

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA
PRODUCCIÓN EN POZOS FRACTURADOS DEL CAMPO PALO
AZUL, RESERVORIO HOLLÍN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

ALICIA SUSANA LOZADA LÓPEZ
alislozd@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Diciembre 2009

DECLARACIÓN

Yo Alicia Susana Lozada López; declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normalidad institucional vigente.

Alicia Lozada

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alicia Susana Lozada López, bajo mi supervisión.

Ingeniero Raúl Valencia
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi más profundo agradecimiento a Dios por darme la vida y cada oportunidad y evento que ha puesto en mi camino, él que con su infinita grandeza ha sido quien ha cuidado de mí todos estos años de carrera universitaria. Gracias Padre.

Quiero expresar mi gratitud a mis padres por su apoyo incondicional, en especial a mi madre Targelia quien ha sido el eje primordial en mi vida, ella que con sus consejos, amor, dedicación y esfuerzo ha logrado hacer de mí una persona provechosa capaz de conseguir sus sueños. Gracias Mami.

A mi hermano Julio que más que hermano es mi amigo, mi confidente y mi soporte, especialmente durante mi carrera universitaria, gracias por tus consejos por tu paciencia y por tu apoyo. Dios te bendiga y te retribuya todo lo generoso y bueno que has sido.

A PETROBRAS y a cada persona que forma parte de la misma, por su ayuda y colaboración para la finalización de este trabajo. Mi más sincero agradecimiento al departamento de reservorios por haberme dado la oportunidad de crecer no sólo profesionalmente si no también personalmente.

A mis profesores quienes han sido los entes formadores de la ingeniera que soy ahora. Al Ingeniero Gerardo Barros por su acertada dirigencia de la facultad. A mi director Raúl Valencia que más que profeseor ha sido un amigo, gracias por su apoyo en todo momento. Al ingeniero Jhony Zambrano por su amistad y compromiso con los estudiantes.

A mis compañeros con quienes he compartido muchos momentos durante mi vida universitaria, por su presencia en alegrías y tristezas y en caídas y triunfos. Gracias

Alicia

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a mi madre, a mi hermano y a mi abuelita Carmen, quienes son las personas más importantes en mi vida. Los amo

Alicia

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO	IV
DEDICATORIA	V
RESUMEN	IX
PRESENTACIÓN	XXV

CAPITULO I

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO	1
1.1.1. Antecedentes	1
1.1.2. Ubicación geográfica:.....	1
1.2 Descripción geológica	3
1.2.1 Características estratigráficas	4
1.2.2 Tipo de depositación del reservorio	5
1.2.3 Características litológicas	6
1.3 Mecanismo de drenaje del reservorio Hollín	8
1.4. Propiedades petrofísicas promedio del reservorio	10
1.4.1. Porosidad	11
1.2.1 Permeabilidad	11
1.5. Propiedades de los fluidos	13
1.6 Estado Mecánico de los pozos	13
1.7. Producción	16
1.8. Reservas	16
1.8.1 Reservas Probadas	16
1.8.2 Reservas Remanentes.....	16
1.9 Declinación del Campo	18

CAPITULO II

TEORÍA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ANÁLISIS PRE Y POST FRACTURA DE LOS POZOS	31
2.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	20

2.1.1. Definición de fractura	20
2.1.1.1 Razones para fracturar	21
2.1.2. MODELOS DE FRACTURA.....	22
2.1.2.1 Modelo PKN.....	23
Figura 2.2: Modelo Geométrico PKN.....	24
2.1.2.2 Modelo KGD.....	25
2.1.3. Presión neta de fractura.....	25
2.1.3.2 Presión instantánea de cierre (ISIP):.....	26
2.1.3.3 Presión de fractura en fondo	26
2.1.4 Presión de Cierre.....	27
2.1.4.1 Migración de altura.....	27
2.1.5 DISEÑO DE LA FRACTURA	31
2.1.5.1.1 Selección del fluido de fractura	33
2.1.5.2.1 Selección del propanante	36
2.1.5.3.1 Ejecución del DataFRAC	38
2.2.1 Esfuerzo	39
2.2.2 Módulo de Corte (G).....	41
2.2.4 Módulo de Poisson (v)	42
2.2.5 Orientación y forma de la fractura	43
2.3 ANÁLISIS PRE FRACTURA DE LOS POZOS	57
2.3.1 Estudio de las condiciones de los pozos antes del fracturamiento	44
2.3.2 PALO AZUL-24.....	48
2.3.2.7.4 Datos del Propalante	56
2.3.2.7.5 Esquema del proceso de la fractura.....	57
2.3.2.7.6 Simulación de la Fractura	58
2.3.2.7.7 Resultados de la Simulación de la Fractura.....	59
2.3.2.7.8 Ejecución de la fractura principal	60
2.3.2.7.9 Rediseño de la fractura:.....	63
2.3.3.1 Datos Generales	68
2.3.3.1.1 Configuración del pozo.....	68
2.3.3.1.2 Datos del yacimiento.....	68
2.3.3.2 Historial de producción	69
2.3.3.3 Historiales de Completación y Reacondicionamiento.....	69
2.3.3.4 Análisis Petrofísico	¡Error! Marcador no definido.
2.3.3.5 Pruebas de Presión	71
2.3.3.6 Diseño de la fractura	71
2.3.3.6.1 Datos del Simulador.....	71
2.3.4 Resumen de los pozos fracturados antes y después de la estimulación.....	74
2.3.5 Comentarios Técnicos.....	76
2.4.1 Situación actual de los pozos fracturados	79
2.4.2 RESUMEN	91

CAPÍTULO III

3. ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN	107
3.1. ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	107
3.1.2 COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO	93
3.1.2.1 Preflujo.....	93
3.1.2.2 Tratamiento principal.....	94
3.1.2.3 Sobre desplazamiento	94
3.1.3.1 Pruebas de Compatibilidad de fluidos.....	96

3.1.4 Pozos Candidatos	99
3.2 MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	120
3.2.1 Hipótesis del Efecto de Pared	120
3.2.2 Uso de un RPM en el campo Palo Azul	105
3.2.1.2.1 <i>Resultados</i>	106
3.2.3 Pozos Candidatos	107
3.3 REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	125

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO	126
4.1.1. PERFIL DE PRODUCCIÓN	111
4.1.2 EGRESOS	112
4.1.3 INGRESOS	114
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	130
4.2.1. Valor Actual Neto (VAN).....	115
4.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	116
4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	117

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	107
5.1 CONCLUSIONES	107
5.1 RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFÍA	107
GLOSARIO	107
ANEXOS	107

RESUMEN

En el primer capítulo se realiza la descripción general y geológica del campo, se detalla la sedimentología, las características de las rocas de la formación, el análisis petrofísico, mineralógico y de fluidos. También se incluye historiales de producción, reacondicionamiento y declinación del campo Palo Azul.

En el segundo capítulo se presenta la teoría de fracturamiento, diseño de fracturas, selección de fluidos y apuntalantes, mecánica de las rocas, y se describe los trabajos de fracturamiento en el campo. Se realiza un análisis pre y post fractura de los pozos fracturados basado en los historiales de producción, completación, registros, etc para determinar las razones por las cuales los pozos presentan caídas considerables de producción.

En el tercer capítulo, se presenta las diferentes alternativas para incrementar la producción en los pozos fracturados mediante el estudio de estimulaciones matriciales, modificadores de permeabilidad relativas y refracturamiento hidráulico. Además se selecciona los pozos candidatos para dichos tratamientos y se realiza el análisis de producción que tendrían los mismos después del tratamiento.

En el cuarto capítulo se presenta el análisis económico determinando la rentabilidad del proyecto, dicho análisis se lo realiza con los datos obtenidos tanto de la inversión de los trabajos, como de los costos que implica la producción del barril de petróleo asociando los ingresos con los precios de venta de petróleo actuales, para la evaluación de este proyecto se utilizó métodos de análisis como son el VAN y el TIR.

En el quinto capítulo se establecen las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron al término del desarrollo del proyecto.

PRESENTACIÓN

La fuerte caída de producción de 42000 BPPD a 28000 BPPD en el campo Palo Azul después de un paro de las comunidades aledañas a las áreas de producción del bloque 18 en Marzo del 2007, obligó a cerrar completamente la producción del campo por casi un mes, lo que ocasionó daños de consideración en los pozos, que impidieron recobrar la producción original del campo antes de tal acontecimiento. Adicionalmente, el campo ya presentaba un severo daño de formación debido a la migración de finos.

Estos motivos han obligado a la operadora a buscar tecnologías diferentes a las aplicadas en el país, que permitan mantener o incluso aumentar la producción, aún cuando tengan costos elevados, como es la aplicación de Fracturación Hidráulica en Yacimientos de alta permeabilidad.

Se seleccionaron, desde el punto de vista técnico, 8 pozos candidatos para fracturar, los mismos que presentaban características litológicas y de reservorio adecuadas y además reservas considerables por recuperar.

La campaña de Fracturamiento Hidráulico para recuperar la productividad del campo e incrementar el aporte neto de petróleo dió resultados muy positivos, alcanzando para Enero del 2008 un promedio de producción de 36098 BPPD. La permeabilidad de estos pozos y por ende la capacidad de flujo (k.h) ha aumentado en un porcentaje aproximado de 300%, lo que se ve reflejado en el incremento considerable de producción de petróleo y reservas de los mismos.

Sin embargo, la producción de los pozos fracturados ha disminuido con el paso del tiempo y el corte de agua ha aumentado considerablemente, lo que cuestiona si este tipo de estimulación fue o no la mejor opción para el incremento de dicha producción.

El presente trabajo consiste en el análisis de cada pozo fracturado basándose en la información geológica, propiedades litológicas y petrofísicas del campo, historiales de producción, y en el análisis pre y post fractura de los pozos con el fin de poder determinar las causas del decremento de producción, y encontrar las mejores alternativas que permitan controlar dicho problema.

CAPÍTULO I

1. DESCRIPCIÓN GENERAL Y GEOLÓGICA DEL CAMPO PALO AZUL

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1.1. Antecedentes

El campo Palo Azul fue descubierto con la perforación del pozo Palo Azul-A en el año 1999. Posteriormente en el año 2000 se perforó el pozo Palo Azul-B para probar la continuidad del reservorio Hollín y de la estructura fuera de los límites del bloque 18. Actualmente, el campo tiene 31 pozos perforados, de los cuales 29 son productores de petróleo y 2 pozos son utilizados para la reinyección del agua.

El mapa estructural (Figura 1.1) usado en los modelos estáticos y dinámicos de simulación numérica de la arena Hollín, fue obtenido del procesamiento e interpretación de la sísmica 3D registrada en el bloque durante el año 2001.

Con el ensayo de producción en el pozo Palo Azul-A y el análisis de los registros eléctricos del pozo Palo Azul-B, se definió el contacto agua petróleo (CAP) a una profundidad de 9045 pies bajo el nivel del mar, profundidad que ha sido confirmada posteriormente con la perforación de los pozos productores y los pozos inyectores de agua.

1.1.2. Ubicación geográfica:

El Campo Palo Azul, unificado entre Petroproducción y ECUADORTLC S.A., se encuentra ubicado al noroeste del campo Sacha, al Este del Río Coca y noreste del Campo Pucuna, en la Provincia de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador, como se puede apreciar en la Figura 1.2.

1.1.2.1 Límites:

El bloque 18 se encuentra limitado al Norte por el Bloque 11 perteneciente a Corporación Nacional Petrolera China, al sur por los Bloques 7 y 19 pertenecientes a Perenco, al Este por los campos petroleros estatales de Petroecuador y al Oeste por el Parque Nacional Sumaco.

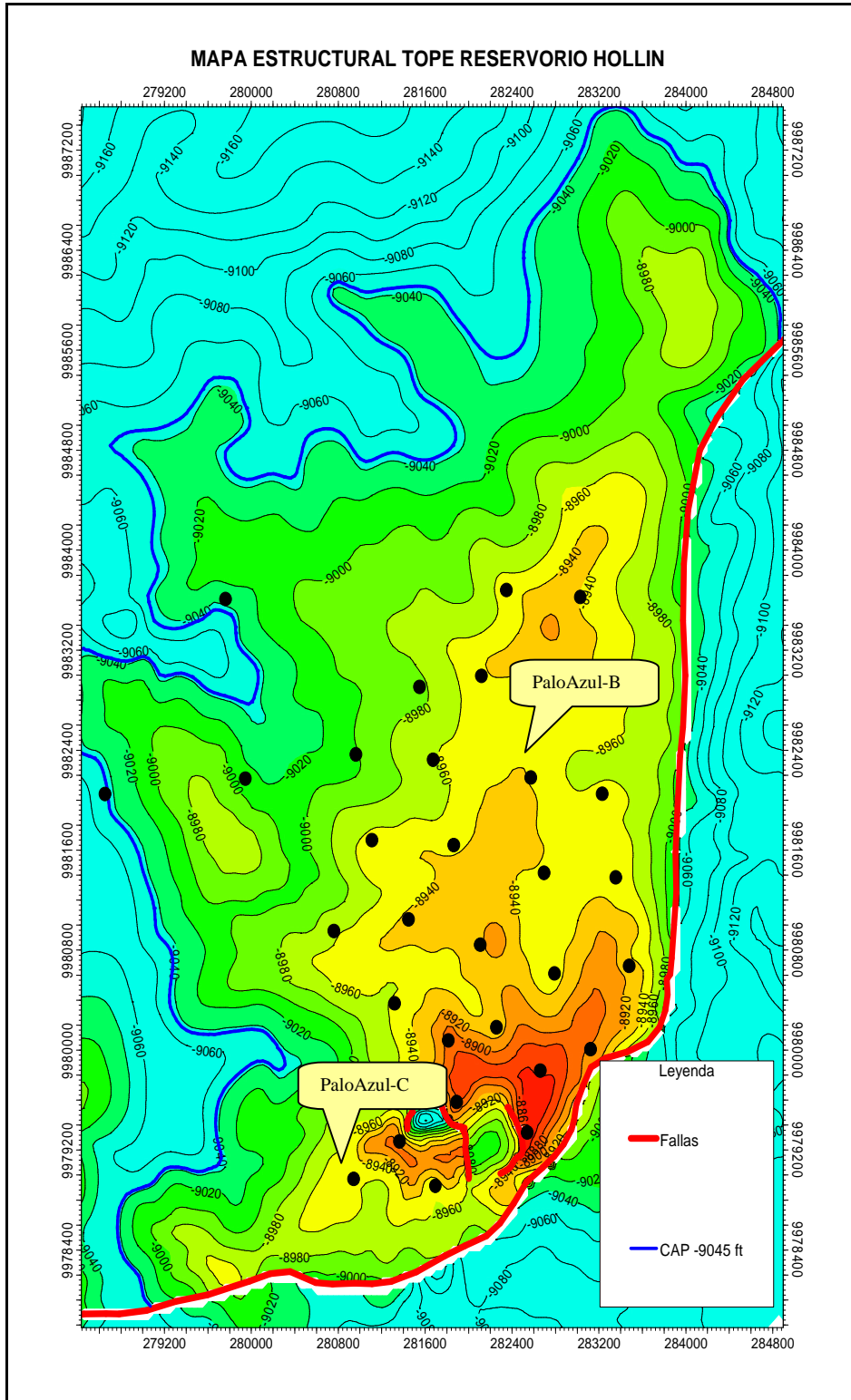


Figura 1.1: Mapa Estructural Tope Hollín Reservoirio - Campo Palo Azul
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

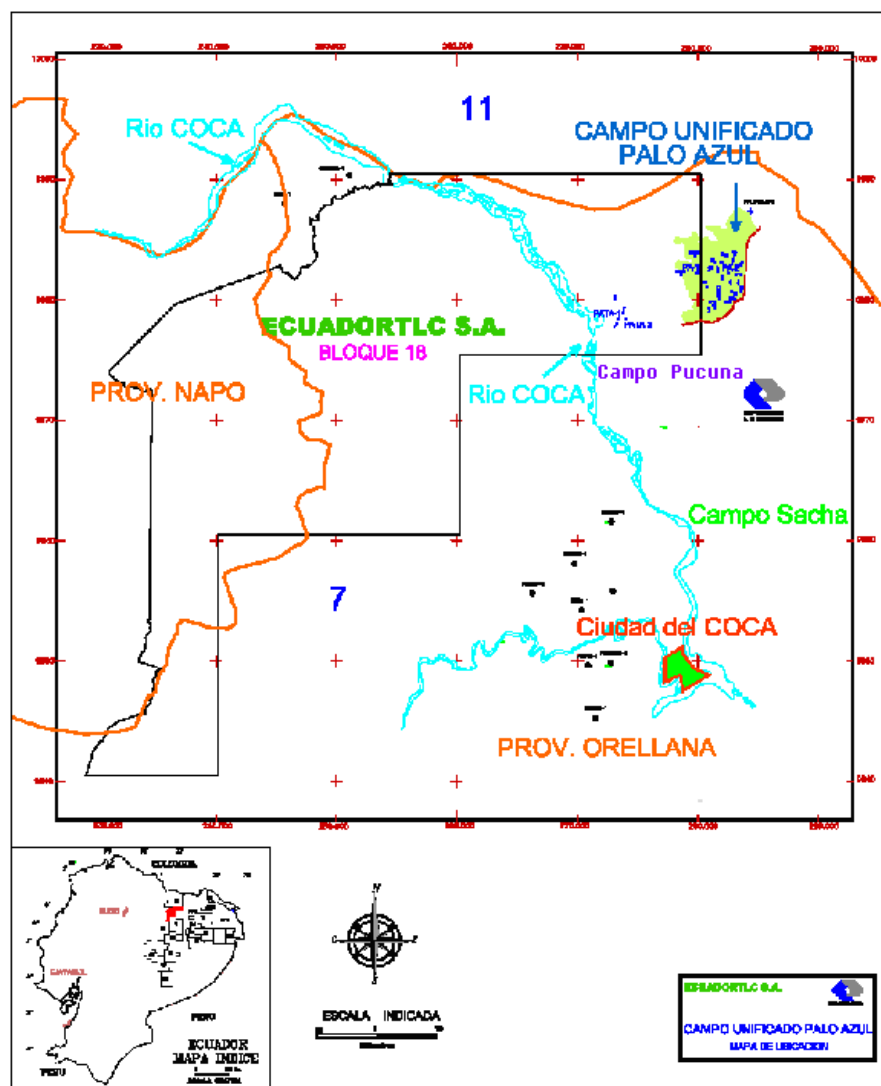


Figura 1.2: Ubicación geográfica del campo Palo Azul
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

Geológicamente el campo Palo Azul se ubica al Oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo y es un entrapamiento estructural, representado por un anticlinal asimétrico. El eje principal tiene una dirección preferencial aproximadamente Norte-Sur a Noreste-Suroeste, de unos 10 km de largo y un ancho máximo en dirección Oeste-Este de 5 km. El campo está limitado al Este por una falla inversa de alto ángulo que se origina en el basamento.

La evaluación de los registros eléctricos a hueco abierto mostró la existencia de una importante columna con saturación de petróleo en la Formación Hollín, además se efectuaron pruebas de producción en varios intervalos del pozo Palo Azul-B.

1.2.1 CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRÁFICAS

La secuencia estratigráfica de la Cuenca Oriente está generalizada en la columna estratigráfica (Figura 1.3). La secuencia sedimentaria está depositada sobre un basamento cristalino correspondiente al margen occidental del Escudo Precámbrico Guayanes (Baldock, 1982). La estratigrafía de la cuenca puede subdividirse en tres mega-secuencias (Dashwood y Abbotts, 1990; Baby et al., 1999), con diferentes características sedimentológicas, tectónicas y magmáticas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la Cuenca Oriente.

La formación Hollín corresponde a la mega-secuencia Cretácica que a su vez se subdivide en 3 unidades principales (Tschopp, 1953): La Formación Hollín (Aptiense-Albiense), la Formación Napo (Albiense-Campaniense) y el miembro basal arenoso de la Formación Tena (Maastrichtiense). A su vez, estas formaciones han sido sub-divididas en miembros litológicos. Esta nomenclatura, establecida por Texaco en los años 60, continúa siendo usada por la industria petrolera en la actualidad.

La Formación Hollín está compuesta esencialmente por areniscas cuarzosas, las cuales presentan facies fluviales (llanura de inundación aluvial y depósitos de tipo braided) hacia la base, depósitos de estuario con dominio de mareas en su parte media y hacia el tope la secuencia es colmatada con sedimentos depositados en un ambiente de planicie costera y plataforma marina poco profunda (Toro, 1997, White et al., 1995). Estas arenas provienen de la erosión del Escudo de Guyana ubicado posiblemente el SSE de la cuenca. (Jaillard, 1997; Shanmugan et al., 2000). La Formación Hollín reposa en discordancia erosiva sobre los sedimentos pre-cretácicos y rocas cristalinas subyacentes mostrando una geometría en “backstepping”, acuñaándose hacia el Este de la Cuenca Oriente. El espesor varía desde 30 m al este de la cuenca a 300 m al oeste y sur oeste.

La parte superior de la Formación Hollín (que debería incluir además la Caliza C) es considerada de carácter marino, y tiene un espesor variable de un pozo a otro, pudiendo incluso estar ausente o presente únicamente como Caliza C. Esta sección está constituida por areniscas cuarzosas finas a muy finas, intensamente bioturbadas y cementadas, con abundante glauconita y bioclastos como componentes secundarios. En general las propiedades como reservorio de esta unidad son pobres, debido a que presentan bajas porosidades y permeabilidades.

La parte principal de Hollín se caracteriza por una sucesión de sedimentos no marinos, depositados en un ambiente continental a transicional (variando desde llanura costera a estuario con rangos de marea micro a meso-mareal). En general, este miembro se caracteriza por presentar sucesiones constituidas casi exclusivamente por niveles de areniscas limpias, con finas intercalaciones de niveles limolíticos y lutíticos. Los registros Gamma Ray y los datos de corona disponibles sugieren que la parte inferior de la Formación Hollín está constituida por areniscas limpias y masivas, depositadas en un sistema fluvial posiblemente de tipo mendriforme, como secuencias de point bar y relleno de canal. Sobre la sección fluvial se encuentra una sucesión de areniscas con un mayor contenido en sedimentos finos (limos y quizá arcillas). La interpretación de los registros eléctricos, sustentada en la integración de datos de testigo corona, sugieren que se trata de arenas depositadas en un estuario, correspondiendo a pequeños canales y barras de marea. La totalidad de la producción del Campo Palo Azul proviene de esta sección constituida por facies de estuario (normalmente como barras de marea y secuencias de “tidal point-bar”).

1.2.2 Tipo de depositación del reservorio

Los estudios realizados en el área donde se ubica el campo Palo Azul basados en datos de corona y rípios de perforación, han establecido un modelo de depositación y de evolución (Figura 1.4) en la que se define como un ambiente fluvial a las arenas de la zona inferior, seguido por un ambiente estuarino dominado por mareas y que terminan con depósitos de costa y mar abierto donde se deposita la caliza “C” que es el nivel que cierra la secuencia de depósito.

1.2.3 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS

La principal arena productora del campo Palo Azul es Hollín cuyo espesor promedio es de 300 pies.

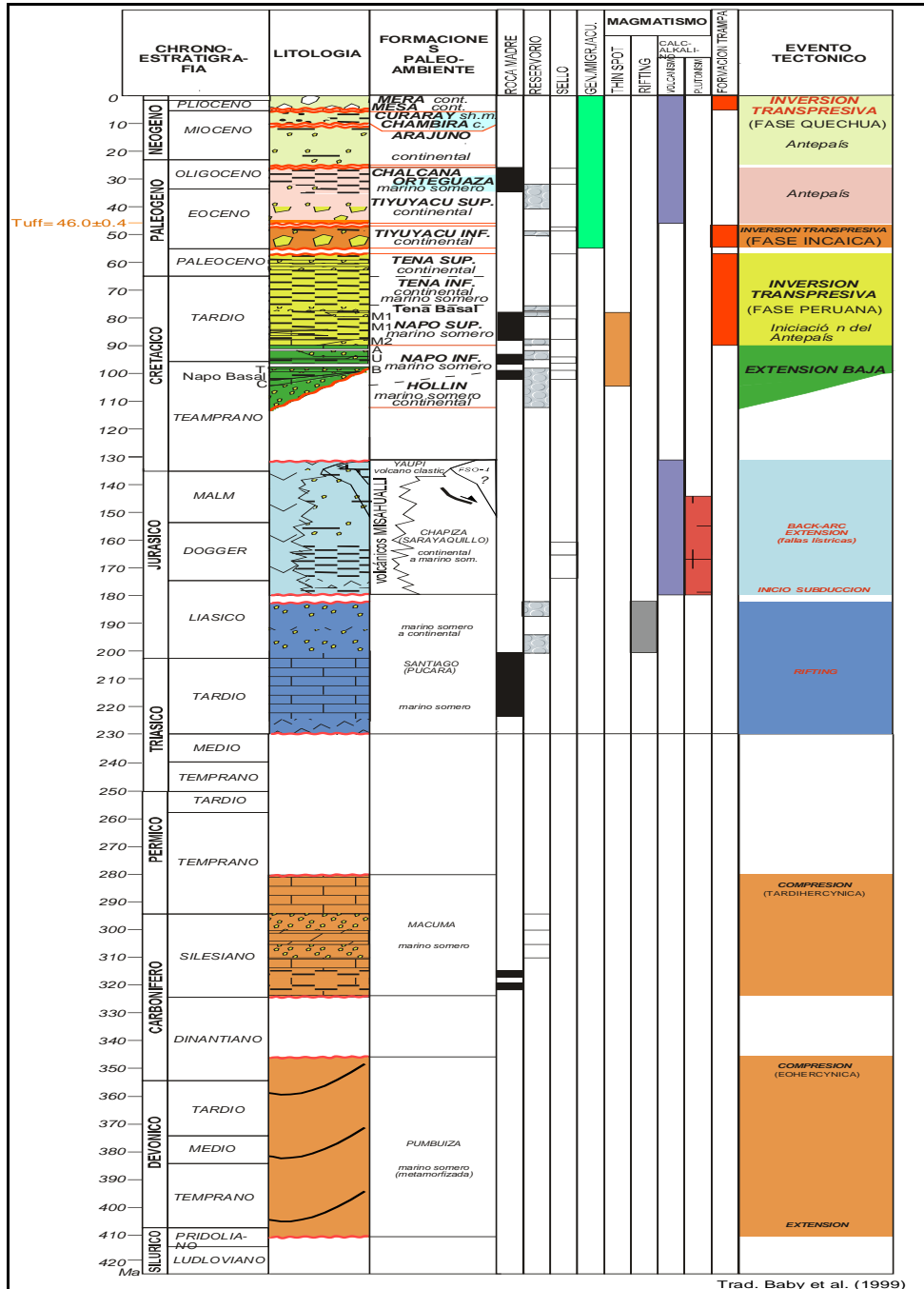


Figura 1.3: Secuencia sedimentaria del campo.
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

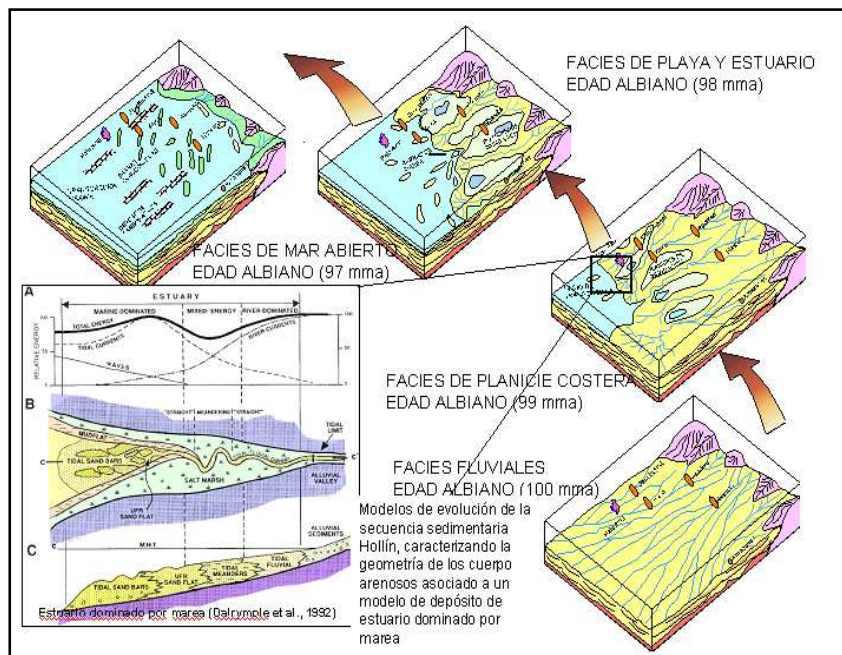


Figura 1.4: Modelo de evolución de la secuencia deposicional.
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

1.2.3.1. Formación Hollín

Esta formación en el área del Bloque 18 ha sido dividida en 4 Zonas principales:

Zona 1 (mar abierto), Zona 2 (planicie costera), Zona 3 (Estuarino dominado por mareas) y Zona 4 (Fluvial), las mismas que fueron interpretadas para realizar el modelo estratigráfico del reservorio.

El tope de la Formación Hollín se asocia al tope de la Caliza C, fácilmente reconocible en los registros eléctricos. El tope de la caliza C está asociado a un reflector sísmico característico, con una continuidad lateral variable.

La Figura 1.5 describe las principales características litológicas de las diferentes Zonas así:

Zona 1: con sedimentos de mar abierto caracterizado por la presencia de depósitos calcáreos y asociados a la Caliza C.

Zona 2: con sedimentos marinos, y de planicie costera caracterizados por la presencia más o menos abundante de glauconita y de fauna marina. Esta Zona tiene un espesor variable de un pozo a otro, e incluso está ausente en algunas áreas. Esta zona está constituida por areniscas

cuarzosas finas a muy finas intensamente, bioturbadas y cementadas con abundante glauconita y bioclásticos como componente secundario. En general las propiedades como reservorio son pobres debido a que presentan bajas porosidades y permeabilidades.

Zona 3: con depósitos de ambiente estuarino principalmente dominado por mareas, se caracteriza por una sucesión de sedimentos depositados en un ambiente continental a transicional (variando desde llanura costera a estuario con rangos de marea micro a meso-mareal). En general, se caracteriza por presentar sucesiones constituidas en mayor porcentaje, por niveles de areniscas limpias, con finas intercalaciones de niveles limolíticos y lutíticos, estas características hacen que esta zona sea la principal en el reservorio.

Zona 4: con depósitos de ambiente fluvial, de tipo entrenzado en la base, gradando a meandriforme hacia el tope. Los registros Gamma Ray y los datos de corona disponibles sugieren que la Zona 4 de la Formación Hollín está constituida por areniscas limpias y masivas, depositadas en un sistema fluvial posiblemente de tipo meandriforme, como secuencias de point bar y relleno de canal.

Sobre la sección fluvial se encuentra una sucesión de areniscas con un mayor contenido en sedimentos finos (limos y arcillas). La interpretación de los registros eléctricos, sustentada en la integración de datos de testigo de corona, sugiere que se trata de arenas depositadas en un estuario, correspondiendo a pequeños canales y barras de marea.

1.3 MECANISMO DE DRENAJE DEL RESERVORIO HOLLÍN

El mecanismo de drenaje en el reservorio Hollín del campo Palo Azul es empuje de agua, por la presencia del acuífero de fondo.

La presencia de este acuífero ha sido probada al inicio, en los pozos Palo Azul-A y Palo Azul-B y pudo ser interpretada claramente en el resto de pozos de desarrollo del campo. Además se conoce de otros campos de la cuenca que presentan un fuerte empuje de agua para este yacimiento.

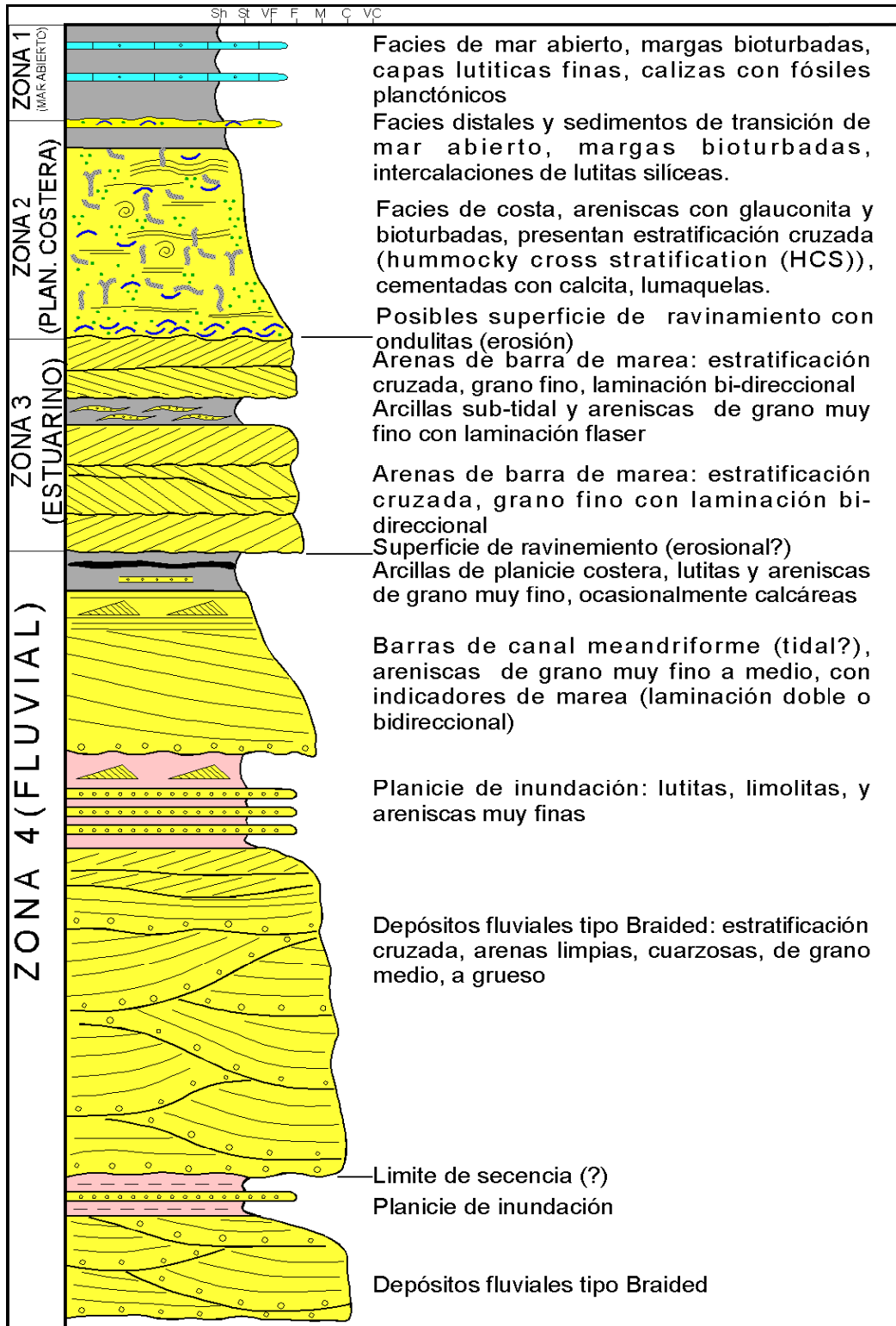


Figura 1.5: Características litológicas de la formación Hollín
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

La característica de presencia regional de la arena permite suponer que dicho acuífero es prácticamente infinito, comparado con las dimensiones del campo Palo Azul.

Esto puede corroborarse por el comportamiento de presión observado en los pozos luego de cierres de producción prolongados en el campo. Estos datos de presión alcanzaron valores casi idénticos al original que fue de 4340 psi.

1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO DEL RESERVORIO

En el campo Palo Azul se tiene realizado un estudio de propiedades petrofísicas a través de dos núcleos de la formación Hollín que fueron de una longitud de 122 ft del pozo Palo Azul-B y de 133 ft del pozo Palo Azul-C, de donde se obtuvieron algunos plugs que permitieron determinar dichas propiedades.

Las principales propiedades conocidas fueron determinadas mediante el análisis de registros eléctricos utilizando información de resistividad verdadera del agua de formación y del petróleo junto con los exponentes de saturación y de cementación, aplicando la Ecuación de Archie que se describe a continuación.

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Donde

- Sw: Saturación de agua.
- a: Constante de valor igual a 1.
- Rw: Resistividad del agua.
- Rt: Resistividad verdadera del agua de formación.
- Φ: Porosidad.
- m: Exponente de Cementación.
- n: Exponente de Saturación.

Los datos de corona muestran cuatro valores para el exponente de cementación, en un rango que varía entre 1.80 y 1.98, y que tiene un valor promedio de 1.92. Este es el valor que se ha

usado en los cálculos para el exponente de cementación ‘m’. Los datos de corona han suministrado 17 mediciones para el exponente de saturación ‘n’ con un valor promedio de 2.05, el que fue usado dentro de la ecuación de Archie. Para la constante ‘a’ se ha usado un valor de 1.

1.4.1. Porosidad

Esta propiedad fue obtenida mediante la interpretación de los registros eléctricos de los pozos perforados en el campo Palo Azul. Se muestra como ejemplo el pozo Palo Azul-B (Figura 1.6).

Luego estos parámetros y el mapa estructural fueron introducidos en el software Petrel para el modelado geocelular. Se actualizó el modelo geológico y se interpolaron las propiedades petrofísicas para caracterizar el campo y estimar su distribución.

1.2.1 Permeabilidad

La propiedad petrofísica de permeabilidad cargada en el modelo de simulación fue procesada en el modelo estático y fue obtenida de la relación de las leyes K-phi de los datos de las coronas de los pozos Palo Azul-B y Palo Azul-C. Los datos obtenidos a nivel de pozo se interpolaron con métodos geoestadísticos usando el software Petrel para modelado estático.

En la tabla 1.1 se resume la información adquirida y se precisan los valores promedio de las propiedades petrofísicas del reservorio Hollín.

Los resultados petrofísicos fueron obtenidos usando como cut offs los valores de 10% de porosidad, 35% de volumen de arcilla y 50% de saturación de agua.

Reservorio	Presión Inicial	Espesor Neto de Petróleo	Porosidad	Saturación de agua	Saturación de petróleo	Permeabilidad
	Psi	ft	%	%	%	md
Hollín	4340	70	15.2	19	81	800

Tabla 1.1: Propiedades petrofísicas del reservorio Hollín.

Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

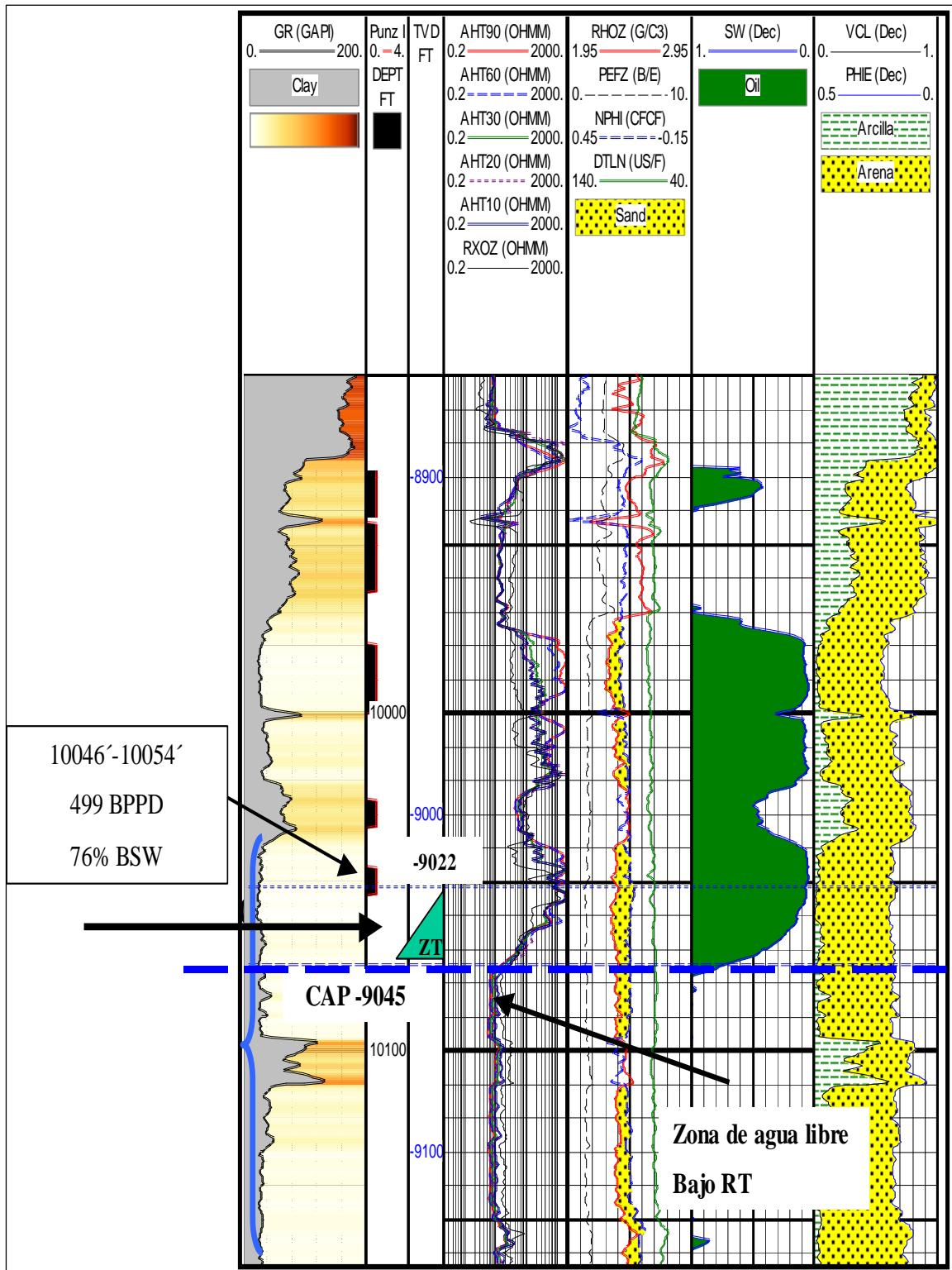


Figura 1.6: Registro eléctrico del pozo Palo Azul-02 en el reservorio Hollín
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los parámetros de fluido, tasa de producción de petróleo, gas y agua, índice de productividad, presión de los yacimientos, las propiedades del petróleo a condiciones iniciales y de burbuja, las propiedades del gas, tales como el factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y solubilidad, se han obtenido a través de las pruebas de pozos y de los análisis PVT.

Se tomaron muestras de fondo de los pozos Palo Azul-A y Palo Azul-B las que se analizaron en el laboratorio de Oilphase en Venezuela, donde se realizaron ensayos PVT. La tabla 1.2 muestra los resultados obtenidos en estos ensayos.

Pozo	Reservorio	Pb (psi)	Viscosidad (cp)	Rsi* (cft/bbl)	Boi*	°API*
Palo Azul-A	Hollín	1039	1.57	290	1.203	26.8
Palo Azul-B	Hollín	1275	0.98	377	1.250	27.7
Palo Azul-B	Hollín	1256	1.45	399	1.254	27.5

*A Presión inicial.

Tabla 1.2: Ensayos PVT de muestras de fondo de los pozos Palo Azul 1 y Palo Azul 2
Tomado del Departamento de Reservorios – Ecuador TLC

De éstos resultados, se puede observar que el crudo del Campo Palo Azul posee muy buenas características: baja viscosidad y una alta gravedad API.

1.6 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

Los pozos del campo Palo Azul están completados para producir únicamente con el sistema de levantamiento artificial a través de Bombas Electrosurgibles. El ensamblaje de fondo se complementa de tal manera que es factible el uso de “Y” tools que permiten trabajar en la arena productora (disparar, estimular, cementar, etc.) sin necesidad de sacar el ensamblaje de fondo lo cual amerita ingreso de una torre con los correspondientes tiempos y costos asociados.

Los diseños de los pozos en cuanto a revestidores varían entre pozos con 2 y 3 revestidores, los de 2 revestidores en general cuentan con un casing superficial de 9 5/8" N-80 , 47 lb/ft y un revestidor de producción de 7", N-80, 29 lb/ft. En el caso de los pozos con 3 revestidores tenemos un casing superficial de 13 3/8", K-55, 68 lb/ft y liner de 7", 29 lb/ft. Las figuras 1.7 y 1.8 presentan la configuración mecánica de los pozos en el Campo Palo Azul

a) Completación Tipo de 2 Revestidores

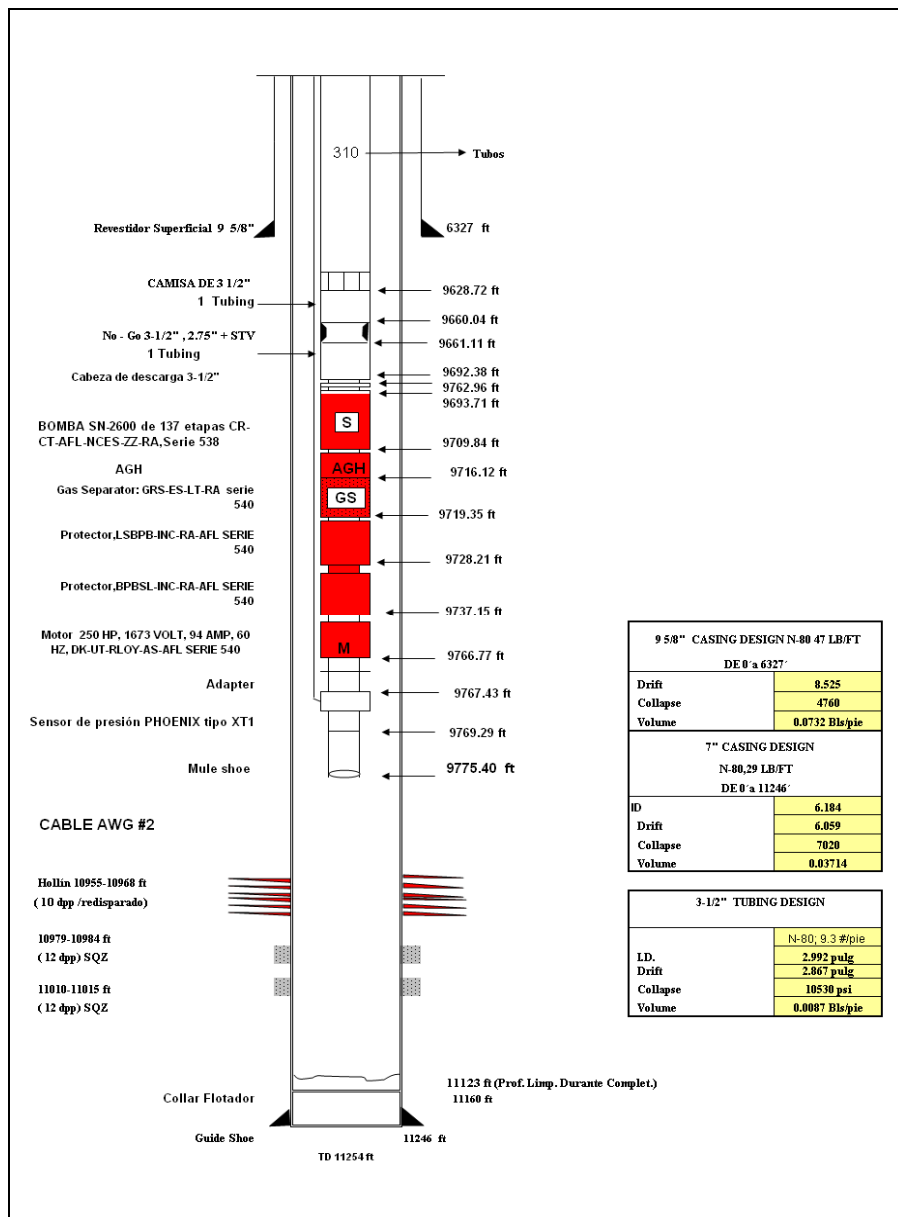


Figura 1.7: Completación Tipo de 2 Revestidores
Tomado del Departamento de COPO de Ecuador TLC

b) Completación Tipo de 3 Revestidores

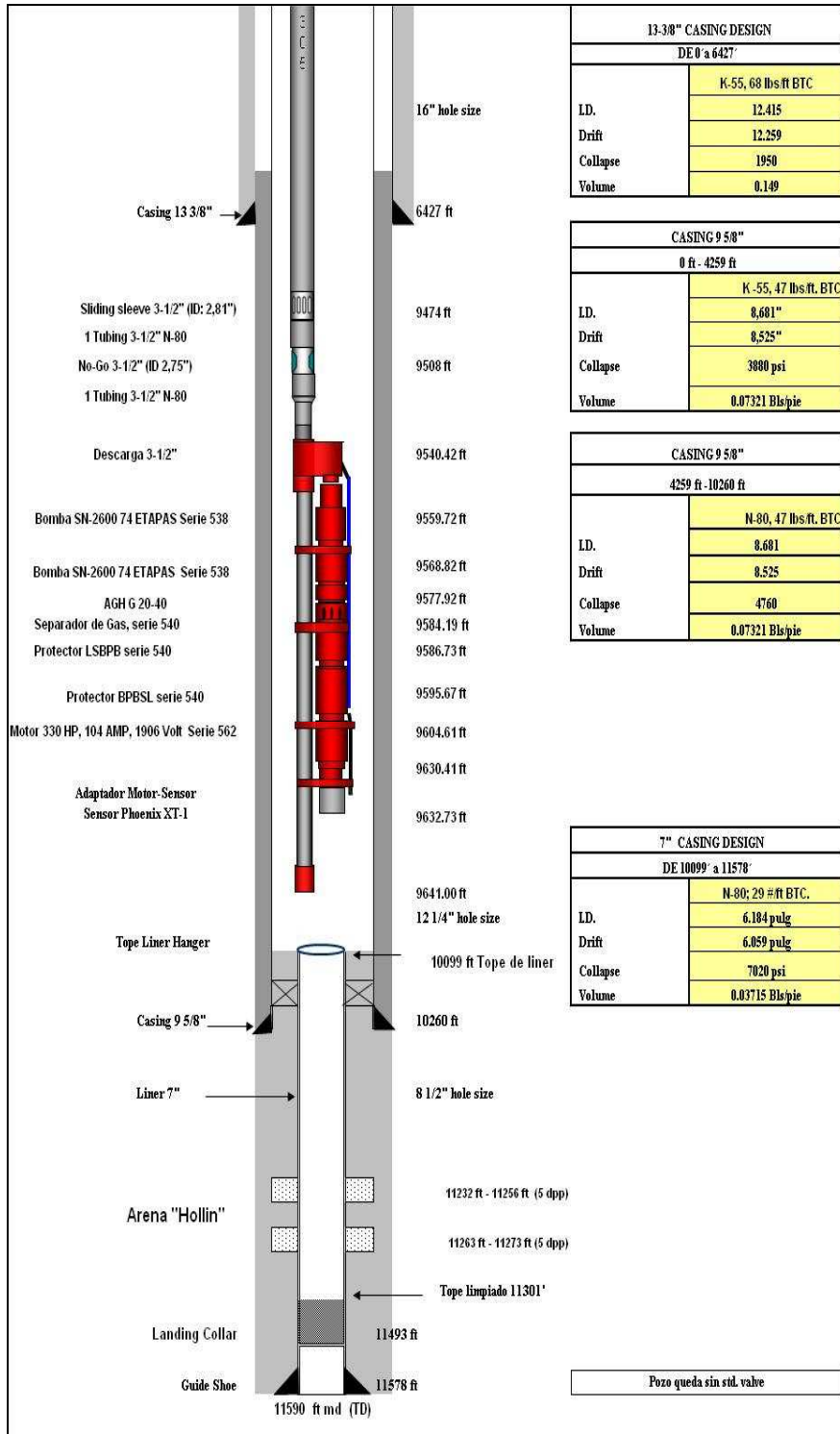


Figura 1.8: Completación Tipo de 3 Revestidores
Tomado del Departamento de COPO de Ecuador TLC

1.7. PRODUCCIÓN

En el campo Palo Azul se tienen hasta Diciembre del 2008, 29 pozos productores, cuya producción acumulada es de 54.9 MMBP de la formación Hollín. La producción promedio diaria del Campo Palo Azul es 29.000 BPPD.

Desde Agosto del 2007 se han fracturado 8 pozos para los cuales se estimaron reservas de 2.78 MMBS de petróleo, con un incremental de producción aproximado de 800 BPPD por cada trabajo de fractura, dicho valor ya está considerado en la producción acumulada total.

En la tabla 1.3 se presenta la producción anual de fluido y de petróleo del campo.

1.8. RESERVAS

1.8.1 Reservas Probadas

En base al estudio de simulación matemática, el mismo que para su ajuste a historia se incorporaron 29 pozos productores y se actualizó hasta Diciembre del 2008, se determinó la proyección de producción hasta el 18 de Octubre del 2022. En dicha proyección se incorporaron 4 Re-entradas y 4 pozos nuevos de evaluación. Los resultados obtenidos fueron:

- La Recuperación Final Probada para el Campo Palo Azul (Reservorio Hollín), sería de 108.7 millones de barriles de petróleo.
- La producción acumulada al 31/12/2008 fue de 54.8 millones de barriles de petróleo.

1.8.2 Reservas Remanentes

Es el volumen de hidrocarburos que resulta de la diferencia de las reservas probadas y de la producción acumulada al momento de la estimación, este volumen es un indicativo del potencial de un yacimiento, a más de ser una base o justificativo para operaciones futuras en un campo.

El valor de las Reservas Remanentes del Campo Palo Azul se estimó en 53.9 millones de barriles de petróleo. La Tabla 1.4 presenta un resumen de las Reservas del Campo.

Producción Anual Acumulada del Campo Palo Azul

PALO AZUL (HOLLIN)		
AÑO	PRODUCCION BRUTA (BFP)	PRODUCCION DE PETROLEO (BPP)
	MBS	MBS
1999	0.8	0.8
2000	6.9	6.9
2001	42.9	42.2
2002	474.4	464.3
2003	4127.2	3756.9
2004	6534.2	6431.0
2005	9668.2	9294.5
2006	13678.7	12290.3
2007	14156.9	10814.7
2008	18803.0	11761.5

Tabla 1.3: Producción anual del campo
Tomado del Departamento de Producción – Ecuador TLC

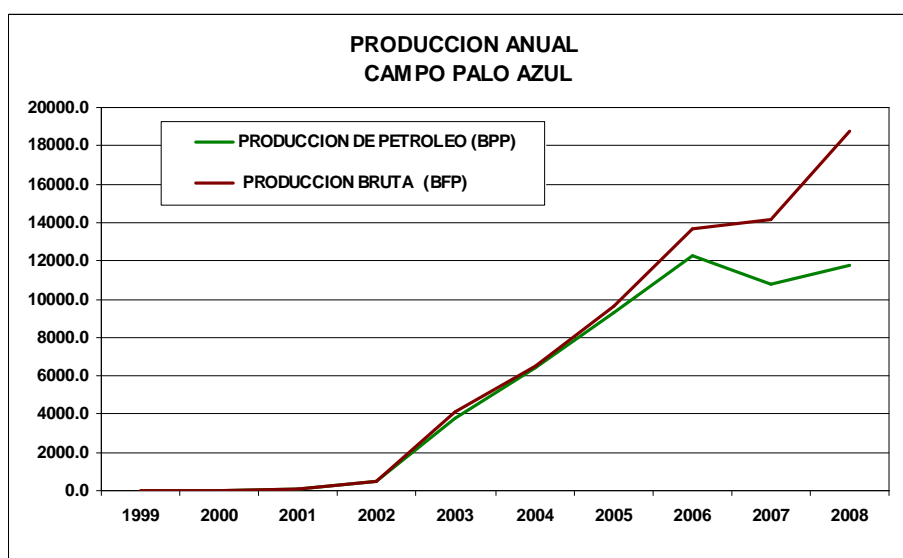


Figura 1.9: Gráfico de la producción anual del campo
Tomado del Departamento de Producción – Ecuador TLC

POES (MMBLS)	Acumulado 31/12/2008 (MMBLS)	Recuperación Final Probadas (MMBLS)	RESERVAS REMANENTES	Factor de Recobro (%)
322.2	54.8	108.7	53.9	33.7

Tabla 1.4: Resumen de las Reservas del campo Palo Azul
Tomado del Departamento de Producción – Ecuador TLC

1.9 DECLINACIÓN DEL CAMPO

La declinación de producción de petróleo del campo Palo Azul se lo determinó mediante el análisis de la producción histórica del mismo. La producción acumulada al 31 de Diciembre del 2008 del campo fue de 54.8 MMBLS de petróleo que representa el 50 % de la recuperación total hasta el año 2022, estimada en 108.7

MMBLS de petróleo. Con este valor de producción acumulada de petróleo y con 6 años de producción del mismo la declinación efectiva anual se estimó en 26 %, utilizando el método exponencial así:

$$q = q_i \cdot e^{-at} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde,

a = 26% efectiva anual

t = 1 años

e = 2.7178

La tabla 1.5 contiene los valores de petróleo promedio anual y acumulado hasta el año 2022.

Año	Q Petróleo Promedio Anual (BPPD)	Acumulado Anual (BLS)
2009	31,025	11,324,125
2010	28,284	21,647,927
2011	21,351	29,441,084
2012	16,378	35,419,007
2013	11,811	39,729,841
2014	8,983	43,008,601
2015	7,029	45,574,110
2016	5,545	47,598,168
2017	4,480	49,233,501
2018	3,637	50,560,976
2019	2,991	51,652,555
2020	2,501	52,565,413
2021	2,045	53,311,853
2022	1,703	53,933,363

Tabla 1.5: Estimación de la declinación de producción
Tomado del Departamento de Producción – Ecuador TLC

El valor de declinación del 26 % promedio es efectivo a partir del año 2010, debido a que durante el año 2010 se realizarán actividades de fracturamiento hidráulico y reentradas que permitirán incrementar la producción hasta un máximo de 32000 BPPD a finales del año 2009. Con la actividad programada para el año 2009 la declinación estimada estaría en el orden del 9% anual. Para los siguientes años la declinación se estima en 25% para el año 2010, 23% para el año 2011, 28% para el año 2012, estos valores de declinación son estimados con la actividad programada de perforación de acuerdo al cronograma de actividad propuesto. Para todo el período comprendido entre los años 2010 y 2022 la declinación promedio estimada sería de 26% anual. La figura 1.10 presenta la predicción de producción de petróleo hasta el año 2022, fecha en la cual se terminará el contrato.

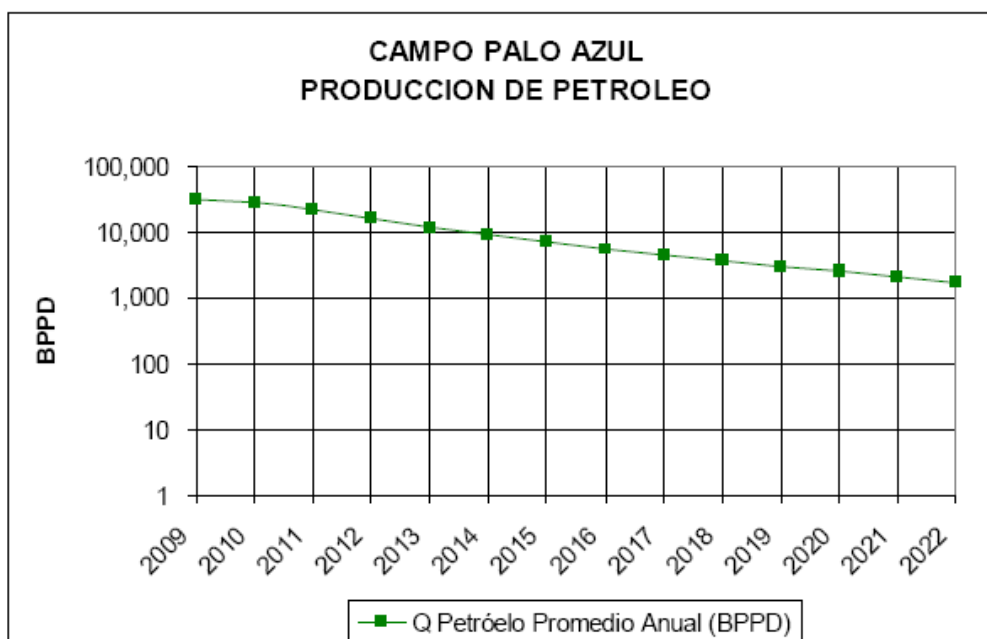


Figura 1.10: Predicción de producción hasta el año 2022

Tomado del Departamento de Producción – Ecuador TLC

CAPÍTULO II

2. TEORÍA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ANÁLISIS PRE Y POST FRACTURA DE LOS POZOS

2.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1.1. DEFINICIÓN DE FRACTURA

Es el proceso de aplicar presión hidráulica a la roca reservorio hasta que se produce una falla o fractura de la misma mediante la inyección a alta presión de un fluido viscoso y mantenerla abierta con un agente apuntalante, arena natural o sintética, una vez que se haya liberado la presión de inyección.

La fractura apuntalada se comporta como un canal de alta conductividad entre el reservorio y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva.

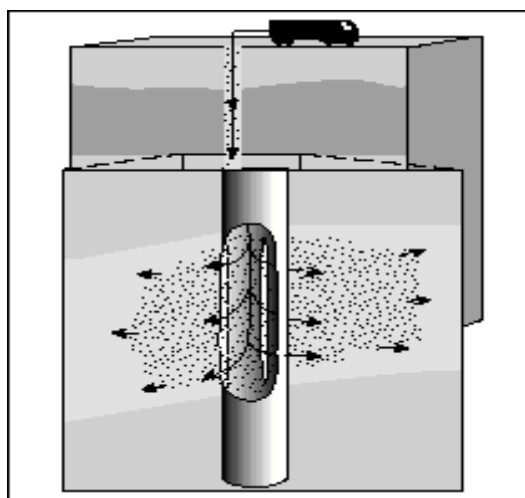


Figura 2.1: Fracturamiento hidráulico

Después del inicio de la fractura, la inyección adicional resultaría en propagación de la fractura. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (cantidad, presión) y la distribución de esfuerzo en el medio poroso.

2.1.1.1 Razones para fracturar

a) Ventajas

1. Incremento de productividad:

En los pozos con baja productividad la opción de fracturarlos mejora considerablemente el factor de recobro de los mismos ya que permite un área de flujo mucho mayor en comparación a los punzados, especialmente en los pozos con las siguientes características:

- Reservorios de Baja permeabilidad
- Zonas dañadas
- Conectar facturas naturales
- Incrementar áreas de drenaje
- Incrementar alturas de drenaje

2. Incremento de Inyectividad:

En los pozos inyectoros con baja capacidad una solución económica es fracturarlos para aumentar la capacidad de los mismos a recibir fluido, especialmente cuando tienen algún tiempo de operación en los cuales se desarrollan zonas dañadas alrededor del pozo causados por los fluidos inyectados.

3. Disminución de la caída de presión alrededor del pozo:

Con una fractura aumentamos las áreas de flujo y por ende para un mismo caudal equivalente a producirlo solo con punzados la caída de producción producida alrededor del pozo es mucho menor, esto además nos da la ventaja de minimizar producciones de arena, finos, asfaltenos y/o parafinas.

b) Desventajas

Una fractura hidráulica puede causar efectos negativos en la producción del pozo o no afectar a la misma si no se selecciona el candidato adecuado, tal es el caso de los siguientes escenarios:

1. Falta de sellos naturales entre las zona a fracturar y un acuífero

Fracturar un reservorio sin sellos litológicos entre la zona de crudo y el acuífero puede causar que nos conectemos al acuífero y perdamos producción en el pozo originado por la producción de agua que tiene mayor movilidad que el crudo.

2. Sidetracks

Fracturar un pozo con sidetrack implica el riesgo de conectarnos con el pozo perforado originalmente y por ende producir fluidos no deseados (Agua).

3. Zonas con diferentes presiones de reservorio

Si la fractura conecta dos zonas con diferentes presiones podemos tener el efecto de zona ladrona o flujo cruzado, causando disminución de la productividad del pozo.

2.1.2. MODELOS DE FRACTURA

Los modelos a continuación descritos sirven para predecir el comportamiento de la fractura.

Se dispone de tres familias generales de modelos: Los modelos en 2-D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturamiento desde hace muchos años.

Los modelos en 2-D más utilizados son aquellos de Khristianovic y Zeltov, con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD) y Perkins y Kern (1961); y, más tarde, el de Nordgren (1972; modelo PKN).

Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturamiento. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada.

Los modelos en 2-D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular.

Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1,5. El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas

más cortas, y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN. Estos modelos y otros similares en 2-D, no requieren una definición más precisa de las propiedades mecánicas de la formación.

El uso de los modelos tridimensionales (3-D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya es común en la industria. A estos modelos se los considera generalmente más precisos, dado que simulan en forma más precisa el crecimiento de las fracturas.

Estos modelos requieren, como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (relación Poisson, ν , y el Módulo de Elasticidad de Young, E).

La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura. El valor del módulo de elasticidad de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

2.1.2.1 Modelo PKN

El modelo PKN tiene forma elíptica en el orificio del pozo (Fig. 2.2) El ancho máximo está en la línea central de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo. Para fluido Newtoniano el ancho máximo cuando la longitud de fractura medida es igual a x_f , está dada por:

$$W_{\max} = 2.31 \left[\frac{q_i u (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

W_{\max} Ancho máximo de fractura en [pulg].

X_f Ancho de la fractura en [pulg].

u viscosidad aparente en [cp]

ν relación de Poisson en [psi]

q_i caudal de inyección en BPM

G módulo elástico de corte expresado en Psi, está relacionado con el modulo de Young, E por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{Ec. 2.2}$$

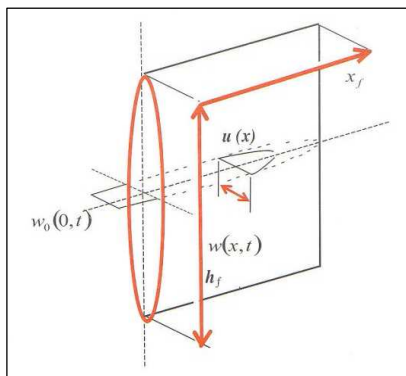


Figura 2.2: Modelo Geométrico PKN

La ecuación (2.1) es particularmente útil para entender la relación entre el ancho de la fractura, tratamiento, variables y propiedades de la roca. Las propiedades de la roca tienen un impacto mayor sobre el ancho de la fractura. El módulo de Young de las rocas reservorio común puede variar casi dos órdenes de magnitud, de 10^7 PSI en arenisca hasta 2×10^5 PSI en dolomitas y carbonatos. La diferencia de ancho de fractura entre estos dos extremos es 2.5 veces. En rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario en las formaciones de bajo módulo de Young, el mismo volumen de fluido inyectado resultaría en fracturas anchas pero cortas. La geometría elíptica del modelo PKN conducen a una expresión para el ancho promedio mediante la introducción de un factor geométrico: Así

$$\bar{W} = 2.31 \left[\frac{qu(1-\nu)xf}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} Y \right] \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde

\bar{W} Ancho Promedio de Fractura en [pulg].

Y Constante igual a 0.75.

En unidades de campo \bar{W} es calculado en pulgadas, q esta en bpm, u está en cp, xf está en pies y G está en Psi, la ecuación (2.3) se convierte en:

$$\bar{W} = 0.3 \left[\frac{qu(1-\nu)xf}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} Y \right] \quad \text{Ec. 2. 4}$$

2.1.2.2 Modelo KGD.

El modelo KGD representado en la figura 2.3 es un modelo semejante al PKN con un giro de 90° y es aplicable para aproximar la geometría de fracturas en donde $h_f \gg x_f$, es decir, cuando las longitudes de fracturas son mucho menores que la altura de la fractura.

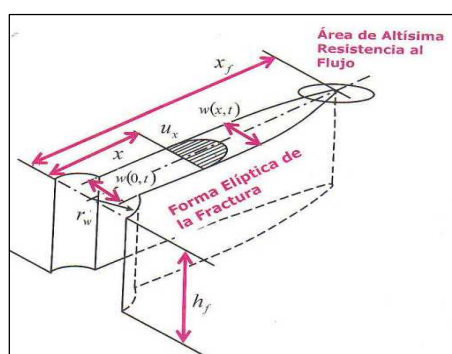


Figura 2.3: Modelo Geométrico KGD

El ancho promedio en este modelo es:

$$\bar{w} = 2.31 \left[\frac{qu(1-\nu)x_f^2}{Ghf} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \right] \quad \text{Ec. 2.5}$$

2.1.3. PRESIÓN NETA DE FRACTURA

Constituye la diferencia en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura cierra; este criterio implica la existencia de una sola presión de cierre.

$$P_{net} = P_f - P_c = P_f - \sigma_c \quad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

p_f Presión del Fluido de Fractura en [psi]

p_c Presión de cierre de la Fractura en [psi]

σ_c Esfuerzo de cierre de la Fractura en [psi]

La Presión de cierre constituye una propiedad constante que depende netamente de la presión del poro.

Una formación a una profundidad determinada se encuentra sujeta a tres diferentes tipos de esfuerzos, uno vertical y dos horizontales. El esfuerzo vertical absoluto es únicamente el peso de los estratos como se puede observar en la Figura 2.4.

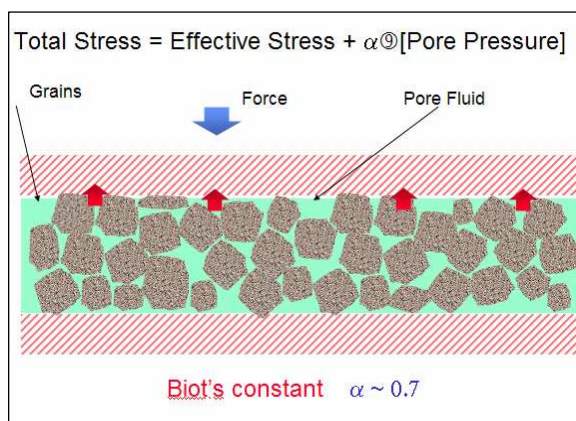


Figura 2.4: Esfuerzo total dentro de la roca

2.1.3.1 Presión hidrostática (PH): Es la presión causada por el fluido en el pozo contra la formación.

$$P_H = 0,052 \times d \times D \quad \text{Ec.2.7}$$

d = Densidad de fluido en [lpg]

D = Profundidad vertical en [ft]

2.1.3.2 Presión instantánea de cierre (ISIP): es la presión instantánea al momento de detener el bombeo durante un fracturamiento descontando la fricción.

2.1.3.3 Presión de fractura en fondo (BHFP): es la presión necesaria para fracturar la formación.

$$BHFP = FG \times D \quad \text{Ec.2.8}$$

$$BHFP = ISIP + P_H \quad \text{Ec.2.9}$$

$$BHFP = STP + P_H - P_F \quad \text{Ec.2.10}$$

$$P_F = P_{Fpipe} + P_{Fperf} + P_{Fnwb} \quad \text{Ec.2.11}$$

Donde,

FG = Gradiente de fractura en [psi/ft]

STP = Presión de superficie en [psi]

P_F = Presiones de fricción

P_{Fpipe} = Pérdidas de fricción en la tubería

P_{Fperf} = Pérdidas de fricción en las perforaciones

P_{Fnwb} = Pérdida de fricción en la cercanías del pozo

2.1.4 Presión de Cierre (P_c): Es la presión en la cara de la formación que es necesaria para mantener abierta una fractura existente y es esencialmente igual a la mínima tensión principal. Ver figura 2.5.

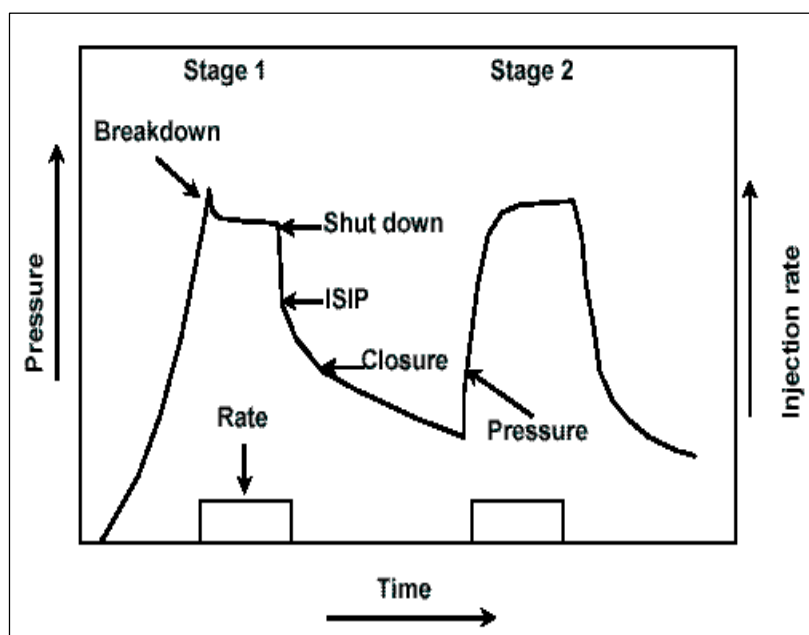


Figura 2.5: Comportamiento de las presiones en un fracturamiento

2.1.4.1 Migración de altura

Un modelo pseudo tridimensional P-3-D apropiado permitiría determinar la migración de la altura de fractura lateral y vertical. Una aproximación para la altura de fractura en el orificio del pozo (donde tendría un valor máximo) se presenta luego. La anticipación de la altura está

basada en propiedades mecánicas de la roca y de la presión neta de fractura. La distribución de esfuerzos horizontales a lo largo de la columna vertical varía debido a la litología ya que tienen diferentes relaciones de Poisson, el esfuerzo vertical (altura de la sobrecarga) es trasladado horizontalmente sin uniformidad, resultando en contrastes de esfuerzo entre capas. Un modelo simple de Simonson (1978) relaciona este contraste de esfuerzo, presión neta de fractura y migración de altura de fractura en el orificio del pozo. Adicionalmente, los efectos del factor K_{lc} de intensidad de esfuerzo crítico de intercapas (persistencia de fractura) y gravedad han sido incorporados. Lo último fue hecho por Newberry (1985) y otros.

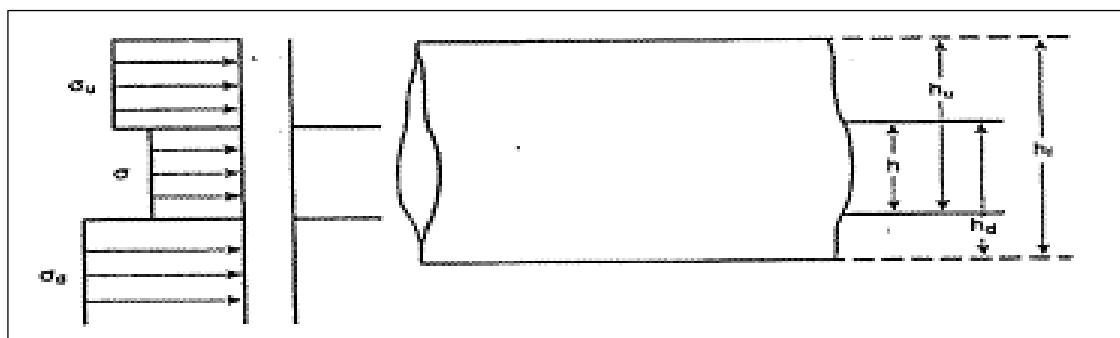


Figura 2.6: Distribución de esfuerzos

La figura 2.6 es un esquema del modelo. El valor del esfuerzo horizontal en la capa apuntada de espesor, h es σ . La capa superior tiene un esfuerzo σ_u y la capa de abajo tiene un esfuerzo σ_d . La migración de fractura hacia arriba h_u , es medida desde el fondo del reservorio y la migración hacia abajo h_d es medida desde el tope del reservorio. La presión neta de fractura requerida para causar una migración de altura de fractura hacia arriba h_u es:

$$\Delta Pf = \frac{C1}{\sqrt{h_d}} \left[L_{ic} \left(1 - \sqrt{h_d/h} \right) + C_2 (\vartheta_u - \vartheta) \sqrt{h_w} \cos^{-1} \left(\frac{h}{h_w} \right) + C_3 \rho (h_w - 0.5h) \right] \quad \text{Ec. 2.12}$$

En la expresión anterior, la contribución de contraste de esfuerzo entre capas (Segundo término en el costado derecho) para casi todos los reservorios es el más grande. El primer término, el de factor de intensidad de esfuerzo crítico, contribuye solo en una pequeña cantidad. Finalmente, en migración hacia arriba, los efectos de la gravedad son retardantes, mientras en migración hacia abajo ellos son acelerantes.

Las constantes C1, C2 y C3 para unidades de campo petrolero son 0.0217, 0.515 y 0.0069 respectivamente. Las Presiones netas calculadas serían en Psi, finalmente los cosenos inversos deben ser evaluados en grados.

2.1.4.2 Conductividad de la fractura y conductividad adimensional de la fractura

La conductividad de la fractura se conoce como el producto entre la permeabilidad de la fractura y el ancho de la misma establecido como el denominador en la fórmula que determina la capacidad relativa de la fractura denominada a.

$$a = \frac{\pi K x_f}{2k_f w} \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k X_f} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde:

a Conductividad de la fractura

k Permeabilidad de la formación en [md]

x_f Longitud de la fractura en [ft]

k_f Permeabilidad de la fractura [md]

w Ancho de la fractura en [plg]

C_{fD} Conductividad Adimensional de la fractura

Las fracturas hidráulicas deberán estar diseñadas para valores que cumplan con las siguientes condiciones: $a < 1$ o $C_{fD} > 1.6$

2.1.4.3 Mecánica y flujo del fluido en la Fractura

La iniciación y propagación de una fractura significa que el material ha respondido de una manera no elástica y ha sufrido un cambio irreversible. La teoría de elasticidad lineal describe

adecuadamente el proceso de fractura (comportamiento esfuerzo - deformación) excepto quizás en la vecindad de la cara de la fractura y especialmente en la punta.

Un material elástico lineal isotrópico está caracterizado por constantes elásticas, y solo dos de ellas son suficientes para describir su comportamiento como son μ y ν , los cuales hacen posible que la fractura permanezca abierta después del tratamiento.

El fluido Newtoniano fluye en una fractura de altura y ancho constante.

$$q = \frac{h_f w^3 \Delta p}{12 \mu L} \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$p_{net} = \frac{6 \mu i}{h_f w^3} x_f \quad \text{Ec. 2.16}$$

Δp Caída de presión en el canal de la fractura en [psi]

L Longitud del canal en [ft]

μ_i Viscosidad del fluido que fluye en el canal de la fractura [cp]

2.1.4.4 Efectos de la punta en la fractura

Generalmente el papel que desempeña la punta de la fractura ha sido ignorado, mientras que el ancho de la fractura ha sido afectado por la viscosidad del fluido y el efecto de punta.

Para una fractura de geometría radial con una penetración x_f se tiene la siguiente ecuación:

$$P_{tip} = K_{cl} \sqrt{\frac{\pi}{48 x_f}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

p_{net} Presión neta.

p_{tip} Presión de punta

k Constante de igualdad de la ecuación

K_{Ic} Factor de la intensidad del esfuerzo crítico

2.1.4.5. Pérdidas de fluido en la fractura

La pérdida de fluido durante el tratamiento es uno de los factores más críticos involucrados en la determinación de la geometría de la fractura; este a su vez determina la eficiencia del fluido fracturante.

C_L Coeficiente de pérdidas de fluido a la formación total, controla la pérdida de fluido total desde la fractura hacia la formación.

2.1.5 DISEÑO DE LA FRACTURA

El diseño de una fractura hidráulica involucra la selección de fluidos y propantes de fractura apropiados. La cantidad de estos materiales y el modo de inyección (cantidad de presión) están relacionados con el tamaño de fractura resultante. Hay una gran escala de tamaños de fractura y por lo tanto se puede asegurar su optimización. Un criterio apropiado para optimización de diseño es economía de producción, es decir, la maximización de beneficios incrementales, sobre aquellos que el pozo estimulado moderado por los costos de ejecución pudiera entregar al tratamiento de fractura. Los pasos para realizar el diseño de una fractura son:

- Selección del fluido de fractura.
- Selección del propante.
- Ejecución del DataFRAC.
- Ejecución de la fractura principal.

2.1.5.1 Fluidos de fractura

El Fluido de fractura es aquel que crea las fracturas en la formación gracias a la alta presión con que es inyectado, este fluido esta compuesto de tres etapas cada uno diseñado para cumplir una función específica.

El Pad es el fluido que se inyecta al principio y es el que crea la fractura en si, éste no lleva propante y está diseñado para iniciar y propagar la fractura.

El fluido de lavado es el que se utiliza para desplazar la suspensión de la pared del pozo a la formación.

Un trabajo de fractura consta de ciertas etapas de fluidos distintas, cada una diseñada para efectuar una tarea específica.

Después de la inyección del Pad, el propante es agregado al fluido de fractura en concentraciones crecientes hasta el final del tratamiento en que la concentración alcance un valor predeterminado. Este valor depende de las capacidades del fluido para transportar el propante.

La longitud de fractura hidráulica creada difiere de la longitud propada, por que el propante no puede ser transportado más allá del punto donde el ancho de fractura es más pequeño que los tres diámetros de propante.

Una aproximación de volumen de Pad necesario, V_{pad} en base a la eficiencia del fluido η fue dada por Nolte y Meng Y Brown (1987):

$$V_{pad} \approx \left(\frac{1-\eta}{1+\eta} \right) \quad \text{Ec. 2.18}$$

Donde:

V_{pad} Volumen de pad necesario en [galones]

η es la eficiencia del fluido.

El Fluido de lavado sirve para desplazar la suspensión de la pared del pozo hacia la fractura, este debería ser menor que el volumen del pozo, por que el sobre desplazamiento empujaría al propante lejos del pozo y resultaría una fractura estrangulada, después de que la presión de la fractura se disipe y la fractura se cierre. Esta debería ser una de las mayores preocupaciones dentro del tratamiento de estimulación y debería evitarse a toda costa.

Un balance de equilibrio entre el volumen total inyectado V_i , volumen de fluido utilizado en crear la fractura V_f y la fuga del líquido $V_{l(leakooof)}$ puede ser escrito:

$$V_i = V_f + V_l \quad \text{Ec. 2.19}$$

La ecuación anterior puede ser expandida más introduciendo variables constituyentes.

$$q_i t_i = A_f \bar{\omega} + K_l C_l (2A_f) r_p \sqrt{t_i} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde q_i es la cantidad de inyección, t_i es el tiempo de inyección, A_f área de fractura, C_l es el coeficiente de fuga y r_p es la relación neta para altura de fractura (h/h_f). La variable K_l esta relacionada con la eficiencia del fluido y Nolte (1986) ha demostrado que:

$$K_l = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1-\eta) \right] \quad \text{Ec. 2.21}$$

El área de fractura en el término de fuga (leakoff), es multiplicada por 2 para alojar los dos lados de la fractura. El área de fractura A_f es simplemente igual a $2X_f h_f$

Para una longitud de fractura determinada, el ancho hidráulico promedio \bar{w} puede ser calculado bajo la presunción de un modelo de fractura.

Los fluidos de fractura deben tener la capacidad de transportar arena al interior de la fractura para evitar su cierre cuando finaliza la operación. Así mismo el fluido debe generar el menor daño posible a la formación, minimizando la concentración de residuos insolubles que afecten la producción del pozo.

2.1.5.1.1 Selección del fluido de fractura

La selección de un fluido de fracturamiento dependerá de la formación en particular que se va a tratar. Se deberá considerar entre otros los siguientes factores:

1. Compatibilidad - roca.
2. Compatibilidad fluido del tratamiento - fluido de formación.
3. Pérdidas de filtrado.
4. Propiedades friccionales con la tubería.
5. Capacidad de transporte de apuntalante - viscosidad.

Casi todas las propiedades deseables e indeseables de los fluidos fracturantes están relacionadas con su viscosidad. La viscosidad disminuye con el incremento de la temperatura y el corte. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido inyectado, en vista de que este experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura.

Para el fracturamiento hidráulico se requiere que el fluido fracturante tenga una viscosidad alta, pues esto ayudará a mejorar el transporte de propano.

Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías; y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura.

Algunos de los aditivos de fluido de fractura más comunes se listan continuación:

- *Bactericidas o Bióxidos:* Controla la contaminación por bacteria. La mayoría de aguas con las que se prepara los geles fracturantes contiene bacterias que tienen su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen enzimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.
- *Buffers:* Los buffer preferidos son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.
- *Estabilizadores:* El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de temperatura. Aditivos tales como metanol es utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.
- *Aditivos para el control de pérdidas de fluido:* Los fluidos que se utilizan tienen como rol el control de las pérdidas de “spurt”. Disminuyendo el filtrado durante el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.
- *Surfactantes:* Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina

cambios en la zona invadida; por ello que los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.

- Roturadores (Breakers): El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

En el campo Palo Azul se está utilizando un fluido de fractura base agua con una carga polimérica (goma Guar) de 35 Lb/1000 galones de gel preparado. Este fluido es base agua fresca de los esteros cercanos a las locaciones del campo en el Bloque 18, la cual es filtrada y aditivada con surfactante, biocida y cloruro de potasio.

Este gel de fractura además es aditivado con controladores de filtrado químico y mecánico (silica malla 100), además del uso de fibras que evitan que el agente apuntalante se salga de la fractura durante la etapa de producción. Dado que las temperaturas de la formación Hollín están por los (220 F°) se utilizan tanto estabilizadores, rompedores y reticuladores adecuados para la misma.

En la tabla 2.1 se muestra las características del fluido de fractura utilizado en los pozos del campo Palo Azul.

Fluid Name	Brine 8.43p	WF135	YF135HTD
Friction			
Rate Low (bbl/min)	2.4	2.8	1.0
Pressure Low (psi/1000ft)	10.0	10.0	60.0
Rate Pivot (bbl/min)	15.0	8.0	12.0
Pressure Pivot (psi/1000ft)	300.0	40.0	80.0
Rate High (bbl/min)	28.0	90.0	90.0
Pressure High (psi/1000ft)	1000.0	1000.0	1000.0
Fluid Loss			
C_w (ft/min ^{0.5})	1.0E+0	7.0E-3	2.3E-3
Spurt (gal/100ft ²)	0.0	2.0	0.5
C_t (ft/min ^{0.5})	1.8E-2	5.8E-3	7.0E-3
Rheology			
Temperature (degF)	225	225	225
Time (hr)	0.0	0.0	0.0
Behavior Index (N')	1.00	1.00	0.29
Consist. Index (K') (lbf.s ⁿ /ft ²)	5.58E-6	2.09E-5	2.70E-1
Viscosity @ Shear Rate (cP)	0.267	1.000	337.211
Shear Rate (1/s)	170	170	170

Tabla 2.1: Datos del Fluido de Fractura
Proporcionado por la Cia Schlumberger

2.1.5.2 Programa del propante

Propante es la arena natural o sintética que se inyecta en el fluido de fractura. Tiene como función principal mantener abierto los canales fracturados una vez que la presión de inyección disminuya. El punto de inicio de la adición del propante y a que concentraciones se agrega depende de la eficiencia del fluido, Nolte (1986) ha demostrado que el programa del propante versus el tiempo, debería ser una relación expresada por:

$$C_p(t) = C_f \left[\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right]^\epsilon \quad \text{Ec. 2.22}$$

Donde $C_p(t)$ es la concentración del propante en libras por galón (ppg), C_f es la concentración del propante al final del trabajo, t_{pad} es el tiempo de inyección del PAD y t es el tiempo total, la variable ϵ depende de la eficiencia y esta dada por:

$$\epsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} \quad \text{Ec. 2.23}$$

Las ecuaciones simplemente denotan el modo apropiado de adición de propante de modo que toda la longitud hidráulica coincide con la longitud esperada. Esto no es íntegramente realista, en vista de que la longitud de la fractura, más allá del punto donde el ancho hidráulico es más pequeño de tres diámetros de propante, no puede aceptar propante. Por lo tanto en el diseño de un tratamiento de fractura hidráulica, este tipo de criterio puede ser utilizado como una verificación para la masa total del propante que puede ser colocada.

2.5.5.2.1 Selección del propante

En ausencia de un material propante (Ver figura 2.7), una fractura hidráulica creada se cerraría inmediatamente después de que la presión de fractura se disipe dentro del reservorio. La arena natural es el propante más común, especialmente en formaciones de bajo esfuerzo.

Gran parte de la reducción de la permeabilidad inducida de un paquete propante es causada por la trituración de partículas y la migración de fragmentos dentro del espacio poroso del paquete. Un delgado revestimiento de resina, aplicando a los granos de arena, no sólo mejorara su resistencia sino que también retiene fragmentos si ya han sido triturados. Hay

varias variedades de arenas revestidas con resina. Formaciones de alto esfuerzo requieren de propantes de mayor resistencia. Propantes de resistencia intermedia elaborado de cerámica (ISPs) y aun propantes de mayor resistencia tales como bauxita masificada u óxido de zirconio son utilizados con frecuencia.



Figura 2.7: Tamaño y redondez del propante
Gráfico proporcionado por la CIA Scclumberger

Las propiedades del propante que afectan el éxito de la fractura hidráulica incluyen: tamaño del grano, distribución del grano, calidad (cantidad de impurezas), redondez y esfericidad, densidad del propante y la porosidad del paquete propante. Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del paquete de propante inicial y especialmente a largo plazo, lo cual a su vez afecta la conductividad de la fractura.

La distribución del tamaño de grano, la calidad y la redondez y la esfericidad son todos afectados por el valor del esfuerzo (menor redondez significa mayor posibilidad para que los fragmentos se fraccionen). Las otras propiedades principales, tales como tamaño de la malla, porosidad y densidad de la mayoría de propantes comunes se muestran en la tabla 2.2.

2.1.5.3 Minifrac o datafrac

Es la prueba de inyección de fluidos que se realiza con el fluido de fractura a la tasa que se va a usar en la ejecución definitiva del trabajo. Se registra tasa y presión vs tiempo, presión neta y declinación de la presión después de parar el bombeo. Véase figura 2.7 donde se registra una prueba típica de inyección.

Tipo Propante	Malla [Tamaño]	Tamaño P [in]	Densidad [lb/ft ³]	Porosidad [%]
Northern White sand	12/20	0.0496	165	0.38
	16/30	0.0350	165	0.39
	20/40	0.0248	165	0.40
Texas brown Sand	12/20	0.0496	165	0.39
	16/30	0.0350	165	0.40
	20/40	0.0248	165	0.42
Curable resin Coated sand	12/20	0.0496	160	0.43
	16/30	0.0350	160	0.43
	20/40	0.0248	160	0.41
Precured resin Coated sand	12/20	0.0496	160	0.38
	16/30	0.0350	160	0.37
	20/40	0.0248	160	0.37
ISP	12/20	0.0496	198	0.42
	20/40	0.0248	202	0.42
ISP lightweight Sintered bauxite	20/40	0.0248	170	0.40
	16/20	0.0400	231	0.43
	20/40	0.0248	231	0.42
	40/70	0.0124	231	0.42

Tabla 2.2: Tipos de Propantes
Fuente: Cia Schlumberger

2.1.5.3.1 Ejecución del DataFRAC

El DataFRAC es un tratamiento de calibración, realizado antes del tratamiento principal para determinar los diversos factores que se utilizan en el diseño final y asegurar que se cumplan los objetivos del tratamiento.

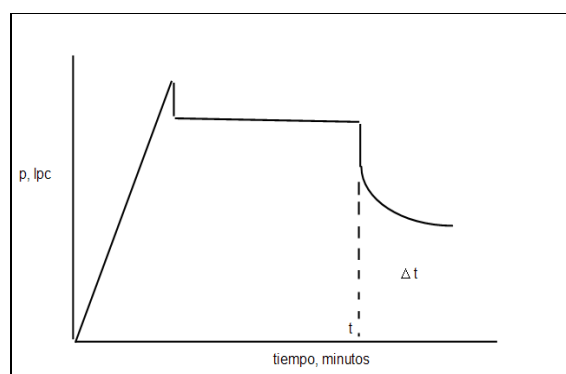


Figura 2.8: Gráfico de presión vs tiempo resultado del Datafrac
Fuente: Schlumberger

En el DataFRAC se emplea el mismo fluido base que para el tratamiento principal y se bombea con la tasa diseñada para la fractura. Este tratamiento nos proporciona los cálculos de gradiente de fractura, eficiencia del fluido, pérdida de filtrado, predicción de la geometría de la fractura, tiempo de cierre de la fractura y presión de cierre. Una buena estimación de la presión de cierre y la naturaleza del líquido mejorarán la limpieza de la formación (pues este será el último de los líquidos que regresen de nuevo a la superficie) lo que ayuda a minimizar el daño de formación.

La ejecución del DataFRAC se divide en dos etapas, una etapa de ejecución de bombeo a una tasa de prueba con un fluido newtoniano FreFLO y una segunda etapa que produce el trabajo de Fracturamiento Hidráulico a una escala más pequeña. El FreFLO permitirá determinar de primera mano la presión de fricción en los tubulares.

En la segunda fase del DataFRAC se cumplen dos etapas:

- Desplazamiento del fluido newtoniano desde el tubular, hacia la formación (normalmente la rata de bombeo es 8 pm.).
- Aumentar la tasa hasta alcanzar la tasa diseñada para la fractura, bombeando el fluido de fractura.

2.2 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

La presión necesaria para fracturar está relacionada al estado de tensiones en la formación, analizaremos cómo influyen los parámetros elásticos en la forma y orientación de la fractura.

2.2.1 Esfuerzo

Si a una roca se lo somete a una fuerza, esta se deforma, después de retirar esta carga si recupera su forma y tamaño original se dice que la roca posee propiedades elásticas, en general, podemos decir que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos (aunque en algunos casos particulares no es totalmente cierto). Se considera válido aplicar algunos conceptos de teoría de la elasticidad.

La teoría de la elasticidad es la que se ha desarrollado para determinar la relación entre el esfuerzo y la deformación y se determina así:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad \text{Ec.2.24}$$

Donde:

F es la carga aplicada.

A es el área donde se aplica la carga.

σ es el esfuerzo.

El esfuerzo constituye un vector con magnitud y dirección, el esfuerzo normal al plano será de tensión o compresión mientras que el esfuerzo paralelo al plano es de corte o cizalla.

2.2.1.1 Esfuerzos en el sitio

Las formaciones a profundidad están sujetas a un campo de esfuerzo que puede ser descompuesto en sus vectores constituyentes. El esfuerzo más fácil de entender es el vertical, el cual corresponde al peso de la sobrecarga. Para una formación a una profundidad H, el esfuerzo Vertical σ_v es:

$$\sigma_{v=g} = \int f dH \quad \text{Ec. 2.25}$$

Donde $\int f$ es la densidad de la formación que cubre el reservorio apuntado. Este esfuerzo puede ser calculado de una integración del logaritmo de densidad. Si se utilice una densidad de formación promedio en lb/pie^3 y la profundidad esta en pie, la ecuación (Ec 2.26) se convierte en:

$$\sigma_v = \frac{pH}{144} \quad \text{Ec. 2.26}$$

Con σ_v en psi. Para $p = 165 \text{ lb/pie}^3$, la gradiente de esfuerzo vertical es aproximadamente $165/144 = 1.1 \text{ psi/pie}$

Este esfuerzo es esfuerzo absoluto, y en el caso de un medio poroso, en vista que el peso de la sobrecarga será transportado tanto por los granos como por el fluido dentro del espacio poroso, se define un esfuerzo efectivo.

$$\sigma''_v = \sigma_v - \alpha p \quad \text{Ec. 2.27}$$

Donde α es la constante poro elástica de Biot, (1956) la cual para la mayoría de reservorios de hidrocarburos es igual aproximadamente 0.7. (Ver figura 2.9)

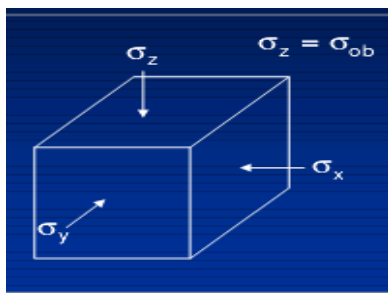


Figura 2.9: Tipos de esfuerzos

La relación entre esfuerzos y deformación para la roca de los yacimientos de hidrocarburos está influenciado por un significativo número de factores como:

- Composición y litología de la roca
- Grado de cementación
- Tipos de material cementante
- Cantidad y tipo de fluido en el medio poroso
- Compresibilidad de la matriz de la roca y de los fluidos en el medio poroso
- Porosidad
- Permeabilidad
- Presión del yacimiento
- Temperatura de la formación

2.2.2 Módulo de Corte (G)

El módulo de corte o también conocido como módulo de cizalla, tiene como finalidad medir la resistencia de un cuerpo al cambio de su forma:

$$G = \frac{\tau_{xy}}{\epsilon_{xy}} \quad \text{Ec. 2.28}$$

Donde:

G Módulo de Corte o de Cizalla

$\tau_{,xy}$ Esfuerzos de Corte

$\varepsilon_{,xy}$ Deformación

2.2.3. Módulo de Young (E) o Módulo de Elasticidad de la Roca

Constituye la rigidez de un material y describe la respuesta del material a la deformación en la misma dirección de la aplicación del esfuerzo. Se define como la razón entre la variación del esfuerzo con respecto a la variación de la deformación en la dirección de la aplicación del esfuerzo. Fig. 2.10

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z} \quad \text{Ec. 2.29}$$

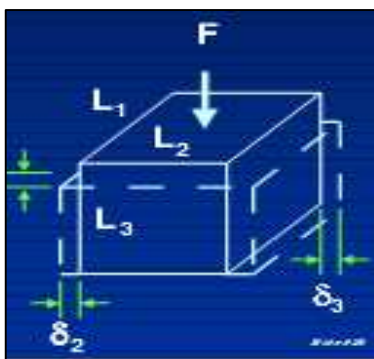


Figura 2.10: Modulo de Young

2.2.4 Módulo de Poisson (ν)

Describe la respuesta a la deformación del material, en dirección perpendicular a la dirección que se ha aplicado el esfuerzo; definiéndose como la relación entre la variación de la deformación perpendicular a la dirección del esfuerzo respecto a la variación de la deformación que está en la misma dirección en que es aplicado el esfuerzo. Figura 2.11.

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z} \quad \text{Ec. 2.30}$$

En la tabla 2.3 se presentan los valores típicos de los módulos de Poisson y Young para varios tipos de rocas.

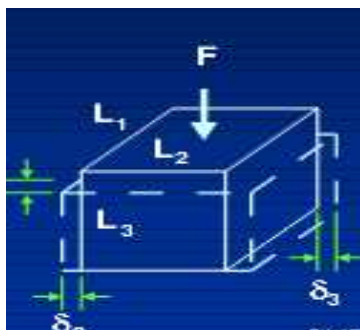


Figura 2.11: Módulo de Poisson

Tipo de Roca	Módulo de Poisson	Módulo de Young (10^6)
Arenas no consolidadas	0,28 – 0,45	0,2 – 1,3
Arenas consolidadas	0,15 – 0,27	2– 8
Lutitas	0,25 – 0,45	1 – 5

Tabla 2.3. Rangos de valores de los módulos de Poisson y Young para los diferentes tipos de roca
Tomado del Curso de Fracturamiento de BJ

2.2.5 Orientación y forma de la fractura

2.2.5.1 Orientación

La fractura se creará perpendicular al mínimo esfuerzo principal. La iniciación de la fractura no necesariamente es perpendicular al mínimo esfuerzo (fases de las perforaciones, tortuosidad).

La fractura se propagará perpendicular al mínimo esfuerzo principal (lejos del pozo). Figura 2.12.

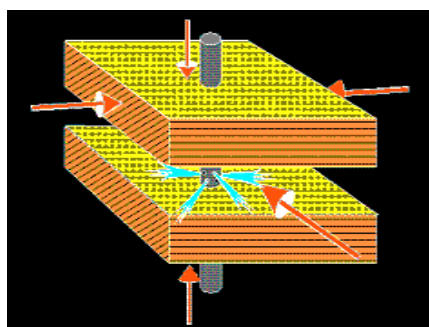


Figura 2.12: Dirección de la Fractura

2.2.5.2 Forma

Se ha comprobado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente, puede ser circular o elíptica.

El primer caso (circular) se produce cuando el ingreso de fluido a la fractura es a través de un punto, y el segundo caso (elíptica) se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea. Con respecto a la extensión en sentido vertical, puede ocurrir que haya otros niveles con propiedades distintas. En estos casos puede haber contención vertical de la fractura.

El tamaño de una fractura se puede ver afectado por el espaciamiento entre pozos por lo que hay que tomar en cuenta la distancia de los pozos vecinos o al pozo original en el caso de un sidetrack para considerar la posibilidad de que la fractura se propague en esa dirección y los contacte

La longitud de la fractura va a estar determinado por los siguientes factores:

- Volumen de fluido bombeado
- Eficiencia del fluido bombeado
- Geometría de la fractura

Mientras que su ancho y alto se verá afectado principalmente por:

- Viscosidad de fluido
- Caudal de inyección
- Esfuerzos de la roca a fracturar y vecinas.

2.3 ANÁLISIS PRE FRACTURA DE LOS POZOS

2.3.1 Estudio de las condiciones de los pozos antes del fracturamiento

Los objetivos principales de estimular algunos pozos del campo Palo Azul usando Fracturamiento Hidráulico fueron: recuperar el potencial de los pozos, eliminar el daño de

formación, reducir la caída de producción, aumentar el índice de productividad y dar mayor longevidad a la vida productiva de los pozos.

Las características litológicas y adecuadas propiedades petrofísicas en el campo permitían la aplicación de esta técnica, por lo que se seleccionaron 8 pozos candidatos: PA-D, PA-E, PA-F, PA-G, PA-H, PA-I, PA-J, PA-K, ya que presentaban:

- Buena calidad de cemento (CBL).
- Daño de formación alto.
- Reservas considerables por recuperar.
- Características litológicas y de reservorio adecuadas.
- De estos pozos el 70% tienen bajo corte de agua.

En la Figura 2.13 se presenta la ubicación de los pozos fracturados en el campo Palo Azul, y en la Figura 2.14 consta el gráfico del historial de producción de la arena Hollín.

2.3.1.1 Parámetros Petrofísicos del campo

Previo a la determinación las reservas del campo, es importante analizar las propiedades petrofísicas de la arena Hollín en los pozos a los cuales se aplicó el tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.

Los topes y bases de cada pozo se los obtuvieron a partir de cutoffs con las características que se presentan en la tabla 2.4.

Formación	VCL <= fracción	Porosidad >=	Sw <= fracción
Caliza C - FS3	0.5	10%	0.6
FS3 - Base	0.35	10%	0.5

Tabla 2.4: Cutoff's del Campo Palo Azul
Tomado del Departamento de Reservorios

En la Tabla 2.5 se presentan los topes y bases de los pozos a los cuales se aplicó el tratamiento. En la tabla no se incluye los datos del pozo Palo Azul-31 ya que presentó un problema en la toma de registros para evaluar las propiedades petrofísicas.

POZO	Tope FS 3 ft MD	Base Hollin ft MD	Tope FS 3 ft TVDSS	Espesor Neto Reservorio ft TVD	Espesor Neto Saturado ft TVD	Porosidad Efectiva fracción	Saturación de agua fracción	Saturación de Petróleo fracción
PA-05	10542	10746	-8946	153.66	58.54	0.149	0.139	0.861
PA-06	10605	10782	-8960	132.41	48.77	0.135	0.239	0.761
PA-07	10624	10873	-8933	177.74	54.76	0.138	0.18	0.82
PA-18	11770	11943.5	-8971	102.75	0	0	1	0
PA-23	11227	11570	-8856	259.64	122.45	0.162	0.17	0.83
PA-24	10686	10793	-8903	77.03	77.03	0.164	0.117	0.883
PA-37	10534	10849	-8894	169.11	80.03	0.156	0.259	0.741

Tabla 2.5: Propiedades petrofísicas de los pozos fracturados
Tomado del Departamento de Reservorios Ecuador TLC

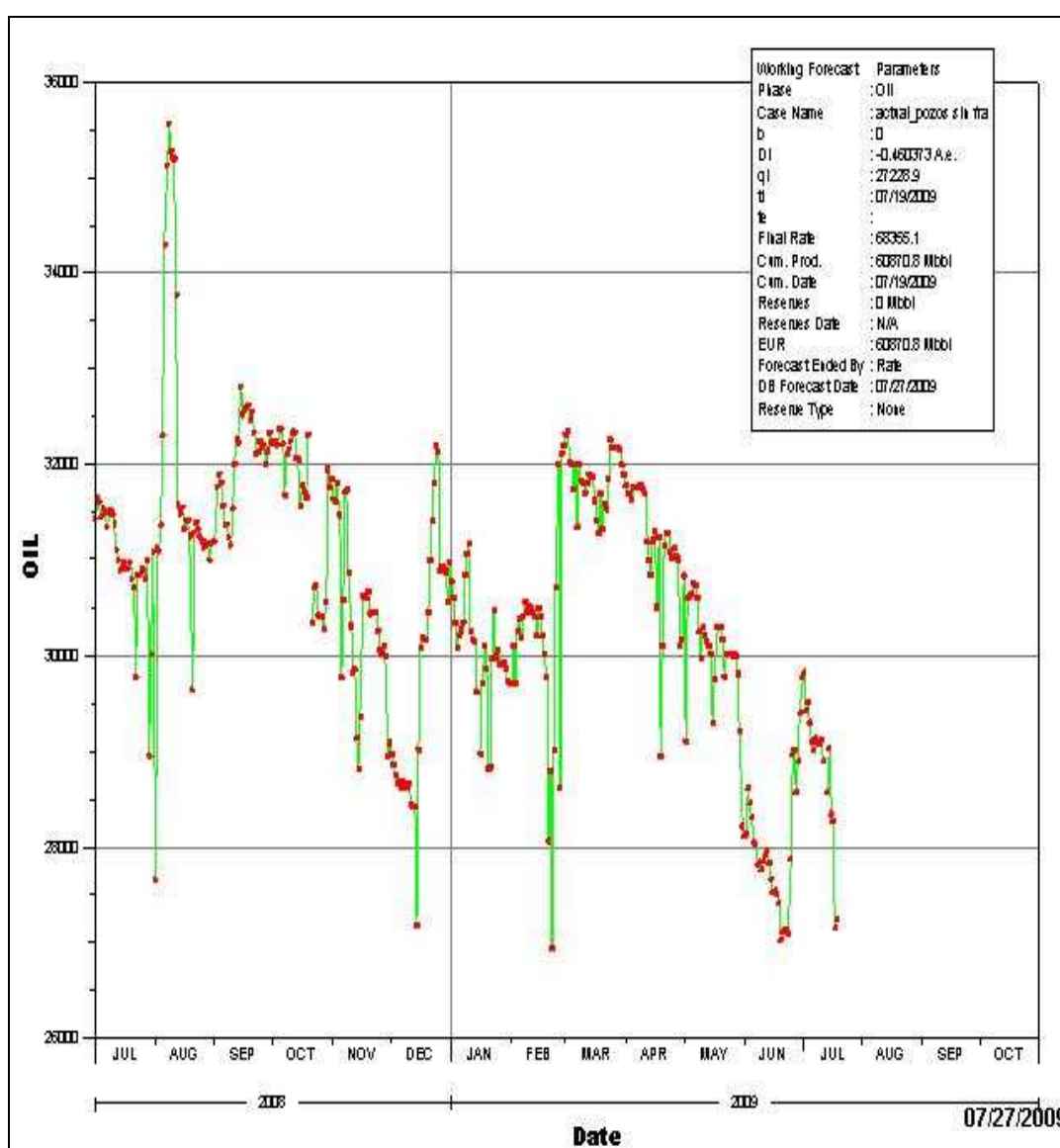


Figura: 2.14 Historia de Producción de la arena Hollín del campo Palo Azul
Realizado por Alicia Lozada en OFM

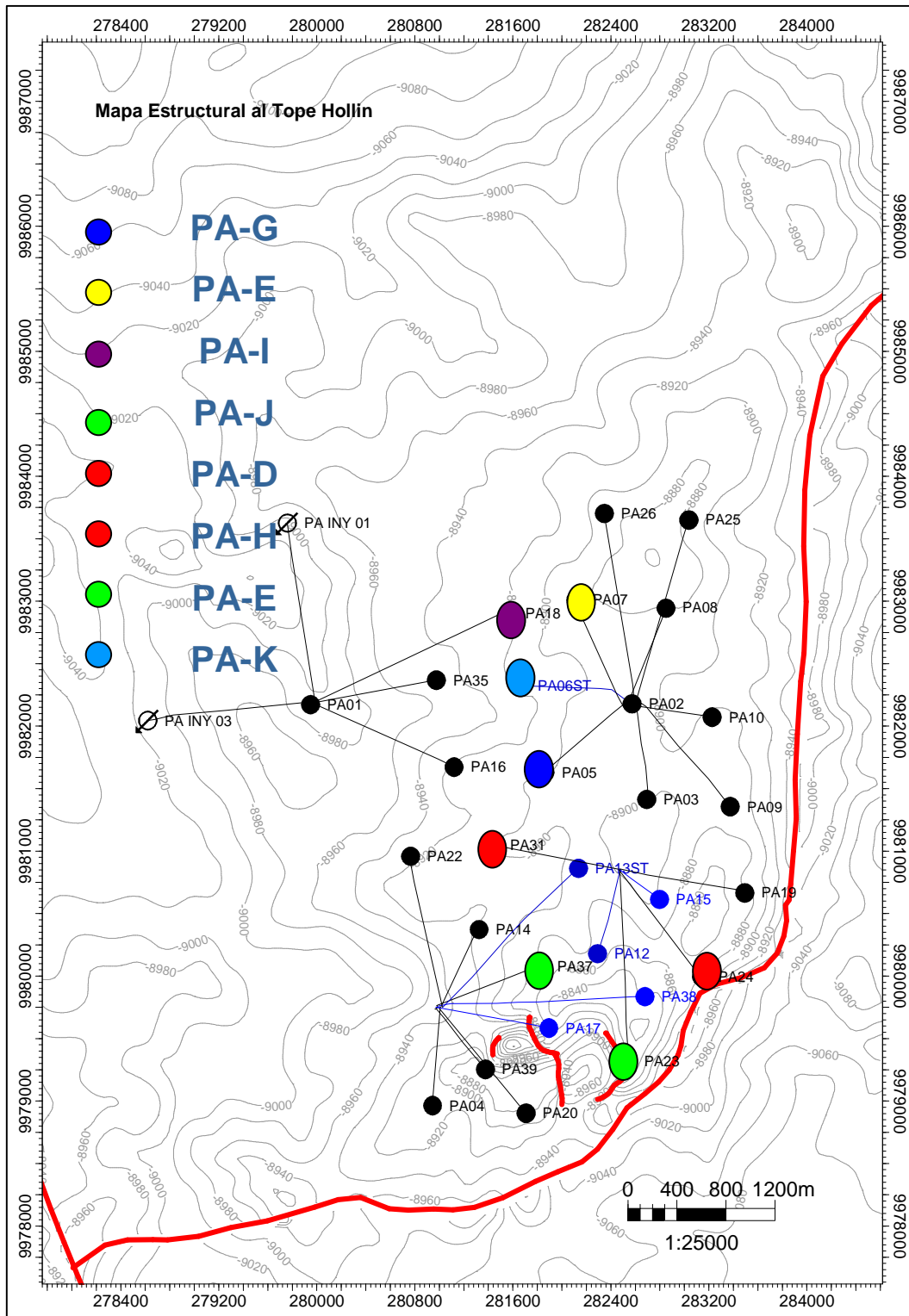


Figura 2.13: Mapa de Ubicación de los pozos fracturados
Tomado del Departamento de Reservorios Ecuador TLC

2.3.2 PALO AZUL-D

El primer pozo a fracturar fue el PA-D ya que presentaba una completa información en historiales de producción, de workover y de análisis de pruebas de presión. Se tomaron registros de temperatura, sónico dipolar (DSI), y se usó el simulador de fractura, que sirvió para correlacionar los datos. Las propiedades mecánicas del reservorio fueron obtenidas con el registro sónico dipolar, y éstos sirvieron como base de correlación para los demás pozos candidatos a fracturar, los mismos que fueron corregidos con el simulador sin necesidad de correr el registro sónico en cada pozo con el fin de ahorrar tiempo y dinero.

2.3.2.1 Localización Geológica

El pozo Palo Azul D se encuentra localizado cerca de un sistema de fallas cuya dislocación principal es la Falla de Palo Azul, y fallas satélites del sistema de fallas del campo en el sector sur, como se puede apreciar en la Figura 2.15.

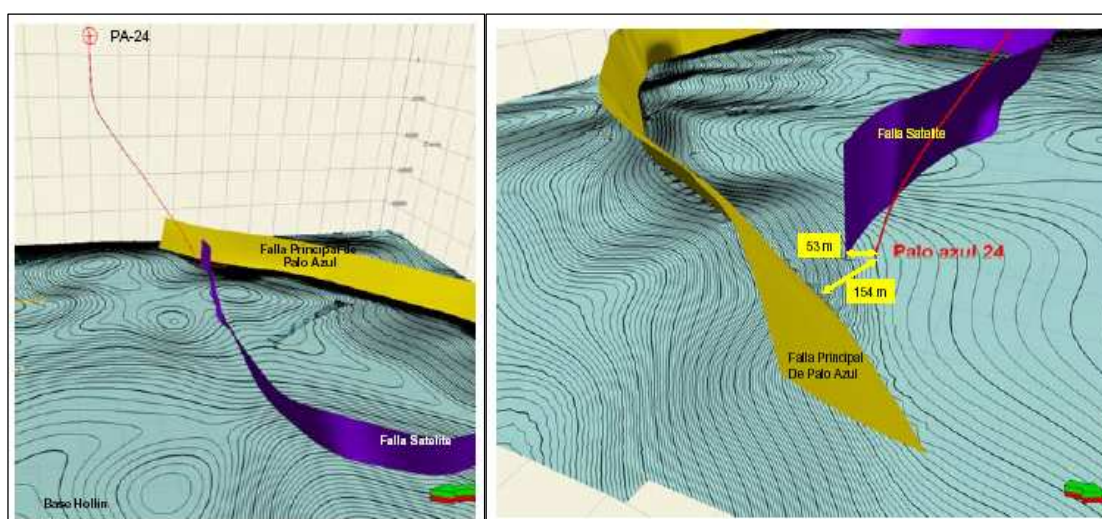


Figura 2.15: Modelo Estructural en cercanía del pozo Palo Azul D
Tomado del Departamento de Reservorios Ecuador TLC

2.3.2.2 Historial de Producción

EL pozo entra en producción el 8 de Noviembre del 2005, con una tasa de 2.082 BOPD, un BSW de 4% y un índice de productividad del 1.62. Alcanzó un pico de producción de 3.080

BOPD el 20 de noviembre del 2005. La presión de fondo fluyente se mantenía en 1800 psi. En Diciembre del mismo año se realiza el primer trabajo de workover para cambiar la bomba BES donde el pozo se cierra por 5 días. Posteriormente, el pozo presenta una producción de 2000 bpd y el corte de agua disminuye al 1%, éste decremento de producción después se ve mucho más afectado por un paro de comunidades de casi un mes en (Marzo 2007) que desbocó en un caudal de 258 bpd. Este pozo a marzo de 2007 tiene un acumulado de producción de 618.58 Mbbls de petróleo y 28.5 Mbbls de agua.

La caída inesperada debido al paro preocupó a la empresa, la cual, con estudios técnicos procede a realizar la primera fractura hidráulica del campo en este pozo. Originalmente se sabía que a más de una caída de producción se tenía un severo daño ocasionado por la migración de finos por la presencia de Caolinita, un tipo de arcilla migratoria que se desprende de la formación y se deposita en la cara del pozo ocasionando el taponamiento de los conductos porales, reduciendo de esta manera la permeabilidad en las vecindades del pozo. En la Figura 2.16 se muestra también la declinación de producción de este pozo después del tratamiento.

2.3.2.3 Historiales de Completación y Reacondicionamiento

En la tabla 2.6 se detallan los trabajos de workover realizados en el pozo, así como también las fechas en las que fue completado y perforado.

a) Diagrama de completación

La Figura 2.17 contiene el diagrama de completación del pozo Palo Azul-D.

2.3.2.4 Pruebas de Presión

Las pruebas y análisis del pozo son herramientas útiles en la etapa de planeación del pre-tratamiento y la evaluación post-tratamiento en el fracturamiento hidráulico.

Un diseño de la prueba del pozo bien elaborado puede ayudar en la planeación del pre-tratamiento suministrando información valiosa sobre el pozo y yacimiento en consideración. Parámetros importantes que pueden ser estimados o calculados de una prueba de pozo incluyen permeabilidad de formación, presión de yacimientos, y condiciones cerca del pozo.

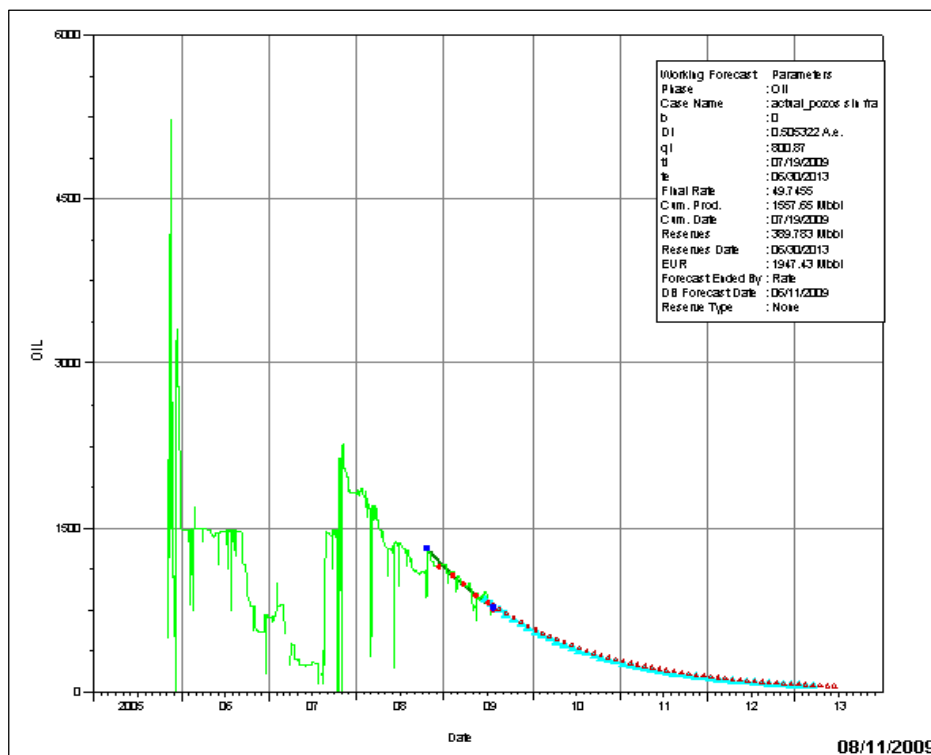


Figura 2.16: Declinación de producción del pozo PA-D

Realizado por Alicia Lozada en OFM

PERFORACIÓN	COMPLETACIÓN	WO #1 (PULLING)	WO#2 (FRACTURA)
INICIO: 31- 08-2005	INICIO: 16-04-2006	INICIO: 05-12-2006	INICIO: 02-06-2007
FIN: 24 -10-2005	FIN: 30-04-2006	FIN: 11-12-2006	FIN: 10-06-2007
El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforo normalmente.El primer revestimiento se asento 200 ft bajo el tope Ortegaaza y el segundo hasta la profundidad final que fue 12060	Se dispara PJ OMEGA 4 1/2" PURE CBL-USIT Bueno arriba y debajo del intervalo a disparar. 11753-11766 ft MD 11786-11796 ft MD (5 dpp)	Saca BES. Realiza viaje de limpieza (fondo a 11952 ft). Completa con BES FN5000673 (10056 ft md).	Abre camisa. Controla pozo. Saca completación de bombeo electrico. Realiza viaje de limpieza. Baja BHA de fractura. Realiza prueba de ratas multiples y Datafrac. Corre registro de Temperatura. Fractura Saca. Arma y baja BHA de evaluación. Evalua por 18 hrs y cierra por 24 hrs. Saca. Baja completación final con BES DN 475 (10458 ft md). Nota: Torre Perforec 34 fue liberada).
N/A	11753-11766 ft MD 11786-11796 ft MD (5 dpp)	N/A	N/A

Tabla 2.6. Historiales de Reacondicionamiento del pozo PA-D

Tomado del Departamento de Construcción de Pozos Ecuador TLC

La evaluación de estos parámetros indicará si el tratamiento de fracturamiento hidráulico es o no necesario; un análisis económico ayudará a determinar si es factible la realización del tratamiento. Alguna información adicional que se puede obtener de esta prueba de pozo incluye anomalías del yacimiento, tales como fallas, fracturas naturales o una estratificación significativa de la formación. La presencia de anomalías puede afectar significativamente las decisiones involucradas en el diseño de fracturamiento hidráulico. Un análisis cuidadoso de la prueba de pozo antes del tratamiento indicará la necesidad de obtener datos adicionales por medio de otras pruebas in-situ para asegurar el éxito del tratamiento. Figura 2.18.

En la tabla 2.7 se muestran los datos obtenidos de las pruebas de presión realizadas en este pozo antes y después del tratamiento, donde podemos comparar el daño y el índice de productividad.

2.3.2.5 Registros Eléctricos

En los registros eléctricos se analizaron las siguientes curvas: rayos gamma, densidad Bulk (ROBB), Porosidad Total (PHIT), Porosidad Efectiva (PHIE), Volumen de Minerales Arcillosos (VCL), Volumen de Caliza (Vlime), Volumen de Arena (Vsand), tomando en cuenta la información ya existente de núcleos y litología.

En la Figura 2.19 se puede observar el sello lutítico, cuyo espesor es 20 ft aproximadamente, lo que nos indica que es un buen aislante entre el acuífero de fondo y la zona de interés. En el gráfico también se muestra la profundidad de los punzados. Este pozo tiene un espesor de reservorio de 77 pies. En la tabla 2.8 se presenta los topes y bases obtenidos de los registros eléctricos.

POZO	FECHA	MP ft(TVD)	P @ MP (psia)	MP ft(TVDSS)	P @ DATUM (psia)	DATUM ft (TVDSS)	C (bb/psi)	K (md)	Skin	Delta Pskin (psia)	IP BFPD/psi
PA-D	Nov-05	9953	4007	8914	4030.4	8975	3.88E-04	585	29.7	880.6	1.3
PA-D	Ago-07	9953	3390.3	8914	3413.8	8975	5.36E-03	329	0	45.6	2.8

Tabla 2.7: Resultados de las pruebas de presión en los pozos antes y después del fracturamiento.

Elaborado por: Alicia Lozada

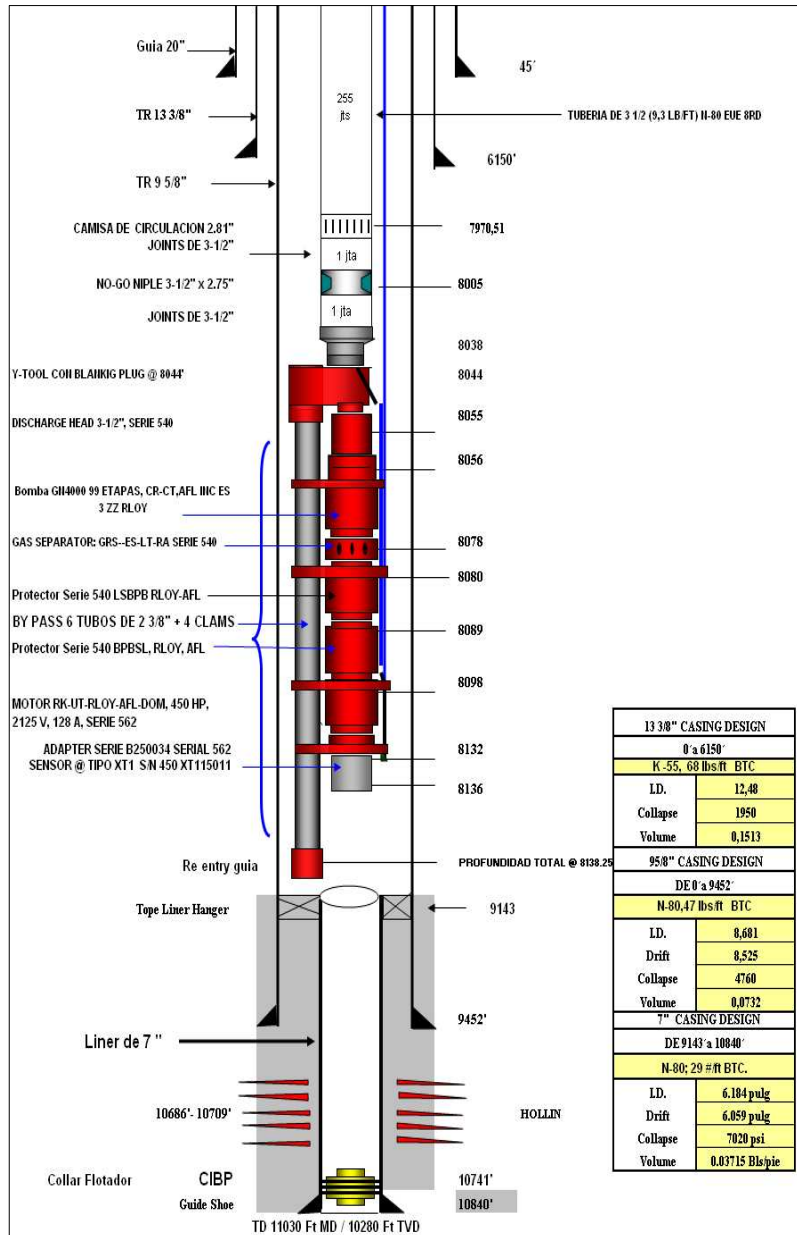


Figura 2.17: Diagrama de completación de pozo Palo Azul-D
Fuente Ecuador TLC

Topo FS 3 ft MD	Base Hollín ft MD	Espesor Neto Saturado ft TVD	Porosidad Efectiva fracción	Saturación de agua fracción	Saturación de Petróleo Fracción
10686	10793	77.03	0.164	0.117	0.883

Tabla 2.8: Topes y Bases del pozo Palo Azul-D.
Elaborado por: Alicia Lozada

➤ Derivada

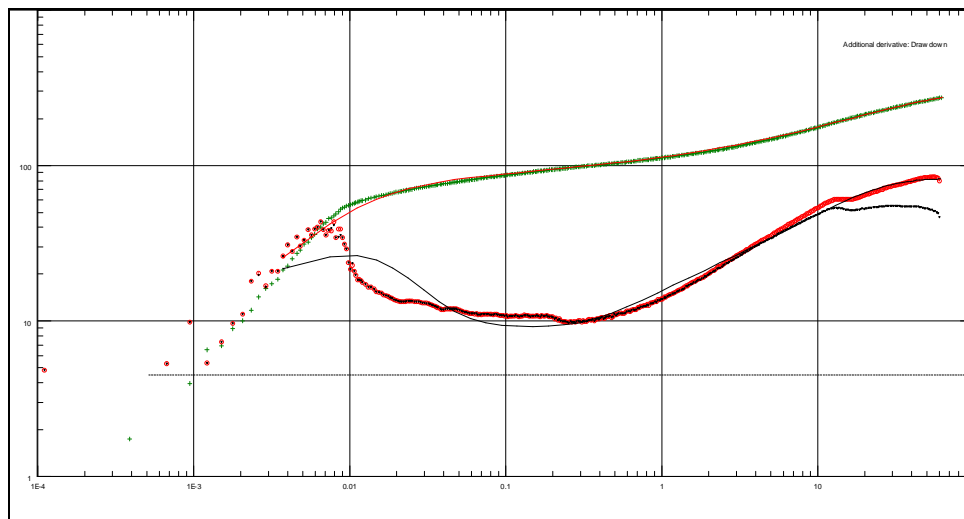


Figura 2.18: Interpretación de Pruebas de Presión del pozo PA-D

Fuente: Departamento de Reservorios Ecuador TLC

- ✓ El modelo que mejor se ajustó al comportamiento del pozo es el correspondiente a una fractura de flujo uniforme, de un reservorio con doble porosidad y con límites rectangulares.
- ✓ La pendiente de éste modelo es de $\frac{1}{4}$.

2.3.2.6 Propiedades Elásticas

El modelo petrofísico y las dos curvas sísmicas Δt_c y Δt_s (tiempo de tránsito de la onda compresional y de cizalla respectivamente) adquiridas y procesadas a partir del Registro Sísmico Dipolar DSI, se utilizaron para realizar el cálculo de las propiedades elásticas de la roca.

Asumiendo condiciones de material homogéneo, isotrópico, linealmente elástico y en concordancia con las ecuaciones dinámicas y de propagación de ondas acústicas, se calculó el Módulo de Corte, el Módulo de Young y la Relación de Poisson.

En el modelo se calcula la relación de Poisson dinámica y se asume igual a la relación de Poisson estática. En la Figura 2.20 se presenta las curvas de las propiedades elásticas del reservorio a partir del registro sísmico dipolar (DSI).

2.3.2.7 DISEÑO DE FRACTURA

2.3.2.7.1 Configuración del Pozo

La tubería que se utilizará para este trabajo es tubing de 3.5", 9.3 #/ft, grado P-110. El packer será asentado a 10,400 ft. La temperatura de fondo es de 219 °F.

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.3	2.990	10400.0

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
9.625	47.0	8.681	9143.0

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
10686.0	9941.5	10709.0	9964.1	10.00	92	0.42
	7.000	29.0	6.184		10840.0	

Tabla 2.9: Configuración del pozo.

Fuene Schlumberger

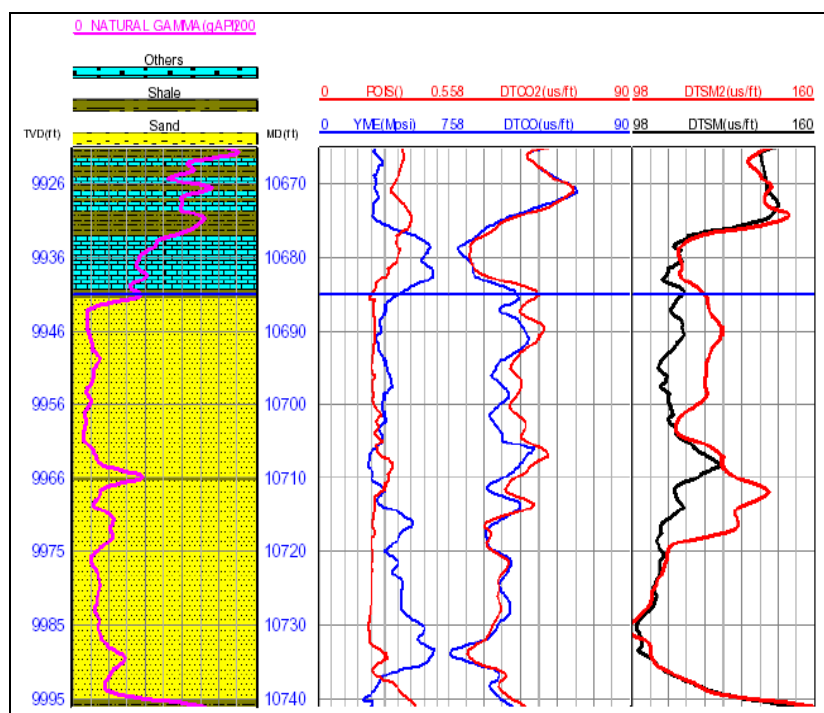


Figura 2.20: Modelo de Propiedades Elásticas a partir de DSI, pozo Palo Azul D. Tomado del Departamento de Reservorios de Ecuador TLC

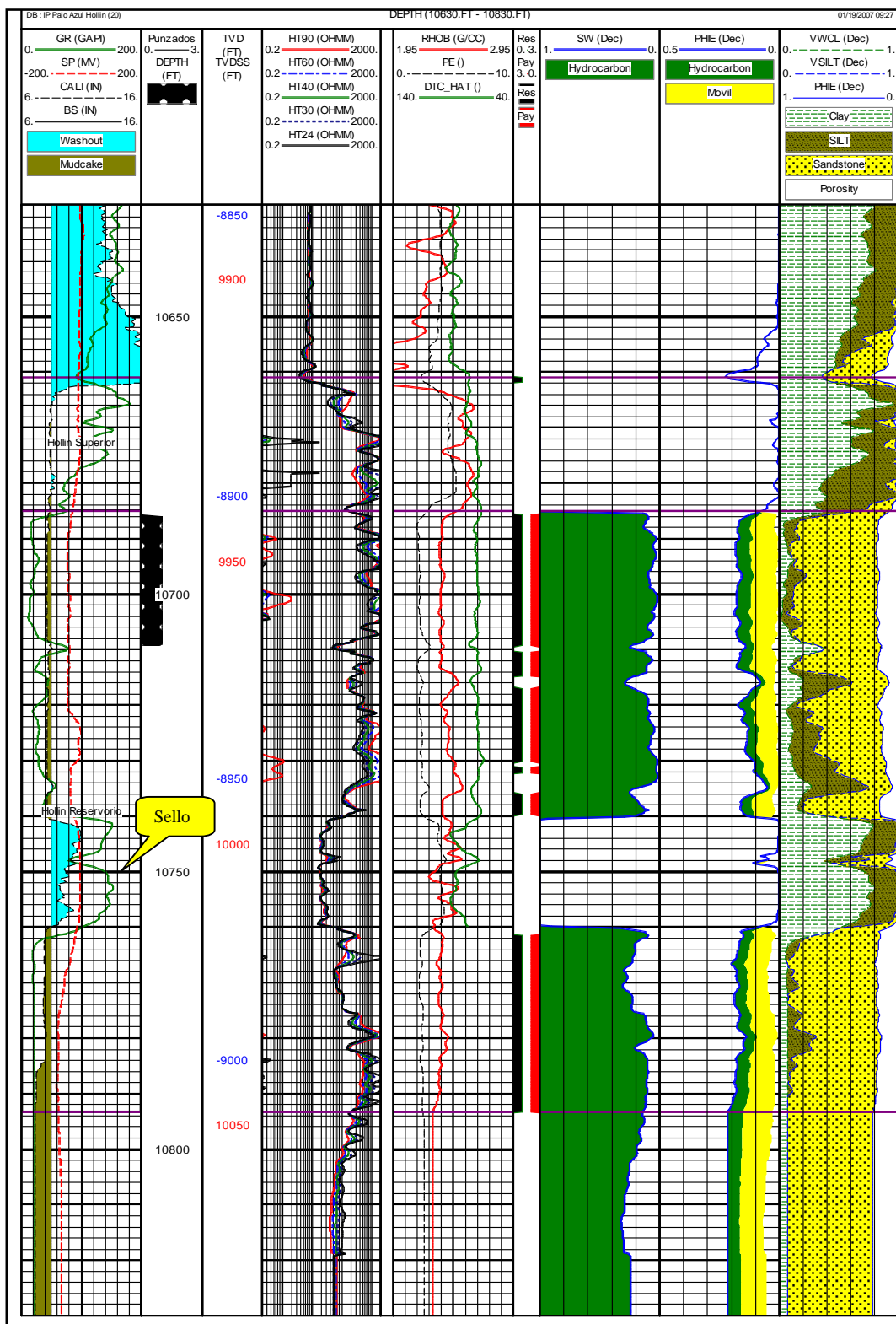


Figura 2.19: Análisis petrofísico del pozo Palo Azul-24
Tomado del Departamento de Reservorios Ecuador TLC

2.3.2.7.2 Datos de la Zona

Formation Mechanical Properties							
Zone Name	Top MD (ft)	Zone Height (ft)	Frac Grad. (psi/ft)	In situ Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Toughness (psi.in0.5)
SHALE	10588.4	60.2	0.808	7983	4.494E+06	0.35	1000
SILTSTONE	10649.9	11.9	0.739	7323	1.789E+06	0.30	1000
SILTSTONE	10662.0	7.9	0.739	7331	4.447E+06	0.30	1000
SILTSTONE	10670.0	7.9	0.739	7337	4.494E+06	0.30	1000
SILTSTONE	10678.0	8.8	0.739	7343	2.974E+06	0.30	1000
CLEAN-SANDSTONE	10687.0	20.6	0.626	6230	3.929E+06	0.20	1200
DIRTY-SANDSTONE	10708.0	3.0	0.679	6763	2.086E+06	0.25	700
CLEAN-SANDSTONE	10711.0	3.0	0.626	6240	4.005E+06	0.20	1200
DIRTY-SANDSTONE	10714.0	5.9	0.679	6768	2.971E+06	0.25	700
CLEAN-SANDSTONE	10720.0	12.4	0.626	6248	4.724E+06	0.20	1200
DIRTY-SANDSTONE	10732.6	3.4	0.679	6779	4.659E+06	0.25	700
CLEAN-SANDSTONE	10736.0	3.8	0.626	6255	4.357E+06	0.20	1200
SHALE	10739.9	7.0	0.808	8081	4.017E+06	0.35	1000
SHALE	10747.0	2.0	0.808	8085	1.965E+06	0.35	1000
SHALE	10749.0	10.9	0.808	8090	4.494E+06	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	10760.1	5.9	0.679	6798	2.033E+06	0.25	700

Tabla 2.10: Propiedades Mecánicas de las rocas

Fuente: Cia Schlumberger

2.3.2.7.3 Fluidos del Reservorio

Tipo de Pozo	Petróleo
Temperatura del Reservorio	219 °F
Gravedad API del Petróleo	27.5
GOR	166 PC/BF
Presión de Burbuja	1276 psi

Tabla 2.11: Propiedades de los fluidos

Elaborado Por: Alicia Lozada

2.3.2.7.4 Datos del Propalante

La permeabilidad del Propalante es calculada en función de los siguientes parámetros:

Temperatura de fondo en el pozo = 219 °F

Esfuerzo en el propalante = 6216 psi

Resistencia a la fractura = 1.00 lb/ft²

Valor promedio del modulo de Young = 3.501E+06 psi

Datos de Propalante				
Proppant Name	Specific Gravity	Mean Diameter (in)	Porosity (%)	Permeability (md)
16/20 C-Lite	2.73	0.037	35.0	441594
20/40 C-Lite	2.73	0.028	35.0	276621

Tabla 2.12: Propiedades del propalante

La figura 2.21 muestra un esquema de selección del proppante más adecuado. En función de la presión de cierre del Yacimiento se determina la permeabilidad a ser obtenida dependiendo del tipo de apuntalante utilizado; para nuestro diseño se ha utilizado el proppante 16/20 Ceramax™ a una presión de cierre de 6000 psi.

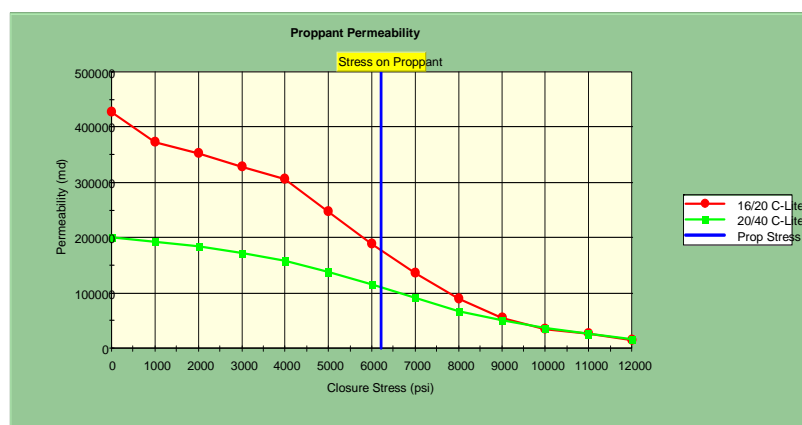


Figura 2.21: Permeabilidad del proppante
Proporcionado por la Cia Schlumberger

2.3.2.7.5 Esquema del proceso de la fractura

a) Proceso de Bombeo

Las siguientes tablas muestran el proceso de bombeo a seguir para realizar la fractura longitud estimada $X_f = 124.1$ ft y una Conductiva promedio $K_f W = 3188$ md.ft. En la tabla 2.20 se presenta el proceso de bombeo respectivo para el diseño planteado.

Job Description						
Stage Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Stage Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	20.0	YF130HTD	4800	30.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF130HTD	1600	30.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	20.0	YF130HTD	1400	30.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	20.0	YF130HTD	1700	30.0	16/20 C-Lite	3.0
5.0 PPA	20.0	YF130HTD	1800	30.0	16/20 C-Lite	5.0
7.0 PPA	20.0	YF130HTD	1400	30.0	16/20 C-Lite	7.0
FLUSH	20.0	WF130	4177	30.0		0.0

Tabla 2.13: Proceso de bombeo
Proporcionado por la Cia Schlumberger

El esquema de bombeo es desplazado con 1.5 bbl, considerando al tope de los perforados.

Cantidad de fluidos utilizados		
12700 gal	of	YF130HTD
4177 gal	of	WF130

Propalante utilizado		
28300 lb	of	16/20 C-Lite

Tabla 2.14: Cantidades de fluido y propalante utilizados
Fuente Schlumberger

b) Ejecución del trabajo

Job Execution									
Stage Name	Stage Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Stage Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Stage Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Stage Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	4800	4800	114.3	114.3	0	0	4571	5.7	5.7
1.0 PPA	1600	6400	39.8	154.1	1600	1600	4557	2.0	7.7
2.0 PPA	1400	7800	36.3	190.3	2800	4400	4524	1.8	9.5
3.0 PPA	1700	9500	45.8	236.1	5100	9500	4397	2.3	11.8
5.0 PPA	1800	11300	52.3	288.4	9000	18500	4272	2.6	14.4
7.0 PPA	1400	12700	43.6	332.0	9800	28300	4358	2.2	16.6
FLUSH	4177	16877	99.4	431.4	0	28300	5337	5.0	21.6

Tabla 2.15: Trabajo de ejecución
Fuente Schlumberger

2.3.2.7.6 Simulación de la Fractura

Los siguientes datos, son los resultados de la simulación computacional de la fractura propuesta usando el modelo 3-D. La conductividad efectiva y la FCD son calculados basados en los intervalos de perforados con alturas positivas.

Longitud media apuntalada	124.1 ft
Altura Hidráulica	67.1ft
Ancho promedio	0,084 in
Eficiencia	0,350
Máxima Presión en Superficie	6317 psi

Simulation Results by Fracture Segment							
From (ft)	To (ft)	Prop. Conc. at End of Pumping (PPA)	Propped Width (in)	Propped Height (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Fracture Conductivity (md.ft)
0.0	31.0	7.4	0.243	66.1	2.25	463.5	3874
31.0	62.0	6.8	0.240	63.5	2.22	519.2	3824
62.0	93.1	6.7	0.235	58.5	2.17	531.8	3741
93.1	124.1	4.8	0.101	45.8	0.93	734.3	1315

Presión Neta 2639 psi

Tabla 2.16: Resultados de la simulación de la fractura
Fuente Schlumberger

Debe realizarse una inyección de apuntalante a 122 pies, después de haber bombeado 7 bbl en la etapa 3.

Fracture Geometry Data Per Zone for Production Prediction							
Zone Name	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Gross Height (ft)	Net Height (ft)	Fracture Width (in)	Fracture Length (ft)	Fracture Conductivity (md.ft)
SHALE	10588.4	9845.8	60.2	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	10687.0	9942.5	20.6	20.6	0.268	124.1	4101
DIRTY-SANDSTONE	10708.0	9963.1	3.0	3.0	0.303	124.1	4628
CLEAN-SANDSTONE	10711.0	9966.1	3.0	3.0	0.299	124.1	4570
DIRTY-SANDSTONE	10714.0	9969.0	5.9	5.9	0.290	124.1	4436
CLEAN-SANDSTONE	10720.0	9974.9	12.4	12.4	0.261	123.3	3981
DIRTY-SANDSTONE	10732.6	9987.3	3.4	3.4	0.186	116.9	2850
CLEAN-SANDSTONE	10736.0	9990.7	3.8	3.8	0.125	113.9	1923
SHALE	10739.9	9994.5	7.0	0.0	0.063	87.3	987

Tabla 2.17 Datos de la Geometría de la Fractura por Zona de Producción
Fuente Schlumberger

Exposure Time Prediction by Stage						
Stage Name	Fluid Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Volume (gal)	Perforation Injection Temp. (degF)	Exposure at BHST of 219 degF (min)	Exposure above Watch Temp. of 214 degF (min)
PAD	YF130HTD	20.0	4800	197	1.3	1.3
1.0 PPA	YF130HTD	20.0	1600	171	0.0	0.0
2.0 PPA	YF130HTD	20.0	1400	114	0.0	0.0
3.0 PPA	YF130HTD	20.0	1700	86	0.0	0.0
5.0 PPA	YF130HTD	20.0	1800	86	0.0	0.0
7.0 PPA	YF130HTD	20.0	1400	86	0.0	0.0
FLUSH	WF130	20.0	4177			

Tabla 2.18: Predicción del tiempo de bombeo por etapa
Fuente Schlumberger

2.3.2.7.7 Resultados de la Simulación de la Fractura

a) Perfil de la fractura y gráfico de la concentración de apuntalante

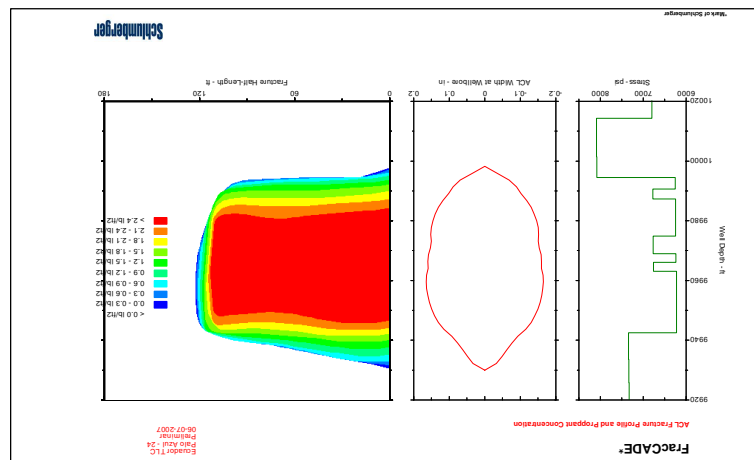


Figura 2.22: Esquemática de la fractura y la concentración del propanante
Fuente Schlumberger

b) Presiones de tratamiento

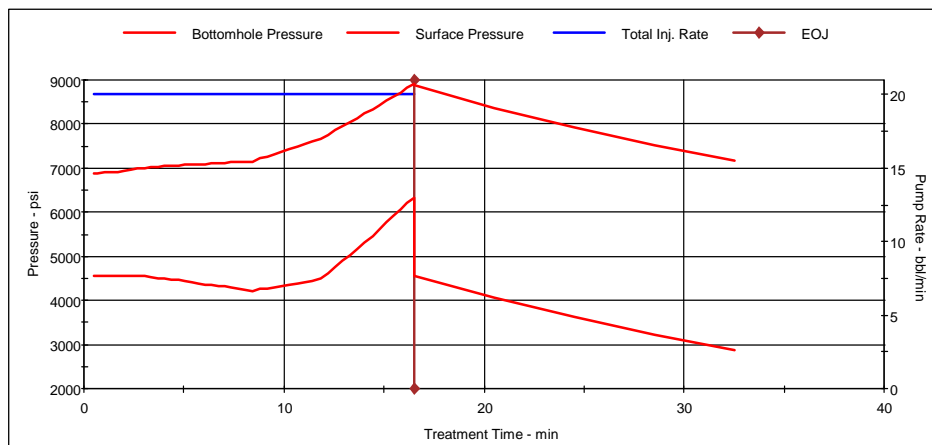


Figura 2.23: Presiones consideradas para la longitud óptima de la fractura
Fuente Schlumberger

2.3.2.7.8 Ejecución de la fractura principal

a) Tubing Pickle

La prueba de líneas en superficie y el tubing pickle, se probó presión de 8000 psi en superficie y después contra el standing valve, para verificar la integridad del tubing; mientras que en el tubing pickle se bombeo 12.5 bbls de ácido clorhídrico al 7,5%. Posteriormente se realiza

prueba de Inyectividad con fluido newtoniano (Freflo). La tabla 2.19 presenta los valores obtenidos de la prueba.

	Caudal bpm	Presión Psi	Volumen bbl	Fluido
1	1	4472	3.8	FreFLO
2	3.6	5411	4.7	FreFLO
3	5.1	5763	6.5	FreFLO
4	6.2	4850	7.9	FreFLO
5	7.7	4971	10.1	FreFLO
6	8.7	5122	13	FreFLO
7	11.2	5934	38	FreFLO
8	9.6	4893	11.3	FreFLO
9	8	4150	10.1	FreFLO
10	7	3580	9.8	FreFLO
11	4.9	3012	6.5	FreFLO
12	3.6	2630	4.6	FreFLO
13	1	1700	1.5	FreFLO

Tabla 2.19: Valores de la Prueba de Inyectividad
Fuente Schlumberger

b) Análisis del Datafrac y rediseño del trabajo de fractura

Se bombearon en total:

- 128 bbls de FreFLO para llenar la tubería y realizar la prueba de ratas múltiples, ascendentes y descendentes. El máximo caudal alcanzado fue de 11.2 bpm.
- 235.8 bbls de YF135HTD para realizar la inyección de calibración que posteriormente serviría para realizar un análisis de la geometría de la fractura y eficiencia del fluido, más 1536 lbs de arena Ceramax.
- 257.6 bbls de WF135 para desplazar el tubing al finalizar la prueba.

CAUDAL BPM	PRESION PSI	VOLUMEN BBL	FLUIDO	Prop Conc. (ppa)	Volumen Prop. (lbs)
1	8.0	4354	100	YF-135HTD	0
2	20.0	5541	20	YF-135HTD	0
3	20.0	5186	12	YF-135HTD	0.5
4	20.0	5180	60	YF-135HTD	1.0
5	20.0	5480	44	YF-135HTD	0
6	20.0	5562	105.2	WF-135	0
TOTALES		341 bbl			1536 lbs
TOTALES BOMBEADOS:		WF135	257.6 BBLS		
		YF-135HTD	235.8 BBLS		
		CARBOLITE 16/20	1,536 LBS		

Tabla 2.20: Valores usados en el Datafrac
Fuente Schlumberger

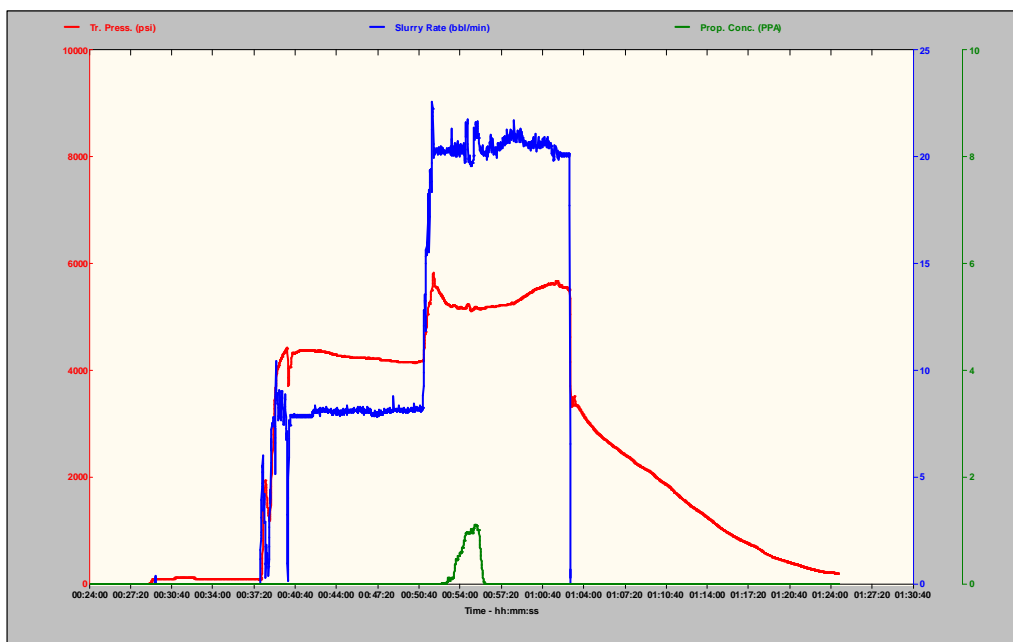


Figura 2.24: Presiones obtenidas en el datafrac
Fuente Schlumberger

c) Resultados:

En la Figura 2.25 se presentan los resultados de la prueba DataFrac, se puede apreciar los valores del Datafrac diseñados y los datos reales obtenidos en la práctica. Los resultados obtenidos del Datafrac fueron los siguientes:

Geometry Model	PKN	ISIP	7700 psi
Volume Injected	14295 gal	Y Intercept	7770 psi
Pump Time	25.0 min	P Star	3937 psi
Spurt Correction	1.008	Closure Pressure	6819 psi
Calibration Variable		Closure Time	3.5 min
Height		Decline Analysis	Job Simulation
Young's Modulus		3.905E+6 psi	3.905E+6 psi
Fracture Height		44.8 ft	44.8 ft
Fracture Toughness		901 psi.in ^{0.5}	901 psi.in ^{0.5}
Net Pressure		881 psi	780 psi
Efficiency		0.10	0.09
Frac Half Length		197.1 ft	197.9 ft
Total Leakoff Coef.		6.2E-3 ft/min ^{0.5}	6.2E-3 ft/min ^{0.5}
Equiv. Spurt		0.3 gal/100ft ²	0.3 gal/100ft ²
		Calibrated Solution	3.905E+6 psi
			41.3 ft
			901 psi.in ^{0.5}
			881 psi
			0.10
			232.2 ft
			5.7E-3 ft/min ^{0.5}
			0.2 gal/100ft ²
Note:	No indication of significant height growth or fissure effects.		
	Export...		

Figura 2.25: Resultados del datafrac
Fuente Schlumberger

2.3.2.7.9 Rediseño de la fractura:

El programa de bombeo quedó definido de la siguiente manera:

Stage Name	Stage Fluid	Cum. Fluid	Stage Slurry	Cum Slurry	Stage	Cum	Avg. Surface Pressure	Stage	Cum	J218	J475
	Volume	Volume	Volume	Volume	Prop	Prop	(psi)	Time	Time	Solución	Encaps.
	(gal)	(gal)	(bbl)	(bbl)	(lb)	(lb)		(min)	(min)	(ppt)	(ppt)
PAD	4500	4500	107.1	107.1	0	0	5572	6	6	0	0.15
1.0PPA	1500	6000	37.3	144.4	1500	1500	5601	21	8	0.05	0.15
2.0PPA	1500	7500	38.8	183.3	3000	4500	5621	22	10.2	0.1	0.25
3.0PPA	1600	9100	43.1	226.4	4800	9300	5539	24	12.6	0.1	0.5
4.0PPA	1700	10800	47.6	274	6800	16100	5471	26	15.2	0.25	0.75
5.0PPA	1700	12500	49.4	323.3	8500	24600	5422	27	18	0.5	3
6.0PPA	1700	14200	51.1	374.5	10200	34800	5388	28	20.8	1.5	6
FLUSH	3812	18012	90.8	465.2	0	34800	5690	5	25.8	0	0

Tabla 2.21: Rediseño de Bombeo de la Fractura

Fuente: Schlumberger

- Se utilizaron en total 4.178 galones de WF135 con 24.125 galones de agua.
- 19.947 gal de YF135HTD-Fie y 28.933 lb de Carbolita (16/20 C-Lite), bombeados a un caudal de 15 bpm.

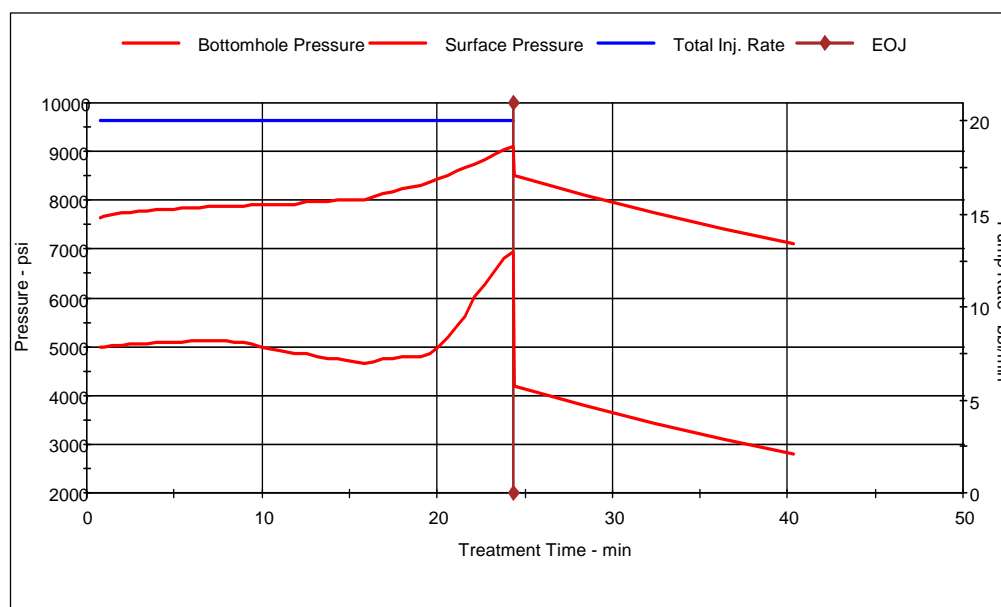


Figura 2.26: Presiones de tratamiento en el rediseño de la fractura

Fuente Schlumberger

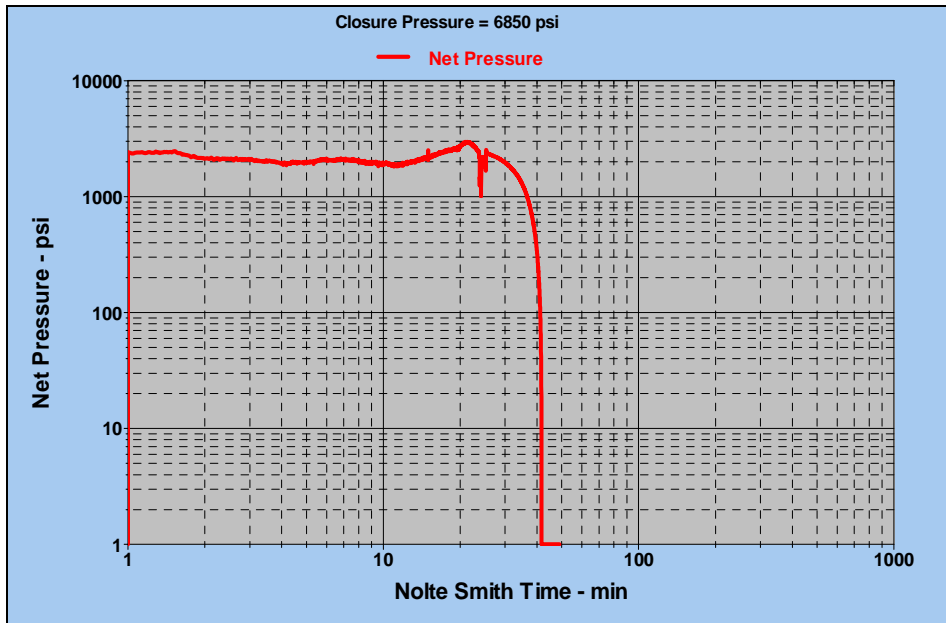


Figura 2.26: Presión Neta
Fuente: Schlumberger

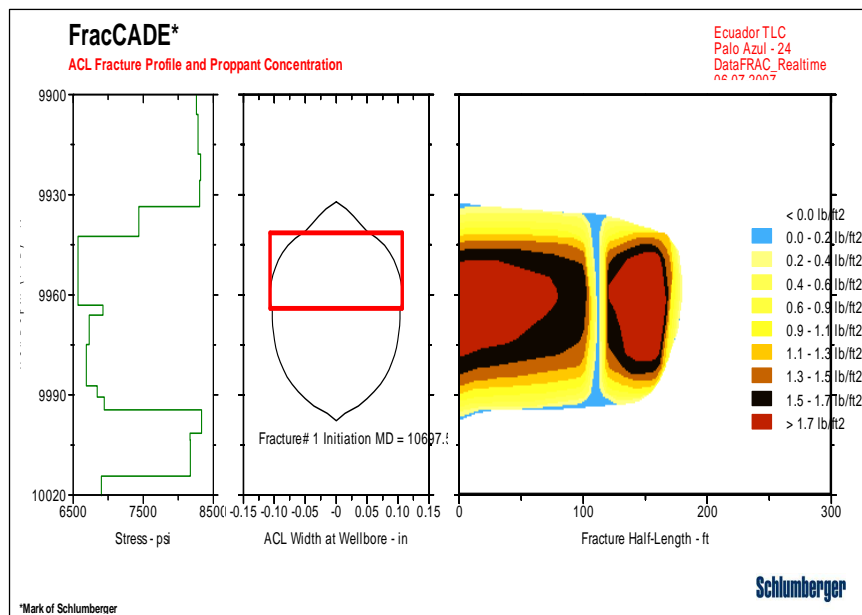


Figura 2.27: Diseño final de la fractura
Fuente Schlumberger

Los resultados del simulador de fractura se presentan en la [tabla 2.22](#):

Inicio de Fractura (Tope) TVD	9942.5 ft
Inicio de Fractura (Fondo) TVD	9963.1 ft
Longitud Media de la Fractura empaquetada	179.6 ft

Altura hidráulica al final del trabajo	66.3 ft
Ancho empaquetado promedio	0.132 in
Concentración promedio de Gel	1672.5 lb/mgal
Factor de retención promedio del gel	0.4
Presión Neta	1472 psi
Eficiencia	0.161
Conductividad Efectiva	3038 md.ft
Máxima Presión de Superficie	6660 psi

Tabla 2.22: Rediseño de la Fractura

Fuente: Schlumberger

- ✓ Se verifica que la presión de cierre en fondo de pozo es de 6819 psi, que corresponde a un gradiente de fractura de 0,69 psi/ft.
- ✓ El fluido presenta una eficiencia en el rango de 16 a 18%.
- ✓ La altura de la fractura creada durante el DataFRAC alcanza 66.3 ft
- ✓ El volumen de PAD se calculó en 10000 galones.

La figura 2.28 muestra la ejecución del trabajo, presión de tratamiento, caudal de bombeo, concentración de arena en superficie.

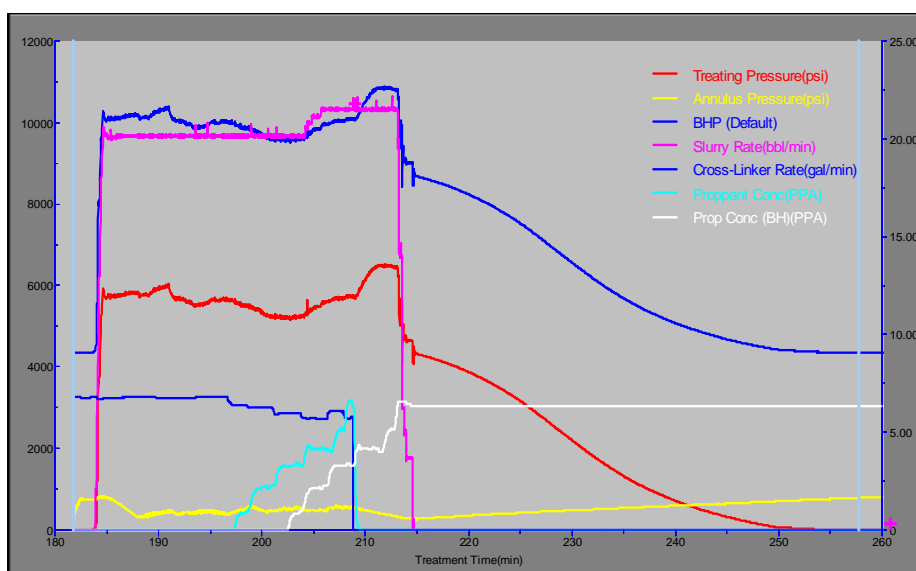


Figura 2.28: Ejecución de Fractura Hidráulica

Fuente Schlumberger

Algunos de los parámetros de tratamiento registrados durante la operación pueden verse en la tabla 2.23.

Presión máxima en superficie:	6519 psi
Caudal máximo:	22.2 bbl/min
Potencia máxima alcanzada:	3.517 hhp
Max. Concentración de apuntalan en superficie:	6.6 ppa
Max. Concentración de apuntalan en el fondo:	6.6 ppa
Volumen de arena bombeado:	28.933 lb
Volumen de arena que ingreso a la formación:	27.793 lb

Tabla 2.23: Parámetros registrados

Fuente: Schlumberger

Con el registro de temperatura de la figura 2.29 se procede a determinar la altura de la fractura para corroborar con los datos obtenidos del simulador después de efectuada la fractura principal.

La altura de la fractura total empaquetada es de 68 ft.

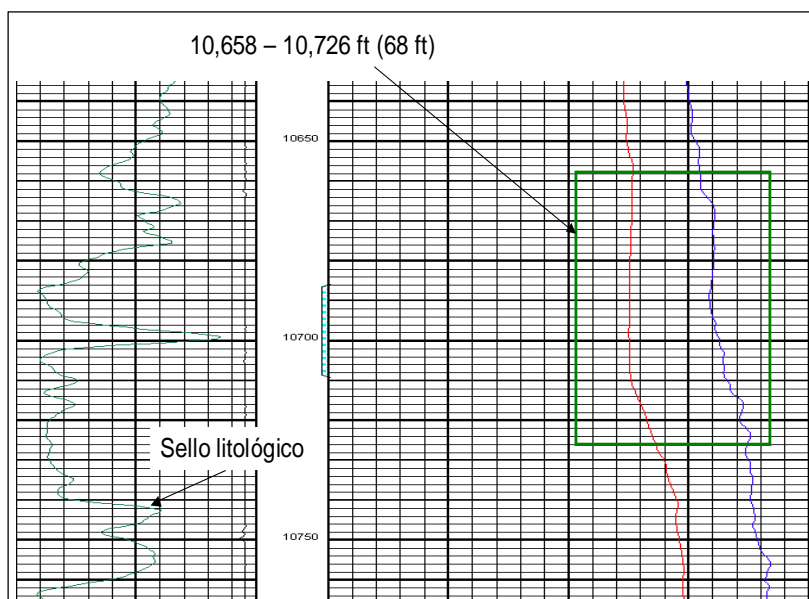


Figura 2.29: Registro de Temperatura

Fuente: Schlumberger

2.3.2.8 Comparación de análisis de build up pre y post fractura

Las pruebas de Build up realizadas antes y después de la fractura muestran lo siguiente:

- Índice de productividad antes de la fractura = 1.3

- Daño pre-fractura calculado = 29
- Permeabilidad= 585 md

La prueba de Build up post-fractura fue realizada en el mes de Agosto, posterior a la ejecución del fracturamiento hidráulico. Los datos obtenidos se resumen en lo siguiente:

- Índice de productividad después de la fractura = 2.8
- Daño total = 0
- Permeabilidad = 329 md

De acuerdo a los resultados obtenidos, el incremento en el valor del IP es de 2.54, que es un valor muy significativo.

Después de haber sido realizada la fractura se presenta los siguientes valores en la tabla 2.24

Fecha	26-07-07 (Antes)	01-11-07 (Despues)	Incremento
Producción total de fluido (BFPD)	461	2922	2461
Producción de petróleo (BPPD)	258	2104	1846
BSW (%)	44	38	-6
IP	0.23	2.77	2.54

Tabla 2.24: Incremento de producción el el pozo PA-24

Fuente: Ecuador TLC

En la Figura 2.30 se puede observar el incremento de producción después de la fractura.

- Durante la fractura no hubo problemas de arenamiento, y en el período de producción luego de la intervención no se ha evidenciado retorno de carbolita.
- El análisis completo de la información permite concluir que el trabajo de fracturamiento hidráulico del pozo Palo Azul 24 en la arenisca Hollín fue exitoso dando un alto de fractura de 55 pies, de los cuales 48 pies se encuentran empaquetados.

- Considerando el éxito obtenido luego del fracturamiento hidráulico del pozo Palo Azul 24, se recomendó continuar con la campaña de fracturamiento para los demás pozos seleccionados del Campo Palo Azul.

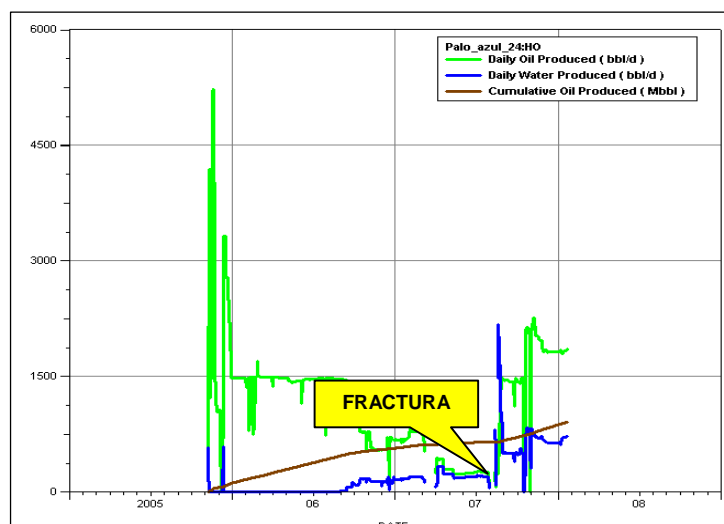


Figura 2.30: Incremento de producción PA-D

Fuente: Ecuador TLC

2.3.3 PALO AZUL-E

2.3.3.1 Datos Generales

2.3.3.1.1 Configuración del pozo

Revestidor:	7" CGS: N-80, 26 LB/FT
Tubería de producción:	3-1/2", 9.3 #/ft, N-80; @ 10400 ft
Detalle del cañoneo:	5 dpp

Tabla 2.25: Configuración del pozo

Fuente: Ecuador TLC

2.3.3.1.2 Datos del yacimiento

Tipo de Pozo	Petróleo
Temperatura del Reservorio	228 °F
Gravedad API del Petróleo	27.5
GOR	218 PC/BF
Presión de Burbuja	1256 psi

Tabla 2.26: Datos del yacimiento

Fuente: Ecuador TLC

2.3.3.2 Historial de producción

- ✓ EL pozo entra en producción el 28 de Diciembre del 2006, con una tasa de 4.520 BOPD, un BSW de 10% y un índice de productividad del 2.5.
- ✓ Alcanzó un pico de producción de 4625 BOPD el 09 de Enero del 2007.
- ✓ En Febrero del 2007 la producción baja drásticamente a 723 BOPD, y en marzo del mismo año se cierra el pozo debido a un paro.
- ✓ El 26 de Agosto del 2007 se decidió fracturar con el fin de remediar el daño de formación e incrementar la conductividad del crudo hacia el pozo.
- ✓ Después del fracturamiento, se obtuvo una producción de 1016 bpd, con un %BSW = 76 %.
- ✓ Posteriormente se presenta un daño en la bomba y el 12 de diciembre del 2008 el pozo entra a fase de reacondicionamiento, se procede a cambiar la bomba, la producción se estabiliza en 583 bpd con un BSW de 92 %.

2.3.3.3 Historiales de Completación y Reacondicionamiento

El pozo tuvo un trabajo de reacondicionamiento el 12 de Diciembre del 2008, fecha en la cual se fractura.

A continuación se presenta la descripción de los trabajos de reacondicionamiento y completación del pozo en la tabla 2.27.

Los diagramas de Completación y la sarta de fracturamiento de los pozos fracturados se presentan en el Anexo 2.1

2.3.3.4 Análisis Petrofísico

El contraste de esfuerzos observado en el pozo Palo Azul E muestra que existen buenas barreras tanto arriba como abajo de la zona de interés.

El Análisis Petrofísico de este pozo y de losde más pozos fracturados se presentan en el Anexo 2.2.

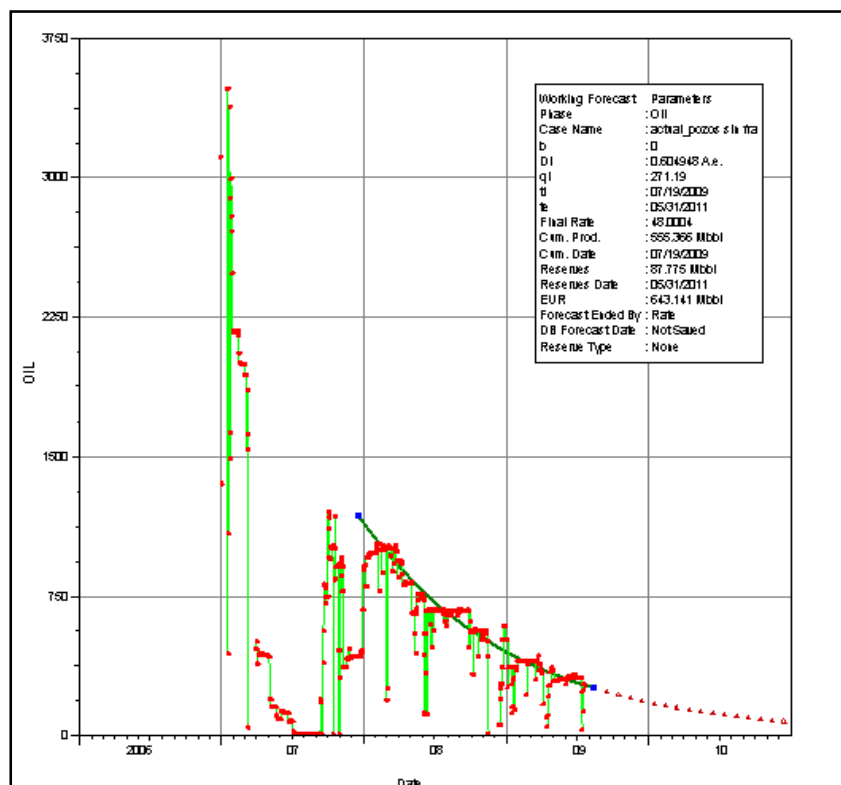


Figura 2.31: Historial de producción del pozo Palo Azul-E

Realizado por Alicia Lozada en OFM

PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (FRACTURA)
INICIO: 02-12-2006	INICIO: 23-12-2006	INICIO: 26-08-2007
FIN: 23-12-2006	FIN: 01-01-2007	FIN: 18-09-2007
<p>El pozo se perforó en tres etapas. La primera sección del pozo se perforó normalmente. Hasta 200 ft bajo el tope de Ortegua, la segunda sección se perforó con broca de 12 1/4" hasta la Arena T y finalmente se perforó hasta la TD final con broca de 8 1/2" y se completó con tubería de 7". La profundidad final 10910 ft.</p>	<p>Registrar CBL-CastV / Sónico. Bajar cañones con wireline (Stim Gum). Dispara Intervalo 10534-10546 / 10555-10592 ft md. Bajar BES.</p>	<p>Saca BES. Realiza viaje de limpieza. Evalua intervalo 10534-10546 ft md / 10555 - 10592 ft md. Baja bha de fractura. Realiza pickling. Asienta sensores en no-go. Realiza prueba de inyektividad. Recupera sensores. Realiza Datafrac. Corre Temp. Realiza Fracutra. Corre Temperatura. Se encuentra fondo a 10350 ft md(1 tubo sobre el packer. Circula en reversa. Regrezan 5 Sx de propnet a superficie. Desasienta packer. Saca. Realiza viaje de limpieza. Evalua pozo. Completa con BES.</p>
N/A	10534-10546 / 10555-10592 ft md. (49 pies)	N/A

Tabla 2.27: Historiales de Reacondicionamiento del pozo PA-E

Tomado del Departamento de CoPo Ecuador TLC

2.3.3.5 Pruebas de Presión

En la tabla 2.28 se muestran los datos obtenidos de las pruebas de presión realizadas en este pozo antes y después del tratamiento, donde podemos comparar el daño y el índice de productividad.

POZO	FECHA	MP ft(TVD)	P @ MP (psia)	MP ft(TVDSS)	P @ DATUM (psia)	DATUM ft (TVDSS)	C (bbl/psi)	K (md)	Skin	Delta Pskin (psia)	IP BFPD/psi
PA-37	Ago-07	9973	4002.6	8923	4022.7	8975	1.15E-04	88	7.5	2080.5	0.2
PA-37	Sep-07	9973	4039.5	8923	4059.6	8975	1.36E-02	48	-0.4	-17.3	5.6

Tabla 2.28: Resultados de las pruebas de presión en los pozos antes y después del fracturamiento.
Elaborado por: Alicia Lozada

2.3.3.6 Diseño de la fractura

2.3.3.6.1 Datos del Simulador

Longitud media apuntalada	122.4 ft
Altura Hidráulica	70.1ft
Ancho promedio	0,149 in
Eficiencia	0,350
Máxima Presión en Superficie	5560 psi
Presión Neta	2491 psi
Conduvtividad promedia	2547 md.ft

En la Figura 2.32 se presenta el diseño preliminar de la fractura.

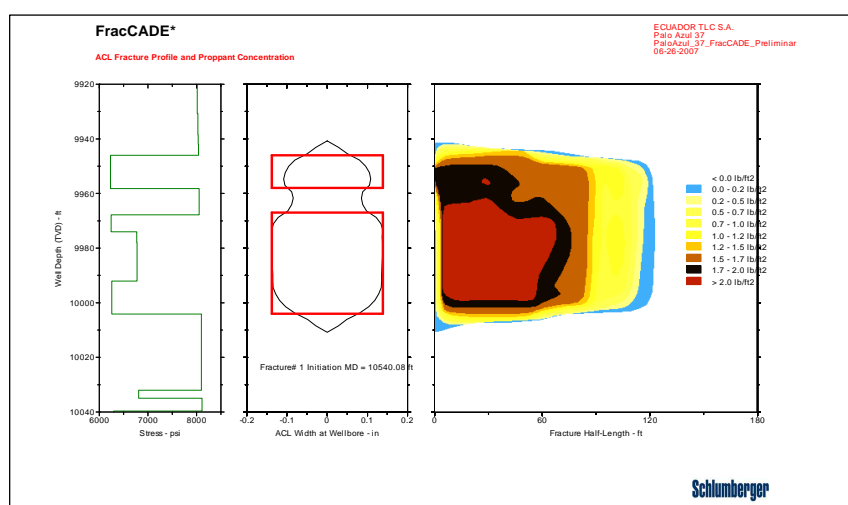


Tabla 2.32: Diseño preliminar de la fractura.

Fuente: Schlumberger

La fractura principal se realizó con los siguientes datos:

- 16128 bbls de YF130HTD bombeado a 18 bpm y 19999 gal de agua.
- 3871 bbls de WF135 bombeado a 18,1 bpm, a una presión de 5000 psi.

Presión de Tratamiento Promedio:	4944 psi
Máxima Presión de Tratamiento:	5997 psi
Caudal de inyección promedio:	19.1 bbl/min
Máximo caudal de inyección:	21.9bbl/min
Potencia promedio:	2352.4 hhp
Potencia Máxima:	3077 hhp
Presión Neta:	1998 psi
Concentración máx del prop:	5.2 PPA

Tabla 2.29: Datos del tratamiento principal
Realizado por Alicia Lozada

La Figura 2.33 muestra la ejecución del trabajo, presión de tratamiento, caudal de bombeo, concentración de arena en superficie y al fondo del pozo, y presión en el anular.

La tabla 2.30 resume los principales parámetros de la fractura, tanto como diseño preliminar, como ajuste en locación posterior al DataFRAC y finalmente como resultado de la calibración de presiones.

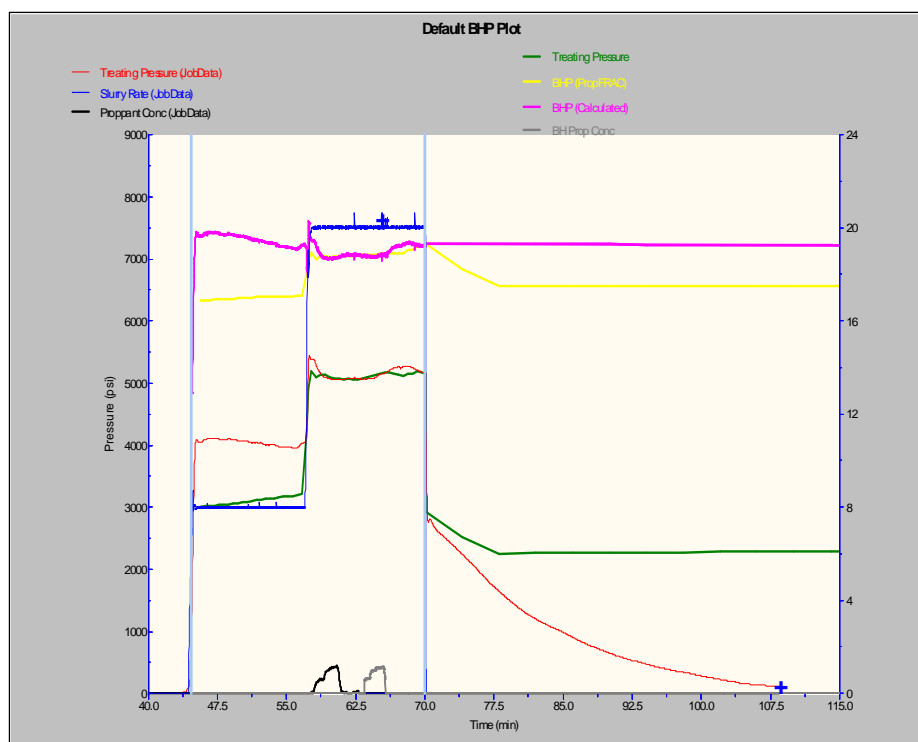


Figura 2.33: Superposición de presiones del tratamiento

Volúmenes y Geometría de Fractura			
	Unidades	Diseño	Ejecución real
Volumen de YF130HTD	Gal	10800	16128
Volumen de Ceramax 16/20	Lbs	23200	21421
Longitud de Fractura	Pies	122.4	107
Altura de Fractura	Pies	70	63
Ancho de Fractura	Pulg.	0.149	0,183
Conductividad Promedia	md-ft	2547	3196
FDC		0.35	0,5
Presión Neta	psi	2491	1884

Tabla 3.30: Parámetros de la Fractura

Fuente: Ecuador TLC

Toda la información complementaria al fracturamiento tanto para el pozo PA-37 como para los demás pozos fracturados se presenta en el el Anexo 2.3

2.3.3.7 Comparación de análisis de build up pre y post fractura

Las pruebas de Build up realizadas antes y después de la fractura muestran lo siguiente:

- Índice de productividad antes de la fractura = 0.2
- Daño pre-fractura calculado = 75

La prueba de Build up post-fractura fue realizada en el mes de Agosto, posterior a la ejecución del fracturamiento hidráulico. Los datos obtenidos se resumen en lo siguiente:

- Índice de productividad después de la fractura = 5.6
- Daño total = -0.4
- Permeabilidad = 48 md

De acuerdo a los resultados obtenidos, el incremento en el valor del IP es 5.4 veces, lo que representa un gran aumento en la producción.

En la tabla 2.31 se presentan los valores de incrementos de producción en este pozo.

Fecha	26-07-07 (Antes)	01-11-07 (Despues*)	Incremento
Producción de petróleo (BPPD)	0	1016	1016
BSW (%)	10	76	66
IP	0.2	5.6	5.4

Tabla 2.31: Incremento de producción

Fuente: Ecuador TLC

- ✓ De acuerdo a las simulaciones realizadas, la fractura se extiende hacia abajo hasta llegar a la zona lutítica ubicada a 10,600 ft, y el contacto agua/petróleo se encuentra a 10,731 ft.
- ✓ El diseño tuvo por objeto lograr un empaquetamiento en la zona cercana al pozo, dados los antecedentes de que esta formación tiene alta permeabilidad.

2.3.4 Resumen de los pozos fracturados antes y después de la estimulación

A continuación se presenta un resumen de todos los pozos fracturados, y en los anexos se podrá apreciar la completación, el historial de producción, el diseño de fractura y los resultados obtenidos.

La tabla 2.32 presenta un resumen del historial de producción de todos los pozos que fueron fracturados. Los datos incluyen la producción inicial, caudal, índice de productividad y corte de agua, y también los datos antes de iniciado el tratamiento.

POZO	FECHA ENTRA EN PROD.	INICIAL			EVENTOS	ANTES DE FRACTURAR		
		Q [BPD]	BSW [%]	IP		PROD ANTES DE FRACT	BSW [%]	IP antes de fractura
PA-D	08-Noviembre-2005	2100	0.2	1.62	2 workover	258	44	0.23
PA-E	28-Diciembre-2006	4520	10	2.5	2 workover	74	64	0.1
PA-F	11-Diciembre-2004	1071	0.2	0.57	4 workover	365	31	0.25
PA-G	15-Febrero-2005	1300	0.1	0.51	2 workover	308	2	0.12
PA-H	17-Diciembre-2005	3500	4.92	0.1	3 workover	331	22	0.15
PA-I	05-Noviembre-2007	126	4	0.05	2 workover	52	8	0.02
PA-J	21-Febrero-2006	2500	4	1.14	3 workover	500	0.8	0.2
PA-K	01-Julio-2005	1800	0.1	1.12	4 workover	442	9	0.19

Tabla 2.32: Producción inicial de los pozos candidatos a fracturar

Elaborado por Alicia Lozada

La tabla 2.33 muestra los datos acumulados de producción de todos los pozos fracturados después del tratamiento.

Pozos	Producción Acumulada		
	Petrólo Mbls	Agua Mbls	Gas MMPC
PA-D	1597,8	657,2	666
PA-E	566,1	3381,3	227,9
PA-F	1085,4	440,3	441,8
PA-G	2864,9	195,2	1124,2

PA-H	2734,6	2411,9	1158,6
PA-I	35,7	7,4	12,1
PA-J	1342,6	457	452,7
PA-K	903	40,3	308,9

Tabla 2.33: Acumulados de producción de los pozos fracturados
Elaborado por Alicia Lozada

La tabla 2.34 se presenta el análisis de pruebas de presión realizadas a los pozos fracturados antes del tratamiento, mientras que la tabla 2.35 muestra los resultados después del tratamiento.

- ✓ El pozo Palo Azul-05 y Palo Azul-06, se realizaron pruebas de presión antes del tratamiento de fracturación.
- ✓ Al pozo Palo Azul-06 no se le realizó Pruebas de Build up una vez que se concluyó con la estimulación, por lo que no se tiene datos de daño ni de presiones.

POZO	FECH A	MP ft(TVD)	P @ MP (psia)	MP ft(TVDSS)	P @ DATUM (psia)	DATUM ft (TVDSS)	C (bbl/psi)	K (md)	Skin	Delta Pskin (psia)	IP BFPD/ psi
PA-D	Feb-06	10001	3852.7	8964	3857	8975	1.05E-01	130	43.2	1839.4	0.7
PA-E	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
PA-F	Feb-06	9988	4157.3	8949	4167.2	8975	5.89E-02	245	-0.3	-42.5	5
PA-G	May-07	10042	4130	8975	4129.8	8975	2.00E-04	12	14.6	2235.8	0.1
PA-H	Feb-06	9920	4177.1	8881	4213.4	8975	1.00E-03	85	3.8	270	1
PA-I	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR

Tabla 2.34: Análisis de pruebas de presión de los pozos fracurados antes del tratamiento
Elaborado por Alicia Lozada

POZO	FECHA	MP ft(TVD)	P @ MP (psia)	MP ft(TVD SS)	P @ DATUM (psia)	DATUM ft (TVDSS)	C (bbl/psi)	K (md)	Skin	Delta Pskin (psia)	IP BFPD/ psi
PA-F	Nov-07	10001	3902.8	8964	3907.2	8975	2.5E-03	17	-2.9	-666.8	1.1
PA-G	Nov-07	1004	3800.8	8967	3804.0	8975	5.42E-03	67	0	0	3.2
PA-H	Dic-07	9988	3929.5	8949	3939.4	8975	2.9E-02	362	-5	-156.8	8.3
PA-I	Dic-07	10042	3883	8975	3882.8	8975	1.67E-04	2	0	44.5	0.04
PA-J	Dic-07	9920	3904.9	8881	3941.2	8975	2.26E-03	57	-4.5	-808	2.6

Tabla 2.35: Análisis de pruebas de presión de los pozos fracurados después del tratamiento
Elaborado por Alicia Lozada

La tabla 2.36 y 2.37 presentan los resultados después de la estimulación y la tabla 2.38 presenta un resumen del trabajo de fracturamiento, donde se incluye la geometría de la fractura, presiones de tratamiento y cantidad de apuntalante y gel utilizado.

POZO	Fecha Fractura	Intervalo Fracturado ft MD	PRODUCCIÓN (BPPD)		
			Antes	Después	Increment
PA-D	Agosto 2007	10687'-10708'	258	2104	1846
PA-E	Septiembre 2007	10534'-10546' 10555'-10592'	0	1016	1016
PA-F	Noviembre 2007	10675'-10687' 10640'-10649'	365	1040	675
PA-G	Noviembre 2007	10552'-10574'	306	2799	2492
PA-H	Diciembre 2007	10680'-10700'	332	3000	2668
PA-I	Diciembre 2007	11754'-11766' 11786'-11796'	52	180	128
PA-J	Diciembre 2007	11232'-11256' 11263'-11273'	501	3000	2499
PA-K	Enero 2009	10616'-10644'	442	620	178
Total			2257	13758	11502

Tabla 2.36: Resultados obtenidos

Elaborado por Alicia Lozada

Pozos	Fecha Fracturamiento	RESULTADOS POSTFRACT	
		Factor daño (S)	Indice Productividad (bld/psia)
PA-D	Ago-07	0	2,77
PA-E	Sep-07	-0,05	6,21
PA-F	Nov-07	-2,88	1,127
PA-G	Nov-07	-1,5	3,16
PA-H	Dic-07	-4,99	11,03
PA-I	Dic-07	0	0,22
PA-J	Dic-07	-4,3	2,96
PA-K	Dic-08	-	0,35

Tabla 2.37: IP después del tratamiento

Elaborado por Alicia Lozada

2.3.5 Comentarios Técnicos

- ✓ El incremento de producción que el Campo Palo Azul tuvo después de la campaña de fracturamiento hidráulico fue significativo para la empresa y la inversión se recuperó en un tiempo corto.
- ✓ El diseño de fracturamiento fue propio para cada pozo, sin embargo el pozo Palo Azul-D el primer pozo fracturado, sirvió como base para el diseño de los demás, las

propiedades mecánicas de la roca fueron obtenidas con el registro DSI corrido únicamente en dicho pozo.

- ✓ Después de los trabajos se concluyó con que el reservorio Hollín tuvo buena respuesta a este tipo de estimulaciones.
- ✓ En el pozo PA-K el tratamiento terminó con un arenamiento prematuro mientras se bombeaba aproximadamente el 30% del total del desplazamiento programado para el pozo.
- ✓ A medida que se fracturaban más pozos se daba una reducción progresiva de costos.
- ✓ Se logró una recuperación inmediata de la producción y remoción del daño de formación.
- ✓ El riesgo que se tenía siempre es el hecho de a lo mejor llegar a conectar la fractura con el acuífero.
- ✓ Se dispone de un análisis técnico detallado a nivel de cada pozo presentado en cada uno de los anexos citados.
- ✓ Luego de realizados los trabajos, los registros de temperatura tomados en cada pozo indican que la fractura no se extiende hasta el sello lutítico en ninguno de los pozos, lo cual es un punto positivo ya que así aseguramos que el acuífero no se conecte con la formación.

TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO EN EL CAMPO PALO AZUL

POZO	Fecha Fractura	Formación	Intervalo Fracturado ft MD	Altura de Fractura Empaque (ft)	Long. Fract Empaquetad (ft)	Ancho Prome Empaquetado (pul)	Presión de Fractura (psia)	Gradiente de Fractura (psia/ft)	Concentración Apunt Final (lb/ft3)
PA-D	Ago 07	Hollín	10687'-10708'	48	180	0.118	6819	0.69	121
PA-E	Septi07	Hollín	10534'-10546' 10555'-10592'	63	107	0.183	6214	0.62	167
PA-F	Nov 07	Hollín	10675'-10687' 10640'-10649'	62	149	0.136	6700	0.67	123
PA-G	Nov 07	Hollín	10552'-10574'	80	144	0.101	6600	0.66	0.86
PA-H	Dic 07	Hollín	10680'-10700'	73	165	0.09	6050	0.67	0.855
PA-I	Dic 07	Hollín	11754'-11766' 11786'-11796'	81	127	0.125	7800	0.78	1.15
PA-J	Dic 07	Hollín	11232'-11256' 11263'-11273'	52	223	0.143	6100	0.61	1.34
PA-K	Eno 09	Hollín	10616'-10644'	88	53	0.363	6920	0.69	0.77

POZO	Libras totales De Apunt. Data frac(lbs)	Libras totales de Apunt. Fractu (lbs)	Tipo de Apunt.	Tipo de Gel	Conductividad Efectiva (md.ft)	Rata de Bomb Prom (bpm)	Presión de Trabajo Max. Alcanzada (psia)	Presión Neta EOJ (psia)	Hubo Arenamiento Si o No?
PA-D	1536	28933	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	3038	21	6519	1472	N
PA-E	1953	17484	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	4689	19.1	5997	1844	N
PA-F	1350	30850	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	3755	17	6825	2122	N
PA-G	2076	21970	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	1100	17	6097	386	N
PA-H	1940	26436	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	1568	15	6050	1135	N
PA-I	1780	28671	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	2113	19	7347	1648	N
PA-J	1502	29547	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	3290	15	6500	1934	N
PA-K	1500	22708	CARBO LITE 16/20	YF135HTD	3752	12	10217	3435	S

Tabla 2.38: Resumen de los trabajos de fracturamiento realizados en el campo Palo Azul

Tomado del Departamento de Reservorios y de la Compañía Schlumberge

2.4 ANÁLISIS POST FRACTURA

Los objetivos planteados con el fracturamiento consistió en pasar la zona dañada causada principalmente por la migración de finos controlando el crecimiento vertical de la fractura a fin de no alcanzar la zona de agua, y aumentar la producción de los pozos, los cuales se cumplieron satisfactoriamente. El incremento de producción considerable se debió a que la fractura creó una nueva capacidad de flujo dentro del reservorio debido a que la conductividad de la zona fracturada fue mucho mayor que la de la formación.

Sin embargo, los pozos perdieron producción poco después de aplicado el tratamiento, razón por la cual se desea realizar un análisis post fractura para identificar los problemas que tienen los pozos fracturados y proponer alternativas que mejoren la producción y controlen el corte de agua de los mismos.

2.4.1 Situación actual de los pozos fracturados

La mayoría de los pozos fracturados presentan una disminución exagerada en la producción de petróleo y por ende un incremento en el BSW. Para realizar el análisis post fractura de cada pozo se van a utilizar los historiales de producción y de reacondicionamientos.

2.4.1.1 Palo Azul D

Una vez que el pozo fue fracturado tuvo un incremento sustancial de producción para el campo de 1846 BPPD, el BSW subió de 44% a 54% manteniéndose hasta la fecha con dicho porcentaje. La producción de petróleo actualmente está en 762 BPPD mientras que la producción de agua está en 850 BAPD. El pozo no ha tenido más reacondicionamientos después de la fractura (Agosto 2007).

El porcentaje de declinación del pozo antes del tratamiento fue 50% a un caudal de 258 BPPD, y el porcentaje después de la fractura es de 47% con una caudal de 763 BPPD, lo que nos indica el éxito del tratamiento. En la Figura 2.34 se presenta el comportamiento de la producción de éste pozo, los eventos, el índice de productividad, el corte de agua y la presión de fondo fluyente.

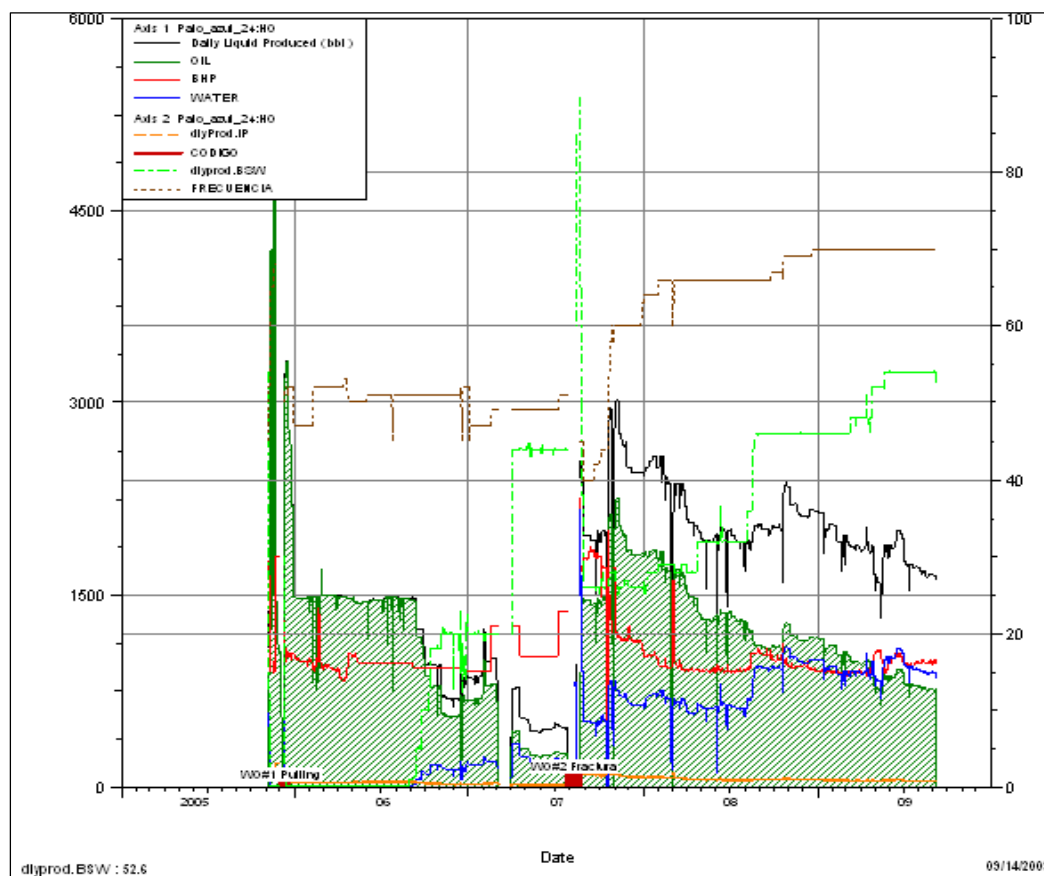


Figura: 2.34: Comportamiento de la producción del pozo PA-D
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

Se puede observar que la presión de fondo está por debajo de la presión de burbuja (1250 psi), y que el IP ha disminuido de 2.77 a 0.78.

2.4.1.2 Palo Azul E

El pozo se fracturó en Septiembre del 2007, fecha en la cual el pozo se encontraba cerrado ya que anteriormente producía un caudal no rentable de 120 BPPD y presentaba un corte de agua del 64%. Después del tratamiento el caudal se incrementó a 1016 BPPD y el corte de agua se incrementó al 70%. El pozo tenido un incremento en el caudal de fluido desde entonces, pero el corte de agua también se ha incrementado llegando a un pico de 95%, porcentaje que hasta la fecha se mantiene. En Diciembre del 2008 se realiza un reacondicionamiento al pozo para un cambio de la bomba BES, a partir de ésta fecha la producción del líquido se

incrementa a 7126 BFPD y el BSW 95%. Actualmente el pozo produce 204 BPPD al mismo corte de agua y la presión de fondo (1338) está por encima del punto de burbuja.

Se puede presumir a partir de la historia de producción (forecast) que el pozo no está dañado ya que la producción de fluido se incrementa con el paso del tiempo, sin embargo la producción de agua es mucho mayor que la de petróleo, lo que cuestiona que está pasando con la formación.

Para responder esta pregunta se analizó la geología estructural y estratigráfica del pozo, y se realizaron correlaciones de los cortes estratigráficos de los pozos cercanos al mismo, y se pudo observar que el sello lutítico no es continuo en todos los pozos. Las correlaciones se realizaron con los pozos PA X-E-Y, la misma que indica que el agua está ingresando a ocupar los espacios ya drenados empezando por el pozo PA-X que es el que más cerca se localiza al acuífero, y ya que el pozo PA E se encuentra muy cerca, también está presentando el mismo comportamiento, es decir, alta producción de agua. En la figura 2.35 se aprecia la no continuidad de los sellos o barreras lutíticas de las correlaciones y en la figura 2.36 se presenta el historial del pozo.

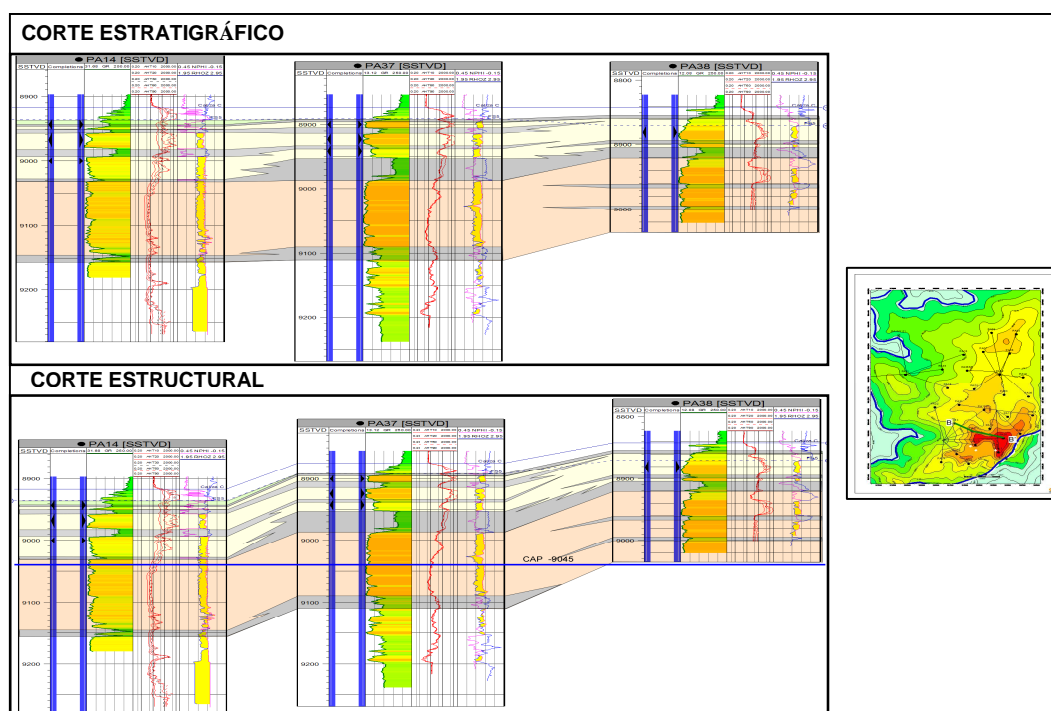


Figura: 2.35: Correlaciones de los cortes estructurales y estratigráficos de los pozos PA X-E-Y
Tomado del Departamento de Reservorios Ecuador TLC

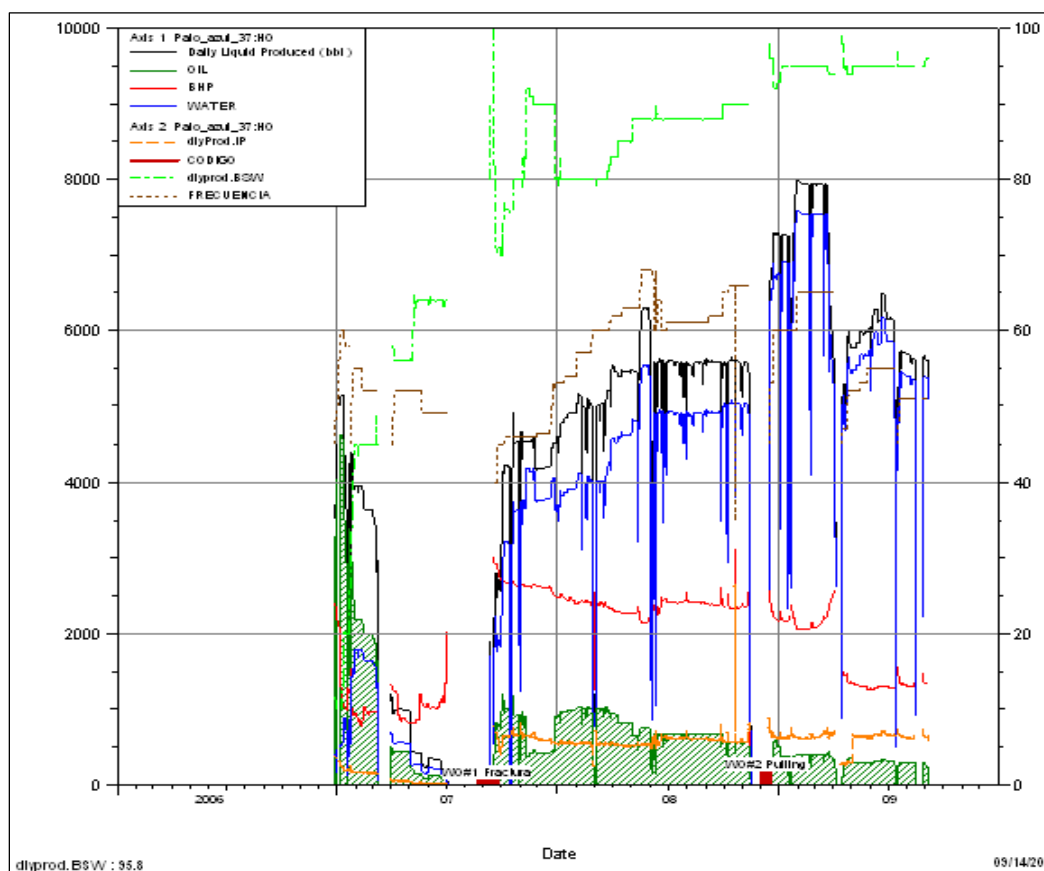


Figura: 2.36: Comportamiento de la producción del pozo PA-E
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

2.3.1.3 Palo Azul F

El pozo se fracturó en Noviembre del 2007, la producción aumentó a 1040 BPPD por un período de un mes a un corte de agua de 45%, después de este tiempo la producción disminuye paulatinamente hasta llegar a un caudal de 111 BPPD y el BSW aumentó a 57%. Estos valores preocupan a la empresa, la cual con estudios llega a la conclusión de que existe un daño de formación causado por la migración de finos, razón por la cual se realiza un trabajo de estimulación matricial con un ácido orgánico que no dañe la formación y remueva el daño. Este trabajo se realizó en abril del 2009 con la compañía BJ.

Luego del trabajo de estimulación el pozo incrementó la producción de fluido y por ende la de petróleo ya que antes se encontraba produciendo 301 BFPD y 130 BPPD mientras que

actualmente se encuentra produciendo 801 BFPD y 219 BPPD. El corte de agua también se incrementó de 58 % a 76%, y la declinación disminuyó de 65 a 53%.

En la tabla 2.40 se presentan los resultados obtenidos del buil up realizado después del tratamiento de estimulación matricial, se puede observar que el pozo presenta un daño posiblemente menor al que se tenía antes de la estimulación.

Model Parameters	
Well & Wellbore parameters (PALO AZUL F)	
C	5,86E-4 bbl/psi
Skin	13,2
Geometrical Skin	3,88
hw	41 ft
zw	34,4 ft
Reservoir & Boundary Parameters	
h	55 ft
Pi	3666,81 psia
k.h	2400 md.ft
k	43,6 md

Tabla 2.39: Resultados de las pruebas de presión después del tratamiento

Elaborado por Alicia Lozada

Se puede concluir que el trabajo dio los resultados esperados, remover de alguna manera el daño e incrementar la producción, lo cual se ve reflejado en el incremento del IP de 0.13 a 0.43. (Ver Figura 2.37)

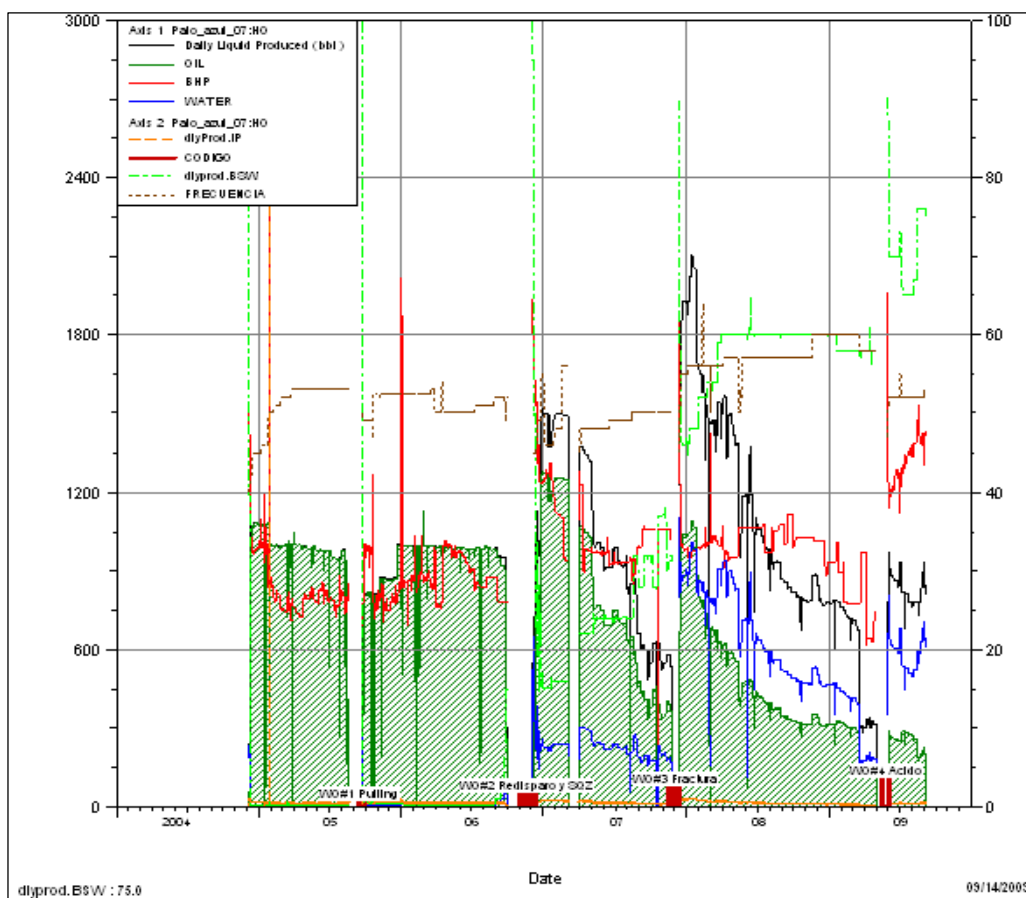


Figura: 2.37: Comportamiento de la producción del pozo PA-F
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

2.4.1.4 Palo Azul G

El trabajo de fracturación en este pozo se llevó a cabo en noviembre del 2007 incrementado la producción de 331 BPPD a 2799 BPPD y el BSW de 0.78% a 3.52%. Actualmente el pozo está produciendo 2705 BPPD y un BSW de 18%, la presión de fondo se encuentra por debajo del punto de burbuja. Este pozo ha mantenido una producción muy buena a partir del trabajo de fracturamiento, evento que indica haber sido exitoso. Ver figura 2.38.

Se desea mantener la producción actual controlando la producción de agua con alternativas que permitan que no se incremente el BSW.

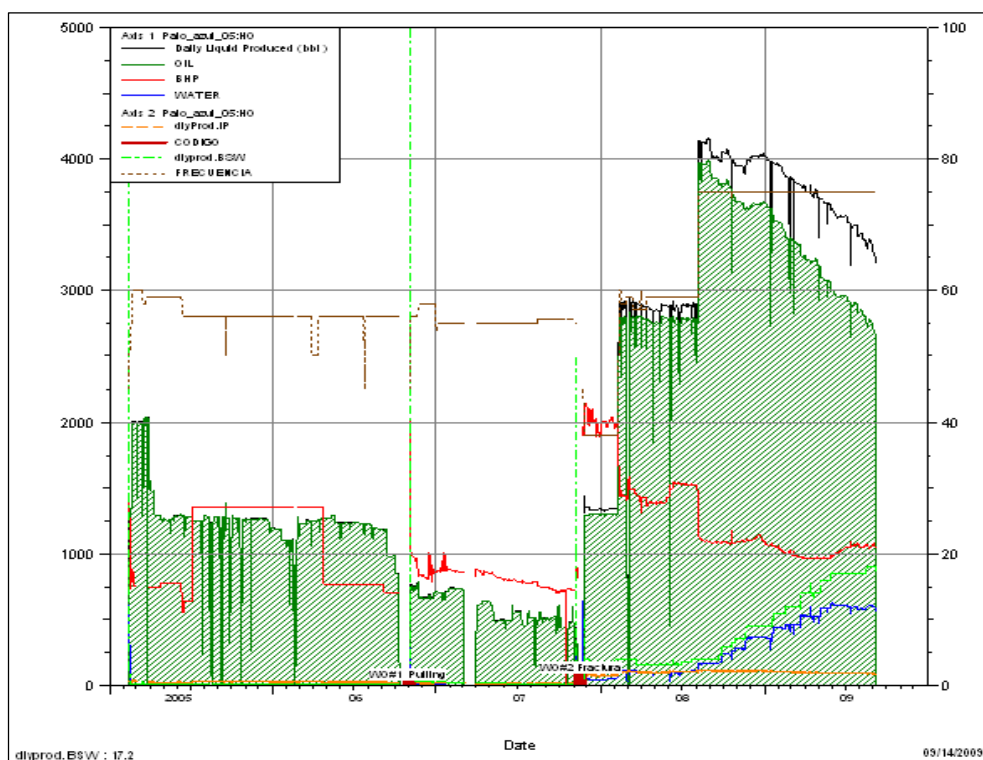


Figura: 2.38: Comportamiento de la producción del pozo PA-G
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

2.4.1.5 Palo Azul H

El pozo fue fracturado en Diciembre del 2007 la producción se incrementó de 332 BPPD a 3000 BPPD y el BSW de 22% a 39%. La producción de fluido se ha incrementado desde esa fecha, pero la de petróleo en cambio ha estado disminuyendo.

El BSW actual está en 83% y la producción de petróleo en 1038 BPPD. Por el incremento de fluido a 6392 BPPD se puede predecir que el pozo no presenta un daño severo ya que la producción de fluido es alta.

En noviembre del 2008 se procede a realizar un reacondicionamiento para cambiar la bomba. Se puede observar en la Figura 2.39 la producción de fluido se incrementa con el pasar del tiempo, lo que nos lleva a la conclusión de que el pozo no tendría daño aparente, sin embargo el alto corte de agua hace pensar que posiblemente el acuífero se haya conectado con la formación, dicha asunción será analizada en el capítulo 3.

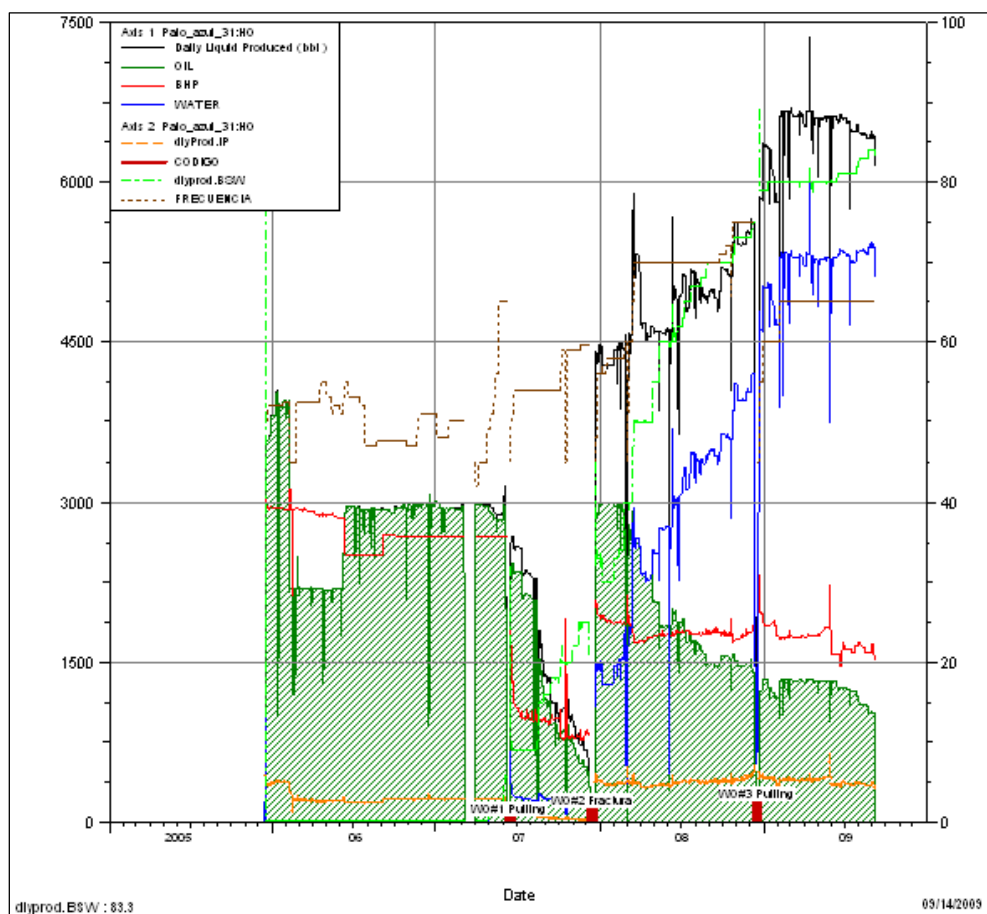


Figura: 2.39: Comportamiento de la producción del pozo PA-H
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

2.4.1.6 Palo Azul I

El pozo se lo fracturó en Diciembre del 2007 incrementando la producción de petróleo de 52 a 180 BPPD y el corte de agua de 2% al 27%.

El pozo presentó muy bajo aporte de fluido (62BFPD) pese a la estimulación, por lo que en el mes de Mayo del 2008 se decidió cerrarlo. Para la empresa operadora un pozo deja de ser rentable si éste presenta un caudal menor a 50BPPD, lo que le sucedió al pozo PA-18.

En la figura 2.40 se presenta el historial de producción del pozo.

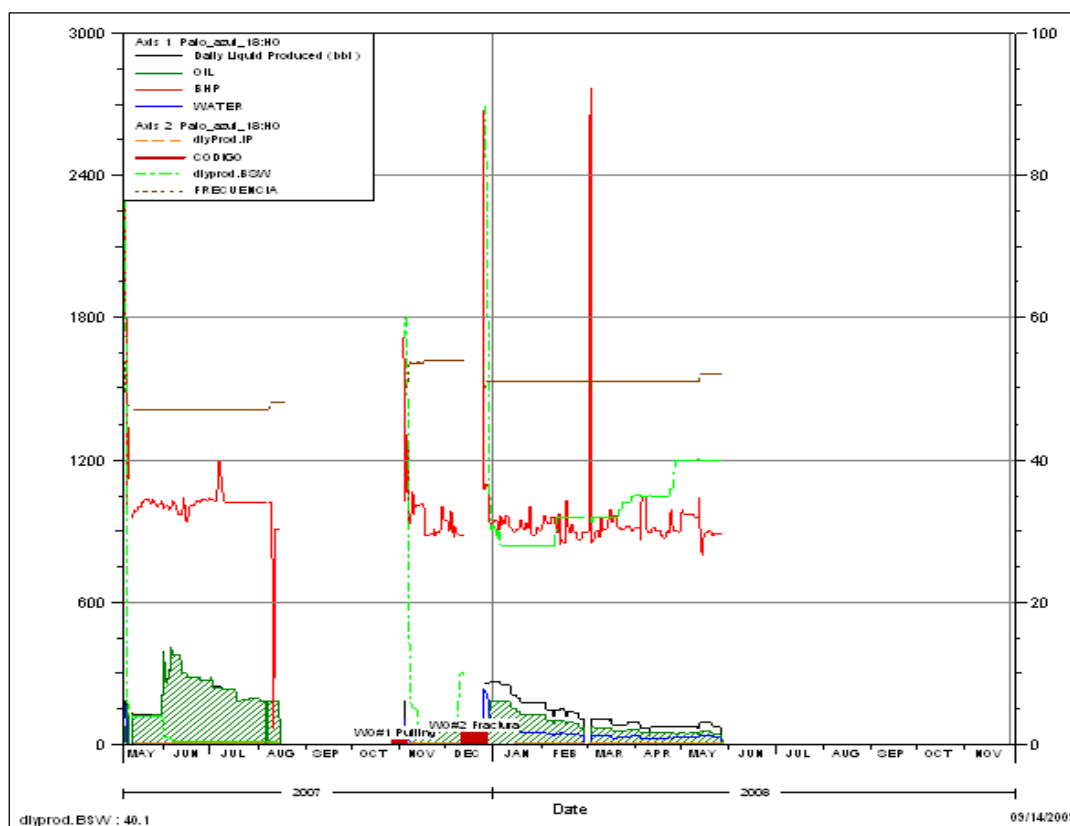


Figura: 2.40: Comportamiento de la producción del pozo PA-I
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

2.3.1.7 Palo Azul J

El pozo se fracturó en Diciembre del 2007 presentando un incremento de producción de petróleo de 501 a 3000 BPPD y en el corte de agua de 1.62 a 23%.

La producción de fluido luego de un lapso de tiempo de tres meses cae a 1792 BFPD. En enero del 2009 se realiza un reacondicionamiento del pozo para cambiar la bomba BES.

En abril del mismo año se decide estimular al pozo con el fin de disminuir el alto corte de agua (BSW) proveniente de la zona productora e incrementar de ésta manera la producción de crudo de forma directa, controlando la producción de finos provenientes de la Formación. Para cumplir el objetivo se utilizó un modificador de permeabilidades relativas (RPM AQUACON) empleando Coild Tubing.

Luego del aplicado el tratamiento el pozo no respondió adecuadamente ya que se desplazó al Aquacon rápidamente y no se dio suficientemente tiempo para que éste actúe. El tiempo que

se necesita es de al menos 18 horas y solo se lo dejó actuar 1 hora, por tal motivo la producción no aumentó y por el contrario el corte de agua se incrementó de 59% a 66%. Actualmente el pozo está produciendo 604 BPPD. Ver Figura 2.41

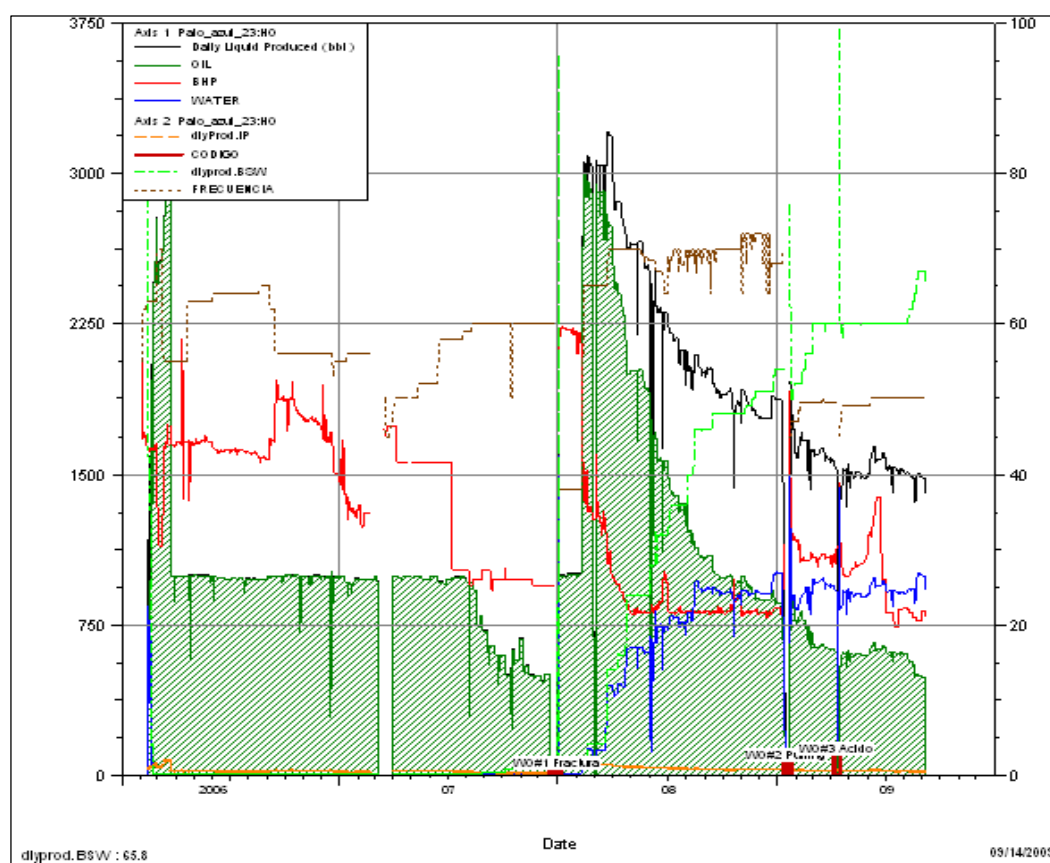


Figura: 2.41: Comportamiento de la producción del pozo PA-J
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

2.4.1.8 Palo Azul K

El pozo fue fracturado en Enero del 2009 y el incremento de producción fue de 442 BPPD a 620 BPPD. A partir de esta fecha se ha mantenido la producción e incluso ha mejorado para estar actualmente en 819 BPPD con un corte de agua de 15%. Ver figura 2.42.

Ya que el pozo al momento de fracturar tuvo problemas de arenamiento debido posiblemente a que el ancho de fractura fue insuficiente porque el caudal de bombeo fue bajo e impidió tener suficiente presión neta. También se pudo observar durante el tratamiento, algunas pequeñas fisuras naturales que pudieron haber causado una deshidratación del fluido.

Sin embargo el aporte del pozo ha sido bueno, se puede considerar alguna clase de tratamiento que mejore la producción y mantenga el actual corte de agua, sin dañar la formación.

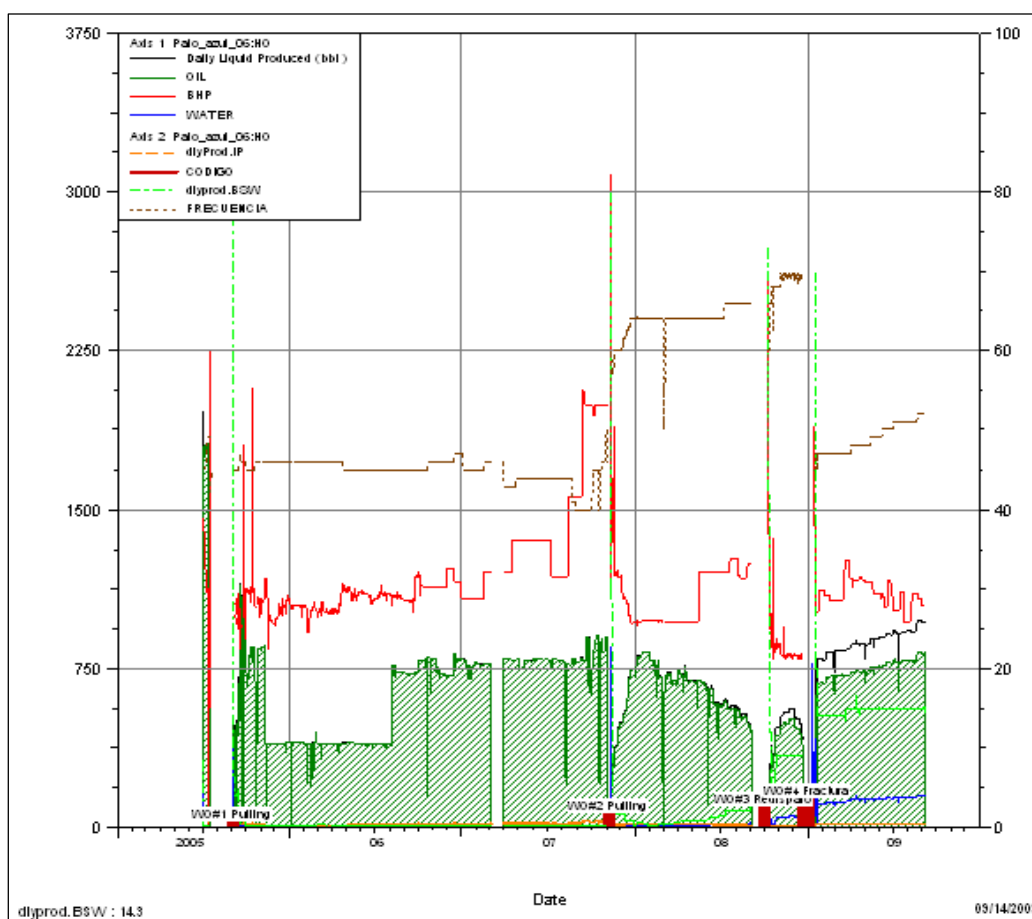


Figura: 2.42: Comportamiento de la producción del pozo PA-K
Realizado por: Alicia Lozada en OFM

En la tabla 2.40 se presenta un resumen de las producciones actuales de agua y petróleo de los pozos fracturados.

En la tabla 2.41 y 2.42 se presentan las declinaciones y reservas antes y después de los trabajos tanto de estimulación matricial y de fracturamiento que se realizaron en los pozos.

Pozo	Producción de oil [BPD]	Producción de agua [BAD]	BSW [%]
PA-D	762	850	52
PA-E	267	5326	95
PA-F	187	643	76
PA-G	2237	618	18
PA-H	1022	5291	84
PA-I	503	1017	67
PA-J	827	139	15

Tabla 2.40: Producción actual de los pozos fracturados

Fuente: Departamento de Producción Ecuador TLC

Pozo	Declinación	Caudal BPPD	Acumula Prod Mbls	Reservas Mbls	EUR Mbls
PA-D	0,5	258	1587,9	8,49	1596,45
PA-E	0,27	117	56,044	13,19	576,24
PA-F	0,51	364	1084	52,54	1137,5
PA-G	0,28	472	2859,61	218,82	3078,43
PA-H	0,99	509	2732,66	54,65	2787,3
PA-I	0,06	52	35,68	4,622	40,31
PA-J	0,13	500	1341,6	814,53	2156,2
PA-K	0,61	803,25	934,25	290,39	1224,65

Tabla 2.4: Condiciones de los pozos antes de fracturar

Realizado por Alicia Lozada

Pozo	Declinación	Caudal BPPD	Acumula Prod Mbls	Reservas Mbls	EUR Mbls	Observaciones
PA-D	0,47	763	1587,9	403,8	1991,071	
PA-E	0,57	224	555	133,27	698,91	
PA-F	0,43	131	1084	35,7	1120	Fractura
PA-F	0,52	201	1084	670,04	1755	Ácido
PA-G	0,34	3652	2859	2249,62	5109,22	
PA-H	0,44	1027	2732	610	3343,62	
PA-I	0,32	16	35,68		35,68	Cerrado
PA-J	0,32	479	1358,9	85,29	1444,2	Acido
PA-K	0,26	803,25	934,91	1182,69	2116,95	

Tabla 2.42: Condiciones actuales de los pozos fracturados

Realizado por Alicia Lozada

2.4.2 RESUMEN

- ✓ Practicar una estimulación matricial con el fin de incrementar la producción en pozos fracturados ha dado resultados positivos, y el pozo PA-D podría ser un buen candidato ya que presenta un decremento de producción considerable lo que indicaría posiblemente presencia de daño por finos.
- ✓ El tratamiento con modificadores de permeabilidad bien efectuado podría servir en los pozos con alto corte de agua como es el caso de PA-E y PA-H. En el pozo PA-J se debería volver a aplicar el tratamiento ya que no se lo realizó correctamente.
- ✓ Los pozos PA-G y PA-K presentan una producción muy estable y un corte de agua bajo, por lo que hay que estudiar muy bien la posibilidad de aplicar en éstos algún tratamiento post fractura.

En el capítulo 3 se describirán las alternativas encontradas para incrementar la producción de petróleo y controlar la de agua, como también los resultados de los análisis de núcleos que sustentan las mismas.

CAPÍTULO III

3. ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN

3.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Es el tipo de estimulación que se lleva a cabo inyectando fluidos (ácidos) a la formación en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original. Logrando así estimular el pozo a su capacidad natural de producción.

El propósito de un tratamiento de estimulación es generar patrones de flujo que restauren la conductividad desde el yacimiento hasta la pared del pozo, por las cuales los hidrocarburos pueden fluir.

3.1.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN ARENISCAS

Las calizas y dolomitas reaccionan a altas velocidades con el ácido clorhídrico, y a moderadas velocidades con los ácidos fórmico y acético, pero las formaciones de areniscas poco o nada con estos tres ácidos.

Para las formaciones de areniscas el tipo de ácido que puede usarse es ácido fluorhídrico (HF), mezclado con ácido clorhídrico (HCl) o con ácidos orgánicos para disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas, debido a que estos minerales tienen mayor área de contacto, y la mayoría del HF se gastará más rápido en estos materiales que en el cuarzo o en las arenas.

Las areniscas generalmente están compuestas de cuarzo o sílice (SiO₂), feldespato, caliza o dolomita, arcillas (caolinita, illita, montmorillonita), clorita, o mezclas, y otros minerales como piritita (sulfuro de hierro), siderita (carbonato de hierro), hematita o limonita (óxidos de hierro), mica, y otros menos comunes. La arena Hollín contiene minerales de hierro, debido a esto el uso de sistemas ácidos en especial el ácido clorhídrico se hace muy peligroso por la reacción de éste con los hierros de formación causando depósitos de hierro que son insolubles

y la formación de sludges (lodos) producto de la reacción del crudo (en sus componentes asfaltenicos) con el ácido.

Estimular un pozo resulta en la limpieza de los canales de flujo, esto puede tener el factor negativo ya que no solo se incrementa la producción de petróleo sino también la producción de agua, es por esto que en varios casos al estimular la formación aumenta el BSW. Lo anterior es la razón por lo que se recomienda estimular pozos con cortes de agua menor al 50%. Para los otros casos se debe complementar la estimulación con modificadores de Permeabilidad Relativa que controlen el incremento de producción de agua.

3.1.2 COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO

En las estimulaciones matriciales, especialmente en areniscas, existen tres etapas básicas de bombeo.

- Preflujo
- Tratamiento principal
- Sobredesplazamiento

3.1.2.1 Preflujo

El preflujo siempre es el primer fluido a bombear el cual proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo y gastado y los fluidos de la formación. El objetivo de los preflujos en tratamientos ácidos es evitar el contacto de cualquier ácido con el petróleo de la formación, o del ácido fluorhídrico con compuestos de sodio, potasio o calcio.

En el primer caso los preflujos deben ser mezclas de hidrocarburos livianos, con solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes, tales que garanticen la mínima tensión interfacial, de modo que se reduzca al mínimo la saturación de petróleo residual en la zona a ser tratada por el ácido, evitando la formación de emulsiones, y al mismo tiempo aseguren el rápido retorno de los fluidos inyectados, al disminuir la presión capilar.

El segundo caso, el preflujo es de ácido clorhídrico o ácidos orgánicos, para eliminar carbonatos, o de cloruro de amonio, para evitar el contacto del HF con salmueras de calcio, sodio o potasio.

3.1.2.2 Tratamiento principal

Consiste en mezclas de ácidos que contienen HF y aditivos para controlar sus funciones. Está diseñado para eliminar el daño que ha sido diagnosticado.

3.1.2.3 Sobre desplazamiento

Tiene por objeto desplazar el ácido hasta el límite del área crítica alrededor del pozo, permitiéndole gastarse completamente, y alejando los precipitados secundarios de las reacciones. Los sobre desplazamientos pueden ser:

- ✓ Soluciones de cloruro de amonio con solvente mutuo y estabilizador de arcillas
- ✓ HCl o ácido orgánico débil
- ✓ Gasoil con solvente mutuo (sólo pozos de petróleo)
- ✓ Solvente mutuo con surfactantes
- ✓ Nitrógeno, para facilitar el retorno a producción

3.1.3 Análisis del estudio de núcleos en el campo Palo Azul

El campo Palo Azul presenta un severo daño de formación debido a la migración de finos, el tratamiento recomendado para atacar problemas de taponamiento por finos son en general sistemas ácidos, los cuales para nuestro caso necesitan de un estudio previo en núcleos de formación para determinar que sistema ácido probado es el más eficaz y así optimizar las concentraciones en los tratamientos. Las pruebas y estudios son los siguientes:

- Estudios químicos que incluyen pruebas de solubilidad y cálculo de hierro disuelto en las etapas ácidas del tratamiento.
- Estudios petrofísicos que determinan la porosidad y la permeabilidad.
- Pruebas de flujo en núcleos del tratamiento, para observar el comportamiento de la permeabilidad de la roca relativa a los fluidos inyectados.

La empresa de servicios BJ fue la encargada de realizar el estudio de dos núcleos del pozo Palo Azul C en el año 2006 para identificar los ácidos más compatibles con la formación en un tratamiento de estimulación matricial.

Primero se determinó la mineralogía para asistir al diseño del sistema ácido. En las muestras fue dominante la presencia de cuarzo. La caolinita era el único mineral de la arcilla detectado. En la Figura 3.1 se puede observar una muestra microscópica del núcleo del pozo PA-C donde se aprecia claramente la presencia de la Caolinita.

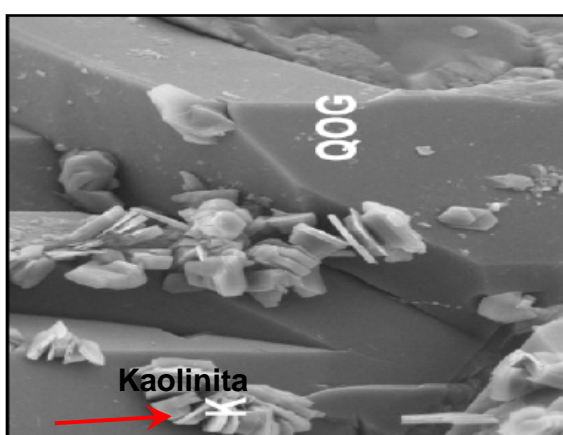


Figura 3.1: Análisis de cores del pozo PA-C
Fuente: BJ Services

Luego se realizaron pruebas de flujo que se detallan a continuación:

1. Antes del análisis, los núcleos fueron asentados en mangas de goma con una presión de confinamiento de 1000 psi. Se fluyó agua con cloruro de amonio (NH_4Cl) aditivada con un surfactante con características fuertes de mojabilidad al agua y solvente mutuo. Estos aditivos son añadidos para asegurar que la arenisca es mojada al agua y evitar la formación de micro emulsión. El sistema fue gradualmente calentado hasta 180 °F. Se mantuvo una contrapresión de de 300 psi durante las pruebas.
2. Para todas las pruebas, la dirección de flujo fue establecida desde la formación hasta el pozo (simulando producción) con el petróleo en un estado estable en una formación arbitraria al wellbore (de producción) la dirección tratando de mantener una permeabilidad al petróleo estable.

3. Sistemas ácidos fueron inyectados así: 1) 2 volúmenes de poro de NH_4Cl ; 2) 3 volúmenes de poro de ácido de preflujo; 3) 6 volúmenes de poro del tratamiento principal ácido; 4) 4 volúmenes de poro de ácido de postflujo; 5) 5 volúmenes de poro de cloruro de amonio.

4. El flujo fue reestablecido en todos los casos en la dirección de producción con el petróleo sintético hasta estabilizar el flujo.

La primera prueba se realizó inyectando ácido clorhídrico al 15% como preflujo, y HF al 3% como tratamiento principal, y se observó que el HF realizó una mínima disolución de la Caolinita pero que la permeabilidad no fue mejorada con un preflujo de ácido clorhídrico y por el contrario disminuyó.

En la figura 3.2 se presenta los resultados de esta primera inyección. Luego de varios ensayos se observó que la mejora relativa de la permeabilidad fue con un sistema BJ Sand Stone Acid que es una combinación de HF al 4.5% con ácido orgánico como preflujo al 10%, donde se observó una remoción de la Caolinita, lo que nos indicó que se puede usar altas concentraciones de HF para remover los finos. En la Figura 3.3 se presenta el comportamiento de la permeabilidad con el ácido utilizado.

3.1.3.1 Pruebas de Compatibilidad de fluidos

Los fluidos que se van a inyectar al pozo durante el tratamiento de Estimulación Matricial no deben provocar ningún tipo de reacción con los fluidos de la formación (agua, gas y petróleo). Antes de realizar la estimulación, es necesario tomar una muestra de petróleo del pozo candidato para realizar las pruebas de compatibilidad como las pruebas de emulsificación. Se realizan diferentes análisis de compatibilidad en laboratorio, de esta manera se evita que los componentes que se van a inyectar en el tratamiento produzcan reacciones indeseables con los fluidos del pozo. En el laboratorio se probaron distintas concentraciones de reactivos hasta encontrar la receta más adecuada para el pozo a estimularse.

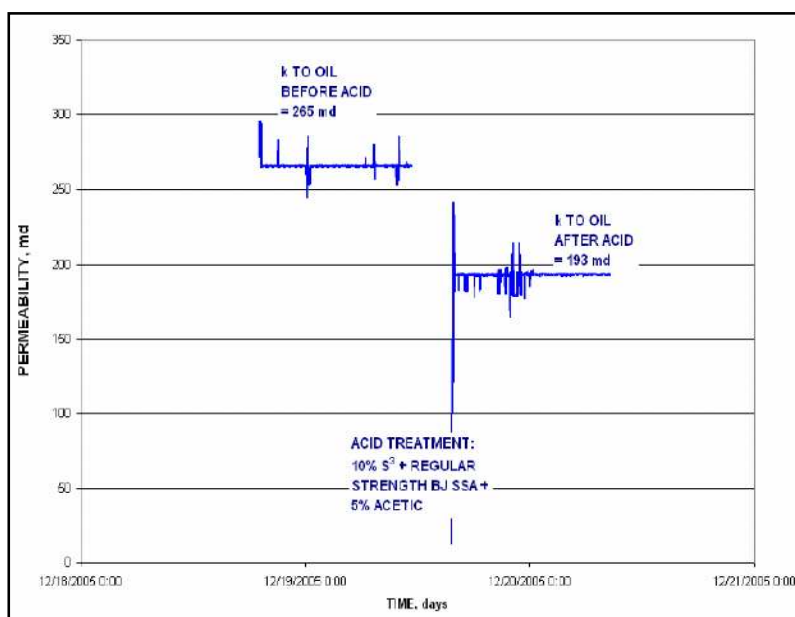


Figura 3.2: Respuesta a la primera prueba de inyección

Fuente: BJ Services

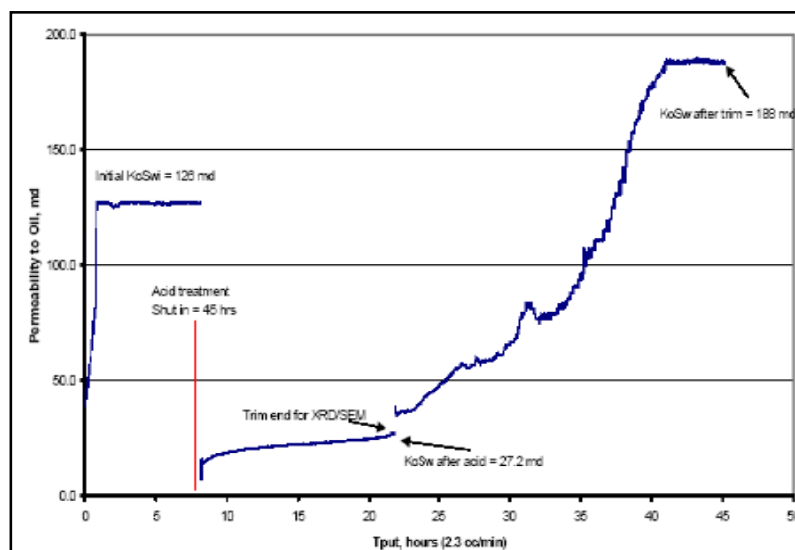


Figura 3.3: Respuesta a la segunda prueba de inyección

Fuente: BJ Services

3.1.3.2 Resultados de pruebas

Luego de los estudios tanto de fluidos, núcleos, mineralogía, tratamientos, etc., podemos resumirlos así:

- Todo fluido colocado en formación debe contener surfactantes (para evitar formación de emulsiones).
- Debido a la presencia de minerales de Hierro (Fe) no se debe usar ácidos inorgánicos en los tratamientos
- El ácido fluorhídrico ha sido probado con éxito hasta el 6%.
- Todo surfactante a ser usado en los fluidos de control debe ser validado previamente por estudios de compatibilidad de fluidos y por barridos de permeabilidad en núcleos.
- Previo a un tratamiento ácido en la formación se deben realizar pruebas de compatibilidad de fluidos y barrido en núcleos para mejorar las probabilidades de éxito de las estimulaciones.

ANEXO 3.1: Análisis de núcleos y Pruebas de Laboratorio.

En base a estos resultados se recomendó realizar un tratamiento ácido con preflujo de solventes para atacar el problema de los finos y las emulsiones al mismo tiempo, detallado a continuación:

- Preflujo con solvente cuya función es solucionar problemas de emulsión y cambios de humectabilidad.
- Preflujo con Acido Acético al 10% cuya función es mantener el PH bajo y remover carbonatos.
- Tratamiento Principal con Sand Stone Acid al 4.5% para atacar los finos y facilitar su movilización y limpieza de las gargantas porales.
- Postflujo con Acido Acético al 7.5 % para mantener el PH bajo y desplazar el tratamientno principal.
- Desplazamiento con Agua filtrada + KCL + surfactante + biocida.

Los pozos a los que se aplicó el tratamiento dieron resultados muy positivos con el aumento de producción, y la compañía decide probar el mismo tratamiento en un pozo fracturado (PA-F). La formulación del ácido utilizado (BJ Sand Stone Acid) se presenta en la Tabla 3.1, mientras que el volumen utilizado en el tratamiento para el pozo está dado en la tabla 3.2.

BJ SANDSTONE ACID PLUS 4,5%	
ADITIVO	
AGUA FRESCA	
ABF	Bofloruro de Amonio
CI-11	Inhibidor Corrosión
FERROTROL 300L	Controlador Hierros
FSA-1	Controlador Finos
ACETIC ACID	
HV ACID	Inhibidor de Escala
NE-18	Surfactante
CLAY TREAT 3C	Controlador Arcillas
CLAY MASTER 5C	Inhibidor Arcillas

Tabla 3.1: Formulación del tratamiento

Fuente: BJ Services

Componente	Descripción	Cantidad
AGUA	Fresca	3,626 gls
ABF	Bifloruro de Amonio	2,271 lbs
CI-11	Inhibidor de Corrosión	16 gls
FERROTROL 300L	Controlador de Hierros	41 gls
FSA-1	Controlador de finos	33 gls
ACETIC ACID	Ácido Orgánico	162 gls
HV ACID	Inhibidor de Escala	185 gls
NE-118	Surfactante	33 gls
CLAY TREAT 3C	Controlador de Arcillas	4 gls
CLAY MASTER 5C	Inhibidor de arcillas	4 gls

Tabla 3.2: Volúmenes del tratamiento

Fuente: BJ Services

El incremento de producción en el pozo PA-F con este tratamiento fue de 136 BPPD y la declinación disminuyó de 65% a 53%.

Anexos 3.2 Descripción del trabajo de Estimulación Matricial PA-F

Anexos 3.3 BHA de Estimulaciones Matriciales

3.1.4 Pozos Candidatos

Con el antecedente del pozo PA-F y los trabajos de estimulación matricial realizados en el campo, el pozo PA-D es buen candidato para el mismo tratamiento, ya que presenta una disminución de la producción significativa que es un indicador de la presencia de daño de formación.

El corte de agua actual del pozo PA-D es 57%, y el índice de productividad es 1.15 Bls/psi, y ya que el corte de agua se ha mantenido constante, el pozo podría ser un candidato.

Para determinar la ganancia de producción que se tendría en el pozo con un tratamiento de estimulación matricial se realizó un análisis de los incrementos del índice de productividad de los pozos estimulados matricialmente para obtener un valor probabilístico del incremental si se realizara una estimulación ácida.

Para este análisis se procedió a tomar los datos de los índices de productividad a partir del forecast (OFM) de los pozos estimulados antes y después del tratamiento para determinar un diferencial. En la tabla 3.3 se reflejan los valores.

Pozo	IP antes	IP después	% Incremental
PA-L	0,58	0,8	37.9
PA-M	0,46	0,7	52
PA-N	0.35	0.68	94
PA-F	0,13	0,44	238
PA-O	0,34	1,2	252
PA-P	0,32	1,42	343
PA-Q	0,8	3,84	380

Tabla 3.3: Índices de Productividad antes y después del tratamiento

Fuente: Departamento de Reservorios Ecuador TLC

Con los porcentajes de incremento se procedió a sacar un valor incremental más probable para cualquier pozo del campo Palo Azul sometido a un tratamiento de estimulación matricial, en la Figura 3.5 se presenta el cálculo del mismo.

El valor incremental en porcentaje será entonces 146%, éste valor podría ser multiplicado por el índice de productividad actual del pozo y se obtendría un nuevo caudal y una nueva declinación para el pozo, menor a la que se encuentra actualmente. En la Figura 3.6 se presenta el análisis nodal del pozo a diferentes valores de IP, siendo el máximo el IP obtenido después de una fractura y el mínimo el IP actual. Con un estimulación matricial el pozo subiría su IP de 1.15 a 1.68, generando un caudal de 2462 BFPD al mismo corte de agua.

Así en la tabla 3.3 se tendrían los valores de producción si se aplicara el tratamiento, y los valores si se lo mantenia al pozo en las mismas condiciones actuales. Los resultados

muestran la disminución del porcentaje de declinación. Con un tratamiento ácido aproximadamente el pozo sería rentable hasta el 2020, y en la actualidad el pozo es rentable hasta el 2014.

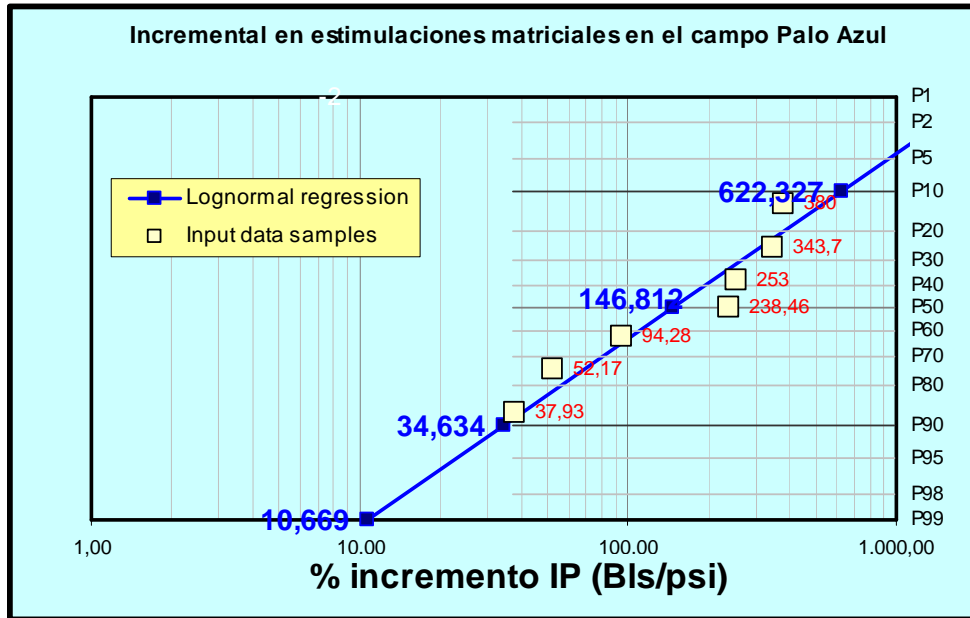


Figura 3.4: Valor probabilístico de % incremental de IP
Realizado por Alicia Lozada

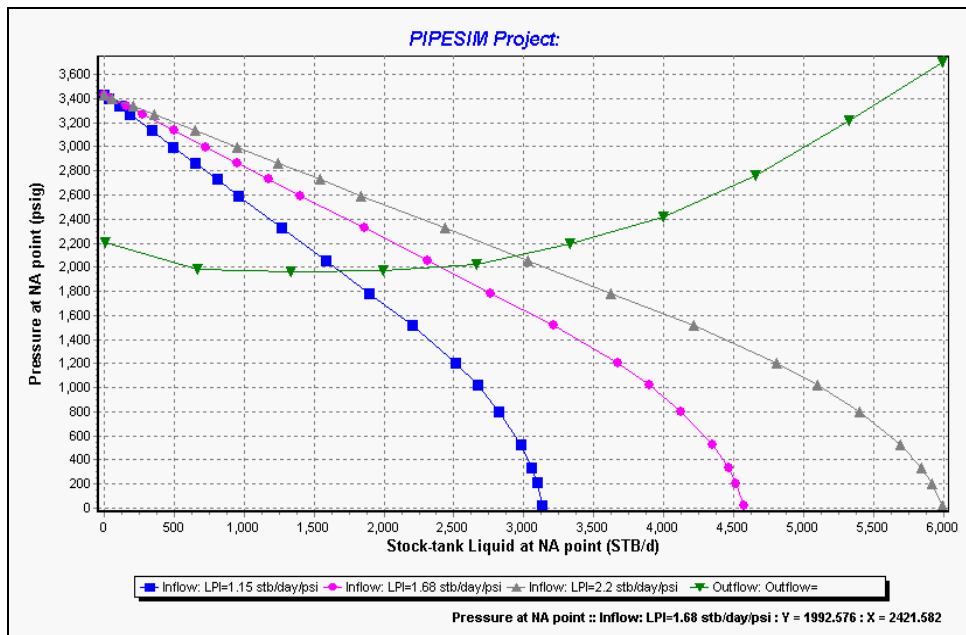


Figura 3.5: Análisis Nodal del pozo PA-D a diferentes valores de IP
Realizado por Alicia Lozada en Pipesim

AÑO	INCREMENTO BPPD
2009	1207,453
2010	4812,527
2011	4399,779
2012	3752,822
2013	3073,047
2014	2545,2
2015	2343,681
2016	1733,453
2017	1282,87
2018	949,52
2019	702,79

Tabla 3.4: Comportamiento de producción después del tratamiento
Realizado por Alicia Lozada en OFM

Anexo 3.4: Forecast del pozo PA-D después de realizado el tratamiento.

La producción actual del pozo es 1600 BFPD, con una estimulación matricial el pozo incrementaría a 2462 BFPD con el mismo BSW de 58% se tendría un incremento de petróleo de 400 barriles. En la Figura 3.6 se muestra la declinación del pozo actual y la declinación si se aplicara el tratamiento. Como se puede apreciar con la estimulación matricial la vida productiva del pozo sería hasta el 2020 disminuyendo su declinación de 44% al 33%, y manteniendo las condiciones actuales del pozo.

En el capítulo 4 se realizará un análisis económico para determinar si el proyecto es rentable o no.

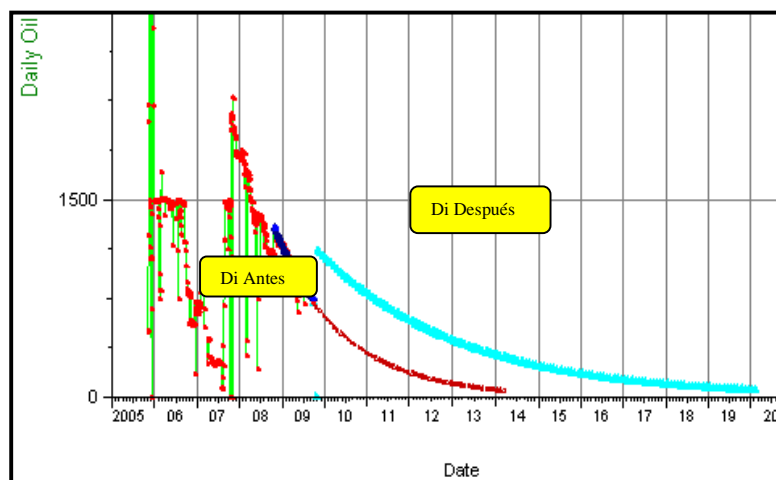


Figura 3.6: Forecast del pozo PA-D
Realizado por Alicia Lozada OFM

3.2 MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (RPM)

Los modificadores de permeabilidades relativas son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua, los mismos que una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrofílico, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo.

Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada. Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y, más recientemente, los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio disminuyen su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio. Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas que forman así terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca. Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes. Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

La inyección del tratamiento se realiza a una tasa baja con el fin de no alterar la distribución de fluidos conseguida antes de la aplicación del mismo y además con el fin de no exponer el polímero a altas tasas de cizalladura evitando la presencia de otro tipo de adsorción. El tratamiento se deja en contacto 18 horas con la roca con el fin de simular el tiempo de cierre que requiere esta operación en campo y cuyo objetivo es garantizar la adsorción del tratamiento en la formación.

La efectividad del tratamiento depende de qué tan grande sea la reducción desproporcionada en la permeabilidad para los fluidos en el medio (mayor reducción al agua que al aceite). Esta efectividad dependerá en parte de las propiedades de los fluidos, el tratamiento y mas específicamente de la adsorción del polímero en el medio poroso. La película del fluido que se adsorbe en la formación es aquella que ejerce la resistencia a la fase acuosa cuando esta pasa a través del poro, mientras el aceite viaja por el centro de los canales como lo es usual en medios de preferencia humectante al agua. La hipótesis que describe los fenómenos y los cambios en las características del medio debido a la presencia de una película de fluido que es adsorbida por la roca es denominada “hipótesis del efecto de pared”.

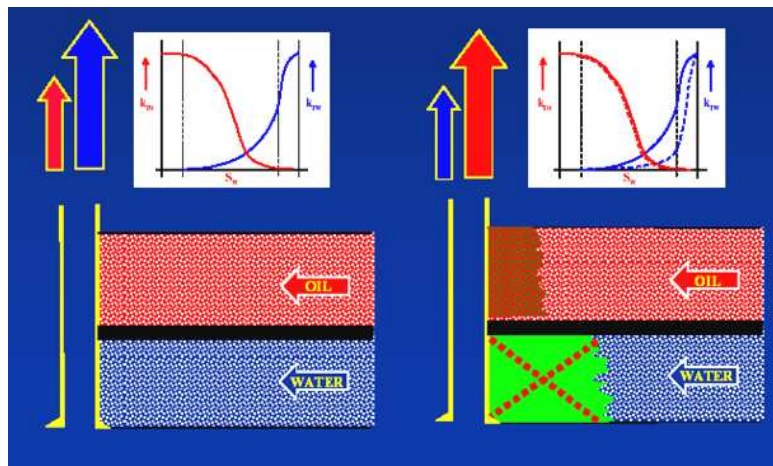


Figura 3.7: Comportamiento de las permeabilidades relativas

3.2.1 Hipótesis del Efecto de Pared

La base de la hipótesis del efecto de pared es la interacción existente entre la solución química y la roca. Esto quiere decir que el efecto de pared depende de la adsorción del polímero por la formación. El polímero adsorbido por la formación forma una capa hidrofílica a lo largo del poro que inhibe el flujo de agua (el efecto de pared se produce cuando polímeros de alto peso molecular son adsorbidos por la superficie mineral).

Los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo

luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

3.2.1.2 Factor de Resistencia Residual

Para determinar la eficiencia del tratamiento se define el factor de resistencia residual a cada fase RRF, definida como la razón que determinan la eficiencia del tratamiento, comparando la permeabilidad efectiva a la fase que se esté evaluando (agua o petróleo) antes de la inyección del RPM con la permeabilidad efectiva de dicha fase obtenida después de la inyección del tratamiento. Es necesario tener en cuenta que este valor de RRF debe ser calculado en un mismo punto de saturación con la ayuda de las curvas de permeabilidad relativa, con el fin de realizar estimativos reales acerca de la efectividad del tratamiento cuando iguales proporciones de fluido se encuentran en el medio poroso antes y después de la adsorción del polímero en la parte de la superficie mineral.

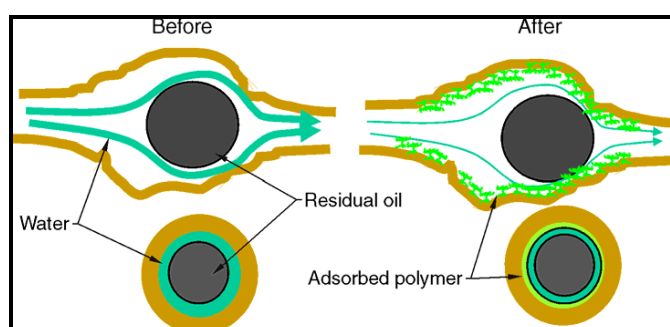


Figura 3.8: Efecto de Pared

$$RRF = K_i \text{ antes} / K_i \text{ después}$$

Las dos permeabilidades deben ser reportadas en un mismo punto de saturación.

Así un valor de $RRF > 1$ indica que la permeabilidad efectiva a la fase que se esté analizando disminuyó después de aplicar el tratamiento y un $RRF < 1$ indicará lo contrario.

3.2.2 Uso de un RPM en el campo Palo Azul

Ya que algunos pozos del campo Palo Azul presentan un alto corte de agua se decidió realizar un control de la misma mediante el uso de un modificador de permeabilidades. La empresa de

servicios BJ fue la encargada del tratamiento con su producto llamado Aquacon. Este modificador está hecho a base de un polímero con componentes moleculares que se adhieren a la formación y tienen gran afinidad con el agua de formación.

El primer tratamiento para control de agua en el campo se lo realizó en el pozo PA-J, ya que luego de ser fracturado el corte de agua se incrementó al 60%. El tratamiento constó de un BJSSA seguido del AQUACON realizado a la profundidad de 11235 - 11256 y 11263 – 11273 ft, (con un total de 34 ft), y consistió en una sucesiva inyección a régimen matricial de un preflujo, el sistema con RPM y un ligero sobredesplazamiento.

El preflujo tiene como función preparar la matriz de la roca para la fijación apropiada del RPM, removiendo depósitos oleosos y dejando la formación fuertemente acuohumectada.

Los componentes del tratamiento fueron:

1. Solvente base PARAVAN para disolver trazas de crudo presente en los punzados, previo a la estimulación ácida.
2. Tratamiento Ácido BJSSA 1,5% base Acido Acético eliminará el daño presente en los canales permeables y tratará adecuadamente los finos (generados en parte por la formación) mejorando la permeabilidad de la misma. Adicionalmente proveerá la rugosidad necesaria a la matriz para que sobre ella pueda adherirse el Aquacon.
3. Desplazamiento de Cloruro de Amonio ($\text{NH}_4\text{-Cl}$), que generalmente va después del ácido para evitar la formación de precipitados y adicionalmente empuje al tratamiento AQUACON lo más adentro de la zona productiva.

El AQUACON se adherirá en las paredes de la Matriz y una vez implantado iniciará su efecto de Modificador de Permeabilidad, dejando pasar el crudo y retardando la venida del agua. Este tratamiento incluye el inhibidor de Finos (FSA-1) para evitar el asentamiento de los mismos.

3.2.1.2.1 Resultados

Luego del tratamiento el pozo no presentó ningún cambio representativo en el corte de agua, esto posiblemente debido a que no se dejó el suficiente tiempo el modificador en contacto con la matriz, y por el contrario se lo desplazó rápidamente. Por tal motivo se recomienda repetir el tratamiento.

Anexos 3.5: Descripción del trabajo de Estimulación Matricial con AQUACON (RPM)

Anexo 3.5.1: Descripción de los productos utilizados en el tratamiento

Anexo 3.5.2: Presiones de bombeo

3.2.3 Pozos Candidatos

Un comportamiento similar al pozo PA-J se nota en los pozos PA-E y PA-H, cuyos cortes de agua se han incrementado hasta 95% y 84% respectivamente, por lo que se sugiere como candidatos a un tratamiento con modificadores de permeabilidades relativas.

Para determinar el RPM más efectivo en éstos pozos se procedió a realizar un estudio de cores con la compañía Schlumberger y su producto RPM llamado ZoneTrol-XT, el mismo que reduce el flujo fraccional del agua (Figura 3.9) por medio de la alteración de la relación de movilidad agua/petróleo, como ya se ha explicado anteriormente.

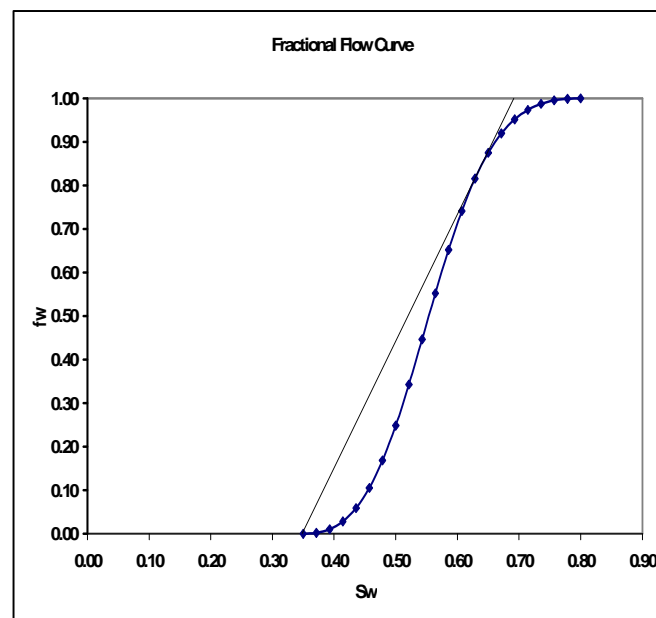


Figura 3.9: Curva del Flujo Fraccional de Agua
Fuente: Schlumberger

Los resultados de laboratorio muestran una reducción en la permeabilidad del agua la cual se ve reflejada en las Figura 3.10 y 3.11. En base a tratamientos con RPM en campos a nivel

mundial el corte de agua se reduce del 15 al 20%, por lo tanto la efectividad del mismo se verá reflejada en el decremento de la producción de agua.

Los valores calculados en base a los resultados de las pruebas con cores de Ecuador TLC S.A. se presentan a continuación:

RRFw = 11 Reducción Permeabilidad: Agua = 90.1%

RRFo = 1.46 Reducción Permeabilidad: Oil = 31.5%

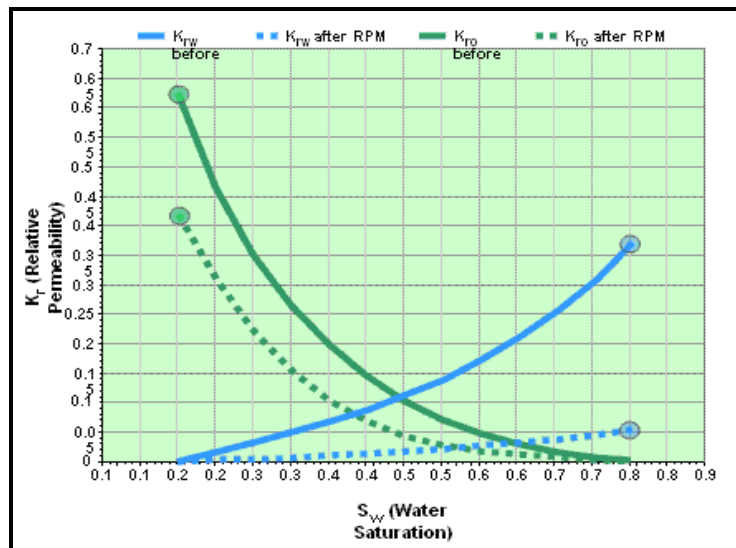


Figura 3.10: Uso de Zone-Trol en cores del campo Palo Azul
Fuente: Schlumberger

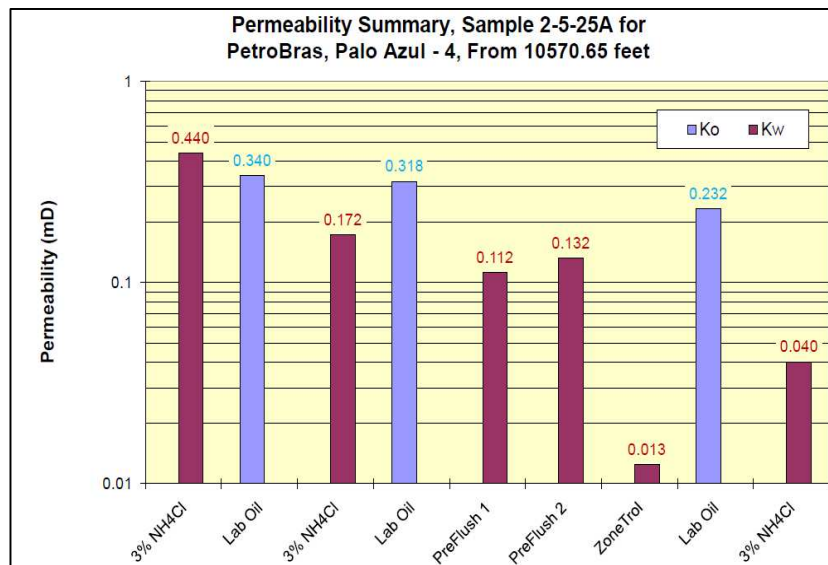


Figura 3.11: Resultados de las pruebas de laboratorio
Fuente: Schlumberger

3.3 REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los beneficios potenciales del refracturamiento han despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que, bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye o aumenta la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

La mayoría de trabajos de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas, especialmente en yacimientos de gas. Si un tratamiento de fracturamiento hidráulico original resultó inadecuado, volviendo a fracturar el pozo se restablece el flujo lineal en el mismo. El refracturamiento puede generar fracturas apuntaladas de mayor conductividad, que penetran en la formación más profundamente que durante el tratamiento inicial.

Para que una refractura sea realizada se necesita de algunas condiciones:

- ✓ La zona dañada sea demasiado profunda que sea imposible removerla sólo utilizando una estimulación ácida o un redisparo.
- ✓ Los gradientes de fractura actuales sean al menos más bajos que antes de la fractura original.
- ✓ Los caudales de bombeo para los pozos fracturados sean aumentados para compensar las pérdidas por filtrado en la zona fracturada.
- ✓ Verificar los esfuerzos horizontales y verificar si las barreras se encuentran intactas.
(DSI)

Al realizar un trabajo de refractura se debe analizar la posible reorientación de nuevas fracturas hidráulicas debido a que las condiciones de los esfuerzos después de un tratamiento inicial y de un período de producción son distintas, por lo general menores, y como ya es conocido una fractura se generaría perpendicular al mínimo esfuerzo. Dependiendo de la mínima y máxima diferencia entre los esfuerzos del campo, la fractura original podía ser reabierta o una nueva fractura se podría propagar. Si se conocen claramente el contraste de esfuerzos, se podría simular las condiciones actuales del reservorio en el simulador FracCade

para obtener el diseño óptimo de una fractura nueva más no el de una refractura. Las pérdidas por filtrado deben ser bien controladas

para evitar romper las barreras.

Los pozos fracturados del campo Palo Azul presentan actualmente un alto corte de agua, factor que impediría realizar un refractura hidráulica, ya que se generaría una nueva fractura a lo mejor mucho más grande que la anterior con una conductividad mayor que sólo permita más producción de agua.

Los pozos PA-G y PA-K son pozos con bajo corte de agua presentan un producción alta y estable por lo que no se recomienda ningún trabajo de estimulación.

Actualmente se están realizando un nuevo protocolo de pruebas a cores para optimizar y mejorar la formulación de los tratamientos ácidos, considerando mayor concentraciones de ácidos, mayor volumen, uso de nitrógeno, nuevos sistemas ácidos, modificadores de permeabilidad relativas, etc, lo que permitirá probar consolidación de los cores para usar volúmenes grandes para estimular pozos fracturados.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Para realizar el análisis técnico económico a los pozos en los que se realizaría un tratamiento de estimulación matricial, se utilizará el incremento de producción para calcular el tiempo de recobro de la inversión y demás parámetros económicos del proyecto.

El incremento de producción se detalló en el capítulo tres mediante un análisis nodal y datos probabilísticos de incrementos basados en los anteriores trabajos de estimulación matricial realizados en el campo.

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

De acuerdo al análisis nodal del pozo PA-D al realizar una estimulación matricial se obtiene un incremento de producción de 400 BPPD, caudal con el cual se estimará la declinación de producción por años.

En función a esta declinación se aplica los métodos de evaluación de proyectos como son el Valor Actual Neto VAN y la Tasa Interna de Retorno TIR para verificar la factibilidad del proyecto.

Para el análisis de inversión se tomó como base los gastos generados en una estimulación matricial en un pozo fracturado. Se justifica el uso de torre y tubería flexible en el pozo PA-D ya que el tapón que se encuentra asentado en la Y-tool no se lo puede extraer. Se considera, además, varios parámetros tales como el costo de la estimulación matricial, costos de la completación y costos de la renta de los equipos, incluyendo los accesorios y transporte.

4.1.1. PERFIL DE PRODUCCIÓN

El incremento de producción de petróleo del pozo ha sido estimado para el tiempo de vida útil del proyecto, es decir; 11 periodos de 1 año cada uno, considerando una declinación exponencial. Ver tabla 4.2.

$$q_t = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ec. 4.1.}$$

Donde:

D = Declinación como una fracción de la tasa de producción [barril/mes]

q_i = Tasa de producción referencial [barriles mensuales]

t = Tiempo [meses]

El incremento de producción de petróleo de cada uno de los pozos ha sido estimado para el tiempo de vida útil del proyecto. Ver tabla 4.1

AÑO	INCREMENTO BPPD
2009	1207,453
2010	4812,527
2011	4399,779
2012	3752,822
2013	3073,047
2014	2545,2
2015	2343,681
2016	1733,453
2017	1282,87
2018	949,52
2019	702,79

Tabla 4.1: Estimación de Incremento por declinación exponencial
Realizado por Alicia Lozada

4.1.2 EGRESOS

4.1.2.1 Precio del Crudo

El precio del crudo es fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI). El diferencial (castigo) entre el precio WTI y el crudo ecuatoriano es debido a la calidad del crudo (°API, azufre y %BSW), los cuales afectan su precio de venta. Para la evaluación del proyecto se estima los precios del crudo anualmente en el último mes como se aprecia en la tabla 4.2.

AÑO	WTI	Descuento	Crudo Hollín
(último mes)	u\$/BBL	u\$/BBL	u\$/BBL
Dic-09	60,10	(8,30)	51,80
Dic-10	72,00	(9,81)	62,19
Dic-11	78,00	(10,33)	67,67
Dic-12	80,00	(10,84)	69,16

Tabla 4.2: Estimación de los precios del crudo

Fuente Petrobras

4.1.2.2 Costos de Operación (Inversión)

Los costos de operación (Ver Tabla 4.3.), tales como materiales, transporte, inspección técnica, mantenimiento, instrumentación, servicios, reacondicionamiento, costos de estimulación, y otros, se pueden considerar como costos variables ya que dependerá del tipo de tratamiento y del volumen de químicos que se requiera.

SERVICIO/MATERIALES	COSTOS
DTM	\$ 10.000
Taladro (tarifa operativa)	\$ 96.425
Diesel Rig+Camp+ pruebas	\$ 9.282
Alquiler de 2 campers+kk machine	\$ 8.000
Vacuum /Tanquero	\$ 8.390
Unidad de filtrado	\$ 7.686
Slick Line(Alambre)	\$ 8.804
Motor de fondo	\$ 33.700
Adrialpetro	\$ 4.791,4
Alquiler o rep. htas de Pesca +DP.	\$ 2.336
Servicios de Estimulacion BJ	\$ 113.469,8
Schl REDA(Pulling/Run)	\$ 10.673
Schl REDA (Equipo nuevo)	\$ 191.793,9
Sertecpet (equipos de fondo)	\$ 15.957,5
Sertecpet (Mov & Desmov)	\$ 2.400
Sertecpet (Equipo Superficie)	\$ 7.830
Sertecpet(venta de rep y equipos)	\$ 2.002
Sertecpet (Unidad de bombeo)	\$ 15.300
Sertecpet (combustible)	\$ 461,7
Sertecpet Laboratorio	\$ 1.575
Sertecpet personal	\$ 11.500
MI-Swaco, trat. de fluidos.	\$ 23.667
Tubing + camisa, No-Go, Stg.valve	\$ 96.865,1
Supervisión CSMS/HES	\$ 4.000
Winche/Montacarga	\$ 6.400
Cabezal	\$ 10.555
Comunitarios	\$ 936
COSTO TOTAL	\$ 704.800,3

Tabla 4.3 Costos de operación

Realizado por Alicia Lozada

4.1.2.3 Costos de Producción

Los costos de producción incluyen los costos de operación y de transporte del crudo hasta ser comercializado, cuyo total es 7.01 MM\$. Otros gastos incluyen servicios generales, relaciones comunitarias, catering, viajes, etc. Ver tabla 4.4.

PERIODO	Año último mes	Gastos Operativos MM\$	Otros Gastos MM\$	Transporte Petr+Gasol MM\$
1	Dic-09	0,05	0,08	0,03
2	Dic-10	0,20	0,75	0,11
3	Dic-11	0,19	0,89	0,10
4	Dic-12	0,16	0,81	0,09
5	Dic-13	0,13	0,66	0,07
6	Dic-14	0,11	0,55	0,06
7	Dic-15	0,10	0,50	0,05
8	Dic-16	0,07	0,37	0,04
9	Dic-17	0,05	0,28	0,03
10	Dic-18	0,04	0,20	0,02
11	Dic-19	0,03	0,15	0,02
TOTALES		1,13	5,26	0,62

Tabla 4.4: Gastos de producción
Realizado por Alicia Lozada

4.1.3 INGRESOS

Los ingresos anuales se obtienen con el producto del precio del crudo para cada año y la producción de petróleo en ese periodo. Ver tabla 4.5.

PERIODO	Año (último Mes)	Ventas MM\$
1	Dic-09	0,79
2	Dic-10	3,78
3	Dic-11	3,76
4	Dic-12	3,28
5	Dic-13	2,69
6	Dic-14	2,22
7	Dic-15	2,05
8	Dic-16	1,51
9	Dic-17	1,12
10	Dic-18	0,83
11	Dic-19	0,61
TOTALES		22,69

Tabla 4.5: Gastos de producción
Realizado por Alicia Lozada

4.1.3.1 Flujo Neto de Caja

El flujo neto de caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación del Flujo Neto de Caja solamente se

deben determinar los egresos realizados en el proyecto, el cual se puede expresar de la siguiente manera:

$$FNC_k = R_k - D_k \quad \text{Ec. 4.2.}$$

Donde:

FNC_k: Flujo neto de caja correspondiente al año k

R_k: Monto de ingresos correspondientes al año k

D_k: Monto de la inversión previsto.

PERIODO	FLUJO NETO
1	-0,24
2	2,13
3	1,48
4	1,39
5	1,82
6	1,51
7	1,39
8	1,03
9	0,76
10	0,56
11	0,42

Tabla 4.6: Flujo Neto de Caja
Realizado por Alicia Lozada

En la tabla 4.6 se presenta el flujo neto de caja para cada año que el proyecto es rentable. Se puede apreciar que el año uno el flujo neto de caja no es positivo para la empresa, pero ya en el año dos se comienza a tener utilidad. Cabe recalcar que el año uno corresponde solo a la producción de tres meses comenzando desde Octubre, puesto que esa fecha sería a la cual se aplica el tratamiento. Lo que significa que la inversión se recobraría en 4 meses.

4.2 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

Conocido como Valor Presente Neto VPN, es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy, que corresponde a la sumatoria de los flujos de caja neta actualizados.

El valor actual neto es afectado generalmente por los costos de instalación y operación; la tasa de actualización y los precios de venta.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+r)^k}$$

Donde:

FNCK = Flujo neto de caja para el periodo k

i = Tasa de actualización (interés)

n = Tiempo de vida del proyecto

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida	Se acepta el proyecto
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida	No se acepta el proyecto
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios.

Tabla 4.7: Interpretación Valor Actual Neto

Realizado por Alicia Lozada

Para el cálculo de los factores económicos se estima una tasa de actualización del 18%.

4.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+TIR)^k} = 0$$

El VAN y TIR calculados para el proyecto se presentan en la tabla 4.8.

Inversión Total del Proyecto (USD)	\$860000
Tasa Interna de Retorno Anual	140.98%
Valor Actual Neto al 18% Anual (USD)	\$5350000

Tabla 4.8: Resultados de la Evaluación del Proyecto de Estimulación Matricial
Realizado por: Alicia Lozada

4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- El Valor Actual Neto (VAN) calculado indica que los flujos de caja descontados y llevados a valor presente son suficientes para solventar la inversión a realizarse
- La tasa interna de retorno (TIR) calculada indica que los flujos de caja proporcionarán una rentabilidad óptima y superior al costo de capital. Ver Figura 4.1.
- El tiempo de recuperación de la inversión a realizarse se estima en un corto periodo de ejecución del proyecto.

En la tabla 4.9 se presenta el cálculo del VAN y el TIR del proyecto.

CASH FLOW AL 100%																	12-Sep-09		
PROYECTO:		Bloque 18															En MMU\$		
YACIMIENTO:		Hollin																	
PERIODO	AÑO último mes	Liquidos M M3	Vta Gas MM M3	Equival M M3	Ventas	Gastos Operativos	Otros Gastos	11.89 \$/m3 Transporte Petró+Gasol	0,0% Regalías	Efecto IVA	Inversiones	Gastos Exploración	Taponamiento	Flujo antes Ganancias	Impuesto a las Ganan.	FLUJO NETO	FLUJO ACUM.		
1	Dic-09	2,34	-	2,34	0,79	(0,05)	(0,08)	(0,03)	-	-	(0,70)	-	-	(0,08)	(0,17)	(0,24)	(0,24)		
2	Dic-10	9,31	-	9,31	3,78	(0,20)	(0,75)	(0,11)	-	-	-	-	-	2,72	(0,59)	2,13	1,88		
3	Dic-11	8,51	-	8,51	3,76	(0,19)	(0,89)	(0,10)	-	-	-	-	-	2,58	(1,11)	1,48	3,36		
4	Dic-12	7,26	-	7,26	3,28	(0,16)	(0,81)	(0,09)	-	-	-	-	-	2,23	(0,84)	1,39	4,74		
5	Dic-13	5,95	-	5,95	2,69	(0,13)	(0,68)	(0,07)	-	-	-	-	-	1,82	-	1,82	6,57		
6	Dic-14	4,92	-	4,92	2,22	(0,11)	(0,55)	(0,06)	-	-	-	-	-	1,51	-	1,51	8,08		
7	Dic-15	4,53	-	4,53	2,05	(0,10)	(0,50)	(0,05)	-	-	-	-	-	1,39	-	1,39	9,47		
8	Dic-16	3,35	-	3,35	1,51	(0,07)	(0,37)	(0,04)	-	-	-	-	-	1,03	-	1,03	10,50		
9	Dic-17	2,48	-	2,48	1,12	(0,05)	(0,28)	(0,03)	-	-	-	-	-	0,76	-	0,76	11,26		
10	Dic-18	1,84	-	1,84	0,83	(0,04)	(0,20)	(0,02)	-	-	-	-	-	0,56	-	0,56	11,83		
11	Dic-19	1,36	-	1,36	0,61	(0,03)	(0,15)	(0,02)	-	-	-	-	-	0,42	-	0,42	12,24		
TOTALES		52	0	52	22,69	(1,13)	(5,26)	(0,62)	-	-	(0,70)	-	-	14,98	(2,71)	12,27			
WNA(18,0%)=		31	0	31	13,54	(0,69)	(3,05)	(0,37)	-	-	(0,66)	-	-	8,77	(1,99)	5,36			
															REPAGO	-	AÑOS	TIR	140,98%
															MAX. EXPOSICION	-	MM\$		

Tabla 4.9: Cálculo del VAN y el TIR
Realizado por: Alicia Lozada

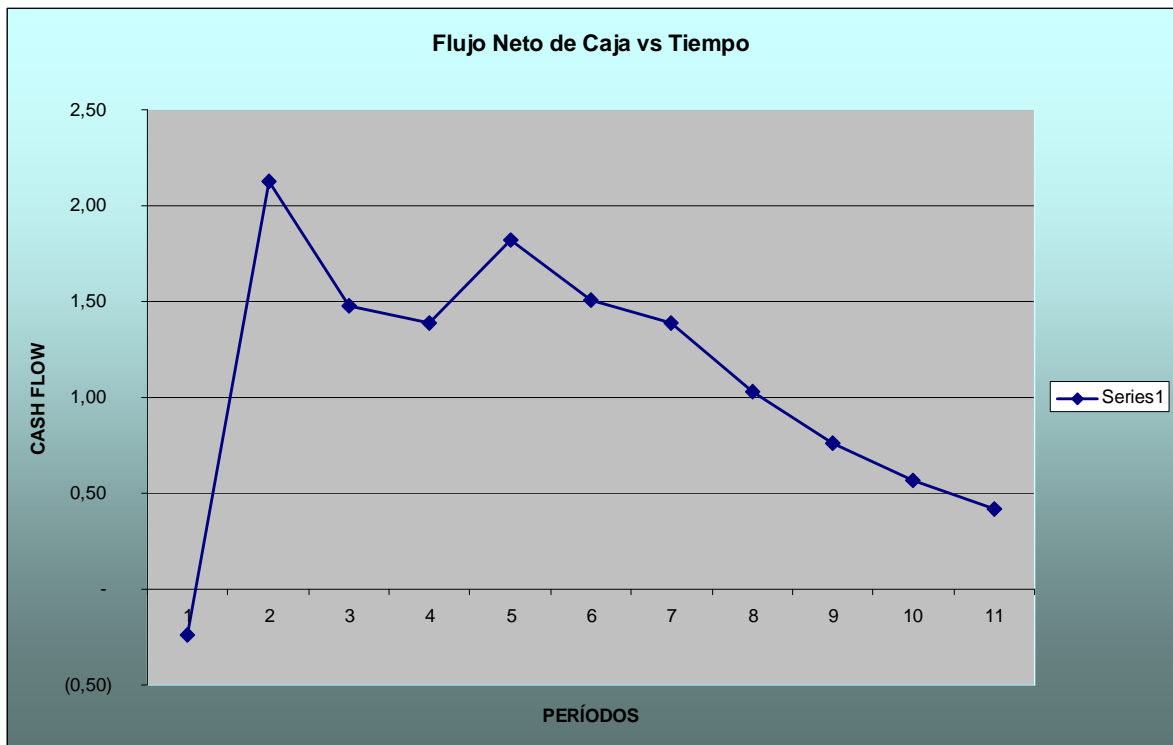


Figura 4.1: Representación del FNC en función del tiempo

Realizado por: Alicia Lozada

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La arena Hollín posee un Mecanismo de Producción por empuje Hidráulico, el contacto agua-petróleo se estableció en 9045 pies.
- El Sistema de Levantamiento Artificial en el Campo Palo Azul es el Bombeo Electrosumergible.
- La principal causa de daño en el reservorio Hollín del campo Palo Azul es debido a la presencia de arcillas migratorias (Caolinita); las mismas que producen un decremento en la producción, razón por la cual se han implementado métodos de estimulación que remuevan este daño e incrementen la tasa de producción de petróleo.
- Una estimulación con fracturamiento hidráulico genera una nueva capacidad de flujo ($k \cdot h$), mucho mayor a la original, mientras que una estimulación ácida solo restaura o mejora la capacidad de flujo.
- Se debe considerar diversos factores determinantes para la selección de pozos candidatos a la aplicación del Fracturamiento Hidráulico como son:
 - Condiciones de Reservas recuperables, y presión del reservorio.
 - Tiempo de Vida productiva rentable del pozo.
 - Disposición de la información adecuada y necesaria para sustentar el estudio de la aplicación del fracturamiento.
 - Determinar el volumen incremental previsto para después del fracturamiento.
- La información de registros sísmico di-polar es de mucha importancia para el diseño de fractura ya que a partir de estos datos se obtiene todas las propiedades mecánicas de las rocas.

- El diseño de la Fractura para los demás pozos candidatos se basó en el diseño del pozo PA-D ya que éste poseía más información petrofísica, propiedades mecánicas (DSI), registros y pruebas.
- Todos los pozos candidatos a fracturar presentaban buen sello lutítico que impediría que la fractura se extienda y se conecte con el acuífero.
- La potencia requerida para los equipos de fracturamiento, dependerá del tamaño del fracturamiento a realizar, y este a su vez de las características del yacimiento, del material apuntalante y el fluido de fractura.
- Es importante la realización de pruebas de compatibilidad entre fluidos de estimulación y fluidos del reservorio, de esta manera evitar dañar la formación especialmente creando emulsiones o precipitados.
- Se tomó un límite económico de 50 BPPD para determinar la declinación exponencial de producción.
- Para controlar y prevenir arenamiento prematuros se tomaron las siguientes medidas; bombear volúmenes de pad más grandes y añadir al fluido fracturante controladores de filtrado.
- Se considera indispensable la realización del Tubing Pickle, ya que me ayuda a verificar si las tuberías se encuentran aptas para manejar altas presiones.
- Los gradientes de fractura en el campo Palo Azul se encuentran en un rango de 0.62
- El incremento de producción después de la campaña de fracturamiento en el campo fue exitoso, puesto que la producción se triplicó en la mayoría de los casos.
- La presión de fondo fluyente en los pozos fracturados se encuentra por encima del punto de burbuja (1254 psi), después de la aplicación del fracturamiento.

- Se realizó un minucioso estudio a los historiales de producción post fractura de los pozos para determinar las razones por las cuales los pozos fracturados, luego de un período de producción, incrementan el corte de agua.
- El pozo PA-D luego de una estimulación matricial tendría un incremento de 400 BFPD generando un caudal de 2462 BFPD a un IP= 1.68 Bpd/psia.
- Los Modificadores de permeabilidad relativa incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.
- La inyección del tratamiento de RPM se realiza a una tasa baja con el fin de no alterar la distribución de fluidos antes de la aplicación del mismo, y se lo deja en contacto 18 horas con la roca con el fin garantizar la adsorción del tratamiento en la formación.
- Practicar un refracturamiento hidráulico en los pozos, podría incrementar solo la producción de agua, ya que pese a que se diseñaría una fractura tipo Screen out, no conoceríamos con exactitud la dirección de propagación de la nueva fractura, y ésta posiblemente traspase las barreras provocando una conificación de los pozos.
- Los resultados del análisis de núcleos con RPM no garantizan que el tratamiento pueda ser efectivo en los pozos fracturados, ya que dependerá básicamente de la capacidad que tenga la formación para la adsorción del polímero.
- El análisis económico realizado está basado en el incremento de producción que el pozo PA-D obtuviese al estimularlo matricialmente. El cual presenta un VAN>0 a una tasa de actualización del 18%, lo cual significa que el proyecto es rentable.

5.2 RECOMENDACIONES

- Debido a los problemas de arenamiento suscitado en el pozo PA-K se recomienda un minucioso estudio de las propiedades mecánicas de la roca, tomando en cuenta el medio ambiente de depositación y la petrofísica del pozo.

- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión Build Up antes y después de cualquier estimulación que se realice en los pozos del campo, manteniendo tiempos óptimos para que se alcance el estado pseudoestabilizado; teniendo así una mejor perspectiva de las propiedades del pozo a ser tratado.
- Se recomienda estimular pozos con cortes de agua menor al 50%. Para los otros casos se debe complementar la estimulación con modificadores de Permeabilidad Relativa que controlen el incremento de producción de agua.
- Los pozos PA-G y PA-K son pozos con bajo corte de agua 18 y 15% respectivamente presentan una producción alta y estable por lo que no se recomienda ningún trabajo de estimulación.
- Si se decide inyectar un RPM en pozos fracturados, se recomienda que la concentración de los polímeros sea proporcional a la permeabilidad de la formación.
- Se recomienda realizar análisis de núcleos y compatibilidad de fluidos antes de realizar un trabajo de estimulación ya sea fracturamiento o inyección de ácidos, con el fin de no diseñar el mejor tratamiento que no dañe a la formación y por el contrario la mejore.

BIBLIOGRAFÍA

- BABY P, RIVADENEIRA M, BARRAGÁN R, “La Cuenca Oriente Geología y Petróleo”, PETROBRAS, Octubre 2004
- BAKER HUGES, “Análisis del gradiente de fractura WAVEVAN Acústico Monopolar – Dipolar pozo Cononaco – 35”, Petroproducción, Enero 2006.
- BJ SERVICES, “Fractura Hidráulica”, Ecuador, noviembre 2003.
- COLLAZO JAVIER; “Encyclopedic dictionary of technical terms”, Volumen 2, McGraw-Hill.
- DETOURNAY J, ROEGIERS C, “Poroelastic concepts explain some of the hydraulic fracturing mechanisms” paper SPE 15262,1986
- FRYDMAN M, RESTREPO J, SALAZAR H A, OSORIO JG; “Mem y su aplicación al planeamiento de perforación de pozos”
- GAMBOA ALEXANDRA, “Estudio de incremento de producción mediante fracturamiento hidráulico en la arena T inferior del Campo Cononaco”, EPN, Octubre 2007.
- HERRERA NATALY, “Estudio Técnico-Económico Postfractura en el campo Cononaco”, EPN, Febrero 2009.
- PAZMIÑO JORGE, “Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico”, Petroecuador, 2005
- Paper # 55627, “Restimulation of Tight Gas Sand Wells in the Rocky Mountain Region”.
- Paper SPE # 119850, “Relative Permeability Modifiers in Fracture Stimulation Applications”, Dwyann Dalrymple and Omkar Jarupatke, Halliburton.
- PIRSON SYLVAIN, “Well Log Analysis for oil and gas formation evaluation”, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1963
- PINNACLE TECHNOLOGIES, “Quick Guidelines for diagnostic Injections”, Houston – Texas, 2007.
- SCHLUMBERGER; “Intro to well logging”
- SCHLUMBERGER; “Intro to the fracturing hydraulic”

- SCHLUMBERGER; “Propuesta de fracturamiento hidráulico para los Pozos de Palo Azul de Petrobras, Febrero 2007
- SEER OIL; “Interpretación de registros de pozos a hueco abierto”, Diciembre 2001
- SUAREZ D. GUIDO; “Fracturamiento Hidráulico en un campo petrolero del Oriente ecuatoriano”, EPN, 1976
- VALENCIA RAUL; “Fundamentos de pruebas de presión”, EPN, Agosto 2005
- ZAKI BASSIOUNI, “Caracterización y Comportamiento de Reservorios”, AMOCO
- www.glossary.oilfield.slb.com
- <http://industria-petrolera.blogspot.com/2007/11/mecanismos-naturales-de-produccion.html>
- www.lacomunidadpetrolera.com/wiki/index.php?title=Expansi%C3%B3n_del_petr%C3%B3leo_y_gas_en_soluci%C3%B3n.
- www.ica.luz.ve/petroleo/grupo.html
- www.hidrocarburos.com.co/Training/CONTENIDOCURSOS/CONTENIDOS%202006/Estimulacion%20y%20Fracturamiento%20Hidraulico.htm
- modelaje-de-pozos.blogspot.com/2007/11/utilidad-de-la-simulacion-de-pozos-con_04.html
- <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6246/7/CAP%C3%8DTULO%201.pdf>
- <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6246/11/CAP%C3%8DTULO%205.pdf>

GLOSARIO

CP	Pozo Cerrado
CS	Pozo cerrado esperando solicitud de abandono
BES	Bombeo electrosumergible
PPF	Flujo natural
PPH	Bombeo hidráulico
Pr	Presión de reservorio
Pwf	Presión de fondo fluyente
W.O	Trabajo de reacondicionamiento
ρ_b	Densidad de la roca
g	Gravedad
σ_v	Esfuerzo
G	Módulo de corte
ts	Tiempo de corte
tc	Tiempo de compresión
Kb	Módulo de bulk
E	Módulo elástico de Young
ν	Relación de Poisson
DTS	Tiempo de tránsito de corte
DTCO	Tiempo de tránsito de cizalladura
E sta	Módulo de Young estático
E dyn	Módulo de Young dinámico
ϕ	Porosidad
K	Permeabilidad
S	Skin (dano)
EF	Eficiencia de flujo
IP	Índice de productividad
Pb	Presión de burbuja
API	Gravedad específica del crudo

BPPD	Barriles de petróleo por día
<i>Bo</i>	Factor volumétrico del crudo
cp	Centipoises
IPR	Curvas de productividad
ppm	Partes por millón
PVT	Análisis de presión, volumen y temperatura
TIR	Taza interna de retorno
VAN	Valor actual neto
Con	Cononaco
OOIP	Petróleo original en sitio
Build-Up	Prueba de restauración de presión
ft	Pies
m	Factor de cementación
n	Exponente de saturación
md	Milidarcys
FR	Factor de recobro
Sw	Saturación de agua

ANEXOS

ANEXOS

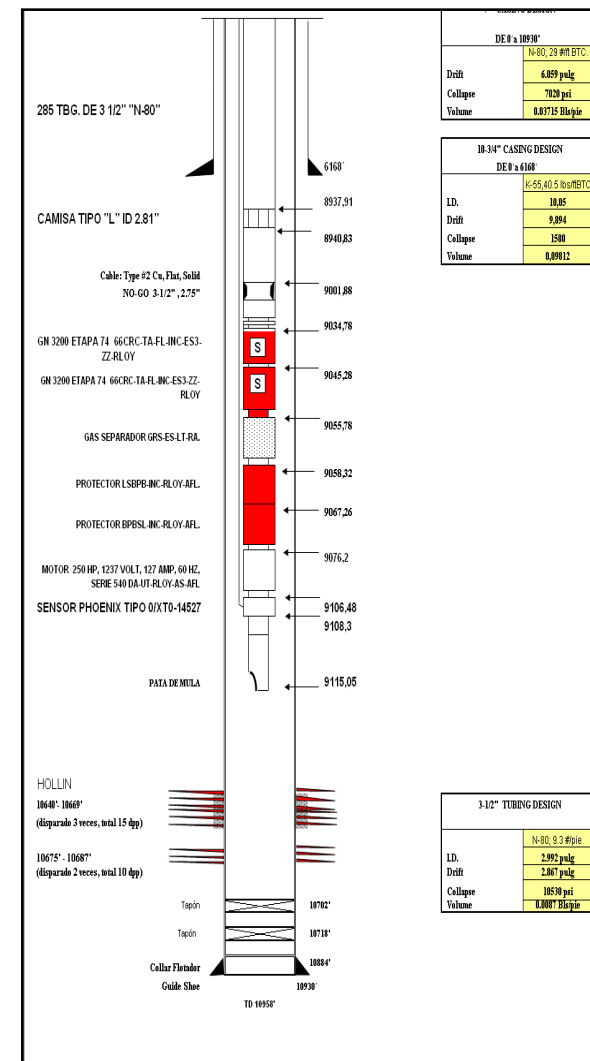
CAPÍTULO II

ANEXO 2.1

DIAGRAMAS E HISTORIALES DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS FRACTURADOS

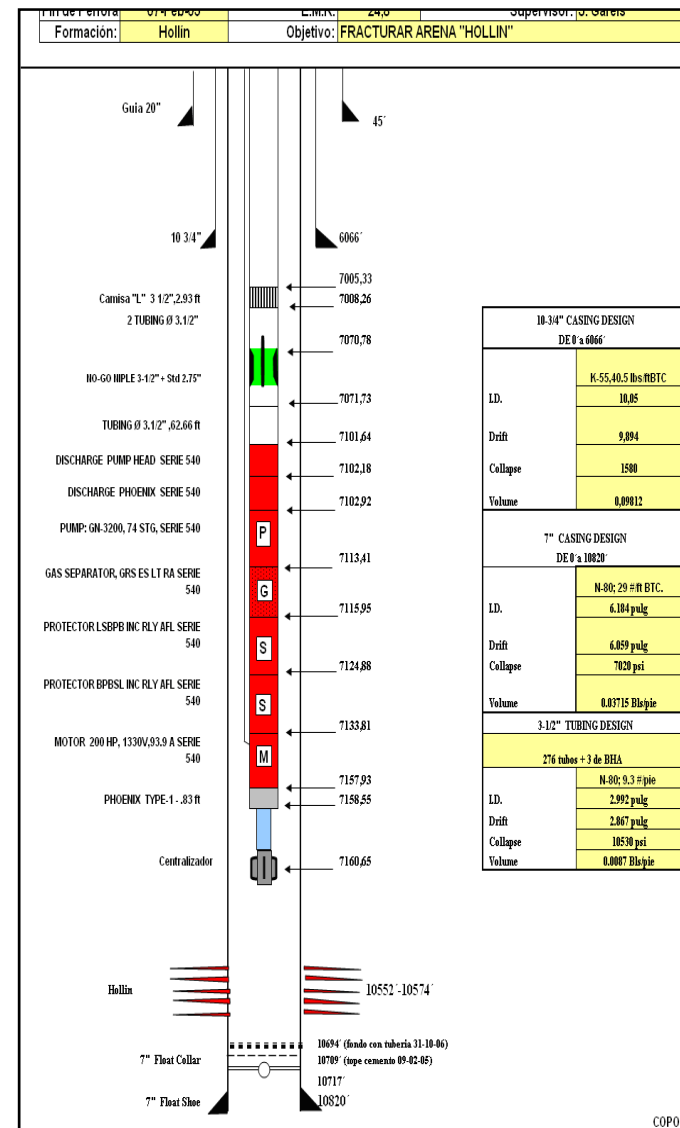
2.1.1 PALO AZUL E

PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (PULLING)	WO#2	WO#3 (fractura)
INICIO: 11/11/2004 FIN: 29-11-2004	INICIO: 29-11-2004 FIN: 06-12-2004	INICIO: 19-19-2005 FIN: 24-09-2005	INICIO: 05-11-2006 FIN: 04-12-2006	INICIO: 24-11-2007 FIN: 10-12-2007
El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforó normalmente. Este pozo fue perforado por la SLB como parte del contrato de perforación de Servicios Integrados 2004-2005. La primera sección se perforó hasta 200 pies bajo el tope Orteguaza y la segunda sección hasta 200 pies bajo el contacto agua petróleo CAP. la profundidad final medida fue de 10935 ft	Se realiza la completación del pozo sin inconvenientes, se toma el registro CBL- Se procede a disparar los intervalos 10640-10669 ft md con cargas PJ 4505 PURE 4 1/2" No presentó canales ni asociados a la tubería ni a la formación.O.K.	Se realiza un Pulling con el fin de corregir una falla en el funcionamiento de la BES, Bajada de Limpieza (Broca + Scrapper). Cambio de BES	Se redispára intervalo productor (10640-10669 ft md) y se abre otro nuevo (10675-10687 ft md). Evalúa. Por alto corte de agua se corre registro CBL-Cast V, se observa canal. Realiza 2 cementaciones remediales. (hasta el momento). Se corre nuevo CBL-CAST-V, se mejora calidad del cemento. Dispara con TCP intervalos mencionados arriba. Se evalúa por pistoneo baja BSW hasta 32%. Baja BES.	Abre camisa. Controla pozo. Bomba no sale. Problemas de escala. Se realiza ácido y libera bomba. Saca BES. Realiza viaje de limpieza, Baja bha de fractura. Realiza prueba de ratas múltiples. Datafrac y Fractura. Saca. Evalúa pozo por 36 hrs y cierra por 36 hrs. Recupera bomba jet + elementos. Saca sarta de Evaluación. Baja bha de limpieza. Baja BES y no baja de 1200 ft. Se recupera. Baja bha de limpieza. Saca. Completa con BES GN 3200 (descarga a 9035 ft md)
	INTERVALOS PRODUCTORES 10640-10669 ft md	N/A	Se redispára intervalo productor (10640-10669 ft md)	N/A



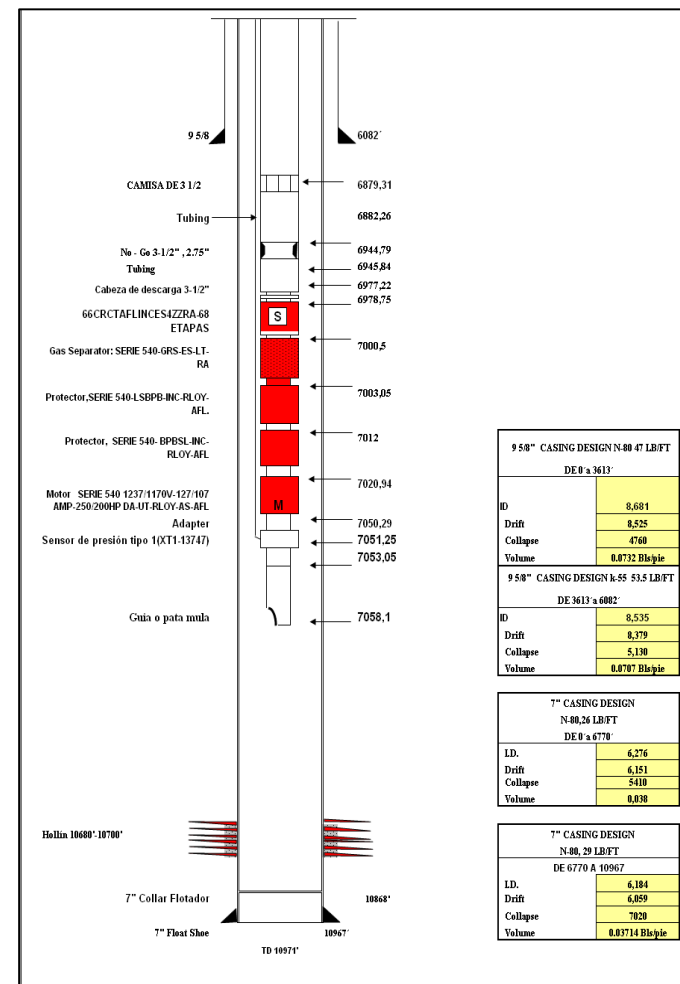
2.1.2 PALO AZUL G

PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (PULLING)	WO#2 (FRACTURA)
INICIO: 23-01-2005 FIN: 07-02-2005	INICIO: 07-02-2005 FIN: 12-02-2005	INICIO: 25-10-2006 FIN: 04-11-2006	INICIO: 04-11-2007 FIN: 23-11-2007
El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforo normalmente. Este pozo fue considerado el más rápido dentro de la campaña realizada en el año 2005 por slb. La primera sección se perforó hasta 200 pies bajo el tope Orteguzaza y la segunda seccion hasta 200 pies bajo el contacto agua petróleo la profundidad final de este pozo fue 10820	Se realiza la completacion del pozo sin inconvenientes, se procede a disparar con TCP PURE PJ 4505 PURE 4 1/2" intervalos 10552-10574 (5 dpp). Se corrió registro CBL. O.K.	Bajada de Limpieza (Broca + Scrapper). Cambio de BES	Parte A: Abre camisa, recupera Std valve. Controla pozo. Debido a problemas de BES del pozo PA-06 se suspende operaciones y se vuelve a dejar en producción el pozo. (Se deja std valve en no-go.) Parte B: Abre camisa, recupera Std valve. Controla pozo. Saca BES. Realiza viaje de limpieza, Baja bha de fractura. Realiza prueba de ratas multiples. Datafrac y Fractura. Saca. Evalua pozo por 13 hrs y cierra por 18 hrs. Recupera bomba jet + elementos. Saca sarta de Evaluación. Completa con BES GN 3200 (descarga a 7102 ft md)
N/A	10552-10574 (5 dpp)	N/A	N/A



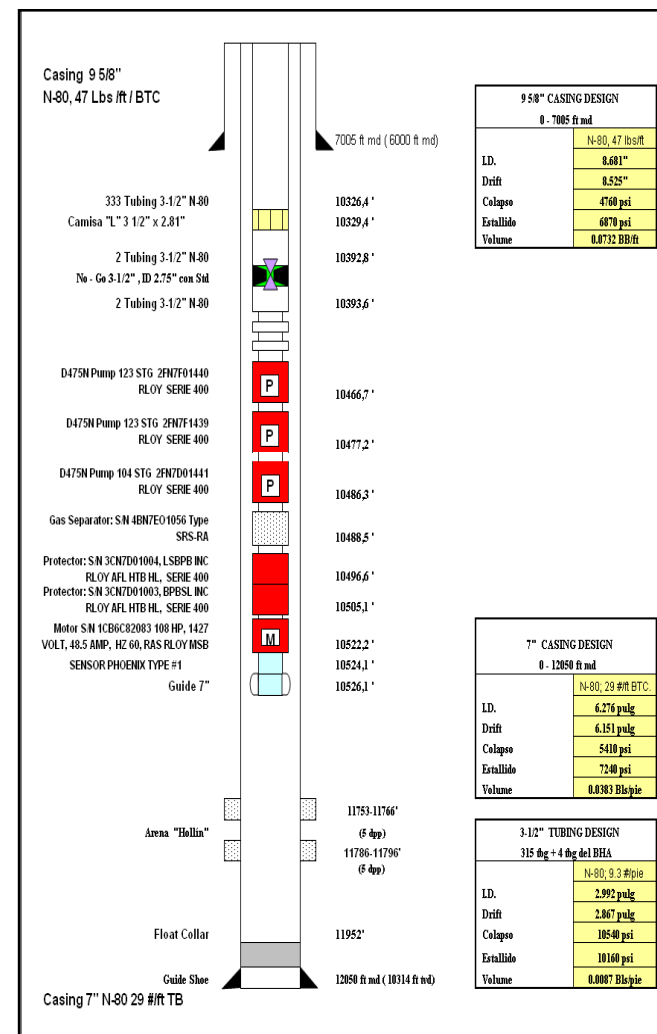
2.1.3 PALO AZUL H

PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (PULLING)	WO#2 (FRACTURA)
INICIO: 08-11-2005	INICIO: 10-12-2005	INICIO: 11-06-2007	INICIO: 11-12-2007
FIN: 02-12-2005	FIN: 16-12-2005	FIN: 17-06-2007	FIN: 21-12-2007
<p>El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforó normalmente. Este pozo fue perforado por la Compañía Halliburton como parte del contrato de perforacion de Servicios Integrados 2005-2006. La primera sección se perforó hasta 200 pies bajo el tope Ortegua y la segunda sección hasta 200 pies bajo el contacto agua petróleo CAP. la profundidad final medida fue de 10971 ft</p>	<p>Se realiza la completación del pozo sin inconvenientes, se toma el registro CBL-USIT Muestra canal. Se procede a realizar sqz se dispara con cañones MILLENIUN 4 5/8" Correlaciona con registro CAST-V - CBL - VDL GR - CCL de cía HES y cañonea intervalo 10680 ft - 10700 ft. Se corrió registro CBL-CASTV. O.K. Procede a disparar con sistema de cañoneo autodesprendible convencional 43,6 pul de penetración.</p>	<p>Se realiza un Pulling con el fin de corregir una falla en el funcionamiento de la BES, Bajada de Limpieza (Broca + Scrapper). Cambio de BES</p>	<p>Abre camisa. Controla pozo. Saca completación de bombeo electrico. Realiza viaje de limpieza. Baja bha de fractura. Realiza prueba de ratas multiples y Datafrac. Corre registro de Temperatura. Fractura Saca. Evalua pozo 24 hrs. Cierra por 26 hrs. Saca. Completa con bha de bombeo electrico (BES GN 5600 / 7000 ft md)</p>
	INTERVALOS PRODUCTORES 10680-10700 a MD	N/A	N/A



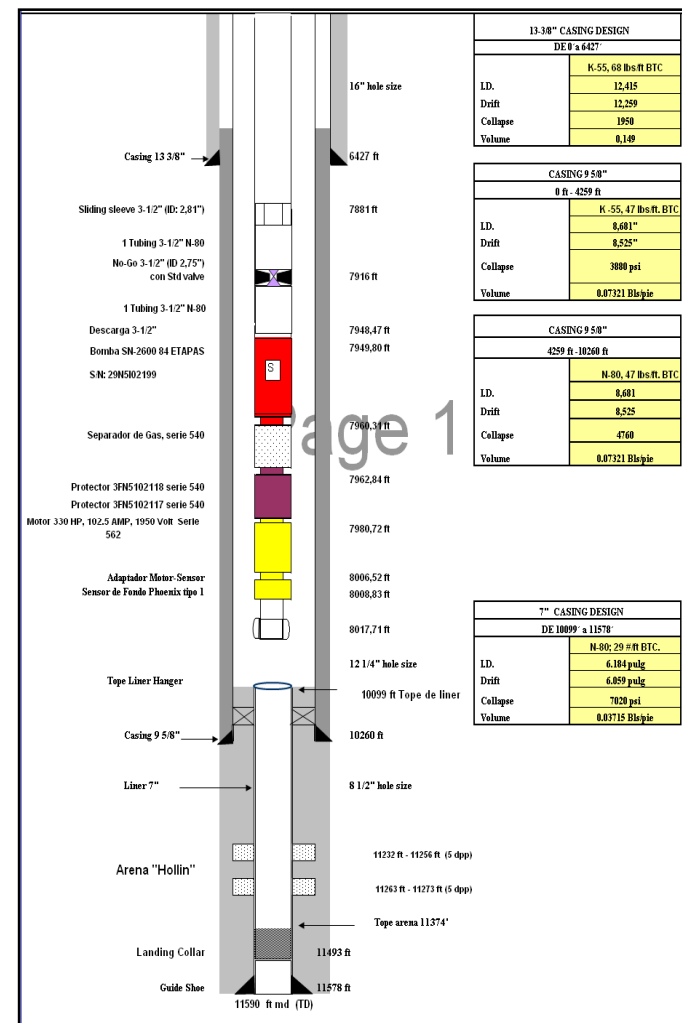
2.1.4 PALO AZUL I

PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (PULLING)	WO#2 (FRACTURA)
INICIO: 11-02-2007	INICIO: 24-04-2007	INICIO: 29-10-2007	INICIO: 26-05-2005
FIN: 24-04-2007	FIN: 12-05-2007	FIN: 03-11-2007	FIN: 04-06-2005
El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforo normalmente. El primer revestimiento se asento 200 ft bajo el tope Orteguaza y el segundo hasta la profundidad final que fue 12060	Se dispara PJ OMEGA 4 1/2" PURE CBL-USIT Bueno arriba y debajo del intervalo a disparar. 11753-11766 ft MD 11786-11796 ft MD (5 dpp)	Saca BES. Realiza viaje de limpieza (fondo a 11952 ft). Completa con BES FN5000673 (10056 ft md).	Abre camisa. Controla pozo. Saca completación de bombeo electrico. Realiza viaje de limpieza. Baja bha de fractura. Realiza prueba de ratas multiples y Datafrac. Corre registro de Temperatura. Fractura Saca. Arma y baja bha de evluación. Evalua por 18 hrs y cierra por 24 hrs. Saca. Baja completación final con BES DN 475 (10458 ft md). Nota: Torre Perforec 34 fue liberada).
N/A	11753-11766 ft MD 11786-11796 ft MD (5 dpp)	N/A	N/A



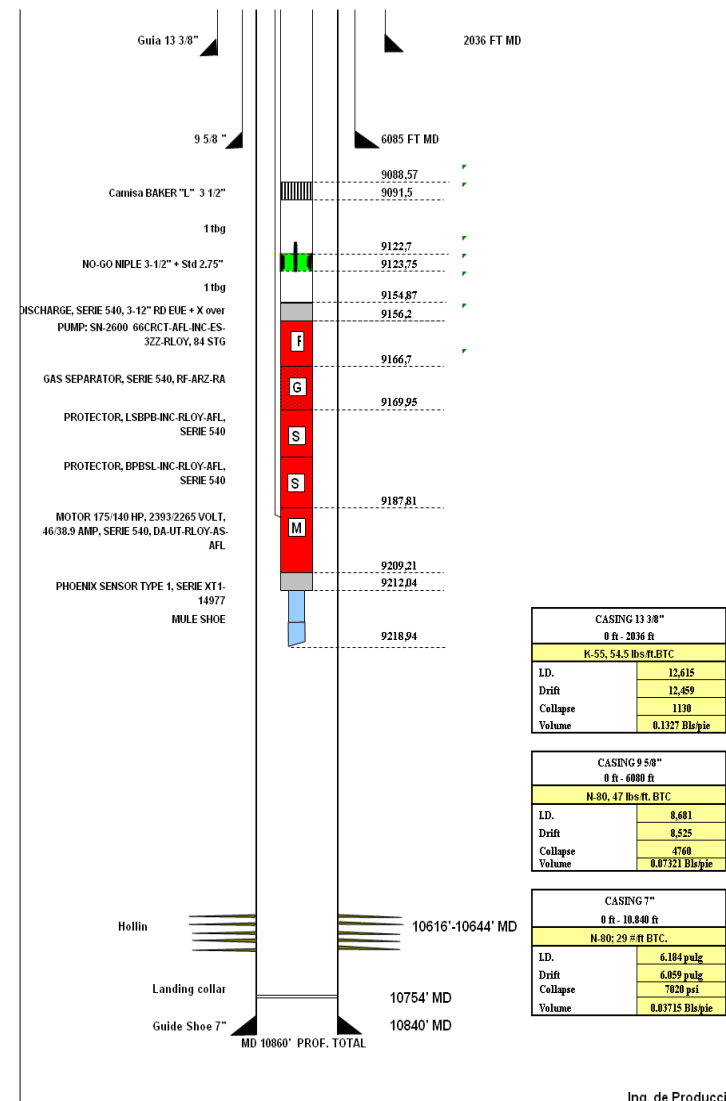
2.1.5 PALO AZUL J

PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (FRACTURA)
INICIO: 28-12-2005	INICIO: 30-01-2006	INICIO: 22-12-2007
FIN: 30-01-2006	FIN: 13-02-2006	FIN: 03-01-2008
<p>El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforó normalmente. Este pozo fue perforado por la Compañía Halliburton como parte del contrato de perforacion de Servicios Integrados 2005-2006. La primera sección se perforó hasta 200 pies bajo el tope Orteguaza y la segunda sección hasta 200 pies bajo el contacto agua petróleo CAP. la profundidad final medida fue de 12 319 ft</p>	<p>Registro CBL-CastV / Dipolar / RMT. Cemento O.K. Disparo intervalo 11232-11256 ft -- 11263 ft - 11273 ftmd con TCP-Bajo balance (Stim Gum). Evaluación y cierre. Baja BES</p>	<p>Abre camisa. Controla pozo. Sacar completación de bombeo electrico. Realiza viaje de limpieza. Baja bha de fractura. No pasa del tope del Liner. Se realiza viaje de acondicionamiento. Sacar. Baja nuevamente bha de fractura. Realiza prueba de ratas multiples y Datafrac. Corre registro de Temperatura. Fractura Sacar. Evalua pozo 36 hrs. Cierra por 36 hrs. Sacar. Completa con bha de bombeo electrico (BES GN 2600, 84 etapas).</p>
	<p>INTERVALOS PRODUCTORES (11232 ft - 11256 ft MD; 11263 ft - 11273 ft) 5 dpp</p>	N/A



2.1.6 PALO AZUL 06

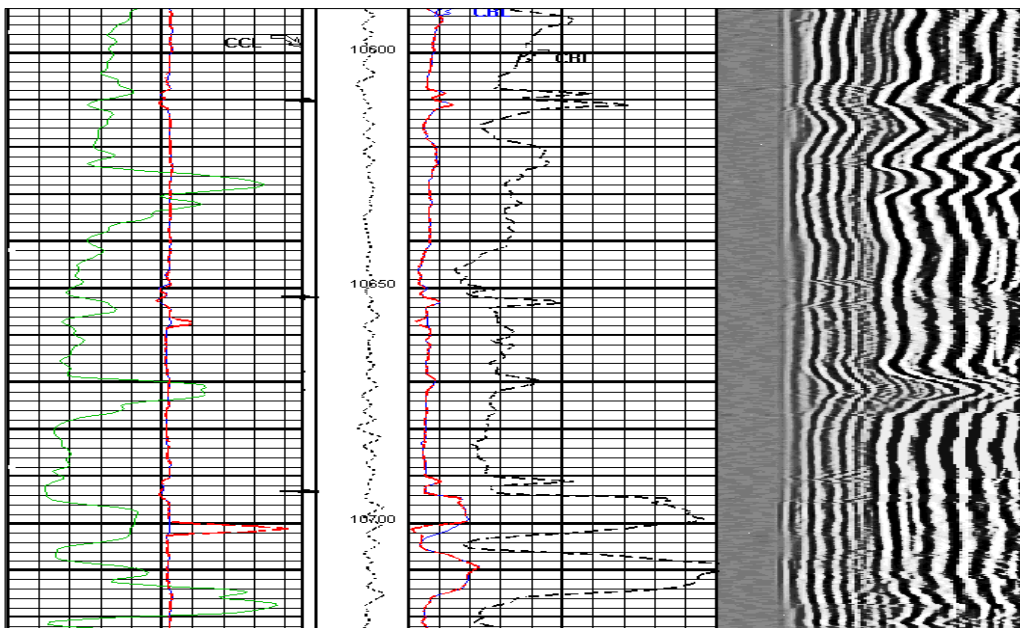
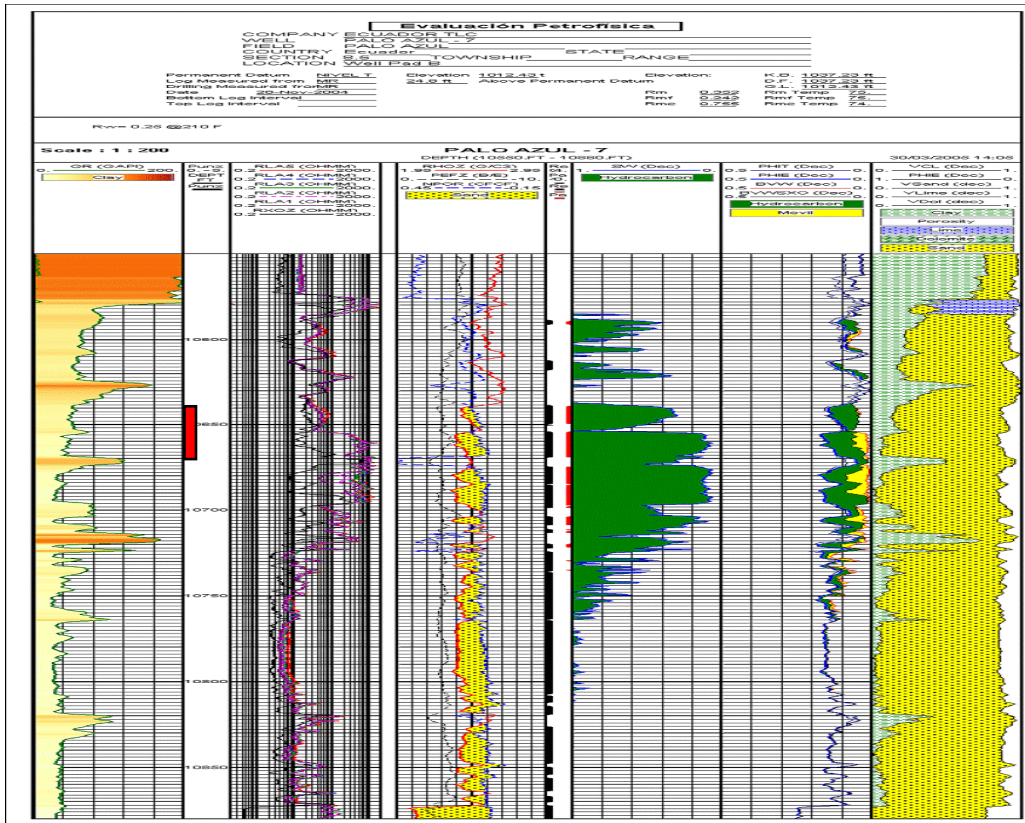
PERFORACION	COMPLETACION	WO #1 (PULLING)	WO#2 (PULLING)
INICIO: 27-04-2005	INICIO: 27-06-2005	INICIO: 31-08-2005	INICIO: 06-11-2005
FIN: 25-06-2005	FIN: 01-07-2005	FIN: 04-09-2005	FIN: 11-11-2005
El pozo se perforó en dos etapas. La primera sección del pozo se perforó normalmente. Este pozo fue perforado por la Compañía SLB como parte del contrato de perforacion de Servicios Integrados 2004-2005. La primera sección se perforó hasta 200 pies bajo el tope Ortegua y la segunda sección hasta 200 pies bajo el contacto agua petróleo CAP. la profundidad final medida fue de 10860 ft, Es importante aclarar que este pozo se realizo un Side Track en la primera seccion debido a una pega diferencial en Chalcana	Se realiza la completación del pozo sin inconvenientes, 10616-10644 (5 dpp) Se corrió registro CBL-. No presentó canales ni asociados a la tubería ni a la formación.O.K.	Se realiza un Pulling con el fin de corregir una falla en el funcionamiento de la BES, Bajada de Limpieza (Broca + Scrapper). Cambio de BES	Se realiza un Pulling con el fin de corregir una falla en el funcionamiento de la BES, Bajada de Limpieza (Broca + Scrapper). Cambio de BES
	INTERVALOS PRODUCTORES 10616-10644 (5 dpp)	N/A	N/A



ANEXO 2.2

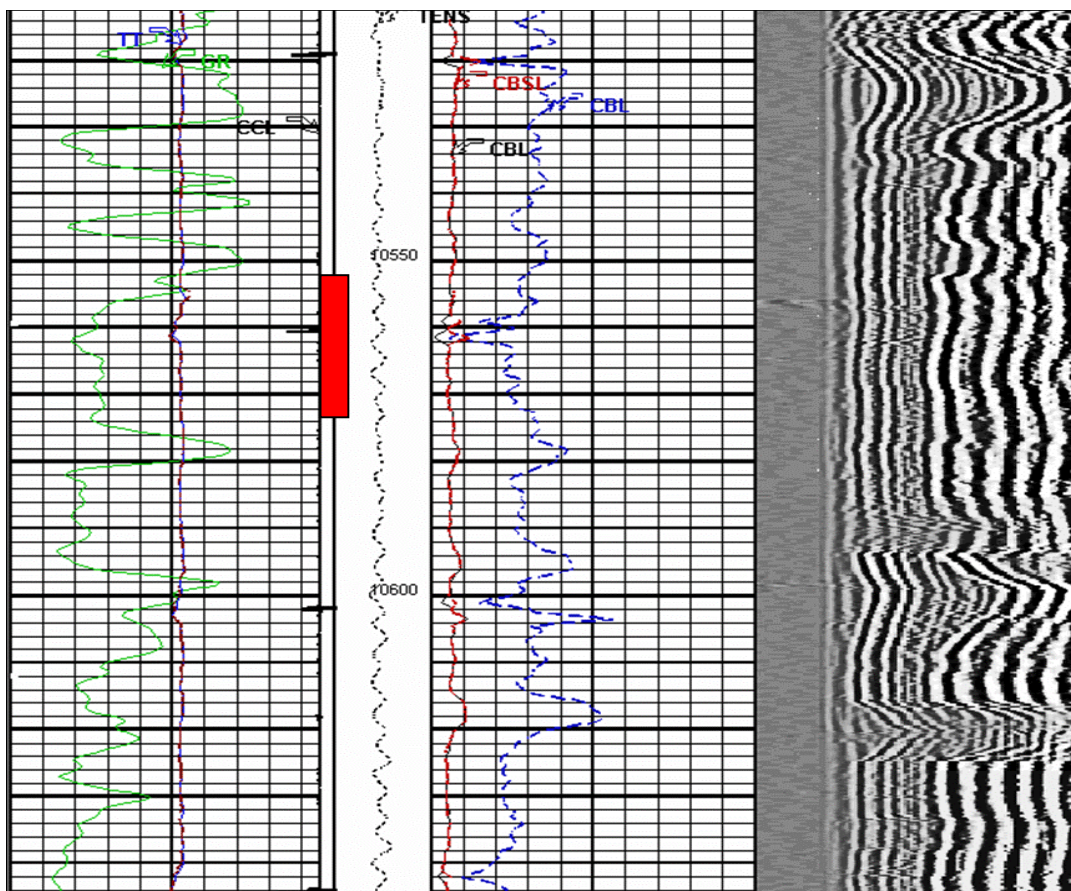
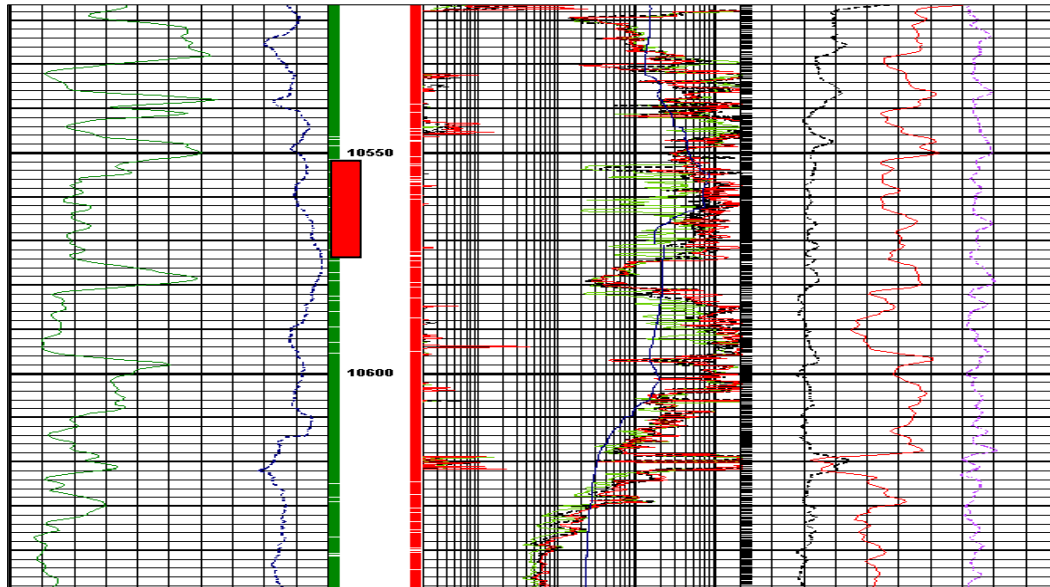
EVALUACIÓN PETROFÍSICA Y ANÁLISIS DEL CEMENTO DE LOS POZOS FRACTURADOS

2.2.1 PALO AZUL F

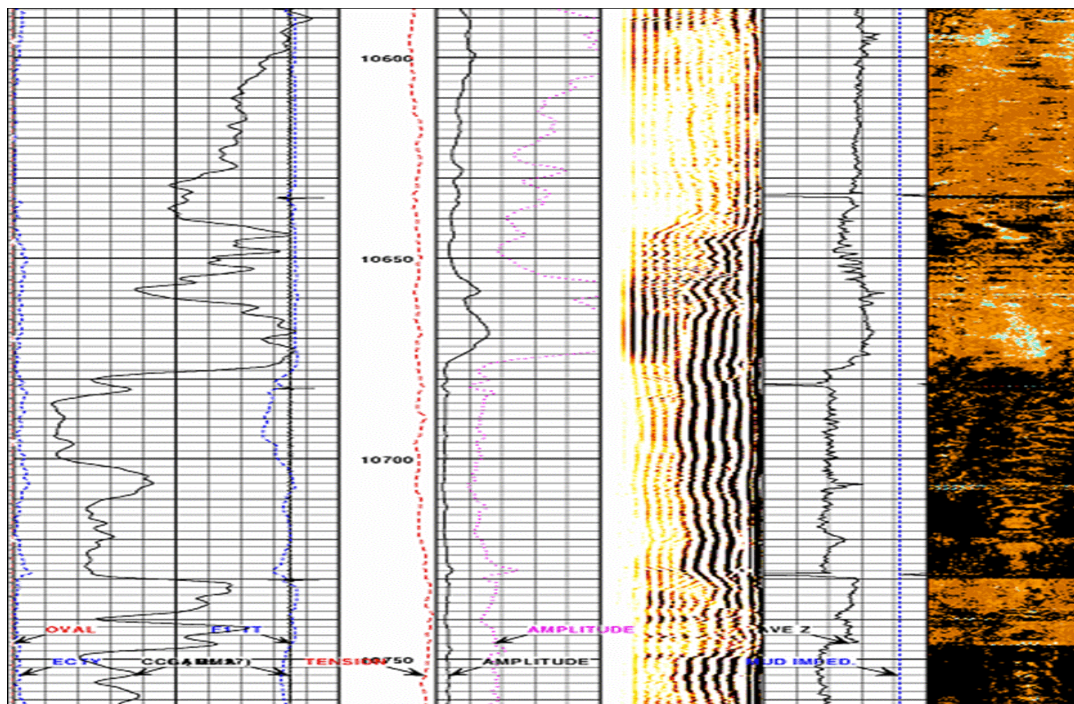
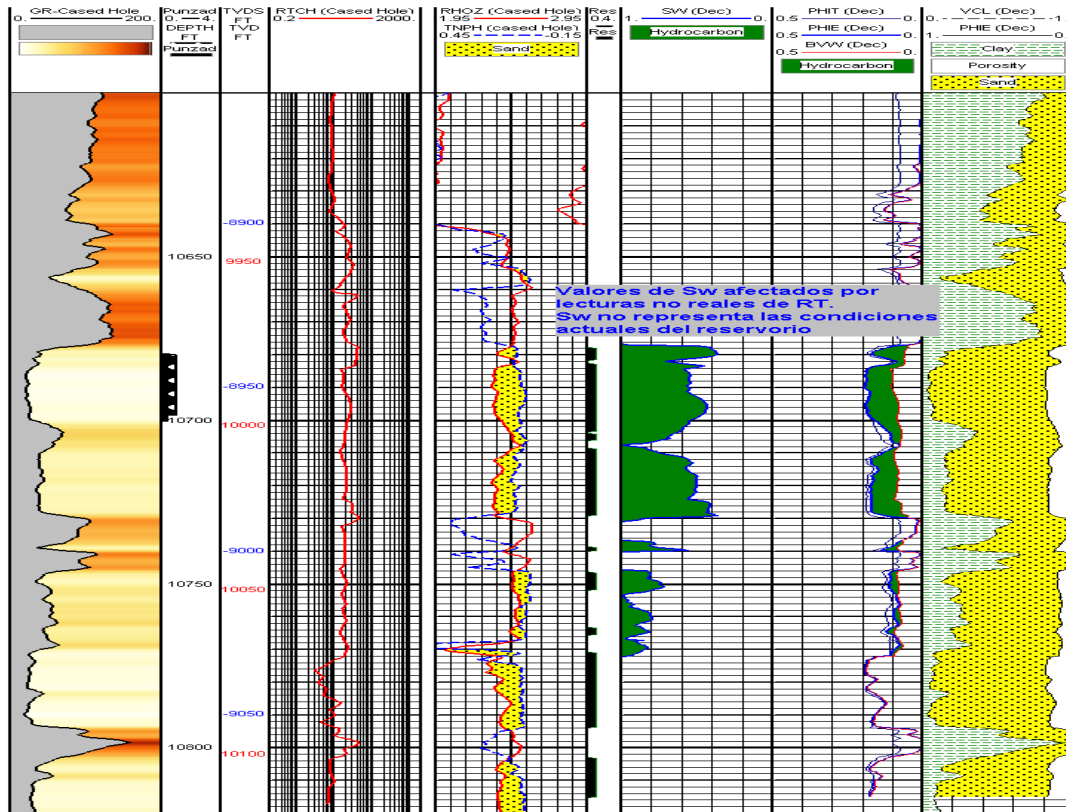


INTERVALOS PRODUCTORES 10640-10669 ft md

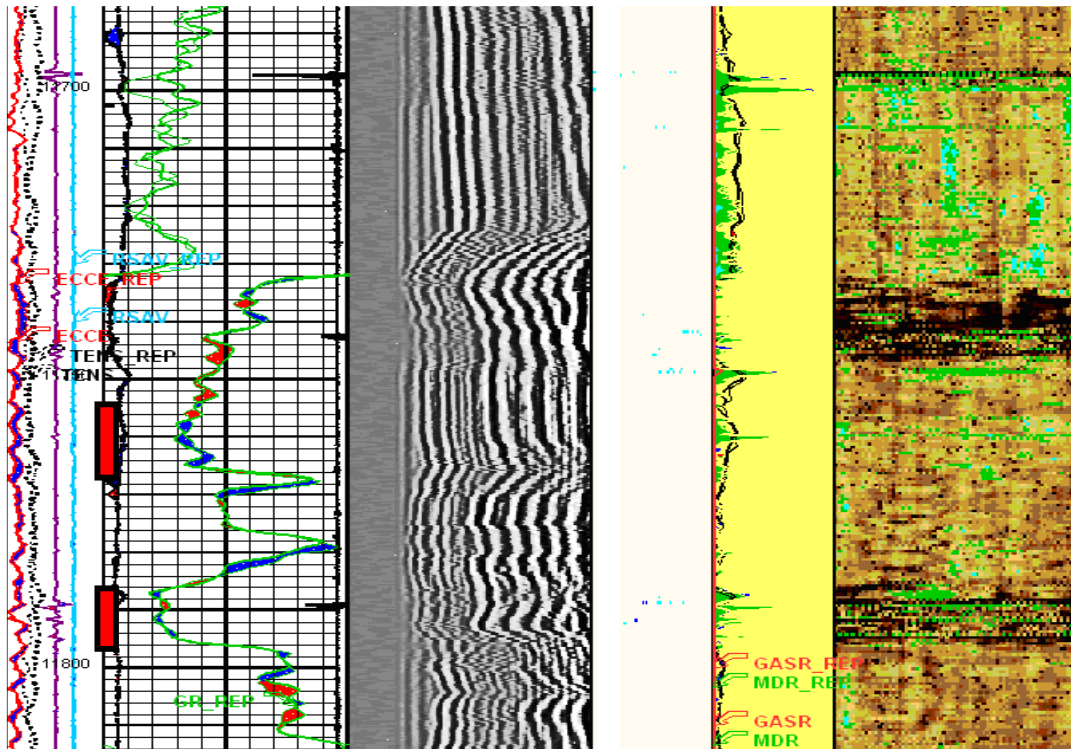
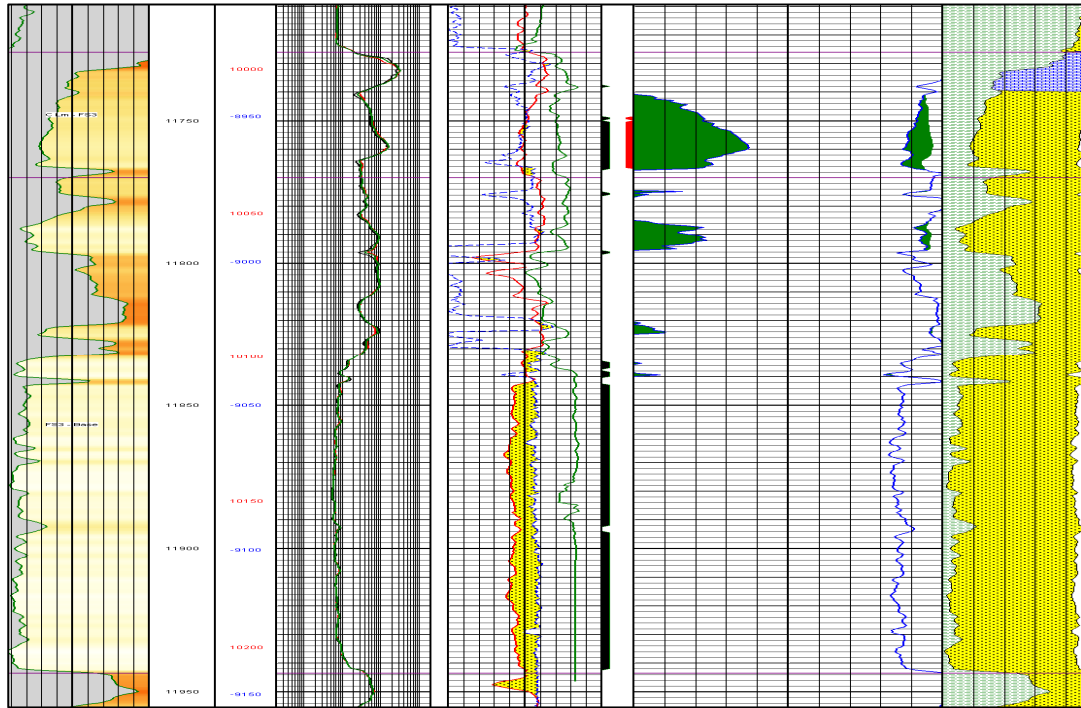
2.2.2 PALO AZUL G



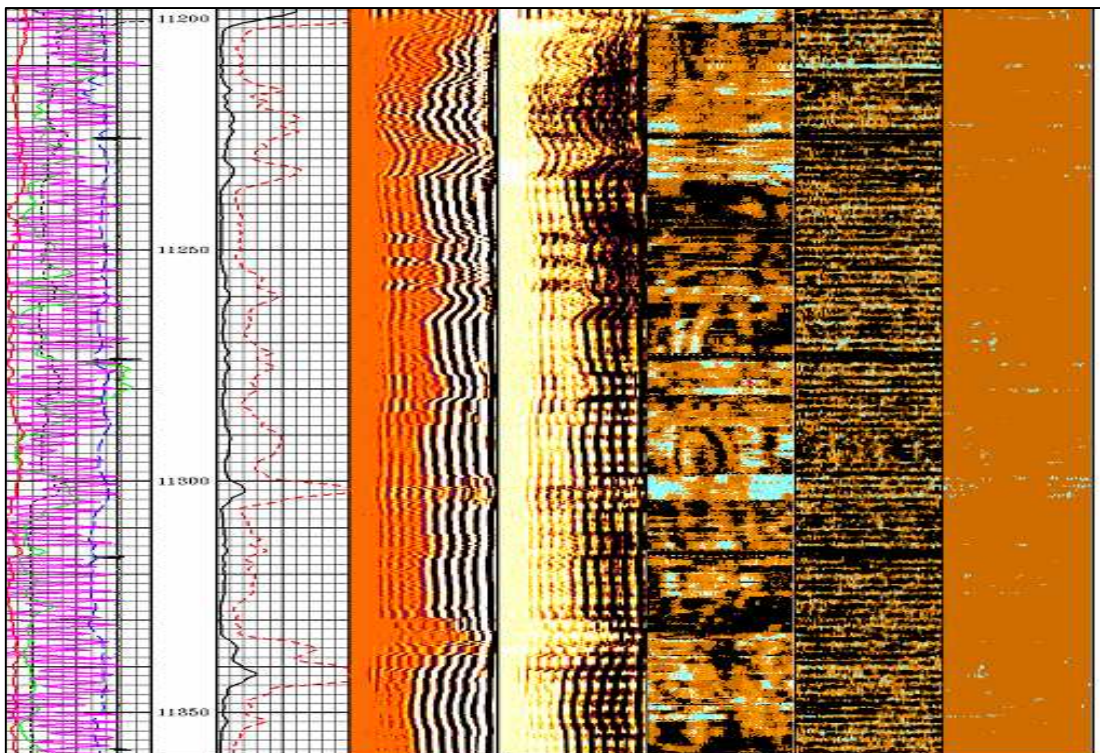
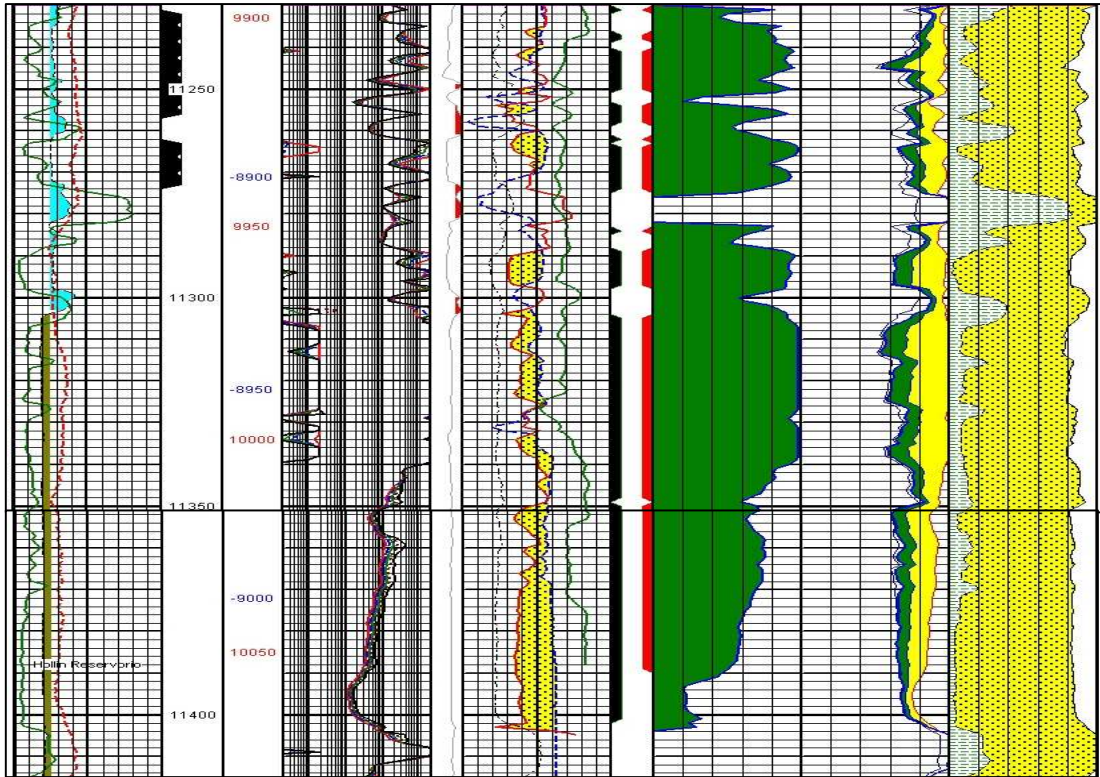
2.2.3 PALO AZUL H



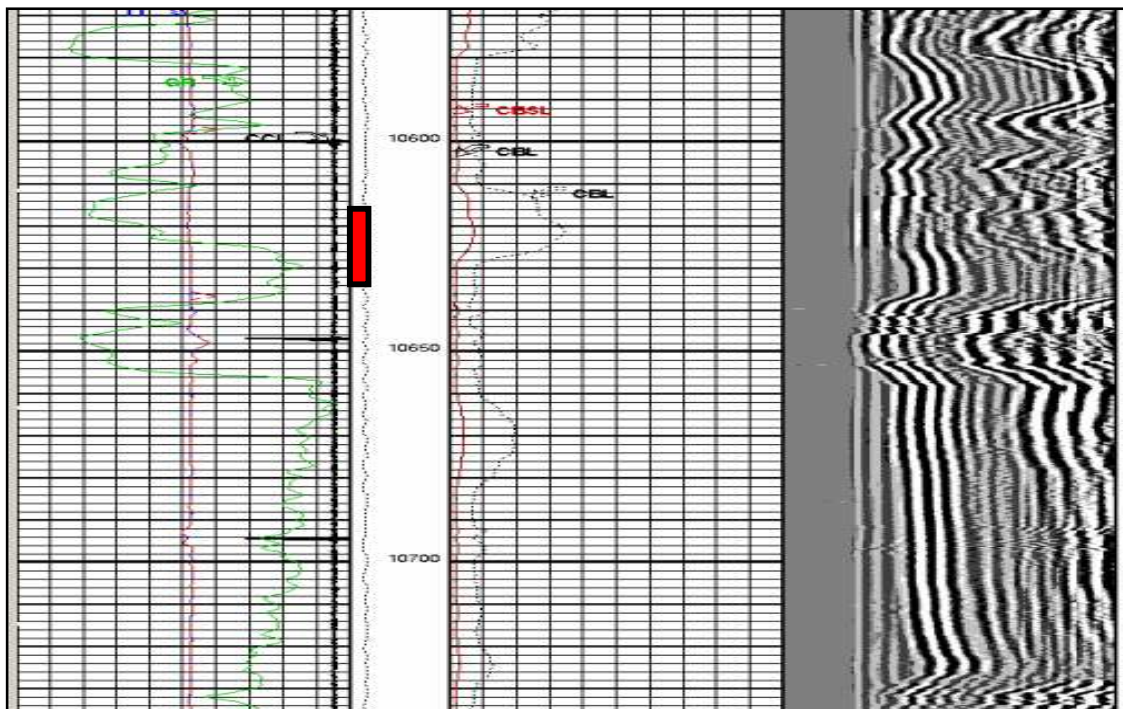
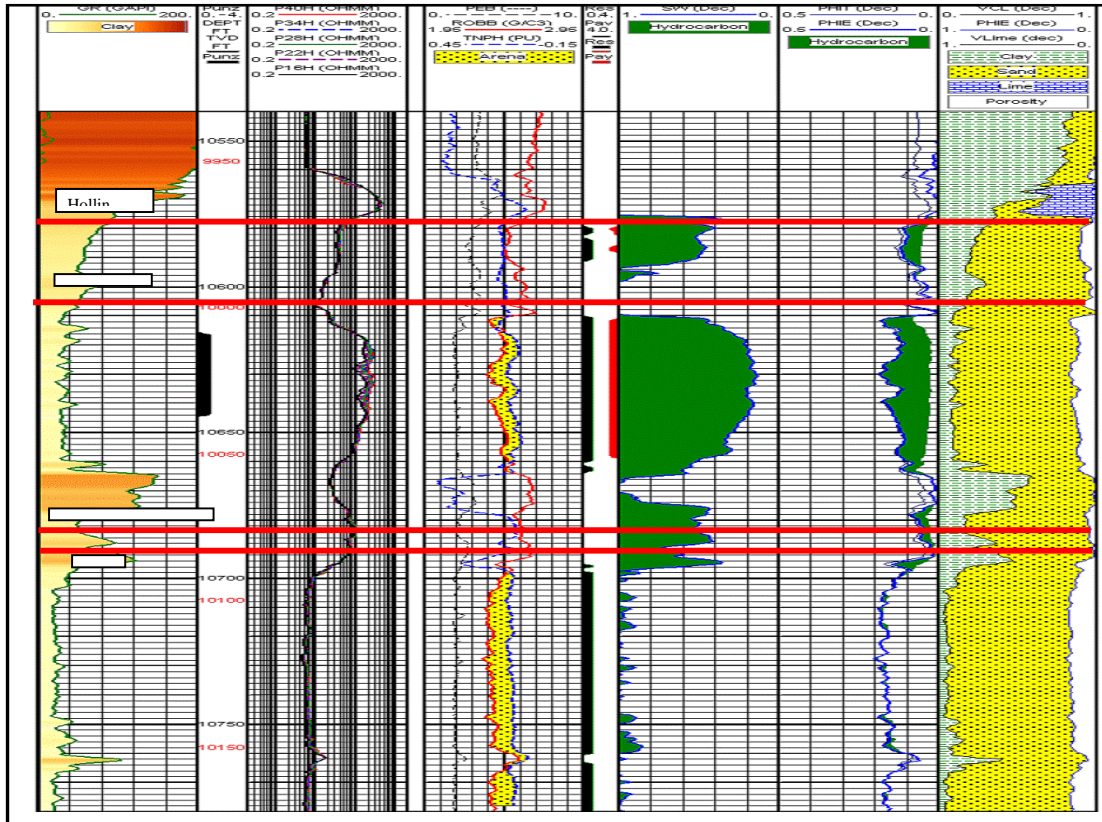
2.2.4 PALO AZUL I



2.2.5 PALO AZUL J



2.2.6 PALO AZUL K



ANEXO 2.3

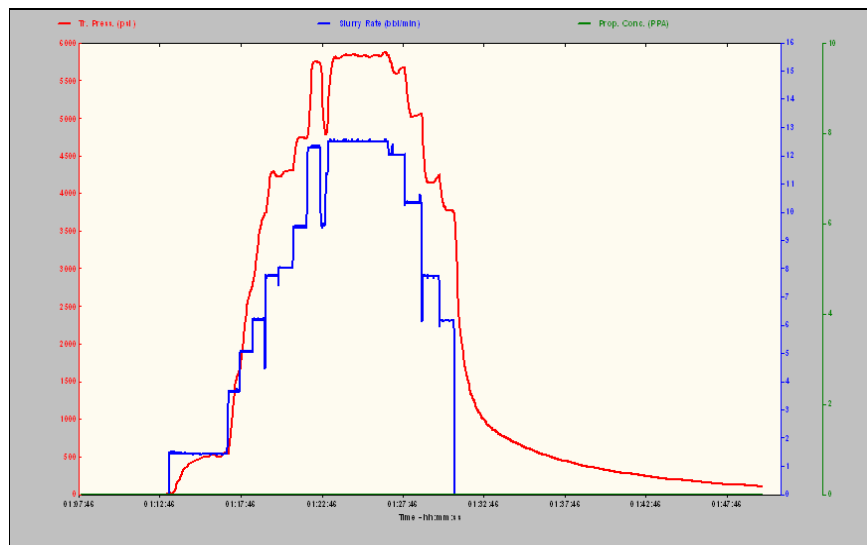
DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

ANEXO 2.3.1: PALO AZUL E

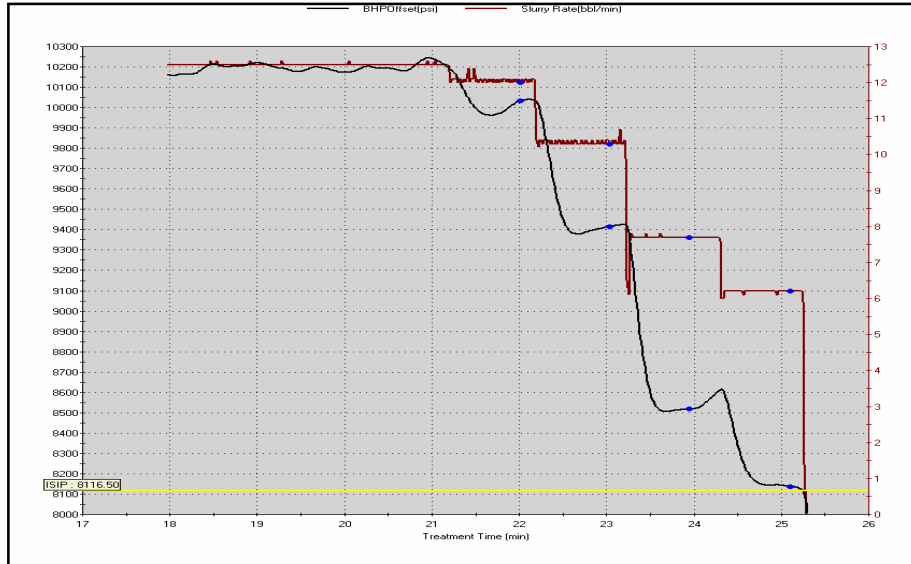
a) DATAFRAC

Etap	Fluido	Tasa	Tasa	Volumen		Tiempo		Conc. 8 gpt		Conc. 3.3 gpt		Conc. 15 ppt					
				Slurry Rate	Clean Rate	Slurry		LAS - Activador		SLURRY J499		Malla 100 (JOB4)					
						Etap	Acumul	Etap	Acumul	Tasa	Volumen	Tasa	Volumen	Tasa	Volumen		
bpm	bpm	Bbl	Bbl	min	min	gal/min	gal	gal	gal/min	gal	gal	lb/min	lb	lb			
Step Rate Test & Step Down Test								0	0								
1	FreLO	1.3	1.3	5.2	5	4.00	4.00										
2	FreLO	3.5	3.5	2.8	8	0.80	4.80										
3	FreLO	5	5	4	12	0.80	5.60										
4	FreLO	6	6	4.8	17	0.80	6.40										
5	FreLO	7.7	7.7	6.16	23	0.80	7.20										
6	FreLO	8.6	8.6	6.88	30	0.80	8.00										
7	FreLO	10.5	10.5	8.4	38	0.80	8.80										
8	FreLO	12	12	9.6	48	0.80	9.60										
9	FreLO	13	13	52	100	4.00	13.60										
10	FreLO	12	12	12	112	1.00	14.60										
11	FreLO	10.5	10.5	10.5	122	1.00	15.60										
12	FreLO	8.6	8.6	8.6	131	1.00	16.60										
13	FreLO	6	6	6	137	1.00	17.60										
PAUSA																	
Observar Declinación de Presión								0	17.60								
1	YF139HTD	8	8	100	100	12.5	30.10	2.7	33.8	33.8	1.1	13.9	13.9	5	62.5	62.5	
Cambio de caudal de 8 a 20 bbl/d cuando el YF1 llega a formación								0	30.1								
2	YF139HTD	20	20	10	110	0.5	30.60	6.7	3.4	37.2	2.8	1.4	15.3	12.6	6.3	68.8	
3	YF139HTD	20	19.6	23.8	133.8	1.2	31.79	6.6	7.9	45.1	2.7	3.2	18.5	12.3	14.6	83.4	
4	YF139HTD	20	19.2	23.8	157.6	1.2	32.98	6.4	7.6	52.7	2.7	3.2	21.7	12.1	14.4	97.8	
5	YF139HTD	20	20	90.0	247.6	4.5	37.48	6.7	30.2	82.9	2.8	12.5	34.2	12.6	56.7	154.5	
6	WFI35	20	20	95.6	343.2	4.8	42.26	6.7	32	114.9	0	0	34.2	0	0	154.5	
Final del DataFRAC				TOTAL CAL. INJECTION		453.2	bbl			114.9 gal		34.2 gal		154.5			

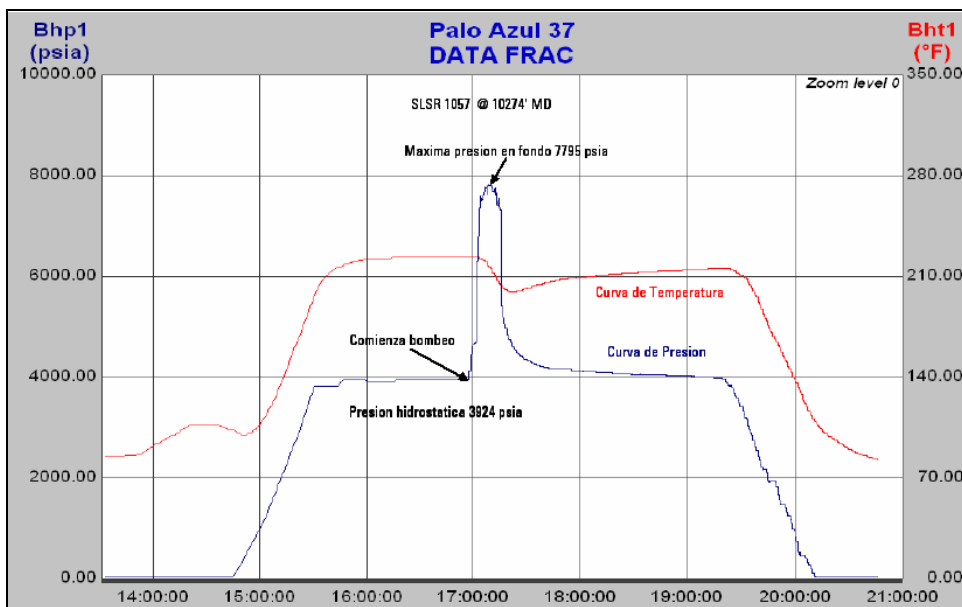
b) HOJA DE BOMBEO INYECCION



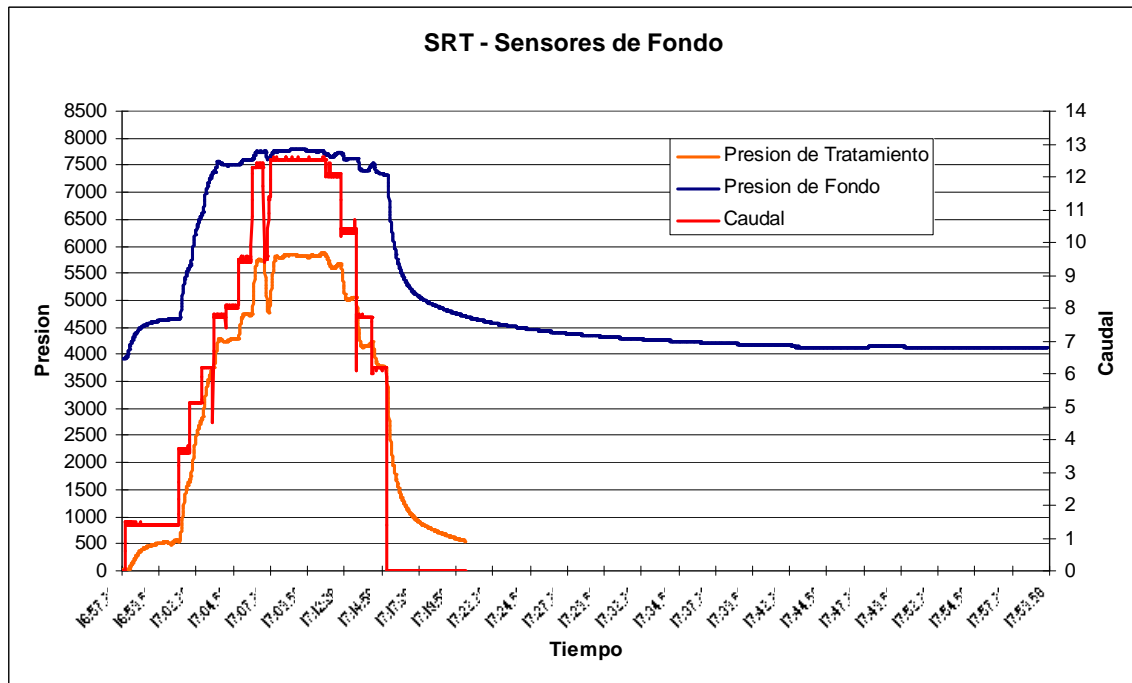
c) SELECCIÓN PUNTOS – STEP DOWN



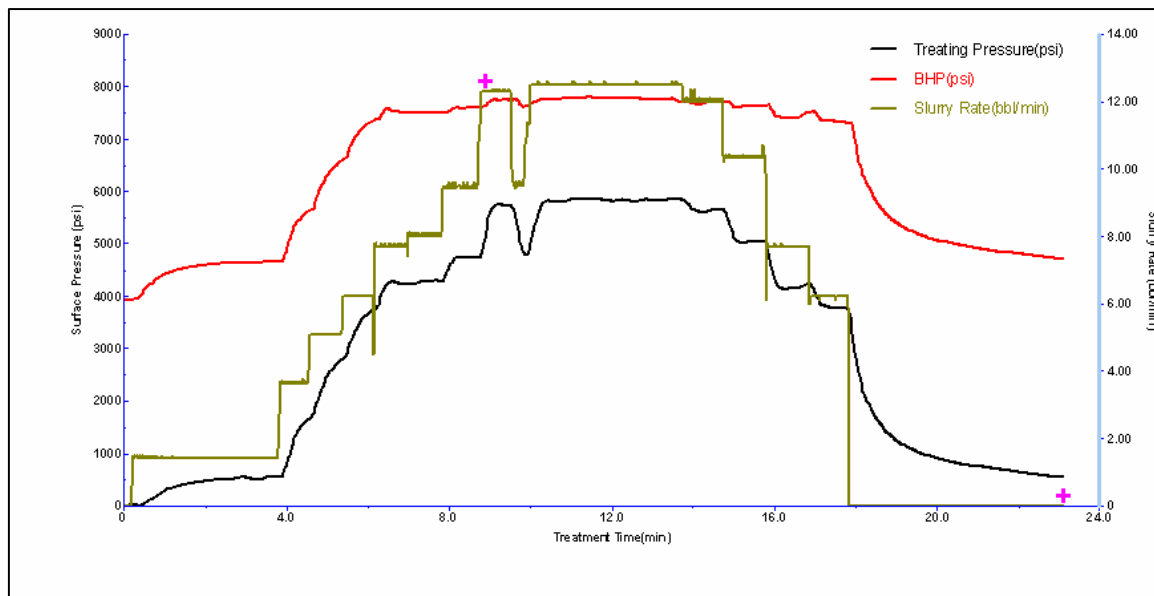
d) SENSORES DE FONDO



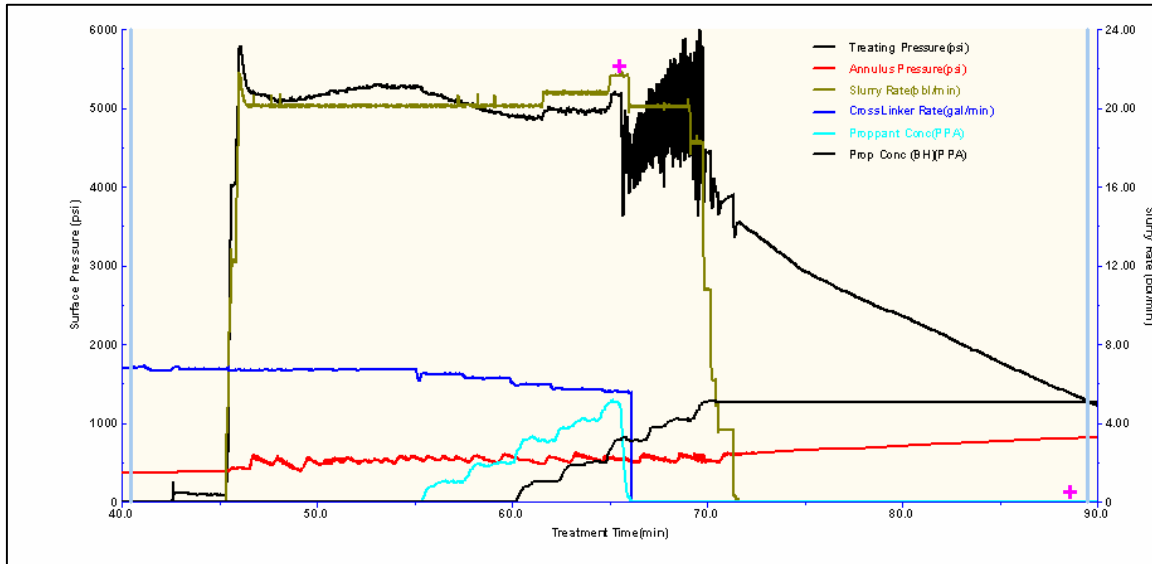
e) SUPERPOSICIÓN DE PRESIONES DE SUPERFICIE Y DE FONDO



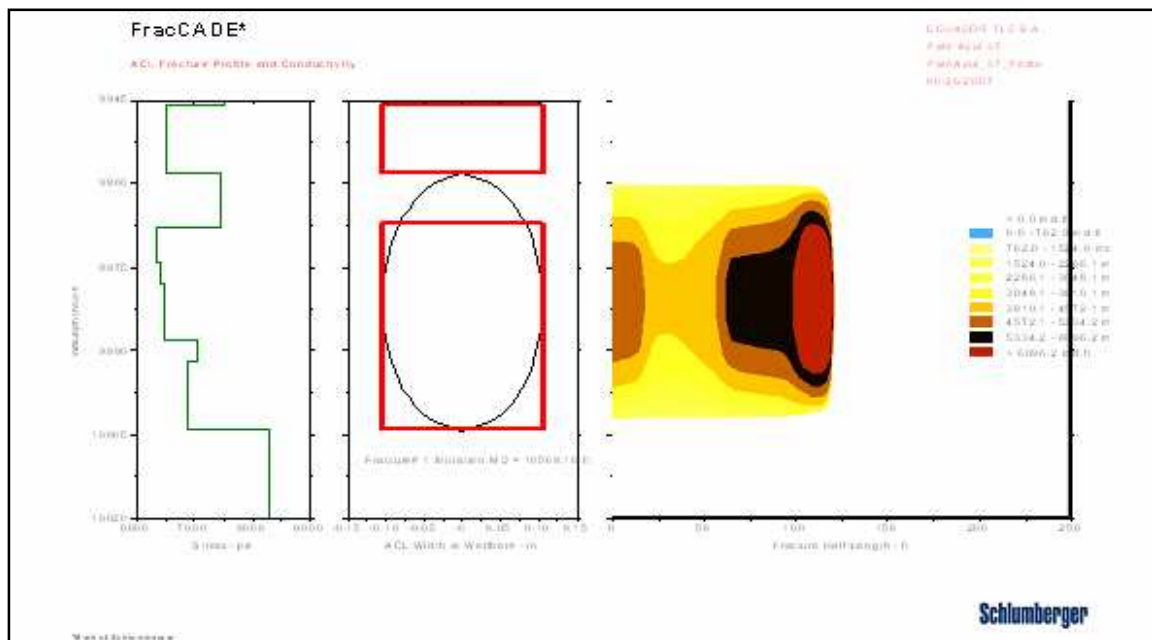
f) FRACCADE – BHP Y SUPERFICIE



g) GRÁFICA DEL TRABAJO



h) DISEÑO FINAL DE LA FRACTURA



ANEXO 2.3.2: PALO AZUL F

Sección 1: Datos de las Zonas

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Nombre de la Zona	Tope TVD (ft)	Altura Zona (ft)	Grad. Frac (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Módulo Young (psi)	Relación de Poisson	Toughness (psi.in0.5)
LUTITA	9918.3	5.9	0.862	8551	4.494E+6	0.35	100
CALIZA	9924.2	8.9	0.764	7584	6.322E+6	0.30	2400
ARENA SUCIA	9933.1	37.2	0.741	7372	3.490E+6	0.25	700
LUTITA	9970.4	8.4	0.863	8605	4.494E+6	0.35	1000
ARENA SUCIA	9978.8	7.6	0.838	8362	4.494E+6	0.35	100
ARENA LIMPIA	9986.4	10.5	0.718	7170	5.619E+6	0.20	1200
LUTITA	9996.9	4.5	0.723	7225	3.490E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	10001.4	13.6	0.695	6951	5.619E+6	0.20	1200
LUTITA	10015.0	4.9	0.733	7338	4.494E+6	0.35	100
ARENA LIMPIA	10019.9	12.8	0.701	7024	5.619E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	10032.8	9.5	0.697	7001	5.619E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	10042.2	6.3	0.762	7659	4.494E+6	0.35	100
ARENA SUCIA	10048.6	9.5	0.827	8318	4.494E+6	0.35	100
LUTITA	10058.1	7.3	0.862	8677	4.494E+6	0.35	100
ARENA SUCIA	10065.3	2.0	0.822	8278	4.494E+6	0.35	100
LUTITA	10067.3	3.0	0.827	8331	4.494E+6	0.35	100
ARENA LIMPIA	10070.3	15.8	0.702	7078	5.619E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	10086.0	17.7	0.691	6979	5.619E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	10103.8	5.9	0.720	7279	3.490E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	10109.7	53.2	0.682	6915	5.619E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	10162.9	5.9	0.749	7615	3.490E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	10168.9	45.3	0.689	7022	5.619E+6	0.20	1200
LUTITA	10214.2	100.0	0.658	6751	4.494E+6	0.35	1000

Formation Transmissibility Properties								
Zone Name	Top TVD (ft)	Net Height (ft)	Perm (md)	Porosity (%)	Res. Pressure (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Water Sat. (%)
LUTITA	9918.3	0.0	0.001	7.4	4265	0.0	0.0	100.0
CALIZA	9924.2	0.0	1.000	3.6	4267	0.0	0.0	100.0
ARENA SUCIA	9933.1	0.0	50.000	7.8	3771	0.0	27.6	72.4
LUTITA	9970.4	0.0	0.001	1.9	4287	0.0	1.0	99.0
ARENA SUCIA	9978.8	0.0	0.001	6.4	3788	0.0	12.2	87.8
ARENA LIMPIA	9986.4	10.5	130.000	12.6	3791	0.0	63.5	36.5
LUTITA	9996.9	0.0	100.000	9.6	3795	0.0	37.5	62.5
ARENA LIMPIA	10001.4	13.6	130.000	14.1	3797	0.0	87.9	12.1
LUTITA	10015.0	0.0	0.001	5.7	4306	0.0	85.3	14.7
ARENA LIMPIA	10019.9	12.8	130.000	12.8	3804	0.0	89.5	10.5
ARENA LIMPIA	10032.8	9.5	130.000	15.4	3809	0.0	90.8	9.2
ARENA SUCIA	10042.2	5.3	100.000	9.2	3812	0.0	57.4	42.6
ARENA SUCIA	10048.6	0.0	100.000	11.7	3815	0.0	74.0	26.0
LUTITA	10058.1	0.0	0.001	8.0	4325	0.0	72.9	27.1
ARENA SUCIA	10065.3	0.0	0.001	17.1	3821	0.0	58.9	41.1
LUTITA	10067.3	0.0	0.001	12.1	4329	0.0	52.9	47.1
ARENA LIMPIA	10070.3	15.8	130.000	13.5	3823	0.0	25.8	74.2
ARENA LIMPIA	10086.0	17.7	130.000	14.4	3829	0.0	18.0	82.0
ARENA SUCIA	10103.8	2.0	130.000	12.9	3836	0.0	6.7	93.3
ARENA LIMPIA	10109.7	53.2	130.000	13.9	3838	0.0	1.2	98.8
ARENA SUCIA	10162.9	2.0	100.000	6.2	3858	0.0	0.0	100.0
ARENA LIMPIA	10168.9	45.3	130.000	12.0	3860	0.0	0.0	100.0
LUTITA	10214.2	100.0	0.001	1.0	4392	0.0	0.0	100.0

Sección 2: Programa de Fractura Apuntalada

Datos reales del trabajo de fractura ejecutado					
Nombre del Fluido	Volumen de Fluido (gal)	Tipo de Apuntalante	Masa de Apunt. (lb)	Tiempo (min)	Notas
YF135HTD	8274		0	11.9	Pad Fluid
YF135HTD	5590	16/20 C-Lite	20758	9.1	Slurry Fluid
WF135	4104	16/20 C-Lite	1093	6.7	

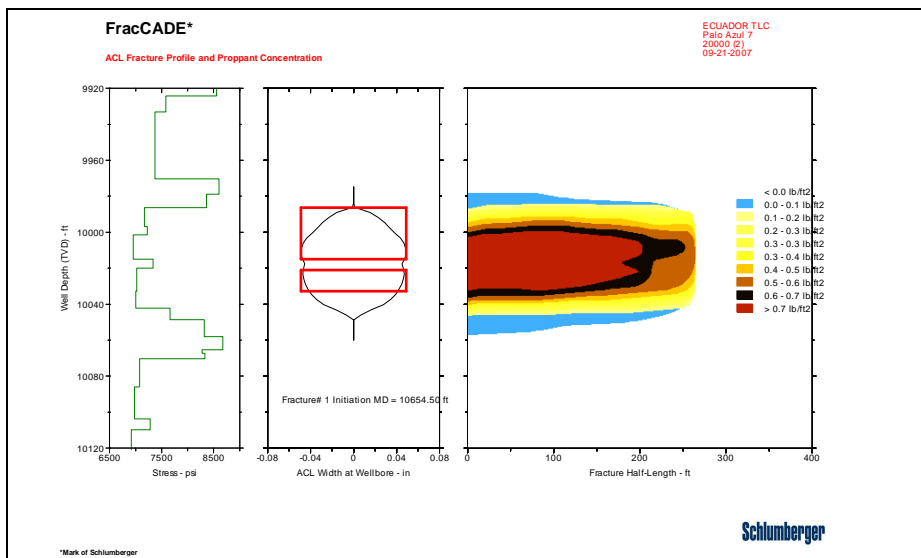
Totales Fluidos			
13865 gal	De	YF135HTD	
4104 gal	De	WF135	

Total de Apuntalante		
21851 lb	De	16/20 C-Lite

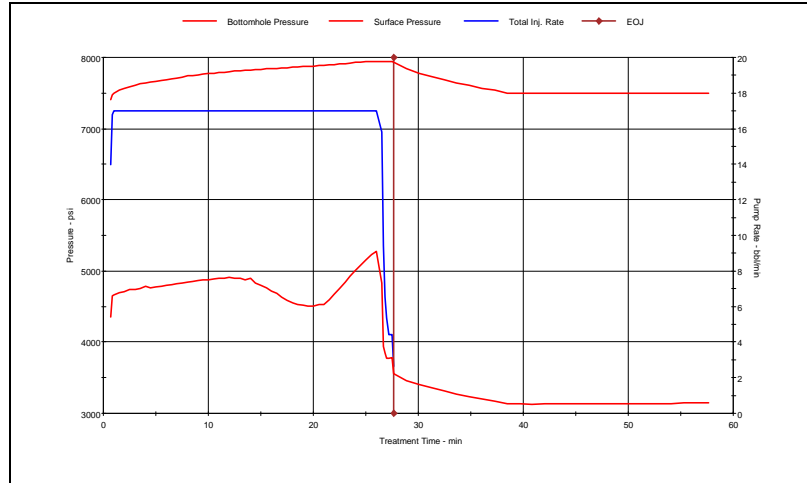
Canales de información usados	
	Treatment Time
	Slurry Rate
	Proppant Conc
	Treating Pressure

Sección 5: Resultados de la Simulación de Fractura

(1) Gráfico de perfil de fractura y concentración de apuntalante después de cierre



(2) Gráfico de Presiones de Trabajo



Sección 6: Simulación de Fractura hidráulica

Los siguientes son los resultados de la simulación por computadora de esta propuesta de fractura utilizando un modelo Pseudo 3-D Vertical. Conductividad efectiva y FCD efectivo son calculados en base a los intervalos perforados con alturas netas positivas.

- Topo inicial de fractura TVD 9986.4 ft
- Fondo inicial de fractura TVD 10015.0 ft

- Longitud media de fractura 272.7 ft
- Altura hidráulica post-trabajo 85.3 ft
- Ancho apuntalado promedio 0.050 in
- Concentración promedio de gel 1485.9 lb/mgal
- Factor de gel retenido promedio 0.40
- Presión neta 984 psi
- Eficiencia 0.205
- Conductividad Efectiva 997 md.ft
- Fcd Efectiva 0.0
- Max Presión en superficie 5272 psi

Simulación de Resultados por Segmento							
Desde (ft)	Hacia (ft)	Concen. Apuntalante fin del bombeo (PPA)	Ancho Apuntalado (in)	Altura Apuntalada (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Conductividad de Fractura (md.ft)
0.0	68.2	6.7	0.054	83.8	0.50	1358.0	855
68.2	136.3	6.9	0.058	79.8	0.54	1310.6	923
136.3	204.5	6.3	0.051	74.6	0.47	1310.9	790
204.5	272.7	4.1	0.037	64.6	0.34	1891.4	551

Sección 6: Datos de Apuntalante

La permeabilidad del apuntalante se ha calculado en base a los siguientes parámetros:

Temp. Estática de Fondo:	230 deg
Esfuerzo sobre apunt.:	5751 psi
Conc. Promedio de apunt.:	1.00 lb/ft ²
Módulo de Young Promedio:	5.283E+06 psi

Datos del Apuntalante				
Nombre Apuntalante	Gravedad Específica	Diámetro Principal (in)	Porosidad del Empaque (%)	Permeabilidad (md)
16/20 C-Lite	2.73	0.037	35.0	526712
20/40 C-Lite	2.73	0.028	35.0	323467

ANEXO 2.3.3: PALO AZUL G

Section 3: Wellbore Configuration

Bottom Hole Temperature.....	230 degF
Deviated Hole.....	YES
Treat Down.....	TUBING
Flush Volume to 10471.2 ft.....	96.2 bbl
Well Type.....	Deviated
Well Location.....	OnShore

Section 4: Zone Data

Formation Mechanical Properties							
Zone Name	Top TVD (ft)	Zone Height (ft)	Frac Grad. (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Toughness (psi.in0.5)
SHALE	9961.0	9.8	0.880	8770	4.494E+6	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	9970.8	6.2	0.670	6683	3.490E+6	0.25	700
SHALE	9977.1	6.1	0.880	8782	4.494E+6	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	9983.2	5.0	0.670	6690	3.490E+6	0.25	700
SHALE	9988.1	5.1	0.880	8792	4.494E+6	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	9993.3	23.5	0.675	6753	5.619E+6	0.20	1200
DIRTY-SANDSTONE	10016.7	5.3	0.780	7815	3.490E+6	0.25	700
CLEAN-SANDSTONE	10022.0	5.2	0.675	6767	5.619E+6	0.20	1200
CLEAN-SANDSTONE	10027.2	10.6	0.675	6772	5.619E+6	0.20	1200
SHALE	10037.8	11.8	0.880	8838	4.494E+6	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	10049.6	10.2	0.670	6737	3.490E+6	0.25	700
SHALE	10059.8	3.7	0.880	8854	4.940E+6	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	10063.5	4.4	0.670	6744	3.490E+6	0.25	700
SHALE	10067.9	7.6	0.880	8863	4.494E+6	0.35	1000

Formation Transmissibility Properties								
Zone Name	Top TVD (ft)	Net Height (ft)	Perm (md)	Porosity (%)	Res. Pressure (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Water Sat. (%)
SHALE	9961.0	0.0	0.001	8.3	4283	0.0	12.4	87.7

DIRTY-SANDSTONE	9970.8	6.2	120.000	11.1	3877	0.0	80.3	19.8
SHALE	9977.1	0.0	0.001	8.8	4290	0.0	89.2	10.8
DIRTY-SANDSTONE	9983.2	5.0	130.000	11.5	3882	0.0	96.6	3.4
SHALE	9988.1	0.0	0.001	7.6	4295	0.0	89.8	10.2
CLEAN-SANDSTONE	9993.3	23.5	150.000	12.6	3886	0.0	89.9	10.1
DIRTY-SANDSTONE	10016.7	5.3	130.000	8.3	3895	0.0	41.9	58.1
CLEAN-SANDSTONE	10022.0	5.2	180.000	16.1	3897	0.0	92.1	8.0
CLEAN-SANDSTONE	10027.2	10.0	180.000	9.0	3899	0.0	86.2	13.8
SHALE	10037.8	0.0	0.001	10.0	4316	0.0	68.8	31.2
DIRTY-SANDSTONE	10049.6	3.0	180.000	12.4	3908	0.0	92.0	8.0
SHALE	10059.8	0.0	0.001	15.5	4326	0.0	71.2	28.8
DIRTY-SANDSTONE	10063.5	4.0	180.000	13.1	3913	0.0	36.3	63.7
SHALE	10067.9	0.0	0.001	1.0	4329	0.0	36.3	63.7

Section 5: Propped Fracture Schedule

The following is the Pumping Schedule to achieve a propped fracture half-length (X_f) of 189.1 ft with an average conductivity ($K_f w$) of 4046 md.ft.

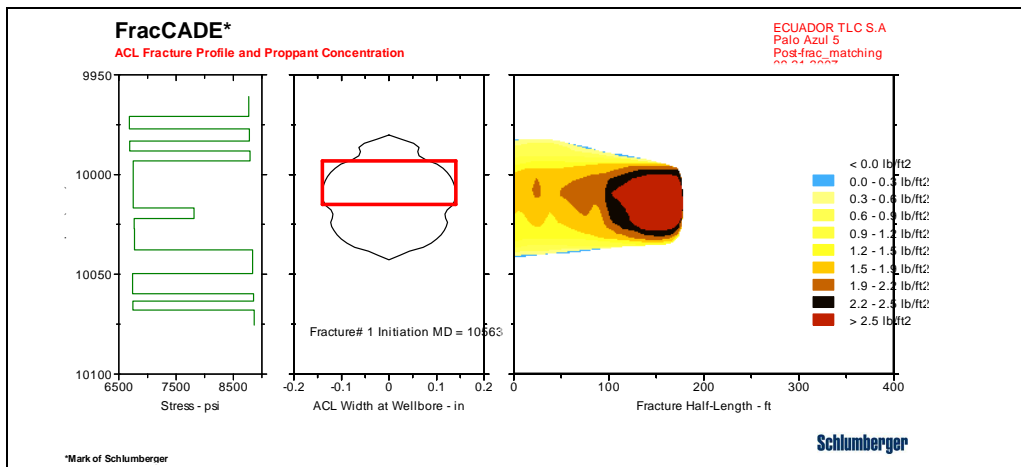
Real Data Job Execution Schedule					
Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Mass (lb)	Time (min)	Notes
YF135HTD	10266		0	15.4	Pad Fluid
YF135HTD	10230	16/20 C-Lite	30876	16.2	Slurry Fluid
WF135	2626		0	4.4	Flush Fluid

For Actual pumped Schedule see Job Data in FracCADE Datafile

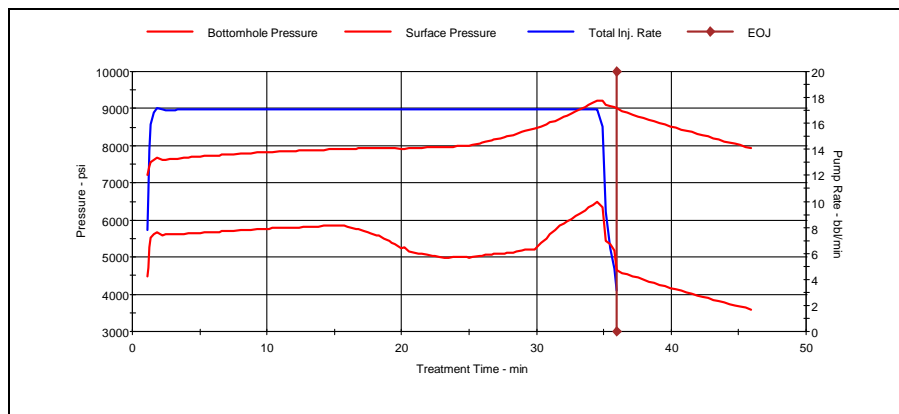
Fluid Totals		
20496 gal	of	YF135HTD
2626 gal	of	WF135

Proppant Totals		
30876 lb	of	16/20 C-Lite

Job Data Channels Used	
	Treatment Time
	Slurry Rate
	Proppant Conc
	Treating Pressure



(3) Treating Plot



Section 6: Propped Fracture Simulation

The following are the results of the computer simulation of this Fracturing Proposal using a Pseudo 3-D Vertical model. Effective Conductivity and Effective Fcd are calculated based on perforated intervals with positive net heights.

Initial Fracture Top TVD..... 9993.3 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 10016.7 ft

Propped Fracture Half-Length..... 189.1 ft
 EOJ Hyd Height at Well..... 62.5 ft
 Average Propped Width..... 0.156 in
 Average Gel Concentration..... 1079.7 lb/mgal
 Average Gel Fluid Retained Factor... 0.50
 Net Pressure..... 2246 psi
 Efficiency..... 0.188

Effective Conductivity..... 5597 md.ft
 Effective Fcd..... 0.2
 Max Surface Pressure..... 6488 psi

Simulation Results by Fracture Segment							
From (ft)	To (ft)	Prop. Conc. at End of Pumping (PPA)	Propped Width (in)	Propped Height (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Fracture Conductivity (md.ft)
0.0	47.3	6.6	0.141	61.6	1.31	1221.3	3490
47.3	94.5	7.0	0.153	57.2	1.42	1191.1	3789
94.5	141.8	9.4	0.195	50.5	1.80	922.6	4856
141.8	189.1	18.8	0.125	38.3	1.16	763.3	4011

Section 7: Treatment Fluid Data

Fluid Name	WF135	YF135HTD	FreFLO
Friction			
Rate Low (bbl/min)	2.8	5.0	1.0
Pressure Low (psi/1000ft)	10.0	120.0	59.1
Rate Pivot (bbl/min)	8.0	10.3	2.7
Pressure Pivot (psi/1000ft)	80.0	150.0	359.5
Rate High (bbl/min)	90.0	64.0	4.4
Pressure High (psi/1000ft)	350.0	550.0	1000.0
Fluid Loss			
C _w (ft/min0.5)	7.0E-3	2.3E-3	1.0E+0
Spurt (gal/100ft ²)	2.0	0.5	0.0
C _t (ft/min0.5)	6.4E-3	7.5E-3	3.8E-2
Rheology			
Temperature (degF)	230	230	230
Time (hr)	0.0	0.0	0.0
Behavior Index (N')	1.00	0.26	1.00
Consist. Index (K') (lb.s ⁿ /ft ²)	6.27E-4	3.14E-1	5.40E-6
Viscosity @ Shear Rate (cP)	30.000	329.404	0.258
Shear Rate (1/s)	170	170	170

ANEXO 2.3.4: PALO AZUL H

Sección 8: Configuración del Pozo

Temperatura de fondo.....230 degF
 Pozo Desviado.....SI
 Tratamiento a través de.....TUBERIA
 Volumen de desplazamiento.....98.2 bbl
 Tipo de Pozo.....Desviado
 Locación del pozo.....Continental

Sección 9: Datos de las Zonas

Propiedades Mecánicas de la Roca							
Nombre de la Zona	Tope TVD (ft)	Altura Zona (ft)	Grad. Frac (psi/ft)	Esfuerzo En Sitio (psi)	Módulo Young (psi)	Relación de Poisson	Toughness (psi.in0.5)
LUTITA	9899.2	26.6	0.944	9361	1.880E+6	0.30	1000
ARENA SUCIA	9925.8	11.4	0.892	8855	4.030E+6	0.25	700

LUTITA	9937.2	14.4	0.925	9198	3.860E+6	0.35	1000
ARENA SUCIA	9951.6	6.0	0.846	8420	4.900E+6	0.25	700
LUTITA	9957.6	18.0	0.943	9397	3.960E+6	0.35	1000
ARENA LIMPIA	9975.6	23.0	0.803	8022	4.870E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	9998.6	7.0	0.854	8541	3.620E+6	0.25	700
ARENA SUCIA	10005.6	21.0	0.822	8233	3.930E+6	0.35	1000
LUTITA	10026.6	8.5	0.920	9228	2.970E+6	0.35	1000
ARENA SUCIA	10035.1	2.1	0.838	8408	3.410E+6	0.25	700
LUTITA	10037.2	6.4	0.906	9095	3.140E+6	0.35	1000
ARENA SUCIA	10043.6	22.0	0.836	8407	3.690E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	10065.6	26.0	0.805	8115	4.380E+6	0.20	1200
LUTITA	10091.6	8.0	0.935	9435	3.940E+6	0.35	1000
ARENA LIMPIA	10099.6	16.0	0.820	8293	4.390E+6	0.20	1200

Transmisibilidad de la Formación								
Nombre de Zona	Tope TVD (ft)	Altura Neta (ft)	Perm (md)	Porosidad (%)	Presión Reserv. (psi)	Sat. Gas (%)	Sat. Petróleo (%)	Sat. Agua (%)
LUTITA	9899.2	26.6	0.001	1.0	4257	0.0	0.0	100.0
ARENA SUCIA	9925.8	11.4	220.000	8.4	3776	0.0	0.0	100.0
LUTITA	9937.2	14.4	0.001	2.1	4273	0.0	0.0	100.0
ARENA SUCIA	9951.6	6.0	220.000	6.4	3786	0.0	0.0	100.0
LUTITA	9957.6	0.0	0.001	1.0	4282	0.0	2.4	97.6
ARENA LIMPIA	9975.6	23.0	245.000	16.7	3795	0.0	49.9	50.1
ARENA SUCIA	9998.6	5.0	220.000	10.9	3804	0.0	31.6	68.4
ARENA SUCIA	10005.6	0.0	200.000	1.0	3807	0.0	45.7	54.3
LUTITA	10026.6	8.5	0.001	4.1	4311	0.0	8.8	91.2
ARENA SUCIA	10035.1	2.1	200.000	10.3	3818	0.0	24.6	75.4
LUTITA	10037.2	6.4	0.001	3.6	4316	0.0	4.1	95.9
ARENA SUCIA	10043.6	22.0	200.000	9.4	3821	0.0	14.7	85.3
ARENA LIMPIA	10065.6	26.0	245.000	14.8	3830	0.0	2.2	97.9
LUTITA	10091.6	8.0	0.001	2.0	4339	0.0	0.0	100.0
ARENA LIMPIA	10099.6	16.0	245.000	14.8	3843	0.0	0.0	100.0

Sección 3: Programa de Fractura Apuntalada

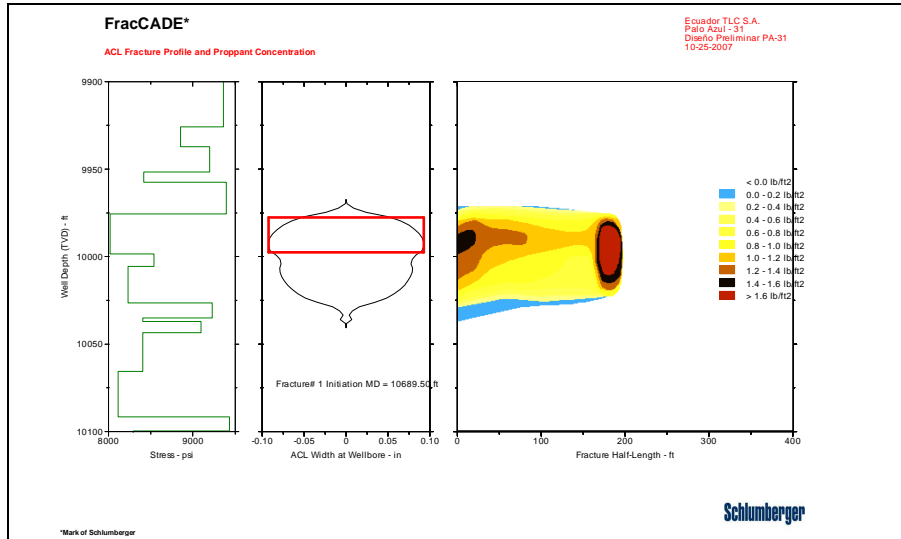
Datos reales del trabajo de fractura ejecutado				
Nombre del Fluido	Volumen de Fluido (gal)	Tipo de Apuntalante	Masa de Apunt. (lb)	Tiempo (min)
YF135HTD	10148		0	17.5
YF135HTD	7794	16/20 C-Lite	26348	14.2
WF135	3893	16/20 C-Lite	63	6.2

Totales Fluidos		
17942 gal	De	YF135HTD
3893 gal	De	WF135

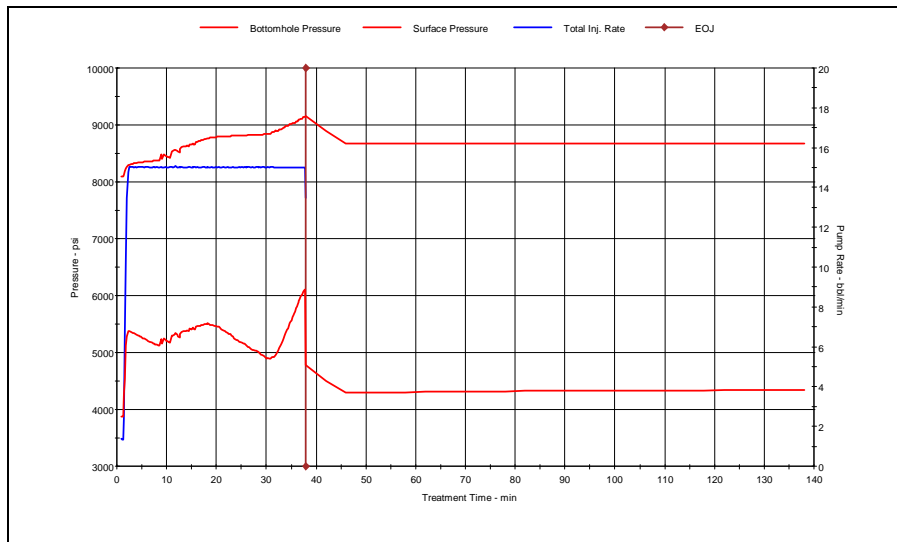
Total de Apuntalante		
26411 lb	De	16/20 C-Lite

Sección 4: Resultados de la Simulación de Fractura

(4) Gráfico de perfil de fractura y concentración de apuntalante después de cierre



(5) Gráfico de Presiones de Trabajo



Sección 5: Simulación de Fractura hidráulica

Los siguientes son los resultados de la simulación por computadora de esta propuesta de fractura utilizando un modelo Pseudo 3-D Vertical. Conductividad efectiva y FCD efectivo son calculados en base a los intervalos perforados con alturas netas positivas.

Tope inicial de fractura TVD	9975.6 ft
Fondo inicial de fractura TVD	9998.6 ft
Longitud media de fractura	206.7 ft
Altura hidráulica post-trabajo	73.4 ft
Ancho apuntalado promedio	0.099 in
Concentración promedio de gel	2117.2 lb/mgal
Factor de gel retenido promedio	0.40
Presión neta	1135 psi
Eficiencia	0.181
Conductividad Efectiva	1568 md.ft
Fcd Efectiva	0.0
Max Presión en superficie	6108 psi

Simulación de Resultados por Segmento							
Desde (ft)	Hacia (ft)	Concen. Apuntalante fin del bombeo (PPA)	Ancho Apuntalado (in)	Altura Apuntalada (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Conductividad de Fractura (md.ft)
0.0	51.7	7.2	0.105	70.8	0.97	2044.6	1337
51.7	103.3	6.3	0.092	63.9	0.85	2817.7	1093
103.3	155.0	6.9	0.095	60.6	0.88	2166.2	1139
155.0	206.7	5.1	0.078	41.5	0.72	886.7	954

ANEXO 2.3.5: PALO AZUL I

Sección 10: Configuración del Pozo

Temperatura de fondo.....225 degF
 Pozo Desviado.....SI
 Tratamiento a través de.....TUBERIA
 Volumen de desplazamiento.....104.8 bbl
 Tipo de Pozo.....Desviado
 Locación del pozo.....Continental

Datos de Tubería			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
3.500	9.3	2.990	11551.0

Datos de Casing			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
7.000	29.0	6.184	11900.0

Datos de Perforación						
Tope MD (ft)	Tope TVD (ft)	Fondo MD (ft)	Fondo TVD (ft)	Densidad De Disparos (shot/ft)	Número	Diámetro (in)
11753.0	10019.0	11766.0	10031.9	5.00	65	0.32
11786.0	10051.6	11796.0	10061.5	5.00	50	0.32

Section 11: Esquema de Bombeo de la Fractura Apuntalada

El siguiente es el esquema de bombeo para lograr una fractura apuntalada de 159.9 ft de longitud media, con una conductividad promedio de 1803 md.ft.

Esquema de Bombeo (Datos Reales)				
Nombre del Fluido	Volumen del Fluido (gal)	Tipo de Apuntalante y Malla	Cant. Apuntalante (lb)	Tiempo (min)
YF130HTD	8267		0	11.0
YF130HTD	9914	16/20 C-Lite	28659	13.9
WF130	3117		0	5.3

Totales Fluidos			
18181 gal	De	YF130HTD	
3117 gal	De	WF130	

Total de Apuntalante		
28659 lb	De	16/20 C-Lite

Sección 12: Simulación de Fractura hidráulica

Los siguientes son los resultados de la simulación por computadora de esta propuesta de fractura utilizando un modelo Pseudo 3-D Vertical. Conductividad efectiva y FCD efectivo son calculados en base a los intervalos perforados con alturas netas positivas.

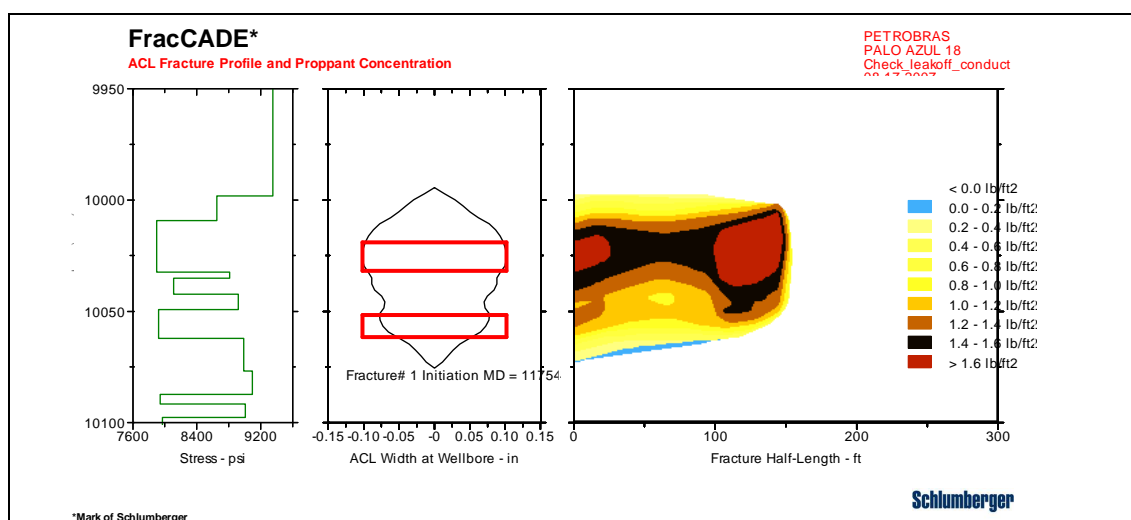
Tope inicial de fractura TVD 10009.2 ft
 Fondo inicial de fractura TVD 10032.5 ft

 Longitud media de fractura 159.9 ft
 Altura hidráulica post-trabajo **81.0 ft**
 Ancho apuntalado promedio 0.122 in
 Concentración promedio de gel 1699.1 lb/mgal
 Factor de gel retenido promedio 0.40
 Presión neta 1648 psi
 Eficiencia 0.187
 Conductividad Efectiva 2113 md.ft
 Fcd Efectiva 0.1
 Max Presión en superficie 7351 psi

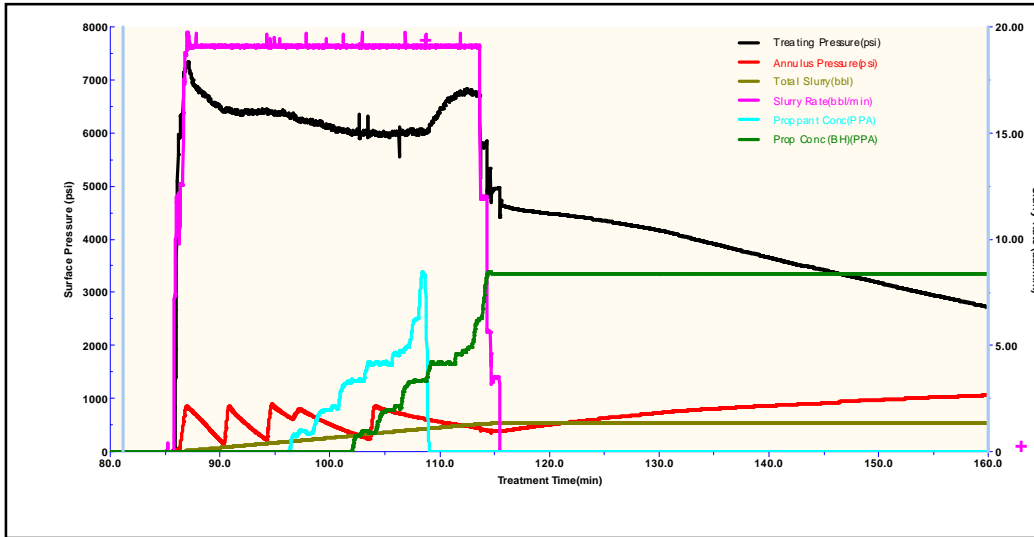
Simulación de Resultados por Segmento							
Desde (ft)	Hacia (ft)	Concen. Apuntalante fin del bombeo (PPA)	Ancho Apuntalado (in)	Altura Apuntalada (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Conductividad de Fractura (md.ft)
0.0	40.0	7.7	0.131	79.3	1.21	1591.6	1965
40.0	79.9	6.6	0.123	74.9	1.14	1948.8	1835
79.9	119.9	9.4	0.164	70.5	1.51	1258.6	2488
119.9	159.9	16.8	0.080	58.1	0.74	1856.7	1146

Sección 13: Resultados de la Simulación de Fractura

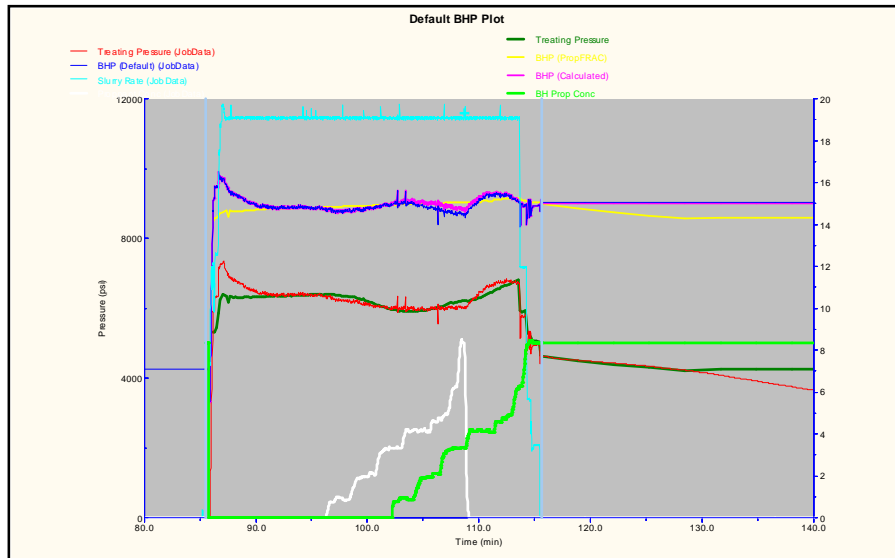
(6) Gráfico de perfil de fractura y concentración de apuntalante después de cierre



(7) Ejecución del Tratamiento



Superposición de presiones



ANEXO 2.3.6: PALO AZUL J

Sección 14: Configuración del Pozo

Temperatura de fondo225 degF
 Pozo DesviadoSI
 Tratamiento a través deTUBERIA
 Volumen de desplazamiento124.7 bbl
 Tipo de PozoDesviado
 Locación del pozoContinental

Datos de Tubería			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
3.500	9.3	2.990	10171.0

Datos de Casing			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
9.625	47.0	8.681	10099.0
7.000	29.0	6.184	11493.0

Datos de Perforación						
Tope MD (ft)	Tope TVD (ft)	Fondo MD (ft)	Fondo TVD (ft)	Densidad De Disparos (shot/ft)	Número	Diámetro (in)
11232.0	9899.4	11256.0	9923.1	5.00	119	0.32
11263.0	9930.0	11273.0	9939.9	5.00	50	0.32

Sección 15: Datos de las Zonas

Propiedades mecánicas de la formación							
Nombre de la Zona	Tope TVD (ft)	Altura Zona (ft)	Grad. Frac (psi/ft)	Esfuerzo En Sitio (psi)	Módulo Young (psi)	Relación de Poisson	Toughness (psi.in0.5)
LUTITA	9894.4	7.3	0.922	9128	3.189E+6	0.35	1000
ARENA SUCIA	9901.7	4.3	0.793	7849	3.842E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	9906.0	5.2	0.740	7330	5.017E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	9911.2	3.0	0.740	7333	3.710E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	9914.2	7.7	0.792	7858	3.191E+6	0.25	700
ARENA SUCIA	9921.9	3.2	0.792	7862	2.435E+6	0.25	700
ARENA SUCIA	9925.0	5.1	0.792	7865	3.072E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	9930.1	3.8	0.740	7345	4.499E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	9933.9	3.0	0.739	7347	5.022E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	9936.9	5.0	0.792	7873	2.893E+6	0.25	700
LUTITA	9941.9	7.8	0.931	9255	4.360E+6	0.35	1000
ARENA SUCIA	9949.7	3.0	0.792	7881	2.856E+6	0.25	700
ARENA SUCIA	9952.7	2.3	0.792	7883	3.972E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	9955.0	10.6	0.739	7362	4.121E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	9965.5	7.3	0.792	7893	3.712E+6	0.25	700
ARENA LIMPIA	9972.9	7.5	0.739	7373	3.436E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	9980.4	3.0	0.739	7376	3.829E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	9983.3	7.9	0.739	7379	3.640E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	9991.2	4.0	0.739	7383	4.128E+6	0.20	1200
ARENA LIMPIA	9995.2	11.6	0.739	7388	3.974E+6	0.20	1200
ARENA SUCIA	10006.8	4.1	0.791	7920	2.758E+6	0.25	700

ARENA SUCIA	10010.9	23.4	0.791	7929	2.071E+6	0.25	700
ARENA SUCIA	10034.3	19.9	0.791	7944	1.828E+6	0.25	700
ARENA SUCIA	10054.2	13.8	0.791	7955	2.142E+6	0.25	700
LUTITA	10068.0	12.6	0.738	7434	3.793E+6	0.35	1000

Sección 16: Programa de Fractura Apuntalada

Datos reales del trabajo de fractura ejecutado				
Nombre del Fluido	Volumen de Fluido (gal)	Tipo de Apuntalante	Masa de Apunt. (lb)	Tiempo (min)
YF135HTD	10340		0	16.8
YF135HTD	9080	16/20 C-Lite	29548	16.5
WF135	4073		0	7.6

Totales Fluidos			
19420 gal	De	YF135HTD	
4073 gal	De	WF135	

Total de Apuntalante			
29548 lb	De	16/20 C-Lite	

Canales de información usados	
	Tiempo de Tratamiento
	Caudal de Slurry
	Conc. De Apuntalante
	Fluido Total
	Presión de Tratamiento

Sección 17: Simulación de Fractura hidráulica

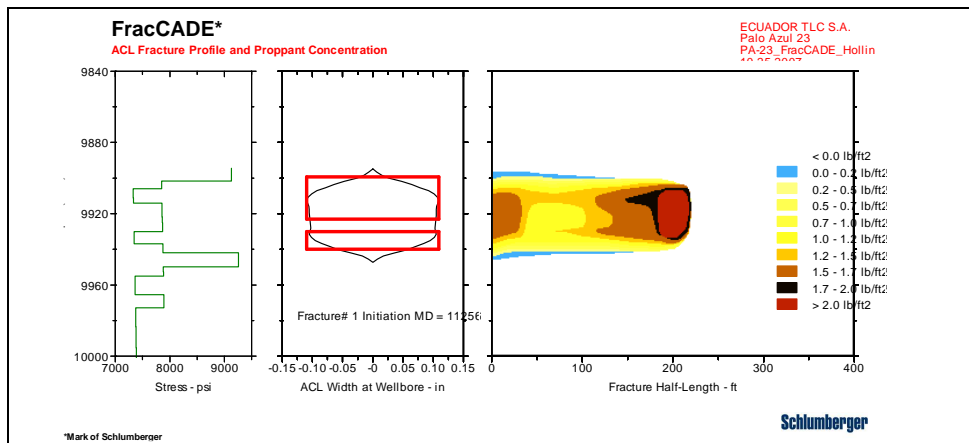
Los siguientes son los resultados de la simulación por computadora de esta propuesta de fractura utilizando un modelo Pseudo 3-D Vertical. Conductividad efectiva y FCD efectivo son calculados en base a los intervalos perforados con alturas netas positivas.

Tope inicial de fractura TVD	9906.0 ft
Fondo inicial de fractura TVD	9941.9 ft
Longitud media de fractura	223.0 ft
Altura hidráulica post-trabajo	52.3 ft
Ancho apuntalado promedio	0.143 in
Concentración promedio de gel	1312.6 lb/mgal
Factor de gel retenido promedio	0.40
Presión neta	1934 psi
Eficiencia	0.172
Conductividad Efectiva	3290 md.ft
Fcd Efectiva	0.2
Max Presión en superficie	6589 psi

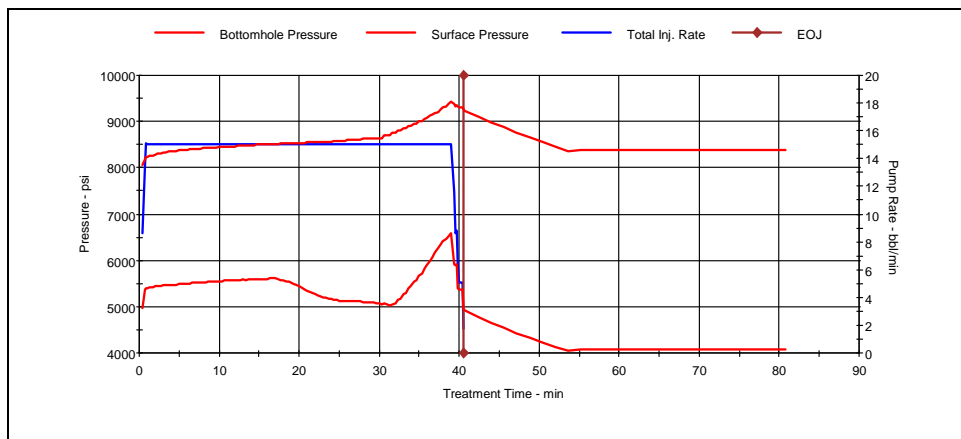
Simulación de Resultados por Segmento							
Desde (ft)	Hacia (ft)	Concen. Apuntalante fin del bombeo (PPA)	Ancho Apuntalado (in)	Altura Apuntalada (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Conductividad de Fractura (md.ft)
0.0	55.7	8.6	0.152	51.7	1.40	1100.1	3312
55.7	111.5	6.9	0.136	49.0	1.26	1559.4	2944
111.5	167.2	6.9	0.145	46.3	1.34	1535.7	3156
167.2	223.0	19.1	0.146	43.5	1.34	1055.1	3642

Sección 18: Resultados de la Simulación de Fractura

(8) Gráfico de perfil de fractura y concentración de apuntalante después de cierre



(9) Gráfico de Presiones de Trabajo



ANEXO 2.3.7: PALO AZUL K

Section 19: Wellbore Configuration

Bottom Hole Temperature230 degF
Treat Down.....TUBING

Well Type.....Pozo desviado
Well Location.....OnShore

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.3	2.990	10350.0

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
7.000	29.0	6.184	10737.0

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
10616.0	10010.6	10644.0	10038.5	10.00	280	0.32

Section 2: Reservoir Fluid

Well Type.....OIL
Reservoir Temperature.....230 degF
Oil Gravity.....27.5 degAPI
Initial Gas/Oil Ratio (GOR).....160 scf/bbl
Bubble Point Pressure.....1275 psi

Section 3: Proppant Data

Proppant Permeability is calculated based on the following parameters:

BH Static Temperature: 230 degF
Stress on Proppant: 4019 psi
Propped Fracture Conc.: 1.00 lb/ft²
Average Young's Modulus: 5.619E+06 psi

Proppant Data				
Proppant Name	Specific Gravity	Mean Diameter (in)	Pack Porosity (%)	Permeability (md)
16/20 C-Lite	2.73	0.037	35.0	831682
20/40 C-Lite	2.73	0.028	35.0	424074

Section 20: Propped Fracture Schedule

Pumping Schedule

The following is the Pumping Schedule to achieve a propped fracture half-length (X_f) of 96.4 ft with an average conductivity ($K_{f,w}$) of 13694 md.ft.

Job Description						
Stage Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Stage Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	15.0	YF130HTD	7500	30.0		0.00
1.0 PPA	15.0	YF130HTD	1100	30.0	16/20 C-Lite	1.00
2.0 PPA	15.0	YF130HTD	1200	30.0	16/20 C-Lite	2.00
3.0 PPA	15.0	YF130HTD	1200	30.0	16/20 C-Lite	3.00
5.0 PPA	15.0	YF130HTD	1200	30.0	16/20 C-Lite	5.00
7.0 PPA	15.0	YF130HTD	1200	30.0	16/20 C-Lite	7.00
9.0 PPA	15.0	YF130HTD	1100	30.0	16/20 C-Lite	9.00
FLUSH	15.0	WF130	4064	30.2		0.00

Fluid Totals		
14500 gal	of	YF130HTD
4064 gal	of	WF130

Proppant Totals		
31400 lb	of	16/20 C-Lite

Pad Percentages	
% PAD Clean	51.7
% PAD Dirty	47.2

Job Execution									
Stage Name	Stage Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Stage Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Stage Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Stage Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	7500	7500	178.6	178.6	0	0	3978	11.9	11.9
1.0 PPA	1100	8600	27.3	205.9	1100	1100	4001	1.8	13.7
2.0 PPA	1200	9800	31.1	237.0	2400	3500	3913	2.1	15.8
3.0 PPA	1200	11000	32.3	269.3	3600	7100	3730	2.2	18.0
5.0 PPA	1200	12200	34.8	304.2	6000	13100	3526	2.3	20.3
7.0 PPA	1200	13400	37.3	341.5	8400	21500	3349	2.5	22.8
9.0 PPA	1100	14500	36.5	378.1	9900	31400	3450	2.4	25.2
FLUSH	4064	18564	96.8	474.8	0	31400	4673	6.5	31.7

Section 21: Propped Fracture Simulation

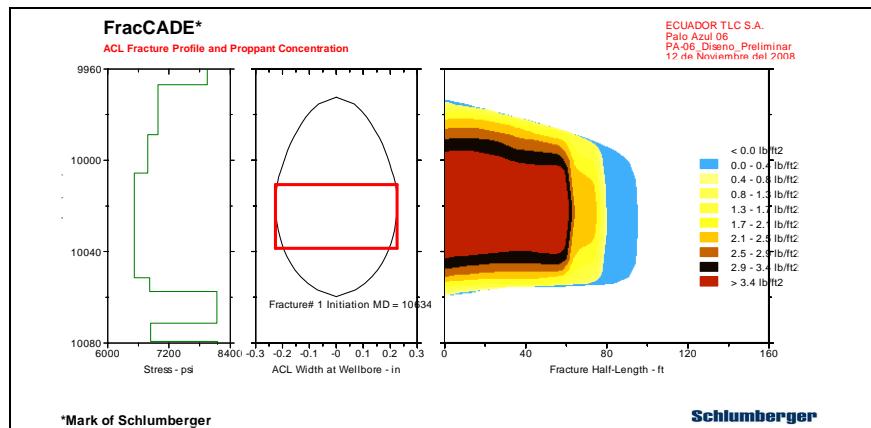
The following are the results of the computer simulation of this Fracturing Proposal using a Pseudo 3-D Vertical model. Effective Conductivity and Effective Fcd are calculated based on perforated intervals with positive net heights.

Initial Fracture Top TVD 10005.7 ft
 Initial Fracture Bottom TVD 10051.5 ft

Propped Fracture Half-Length 96.4 ft
 EOJ Hyd Height at Well 87.4 ft
 Average Propped Width 0.213 in
 Average Gel Concentration 1265.6 lb/mgal
 Average Gel Fluid Retained Factor... 0.95
 Net Pressure 2586 psi
 Efficiency 0.306
 Effective Conductivity 19216 md.ft
 Effective Fcd 2.3
 Max Surface Pressure 5908 psi

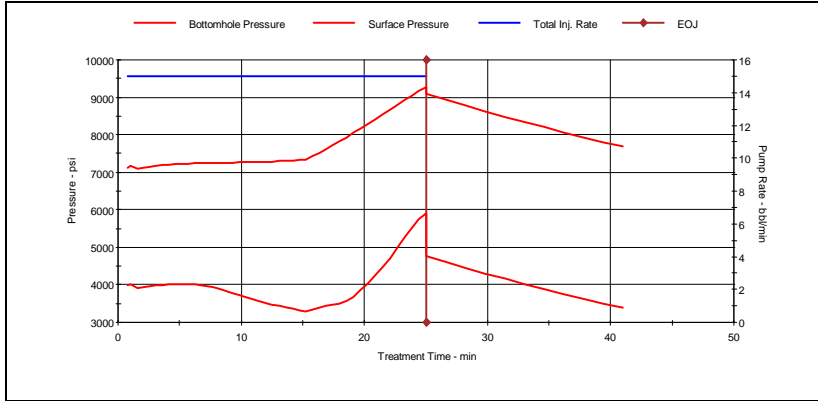
Simulation Results by Fracture Segment							
From (ft)	To (ft)	Prop. Conc. at End of Pumping (PPA)	Propped Width (in)	Propped Height (ft)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Fracture Conductivity (md.ft)
0.0	24.1	9.7	0.345	85.7	3.19	383.5	22250
24.1	48.2	9.6	0.329	82.0	3.04	449.0	21239
48.2	72.3	6.5	0.230	73.3	2.12	858.6	15877
72.3	96.4	3.2	0.019	60.9	0.17	3254.3	904

Section 22: Propped Fracture Simulation Results



a) Fracture Profile and Proppant Concentration Plot

b) Treating Plot



Section 23: Treatment Fluid Data

Fluid Name	Brine {8.43p	WF135	YF135HTD
Friction			
Rate Low (bbl/min)	2.4	2.8	1.0
Pressure Low (psi/1000ft)	10.0	10.0	80.0
Rate Pivot (bbl/min)	15.0	8.0	12.0
Pressure Pivot (psi/1000ft)	300.0	70.0	100.0
Rate High (bbl/min)	28.0	90.0	90.0
Pressure High (psi/1000ft)	1000.0	900.0	700.0
Fluid Loss			
C _w (ft/min ^{0.5})	1.0E+0	7.0E-3	2.3E-3
Spurt (gal/100ft ²)	0.0	2.0	0.2
C _t (ft/min ^{0.5})	2.5E-2	6.1E-3	6.3E-3
Rheology			
Temperature (degF)	230	230	230
Time (hr)	0.0	0.0	0.0
Behavior Index (N')	1.00	1.00	0.26
Consist. Index (K') (lb _f .s ⁿ /ft ²)	5.40E-6	2.09E-5	3.14E-1
Viscosity @ Shear Rate (cP)	0.258	1.000	329.404
Shear Rate (1/s)	170	170	170

ANEXOS
CAPÍTULO
III

ANEXO 3.1

ANÁLISIS DE NÚCLEOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO

Anexo 3.1.1: Análisis Mineralógico

Palo Azul-4 : Reservorio Hollin
Composición mineralógica total y de arcillas analizadas mediante difracción de Rayos X

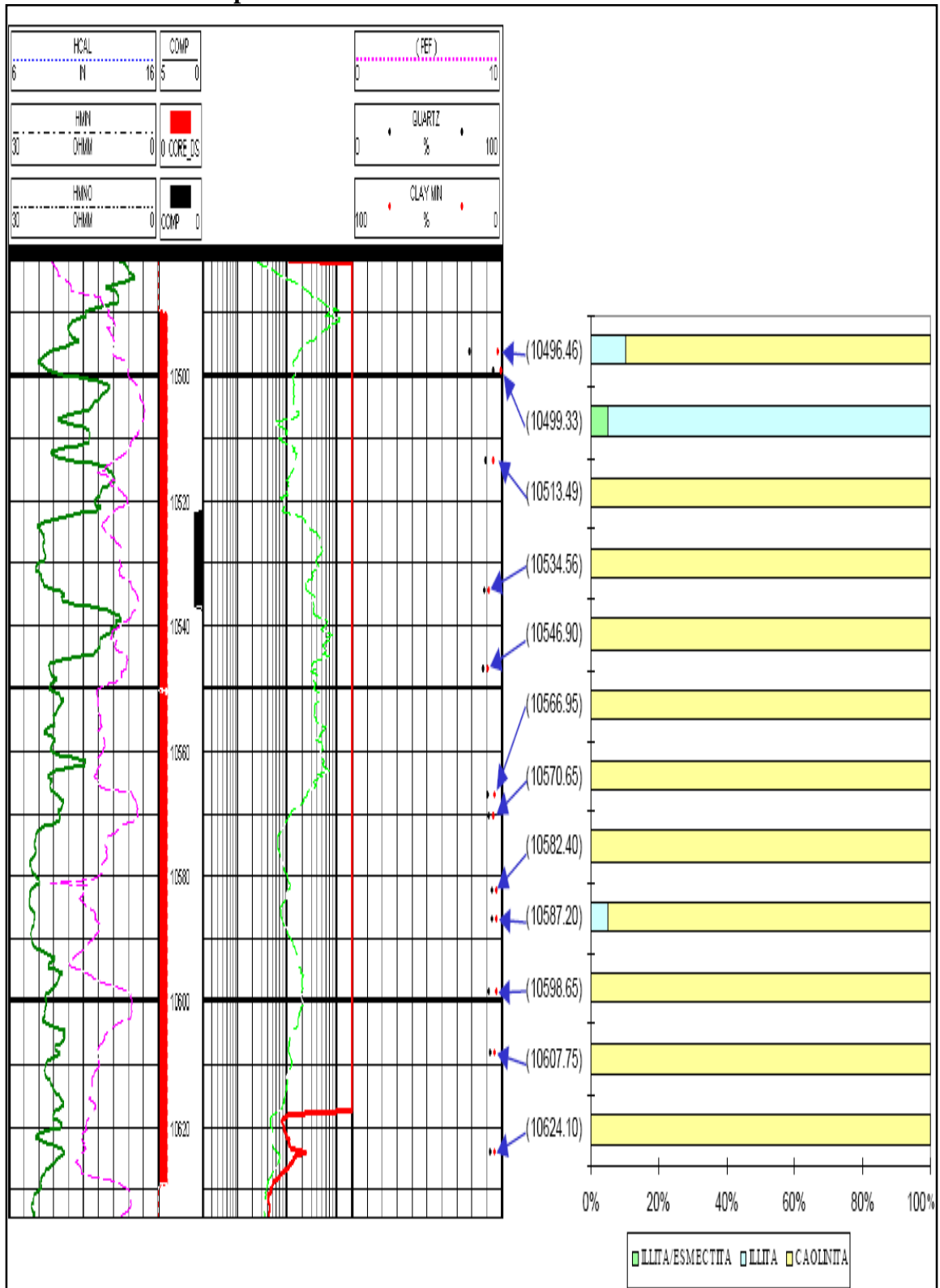
ESTUDIO POR DIFRACCION DE RAYOS X: Sondeo Palo Azul-4 (1º, 2º y 3º ccc)																						
MUESTRA	PROFUNDIDAD (pies)	ROCA TOTAL								FRACCION ARCILLA												
		CUARZO	PLAGIOCLASAS	ARCILLAS	CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA	PIRITA	OTROS	ESMECTITA		CLORITA		INTERSTRAT. I/S - C/S		CAPAS Expansivas		ILLITA		CAOLINITA		IMPUREZAS
										A B U N D A N C I A	C R I S T A L I N I D A D	A B U N D A N C I A	C R I S T A L I N I D A D	A B U N D A N C I A	C R I S T A L I N I D A D	A B U N D A N C I A	C R I S T A L I N I D A D	A B U N D A N C I A	C R I S T A L I N I D A D	A B U N D A N C I A	C R I S T A L I N I D A D	
-1 (10496.46)	79	Tr	2	10	2	2		5						I/S-C/S:Tr				10	M	90	MB	Q, D: ab
-3 (10499.33)	95		Tr			Tr	Tr	5						I/S: 5	M	Nc		95	R			Q: ab; Ha, Y: es
-9 (10513.49)	90		5	2				3										Tr		100	MB	Q, Ca: es
-15 (10534.56)	89		8					3										Tr		100	MB	Q: es
-18 (10546.90)	88		9					3										Tr		100	MB	Q: es
24A (10566.95)	91		4				2	3						I/S: Tr				Tr		100	MB	Q: es
25A (10570.65)	92		5					3										Tr		100	MB	Q: muy es
27 (10582.40)	94		3	Tr				3						I/S: Tr				Tr		100	MB	Q: ab
29 (10587.20)	94		3	Tr				3						I/S: Tr				5	M	95	MB	Q: ab
32A (10598.65)	92	2	3					3										Tr		100	MB	Q: ab
35A (10607.75)	93		4					3										Tr		100	MB	Q, Ha: es
39 (10624.10)	93		4	Tr				3										Tr		100	MB	Q: es

Tr: trazas	MB: muy buena	Q: cuarzo	ab: abundante
Nc: no cuantificable	B: buena	D: dolomita	es: escaso
R: regular	M: mala	Ha: halita	
		Y: yeso	

	CUARZO	PLAGIOCLASAS	ARCILLAS	CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA	PIRITA	OTROS
1-1-1 (10496.46)	79	0	2	0	10	2	2	5
1-2-3 (10499.33)	95	0	0	0	0	0	0	5
1-6-9 (10513.49)	90	0	5	2	0	0	0	3
1-14-15 (10534.56)	89	0	8	0	0	0	0	3
1-18-18 (10546.90)	88	0	9	0	0	0	0	3
2-4-24A (10566.95)	91	0	4	0	0	0	2	3
2-5-25A (10570.65)	92	0	5	0	0	0	0	3
2-9-27 (10582.40)	94	0	3	0	0	0	0	3
3-1-29 (10587.20)	94	0	3	0	0	0	0	3
3-5-32A (10598.65)	92	2	3	0	0	0	0	3
3-8-35A (10607.75)	93	0	4	0	0	0	0	3
3-13-39 (10624.10)	93	0	4	0	0	0	0	3

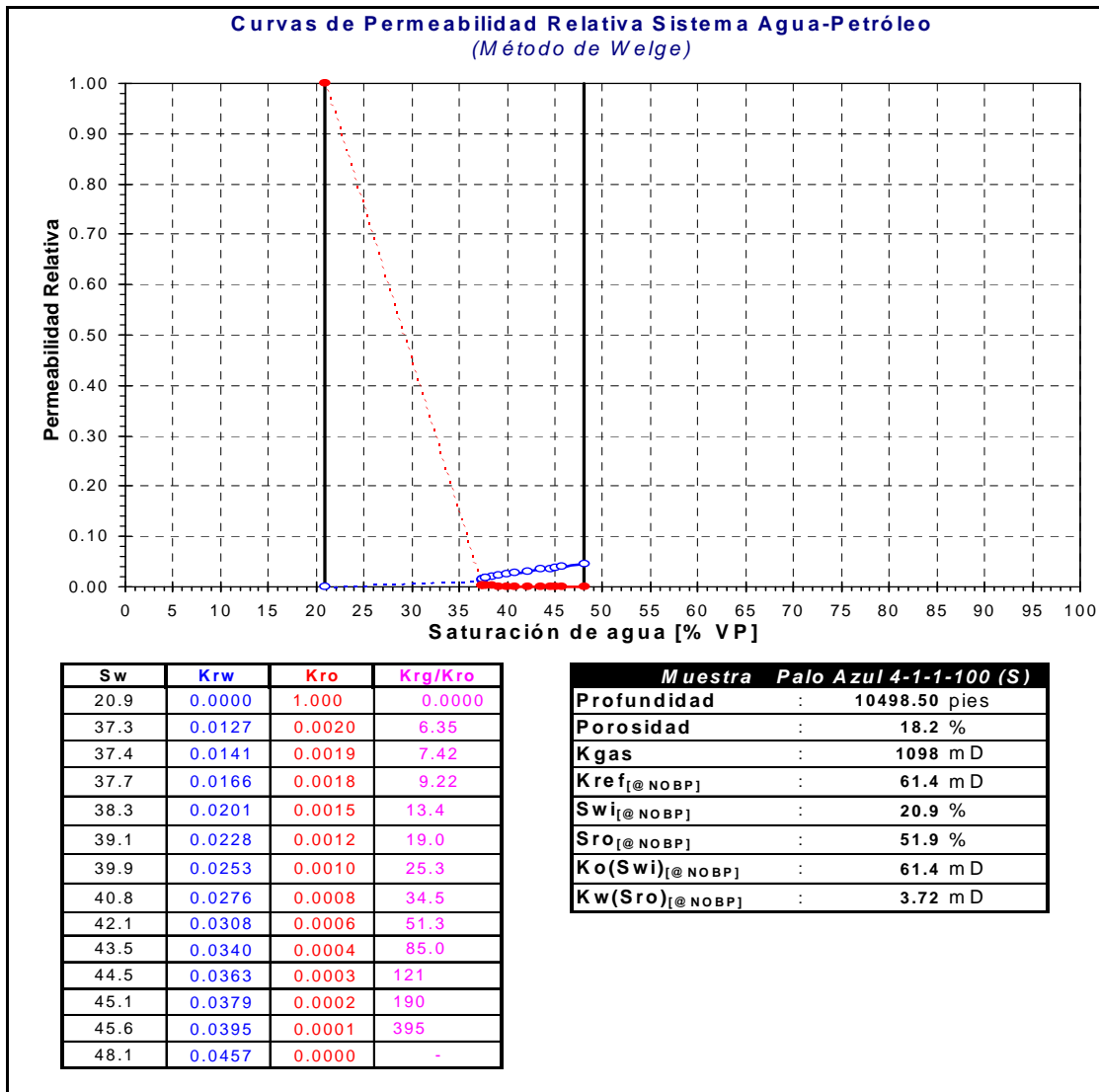
	ILLITA/ESMECTITA	ILLITA	CAOLINITA
1-1-1 (10496.46)	0	10	90
1-2-3 (10499.33)	5	95	0
1-6-9 (10513.49)	0	0	100
1-14-15 (10534.56)	0	0	100
1-18-18 (10546.90)	0	0	100
2-4-24A (10566.95)	0	0	100
2-5-25A (10570.65)	0	0	100
2-9-27 (10582.40)	0	0	100
3-1-29 (10587.20)	0	5	95
3-5-32A (10598.65)	0	0	100
3-8-35A (10607.75)	0	0	100
3-13-39 (10624.10)	0	0	100

Anexo 3.1.2: Análisis por difracción de RX



Anexo 3.1.3: Pruebas de Núcleos: Secuencias Operativas

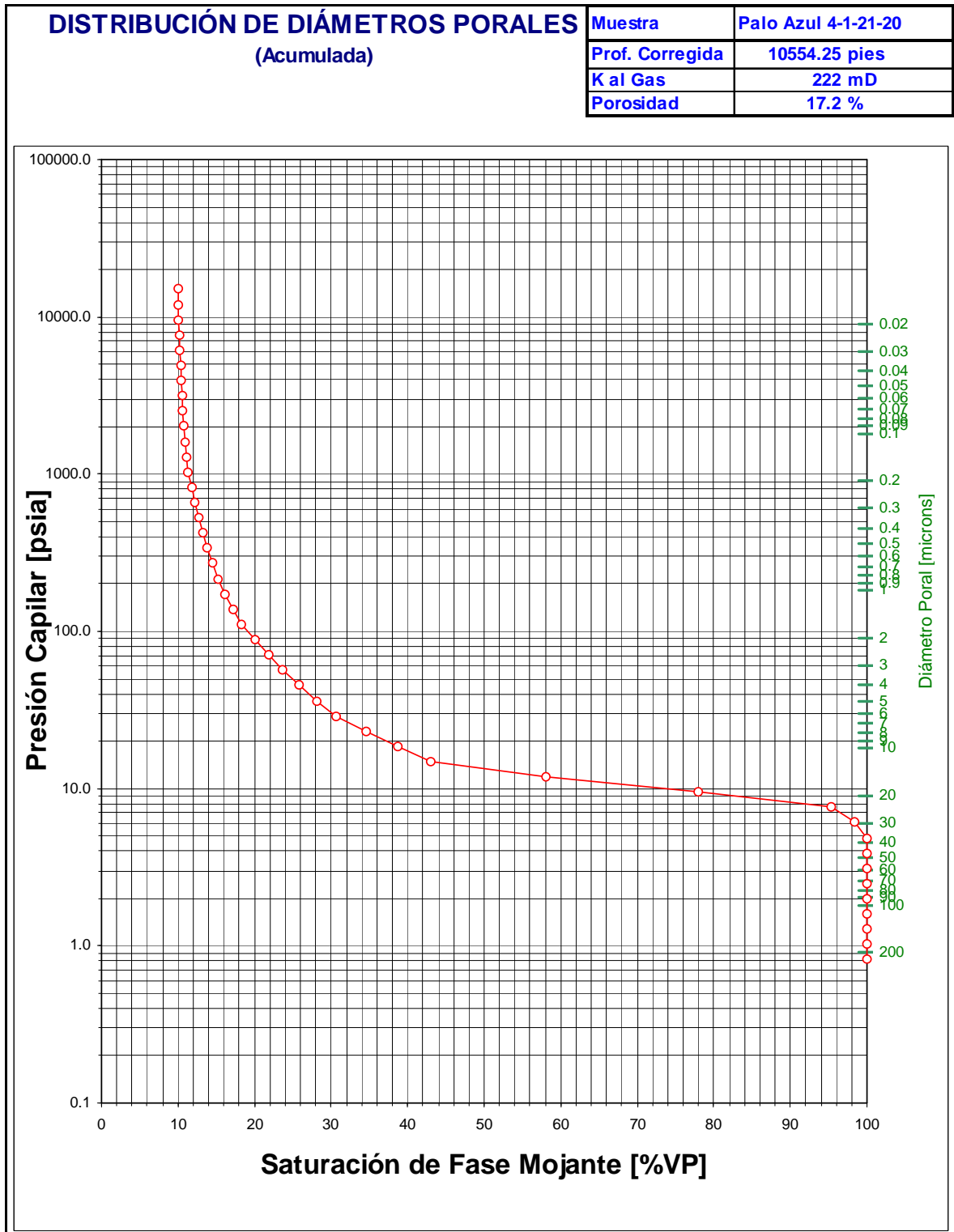
a) Curvas de Permeabilidades Relativas



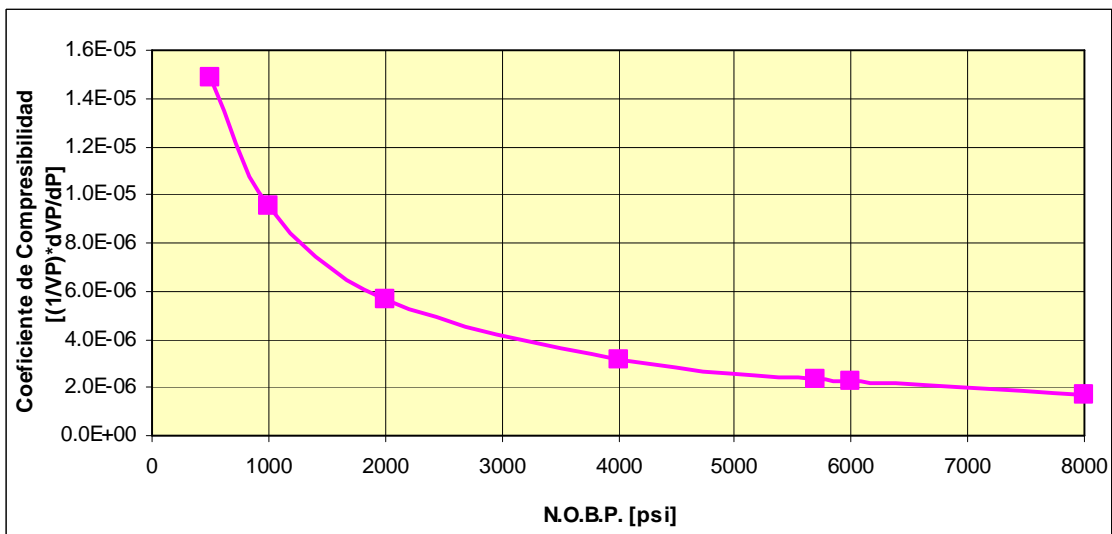
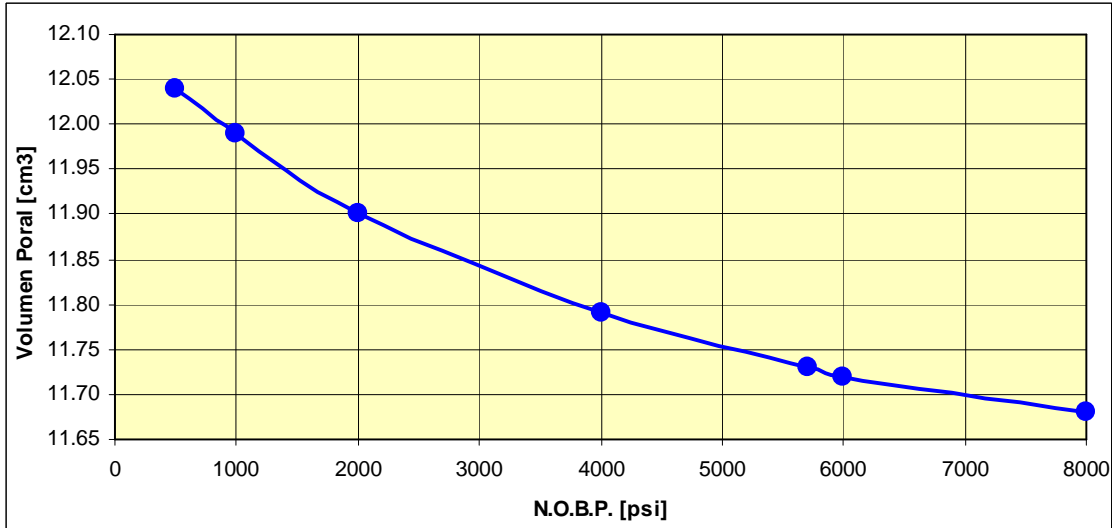
b) Presiones Capilares

PRESIÓN CAPILAR Método de Inyección de Mercurio				Muestra	Palo Azul 4-1-21-20		
				Prof. Corregida	10554.25 pies		
				K al Gas	222 mD		
				Porosidad	17.2 %		
Presión Capilar				Drenaje			Imbibición
				Sat. De Fase Mojante	Diámetro Poral Invasado	Fracción del VP	Sat. De Fase Mojante
[Psia]	[Kg/cm ²]	[Mpa]	[% VP]	[micrones]	[% VP]	[% VP]	
1	0.817	0.0574	0.00563	100.0	222	-	-
2	1.02	0.0718	0.00704	100.0	177	-	-
3	1.28	0.090	0.00880	100.0	142	-	-
4	1.60	0.112	0.0110	100.0	114	-	-
5	1.99	0.140	0.0137	100.0	90.9	-	-
6	2.49	0.175	0.0172	100.0	72.7	-	-
7	3.12	0.219	0.0215	100.0	58.2	-	-
8	3.89	0.274	0.0269	100.0	46.5	-	-
9	4.87	0.342	0.0336	100.0	37.2	-	-
10	6.08	0.428	0.0420	98.5	29.8	1.54	-
11	7.61	0.535	0.0525	95.4	23.8	3.07	-
12	9.5	0.668	0.0656	78.0	19.1	17.38	-
13	11.9	0.836	0.0820	58.0	15.2	20.02	-
14	14.9	1.04	0.102	43.0	12.2	15.03	27.4
15	18.6	1.31	0.128	38.7	9.76	4.26	26.0
16	23.2	1.63	0.160	34.7	7.81	4.04	24.5
17	29.0	2.04	0.200	30.7	6.25	3.97	23.1
18	36.3	2.55	0.250	28.1	5.00	2.56	21.6
19	45.3	3.19	0.313	25.7	4.00	2.39	20.2
20	56.7	3.98	0.391	23.7	3.20	2.02	18.7
21	70.8	4.98	0.488	21.8	2.56	1.92	17.3
22	88.5	6.23	0.611	20.0	2.05	1.77	15.8
23	111	7.78	0.763	18.3	1.64	1.71	14.4
24	138	9.73	0.954	17.1	1.31	1.21	13.8
25	173	12.2	1.19	16.1	1.048	1.01	13.4
26	216	15.2	1.49	15.2	0.838	0.93	13.0
27	270	19.0	1.86	14.4	0.671	0.75	12.6
28	338	23.7	2.33	13.7	0.536	0.70	12.3
29	422	29.7	2.91	13.2	0.429	0.56	11.9
30	528	37.1	3.64	12.7	0.343	0.49	11.6
31	660	46.4	4.55	12.2	0.275	0.48	11.2
32	825	58.0	5.69	11.7	0.220	0.46	11.0
33	1031	72.5	7.11	11.3	0.176	0.45	10.7
34	1288	90.6	8.89	11.1	0.141	0.23	10.6
35	1611	113	11.1	10.9	0.113	0.21	10.5
36	2013	142	13.9	10.7	0.090	0.13	10.5
37	2517	177	17.4	10.6	0.072	0.09	10.4
38	3146	221	21.7	10.5	0.058	0.09	10.3
39	3932	276	27.1	10.5	0.046	0.06	10.2
40	4915	346	33.9	10.4	0.037	0.08	10.2
41	6144	432	42.4	10.3	0.029	0.11	10.1
42	7680	540	53.0	10.2	0.024	0.08	10.1
43	9600	675	66.2	10.1	0.019	0.08	10.0
44	12000	844	82.8	10.0	0.015	0.08	10.0
45	15000	1055	103.4	10.0	0.012	0.05	10.0

c) Distribución de los diámetros porales



d) Compresibilidades



NOBP [psi]	Volumen Poral [cm³]	Coefficiente de Compresibilidad	Muestra : 2-3-23
500	12.04	1.49E-05	Profundidad : 10563 pies
1000	11.99	9.56E-06	Porosidad STD : 18.3 %
2000	11.90	5.66E-06	Perm. al Gas STD : 395 mD
4000	11.79	3.15E-06	
5700	11.73	2.32E-06	
6000	11.72	2.24E-06	
8000	11.68	1.71E-06	

← NOBP

e) Velocidades Críticas

VELOCIDAD CRITICA			
@NOBP = 5700 psi			
Cía: Petrbras Energía		Sondeo: Palo Azul	
Muestra: 1-12-107			
presion atm	velocidad (pie/día)	permeabilidad (mD)	agua inyectada (VP)
0.110	1.24	34.27	0.553
0.110	1.26	34.84	1.101
0.110	1.24	34.32	1.656
0.136	1.52	34.21	2.255
0.136	1.54	34.68	2.802
0.136	1.52	34.26	3.350
0.136	1.52	34.25	4.030
0.136	1.53	34.52	4.575
0.136	1.51	33.88	5.125
0.136	1.54	34.76	5.704
0.136	1.50	33.85	6.261
0.163	1.83	34.42	6.555
0.163	1.80	33.86	7.106
0.163	1.83	34.34	7.326
0.163	1.82	34.13	7.815
0.551	5.82	32.29	8.365
0.551	4.59	25.45	8.915
0.551	4.13	22.90	9.47
0.551	3.89	21.58	10.02
0.551	3.74	20.73	10.58
0.551	3.67	20.38	11.17
1.088	7.17	20.12	11.72
1.088	7.11	19.96	12.29
1.088	7.01	19.67	12.84
1.088	7.01	19.68	13.40
1.088	7.09	19.89	13.98
1.088	6.99	19.61	14.55
2.041	13.68	20.49	15.10
2.041	13.96	20.90	15.65
2.041	14.21	21.28	16.21
2.041	14.34	21.46	16.76
2.041	14.20	21.26	17.31
2.041	14.26	21.35	17.87
2.977	23.54	24.16	18.42
2.977	24.58	25.23	18.98
2.977	25.14	25.81	19.55
2.977	25.10	25.76	20.11
2.977	25.07	25.73	20.66
2.988	25.21	25.77	21.22
2.988	25.39	25.96	21.80
2.988	25.29	25.86	22.35
4.456	44.30	30.37	22.92
4.456	45.03	30.87	23.51
4.456	45.43	31.14	24.08
4.456	45.68	31.32	24.67
4.456	45.54	31.22	25.30
4.456	45.56	31.24	25.85
5.458	64.68	36.20	27.07
5.458	65.62	36.73	27.69
5.458	66.62	37.29	28.83
5.458	65.48	36.65	29.40
5.458	65.76	36.81	30.47
1.578	19.01	36.79	31.08
1.578	18.79	36.37	31.70
1.578	18.91	36.60	32.30
1.578	18.56	35.93	32.83
1.578	18.91	36.60	33.38
1.578	18.55	35.91	33.93

f) Solubilidad de los minerales con los ácidos

Solubility of Common Minerals in Acid

Minerals	Chemical Composition	Solubility	
		HCl	HCl + HF
Quartz	SiO ₂	None	Low
Feldspars			
Orthoclase	K(AlSi ₃ O ₈)	None	Moderate
Microcline	K(AlSi ₃ O ₈)	None	Moderate
Albite	Na(AlSi ₃ O ₈)	None	Moderate
Plagioclase	Na, Ca (Al ₁₋₂ Si ₇₋₃ O ₈)	None	Moderate
Micas			
Biotite	K (Mg, Fe) ₃ (AlSi ₃ O ₁₀) (F, OH) ₂	None	Moderate
Muscovite	K Al ₂ (AlSi ₃ O ₁₀) (F, OH) ₂	None	Moderate
Clays			
Kaolinite	Al ₄ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₈	None	High
Illite	{K ₂ H ₃ O}{Al,Mg,Fe} ₂ (Al ₄ Si ₄ O ₁₀) [(OH) ₂ • H ₂ O]	Moderate	High
Smectite	(Na, Ca){Al, Mg} ₆ (Si ₄ O ₁₀) ₃ (OH) ₆ – nH ₂ O	None	High
Mixed layer	Kaolinite, illite or chlorite with smectite	None	High
Chlorite	(Fe, Mg, Al) ₆ (Si, Al) ₄ O ₁₀ (OH) ₈	Moderate	High
Glauconite	(K, Na){Fe, Al, Mg} ₂ (Si, Al) ₄ O ₁₀ (OH) ₂	Moderate	High
Zeolites	(Ca, Na) AlSiO ₆ – H ₂ O (general)	High	High
Carbonates			
Calcite	CaCO ₃	High	High
Dolomite	CaMg(CO ₃) ₂	High	High
Ankerite	CaFe(CO ₃) ₂	High	High
Scales			
Gypsum	CaSO ₄ – 2(H ₂ O)	Low	Low
Anhydrite	CaSO ₄	Low	Low
Halite	NaCl	High	High
Iron oxides		Moderate	Moderate

ANEXO 3.2

**DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE
ESTIMULACIÓN MATRICIAL PA-07**

Anexo 3.2.1: Datos del pozo

DATOS POZO		ZONA DE PUNZADOS			
FECHA	Mayo 28, 2009	TOP	BOTTOM	NET	
INGENIERO	R. Landivar / R. Añazco	10640	10669	29	Hollin
CAMPO	PALO AZUL	10675	10687	12	
NOMBRE POZO	PALO AZUL 7	0	0	0	
TIPO DE COMPLETACION	Cased Hole Perforations	0	0	0	
FORMACION	ARENA HOLLIN	0	0	0	
TRATAMIENTO A TRAVEZ	Coiled Tubing + Packer	0	0	0	
CASING PESO	29,00 lbs/ft	TOTAL PUNZADOS		41	FT
CASING OD	7,000 pulg	TOP PAY ZONE 10640 feet			
CASING ID	6,184 pulg	BOTTOM PAY ZONE 10687 feet			
CASING FACTOR VOLUMEN	0,0371 bbl/ft	AVE DEPTH PAY ZONE 10664 feet			
PACKER	na lbs/ft	INTERVALO 47 feet			
SCREEN OD	na pulg	SECCION HORIZONTAL TVD na feet			
SCREEN ID	na pulg	SIBHP @ PSIUD 776 psi			
SCREEN VOLUME FACTOR	na bbl/ft	BHST 235 deg. F (est.)			
TUBING PESO	9,30 lbs/ft (assumed)	PERMEABILIDAD na md			
TUBING OD	3,500 inch	POROSIDAD 14 %			
TUBING ID	2,992 inch (assumed)	SKIN na			
TUBING VOLUME FACTOR	0,0087 bbl/ft	IP BFPD/PSIA na			
TBG / CSG ANULAR VOL FACTOR	0,0252 bbl/ft	INFORMACION PRODUCCION			
TBG / SCREEN ANULAR VOL FACTOR	na bbl/ft	ULTIMA PRODUCCION FLUIDO 713 bfpd			
SCREEN / CSG ANULAR VOL FACTOR	na bbl/ft	ULTIMA PRODUCCION CRUDO 300 bopd			
PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL	10702 ft	CORTE AGUA 58 %			
PROFUNDIDAD MEDIDA	10702 ft	PBHT 235 deg. F			
LANDING COLLAR TD	10702 ft	Pwf @ PSIUD 776 psi			
MAXIMA DESVIACION	na grados	Pwf @ Datum na psi			
TOP OF BLANK	na ft	PBT 1170,0 lb/1000 bbls			
BOTTOM OF SCREEN	na ft	POZO FRACTURADO 17 BBLS APROX			
PROFUNDIDAD TBG PRODUCCION	na ft	Tope Inicial de fractura TVD..... 9986.4 ft			
PROFUNDIDAD MEDIDA TBG	na ft	Fondo Inicial de fractura TVD..... 10015.0 ft			
PACKER DUAL (SI APLICA)	na ft	Longitud media de fractura..... 272.7 ft			
PACKER PRODUCCION	10400 ft	Altura hidráulica post-trabajo..... 85.3 ft			
TUBING VOLUMEN	na bbl	Ancho apuntalado promedio..... 0.050 in			
TBG VOL	na bbl	Concentración promedio de gel..... 1485.9 lb/mgal			
SCREEN VOLUMEN	na bbl	Factor de gel retenido promedio..... 0.40			
CASING VOLUMEN	na bbl	Presión Inicial..... 984 psi			
TBG / SCREEN ANULAR VOLUME	na bbl	Eficiencia..... 0.205			
TBG / CSG ANULAR VOLUME	na bbl	Conductividad Efectiva..... 997 md.ft			
CSG / SCREEN ANULAR VOLUME	na bbl	Fcd Efectiva..... 0.0			
		Max Presión en superficie..... 5272 psi			

Anexo 3.2.2: Descripción del trabajo



4,5% BJ SANDSTONE ACID™ ESTIMULACION CON PACKER

PROCEDIMIENTO DE TRATAMIENTO

1. **REVISIÓN DE ACTIVIDADES** CON EL ING ENCARGADO DE PETROBRAS Y/O COMPANY MAN.
2. **INSPECCION DE TANQUES** Y VERIFICACION QUE ESTOS ESTEN LIMPIOS Y LIBRES DE DESECHOS.
3. **CONducIR UNA REUNION DE SEGURIDAD Y OPERACIONAL** CON TODO EL PERSONAL INVOLUCRADO. REVISION DE PROCEDIMIENTOS DE RIG UP.
4. **CHEQUEAR AGUA DE MEZCLA.** MEDIR TURBIDEZ Y ASEGURARSE QUE ESTE SEA MENOS QUE 30 NTU. SI NO ES ASI FILTRAR AGUA EN FILTROS DE 2 MICRONES. BJ DIPONDRÁ EN LOCACION UNIDAD DE FILTRACION.
5. **CHEQUEAR INVENTARIO DE QUIMICOS.**
6. **RIG-UP** UNIDAD DE COILED TUBING DE BJ SERVICES Y UNIDAD DE BOMBEO DE ACIDO.
7. **REALIZAR TEST DE PRESION** A LINEAS DE TRATAMIENTO A 4000 PSI DURANTE 5 MINUTOS, Y STRING DE COILED TUBING A 2500 PSI DURANTE 5 MINUTOS. REGISTRAR PRESIONES
8. **TEST DE FUNCIONAMIENTO DE RAMS DE BOP** VERIFICAR QUE LOS RAMS SE ABRAN Y CIERREN NORMALMENTE Y CHEQUEAR PERDIDAS EN EL SISTEMA HIDRAULICO. REALIZAR PRUEBA DE SLIP RAMS INSERTANDO UNA PIEZA DE TUBERIA DENTRO DEL CUERPO DE LA BOP Y CERRANDO LOS RAMS NUEVAMENTE PARA VERIFICAR UN CORRECTO SELLO. ABRIR LOS SLIP RAMS Y VERIFICAR DANO EN LA TUBERIA.
9. **LOS RAMS DE CORTE (SHEAR) NO DEBEN SER PROBADOS** PORQUE NO SON REUTILIZABLES
10. **CONECTAR BHA** ROLL-ON END CONNECTOR + DOBLE FLAPPER CHECK VALVE + HIDRAULIC DISCONNECT + PUNTA JET
11. **LLENAR COILED TUBING CON AGUA** Y REALIZAR TEST DE FUNCIONAMIENTO EN SUPERFICIE A 0.5, 0.8, 1 AND 1.5 BPM VERIFICAR CONDICIONES DE LA HERRAMIENTA Y REGISTRAR PRESIONES.
12. **ACOPLAR CABEZA INYECTORA** DE UNIDAD DE COILED TUBING A LA MESA DEL TALADRO
13. **REBAJAR TUBERIA DENTRO DEL POZO** a 60 ft/min 0.5 BPM TRATANDO DE MANTENER CIRCULACION CON CONFIGURACION, HASTA 10000 FT ENTONCES DISMINUIR VELOCIDAD A 10 FT/MIN, ATRAVEZAR EL PACKER A 10400 FT Y LLEGAR A LA ZONA DE PUNZADOS. REPORTAR Y DECIDIR BOMBEO DE HCL 7,5% OPCIONAL 10 BBLs
14. **REALIZAR PRUEBA DE INYECTIVIDAD** CON CAMION BOMBA REGISTRAR Y REPORTAR
15. **SI LA PRUEBA DE INYECCION ES OK, ENTONCES REALIZAR LAS SIGUIENTES MEZCLAS**

a. PREFLUJO SOLVENTE 2050 GALS (48 BBLs)

888,5 GPT	JP1
53,5 GPT	PARAVAN 25 (SOLVENT)
4 GPT	NE-110W (NON-EMULSIFIER)
54 GPT	US-40 (MUTUAL SOLVENT)

POR TRABAJO	
1.821	GALS
110	GALS
8	GALS
111	GALS

b. PREFLUJO ACIDO ORGANICO 15% 2480 GALS (62 BBLs)

829,4 GPT	AGUA FRESCA
4 GPT	CI-11
0 PPTG	FERROTROL 210C
10 GPT	FERROTROL 300L
7,5 GPT	FSA-1
140 GPT	ACETIC ACID
8 GPT	NE-118
1 GPT	CLAY MASTER 5C
1 GPT	CLAY TREAT 3C

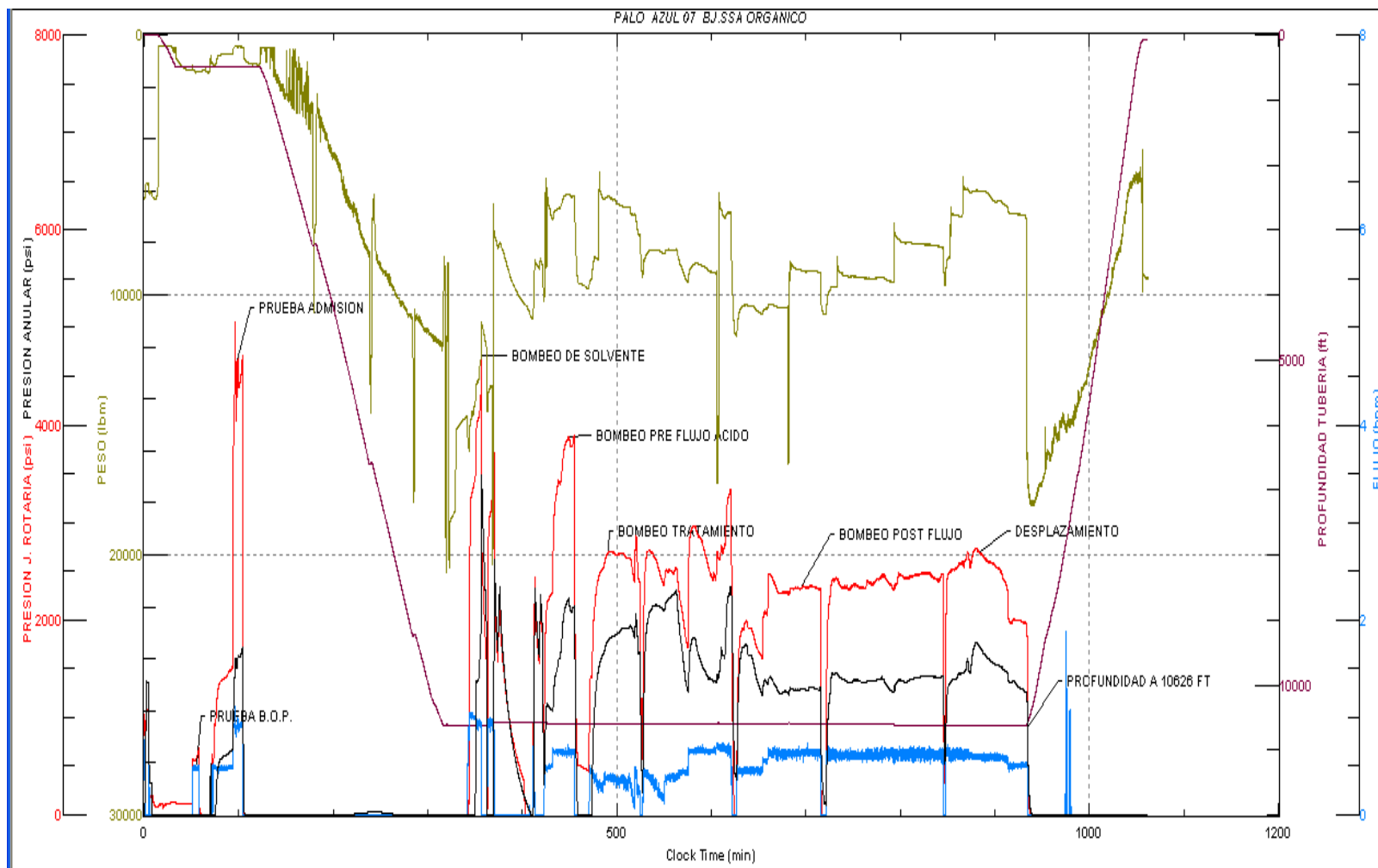
POR TRABAJO	
2.040	GALS
10	LBS
0	GALS
25	GALS
19	GALS
344	GALS
20	GALS
2	GALS
2	GALS

c. H8 BJ SANDSTONE ACID 4100 GALS (98 BBLs)

884,5 GPT	AGUA FRESCA
554 PPTG	ABF (HF SOURCE)
4 GPT	CI-11 (IRON CHELATING AGENT)
0 PPTG	FERROTROL 210C (IRON REDUCING AGENT)
10 GPT	FERROTROL 300L (IRON CHELATING AGENT)
8 GPT	FSA-1 (FINES STABILIZER)
39,5 GPT	ACETIC ACID (ORGANIC ACID)
45 GPT	HV ACID (HV ACID)
8 GPT	NE-118 (NON-EMULSIFIER)
1 GPT	CLAY TREAT 3C
1 GPT	CLAY MASTER 5C (CLAY STABILIZER)

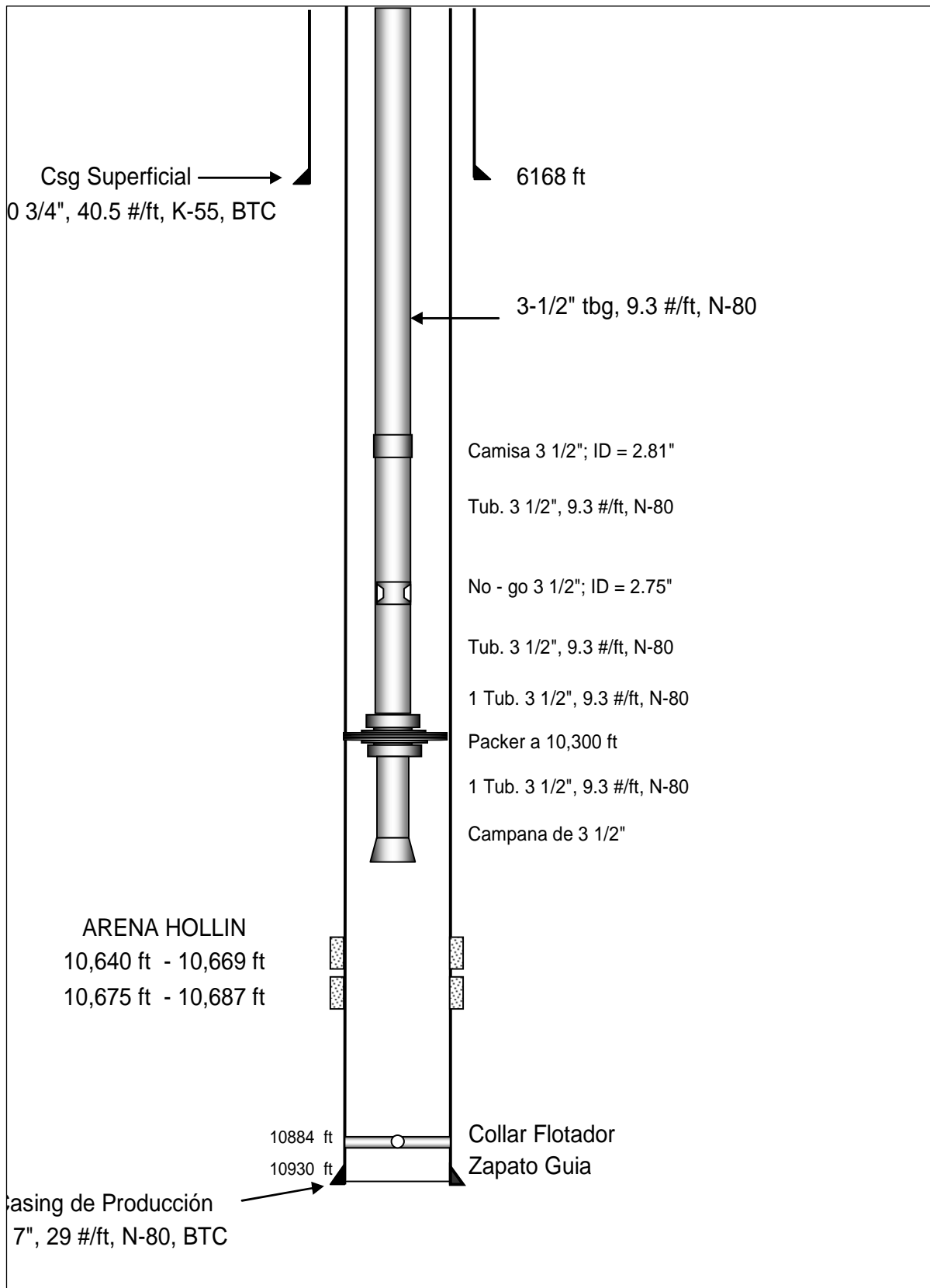
POR TRABAJO	
3.626	GALS
2.271	LBS
16	GALS
0	LBS
41	GALS
33	GALS
162	GALS
186	GALS
33	GALS
4	GALS
4	GALS

ANEXO 3.2.3: GRÁFICO DE PRESIONES DE BOMBEO EAM PA-07



ANEXO 3.3

BHA PARA UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL



ANEXO 3.4

FORECAST DEL POZO PALO

AZUL 24

	Working Forecast		Database Forecast		Differ. in
	Rate	Volume	Rate	Volume	Volume
Date	bbl/d	Mbbl	bbl/d	Mbbl	Mbbl
2009/10	1.079.715	21.594	678.917	13.578	8.016
2009/11	1.057.705	31.731	655.179	19.655	12.076
2009/12	1.031.444	31.975	627.311	19.447	12.528
2010/01	1.005.418	31.168	600.197	18.606	12.562
2010/02	981.257	27.475	575.475	16.113	11.362
2010/03	957.687	29.688	551.788	17.105	12.583
2010/04	933.905	28.017	528.312	15.849	12.168
2010/05	910.718	28.232	505.840	15.681	12.551
2010/06	888.103	26.643	484.319	14.530	12.114
2010/07	866.053	26.848	463.718	14.375	12.472
2010/08	844.201	26.170	443.675	13.754	12.416
2010/09	823.238	24.697	424.799	12.744	11.953
2010/10	802.798	24.887	406.730	12.609	12.278
2010/11	782.863	23.486	389.425	11.683	11.803
2010/12	763.426	23.666	372.861	11.559	12.108
2011/01	744.163	23.069	356.745	11.059	12.010
2011/02	726.280	20.336	342.051	9.577	10.758
2011/03	708.834	21.974	327.972	10.167	11.807
2011/04	691.232	20.737	314.018	9.421	11.316
2011/05	674.070	20.896	300.661	9.320	11.576
2011/06	657.332	19.720	287.869	8.636	11.084
2011/07	641.011	19.871	275.625	8.544	11.327
2011/08	624.837	19.370	263.711	8.175	11.195
2011/09	609.321	18.280	252.492	7.575	10.705
2011/10	594.193	18.420	241.752	7.494	10.926
2011/11	579.438	17.383	231.466	6.944	10.439
2011/12	565.051	17.517	221.621	6.870	10.646
2012/01	550.794	17.075	212.042	6.573	10.501
2012/02	537.337	15.583	203.164	5.892	9.691
2012/03	524.213	16.251	194.662	6.035	10.216
2012/04	511.196	15.336	186.380	5.591	9.744
2012/05	498.504	15.454	178.452	5.532	9.922
2012/06	486.125	14.584	170.860	5.126	9.458
2012/07	474.055	14.696	163.592	5.071	9.624
2012/08	462.094	14.325	156.521	4.852	9.473
2012/09	450.619	13.519	149.862	4.496	9.023
2012/10	439.431	13.622	143.488	4.448	9.174
2012/11	428.519	12.856	137.383	4.121	8.734
2012/12	417.880	12.954	131.539	4.078	8.877
2013/01	407.336	12.627	125.854	3.901	8.726

2013/02	397.547	11.131	120.670	3.379	7.753
2013/03	387.998	12.028	115.703	3.587	8.441
2013/04	378.363	11.351	110.780	3.323	8.027
2013/05	368.969	11.438	106.068	3.288	8.150
2013/06	359.807	10.794	101.556	3.047	7.748
2013/07	350.873	10.877	97.236	3.014	7.863
2013/08	342.020	10.603	93.033	2.884	7.719
2013/09	333.527	10.006	89.075	2.672	7.334
2013/10	325.246	10.083	85.286	2.644	7.439
2013/11	317.169	9.515	81.658	2.450	7.065
2013/12	309.295	9.588	78.184	2.424	7.164
2014/01	301.491	9.346	74.805	2.319	7.027
2014/02	294.245	8.239	71.724	2.008	6.231
2014/03	287.177	8.902	68.772	2.132	6.771
2014/04	280.046	8.401	65.846	1.975	6.426
2014/05	273.093	8.466	63.045	1.954	6.511
2014/06	266.312	7.989	60.363	1.811	6.178
2014/07	259.700	8.051	57.795	1.792	6.259
2014/08	253.147	7.848	55.297	1.714	6.133
2014/09	246.861	7.406	52.944	1.588	5.817
2014/10	240.732	7.463	50.692	1.571	5.891
2014/11	234.754	7.043	0.000	0.000	7.043
2014/12	228.925	7.097	0.000	0.000	7.097
2015/01	223.149	6.918	0.000	0.000	6.918
2015/02	217.787	6.098	0.000	0.000	6.098
2015/03	212.555	6.589	0.000	0.000	6.589
2015/04	207.277	6.218	0.000	0.000	6.218
2015/05	202.131	6.266	0.000	0.000	6.266
2015/06	197.111	5.913	0.000	0.000	5.913
2015/07	192.217	5.959	0.000	0.000	5.959
2015/08	187.367	5.808	0.000	0.000	5.808
2015/09	182.715	5.481	0.000	0.000	5.481
2015/10	178.178	5.524	0.000	0.000	5.524
2015/11	173.754	5.213	0.000	0.000	5.213
2015/12	169.440	5.253	0.000	0.000	5.253
2016/01	165.164	5.120	0.000	0.000	5.120
2016/02	161.129	4.673	0.000	0.000	4.673
2016/03	157.194	4.873	0.000	0.000	4.873
2016/04	153.290	4.599	0.000	0.000	4.599
2016/05	149.484	4.634	0.000	0.000	4.634
2016/06	145.772	4.373	0.000	0.000	4.373
2016/07	142.153	4.407	0.000	0.000	4.407
2016/08	138.566	4.296	0.000	0.000	4.296
2016/09	135.125	4.054	0.000	0.000	4.054
2016/10	131.770	4.085	0.000	0.000	4.085
2016/11	128.498	3.855	0.000	0.000	3.855
2016/12	125.308	3.885	0.000	0.000	3.885
2017/01	122.146	3.787	0.000	0.000	3.787

2017/02	119.211	3.338	0.000	0.000	3.338
2017/03	116.347	3.607	0.000	0.000	3.607
2017/04	113.458	3.404	0.000	0.000	3.404
2017/05	110.641	3.430	0.000	0.000	3.430
2017/06	107.894	3.237	0.000	0.000	3.237
2017/07	105.215	3.262	0.000	0.000	3.262
2017/08	102.560	3.179	0.000	0.000	3.179
2017/09	100.013	3.000	0.000	0.000	3.000
2017/10	97.530	3.023	0.000	0.000	3.023
2017/11	95.108	2.853	0.000	0.000	2.853
2017/12	92.747	2.875	0.000	0.000	2.875
2018/01	90.407	2.803	0.000	0.000	2.803
2018/02	88.234	2.471	0.000	0.000	2.471
2018/03	86.115	2.670	0.000	0.000	2.670
2018/04	83.976	2.519	0.000	0.000	2.519
2018/05	81.891	2.539	0.000	0.000	2.539
2018/06	79.858	2.396	0.000	0.000	2.396
2018/07	77.875	2.414	0.000	0.000	2.414
2018/08	75.910	2.353	0.000	0.000	2.353
2018/09	74.025	2.221	0.000	0.000	2.221
2018/10	72.187	2.238	0.000	0.000	2.238
2018/11	70.395	2.112	0.000	0.000	2.112
2018/12	68.647	2.128	0.000	0.000	2.128
2019/01	66.915	2.074	0.000	0.000	2.074
2019/02	65.307	1.829	0.000	0.000	1.829
2019/03	63.738	1.976	0.000	0.000	1.976
2019/04	62.155	1.865	0.000	0.000	1.865
2019/05	60.612	1.879	0.000	0.000	1.879
2019/06	59.107	1.773	0.000	0.000	1.773
2019/07	57.639	1.787	0.000	0.000	1.787
2019/08	56.185	1.742	0.000	0.000	1.742
2019/09	54.790	1.644	0.000	0.000	1.644
2019/10	53.430	1.656	0.000	0.000	1.656
2019/11	52.103	1.563	0.000	0.000	1.563
2019/12	50.809	1.575	0.000	0.000	1.575
2020/01	49.527	1.535	0.000	0.000	1.535

ANEXO 3.5

DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO CON RPM PA-J

3.5.1: Descripción del trabajo con Aquacon

I. Datos del pozo

Se empleo para la limpieza tubería flexible de 1 ½ OD, con una barra rígida, Doble flapper, desconector hidráulico y Vortex Nozzle de 1 11/16”

La siguiente tabla muestra las principales características del pozo.

Datos de la zona de interes

PERFORACIONES / ZONAS			
TOPE	FONDO	NETO	
11232	11256	24	Hollin
11263	11273	10	Hollin
INTERV. DE INTERES (PIES)		34	
TOPE INT. INTERES:		11232	Pies
FONDO INT. INTERES:		11273	Pies
PROM. INT. INTERES:		11253	Pies
TOTAL INTERVALO:		34	Pies
DESVIATION SECTION HORIZONTAL		ND	Grados
SIBHP		776	Psi
BHST		235	deg. F (est.)
PERMEABILIDAD		ND	md
POROSIDAD		14	%
API			
CORTE DE AGUA (BSW)		60	%

II OPERACIÓN

a) Fluido de Trabajo

El inventario de los fluidos bombeados para la Estimulación:

Tabla III-2: Mezclas para TRATAMIENTO:

<i>Mezcla</i>	<i>Volumen, bbls</i>
---------------	----------------------

AGUA TRATADA PARA LLENAR EL POZO	430
SOLVENTE-PARAVAN	28
BJ SS ACID	100
SOLUCION NH4 Cl	95
AQUACON	125
SOLUCION NH4 Cl	35
AGUA TRATADA	24

b) Volúmenes para el tratamiento

Cabe señalar que el uso de ésta agua tratada fue para llenar el pozo, presurizarlo y realizar el tratamiento de una mejor manera.

AGUA TRATADA (13860 GALONES)		
AGUA FRESCA	13820	GALS
NE-118	18	GALS
CLAY MASTER 5C	5	GALS
CLAY TREAT 3C	16	GALS

SOLVENTE (1191 GALONES)		
AGUA FRESCA	1000	GALS
US-40	89	GALS
PARAVAN 25	92	GALS
NH4 Cl	202	LIBS
NE-940	10	GALS

BJ SANDSTONE ACID (4186 GAL)		
AGUA FRESCA	3820	GALS
ABF	815	LIBS
CI-11	8	GALS
FERROTROL 300L	42	GALS
ACIDO ACETICO	220	GALS
HV-ACID	63	GALS
NE-118	25	GALS
CLAY TREAT 3C	4	GALS
CLAY MASTER 5C	4	GALS

NH4-Cl (5678 GALONES)		
AGUA FRESCA	5042	GALS
US-40	568	GALS
FSA-1	28	GALS
NH4-Cl	965	LIBS

NE-118	40	GALS
--------	----	------

TRAT. AQUACON (5236 GAL)		
AGUA FRESCA	3969	GALS
NE-940	37	GALS
FSA – 1	26	GALS
A-9	890	GALS
AQUACON	314	GALS

AGUA TRATADA (1020 GAL)		
AGUA	1016	GALS
CLAY MASTER 5C	2	GALS
NE-118	2	GALS

3.5.2 GRÁFICO DE LAS PRESIONES DURANTE EL TRATAMIENTO

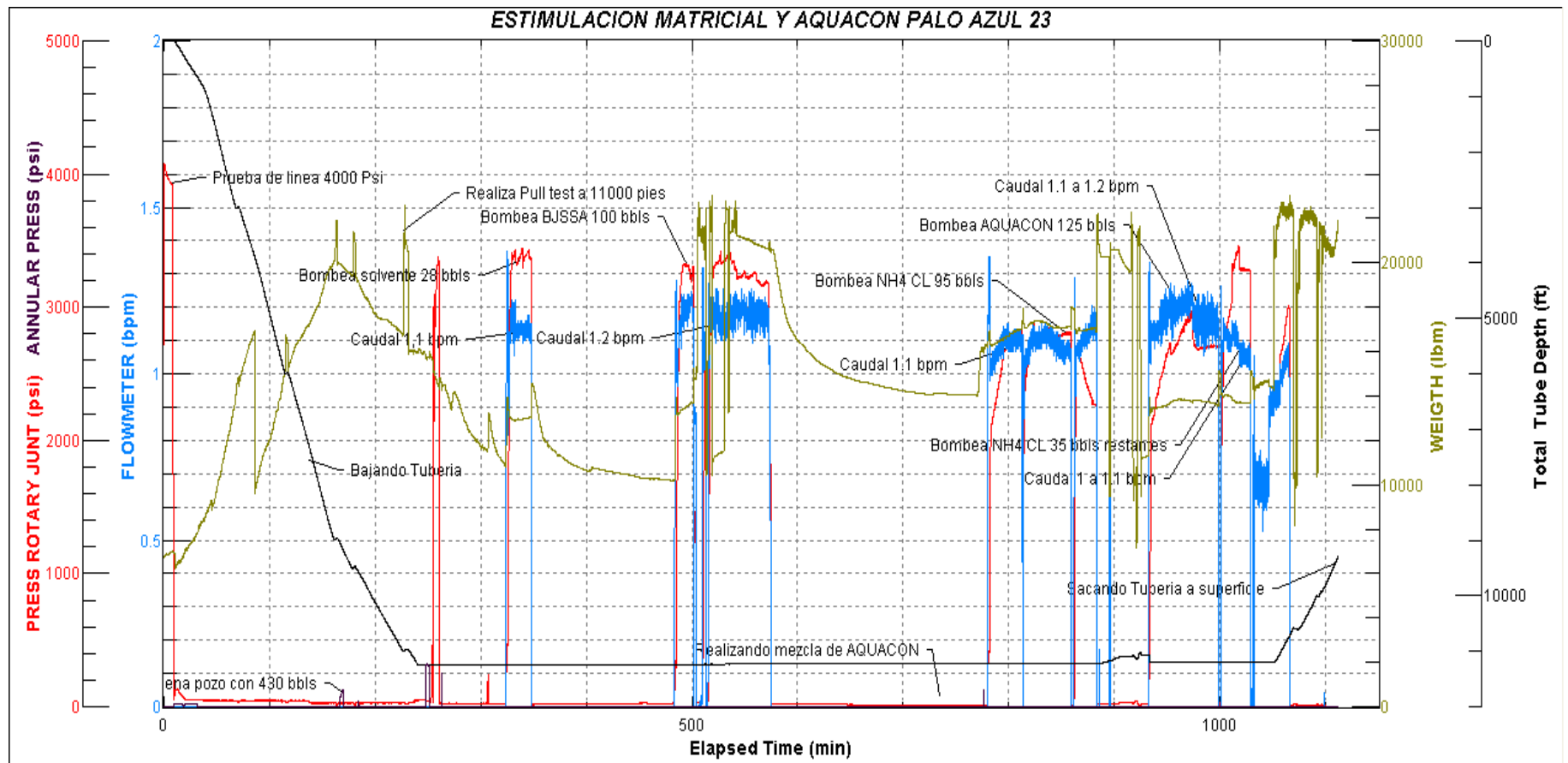


Fig. Presiones durante tratamiento.

