

**"FLUIDO DE PERFORACION
SIN BENTONITA
APLICACION EN EL POZO HORIZONTAL
NQN LLL-151"**

Pedido por : JORGE BLANCO

Compañía : BOLLAND & CIA. S.A.

País : ARGENTINA

"FLUIDO DE PERFORACION SIN BENTONITA"

APLICACIONES EN EL POZO HORIZONTAL NON LLL-151"

INTRODUCCION

Es propósito de este trabajo hacer conocer los resultados obtenidos por la aplicación de nuevos conceptos en la elección del fluido de perforación; interpretación de sus parámetros y aplicación de técnicas de trabajo en la perforación de pozos profundos horizontales o dirigidos de elevado ángulo.

Se examina el criterio asumido para escoger el fluido, su posterior empleo y resultados alcanzados en la perforación del pozo YPF Nqn LLL-151 -Loma La Lata.

El pozo inició su perforación con un KOP en 2.945 mts. T.V.D. en C.S.G. 7". Alcanzó el objetivo en la formación Sierras Blancas T.V.D. 3.112 mts. (3.450 mts. longitud sondeo). Perforó con trépano de 6 pulg. 345 mts. con inclinaciones entre 70 y 90 grados, empleando un radio de curvatura de ± 100 mts.

En mayor medida, que en pozos verticales y desviados de reducido ángulo, los problemas presentados en éste tipo de pozo, están influenciados directamente por el fluido de perforación tales como:

- I- Falta de limpieza apropiada;
- II- Excesiva acumulación de sólidos;
- III- Torque elevado;
- IV- Arrastre continuo y relleno;
- V- Paredes inestables;
- VI- Daño a la formación;
- VII- Trabajos de cementación defectuosos;
- VIII- Dificultad para perfilar.

De la experiencia y estudio efectuado sobre pozos horizontales ó drenaje (Drain Hole) se deduce que comparado con pozos verticales ó direccionales convencionales, el fluido de perforación debe asegurar:

- I- Reducir el coeficiente de Fricción;
- II- Limpieza efectiva del pozo en los segmentos de elevado ángulo, donde el cutting se deposita sobre el lado bajo de la sarta en forma de colchones;
- III- Mantener la estabilidad del pozo abierto, fundamentalmente en tramos de elevado ángulo y horizontales.

En relación a lo expuesto, los inconvenientes permanentes a sortear en perforación horizontal son :

- A) Aprisionamiento debido a excesiva fricción, acumulación de cutting ó inestabilidad de paredes;



- B) Erosión del pozo;
- C) Introducción de hidrocarburos por fenómenos de escurrimiento y flotación en la sección horizontal. Este comportamiento se torna severo por el contacto de grandes áreas (gran parte del segmento horizontal);
- D) Control efectivo de la Filtración. Este está fijado por la permeabilidad; mineralogía y presión diferencial.

En horizontes permeables es menester someterlo a estricto control y disminuir los riesgos de pegamento diferencial y daño a la formación.

En áreas depletadas los aprisionamientos diferenciales son agravados por la tendencia de la sarta a recostarse y requerimientos de altas densidades para mantener estable el pozo.

Es factible someter a los fluidos para perforación a ensayos dinámicos y estáticos, estimando su invasión. Existe la certeza que revuelos óptimos constituyen a elevar el gradiente de fractura.

LIMPIEZA DEL POZO

La viscosidad, gelificación, régimen de flujo, dimensión del hueco y sondeo, tamaño de partícula, coeficiente de fricción del cutting contra la pared del pozo y excentricidad de la herramienta juegan un papel determinante en pozos de elevado ángulo y horizontales. En ellos existen tres regiones en la inclinación del pozo en relación al transporte de cuttings, y además los pozos de gran ángulo consisten de una serie de segmentos que varían desde vertical hasta horizontal.

ZONAS CRITICAS -COMPORTAMIENTO

ZONA No. 1 : Desde 0-45°
Relación de transporte óptima $\frac{VP}{VA}$ se alcanza con
flujo laminar y elevada consistencia $\frac{YP}{VP} \approx 1,8-2$;
 $YP \approx 15-20 \text{ Lb/100 pie}^3$.

ZONA No. 2 : 45-55° -Particularmente problemática.
Por formación de "colchones" de cuttings y deslizarse hacia el fondo del pozo al detener la bomba, y marcada peligrosidad.
Cuando se trabaja con bajos caudales, en este rango de inclinación el flujo laminar ó turbulento tiene similar efecto sobre el transporte. La incidencia es despreciable.

ZONA No. 3 : Mayor 55-90°. La mejor relación de acarreo se obtiene en flujo turbulento. No obstante su aplicación está limitada por fenómeno de erosión. Para estos casos una inyección de alta consistencia aumento el número de Reynolds crítico y permite altos caudales en flujo laminar.

COLAPSO POZO

La relación densidad de la inyección estabilidad de paredes es motivo de especial atención.

La experiencia del campo y estudios de laboratorio registran una gran susceptibilidad al colapso de paredes con el aumento de profundidad e incremento de ángulos. Simultáneamente el gradiente de fractura decrece con la elevación del ángulo. Ejemplos de campo :

<u>Pozo Vertical</u>	<u>Angulo</u>	<u>Gradiente fractura equivalente</u>
3.000 mts.	0	2.060 gr/lts
3.000 mts.	20	1.980 gr/lts
3.000 mts.	50	1.824 gr/lts
3.000 mts.	60	1.620 gr/lts
3.000 mts.	80	1.560 gr/lts
3.000 mts.	90	1.530 gr/lts

PRESION DE COLAPSO EN FORMACIONES NORMALMENTE PRESURIZADAS

<u>Profundidad</u>	<u>Presión Colapso psi</u>	
	<u>Pozo Horizontal</u>	<u>Pozo Vertical</u>
2.134 mts.	4.500 psi	4.000 psi
3.048 mts.	5.100 psi	4.800 psi
3.658 mts.	7.000 psi	5.800 psi

CARACTERISTICAS TECNICAS DEL FLUIDO USADO EN NQN LLL-151

El lodo para perforación elegido para esta operación se conoce en el mercado como "Sin Bentonita a Base de Polímero con Clk".

En el programa de inyección adjunto al presente se resaltan detalladamente los principales requerimientos que el fluido deberá exhibir durante la perforación.

- 1- Versatilidad y estabilidad en la reología aún con elevadas densidades;
- 2- Alta capacidad de sustentación en distintas condiciones de sometimiento;
- 3- Resistencia a la degradación térmica y/o mecánica;
- 4- Tolerar hidrocarburos, gases y favorecer una rápida liberación de los mismos en superficie;
- 5- Otorgar propiedades de inhibición al terreno y ser resistente a contaminaciones como Ca^{++} y Mg^{++} (Formación evaporitas);
- 6- Evitar residuos sobre la formación que ocasionan daño (alta pureza de productos);
- 7- Contrarrestar toda alteración del terreno arcilloso (Matrix) de arena y a la vez de conseguir reducir la invasión dinámico-estática;

- 8- Otorgar valores de lubricidad superiores a 35.000 psi de resistencia de película sin generar emulsiones y jabones en la inyección.

CAPACIDAD DE SUSTENTACION

Dentro de los parámetros que debe preservar el sistema a usar en el pozo Nqn LLL-151 es su capacidad para suspender material densificante y/o detritus debido a :

- I- Posibilidad cierta de elevar la densidad que representa sustentar cargas superiores a 400 kg de material por m³ de inyección;
- II-Evitar la sedimentación del material densificante, cuando se efectúen maniobras principalmente en las zonas "críticas" mayor 60°;
- III-El precipitado de densificante cuando el pozo se encuentre en ángulos de 80-90° resultaría fatal para la operación;
- IV-Suspender y acarrear cutting en el tramo vertical velocidades anulares : 40-70 pies/minutos.

Es evidente que el índice de consistencia K de la Ley exponencial dará una idea de este valor siempre que se extrapole en reogramas para l seg-l.

Los valores obtenidos del Modelo de Bingham como punto de fluencia podrán conducir a serios errores de estimación.

Ejemplo : El punto de fluencia (Bingham) de 5 k/m² de H.E.C. es = 181 lb/100 pie² comparado con 8 lb/100 pie² de 3 kg/m³ de Biopolímero. Ahora bien, en el ensayo la velocidad de sedimentación fue cinco (5) veces mayor en el Biopolímero (0,061 pies/minutos) respecto al H.E.C. (0,31 pies/minutos).

El índice de comportamiento de flujo de la ecuación reológica de Metzner y Reed (Ley exponencial modificada) no deberá ser usada para calcular la tasa de sedimentación. Sólo indica, una medida de la naturaleza pseudoplástica del fluido pero nunca para fijar la viscosidad de lodos poliméricos.

Tampoco la viscosidad aparente y/o API medida con el embudo de campo tiene una clara correlación con las tasas de caídas de materiales sólidos.

Las tablas que se ilustran podrán reflejar las diferencias que existen entre distintos materiales normalmente usados.

COMPARACION ENTRE POLIMEROS

De extrema alta viscosidad y características de "Shear Thinning"

Viscosidades a velocidades variables

Polímeros Concentración	Viscosidades en cps a distintas veloci- dades de corte seg-l	Sedimentación en minutos de arena de fractura 20/40
4,5 k/m ³	1022 511 340 170 10,2 5,1 1 0,1	Conc. 10 lb/grs.
Biopolímeros	12 20 26 42 410 740 4650 23.500	140'
Goma Guar	10 16 21 35 310 530 2600 10.200	19'
H.E.C.	65 100 130 200 950 1250 3500 5.900	11'

DAÑO A LA FORMACION

En razón de las características del Yacimiento Loma de La Lata en la formación "Sierras Blancas" es probable que un fluido no controlado genere daño a las zonas microfracturadas y de nada servirá el uso de un fluido sin Bentonita libre de sólidos.

El daño causado por lo polímeros depende directamente de la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en la suspensión polimérica que está siendo introducida al pozo. Tales sólidos son generalmente residuos de impurezas del polímero o restos de polímeros que no se hidrataron. El sistema propuesto tiene muy pocas impurezas (mezcla de biopolímeros de alta calidad) y es de muy fácil hidratación.

Ella depende del pH del fluido siendo su rango óptimo de 8-11. La tabla que sigue muestra la recuperación de permeabilidad obtenida luego de preparar las suspensiones y realizando el ensayo sin previo filtrado de las mismas.

Tampoco se añadió "rompedor" de viscosidad a los fluidos para obtener datos más representativos.

Solución agua + sal = 2% CLK

2% CLK + 7 kg/m³ H.E.C. (Hidroxietilcelulosa)
 2% CLK + 4,2 kg/m³ Biopolímero de alta pureza
 2% CLK + 4,2 kg/m³ Biopolímero de mala calidad de alto contenido de impurezas
 2% CLK + 4,2 kg/m³ Goma Guar sin tratar

EVALUACION

% de retorno de permeabilidad sobre original (300 M. Darcy) en %

Productos

Biopolímeros de alta pureza	95 %
Bicopolímeros de baja pureza	54 %
H.E.C.	46 %
Goma Guar sin tratar	17 %

PROYECTO HORIZONTAL

NQN LLL-151

POZO VIEJO

<u>C.S.G.</u>	<u>Pulg.</u>	<u>Tipo</u>	<u>Zpto.</u>
Guía	13.3/8	H-40 48#	104,30 mts.
Inter.	9.5/8	P-110 43,5#	2.150 mts.
Produc.	7"	P-110	3.191 mts.

NUEVO POZO

K.O.P. : 2.940 mts. T.V.D.
Pozo Diámetro 6" : TVD = 3.112 = 3.450 mts.
Long = 510 mts.
Entubación Caño Filtro : 3.1/2 Angulo 75-90° a 290 mts.

F. Productiva : Sierras Blancas
Litología : Arenisca con matriz pelítica
(Illítico - Caolinita)
Permeabilidad : 1-5 M. Darcy hasta 140
Temperatura : 3.191 T.V.D. $\approx$ 192°F $\approx$ 90°C
Presión Formación : 290 k/cm²

FORMULACION EMPLEADA

POZO NON LLI-151

<u>Material</u>	<u>Concentración</u>	<u>Función</u>
Polímero	11 - 13 k/m ³	Multipropósito
Biopolímero	0,3 - 0,6 k/m ³	Biopolímero especial Dispersable
OHK	0,8 - 1,5 k/m ³	Alcalinizante control pH- y aparte K ⁺
CLK	180 - 240 k/m ³	Inhibidor Densifican te
Antiespumante	1 - 1,8 lt/m ³	
Lubricante E.P.	20 - 30 lt/m ³	Lubricante lodo sali nas.

PROPIEDADES DEL FLUIDO

<u>ZONA No. 1 :</u>	Angulo hasta 40°
	De 2940 - 3050 mts. - Sin Lubricante EP
Densidad :	1.100 - 1.115
Y.P. :	6 - 7 Lb/100 pie ³
Geles 0'/10' :	4 / 8 lb/100 pie ³
Lectura 6 rpm :	4 / 6 lb/100 pie ³
n 100 rpm - 6 rpm :	0,30 - 0,25
n 600 rpm - 300 rpm :	0,58 - 0,45
K a 3 rpm mayor 2 lb seg ⁿ / 100 pie ³	
A. Filtrada :	6 - 6,5 cc
pH :	8 - 9
K ⁺ :	78.000 a 90.000 mg/lt
Vel. anular :	2,9 - 5,6 pie /seg.

ZONA No. 2 : Angulo hasta 45-60°
De 3050 - 3079 mts. /3043 - 3062 T.V.D.
Formación - Vaca Muerta (Margas) - Catriel - Arena/Limolitas.
Se agregó lubricante, sin recurrir a hidrocarburo.

Se descartó la ecuación tradicional de relación de transporte $RT = \frac{VP}{VA}$ por

VA

el criterio de concentración de cutting anular; midiendo el tiempo de ascenso del cutting por medio de trazadores (arena de fractura).

Se usaron baches turbulentos con No. Reynolds comprendidos entre 13.000-20.000 (Agua-C1K) intercalados con baches viscosos con polímero para optimizar la limpieza del pozo.

PROPIEDADES

Densidad :	1.100
Y.P. :	7 - 9 lb/100 pie ³
Relación $\frac{YP}{VP}$:	1,4 - 1,8
Geles 10' :	8 - 9
Lectura 6 :	4 - 6 lb/100 pie ³
n 100/6 :	0,25 - 0,3
K 100 rpm :	1,8 - 2 lbseg ⁿ /100 pie ³
K 3 rpm :	3 - 5 lbseg ⁿ /100 pie ³
Lubricidad :	25.000 psi
K ⁺ :	90.000 mg/lts
pH :	8 - 9
A.F. :	6 - 8 cc/30'
Sólidos corregidos :	0,8 - 1%
Hidrocarburo no añadió	
Q :	190 - 200 gpm
V. Ascensional :	2,5 - 3,82 pies/seg.

ZONA No. 3 : Angulo Inclinación 60 - 90°
Catriel - Sierras Blancas

Profundidad : 3.088 - 3.282 alcanzó 90°
3.062 - 3.110 T.V.D.

3.282 - 3.450 Tramo Horizontal
3.110 - 3.112 T.V.D.

Perforación : No registró anomalías
Perfilaje : Inconvenientes en una sección tramo horizontal
Entubación : Caño filtro 3.1/2 desde 3.450-3.160 mts. (Horizontal)
Tubing 3.1/2 2.985 - 3.160 mts. long.
csg 5" (153 mts.) 2.835 - 2.985
Colgador 2.835 mts.
Cemento : 2.835 - 2.985 mts.

PROPIEDADES

Densidad :	1.110 - 1.150 gr/lts
P. Fluencia :	3 - 5 lb/100 pies ³
Relación $\frac{YP}{VP}$:	0,6 - 0,68
Geles :	0 - 2 - 4 lb/100 pie ³
n600 - n300 rpm :	0,8 - 0,9
n100 - n6 :	0,7 - 0,9
K :	100 rpm = 0,8
A. F. :	6 cc

No. de Reynolds :	4.000 - 5.000
pH :	9
K ⁺ :	94.000 mg/lts
Lubricidad :	35.000 a 43.000 psi
Sólidos corr. :	≤ 2,5%

NOMENCLATURA

Y.P.	:	Yield Point Lbs/100 pie'
V.P.	:	Viscosidad Plástica cps
V.A.	:	Velocidad ascensional pies/seg.
n	:	Índice de comportamiento de flujo
K	:	Índice de consistencia
K ⁺	:	Concentración de ión Potasio mg/lt
A.F.	:	Agua Filtrada
Q	:	Caudal de la bomba gal/min.

REFERENCIAS

- * "Fundamentals and use of Potassium Polymer Drilling Fluids"
by Ronald P. Steiger.
- * "Stability on highly Inclined Holes"
by Chenevert.
- * "Fluids are key in drilling highly deviated wells"
by Bob Byrd and Mario Zamora.
- * "Composition and Properties of Oil Well Drillings Fluids"
by G. Gray and H.C. Darley.