestras cada 3 metros			
				612 mbbp		F. Tupambi(Ar. Sup.) (98)				
				710 mbbp		F. Tupambi (T2) (125)				
				835 mbbp		F. Tupambi(Ar. Inf.) (67)				
				902 mbbp						
	Doble Inducción-RG-Sónico Comp- Dipmeter	CBL-CCL-GR		2595 mbbp		F. Los Monos (1693)	Semiduro	Muestras cada 2 metros		
										2320
										2610 mbbp
										2955 mbbp
										3073 mbbp
										3165 mbbp
										3625mbbp
										3755 mbbp
	Ind.-Sónico Dip.-Imag.	CBL-CCL-GR		3539 mbbp		F. Santa Rosa (520 Parcial)	Duro	Muestras cada 1 metro		
										4066 mbbp

FIGURA 3: COMPORTAMIENTO ELASTICO DEL CEMENTO NORMAL CON ADITIVO MULTIPROPOSITO

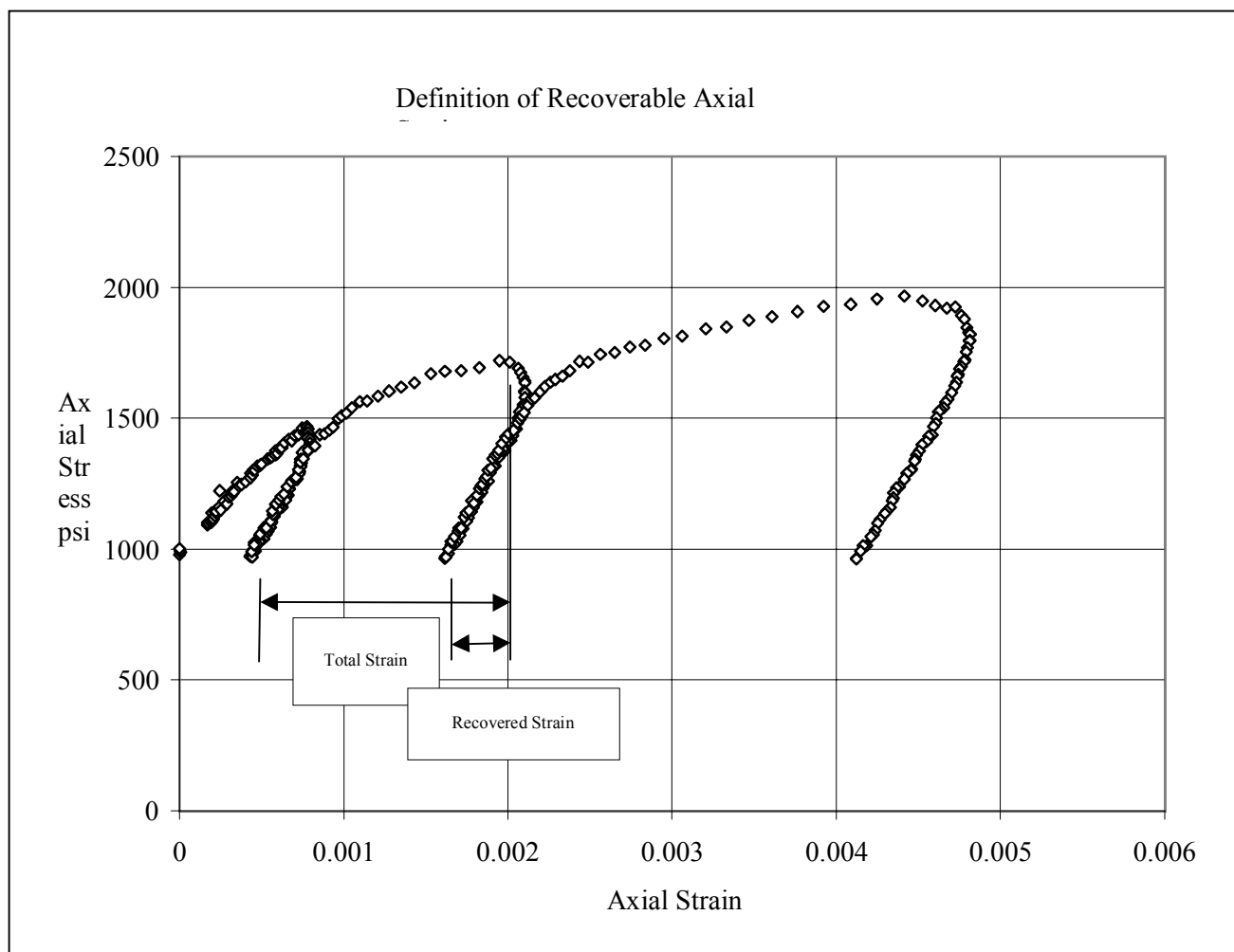


FIGURA 4: OPERACIÓN DE CEMENTACION DE 5" – R-1011

