



Completación *rigless* de un pozo horizontal *monobore* de dos tuberías multifracturado: nuevas tecnologías utilizadas

Por **Marcelo Lardapide**, **Marcelo Barroso** y **Marcelo Saravia**
(Madalena Energy Argentina)



En este trabajo se describe cómo la empresa se concentró en el análisis de distintos diseños de pozos horizontales para mejorar la relación costo/beneficio.

Este trabajo fue seleccionado en el
2° Congreso Latinoamericano de Perforación,
Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.

La necesidad de mejorar sustancialmente la relación costo/beneficio en la construcción de pozos de petróleo en el campo Puesto Morales, Catriel, Río Negro; llevó a la Compañía a pensar en diseños de pozos horizontales que, aun con un costo mayor en la fase de inversión inicial frente a los pozos verticales tradicionales, mejorarían su repago.

De esta manera comenzamos perforando un pozo horizontal, PMN 1117; de diseño tradicional. El pozo se construyó con una cañería de superficie de 9 5/8" @ 299 m, una intermedia de 7" hasta el *landing point* a 1.645 m, donde posteriormente se ancló un *liner* de 4.5" que contenía los *packer's* inflables y los puertos necesarios para realizar las cinco fracturas hidráulicas simultáneas a pozo abierto (2112 m MD –total perforado–). El pozo quedó surgente en su primera fase de producción y luego de algunos meses fue intervenido para bajar la sarta de producción convencional de varillas y bomba. En este primer ensayo confirmamos la factibilidad del proyecto pero con el desafío de mejorar la ecuación.

Dos años después cuando retomamos el proyecto con el desafío de reducir costos, surgió la idea de un pozo tipo *monobore* de solo dos tuberías, para desarrollar las reservas asociadas mediante estos pozos horizontales y multifracturados.

Básicamente, el cuestionamiento fue el siguiente: si en varias de nuestras cuencas se perforan pozos verticales con cañerías de superficie someras y con una gran extensión de pozo que permanece abierto durante mucho tiempo, sin que se altere la calidad de las paredes del hueco, ¿qué pasaría si “dobláramos” ese pozo y lo terminaríamos con una rama horizontal tipo ‘palo de hockey acostado’?



Al madurar la idea nos encontramos con que este tipo de pozos son usuales en Canadá, lo que nos alentó a continuar desarrollándolo, buscando en la bibliografía existente el soporte técnico necesario.

Al trabajar sobre esta hipótesis llegamos al diseño del pozo actual aplicado en el pozo PMS 1135. Una cañería de 9 5/8” más profunda, a 643 m TVD –perforación vertical total– y de allí a perforar *one way* la curva y el tramo horizontal hasta los 2628 m MD / 1380 m TVD con KOP @ 670 m.

Una aclaración importante: el concepto de *monobore* aplica perfectamente al pozo en cuestión aunque está construido en dos diámetros: 7 7/8” @ 1415 m MD & 6 1/8” @ 2628 m MD. La razón es que el primer tramo se reviste con un *casing* de producción estándar de 5.5” y el resto del pozo con uno de 4.5” con sus 13 *packers* inflables y 12 puertos a hueco abierto. La cañería combinada tiene una herramienta singular comercialmente llamada “*SF cementor*” (camisa cementadora de apertura hidráulica) que permite, una vez corrida toda la tubería en el pozo, cementar la curva y dar la correspondiente integridad al mismo.

El campo Puesto Morales, donde se perforó el pozo PMS 1135, se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, 60 km al Sureste de Catriel (Figura 1). El objetivo primario era poner en producción el reservorio de carbonatos (dolomías) llamado Loma Montosa 100 (LM-100) y definir su productividad en un desarrollo horizontal. También delinear la continuidad de ese reservorio.



Figura 1. Ubicación del campo Puesto Morales.

Estratigrafía y ambiente sedimentario

La columna estratigráfica de la cuenca Neuquina se muestra en la figura 2a. La nomenclatura estratigráfica detallada de la Formación Loma Montosa se incluye en la figura 2b.

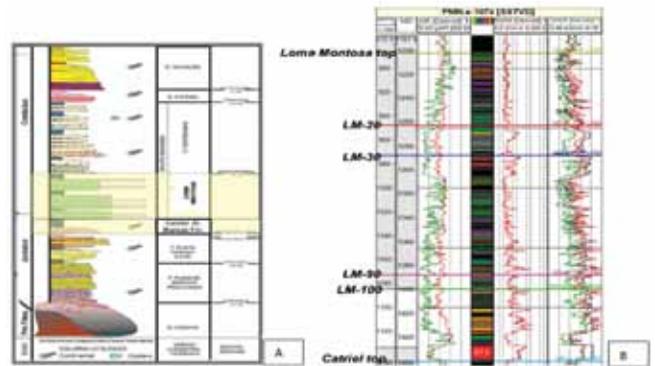


Figura 2. Yacimiento Puesto Morales. Columna estratigráfica general y detalle de la formación Loma Montosa.

Existen dos reservorios principales de hidrocarburos en la Fm Loma Montosa: el intervalo Superior correspondiente a las capas LM 20-LM30, y el intervalo más profundo, identificado con las capas LM93/96, LM100, de unos 8-10 m de espesor cada uno, y limitados en su techo y base por anhidritas de 3-4 m de espesor. Este último se pondrá a prueba en el pozo horizontal propuesto.

La Fm Loma Montosa está relacionada con el intervalo inferior del Grupo Mendoza. Se encuentra compuesta mayormente por rocas carbonáticas (*grainstone*, *packstone*, etc.) frecuentemente dolomitizadas, lo que constituye el reservorio; y evaporíticas (anhidritas) en menor medida, que constituyen los “sellos” del reservorio. También incluye rocas silicoclásticas, como limos y arcillitas calcáreas (Figura 2).

Presenta una amplia distribución areal, con cambios faciales internos. Regionalmente hacia el Este, grada a depósitos clásticos fluviales y aluviales similares a los del supra yacente Fm Centenario. Al Oeste cambia transicionalmente a un ambiente de plataforma abierta y/o marino más interno. (Fm Quintuco).

Estructuralmente se trata de un gran espolón regional, buzante al sur-suroeste de baja inclinación, lo que hace que el intervalo de interés para navegar tenga un bajo ángulo de 2° o 3°.

La Fm Vaca Muerta, en condiciones de madurez como roca madre, se encuentra al menos 50 km al Oeste de la posición del pozo propuesto (Figura 3).

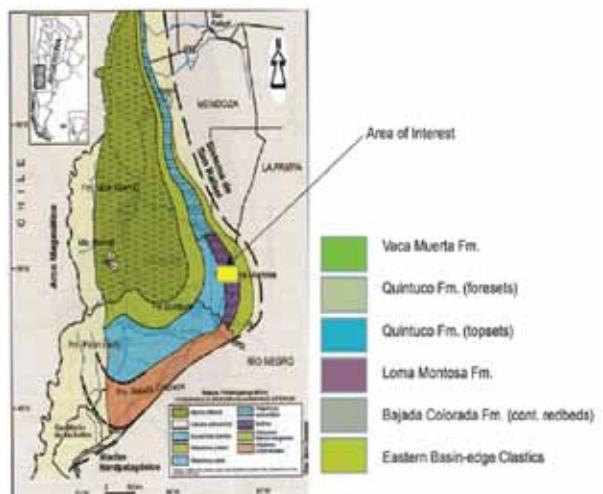


Figura 3. Grupo Mendoza inferior. Relaciones estratigráficas laterales (Leanza et al., 2011).

El reservorio definido como LM100 está limitado en su parte inferior por una anhidrita de 2 m promedio que se corresponde con el techo del intervalo LM104, mientras que el techo de la capa limita con un sello de anhidrita de 4,5 m de espesor. Ambos cuerpos de anhidrita limitan la zona de interés, que se compone internamente de una asociación de facies con capas dolomíticas de alrededor de 8-10 m de espesor (Figura 4). El objetivo principal del PMS-1135 (Hz) es desarrollar las reservas de petróleo probadas en los pozos vecinos correspondientes a las capas LM93/96-LM100 de la Fm Loma Montosa Inferior. Con el fin de alcanzar estos objetivos se propone perforar un pozo horizontal con un TD (total perforado) de 2,600 m (MD –perforación media–).

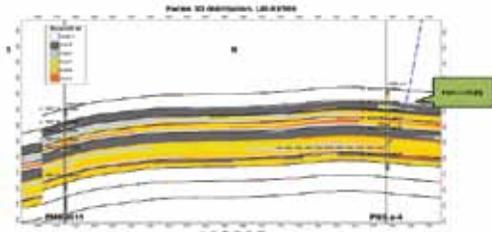


Figura 4. Estructuras del reservorio LM100.

Desarrollo

El pozo se perforó de acuerdo con el esquema de la figura 5, con lodo base agua (estabilizador de lutitas más formato de potasio como inhibidor de arcillas).

- La cañería de superficie fue de 9 5/8" en pozo de 13 1/2".
- A futuro será de 8 5/8" en pozo de 10 5/8".

Tendemos a afinar los diseños futuros en orden de minimizar los costos de construcción.

- La sección superior de producción se construyó para usar tubería que la compañía tenía en stock, esto es el casing de 5.5" x 23 klbsft x P110 TSH Blue. Esta tubería "pesada" ayudó a empujar naturalmente al fondo las herramientas de completación. El diseño también supone el uso de tubing 2 7/8" standard.
- En los próximos pozos usaremos tubería combinada pero de 5"x 18 lbst & 4 1/2" x 13, 50 lbsft con tubing de producción de 2 3/8".

La sección horizontal de 1002 m se construyó con diámetro de 6 1/8" x 4 1/2" x 13,50 lbsft x N80 8RD x para asentar allí los packers a pozo abierto.

El desarrollo direccional fue el siguiente:

- KOP (Packer) a 670 m en Fm. Centenario hasta alcanzar 49° a los 1327 m MD (1290,4 m TVD), DLS 3°/30 m.
- Una tangente de 30 m de 1327 m @ 1357 m en pozo 7 7/8" para colocar allí la bomba mecánica.
- Continuó construyendo con un DLS de 5°/30 m desde 1357 m @ 1415 m y con 58° inc / 211° Az. Hasta aquí, casing de 5 1/2".
- Maniobra de cambio del DHM (medición del pozo perforado) por el sistema Geopilot (geosteering) de la empresa de servicios más las herramientas de LWD (Logging while drilling: Registros mientras se perfora)

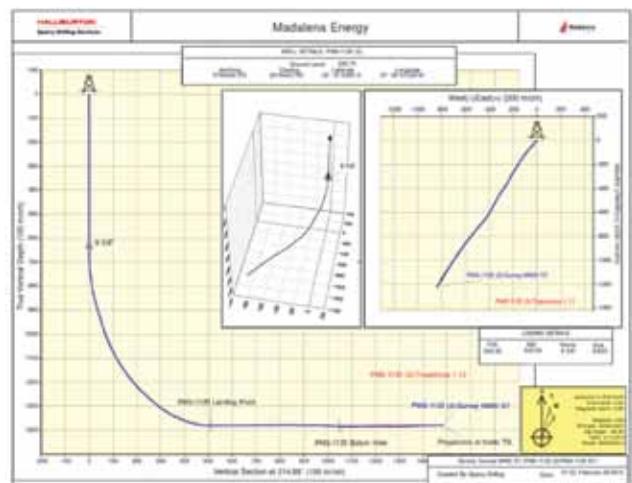
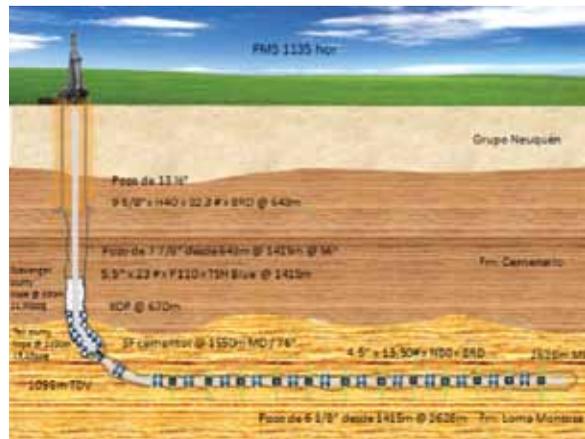


Figura 5. Esquema de perforación del pozo PMS 1135.

(Resistividad Azimutal y Gamma Ray).

- Con trépano de 6 1/8" con DLS máximo de 5°/30 m hasta aterrizaj el pozo en los 1626 m MD, 1384 m TDV @ 90°.
- Desde allí al fondo, en 2628 m MD horizontal.

Una vez alcanzada la profundidad final 2628 m MD, el pozo se calibró con los reamers espaciados de acuerdo con la distancia de los packers open hole por bajar y se corrieron las herramientas de completación (13 packers sobre un casing de 4.5") (Figura 6).



Figura 6. Calibradores del pozo.

1. Se desplazó el pozo a salmuera al 3% de KCL.
2. Se fijaron los packers lanzando una bola de 1.25" y aplicando 2.200 psi durante 30 minutos.
3. Se tensiona la sarta a 190 Klbs.
4. Se lanza una segunda bola de 1.75" para abrir la camisa cementadora con 3.250 psi.

5. Se bombean colchones más 40 bbls de lechada de relleno de 11.90 ppg más 56 bbls de lechada principal de 15.45 ppg más 25 bbls de gel activado.
6. Libera 30 Klbs de peso y cierra camisa cementadora.
7. El pozo quedó listo para desmontar el equipo de perforación y realizar las fracturas *rigless*.

Nuevas tecnologías utilizadas

- A. Por primera vez en América Latina se utilizó la camisa cementadora SF (Cementor Packers Plus) para colocar cemento en la curva y dar la necesaria integridad al pozo.

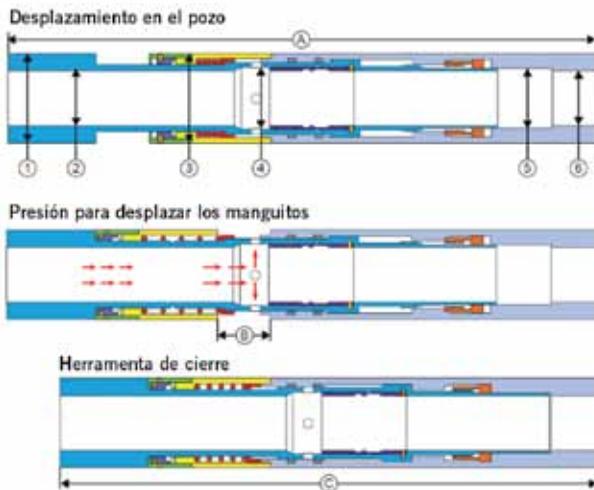
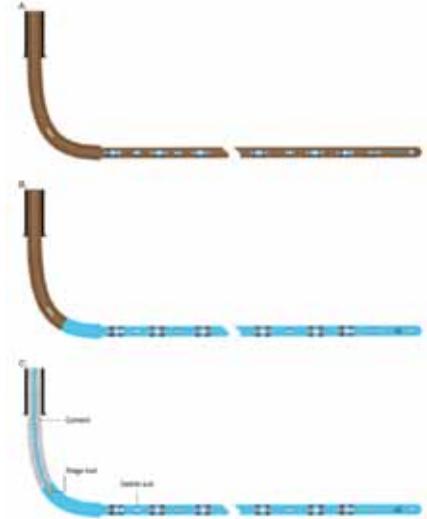


Figura 7. Herramientas de cementación.

- B. **Centralizadores CRB de la empresa de servicios (Halliburton) (Figura 8).**

Historia

1. ENI comenzó el desarrollo del producto en 1999 para proveer una alternativa de los centralizadores rosca-dos, especialmente para los pozos tipo *slim hole*.
2. El producto estaba compuesto de cerámica con fibra de carbono moldeado y pegado directamente a la superficie de la cañería.
3. Los centralizadores fueron corridos en pozos de prueba entre 2000 y 2002.
4. El sistema fue validado como comercialmente viable en 2003.
5. Halliburton, Protech y ENI entraron en acuerdo en junio de 2008.

Ventajas

- a. Bajo factor de fricción que reduce efectos por torque y arrastre.
- b. Maximiza el paso de los fluidos-reduce ECD.
- c. Material no metálico e inerte.
- d. Geometría flexible.
- e. Diseño que ayuda a alcanzar el fondo.
- f. Resistencia al impacto y dureza.

A medida que perforemos más pozos con este diseño calibraremos los coeficientes de fricción tratando de reducir el peso de la tubería de 5" e, incluso llegar a un diseño en el que usemos solo *casing 4½"*, esto es *monobore 100%*. Una alternativa para reducir estos coeficientes es empleando lodos con base de aceite y/o con los mismos coeficientes empujar la sarta hacia el fondo con el peso del *top drive*.



Figura 8. Centralizadores.

C. Fracturas múltiples y simultáneas en pozo abierto

Realizamos 12 fracturas hidráulicas de 650 sks cada una promedio en 8 h (Figura 9).

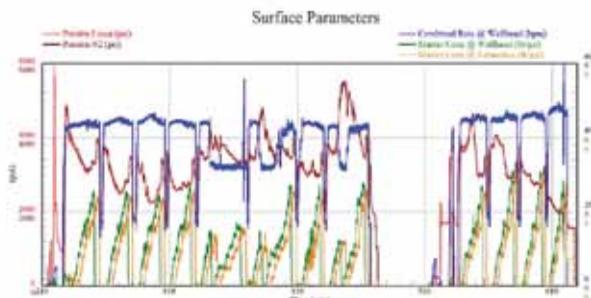


Figura 9. Fracturas múltiples.



Figura 10. Trazadores.

D. Trazadores tracers

Junto con el bombeo de la arena de fracturas se inyectaron los trazadores orgánicos que permiten analizar la producción de cada etapa de fractura. La base de la tecnología es la liberación controlada y el largo plazo de trazadores polímeros que están formulados para distinguir entre el agua y el petróleo en entornos de múltiples fases complejas. Tras la activación, las moléculas trazadoras liberan de una manera controlada y sostenida que permite la cuantificación de flujo, mediante muestreo en superficie de fluidos y análisis químicos (Figura 10).



Durante la disertación.

Conclusiones

El diseño *monobore* de dos tuberías ofrece una economía mucho mayor que el diseño convencional de tres *casings* con *liner hanger*. Esto facilita el desarrollo de un campo maduro como el de Puesto Morales y abre un panorama de desarrollo mucho más amplio. Reduciendo diámetros junto con el uso de la camisa cementadora, alienta a perforar este tipo de pozos y a avanzar en diseños de más desarrollo horizontal (Figura 11).

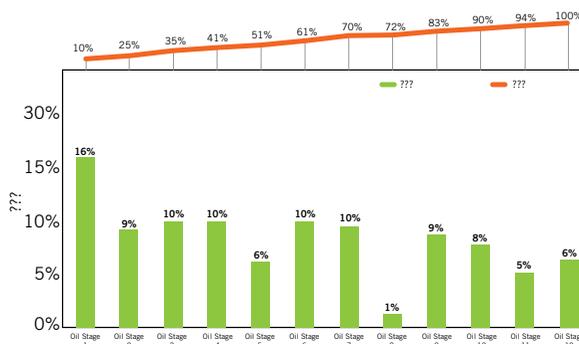


Figura 11. Resumen comparativo de las etapas de producción.

A futuro tenderemos a afinar los diseños a fin de abaratar los costos de construcción:

- La cañería guía será de 8 5/8" en pozo de 10 5/8".
- El pozo de producción se perforará totalmente *monobore one way* en 6 1/8".
- Correremos tubería combinada de 5" x 18 lbf & 4 1/2" x 13,50 lbf con *tubing* de producción de 2 3/8".
- Trabajaremos detalladamente en definir los coeficientes de fricción de los pozos con estos diámetros de tubería. El gran desafío de estos pozos de TDV somera es "empujar" la herramienta de completación al fondo del pozo. Hay para ellos varios puntos que trabajar :
 - Reducir los coeficientes de fricción.
 - Usar tuberías de 5" más pesadas.
 - Bajar la completación flotando.
 - Colocar más peso en el *top drive* y usar el peso de este equipo para empujar la tubería.
 - Usar lodo con base aceite.

Significado de las abreviaturas

DHM: *Drilling hole measured* (Medición del pozo perforado).

DLS: *Drilling Lateral Survey* (Servicio para perforación lateral).

KOP: *Packer PO*.

LWD: *Logging while drilling* (Perfilaje durante la perforación).

MD: *Measured drilling* (Medición de la perforación).

SF: Camisa cementadora de apertura hidráulica. ■