

Diseño y aplicación de fluidos en la perforación y la terminación de los primeros pozos multilaterales perforados en la Argentina

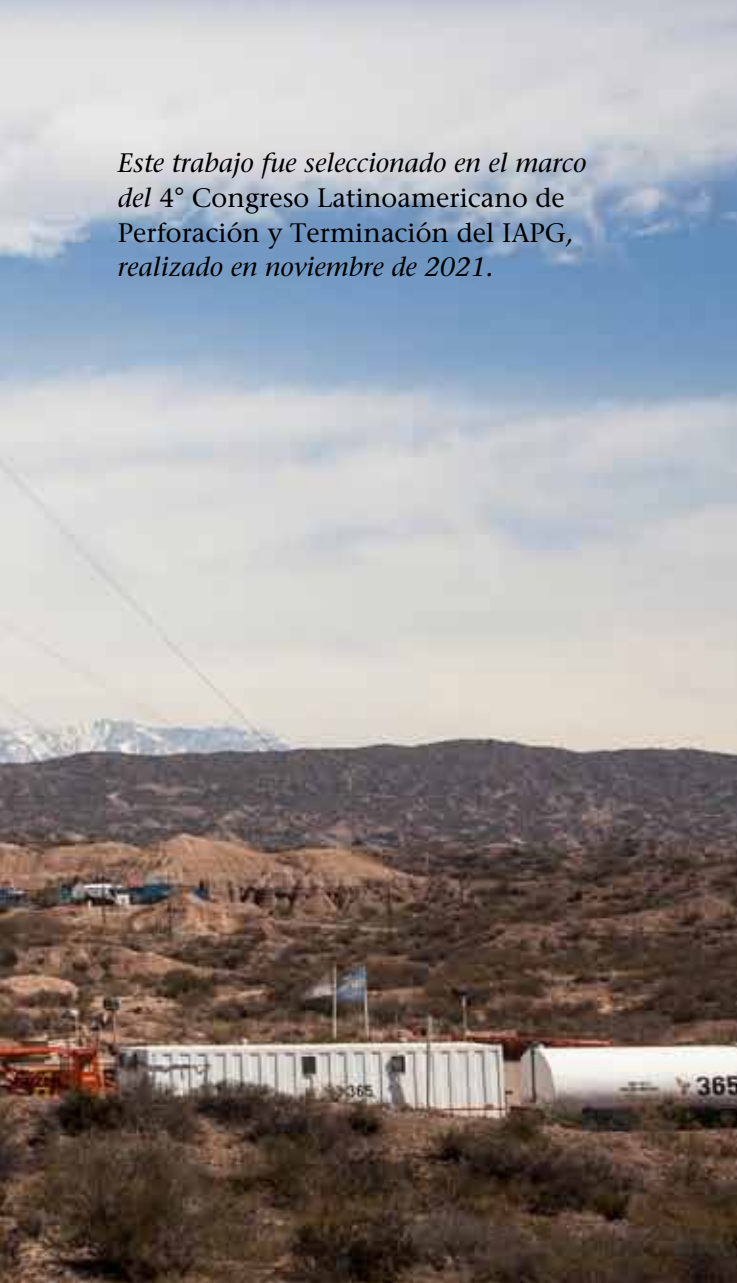
Por **Eliabe Moreira Moura** y **César Schajnovetz** (YPF S.A.); y **Pablo Gómez** (Marbar S.A.)

La perforación de dos pozos multilaterales en el Llancanelo, Mendoza, tuvo como objetivo viabilizar económicamente el proyecto para incrementar la producción. En este documento se presenta los principales desafíos que enfrenta la ingeniería de fluidos, durante las fases de planificación y de ejecución, en los dos primeros pozos multilaterales perforados por la empresa.

La ingeniería de construcción de pozos históricamente ha enfocado sus esfuerzos en encontrar soluciones técnicas y operativas con el objetivo de minimizar los impactos ambientales en sus operaciones y, simultáneamente, encontrar soluciones que posibiliten el desarrollo eficaz de cada reservorio de petróleo. Entre las alternativas y los diseños que existen, la perforación de pozos multilaterales suele ser atractiva en cuanto a la optimización de algunos proyectos. La construcción de un pozo de petróleo siempre involucra la ingeniería de fluidos de perforación y workover, debido al protagonismo tanto en la perforación como en la terminación de cada pozo. La complejidad de cada proyecto de pozo va a definir la relevancia en mayor o menor medida de la participación de la tecnología de fluidos.

Para lograr el éxito en la construcción de un pozo multilateral es esencial la planificación y la aplicación de la ingeniería de fluidos. La perforación en un escenario de preservación ambiental potencializa el rol del

Este trabajo fue seleccionado en el marco del 4° Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación del IAPG, realizado en noviembre de 2021.



fluido y, por ende, su importancia en el resultado final del proyecto.

En este artículo se presentará el proceso que involucró la ingeniería de fluidos en la construcción de los dos primeros pozos multilaterales perforados en la Argentina. Se presentarán el escenario y los desafíos ambientales al perforarse en un área ambientalmente preservada. En la etapa de planificación se detallarán los ensayos de laboratorio realizados, sus objetivos, resultados y conclusiones. Luego se presentarán los fluidos elegidos y sus respectivas aplicaciones, tanto de la perforación como en la terminación de cada uno de los pozos.

En las conclusiones y recomendaciones se comentará acerca de los logros obtenidos, las lecciones aprendidas, asimismo serán presentadas sugerencias con vistas a la optimización de operaciones en pozos similares.

Requerimientos ambientales

El área de concesión Llanquanelo se ubica al sureste de Malargüe, aproximadamente a 70 km de distancia, próxima al margen oeste de la laguna Llanquanelo, vecino al Área Natural Protegida Laguna Llanquanelo (Ley 7824). Se trata de un sector de topografía deprimida y relieve plano. Lo más observable de la zona es el volcán Trapal de 1480 msnm, situado en el límite norte del área de operación y la laguna de Llanquanelo, ubicada al este, proporciona el nivel de base local a 1330 msnm (Figura 1).

La Convención de Ramsar identifica humedales de importancia internacional, especialmente aquellos que brindan hábitat para aves acuáticas. El área Laguna de Llanquanelo es una zona que se caracteriza por la presencia de sedimentos terciarios y cuaternarios, los afloramientos más destacados están constituidos por rocas basálticas que se encuentran parcialmente cubiertos por depósitos eólicos y/o fluviales. La capacidad de infiltración en superficie es muy baja, excepto en médanos y

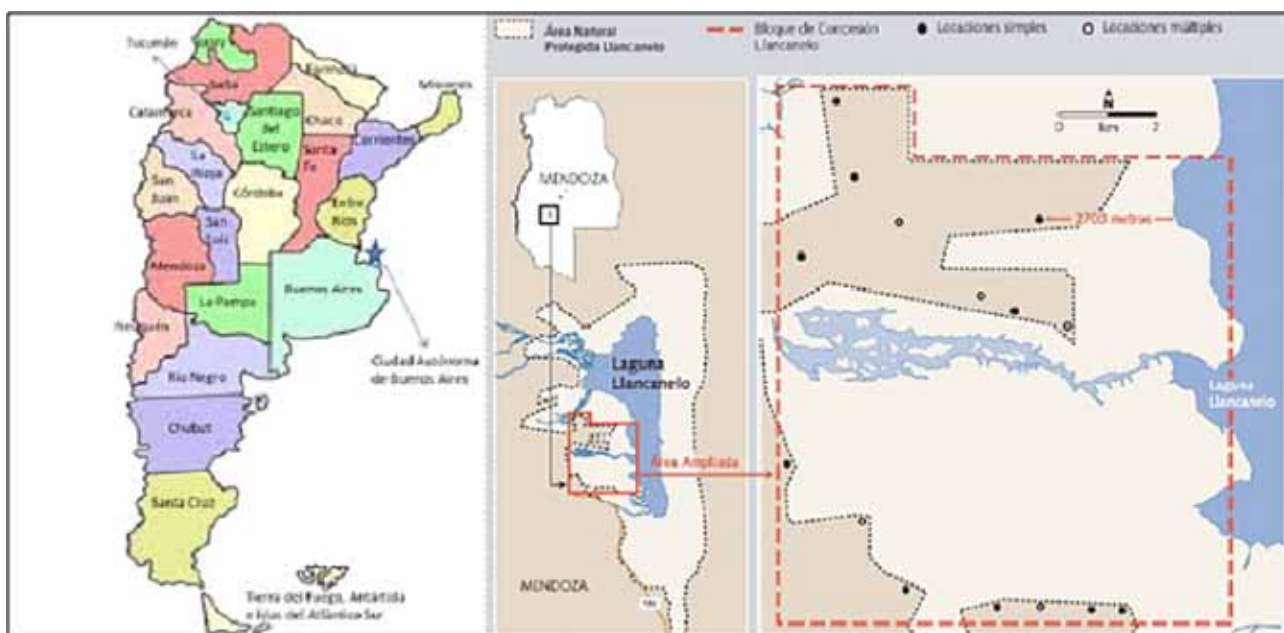


Figura 1. Mapa ubicación del yacimiento Llanquanelo.

rocas volcánicas. Hay muy poca vegetación, las especies predominante son arbusto de baja altura y plantas de suelos salinos, entre otras. Con respecto a la fauna, hay zorros, liebres, flamencos, cisnes y grupos de aves migratorias.

Llancanelo significa *yanca* (piedra de cuarzo con la que se construían las puntas de flechas) y *nelo* (color verde-azulado), su significado hace referencia al color y al aspecto de la laguna de forma triangular.

Por disposiciones legislativas, no se permite tomar agua para uso industrial de las cercanías, por eso el agua debe traerse de la ciudad de Malargüe.

El Proyecto Llancanelo contempla la perforación de pozos horizontales en una locación múltiple. Esto es el inicio, luego como se expresa más adelante, se toma para la perforación de pozos multilaterales. Esta forma de perforación da sus frutos, ya que concentra bocas de pozo, instalaciones y servicios, movimiento de cargas, productos y personas afectadas al proyecto, lo que reduce de forma importante la construcción de nuevos caminos, evita el movimiento de suelo y permite aprovechar una locación y acceso existente.

Esta organización del espacio minimiza la fragmentación de suelos, mantiene el hábitat y reduce al mínimo los impactos sobre la flora y la fauna. Además, crea un entorno, donde el impacto visual, sonoro del paisaje es atenuado.

Escenario y desafíos operativos

Incrementar la productividad de los pozos de petróleo sin que aumenten los costos operativos es un desafío de la industria petrolera desde su comienzo. Varias opciones de construcción de pozos son analizadas con el objetivo de elegir la que mejor se encaja para cada proyecto. De entre los diversos conceptos y modelos existentes, se identificó el pozo multilateral como un tipo de proyecto capaz de incrementar a la productividad en el yacimiento de Llancanelo resultando excelente relación entre el costo y el beneficio.

Uno pozo multilateral es aquel que tiene más de un pozo lateral horizontal o casi horizontal perforado desde uno solo pozo original y conectado de nuevo a este mismo pozo madre. Los pozos multilaterales pueden ser construidos de distintas maneras y su clasificación depende principalmente de su complejidad en relación con la entubación o no de cada una de sus ramas. Si bien hay que superar muchos retos en la construcción de un pozo multilateral, presenta una serie de ventajas en la utilización, como las siguientes:

- presenta mejores índices de productividad en comparación con los diseños tradicionales de pozo;
- se puede lograr un drenaje de una capa relativamente delgada;
- presenta mejor barrido vertical y de área (particularmente para drenajes irregulares);

La propuesta para cada pozo multilateral respondió a la necesidad de perforar una guía para aislar zonas acuíferas, luego aislar un tramo intermedio, y posteriormente, las ramas extendidas horizontales.

En cuanto al impacto ambiental para pozos multilaterales, se consideró que no hay alteraciones en el nivel de superficie que impliquen la realización de modificaciones en las instalaciones y las operaciones propuestas. Se previó que este diseño de pozo de cinco ramas, todas dirigidas al nivel *green*, resultó en una mayor productividad al mantener un costo operativo cercano al pozo horizontal de una sola rama, que es lo que perforó en la zona.

Esta tecnología, que es mundialmente conocida para el desarrollo de crudos pesados, permitió maximizar el área por producir minimizando la construcción de instalaciones en superficie como bocas de pozo/locaciones/instalaciones en general disminuyendo así el impacto ambiental generado.

De acuerdo con la simulación dinámica efectuada para el pozo propuesto, se llegó a la conclusión de que la cantidad adecuada de ramas sería de cinco y el distanciamiento óptimo entre ellas estaría entre 100 m y 150 m con una longitud entre 900 m y 1000 m. La única rama que se entubaría en forma completa sería la del medio y última, las otras cuatro ramas laterales quedarían abiertas sin entubar.

La perforación, el entubación y la cementación de cañerías guías y aislación fueron convencionales. Una vez en la zona de interés (intervalo productivo), se perforó una rama lateral, la más externa, con 6,125" (15,55 cm); se sacó la herramienta y se perforó, desde ella, otra rama exterior en el mismo intervalo productivo debajo del último zapato cementado. Se repitió la operación con ramas internas (siempre a pozo abierto), finalmente se corrió un *casing* ranurado (no cementado) en la rama central y en la última. Es de destacar que todas las ramas están en el mismo intervalo de interés (reservorio), con igual fluido e igual presión. En la figura 2 se ilustra el diseño de los pozos multilaterales objeto de estudio de este artículo.

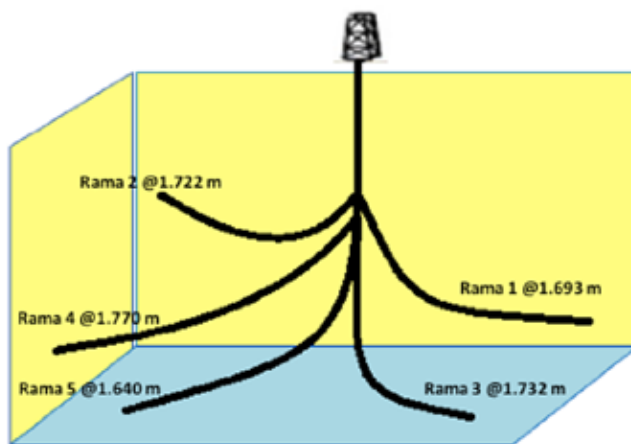


Figura 2. Esquema del primer pozo multilateral perforado en la Argentina.

Tanto la perforación como la terminación de los pozos estudiados presentaron varios desafíos, entre ellos podemos mencionar los siguientes:

- la construcción de un pozo de petróleo ubicado en un área de preservación ambiental;
- la perforación de cinco ramas laterales a partir de un único pozo;

- la construcción de cada una de las ramas con aproximadamente 1000 m horizontales;
- el control de la perforación direccional para construir la trayectoria de cada rama conforme a lo planificado;
- el mantenimiento de la estabilidad de cada rama mientras se perforaban las demás ramas;
- la formulación de un fluido *drill-in* que minimice el daño al reservorio productor;
- el diseño de un fluido de terminación que evitase el daño a la formación y mantuviese tanto las propiedades del fluido *drill-in* como el pozo estable;
- el manejo de los diferentes fluidos para evitar mezclas y, por ende, contaminaciones y
- la bajada del *casing* ranurado en la rama número 5, al final de la perforación de las cinco ramas.

La función del fluido de perforación y del fluido de terminación en el proceso de construcción de cualquier pozo de petróleo resulta esencial para que se alcance el suceso de cada proyecto. Esta relevancia se potencia cuando se trata de un pozo multidireccional. Cada demanda operativa que conlleva este tipo de proyecto resulta tanto en nuevos atributos como en prácticas operativas específicas en lo que respecta a la ingeniería de fluidos. Por lo tanto es esencial que se planifique detallada y exhaustivamente todo lo que abarca los fluidos de perforación y de terminación. En el siguiente ítem se detalla la planificación que se llevó a cabo para ambos fluidos teniendo en cuenta las demandas operativas, se discuten los ensayos de laboratorio corridos y al final se detallan los fluidos elegidos para cada una de las fases y etapas.

Planificación de los fluidos utilizados

Fluidos de perforación y terminación

La ingeniería de fluidos tiene una función primordial en cualquier proyecto de construcción de pozo, este rol se vuelve más crítico según la complejidad del pozo. A continuación se relacionan los principales requerimientos de los fluidos para alcanzar el suceso planteado en la perforación de los pozos multilaterales:

- preservar acuíferos superficiales;
- proveer inhibición de arcillas reactivas en la fase intermedia;
- proveer la lubricidad requerida tanto para la perforación de la fase intermedia como de cada una de las ramas;
- presentar un perfil reológico adecuado para el transporte eficiente de cuttings en los tres tramos distin-

tos: horizontal, transición y vertical;

- evitar la obstrucción física de los poros de la roca productora;
- minimizar la invasión de filtrado en la roca reservorio;
- formular un fluido con productos que se puedan remover del reservorio tanto física como químicamente;
- evitar que los poros del reservorio sean bloqueados por agua;
- evitar la formación de una emulsión *in situ* entre el petróleo por producir y la fase acuosa de los fluidos utilizados;
- formular un fluido con revoque fácilmente removible y
- formular un fluido que en condiciones estáticas en el fondo del pozo mantenga sus propiedades con mínimas alteraciones.

Para la guía e intermedia se definió, en cuanto al uso de fluidos que, de formulación, eran idénticos a los fluidos que se usaban en pozos horizontales simples, estos estaban constituidos con fluido bentonítico para la guía y fluido inhibido con amina cuaternaria para la perforación del tramo intermedio (Tabla 1).

Debido a la criticidad de las demandas operativas, en cuanto a la construcción de las cinco ramas horizontales en cada pozo, fue necesario correr una serie de ensayos de laboratorio, que sirvieron de base para la elección y el ajustes de los fluidos de perforación y terminación que se utilizarían en cada uno de los tramos extendidos.

Ensayos de laboratorio

Los ensayos de laboratorio tienen como objetivo reproducir el escenario y las demandas operativas de manera que los fluidos sean testeados y se concluya su adecuación teniendo en cuenta los requerimientos del proyecto. La perforación de pozos horizontales en el yacimiento Llancanelo con la utilización de fluidos base agua es una operación rutinaria. Así que las propiedades del lodo que provee inhibición, lubricidad y control de filtración en las formaciones que constituyen esta área ya son conocidas.

Los ensayos previos que se realizaron en la etapa de planificación resultaron fundamentales para que se lograsen las propiedades y las formulaciones de cada uno de los fluidos, también sirvieron de base para el ajuste de prácticas operativas de la ingeniería de fluidos fundamentales para la construcción exitosa de cada pozo. En este artículo se presentan los principales ensayos de laboratorio realizados para el fin descripto.

Fase	Fluido elegido	Desafío	Solución
I (Guía)	Bentonítico	Preservar acuíferos Reología, inyección de píldoras	Productos amigables con el ambiente Limpieza de pozo
II (Intermedia)	Inhibido (amina cuaternaria)	Hinchamiento de arcillas Limpieza de pozo Torques y arrastres	Mantener concentración de amina Controlar hidráulica, reología y procedimientos de limpieza Mantener el COF (Coeficiente de Fricción) conforme programado

Tabla 1. Resumen de la elección de fluidos para las fases 1 y 2.

Tema	Objetivo	Resultado
Prevención del daño a la formación durante la perforación.	Recuperación de la permeabilidad $\geq 90\%$.	El lodo formulado resultó un 92% de recuperación de la permeabilidad original de la roca reservorio.
Preservación de las propiedades.	Envejecer el fluido por 21 días a 60 °C (333,15 K).	Se comprobó la estabilidad de todas las propiedades.
Presión para romper revoque.	< 15 psi (103,41 kPa).	El revoque propuesto se rompió con 4 psi de presión.
Prevención del daño a la formación 31.00 horas estáticas.	Recuperación de la permeabilidad $\geq 90\%$.	El lodo formulado resultó un 58% de recuperación de la permeabilidad.

Tabla 2. Descripción de los ensayos de laboratorio.

Ensayos de recuperación de la permeabilidad perforación

Uno de los ensayos constó de la evaluación del potencial daño al reservorio ocasionado por el fluido durante la perforación de cada rama horizontal. La posibilidad de daño en el reservorio durante la perforación se torna crítico como consecuencia del tipo de terminación elegida. La producción, tanto a través de cañería ranurada como de pozo abierto, resulta en que no hay recursos para superar al radio de pozo invadido como ocurre en los pozos punzados o fracturados antes de producirlos. Por lo tanto, es esencial que se evalúe previamente el potencial de daño del fluido de perforación que usará en el tramo horizontal.

En la figura 3 se presenta el flujograma del ensayo de laboratorio de recuperación de la permeabilidad.

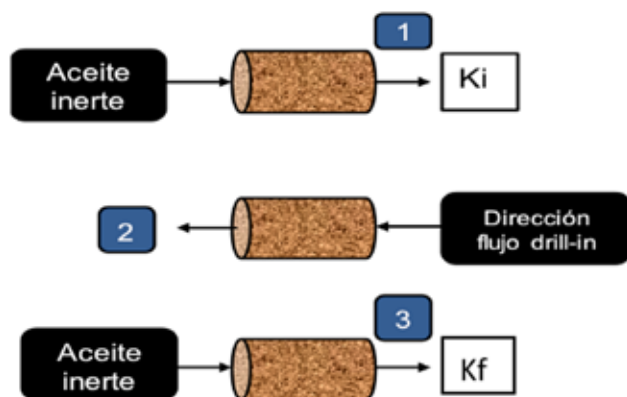


Figura 3. Flujograma del ensayo de recuperación de la permeabilidad.

El objetivo de este ensayo es medir la permeabilidad de la muestra de roca al aceite antes y después de ser sometida al contacto con el fluido *drill-in*. El ensayo se realiza a una temperatura igual a la del reservorio y bajo el diferencial de presión que se aplicará durante la perforación. Como se observa en la figura 3, la permeabilidad inicial de la roca es denominada K_i , mientras que a la final se la nombra K_f .

Este ensayo fue realizado en su totalidad en el laboratorio del Departamento de Geología y Petróleo de la Universidad Nacional del Comahue, UNCo.

En la tabla 3 se detallan los datos básicos de la roca y los fluidos utilizados en el ensayo.

El procedimiento del ensayo de recuperación de la permeabilidad es fundamental para que se replique en condiciones de laboratorio la misma situación que se

Muestra	Bentheimer
Porosidad (% v/v)	24
Salmuera usada	Cloruro de potasio (3% p/p)
Aceite usado	ISOPAR
Viscosidad del aceite	1, 21 cSt

Tabla 3. Detalles de la muestra y dos fluidos usados.

espera durante la construcción del pozo. En este tipo de test el objetivo es someter la roca productora al contacto con los fluidos que serán utilizados durante la perforación y/o la terminación, y evaluar el potencial de cada fluido en cuanto a reducir a la permeabilidad original de esa roca. En la figura 4 se presentan las etapas del ensayo de recuperación de la permeabilidad realizada.

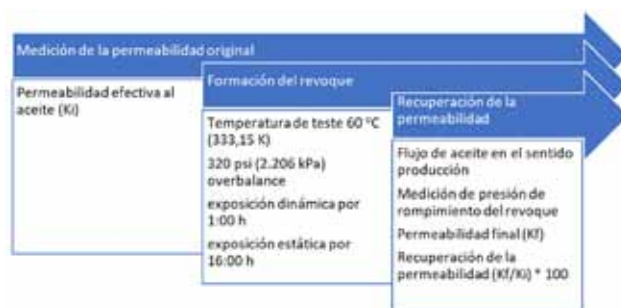


Figura 4. Ensayo 1 realizado en la UNCo.

La información que se busca a partir de este tipo de ensayo es la presión de producción necesaria para romper el revoque del fluido *drill-in* y de igual modo el porcentual de recuperación de la permeabilidad original una vez que el pozo empiece a producir. En la tabla 4 se detallan los resultados del fluido *drill-in* ensayado.

Parámetro	Objetivo	Resultado
Presión rompimiento revoque	< 15 psi (103,4 kPa)	4,1 psi (28,2 kPa)
Recuperación de la permeabilidad	$\geq 90\%$	92,7%

Tabla 4. Parámetros medidos en el ensayo 1.

Los valores obtenidos dan por resultado que fue adecuado el sellamiento propuesto para el fluido *drill-in* para perforar el reservorio bajo el mínimo porcentual de daño producido por el mismo fluido de perforación. Igual se requiere baja presión para romper el revoque formado por

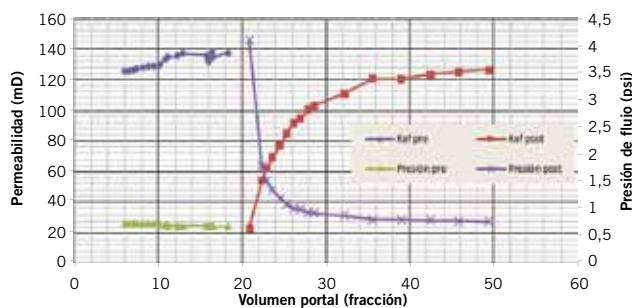


Figura 5. Presiones y permeabilidades durante el ensayo.

el fluido *drill-in* y comenzar la producción del reservorio.

En la figura 5 se muestran los valores de presión y permeabilidad medidos durante la realización del ensayo.

Recuperación de la permeabilidad después de la perforación

En los pozos horizontales en Llançanelo es normal que al concluir la perforación del pozo sea inyectado un volumen de petróleo para el tramo horizontal del pozo, antes de sacar a la sarta de perforación para bajar a la cañería ranurada. El objetivo de esta operación es minimizar el daño al reservorio productor por el hecho de que se trata de petróleo compatible con el petróleo del reservorio. Para el proyecto multilateral no era viable inyectar petróleo, debido a que el tiempo total de construcción del pozo no era suficiente para evitar que la migración del petróleo por diferencia de densidad resultase en la contaminación del fluido *drill-in* y, por ende, en problemas operativos graves.

La segunda alternativa es mantener el fluido *drill-in* que se usa previamente durante la perforación en el mismo tramo horizontal, durante la perforación de las demás ramas. Para comprobar la factibilidad en cuanto al uso de esta opción era necesario que previamente se testeara tanto la estabilidad del fluido *drill-in* en función del tiempo como el daño que dicho fluido podría causar a la formación en condiciones estáticas por muchos días.

Ensayo de estabilidad del fluido *drill-in*

Se ensayó en laboratorio con el objetivo de simular las condiciones operativas en relación con la temperatura, la presión y el tiempo en que el fluido debería permanecer en el fondo del pozo. En la tabla 5 se presentan las condiciones de envejecimiento del fluido *drill-in* en un horno específico.

Tiempo de envejecimiento	21 días
Presión del ensayo	100 psi (689 kPa)
Temperatura del ensayo	60 °C (333,15 K)

Tabla 5. Condiciones del ensayo de envejecimiento fluido *drill-in*.

El test consistió en formular el fluido *drill-in*, correr un ensayo API para medir las principales propiedades, tratarlo con 3 dm³/m³ de bactericida, poner a envejecer bajo temperatura y presión por 21 días, testearlo al final de este proceso y comparar las propiedades finales con las iniciales. En la tabla 6 se muestra el comparativo entre las propiedades obtenidas pre y posenvejecimiento.

Propiedad	Antes de envejecer	Después de envejecer
Densidad (kg/m ³)	1080	1080
Viscosidad Plástica (cP / Pas.s)	25 / 0,025	22 / 0,022
LSRV (lbf/100ft ² / Pa)	7 / 3,35	8 / 3,83
Gel 10seg (lbf/100ft ² / Pa)	9 / 4,3	11 / 5,3
Gel 10min (lbf/100ft ² / Pa)	14 / 6,7	14 / 6,7
Filtrado API (ml / cm ³)	5,8 / 5,8	4,2 / 4,2

Tabla 6. Propiedades del fluido *drill-in* pre y posenvejecimiento.

Los resultados obtenidos demostraron que el fluido *drill-in* se mantuvo estable al final del tiempo de envejecimiento lo que apunta a que en relación con sus propiedades era factible que dicho fluido se quedara en el pozo abierto al final de la perforación.

Ensayo estático de recuperación de la permeabilidad

Aunque el ensayo de recuperación de la permeabilidad para la perforación presentó resultado positivo en relación con la capacidad de sello del fluido, era importante evaluar el mismo tema en el caso de que el fluido permaneciera por un largo período en estática.

El objetivo del ensayo 3 de recuperación de la permeabilidad fue probar la posibilidad de dejar el fluido *drill-in* dentro de cada rama al final de su respectiva perforación (Figura 6).

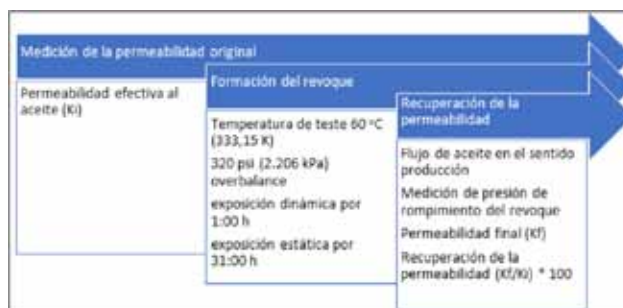


Figura 6. Esquema del ensayo 3 realizado en la UNCo.

La principal información que se busca a partir de este tipo de ensayo es la presión de producción mínima necesaria para romper el revoque del fluido *drill-in* y el porcentual de recuperación de la permeabilidad original una vez que el pozo empiece a producir. El fluido *drill-in* ensayado presentó los siguientes resultados:

Parámetro	Objetivo	Resultado
Presión rompimiento revoque	< 15 psi (103 kPa)	7,2 psi (49,4 kPa)
Retorno a permeabilidad	≥ 90%	57,7%

Tabla 7. Parámetros medidos en el ensayo 3.

Los valores obtenidos dan por resultado que el fluido *drill-in* no es adecuado para dejarlo en las ramas al final de la perforación. Se pudo concluir que la presión de producción demandada para romper el revoque resultó baja y, por ende, no sería un problema. Por otro lado, el nivel de daño (reducción en la permeabilidad original) que genera en el reservorio para esa condición



Figura 7. Esquema general del ensayo de emulsión.

resultó demasiado elevado. En la tabla 7 se observa que hubo una recuperación de la permeabilidad del orden del 57% lo que representó un valor debajo del 90% que se planteaba.

Compatibilidad entre el fluido de terminación y el petróleo

El objetivo fue probar el potencial de formación de emulsión entre las salmueras y el crudo del yacimiento. La formación de emulsión puede generar un daño al reservorio y reducir su productividad. Estos ensayos se realizaron probando dos tipos diferentes de salmuera y de desemulsionantes. En la figura 7 se resume el procedimiento que se adoptó para realizar los ensayos de compatibilidad entre el fluido de terminación y el petróleo de Llancanelo.

Los ensayos se realizaron a 65 °C (338 K) y se utilizaron volúmenes iguales tanto de salmuera como del crudo de Llancanelo, se juntaron los dos líquidos en un mismo recipiente y se agitó la mezcla vigorosamente durante un minuto. Se calentó cada muestra en baño maría y se observó la formación de emulsión a los 5, 15 y 30 minutos, respectivamente.

Los resultados permiten comprobar que el producto Preventor de emulsión 2 actúa eficazmente para prevenir emulsión del crudo de Llancanelo tanto con la salmuera de formiato de potasio, como con la de cloruro de potasio. La concentración recomendada es de 5 l (dm³) de Preventor de emulsión 2 por m³ de salmuera.

Elección de los fluidos

Con base en la experiencia de la perforación de pozos horizontales en Llancanelo y los resultados de los ensayos de laboratorio se eligieron los fluidos (Tabla 8).

Para los tramos extendidos se usaron fluidos *drill-in* libre de sólidos químicamente reactivos coevitar daños a la formación, con amina cuaternaria para inhibir posibles arcillas hinchables, Carbonato de Calcio mesh 200 como material de peso, Carbonatos de Calcio Micronizados, como agente de sello y estabilizante de paredes, control de filtrado con polímeros y goma xántica como viscosificante.

Fase	Fluido	Justificativa
Guía	Bentonítico	Experiencia pozos previos en Llancanelo
Intermedia	Base agua polimérico/amina cuaternaria	Experiencia pozos previos en Llancanelo
Rama horizontal	Fluido <i>drill-in</i>	Ensayo de recuperación de permeabilidad
Fluido de terminación	Salmuera (NaCl + KCl + Preventor de emulsión 2)	Ensayos de compatibilidad petróleo versus salmuera

Tabla 8. Justificativa para elección de los fluidos por fase.

Se tuvo control sobre el valor de lubricidad, que siempre se mantuvo por debajo de los valores del COF (Coeficiente de Fricción) 0,18 para minimizar la fricción, evitar pega de sondeo por diferencial, disminuir torque y arrastres durante la perforación. El coeficiente se midió sobre el sistema activo.

Punteo y sello: se realizó el punteo de las arenas de la zona de interés mediante la combinación de dos tipos de carbonatos micronizados con D50 = 50 mm y D50 = 250 mm, este al ser material de sacrificio, mediante ensayos de discos de Aloxita se logró la mejor combinación y el tratamiento adecuado.

Pozo multilateral 1

Perforación

El pozo multilateral 1 fue el primero con la exigencia de perforar las cinco ramas horizontales dirigidas al nivel *green*, en un tercer intervalo con trepano de 6 1/8" (15,55 cm) a partir de un solo pozo entubado previamente que es tramo guía (aislante de acuíferas) de 9 5/8" (24,47 cm) y el tramo intermedio con *casing* de 7" (17,78 cm) y 26 lb/ft (38,69 kg/m), con posición de zapato en 908,29 m, ya encontrándose esta cañería entubada a 90°.

En la tabla 9 se presenta los datos de perforación de las cinco ramas.

Parámetro	Rama 1	Rama 2	Rama 3	Rama 4	Rama 5
Profundidad (m)	1693	1722	1732	1770	1640
Perforado (m)	785	737	686	686	529
Inclinación (o)	93	73	73	96	81
Máxima densidad (kg/m ³)	1200	1250	1200	1220	1250

Tabla 9. Principales parámetros de cada una de las ramas-multilateral 1.

Se preparó el fluido *drill-in* de acuerdo con la formulación programada que resultó de numerosos estudios, con el objetivo de atender las exigencias operativas de este tipo de proyecto para la perforación horizontal de las cinco ramas. En la tabla 10 se presentan los productos y las concentraciones utilizadas.

Producto	Función	Concentración
Amina cuaternaria	Inhibidor primario	5,0 l/m ³ (dm ³ /m ³)
Surfactante	Evitar embolamiento y mejorar la tasa de perforación	10,0 l/m ³ (dm ³ /m ³)
Viscosificante-goma xántica	Ayudar al transporte de cuttings	5,0 kg/m ³
Alcalinizante	Controlar el pH	2,0 kg/m ³
Reductor de filtrado-PAC	Minimizar invasión al reservorio	10,0 kg/m ³
Densificante-CaCO ₃	Alcanzar la densidad deseada	320,0 kg/m ³
Material puenteante-CaCO ₃ micronizado	Minimizar invasión al reservorio	65,0 kg/m ³
Lubricante	Proveer lubricidad en condiciones de extrema presión	15,0 l/m ³ (dm ³ /m ³)

Tabla 10. Formulación inicial del fluido *drill-in* usado para perforar el pozo multilateral 1.

Rama 1

El preparado del fluido se realizó sin ningún inconveniente operativo y se comenzó la perforación de la primera rama horizontal.

Como uno de los principales desafíos en este tipo de pozos de carácter horizontal, se establecieron parámetros para mantener óptimos porcentajes de limpieza de pozo, que se monitorearon de forma permanente, y se mantuvo como parámetro principal de viscosidad la lectura de LSRV –sigla en inglés de Viscosidad a Bajas Tasas de Corte– que fue de 0,3 rpm y se midió con viscosímetro Brookfield asegurando valores de viscosidad LRSV > 30.000 cP a 0,3 rpm. Se controló esa propiedad mediante la incorporación de biopolímero XCD (goma xántica) al fluido de perforación.

Las propiedades reológicas y la densidad del fluido, en relación con el ángulo del pozo, son parámetros de vital importancia para un correcto transporte de sólidos perforados y consecuentemente la limpieza de pozo. En los fluidos viscosos no penetran, efectivamente, las camas de recortes en pozos horizontales, por lo que los recortes no son removidos hacia el flujo principal. Las píldoras con bajas propiedades reológicas (fluidas) tienden a remover la cama de recortes y se complementan con píldoras de mayor densidad del activo, y se contempla la ECD (sigla en inglés de Densidad Equivalente de Circulación).

Píldoras recomendadas en el programa de fluidos (Tabla 11).

Estos valores se simularon en forma permanente a través de la ejecución de un software específico que simula tanto la hidráulica de perforación como la limpieza de pozo, de acuerdo con los parámetros de trabajo, y que realizó las recomendaciones correspondientes a medida que avanzaba la perforación, teniendo en cuenta los parámetros hidráulicos calculados, por ejemplo, la cama de recortes que nos daban índices de baja limpieza y acumulación de recortes según se describe en la figura 8.

Al analizar los parámetros hidráulicos corridos en el simulador de hidráulica, como en el caso de la figura 8

donde se observa una cama de recortes cercana a 1,05” (2,627 cm), se realizaron las recomendaciones correspondientes de limpieza y de ejecución en pozo. En este caso, por ejemplo, recomendamos continuar perforando pero enviando tren de baches de limpieza periódicamente y verificando retorno de recortes en las zarandas.

Ya que el régimen es laminar, la idea es sugerir, inyectar un bache fluido para contrarrestar el régimen de flujo al aumentar las rpm de la sarta con el fin de generar movimiento axial para remover los posibles recortes depositados en la parte inferior del pozo, más la inyección del bache viscoso denso de barrido.

Con estas recomendaciones, durante la perforación de todos los intervalos horizontales, se realizaron baches de limpieza, al inyectar de 2 a 3 m³ de bache turbulento y luego de 2 a 3 m³ de bache denso viscoso, con una densidad mayor a 140 kg/m³ de la densidad de trabajo. Con esta metodología se trabajó en la perforación de las cinco ramas sin inconvenientes relacionados con problemas de limpieza de pozo.

Además de las propiedades reológicas del sistema, se mantuvieron controles estrictos sobre las demás propiedades programadas del fluido durante la perforación de las cinco ramas y manteniendo los valores de la tabla 12.

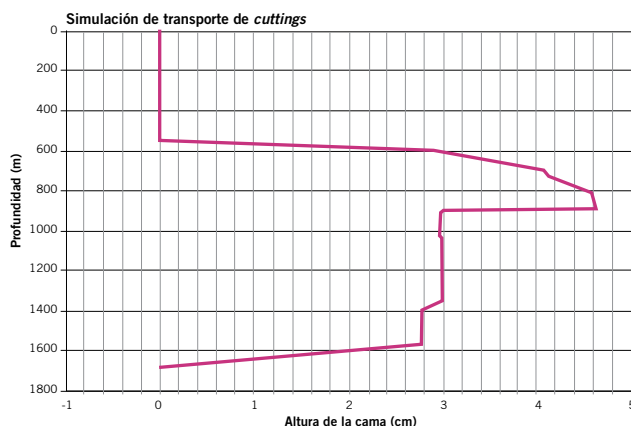


Figura 8. Cama de recortes.

	Vertical	Desviado	Alta inclinación
Ángulo	< 30°	30° a 65°	> 65°
Tipo de píldora	Alta viscosidad	Densificada	Densificada
Propiedades de las píldoras	1,5 a 2 x LSRV del fluido activo	Densidad del fluido + 240 a 480 kg/m ³	Densidad del fluido + 240 a 480 kg/m ³
Volumen	Para llenar 100 m de pozo	Para llenar 100 m de pozo	Para llenar 100 m de pozo

Tabla 11. Píldoras utilizadas para la limpieza del pozo.

Propiedad	Unidad	Rango
Densidad	kg/m ³	1040 a 1290
Filtrado HPHT	cm ³	< 12,0
Filtrado API	cm ³	< 6,0
pH	Adimensional	9,5 a 10,5
Amina libre	l/m ³ (dm ³ /m ³)	6,0
MBT	kg/m ³	< 20,0
Sólidos de baja gravedad	% v/v	< 6,0

Tabla 12. Rango de propiedades del fluido.

Al alcanzar la profundidad final, circuló pozo homogenizando la densidad a 1160 kg/m³ de entrada y salida al pozo, realizó *flow-check* al observar leve desplazamiento. Circuló en sistema reducido aumentando la densidad a 1200 kg/m³. Realizó nuevo *flow-check* y se observó pozo estático. Inyectó tapón escurridor.

Se realizó perfil asistido de la rama 1 sin inconvenientes. Luego de perfil se dejó en pozo abierto salmuera (ver Terminación), preparó y bombeó tren de píldoras para la colocación de salmuera según programa (Figura 9).

Rama 2

Uno de los desafíos del proyecto fue la recuperación de fluido *drill-in* al final de cada rama con el objetivo de reutilizarlo en la perforación de la rama siguiente.

La recuperación del fluido era importante tanto para reducir el costo del proyecto como para el control ambiental. Había una duda en cuanto a la reutilización del fluido *drill-in*, debido al estricto control de los sólidos que conlleva la aplicación de este tipo de fluido.

Para el inicio de la perforación de la rama 2 se recuperó el 50% del lodo *drill-in* de la rama 1, se lo procesó

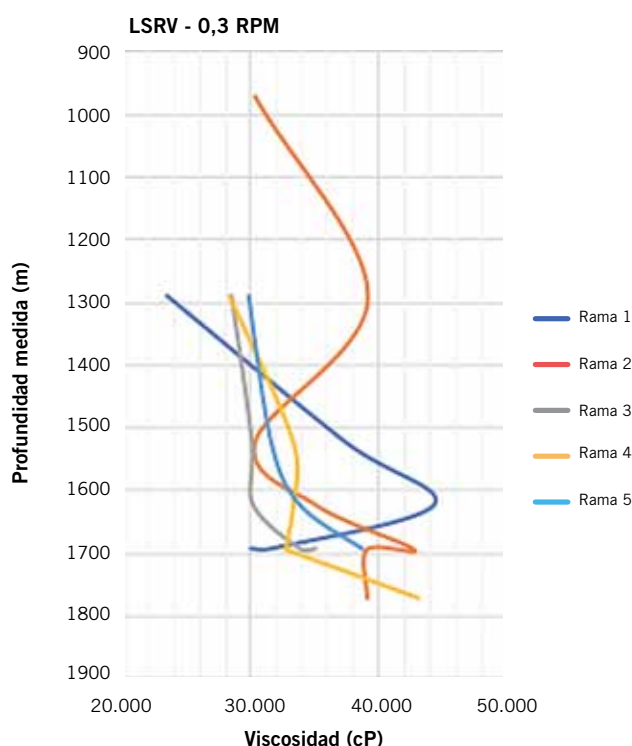


Figura 9. Reología a 0,3 rpm x profundidad – Multilateral 1

y se ajustó la densidad a 1200 kg/m³ y las demás propiedades a valores programados al diluir con lodo nuevo en concentraciones programadas. La renovación del fluido se estudió a través de ensayos de PSD –sigla en inglés de distribución del tamaño de partículas– para verificar la subdivisión de partículas, lo que pudo haber traído aparejado problemas reológicos, de limpieza y de presiones en el pozo por pérdida de carga.

Se realiza PSD con difracción de láser y se obtienen micronaje de distribución de partículas en el fluido *drill-in* utilizado en el pozo multilateral 1, al final de la perforación de la rama 1, en la profundidad de 1693 m con una densidad de 1210 kg/m³. Como se observa en el lodo tenemos un total del 12% distribuido (según condiciones finales de lodo) conforme la tabla 13.

Tipo	Concentración (kg/m ³)	Concentración (%v/v)
Contenido de arcilla	21 kg/m ³	0,8 v/v
Carbonato de calcio 150 µm	20,34 kg/m ³	0,7% v/v
Carbonato de calcio 50 µm	32,78 kg/m ³	1,2% v/v
Carbonato de calcio 200 mesh	254 kg/m ³	9,3% v/v

Tabla 13. Distribución de sólidos-fluido *drill-in* al final de la rama 1.

Entre carbonato y arcilla (MBT) de sólidos, de los cuales al hacer el PSD indica que de este 12%, el 70% está comprendido en el rango de 3,12 a 98 micrones con un d50= 7,57 micrones, lo que da un área expuesta de sólidos (total de área de superficie específica de 624,6 m²/kg).

Recomendaciones

Teniendo en cuenta las concentraciones con las que terminó el fluido, observamos en el PSD un cizallamiento o degradación de los carbonatos de calcio al observar una cola de finos de 1 a 4 micrones, que a su vez es mínima, o sea del 12% de sólidos totales, solo el 30% está comprendido en ese margen; lo que resulta que de un 0,12 m³/m³ de sólidos (12% v/v) solo un 0,036 m³/m³ corresponden a estos sólidos, o sea que en 90 m³ de lodo recuperado, solo un 3,6 m³ corresponden a estos sólidos que diluyendo al 50% bajaríamos a 1,8 m³ del sólido mencionado. Hay que considerar que el fluido densificado con carbonatos de calcio sufre cizallamiento de este siempre.

Se observó que se terminó con un MBT (Teste del Azul de Metileno) bajo (21 kg/m³), como consecuencia se recomendó recuperar la mitad de los 173 m³ del fluido fabricado durante la perforación de la rama 1 y reponer la fracción de carbonatos de calcio de mayor granulometría (carbonato de calcio 150 mm) así tenemos este micronaje presente según lo planificado. Con el resto de los sólidos cubriríamos la granulometría existente según se planificó. En este caso el contenido de arcillas bajaría a los 10 kg/m³.

En la perforación de esta rama se mantuvieron las condiciones de trabajo y el seguimiento de propiedades como se realizó durante la perforación de la rama 1, el principal seguimiento fue la limpieza de pozo inyectando baches turbulentos y denso/viscoso durante la perforación, a medida que las condiciones de limpieza y monitoreos hidráulicos (software específico) advertían

sobre falta de limpieza por cama de recortes, incremento de presión, etc.

Se perforó la rama 2 hasta 1722 m sin problemas operativos, geonavegando en forma horizontal. Una vez perforada la rama se calibró pozo a 1400 m, se normalizaron densidades por presencia de gas de formación y se desplazó salmuera dejando en pozo abierto la misma, desplazada con fluido densidad de 1400 kg/m³ para dejarla posicionada correctamente en pozo abierto.

Rama 3

Para la perforación de la rama 3, se preparó volumen nuevo en su totalidad para la renovación del fluido *drill-in*, debido a incrementos en valores de MBT (28 kg/m³) y densidad (1250 kg/m³), se corroboró con estudios de PSD la subdivisión de partículas, lo que pudo haber aparejado problemas reológicos, ocasionando problemas de limpieza y de presiones en el pozo por pérdida de carga. Se trabajó con volumen nuevo manteniendo densidad en 1200 kg/m³, propiedades reológicas y propiedades programadas.

Durante la perforación de cada una de las ramas se atendió con especial atención el control de la reología a bajas tasas de corte. En la figura 10 se presentan los valores controlados siempre superiores a 30.000 cP.

Para esta rama se mantuvieron las propiedades programadas y se realizaron trenes de píldoras de limpieza. Se logró perforarla sin inconvenientes. En 1554 m, durante la perforación, se observó bolsón de gas de 850.000 ppm, que se logró normalizar con una densidad de 1200 kg/m³. Se desplazó salmuera para la completación de rama horizontal luego de calibrar.

Rama 4

Esta rama comenzó recuperando 50 m³ de fluido *drill-in* de la rama anterior y se preparó solamente 40 m³ de lodo nuevo para dilución y mantenimiento de propiedades. Se perforó geonavegando hasta 1770 m inyectando baches de limpieza, como las ramas anteriores y manteniendo las propiedades programadas, sin tener mayores inconvenientes. Se terminó con una densidad de 1200 kg/m³. Se calibró y luego se desplazó salmuera con densidad 1220 kg/m³ dejando la misma en pozo abierto.

Rama 5

Para esta última rama se preparó fluido *drill-in* nuevo, como se realizó en la rama 3, debido a la contaminación con sólidos finos, que podía traer aparejado problema reológicos de pérdidas de carga excesivas, como consecuencia del cizallamiento y la subdivisión de partículas. Durante la perforación mantuvo la densidad en 1200 kg/m³ y demás propiedades según lo programado y lo realizado en las ramas anteriores. Se envió tren de limpieza (turbulento y denso-viscoso) a medida que la perforación avanzaba y los síntomas hidráulicos lo acusaban, se observó buena limpieza de pozo.

Sacó herramienta calibrando pozo hasta 1108 m, calibrando cuna de ingreso a rama 5, luego bajó al fondo limpiando pozo sin inconvenientes. Al sacar herramienta total en 904 m circula y densifica a 1250 kg/m³. Saco herramienta tally y bajó con *water-melon* rectificando pozo normal, sobre fondo desplazó a pozo abierto 16 m³

de salmuera con lubricante y 3 m³ de tapón denso 1410 kg/m³ para equalizar presiones previo al entubado. Se logró entubar *casing* ranurado hasta 1621,31 m.

Terminación del pozo multilateral 1

Para la terminación de cada rama, se estudió el empleo de salmuera y se realizaron diferentes tipos de estudios (descritos anteriormente) para su aplicación en el campo, sin perjudicar la integridad y la producción del pozo. Para todas las ramas, luego de haber realizado los estudios, se diseñó la formulación de salmuera (Tabla 14).

Producto	Función	Concentración
Cloruro de potasio	Inhibidor de hinchamiento de arcillas	30,0 kg/m ³
Cloruro de sodio	Densificante libre de sólido	310,0 kg/m ³
Preventor de emulsión	Evitar emulsión del fluido con el petróleo de la formación	2,0 l/m ³ (dm ³ /m ³)
Alcalinizante	Controlar el pH	1,0 kg/m ³

Tabla 14. Formulación del fluido de terminación.

Se estudió la secuencia de desplazamiento de esta al finalizar cada rama para lograr el correcto posicionamiento en el tramo horizontal, ya que se entiende que la transición de un lodo de perforación a un fluido de terminación es un componente importante para completar con éxito un pozo, se evita así la canalización y la posible contaminación en el fluido *drill-in* al perforar la siguiente rama. La secuencia de desplazamiento y las propiedades analizadas y ejecutadas al finalizar cada rama se observa en la figura 11.

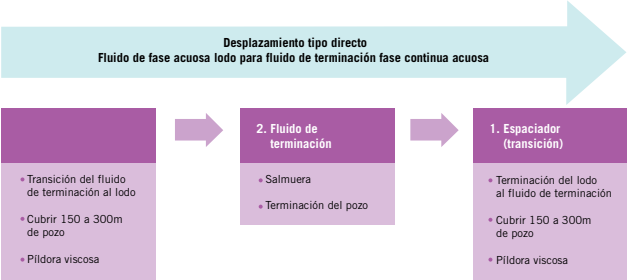


Figura 11. Esquema tren de píldoras y desplazamiento de la salmuera.

Las píldoras espaciadoras fueron formuladas conforme las siguientes premisas:

- minimizar el contacto entre los fluidos de perforación y de terminación;
- evitar la contaminación tanto de uno como del otro fluido.

Para lograr el objetivo planteado, las píldoras viscosas (espaciadoras) fueron formuladas en conformidad con las propiedades constantes de la tabla 15.

Propiedad	Rango
Densidad	100 a 200 kg/m ³ superior al lodo
LSRV	18 a 20 lbf/100 ft ² (8,62 a 9,57 Pa)
Punto de fluencia	3 veces el valor del lodo

Tabla 15. Propiedades píldora espaciadora.

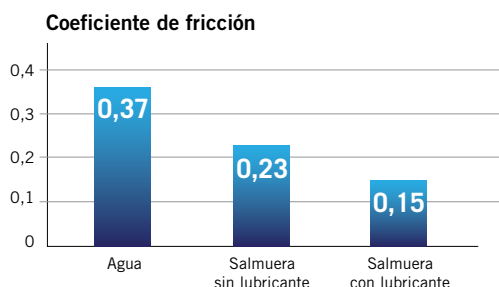


Figura 12. Resultados de los ensayos de lubricidad.

El desplazamiento de la salmuera al final de cada rama fue una operación que requirió mucha planificación y cumplimiento de los procedimientos durante su ejecución. Era fundamental que se evitase la contaminación entre los distintos fluidos y que al final del desplazamiento el sistema resultase físicamente balanceado. Los principales temas que se tomaron en cuenta fueron los siguientes:

- las densidades de los fluidos involucrados (*drill-in*, salmuera y tapón espaciador);
- los parámetros reológicos de estos tres fluidos;
- la secuencia de inyección de los fluidos;
- los diámetros y anulares del pozo;
- los caudales aplicados durante la inyección de cada fluido y
- la posición de la herramienta en cada etapa del desplazamiento.

Para la última rama, la rama 5, antes de entubar se desplazó salmuera y se incorporó la salmuera lubricante para reducir su coeficiente de fricción (COF), de esta manera se brindó ayuda de lubricación durante la entubación. Se realizaron ensayos de coeficiente de fricción sobre salmuera, los resultados se expresan en la figura 12.

En la figura 13 se resume la secuencia de la inyección de la salmuera.

Estas secuencias de desplazamiento se respetaron en cada rama al lograr el desplazamiento de la salmuera de terminación sin inconvenientes y sin observar problemas operativos ni de pozo. En la tabla 16 se detallan los volúmenes bombeados de salmuera en cada rama.

Rama	Intervalo (m)	Volumen de salmuera
Rama 1	908 m - 1693 m	18 m ³
Rama 2	985 m - 1722 m	17 m ³
Rama 3	1046 m - 1732 m	16 m ³
Rama 4	1084 m - 1770 m	18 m ³
Rama 5	1111 m - 1640 m	16 m ³

Tabla 16. Volumen de salmuera inyectado por rama.

Pozo multilateral 2

Perforación

Para la perforación de este pozo, segundo multilateral, se tuvo como principal referencia las lecciones aprendidas en la perforación del pozo multilateral 1. Se realizó la misma formulación empleada en el pozo multilateral 1 (tablas 10 y 12).

Antes de la perforación multilateral de las cinco ramas horizontales, el pozo se encontraba entubado con *casing* de 7" (17,78 cm), 26 lb/ft (38,69 kg/m) con zapato posicionado en 893,89 m y collar en 879,06 m, con *casing* de 9 5/8" (24,44 cm) entubado en 299,33 m, que aislaba acuíferas del yacimiento.

En la tabla 17 se presentan los datos de perforación de cada una de las cinco ramas.

Parámetro	Rama 1	Rama 2	Rama 3	Rama 4	Rama 5
Profundidad (m)	1820	1800	1820	1800	1800
Perforado (m)	927	770	828	757	730
Inclinación (o)	89	58	55	57	82
Máxima densidad (kg/m ³)	1220	1250	1260	1250	1240

Tabla 17. Principales parámetros de cada una de las ramas-multilateral 2.

Rama 1

Se preparó fluido *drill-in* de acuerdo con la formulación programada, se comenzó en rama 1 con una densidad de 1200 kg/m³ debido a la lección aprendida del pozo multilateral 1 donde se observó influjo con densidad 1160 kg/m³.

Se perforó este intervalo hasta la profundidad final respetando baches de limpieza según síntomas hidráulicos, chequeados con software de hidráulica, y síntomas de pozo que ameritaban la realización de estos baches, sin tener problemas operativos y manteniendo los valores de fluido *drill-in* programados.

Luego de perfilar pozo, se realizó conversión por salmuera de completación inyectando baches de desplazamiento en forma normal.

Rama 2

Para la perforación de la rama 2 se recuperó el 50% del fluido *drill-in* de la rama 1 y se acondicionó según las concentraciones y las propiedades programadas manteniendo la densidad en 1200 kg/m³.

No se observaron problemas relacionados con la limpieza de pozo, corriendo en tiempo y forma tren de limpieza con baches turbulentos y viscoso-denso según programa.

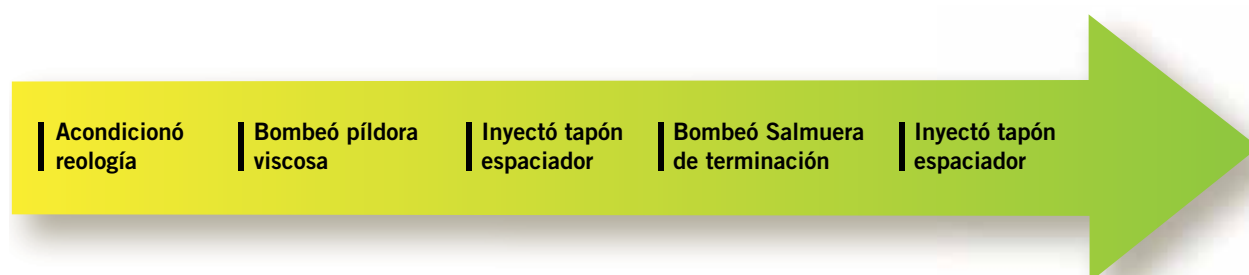


Figura 13. Secuencia de inyección de fluido de terminación.

Al perforar este intervalo en 1480 m (MD) se registró admisión de 12 m³, se preparó y se bombeó 8 m³ de bache con 100 kg/m³ de Puenteo CC-40/250, se sugirió bajar caudal, se preparó 27 m³ de lodo nuevo con 120 kg/m³ de puenteo además de los productos programados, se completó el nivel mitigando admisión, se retomó perforación y se registraron admisiones puntuales, se continuó bombeando baches con material de puenteo a razón de 100 kg/m³ aumentando la concentración de material de puenteo en el activo para disminuir la pérdida al mínimo, promedio 1 m³/hora.

Al alcanzar la profundidad final, se calibró el pozo de 1800 m a 1760 m, desde 1760 m se sacó con tracciones puntuales de 25 ton a 1416 m. Se continuó sacando herramienta con bomba y con rotación a 1054 m.

Se bajó con bomba y con rotación a 1800 m. Se desplazó salmuera, se realizó *flow-check*, se sacó herramienta a 881m, se circuló el pozo en 881 m densificando lodo a 1250 kg/m³. Se realizó *flow-check* normal. Se sacó herramienta total.

Rama 3

Para la perforación de esta rama se preparó fluido *drill-in* nuevo, debido al incremento de densidad y de sólidos finos del fluido de la rama anterior. Se respetó la experiencia del pozo multilateral 1 y se realizaron ensayos.

Durante la perforación de esta rama realizando *side-track* en 922 m perforando con geonavegación, se realizaron baches de limpieza sin tener problemas operativos.

No se observaron admisiones. Debido a las pérdidas observadas durante la perforación de la rama 2, se realizaron de forma preventiva baches con 120 kg/m³ de material de puenteo (carbonato de calcio CC-50 / CC-250).

En la profundidad final de 1820 m, se calibró el pozo hasta 1360 m, se bajó a fondo normal y se realizó la conversión por salmuera al realizar secuencia de desplazamiento según el programa. Al sacar herramienta luego de realizar conversión por salmuera, se observó un desplazamiento del pozo en 877 m, por lo que densificó a 1260 kg/m³, se normalizó el pozo y se sacó la herramienta normal.

Rama 4

Para el inicio de la perforación de la rama 4 se preparó 60 m³ de lodo nuevo con la concentración programada y se recuperó 32 m³ de lodo de la rama 3.

Para perforar esta rama se mantuvieron las propiedades programadas y se realizaron baches de limpieza, sin observar inconvenientes durante la perforación. Se bombeó bache con material de puenteo por admisiones puntuales de 1,0-1,5 m³ con resultado positivo.

Se perforó la rama hasta al fondo, se realizó calibre hasta 1600 m, luego sobre fondo se realizó el desplazamiento de salmuera sin inconvenientes.

Rama 5

Para la perforación de la rama 5, se recuperó y acondicionó 50 m³ de rama anterior y se preparó 48 m³ de lodo nuevo *drill-in* en concentraciones y propiedades programadas.

Se realizó cama de *side-track* de rama 5 de 1068 m a 1074 m y *time drilling* de 1074 m a 1076 m, con resulta-

do negativo. Se circuló en espera de nuevo plan de *side-track*. Se realizó nueva cama de 1070 m a 1074 m, punto de *side-track* en 1070 m. Se perforó con geonavegación hasta al fondo, se mantuvieron los valores de lodo programados y se realizó tren de limpieza según cálculos hidráulicos y síntomas de pozo.

Se calibró el pozo y se rectificó con *bull-nose* y *watermelon* hasta 1800 m, donde se realizó conversión dejando salmuera con lubricante posicionada en pozo abierto.

Se enroscó zapato guía *casing* ranurado 5" (12,7 cm), 18 lb/ft (26,78 kg/m). Se entubó 942 m de *casing* y se enroscó fijador de liner. Se bajó herramienta a 1792 m. Se fijó liner, quedando zapato en 1792 m y colgador en 845,6 m. Se acondicionaron 20 m³ de lodo, debido a alta gelificación para dejar ese volumen en pozo. Luego de fijar liner, se bombeó lodo acondicionado. Se realizó *flow-check* extendido, pozo estático. Se sacó herramienta con tapón recuperable bajo y se lo fijó en 600 m.

En la perforación de cada ramas se mantuvo la reología a bajas tasas de corte siempre superior a los 30.000 cP para facilitar la limpieza del pozo (Figura 14).

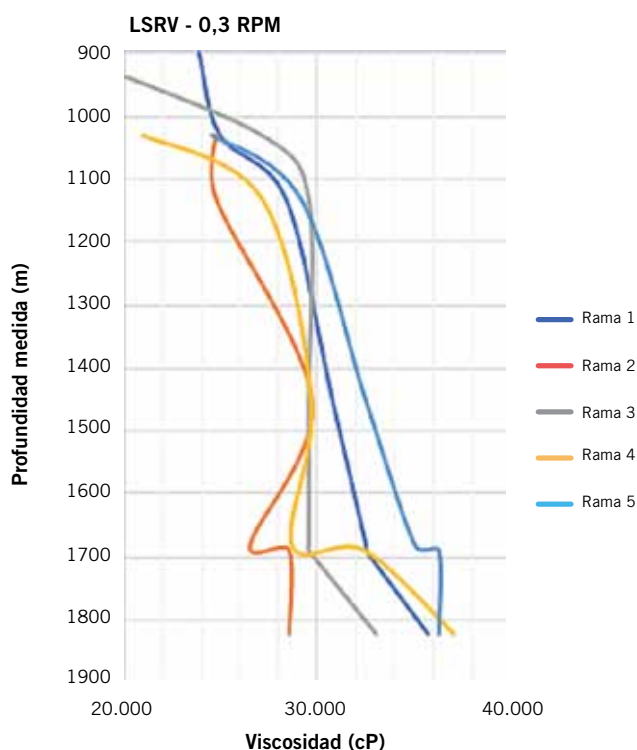


Figura 14. Reología a 0,3 rpm x profundidad-Multilateral 2.

Terminación

Para la terminación de cada rama se dejó el fluido de completación tal como el que se realizó en el pozo multilateral 1 (Tabla 14). No hubo inconvenientes durante la terminación de las ramas y se lograron óptimos desplazamientos de la salmuera respetando la secuencia descripta para el pozo anterior.

Para la última rama, antes de entubar, se desplazó salmuera con lubricante para reducir el coeficiente de fricción y ayudar al desplazamiento de la cañería.

En la tabla 18 se detallan los volúmenes bombeados de salmuera en cada rama.



Rama	Longitud (m)	Volumen de salmuera
Rama 1	893 m-1820 m	20 m ³
Rama 2	1030 m-1800 m	19 m ³
Rama 3	992 m-1820 m	18 m ³
Rama 4	1043 m-1800 m	14 m ³
Rama 5	1070 m-1800 m	18 m ³

Tabla 18. Volumen de salmuera inyectado en cada una de las ramas-multilaterales 2.

Conclusiones y recomendaciones

- Ambos fluidos planificados resultaron adecuados para la construcción exitosa de los dos pozos multilaterales planteados.
- La planificación de los fluidos tanto de la formulación como de los servicios de ingeniería se mostró fundamental para lograr el éxito en las operaciones.
- Los ensayos de recuperación de la permeabilidad son claves para elegir la mejor formulación del fluido con el objetivo de minimizar el daño de la formación productora en pozos en que no se punza ni se fractura el reservorio productor.
- Los ensayos de prevención a la formación de emulsión se mostraron claves para definir tanto el tipo como la concentración ideal del preventivo de emulsión a ser usado en la terminación de los pozos.
- El fluido de perforación se mostró adecuado en cuanto a la preservación ambiental, la lubricidad requerida, la compatibilidad con la formación y la estabilidad de pozo mientras se perforaban las siguientes ramas.
- El fluido de terminación logró la lubricidad requerida, la compatibilidad con la formación y la estabilidad de pozo mientras se perforaban las siguientes ramas.
- La recuperación parcial del fluido *drill-in* fue un factor importante para el ahorro final en el costo del proyecto.
- Una de las claves del éxito en la reutilización del fluido *drill-in* está relacionada con la evaluación del contenido de sólidos mayormente de los ensayos de PSD.
- El seguimiento de limpieza de pozo, la corrida y la interpretación de software específicos fueron de vital importancia para obtener parámetros de limpieza de pozo, además de parámetros operativos de perforación que estuvieran a la altura del proyecto, los cua-

les colaboraron en el éxito de la operación.

- Los pozos multilaterales resultaron en reducción de costo métrico respecto de los pozos monobore.

Bibliografía

- Moreira, E. M.; Schajnovetz, C. y Figueroa, D. (2018). *Aplicación de Fluido Drill-in de bajo costo contribuye para incrementar la productividad en Chachahuen Sur*. Jornada de Perforación & Workover, YPF, Mendoza, Argentina.
- Latorre, B. y Caratti, M. (diciembre de 2018). *Proyecto de Pozo-Llancanelo Multidirigido-Base de Diseño Perforación*. Documento Interno YPF S.A., Mendoza, Argentina.
- Nunsavathu, U. N. (2006). *Productivity index of multilateral wells*. Master of Science Thesis, West Virginia University, Morgantown, West Virginia, USA.
- van de Zwaag, C. H. (2014). *Benchmarking the formation damage of Drilling Fluids*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Louisiana, USA, 18-20, Feb. SPE86544.
- Iscan, A. G. (2006). *Experimental and Numerical Investigation of Formation Damage Caused by Water-Based Drilling Fluids*. P.h.D Thesis, Middle East Technical University.
- How to Prevent Formation Damage*. Petroskills. Disponible en: https://www.petroskills.com/blog/entry/00_totm/feb18-sub-how-to-prevent-formation-damage#.YMJtWfKjIV. Acceso 11 de feb. 2020.
- Kjosnes, I., et al. (october, 2003). *Successful Water Based Drilling Fluids Design for Optimizing Hole Cleaning and Hole Stability*. Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 20-22. SPE/IADC 85330.
- Fernandes, P. D., et al. (29-31 de agosto de 2006). *Uniformizacao de Fluxo em Poco Horizontal*. ENAHPE 2006, Domingos Martins, Brasil.
- Loureiro, B. V. y Siqueira, R. N. (29-31 de agosto de 2006). *Determinacao da Tensao de Cisalhamento Minima para Arraste de Partículas em um leito Sedimentado*. ENAHPE 2006, Domingos Martins, Brasil.
- Terry Hemphill, SPE, Halliburton and Juan Carlos Rojas, SPE, BP Exploration SPE 77448. *Drilling Fluid Sweeps: Their Evaluation, Timing and Application*. Copyright 2002, Society of Petroleum Engineers Inc.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

En TUBHIER, la tecnología y el desarrollo continuo, son los pilares para elaborar nuestros productos, de acuerdo a los más exigentes estándares de calidad.

Nuestro objetivo es ofrecer las mejores soluciones, a las variadas necesidades del Cliente.

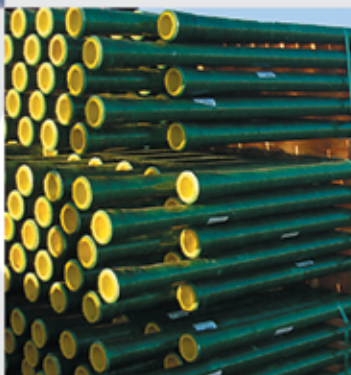


Caños de acero

- Casing API 5CT.
- Line pipe API 5L
- Line pipe ASTM A 53
- Usos generales IRAM-IAS-U500-228

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



5L-0233
5CT-0303
15HR-0021



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar