



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad en Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“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”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

Gerhard Alexander Condit Salazar

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2008

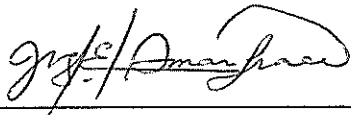
A G R A D E C I M I E N T O

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron, apoyaron y presionaron en la realización de este trabajo.

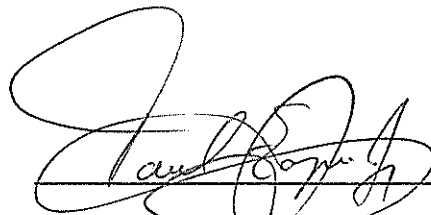
DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a
mis seres queridos
especialmente a mis
padres, por su esfuerzo y
empuje.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Héctor Román F.
VOCAL



Ing. Daniel Tapia F.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Heinz Terán M.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**”

(Reglamento de Graduación de la **ESPOL**)

A handwritten signature in black ink, reading "Gerhard Condit". The signature is written in a cursive style with a horizontal line underneath the name.

Gerhard Condit

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 petrolero. El presente estudio se desarrollará 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.

Se establece primeramente, la definición de Daño de Formación y una explicación de cada uno de los tipos de daño más comunes en las formaciones de los pozos de los campos del bloque Tarapoa en el oriente ecuatoriano. Luego, se nos permite revisar debido a la recopilación de datos

y trabajo de campo, el estado de los pozos en cuestión detallando sus respectivas características, litología e historia.

El desarrollo de la tesis continúa con la definición del fluido actual en cada formación con sus respectivas propiedades y características, seguido por la definición del fluido limpio, con sus propiedades y características, que va ser usado para prevenir el daño de formación.

Se realizará el análisis del daño de formación (skin) generado por el fluido de completación-reacondicionamiento utilizado para las operaciones con el taladro; dicho análisis estará sustentado en las pruebas de transiente de presión en los pozos analizados.

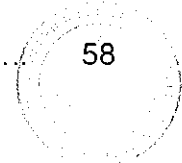
Finalmente, mediante un análisis experimental de laboratorio se verificará el estado de la formación tratada con el fluido limpio, su daño y sus propiedades. Sumado a esto se realizará un análisis técnico para comparar los resultados del uso del fluido limpio y además se llevará a cabo un análisis comparativo económico para justificar el uso del fluido limpio como prevención de daño de formación en los pozos de los campos del bloque Tarapoa.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGIA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCION.....	1
CAPÍTULO 1	
1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS CAMPOS FANNY Y	
DORINE.....	
DORINE.....	6
1.1. Introducción.....	6
1.2. Ubicación Geográfica.....	8
1.2.1. Dorine.....	8
1.2.2. Fanny.....	9
1.3. Historia de los Campos.....	9
1.3.1. Dorine.....	9
1.3.2. Fanny.....	10
1.4. Geología.....	11
1.4.1. Campos Fanny y Dorine.....	11
1.4.2. Yacimientos.....	13

1.4.2.1. M1.....	13
1.4.2.1.1. Características Estructurales M1.....	15
1.4.2.1.2. Facies M1.....	17
1.4.2.2. U Inferior.....	21
1.4.2.2.1. Características Estructurales U Inferior.....	22
1.4.2.2.2. Facies.....	23
CAPÍTULO 2	
2. MARCO TEÓRICO.....	25
2.1. Introducción.....	25
2.2. Daño de Formación.....	25
2.2.1. Clasificación de Daño de Formación.....	28
2.2.2. Clasificación de daño por tipo de taponamiento.....	28
2.2.2.1. Taponamiento Asociados con Sólidos.....	28
2.2.2.2. Taponamiento Asociado con Filtrado de Fluido.....	29
2.2.3. Clasificación de Daño por Reducción de Producción.....	29
2.2.3.1. Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación.....	30
2.2.3.1.1. Invasión de Partículas.....	31
2.2.3.1.2. Arcillas en situ para llenar los Espacios de los Poros.....	37
2.2.3.2. Reducción Permeabilidad Relativa del Petróleo.....	41
2.2.3.2.1. Cambio de la Mojabilidad e Incremento en la Saturación del Agua.....	41
2.2.3.2.1.1. Mojabilidad.....	42

2.2.3.2.1.2. Bloqueo por emulsión.....	43
2.2.4. Daño por Perforación.....	45
2.3. Estudio realizado por City Investment Company en el año 2000, donde se sustrajeron 10 núcleos, pertenecientes a la formación M1, del pozo Dorine 15.....	49
2.4. Fluidos de Completación y Re- Acondicionamiento.....	50
2.4.1. Funciones de Fluidos de Completación y Re-acondicionamiento.....	51
2.4.2. Tipo de Fluido de Completación y Re-acondicionamiento...	52
2.4.2.1.Fluidos Cargados de Sólidos.....	52
2.4.2.2.Fluidos Libres de Sólido.....	54
2.4.2.3. Fluidos de Agua Transparente.....	54
2.4.2.4. Fluidos de Agua de Mar y Agua Producción.....	55
2.4.2.5.Fluidos de Petróleo.....	55
2.4.2.6.Fluidos de Completación.....	56
2.4.2.7.Fluidos de Perforación.....	57
2.4.3. Surfactantes.....	58
CAPITULO 3	
3. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACION Y RE-ACONDICIONAMIENTO.....	59
3.1. Introducción.....	59
3.2. Descripción del Fluido.....	60
3.3. Interacción del Fluido y Yacimiento.....	63
3.3.1. Pruebas de Laboratorio.....	63



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 INSTITUTO VICE-RECTORAL DE INVESTIGACION Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

3.3.1.1. Pruebas de Compatibilidad.....	63
3.3.1.2. Pruebas de Permeabilidad.....	77
3.3.1.2.1. Prueba Estándar de Inundación de Núcleo.....	77
3.3.1.2.2. Prueba #1 23/10/2006.....	80
3.3.1.2.3. Prueba #2 09/11/2006.....	82
3.3.1.2.4. Pruebas de Permeabilidad Año 2008.....	84
3.4. Aplicación del Fluido.....	87
3.4.1. Dorine 45 ST – 1.....	87
3.4.2. Dorine 53.....	91
3.4.3. Dorine 61.....	94
3.4.4. Dorine 69.....	98
3.4.5. Fanny 68.....	100
3.4.6. Fanny 95.....	103
3.4.7. Fanny 97.....	105
CAPITULO 4	
4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS INTERVENIDOS	108
4.1. Pruebas de Pozo.....	108
4.1.2. Pruebas de Presión Transciente.....	108
4.1.2.1. Pruebas de Caída de Presión.....	109
4.1.2.1.1. Pruebas de Múltiples Tasas.....	110
4.1.2.1.1.1. Pruebas de Flujo de n – Tasas	110
4.1.3. Análisis de Pozos mediante Prueba de n – Tasas.....	112
4.2. Índice de Productividad.....	117

4.2.1. Análisis Técnico Mediante el Índice de productividad.....	117
4.2.1.1. Completación Inicial.....	118
4.2.1.2. Re – Acondicionamiento.....	123
4.3. Daño.....	126
4.3.1. Daño en las Cercanías al Pozo o Estimulación.....	126
4.3.2. Análisis Técnico Mediante Daño.....	128
4.4. Análisis Costo Beneficio.....	131
4.4.1. Consideraciones Generales.....	132
4.4.2. Análisis de los Pozos Intervenidos.....	138
4.4.3. Producción Primer Mes.....	143
4.4.4. Comparación de Ganancia Real y Teórica después de Re – Acondicionamiento.....	147
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
BIBLIOGRAFIA	
ANEXOS	

ABREVIATURAS

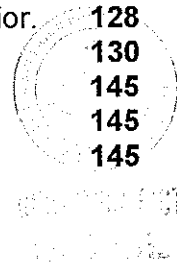
BAPD	Barriles de agua por día
bbls	Barriles
BES	Bomba electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BHP	Bottom hold pressure/presión de fondo de pozo
BOPD	Barrels of oil per day
BPPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barrels of water per day
cc	Centímetro cúbico
Cp	Centipoise
FL	Fluido Limpio
FLC	Fluido Limpio de Completación
ft	Pies
H ₂ O FF	Agua fresca filtrada
H ₂ O PF	Agua de producción filtrada
HP	Horse Power/ Caballos de fuerza
hrs	Horas
Hz	Hercios
IP	Índice de Productividad
km	kilómetros
lb/bbl	Libras por barril
lpg	Libras por galón
LU	Lower U/U inferior
m	Metro
Mb	10 ³ barriles
MD	Messured Depth/Profundidad Medida
mm	Milímetros
MMb	10 ⁶ barriles
MPF	Main Plant Fanny
NTU	Normal Turbulence Unit/Unidad de Turbulencia Normal
OCP	Oleoducto de crudos Pesados
ohm.m	Ohmios metros
PBTD	Plug Back Total Depth
POES	Petróleo Original en situ
ppm	Partes por millón
stb	Stock tank barrel/barriles de tanque stock
TD	Total depth/profundidad total
TVD	Total vertical depth/ profundidad vertical total

SIMBOLOGÍA

$^{\circ}\text{API}$	Grados API American Petroleum Institute
β	Factor volumétrico de formación
$^{\circ}\text{C}$	Grados centígrados
ct	Compresibilidad total de formación
$^{\circ}\text{F}$	Grados Fahrenheit
h	Espesor
k	Permeabilidad
m	Pendiente
P_i	Presión Inicial
P_{wf}	Presión en la cara de la formación
ΔP_s	Caída de presión a través de la piel "skin",
q	Tasa de producción
r_w	Radio de pozo
s	Daño
t	Tiempo
μ	Viscosidad
Φ	porosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

	PAG
FIG 1.1 Mapa de los campos del Bloque Tarapoa.	8
FIG 1.2 Mapa de espesor total de petróleo, campo Dorine, yacimiento M1.	19
FIG 1.3 Mapa de espesor total de petróleo, campo Fanny, yacimiento M1.	20
FIG 1.4 Mapa de espesor total de petróleo, campo Fanny, yacimiento U inferior.	24
FIG 2.1 Empaquetamiento hexagonal de granos de arena de una formación.	32
FIG 2.2 Tamaño de partícula.	33
FIG 2.3 Mojabilidad.	41
FIG 2.4 Permeabilidad Efectiva y Permeabilidad Relativa.	42
FIG 2.5 Túnel típico de perforación, perforación jet.	46
FIG 2.6 Perforación sobre balance.	47
FIG 2.7 Perforación sobre balance, túnel de disparo taponado con partículas.	48
FIG 3.1 Esquema de Permeámetro.	79
FIG 3.2 Muestras en baño de maría para alcanzar temperatura de formación.	86
FIG 4.1 IP de los pozos en las arenas M1 y U inferior (Completación Inicial).	120
FIG 4.2 IP de los pozos en la arena U inferior (Completación Inicial).	122
FIG 4.3 Valores de IP antes y después de operación de re-acondicionamiento.	125
FIG 4.4 Valores de daño de los pozos de las arenas M1 y U inferior.	128
FIG 4.5 Valores de daño en los pozos de la arena U inferior.	130
FIG 4.6 Daño Dorine 69.	145
FIG 4.7 Daño y Producción Dorine 69.	145
FIG 4.8 Producción acumulada en un mes Dorine 69	145



ÍNDICE DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Reservas de Petróleo en Mbls en Campos Fanny y Dorine.	11
Tabla 2. Propiedades de la arena M1.	13
Tabla 3. Propiedades de la arena U inferior.	22
Tabla 4. Componentes de Fluido Limpio.	61
Tabla 5. Componentes adicionales del Fluido Limpio usado en Pruebas.	62
Tabla 6. Componentes usados en pruebas de laboratorio.	67
Tabla 7. Componentes usados en pruebas de laboratorio.	69
Tabla 8. Componentes usados en pruebas de laboratorio.	70
Tabla 9. Componentes usados en pruebas de laboratorio.	72
Tabla 10. Componentes usados en pruebas de laboratorio.	75
Tabla 11. Resultado de pruebas de laboratorio.	82
Tabla 12. Resultado de pruebas de laboratorio.	83
Tabla 13. Resultado de pruebas de laboratorio.	85
Tabla 14. Resultado de pruebas de laboratorio.	85
Tabla 15. Resultado de pruebas de laboratorio.	86
Tabla 16. Resultados de análisis de restauración de presión Dorine 45 ST-1.	88
Tabla 17. Historial de producción Dorine 45 ST-1.	89
Tabla 18. Producción Acumulada Dorine 45 ST-1.	89
Tabla 19. Trabajo de re-acondicionamiento Dorine 45 ST-1.	90
Tabla 20. Componentes del fluido limpio utilizados en Dorine 45 ST-1.	90
Tabla 21. Propiedades del fluido Dorine 45 ST-1	90
Tabla 22. Resultados de análisis de restauración de presión Dorine 53.	91
Tabla 23. Historial de producción Dorine 53.	91
Tabla 24. Producción Acumulada Dorine 53.	92
Tabla 25. Trabajo de re-acondicionamiento Dorine 53.	93
Tabla 26. Componentes del fluido limpio utilizados en Dorine 53.	93
Tabla 27. Propiedades del fluido Dorine 53.	94
Tabla 28. Propiedades de Dorine 61.	94
Tabla 29. Resultados de análisis de restauración de presión Dorine 61.	94
Tabla 30. Historial de producción Dorine 61.	95
Tabla 31. Producción Acumulada Dorine 61.	96
Tabla 32. Trabajo de re-acondicionamiento Dorine 61.	97
Tabla 33. Trabajo de completación inicial Dorine 69.	99
Tabla 34. Componentes de FL utilizados en Dorine 69.	99
Tabla 35. Propiedades del fluido Dorine 69.	100
Tabla 36. Datos petrofísicos Dorine 69.	100
Tabla 37. Datos de prueba de restauración de Presión Dorine 69.	100

Tabla 38. Trabajo de completación inicial Fanny 68.	101
Tabla 39. Componentes de FL utilizados en Fanny 68.	101
Tabla 40. Propiedades del fluido Fanny 68.	102
Tabla 41. Análisis petrofísico Fanny 68.	102
Tabla 42. Datos de prueba de restauración de presión Fanny 68.	102
Tabla 43. Trabajo de completación inicial Fanny 95.	103
Tabla 44. Análisis petrofísico Fanny 95.	104
Tabla 45. Datos de análisis de restauración de presión Fanny 95.	104
Tabla 46. Trabajo de completación inicial Fanny 97.	105
Tabla 47. Componentes de FL utilizados en Fanny 97.	106
Tabla 48. Propiedades del fluido Fanny 97.	106
Tabla 49. Análisis petrofísico Fanny 97.	106
Tabla 50. Datos del análisis de restauración de presión Fanny 97.	107
Tabla 51. Datos de producción antes de re-acondicionamiento Dorine 45 ST-1.	113
Tabla 52. Pendiente obtenida de figura 4.1	113
Tabla 53. Datos de producción después de re-acondicionamiento Dorine 45 ST-1.	114
Tabla 54. Pendiente obtenida de figura 4.2	114
Tabla 55. Comparación antes y después de re-acondicionamiento Dorine 45 ST-1.	114
Tabla 56. Datos de producción antes de re-acondicionamiento Dorine 53.	115
Tabla 57. Pendiente obtenida de figura 4.3	115
Tabla 58. Datos de producción después de re-acondicionamiento Dorine 53.	116
Tabla 59. Pendiente obtenida de figura 4.4	116
Tabla 60. Comparación antes y después de re-acondicionamiento Dorine 53.	116
Tabla 61. Pozos evaluados junto a los pozos con los que se Compararon y la arena a que pertenecen.	119
Tabla 62. IP de los pozos en M1 y U inferior (Completación Inicial)	119
Tabla 63. IP de los pozos en U inferior (Completación Inicial)	121
Tabla 64. Pozos con IP antes y después de re-acondicionamiento	124
Tabla 65. Daño de los pozos en M1 y U inferior.	128
Tabla 66. Daño de los pozos en U inferior.	130
Tabla 67. Caja de flujo de los 3 pozos intervenidos con el fluido limpio de completación durante el trabajo de completación inicial, mas los pozos comparativos.	140
Tabla 68. Comparación de días de recuperación de inversión de los 3 pozos intervenidos con el fluido limpio de completación y los pozos comparativos.	141
Tabla 69. Valor presente neto de la inversión de los 3 pozos intervenidos con el fluido limpio de completación y los	

pozos comparativos.	142
Tabla 70. Comparación de producción del primer mes, de los pozos intervenidos para completación inicial con el fluido limpio y los pozos comparativos.	143
Tabla 71. Caja de flujo de los 2 pozos intervenidos con el fluido limpio en re-acondicionamiento y los pozos comparativos.	146
Tabla 72. Comparación de días de recuperación de inversión de los 2 pozos intervenidos con el fluido limpio y los pozos comparativos.	146
Tabla 73. Valor presente neto de la inversión realizada en los pozos intervenidos con el fluido limpio en trabajos de re-acondicionamiento.	147

INTRODUCCIÓN

Entre las operaciones necesarias para producir petróleo están la perforación y completación de pozos, también se realizan trabajos de remediación, denominados trabajos de re-acondicionamiento, que se dan más adelante en la vida del pozo cuando haya tenido problemas en producir.

Durante las operaciones de perforación, completación y re-acondicionamiento de pozos se usan fluidos tales como lodos de perforación, salmueras, agua de formación, agua fresca, crudo, etc. Estos fluidos, junto con los sólidos con los que son preparados o que acarrearán al descender mediante una sobrepresión, ingresan a la formación, y se lleva a cabo una interacción entre el fluido de la operación y los componentes del yacimiento. Estas interacciones pueden resultar en una caída de presión adicional al flujo de fluidos de producción hacia el pozo debido al daño ocasionado por la migración de finos y arcillas, hinchamiento de arcillas, emulsiones, cambios de mojabilidad, etc. Los sólidos que entran a la formación con el fluido de operación pueden llegar a obstruir el paso del fluido del yacimiento al pozo productor.

El daño de formación es un problema operacional y económico que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación de petróleo de reservorios como

producción, perforación, y operaciones de re-acondicionamiento. Cada tipo de operación trae su propio riesgo para la formación. Siempre que se lleve a cabo una operación de perforación, completación o re-acondicionamiento ocurrirá algún grado de daño de formación.

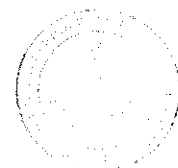
En el año 2007, la empresa Andes Petroleum Ecuador Ltd decidió implementar en 7 pozos de los campos Dorine y Fanny del Bloque Tarapoa un fluido limpio que según la empresa de servicio que lo distribuye previene el daño de formación durante los trabajos normales de completación y re-acondicionamiento. 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 de los campos Dorine y Fanny, respectivamente, del Bloque Tarapoa operada por la empresa Andes Petroleum Ecuador Ltd.

La importancia de este trabajo de investigación sobre el uso de un fluido limpio de completación en las arenas M1 y U inferior de los Campos DORINE y FANNY del bloque Tarapoa, 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 productoras de los campos ya especificados.

Al fluido limpio se lo define como un fluido libre de sólidos con una turbidez menor a 40 NTU (Normal Turbulence Unit) y tiene la característica de prevenir el daño de formación durante diferentes operaciones en el pozo.



Elaborado por:
[Illegible text]

OBJETIVOS

OBJETIVOS GENERALES

- Determinar si el fluido limpio de completación reduce o por lo menos previene el daño de formación después de una operación de completación inicial o re-acondicionamiento.
- Determinar si el fluido limpio de completación, usado en las operaciones de completación inicial y re-acondicionamiento, es compatible con la arena M1 y U inferior de los campos Dorine y Fanny, respectivamente, del Bloque Tarapoa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar mediante la comparación del daño de formación e índice de productividad, que tan efectivo es el uso del fluido limpio de completación en operaciones de completación inicial con respecto a otros pozos con intervenciones similares en la misma arena productora.

- Determinar si existen variaciones en los resultados de las intervenciones con el fluido limpio de completación entre las arenas M1 y U inferior.
- Determinar si el fluido limpio de completación reduce o previene el daño de formación después de una operación de completación inicial.
- Determinar cual fue el daño después de la operación de reacondicionamiento de los pozos que utilizaron el fluido limpio de completación.
- Verificar cuales fueron los resultados de las operaciones de reacondicionamiento con el fluido limpio de completación.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS CAMPOS FANNY Y DORINE

1.1 Introducción

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 km², 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
- Alice
- Shirley
- Mariann – 4A
- Mahogany
- Chorongó
- Sonia
- San José

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.

1.2 Ubicación Geográfica

El bloque Tarapoa se encuentra ubicado en la parte noreste de la Cuenca Oriente, específicamente en la provincia de Sucumbíos, limitado al norte por los campos Cuyabeno y Sansahuari, al sur por el bloque 15, al este por la reserva Cuyabeno y al oeste por el Campo Shushufindi.

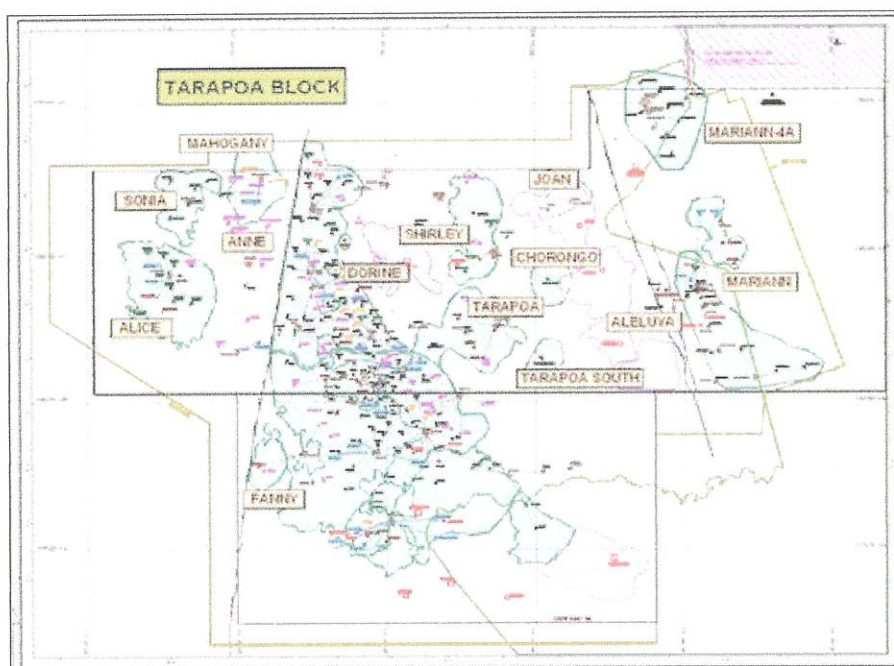


FIG 1.1. Mapa de los campos del Bloque Tarapoa

*Cortesía de Andespetroleum

1.2.1 Dorine

El Campo Dorine está localizado al norte del campo Unificado Fanny-18B en el Bloque Tarapoa de la Cuenca Oriente del Ecuador.

1.2.2 Fanny

El campo Fanny se encuentra ubicado en el Bloque Tarapoa de la Cuenca Oriente del Ecuador. Este campo está localizado en la región central del Bloque Tarapoa, al sur del campo Dorine.

1.3 Historia de los Campos

1.3.1. Dorine

Este campo fue descubierto en el año 1997.

En Abril del 2005, el Campo Dorine produjo de la arena M1 a una tasa diaria promedio de 35,367 BPPD y 174,653 BAPD, con un corte de agua promedio de 83%.

De acuerdo al volumen de reservas remanentes probadas y el perfil de producción propuesto correspondiente al Campo Dorine, se pueden producir alrededor de 59.60 millones de barriles de petróleo crudo.

El período de explotación se extiende desde el año 2005 hasta el año 2015.

1.3.2. Fanny

El Campo Fanny, ubicado en el lado levantado de la falla normal, fue descubierto con la perforación del pozo Fanny-1 por parte de la compañía Cayman en Enero de 1,972.

A partir del año 1,975 se inicia la perforación de pozos fuera del límite del Bloque Tarapoa (Fanny 18B-1, B-2 y B-3), confirmándose la continuidad de la estructura hacia el sur en áreas pertenecientes a Petroproducción, por lo que se decide unificar este campo.

En el campo Fanny se han perforado pozos horizontales, direccionales y verticales en el yacimiento M1. En el yacimiento U se tienen pozos verticales y direccionales.

De acuerdo a las reservas probadas y el perfil de producción propuesto, correspondiente al campo Unificado Fanny - 18B se pueden producir 31,152,020 bbls de petróleo crudo.

El período de explotación se extiende desde el año 2005 hasta el año 2015.

	Campo	Producción Acumulada	Remanente
Probado Produciendo	Dorine M1 Arenisca	81860,5	39033,8
	Fanny M1 Arenisca	73021,8	30732,1
	Fanny U inf Arenisca	8283,1	5537,9
Probado	Dorine M1 Arenisca	81860,5	41433,8
	Fanny M1 Arenisca	72812,9	35630,4
	Fanny U inf Arenisca	8393,6	8138,8
Probado mas Probable Produciendo	Dorine M1 Arenisca	81859,97	48344,9
	Fanny M1 Arenisca	70721,8	37934,3
	Fanny U inf Arenisca	8283,1	7587,9
Probado mas Probable	Dorine M1 Arenisca	81860,5	51544,9
	Fanny M1 Arenisca	72812,9	44005,3
	Fanny U inf Arenisca	8393,6	10787,1
Total		650164,27	360711,2

TABLA.1. Reservas de petróleo en Mbls en Campos Fanny y Dorines

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum Ecuador Ltd. Datos en MBLs (miles de barriles de petróleo)

1.4 Geología

1.4.1 Campos Fanny y Dorine

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área de aproximadamente 100.000 km² y está localizada al este de las montañas de los Andes, junto a la cuenca Putumayo de Colombia y a la cuenca Marañon hacia el sur – este. Estas tres cuencas secundarias constituyen a la zona cuenca Putumayo – Oriente – Marañon, la cual es parte del sistema de cuenca promontorio Sub – Andes. Este sistema se extiende unos 6400 km. desde Venezuela hasta Argentina. La zona de cuencas esta limitado por un

escudo pre-Cambrio (Brazil – Guayana) al este, y un arco magnético activo de los Andes y un empuje/ cinturón doblado al oeste.

El Bloque Tarapoa esta cerca del eje de la Cuenca Oriental. Este bloque esta dividido en tres partes por dos fallas, la falla Dorine – Fanny y la falla Mariann, las cuales tienen una dirección cercana a norte – sur. En general, estas partes tienen una distribución en forma de cuesta, pero la tendencia es diferente. Afectado por compresión regional, algunas trampas anticlinales y trampas de barreras de fallas, relacionadas con bordes, desarrollaron cerca de las fallas y en localidades no muy lejos de las fallas; trampas debido al doblado de la formación, dominado principalmente por trampas estructurales, y de forma secundaria por trampas litológicas estructurales y trampas litológicas. La estructura es relativamente plana.

En el bloque Tarapoa, todas las capas que contiene petróleo fueron descubiertas en la formación Cretácica.

1.4.2. Yacimientos

1.4.2.1. M1

El reservorio M1 esta en una etapa de alto corte de agua, con la producción diaria de petróleo de 37425 bbls y el corte de agua total de 89.9%. El agua producida es re-inyectada en la formación con una inyección diaria de 340000 bbls, alrededor de 292000 bbls a la formación M1. Al final de junio del 2007, 259 MMb de petróleo había sido producidos de forma acumulada a una recuperación de petróleo de 70.3% de reservas recuperables y las reservas recuperables remanentes fueron 67MMb.

Este reservorio ha probado ser una área de 71.56 km² que contiene petróleo, con un POES probado de 513.9 MMb, incluyendo el POES de 433.4 MMb de Fanny y Dorine, siendo el 84.2% del total y 80.5 MMb de otros 6 campos que se traduce en 15.8%.

M1	Porosidad	Permeabilidad (mD)	Salinidad de Agua	Resistividad de Agua	°API	Temperatura (°F)
	0.24	2000 - 4000	15000 ppm	0.18 ohm.m	17.8 - 21	212 - 224.6

TABLA. 2. Propiedades de arena M1 inferior

*Realizado por Gerhard Condit

En el año 2000 City Investment Company realizo un estudio de 10 núcleos de intervalos correspondientes al reservorio M1 del pozo horizontal Dorine 15, del campo Dorine.

Mediante este estudio del intervalo de 9541.4 a 9573.3 pies en la formación M1 del pozo Dorine 15 del campo Dorine se conoce que:

Las rocas abarcando la sección de los núcleos son de grano fino a grueso (generalmente grano medio), Las areniscas estas distribuidas de forma moderada a bien moderada. La media del tamaño del grano de la arenisca tiene un rango de 0.17 a 0.81 mm, siendo el promedio 0.40 mm.

Las areniscas son altamente cuarzosas y pueden ser clasificadas como arenitas de cuarzo. Estas rocas consisten predominantemente de granos de cuarzo monocristalino.

La arenisca generalmente contiene un total de arcilla 1 al 2% por volumen. Solo una muestra (9553.6 pies) contiene

volúmenes mayores de arcilla (18% volumen). En las areniscas limpias, la arcilla virtualmente esta dispersa en la guarnición del poro y el cemento de arcilla que llena al poro.

Los análisis de difracción de rayos x revelaron que las areniscas limpias contenían muy poca arcilla (1-3% por peso). El componente de arcilla de estas areniscas consistía casi exclusivamente a la caolinita.

El agente cementante mas abundante es la silicona.

1.4.2.1.1. Características Estructurales M1

La configuración general del reservorio M1 es un monoclinal con un levantamiento gradual desde el suroeste al noreste.

Existen tres fallas – reversas, desarrolladas en el área atravesando en una dirección aproximada sur – norte. También hay plegamientos fallados no sellantes desarrollados en algunas localidades.

En el área se desarrollaron muchos anticlinales en micro escala y estructuras de fallas anticlinales a lo largo del plegamiento fallado no sellante.

La acumulación de petróleo en el Campo Dorine corresponde a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales.

El límite hacia el oeste del campo Dorine se define mediante la falla Fanny – Dorine y la inclinación regional hacia el suroeste.

El Campo Dorine está separado del Campo Fanny por un canal transversal parcialmente sellante e impermeable lleno de lodo.

Para la arena M1, en el campo Fanny, se han utilizado canales de lutita como barreras naturales para definir las áreas ubicadas al norte y al este del campo. Al oeste se ha utilizado la falla no sellante Dorine-Fanny y al sur, el contacto agua-petróleo del pozo Fanny 18B-43, sin embargo, para facilitar la interpretación tanto de la arena M1 así como de la arena U Inferior, se ha

decidido utilizar un solo contomo estructural en base a los contactos agua-petróleo de las dos arenas.

1.4.2.1.2. Facies M1

A la Arenisca M1 se la interpreta como una depositación dentro de un ambiente estuarino influenciado por mareas durante el curso de un prolongado descenso y sub-secuente levantamiento del nivel del mar.

La región fue calificada como un depósito de presa de marea de canal por las siguientes razones:

- Tipo de Roca: la formación esta compuesta de manera predominante por arenisca, limo fino con conglomerados interverados y céspedes.
- Clasificación: la formación M1 estaba caracterizada por una clasificación media a pobre, la cual refleja características de facies fluviales.

- Secuencia de Sedimento: depósitos rítmicos positivos intermitentes de facies fluviales se puede observar en la mayoría de los pozos.
- Estructura de Sedimento: Varias estructuras de tipos de lechado marino y terrestres se pueden observar.
- Organismos Fósiles: virutas de madera y escombros se pueden observar.

Las variaciones de espesor de arena van de 0 a 110 pies.

El mecanismo de entrapamiento para la arenisca M1 en el Campo Dorine se le interpreta como un cambio de facies litológica en la parte levantada de la estructura, que a su vez se convierte en una barrera estratigráfica impermeable combinada con el levantamiento regional.

La arenisca M1 del campo Fanny tiene características muy similares a la arenisca M1 ya detallada del campo

Dorine con la excepción de las variaciones de espesor de arena que van de 0 a 85 pies.

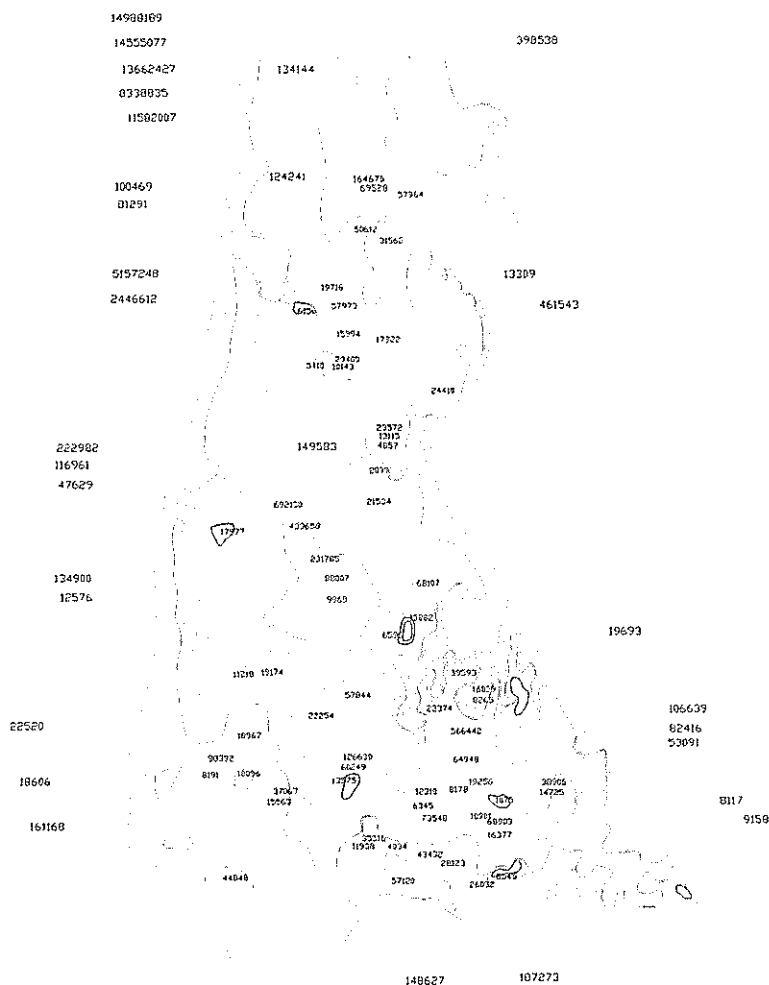


FIG 1.2. Mapa de Espesor Total de petróleo, Campo Dorine, Yacimiento M1
 *Cortesía de Andespetroleum

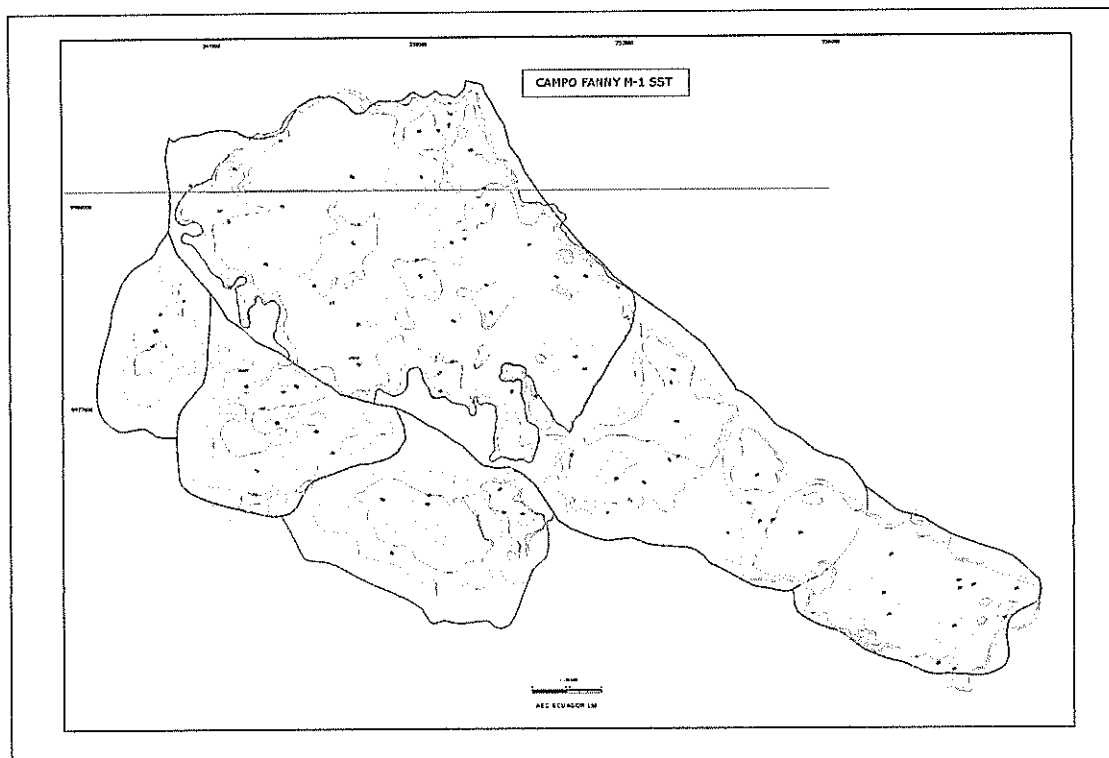


FIG 1.3. Mapa de espesor total de petróleo, Campo Fanny, arena M1.

*Cortesía de Andespetroleum

La presión original en el reservorio M1 es de 3336 psi, después de haberlo puesto a producir a su plenitud, la presión cayó continuamente hasta 1881 psi y era solo el 56% de la presión inicial. Desde el 2003 Encana comenzó a inyectar agua a la zona M1 y ahí la presión subió rápidamente. Un número grande de pozos nuevos fueron puestos producción cada año y el nivel de líquido producido también subió de 160.000 barriles a 360.000 barriles, la presión todavía se mantiene alrededor del 70% del nivel inicial. El mantenimiento de la presión actúa en un rol importante en el control de declinación de la tasa de M1.

1.4.2.1. U inferior

En 1971, se obtuvo la primera producción comercial de petróleo, 1621 bopd con un corte de agua de 0.1%, de la U inferior a una profundidad de 7726 – 7760 ft. MD. del pozo Mariann_ 01, descubriendo el reservorio U inferior de Mariann, subsecuentemente, se descubrieron zonas de pago en el centro de Fanny y U inferior en el bloque de pozos Joan, a una producción diaria de petróleo de 55 – 74 bbls. En la década de los ochenta, la perforación de 7 pozos fueron completados en los bloques de pozos Mariann y Tarapoa, alcanzando la U inferior, del cual se encontraron zonas de pagos en 5 pozos y una alta producción de 3063 bopd con un corte de agua de 0.3% fue obtenida del intervalo 7730 – 7752 ft. MD. en el pozo Mariann_06.

Hasta ahora, hay 99 pozos en total, alcanzando la U inferior en las áreas desarrolladas del bloque Tarapoa, incluyendo 5 pozos en el área Sonia Alice encontrando solo zonas mojadas, 70 pozos (incluyendo 43 pozos con zonas de pago, 3 pozos con zonas de transición) en Dorine-Fanny y 24 pozos en Mariann 4A- Mariann de los cuales 20 pozos encontraron zonas de pago.

De la U inferior del bloque Tarapoa, la producción de petróleo acumulada es de 17789 Mb, hasta junio del 2007. La U inferior ha contribuido como la zona de pago en 37 pozos, de las cuales 26 están produciendo a 6452 bopd con un corte de agua de 84.3%.

LU	Porosidad	Permeabilidad (mD)	Salinidad de Agua	Resistividad de Agua	°API	Temperatura (°F)
	16 -21	200 - 200	16780 ppm	0.15 ohm.m	17.8 - 21	220

TABLA. 3. Propiedades U inferior

*Realizado por Gerhard Condit

En Dorine – Fanny también tiene una atenuación de sur a norte. El grosor de la arenisca puede ser mayor a 100 pies y el valor de grosor es 60 – 90 pies. El reservorio solo tiene dos bloques de pozos con un grosor menor a 60 pies. El promedio de todo el grosor del bloque es 82.4 pies.

1.4.2.1.1. Características Estructurales U inferior

Las trampas de la U inferior en el bloque Tarapoa tienen baja amplitud y áreas pequeñas. La falla Dorine – Fanny no tiene aislamiento al petróleo y agua, pero juega un rol en la migración de petróleo y gas. El reservorio de U inferior en el bloque Tarapoa es controlado en su mayoría por estructuras

con barreras locales resultantes de variaciones litológicas en dirección de pendiente para arriba.

La arenisca de la U inferior es un evento sísmico complejo. El mecanismo de entrapamiento para la arena U inferior en el campo Fanny es una combinación de variaciones estructurales y estratigráficas.

1.4.2.1.2. Facies

La arenisca U Inferior dentro del campo Fanny del Bloque Tarapoa se interpreta como canales fluviales que progradan verticalmente a areniscas de canales de marea estuarinas con sus correspondientes facies de abandono. Los canales fluviales a la base de la secuencia de la arenisca U inferior erosionan a los depósitos de la caliza B, que consiste de calizas costa afuera y lodolitas de playa.

Para la arena U se ha utilizado al norte, el canal de lutita presente en la arena M1 y que separa los Campos Dorine y Fanny, hasta la intersección con el canal de lutita ubicado al este del Campo Fanny, extendiéndose este límite hacia el norte hasta el límite con el área de influencia de la arena U

del Campo Shirley. Hacia el este de la estructura, se ha trazado una línea que comprende el área de la arena U, hasta el límite con el área correspondiente al campo Tarapoa Sur. Hacia el sur se ha definido el área del campo en base al contacto agua-petróleo del pozo Fanny 18B-43, con la observación realizada para la arena M1, y hacia el oeste se ha utilizado el plegamiento fallado no sellante Dorine-Fanny como límite natural del campo.

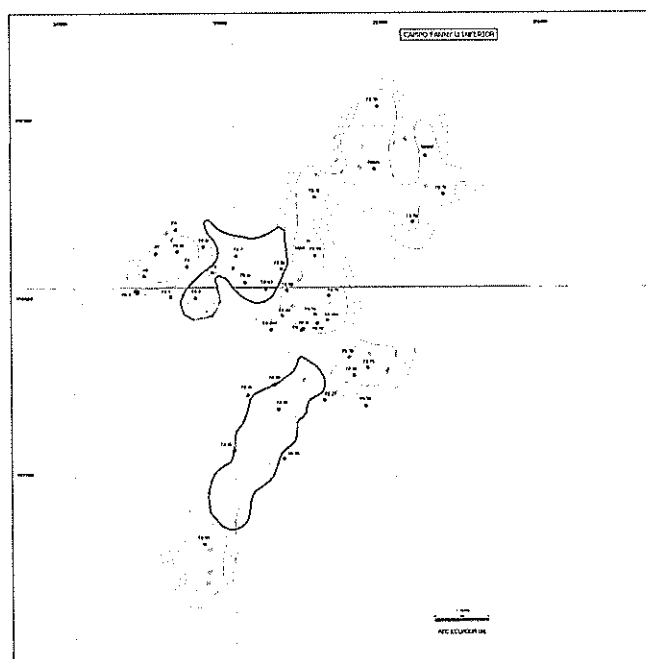


FIG 1.4. Mapa de espesor total de petróleo – Campo Fanny, arena U Inferior.

*Cortesía de Andespetroleum

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Introducción

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.

2.2. Daño de Formación

El daño de formación puede ser el resultado de una alteración física, química o bacteriana 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 reacondicionamiento.

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

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.

2.2.1. Clasificación de Daño de Formación

- Daño Poco Profundo o en las Cercanías al Pozo
- Daño Moderado/Profundo

2.2.2. Clasificación de daño por tipo de taponamiento

2.2.2.1. Taponamiento Asociados con Sólidos

El taponamiento por sólidos ocurre en la cara de la formación, en la perforación, o en la formación.

- Sólidos Grandes
- Sólidos Pequeños
- Precipitación de Sólidos

2.2.2.2. Taponamiento Asociado con Filtrado de Fluido

El líquido es forzado dentro de zonas porosas por presiones diferenciales, desplazando o mezclando con una porción de los fluidos vírgenes del reservorio. Esto puede crear bloqueo debido a uno o más mecanismos que pueden reducir la permeabilidad absoluta del poro, o restringir el flujo debido a efectos de permeabilidad relativa o viscosidad.

2.2.3. Clasificación de Daño por Reducción de Producción

Los numerosos mecanismos que resultan en daño de formación también pueden ser clasificados en la manera en la cual reducen la producción:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.
- Reducción permeabilidad relativa del petróleo.
- Incremento de la viscosidad del fluido del reservorio.

2.2.3.1. Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación

La reducción de la permeabilidad de la formación debido a sólidos puede ser el resultado de cuatro diferentes fenómenos:

- Taponamiento de los espacios de los poros en la cara de la formación por la torta de lodo durante la perforación.
- Taponamiento de los espacios de los poros más allá del pozo perforado por sólidos que invadieron del lodo de perforación, fluidos de completación o reacondicionamiento.
- Hinchamiento de arcillas en situ para llenar los espacios de los poros.
- Desalojamiento y migración de finas partículas contenidas entre los espacios de los poros para alojarse en la garganta de los poros.

Formaciones que contiene petróleo usualmente contienen varios tipos de arcilla y otras especies de minerales adheridos a la superficie del poro. Estas especies pueden ser sueltas por fuerzas coloidales o movilizadas por corte hidrodinámico del fluido fluyendo a través del medio poroso. Partículas finas también se pueden generar de la deformación de la roca durante la compresión y dilatación.

2.2.3.1.1. 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.

La forma predominante del empaquetamiento de grano de arena es hexagonal, y su arreglo de empaquetamiento es el factor controlador en la

determinación de las aperturas a ser taponadas en los granos de arena.

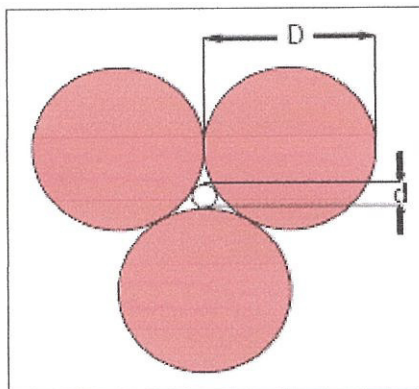


FIG 2.1. Empaquetamiento hexagonal de granos de arena de Formación.

*Cortesía de Andespetroleum

- D = Diámetro de grano arena de Formación
- D = Diámetro de círculo inscrito (representando el diámetro de la garganta de poro)
- D = (0.1547)D
- D = (6.4641)d

Si se asume un empaquetamiento hexagonal, el taponamiento estable de pequeños granos de arena sobre los espacios entre granos de arena grandes, ocurre cuando el diámetro del círculo inscrito en el espacio entre granos de arena grandes es aproximadamente dos veces el diámetro de los granos pequeños.

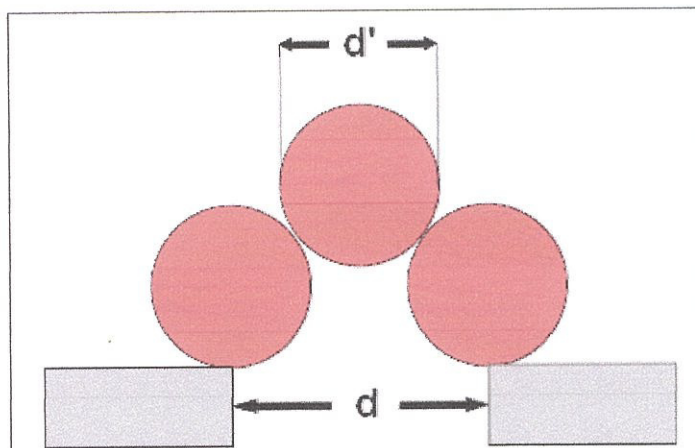


FIG 2.2. d' = diámetro de la partícula que tapon
 d = diámetro de la garganta de poro
 Si $d \leq 2d'$ se formarían puentes estables

*Cortesía de Andespetroleum

Relacionando estos principios básicos al taponamiento de formación, es evidente que partículas con un diámetro aproximadamente $1/13$ del tamaño del grano de arena de formación promedio formara un puente o tapón en la apertura de la garganta del poro y no pasara a la matriz de formación.

Partículas con diámetros menores a $1/13$ del diámetro del grano de arena de la formación promedio, invadirán el espacio del poro y

posiblemente serán atrapados en la matriz de la formación.

Una vez entreverados con un fluido fluyendo por el medio poroso, las varias partículas migran mediante 4 mecanismos:

1. Difusión
2. Acumulación
3. Sedimentación
4. Hidrodinámico



El transporte de partículas finas es afectado por seis factores:

1. Fuerzas Moleculares
2. Interacciones Electro-Cinéticas
3. Tensión Superficial
4. Presión de Fluido
5. Fricción
6. Gravedad

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.

Los procesos que se llevan a cabo en el medio poroso pueden ser clasificados en tres grupos:

1. Procesos de la superficie de los poros
 - a. Depositación
 - b. Remoción
 2. Procesos en la garganta de los poros
 - a. Taponamiento
 - b. Destaponamiento
 3. Procesos con el volumen de los poros
 - a. Formación de torta en situ
 - b. Reducción de torta en situ
-

c. Migración

d. Generación y Consumo

e. Transporte o Intercambio de Interfase

Los mecanismos fundamentales para generar partículas son:

1. Movilización hidrodinámica
2. Expulsión coloidal
3. Liberación de partículas debido a la pérdida de integridad de los granos de la roca debido a disolución química del cemento o compresión de la roca, aplastamiento o deformación.
4. Formación química y físico-química

Los mecanismos fundamentales para la retención de partículas:

1. Depositación en la superficie

2. bloqueo de la garganta del poro
3. Llenado de poro y formación de torta filtro interna
4. Tamizar y formación de torta de filtro externo

2.2.3.1.2. Arcillas en situ para Llenar los Espacios de los Poros.

La "arcilla" es un termino 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

- Illitas
- 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 ocurrir 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.

En los reservorios M1 y U inferior del bloque Tarapoa hay caolinitas. Este grupo de arcilla esta usualmente juntada de forma suelta a la roca anfitriona y puede ser movilizada por la infiltración de fluidos con salinidades por debajo la concentración de la sal critica para la liberación inducida coloidal de partículas o con tasas de flujo lo suficientemente altas para exceder el esfuerzo cortante necesario para cargar las partículas finas lejos de la superficies de los poros.

La Caolinita, es un mineral filosilicato común. La estructura de la caolinita esta compuesta de silicato de aluminio $Al_2Si_2O_5(OH)_4$. Su formación se debe a la descomposición del feldespato por la acción del agua y del dióxido de carbono.

2.2.3.2. Reducción permeabilidad relativa del petróleo.

2.2.3.2.1. 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.

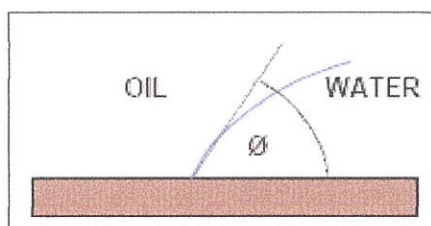


FIG 2.3. Mojabilidad
 θ = ángulo de contacto
 $\theta < 90^\circ$ mojado por agua
 $\theta > 90^\circ$ mojado por petróleo

*Cortesía de Andespetroleum

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.

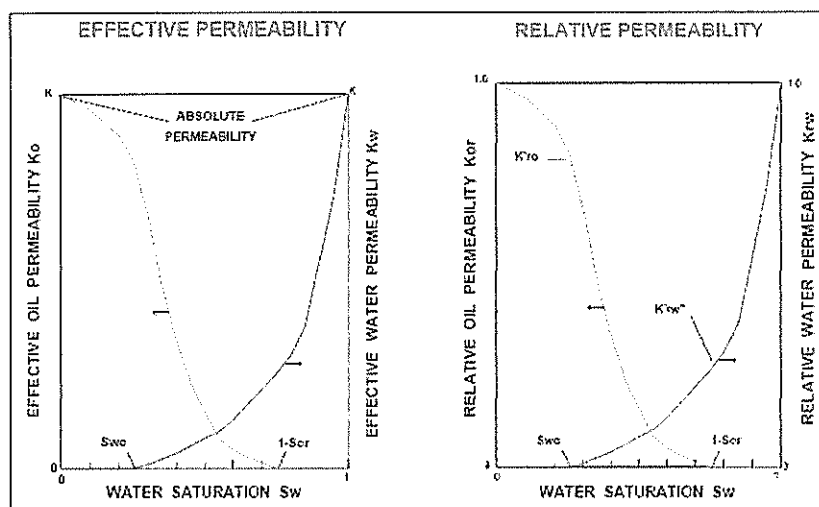


FIG 2.4. Permeabilidad Efectiva y Permeabilidad Relativa

*Cortesía de Andespetroleum

2.2.3.2.1.1. Mojabilidad

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.

- Arena y arcilla son mojadas por agua y tienen una carga negativa en la superficie.
- La caliza y dolomita son mojadas por agua y tienen una carga positiva de superficie en un rango de pH de 0 a 8.

2.2.3.2.1.2. Bloqueo por emulsión

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.

Mecanismos de emulsión

Los estabilizadores de las emulsiones son:

1. Partículas finas de arcilla u otros materiales.
2. Asfáltenos
3. Surfactantes

El taponamiento de la formación puede ocurrir debido a la presencia de emulsiones en los poros de la formación.

Los bloqueos por emulsión exhiben un efecto parecido al funcionamiento

de una "válvula check". El cual puede ser detectado comparando pruebas de inyektividad y producción,

2.2.4. Daño por Perforación

Una completación de hoyo revestido presenta nuevos apremios a una formación productora que puede afectar su productividad. La principal área de preocupación es el túnel de perforación en si y como sus características físicas lo hacen susceptible a taponamiento por sólidos contaminantes.

En 1950 McDowell y Muskat, mediante trabajos, concluyeron que:

Para que un pozo tenga la productividad equivalente a una completación de hueco abierto, tiene que haber un mínimo de 4 disparos abiertos por pie y por lo menos 8 pulgadas de penetración.

Harry McLeod, en el papel de la SPE 10649, "*El Efecto de la condiciones de perforación sobre el Desempeño del Pozo*", plantea que alrededor de cada perforación hecha en la roca, existe una zona compactada con un grosor de alrededor de una media

pulgada. La permeabilidad de esta zona compactada varía en un 10 a 25% la permeabilidad de la roca justo antes de perforar. La compactación toma lugar cuando el hoyo es creado por el impacto liner metálico cargado de forma desintegrada.

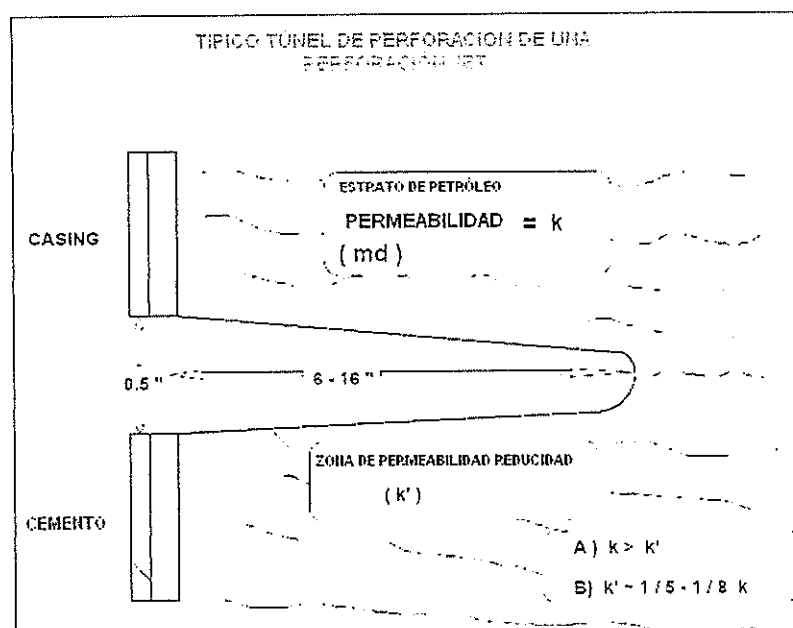


FIG 2.5. Túnel Típico de Perforación, Perforación Jet

*Cortesía de Andespetroleum

La permeabilidad de la zona compactada se puede reducir aun más por la presencia de tierra, fluidos de perforación, particularmente cuando la presión empuja al fluido dentro de la perforación. Las permeabilidades de esta zona se pueden reducir más abajo del 5% de la permeabilidad original.

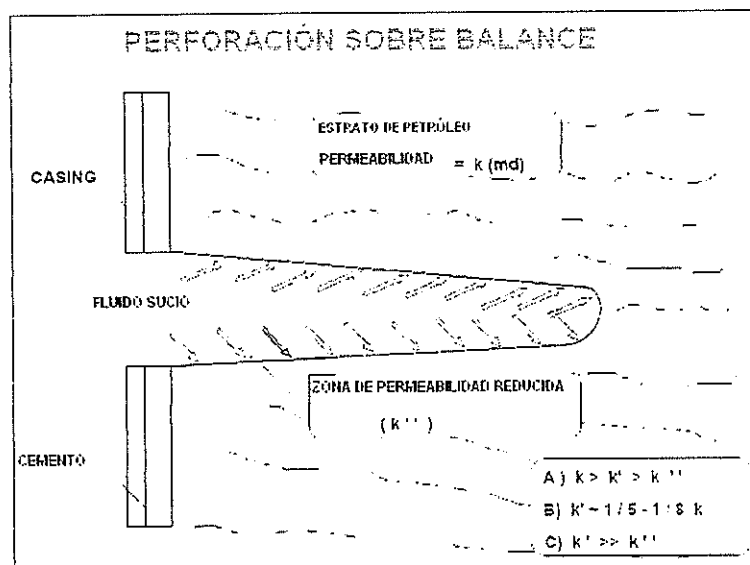


FIG 2.6. Perforación Sobre Balance

*Cortesía de Andespetroleum

Si un pozo es perforado por completo con un fluido que no causa daño y si la permeabilidad de la formación no ha sido debilitada durante la perforación, la permeabilidad de la zona triturada es el 20% de la permeabilidad original de la roca, y la productividad del pozo es el 80% de su potencial original.

Si la invasión de sólidos en la zona triturada reduce aun mas la permeabilidad a un 5% de la permeabilidad original, entonces la máxima productividad resultante que se puede esperar será el 45% del potencial original.

Aunque McDowell y Muskat muestran que 4 dísparos por pie darían una producción de pozo equivalente a un huevo abierto, sus resultados no son válidos si las perforaciones son taponadas por escombros o contaminación de sólidos.

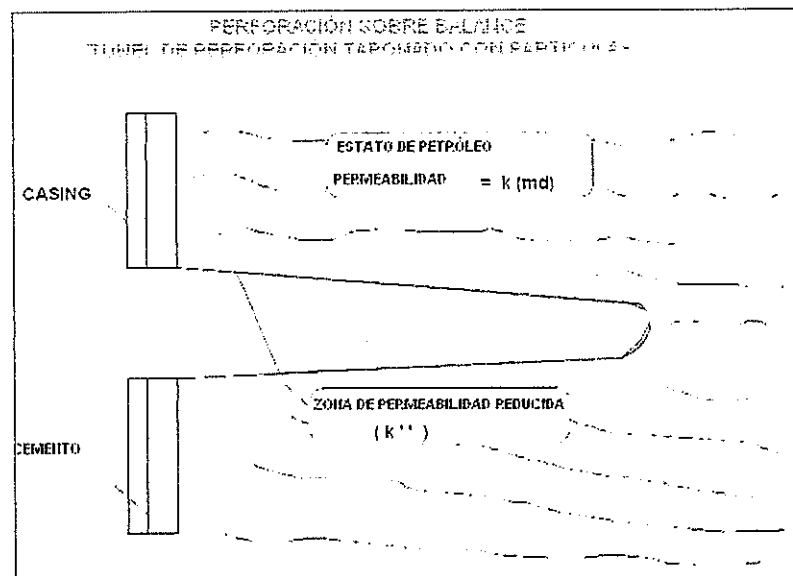


FIG 2.7. Perforación Sobre Balance
Túnel de disparo Taponado con Partículas

*Cortesía de Andespetroleum

Muchas personas asumen de manera equivocada que el taponamiento de sólidos puede ser removido de las perforaciones usando ácido fluorhídrico y clorhídrico. Pero, si se ubica un ácido reactivo en la entrada al casing, el proceso de reacción en si dejará

subproductos en el túnel de entrada y así aislando los sólidos restantes del fluido fresco reactivo.

2.3. 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**

El objetivo de este estudio has sido establecer si la experiencia decepcionante de producción del intervalo de 9541.4 a 9573.3 pies es función de la pobre calidad de reservorio o daño en las cercanías del pozo.

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.

2.4. 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.

Las propiedades de los fluidos varían dependiendo de la operación, pero la posibilidad de daño de formación siempre debe ser una preocupación importante.

2.4.1. 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
- Pérdida de Fluido
- Características Relacionadas con Viscosidad
- Productos de Corrosión
- Consideraciones Mecánicas
- Beneficio Económico

2.4.2. Tipo de Fluido de Completación y Re-acondicionamiento

2.4.2.1. Fluidos Cargados de Sólidos

Una variedad de tipos de fluidos cargados de sólidos han sido formulados específicamente para trabajos de re-acondicionamiento y completación. Estos fluidos no son

intencionados para perforación y no tienen sólidos de perforados dentro de ellos. Algunas formulaciones típicas usan agua fresca o agua del mar, un polímero viscosificante, y carbonato de calcio o hierro; una emulsión petróleo/agua con carbonato de calcio; y salmuera saturada, un polímero viscosificador, y sal suspendida de tamaño adecuado para controlar la pérdida del fluido. Estos sistemas también pueden contener otros aditivos para controlar el filtrado.

Las ventajas de estos fluidos cargados de sólidos es que se consideran "limpios." Ellos no contienen materiales de formación insoluble en ácido, como arena y arcilla, como en el caso de los fluidos de perforación.

Las desventajas de estos fluidos cargados con sólidos es que contienen sólidos que tal vez invadan la formación y provoquen daño cerca del pozo que es irreversible.

2.4.2.2. Fluidos Libres de Sólidos

Pueden ser de base de agua o petróleo. Fluidos de base de agua generalmente son formulados con sales solubles para formar soluciones transparentes. Fluidos de base de petróleo son usados solos o con materiales orgánicos solubles agregados para formar soluciones con densidades más altas a la densidad del petróleo solo.

La ventaja de este fluido es que están libres de sólidos.

Las desventajas de estos fluidos son que tienen un valor muy elevado por unidad y son corrosivos a la piel.

2.4.2.3. Fluidos de Agua Transparente

Agua de Formación Salada es un fluido de re-acondicionamiento común ya que el costo es bajo. Si el fluido es limpio, es ideal desde el punto de vista del daño de formación.

2.4.2.4. Fluidos de Agua de Mar y Agua producción

Dado que ambos fluidos están disponibles con facilidad y esencialmente "gratis", frecuentemente son el fluido de completación a escoger. La percepción de ser gratis es su ventaja principal. También se cree que estos fluidos tienen una composición que se aproxima de forma muy cercana al agua connata de la formación y por ello se considera que estos fluidos tienen mayor compatibilidad con los fluidos de formación y arcillas sensibles al agua. No siempre esta creencia resulta ser verdad.

La desventaja de usar agua producción o agua de mar para trabajos de completación o re-acondicionamiento es que generalmente no son "limpias."



2.4.2.5. Fluidos de Petróleo

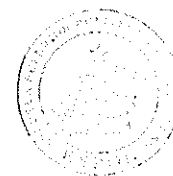
Disponibilidad hace al crudo una elección lógica cuando su densidad sea lo suficiente. Las consideraciones de

densidad puede hacerlo particularmente deseable en formaciones de presión baja. Un crudo de baja viscosidad tiene una capacidad de carga limitada y nada de fuerza gel, y dejará caer sólidos no-hidrocarburos.

La pérdida de petróleo a la formación usualmente no es dañina desde el punto de vista de la perturbación de arcilla o de efectos de saturación. No tiene control de pérdida de fluido ya que los sólidos pueden ser cargados al sistema poroso.

2.4.2.6. Fluidos de Completación

Son fluidos libres de sólidos y típicamente formulados con sales acuosas, estos fluidos pueden alcanzar un rango amplio de densidades mediante la incorporación de sal apropiada sin usar materiales convencionales de peso. Usualmente están diseñados para cumplir criterios específicos de reservorio, tomando en cuenta riesgos de contaminación y temperaturas de cristalización.



INSTITUTO
NACIONAL DE ESTUDIOS
PETROLEROS

2.4.2.7. Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación son preparados con una variedad de componentes desde sistemas de base de barita - altos sólidos – arcilla hasta sistemas polímeros de base de no-arcilla con un fluido de base de petróleo o agua (fresca o sal). Todos los fluidos de perforación tienen el componente de sólidos de perforado o de formación y deben ser considerados fluidos cargados de sólidos.

Las ventajas de fluidos de perforación en la localidad como fluidos de completación son que los fluidos son convenientes y disponibles con facilidad.

La desventaja principal de usar fluidos de perforación para completación o trabajos de re-acondicionamiento es que están cargados pesadamente de sólidos que tienen un alto potencia para taponar la formación.

2.4.3. SURFACTANTES

Los surfactantes o agentes activos de superficie son químicos que pueden afectar de manera favorable o no favorable el flujo de fluidos cerca del pozo, y por ello tienen relevancia al considerar trabajos de completación, re-acondicionamiento, y estimulación de pozos.

Un surfactante puede ser definido como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar condiciones prevalecientes. Químicamente, un surfactante tiene afinidad para agua y petróleo. La molécula del surfactante tiene dos partes, una que es soluble en petróleo y la otra soluble en agua.

CAPÍTULO 3

3. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y RE-ACONDICIONAMIENTO

3.1. Introducción

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 preventores 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.

3.2. Descripción del Fluido

El fluido es un sistema conformado por varios fluidos y compuestos.

Componentes de Sistema Fluido Limpio:

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

TABLA.4. Componentes de Fluido Limpio

*Tabulado por Gerhard Condit

Para los análisis de laboratorio se agregaron otros componentes:

Componente	Características	Propiedades Físicas Típicas	
Aditivo	Líquido para empaquetamiento libre de sólidos. Utiliza un inhibidor de corrosión, bactericida y secuestrante de oxígeno.	<i>Apariencia</i>	Líquido Ambarino
		<i>Olor</i>	Ninguno
		<i>Punto Inflamación</i>	> 200 °F
		<i>Solubilidad en Agua</i>	Soluble
		<i>Gravedad Específica</i>	1.015
Agente Mojante	Surfactante no iónico diseñado para uso con salmueras de los campos petroleros y agua fresca. Remueve escala que consiste de CaCO ₃ , CaSO ₄ y FeS.	<i>Forma</i>	Líquido
		<i>Gravedad Específica</i>	0.967
		<i>Peso Específico</i>	8.06 lbs./US gal
		<i>Punto Inflamación</i>	84 °F
		<i>Punto Fluidez</i>	(-) 40 °F
		<i>Solubilidad</i>	Soluble en Agua
		<i>pH</i>	9.0 - 10.0
Dispersante de Parafina	Químico activo de superficie para uso en petróleo para controlar la deposición de parafina. Es una mezcla de varios surfactantes y penetrantes combinado en solventes selectivos.	<i>Gravedad Específica</i>	0.85
		<i>Peso</i>	7.1 lbs/US gal
		<i>Punto Inflamación</i>	43 °F
		<i>Punto Fluidez</i>	(-) 40 °F
		<i>Solubilidad</i>	Petróleo
Solvente Mutuo	CH ₃ (CH ₂) ₃ OCH ₂ CH ₂ OH	<i>Estado Físico</i>	Líquido Claro
		<i>Punto de Derretimiento</i>	(-) 106.6 °F
		<i>Punto de Ebullición</i>	336.2 - 343.4 °F
		<i>Gravedad Específica</i>	0.89 - 0.9
		<i>Solubilidad en Agua</i>	Miscible
		<i>Densidad de Vapor</i>	4.1
		<i>Auto ignición</i>	471.2
		<i>Punto Inflamación</i>	149 °F
Inhibidor de Asfaltenos	Formulado para prevenir la formación de depósitos problemáticos de asfaltenos en el fondo del pozo.	<i>Gravedad Específica</i>	0.93
		<i>Peso Específico</i>	7.71 lbs/US gal
		<i>Punto Inflamación</i>	50 °F
		<i>Punto de Fluidez</i>	< 20 °F
		<i>Solubilidad</i>	Soluble en Petróleo
		<i>pH</i>	10-novi

TABLA.5. Componentes Adicionales FL usada en pruebas.

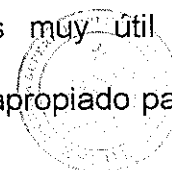
*Tabulado por Gerhard Condit

3.3. Interacción del Fluido y Yacimiento

3.3.1. Pruebas de Laboratorio

3.3.1.1. Pruebas de Compatibilidad

Es necesario determinar la compatibilidad de fluido introducido a la formación con los fluidos de formación. Cantidades iguales del fluido de prueba y fluido de formación son mezclados y calentados a la temperatura de reservorio. Se observan características a intervalos programados como tiempo de ruptura, mojabilidad, distinción de capas interfaciales, calidad de agua y petróleo. Esta prueba es muy útil al momento de seleccionar el surfactante apropiado para los fluidos de tratamiento.



INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE OCCIDENTE
CIENCIAS BÁSICAS

La prueba de compatibilidad es una prueba, o serie de pruebas, realizadas para revisar que no ocurran reacciones indeseables con un fluido específico. El

proceso de prueba puede incluir chequeos de compatibilidad con otros fluidos de tratamiento, fluidos del pozo, fluidos de reservorio y la formación del reservorio. En casos extremos la mezcla de fluidos que aparentemente son benignos pueden crear reacciones significantes que pueden dañar la permeabilidad del reservorio permanentemente.

La compatibilidad es especialmente importante en tratamientos en areniscas, donde pueden ocurrir reacciones potencialmente dañinas. El fluido de tratamiento debe remover el daño existente sin crear daño adicional, como precipitados o emulsiones, a través de interacciones con la roca o fluidos de formación.

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 sustancias para verificar el desempeño de los productos con el fluido limpio y su interacción con el fluido de reservorio.

Para la Muestra del pozo Fanny 75 de la arena M1 Se realizaron 4 pruebas.

En la primera prueba el fluido consistía solo del surfactante no emulsificante y la salmuera NaCl 8.4 lpg. Se realizaron 4 ensayos variando la concentración en lb/bbl.

Estas concentraciones fueron (concentración de aditivo (lb/bbl)/salmuera (lb/bbl)):

1. 0.5 / 352.3
2. 1.0 / 351.9
3. 1.5 / 351.4
4. 2.0 / 351.0

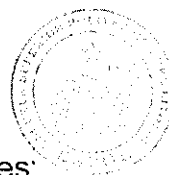
El ensayo consiste en colocar en un cilindro graduado 20 ml de fluido preparado según las concentraciones

indicadas, mezclarlo por 1 minuto, registrar en ml la altura del cilindro que delimita crudo – agua después de intervalos de 5 minutos, durante 120 minutos, en un baño maría a la temperatura de 150 F (65.6 C).

Después de los 120 minutos se obtuvieron los siguientes datos:

1. 0.5 / 352.3 con una altura de 23 ml, se recuperó 115 % de salmuera.
2. 1.0 / 351.9 con una altura de 24 ml, se recuperó 120 % de salmuera.
3. 1.5 / 351.4 con una altura de 24.5 ml, se recuperó 122.5 % de salmuera.
4. 2.0 / 351.0 con una altura de 25.4 ml, se recuperó 127,0% de salmuera.

En la siguiente prueba realizada con el fluido de Fanny 75 de la arena M1, se formuló un fluido matriz. Después se ensayo con un anti-asfálteno y luego se agrego un solvente mutual.



Las concentraciones fueron las siguientes:

SUBDIRECCIÓN FICV
CALI, COLOMBIA

	1	2	3
Materiales	Formula Matriz		
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	1.0	-	-
Anti espumante (lb/bbl)	0.2	-	-
Surfactante (lb/bbl)	1.0	-	-
Secuestrante de Oxígeno (lb/bbl)	1.0	-	-
Biocida (lb/bbl)	0.2		
Anti asfalteno (lb/bbl)	-	1.2	1.2
Solvente mutual (lb/bbl)	-	-	3.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (lb/bbl)	349.8	-	-
Formula Matriz (lb/bbl)	-	352.3	348.8

TABLA.6. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

El ensayo consiste en colocar 100 ml del crudo con 100 ml del fluido preparado según las concentraciones indicadas, agitar en un mezclador por 1 minuto, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita es sistema crudo – agua después de cada intervalo de 5 minutos, durante 90 minutos, en un baño maría a la temperatura de 150 F (65.6 C).

El pH de los fluidos de completación preparados fue:

pH(1)	pH(2)	pH(3)
7.73	7.71	7.73

Después de los 90 minutos se obtuvieron los siguientes datos:

1. Una altura de 48.0 ml, se recuperó 96.0% de salmuera.
2. Una altura de 64.0 ml, se recuperó 128.0% de salmuera.
3. Una altura de 68.0 ml, se recuperó 136.0% de salmuera.

La tercera prueba se realizó formulando un fluido matriz, esta vez con Soda Caústica. Después se adicionó un anti – asfálteno distinto al de la prueba 2, y luego se le agregó al fluido el mismo solvente mutual.

Las concentraciones en esta prueba fueron:

	1	2	3
Soda Caústica (lb/bbl)	0.1		
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	2.5		
Anti espumante (lb/bbl)	0.2	-	-
Surfactante (lb/bbl)	1.0	-	-
Secuestrante de Oxígeno (lb/bbl)	1.0	-	-
Biocida (lb/bbl)	0.2		
Anti asfálteno (*) (lb/bbl)	-	1.2	1.2
Solvente mututal (lb/bbl)	-	-	3.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (lb/bbl)	349.8	-	-
Formula Matriz (lb/bbl)	-	352.3	348.8

TABLA.7. Componentes usado en pruebas de laboratorio
 *Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido


El procedimiento consiste en colocar 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas, agitar en un mezclador por 1 minuto o más, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo – agua después de intervalos de 5 minutos, durante 70 minutos, en un baño maría a la temperatura de 150 F (65.6 C).

Después de los 70 minutos se obtuvieron los siguientes datos:

1. Una altura de 58.0 ml, se recuperó 116.0% de salmuera.
2. Una altura de 61.0 ml, se recuperó 122.0% de salmuera.
3. Una altura de 65.0 ml, se recuperó 130.0% de salmuera.

La cuarta prueba se realizó con un fluido matriz formulando salmuera NaCl de 8.4 lpg de agua de inyección de la planta de bombeo MPF en el Campo Fanny del Bloque Tarapoa. Después se adicionó el mismo anti asfálteno de la prueba (3) y luego se le agregó el mismo solvente mutual.

Esta prueba tuvo las siguientes concentraciones:



	1	2
Soda Caústica (lb/bbl)	0.1	-
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	2.5	-
Anti espumante (lb/bbl)	0.2	-
Surfactante (lb/bbl)	1.0	-
Secuestrante de Oxígeno (lb/bbl)	1.0	-
Biocida (lb/bbl)	0.2	-
Anti asfálteno (*) (lb/bbl)	-	1.2
Solvente mutual (lb/bbl)	-	3.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (agua de inyección MPF) (lb/bbl)	348.8	-
Formula Matriz (lb/bbl)	-	348.7

TABLA.8. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

El ensayo consiste en colocar 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas, agitar en un mezclador por 1 minuto o mas, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo – agua después de intervalos de 5 minutos, durante 75 minutos, en un baño de maría a la temperatura de 150 F (65.6 C).

**pH antes y pH después de la adición de los
aditivos**

pH antes
8.17

pH después
8.15

Después de los 75 minutos se obtuvieron los siguientes datos:

- Una altura de 61.0ml, se recuperó 122.0% de salmuera.

Para la muestra del fluido del pozo Fanny 70 de la arena U inferior, se realizaron 9 ensayos, variando los

aditivos en la formulación del fluido limpio, de manera similar a la que se hizo en las pruebas anteriores con el fluido del pozo Fanny 75 de la arena M1 agregando la sustancia y evaluando.

En estas pruebas, las concentraciones en lb/bbl de los aditivos fueron:

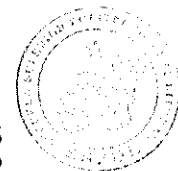
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Surfactante	1.0	2.0	Matriz	Matriz	Matriz	Matriz	Matriz	Matriz	Matriz
Secuestrante de Oxígeno	-	-	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-	-
Solvente Mutual	-	-	-	-	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
RE4300	-	-	-	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
DW-291	-	-	-	-	-	0.5	0.5	-	-
WAW3037	-	-	-	-	-	-	2.0	-	-
Brine Pac 3N1	-	-	-	-	-	-	-	1.0	3.5
Formula Matriz	-	-	352.2	348.9	347.3	346.8	344.7	347.1	344.7
Salmuera NaCl 8.4 lpg (Agua MPF)	351.9	351.0	-	-	-	-	-	-	-

TABLA.9. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

FORMULA MATRIZ

Soda Caústica (lb/bbl)
Inhibidor de Arcilla (lb/bbl)
Anti-espumante (lb/bbl)
Surfantante (lb/bbl)
Biocida (lb/bbl)
Salmuera NaCl 8.4 lpg (Agua MPF) (lb/bbl)

0.1
2.5
0.2
1
0.2
349.1



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE ARICA
CHILE

	pH
Prueba	
Agua MPF	7.09
Salmuera	
NaCl	7.66
P1	7.61
P2	7.61
P3	7.84
P4	7.83
P5	7.85
P6	7.93
P7	7.87
P8	8.60
P9	9.02

El ensayo consiste en colocar 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas, agitar en un mezclador por 1 minuto o más, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo – agua después de intervalos de 5 minutos en un baño maría a la temperatura de 150 F (65.6 C).

Después de los 90 minutos se obtuvieron los siguientes datos:

1. Una altura de 76.0 ml, se recuperó 152% de salmuera.

2. Una altura de 83.0 ml, se recuperó 166% de salmuera.
3. Una altura de 72.0 ml, se recuperó 144% de salmuera (55.0 minutos).
4. Una altura de 75.0 ml, se recuperó 150% de salmuera (55.0 minutos).
5. Una altura de 79.0 ml, se recuperó 158% de salmuera (85.0 minutos).
6. Una altura de 78.0 ml, se recuperó 156% de salmuera (55.0 minutos).
7. Una altura de 83.0 ml, se recuperó 166% de salmuera (75.0 minutos).
8. Una altura de 82.0 ml, se recuperó 164% de salmuera (75.0 minutos).
9. Una altura de 82.0 ml, se recuperó 164% de salmuera (65.0 minutos).

La última prueba fue hecha como una comparación entre el fluido del pozo Fanny 70 de la arena U inferior y el fluido del pozo Fanny 75 de la arena M1, utilizando la misma composición de fluido.

Las concentraciones lb/bbl de las sustancias usadas en el fluido fueron:

	Muestra Crudo Fanny 70		Muestra Crudo Fanny 75	
	1	2	3	4
Secuestrante de Oxigeno	1.0	1.0	1.0	-
Solvente Mutual	-	3.2	3.2	3.2
RE4300	1.2	1.2	1.2	1.2
DW-291	-	-	0.5	-
WAW3037	-	-	-	-
Brine Pac 3N1	351.3	347.7	347.1	347.5
Formula Matriz	-	-	-	-

TABLA.10. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

FORMULA MATRIZ

Soda Caústica	0.2
Inhibidor de Arcilla	2.5
Anti espumante	0.2
Surfactante	2.0
Biocida	0.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (Agua MPF)	348.11

	pH
Agua MPF	
Salmuera NaCl	7.4
F. Matriz	7.6
P1	8.51
P2	8.19
P3	8.18
P4	8.84
P5	8.16

El ensayo consiste en colocar 100 ml del crudo con 100 ml del fluido preparado según las concentraciones indicadas en la primera sección, agitar en un mezclador por 1 minuto o más, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo – agua después de intervalos de 5 minutos, durante 85 minutos, en un baño maría a la temperatura de 150 F (65.6 C).

Después de los 85 minutos se obtuvieron los siguientes datos:

Fanny 70

1. Una altura de 85.0 ml, se recuperó 170% de salmuera.
2. Una altura de 87.0 ml, se recuperó 174% de salmuera.

Fanny 75

1. Una altura de 85.0 ml, se recuperó 170% de salmuera.
2. Una altura de 90.0 ml, se recuperó 180% de salmuera.

3.3.1.2. Pruebas de Permeabilidad

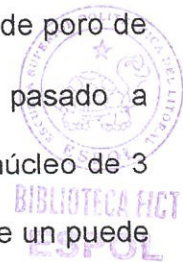
Las pruebas de retorno de permeabilidad son usadas como una fuente muy valiosa de información para determinar el fluido óptimo para ser usado. El aparato de retorno de permeabilidad está diseñado para simular el flujo a través de un nucleó muestra, en condiciones de fondo.

3.3.1.2.1. Prueba Estándar Inundación de Núcleo

Una prueba útil para determinar el daño creado por un lodo o el filtrado de un fluido de completación, se detalla a continuación. Aunque esta prueba es

adecuada para determinar la cantidad de daño que se puede crear, no identifica específicamente el mecanismo de daño.

1. Se fluye salmuera de formación natural o sintética a través de los núcleos hasta que se obtenga un permeabilidad constante,
2. Se fluye para atrás petróleo hasta obtener una permeabilidad constante (k_{01}).
3. Se expone al fluido de prueba bajo 500 psi presión diferente hasta que por lo menos un 1 volumen de poro de filtrado de lodo ha sido pasado a través del núcleo. Con un núcleo de 3 pulgadas, una exposición de un puede ser necesario, al menos que se use una celda de filtración dinámica.
4. Se fluye para atrás el petróleo hasta alcanzar permeabilidad constante (k_{02}).



El criterio para el Daño de Formación es:

$$\frac{k_{02}}{k_{01}} \times 100$$

Las pruebas para evaluar fluidos de completación con respecto a daño de formación deben ser hechas con núcleos frescos con los fluidos intersticiales en su lugar. El secado y extracción altera la mojabilidad de la superficie de los poros.

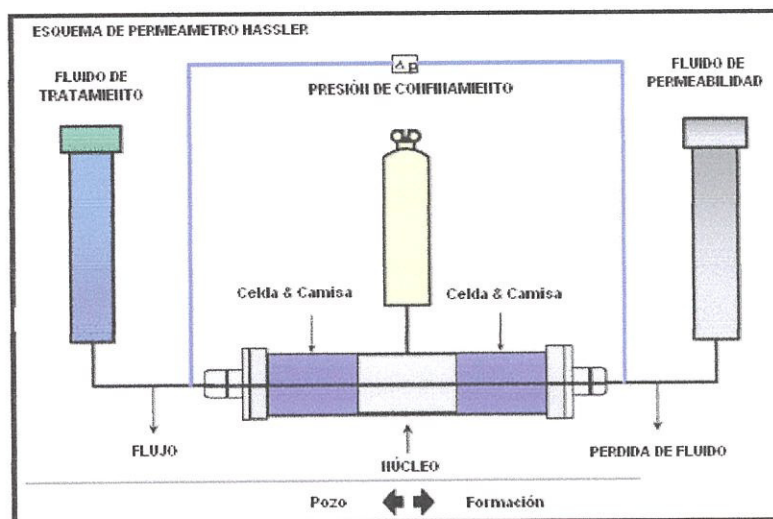


FIG 3.1. Esquema de Permeámetro

El aparato en la figura es empleado de manera rutinaria para minimizar las características de fluidos que dañan la formación.

Previo a los tratamientos con el fluido limpio de completación y re-acondicionamiento en las operaciones de los campos Fanny y Dorine del Bloque Tarapoa se realizaron pruebas de permeabilidad de dos núcleos. Uno en Octubre del 2006 y el otro en Noviembre del 2006.

Después de haber utilizado el fluido limpio de completación y re-acondicionamiento durante el año 2007 y obtener resultados variados, y para complementar esta investigación se volvió a realizar pruebas de permeabilidad con núcleos de los campos Fanny y Dorine.

3.3.1.2.2. Prueba #1 23/10/2006

Esta prueba se realizo utilizando fluido natural del pozo Fanny 60 de donde se uso el agua de formación, también se uso el núcleo del pozo Dorine 15 correspondiente a la profundidad entre 9568' – 9571'.



Se realizo la prueba de retorno de permeabilidad con el equipo TEMCO FDS-800-5000 de una salmuera de 9.0 lpg formulada con KCl – Inhibidor de Arcilla – Surfactante – Secuestrante de Oxigeno y Biocida.

El objetivo específico de la prueba fue determinar el porcentaje de daño causado sobre un núcleo natural sometido a un fluido de completación base agua acondicionado con 2.5 lpb de inhibidor de arcilla, 0.3% de surfactante no emulsificante, 0.5% de secuestrante de oxigeno y 0.1 de biocida.

Las condiciones de la prueba fueron:

Presión de Confinamiento	2000 psi
Presión de Sobrebalance	0 psi
Caudal Utilizado	2 cc / min (constante)
Volúmenes Porosos	20 (Diferencial de Presión Estable)
Temperatura	220 F
Tiempo de Exposición al Filtrado	2 hrs

Cálculos de la prueba:

Viscosidad	54 cps
Densidad del Crudo	0.935 g/cc
Volumen del Núcleo	68 cc
Volumen Poroso	13.6 cc

Resultados:

Permeabilidad Inicial, md	Permeabilidad Final, md	Filtrado	% de Daño, md
2250	2248	104.6	0.08%

TABLA.11. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

3.3.1.2.3. PRUEBA #2 09/11/2006

Esta prueba se realizó utilizando fluido natural del pozo Fanny 60 de donde se uso el agua de formación, también se uso el núcleo del pozo Mariann 5 correspondiente a la profundidad entre 7761' – 7766'.

Se realizó la prueba de retorno de permeabilidad con el equipo TEMCO FDS-800-5000 de una salmuera de 9.0 lpg formulada con KCl – Inhibidor de Arcilla – Surfactante – Secuestrante de Oxígeno y Biocida.

El objetivo específico de la prueba fue determinar el porcentaje de daño causado sobre un núcleo natural sometido a un fluido de completación base agua acondicionado con 2.5 lpb de inhibidor de arcilla, 0.8% de surfactante no emulsificante, 2.3% de secuestrante de oxígeno y 0.4 de biocida.

Las condiciones de la prueba fueron:

Presión de Confinamiento	2000 psi
Presión de Sobrebalance	0 psi
Caudal Utilizado	2 cc / min (constante)
Volúmenes Porosos	20 (Diferencial de Presión Estable)
Temperatura	220 F
Tiempo de Exposición al Filtrado	2 hrs

Cálculos de la prueba:

Viscosidad	54 cps
Densidad del Crudo	0.935 g/cc
Volumen del Núcleo	29.91 cc
Volumen Poroso	5,98 cc

Resultados:

Permeabilidad Inicial, md	Permeabilidad Final, md	Filtrado	% de Daño, md
8468	8468	85.1	0.0%

TABLA.12. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

3.3.1.2.4. Pruebas de Permeabilidad Año 2008

Dos núcleo de arenisca de dos profundidades en el pozo Fanny 18B 67 de Andespetroleum y uno del pozo Dorine 45 fueron probados para permeabilidad de retorno de petróleo después de estar expuesto a un fluido base agua de re-acondicionamiento que contiene un inhibidor asfálteno. Cada fluido fue preparado usando el agua de formación proporcionada por estos pozos.

Para cada una de estas tres pruebas, el núcleo fue evacuado mediante un vacío, saturado con agua de formación y puesto en una celda Hassler a 500 psi confinando la presión y 160 F. Petróleo filtrado LVT 200 fue desplazado a una tasa constante de 100 cc/min hasta que el valor de permeabilidad fue estabilizado. De ahí se desplazo 4 volúmenes de poro aproximadamente de fluido de re-acondicionamiento a través del núcleo en

dirección opuesta al flujo del petróleo y se permite quedar 3 horas. Después de esto, se resume el flujo de petróleo en la dirección inicial hasta que la permeabilidad de retorno alcanza un valor estable.

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

TABLA.13. Componentes usado en pruebas de laboratorio
*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

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
----------------------------------	--------

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

TABLA.15. Componentes usado en pruebas de laboratorio

*Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido

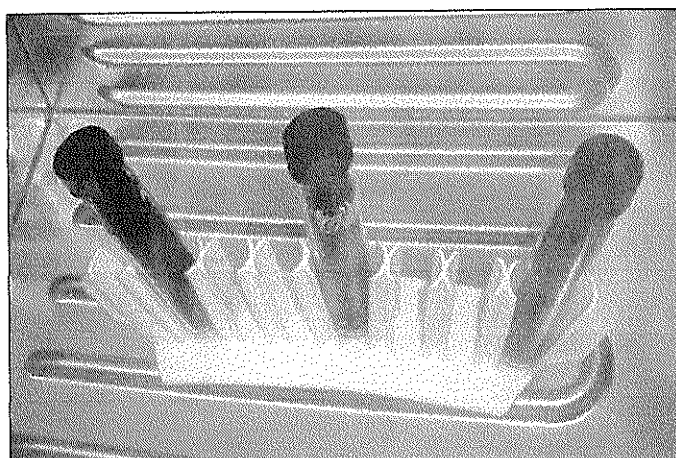


FIG 3.2. Muestras en baño de maría para alcanzar temperatura de formación.

*Imagen obtenida por Gerhard Condit

3.4. Aplicación del Fluido

3.4.1. Dorine 45 ST – 1



El pozo Dorine 45 es un pozo productor localizado a 800 metros al sur del pozo productor Dorine 5. El pozo Dorine 45 fue perforado hasta la base de la arena U Inferior, con el fin de comprobar la extensión de este yacimiento hacia el oeste.

Debido a problemas operacionales, el pozo Dorine 45 no pudo ser completado de acuerdo a su diseño original, razón por la cual tuvo que realizarse una operación de sidetrack, siendo, completado como el pozo Dorine 45 ST 1. Lamentablemente en este pozo fue imposible obtener información de registros de hueco abierto, decidiéndose correr un juego de registros para pozos completados denominados "ABC Logs" (Análisis Behind Casing), con el fin de evaluar los yacimientos M1 y U Inferior respectivamente, ya que se espera obtener resultados similares a los del pozo Dorine 45.

Almacenamiento, Cs, Bls/psi:	0.0496
Permeabilidad, md:	8,000

Daño total:	8.8
Distancia al límite, L1 NF: ft:	4,000
IP al petróleo, (de eval. presión), BPPD/psi:	10.61
Presión de yacimiento a PSIUD, psig:	1,929
Presión de yacimiento a Datum, psig	2,084
Modelo:	Doble permeabilidad / Sistema Cerrado Compresibilidad constante

TABLA. 16. Resultado del Análisis de Restauración de Presión Dorine 45 ST-1

*Datos obtenidos de el reporte de Prueba de Restauracion de Presion del Pozo

El objetivo del trabajo de re-acondicionamiento en el pozo Dorine 45ST-1 fue retirar la Bomba electrosumergible Centrilift GC-2900 / 201 etapas / 342 HP, esta bomba había estado instalada durante 1,487 días (1,326 días corriendo) a Marzo 31 del año 2007. Limpiar el pozo con una broca y raspador (scraper) hasta PBSD. Instalar un equipo bomba electrosumergible Centrilift, Centurión 538 P-31 / 101 etapas / 304 HP. La productividad esperada después del workover fue de 3,000 BFPD con un corte de agua de 90%, lo cual produce 300 BOPD a 54 Hz. (tasa 300 bopd).

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	BHP	API	FREQ
11-Mar-2003	2,664	2,424	240	9.0	1,713	22.3	45 Hz
20-Jun-2004	2,916	415	2,501	85.8	1,975	22.8	50 Hz
31-May-2005	2,820	310	2,510	89.0	1,993	22.6	50 Hz
17-Jul-2006	1,401	130	1,271	90.7	1,804	22.2	48 Hz
30-Ene-2007	1,176	119	1,057	89.9	1,792	22.2	48 Hz

TABLA. 17. Historial de Producción de Dorine 45 ST - 1

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

Cum Producción Petroleo:	403,384.36	bbls (as Feb 28, 2007)
Cum Producción Agua:	2,520,666.88	bbls (as Feb 28, 2007)
Cum Producción Gas:	56,600	MSCF (as Feb 28, 2007)

TABLA. 18. Producción Acumulada de Dorine 45 ST -1

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

La completación inicial se realizó en Marzo del año 2003, con la limpieza del pozo hasta PBTD. Se perforó el intervalo 8,840 – 8,498' MD del arenisca M1. Se instaló un bomba electrosumergible Centrilift GC-2900 / 201 etapas / 342 HP con censor Phoenix.

Desde Julio del año 2006 el equipo ESP había estado experimentando una declinación en su eficiencia. Ya para el final, la bomba electrosumergible estuvo trabajando a bajo empuje y estaba sufriendo daño en sus etapas, causando la disminución de cabeza por etapa y en consecuencia fue menor la tasa de flujo.

Se registraron varios apagones, es importante entender que varios encendidos afecta la corrida de vida del equipo.

Por estas razones se determino que era necesario retirar el equipo ESP y remplazarlo por otro equipo ESP Centrilift,

Centurión 538 P-31 / 101 etapas / 304 HP con un cable estándar, para así seguir recuperando la reservas remanentes.

CAMPO	POZO	Arena	# Workover	Fecha	Operacion	Fluido	IP antes	IP despues	Observacion
Dorine	45ST-1	M1	1	18/4/07	Matado	FLC	3		Mezclo FLC con agua fresca a 5.6 NTU a 8.33 ppg
				19/4/07	Retiro de BES				
				20/4/07	Limpiado				Broca & csg scraper. FLC
				22/4/07	Completa con BES				
							4		

TABLA. 19. Trabajo de Reacondicionamiento de Dorine 45 ST - 1

*Realizado por Gerhard Condit

Sustancia	Canitdad	Unidades	Real	Ipb
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	1	1
Preventor de Emulsificacion	1 canecas/5 galones	5 gal	5	0.4
Solvente Antiasfálenos	1 tambor/55 galones	55 gal	1	0.8
KCI	20 sacos/50 kg. para un peso de 8.4 lpg	110 lbs	10	1.9
Soda Caustica	1 saco/ 25 kg.	55 gal	1	0.1
Bactericida	1 caneca/5 galones	5 gal	4	0.3
Secuestrante de Oxigeno	1 tambor/55galones	55 gal	1	1
Anti espumante	1 caneca/ 5 galones	5 gal	2	0.2

TABLA.20. Componentes de FC utilizados en Procedimiento Dorine 45 ST - 1

*Datos obtenidos de empresa proveedora

Propiedades	Unidades	Real
Densidad	Lbs/gal	8.4
pH	Adimensional	8.0
Viscosidad	Sec/qt	26
Cloruros	Mg/l	2500
Turbidez	NTU	80.5

TABLA. 21. Propiedades del Fluido Dorine 45 ST - 1

*Datos obtenidos de empresa proveedora

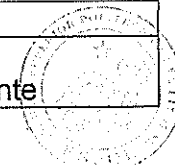
3.4.2. Dorine 53

El pozo Dorine 53 es un pozo de desarrollo localizado aproximadamente a 450 metros al sureste del pozo Dorine 3, 350 metros al sur del Dorine 44 y 250 metros al norte del Dorine 41, productores del yacimiento M1. El pozo Dorine 53 fue completado en el yacimiento M1 y tiene una desviación máxima de 36.48° a 4,118' MD / 3,582.14' TVD.

Almacenamiento, Cs, Bls/psi:	0.032
Permeabilidad, md:	7,650
Permeabilidad vertical	50.0
Daño total (pseudo skin-radial)	8.95
Daño verdadero de formación	1.30
Daño por penetración parcial	7.65
IP a petróleo, (de eval. de presión), BPPD/psi:	11.30
Presión de yacimiento a PSIUD, psig:	1,931
Presión de yacimiento a Datum, psig:	1,987
Modelo:	Penetración Parcial Compresibilidad constante

TABLA. 22. Resultado del Análisis de Restauración de Presión Dorine 53

*Datos obtenidos de el reporte de Prueba de Restauracion de Presion del Pozo



FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	BHP	API	FREQ ^{Hz}
01-Oct-2004	827	781	45	5,5		22.8	
17-Jul-2005	2,890	1,607	1,283	44.4	1,289	22.1	51 Hz
27-Jun-2006	4,118	1,573	2,545	61.8	1,448	22.0	58 Hz
30-Mar-2006	4,196	1,175	3,021	72.0	1,224	22.3	59 Hz
20-May-2007	4,237	1,178	3,059	72,2	1,372	22.2	59 Hz

TABLA. 23. Historial de Producción de Dorine 53

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

Cum Producción Petróleo:	1,334,817	bbls (as May 31st, 2007)
Cum Producción Agua:	1,849,978	bbls (as May 31st, 2007)
Cum Producción Gas:	183,285	MSCF (as May 31st, 2007)

TABLA. 24. Producción Acumulada de Dorine 53

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

La completación inicial se realizó en septiembre del año 2004 con la limpieza del pozo, seguido por la perforación del intervalo 8886' – 8900' de la arenisca M1. Se corrió el Gravel Pack y la completación de bomba jet. Después se retiró la completación de bomba jet y se corrió la BES Centrilift GC 4100 / 117 etapas / 304 HP).

En junio 26 del año 2007 el pozo se apago debido a una sobre corriente. Se reviso el equipo BES y las fases no estaban balanceadas, además se encontró bajo aislamiento. Aparte se registraron varios apagones, es importante entender que varios encendidos afectan la vida de corrida del equipo, también se debe considerar efectos de deterioro por la producción de arena.

Se determinó la necesidad de retirar el equipo y sustituirlo con un equipo nuevo BES Centrilift, Centurión 538 P-47 / 125 etapas / 380 HP con un cable capilar para así continuar la recuperación de reservas remanentes.

La producción esperada después de el trabajo de re-acondicionamiento fue de 4,200 BFPD a un corte de agua de 72%, el cual produce 1170 BOPD a 52 Hz. (tasa 2000 bopd). El objetivo del trabajo de re-acondicionamiento fue retirar un equipo BES Centrilift GC-4100 / 117 etapas / 304 HP que tenía instalado 988 días (949 días corriendo) al 26 de junio del 2007. Limpiar el pozo con broca y raspador hasta PBTD. Instalar un equipo BES Centrilift Centurión 538 P-47 / 125 etapas / 380 HP.

CAMPO	POZO	Arena	# Workover	Fecha	Operación	Fluido	IP antes	IP despues	Observation
Dorine	53	M1	1	2/7/07	Matado	FLC	10		Mezclo 700 bbbls de FLC con agua producida filtrada a 6 NTU, se circulo 500 bbbls. No se perdio fluido.
				2/7/07	Retiro de BES				
				4/7/07	Limpiado			Broca & csg scraper. Se circulo en reversa FLC.	
				6/7/07	Completacion BES		2	Gravel pack, FLC no alcanzo formacion	

TABLA.25. Trabajo de Re-acondicionamiento Dorine 53
*Realizado por Gerhard Condit

Sustancia	Canitdad	Unidades	Real	lpb
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	2	1.3
Preventor de Emulsificacion	1 canecas/5 galones	5 gal	8	0.5
Solvente Antiasfaltenos	1 tambor/55 galones	55 gal	1	0.7
KCI	20 sacos/50 kg. para un peso de 8.4 lpg	110 lbs	83	12.7
Bactericida	1 caneca/5 galones	5 gal	4	0.3
Anti espumante	1 caneca/ 5 galones	5 gal	4	0.3

TABLA. 26. Componentes de FC usados en Procedimiento Dorine 53
*Datos obtenidos de la empresa proveedora

Propiedades	Unidades	Real
Densidad	Lbs/gal	8.5
pH	Adimensional	8.0
Viscosidad	Sec/qt	26
Cloruros	Mg/l	16000
Turbidez	NTU	102

TABLA. 27. Propiedades del Fluido Doirne 53

*Datos obtenidos de la empresa proveedora

BIBLIOTECA FICT
SECRETARÍA DE ENERGÍA

3.4.3. DORINE 61

El pozo de desarrollo Dorine 61 fue perforado desde el Pad Dorine 5, Se encuentra localizado aproximadamente 362 metros al sur del pozo Dorine 31 y 380 metros al norte del pozo Dorine 16. El pozo Dorine 61 fue completado en el yacimiento productor M1 y tiene una desviación máxima de 25.62° a 4,360' MD / 4,228' TVD.

Análisis Petrofísico pozo Dorine 61 – Arena M1				
Nombre	Espesor de Yacimiento (ft)	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
Dorine 61 – M1	58	40	28	32

TABLA. 28. Propiedades de Dorine 61

*Datos obtenidos de el reporte de Prueba de Restauracion de Presion del Pozo

Almacenamiento, Cs, Bls/psi	0.0089
Permeabilidad, md	775
Daño total (pseudo skin – radial):	15.15
IP al petróleo, (de eval. de presión), BPPD/psi:	1.49
IP al petróleo, (de eval. de presión), BPPD/psi:	1.14
Presión de yacimiento a PSIUD, psig:	2,216

Presión de yacimiento a Datum, psig:	2,359
Modelo:	Radial Compuesto/Fallas Paralelas Compresibilidad Constante

TABLA. 29. Resultados de Análisis de Presión

*Datos obtenidos de el reporte de Prueba de Restauracion de Presion del Pozo

El objetivo de este trabajo de re-acondicionamiento fue aislar el intervalo productor y re-perforar otro intervalo para mejorar la producción de crudo del pozo. Se propuso, primero, retirar la bomba Centrilift, Centurión P31 / 101 etapas / 380 HP. Limpiar el pozo con la broca y raspador. Aislar la zona productor 8,132' – 8,162' MD / 8,176' – 8,182' MD mediante un squeeze. Correr registros de evaluación de pozo revestido (CHFR-GR-CCL) y registros de evaluación de cemento. Re-perforar con el sistema Wireline PURE el intervalo M1 8,132' – 8,162' MD. Instalar el nuevo equipo Centrilift BES Centurión P31 / 152 etapas / 380 HP.

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	BHP	API	FREQ
04-Abr-2006	1,811	196	1,615	89.2	2,015	20.7	45 Hz
18-Oct-2006	3,102	692	2,410	77.7	1,608	22.3	58 Hz
31-Dic-2006	2,840	227	2,613	92.0	1,850	22.3	51 Hz
20-Jun-2007	2,840	170	2,670	94.0	1,845	21.9	51 Hz

TABLA.30. Historial de Producción Dorine 61

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

Cum Producción Petroleo:	73,723	bbls (as May 31st, 2007)
Cum Producción Agua:	991,253	bbls (as May 31st, 2007)
Cum Producción Gas:	991,253	bbls (as May 31st, 2007)

TABLA.31. Producción Acumulada de Dorine 61

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

Dorine 61 fue completado sobre la arenisca M1 el primero de abril del año 2006. Empezó a producir el 2 de abril con un corte de agua alto 38% y dos días después el BSW aumento a 88%, por ello se sospecho que el intervalo mas bajo 8,176' – 8,182' MD estaba contribuyendo a un corte de agua temprano, debido a la alta porosidad de 33% mostrada en los registros nuclear, mas el hecho de que los registros de resistividad mostraron lo que parecía ser un corte de agua de transición que podría haber sido la fuente del agua.

El intervalo inferior fue abierto para así recuperar las reservas que de otra manera nunca podrían ser producidas a través del intervalo superior, debido a la barrera de arcilla entre las dos zonas.

Los registros USIT-CBL-VDL mostraron buena cementación e indicaron que la zona productora M1 esta aislada, así que no hay canales que puedan contribuir a la producción de agua.

Se llevo a la decisión de retirar los equipos de ESP Centrilift, Centurión P31 / 152 etapas / 380 HP. El intervalo se debía ser cementado, se debía correr los registros de evaluación (CHFR-GR-CCI) y registros de cementación y re perforar solo treinta pies desde el tope de la formación 8,132' – 8,162' MD, para así reducir el alto corte de agua.

La arenisca M1 sería re perforada usando el sistema PURE.

Además se decidió instalar un equipo BES similar a la anterior, tomando en cuenta el índice de productividad del pozo Dorine 61.

CAMPO	POZO	Arena	# Workover	Fecha	Operacion	Fluido	IP antes	IP despues	Observacion
Dorine	61	M1	1	26/9/07	Matado	H ₂ O PF	18		Se mezclo H ₂ O producida filtrada a 10 micrones con 300 ppm de biocida. Sin retorno a superficie o Circulación
				27/9/07	Retiro de BES				
				29/9/07	Squeeze	K-max Back Stop		Se bombeo 6 bbls de la solucion quimica K-max. Se bombeo 20 bbls de la solucion "Back Stop". 15.46 bbls de solucion back stop entraron a las perforaciones. 4.54 bbls se circularon del pozo	
				30/9/07	Limpiado	H ₂ O FF FLC		Se circulo en reversa 20 bbls de H ₂ O fresca filtrada mas 380 bbls del fluido de completacion FLC Broca & csg scraper. FLC	
				1/10/07	Registros			CHFR - GR - CCL	

2/10/07	Disparos			Recupero 97.60 bbls de fluido del pozo Se perforo el intervalo 8132' - 8152' con sistema PURE CARRIER
3/10/07				
	Completacion BES		2	

TABLA.32. Programa de Trabajo de Re-acondicionamiento Dorine 61

*Realizado por Gerhard Condit

3.4.4. Dorine 69

El pozo Dorine 69 fue perforado en los meses de Julio y Agosto del 2007, como un pozo desviado desde el Pad Dorine 5. Esta localizado a 275 m al noroeste del pozo Dorine 24 y a 408 m al noreste del pozo Dorine 25. Adicionalmente este pozo se encuentra ubicado a 259 m del límite norte del Bloque Tarapoa. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 10,680' MD / 7,747' TVD, con una desviación máxima de 82.09° a 10,264' MD / 7,670' TVD.

El objetivo de este trabajo de completación inicial fue limpiar el pozo hasta PBTD a 10,678' MD, correr registros de evaluación de cemento USIT – CBL – VDL – GR – CCL, perforar la arenisca M1 usando TCP con sistema PURE y completar el pozo con BES (P – 37 / 141 etapas / 380 HP) en un tubería de producción de 3 ½ .

CAMPO	POZO	Arena	Fecha	Operacion	Fluido	Daño	IP	Observacion
Dorine	69	M1	21/8/07	Limpieza	H ₂ O PF			Se baja broca, luego se mezcla pildoras de kelzan al fluido para aumentar la viscosidad. Se continua moliendo el cemento. Se agrega 0.01% de Q-LUBE al sistema. Broca y csg scraper
			5/9/07	Registros				USIT - CBL - VDL - GR - CCL
			8/9/07	Pulimiento				Se intento bajar BHA de disparos pero no se pudo trabajar en el Liner. Se pulio el tope del Liner
			9/9/07	Limpieza				Broca y csg scraper
			9/9/07		FLC			Se establece un colchon de bajo balance de 500 psi
			10/9/07	Disparo				Se perforan el intervalo 10370' - 10462' con sistema TCP. Circ rev 90 bbls de FLC. Se recuperan 10 bbls de crudo
			11/9/07	Completacion BES		0,25	5,75	de M1. Carga: TCP 4512 HMX

TABLA.33. Trabajo de Completación Inicial Dorine 69

*Realizado por Gerhard Condit

Sustancia	Canitdad	Unidade s	Real	Ipb
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	3	1.38
Preventor de Emulsificacion	1 canecas/5 galones	5 gal	13	0.59
Solvente Antiasfátenos	1 tambor/55 galones	55 gal	2	0.7
KCI	20 sacos/50 kg. para un peso de 8.4 lpg	110 lbs	37	1.9
Soda Caustica	1 saco/ 25 kg.	55 gal	3	0.14
Bactericida	1 caneca/5 galones	5 gal	3	0.23
Anti espumante	1 caneca/ 5 galones	5 gal	5	0.23

TABLA. 34. Componentes de FC utilizados en Procedimiento Dorine 69

*Datos proporcionados por empresa proveedora

Propiedades	Unidades	Real
Densidad	Lbs/gal	8.4
pH	Adimensional	10
Viscosidad	Sec/qt	26
Cloruros	Mg/l	4200
Turbidez	NTU	80.5

TABLA. 35. Propiedades del Fluido, Dorine 69

Análisis Petrofísico pozo Dorine 69 – Arena M1			
Nombre	Espesor de Pago (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
Dorine 69	26	25	33

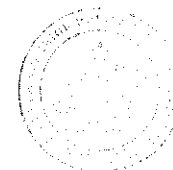
TABLA.36. Datos petrofísicos Dorine 69

*Datos proporcionados por Andespetroleum

Almacenamiento, Cs, Bls/psi	0.5836
Permeabilidad, md	3490
Daño total (pseudo skin – radial):	0.25
IP al petróleo, (de eval. de presión), BPPD/psi:	5.73
IP al petróleo, (de eval. de presión), BPPD/psi:	5.78
Presión de yacimiento a PSIUD, psig:	2,001.63
Presión de yacimiento a Datum, psig:	2,361.47
Modelo:	Radial Homogéneo, Falla Inter-secante a 90° Compresibilidad Constante

TABLA.37. Componentes usado en pruebas de laboratorio Dorine 69

*Datos proporcionados por laboratorio de empresa Andespetroleum



3.4.5. FANNY 68

El pozo Fanny 18B68 fue perforado del 12 de Agosto al 9 de Septiembre del 2007, como un pozo direccional desde el Pad San José, considerando el yacimiento U Inferior como el principal objetivo. La completación inicial se la realiza en el mes de Octubre y entra en evaluación de producción el 19 del mismo mes. Se encuentra localizado a 461 m al suroeste

del pozo Fanny 18B-71 (LU) a 646 m al noroeste del pozo Fanny 18B-74 (Inyector a Tiyuyacu).

El objetivo del trabajo de completación inicial en Fanny 18B – 68 fue limpiar el pozo hasta PBTB a 10,619 pies MD, correr los registros de evaluación de cemento USIT – CBL – VDL – GR – CCL, perforar la arenisca U Inferior usando TCP con sistema PURE, y completar el pozo con una BES (P-11 / 134 etapas / 152 HP) en una tubería de producción de 3 ½”.

CAMPO	POZO	Arena	Fecha	Operación	Fluido	Daño	IP	Observación
Fanny	18B-68	LU	10/10/07	Limpieza	H ₂ O PF			Se corre ensamblaje de limpieza de 6 - 1/8". Muele cemento contaminado. Circulan agua producida con biocida (300) ppm.
			13/10/07	Registros				USIT - CBL - VDL - GR - CCL
			14/10/07	Limpieza	Se baja ensamblaje de circulación con borca de 6 1/8"			
			16/10/07	Disparos	FLC			Circulan en reversa FLC
			17/10/07	Completación BES				Se perfora intervalo 10336' - 10346' con sistema TCP PURE Carga: TCP PJO 4512
					19	1		

TABLA.38. Trabajo de Completación Inicial Fanny 68

*Realizado por Gerhard Condit

Sustancia	Canitdad	Unidades	Real	lps
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	3	2.51
Preventor de Emulsificación	1 canecas/5 galones	5 gal	13	1.06
Solvente Antiasfálenos	1 tambor/55 galones	55 gal	2	1.27

KCl	20 sacos/50 kg. para un peso de 8.4 lpg	110 lbs	37	7.4
Soda Caustica	1 saco/ 25 kg.	55 gal	3	0.25
Bactericida	1 caneca/5 galones	5 gal	5	0.42
Anti espumante	1 caneca/ 5 galones	5 gal	5	0.41

TABLA.39. Componentes de FC utilizados en Procedimiento Fanny 68

*Datos proporcionados por la empresa proveedora

Propiedades	Unidades	Real
Densidad	Lbs/gal	8.4
pH	Adimensional	9.5
Viscosidad	Sec/qt	26
Cloruros	Mg/l	450
Turbidez	NTU	24.3

TABLA.40. Propiedades del Fluido, Fanny 68

*Datos proporcionados por la empresa proveedora

Análisis Petrofísico pozo Fanny 18B-68 Arena U Inferior			
Nombre	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
Fanny 18B-68 U Inferior	14	18	30

TABLA.41. Análisis Petrofísico Fanny 68

*Datos obtenidos de el reporte de Prueba de Restauracion de Presion del Pozo

Almacenamiento Cs, Bls/psi:	0.0393
Permeabilidad, md:	520
Daño total de formación:	19
IP al petróleo (de eval. de presión), BPD/psi:	1.1
IP al petroleo (de eval. de producción), BPD/psi:	1.09
Presión inicial de yacimiento a PSIUD, psi:	2,929
Presión inicial de yacimiento a Datum, psi:	3,348.3
Modelo:	Radial Homogéneo, Yacimiento Infinito Compresibilidad Constante

TABLA.42. Prueba de Restauracion de Presion Fanny 68

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

3.4.6. FANNY 95

El pozo Fanny 95 fue perforado en el mes de Febrero del 2007, como un pozo direccional desde el Pad Fanny 100. La completación inicial se la realiza a inicios de Mayo y entra en evaluación de producción en el mes de Junio del mismo año. Se encuentra localizado a 350 m al sur del pozo Fanny 18B-85 (LU) y a 775 m al suroeste del pozo Fanny 18B-44 (M1).

El objetivo de este trabajo de completación inicial fue realizar una cementación "squeeze" en el intervalo 9,650' – 9,850' MD de la U Inferior, correr registros de evaluación de cemento USIT – VDL – CBL – CCL – GR, Perforar la arenisca U inferior usando MAXR/TCP con el sistema PURE e instalar una BES Centrilift, Centurión P-21 / 97 SSD etapas / 228 HP.

CAMPO	POZO	Arena	Fecha	Operación	Fluido	Daño	IP	Observacion
Fanny	18B-95	LU	20/5/77	Disparo	H ₂ O PF			Se perfora con HJ 4505 HMX el intervalo 9660' - 9670'.
			22/5/07	Squeeze	H ₂ O FF			Cemento clase "G" a 15.8 ppg con agua fresca filtrada y tratada 9.5 bbls ingresaron a la formacion
			23/5/07	Limpieza	H ₂ O PF			El cemento es molido con broca. Se circula el pozo y corre raspador.
			26/5/07	Registros				USIT - CBL - GR - CCL

26/5/07	Disparo			Se perfora el intervalo 9650' - 9660'
28/5/07	Squeeze			Se cementa con Cemento "Ultrafine", clase "G", 10% HCl, agua de producción filtrada y tratada, agua filtrada y tratada. 3.12 bbbls de "Ultrafine" ingreso a la formación
29/5/07	Limpieza	H ₂ O PF		Se muele cemento con broca y se manda un raspador Circulan 408 bbbls de fluido de producción filtrado
1/6/07	Registros			USIT - CBL - GR - CCL
1/6/07	Limpieza			Se corre broca y se circulan en reversa MF
2/6/07	Disparos			Se baja MAXR-7 TCP
3/6/07	Completación BES		FLC	Se activa la bomba y recuperan 48 bbbls de FLC.
5/6/07	Disparos			Se activan los disparos y perforan el intervalo 9654' - 9666'.
			8	0,6
				Carga: MAXR PJ OMEGA 4512

TABLA.43. Trabajo de Completación Inicial Fanny 95

*Realizado por Gerhard Condit

Análisis Petrofísico pozo Fanny 18B-95 Arena U Inferior			
Nombre	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
Fanny 18B-95 U Inferior	31.5	19	35

TABLA.44. Análisis Petrofísico Fanny 95

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

Almacenamiento Cs1, Bls/psi:	0.014
Almacenamiento Cs2, Bls/psi:	0.046
Daño total de formación:	354
IP al petróleo (de eval. de presión), BPD/psi:	7.67
IP al petróleo (de eval. producción), BPD/psi:	0.58
Presión inicial de yacimiento a PSIUD, psi:	3,095
Presión inicial de yacimiento a Datum, psi:	3,338
Modelo:	Radial Homogéneo, Sistema Cerrado Compresibilidad Constante

TABLA.45. Resultados de Análisis de Restauración de Presión Fanny 95

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

3.4.7. FANNY 97

El pozo de desarrollo Fanny 18B-97 fue perforado en Marzo 2007, como un pozo direccional desde el Pad Fanny 100. Esta localizado 1,950 m al noreste del pozo productor Fanny 18B-45 (U inferior). La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 10,159' MD / 8,776' TVD con un espesor total perforado de 14 pies.

El objetivo de este trabajo de completación inicial es limpiar el pozo hasta PBTD a 10,076' MD, correr los registros de evaluacion de cemento USIT – CBL – VDL – GR – CCL, realizar controles de profundidad, perforar la arenisca U inferior usando MAXR/TCP con sistema PURE y completar el pozo con una BES (P-11 / 101 etapas / 110 HP) en tubería de 3 ½".

CAMPO	POZO	Arena	Fecha	Operacion	Fluido	Daño	IP	Observacion
Fanny	18B-97	LU	11/5/07	Limpieza	H ₂ O FF			Muele cemento con broca, se limpia el hoyo circulando. Se corre raspador, circula en reversa.
			14/5/07	Regitros				USIT - CBL - VDL - GR - CCL
			14/5/07	Limpieza	FLC			Broca. Circulan en reversa desplazando el pozo con MFB

15/5/07	Disparo				Se bajo MAXR/TCP con sistema PURE
	Completacion BES				Se activa la bomba y se recuperan 44 bbbls de fluido.
17/5/07	Disparo		6,02	0,63	Se perforan los intervalos 9850' - 9857' y 9860' - 9867'
					Carga: TCP PJ OMEGA 4512

TABLA.46. Trabajo de Completación Inicial Fanny 97

*Realizado por Gerhard Condit

Sustancia	Canitdad	Unidades	Real	lpb
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	3	0.3
Preventor de Emulsificacion	1 canecas/5 galones	5 gal	5	0.5
Solvente Antiasfáltenos	1 tambor/55 galones	55 gal	1	1
KCI	20 sacos/50 kg. para un peso de 8.4 lpg	110 lbs	10	1.9
Secuestrante de Oxigeno	1 tambor/55galones	55 gal	1	1
Bactericida	1 caneca/5 galones	5 gal	4	0.4
Anti espumante	1 caneca/ 5 galones	5 gal	3	0.3

TABLA.47. Componentes de FC utilizados en Procedimiento Fanny 97

*Datos proporcionados por empresa proveedora

Propiedades	Unidades	Real
Densidad	Lbs/gal	8.4
pH	Adimensional	8.0
Viscosidad	Sec/qt	26
Cloruros	Mg/l	3000 - 3100
Turbidez	NTU	24.1 - 80

TABLA.48. Propiedades del Fluido, Fanny 97

*Datos proporcionados por empresa proveedora

Análisis Petrofísico pozo Fanny 18B-97 Arena U inferior			
Nombre	Espesor de Pago (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
Fanny 18B-97 U Inferior	24	19	20

TABLA.49. Análisis Petrofísico Fanny 97

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

Almacenamiento Cs1, Bls/psi:	0.384
Almacenamiento Cs2, Bls/psi:	0.790
Permeabilidad, md:	488
Daño de formación:	6.02
IP al petróleo (de eval. de presión), BPD/psi:	0.66
IP al petróleo (de eval. producción), BPD/psi:	0.62
Presión inicial de yacimiento a PSIUD, psi:	3,119
Presión inicial de yacimiento a Datum, psi:	3,415
Modelo:	Radial Homogéneo, Infinito Compresibilidad Constante

TABLA.50. Resultados del Análisis de Restauración de Presión Fanny 97

*Datos obtenidos de la empresa Andespetroleum

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS INTERVENIDOS

4.1. Pruebas de Pozo

4.1.2. Pruebas de Presión Transciente

La base para el análisis de presión transciente es la observación de cambios de presión, y el retiro de fluido o tasas de inyección, que lo causaron; con descripciones matemáticas del proceso de flujo, involucrando propiedades de la roca a través del cual ocurrió el movimiento, y las características de los fluidos moviéndose por dentro.

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 $(P_i - P_{wf})/q_n$ cuando el tiempo es cero.

4.1.2.1. Pruebas de Caída de Presión

Las pruebas de caída de presión tienen dos ventajas sobre las pruebas de restauración de presión. Primero, la producción continúa durante el periodo de prueba. Segundo, además de la información de permeabilidad y daño de la formación, un estimado se puede hacer de volumen del reservorio en comunicación con el pozo.

La base de las técnicas de análisis de pruebas de caída de presión es la solución de la línea fuente (función Ei) de la ecuación de difusividad. Como se conoce, la relación entre la presión de flujo de fondo, P_{wf} , y las características de la formación y pozo; para un pozo que produce a una tasa constante es:

$$P_{wf} = P_i + \frac{70.6qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688qB\mu c_r r_w^2}{kt} \right) - 2s \right]$$

Con un cambio de logaritmo natural a logaritmo en base 10 y simplificando, queda:

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{162.6qB\mu}{kh} \right) \times \left[\log(\tau) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right]$$

4.1.2.1.1. Pruebas de Múltiples Tasas

Las pruebas de restauración y caída de presión requieren tasas constantes de flujo, lo cual es a veces imposible o impráctico mantener por un periodo lo suficientemente largo. Análisis de múltiples tasas puede ser aplicado a varias situaciones de flujo de pozo como tasa variables incontrolables; o constante presión de fondo con tasas de flujo cambiando continuamente.

4.1.2.1.1.1. Pruebas de Flujo de n – Tasas

El método presentado para analizar las pruebas de caída de presión de dos tasas puede ser extendido para incluir n tasas

diferentes. Una prueba de flujo de n tasas es modelado por:

$$\frac{(P_i - P_{wf})}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \right) \log(t_n - t_{j-1}) \right] + m' \left[\log \left(\frac{k}{0.0002637 q_n^2} \right) - 3.23 + 0.869 s' \right]$$

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:

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

Si a b' le damos el valor de $(P_i - P_{wf})/q_n$ cuando la función de graficación de tiempo es cero, entonces el factor de piel es determinado por:

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{b'}{m'} \right) - \log \left(\frac{k}{0.0002637 q_n^2} \right) + 3.23 \right]$$

Esta técnica puede ser aplicable al análisis de pruebas de flujo de multi-tasas que comúnmente se corren en pozos de petróleo y gas, pero solo cuando el yacimiento actúa como infinito por el periodo total de tiempo transcurrido. El método no es aplicable si ya sea las fronteras del yacimiento o interferencias de otros pozos en producción afectan a los datos durante las prueba.

4.1.3. Análisis de Pozos mediante Prueba de n - Tasas

Después de obtener los valores de permeabilidad y daño, antes y después de la operación de re-acondicionamiento con el fluido limpio, se procedió a comparar estos valores para determinar si existe un incremento en el daño en el reservorio.

Los pozos Dorine 45 ST – 1 y Dorine 53 fueron los únicos pozos aptos para esta evaluación. Los pozos de completación no tenían datos de producción previo a la intervención y la operación de re-acondicionamiento en el pozo Dorine 61 fue un cambio de intervalo. Cuando ocurre un cambio de intervalo los

datos de producción y presión antes de la intervención no tienen relación con los datos posterior a ella.

Dorine 45 ST – 1

Antes de Trabajo de Re-acondicionamiento

Fecha	t(horas)	q(bbl/d)	Pwf(psi)	(Pi - Pwf)/qn	$\sum (q_i - q_{i-1})/q_n * \text{Log}(t_n - t_{j-1})$
1/4/07	0,000	0	2200	0,00	0,00
1/4/07	0,050	177	1967,07	1,32	-1,30
3/4/07	50,18	164	1965,37	1,43	0,99
4/4/07	72,88	155	1963,93	1,52	0,73

TABLA.51. Datos de producción antes de trabajo de re-acondicionamiento de Dorine 45 ST – 1
*Realizado por Gerhard Condit

Revisar gráfico de la FIG 1 en anexos. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 45 ST – 1 antes de Re-acondicionamiento.

Datos	
Pendiente m	0,0697
Porosidad ϕ	0,20
Viscosidad	7,8 cP
Factor Volumétrico	1,114
Altura	20 pies
Compresibilidad	7.5E-06
Radio de Pozo	0.41
(Pi-Pwf)/qn, t = 0	1,14136

TABLA.52. Pendiente obtenida de gráfico de la FIG 1 en anexos.

$$K = 1012,90$$

$$S = 17,03$$

Dorine 45 ST - 1

Después de Trabajo de Re-acondicionamiento

Fecha	t(horas)	q(bbl/d)	Pwf (psi)	$(P_i - P_{wf})/q_n$	$\sum (q_i - q_{i-1})/q_n * \text{Log}(t_n - t_{j-1})$
	0,000	0	2200	1,01	0,00
24/4/07	0,016	215	1981,87	0,92	-1,79
25/4/07	50,00	259	1961,07	0,73	1,82
26/4/07	72,38	324	1964,27	1,52	2,71

TABLA.53. Datos de producción después de trabajo de re-acondicionamiento de Dorine 45 ST - 1
*Realizado por Gerhard Condit

Revisar gráfico en FIG 2 en anexos. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 45 ST - 1 después de Re-acondicionamiento.

Datos	
Pendiente m	0,0528
Porosidad ϕ	0,20
Viscosidad	7,8 cP
Factor Volumétrico	1,114
Altura	20 pies
Compresibilidad	7.5E-06
Radio de Pozo	0.41
$(P_i - P_{wf})/q_n, t = 0$	0,9365

TABLA.54. Pendiente obtenida de gráfico de la FIG 2 en anexos.

$$k = 1337,93$$

$$S = 13,96$$

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

TABLA.55. Comparación antes y después de Re-acondicionamiento Dorine 45 ST-1

Dorine 53

Antes de Trabajo de Re-acondicionamiento

Fecha	t(horas)	q(bbl/d)	Pwf (psi)	$(P_i - P_{wf})/q_n$	$\sum (q_i - q_{i-1})/q_n * \text{Log}(t_n - t_{j-1})$
	0	0	1930		0
1/2/07	0,167	1.336	1544,08	0,32	-0,78
30/3/07	1392	1.175	1410,08	0,43	1,93
10/5/07	1656	1.206	1467,08	0,38	4,87

TABLA.56. Datos de producción despues de tabajo de re-acondicionamiento de Dorine 45 ST – 1
*Realizado por Gerhard Condit

Revisar gráfico en FIG 3 en anexos. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 53 antes de Re-acondicionamiento.

Datos	
Pendiente m	0,319
Porosidad ϕ	0,33
Viscosidad	7,5 cP
Factor Volumétrico	1,114
Altura	14 pies
Compresibilidad	8.5E-06
Radio de Pozo	0.41
$(P_i - P_{wf})/q_n, t = 0$	0,3145

TABLA.57. Pendiente obtenida de grafico de la FIG 3 en anexos.

$$k = 3041,92$$

$$S = 4,15$$

Dorine 53

Después de Trabajo de Re-acondicionamiento

Fecha	t(horas)	q(bbl/d)	Pwf (psi)	$(P_i - P_{wf})/q_n$	$\sum (q_i - q_{i-1})/q_n * \text{Log}(t_n - t_{j-1})$
	0	0	1930		0
8/7/07	0,01667	1052	1012,88	0,71	3,51
9/7/07	356,62	863	1074	0,80	2,88
10/7/07	853,07	879	1034	0,83	2,93

TABLA.58. Datos de producción después de trabajo de re-acondicionamiento de Dorine 45 ST - 1
*Realizado por Gerhard Condit

Revisar gráfico en FIG 4 en anexos. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 53 después de Re-acondicionamiento.

Datos	
Pendiente m	0,0258
Porosidad ϕ	0,33
Viscosidad	7,5 cP
Factor Volumétrico	1,114
Altura	14 pies
Compresibilidad	8.5E-06
Radio de Pozo	0.41
$(P_i - P_{wf})/q_n, t = 0$	0,7587

TABLA.59. Pendiente obtenida de gráfico de la FIG 4 en anexos.

$$k = 3761,14$$

$$S = 33,55$$

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

TABLA.60. Comparación antes y después de Re-acondicionamiento Dorine 53

4.2. 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.

Se define de la siguiente manera:

$$IP = J = \frac{q}{P_i - P_{wf}}$$

q = Líquido total stb/d

P_i = Presión de fondo al cierre, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi

P_i - P_{wf} = Reducción de presión, psi



4.2.1. Análisis Técnico Mediante el Índice de productividad

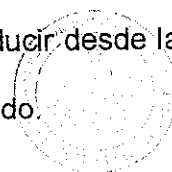
Para este análisis se escogieron los pozos que durante el año 2007 tuvieron algún trabajo de re-acondicionamiento o en su

caso completación inicial utilizando el fluido limpio de completación.

4.2.1.1. Completación Inicial

El análisis para los pozos en los que se realizaron operaciones de completación inicial, consiste en comparar los pozos en los que se usaron el fluido limpio con los que no lo usaron. Para asignar los pozos, estos tienen que haber tenido una operación similar, en su mayoría durante el año 2007. Existieron excepciones, donde se tuvo que recurrir a otros años para obtener datos.

Ademas, los pozos asignados debían producir desde la misma arena y estar cerca del pozo evaluado.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

El pozo Fanny 68 intervenido con el fluido limpio de completación no fue analizado, ni comparado por que nunca se completo su tratamiento con el fluido limpio por escasez de material.

Pozo Evaluado	Pozo Comparativo	Arena
Dorine 69	Dorine 61	M1
Fanny 95	Fanny 45	U inf
	Fanny 85	U inf
	Fanny 96	U inf
Fanny 97	Fanny 102	U inf

TABLA.61. Pozos evaluados junto a los pozos con los que se los comparó y arena que pertenecen.
*Tabulado por Gerhard Condit

Los valores de Índice de Productividad se los tomo de los datos de la pruebas de build up realizadas después de la completación inicial.

ARENA M1 Y U INFERIOR

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

TABLA.62. Índice de productividad de los pozos en M1 y U inf. (Completación Inicial)

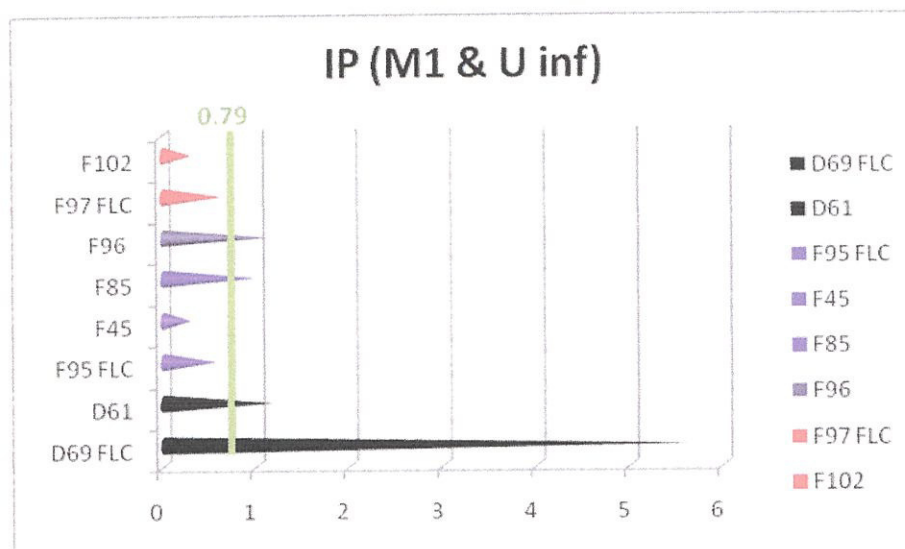


FIG 4.1. IP de los pozos en las arenas M1 y U inferior (Completación Inicial)

*Realizado por Gerhard Condit

El promedio de índice de productividad de los pozos no intervenidos con el fluido limpio de las arenas M1 y U inferior es 0.79 stb/d/psi.

Para mayor visualización ir a FIG 5 en anexos. 4 de los 8 pozos analizados de las arenas M1 y U inferior tienen un índice de productividad mayor al promedio de los 8 pozos de 0.79.

Solo 4 pozos tiene su índice de productividad mayor al promedio estos son:

- Dorine 69 (M1), IP = 5.75 stb/d/psi.

- Dorine 61 (M1), IP = 1,2 stb/d/psi.
- Fanny 85 (U inf), IP = 1 stb/d/psi.
- Fanny 96 (U inf), IP = 1.14 stb/d/psi.

Revisar FIG 6 en anexos.

De los cuatro pozos 2 son de la arena M1 y 2 de la arena U inferior. Solo el pozo Dorine 69 fue intervenido con el fluido limpio de completación. Los pozos Dorine 61 y Fanny 85 usaron agua de producción y el pozo Fanny 96 uso un gel de completación.

ARENA U INFERIOR

Pozo	IP
F95	0,57
F45	0,3
F85	1
F97	0,63
F102	0,3
F96 CP	1,14

TABLA.63. Índice productividad de los pozos U inf. (Completación Inicial)

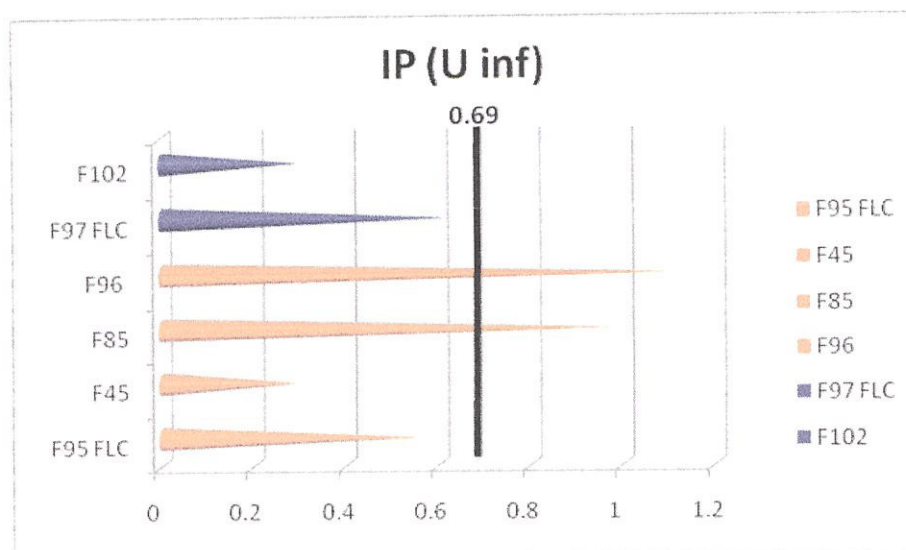
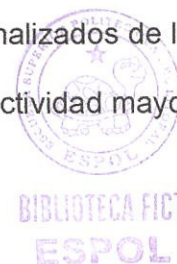


FIG 4.2. IP de los pozos en la arena U inferior (Completación Inicial)

*Realizado por Gerhard Condit

El promedio de índice de productividad de los pozos no intervenidos con el fluido limpio de la arena U inferior es 0.69 stb/d/psi.

Ir a FIG 7 en anexos. 2 de los 6 pozos analizados de la arena U inferior tienen un índice de productividad mayor al promedio de los 6 pozos de 0.69.



Solo 2 pozos tiene su índice de productividad mayor al promedio estos son:

- Fanny 85 (U inf), IP = 1 stb/d/psi.
- Fanny 96 (U inf), IP = 1.14 stb/d/psi.

Revisar gráfico en la FIG 8 en anexos.

Fanny 85 fue intervenido con agua de producción, mientras el pozo Fanny 96 fue intervenido con un gel de completación.

4.2.1.2. RE-ACONDICIONAMIENTO

El análisis para los pozos en los que se realizaron operaciones de re-ajuste, consiste primero en la comparación de los datos de índice de productividad antes y después de la intervención en los pozos; y además en comparar los pozos en los que se usaron el fluido limpio con los que no lo usaron.

Para asignar los pozos, estos tienen que haber tenido una operación similar, en su mayoría durante el año 2007. Existieron excepciones, donde se tuvo que recurrir a otros años para obtener datos.

Además, los pozos asignados debían producir desde la misma arena y estar cerca del pozo evaluado.

Todos los trabajos de re-acondicionamiento se dieron en el Campo Dorine, siendo la formación productora la arena M1.

El pozo Dorine 61 no fue incluido en el análisis, por que la operación realizada de re-acondicionamiento se baso en un cambio de intervalo de producción, por ello no existe relación entre los datos de producción y reservorio.

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

TABLA.64. Pozos con IP antes y después de re-acondicionamiento

*Realizado por Gerhard Condit

Dos pozos mejoran su índice de productividad después de la intervención de re-acondicionamiento. El pozo Dorine 45 ST-1 mejora un 0.5 mas y el pozo Dorine 32 que aumenta con 12 unidades.

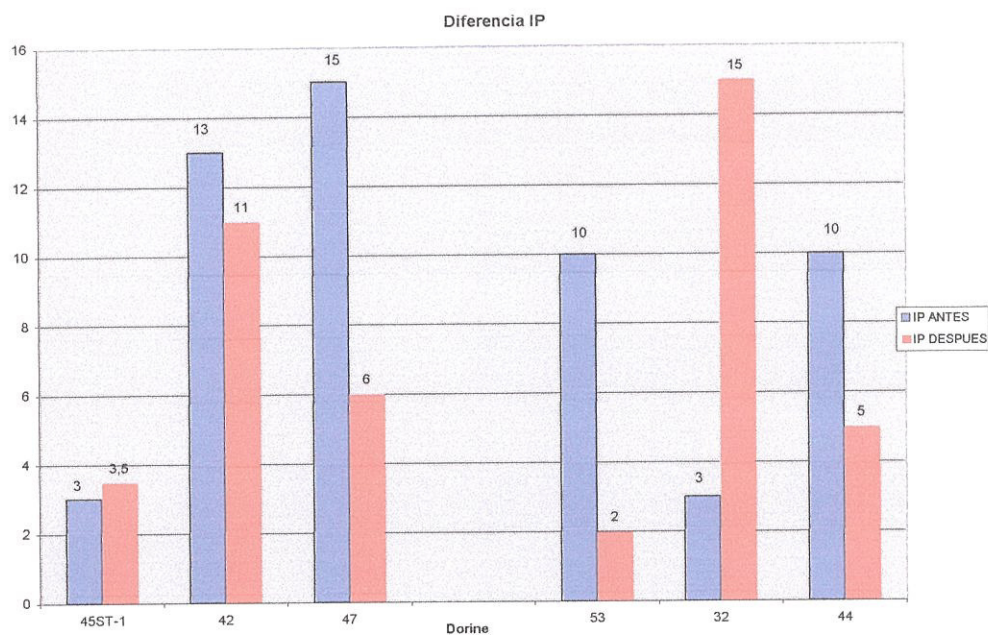


FIG 4.3. Valores de IP antes y después de operación de re-acondicionamiento.

*Realizado por Gerhard Condit

El pozo Dorine 45 ST-1 uso el fluido limpio de completación. El pozo Dorine 32 uso agua de producción.

El trabajo de re-acondicionamiento en el pozo Dorine 32 se da por que la bomba electrosomergible estaba funcionando por debajo de la curva de eficiencia. Al reemplazar la bomba por una nueva, vuelve a su producción regular.

La intervención en el pozo Dorine 53 resulto dañino. El pozo Dorine 53 tiene un empaquetamiento de grava

debido a la producción de arena. La posible causa de la fallida operación en el pozo Dorine 53 podría estar relacionado con el empaquetamiento de grava. Se presume que el fluido nunca llegó a la formación y por ello existió una influencia en la migración de finos agresiva.

4.3. Daño

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

4.3.1. Daño en las Cercanías al Pozo o Estimulación

El daño de en la cercanía del pozo o indicadores de estimulación son de importancia práctica. Hay varias maneras para cuantificar daño o mejora. Un método usa la idea de piel "skin" o efecto piel "skin efecto".

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

$$\Delta P_s = \frac{141.2qB_s}{kR} s$$

ΔP_s = caída de presión a través de la piel "skin", psi

B = factor volumétrico de formación, reservorio bbl/stb

μ = viscosidad, cp

s = factor "skin" piel, sin dimensión

k = permeabilidad, md

h = altura, ft

El valor de factor skin puede variar desde -5 para un pozo fracturado hidráulicamente, hasta ∞ para un pozo totalmente taponado. Un problema con el concepto de efecto skin es que el valor numérico del skin "s" no muestra directamente el grado de daño.

4.3.2. Análisis Técnico Mediante Daño (Completación Inicial)

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

TABLA.65. Daño de los pozos en M1 y U inf.

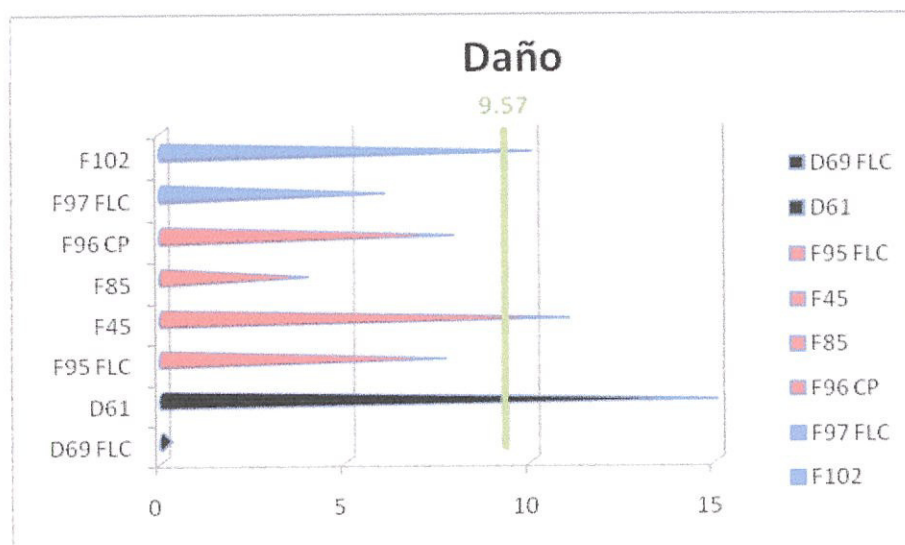


FIG 4.4. Valores de Daño de los pozos en las arenas M1 y U inferior.

*Realizado por Gerhard Condit

El promedio de daño de los pozos no intervenidos con el fluido limpio de las arenas M1 y U inferior es 9.57.

Revisar gráfico en FIG 9 en anexos. El 62% de los pozos analizados de las arenas M1 y U inferior tienen un Daño menor al Daño promedio de 9.57.

5 pozos tienen su daño menor al promedio estos son:

- Dorine 69 (M1), S = 0.25
- Fanny 95 (U inf), S = 7.67
- Fanny 97 (U inf), S = 6.02
- Fanny 85 (U inf), S = 3.95
- Fanny 96 (U inf), S = 7.9

Ver gráfico en FIG 10 en anexos.

Los pozos Dorine 69, Fanny 95 y Fanny 97 fueron intervenidos con el fluido limpio de completación. Fanny 85 fue intervenido con agua de producción y el pozo Fanny 96 fue intervenido con un gel de completación.

ARENA U INFERIOR

Pozo	Daño
Fanny 95	7,67
Fanny 45	11
Fanny 85	3,95
Fanny 97	6,02
Fanny 102	10
Fanny 96	7,9

TABLA.66. Daño de los pozos en U inf.

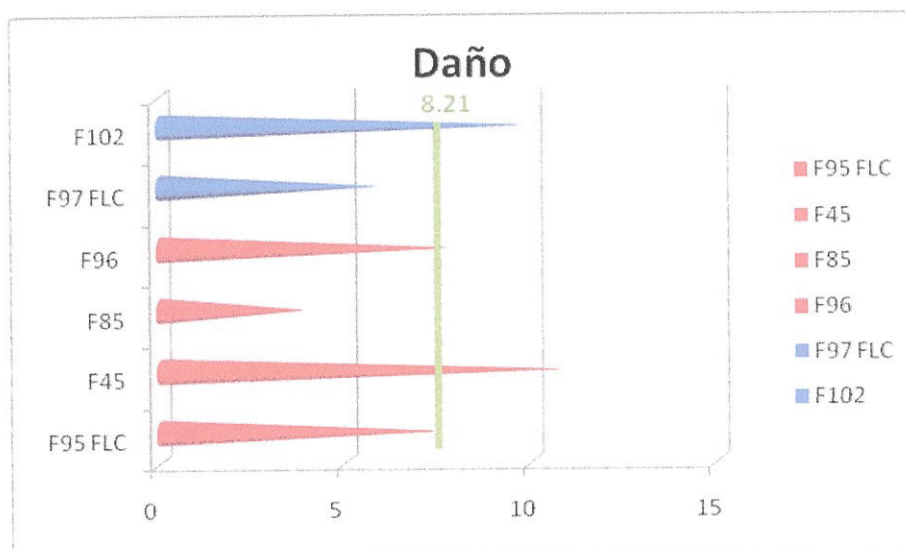


FIG 4.5. Valores de Daño de los pozos en la arena U inferior.

*Realizado por Gerhard Condit

El promedio de daño de los pozos no intervenidos con el fluido limpio de las arena U inferior es 8.21.

Para mejor visualización ir a FIG 11 en anexos. 4 pozos de la arena U inferior tienen el daño menor al daño promedio 8.21.

4 pozos tiene su daño menor al promedio estos son:

- Fanny 95 (U inf), S = 7.67
- Fanny 97 (U inf), S = 6.02
- Fanny 85 (U inf), S = 3.95
- Fanny 96 (U inf), S = 7.9

Ver distribución de pozos según el fluido utilizado durante su intervención en FIG 12 en anexos.

Los pozos Fanny 95 y Fanny 97 fueron intervenidos con el fluido limpio de completación. Fanny 85 fue intervenido con agua de producción y el pozo Fanny 96 fue intervenido con un gel de completación.

4.4. Análisis Costo Beneficio

Es importante completar el estudio con un análisis económico del proyecto que permitirá evaluar la factibilidad del uso del fluido limpio de completación en las siguientes operaciones de completación inicial y re-acondicionamiento en el Bloque Tarapoa.

4.4.1. Consideraciones Generales

Interés simple: es el precio (tasa expresada en tanto por ciento) a pagar por concepto de utilización de un dinero prestado y depende de las condiciones contractuales variando directamente con la cantidad de dinero prestado para cierto tiempo.

Matemáticamente está representado en la siguiente expresión:

$$I = C \times i \times t$$

donde: I = interés simple

C = capital o suma prestada

i = interés [%]

t = tiempo

Interés compuesto: es el que se obtiene cuando en cada intervalo de tiempo se agregan los intereses sobre el capital; de este modo se tiene un monto sobre el cual se calcularán los intereses en el siguiente periodo de tiempo, hasta un período n .

$$M = C(1+i)^n$$

donde: M = Monto al final del período.

C = Capital

i = interés por período

n = tiempo

Tasa nominal: es la tasa convenida para una operación financiera.

Tasa efectiva: tasa que realmente actúa sobre el capital de operación financiera.

Para la ejecución de un proyecto es necesario determinar la manera como el valor de la empresa se verá afectado por los resultados esperados (rendimientos). Es decir la cantidad de dinero que se recupere de inmediato valdrá mucho más que un dinero por recibir en un futuro (cuando se habla de recuperar un dinero invertido), puesto que el dinero recibido servirá para reinvertirlo en la obtención de otro rendimiento mayor.

Flujo de salida: es la salida de efectivo, son los desembolsos de efectivo para cubrir gastos de inversiones iniciales.

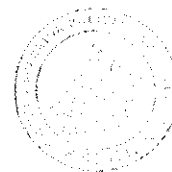
Flujo de entrada: es la entrada de dinero efectivo proveniente de una inversión y/o de otras fuentes.

Valor futuro: es el monto hasta el cual crecerá un flujo de efectivo o una serie de flujos de efectivo a lo largo de un determinado período, cuando éste se capitaliza a una tasa de interés específica.

$$VF = C(1+i)^n$$

donde: VF = Valor futuro

C = Capital inicial



Valor presente: es el valor actual de un flujo de efectivo futuro o de una serie de flujos de efectivo.

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^n}$$

donde: VP = Valor presente

VF = Valor futuro

Descuento de flujos: es la continuación del proceso para encontrar el valor presente de una serie de flujos de efectivo. El factor de descuento permite hallar el valor actual de un cobro aplazado, matemáticamente puede calcularse multiplicando el cobro por el siguiente factor:

$$\text{Factor de descuento} = \frac{1}{(1+i)^n}$$

Tasa del costo de oportunidad: es la tasa de rendimiento sobre la mejor alternativa de inversión disponible de similar riesgo.

Conocido como VAN, es el método que se utiliza en la evaluación de las propuestas de las inversiones de un capital. Consiste en hallar el valor presente de todos los flujos futuros en efectivo esperados en un proyecto y luego restar la inversión original con el fin de precisar el beneficio neto que la compañía logrará por haber invertido en un proyecto.

$$VAN = VP - \text{Inversión requerida}$$

Significado del VAN: un VAN igual a cero quiere decir que los flujos de efectivo del proyecto son suficientes para recuperar el capital invertido y proporcionar la tasa requerida de rendimiento sobre ese capital.

Un VAN positivo genera un rendimiento mayor que la tasa requerida de descuento es decir reembolsará fondos a los inversionistas.

Ventajas y desventajas del VAN: entre las ventajas podemos mencionar las siguientes:

- Este método provee el resultado correcto para la valoración de un proyecto.
- Método adecuado para organizar los proyectos de acuerdo a la magnitud de creación del valor.
- Considera el valor del dinero en el tiempo.
- Los resultados son aditivos entre proyectos.

Las desventajas que presenta el VAN son:

- No permite evaluar proyectos de diferente vida útil.
- No muestra completamente el desempeño de un proyecto o empresa en un período en particular.

La Tasa Interna de Retorno, también conocida como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo que se esperan tener en un proyecto con el desembolso de la inversión, es decir el costo inicial. La tasa interna de retorno es la tasa de rentabilidad que la empresa espera obtener si decide llevar a cabo un proyecto.

Significado del TIR: si el TIR es mayor a la tasa de rendimiento requerida por la empresa entonces el proyecto será viable, es decir el proyecto será rentable.

Si el valor del TIR es inferior a la tasa de rendimiento esperada, el proyecto no es rentable ya que este impone un costo para los accionistas.

Ventajas y desventajas del TIR: el método no provee información sobre la magnitud de proyecto y un retorno más

alto no necesariamente implica que el proyecto crea más valor en términos absolutos.

Partiendo que las técnicas VAN y TIR permiten dar aceptación o rechazo a un proyecto; entonces se puede calcular el período de recuperación del mismo, únicamente se debe añadir los flujos de efectivo esperados de cada período (año) hasta que se recupere el monto inicial invertido.

El período de recuperación es el número esperado de períodos (años) que se necesitan para recuperar la inversión original.

De manera general se considera aceptable un proyecto si su tiempo de recuperación es inferior al plazo máximo de recuperación aceptado por la compañía y malo si ocurre lo contrario.

4.4.2. Análisis de los Pozos Intervenidos

Se analizaron las operaciones de completación inicial y re-acondicionamiento usando un formato de flujo de caja utilizado por la empresa. La inversión consiste en el gasto que se realizó

en la intervención del pozo, ya sea completación inicial o reacondicionamiento. Este flujo de caja se lo extiende a un año. El flujo de caja nos permite determinar en cuantos días se paga la inversión. En el caso de no tener los datos de producción del año, entonces se reduce la producción mensualmente en un 3 por ciento. La empresa tiene establecido el valor de 17.45 dolares/barril como la ganancia de la empresa por cada barril producido.

Para invertir en una operación de completación o reacondicionamiento la empresa plantea que la recuperación de la inversión sea de 3 meses, con ciertas excepciones.

Ademas de observar el flujo de caja neto, también se obtienen valores de Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno.

Los valores de inversión se obtuvieron de los reportes de gastos de las operaciones.

<table border="1"> <tr><td colspan="2">DORINE 69</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td></td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>283.027,99</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$4.938.838,49</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$3.485.773,77</td></tr> <tr><td>COSTO FLC</td><td>\$13.296,30</td></tr> </table>		DORINE 69		INVERSION		PRODUCCION total	283.027,99	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$4.938.838,49	CAJA DE FLUJO NETA	\$3.485.773,77	COSTO FLC	\$13.296,30	<table border="1"> <tr><td colspan="2">DORINE 6140</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td>\$6.109,31</td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>63.350,98</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$1.105.474,80</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$929.887,83</td></tr> </table>		DORINE 6140		INVERSION	\$6.109,31	PRODUCCION total	63.350,98	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$1.105.474,80	CAJA DE FLUJO NETA	\$929.887,83																										
DORINE 69																																																							
INVERSION																																																							
PRODUCCION total	283.027,99																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$4.938.838,49																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$3.485.773,77																																																						
COSTO FLC	\$13.296,30																																																						
DORINE 6140																																																							
INVERSION	\$6.109,31																																																						
PRODUCCION total	63.350,98																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$1.105.474,80																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$929.887,83																																																						
<table border="1"> <tr><td colspan="2">FANNY 95</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td></td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>89.343,25</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$1.559.039,71</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$1.324.337,27</td></tr> </table>		FANNY 95		INVERSION		PRODUCCION total	89.343,25	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$1.559.039,71	CAJA DE FLUJO NETA	\$1.324.337,27	<table border="1"> <tr><td colspan="2">FANNY 45</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td>\$137.568,59</td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>52.476,22</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$915.710,04</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$771.528,76</td></tr> </table>		FANNY 45		INVERSION	\$137.568,59	PRODUCCION total	52.476,22	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$915.710,04	CAJA DE FLUJO NETA	\$771.528,76	<table border="1"> <tr><td colspan="2">FANNY 85</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td>\$495.511,48</td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>398.190,16</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$6.948.418,29</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$4.609.388,38</td></tr> </table>		FANNY 85		INVERSION	\$495.511,48	PRODUCCION total	398.190,16	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$6.948.418,29	CAJA DE FLUJO NETA	\$4.609.388,38	<table border="1"> <tr><td colspan="2">FANNY 96</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td></td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>\$702.707,33</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>168.234,94</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$2.935.699,72</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$2.126.239,98</td></tr> </table>		FANNY 96		INVERSION		PRODUCCION total	\$702.707,33	INGRESO NETO(US\$/bb)	168.234,94	VENTAS	\$2.935.699,72	CAJA DE FLUJO NETA	\$2.126.239,98
FANNY 95																																																							
INVERSION																																																							
PRODUCCION total	89.343,25																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$1.559.039,71																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$1.324.337,27																																																						
FANNY 45																																																							
INVERSION	\$137.568,59																																																						
PRODUCCION total	52.476,22																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$915.710,04																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$771.528,76																																																						
FANNY 85																																																							
INVERSION	\$495.511,48																																																						
PRODUCCION total	398.190,16																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$6.948.418,29																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$4.609.388,38																																																						
FANNY 96																																																							
INVERSION																																																							
PRODUCCION total	\$702.707,33																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	168.234,94																																																						
VENTAS	\$2.935.699,72																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$2.126.239,98																																																						
<table border="1"> <tr><td colspan="2">FANNY 97</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td>\$417.011,44</td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>81.271,91</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$1.418.194,83</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$1.055.265,85</td></tr> </table>		FANNY 97		INVERSION	\$417.011,44	PRODUCCION total	81.271,91	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$1.418.194,83	CAJA DE FLUJO NETA	\$1.055.265,85	<table border="1"> <tr><td colspan="2">FANNY 102</td></tr> <tr><td>INVERSION</td><td>\$609.453,64</td></tr> <tr><td>PRODUCCION total</td><td>91.355,63</td></tr> <tr><td>INGRESO NETO(US\$/bb)</td><td>\$17,45</td></tr> <tr><td>VENTAS</td><td>\$1.594.155,80</td></tr> <tr><td>CAJA DE FLUJO NETA</td><td>\$1.237.201,27</td></tr> </table>		FANNY 102		INVERSION	\$609.453,64	PRODUCCION total	91.355,63	INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45	VENTAS	\$1.594.155,80	CAJA DE FLUJO NETA	\$1.237.201,27																												
FANNY 97																																																							
INVERSION	\$417.011,44																																																						
PRODUCCION total	81.271,91																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$1.418.194,83																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$1.055.265,85																																																						
FANNY 102																																																							
INVERSION	\$609.453,64																																																						
PRODUCCION total	91.355,63																																																						
INGRESO NETO(US\$/bb)	\$17,45																																																						
VENTAS	\$1.594.155,80																																																						
CAJA DE FLUJO NETA	\$1.237.201,27																																																						

TABLA 67. Caja de Flujo de los 3 pozos en los que se usaron el Fluido Limpio de Completación durante el trabajo de Completación Inicial, mas los pozos comparativos
 * Realizado por Gerhard Condit


					
		DORINE 69 Recuperación de Inversión (Días) 48 Recuperación de Inversión (Meses) 1,6		DORINE 61 Recuperación de Inversión (Días) 171 Recuperación de Inversión (Meses) 5,7	
		FANNY 95 Recuperación de Inversión (Días) 90 Recuperación de Inversión (Meses) 3		FANNY 45 Recuperación de Inversión (Días) 71 Recuperación de Inversión (Meses) 2,37	
		FANNY 97 Recuperación de Inversión (Días) 43 Recuperación de Inversión (Meses) 1,42		FANNY 85 Recuperación de Inversión (Días) 23 Recuperación de Inversión (Meses) 0,77	
		FANNY 102 Recuperación de Inversión (Días) 114 Recuperación de Inversión (Meses) 3,8		FANNY 96 Recuperación de Inversión (Días) 49 Recuperación de Inversión (Meses) 1,63	

TABLE A.68. Comparación de Días de Recuperación de Inversión de los 3 pozos intervenidos con el Fluído Limpio de Completación y los pozos Comparativos.
 *Realizado por Gerhard Condit

DORINE 69			DORINE 61		
VPN		TIR	VPN		TIR
9%	0,75%	\$2.350.271	20%	9%	0,75%
11%	0,92%	\$2.306.792	20%	11%	0,92%
FANNY 95			FANNY 45		
VPN		TIR	VPN		TIR
9%	0,75%	\$371.944	10%	9%	0,75%
11%	0,92%	\$363.126	10%	11%	0,92%
FANNY 97			FANNY 85		
VPN		TIR	VPN		TIR
9%	0,75%	\$608.871	31%	9%	0,75%
11%	0,92%	\$602.502	31%	11%	0,92%
FANNY 102			FANNY 96		
VPN		TIR	VPN		TIR
9%	0,75%	\$567.328	12%	9%	0,75%
11%	0,92%	\$554.460	12%	11%	0,92%

TABLA. 69. Valor Presente Neto de la Inversion Realizada en Intervencidos con el Fluido Limpio de Completacion y los pozos comparativos.

*Realizado por Gerhard Condit

4.4.3. PRODUCCIÓN PRIMER MES

Otra forma de medir el beneficio económico de los pozos fue analizando cuanto ingreso se obtendría durante el primer mes de producción. Simplemente se multiplicó la producción del primer mes de cada pozo por el valor \$17.45 / bbl establecido por la empresa.

Arena	Pozo	Producción Primer Mes	Ingreso
<i>M1</i>	<i>Dorine 69</i>	<i>18.724,82</i>	<i>\$326.748,11</i>
<i>M1</i>	<i>Dorine 61</i>	<i>6.027,94</i>	<i>\$105.187,55</i>
<i>U inf</i>	<i>Fanny 95</i>	<i>13.996,32</i>	<i>\$244.235,78</i>
<i>U inf</i>	<i>Fanny 45</i>	<i>7.937,25</i>	<i>\$138.505,01</i>
<i>U inf</i>	<i>Fanny 85</i>	<i>26.900,94</i>	<i>\$469.421,40</i>
<i>U inf</i>	<i>Fanny 96</i>	<i>24.694,2</i>	<i>\$430.913,79</i>
<i>U inf</i>	<i>Fanny 97</i>	<i>7.281,56</i>	<i>\$127.063,22</i>
<i>U inf</i>	<i>Fanny 102</i>	<i>7.659,25</i>	<i>\$133.653,91</i>

TABLA.70. Comparación de producción mensual de Pozos intervenidos para Completación Inicial Con Fluido Limpio, y pozos comparativos.

*Realizado por Gerhard Condit

No todos los pozos produjeron totalmente durante todo el mes. Es un procedimiento común cerrar el pozo por un cierto tiempo, usualmente para realizar una prueba de restauración de presión, después de haber sido completado y puesto en producción.

En el caso del pozo Dorine 69 se optó por realizar cálculos donde se varía el daño originado por la completación inicial en valores ascendentes, para así verificar cual fue la de producción del mes, comparado con el valor original de daño del pozo.

Para realizar los cálculos se utilizaron los datos de producción obtenidos de la prueba de restauración realizada posterior a la completación inicial y se utilizo la siguiente formula:

$$S = \left(\frac{(P_i - P_{wf}) * k * h}{141.2 * \beta_o * \mu * q} \right)$$

Dorine 69

qo	1243,32
Pwf datum	2109,84
Pi datum	2361,47
h	92
k (md)	3,490
Bo	1,114
u	7,8

S		q(bbl/d)	q(bbl/mes)
S1	0,053	1243,32	38542,80
S2	0,250	263,40	8165,50
S3	5	13,17	408,28
S4	10	6,59	204,14
S5	15	4,39	136,09

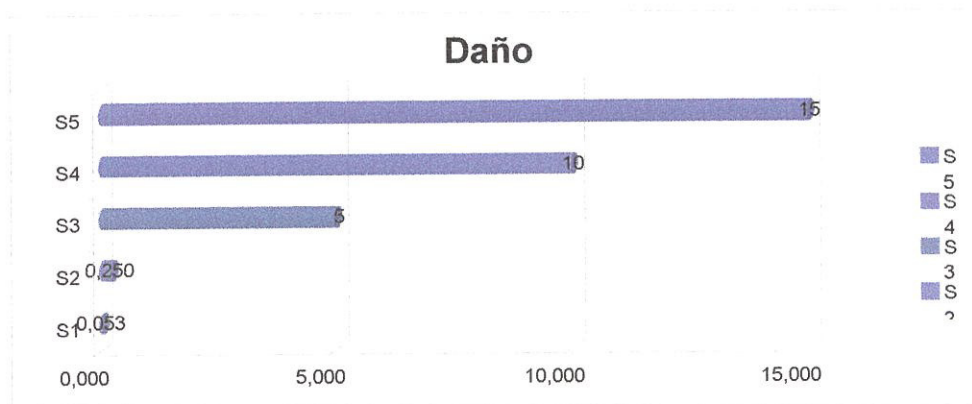


FIG 4.6. Daño Dorine 69

*Realizado por Gerhard Condit

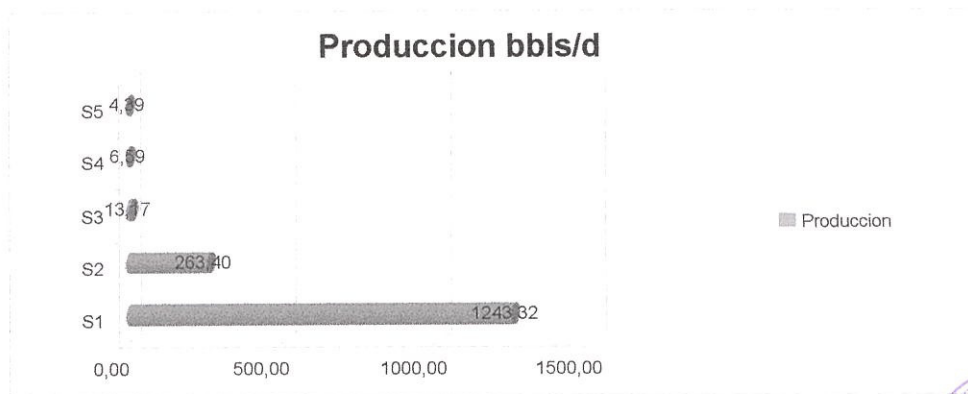


FIG 4.7. Daño vs. Producción Dorine 69

*Realizado por Gerhard Condit

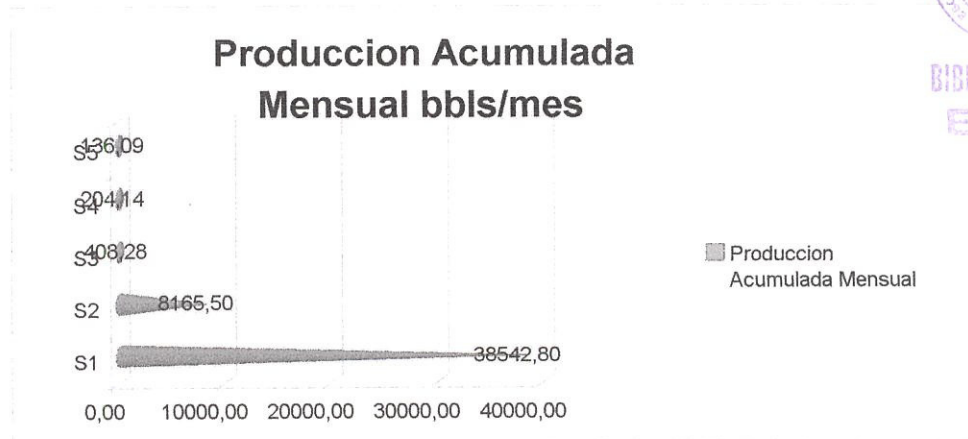


FIG 4.8. Producción Acumulado un Mes por Daño

*Realizado por Gerhard Condit



RE-ACONDICIONAMIENTO

DORINE 45		DORINE 42		DORINE 47	
INVERSION	\$153.855,06	INVERSION	\$175.057,64	INVERSION	\$231.690,64
PRODUCCION		PRODUCCION		PRODUCCION	
total	61282,8	total	45694,6	total	82.894,20
INGRESO		INGRESO		INGRESO	
NETO(US\$/bbl)	\$17,45	NETO(US\$/bbl)	\$17,45	NETO(US\$/bbl)	\$17,45
VENTAS	\$1.069.384,46	VENTAS	\$797.371,11	VENTAS	\$1.446.502,95
CAJA DE FLUJO		CAJA DE FLUJO		CAJA DE FLUJO	
NETA	\$737.505,05	NETA	\$571.782,48	NETA	\$1.006.133,49
COSTO FLC	\$7.708,40				

DORINE 53		DORINE 32		DORINE 44	
INVERSION	\$147.804,24	INVERSION	\$387.489,09	INVERSION	\$241.448,75
PRODUCCION		PRODUCCION		PRODUCCION total	45.257,25
total	340.509	total	148.811,30	INGRESO	
INGRESO		INGRESO		NETO(US\$/bbl)	\$17,45
NETO(US\$/bbl)	\$17,45	NETO(US\$/bbl)	\$17,45	VENTAS	\$789.738,93
VENTAS	\$5.941.878,26	VENTAS	\$2.596.756,36	CAJA DE FLUJO	
CAJA DE FLUJO		CAJA DE FLUJO		NETA	\$590.982,65
NETA	\$3.841.453,93	NETA	\$1.795.889,72		
COSTO FLC	\$9.632,87				

TABLA.71. Caja de Flujo de los 2 pozos en los que se usaron el Fluido Limpio de Completación durante el trabajo de Re-acondicionamiento, mas los pozos comparativos

*Realizado por Gerhard Condit

DORINE 45		DORINE 42		DORINE 47	
Recuperación de Inversión (Días)	37,6	Recuperación de Inversión (Días)	43	Recuperación de Inversión (Días)	66
Recuperación de Inversión (Meses)	1,25	Recuperación de Inversión (Meses)	1,43	Recuperación de Inversión (Meses)	2,19

DORINE 53		DORINE 32		DORINE 44	
Recuperación de Inversión (Días)	8	Recuperación de Inversión (Días)	71	Recuperación de Inversión (Días)	100
Recuperación de Inversión (Meses)	0,28	Recuperación de Inversión (Meses)	2,36	Recuperación de Inversión (Meses)	3,34

TABLA.72. Comparación de Días de Recuperación de Inversión de los 2 pozos intervenidos con el Fluido Limpio y los pozos Comparativos.

*Realizado por Gerhard Condit



BIBLIOTECA FICT
E.S.P.O.L.

DORINE 45				DORINE 42				DORINE 47			
VPN			TIR	VPN			TIR	VPN			TIR
9%	0,75%	\$549.591	38%	9%	0,75%	\$373.001	30%	9%	0,75%	\$727.393	34%
11%	0,92%	\$542.328	38%	11%	0,92%	\$367.929	30%	11%	0,92%	\$367.929	30%

DORINE 53				DORINE 32				DORINE 44			
VPN			TIR	VPN			TIR	VPN			TIR
9%	0,75%	\$3.512.958	207%	9%	0,75%	\$1.325.547	38%	9%	0,75%	\$1.325.547	38%
11%	0,92%	\$3.474.424	207%	11%	0,92%	\$1.307.880	38%	11%	0,92%	\$1.307.880	38%

TABLA. 73. Valor Presente Neto de la Inversión realizada en los pozos intervenidos con el Fluido Limpio en Trabajos de Re-acondicionamiento

y pozos comparativos

*Realizado por Gerhard Condit

4.4.4. Comparación de Ganancia Real y Teórica después de Re-acondicionamiento

Otro método que se utilizó para poder analizar los beneficios económicos en el uso del fluido limpio de completación en las operaciones de re-acondicionamiento fue hacer una comparación entre los ingresos que se hubieran generado si el pozo mantenía la producción anterior a la intervención y los ingresos reales que se generaron de la producción, posterior a la operación, durante un mes.

DORINE 45



01/03/2017
12:30:00

El último valor de producción de petróleo antes de entrar a la operación de re-acondicionamiento fue de 149,2

barriles/día. Si se mantenía este valor después de la operación y durante un mes de producción a partir de la intervención entonces el pozo hubiera generado un valor total de \$78.106,20.

TEÓRICO	\$78.106,20
REAL	\$127.692,12
GANANCIA	\$49.585,92

Observar comparación de producción en el grafico de la FIG 13 en anexos.

DORINE 42

El ultimo valor de producción de petróleo antes de entrar a la operación de re-acondicionamiento fue de 236,1 barriles/día. Si se mantenía este valor después de la operación y durante un mes de producción a partir de la intervención entonces el pozo hubiera generado un valor total de \$131.838,44.

TEÓRICO	\$131.838,24
REAL	\$118.738,53
PERDIDA	\$(13.099,72)

Observar comparación de producción en el grafico de la FIG 14 en anexos.

DORINE 47

El ultimo valor de producción de petróleo antes de entrar a la operación de re-acondicionamiento fue de 219,1 barriles/día. Si se mantenía este valor después de la

operación y durante un mes de producción a partir de la intervención entonces el pozo hubiera generado un valor total de \$122,345.44.

TEÓRICO	\$122.345,44
REAL	\$119.399,01
PERDIDA	\$(2.946,43)

Observar comparación de producción en el grafico de la FIG 15 en anexos.

DORINE 53

El ultimo valor de producción de petróleo antes de entrar a la operación de re-acondicionamiento fue de 1092,8 barriles/día. Si se mantenía este valor después de la operación y durante un mes de producción a partir de la intervención entonces el pozo hubiera generado un valor total de \$610.219,52.

TEÓRICO	\$610.219,52
REAL	\$558.833,17
PERDIDA	\$(51.386,35)

Observar comparación de producción en el grafico de la FIG 16 en anexos.

DORINE 32

El ultimo valor de producción de petróleo antes de entrar a la operación de re-acondicionamiento fue de 211,6 barriles/día. Si se mantenía este valor después de la operación y durante un mes de producción a partir de la



intervención entonces el pozo hubiera generado un valor total de \$114.465,02.

TEORICO	\$114.465,02
REAL	\$174.943,23
GANANCIA	\$60.478,21

Observar comparación de producción en el grafico de la FIG 17 en anexos.

DORINE 44

El ultimo valor de producción de petróleo antes de entrar a la operación de re-acondicionamiento fue de 230,3 barriles/día. Si se mantenía este valor después de la operación y durante un mes de producción a partir de la intervención entonces el pozo hubiera generado un valor total de \$124.580,79.

TEÓRICO	\$124.580,79
REAL	\$82.662,40
PERDIDA	\$(41.918,39)

Observar comparación de producción en el grafico de la FIG 18 en anexos.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES GENERALES

- El fluido limpio de completación, mediante los análisis de laboratorio, demuestran 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 la operaciones normales de completación inicial y re-acondicionamiento.
- El fluido limpio de completación tiene mejor desempeño en la arena M1 del campo Dorine.

CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

- No se puede determinar con exactitud el efecto del Fluido Limpio de Completación en las completaciones iniciales por la falta de datos del pozo y producción antes de la operación.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- 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 fluido utilizados regularmente en los otros pozos intervenidos.
- El valor de índice de productividad de los pozos en los que se aplicó el fluido limpio de completación durante su completación inicial no son muy variados con respecto al resto de pozos en los que se les realizó la misma operación, exceptuando el pozo Dorine 69 que excede notablemente el promedio de 0,79, con un valor de 5,75.
- 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 diaria después de la operación de re-acondicionamiento.

- Los resultados en los pozos Dorine 53 y Dorine 61 no fueron exitosos. 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.

RECOMENDACIONES

- Continuar utilizando el fluido limpio de completación en otros pozos en operaciones de completación inicial y re-acondicionamiento para obtener mayor cantidad de datos sobre los resultados del uso del fluido.
- Realizar una investigación determinando los daños de perforación y completación inicial por separado, para así poder conocer exactamente la influencia del fluido de completación.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- Debido a que existió mejor desempeño en los tratamientos de los pozos de la arena M1, se recomienda el uso del Fluido Limpio de Completacion en trabajos en pozos de esta area.
- Se debe seguir realizando pruebas con el Fluido Limpio de Completacion en tratamientos en pozos de la arena U inferior para posterior análisis.
- Para operaciones de Completacion Inicial se recomienda una investigación con un sistema que evite la invasión al reservorio al momento de los disparos.

BIBLIOGRAFÍA

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 Progressive Development of Lower U Reservoir in Tarapoa Block., July 2007 pg. 4, 5, 6, 8, 26, 41.

ANEXOS

Análisis Dorine 45 ST - 1 antes de Re - acondicionamiento

$$y = 0.069x + 1.413$$

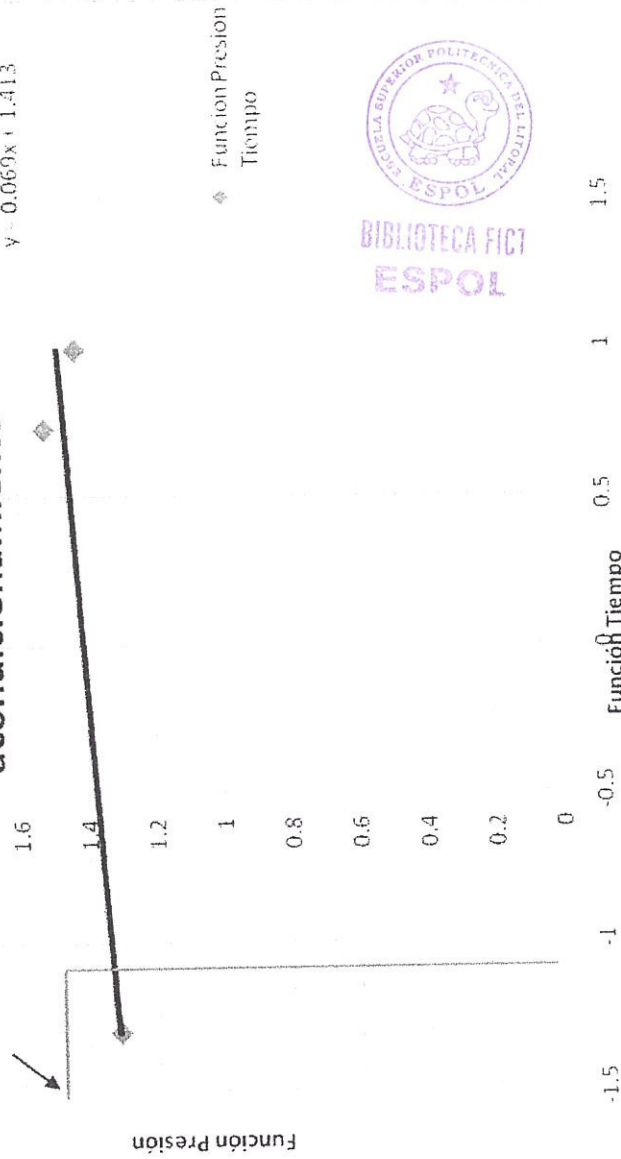


FIG 1. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 45 ST - 1 antes de Re-acondicionamiento

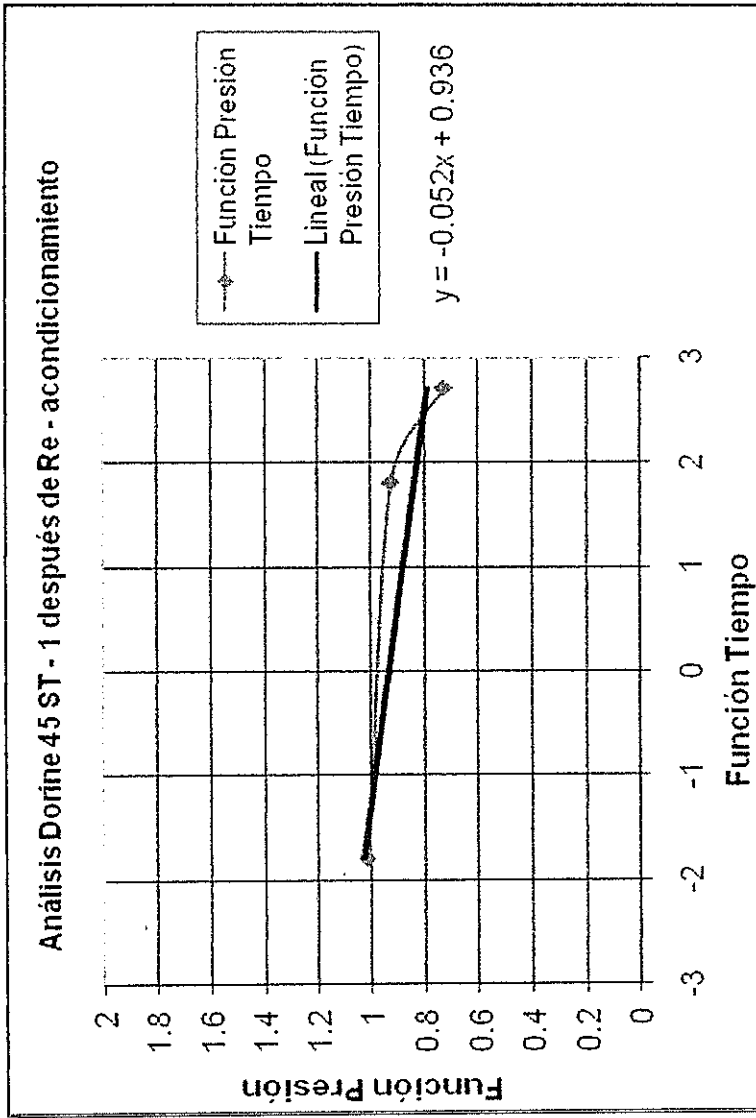


FIG 2. Gráfico de análisis de pruebas de presión de n-tasas del pozo Dorine 45 ST - 1 después de Re-acondicionamiento

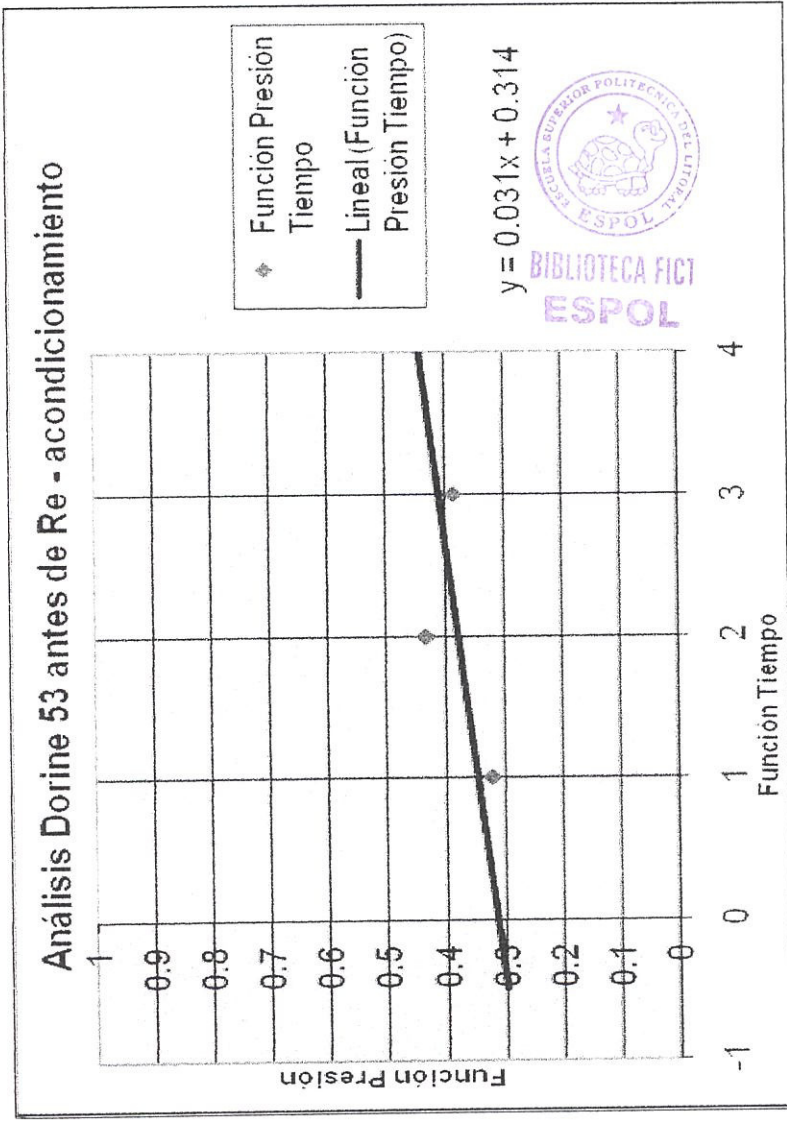


FIG 3. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 53 antes de Re-acondicionamiento

Análisis Dorine 53 después de Re - acondicionamiento

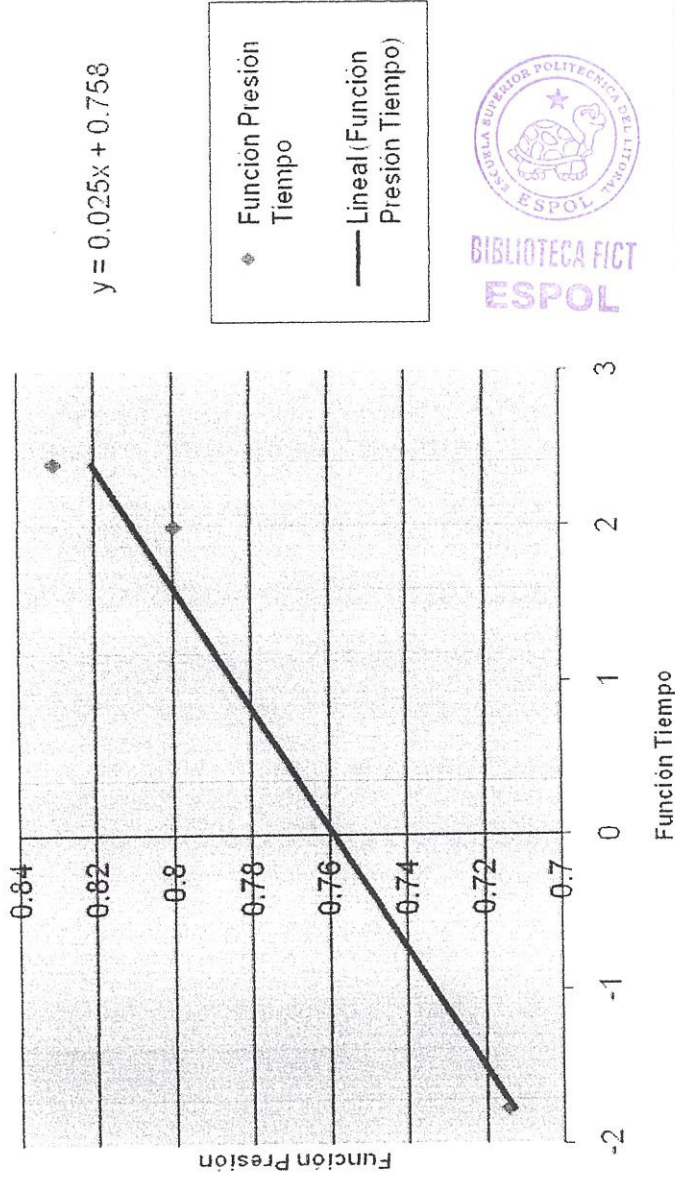


FIG 4. Gráfico de análisis de prueba de presión de n-tasas del pozo Dorine 53 después de Re-acondicionamiento

CANTIDAD DE POZOS CON IP MAYOR Y MENOR AL IP PROMEDIO 0.79 DE LOS POZOS:
ANALIZADOS DE LAS ARENAS M1 Y U INFERIOR

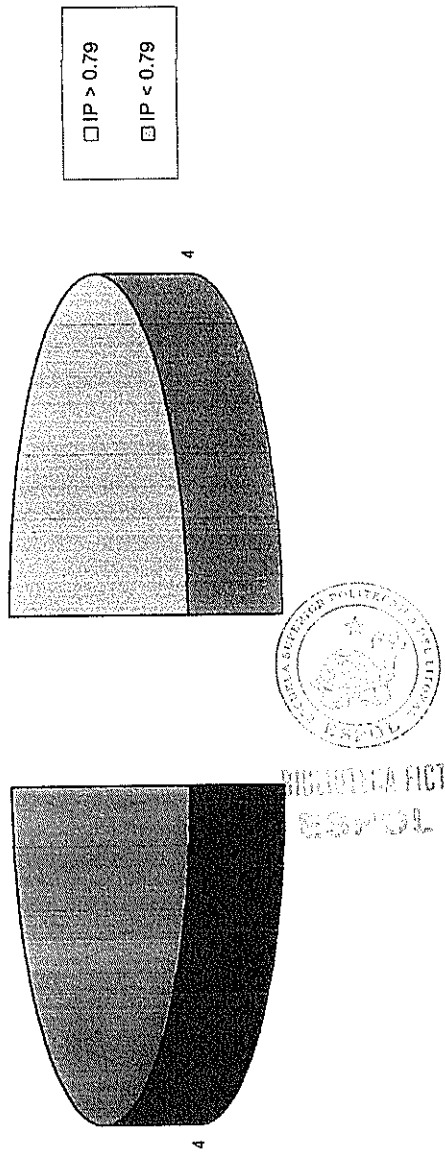


FIG 5. De los 8 pozos analizados de las arenas M1 y U inferior tienen un índice de productividad mayor al promedio de los 8 pozos de 0.79

DISTRIBUCIÓN DE LOS 4 POZOS CON IP PROMEDIO POZOS SEGUN EL FLUIDO UTILIZADO

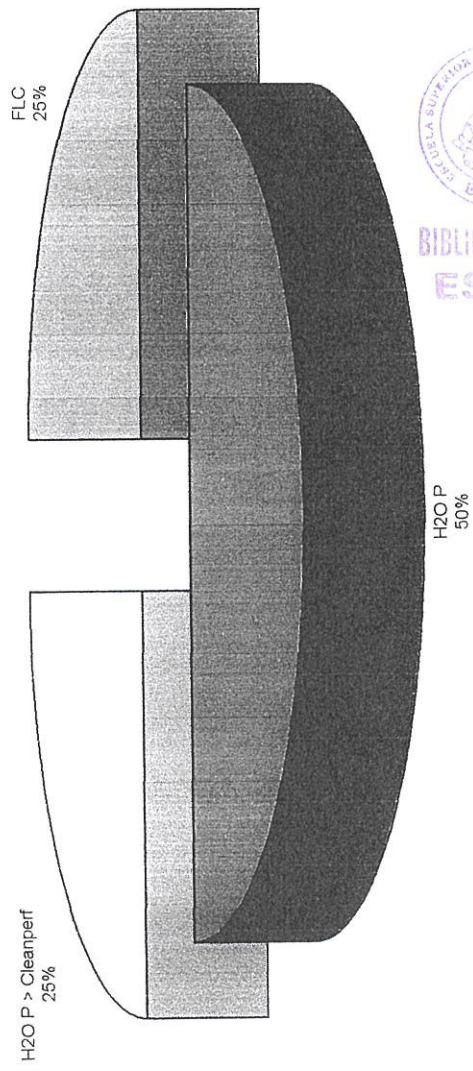


FIG 6. De los 4 pozos con promedio mayor al de los 8 pozos analizados, 2 usaron agua de producción, 1 usaron agua de producción y gel y 1 el Fluido Limpio de Completación.



CANTIDAD DE POZOS CON IP MAYOR Y MENOR AL IP PROMEDIO 0.69
ANALIZADOS DE LA ARENA U INFERIOR

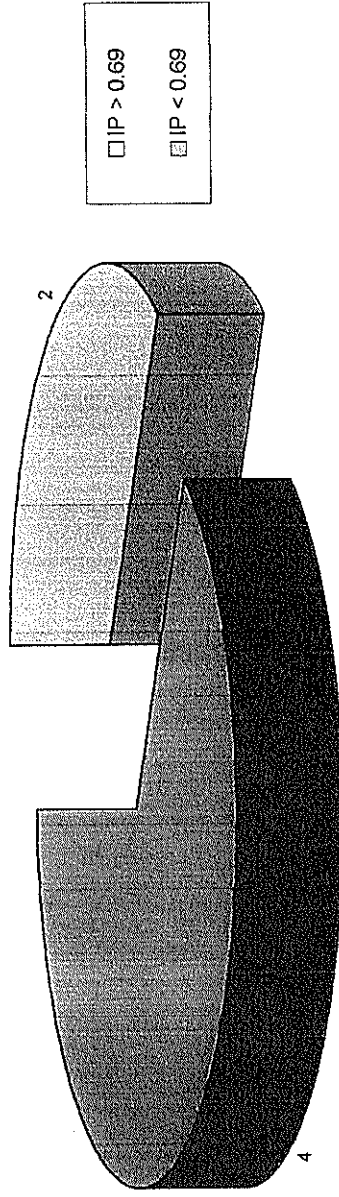


FIG 7. de los 6 pozos analizados de la arena U inferior tienen un índice de productividad mayor al promedio de los 6 pozos de 0.69

DISTRIBUCION DE LOS 2 POZOS DE LA ARENA U INFERIOR
 CON IP MAYOR AL PROMEDIO 0.69 SEGUN EL FLUIDO

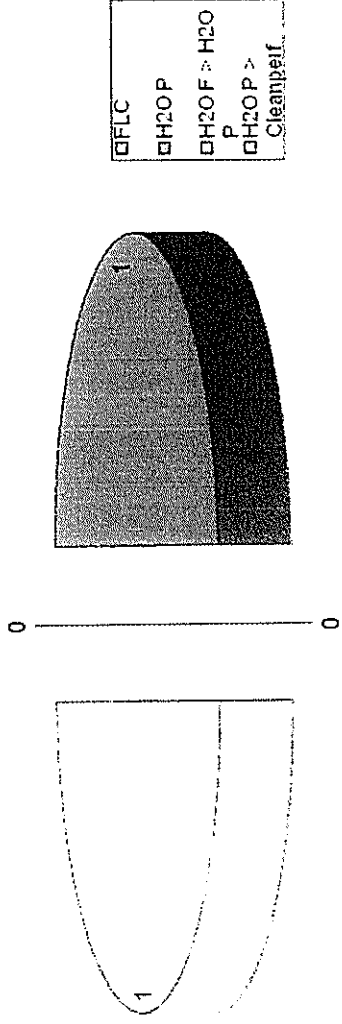


FIG 8. De los 2 pozos con índice de productividad mayor al promedio, en un pozo se utilizo agua de producción y otro un gel

**PORCENTAJE DE POZOS CON MAYOR O MENOR DAÑO AL
PROMEDIO DE 9.57 DE LOS POZOS ANALIZADOS DE LAS ARENAS
M1 Y U INFERIOR**

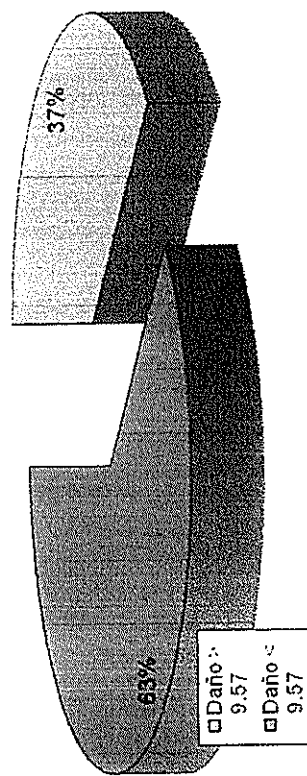


FIG 9. El 63% de lo pozos analizados de las arenas M1 y U inferior tienen un Daño menor al Daño promedio de 9.57.



DISTRIBUCION DE LOS POZOS CON DAÑO MENOR AL PROMEDIO
9.57 DE LOS POZOS ANALIZADOS DE LAS ARENAS M1 Y U
INFERIOR

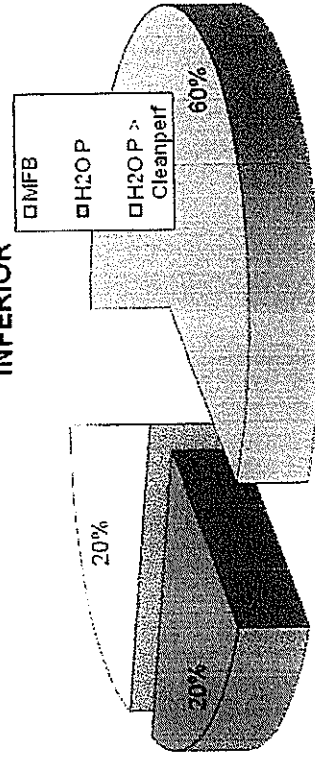
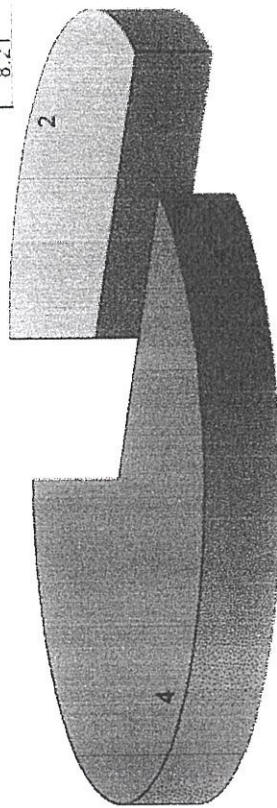


FIG 10. Del 62% de pozos con Daño menor al promedio; el 60% de los pozos fueron intervenidos con el fluido limpio de con *regeneración*.

**POZOS CON MAYOR O MENOR DAÑO AL PROMEDIO DE 8.21 DE
LOS POZOS ANALIZADOS DE LA ARENA U INFERIOR**

<input type="checkbox"/> Daño >
8.21
<input type="checkbox"/> Daño <
8.21



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

FIG 11. 4 pozos de la arena U inferior tienen el daño menor al daño promedio 8.21

**DISTRIBUCION DE LOS POZOS CON DAÑO MENOR AL PROMEDIO
DE 8.21 DE LOS POZOS DE LA ARENA U INFERIOR**

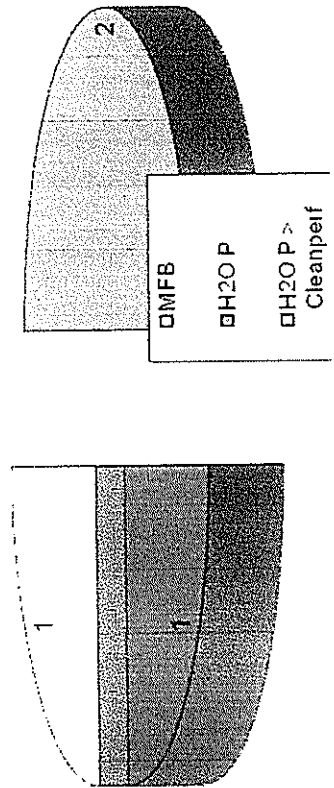


FIG 12. De los pozos con daño menor al promedio, 2 fueron intervenidos con el fluido limpio de completación, 1 con agua de producción y 1 con agua de producción y gel.

Comparación de Producción Real y Teórico Dorine 45 ST - 1 después de Re-acondicionamiento

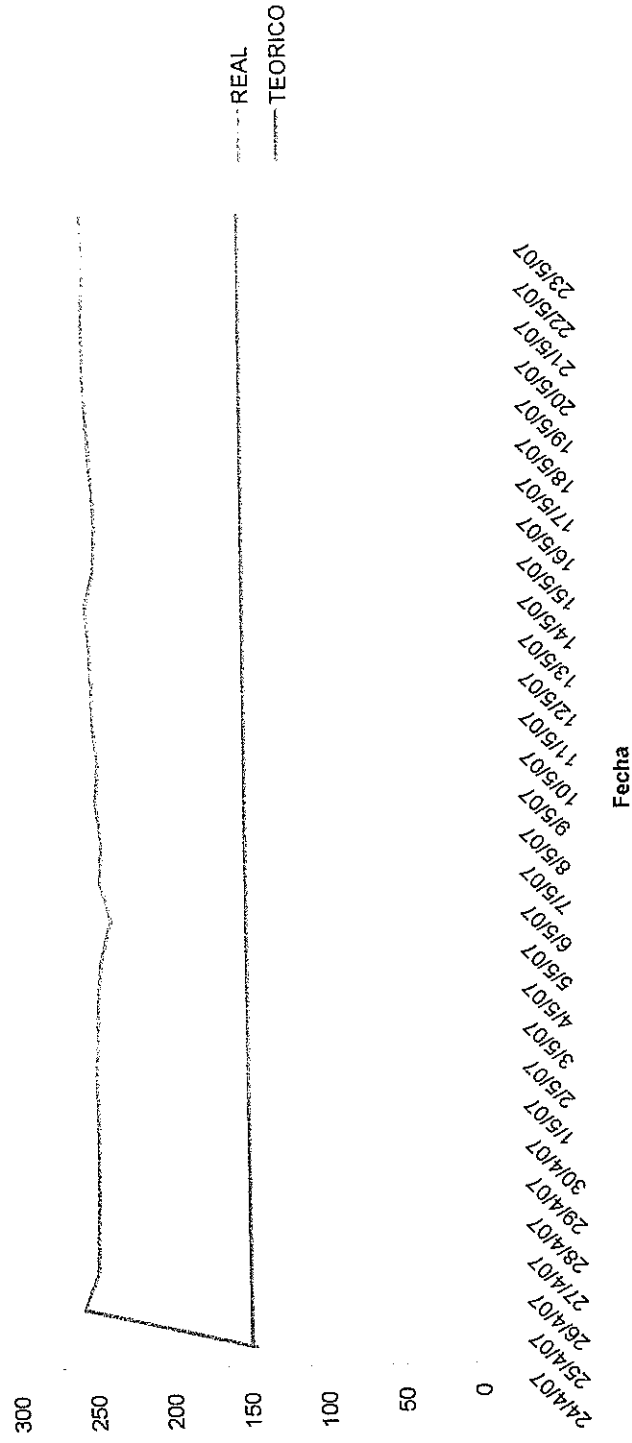


FIG 13. Comparación de Producción si el pozo Dorine 45 ST - 1 mantiene su producción después de re-acondicionamiento

Comparación de Producción Real y Teórico Dorine 42 después de Re-acondicionamiento

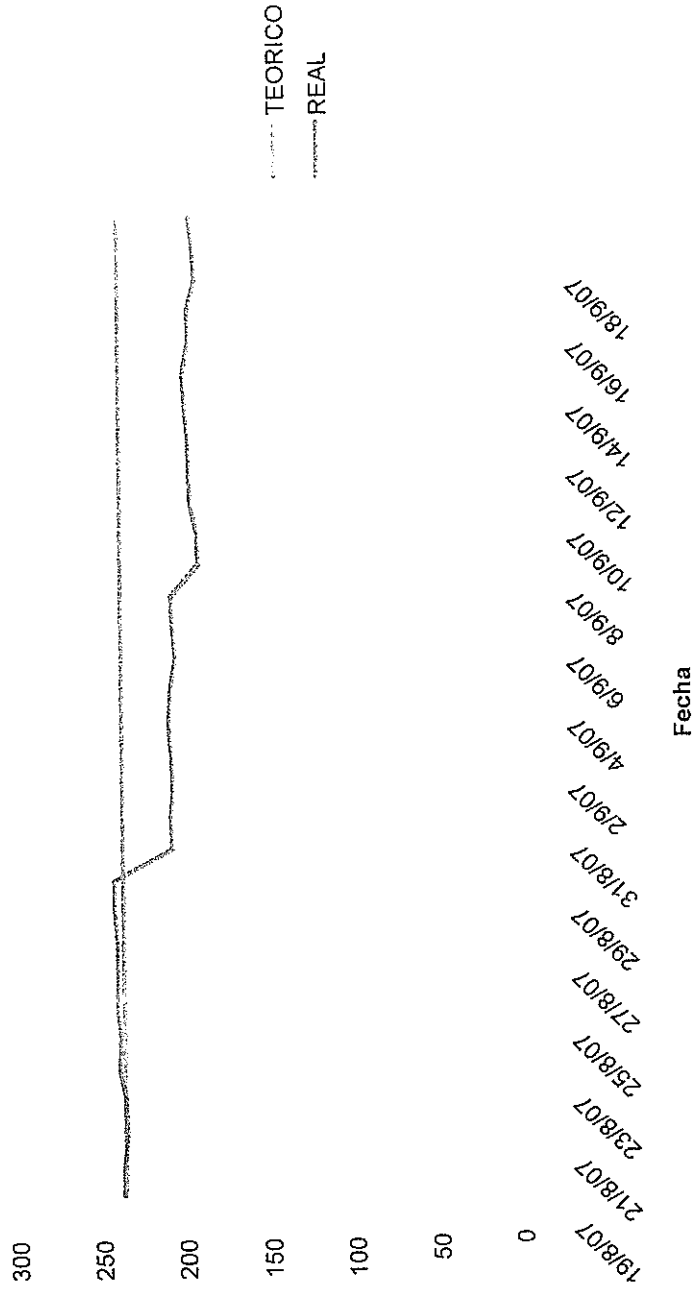


FIG 14. Comparación de Producción si el pozo Dorine 42 mantiene su producción después de re-acondicionamiento

Comparación de Producción Real y Teórico Dorine 47 después de Re-acondicionamiento

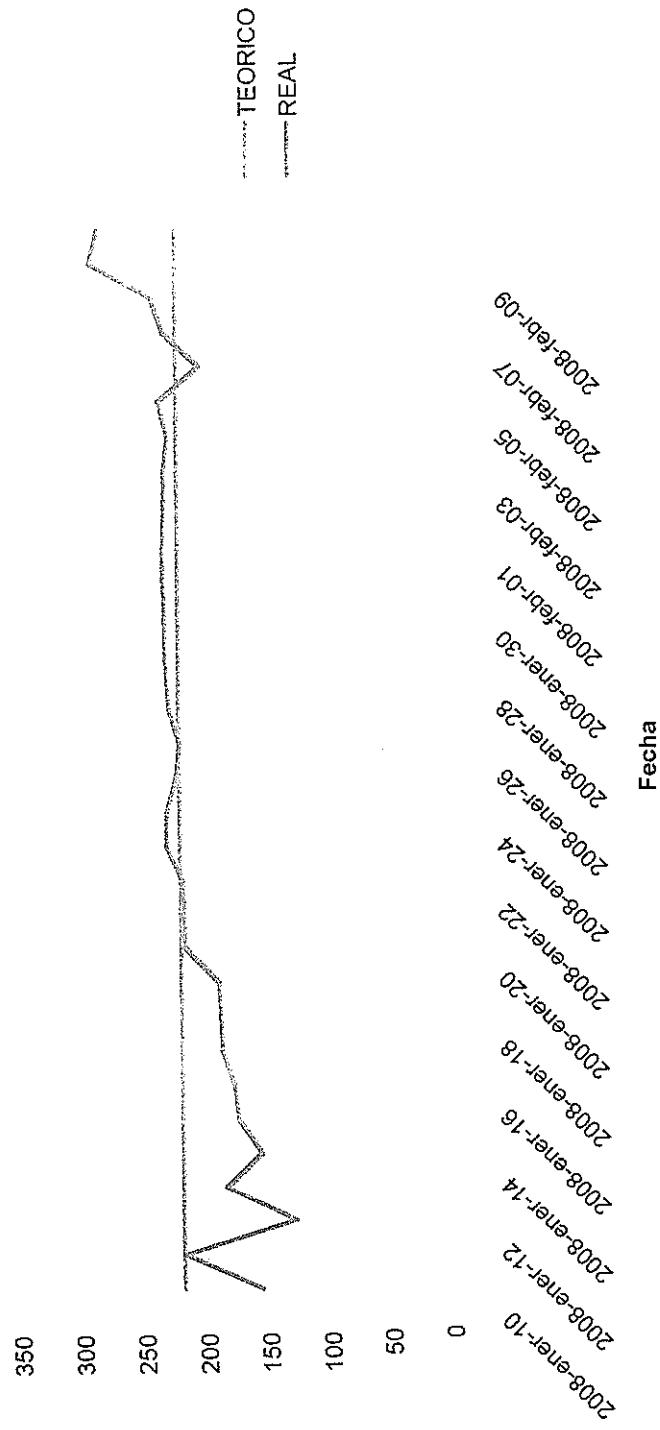


FIG 15. Comparación de Producción si el pozo Dorine 47 mantiene su producción después de re-acondicionamiento

Comparación de Producción Real y Teórico Dorine 32 después de Re-acondicionamiento

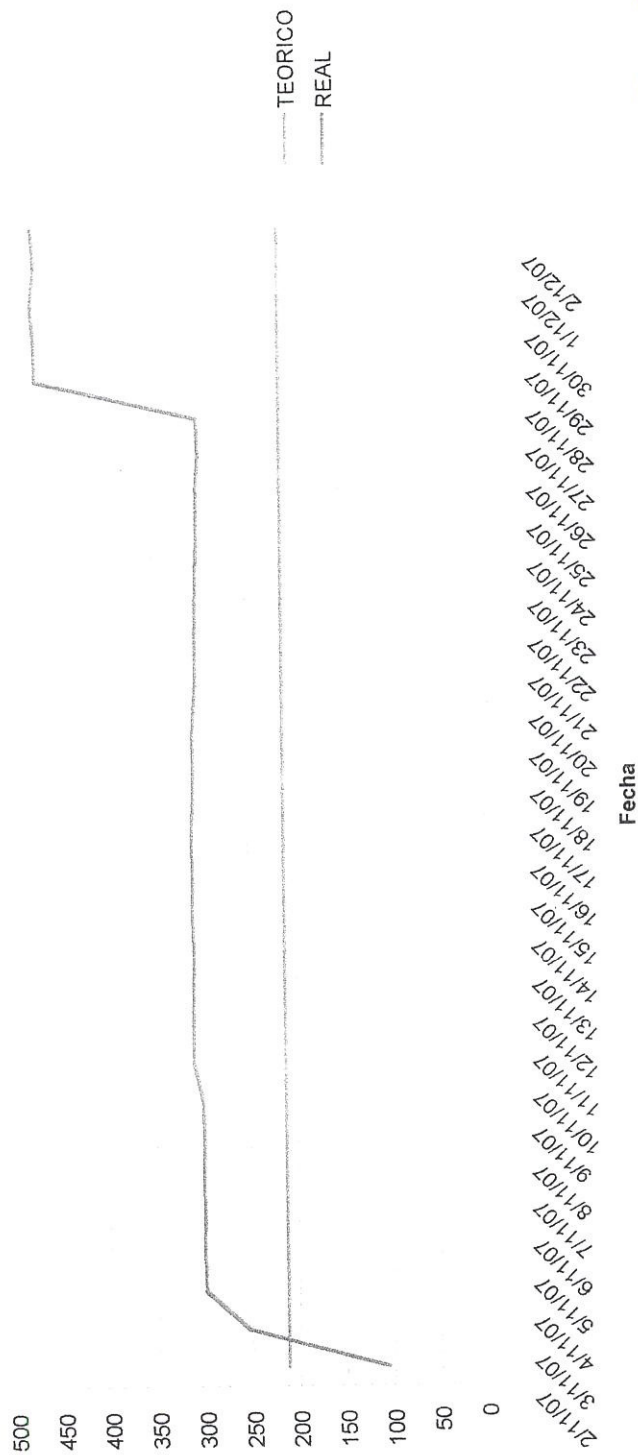


FIG 17. Comparación de Producción si el pozo Dorine 32 mantiene su producción después de re-acondicionamiento



Comparación de Producción Real y Teórico Dorine 44 después de Re-acondicionamiento

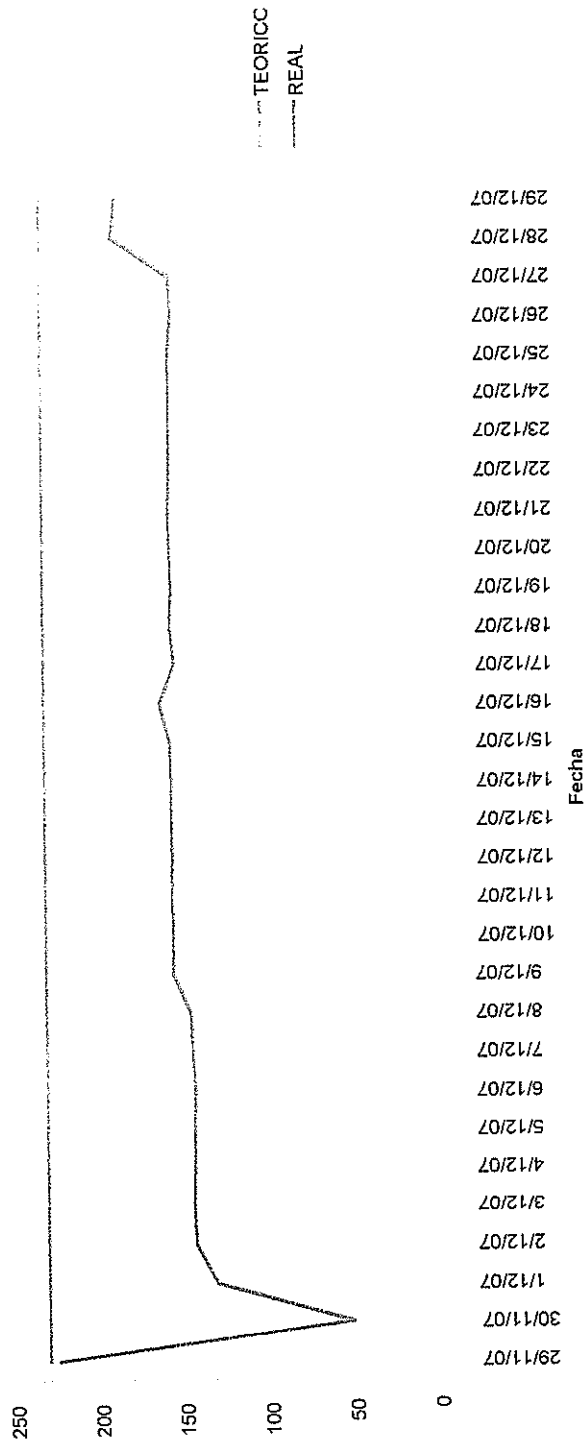


FIG 18. Comparación de Producción si el pozo Dorine 44 mantiene su producción después de re-acondicionamiento

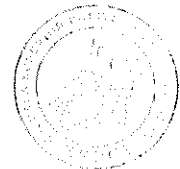
Return Permeability Analysis of Workover Fluids, Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador

TSR-9133

March 28, 2008

Summary:

Return permeability tests were conducted on sandstone core plugs from two Andes Petroleum wells in Ecuador. The test fluids were formation water based workover fluids which contain an asphaltene inhibitor. The purpose of these tests was to determine if these fluids would cause a loss of permeability in these sandstones. The results indicate exposure to these fluids actually caused an increase of permeability, probably due to wettability alteration.



COMISIÓN EJECUTIVA
PETROLIO

Distribution: [illegible]

Tests By: [illegible]

Date: April 2, 2008

Approved By: [illegible]

Date: April 2, 2008

The recommendations made herein are statements of opinion only. They do not authorize the infringement of any valid patent, and they are not intended to be construed as such.

Drilling Fluids

Return Permeability Analysis of Workover Fluids, Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador

Introduction:

Sandstone core plugs from two depths in the Andes Petroleum Fanny 18B 67 and one from the Dorine 45 Well in Ecuador were tested for oil return permeability after exposure to water based workover fluids containing asphaltene inhibitor (see Table 1). Each fluid was prepared using formation water supplied from these wells.

For each of the three tests, the core was vacuum evacuated, saturated with formation water, and placed in a Hassler Cell core holder at 500 psi confining pressure and 160° F. Filtered LVT 200 oil was then flowed through at a constant rate of 10 cc/min until the permeability value stabilized. Approximately 4 pore volumes of the workover fluid was then flowed through the core opposite the oil flow direction and allowed to remain for three hours. After this, oil flow was resumed in the initial direction until the return permeability achieved a stable value.

Summary of Results:

The results from all three tests were similar, with return permeabilities exceeding 100 percent. This was probably due to a change of the sandstone's wettability caused by the workover fluids. The asphaltene inhibitor obviously caused no loss of permeability.

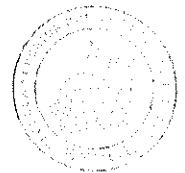
Drilling Fluids

**Return Permeability Analysis of Workover Fluids,
Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador**

Company: Andes Petroleum
Well Name: Fanny 18B 67
Sample Depth: 9110
Rock Type: Sandstone
Formation: M1

Test Fluid Type: Workover fluid
Test Product: RE 4300
Permeability Fluid: LVT 200
Test Temperature (°F) 160

Initial Permeability (mD): 1741.3
Return Permeability (mD): 2234.7
Percent Return Permeability 128
Breakout Pressure (psi) <1



02/15/2013
02:15:00

Drilling Fluids

**Return Permeability Analysis of Workover Fluids,
Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador**

Company: Andes Petroleum
Well Name: Fanny 18B 67
Sample Depth: 9140
Rock Type: Sandstone
Formation: M1

Test Fluid Type: Workover fluid
Test Product: RE 4300
Permeability Fluid: LVT 200
Test Temperature (°F) 160

Initial Permeability (mD): 1824.8
Return Permeability (mD): 2757.3
Percent Return Permeability 151.1
Breakout Pressure (psi) 1

Drilling Fluids

**Return Permeability Analysis of Workover Fluids,
Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador**

Company: Andes Petroleum
Well Name: Dorine 45
Sample Depth: 9299.7
Rock Type: Sandstone
Formation: Lower U

Test Fluid Type: Workover fluid
Test Product: RE 4300
Permeability Fluid: LVT 200
Test Temperature (°F) 160

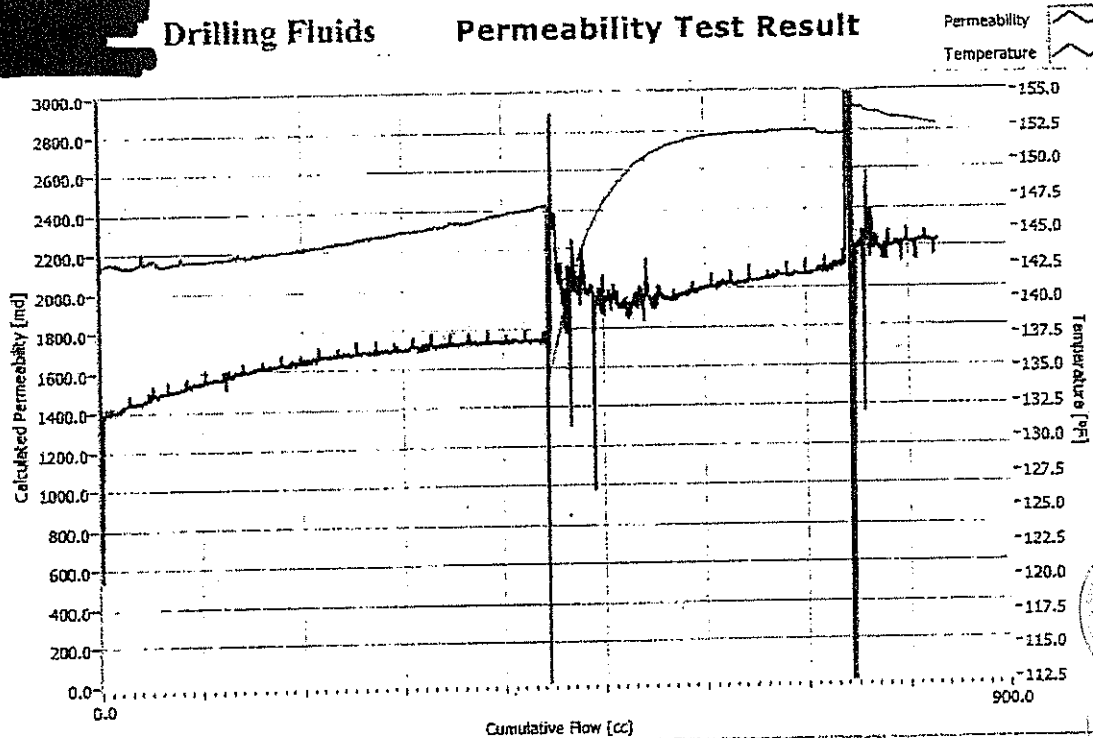
Initial Permeability (mD): 868
Return Permeability (mD): 992.2
Percent Return Permeability 114.3
Breakout Pressure (psi) 2

Drilling Fluids

Return Permeability Analysis of Workover Fluids,
Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador

Drilling Fluids

Permeability Test Result



Project # 9133

Initial Permeability 1741.3

Operator: Andes Petroleum

Returned Permeability 2234.7

Well Name: Fanny 18B67 M1

% Permeability 128.3

Core Depth: 9110

Breakout Pressure

Log File: 9133a

Leakoff [cc]

Comments: Workover fluid with asphaltene inhibitor.



Drilling Fluids

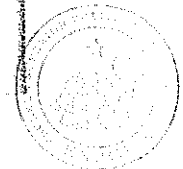
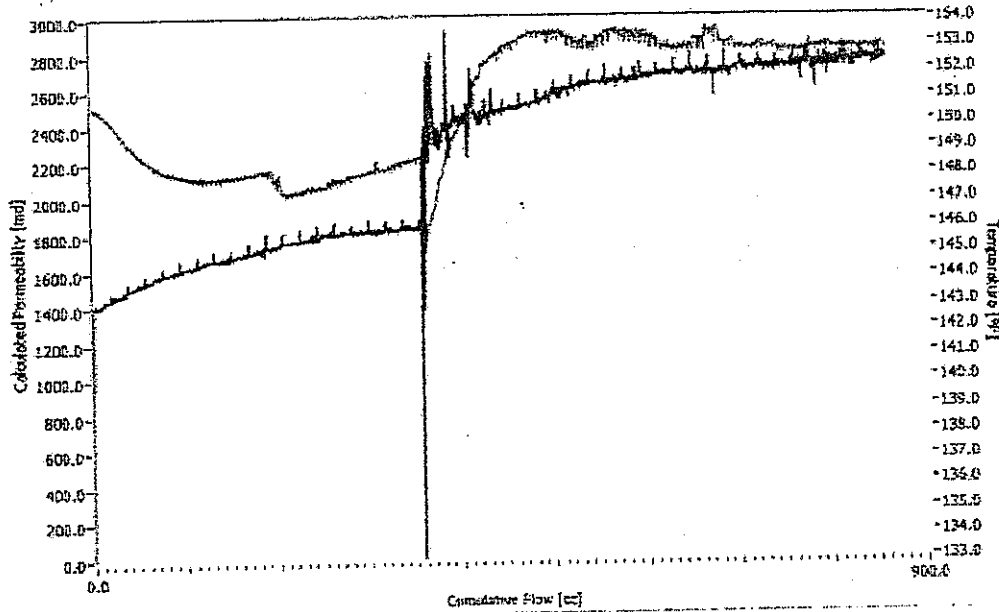
Return Permeability Analysis of Workover Fluids,
Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador



Drilling Fluids

Permeability Test Result

Permeability
Temperature



ANDES PETROLEUM
EQUADOR

Project # 9133

Initial Permeability 1824.8

Operator: Andes Petroleum

Returned Permeability 2757.3

Well Name: Fanny 18B 67

% Permeability 151.1

Core Depth: 9140

Breakout Pressure 1

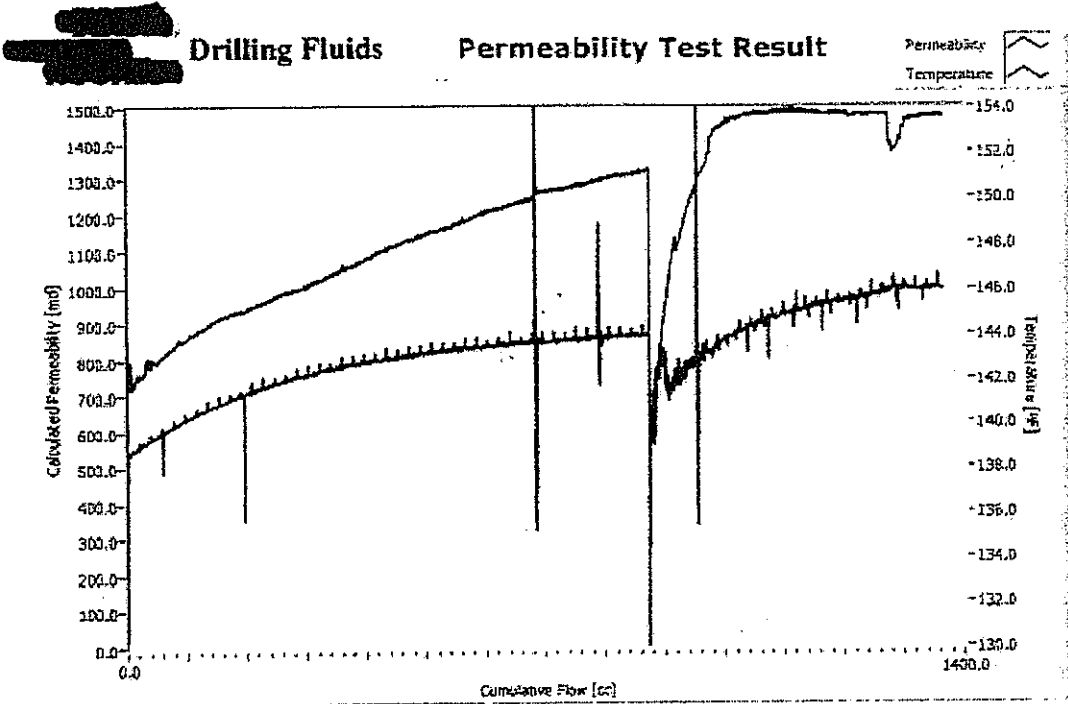
Log File: 9133b

Leakoff [cc]

Comments: Workover fluid with asphaltene inhibitor

Drilling Fluids

**Return Permeability Analysis of Workover Fluids,
Andes Petroleum Fanny 18B 67 and Dorine 45, Ecuador**



Project #: 9133

Initial Permeability 868.0

Operator: Andes Petroleum

Returned Permeability 992.2

Well Name: Dorine 45

% Permeability 114.3

Core Depth: 9299.7

Breakout Pressure 2

Log File: 9133c

Leakoff [cc]

Comments: Workover fluid with asphaltene inhibitor.

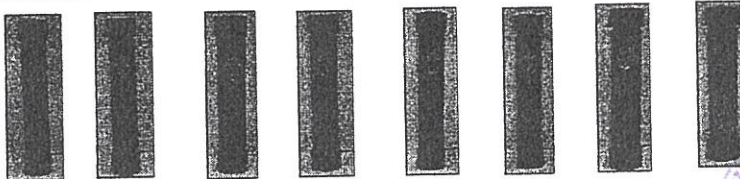
EFFECTIVIDAD DEL ADITIVO [REDACTED] EN LA RUPTURA DE EMULSION CRUDO - AGUA

Fecha Finalización: 2008/28/02
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 75

Solicitado por: [REDACTED]
 Proposito del analisis: Determinar la concentración efectiva del aditivo [REDACTED] en la ruptura emulsión crudo - agua
 Realizado por: Diego Sanmartín

FANNY 75 CRUDE SAMPLE									
System Design	Base Mud		Base Mud		Base Mud		Base Mud		
Formulation Fluid Completion	1		2		3		4		
Materials:	0.5		1.0		1.5		2.0		
[REDACTED] BS [lb/bbl]	352.3		351.9		351.4		351.0		
[REDACTED] [lb/bbl]									
RESULTADOS									
Study After Dynamic Aged, 3 hrs, 65 °C									
Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	
5.0	22.0	110	24	120	24.3	121.5	25	125.0	
10.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	126.5	
15.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	126.5	
20.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	126.5	
25.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
30.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
35.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
40.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
45.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
50.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
55.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
60.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
65.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
70.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
75.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
80.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
85.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
90.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0	
95.0	23.0	115							
100.0	23.0	115							
105.0	23.0	115							
110.0	23.0	115							
115.0	23.0	115							
120.0	23.0	115							

Visual Results of Brine



Observations

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo.

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo,color algo oscuro.

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo,color algo oscuro.

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo.



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en un cilindro graduado 20 ml del crudo con 20 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas en la primera sección, mezclarlo por 1 minuto y, registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo - agua después de intervalos de 5 minutos en un baño maría a la temperatura de 150 oF (65.6 oC)

EFFECTIVIDAD DEL ADITIVO [REDACTED] EN LA RUPTURA DE EMULSION, CRUDO - AGUA

Fecha Finalización: 2008/27/02
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 75

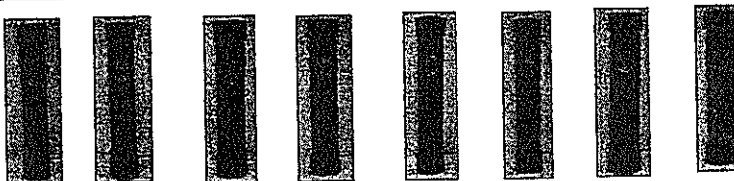
Solicitado por: [REDACTED]

Proposito del analisis: Determinar la concentración efectiva del aditivo [REDACTED] en la ruptura emulsión crudo - agua

Realizado por: Diego Sanmarín

FANNY 75 CRUDE SAMPLE								
System Design	Base Mud		Base Mud		Base Mud		Base Mud	
Formulation Fluid Completion	1		2		3		4	
Materials:								
Base RS (lb/bbl)	0.5		1.0		1.5		2.0	
CaCl ₂ 8.4 (pg (lb/bbl))	362.3		351.9		351.4		351.0	
RESULTADOS								
Study After Dynamic Aged, 3 hrs, 85 °C								
	20							
Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery
5.0	22.0	110	24	120	24.3	121.5	25	125.0
10.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	125.5
15.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	125.5
20.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	125.5
25.0	22.5	112.5	24	120	24.3	121.5	25.3	125.5
30.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
35.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
40.0	22.5	112.5	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
45.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
50.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
55.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
60.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
65.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
70.0	22.8	114	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
75.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
80.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
85.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
90.0	23.0	115	24	120	24.5	122.5	25.4	127.0
85.0	23.0	115						
100.0	23.0	115						
105.0	23.0	115						
110.0	23.0	115						
115.0	23.0	115						
120.0	23.0	115						

Visual Results of Brine



Observations

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo.

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo, color algo oscuro.

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo, color algo oscuro.

El fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, poco de crudo pegado en las paredes del fondo.

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en un cilindro graduado 20 ml del crudo con 20 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas en la primera sección, mezclarlo por 1 minuto y, registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo - agua después de intervalos de 5 minutos en un baño maría a la temperatura de 150 oF (65.6 oC)

EFFECTIVIDAD DEL ADITIVO [REDACTED] RS, [REDACTED] Y SOLVENTE MUTUAL [REDACTED] EN LA RUPTURA DE EMULSION CRUDO - AGUA

Fecha Finalización: 2008/29/02
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 75

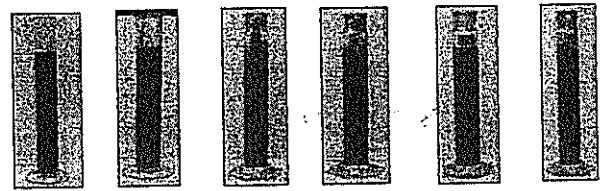
Solicitado por: [REDACTED]
 Proposito del analisis: Determinar la concentracion efectiva del aditivo [REDACTED] RS, [REDACTED] Y SOLVENTE MUTUAL [REDACTED] en la ruptura emulsion crudo - agua

Realizado por: Diego Sanmartin . .

FANNY 75 CRUDE SAMPLE			
System Design	Base Mud	Base Mud	Base Mud
Formulation Fluid Completion	1	2	3
Matrix	Formula matriz		
Clay [lb/bb]	1.0	-	-
Urea [lb/bb]	0.2	-	-
NF [lb/bb]	1.0	-	-
NF RS [lb/bb]	1.0	-	-
NF [lb/bb]	0.2	-	-
PAO [lb/bb]	-	1.2	1.2
PAO L (Solv. Mutual) [lb/bb]	-	-	3.2
Cl 8.4 [lb/bb]	349.8	-	-
Formula matriz [lb/bb]	-	352.3	348.8

RESULTADOS						
Study After Dynamic Aged, 3 hrs, 65° C						
Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery
5.0	36.0	72.0	-	-	65.0	130.0
10.0	45.0	90.0	60.0	120.0	65.0	130.0
15.0	45.5	91.0	60.0	120.0	67.0	134.0
20.0	45.5	91.0	60.0	120.0	67.0	134.0
25.0	46.0	92.0	60.0	120.0	67.0	134.0
30.0	46.0	92.0	60.0	120.0	67.0	134.0
35.0	46.0	92.0	64.0	128.0	67.0	134.0
40.0	46.0	92.0	64.0	128.0	67.0	134.0
45.0	46.0	92.0	64.0	128.0	67.0	134.0
50.0	48.0	96.0	64.0	128.0	68.0	136.0
55.0	48.0	96.0	64.0	128.0	68.0	136.0
60.0	48.0	96.0	64.0	128.0	68.0	136.0
65.0	48.0	96.0	64.0	128.0	68.0	136.0
70.0	48.0	96.0	64.0	128.0	68.0	136.0
75.0	48.0	96.0	64.0	128.0	68.0	136.0
80.0	48.0	96.0	-	-	68.0	136.0
85.0	48.0	96.0	-	-	68.0	136.0
90.0	48.0	96.0	-	-	68.0	136.0

Visual Results of Brine



Observations

El fase acuosa presenta turbidez media, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo, color amarillento.

El fase acuosa presenta turbidez media, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo.

El fase acuosa presenta turbidez media, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo.

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado segun las concentraciones indicadas en la primera sección, agitar en un mixer por 1 minuto esta mezcla, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo - agua despues de intervalos de 5 minutos en un baño maria a la temperatura de 150 of (65.6 oC).

Otras medidas:

pH de las fluidos de completación preparados

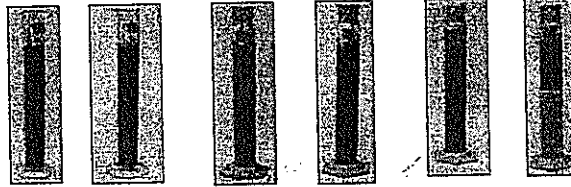
pH (1)	pH(2)	pH(3)
7.73	7.71	7.73

EFFECTIVIDAD DE LOS ADITIVOS EN LA RUPTURA DE EMULSION CRUDO - AGUA

Fecha Finalización: 4-Mar-08
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 75
 Solicitado por:
 Proposito del analisis: Determinar la efectividad de los aditivos en la ruptura emulsion crudo - agua
 Realizado por:

FANNY 75 CRUDE SAMPLE						
System Design	Formulates matrix and Base Mud		Base Mud		Base Mud	
Formulation Fluid Completion	P1		P2		P3	
Caustic (lb/bbl)	0.1					
Clay (lb/bbl)	2.5					
ILD (lb/bbl)	0.2					
Mud Solids (lb/bbl)	1.0					
Non-Aqueous (lb/bbl)	1.0					
X-Cel (lb/bbl)	0.2					
RE (lb/bbl)			1.2		1.2	
VE (Solv. Mutual) (lb/bbl)						3.2
Brine (8.4 pp) (lb/bbl)	349.8					
Formulate matrix (lb/bbl)			352.3			348.8
RESULTADOS						
Study After Dynamic Aged, 3 hrs. 65° C						
Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery
5.0	42.0	84.0	44.0	88.0	63.0	126.0
10.0	50.0	100.0	48.0	96.0	65.0	130.0
15.0	57.0	114.0	58.0	116.0	65.0	130.0
20.0	57.0	114.0	60.0	120.0	65.0	130.0
25.0	58.0	116.0	60.0	120.0	65.0	130.0
30.0	58.0	116.0	60.0	120.0	65.0	130.0
35.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
40.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
45.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
50.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
55.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
60.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
65.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0
70.0	58.0	116.0	61.0	122.0	65.0	130.0

Visual Results of Brine



Observations

El fase acuosa presenta alta turbidez, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo, color oscuro.

El fase acuosa presenta alta turbidez, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo, color oscuro.

El fase acuosa presenta poca turbidez, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo, color oscuro.

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado segun las concentraciones indicadas en la primera sección, agitar en un mixer por 1 minuto o mas esta mezcla, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo - agua despues de intervalos de 5 minutos en un baño maria a la temperatura de 150 oF (65.6 oC).

[Redacted]

EFFECTIVIDAD DE LOS ADITIVOS [Redacted] SOLVENTES MUTUALMENTE EN LA RUPTURA DE EMULSION CRUDO - AGUA

Otras observaciones:

ACCION DEL SOLVENTE MUTUAL COMBINADO CON EL [Redacted]

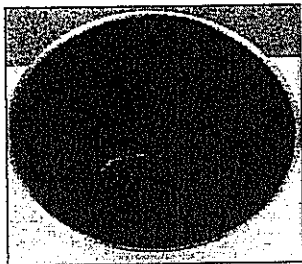


Muestra con REA solamente

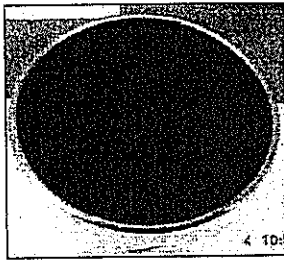


Muestra con REA y Solvente mutual

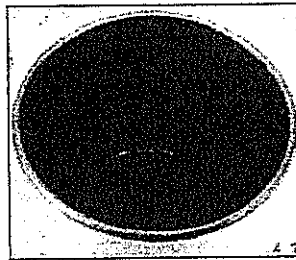
PRESENCIA DE ESPUMA EN LA MEZCLA CRUDO-FLUIDO DE COMPLETACION



PRUEBA P1



PRUEBA P2



PRUEBA P3

EFFECTIVIDAD DE LOS [REDACTED] AL [REDACTED] EN LA RUPTURA DE EMULSION CRUDO - AGUA

Fecha Finalización: 5-Mar-08
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 75
 Solicitado por: [REDACTED]

Proposito del analisis: Determinar la efectividad de los aditivos [REDACTED] y [REDACTED] en la ruptura emulsion crudo - agua

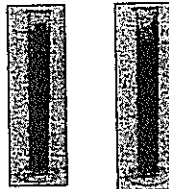
Realizado por: Diego Sanmartín

FANNY 75 CRUDE SAMPLE		
System Design	Formulates matrix and Base Mud	Formulates matrix and Base Mud
Formulation Fluid Completion	P1	P1
Clay (lb/bbl)	0.1	--
Clay (lb/bbl)	2.5	--
Li (lb/bbl)	0.2	--
MFS (lb/bbl)	1.0	--
Nage (lb/bbl)	1.0	--
Xide 2 (lb/bbl)	0.2	--
R 430 (lb/bbl)	--	1.2
V AM (Soliv. Mutua) (lb/bbl)	--	3.2
Base Mud (8.4 lpg/lb/bbl) (Agua INYECCION MPP)	348.3	--
Formulatrix (lb/bbl)	--	346.7

RESULTADOS
 Study Static Aged at 150 oF (verification each 5 minutes)

50		
Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery
5.0	52.0	104.0
10.0	55.0	110.0
15.0	60.0	120.0
20.0	60.0	120.0
25.0	61.0	122.0
30.0	61.0	122.0
35.0	61.0	122.0
40.0	61.0	122.0
45.0	61.0	122.0
50.0	61.0	122.0
55.0	61.0	122.0
60.0	61.0	122.0
65.0	61.0	122.0
70.0	61.0	122.0
75.0	61.0	122.0

Visual Results of Brine



Observations

El fase acuosa presenta turbidez media, microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes del fondo, color claro.

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado segun las concentraciones indicadas en la primera sección, agitar en un mixer por 1 minuto o mas esta mezcla, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo - agua despues de intervalos de 5 minutos en un baño maria a la temperatura de 150 oF (65.6 oC).

Otras Medidas:

pH antes y despues de la adición de los aditivos

pH antes pH despues
 8.17 8.15

COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS DE COMPLETACION Y CRUDO FANNY 70 DE ANDES PETROLEUM

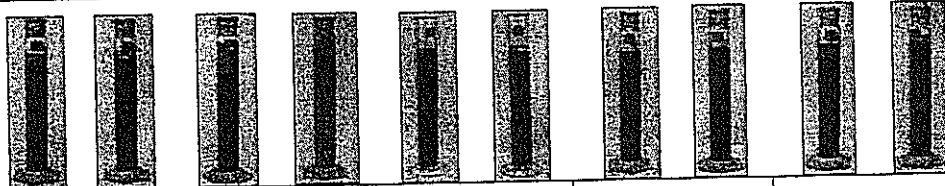
Fecha Finalización: 19-Mar-08
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 70
 Solicitado por: [REDACTED]
 Propósito del análisis: Determinar la compatibilidad entre fluidos de completación y crudo Fanny 70 de Andes Petroleum
 Realizado por: Diego Sanmartín

FANNY 70 CRUDE SAMPLE					
System Design	Base Mud	Base Mud	Base Mud	Base Mud	Base Mud
	1	2	3	4	5
Formulario	Fluid Completion				
M Free	1.0	2.0	En formula matriz	En formula matriz	En formula matriz
M Free (lb/bb)			1.0	1.0	1.0
N (lb/bb)					3.2
S (lb/bb)				1.2	1.2
VEN MUTUAL (Vepami) (lb/bb)					
R 300 (lb/bb)					
D 291 (lb/bb)					
V 300 (lb/bb)					
ME 3N1 (lb/bb)			352.2	348.9	347.3
MAL MATRIZ (lb/bb)					
B 8.4 (lb/bb) (Agua MPF)	351.9	351.0			

RESULTADOS

Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery
5.0	72.0	144	81	162	70	140	68	132.0	77	154
10.0	73.0	146	82	164	70	140	73	146.0	78	156
15.0	74.0	148	83	166	70	140	75	150.0	78	156
20.0	75.0	150	83	166	71	142	75	150.0	78	156
25.0	76.0	152	83	166	71	142	75	150.0	78	156
30.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	78	156
35.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	79	158
40.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	79	158
45.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	79	158
50.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	79	158
55.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	79	158
60.0	76.0	152	83	166	72	144	75	150.0	79	158
65.0	76.0	152	83	166	0	0	0	0.0	79	158
70.0	76.0	152	83	166	0	0	0	0.0	79	158
75.0	76.0	152	83	166	0	0	0	0.0	79	158
80.0	76.0	152	83	166	0	0	0	0.0	79	158
85.0	76.0	152	83	166	0	0	0	0.0	79	158
90.0	76.0	152	83	166	0	0	0	0.0	0	0

Visual Results of Brine



Observations

La fase acuosa presenta turbidez, pocas microemulsiones, color oscura.	La fase acuosa presenta algo de turbidez, pocas microemulsiones, color claro.	La fase acuosa presenta turbidez, pocas microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo, color algo oscuro.	La fase acuosa presenta turbidez, pocas microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes, color oscuro.	La fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, color oscuro.
--	---	--	--	--

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas en la primera sección, agitar en un mixer por 1 minuto o más esta mezcla, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que delimita el sistema crudo - agua después de intervalos de 5 minutos en un baño maría a la temperatura de 150 °F (65.6 °C).

FORMULA MATRIZ

Caustic soda (lb/bb)	0.1
Claytrol (lb/bb)	2.5
LD-9 (lb/bb)	0.2
Mix Free RS (lb/bb)	1
X-Cide 102 (lb/bb)	0.2
Brine NaCl 8.4 (Agua MPF)	349.1

pH

Prueba	pH
Agua MPF	7.09
Brine NaCl	7.66
P1	7.61
P2	7.61
P3	7.84
P4	7.83
P5	7.85
P6	7.93
P7	7.87
P8	8.60
P9	9.02

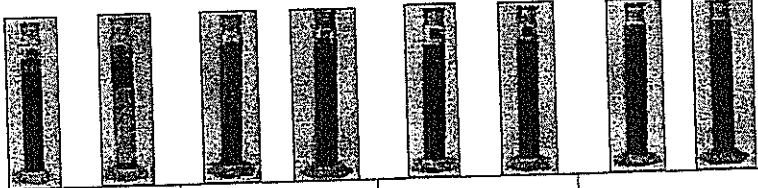
Fecha Finalización: 19-Mar-08
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozas: FANNY 70
 Solicitado por: [Redacted]
 Propósito del análisis: Determinar la compatibilidad completación y crudo Far
 Realizado por: Diego Sanmartín

FANNY 70 CRUDE SAMPLE				
System Design	Base Mud	Base Mud	Base Mud	Base Mud
	6	7	8	9
Formulation Fluid Completion				
Materiales (lb/bbl)	En formula matriz	En formula matriz	En formula matriz	En formula matriz
Materiales (lb/bbl)	1.0	1.0	—	—
Materiales (lb/bbl)	3.2	3.2	3.2	3.2
Sistema MUTUAL (Vepamb) (lb/bbl)	1.2	1.2	1.2	1.2
Materiales (lb/bbl)	0.5	0.5	—	—
Materiales (lb/bbl)	—	2.0	—	—
Materiales (lb/bbl)	—	—	1.0	3.5
Materiales 3N1 (lb/bbl)	346.8	344.7	347.1	344.7
FORMULA MATRIZ (lb/bbl)	—	—	—	—
Brine NaCl 2.4 lpg (lb/bbl)	—	—	—	—

RESULTADOS

Study Static Aged at 150 oF (verification each 5 min)									
50									
Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	
5.0	77	154.0	70	140	80	160.0	80	160	
10.0	78	156.0	80	160	82	164.0	81	162	
15.0	78	156.0	82	164	82	164.0	82	164	
20.0	78	156.0	82	164	82	164.0	82	164	
25.0	78	156.0	82	164	82	164.0	82	164	
30.0	78	156.0	83	166	82	164.0	82	164	
35.0	78	156.0	83	166	82	164.0	82	164	
40.0	78	156.0	83	166	82	164.0	82	164	
45.0	78	156.0	83	166	82	164.0	82	164	
50.0	78	156.0	83	166	82	164.0	82	164	
55.0	78	156.0	83	166	82	164.0	82	164	
60.0	0	0.0	83	166	82	164.0	82	164	
65.0	0	0.0	83	166	82	164.0	0	0	
70.0	0	0.0	83	166	82	164.0	0	0	
75.0	0	0.0	83	166	0	0.0	0	0	
80.0	0	0.0	0	0	0	0.0	0	0	
85.0	0	0.0	0	0	0	0.0	0	0	
90.0	0	0.0	0	0	0	0.0	0	0	

Visual Results of Brine



Observations

La fase acuosa presenta poca turbidez, microemulsiones, color claro.	Esta mezcla es la que mas forma espuma (Ver fotografía Izq). La fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes del fondo, color algo oscuro.	La fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, color oscuro.	La fase acuosa presenta turbidez, microemulsiones, algo de crudo pegado en las paredes, color oscuro.
--	---	--	---

COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS DE COMPLETACION Y CRUDOS FANNY 70 Y FANNY 75 DE ANDES PETROLEUM

Fecha Finalización: 20-Mar-08
 Proyecto: ANDES PETROLEUM
 Pozo: FANNY 70

Solicitado por:

Propósito del análisis: Determinar la compatibilidad entre fluidos de completación y crudos Fanny 70 y Fanny 75 de Andes Petroleum

Realizado por: Diego Sanmartín

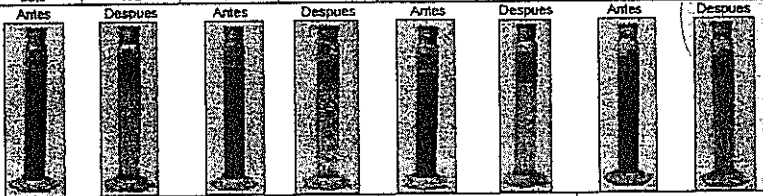
System Design	FANNY 70 CRUDE SAMPLE		FANNY 75 CRUDE SAMPLE	
	Base Mud	Base Mud	Base Mud	Base Mud
Formulation Fluid Completion	1	2	3	4
Non-solvent	1.0	1.0	1.0	—
SCHEMATIC MUTUAL (Vepam) (lb/bb)	—	3.2	3.2	3.2
REDUCER	1.2	1.2	1.2	1.2
DIVERTER	—	—	0.5	—
WATER	—	—	—	—
BRINE PAPER	—	—	—	1.0
FORMULA MATRIZ (lb/bb)	351.3	347.7	347.1	347.5

RESULTADOS

Study Sample Aged at 150 oF = 65.6 oC (verification each 5 minutes)

Time (min)	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery	Final brine height, ml	% Brine Recovery
5.0	83.0	166	85	170	83	166	89	178.0
10.0	84.0	168	86	172	84	168	90	180.0
15.0	84.0	168	85	172	84	168	90	180.0
20.0	84.0	168	87	174	85	170	90	180.0
25.0	84.0	168	87	174	85	170	90	180.0
30.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
35.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
40.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
45.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
50.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
55.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
60.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
65.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
70.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
75.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
80.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0
85.0	85.0	170	87	174	85	170	90	180.0

Visual Results of Brine



Observations

La fase acuosa presenta algo de turbidez, pocas microemulsiones, color claro.	La fase acuosa presenta algo de turbidez, pocas microemulsiones, color claro.	La fase acuosa presenta algo de turbidez, pocas microemulsiones, color claro.	La fase acuosa presenta mayor turbidez que las muestras 1, 2 y 3, pocas microemulsiones, poco crudo pegado en las paredes, color claro pero menor que las muestras 1, 2 y 3.
---	---	---	--

PROCEDIMIENTO:

El ensayo consiste en colocar en 100 ml del crudo con 100 ml de fluido preparado según las concentraciones indicadas en la primera sección, agitar en un mixer por 1 minuto o más esta mezcla, colocar 100 ml de la mezcla agitada en una probeta graduada, y registrar en ml la altura del cilindro que defina el sistema crudo - agua después de intervalos de 5 minutos en un baño maría a la temperatura de 150 oF (65.6 oC).

FORMULA MATRIZ

Cautic Soda	0.2
Claytrol	2.5
LD-9	0.2
Mul Free RS	2.0
X-Cide 102	0.2
Brine NaCl 8.4 lpg(Agua MPF)	348.11

pH

Prueba	pH
Agua MPF	7.4
Brine NaCl	7.6
F. Matriz	8.51
P1	8.19
P2	8.19
P3	8.18
P4	8.84
P5	8.16

COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS DE COMPLETACION Y CRUDOS FANNY 70 Y FANNY 75 DE ANDES PETROLEUM

Fecha Finalización: 20-Mar-08

Proyecto: ANDES PETROLEUM

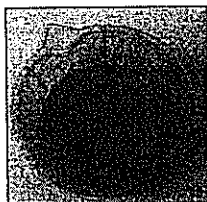
Pozo: FANNY 70

Solicitado por: [REDACTED]

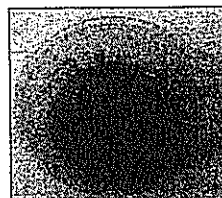
Proposito del analisis: Determinar la compatibilidad entre fluidos de completación y crudos Fanny 70 y Fanny 75 de Andes Petroleum

Realizado por: Diego Sanmartín

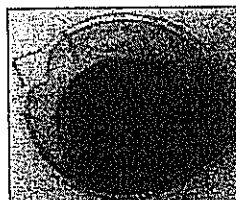
Fotografías:



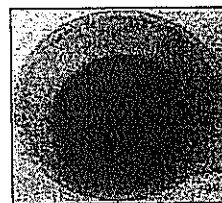
Fotografía 1. Formación 1 despues de la agitación, sin crudo



Fotografía 2. Formación 2 despues de la agitación, sin crudo



Fotografía 3. Formación 3 despues de la agitación, sin crudo



Fotografía 4. Formación 4 despues de la agitación, sin crudo

DFFLAS-2002-0001

Revisión 0

Pág. 1 de 3

Las Morochas, 23 de Octubre de 2006

REPORTE DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

SOLICITUD DE PRUEBA R.P.T

EMPRESA SOLICITANTE	[REDACTED]	FECHA DE ANALISIS	23/10/2006
PERSONA RESPONSABLE	[REDACTED]	CODIGO	4004
FECHA DE SOLICITUD	23/10/06		

DESCRIPCION DE LAS MUESTRAS (CRUDO / LODO / AGUA DE FORMACION)

CRUDO:	Fanny 60	TALADRO	POZO	CLIENTE
FLUIDO:	Lodo #1	N/A	Dorine 15	[REDACTED]
AGUA DE FORMACION:	Natural extraida del Crudo			
OBSERVACIONES:				

DESCRIPCION

TITULO	PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD AL LODO # 1 DE LA EMPRESA [REDACTED] [REDACTED] ECUADOR	
RESUMEN	Se realizo prueba de Retorno de Permeabilidad con el Equipo TEMCO FDS-800, 5000/de una Salmuera de 9.0 lpg formulada con KCl - Clay - Muller - Nox y X-20 de 102 suministrado por [REDACTED] Ecuador. Se utilizó un núcleo de Natural de la Formacion Dorine 15 con permeabilidad no conocida. Se utilizó el procedimiento de corrida de PDVSA para este tipo de análisis.	
Realizado Por:	Sebin Torres (Operador) / Marcel Santos (Aprendiz)	Fecha: 23/10/06

OBJETIVO ESPECIFICO DE LA PRUEBA:

Determinar el porcentaje de daño causado sobre un núcleo Natural (de permeabilidad desconocida) sometido a un fluido de Completación base Agua denominado Lodo #1 acondicionado con 2.5 lpb de Cl₂, 0.3% v/v de M₂, 0.5% v/v Nox y 0.1% v/v de X-20 de 102

INFORMACION DEL NUCLEO UTILIZADO

POZO:	Dorine 15
PROFUNDIDAD:	9568' - 9571'
CLIENTE:	[REDACTED] - ECUADOR

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

PERMEABILIDAD AL AIRE:	N/D
POROSIDAD:	20 %
DIAMETRO:	1.5 Pulg (3.8 cm)
LONGITUD:	1.83 Pulg (4.65 cm)

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS

FLUIDO DE PERFORACION:	Lodo #1
COMPOSICION DEL AGUA DE FORMACION:	Agua de formación Natural extraida del crudo y filtrada con papel Whatman N°42.
FLUIDO DESPLAZADO:	Crudo del Pozo Fanny 60

CONDICIONES DE LA PRUEBA

PRESION DE CONFINAMIENTO:	2.000 psi
PRESION DE SOBREALANCE:	0 psi
CAUDAL UTILIZADO:	2 cc / min (constante)
VOLUMENES POROSOS:	20 (Diferencial de Presión Estable)
TEMPERATURA:	220° F
TIEMPO DE EXPOSICION AL FILTRADO:	2 Hrs

CALCULOS DE LA PRUEBA

VISCOSIDAD DEL CRUDO:	54 cps
DENSIDAD DEL CRUDO:	0.935 g/cc
VOLUMEN DEL NUCLEO:	68 cc
VOLUMEN POROSO:	13.6 cc
GRAVEDAD API DE LA MUESTRA:	N/D

RESULTADOS OFICIALES DE LA PRUEBA (R.P.T)

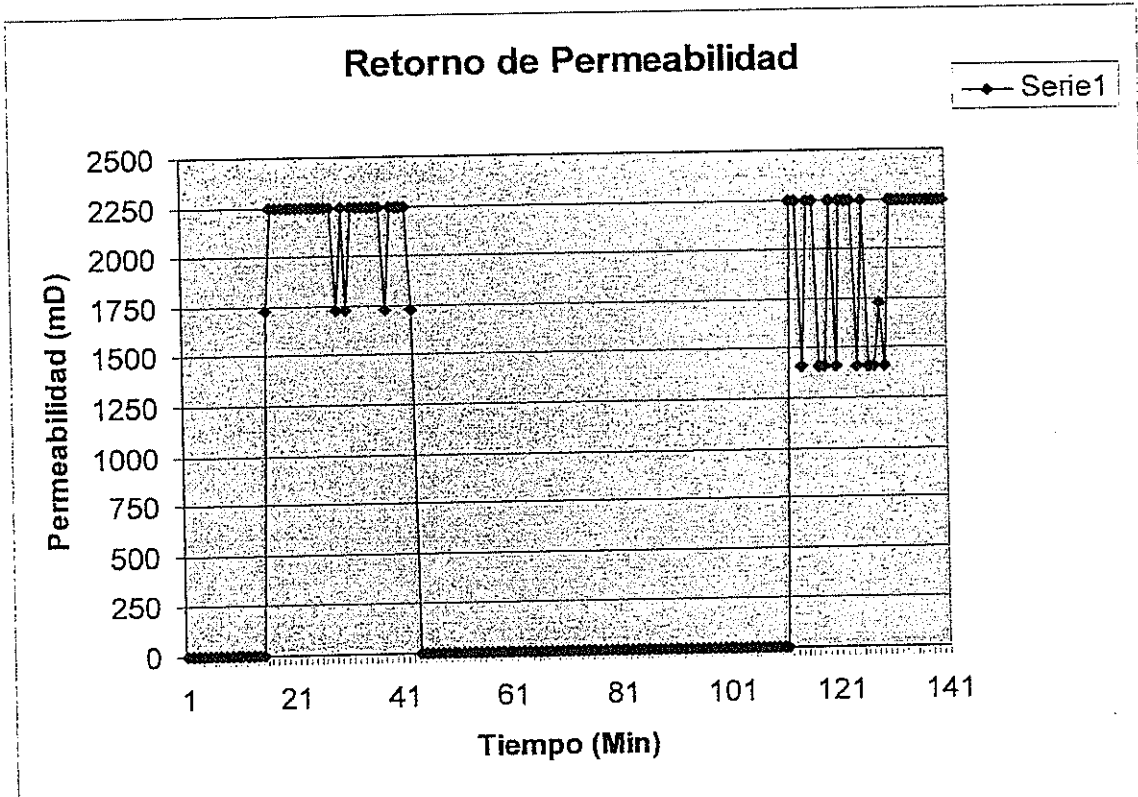
TIPO DE FLUIDO	Permeabilidad Inicial, mD	Permeabilidad Final, mD	Filtrado, cc	% de Daño, mD
Lodo #1	2250	2248	104.6	0.08 %

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA:

1. La muestra de núcleo se sometió al vacío y se saturó a presión con una solución salina de agua de formación extraida del Crudo Fanny 60.
2. La muestra se colocó en una celda hidrostática, localizada dentro de un horno de temperatura controlada. Se aplicó la presión de sobrecarga neta de 2000 psi, una presión de retorno de 500 psi y se elevó la temperatura a condiciones de yacimiento @ 220° F.
3. Se inyectó el crudo del pozo Fanny 60 (libre de agua) con una viscosidad de 12 cps @ 220° F, a una tasa de flujo constante de 2 cc/minutos hasta establecer una presión estable, y se midió la Permeabilidad al crudo (2250 mD), en la dirección de la producción. A este valor se le denomina Permeabilidad inicial (Kli).
4. A la muestra, se le circuló un fluido de completación (Lodo # 1) por un extremo en la dirección de la formación, a una presión de sobrealance de 0 psi durante 2 horas. Seguidamente se inyectó el crudo nuevamente en la dirección de la producción y se observó un incremento en la presión de 0 psi, valor este

suficiente para levantar el revoque. Al estabilizarse la presión se midió la Permeabilidad al crudo, en dirección de la producción (KI), denominada esta, Permeabilidad Final. El porcentaje de Daño calculado fué de 0.08 por ciento, con una pérdida de filtrado de 104.6 cc durante el tiempo de exposición de 2 horas.

Fluido #1



Compañía Nacional de Seguros de Fuego y Vida S.A. de C.V. / Tel: (52-55) 605-0000 Fax: (52-55) 605-0002

Compañía Nacional de Seguros de Fuego y Vida S.A. de C.V. / Tel: (52-55) 605-0000 Fax: (52-55) 605-0002

Compañía Nacional de Seguros de Fuego y Vida S.A. de C.V. / Tel: (52-55) 605-0000 Fax: (52-55) 605-0002

DFFLAS-2002-0001

Revisión 0

Pág. 1 de 3

Las Morochas, 9 de Noviembre de 2006

REPORTE DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

SOLICITUD DE PRUEBA R.P.T

EMPRESA SOLICITANTE	Baker Ecuador	FECHA DE ANALISIS	9/11/2006
PERSONA RESPONSABLE	[Redacted]	CODIGO	4004
FECHA DE SOLICITUD	9/11/06		

DESCRIPCION DE LAS MUESTRAS (CRUDO / LODO / AGUA DE FORMACION)

CRUDO:	Fanny 60	TALADRO	POZO	CLIENTE
FLUIDO:	Lodo #2	N/A	Marianni 5	[Redacted]
AGUA DE FORMACION:	Natural extraida del Crudo Fanny 60			
OBSERVACIONES:				

DESCRIPCION

TITULO	PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD AL LODO # 2 DE LA EMPRESA [Redacted] CUADOR	
RESUMEN	Se realizo prueba de Retorno de Permeabilidad con el Equipo TEMCO FDS-800-5000 de una Salmuera de 9.0 lpg formulada con KCl - Cloruro de Potasio y [Redacted] suministrado por Baker Ecuador. Se utilizó un núcleo de Natural de la Formación Dorine 15 con permeabilidad no conocida. Se utilizó el procedimiento de corrida de PDVSA para este tipo de análisis.	
Realizado Por:	Sebricio Torres (Operador) / Manuel Saragos (Aprendiz)	Fecha: 9/11/06

OBJETIVO ESPECIFICO DE LA PRUEBA:

Determinar el porcentaje de daño causado sobre un núcleo Natural (de permeabilidad desconocida) sometido a un fluido de Completación base Agua denominado Lodo #1 acondicionado con 2.5 lpb de Cloruro de Potasio, 0.8% v/v de Nalco, 2.3 % v/v Nalco y 0.4% v/v de [Redacted] de 102

INFORMACION DEL NUCLEO UTILIZADO

POZO:	Mariann 5
PROFUNDIDAD:	7761' - 7766'
CLIENTE:	[Redacted] ECUADOR

[Redacted signatures and stamps]

PERMEABILIDAD AL AIRE:	N/D
POROSIDAD:	20 %
DIAMETRO:	1.0 Pulg (2.54 cm)
LONGITUD:	4.84 Pulg (12.30 cm)

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS

FLUIDO DE PERFORACION:	Lodo # 2
COMPOSICION DEL AGUA DE FORMACION:	Agua de formación Natural extraída del crudo y filtrada con papel Whatman N°42.
FLUIDO DESPLAZADO:	Crudo del Pozo Fanny 60

CONDICIONES DE LA PRUEBA

PRESION DE CONFINAMIENTO:	2.000 psi
PRESION DE SOBREALANCE:	0 psi
CAUDAL UTILIZADO:	2 cc / min (constante)
VOLUMENES POROSOS:	20 (Diferencial de Presión Estable)
TEMPERATURA:	220° F
TIEMPO DE EXPOSICION AL FILTRADO:	2 Hrs

CALCULOS DE LA PRUEBA

VISCOSIDAD DEL CRUDO:	54 cps
DENSIDAD DEL CRUDO:	0.935 g/cc
VOLUMEN DEL NUCLEO:	29.91 cc
VOLUMEN POROSO:	5.98 cc
GRAVEDAD API DE LA MUESTRA:	N/D

RESULTADOS OFICIALES DE LA PRUEBA (R.P.T)

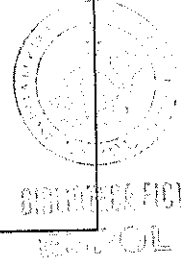
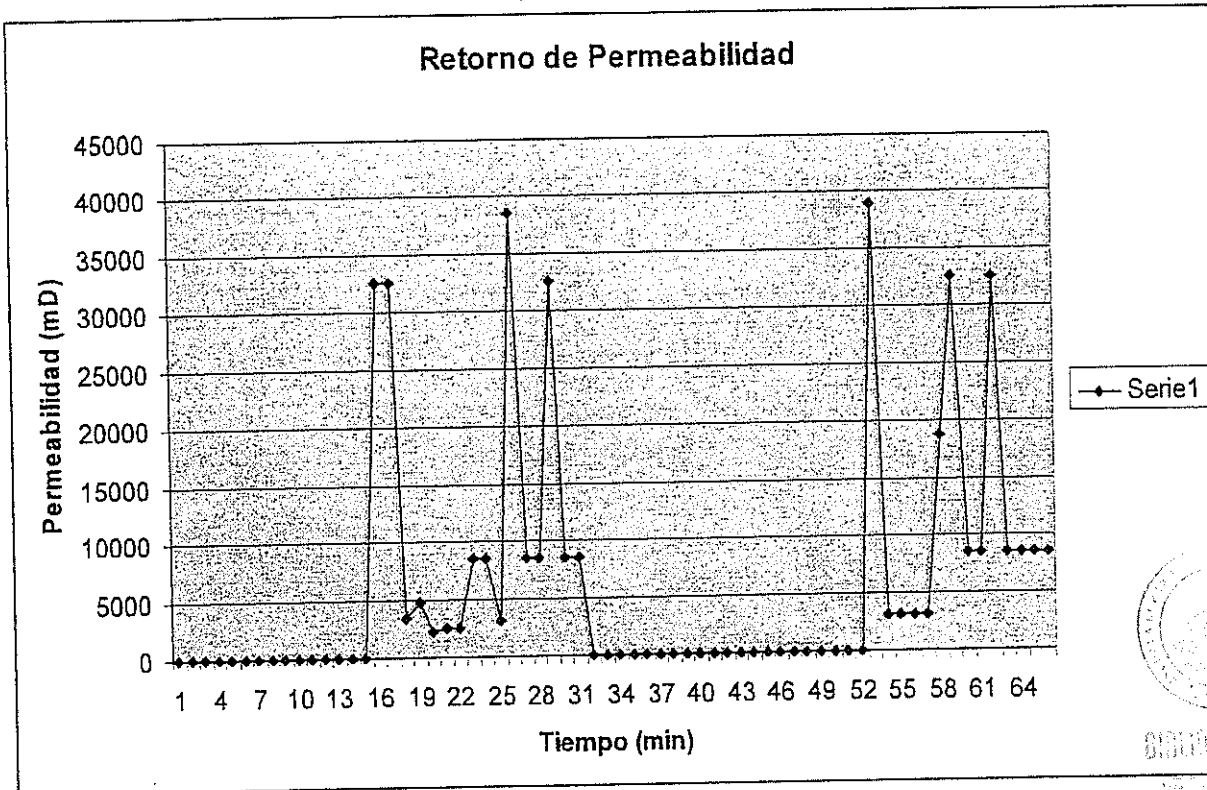
TIPO DE FLUIDO	Permeabilidad Inicial, mD	Permeabilidad Final, mD	Filtrado, cc	% de Daño, mD
Lodo #1	8468	8468	85.1	0.0 %

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA:

1. La muestra de núcleo se sometió al vacío y se saturó a presión con una solución salina de agua de formación extraída del Crudo Fanny 60.
2. La muestra se colocó en una celda hidrostática, localizada dentro de un horno de temperatura controlada. Se aplicó la presión de sobrecarga neta de 2000 psi, una presión de retorno de 500 psi y se elevó la temperatura a condiciones de yacimiento @ 220° F.
3. Se inyectó el crudo del pozo Fanny 60 (libre de agua) con una viscosidad de 54 cps @ 220° F, a una tasa de flujo constante de 2 cc/minutos hasta establecer una presión estable, y se midió la Permeabilidad al crudo (8468 mD), en la dirección de la producción. A este valor se le denomina Permeabilidad inicial (K_{li}).
4. A la muestra, se le circuló un fluido de completación (Lodo #2) por un extremo en la dirección de la formación, a una presión de sobrebalance de 0 psi durante 2 horas. Seguidamente se inyectó el crudo nuevamente en la dirección de la producción y se observó un incremento en la presión de 0 psi, valor este

suficiente para levantar el revoque. Al estabilizarse la presión se midió la Permeabilidad al crudo, en dirección de la producción (K1), denominada esta, Permeabilidad Final. El porcentaje de Daño calculado fué de 0.08 por ciento, con una pérdida de filtrado de 104.6 cc durante el tiempo de exposición de 2 horas.

Fluido #2



[Handwritten signatures and scribbles]

**FORMATION SENSITIVITY ANALYSIS:
9541.4 – 9573.3 FOOT ZONE
DORINE NO. 15 WELL
DORINE FIELD
ECUADOR**

Report Prepared For:

**Sr. Gustavo Cosias
City Investment of Ecuador
Santafé de Bogotá, D.C.**

November 30, 2000

TABLE OF CONTENTS

SUMMARY AND CONCLUSIONS	4
INTRODUCTION.....	11
LITHOLOGY, TEXTURE AND COMPOSITION.....	18
FORMATION SENSITIVITY - POTENTIAL FOR FORMATION DAMAGE.....	46
TABLES	
TABLE 1 - CONVENTIONAL CORE ANALYSIS	50
TABLE 2 - ANALYSES PERFORMED.....	53
TABLE 3 - THIN SECTION POINT COUNT ANALYSIS	56
TABLE 4 - SHALE DISTRIBUTION AND VOLUME.....	59
TABLE 5 - X-RAY DIFFRACTION ANALYSIS.....	62
TABLE 6 - POTENTIAL FORMATION DAMAGE MECHANISMS.....	64
FIGURES	
FIGURE 1 - SANDSTONE CLASSIFICATION DIAGRAM	66

TABLE OF CONTENTS (CONT)

PHOTOGRAPHS

PLATES 1-12 - THIN SECTION AND SCANNING
ELECTRON PHOTOMICROGRAPHS..... 103-132



**FORMATION SENSITIVITY ANALYSIS:
9541.4 – 9573.3 FOOT ZONE
DORINE NO. 15 WELL**

INTRODUCTION

This report presents the results of a detailed geological analysis of sandstones comprising the 9541.4-9573.3 foot interval in the Dorine No. 15 well, Dorine Field, Ecuador. This study was initiated to evaluate the formation susceptibility to damage from contact with wellbore and stimulation fluids and to identify any possible formation damage mechanisms that may be responsible for the poor performance of the well during initial testing. Specifically we have sought to establish whether it will be possible to safely acidize the formation without further damaging near wellbore permeability.

The study is based fundamentally on analysis of core plug samples from the 9541.4 to 9573.3 foot interval in the Dorine No. 15 well (Table 2). Ten (10) core plug samples have been subjected to routine porosity-permeability analysis. The results of these analyses are summarized in Table 1. Six (6) selected samples have been thin sectioned and examined with a petrographic microscope equipped with an electromechanical point count stage assembly. The results of thin section point count analyses are summarized in Tables 3 and 4. Color thin section photomicrographs of each sample are presented as plates in the back of this report. Six (6) samples were selected for analysis by X-ray diffraction techniques. These analyses yield information concerning rock composition and clay mineralogy. The results of these analyses are summarized in Table 5. Scanning electron microscopy has been performed on six (6) samples in order to identify the composition and morphology of pore lining and pore filling clay cements. Scanning electron photomicrographs are presented as a series of black-and-white plates in the back of this report.

This report is divided into the following sections:

Section 1 - Results of Routine Core Analyses.

Section 2 - Description of Rock Texture, Composition and Pore Structure.

Section 3 - Formation Sensitivity - Recommendations

Section 4 - Tabular data.

Section 5 - Color thin section and scanning electron photomicrographs of all samples.

Two (2) copies of this report have been forwarded to the Sr. Gustavo Cosias of City Investment of Ecuador, Bogota Colombia. David K. Davies & Associates, Inc. retains one copy of the report in their files for possible future use in telephone conversations with authorized personnel concerning specific details related to this study. All data, interpretations and conclusions are considered highly confidential and the sole proprietorship of City Investment of Ecuador.

All data and conclusions are presented in good faith based upon present day technology and information provided, but no expressed or implied warranty is intended or given. David K. Davies & Associates, Inc. assumes no liability for any use made of these data or conclusions nor for any results obtained from the use of David K. Davies & Associates, Inc. services and products based thereon.

Richard K. Vessell, Ph.D.
Vice President - Operations

David K. Davies, D.Sc., Ph.D.
President
Certified Professional Geologist No. 4188

METHODOLOGY

The analytical program of this study involved the followings elements:

- 1. Routine Core Analysis** - Ten (10) Core plug samples were selected from the 9541.4 to 9573.3 foot interval in the Dorine No. 15 well. Upon arrival at our laboratory all plugs were flushed with a methanol / toluene mixture for a period of 12 hours and then dried for a period of 24 hours. Each sample was described and grain volume was determined using a Boyle's Law helium porosimeter. Porosity and grain density values were then calculated and are presented in tabular form in this report. Fluid saturation data was obtained by Dean-Stark analysis. Permeability values were determined utilizing a steady state permeameter with a confining pressure of three hundred and fifty psi and nitrogen as the measuring media.
- 2. Thin Section Analysis** – Six (6) thin sections were prepared from selected core plug samples (Table 2) and point-counted (300 grains / thin section). Grain size was measured in thin sections using an optical micrometer. These analyses also yielded information concerning the textural, compositional, diagenetic and pore geometry characteristics of the potential reservoir rocks. The results of thin section point count analyses are presented in Tables 3 and 4. Thin section photomicrographs are presented for each sample in the back of this report.
- 3. X-Ray Diffraction Analysis** - X-ray diffraction analysis was undertaken on six (6) core plug samples (Table 2). This includes analysis of i) bulk powdered samples and ii) oriented samples prepared by centrifuge separation of the less than 4 μm size fraction of the rocks. Oriented samples were also analyzed in glycolated and heat-treated states. Bulk powder diffraction yields information concerning the proportions of various mineral phases within the rocks. The oriented fine fraction sample yields detailed clay mineralogy and the degree of expandability of the clays within the rocks. The results of these analyses are presented in Table 5.
- 4. Scanning Electron Microscopy Analysis** - Scanning electron microscopy (SEM) was performed on six (6) selected core plug samples (Table 2). A fresh surface was exposed by breaking each sample, and the sample was mounted on an aluminum stub with silver paint. Samples were then gold coated and examined with a scanning electron microscope at a range of magnifications. These analyses involved examination of pores and pore throats, measurement of pore and pore throat diameters, and identification of pore lining and pore filling cements (particularly clay cements). The elemental

composition of pore lining and pore filling cements was evaluated simultaneously with an energy dispersive x-ray analyzer (EDS). Scanning electron photomicrographs of each sample are presented as a series of black-and-white plates in the back of this report.



SECTION 1

**ROUTINE ANALYSIS OF CORE PLUG SAMPLES
DORINE NO. 15 WELL**

Ten (10) core plug samples from the 9541.4-9573.3 foot interval in the Dorine No. 15 well were subjected to analysis of porosity, permeability and grain density.

Upon arrival in our laboratory each plug was flushed with a methanol and toluene mixture for a period of 12 hours and then dried for a period of 24 hours. Grain volume was determined using a Boyle's Law helium porosimeter. Porosity and grain density values were then calculated and are presented in tabular form in this report. Permeability values were determined utilizing a steady state permeameter with a confining pressure of 350 psi and nitrogen as the measuring media. The results of these analyses are summarized in Table 1.

SECTION 2

LITHOLOGY, TEXTURE, COMPOSITION AND POROSITY

Texture - Rocks comprising the cored section are fine to coarse grained (generally medium grained), moderately to moderately well sorted sandstones. The mean grain size of the sandstones ranges from 0.17 to 0.81 mm (averages 0.40 mm). The moderate sorting of the sandstones reflects the large standard deviation of framework grain sizes (i.e. poor grain sorting). In general, the rocks are devoid of depositional shale. Framework sand grains are subangular and often elongate in shape. Grains have experienced some rotation into a close packing arrangement in response to burial loading. Long grain-grain contacts predominate. Compaction and development of close grain packing are important factors contributing to the loss of porosity and permeability.

Composition - The sandstones are highly quartzose and may be classified as quartz arenites (Figure 1). The rocks consist predominantly of monocrystalline quartz grains. Polycrystalline quartz is much less abundant. Accessory grains include very small amounts of chert, muscovite, potassium feldspar and plagioclase feldspar, felsic igneous, quartzite and phyllite metamorphic rock fragments and shale rock fragments.

Nature and Distribution of Shale - The sandstones generally contain 1 to 2% total shale by volume. Only one sample (9553.6 feet) contains larger volumes of shale (18% by volume). In the clean sandstones virtually all of the shale is dispersed pore lining and pore filling clay cement. These clean sandstones are devoid of laminar or dispersed depositional shale and contain only trace quantities of structural shale fragments. The more shaly 9553.6 foot sample contains thin ($\ll 0.1$ mm) indistinct laminae of shale as well as small amounts of dispersed depositional shale. The sample is unique in that it contains very large amounts of dispersed clay cement.

X-ray diffraction analyses reveal that the clean sandstones contain very little clay (1-3% by weight). The clay component of these sandstones consists almost exclusively of kaolinite. Iron-rich chlorite, illite and illite-smectite mixed layer clay (30% expandable smectite layers) occur in very small quantities. In contrast, the shaly sample from 9553.6 feet contains very large amounts of iron-rich chlorite. Kaolinite is less abundant. Illite and mixed layer illite-smectite (30% expandable) are minor clay components.

Cementation - The sandstones are moderately cemented. Cements comprise 9 to 13% of the bulk volume of the clean sandstones and 25% of the volume of the more shaly 9553.6 foot sample.

The most abundant cementing agent in the clean sandstones is silica occurring as interlocking, euhedral overgrowths on framework quartz grains. Silica cementation of pores and pore throats is responsible for much of the loss of porosity and permeability in these sandstones. The rocks contain much smaller volumes of pore lining and pore filling clay cement (1-2% by volume). The clay cement consists largely of kaolinite. Chlorite, illite and illite-smectite are much less abundant.

The 9553.6 foot sample is extensively cemented by dispersed clay. The clay consists largely of pore lining chlorite (minor illite and illite-smectite). Kaolinite pore filling clay is less abundant. The rock is also well cemented by silica overgrowths.

Bitumen – Organics – All core samples submitted for analysis were heavily oil impregnated. The oil is heavy (23 API) and was difficult to clean from the core plugs. Bitumen (solid hydrocarbon residue) was observed in one sample (9541.4 feet) in quantities of 1% by volume. The bitumen is erratically distributed and fills pore space. The occurrence of bitumen in these sandstones implies some period of biodegradation and possible water washing of the formation oil at some point in the burial history of the formation.

Pore System-Reservoir Quality - Cored sandstones have porosities in the range of 16.0 to 24.3% and permeabilities of 74.6 to 4352.0 md. Porosity and permeability vary as a function of sorting and shale volume (the shaly 9553.6 foot sample is the only rock with low porosity and permeability). The rocks have complex pore systems characterized by mixtures of primary intergranular macroporosity, secondary and microporosity (pores \ll 5 μ m diameter associated with clay cements and shale).

Clean sandstones have the best preserved pore systems. Porosity is largely intergranular. Pores are 60 to 200 μ m in diameter and are interconnected through pore throats up to 10 μ m in diameter. Micropores exist in very small quantities where shale and clay cement partition intergranular pores into pores generally less than 5 μ m in diameter. The most interesting feature of these rocks is the occurrence of large (>200 μ m), irregular shaped dissolution pores. These large pores appear to have formed by dissolution of chemically unstable framework grains. There is no evidence of the precursor grains. These were probably calcitized sand grains, calcite rock fragments or feldspars. Calcitization of framework sand grains could be indicative of a period of subaerial exposure and replacement by meteoric ground waters enriched in respect to calcium

carbonate. This could also be a tie with the bitumen observed within the rocks that may also have formed during an earlier stage of trapping and subsequent water washing. These large dissolution macropores are of importance as they form large dissolution "worm holes" through the sandstones and dramatically enhance permeability. The measured permeabilities of several darcies are quite high for rocks having only 24% porosity or less. This pore geometry is not unusual for sandstones from Ecuador we have studied in the past.

The 9553.6 foot shaly sandstone sample differs from other sandstones examined in this study in that it is much less porous and permeable and has a pore system characterized by extensive microporosity development. Primary intergranular macroporosity and secondary porosity are poorly developed in this sandstone.

The overall reservoir quality of the sandstones from the cored section is considered to be excellent. The rock pore systems are capable of both storing and producing fluids at high rates if tested. Using the average core porosity and permeability values from this study and a log analysis net pay thickness of 111 feet yields a porosity-footage (PHIH) of 2508.6 and a permeability – thickness (KH) of 314907 md * ft.

The disappointing performance of this zone during initial completion and testing is not a function of poor reservoir quality. Rather, disappointing performance is a function of near wellbore damage.



FORMATION SENSITIVITY - POTENTIAL FOR FORMATION DAMAGE

Overview - An objective of this study has been to establish whether the disappointing production experienced to date from the 9541.4-9573.3 foot interval is a function of poor reservoir quality or near wellbore damage. We have also sought to establish whether methods exist to improve production performance in these wells or future wells drilled to this objective horizon. To these ends core samples from the potential reservoir zone have been analyzed by thin section petrographic, x-ray diffraction and scanning electron microscope techniques in order to identify the presence of mineral phases within the rock pore systems that could react adversely with wellbore or stimulation fluids.

The results of these analyses reveal that clean, porous and permeable sandstones have pore systems partially plugged by small amounts of bitumen. The pore systems of these porous and permeable sandstones are also partially filled by very small amounts of clay cement (largely kaolinite, minor chlorite and illite or illite-smectite). Less porous and permeable sandstones have pore systems partially occluded by dispersed shale (largely chlorite, smaller amounts of kaolinite). Our analyses reveal that the rocks do not contain any significant amounts of expandable (swelling) clay components (smectite, illite-smectite, chlorite-smectite), acid soluble carbonates or mineral phases that will react with acids. Thus, other than some potential for damage from clay particle migration and from possible emulsions during acidizing, the sandstones have only minor susceptibility to formation damage.

Particle Migration - Our analyses reveal that clean, porous and permeable sandstones contain very small amounts of pore filling kaolinite clay cement. Kaolinite occurs as loosely bound booklet-like crystal aggregates filling pore interiors. The occurrence of these loosely bound clay fines with high surface areas renders the potential reservoir rocks somewhat susceptible to damage from clay particle migration and pore throat blockage effects. **The kaolinite occurs in such small quantities that we do not expect any noticeable formation damage to result from particle migration and pore throat blockage effects. The disappointing performance of the reservoir is not considered to have resulted from clay particle migration and pore throat blockage.**

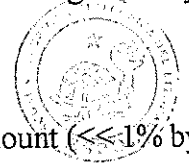
Clay particle migration damage in sandstones is promoted by:

1. Rock contact with fresh water based fluids.
2. Rapid changes in the salinity of pore fluids.
3. Rock contact with high pH (> 10.5) fluids.
4. High fluid turbulence due to high flow rate.

In the most common oil field situation connate waters are highly saline and mud filtrates fresh. In this case, rock contact with fresh water based fluids such as drilling mud and cement filtrate could result in formation damage due to "salinity shock" effects. In such cases the rapid displacement of highly saline pore waters by fresh water filtrates will result in dislodgement of clay particles that will subsequently migrate into and block adjacent pore throats resulting in the loss of near wellbore permeability.

Clay particle dispersion effects are also promoted by rock contact with highly alkaline fluids (pH >10.5) such as some drilling mud filtrate. Thus, every effort should be made to control mud system pH to eliminate this effect.

Clay particle migration and pore throat blockage will also result from shearing of clay particles during high rate flow. Field and laboratory experience suggest that zones containing migratable illite fines should be perforated with a moderate underbalanced differential pressure (500 psi) and brought onto production slowly avoiding rapid changes in choke size and flowing rate. Clay particle migration and pore throat blockage may occur during the production history of the well resulting in pre-mature declines in flowing pressure and rate. Such damage may be eliminated by treating the sands with 2-3 barrels per foot of 12% HCl acid containing 2 gallons per 1000 gallons of nonionic surfactant and a volume of organic clay stabilizing polymer.



Swelling Clay - Our analyses reveal that the sandstones do not contain any significant amount (<<<1% by volume) of expandable (swelling) clays such as smectite or illite-smectite. The illite-smectite clay in these rocks contains only 30% expandable smectite layers (very low expandability). **We therefore conclude that these sandstones are not susceptible to damage from clay swelling promoted by rock contact with fresh water or low salinity brines.**

Fluid Imbibition and Solids Blockage – The porous and permeable sandstones are not considered susceptible to any significant damage from fluid imbibition or solids blockage effects (lost solids may include debris in completion and stimulation fluids as well as gel residues or residues of viscosifying agents). More shaly sandstones such as the 9553.6 foot sample have higher surface areas due to plugging of pores and pore throats by shale and kaolinite clay and have more tortuous pore systems and much smaller pore throats. Thus these shaly sandstones are considered susceptible to damage from both fluid imbibition and solids blockage effects (but will not contribute much to production in any event due to relatively poor reservoir quality).

Acid Sensitivity - The pore systems of the sandstones are partially filled by kaolinite clay. Chlorite clay cement is rare except in the less permeable, shaly sandstones such as the 9553.6 foot sample. Other acid soluble iron-bearing minerals such as siderite (iron carbonate), ankerite (ferroan dolomite) and pyrite are also rare or non-existent in clean, potentially producible sandstones.

None of the clean, porous and permeable sandstones examined in this study contain sufficient quantities of iron-rich chlorite clay, siderite or pyrite to render reservoir zone susceptible to damage from contact with HCl acid and oxygenated fluids. We do not expect any significant formation damage to result from rock contact with HCl acid that may be used to clean-up damage. Further, the rocks lack mineral phases that could react adversely with HF acid.

Stimulation – The sandstones examined in this study are sufficiently porous and permeable that oil production should be expected without stimulation. The disappointing production experienced from this reservoir to date is considered to have resulted from formation damage rather than poor reservoir quality. Based upon our analyses we conclude that no near wellbore damage should have occurred during drilling, completion or perforation due to clay swelling or clay particle migration effects. Rather, the near wellbore damage is probably related to mechanical effects such as:

- Poor or incomplete penetration of perforations. Perforations may not penetrate casing, cement and undamaged rock. Reperforating may be considered as a remedy. Acid may be used to open perforations and remove damage.
- Cement may have been lost into the formation. Again, reperforating with larger guns or acidizing may remedy this problem.
- The occurrence of relatively heavy oil within these sandstones as well as the occurrence of residual oil/bitumen in small quantities raises the possibility of formation damage resulting from fall-out of asphaltic residue. Acidizing with a mutual solvent additive could remove or by-pass such damage.

As the potential reservoir rocks have minimal sensitivity to damage from contact with acid we recommend acidizing as a means of removing or bypassing damage from the above mentioned mechanisms. An acid

breakdown would involve displacement of 2-3 barrels per foot of 12% HCl acid containing per 1000 gallons:

1. 2 gallons of nonionic surfactant
2. A volume of clay stabilizing polymer (quaternary polyamine).
3. Iron chelating agent such as citric acid or EDTA
4. Corrosion inhibitor
5. A volume of mutual solvent (EGMBE).
6. Diverter – ball sealers. Use 10% more balls than holes. Use 1.2-1.3 specific gravity balls.

As an alternative a more aggressive acid treatment could be designed using HCl and HF acids. Such a staged acid job would consist of the following acids and additives.

- Initial stage of 6-7.5% HCl acid containing per 1000 gallons:
 1. 2 gallons of nonionic surfactant
 2. *Iron chelating agent such as citric acid or EDTA*
 3. Corrosion inhibitor
 4. A volume of mutual solvent (EGMBE).
- Main acid consisting of 6% HCl and 1.5% HF acid containing the additives noted above.
- Overflush with same acid as in initial stage but with the addition of a volume of clay stabilizing polymer (*quaternary polyamine*). Use ball sealers for diversion.





PRECAST
DRINE 45

	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07
AS		6	31	30	31	31	30	31
VERSION \$	153.855,06							
ODUCCION bpd	234,24	244,64	211,023	200,09	189,64	169,36	173,58	
ODUCCION total	1405,44	7583,84	6330,69	6202,79	5878,84	5080,8	5380,98	
ECIO(US\$/bbl)	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45
NTAS	\$24.524,93	\$132.338,01	\$110.470,54	\$108.238,69	\$102.585,76	\$88.659,96	\$93.898,10	\$13.509,36
NTAS	\$3.528,46	\$19.039,81	\$15.893,68	\$15.572,57	\$14.759,27	\$12.755,73	\$13.509,36	\$80.388,74
NTAS	\$20.996,46	\$113.298,20	\$94.576,86	\$92.666,11	\$87.826,48	\$75.904,23	\$29.140,92	\$29.140,92
NTAS	\$7.611,22	\$41.070,60	\$34.284,11	\$33.591,47	\$31.837,10	\$27.515,28	\$51.247,82	\$51.247,82
NTAS	\$13.385,25	\$72.227,60	\$60.292,75	\$59.074,65	\$55.989,38	\$48.388,94	\$64.757,18	\$64.757,18
NTAS	\$16.913,71	\$91.267,41	\$76.186,43	\$74.647,22	\$70.748,66	\$61.144,68		

AS Nov-07 Dic-07 Ene-08 Feb-08 Mar-08 TOTAL

AS	30	31	31	29	31			
VERSION								
ODUCCION bpd	167,01	160,2	153,792	147,64032	141,734707			
ODUCCION total	5010,3	4966,2	4767,552	4281,56928	4393,77592			61282,7772
ECIO(US\$/bbl)	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45			
NTAS	\$87.429,74	\$86.660,19	\$83.193,78	\$74.713,38	\$76.671,39			\$1.069.384,46
NTAS	\$12.578,74	\$12.468,02	\$11.969,30	\$10.749,20	\$11.030,91			\$153.855,06
NTAS	\$74.851,00	\$74.192,17	\$71.224,48	\$63.964,18	\$65.640,48			\$915.529,40
NTAS	\$27.133,49	\$26.894,66	\$25.818,87	\$23.187,02	\$23.794,67			\$331.879,41
NTAS	\$47.717,51	\$47.297,51	\$45.405,61	\$40.777,16	\$41.845,81			\$583.649,99
NTAS	\$60.296,25	\$59.765,53	\$57.374,91	\$51.526,37	\$52.876,72			\$737.505,05



CAST
INE 53

	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	Jun-08 TOTAL
REGION	\$147,604,24							
DUCCION bpd	1000,55	27	828,9	996,93	973,77	962,18	961,8	905,52
DUCCION total	27014,85		25695,9	29907,9	30186,87	28865,4	29815,8	27165,47
IO(US\$/bbl)	\$17,45		\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	17,45
FAS	\$471,409,13		\$448,393,46	\$521,892,86	\$526,760,88	\$503,701,23	\$520,285,71	\$520,285,71
A	\$11,710,44		\$11,138,70	\$12,964,52	\$13,085,45	\$12,512,62	\$12,924,60	\$12,924,60
ESOS ANTES DE IMPUEST	\$459,698,70		\$437,254,76	\$508,928,34	\$513,675,43	\$491,188,61	\$507,361,11	\$507,361,11
ESTOS	\$166,640,78		\$158,504,85	\$184,486,52	\$186,207,34	\$178,055,87	\$183,918,40	\$183,918,40
UES DE	-\$147,604,24		\$278,749,91	\$324,441,81	\$327,468,09	\$313,132,74	\$323,442,71	\$323,442,71
DE FLUJO	-\$147,604,24		\$289,888,60	\$337,406,33	\$340,553,54	\$325,645,36	\$336,367,31	\$336,367,31
REGION		Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08		
DUCCION bpd		952,18	942,66	933,23	923,90	914,66		905,52
DUCCION total		29517,64	27337,15	28930,24	27717,04	28354,53		27165,47
IO(US\$/bbl)		\$17,45	17,45	17,45	17,45	17,45		17,45
FAS		\$515,082,85	\$477,033,18	\$504,832,70	\$483,662,30	\$494,786,53		\$474,037,42
A		\$12,795,35	\$11,850,15	\$12,540,72	\$12,014,82	\$12,291,16		\$11,775,73
ESOS ANTES DE IMPUEST		\$502,287,50	\$465,183,04	\$492,291,98	\$471,647,48	\$482,495,37		\$462,261,69
ESTOS		\$182,079,22	\$168,628,85	\$178,455,84	\$170,972,21	\$174,904,57		\$167,569,86
UES DE IMPUESTOS		\$320,208,28	\$296,554,19	\$313,836,14	\$300,675,27	\$307,590,80		\$294,691,83
DE FLUJO NETA		\$333,003,63	\$308,404,33	\$326,376,86	\$312,690,09	\$319,881,96		\$306,467,56

PRECAST
PRIME 69

AS	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	Ene-08	Feb-08
VERSION	930384,09	17	13	0	0	0	16
PRODUCCION bpd	1101,46	1324,29	17215,77	0	0	0	1322,23
PRODUCCION total	18724,82	17215,77	17215,77	0	0	0	21155,68
ECCIO(US\$/bbl)	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45
INTAS	\$326,748,11	\$300,415,19	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$369,166,62
NTAS	\$61,553,19	\$56,592,56	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$69,544,03
RES ANTES DE IMPUEST	\$265,194,92	\$243,822,63	\$88,385,70	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$299,622,58
PUESTOS	\$96,133,16	\$88,385,70	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$108,613,19
SPUES DE	-930384,09	\$169,061,76	\$155,436,92	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$191,009,40
UA DE FLU:	-930384,09	\$230,614,95	\$212,029,48	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$260,553,43

AS	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	TOTAL
VERSION	31	30	31	30	31	31	31
PRODUCCION	1323,46	1283,76	1245,24	1207,89	1171,65	1136,50	1136,50
PRODUCCION	41027,26	38512,69	38602,55	36236,59	36321,14	35231,50	35231,50
ECCIO(US\$/	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45
INTAS	\$715,925,69	\$672,046,37	\$673,614,48	\$632,328,43	\$633,803,86	\$614,789,75	\$4,938,838,49
NTAS	\$134,866,91	\$126,600,87	\$126,896,27	\$119,118,76	\$119,396,70	\$115,814,80	\$930,384,09
RES ANTES DE IMPUEST	\$581,058,78	\$545,445,50	\$546,718,21	\$513,209,67	\$514,407,16	\$498,974,95	\$4,008,454,40
PUESTOS	\$210,633,81	\$197,723,99	\$198,185,35	\$186,038,51	\$186,472,60	\$180,878,42	\$1,453,064,72
SPUES DE	\$370,424,97	\$347,721,51	\$348,532,86	\$327,171,17	\$327,934,56	\$318,096,53	\$2,555,389,68
UA DE FLU:	\$505,291,88	\$474,322,38	\$475,429,13	\$446,289,92	\$447,331,27	\$433,911,33	\$3,485,773,77

RECAST
 INY 95

	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07
S								
S		24	10	31	30	31	30	31
ERSION	911584,7							
IDUCCION bpd	583,18		542,2	479,6	426,22	430,4	473,31	475,13
IDUCCION total	13996,32		5422	14867,6	12786,6	13342,4	14199,3	14729,03
CIO(US\$/bbl)	\$17,45		\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45
ITAS	\$244.235,78		\$94.613,90	\$259.439,62	\$223.126,17	\$232.824,88	\$247.777,79	\$257.021,57
IA	\$142.806,88		\$55.321,61	\$151.696,71	\$130.463,90	\$136.134,82	\$144.877,92	\$150.282,85
RESOS ANTES DE IMPUEST	\$101.428,90		\$39.292,29	\$107.742,91	\$92.662,27	\$96.690,06	\$102.899,86	\$106.738,72
UESTOS	\$36.767,98		\$14.243,46	\$39.056,81	\$33.590,07	\$35.050,14	\$37.301,20	\$38.692,79
IPUES DE	-911584,7		\$25.048,84	\$68.686,11	\$59.072,20	\$61.639,91	\$65.598,66	\$68.045,94
A DE FLUJ:	-911584,7	\$207.467,81	\$80.370,44	\$220.382,81	\$189.536,10	\$197.774,74	\$210.476,59	\$218.328,79

TOTAL

IDUCCION total
 CIO(US\$/bbl)
 ITAS
 IA
 RESOS ANTES DE IMPUESTOS
 UESTOS
 IPUES DE IMPUESTOS
 A DE FLUJO NETA

89343,25
 \$1.559.039,71
 \$911.584,70
 \$647.455,01
 \$234.702,44
 \$412.752,57
 \$1.324.337,27

RECAST
ny 97

	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07
S								
RSION	417,011,44 €							
DUCCION bpd	560,12	632,31	632,49	636,49	385,6	334,07	323	
DUCCION total	7281,56	10749,27	17709,72	19731,19	11568	10356,17	3876	
DUCCION total	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45	\$17,45
AS	127,063,22 €	187,574,76 €	309,034,61 €	344,309,27 €	201,861,60 €	180,715,17 €	67,636,20 €	
AS	\$ 37,362,16	\$ 55,155,20	\$ 90,869,72	\$ 101,242,02	\$ 59,356,16	\$ 53,138,18	\$ 19,888,01	
ESOS ANTES DE IMPUESTOS	\$ 89,701,07	\$ 132,419,56	\$ 218,164,89	\$ 243,067,25	\$ 142,505,44	\$ 127,576,99	\$ 47,748,19	
ESTOS	\$ 32,516,64	\$ 48,002,09	\$ 79,084,77	\$ 88,111,88	\$ 51,668,22	\$ 46,246,66	\$ 17,308,72	
UES DE IMP \$	\$ 57,184,43	\$ 84,417,47	\$ 139,080,12	\$ 154,955,37	\$ 90,847,22	\$ 81,330,33	\$ 30,439,47	
DE FLUJO \$	\$ (417,011,44)	\$ 94,546,59	\$ 139,572,67	\$ 229,949,84	\$ 256,197,39	\$ 150,203,38	\$ 134,468,51	\$ 50,327,48

TOTAL

DUCCION total	81271,91
DUCCION total	1,418,194,83 €
DUCCION total	417,011,44
AS	1,001,183,39
ESOS ANTES DE IMPUESTOS	362,928,98
ESTOS	638,254,41
UES DE IMPUESTOS	1,055,265,85
DE FLUJO NETA	