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

AGRADECIMIENTO

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”**

(Reglamente de Graduación de la **ESPOL)**

____

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 petroleo. 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 análisi 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.

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 2

CAPITULO 3

CAPITULO 4

BIBILIOGRAFIA

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 wáter per day
cc	Centímetro cúbico
Cp	Centipoise
FL	Fluido Limpio
FLC	Fluido Limpio de Completación
ft	Pies
H_2O FF	Agua fresca filtrada
H_2O 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

°API	Grados API American Petroleum Institute
β	Factor volumétrico de formación
°C	Grados centrigados
ct	Compresibilidad total de formación
°F	Grados Fahrenheit
h	Espesor
k	Permeabilidad
m	Pendiente
Pi	Presión Inicial
Pwf	Presión en la cara de la formación
∆Ps	Caída de presión a través de la piel “skin”,
q	Tasa de producción
rw	Radio de pozo
s	Daño
t	Tiempo
µ	Viscosidad
Φ	porosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

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 acarrean 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 petroleo 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 investigacion sobre el uso de un fluido limpio de completacion 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 solucion viable para minimizar características dañinas de las arenas productores de los campos ya especificados.

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

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 completacion en operaciones de completacion 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 re-acondicionamiento de los pozos que utilizaron el fluido limpio de completación.

- Verificar cuales fueron los resultados de las operaciones de re-acondicionamiento 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 km^2, está localizado en la parte oriental de la cuenca Oriente que contiene la formación Napo, productora de hidrocarburos y pertenece al período Cretácico. Los campos Dorine y Fanny pertenecen a este bloque, además de los campos:

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

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

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

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

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.

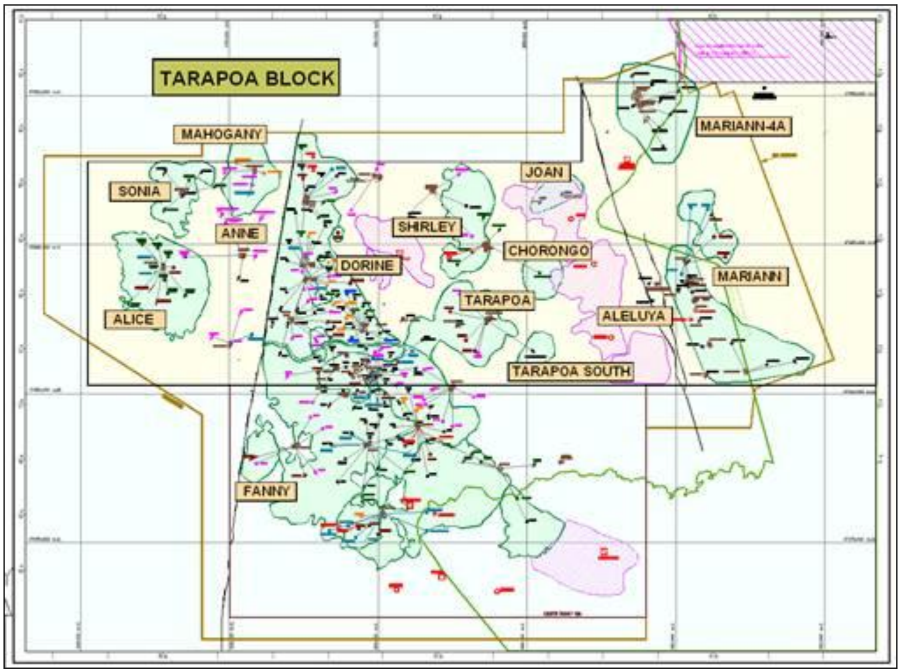

FIG 1.1. Mapa de los campos del Bloque Tarapoa

***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 km^2 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 petroleo 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 km^2 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 contorno 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 entrampamiento 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.

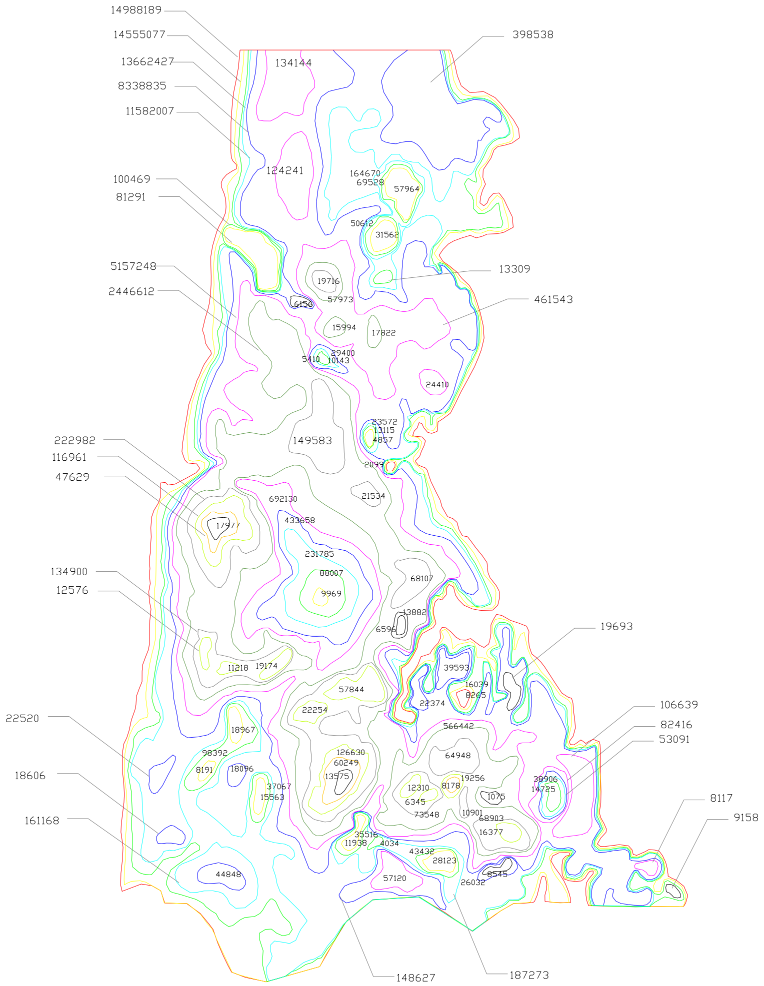

FIG 1.2. Mapa de Espesor Total de petróleo, Campo Dorine, Yacimiento M1
***Cortesía de Andespetroleum**

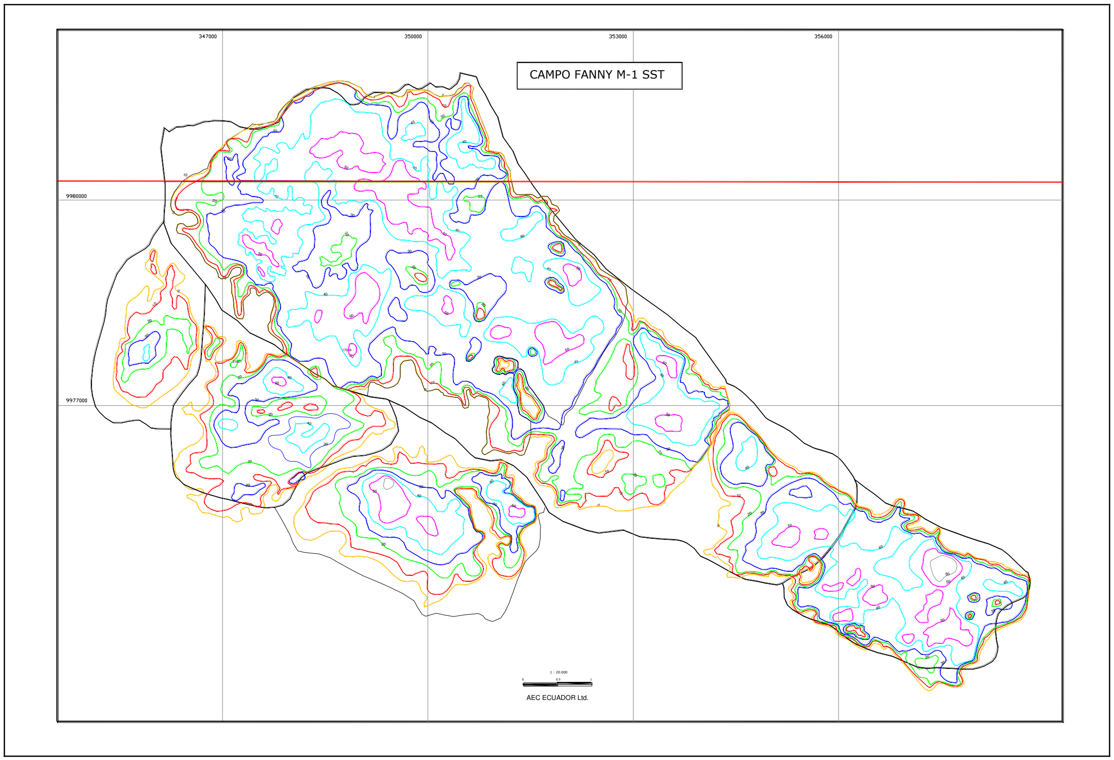

FIG 1.3. Mapa de espesor total de petróleo, Campo Fanny, arena M1.

***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 cayo 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 petroleo 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 pzos 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 entrampamiento 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.

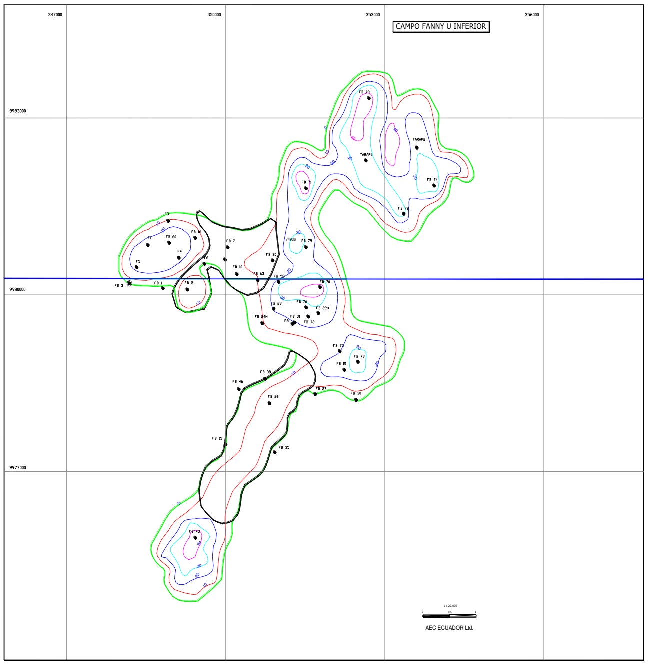

FIG 1.4. Mapa de espesor total de petróleo – Campo Fanny, arena U Inferior.
*Cortesía de Andespetroleum

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 bacterial de la roca productora de una formación o de fluidos en situ debido a contacto con el fluido entero de trabajo o con los componentes de fluidos de perforación, completación y re-acondicionamiento.

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

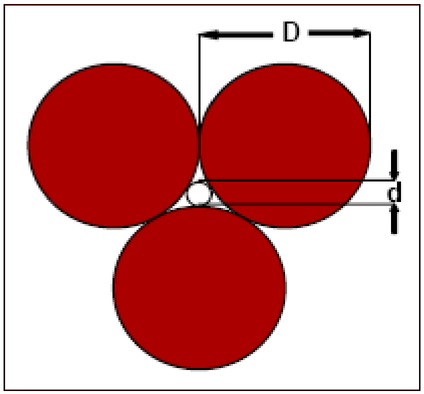

FIG 2.1. Empaquetamiento hexagonal de granos de arena de Formación.
***Cortesía de Andespetroleum**

D = Diámetro de grano arena de Formación
D = Diámetro de circulo 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 circulo inscrito en el espacio entre granos de arena grandes es aproximadamente dos veces el diámetro de los granos pequeños.

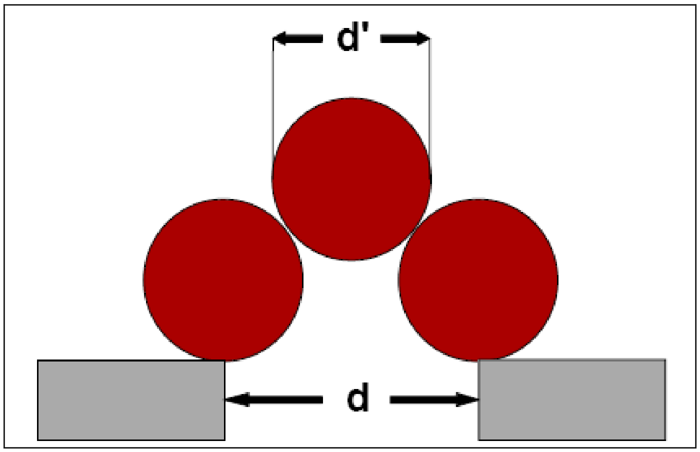

FIG 2.2. d' = diámetro de la partícula que tapona
d = diámetro de la garganta de poro
Si d ≤ 2d' se formaran puentes estables

***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

- Ilitas
- Arcillas de capas mezcladas
- Caolinitas
- Cloritas

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

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

3. Los finos adheridos a las arcillas que se hinchan, se desprenden y liberan durante el hinchamiento de las ellas.

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

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

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

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

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

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.

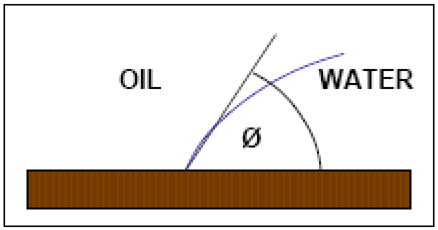

FIG 2.3. Mojabilidad
Ø = ángulo de contacto
Ø < 90° mojado por agua
Ø > 90° mojado por petróleo

***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.

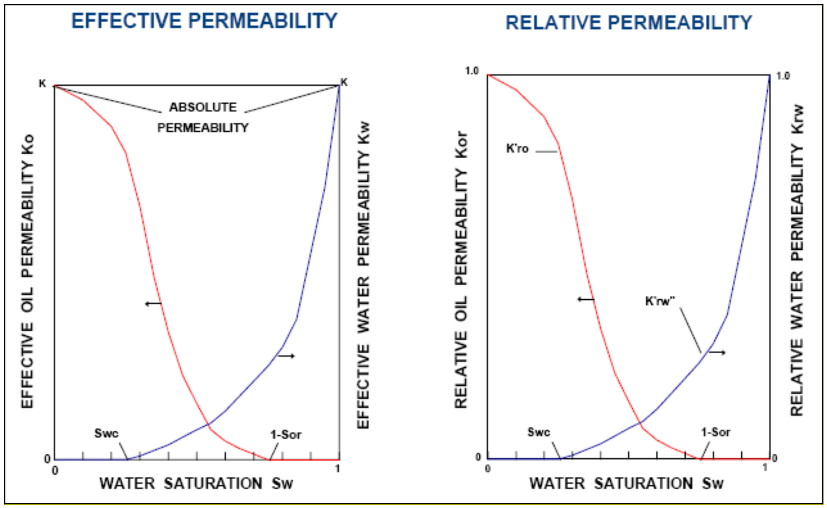

FIG 2.4. Permeabilidad Efectiva y Permeabilidad Relativa

***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 inyectividad 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.

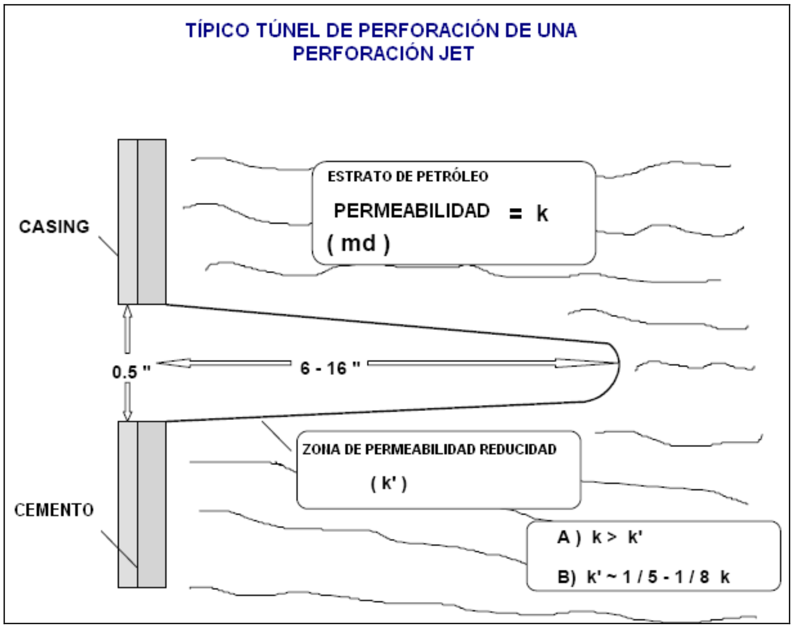

FIG 2.5. Túnel Típico de Perforación, Perforación Jet

***Cortesía de Andespetroleum**

La permeabilidad de la zona compactada se puede reducir aun más por la presencia de tierra, fluidos de perforación, partícularmente 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.

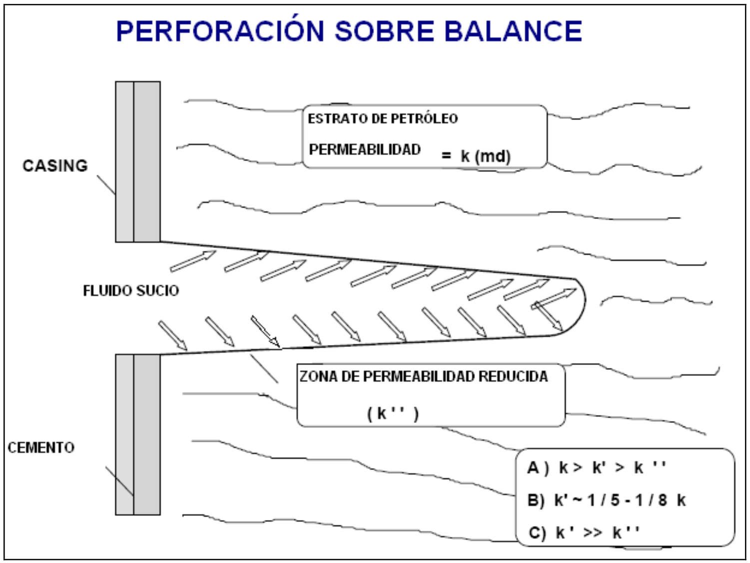

FIG 2.6. Perforación Sobre Balance

***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 has 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.

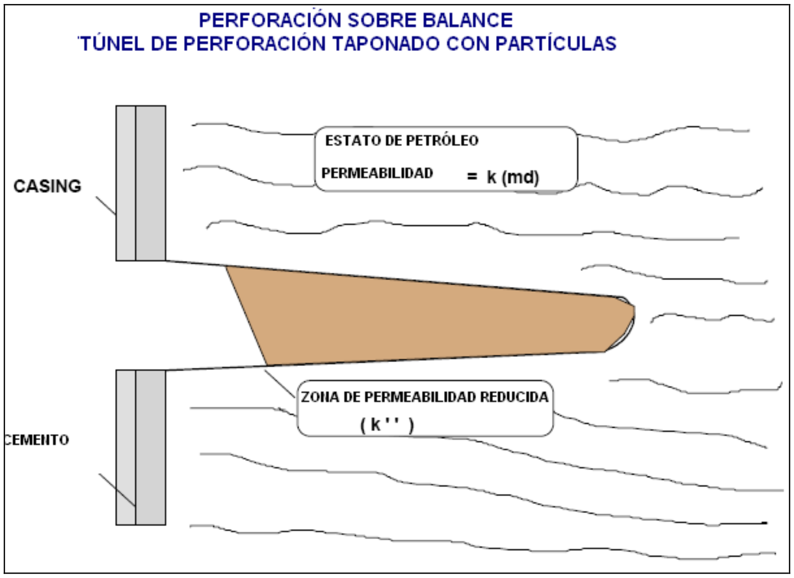

FIG 2.7. Perforación Sobre Balance
Túnel de disparo Taponado con Partículas

***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
- Perdida 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 perdida 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 partícularmente 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 perdida 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 perdida 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.

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

TABLA.4. Compoentes de Fluido Limpio

***Tabulado por Gerhard Condit**

Para los análisis de laboratorio se agregaron otros componentes:

Componente	Características	Propiedades Físicas Tipicas	
Aditivo	Liquido para empaquetamiento libre de solidos. Utiliza un inhibidor de corrosion, bactericida y secuestrante de oxigeno.	***Apariencia***	Liquido Ambarino
		Olor	Ninguno
		Punto Inflamación	> 200 °F
		Solubilidad en Agua	Soluble
		Gravedad Especifica	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.	***Forma***	Líquido
		Gravedad Especifica	0.967
		Peso Específico	8.06 lbs./US gal
		Punto Inflamación	84 °F
		Punto Fluidez	(-) 40 °F
		Solubilidad	Soluble en Agua
		pH	9.0 - 10.0
Dispersante de Parafina	Químico activo de superficie para uso en petróleo para controlar la depositación de parafina. Es una mezcla de varios surfactantes y penetrantes combinado en solventes selectivos.	***Gravedad Especifica***	0.85
		Peso	7.1 lbs/US gal
		Punto Inflamación	43 °F
		Punto Fluidez	(-) 40 °F
		Solubilidad	Petróleo
Solvente Mutual	$CH_3(CH_2)_3OCH_2CH_2OH$	***Estado Físico***	Liquido Claro
		Punto de Derretimiento	(-) 106.6 °F
		Punto de Ebullición	336.2 - 343.4 °F
		Gravedad Especifica	0.89 - 0.9
		Solubilidad en Agua	Miscible
		Densidad de Vapor	4.1
		Auto ignición	471.2
		Punto Inflamación	149 °F
Inhibidor de Asfaltenos	Formulado para prevenir la formación de depósitos problemáticos de asfáltenos en el fondo del pozo.	***Gravedad Especifica***	0.93
		Peso Específico	7.71 lbs/US gal
		Punto Inflamación	50 °F
		Punto de Fluidez	< 20 °F
		Solubilidad	Soluble en Petróleo
		pH	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.

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 substancias 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 (concentracion 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:

	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 Oxigeno (lb/bbl)	1.0	-	-
Biocida (lb/bbl)	0.2		
Anti asfalteno (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.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 Oxigeno (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 Oxigeno (lb/bbl)	1.0	-
Biocida (lb/bbl)	0.2	
Anti asfalteno (*) (lb/bbl)	-	1.2
Solvente mututal (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	**pH después**
8.17	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 Oxigeno	-	-	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)	0.1
Inhibidor de Arcilla (lb/bbl)	2.5
Anti-espumante (lb/bbl)	0.2
Surfantante (lb/bbl)	1
Biocida (lb/bbl)	0.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (Agua MPF) (lb/bbl)	349.1

pH

Prueba	**pH**
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	**pH**
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 detalle a continuación. Aunque esta prueba es adecuada para determinar la cantidad de daño que se puede crear, no identífica 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 insterticiales en su lugar. El secado y extracción altera la mojabilidad de la superficie de los poros.

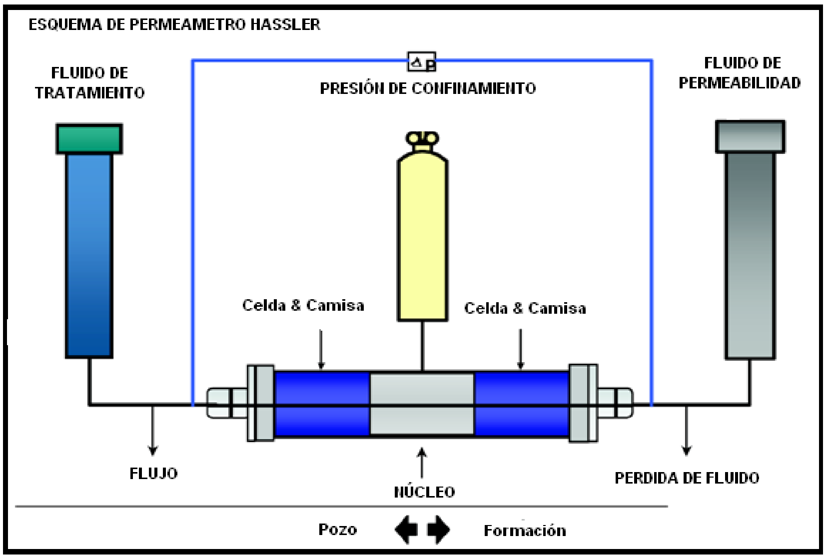

FIG 3.1. Esquema de Permeametro

El aparato en la figura es empleado de manera rutinaria para minimizar las caracteristicas 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 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, 0.8% de surfactante no emulsificante, 2.3% de secuestrante de oxigeno 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 alcanzo 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
Permeabilidad de Retorno, md	2727.3
% Permeabilidad de Retorno	151.1

TABLA.14. Componentes usado en pruebas de laboratorio
***Datos proporcionados por laboratorio de empresa proveedora de fluido**

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 PBTD. 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 instalo 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 etectrosumergible 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 fresa 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	lpb
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	1	1
Preventor de Emulsificacion	1 canecas/5 galones	5 gal	5	0.4
Solvente Antiasfáltenos	1 tambor/55 galones	55 gal	1	0.8
KCl	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
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 tenia 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	Operacion	Fluido	IP antes	IP despues	Observacion
Dorine	53	M1	1	2/7/07	Matado	FLC	10		Mezclo 700 bbls de FLC con agua producida filtrada a 6 NTU, se circulo 500 bbls. 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 Antiasfáltenos	1 tambor/55 galones	55 gal	1	0.7
KCl	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**

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 llego 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-CCl) 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 seria 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_2O PF	18		Se mezclo H_2O producida filtrada a 10 micrones con 300 ppm de biocida. Sin retorneo 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_2O FF FLC			Se circulo en reversa 20 bbls de H_2O fesca filtrada mas 380 bbls del fluido de completacion FLC Broca & csg scraper. FLC
				1/10/07	Registros				CHFR - GR – CCL

2/10/07 3/10/07	Disparos				Recupero 97.60 bbls de fluido del pozo Se perforo el intervalo 8132' - 8152' con sistema PURE CARRIER
	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 5/9/07	Limpieza	H_2O PF			Se baja broca, luego se mezcla pildoras de kelzan al fluido para aumentar la visocsidad. Se continua moliendo el cemento. Se agrega 0.01% de Q-LUBE al sistema. Broca y csg scraper
				Registros				USIT - CBL - VDL - GR - CCL
			8/9/07	Pulimiento	FLC			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					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 de M1. Carga: TCP 4512 HMX
			11/9/07	Completacion BES		0,25	5,75	

TABLA.33. Trabajo de Completación Inicial Dorine 69

***Realizado por Gerhard Condit**

Sustancia	Canitdad	Unidades	Real	lpb
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 Antiasfáltenos	1 tambor/55 galones	55 gal	2	0.7
KCl	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 petrofisicos 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 PBTD 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**	**Operacion**	**Fluido**	**Daño**	**IP**	**Observacion**
Fanny	18B-68	LU	10/10/07	Limpieza	H_2O 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	FLC			Se baja ensamblaje de circulacion con borca de 6 1/8" Circulan en reversa FLC
			16/10/07	Disparos				Se perfora inervalo 10336' - 10346' con sistema TCP PURE Carga: TCP PJO 4512
			17/10/07	Completación BES		19	1	

TABLA.38. Trabajo de Completación Inicial Fanny 68

***Realizado por Gerhard Condit**

Sustancia	**Canitdad**	**Unidades**	**Real**	**lpb**
Inhibidor de Arcillas	1 Tambor/55 galones	55 gal	3	2.51
Preventor de Emulsificacion	1 canecas/5 galones	5 gal	13	1.06
Solvente Antiasfáltenos	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	Operacion	Fluido	Daño	IP	Observacion
Fanny	18B-95	LU	20/5/77	Disparo	H_2O PF			Se perfora con HJ 4505 HMX el intervalo 9660' - 9670'.
			22/5/07	Squeeze	H_2O 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_2O 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 produccion filtrada y tratada, agua filtrada y tratada.
		H_2O FF			3.12 bbls de "Ultrafine" ingreso a la formación
29/5/07	Limpieza	H_2O PF			Se muele cemento con broca y se manda un raspador Circulan 408 bbls de fluido de produccion filtrado
1/6/07	Registros				USIT - CBL - GR - CCL
1/6/07	Limpieza	FLC			Se corre broca y se circulan en reversa MF
2/6/07	Disparos				Se baja MAXR-7 TCP
3/6/07	Completacion BES				Se activa la bomba y recuperan 48 bbls 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. Analísis 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 localizado1,950 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_2O 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 bbls de fluido.
17/5/07	Disparo				Se perforan los intervalos 9850' - 9857' y 9860' - 9867'
			6,02	0,63	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
KCl	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. Analísis 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 caida de presion a tasas multiples.

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 caida de presión n - tasas. Luego se contruyeron los gráficos correspondientes para obtener los datos de pendiente y los valores correspondiente a (Pi-Pwf)/qn cuando el tiempo es cero.

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, Pwf, y las características de la formación y pozo; para un pozo que produce a una tasa constante es:

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

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

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{162.6qB\mu}{kh}\right) x \left[\log(t) + \log\left(\frac{\mathrm{k}}{\text{Ø}\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869s\right]$$

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 imprráctico 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:

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

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

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

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

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

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

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

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. Analísis 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 procedio a compara 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 unicos pozos aptos para esta evaluacion. Los pozos de completacion no tenian 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 presion antes de la intervención no tienen relacion 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	∑ (qi – qi-1)/qn * Log(tn - tj-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 tabajo de re-acondicionamiento de Dorine 45 ST – 1
***Realizado por Gerhard Condit**

Revisar gráfico de la FIG 1en 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 grafico 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)	(Pi - Pwf)/qn	∑ (qi - qi-1)/qn * Log(tn - tj-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 despues de tabajo 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
(Pi-Pwf)/qn, t = 0	0,9365

TABLA.54. Pendiente obtenida de grafico 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)	(Pi – Pwf)/qn	∑ (qi - qi-1)/qn * Log(tn – tj-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
(Pi-Pwf)/qn, 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)	(Pi - Pwf)/qn	∑ (qi - qi-1)/qn * Log(tn - tj-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 despues de tabajo 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
(Pi-Pwf)/qn, t = 0	0,7587

TABLA.59. Pendiente obtenida de grafico 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:

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

q = Liquido total stb/d

Pi = Presión de fondo al cierre, psi

Pwf = Presión de fondo fluyente, psi

Pi – Pwf = 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 algun 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 mayoria 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.

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 Indice 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. Indice de productividad de los pozos en M1 y U inf. (Completación Inicial)

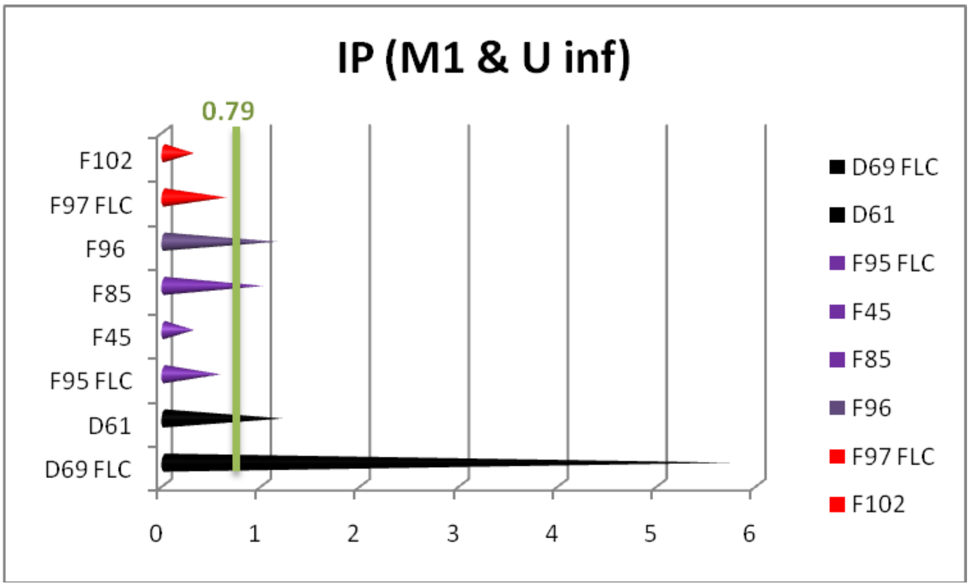

FIG 4.1. IP de los pozos en las arenas M1 y U inferior (Completación Inicial)

***Realizado por Gerhard Condit**

El promedio de indice 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 indice 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. Indice productividad de los pozos U inf. (Completación Inicial)

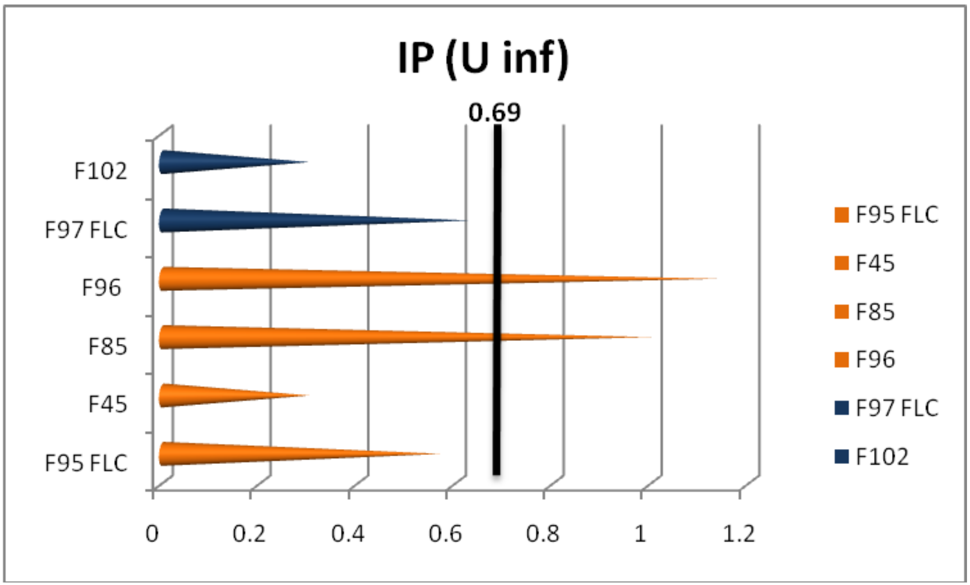

FIG 4.2. IP de los pozos en la arena U inferior (Completación Inicial)
***Realizado por Gerhard Condit**

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 indice 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-acondicionamiento, 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 mayoria 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.

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 depués 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.

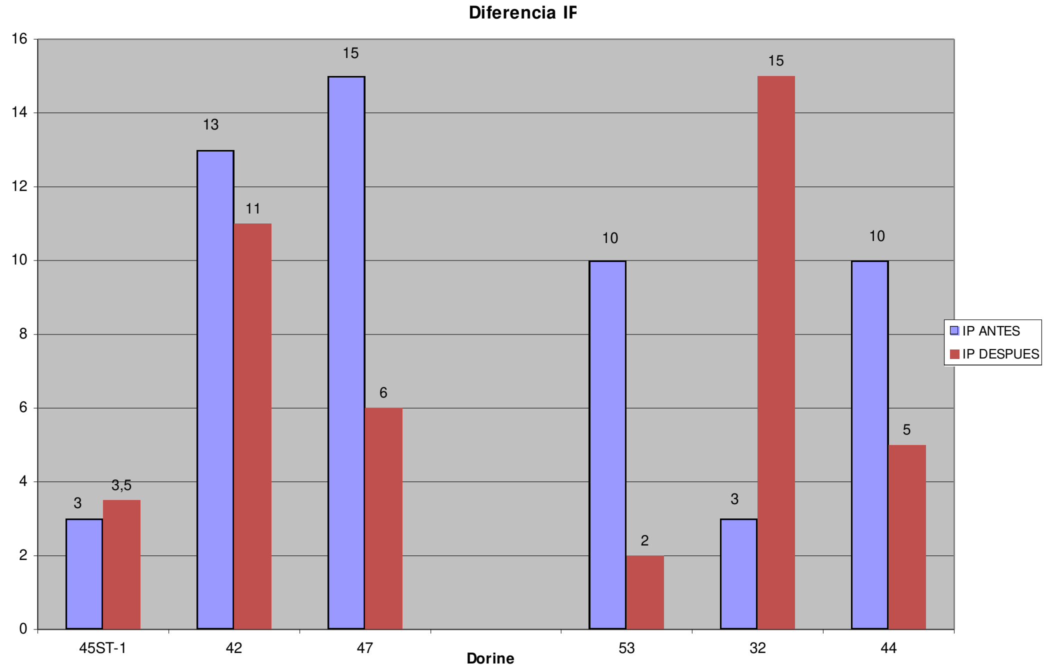

FIG 4.3. Valores de IP antes y después de operación de re-acondicionamiento.
***Realizado por Gerhard Condit**

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

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

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

B = factor volumétrico de fromacion, 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.

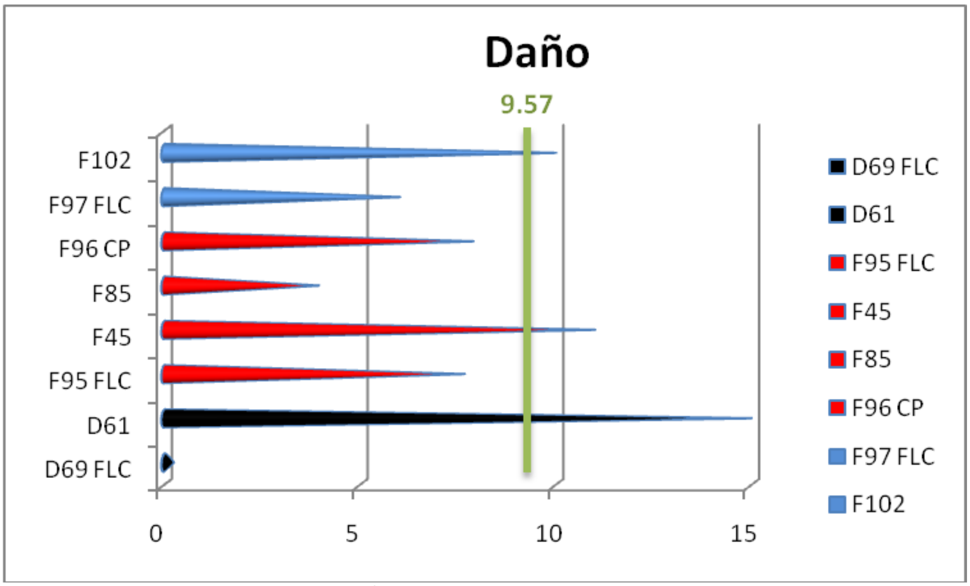

FIG 4.4. Valores de Daño de los pozos en las arenas M1 y U inferior.

***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 lo pozos analizados de las arenas M1 y U inferior tienen un Daño menor al Daño promedio de 9.57.

5 pozos tiene 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 completacion. 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.

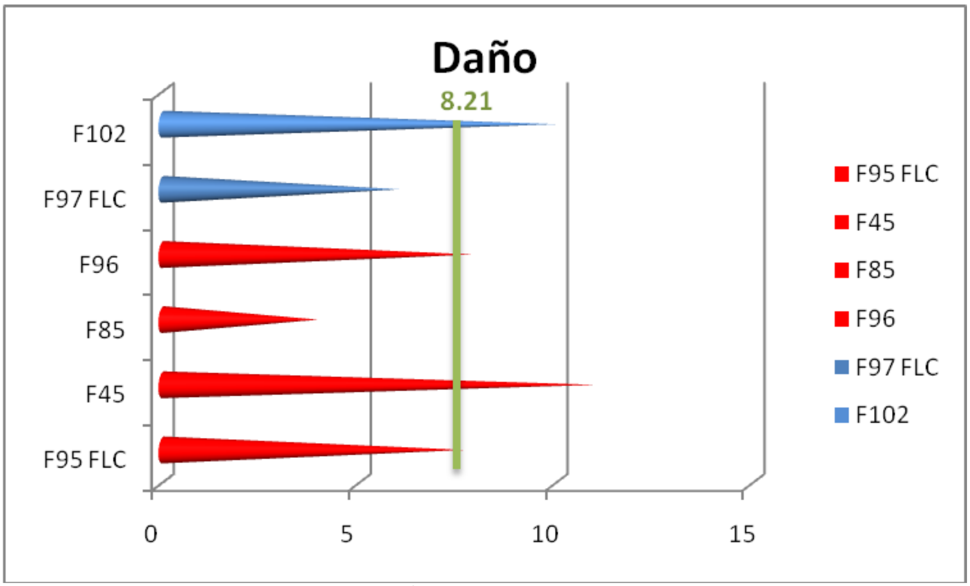

FIG 4.5. Valores de Daño de los pozos en la arena U inferior.

***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 segun 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 completacion. 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

<u>Tasa nominal</u>: es la tasa convenida para una operación financiera.

<u>Tasa efectiva</u>: 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 re-invertirlo 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.

$$VF = C(+i)^{n}$$

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.

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

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.

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

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 rembolsará 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 re-acondicionamiento. 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 re-acondicionamiento 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.

DORINE 69	
INVERSION	$930.384,09
PRODUCCION total	283.027,99
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$4.938.838,49
CAJA DE FLUJO NETA	$3.485.773,77
COSTO FLC	$13.296.30

DORINE 61	
INVERSION	$621.097,31
PRODUCCION total	63.350,98
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$1.105.474,60
CAJA DE FLUJO NETA	$929.887,83

FANNY 95	
INVERSION	$911.584,70
PRODUCCION total	89.343,25
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$1.559.039,71
CAJA DE FLUJO NETA	$1.324.337,27

FANNY 45	
INVERSION	$517.968,59
PRODUCCION total	52.476,22
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$915.710,04
CAJA DE FLUJO NETA	$771.528,76

FANNY 85	
INVERSION	$495.921,98
PRODUCCION total	398.190,16
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$6.948.418,29
CAJA DE FLUJO NETA	$4.609.388,38

FANNY 96	
INVERSION	$702.707,33
PRODUCCION total	168.234,94
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$2.935.699,72
CAJA DE FLUJO NETA	$2.126.239,98

FANNY 97	
INVERSION	$417.011,44
PRODUCCION total	81.271,91
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$1.418.194,83
CAJA DE FLUJO NETA	$1.055.265,85

FANNY 102	
INVERSION	$609.453,64
PRODUCCION total	91.355,63
INGRESO NETO(US$/bbl)	$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 Completacion 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 85	
Recuperación de Inversión (Días)	23
Recuperación de Inversión (Meses)	0,77

FANNY 96	
Recuperación de Inversión (Días)	49
Recuperación de Inversión (Meses)	1,63

FANNY 97	
Recuperación de Inversión (Días)	43
Recuperación de Inversión (Meses)	1,42

FANNY 102	
Recuperación de Inversión (Días)	114
Recuperación de Inversión (Meses)	3,8

TABLA.68. Comparación de Dias de Recuperación de Inversión de los 3 pozos intervenidos con el Fluido Limpio de Completación y los pozos Comparativos.

***Realizado por Gerhard Condit**

DORINE 69			
VPN			TIR
9%	0,75%	$2.350.271	20%
11%	0,92%	$2.306.792	20%

DORINE 61			
VPN			TIR
9%	0,75%	$261.141	6%
11%	0,92%	$251.001	6%

FANNY 95			
VPN			TIR
9%	0,75%	$371.944	10%
11%	0,92%	$363.126	10%

FANNY 45			
VPN			TIR
9%	0,75%	$206.706	5%
11%	0,92%	$196.814	5%

FANNY 85			
VPN			TIR
9%	0,75%	$3.894.669	68%
11%	0,92%	$3.848.030	68%

FANNY 96			
VPN			TIR
9%	0,75%	$1.337.445	30%
11%	0,92%	$1.319.065	30%

FANNY 97			
VPN			TIR
9%	0,75%	$608.871	31%
11%	0,92%	$602.502	31%

FANNY 102			
VPN			TIR
9%	0,75%	$567.328	12%
11%	0,92%	$554.460	12%

TABLA.69. Valor Presente Neto de la Inversion Realizada en intervenidos 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 multiplióo la producción del primer mes de cada pozo por el valor $17.45 / bbl establecido por la empresa.

Arena	Pozo	Producción Primer Mes	Ingreso
M1	***Dorine 69***	***18.724,82***	***$326.748,11***
M1	**Dorine 61**	6.027,94	$105.187.55
U inf	***Fanny 95***	***13.996,32***	***$244.235,78***
U inf	**Fanny 45**	7.937,25	$138.505,01
U inf	**Fanny 85**	26.900,94	$469.421,40
U inf	**Fanny 96**	24.694.2	$430.913,79
U inf	***Fanny 97***	***7.281,56***	***$127.063,22***
U inf	**Fanny 102**	7.659,25	$133.653,91

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

***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 opto 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

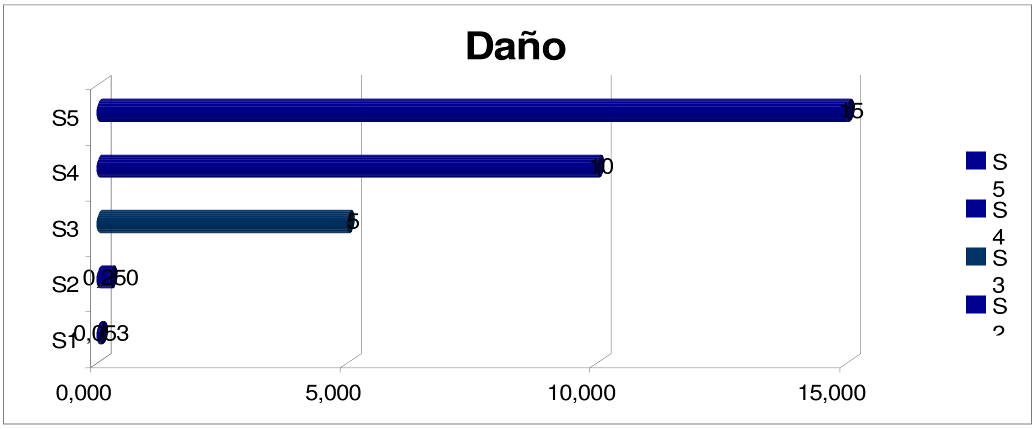

FIG 4.6. Daño Dorine 69

*Realizado por Gerhard Condit

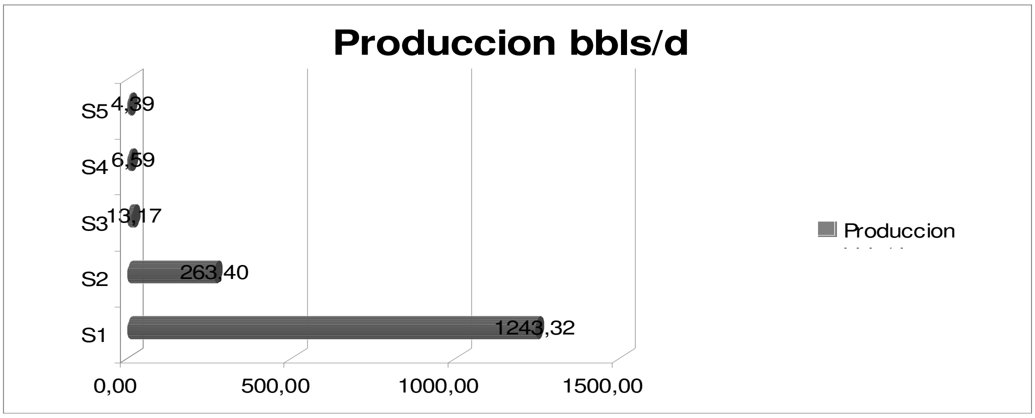

FIG 4.7. Daño vs. Producción Dorine 69

*Realizado por Gerhard Condit

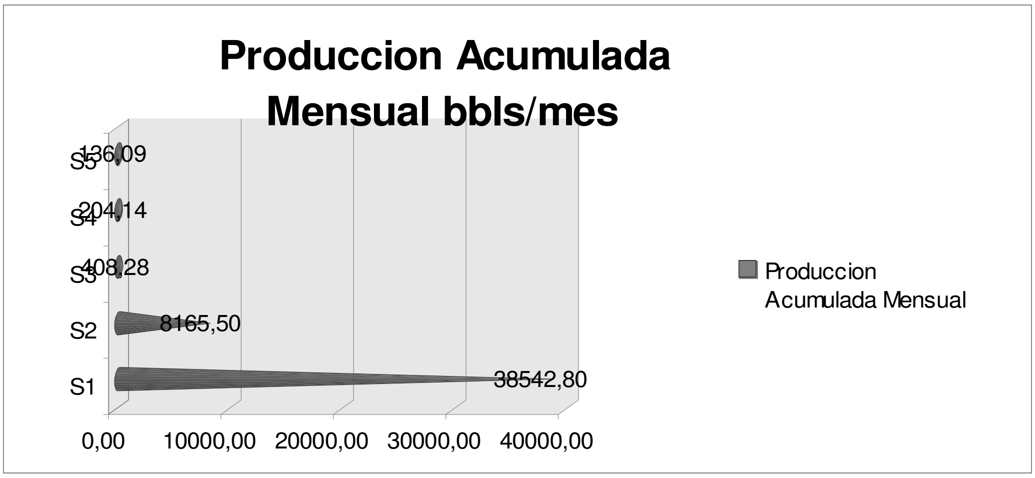

FIG 4.8. Producción Acumulado un Mes por Daño

*Realizado por Gerhard Condit

RE-ACONDICIONAMIENTO

DORINE 45	
INVERSION	$153.855,06
PRODUCCION total	61282,8
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$1.069.384,46
CAJA DE FLUJO NETA	$737.505,05
COSTO FLC	$7.708,40

DORINE 42	
INVERSION	$175.057,64
PRODUCCION total	45694,6
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$797.371,11
CAJA DE FLUJO NETA	$571.782,48

DORINE 47	
INVERSION	$231.690,64
PRODUCCION total	82.894,20
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$1.446.502,95
CAJA DE FLUJO NETA	$1.006.133,49

DORINE 53	
INVERSION	$147.604,24
PRODUCCION total	340.509
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$5.941.878,26
CAJA DE FLUJO NETA	$3.841.453,93
COSTO FLC	$9.632,87

DORINE 32	
INVERSION	$387.469,09
PRODUCCION total	148.811,30
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$2.596.756,36
CAJA DE FLUJO NETA	$1.795.889,72

DORINE 44	
INVERSION	$241.445,75
PRODUCCION total	45.257,25
INGRESO NETO(US$/bbl)	$17,45
VENTAS	$789.738,93
CAJA DE FLUJO NETA	$590.982,65

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	
Recuperación de Inversión (Días)	37,6
Recuperación de Inversión (Meses)	1,25

DORINE 42	
Recuperación de Inversión (Días)	43
Recuperación de Inversión (Meses)	1,43

DORINE 47	
Recuperación de Inversión (Días)	66
Recuperación de Inversión (Meses)	2,19

DORINE 53	
Recuperación de Inversión (Días)	8
Recuperación de Inversión (Meses)	0,28

DORINE 32	
Recuperación de Inversión (Días)	71
Recuperación de Inversión (Meses)	2,36

DORINE 44	
Recuperación de Inversión (Días)	100
Recuperación de Inversión (Meses)	3,34

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

*Realizado por Gerhard Condit

DORINE 45			
VPN			TIR
9%	0,75%	$549.591	38%
11%	0,92%	$542.328	38%

DORINE 42			
VPN			TIR
9%	0,75%	$373.001	30%
11%	0,92%	$367.929	30%

DORINE 47			
VPN			TIR
9%	0,75%	$727.393	34%
11%	0,92%	$367.929	30%

DORINE 53			
VPN			TIR
9%	0,75%	$3.512.958	207%
11%	0,92%	$3.474.424	207%

DORINE 32			
VPN			TIR
9%	0,75%	$1.325.547	38%
11%	0,92%	$1.307.880	38%

DORINE 44			
VPN			TIR
9%	0,75%	$1.325.547	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-acondicionmiento

y pozos comparativos

*Realizado por Gerhard Condit

4.4.4. Comparación de Ganancía 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

El ultimo 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 generadeo 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.

- 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 diaría 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 reduccion 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.

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