Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas

Cynthia M. Agila Soto, Ing. Kléber Malavé.
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus Gustavo Galindo, Prosperina, Km. 30.5 Vía Perimetral, Guayaquil, Ecuador
cagila@espol.edu.ec, kmalave@espol.edu.ec

Resumen

El objetivo de este trabajo es mejorar el sistema de lodos que comúnmente ha sido utilizado para perforar zonas hidrocarburíferas, pues en la actualidad el alto costo del barril de petróleo ha incrementado la actividad de perforación de pozos, por lo cual las diferentes empresas transnacionales o estatales como PETROECUADOR, se han preocupado por encontrar mejores técnicas que minimicen el daño a la formación al perforar zonas hidrocarburíferas, y de esta forma incrementar la producción y las ganancias. El daño a la formación productora, incluye la migración de sólidos finos, hinchamiento de arcillas, invasión de sólidos, que pueden reducir la permeabilidad promedio de la formación, que dan como resultado bajas tasas de producción. Un fluido "Drill-In" minimiza el daño causado por la perforación. En este trabajo se expone una secuencia de procedimientos y análisis para la selección de la mejor formulación de un fluido "Drill-In" en el cual se incorpora un agente puenteante llamado "High Mix", el cual es el principal componente de las formulaciones a analizar. "High Mix" es un carbonato de calcio utilizado para perforar zonas hidrocarburíferas y que para su óptima selección se consideró la técnica del puenteo, que a base de la información de las formaciones a perforar, tales como la distribución del tamaño de garganta poral y tamaño de poro, nos indica la clase de granulometría del agente puenteante que se debe utilizar. Estas diferentes formulaciones fueron sometidas a pruebas en Laboratorios de alta tecnología y aplicadas en el Oriente Ecuatoriano, cuyos resultados demuestran la minimización del daño a la formación productora, y por ende se mejora la producción esperada de los pozos perforados por este fluido "Drill-In". Además estos fluidos "Drill-In" son especialmente diseñados para causar un mínimo impacto ambiental, porque sus elementos son elaborados además de evitar la invasión de fluidos hacia la formación, cumplen con las normas de salud, seguridad y medio ambiente.

Palabras Claves: *Zonas hidrocarburíferas, Daño a la formación, Fluido "Drill-In", Producción, Técnica del puenteo, Granulometría, Distribución de tamaño de garganta poral y tamaño de poro.*

Abstract

The objective of this work is optimize the system of drilling fluid that it has been used to drill pay zone, because in the nowadays the high cost of oil barrel caused an increase of jobs of drilling of oil wells, so the private and state companies as PETROECUADOR have had an interest to optimize the different techniques to minimize the damage of oil formation, so to increase the oil production and gains. Damage to the pay zone, including fine solids migration, clay swelling, and solids invasion, can reduce the average permeability of the formation, resulting in lower production rates. The drill-in fluid minimizes damage caused by drilling. In this work, there exposes a sequence of procedures and analyze to the selection of a bridge material which is named "High Mix", which is the main component of the formulations which will be analyzed. High Mix is a calcium carbonate which is used to drill oil formations and what to optimize the selection, there used a technique of bridge, and with the information of the productive zone that will be drilled, as for example the pore sized throat and pore body distribution, to get the best grain sized distribution of bridge agent that must be used. This, different formulations of a fluid "Drill-In", which were proved in laboratories of high technology and used in the Orient Ecuadorian and the results show that the optimization of this drilling fluid minimized the damage of productive zone,, so the oil production did increase in the oil wells that have been drilled by this drilling fluid "Drill-In". So, this fluid "Drill-In" doesn't cause any damage to environment, because these components are specially designed to avoid the fluids invasion to productive zone, and it is acceptable health, safety and environmental standards.

Keywords: *Pay zone, Damage to oil formation, "Drill-In" fluid, Production, Technique of bridge, Grain sized distribution, Pore sized throat and pore body distribution.*

1. Introducción

En la actualidad, la ingeniería en yacimientos y perforación han utilizado varias técnicas para perforar las formaciones productoras, debido a que hay la necesidad de optimizar el incremento de la producción de petróleo y así obtener muchas ganancias en el mercado. Por ésta razón, existen nuevas tecnologías como la perforación horizontal, pozos desviados, completaciones a hueco abierto, las cuales han tenido resultados exitosos, pero así mismo se han utilizado fluidos de perforación especializados para la formación productora llamados "Drill-In". El principal objetivo de este fluido es minimizar el daño a la formación productora, sin embargo en la actualidad no se ha considerado para el diseño de estos fluidos una adecuada granulometría del agente densificante y puenteante como lo es el carbonato de calcio, el cual es el principal componente en las formulaciones.

En este trabajo se enfoca a optimizar el diseño de un fluido "Drill-In" considerando la información del reservorio a perforar, además de que este fluido es diseñado para cumplir su principal función, reducir el daño a la formación productora, mantener las propiedades adecuadas para la limpieza del hueco mientras es perforado, crear un revoque que es de fácil remoción; y cumplir con los estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

2. Mecanismos de Daño a la Formación

Mediante ciertas evaluaciones y correlaciones que normalmente se hacen con pozos vecinos que atraviesan la misma capa productora, es posible determinar una producción esperada para un nuevo pozo con similares características. Hay situaciones, sin embargo, bastante comunes, en los que este nuevo pozo no produce como se esperaba.

La baja producción de una capa productora en algunas ocasiones se ven afectadas por algunos factores como puede ser un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado una disminución de la porosidad y/o de la permeabilidad de la formación. Estas causas son, por lo tanto, causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y algunas veces, tampoco predichas.

Cuando la roca reservorio ha sido alterada por causas externas se dice que existe un daño en la formación. Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (Φ) en las zonas productoras de un pozo, existiendo un factor de daño, que se lo conoce como "piel" (skin). Cuyo radio de daño en las zonas productoras pueden tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. Existen diferentes mecanismos por los cuales el daño de formación se produce, los cuales son los siguientes:

a. Daño Físico, es la reducción del potencial de producción por un proceso de origen físico, por ejemplo diferenciales de presión o de flujo. Las principales causas son la invasión de sólidos, migración de finos y daño inducido por cañoneo.
b. Daño Químico, como por ejemplo la interacción roca-fluido en el hinchamiento y dispersión de las arcillas, también existe un daño químico debido a la alteración de la humectabilidad de la roca, interacción fluido-fluido por bloqueo por emulsiones estables, precipitados y bloqueo por agua.
c. Daño Biológico, es causado por el crecimiento bacterial y subproductos de las bacterias.
d. Daño Térmico causado por las transformaciones de minerales, solubilidad de rocas y fenómenos de disolución y alteraciones de la humectabilidad de la roca.

El comportamiento de flujo de un pozo se puede describir a través de las curvas de IPR, índice de productividad real, como muestra la siguiente figura:

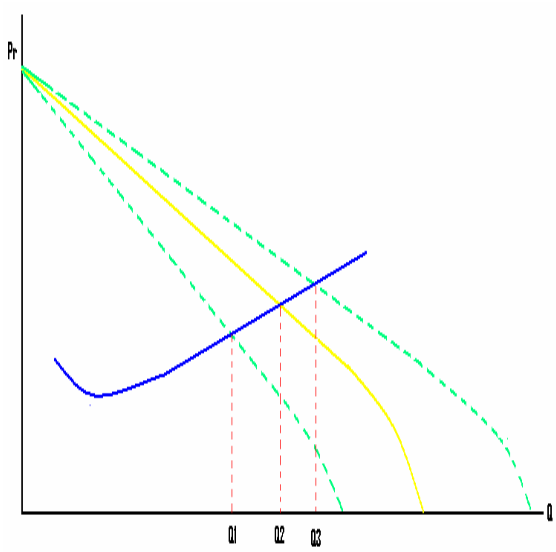

Figura 1. Comportamiento de curvas IPR.

Cuando el daño posee un valor positivo la curva IPR tiende a desplazarse hacia abajo, ocasionando una baja en la producción, mientras cuando este posee un valor negativo (estimulación) la producción tiende a incrementarse.

3. Fluidos "Drill-In".

Los fluidos "Drill-In" son fluidos de perforación utilizados para la zona productora, que generalmente utilizan la técnica del puenteo que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación y ofrece una zona de revoque que puede ser removida de manera fácil y eficaz, por el fluido producido y que al mismo tiempo tiene los atributos de un fluido de completación.

3.1 Características.

Un fluido drill-in debe tener las siguientes características:

- Los fluidos "Drill-In" son utilizados especialmente para la perforación de las zonas productoras, debido a que minimiza el daño a la formación.
- No debe contener arcillas o materiales densificantes (barita) insolubles al ácido los cuales pueden migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- Debe ser formulado con rompedores o viscosificantes solubles al ácido, agentes controladores de filtrado, materiales puenteantes con apropiados tamaños de partículas, de tal forma minimizar la pérdida de filtrado a la formación y obtención de una remoción de revoque eficaz.
- El filtrado debe ser formulado para prevenir la hidratación y migración de arcillas que se encuentran en la zona productora, evitando el taponamiento de los poros de la formación.
- El filtrado debe ser compatible con los fluidos de la formación con el objetivo de no precipitar las escalas de minerales.
- El fluido y el filtrado no deben cambiar la mojabilidad de la formación de agua-petróleo a petróleo-agua ó de petróleo-agua a agua-petróleo.
- El filtrado no debe formar emulsiones con los fluidos de la formación ocasionando bloqueo en la misma.
- Contener agentes que provean lubricidad, limpieza e inhibición a la perforación del pozo.
- Ser compatible con los procesos y equipos de completación tales como las partículas que deben ser del tamaño de poro de la formación para el puenteo sin embargo deben ser aún más pequeñas que tengan la capacidad de atravesar el equipo de completación.
- El fluido debe ser formulado con materiales soluble al ácido y al agua, oxidantes-degradables, los cuales no causan precipitados o emulsiones.

3.2 Granulometría del Agente Puenteante.

Existen algunos agentes puenteantes, pero según estudios realizados los más utilizados por su simple naturaleza son el carbonato de calcio y la sal que deben ser seleccionados con un adecuado tamaño de partícula de acuerdo al tamaño de garganta de poro de la formación productora. Por lo cual hay que definir que es garganta de poro.

Garganta de Poro: Son las conexiones entre los espacios porales y deben mantenerse abiertas para permitir el flujo. Puede determinarse mediante dos métodos: inyección de mercurio o microscopía electrónica. (Figura 2).

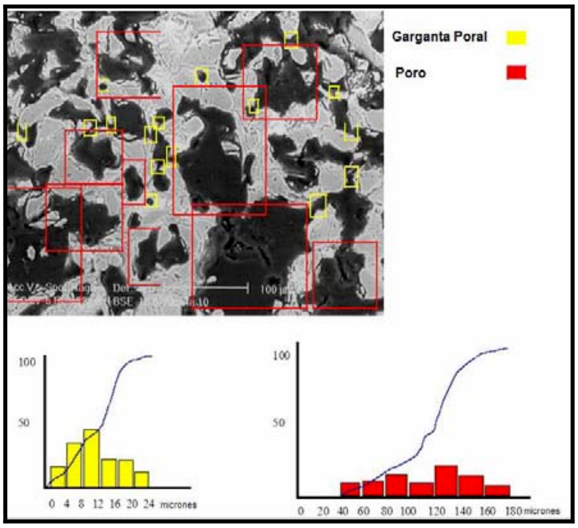

Figura 2. Garganta de Poro y Poro.

La selección de la granulometría del agente puenteante ha sido basado en diferentes criterios, como por ejemplo, Abraham propuso "el tamaño de partícula medio (D50) del añadido que tiende a puentear debe ser igual o mayor que un tercio del tamaño mediano del poro de la roca para prevenir la obstrucción".

Similarmente, Hands propuso que "el D90 (el tamaño de partícula por debajo del cual el 90% del volumen del material puenteante) debe ser igual al tamaño del poro para limitar la penetración del lodo en la estructura del poro".

Basándose en los criterios mencionados anteriormente se recomienda los siguientes pasos para obtener una óptima granulometría del agente puenteante a usarse en los fluidos "Drill-In":

Paso 1: Se toma de la gráfica el tamaño de garganta promedio, frecuencia acumulada de 50, para la mayor población de garganta de poro. (Figura 3). Se hace lo mismo para el tamaño de poro.

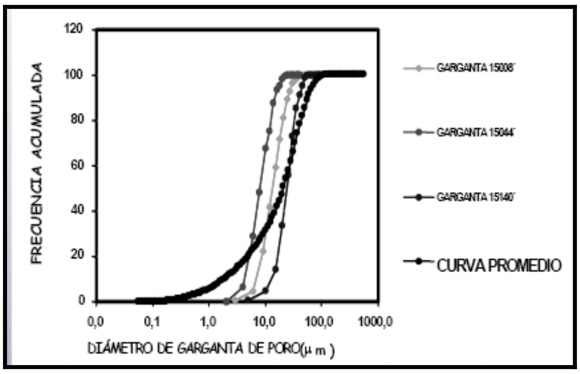

Figura 3. Curva Frecuencia Acumulada vs. Tamaño garganta poral.

Paso 2: Se tabulan los valores promedio de garganta y de poro. Se divide esos tamaños de garganta y de poro entre 3 y se tabula. Existe una regla “geométrica” de filtración: Esferas de diámetro equivalente a un tercio del diámetro de un círculo, harán puente entre ellas sobre el círculo como se muestra en la figura 4.

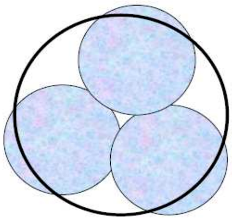

Figura 4. Regla geométrica

Paso 3: Se buscan las gráficas de distribución granulométrica del agente de puente. Se determina para cada gráfica el tamaño que corresponde a los percentiles 10, 50 y 90. Se tabulan. (Figura 5.)

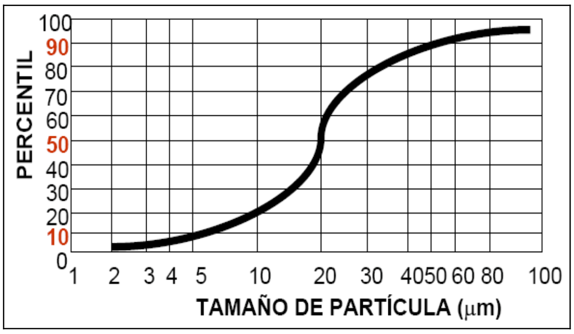

Figura 5. Curva Percentiles vs. Tamaño de partícula del agente puenteante.

Paso 4: Comparando los valores de tamaños de garganta y poro y la de percentiles de granulometría. Se determina cuál distribución tiene un D10 equivalente o similar al tercio de la garganta de poro y el D90 debe ser similar al tamaño de poro.

3.3 Ventajas y Desventajas.

Algunas de las ventajas de los fluidos “Drill-In” son las siguientes:

- Ofrece la función de puenteo para zonas de diferentes rangos de permeabilidad de un yacimiento.
- Al tener un adecuado tamaño de partícula crean un revoque interno que fácilmente es removido aún por bajas presiones de producción sin necesidad de rompedores o fluidos que disuelven al agente puenteante.
- Minimiza el daño a la formación debido a que crea un revoque sellante de muy baja permeabilidad, soportando altos sobrebalances de presión. Por ejemplo, formaciones de lutitas presurizadas.
- Una adecuada distribución de tamaño de partículas del agente puenteante crea un revoque consistente y delgado, previene la invasión de sólidos y otros componentes del lodo por ejemplo de polímeros, que se incorporan dentro de la formación.

La única desventaja de este fluido “Drill-In” es si el tamaño de partícula del agente puenteante no es seleccionado adecuadamente para dicho reservorio, ocasionaría un alto espesor de revoque y permeable de tal forma que ingresaría con mayor velocidad el filtrado a la formación e invasión de sólidos ocasionando daño a la formación. Además si el agente puenteante tiene otros aditivos en su composición puede no ser compatibles con los fluidos de la formación ocasionando la reducción de su permeabilidad.

4. Ensayos de Laboratorio

4.1 Información de la Formación Productora a analizar.

Para el proceso de selección y optimización de un apropiado fluido drill-in se debe conocer la siguiente información de la formación productora como el tipo de yacimiento, caracterización mineralógica, presión de poro/fondo, temperatura, fluidos que lleva la formación, permeabilidad y porosidad.

En la siguiente Tabla 1 se observa la información de los reservorios a ser analizados para obtener una adecuada formulación de fluido “Drill-In” y cumplir el principal objetivo, minimizar el daño de formación para un amplio rango de permeabilidades.

Tabla 1. Datos de Formación Napo y Hollín, cortesía de PETROPRODUCCIÓN

Descripción de Información	Zonas Productoras			
	Napo	Hollin		
	"U" Inferior	"T" Inferior	Hollin Superior	Hollin Inferior
Tipo de Yacimiento	Subsaturados	Subsaturados	Subsaturados	Subsaturados
Características Mineralogicas	Arenisca caolinítica y cemento silicio de granos muy finos a medios	Arenisca cuarzosa	Arenisca cuarzosa glauconítica, con cemento silicio, de grano fino a medio	Arenisca Cuarzosa de grano medio a grueso con niveles limosos y arcillosos
Fluidos que lleva la formación	Sw=12.8%, So=67.2%	Sw=20%, So=80%	Sw=33.3%, So=66.7%	Sw=29.4%, So=70.6%
Presión poro/fondo (psi)	1122	1230	3500	4200
Temperatura (°F)	214	216	225	225
Permeabilidad (mD)	100	200	70	500
Porosidad (%)	17	15.6	14	18

En los siguientes gráficos se muestran la distribución de diámetro de poro y garganta poral para las diferentes zonas productoras a ser perforadas por el fluido “Drill-In”.

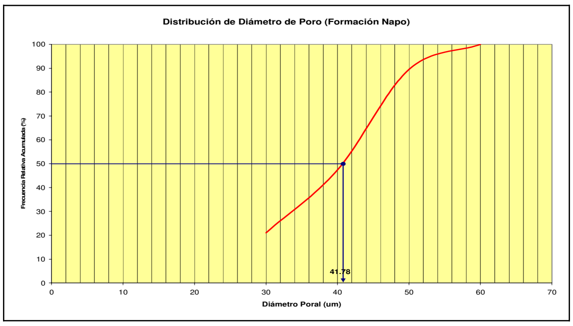

Figura 6. Distribución de Tamaño de Poro de la Formación Napo.

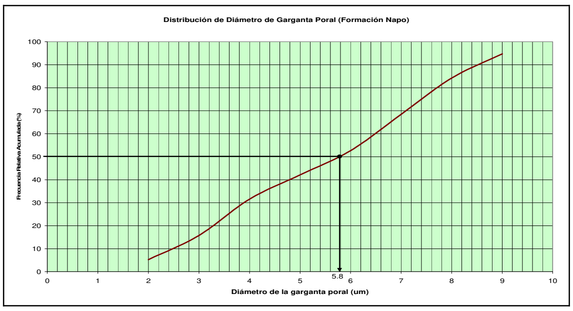

Figura 7. Distribución de Tamaño de Garganta poral de la Formación Napo.

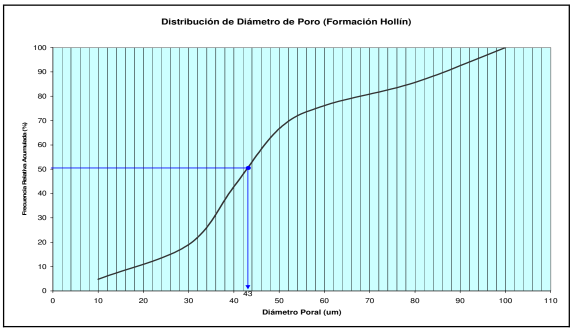

Figura 8. Distribución de Tamaño de Poro de la Formación Hollín.

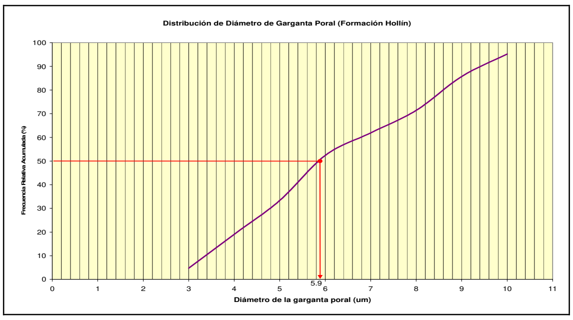

Figura 9. Distribución de Tamaño de Garganta poral de la Formación Hollín.

4.2 Formulaciones de fluidos “Drill-In”.

En las siguientes tablas se muestra las diferentes formulaciones con diferentes tipos de carbonatos, los cuales fueron utilizados para evaluación del daño de la formación productora.

Tabla 2. Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 1.

FORMULACION No. 1

Productos	Concentración (lpb)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
MIL PAQ R	1.72	0.65	7.41	4.82
MIL PAQ LV	0.39	1.6	0.68	1.09
Xanplex D	0.1	1.5	0.19	0.28
CaCO3 A100	36.6	2.71	37.82	102.48
Claytrol	0.93	1.1	2.37	2.60
Soda Caustica	0.21	2.13	0.28	0.59
Xcide 102	0.19	1	0.53	0.53

Tabla 3. Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 2.

FORMULACION No. 2

Productos	Concentración (lpb)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	7	0.65	30.15	19.60
XCD	1	1.5	1.87	2.80
CaCO3 High Mix TIPO “A”	65	2.71	67.16	182.00
AQUACOL B	7.14	1	19.99	19.99
KCl	5	1.98	7.07	14.00
Xcide 102	0.357	1	1.00	1.00

Tabla 4. Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 3.

FORMULACION No. 3

Productos	Concentración (lpb)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	6	0.65	25.85	16.80
XCD	1	1.5	1.87	2.80
CaCO3 High Mix TIPO “B”	65	2.71	67.16	182.00
AQUACOL B	7.14	1	19.99	19.99
KCl	5	1.98	7.07	14.00
Xcide 102	0.357	1	1.00	1.00

Tabla 5. Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 4.

FORMULACION No. 4

Productos	Concentración (lpb)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	5.21	0.65	22.44	14.59
MIL PAQ R	1.13	1.6	1.98	3.16
Flowzan	0.42	1.5	0.78	1.18
Xanplex D	0.7	1.5	1.31	1.96
XCD	0.27	1.5	0.50	0.76
CaCO3 High Mix Tipo “C”	46.6	2.71	48.15	130.48
Claytrol	0.94	1.01	2.61	2.63
Soda Caustica	0.11	2.13	0.14	0.31
Xcide 102	0.357	1	1.00	1.00

Tabla 6. Concentraciones de productos utilizados en la Formulación No. 5.

FORMULACION No. 5

Productos	Concentración (lpb)	Gravedad Específica	Volumenes (cc)	Masa (gr)
Biopaq	5.21	0.65	22.44	14.59
MIL PAQ R	1.13	1.6	1.98	3.16
Flowzan	0.42	1.5	0.78	1.18
Xanplex D	0.7	1.5	1.31	1.96
XCD	0.27	1.5	0.50	0.76
CaCO3 High Mix Tipo “C”	46.6	2.71	48.15	130.48
AQUACOL B	7.14	1	19.99	19.99
Claytrol	0.94	1.01	2.61	2.63
KCl	5	1.98	7.07	14.00
Soda Caustica	0.11	2.13	0.14	0.31
Xcide 102	0.357	1	1.00	1.00

4.3 Datos Obtenidos de los Ensayos de Laboratorio.

Los ensayos más importantes para la evaluación del fluido "Drill-In" son los siguientes: Densidad, Reología, Alcalinidad, "Permeabililty Plug Tester" (PPT) ó Ensayo de Taponamiento de Permeabilidad. La prueba de taponamiento de permeabilidad ó PPT tiene la finalidad de medir el spurt loss ó pérdida inicial de fluido hacia la formación y la capacidad del fluido de perforación en formar un revoque o costra de lodo de muy baja permeabilidad para evitar la invasión del filtrado hacia la formación productora. En este ensayo se utiliza discos de aloxita con permeabilidades similares a los reservorios.

Todos estos ensayos se realizaron con lodos preparados con las formulaciones mencionadas anteriormente. Estos lodos fueron rolados durante 16 horas a una temperatura de 220°F (temperatura aproximada de reservorio) dentro de un horno especializado, con el objetivo de medir sus propiedades a condiciones dentro del pozo mediante esta simulación. En las siguientes tablas se observa los datos que se obtuvieron de cada ensayo mencionado para las diferentes formulaciones.

Tabla 7. Propiedades Reológicas y alcalinidad.

No. Formulación	Densidad (lpg)	L@600 rpm	L@300 rpm	VP (cp)	YP (lb/100pie2)	Geles 10''/10'/30'
1	8.9	40	26	14	12	6/8/10
2	9.3	75	59	16	43	12/23/32
3	9.3	72	55	17	38	10/17/28
4	9.1	55	43	12	31	7/13/20
5	9.1	54	42	12	30	7/12/21

Tabla 8. Spurt Loss obtenido del ensayo PPT con discos de aloxita 200, 400, y 700 mD.

	Spurt Loss (ml)		
No. Formulación	Disco 200 mD	Disco 400 mD	Disco 700 mD
1	2.5	2.3	2.1
2	1.2	1	0.5
3	0	0	2.4
4	0.4	0.6	0.9
5	0.4	0.5	1

Tabla 9. Volumen Total de Pérdida de filtrado obtenido del ensayo PPT con discos de aloxita 200, 400, y 700 mD.

	Volumen Total Pérdida de Filtrado (ml)		
No. Formulación	Disco 200 mD	Disco 400 mD	Disco 700 mD
1	25	23	24
2	16.4	14.8	13.9
3	2	2	21.8
4	17	19.6	17.9
5	18	19.5	18.2

Tabla 10. Espesor del revoque obtenido del ensayo PPT con discos de aloxita 200, 400, y 700 mD.

	Espesor del revoque (in/32)		
No. Formulación	Disco 200 mD	Disco 400 mD	Disco 700 Md
1	1.5	2	2
2	N/A	1.2	1
3	<1	<1	1.5
4	1	1	1
5	1	1	1

5. Análisis de la Optimización del Fluido "Drill-In".

5.1 Análisis de Formulación y Concentraciones

De acuerdo a las formulaciones presentadas anteriormente se puede obtener el siguiente análisis de cada una a continuación:

Formulación No. 1: Generalmente los fluidos drill-in para la perforación de las zonas productoras utilizan este tipo de formulación la cual describe una mezcla de polímeros para el control de filtrado, agentes inhibidores de arcillas y agentes puenteantes como el carbonato de calcio con una distribución de tamaño de partículas el cual es utilizado sin considerar un estudio de las características del reservorio

En las siguientes formulaciones se utiliza el carbonato "High Mix" considerando un estudio de distribución de tamaño de partículas y las características petrofísicas de las formaciones productoras Napo y Hollín.

Formulación No. 2 y 3: Describen una combinación de productos que controlan la filtración, propiedades reológicas, agentes puenteantes Carbonatos de calcio "High Mix" Tipo A y B, inhibidores de arcilla como el uso de glicol y cloruro de potasio que ayudan a prevenir el daño de formación.

Formulación No. 4: En esta formulación las concentraciones de cada componente para el control de filtrado, reología, puenteo con Carbonato "High Mix" Tipo C, inhibidor de arcilla, control de alcalinidad son las apropiadas para obtener un mínimo daño a la formación productora.

Formulación No. 5: Para obtener una alta efectividad en las funciones del fluido "Drill-In" en las formaciones productoras, se incorporó a la formulación No. 4, otros dos inhibidores de arcilla el glicol y cloruro de potasio que ayudan a mejorar el puenteo y minimizan el daño a la formación. Esta formulación de acuerdo a los resultados de los ensayos realizados en el laboratorio es la óptima para ser un fluido "Drill-In" adecuado para la perforación de reservorios.

Debido a que la formulación No. 5 fue la más adecuada para ser aplicada en el campo, se decide perforar las zonas productoras de los pozos 102D, 103D con los siguientes datos característicos de yacimientos y requerimientos de perforación que se detallan a continuación en la tabla 11.

En la tabla 12 se observa las diferentes concentraciones utilizadas en la perforación de la sección de 8 ½" de las zonas productoras en los pozos direccionales 101D, 102D, 103D, donde el pozo 101D no fue aplicada la formulación No. 5 como en los otros dos pozos. Además de una comparación de concentraciones entre la formulada en el laboratorio y las utilizadas en el campo.

Tabla 11. Información de los pozos previo análisis de un Fluido “Drill-In”. (*Pozo 101D es usado como referencia, no se uso fluido dril in en su zona productora).

	POZO 101D*	POZO 102D	POZO 103D
Intervalo de pies perforados (MD)	8957' - 10336' (1379')	8950' - 10350' (1400')	8801' - 10348' (1547')
Profundidad Final TVD (pies)	9875	9982	9458
Diámetro del hueco(pulg)	8.5	8.5	8.5
Diámetro del revestidor previo(pulg)	9.625	9.625	7
Diámetro Interno del revestidor previo(pulg)	8.681	8.681	8.681
Lavado del hueco	5%	5%	5%
S.B.G	6%	6%	6%
E.E.C.S	95%	95%	95%
Volumenes en superficie(bls.)	400	400	400
Volumen de revestidor previo(bls.)	656	655	644
Volumen del hueco(bls.)	97	98	109
Volumen de dilución(bls.)	80	81	89
Volumen a procesar para el intervalo(bls.)	1232	1234	1242

Tabla 12. Cuadro Comparativo de Concentraciones (lpb) utilizadas en Laboratorio y en el Campo.

Productos	Formulación No.5	Pozo 101D	Pozo 102D	Pozo 103D
Biopaq	5.21		5	6
MIL PAQ R	1.13	1.72	1.25	1.55
MIL PAQ LV		0.39		
Flowzan	0.42		0.75	0.5
Xanplex D	0.7	0.1	0.5	0.65
XCD	0.27		0.25	0.39
AQUACOL B	7.14		5	7
Claytrol	0.94	0.93	2	1.3
KCl	5		4.2	4.5
Soda Cáustica	0.11	0.21	0.2	0.18
Xcide 102	0.357	0.19	0.25	0.18
CaCO3 High Mix Tipo C	46.6		87.8	86.75
CaCO3 A100		78		

5.2 Análisis de Retorno de Permeabilidad

De acuerdo a los datos obtenidos en este tipo de pruebas en la cual fueron escogidas la formulación No. 1 y No. 5 para poder realizar una comparación y observar como influye en su efecto el tipo de agente puenteante sin considerar un estudio de las características del reservorio a ser perforado.

Según los resultados de los ensayos realizados se observa que utilizando la formulación No. 5 tiene mayor porcentaje promedio de retorno de permeabilidad (99.2 %) que utilizando la formulación No. 1 (73.5 %) como se muestra en la figura 10.

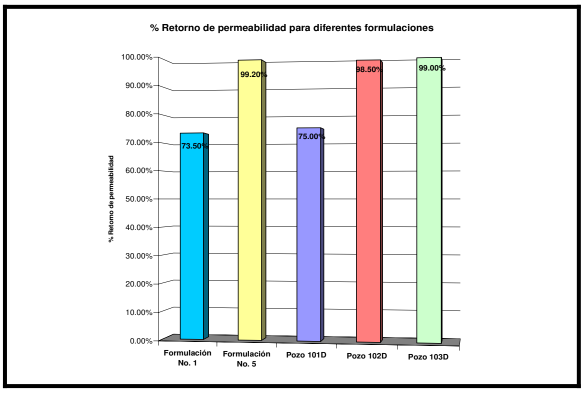

Figura 10. Resultados de Retorno de Permeabilidad.

Además se puede observar el retorno de permeabilidad entre los tres pozos que fueron perforados utilizando la formulación No. 1, en el pozo 101D y formulación No. 5 en los pozos 102D y 103D y en el pozo 101D se obtuvo un 75%, cuyo porcentaje es bajo en comparación a la de los pozos 102D y 103D con 98.5% y 99% respectivamente, es decir que se obtuvieron mejores resultados.

5.3 Análisis de Daño a la Formación.

El análisis granulométrico de los carbonatos de calcio utilizados en los ensayos y cuya distribución fueron obtenidas en los ensayos de PSD (Particle Sized Distribution ó Distribución de Tamaño de Partícula), y los cuales se describen en la siguiente tabla:

Tabla 13. Diámetro de partícula de diferentes carbonatos a 10,50 y 90%v/v.

TIPO	D10 (um)	D50(um)	D90(um)
Carbonato de Calcio A100	13.221	47.319	131.267
Carbonato de Calcio High Mix "A"	2.455	16.165	162.265
Carbonato de Calcio High Mix "B"	1.263	6.541	168.705
Carbonato de Calcio High Mix "C"	2.119	11.445	73.297

De acuerdo a la técnica del puenteo, la distribución de tamaño de partícula del carbonato de calcio “High Mix Tipo C” es similar al tamaño de poro y garganta de poro de los reservorios a ser puenteados (Ver tabla 14).

Tabla 14. Diámetro de partícula de diferentes carbonatos a 10,50 y 90%v/v.

Formación Productora	Diámetro de Poro (um)	1/3 Diámetro Garganta de Poro (um)
	D50	(D50)/3
Napo	41.78	1.93
Hollín	43	1.97

En los pozos 102D y 103D que fueron perforados utilizando el fluido “Drill-In”, formulación No. 5, se obtuvieron los siguientes resultados con respecto al daño a la formación, aplicando las pruebas de Build up o de restauración de pozos presentados en la Tabla 15 en el cual se observa que el pozo 101D, la zona productora fue perforada con un fluido “Drill-In”, cuyas concentraciones no fueron seleccionadas de acuerdo a las características del reservorio, se obtuvo un daño de uno, el cual nos indica que la zona productora se encuentra dañada, afectada por el fluido de perforación, mala inhibición de arcillas, no hay un adecuado agente sellante y puenteante, además que fue afectada por punzados y cementación. En los pozos 102D y 103D se observa como el daño a la formación es negativo, es decir se minimizó el daño de formación, afectó positivamente a la producción deseada de los pozos. Entonces se concluye que la formulación aplicada a estos pozos fue la más óptima en la perforación de zonas productoras, partiendo de las características de los reservorios a ser puenteados por un agente sellante de fácil remoción y compatible con la formación.

Tabla 15. Datos obtenidos en las pruebas de Build Up en los pozos 101D, 102D y 103D.

	Pozo 101D		Pozo 102D	Pozo 103D
Zona productora	"Ui"	"Hi"	"Ui"	"Ui"
Intervalo	9728' - 9764'	9849' - 9858'	9722' - 9762'	10346' - 10773'
Qo (STB/dia)	564	459	431	263
Qw (STB/dia)	36	69	121	79
BSW (%)	6	13.11	21.9	23.1
pwf (psi)	853	1325	903	726
Pws (psi)	1192	4117	1262	793
Sf	1	2.82	-0.13	-0.39
Stotal	1	2.82	-0.13	-0.39
IP Actual (STB/dia/psi)	1.02	0.19	1.54	5.10
ko (mD)	105	218.2	194	74

5.4 Análisis de Costos.

Se presenta a continuación un gráfico donde se observa una comparación de los costos generados por la utilización del fluido “Drill-In” con la formulación recomendada en los pozos 102D, 103D y una comparación con el pozo 101D, que no utilizo este fluido. En la figura 11 se observa que el fluido “Drill-In” utilizado en la sección de 8 ½” del pozo 102D es más costoso, cuyas concentraciones fueron tomadas a base de la formulación No. 5 (más óptima), sin embargo los costos generados por la utilización de este fluido son afectados por otros factores como intervalos a ser perforados, eficiencia del equipo de control de sólidos, volúmenes, eficiencia de lavado del pozo, geometría del pozo, litología, y eficiencia del taladro de perforación.

Se puede considerar una ventaja económica para la operadora, ya que con ello maximiza su producción al minimizar el daño a la formación, esto debido a la fácil remoción del carbonato de calcio seleccionado, dejando libre los poros y gargantas porales para el mayor flujo del fluido de producción hacia el pozo, eliminando costos de estimulación, acidificación ó fracturamientos innecesarios.

6. Conclusiones

En función de las observaciones realizadas en este estudio podemos concluir lo siguiente:

- Los fluidos “Drill-In” son utilizados especialmente para la perforación de las zonas productoras, debido a que minimiza el daño a la formación.
- Para la optimización de los fluidos “Drill-In” hay que considerar un estudio de las características petrofísicas de los reservorios a ser puenteados.
- El diseño de la formulación debe considerar diversos parámetros del pozo a perforarse, es decir, si es vertical o direccional, profundidad, eficiencia de equipos de control de sólidos, y eficiencia del taladro de perforación.
- Es necesario realizar diversos ensayos en laboratorio, entre las principales como densidad, reología, alcalinidad, Permeabililty Plug Tester (PPT) de acuerdo a las necesidades del pozo a perforarse.
- La selección del agente puenteante, carbonato de calcio, debe ser sometido a ensayos que determinen la distribución de tamaños de partículas, ajustado a los tamaños de poro y garganta poral.
- La aplicación de la formulación No. 5, la más óptima, fue aplicada en los pozos 102D y 103D, cuyos resultados durante la perforación alcanzaron el objetivo del fluido “Drill-In”, minimizar el daño a la formación.
- Mediante las pruebas de Build Up realizadas en los pozos 102D y 103D, se obtuvieron valores de daño a la formación “S” de -0.13 y -0.39 respectivamente. Mejorando la producción esperada de ambos pozos.
- Los productos que fueron utilizados en las formulaciones para el diseño del fluido “Drill-In”, tienen un mínimo impacto ambiental, por lo tanto su uso se lo hace de acuerdo a normas ambientales regulados por los organismos de control (DINAPA).

7. Agradecimientos

Se agradece al Ing. Pablo Benálcazar y la Ing. Maribel Alomoto de la compañía Baker Hughes Drilling Fluids, por la apertura y facilidades brindadas para la realización de este estudio, así como también al Ing, Kléber Malavé por proveer la información necesaria para que este estudio haya sido posible.

8. Referencias

[1] Baker Hughes INTEQ, Drill-In Fluid Systems Manual, U.S.A., 1999.

[2] Darley, H. and Gray, G., Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Quinta Edición, U.S.A., 1983.

[3] Craft B. & Hawkins F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, 1959.

[4] Baker Hughes Drilling Fluids, Escuela de Lodos, 2007.

[5] Lastenio, M., “Análisis del Fluido de Perforación Visplex para Pozos Horizontales utilizados en un campo del Oriente Ecuatoriano”, Tesis, FICT, ESPOL, 2003.

[6] Donovan, J. and Jones, T., “Specific Selection Criteria and Testing Protocol Optimize Reservoir Drill-in Fluid Design”, paper SPE 30104, 1995.

[7] Guzmán, J., “Pore size and Geometry determination method for drilling and completion fluid design”, Paper, 2007.