“Análisis de un Fluido de Completación y Re-acondicionamiento de Pozos para **Determinar si Previene el Daño de Formación en los Campos Fanny y Dorine”**

Gerhard Condit Salazar[1]
Ing. Ernesto Barragán[2]
Ing. Daniel Tapia[3]
[1] Ingeniero en Petróleos 2008, e-mail: gerhardc@hotmail.com
[2] Ing. en Producción de la empresa Andespetroleum encargado del campo Dorine.
[3] Director de Tesis, Ingeniero en Petróleo, Postgrado Universidad de Zulia 1972-1975, postgrado IFP 1988, master en educación ESPOL 2004, Profesor del la ESPOL desde 1975, e-mail: dtapia@espol.edu.ec
Campus Gustavo Galindo, Km. 30,5 Vía Perimetral Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador

Resumen

El daño de formación es un factor importante en la producción de un pozo petrolero. Diferentes técnicas de perforación, completación y re-acondicionamiento son causantes de distintas formas de daño de formación. Un fluido al ingresar a una formación interactúa con el fluido original y la roca de la formación ocasionando daño a la formación dando como resultado una producción menor a la deseada de un pozo. Si se controla la interacción del fluido con respecto al fluido y roca de formación disminuiría el daño de formación mejorando la producción del pozo. El desarrollo de esta tesis se basa en usar un fluido limpio para completación y re-acondicionamiento, y analizar si este fluido es capaz de prevenir el daño de formación en un pozo petróleo. El presente estudio se desarrolló en 7 pozos de los campos Fanny y Dorine en el bloque Tarapoa operado por la empresa Andes Petroleum Company y en el laboratorio de la empresa proveedora del fluido.

Palabras Claves: Daño de Formación, Completación, Re – acondicionamiento, Fluido de Completación, Yacimiento, Producción.

Abstract

Formation Damage is an important factor in the production of an oil well. Different techniques of drilling, completion and workover are the cause or various forms of formation damage. When a fluid enters a formation it interacts with the original fluid and rock of the reservoir, causing formation damage, leading to less production then that desired for a well. If the interaction between the foreign fluid, original fluid and rock of the reservoir is controlled, it would reduce formation damage, increasing production of a well. The development of this thesis is based on the use of a clean completion fluid in initial completions and workovers, analyzing if this fluid is capable of preventing formation damage in an oil well. The present study was developed in 7 wells of the Dorine and Fanny Fields of the Tarapoa Block, under the supervision of Andes Petroleum Company and the laboratory of the company providing the clean fluid.

1. Introducción

En el año 2007, la empresa Andes Petroleum Ecuador Ltd decidió implementar en 7 pozos de los campos Dorine y Fanny del Bloque Tarapoa un fluido limpio que según la empresa de servicio que lo distribuye previene el daño de formación durante los trabajos normales de completación y re-acondicionamiento. El fluido fue utilizado para prevenir el daño en zonas productoras de las arenas M1 y U Inferior; en trabajos de completación como en de re-acondicionamiento en ambos campos. Debido a los variados resultados obtenidos de estos 7 pozos donde se uso este fluido, surge la necesidad de realizar este estudio, con el cual se obtendrá información adecuada sobre los resultados del uso de este fluido y así llegar a una decisión de su posible implementación regular en los trabajos normales de completación y re-acondicionamiento en el bloque.

Este estudio se concentra en los trabajos de completación y re-acondicionamiento de los pozos donde se uso el fluido limpio Dorine 45 ST-1, Dorine 53, Dorine 61, Dorine 69, Fanny 18B-68, Fanny 18B-95 y Fanny 18B-97.

La importancia de este trabajo de investigación sobre el uso de un fluido limpio de completación se fundamenta en obtener un estudio describiendo las implicaciones del uso de este fluido y responder si su implementación de manera continua es una solución viable para minimizar características dañinas de las arenas productores de los campos ya especificados.

1. Descripción y Caracterización de los Campos Fanny y Dorine

Febrero 28 del 2006, Andes Petroleum Co., Ltd. asumió los proyectos petroleros y de oleoducto de interés en Ecuador de EnCana Oil Company, incluyendo la exploración y desarrollo petróleo/gas de los siguientes 5 bloques: Bloque Tarapoa, Bloque 14, Bloque 17 y el Bloque Shiripuno y la operación de transmisión de petróleo por el oleoducto OCP.

El Bloque Tarapoa, con un área de 362 km^2, está localizado en la parte oriental de la cuenca Oriente que contiene la formación Napo, productora de hidrocarburos y pertenece al período Cretácico. Los campos Dorine y Fanny pertenecen a este bloque, además de los campos:

- Mariann
- Mariann – 4A
- Sonia
- Alice
- Mahogany
- San José
- Shirley
- Chorongo

El bloque Tarapoa fue puesto en producción en 1975 y los datos de producción comenzaron a ser grabados a finales del año 1978. Hoy en día, hay 130 pozos productores y 20 de inyección de agua. Los reservorios en el bloque están distribuidos en la base de Tena Inferior y arenisca M1, U y T en la formación Napo, donde, M1 es el reservorio principal y U inferior el siguiente.

La formación Napo está compuesta de una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de areniscas continentales y marino-marginales, lutitas, lodolitas y carbones, así como calizas marinas y arcillas. Las areniscas entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo se dividen en miembros del más antiguo al más reciente: T, U, M-2 y M-1.

El principal horizonte productor del campo Dorine es el yacimiento M1 de la formación Napo, que produce un crudo de una gravedad promedio de 22° API. El campo Fanny produce un crudo de 22.3° API del yacimiento M1 y un crudo de 19.6° API de la arena U Inferior. Adicionalmente se han encontrado pequeñas acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones Napo T y Basal Tena, pero las areniscas M1 y U representan los yacimientos económicamente más importantes del bloque.

2. Marco Teórico

Cualquier restricción al fluido alrededor del pozo perforado o “wellbore” reduce el máximo potencial de fluidez y posible productividad calculada de hidrocarburos. Si esta restricción es el resultado de daño a la porosidad o permeabilidad de una formación, entonces se denomina daño de formación.

2.1 Daño de Formación

El daño de formación puede ser el resultado de una alteración física, química o bacterial de la roca productora de una formación o de fluidos en situ debido a contacto con el fluido entero de trabajo o con los componentes de fluidos de perforación, completación y re-acondicionamiento.

Daño de Formación es un problema económico y operacional indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación de petróleo de los yacimientos.

Los procesos fundamentales causando daño de formación en formaciones que contienen petróleo son: físico-químicos, químicos, hidrodinámicos, termales y mecánicos.

Las causas físicas de daño de formación debido a la invasión de un fluido incluyen:

- Bloqueo de los canales de los poros debido a sólidos contenidos en el fluido.
- Hinchamiento o dispersión de arcillas u otros minerales contenidos en la matriz de la roca.
- Bloqueo de agua.
- Estrechamiento de los finos espacios de los poros.

Daño de formación por efecto de causas químicas resultan de incompatibilidades de fluido las cuales pueden causar:

- Precipitación de soluciones de sales.
- Formación de emulsión.
- Cambio en la mojabilidad de la roca.
- Cambios en los minerales de arcilla alineando en los espacios de los poros de la roca permeable.

Las consecuencias del daño de formación son la reducción de la productividad de los reservorios de petróleo y operaciones no rentables.

Los principales mecanismos de daño de formación según el grado de significancia:

1. Incompatibilidades de fluido – fluido
2. Incompatibilidades de roca – fluido
3. Invasión de sólidos
4. Trampa de fase/bloqueo
5. Migración de finos
6. Actividad biológica

La causa básica de daño de formación es el contacto con un fluido extraño. El fluido foráneo puede ser un lodo de perforación, un fluido limpio de completación o re-acondicionamiento, y hasta el mismo fluido de reservorio si es que sus características originales han sido alteradas.

3.1.1. Invasión de Partículas. Una de las principales causas de daño de formación es la invasión de partículas sólidas que taponan las gargantas interconectadas de los poros, y como resultado, reducen substancialmente la permeabilidad natural de la formación.

Mientras las finas partículas se mueven por caminos tortuosos de flujo existentes en el medio poroso, ellas son capturadas, retenidas, y depositadas dentro de la matriz porosa. Como consecuencia, la textura de la matriz es alterada, reduciendo su porosidad y permeabilidad.

3.1.2. Arcillas in situ para Llenar los Espacios de los Poros. La “arcilla” es un término genérico, refiriéndose a varios tipos de minerales cristalinos. Los minerales de la arcilla ocupan una fracción grande de formaciones sedimentarias. Estos minerales son extremadamente pequeños, con forma tipo plato que pueden estar presentes en cristales de roca sedimentarias.

Las arcillas que se encuentran con mayor frecuencia en zonas de hidrocarburos son:

- Montomorillonites, esmectitas o bentonita
- Ilitas
- Arcillas de capas mezcladas
- Caolinitas
- Cloritas

Existen tres procesos que llevan a la reducción de permeabilidad en formaciones sedimentarias con arcillas:

1. Bajo condiciones coloidales favorables, arcillas no hinchadoras, como kaolinites e illites, pueden ser liberadas de las superficies de los poros y de ahí migrar con el fluido fluyendo a través de la formación porosa.
2. Para arcillas que se hinchan, como smectites y arcillas de capas mezcladas, primero se expanden bajo condiciones favorables, después se desintegran y migran.
3. Los finos adheridos a las arcillas que se hinchan, se desprenden y liberan durante el hinchamiento de las ellas.

La hidratación de arcilla con agua se debe a la hidratación de los cationes unidos a la arcilla. La cantidad de hinchamiento depende de dos factores:

- El catión absorbido en la arcillas
- La cantidad de sales en el fluido en contacto con la arcilla.

Hay dos tipos de mecanismos de hinchamiento que puede ocurre debido a la interacción de arcillas e invasión de filtrado.

Hinchamiento cristalino (hidratación superficial) ocurre por la absorción de capas de agua en la superficie base cristalina de las partículas de arcilla.

El hinchamiento osmótico es causado por que la concentración de cationes es mayor entre las capas de arcilla que en el bulto de la solución.

3.1.3. Cambio de Mojabilidad e Incremento en la Saturación del Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles como el agua y petróleo están juntos en contacto con una superficie de roca, uno de los fluidos se adhiere con mayor preferencia a la roca que el otro. El término mojabilidad se refiere a una medida con la que el fluido se adhiere de manera preferencial a la superficie.

Cuando dos fluidos inmiscibles como petróleo y agua están fluyendo a través del medio poroso, cada fluido tiene lo que se denomina su propio Permeabilidad Efectiva. Las permeabilidades efectivas están directamente relacionadas con la saturación de cada fluido.

La mojabilidad es un término descriptivo usado para indicar si una superficie rocosa tiene la capacidad de ser revestido por una película de petróleo o agua. Los surfactantes pueden absorber en la interfase entre el líquido y la roca; y puede cambiar la carga eléctrica de la roca, alterando la mojabilidad.

Se define a una emulsión como un sistema que consiste de un líquido disperso en otro inmiscible usualmente en gotas mayores al tamaño coloidal.

Emulsiones viscosas de agua y petróleo en la formación cerca del pozo pueden reducir drásticamente la productividad de pozos de petróleo.

3.2. Estudio realizado por City Investment Company en el año 2000, donde se sustrajeron 10 núcleos, pertenecientes a la formación M1, del pozo Dorine 15

Se realizaron los siguientes análisis:

1. Análisis Rutinario de Núcleos
2. Análisis de Sección Fina
3. Análisis de Difracción de Rayos X
4. Análisis de Escáneo Microscópico de Electrón

Los análisis revelan que la rocas no contienen cantidades significativas de componentes de arcillas hinchables, carbonatos solubles por ácido o fases minerales que puedan reaccionar con ácidos. Por ello, aparte de cierto daño potencial por la migración de arcilla y de posible emulsión, las areniscas tienen una susceptibilidad mínima al daño de formación.

Caolinita ocurre llenando el interior de los poros como cristales agregados como libretillos unidos de manera suelta.

El desempeño decepcionante de esta zona durante la completación inicial y pruebas no es función de una calidad pobre del reservorio. Más bien, el desempeño decepcionante es función del daño en las cercanías del pozo.

3.3. Fluidos de Completación y Re-acondicionamiento

Por definición un fluido de completación y re-acondicionamiento es un fluido que es ubicado contra una formación en producción mientras se conduce operaciones como:

- matado
- limpiado
- taladrar
- taponamiento
- control de arena
- perforación

Las funciones básicas son facilitar el movimiento de fluidos de tratado a un punto particular hoyo abajo, para remover sólidos desde el pozo y controlar presiones de formación.

3.3.1. Funciones de Fluidos de Completación y Re-acondicionamiento.

1. Estabilizar el Pozo y Controlar Presión Subsuperficial
2. Proveer Medios para la Suspensión y Transporte de Sólidos dentro del Pozo
3. Facilitar Evaluación de Formación y Producción o Inyección de Fluido
4. Facilitar la Integridad y Servicio a Largo Plazo del Pozo

Estos puntos deben ser considerados al seleccionar un fluido de completación o re-acondicionamiento.

- Densidad de Fluido
- Contenido de Sólidos
- Características de Filtrado
- Perdida de Fluido
- Características Relacionadas con Viscosidad
- Productos de Corrosión
- Consideraciones Mecánicas
- Beneficio Económico

4. Selección del Fluido de Completación y Re-acondicionamiento

El diseño del Sistema para reparar o completar un pozo, deberá realizarse sobre la base del conocimiento de la naturaleza arcillosa del reservorio; así como del tiempo en producción, de los trabajos realizados en el pozo problema y de la realidad al momento de trabajar el pozo.

Las interacciones roca – fluido son importantes en el momento del diseño del fluido para completar o matar el Pozo; pues se trata de incorporar elementos que previenen de hinchamiento y disgregación de arcillas, químicos removedores de puenteantes minerales tipo carbonato de calcio o yeso proveniente de la cementación; así como químicos estabilizadores de la mojabilidad del reservorio.

Las interacciones fluido – fluido se presentan entre los productos químicos orientados a frenar las emulsiones agua/petróleo o petróleo/agua, incremento de solubilidad de resinas, asfáltenos y parafinas, y en el control del incremento de la saturación de agua en el reservorio.

Debe estudiarse la compatibilidad del fluido de terminación con los minerales y la salinidad cuidadosamente, en caso que vaya haber infiltración.

4.1. Descripción del Fluido

Componente	**Características**	**Propiedades Físicas Típicas**	
Inhibidor de Arcilla	Es usado en sistemas de lodos de aguas frescas hasta agua saturada con sal	***Apariencia***	Liquido Ambar Oscuro
		pH (solución 2%)	6.5 - 7.5
		Gravedad Específica	1.07 - 1.09
Surfactante	Compuesto no emulsificante. Previene la formación de emulsión entre salmueras y fluidos de reservorio.	***Apariencia***	Liquido Ambar
		Gravedad Específica	1.073
		Punto de Inflamación	> 446 °F
		Punto de Congelamiento	(-) 6 °F
Anti-espumante	Desespumante, poliol de polieter que se utiliza en fluidos de agua dulce y salada. No contiene aceite.	***Apariencia***	Liquido Transparente
		Punto de inflamación	365 °F
		Punto de fluidez	(-) 14.8 °F
		Densidad	8.36 lb/gal
Cloruro de Potasio	KCl, Suministra iones de potasio para inhibir el hinchamiento de arcilla y la dispersión	***Apariencia***	Cristales Blancos
		Higroscópico	Si
		Solubilidad en Agua	25 % en peso
		Gravedad Específica	2.0
Biocida	De tipo aldehido, eficaz para el control de bacterias en los fluidos de base agua.	***Gravedad Especifica***	1.07
		Punto de Inflamación	>200 °F
		Punto de Fluidez	20 °F
		pH	3.7 - 4.5
Secuestrante de Oxígeno	Solución de 50% de bisulfato de amonio, usado en lodos con base de agua. Secuestra oxígeno de fluidos, resultando en tasas de corrosión reducidas.	***Apariencia***	Liquido Nebuloso
		pH (solución 2%)	5-juni
		Gravedad Específica	***1.25 - 1.3***

TABLA.1. Compoentes de Fluido Limpio

4.2. Pruebas de Compatibilidad

Se realizaron pruebas de compatibilidad o de emulsión con muestras de fluidos de reservorio de las arenas M1 y U inferior. Los procesos en general se basaron en la mezcla del fluido del reservorio con un fluido base y el agregado de otros aditivos y substancias para verificar el desempeño de los productos con el fluido limpio y su interacción con el fluido de reservorio.

Pruebas de compatibilidad fluido de Fanny 75 de la arena M1

	P1		**P2**		**P3**		**P4**	
Surfactante	0.5		1.0		1.5		2.0	
Salmuera NaCl 8.4 lpg	352.3		351.9		351.4		351.0	
Tiempo	**Altura final, ml**	**% salmuera recuperada**	**Altura final, ml**	**% salmuera recuperada**	**Altura final, ml**	**% salmuera recuperada**	**Altura final, ml**	**% salmuera recuperada**
90			24.0	120.0	24.5	122.5	25.4	127.0
120	23.0	115.0						

	PRUEBA 2	
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	1	
Anti espumante (lb/bbl)	0.2	
Surfactante (lb/bbl)	1	
Secuestrante de Oxigeno (lb/bbl)	1	
Biocida (lb/bbl)	0.2	
Salmuera NaCl 8.4 lpg (lb/bbl)	349.8	
Tiempo	Altura Final, ml	% salmuera recuperada
90.0	48.0	96.0

	PRUEBA 3	
Soda Caústica (lb/bbl)	0.1	
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	2.5	
Anti espumante (lb/bbl)	0.2	
Surfactante (lb/bbl)	1	
Secuestrante de Oxigeno (lb/bbl)	1	
Biocida (lb/bbl)	0.2	
Salmuera NaCl 8.4 lpg (lb/bbl)	349.8	
Tiempo	Altura Final, ml	% salmuera recuperada
70.0	58.0	116.0

Pruebas de compatibilidad fluido de Fanny 70 de la arena U inferior

	P1		P2	
Surfactante	1		2.0	
Salmuera NaCl 8.4 lpg	351.9		351.0	
Tiempo	Altura final, ml	% salmuera recuperada	Altura final, ml	% salmuera recuperada

90	76.0	152.0	83.0	166.0

4.3. Pruebas de Permeabilidad

Las pruebas de retorno de permeabilidad son usadas como una fuente muy valiosa de información para determinar el fluido óptimo para ser usado. El aparato de retorno de permeabilidad está diseñado para simular el flujo a través de un nucleó muestra, en condiciones de fondo.

Prueba 1

Compañía	AndesPetroleum
Nombre de Pozo	Fanny 18B 67
Profundidad de la Muestra	9110'
Tipo de Roca	Arenisca
Formación	M1
Tipo de Fluido de Prueba	Fluido de Re-acondicionamiento
Producto de Prueba	Anti – asfálteno
Fluido Permeabilidad	LVT 200
Temperatura de Prueba	160 F
Permeabilidad Inicial, md	1741.3
Permeabilidad de Retorno, md	2234.7
% Permeabilidad de Retorno	128

Prueba 2

Compañía	AndesPetroleum
Nombre de Pozo	Fanny 18B 67
Profundidad de la Muestra	9140'
Tipo de Roca	Arenisca
Formación	M1
Tipo de Fluido de Prueba	Fluido de Re-acondicionamiento
Producto de Prueba	Anti – asfálteno
Fluido Permeabilidad	LVT 200
Temperatura de Prueba	160 F
Permeabilidad Inicial, md	1824.8
Permeabilidad de Retorno, md	2727.3
% Permeabilidad de Retorno	151.1

Prueba 3

Compañía	AndesPetroleum
Nombre de Pozo	Dorine 45
Profundidad de la Muestra	9299.7'
Tipo de Roca	Arenisca
Formación	U inferior
Tipo de Fluido de Prueba	Fluido de Re-acondicionamiento
Producto de Prueba	Anti – asfálteno
Fluido Permeabilidad	LVT 200
Temperatura de Prueba	160 F
Permeabilidad Inicial, md	868
Permeabilidad de Retorno, md	992.2
% Permeabilidad de Retorno	114.3

5. Análisis y Evaluación de los Pozos Intervenidos

5.1. Pruebas de Pozos de Producción

Para esta etapa de estudio, solo se pudieron analizar 2 pozos, el Dorine 45 ST-1 y el Dorine 53. En ambos casos, se utilizó la prueba de caída de presión a tasas múltiples.

Se tomaron datos de producción, presión y tiempo, antes y después de cada intervención en el pozo con el fluido limpio de completación. Con estos datos se resolvieron las ecuaciones de una prueba de caída de presión n - tasas. Luego se contruyeron los gráficos correspondientes para obtener los datos de pendiente y los valores correspondiente a (Pi-Pwf)/qn cuando el tiempo es cero.

Una prueba de flujo de n tasas es modelado por:

$$\frac{(P_i - P_{wf})}{q_n} = m' \sum_{j=1}^{n} \left[\left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \right) log(t_n - t_{j-1}) \right] + m' \left[log\left(\frac{k}{\O \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right]$$

La forma de esta ecuación sugiere que se prepare un gráfico sobre papel de coordenadas cartesianas de:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \text{ vs. } \sum_{j=1}^{n} \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} log(t_n - t_{j-1})$$

Donde la permeabilidad, k, está relacionada con la pendiente, m', de la recta obtenida de la graficación de los de la prueba:

$$k = \frac{162.6\, B\mu}{m'h}$$

Si a b' le damos el valor de (Pi – Pwf)/qn cuando la función de graficación de tiempo es cero, entonces el factor de piel es determinado por:

$$s = 1.151 \left[\left({b'}/{m'} \right) - log\left(\frac{k}{\O \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

DORINE 45 ST-1

ANTES		**DESPUÉS**	
k	**S**	**k**	**S**
1012,90	17,03	1337,93	13,96

Comparación antes y después de Re-acondicionamiento Dorine 45 ST-1

DORINE 53

ANTES		DESPUÉS	
k	S	k	S
3041,92	4,15	3761,14	33,55

Comparación antes y después de Re-acondicionamiento Dorine 53

5.2. Índice de Productividad

La prueba de índice de productividad es la forma más simple de prueba de entrega. Involucra la medición de la presión de fondo con el cierre del pozo, y, a una condición estabilizada de producción, medición de la presión de fondo fluyente y las tasas de líquidos correspondientes producidos a la superficie.

$$IP = J = \frac{q}{Pi - Pwf}$$

Completación Inicial

Pozo	IP
D69	5,75
D61	1,2
F95	0,57
F45	0,3
F85	1
F97	0,63
F102	0,3
F96 CP	1,14

Re-acondicionamiento

POZOS	IP antes	IP después	Diferencia
Dorine 45ST-1	3	3,5	0,5
Dorine 42	13	11	-2
Dorine 47	15	6	-9
Dorine 53	10	2	-8
Dorine 32	3	15	12
Dorine 44	10	5	-5

Pozos con IP antes y después de re-acondicionamiento

5.3. Daño

Otro método de comparación entre los pozos que fueron intervenidos fue el daño, que resultó de la perforación y completación inicial. Este valor fue proporcionado por la prueba de restauración de presión realizada una vez puesto en producción el pozo.

La pérdida de presión a través de la infinitésima piel “skin” delgada, ΔP_s, se suma la pérdida de presión transciente en el reservorio para representar la presión del pozo. La pérdida de presión a través de la piel “skin” se puede calcular, así:

$$\Delta Ps = \frac{141.2 q B \mu}{kh} s$$

Arenas M1 y U inferior

Pozo	Daño
Dorine 69	0,25
Dorine 61	15
Fanny 95	7,67
Fanny 45	11
Fanny 85	3,95
Fanny 97	6,02
Fanny 102	10
Fanny 96	7,9

6. Agradecimientos

Agradezco a todas las personas que de una u otra manera ayudaron en la realización de esta tesis, en especial a mis seres queridos y profesores. Quiero mencionar también al Ing. Ernesto Barragán y Ing. Carlos Montoya.

7. Referencias

1. KENNETH L. BRIDGES, Completion and Workover fluids, Richardson, Texas 2000 SPE pg.24.
2. THOMAS O. ALLEN Y P. ROBERTS, Production Operations Well Completions, Workover, and Stimulation Volume 1 y 2, 1978, Oil and Gas Consulting International.
3. FRANK CIVAN, Reservoir Formation Damage - Gulf Publishing Comany 2000 pg 145 – 148.
4. SPE Reprint Series No. 29 FORMATION DAMAGE, edición 1990 pg. 71-76, 82, 96,171.
5. CNPC International Research Center, Researches on the medium long term programming of exploration and development in contract block Andes Company, Beijing, China August 2007 pg. 4-5, 10
6. CNPC International Research Center, Study on Comprehensive Countermeasures for Water-cut

& Oil Production Stabilization in M1 reservoir Tarapoa Block. Beijing, China July 2007 pg. 1, 2, 5, 11, 15, 16, 17

7. CNPC International Research Center, Integrated Petrophysical Evaluation of Andes Operating Blocks. Beijing, China, February, 2007 pg. 4, 6, 8, 9, 22, 23, 39, 40, 43

8. CNPC International Research Center ,Comprehensive Research for Progresive Development of Lower U Reservoir in Tarapoa Block., July 2007 pg. 4, 5, 6, 8, 26, 41.

8. Conclusión y Resultados

- El fluido limpio de completación, mediante los análisis de laboratorio, demuestra una gran compatibilidad con los reservorios y fluidos de las arenas M1 y U inferior de los campos Dorine y Fanny del Bloque Tarapoa.

- El fluido limpio de completación influye de manera positiva en las operaciones normales de completación inicial y re-acondicionamiento, siempre y cuando no haya existido ninguna complicación o alteración de las características de reservorio.

- Se puede determinar que el fluido limpio de completación tiene mejor desempeño en la arena M1 del campo Dorine que en la arena U inferior del campo Fanny.

- En las operaciones de completación inicial, no se puede determinar con exactitud cual es el efecto del fluido limpio de completación, debido a la operación previa de perforación y su influencia sobre el daño de formación; y el hecho de que no existen datos de producción ni de formación para ese pozo específico, anteriores a las operaciones.

- Los pozos intervenidos con el fluido limpio de completación durante la operación de completación inicial mantuvieron su daño de formación por debajo del promedio del resto de los pozos intervenidos para completación inicial.

- Si bien las operaciones en los pozos que producen desde la arena U inferior fueron exitosas, no existe mucha variación con el desempeño de los fluidos utilizados regularmente en los otros pozos intervenidos.

- Después de la operación de re-acondicionamiento con el fluido limpio de completación en el pozo Dorine 45 ST -1 existió un incremento en la producción y una reducción en el daño de formación.

- El pozo Dorine 45 ST – 1 aumenta su producción diaría después de la operación de re-acondicionamiento.

- No se observaron los mismos resultados en los pozos Dorine 53 y Dorine 61. Todas las características de producción del pozo Dorine 61 cambiaron por motivo de una reducción de intervalo. El pozo Dorine 53, experimentó una declinación en su producción como resultado de un incremento en el daño de “formación” en la empacadura de grava.

- El pobre desempeño del fluido limpio de completación en la operación de re-acondicionamiento del pozo Dorine 53 se lo atribuye a que el fluido limpio de completación no alcanzó la formación debido al empaquetamiento con grava que tiene dicho pozo.