

Fluidos empleados

Por Jorge Blanco, Proyectos Especiales y Capacitación de Bolland y Cía

La perforación horizontal constituye actualmente una técnica ampliamente difundida.

El nuevo avance de las tecnologías en diseño de pozos, herramientas especiales, fluidos para perforación, terminación y también cementación ha permitido acrecentar los rendimientos costo-efectivos de los operadores que impulsan este método para desarrollar muchos de sus campos.

El presente trabajo analiza los tipos de fluidos empleados para su perforación, entre los cuales se destaca el utilizado en el intervalo productivo, el cual se perforó con un sistema de fluidos incluido dentro de la ingeniería *Drill-in* en base a biopolímeros clarificados exentos de agentes reductores de filtrados y puentes, cumpliendo con el objetivo y librando de daño al pozo, hecho que luego se constató durante la terminación, midiendo en Skin de 0 (cero).

Este trabajo es una adaptación del presentado en las V Jornadas de Perforación que tuvieron lugar el año pasado en Buenos Aires.

La perforación horizontal constituye actualmente una técnica ampliamente difundida en la industria; el nuevo avance de las tecnologías en diseño de pozos, herramientas especiales, fluidos para perforación, terminación y también cementación ha permitido acrecentar los rendimientos costo-efectivos de los operadores que impulsan este método para desarrollar muchos de sus campos.

Dentro de la categoría de estos pozos se encuentran los conocidos como de alcance extendido –ERD–, que define a aquellos cuya longitud del pozo –MD– supera el doble la verdadera profundidad real –TVD–. La demanda en la ingeniería para su diseño y ejecución requiere de los más elevados aportes de los que la tecnología dispone en la actualidad. De allí, su clasifi-

cación como HI-TEC. La magnitud del desafío se incrementa cuando además, el objetivo se encuentra a poca profundidad, o sea en pozos someros.

La Compañía ASTRA que opera el campo ubicado en el cinturón costero conocido como yacimiento Restinga Alí perforó el pozo ARAh-1006, constituyéndose en la primera empresa operadora nacional que proyectó y llevó a cabo pozos de estas características.

Desarrollo

El pozo de alcance extendido ARAh 1006 se ubica en el yacimiento de Restinga Alí, provincia del Chubut, que es explotado por un consorcio de empresas que integran la Compañía Astra Capsa y Pérez Companc.

El objetivo del proyecto fueron las arenas de la formación yacimiento El

Trébol ubicadas a una profundidad vertical TVD de 500 metros y consistió en investigar la existencia de reservas con hidrocarburos en las arenas del Glauconítico, en una posición a 1 km de distancia de la costa marina. Tales arenas están caracterizadas por su porosidad del 27%, permeabilidades mayores a 1 darcy y con una presión de formación de 40 kg/cm², registrándose antecedentes productivos informados a partir de la década del 30. Las formaciones suprayacentes están constituidas principalmente por niveles arcillosos jóvenes con mucha reactividad (CEC), existiendo intercalaciones de arenas con buena permeabilidad.

Se entubó una cañería intermedia de 7" OD con uniones especiales y debido a las dificultades se asistió la

Fluido no disperso bajo sólidos en base a PHPA

operación con el *Top Drive* y el empleo del aditivo *Dril-Kleen* que, agregado en forma de película sobre la cañería, redujo la fricción; además, se añadió lubricante en base a Poliglicol -Lube 167- al lodo. La severidad de la operación se aprecia al correr una cañería de 7" OD a 1325 m MD/504 m TVD con 84.5°, conservando sólo 160 metros de pozo vertical.

- Se lograron excelentes propiedades con los sistemas de fluidos para perforación empleados en las secciones superiores, compuestas por formaciones de alto contenido de mineral arcilloso -reactivo del tipo bentonítico- salvando problemas de cerrado de pozos, reduciendo el coeficiente de fricción y permitiendo una buena transferencia del peso, eliminando los fenómenos de embolamiento, maximizando el rendimiento de los trépanos PDC, muy susceptibles a pérdidas de su eficacia por causa de tales eventos.
- Los fluidos para perforación coadyuvaron en acrecentar el rendimiento hidráulico, impulsar mejores promedios de perforación y sobre todo, sostener altas tasas de acarreo, limpieza del pozo de los recortes evitando asentamientos y/o sobrecargas anulares en secciones prolongadas con elevados ángulos de inclinación, facilitando el movimiento de la sarta, orientación y las tareas de entubación.
- Un producto de última generación del tipo surfactante metal-activo *Drill-Kleen* se incorporó para disminuir el riesgo de aprisionamientos y asistir el deslizamiento de las cañerías con altos ángulos de inclinación en tramos extendidos con excelentes respuestas.
- Para perforar el nivel de interés, se acudió al empleo de fluidos del tipo *Drill-in-Fluid* en base a goma xántica de alta pureza clarificada controlando la invasión sólo por el ajuste de sus propiedades pseudo plásticas -descartando a los reductores de filtrado y materiales para la formación

PRODUCTO	CONCENTRACION	FUNCION
Bentonita	15-20 kg/m ³	Aporte coloidal sellante
PHPA	4-6 l/m ³	Encapsulante
		Estabilizador de paredes
		Prevé dispersión
Floculante selectivo	0.08-0.5 kg/m ³	Mejorador de la separación de sólidos
Dril-Kleen	0.8-1 l/m ³	Preventor de BHA Balling
Almidón modificado	6-8 kg/m ³	Reductor de filtrado
Poliglicol	6-8 l/m ³	Reductor de fricción
Detergente	4-6 l/m ³	Preventor de Balling
Biopolímeros	0.1-0.5 kg/m ³	Agente reológico

Propiedades del fluido

PROF	m	160	323	542
TVD	m	160	323	417
MW	g/l	1010	1020	1060
VP/Temp	cps/°C	5-20	9-20	11-20
PF	lb/100ft ²	4	9	20
YP/6-3 RPM	lb/100ft ²			11
GEL 0	lb/100ft ²		1	12
GEL 10"/10	lb/100ft ²		1/1	15/22
Ph		7.5	7	7
AF	cc/30min	11	10.5	8.2
ha	adm	0.6	0.628	0.206
Ka	lbs seg ⁻ⁿ	0.18	0.39	9.14
Sólidos perf	%	1	2	4-5
PHPA libre	kg/m ³	2.2	4.2	3
MBT	kg/m ³	19	24	39
CAUDAL	gpm	517	578	570
DpVEL	pie/min	121	119	112
ANULAR				
DCVEL	pie/min	147	165	162
ANULAR				
ZARANDA	telas	140	140	140
ZARANDA	telas	140	140	140
DECANTER	tipo	ALVT	ALVT	ALVT

de puente convencionales- constituyéndose ésta en la primera experiencia en el país bajo este criterio y para esta configuración de pozo.

Fluidos para perforación

- TRAMO 17 1/2". Lodo a base de suspensión con agua y bentonita floculada.
- TRAMO 12/ 1/4". Se utilizó lodo de bajos sólidos y bajo contenido coloidal en base a poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas de alto peso molecular (PHPA) en concentraciones establecidas a partir de su cantidad libre en el sistema activo y cambios del MBT; se añadieron un surfactante para prevenir los embolamientos del BHA con mineral arcilloso y lubricante en base a poliglicoles para reducir la fricción y mejorar la estabilidad del pozo abierto, alcanzando de esta forma óptimas propiedades de inhibición, lubrici-

dad y capacidad de acarreo. Tabla 1.

- TRAMO 8 3/4". Se recuperó y acondicionó el mismo lodo del intervalo anterior al cual se le incrementó la concentración de PHPA y permitió perforar 800 m con 84° de inclinación de un nivel que posee 60 m TVD de lutitas marinas con porcentajes del 15 al 40% de fase coloidal compuesto esencialmente de esmectitas.

A modo de ejemplo y referente a las cualidades del fluido para perforación, se lo podrá apreciar presentando el esquema de entubación de la cañería con diámetro de 7" a 1325 m y 84.5° a 504 m TVD sabiendo que el peso efectivo para el deslizamiento de la misma fue conferido sólo por los 160 m verticales más el aportado por parte de la curva. Tabla 2.

- TRAMO 6 1/8". Se recurrió a un fluido caracterizado por *Drill-In Fluid* que podemos definir como

Fluido no disperso bajo sólidos en base a PHPA

Producto	Concentración	Función
Bentonita	15-20 kg/m ³	Aporte coloidal sellante
PHPA	8-12 l/m ³	Encapsulante
		Estabilizador de paredes
		Prevé dispersión
Floculante selectivo	0.08-0.5 kg/m ³	Mejorador de la separación de sólidos
Dril-Kleen	1-1.5 l/m ³	Preventor de BHA Balling
Almidón modificado	8-12 kg/m ³	Reductor de filtrado
Poliglicol	8-10 l/m ³	Reductor de fricción
Detergente perf.	4-5 l/m ³	Preventor de Balling
Biopolímeros	0.1-0.5 kg/m ³	Agente reológico

Propiedades del fluido

PROF	m	542	945	1325
TVD	m		450	504
MW	g/l	1100	1050	1050
VP/Temp	cps/°C	17-42	17-38	15-38
PF	lb/100ft ²	24	22	25
YP/6-3 RPM	lb/100ft ²	—	6	8
GEL 0	lb/100ft ²	8	7	10
GEL 10"/10	lb/100ft ²	11/18	14/24	13/28
Ph		7	7	7
AF	cc/30min	8	7	6
ha	adm	0.32	0.323	0.30
Ka	lbs seg ⁻¹ n	5.61	4.067	5.14
Sólidos perf	%	10	4	4-5
PHPA libre	kg/m ³	1.8	3	3
MBT	kg/m ³	32	32	39
CAUDAL	gpm	592	592	592
DpVEL	pie/min	308	308	308
ANULAR				
DCVEL	pie/min	416	416	416
ANULAR				
ZARANDA	telas	80	90	120
ZARANDA	telas	80	80	100
DECANTER	tipo	—	ALVT	ALVT

aquel que brinda las propiedades indispensables para perforar y con los atributos deseados de un fluido para terminar el pozo y que además está destinado a mitigar la inducción de daños superficiales en el pozo abierto, medidos por el factor de daño pelicular conocido como *Skin Factor*. Por su composición se define como libre de sólidos (*Solids-Free Drill-In Fluid*). Tabla 3.

Consideraciones técnicas para referencia

Tradicionalmente los *Drill-In Fluid* usados para perforar arenas no consolidadas se componen de mezclas de biopolímeros, polímeros derivados de almidones modificados, concentraciones variadas de agentes para puente con tamaño y distribución controlados con el fin de reducir la invasión hacia la formación e inhibidores de arcillas y corrosión. Los

componentes reductores de filtrado pueden ser sales, carbonato de calcio o resinas solubles en hidrocarburo.

Cuando se concluye con la etapa de la perforación y durante la terminación para permitir un flujo pleno del pozo, los restos del *Drill-In Fluid* y el revoque formado sobre el área superficial abierta deben ser removidos totalmente. Por una regla aceptada, se considera, óptimo para un buen *Drill-In Fluid*, cuando sólo necesita de 10 psid de presión de retorno del yacimiento para eliminar el revoque formado y poner en plena producción la sección efectiva y perforada del pozo.

En la práctica existen varios sistemas para quitar el revoque, que incluyen disolución de sales, acidificación de los carbonatos de calcio y oxidación de los biopolímeros y en algunos casos recientes, el empleo de enzimas apropiadas. No existe un procedimiento general en los tratamientos

químicos de remoción de revoques uniforme para todos los yacimientos, dado que los componentes de la formación, de los fluidos del reservorio y del mineral componente obligan a determinar en forma exhaustiva la presencia de hierro, calcio, sulfatos, asfaltenos y tipo y cantidad de las arcillas contenidas para diseñar la estimulación correcta.

Por ello, para el diseño del *Drill-In Fluid*, se consideró alcanzar el objetivo mitigando el posible daño a la formación y también salvar de obturaciones no removibles al conjunto de entubación —caños pre-perforados— para el control de la estabilidad del pozo y equipos de producción. Se tomó en consideración la terminación del pozo en un horizonte sub-presionado con alta permeabilidad y de arenas tipificadas como no consolidadas.

El *Drill-In Fluid* libre de sólidos está caracterizado por la ausencia de reductores de filtrado y productos para puente y en base a una alta concentración de biopolímero Xántico con alta pureza clarificado como componente básico del sistema (8 kg/m³).

Torque y arrastre

El excesivo torque y arrastre en los pozos ERD (alcance extendido) es uno de los problemas que se presentan con mayor frecuencia. Los mismos producen torque sumamente alto y variaciones extremas de cargas en la sarta; algunas causas incidentes son:

- Tipo de diseño
- Severidad de los Doglegs
- Fuerzas de contacto de la sarta en la zona de construcción de la curva
- Pandeo de sarta
- Limpieza del pozo
- Tortuosidad en la trayectoria del pozo
- Estabilidad mecánica del pozo abierto
- Coeficiente de fricción regulado por el fluido de perforación
- Existencia de buckling helicoidal o spring

El tipo de diseño del pozo ARAH 1006 configuró una trayectoria tipo build and hold con construcción de la curva y mantenimiento del ángulo, de

DRILL-IN FLUID

Sistema libre de agentes reductores de filtrado y de sellado

cuyas características se destaca el menor sobrepeso y reducción de la sección de contacto con alta fricción. La planificación y puesta en práctica del programa de perforación tendieron en todo momento a impedir la tortuosidad de la trayectoria del pozo abierto como factor de riesgo para inducir torque-arrastre. El empleo del fluido PHPA con lubricantes especiales *Lube 167* y surfactantes metal activo *Drill-Kleen* impulsaron una notable reducción en el coeficiente de fricción. El tramo horizontal utilizó un *Drill-In Fluid* con COF próximo a 0,2.

La tortuosidad, tanto en la construcción de la curva como en la trayectoria del pozo, es una variable que impacta en la máxima profundidad a alcanzar en un pozo ERD; la sinuosidad incrementa las secciones de contacto sometidas a mayores vectores de esfuerzo aumentando en forma exponencial el torque y arrastre de la sarta. Existen casos históricos de operaciones referidas a los problemas comparando los registros de relación del torque arrastre vs. la magnitud de la tortuosidad. Así, un pozo con una trayectoria tangencial modesta de 50° con elevada severidad se ve afectado de manera drástica en comparación a otro ERD altamente inclinado de 78-80° pero con leve tortuosidad y 6350 m MD.

Otro componente que afecta adversamente el torque y arrastre es el contenido de sólidos del lodo y la limpieza del hueco. Se destaca que tanto para los sistemas usados en el ARAH 1006 de PHPA y *Drill-In Fluid* el control sobre el nivel de sólidos mediante zarandas con altos rendimientos, hidrociclones y centrífuga, permitió mantenerlos al mínimo y reducir el efecto de la fricción. La buena limpieza del hueco se corrobora por la ausencia de problemas de relevancia por torque y arrastre durante la perforación, mientras que la entubación fue auxiliada por *Top Drive*.

Coeficiente de fricción

La reducción del torque y arrastre es de vital importancia en el proyecto del pozo para perforar, proteger con-

Producto	Concentración		Función		
Biopolímero clarificado	7-9 kg/m³		Reología / Control de invasión		
CLK	2-3%		Inhibidor		
OHK	1-1.5 kg/m³		pH control		
Bactericida	1-2 l/m³		Preservativo		
Lubricante poliglicol	3-4 kg/m³		Reductor de fricción		
Propiedades del fluido					
PROF	m	1347	1441	1544	1718
TVD	m	507	507	507	510
MW	g/l	1020	1020	1020	1030
VP/Temp	cps/°C	9-28	9-28	9-28	7-30
PF	lb/100ft²	28	29	24	26
YP/6-3 RPM	lb/100ft²	17	15	11	10
GEL 0	lb/100ft²	17	11	11	12
GEL 10"/10	lb/100ft²	19/23	10/16	23	13-17
LSRV	cps	79500	79500	60000	52000
PH		7,5	7,5	7	7,5
K+	mg/l	14000	18000	14000	16000
ha	adm	0,395	0,384	0.35	0,22
Ka	lbs seg ⁻¹ n	3,36	6,79	3,361	6,24
Sólidos perf	%	1	1	<1	1,1
MBT	kg/m³	0	0	0	0
CAUDAL	gpm	294	294	294	294
DpVEL	pie/min	276	276	276	276
ANULAR					
DCVEL	pie/min	466	466	466	466
ANULAR					
ZARANDA N1	telas	140	140	140	140
ZARANDA N2	telas	210	210	210	210
ZARANDA N3					
DECANTER	tipo	ALVT	ALVT	ALVT	ALVT

tra el desgaste de cañería y para facilitar las entubaciones de las cañerías o liners. En un pozo somero con alcance extendido, el incremento del 1 al 2% en la calidad de la lubricidad o reducción del coeficiente de fricción puede marcar la diferencia entre perforar y entubar con todo éxito o tratar de realizar la operación con significativas pérdidas económicas.

A los fluidos para perforación utilizados en los tramos de 12 1/4" y 8 3/4" en base a PHPA se les redujo el coeficiente de fricción con la dosificación de lubricante derivado de poliglicoles entre 4-12 l/m³. El sistema *Drill-In Fluid* empleado para perforar el tramo de 6 1/8" tuvo un coeficiente de fricción muy bajo (COF = 0.2) tomando en cuenta los valores posibles para los lodos fase acuosa. El empleo de un lubricante compatible *Lube 167* permite reducirlo hasta un 2-3% más.

Por regla general y de acuerdo con nuestra experiencia perforando con un *Drill-In Fluid* de baja densidad y liberado de cargas excesivas de sólidos, el uso de aditivos extrema presión o lubricantes no son imprescindibles para

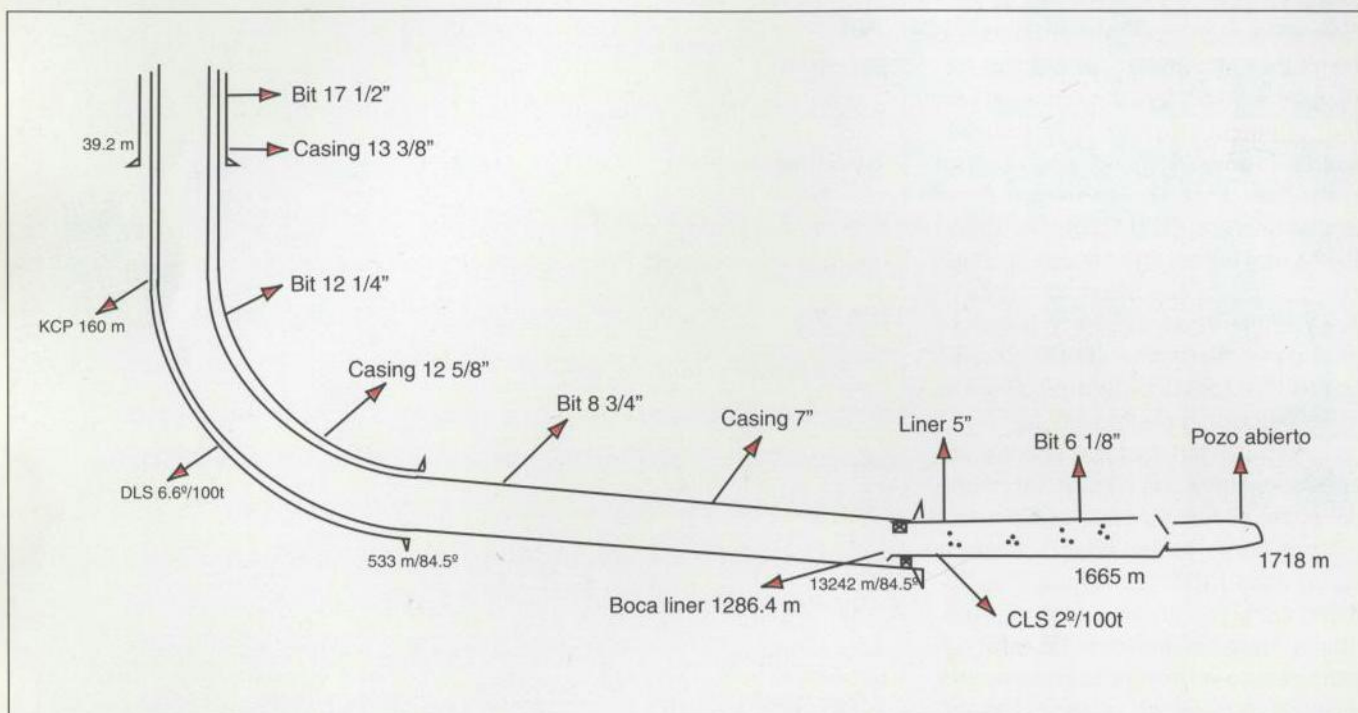
pozos con diámetros de pozos perforados con trépanos de 8.5" o mayores. No obstante, para la perforación direccional en pozos tortuosos o de trayectoria en S puede ser necesaria una disminución adicional del COF para mitigar el torque y arrastre, a fin de permitir una transferencia de peso efectiva que posibilite perforar. Para diámetros iguales o menores a 6"OD, un lubricante es generalmente usado para reducir la fricción durante los tramos extendidos por causa de las mayores superficies en contacto.

En el pozo ARAH1006 sólo se recurrió en forma esporádica al lubricante mientras se perforó el intervalo final y extendido fundamentalmente para facilitar la entubación del liner. El agregado de bentonita a un sistema en base de biopolímeros como el seleccionado no sólo no mejora su lubricidad sino que pierde sus cualidades reológicas y destruye sus características no dañinas para la formación productiva.

Estabilidad del pozo abierto

El pozo ARAH1006 no dio indicios de inestabilidad por fallas debido a los

Esquema ARA h 1006



esfuerzos de compresión de las formaciones, tanto en los niveles suprayacentes como en la zona de interés, ya sea por una menor actividad tectónica –TVD–, diseño de pozo, prácticas de ejecución como propiedades inhibitorias de los fluidos usados. Las densidades de las inyecciones usadas para perforarlo así lo demuestran.

La perforación se proyectó en una dirección paralela a los vectores de esfuerzos naturales y conocidos del campo, lo que secundó junto a las características de los fluidos a reducir los efectos de inestabilidad por falla.

Completación del pozo

Se corrió y entubó un liner de 5" OD con uniones extreme line para prevenir el atascamiento durante su bajada y guardando similitud con las mismas operaciones anteriores. Las cañerías fueron cubiertas con el producto *Drill-Kleen*, para disminuir la fricción en contacto con las paredes del pozo.

La operación se auxilió con barras de sondeo de 3 1/2" OD y Top Drive.

Se utilizó cañería perforada –*slotted liner*– pues se quiso preservar la estabilidad de las paredes del hueco durante la etapa inicial y vida útil de producción, ya que no se registraban antecedentes de pozos horizontales en la zona.

Dicho casing se colgó y empaquetó a la cañería intermedia de 7"OD mediante un Liner hidráulico con el fin de mante-

ner la estanqueidad entre los tubos.

La terminación del pozo se efectuó a los pocos días de concluida la fase de perforación. Los ensayos de producción realizados inicialmente confirman la ausencia del daño medido por un *Skin Effect* (*S*) de cero con una permeabilidad relativa del fluido de más de 2 darcy.

CONCLUSIONES

Los avances tecnológicos en la Ingeniería de Perforación permiten obtener logros realmente importantes en materia de alcance extendido en pozos someros, donde existen pocos antecedentes a nivel mundial. Se destaca lo siguiente:

- Se logró perforar y completar el pozo con cuatro entubaciones en 13.8 días.
- Una operadora nacional perforó por primera vez en el país un pozo somero de alcance extendido con relación MD/TVD de 3.39.
- Se lograron altas tasas de penetración en todos los diámetros.
- Se demostró la necesidad de utilización del equipamiento TOP-DRIVE hidráulico portable.
- Los fluidos de perforación usados en todo el pozo demostraron poseer excelentes propiedades de limpieza, lubricidad e inhibición.
- El *Drill-In Fluid* usado mostró su eficacia tanto para atenuar las pérdidas de fluido durante la perforación como para prevenir el daño a la formación productiva.