

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE EL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL RESERVORIO M - 1 DEL
POZO Y”**

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

YONATHAN PAÚL CEVALLOS RIVERA
yonathancevallos@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO MSc.
vmelo@server.epn.edu.ec

Quito, Enero 2009

DECLARACIÓN

Yo, Yonathan Paúl Cevallos Rivera, declaro bajo juramento que el presente trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado por 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 en la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Yonathan Paúl Cevallos Rivera

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Yonathan Paúl Cevallos Rivera, bajo mi supervisión.

Ing. Vinicio Melo Msc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Un eterno y profundo agradecimiento a Dios y a la vida por haberme puesto en el camino tantos obstáculos, los mismos que han sido superados con ahínco, entereza y madurez logrando al fin alcanzar los objetivos trazados.

A mis padres los cuales han sido un ejemplo de sacrificio, dedicación y humildad, a mis hermanos quienes han estado siempre en los momentos alegres y tristes de mi vida y a toda mi familia en general.

A las personas que fueron partícipes de este anhelado proyecto de titulación, Ing. Vinicio Melo e Ing. Alex Albuja quienes dirigieron el mismo de manera acertada y magistral.

A todo el personal y el equipo de trabajo de la compañía Andes Petroleum Ecuador Limited quienes de manera directa e indirecta han sido parte de este proyecto.

Por último pero no menos importante a todos mis amigos y compañeros por compartir las alegrías y tristezas presentadas dentro y fuera de las aulas de clases.

DEDICATORIA

*El presente trabajo está dedicado de manera muy especial a **Cristina**, quién ha sido un pilar fundamental dentro de mi vida y formación profesional, a mi primogénito **Christopher**, quienes juntos han sido y seguirán siendo las razones mas importantes de mi vida para salir adelante.*

Yonathan Cevallos.

CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| DECLARACIÓN | II |
| CERTIFICACIÓN | III |
| AGRADECIMIENTOS | IV |
| DEDICATORIA..... | V |
| CONTENIDO..... | VI |
| SIMBOLOGÍA..... | XII |
| RESUMEN | XIV |
| PRESENTACIÓN..... | XV |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1. GENERALIDADES..... | 1 |
| 1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO..... | 1 |
| 1.3. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO PRODUCTOR..... | 3 |
| 1.4. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL MECANISMO DE EMPUJE..... | 7 |
| CAPÍTULO 2 | 13 |
| MARCO TEÓRICO..... | 13 |
| 2.1. INTRODUCCIÓN..... | 13 |
| 2.1.1. HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO | 13 |
| 2.1.2. OBJETIVOS DEL FRACTURAMIENTO | 14 |
| 2.1.3. DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO..... | 15 |
| 2.2. PARÁMETROS DE DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN | 16 |
| 2.2.1. MODELOS DE FRACTURA | 16 |
| 2.2.2. PARÁMETROS DE SELECCIÓN PARA FRACTURAMIENTO DE POZOS | 21 |
| 2.2.2.1. INCREMENTO DEL RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN..... | 22 |
| 2.2.2.2. MEJORA EN LA RECUPERACIÓN FINAL | 22 |
| 2.2.2.3. MEJOR USO DE LA ENERGÍA DEL RESERVORIO | 23 |
| 2.2.2.4. INCREMENTO DEL RÉGIMEN DE INYECCIÓN | 23 |
| 2.2.3. MECÁNICA DE ROCAS ⁵ | 23 |
| 2.2.3.1 MATERIALES ELÁSTICOS Y PLÁSTICOS | 23 |
| 2.2.3.2. TENSIONES EN EL SUBSUELO | 28 |
| 2.2.3.3. TENSIONES ALREDEDOR DEL POZO..... | 30 |
| 2.2.3.4. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA..... | 31 |
| 2.2.3.5. FORMA DE LA FRACTURA..... | 31 |
| 2.2.4. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO..... | 32 |
| 2.2.4.1. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE FRACTURA | 32 |
| 2.2.4.2. PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN..... | 33 |
| 2.2.4.3. COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE TRATAMIENTO Y EL DE FORMACIÓN..... | 34 |

| | |
|---|-----|
| 2.2.4.4. TIPOS DE FLUIDO DE FRACTURAMIENTO ⁶ | 35 |
| 2.2.4.4.1. GELES BASE AGUA..... | 35 |
| 2.2.4.4.2. GELES BASE ACEITE | 39 |
| 2.2.5. APUNTALANTES | 39 |
| 2.2.6. CARACTERÍSTICAS DE LA FRACTURA | 40 |
| 2.2.6.1. MEDIDA DE LA PRESIÓN DE CIERRE DE LA FRACTURA | 40 |
| 2.2.6.2. PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA | 41 |
| 2.2.6.2.1. CRECIMIENTO VERTICAL..... | 41 |
| 2.2.6.2.2. CRECIMIENTO HORIZONTAL | 41 |
| 2.2.7. EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO | 43 |
| CAPÍTULO 3 | 51 |
| HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO Y..... | 51 |
| 3.1. COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO | 51 |
| 3.2. PROPIEDADES DE FLUIDO Y DEL RESERVORIO M-1 | 53 |
| 3.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO ² | 55 |
| CAPÍTULO 4 | 58 |
| DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 58 |
| 4.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA ¹ | 60 |
| 4.2 DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA FRACTURA PROPUESTA | 66 |
| 4.3 ANALISIS DE RESULTADOS | 78 |
| 4.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO REQUERIDO EN LA OPERACIÓN..... | 84 |
| 4.5 NORMAS DE SEGURIDAD..... | 85 |
| CAPÍTULO 5 | 88 |
| ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO..... | 88 |
| 5.1 DESCRIPCIÓN DE COSTOS INVOLUCRADOS EN EL TRABAJO DE FRACTURA | 89 |
| 5.2 INDICADORES ECONÓMICOS..... | 90 |
| CAPÍTULO 6 | 105 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 105 |
| 6.1 CONCLUSIONES:..... | 105 |
| 6.2 RECOMENDACIONES: | 107 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 108 |
| ANEXOS | 109 |

ÍNDICE DE TABLAS

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-------|--|--------|
| 1.1. | Ubicación de pozos. | 2 |
| 1.2. | Características de los reservorios por empuje de agua. | 8 |
| 1.3. | Reservorios por impulsión de gas en solución. | 10 |
| 2.1. | Clasificación de los apuntalantes de acuerdo a la presión de cierre. | 40 |
| 2.2. | Dimensión característica según el tipo de modelo utilizado para fracturamiento hidráulico. | 42 |
| 3.1. | Propiedades del reservorio. | 54 |
| 3.2. | Propiedades del fluido del reservorio. | 55 |
| 4.1. | Propiedades del apuntalante. | 62 |
| 4.2. | Información del tubing. | 68 |
| 4.3. | Información del casing | 68 |
| 4.4. | Información de la perforación | 68 |
| 4.5. | Survey del pozo | 68 |
| 4.6. | Información del apuntalante | 72 |
| 4.7. | Descripción del trabajo | 72 |
| 4.8. | Fluidos totales | 73 |
| 4.9. | Apuntalante total | 73 |
| 4.10. | Porcentajes en el colchón | 73 |
| 4.11. | Ejecución del trabajo | 73 |
| 4.12. | Simulación de los resultados | 74 |
| 4.13. | Información de la geometría de la fractura | 74 |
| 4.14. | Resultados del FracCade | 75 |
| 4.15. | Datos del fluido de tratamiento | 78 |
| 4.16. | Comparación de resultados | 84 |
| 5.1. | Detalle de costos | 89 |
| 5.2. | Análisis del VAN | 91 |
| 5.3. | Análisis del TIR | 92 |
| 5.4. | Análisis de la RCB | 93 |
| 5.5. | Resumen del análisis económico para un precio por barril de \$60 | 96 |
| 5.6. | Resumen del análisis económico para un precio por barril de \$70 | 99 |
| 5.7. | Resumen del análisis económico para un precio por barril de \$80 | 102 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-------|--|--------|
| 1.1. | Ubicación geográfica del campo Nantu | 3 |
| 1.2. | Columna estratigráfica de la cuenca oriente | 4 |
| 1.3. | Empuje por agua | 9 |
| 1.4. | Empuje por gas en solución | 11 |
| 1.5. | Empuje por capa de gas | 12 |
| 1.6. | Mapa estructural del bloque 14 | 12 |
| 2.1. | Orientación de la fractura | 15 |
| 2.2. | Modelo geométrico PKN | 18 |
| 2.3. | Modelo geométrico KGD | 21 |
| 2.4. | Modelo elástico | 24 |
| 2.5. | Tensión vs. Deformación | 25 |
| 2.6. | Deformación del material | 26 |
| 2.7. | Expansión del cubo | 27 |
| 2.8. | Descenso de los estratos | 29 |
| 2.9. | Dirección de la fractura | 31 |
| 2.10. | Formas de la fractura | 32 |
| 2.11. | Tanque de fractura | 43 |
| 2.12. | Manifolds | 44 |
| 2.13. | Blenders | 45 |
| 2.14. | Manifolds de succión | 45 |
| 2.15. | Bombas de succión | 46 |
| 2.16. | Batea de mezcla | 48 |
| 2.17. | Bomba de descarga | 49 |
| 2.18. | Ubicación del equipo de fracturamiento en superficie | 50 |
| 3.1. | Diagrama de completación Nantu Y | 51 |
| 3.2. | Comportamiento de la producción Nantu Y | 56 |
| 4.1. | Ejemplo de la rata de inyección | 58 |
| 4.2. | Ejemplo de la calibración de inyección | 59 |
| 4.3. | Tipos de apuntalantes | 63 |
| 4.4. | Selección del apuntalante | 64 |

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-----------|--|---------------|
| 4.5. | Proceso de preparación del gel | 65 |
| 4.6. | Crecimiento de la fractura | 75 |
| 4.7. | Crecimiento de la fractura | 76 |
| 4.8. | Presiones de tratamiento | 76 |
| 4.9. | Propiedades actuales del reservorio | 79 |
| 4.10. | Análisis de las propiedades del fluido | 79 |
| 4.11. | Cálculo de las propiedades del reservorio | 80 |
| 4.12. | Selección del modelo | 80 |
| 4.13. | Análisis nodal antes de la fractura | 81 |
| 4.14. | Modelo de la fractura | 81 |
| 4.15. | Ingreso de datos en FracCade | 82 |
| 4.16. | Cálculo de las propiedades del reservorio | 82 |
| 4.17. | Selección del modelo | 83 |
| 4.18. | Análisis nodal después de la fractura | 83 |
| 5.1. | Precio del barril de petróleo Enero – Noviembre 2008 | 88 |
| 5.2. | VAN vs. Tasa de actualización | 98 |
| 5.3. | Tiempo de recuperación de la inversión | 98 |
| 5.4. | VAN vs. Tasa de actualización | 101 |
| 5.5. | Tiempo de recuperación de la inversión | 101 |
| 5.6. | VAN vs. Tasa de actualización | 104 |
| 5.7. | Tiempo de recuperación de la inversión | 104 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| No | DESCRIPCIÓN | PÁGINA |
|-----------|---|---------------|
| 1 | Mapa estructural del campo Nantu | 110 |
| 2 | Análisis del cemento del Nantu Y | 112 |
| 3 | Registros eléctricos interpretación petrofísica del Nantu Y | 115 |
| 4 | Costos operacionales del fracturamiento hidráulico | 117 |
| 5 | BHA de fractura | 120 |

SIMBOLOGÍA

| SÍMBOLO | SIGNIFICADO | DIMENSIONES |
|--------------|---|-------------|
| API | American Petroleum Institute | |
| BLS | Barriles | L^3 |
| BA | Barriles de agua | L^3/t |
| BAPD | Barriles de agua producidos por día | L^3/t |
| BPPD | Barriles de petróleo producidos por día | L^3/t |
| BO | Factor volumétrico del petróleo | |
| CBL | Cement bond log | |
| CDM | Continue mechanical damage. | |
| FE | Eficiencia de flujo | |
| CE | Compresibilidad efectiva | Lt^2/M |
| CP | Concentración de apuntalante | M/L^3 |
| DNH | Dirección Nacional de Hidrocarburos | |
| E | Módulo de Young | M/Lt^2 |
| E^a | Módulo de esfuerzo plano | M/Lt^2 |
| EHS | Environment healthy safety | |
| EOJ | End of Job | |
| EPP | Equipo de protección personal | |
| ϵ_1 | Contracción longitudinal | L |
| ϵ_2 | Deformación lateral | L |
| G | Módulo de corte | M/Lt^2 |
| Gf | Gradiente de fractura | M/ Lt^2L |
| GOR | Relación gas petróleo | |
| HTD | High temperature delayed. | T |
| HSD | High Shot density. | |
| ID | Diámetro Interior. | L |
| IP | Índice de productividad. | |
| ISP | Intermediate Strenght Proppant | M/Lt^2 |
| K | Permeabilidad. | L^2 |
| KGD | Khristianovic y Zeltov, Geertsma. | |
| L | Longitud de la fractura | L |

| SÍMBOLO | SIGNIFICADO | DIMENSIONES |
|----------------|--|--------------------|
| M | Pendiente | |
| MD | Measure Deep | L |
| Md | Mili darcys (0.001 darcys) | L ² |
| OD | Diámetro exterior | L |
| PB | Presión de burbuja | M/Lt ² |
| PF | Presión de fractura | M/Lt ² |
| PH | Presión Hidrostática | M/Lt ² |
| PKN | Perkins y Kern, Nordgren | |
| POD | Densidad óptima programable | M/L ³ |
| Pr | Presión estática de reservorio | M/L ³ |
| Ps | Presión de superficie | M/L ³ |
| Pwf | Presión de fondo fluyente | M/L ³ |
| Qc | Flujo calculado | L ³ /T |
| Rw | Radio del pozo | L |
| Spf | Shot per feet | |
| TCP | Tubing Conveyed Perforating | |
| TIR | Tasa interna de retorno | |
| TVD | True Vertical Deep | L |
| M | Viscosidad | M/Lt |
| S | Daño de formación | |
| USIT | Ultrasonic induction tool | |
| VAN | Valor actual neto | |
| VDL | Variability density Log | |
| Vf | Volumen de fluido ocupado en la fractura | L ³ |
| Vi | Volumen inyectado | |
| V | Relación de Poisson | M/Lt ² |
| Wmax | Ancho máximo de fractura | L |
| WTI | West Texas Intermediate | |
| Xf | Ancho de la fractura | L |
| YF | Fluido activado con borato Crosslinked | |
| σmin | Esfuerzo mínimo | M/Lt ² |
| Σv | Esfuerzo Vertical | M/Lt ² |
| Σh | Esfuerzo Horizontal | M/Lt ² |

RESUMEN

Este proyecto tiene como objetivo determinar y analizar la magnitud de daño de formación presente para luego de esto realizar los análisis y las interpretaciones respectivas.

En el primer capítulo se describe la ubicación geográfica del campo Y, características y propiedades del reservorio productor M-1, descripción y análisis de los mecanismos de empuje.

En el segundo capítulo se describen los fundamentos teóricos del proceso de fracturamiento y los parámetros de diseño e implementación del mismo, apuntalantes, características de la fractura y equipos a ser utilizados en este procedimiento.

En el tercer capítulo se realiza la descripción del pozo Y, completación actual, propiedades del fluido y del reservorio M-1, historia de producción.

En el capítulo cuatro la información obtenida será sometida al simulador FracCade de la Cia Schlumberger, los resultados obtenidos serán analizados, estudiados y posteriormente interpretados.

En el capítulo cinco se desarrolla el estudio técnico- económico del proyecto con los datos obtenidos en el capítulo anterior con énfasis en la evaluación económica empleando métodos comúnmente usados para este propósito.

Finalmente, en el capítulo seis se presentan conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron del análisis y estudio del presente proyecto.

PRESENTACIÓN

Este Proyecto de Titulación fue propuesto por el Departamento de Desarrollo de la compañía Andes Petroleum Ecuador Limited, se lo estructura como una alternativa para incrementar la producción del Pozo Y; mediante el fracturamiento hidráulico de la arena M-1, debido a la presencia del daño de formación.

Para el desarrollo del estudio de fracturamiento hidráulico se ha realizado previamente la selección del Pozo Y, el mismo que a sus inicios de producción presentó grandes expectativas, las cuales han ido decreciendo paulatinamente, mediante el análisis petrofísico, cálculo de reservas y mecánica de rocas se determinará el potencial que aún el Pozo Y presenta, mismo que no ha podido ser explotado de manera idónea debido a la presencia de daño u obstrucción en la cara de la formación.

En las siguientes páginas se encuentra plasmado el trabajo de varios meses, información y criterios, desarrollado con el propósito de que sea útil para la compañía auspiciante, la Escuela Politécnica Nacional y para el lector que necesite o quiera conocer más acerca del fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

El bloque 14 esta formado por los campos, Nantu, Kupi y Wanke, en el campo Wanke actualmente se encuentran en producción, 7 pozos (Wanke 01, 05, 06, 07, 08, 11, 12) los pozos (Wanke 03, 04) son inyectores de agua, el Wanke 02 se encuentra temporalmente cerrado. La producción actual del campo es de 2,400 barriles de petróleo con un BSW promedio de 85%.

En el campo Kupi se han perforado 3 pozos de los cuales actualmente, el Kupi 01 se encuentra en producción, los dos pozos restantes se encuentran abandonados por el momento. La producción actual del campo es 560 barriles de petróleo con un BSW promedio de de 45. %.

El campo Nantu se encuentra en producción desde el segundo semestre de 1995, año en que se terminó la perforación y la completación del pozo exploratorio NANTU 01. Las pruebas iniciales de producción mostró que el principal horizonte productor es el yacimiento M-1. El campo tiene actualmente 5 pozos en producción (Nantu 02, 03, 06, 07, 10), los pozos (Nantu 01, 04) son inyectores de agua, a los yacimientos M1 y U inferior respectivamente, el pozo Nantu 05 es productor de agua a flujo natural, esta agua es utilizada en la inyección para mantener la presión en el campo. La producción actual del campo es 2,700 barriles de petróleo con un BSW promedio de 55 %.

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO¹

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área de aproximadamente de 100,000 km² y está localizada entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo de

¹ Plan de desarrollo del Bloque 14

Guyana al oriente. Las formaciones Hollín y Napo del período Cretácico están presentes en el mencionado bloque constituyendo yacimientos importantes de hidrocarburos.

El campo Nantu se encuentra ubicado en el Bloque-14 de la Cuenca Oriente del Ecuador y también es operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Actualmente existen ocho pozos en el campo. La ubicación de los pozos en el campo se muestra en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1
UBICACIÓN DE POZOS

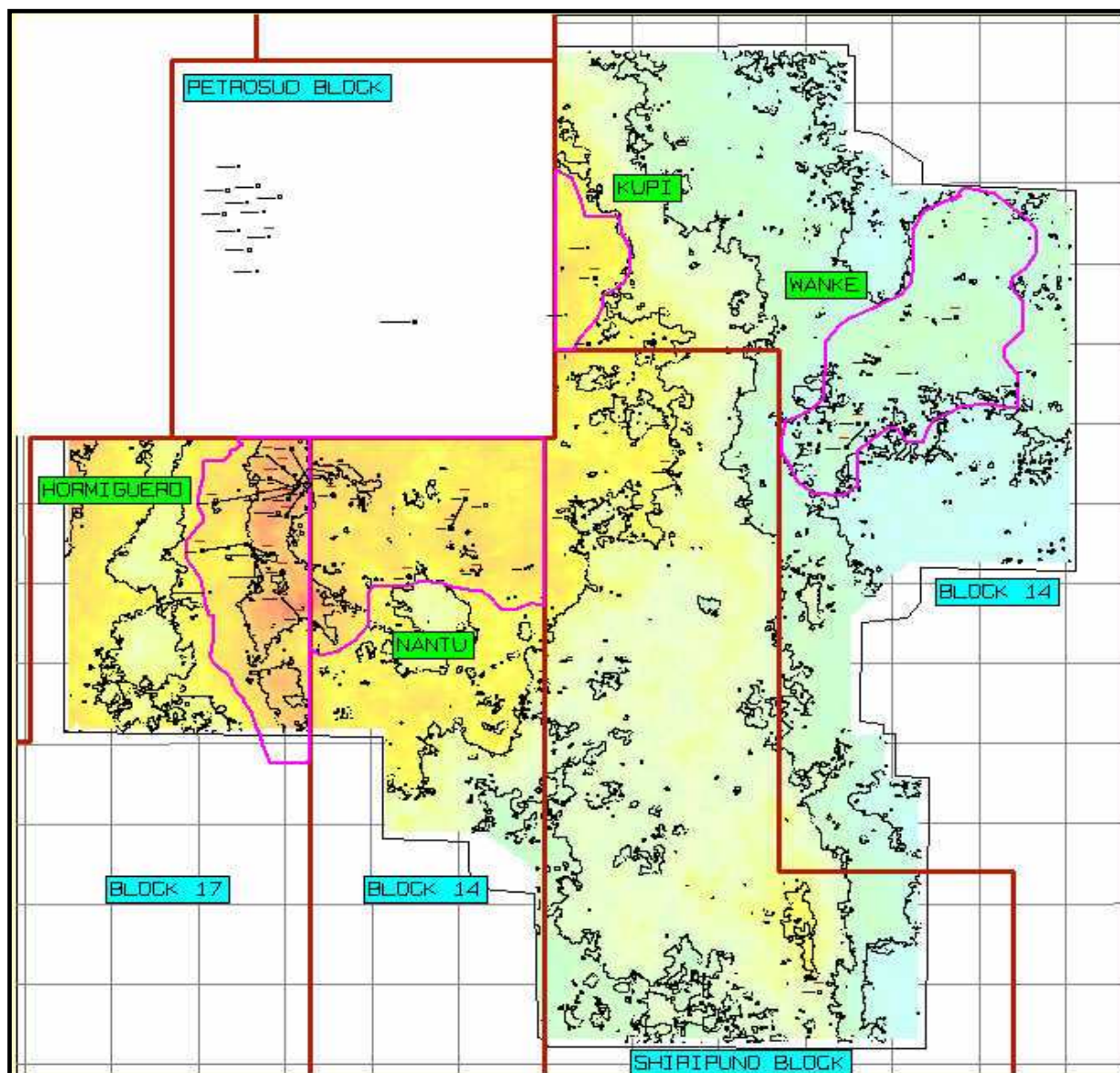
| NOMBRE DEL POZO | ESTADO | COORDENADAS | | PROFUNDIDAD TOTAL |
|-----------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| | | Y | X | MD |
| POZO 01 | INYECTOR | 9917290.90 | 303777.30 | 10,920.00 |
| POZO 02 | PRODUCTOR | 9919106.60 | 300703.70 | 10,230.00 |
| POZO 03 | PRODUCTOR | 9918355.00 | 303218.00 | 10,609.00 |
| POZO 04 | INYECTOR | 9917231.30 | 302328.70 | 10,655.00 |
| POZO 05 | PRODUCTOR – AGUA | 9918363.00 | 303208.00 | 11,041.00 |
| NANTU Y | PRODUCTOR | 9914689.90 | 303925.60 | 11,945.00 |
| POZO 07 | PRODUCTOR | 9918347.50 | 303218.70 | 12,350.00 |
| POZO 10 | PRODUCTOR | 9919381.90 | 299974.00 | 11,063.10 |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la Figura 1.1 se muestra la ubicación geográfica del campo Nantu.

FIGURA 1.1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
 Elaborado por: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

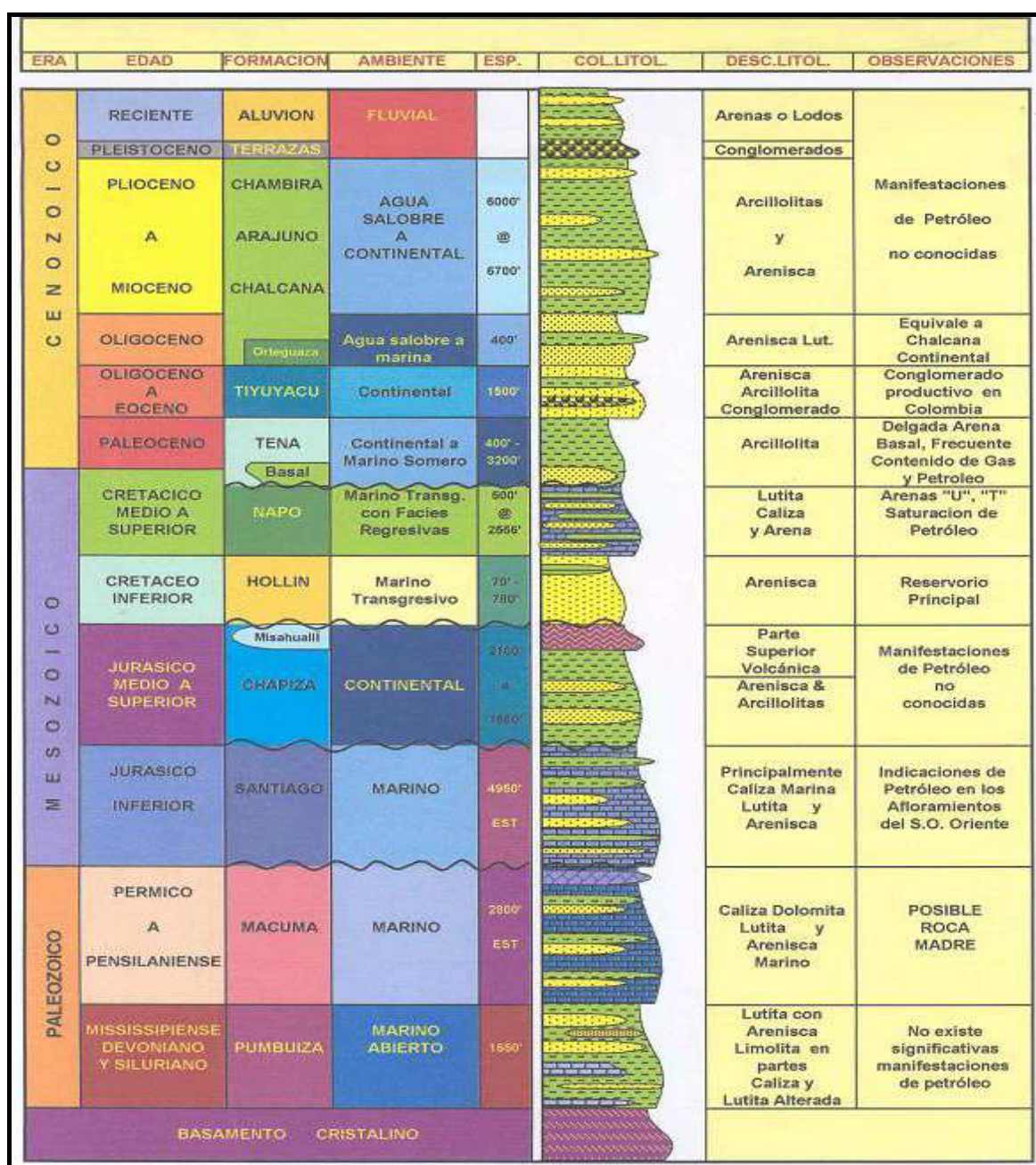
1.3. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO PRODUCTOR²

Los yacimientos productores fundamentales del campo Nantu son las areniscas M1 y U. Dentro del yacimiento U, la mayoría de las reservas se encuentra en el

² Plan de desarrollo del Bloque 14

intervalo U Inferior. El yacimiento M1 tiene una densidad API de alrededor de 21.4° mientras que el yacimiento U tiene una densidad API de aproximadamente 17.4° API. La porosidad efectiva varía entre el 15% y el 25% mientras que la permeabilidad fluctúa entre 800 y 3,000 mD. En la figura 1.2 se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.

FIGURA 1.2



Fuente: Halliburton.
Elaborado por: Halliburton.

La arenisca M -1, que es el objeto de este estudio, pertenece a la formación Napo del ciclo sedimentario del Cretácico. El modelo de Barragán *et al.* (*Publicado en el libro "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo", 2004*) indica que el Cretácico en el Ecuador está conformado por las Formaciones Napo, Hollín y Basal Tena; estas formaciones poseen características bien definidas dentro del marco de la estratigrafía secuencial. Los autores agrupan en subdivisiones formando 5 intervalos deposicionales o secuencias estratigráficas, cada uno de ellos separados por límites marcados de secuencia.

Las areniscas relacionadas con el yacimiento M1 en el bloque 14 comprenden arenas pobremente clasificadas con canales de conglomerados. Estas arenas fueron depositadas en un ambiente de planicies aluviales de inundación.

Cambios laterales de fases (facies) con sus respectivos tapones de abandonamiento están relacionados con las areniscas M1.

Estas arenas inciden disconformemente en las lodolitas de costa afuera subyacentes. Estas lodolitas corresponden a la lutita Napo Superior.

Actualmente, la arenisca M1 constituye el único yacimiento productor en el campo Nantu. El mecanismo de entrapamiento de la arenisca M1 en el Bloque 14 es una combinación de estructura y variaciones estratigráficas sub-sísmicas. Ver **Anexo 1**.

Fluidos de formación

Según estudios realizados mediante un programa de muestreo se aprecia que la salinidad de agua de formación presenta una variación entre 25,000 a 90,000 ppm de NaCl para los pozos productores correspondientes al yacimiento M1.

Se asumió entonces una salinidad promedio de 60,000 ppm que corresponde a una Rt de 0,045 Ω m @ FT para el yacimiento M1.

Temperatura

A partir del análisis de datos disponibles se obtuvo un gradiente geotermal de 1.32 °F/100' y una temperatura promedio (RT) de 194 °F para el yacimiento M1.

Presión de yacimiento

La presión inicial del yacimiento M1 en el campo Nantu fue de 3,811 psia @ 8,230' SS TVD en febrero de 1989. En noviembre de 1995 se registró una presión de yacimiento de 3,470 psia @ 8,230' SS TVD en el pozo Nantu-1.

En marzo del 2003, se determinó una presión de yacimiento de 1,045 psia para el pozo Nantu-1 al mismo nivel de referencia. Este último registro evidenció una aguda tasa de depleción de presión del yacimiento M1 en el campo Nantu.

La tasa de depleción calculada para el yacimiento M1 en el campo Nantu se aproxima a 0,913 psi/día o 333 psi/año. Por simplicidad, estas proporciones fueron determinadas asumiendo una función lineal entre la presión promedio del yacimiento M1 y el tiempo de producción. La tasa de depleción de presión mencionada también representa aproximadamente la disminución de un 1 psi por cada retiro de 1,400 bbl de fluido que se haga del yacimiento M1. Con el propósito de recuperar la energía potencial perdida en el yacimiento M1, se procedió a inyectar agua en dicho yacimiento a través del pozo Nantu-4. Este pozo inicialmente fue un pozo productor del yacimiento M1 que alcanzó un corte de agua del 89% después de haber producido 79 Mbbl de petróleo. Se escogió también al pozo Nantu-4 como el primer pozo inyector en el campo Nantu debido a que se comprobó la existencia de comunicación de presión a través del yacimiento M1 entre este pozo y los pozos Nantu-2 y Nantu-1.

Permeabilidad

Únicamente se dispone de núcleos extraídos del yacimiento M1 para el pozo Nantu-5. A partir del análisis de núcleos correspondiente a este pozo se deriva que el rango de permeabilidad horizontal en el yacimiento M1 (campo Nantu) varía entre 1,000 mD a 10,000 mD.

Contactos de fluidos

Para la creación del mapa de volumen poroso saturado de hidrocarburos se asumió un contacto agua-petróleo (CAP) común de – 8,218 pies SS TVD.

Petróleo original “in-situ”

El petróleo original en sitio (Probado + Probable) del yacimiento M1 fue determinado volumétricamente a partir de la interpretación del modelo geológico fundamentado en sísmica 3D además de la utilización de propiedades promedio (mediana) de roca y fluidos de la arenisca M1 correspondientes al campo Nantu.

Es importante señalar que los contactos agua-petróleo (CAP) fueron determinados a partir de inflexiones definidas de los registros de resistividad.

Factor de recobro (FR)

A partir de análisis se determinó un FR de 25% para el caso probado y de 35% para el caso probado + probable.

1.4. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL MECANISMO DE EMPUJE³

Yacimientos con empuje por Agua

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a

³ www.oilproduction.net/01reservorios-mecanismos.htm

mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. Ver figura 1.3. La Intrusión ocurre debido a:

a.- Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

b.- El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie. Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

b.1.- Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

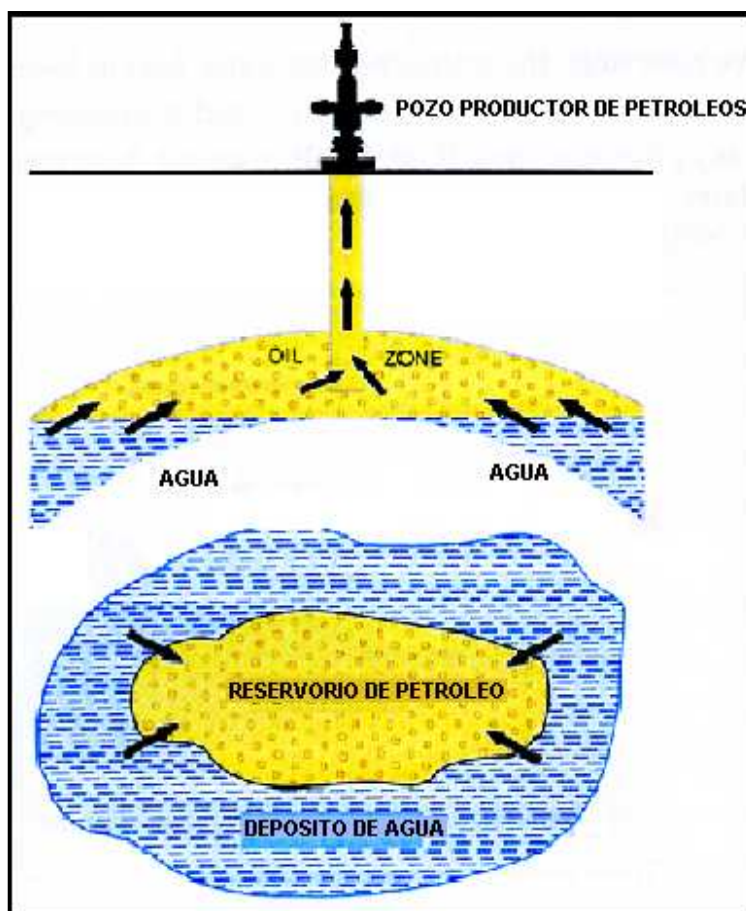
b.2.- Reservorios por empuje lateral, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados. Ver tabla 1.2.

- El hidrocarburo (petróleo o gas) está rodeado por agua.
- Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua.
- A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.

TABLA 1.2
CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS POR EMPUJE DE AGUA

| CARACTERISTICA | TENDENCIA |
|-------------------------|---|
| Presión del Reservorio | Permanece alta |
| GOR de superficie | Permanece Bajo |
| Producción de Agua | Inicia muy temprano e incrementa |
| Comportamiento del pozo | Fluye hasta que la producción de agua es excesiva |
| Recuperación esperada | 10 – 75 % |

FIGURA 1.3



Empuje por gas en solución.

El empuje por gas en solución es a veces llamado empuje por gas interno, empuje por gas disuelto, empuje por depletación, empuje volumétrico o empuje por expansión de fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo.

En un reservorio de empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible. La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial está sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el

gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como empuje por expansión de fluidos. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Ver tabla 1.3.

Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo.

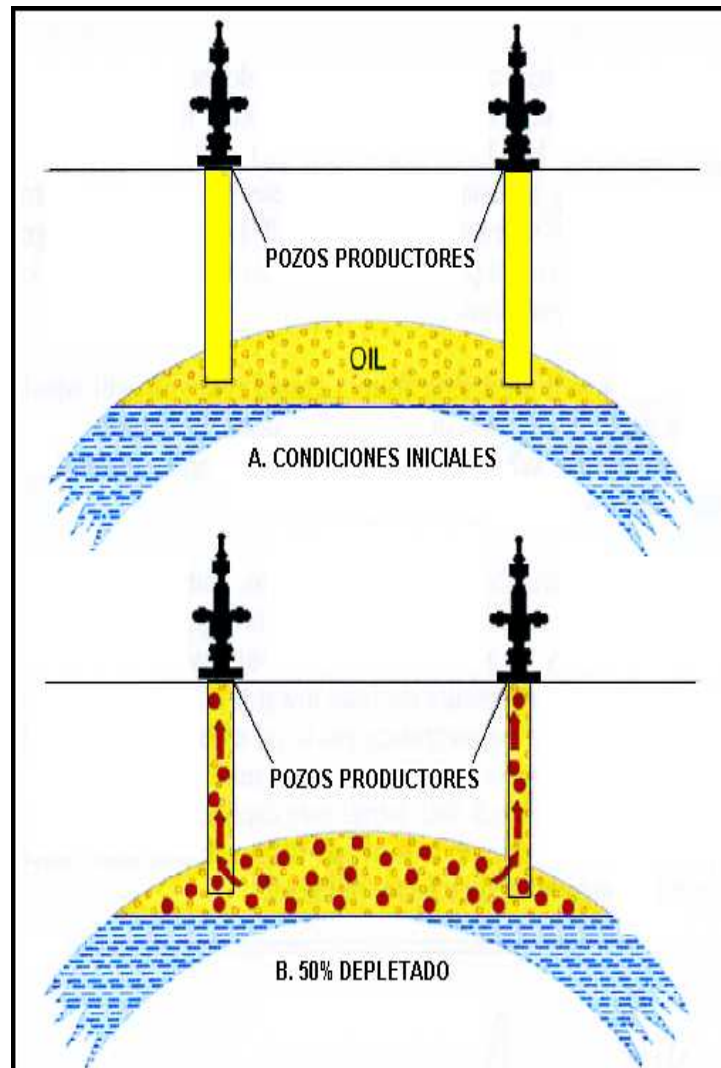
El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación. Los métodos que han sido desarrollados para predecir la recuperación de petróleo incluyen el método de Muskat, diversas variaciones del método de Turner, balance de materiales por diferencias finitas, técnicas estadísticas y Simulación Numérica. Ver figura 1.4.

TABLA 1.3
RESERVORIOS POR IMPULSIÓN DE GAS EN SOLUCIÓN

| CARACTERISTICA | TENDENCIA |
|-------------------------|--|
| Presión del Reservorio | Declina Rápidamente |
| GOR de superficie | Primero es Bajo Luego se eleva |
| Producción de Agua | Ninguna |
| Comportamiento del pozo | Requiere Bombeo desde la Etapa Inicial |
| recuperación esperada | 5 – 30 % |

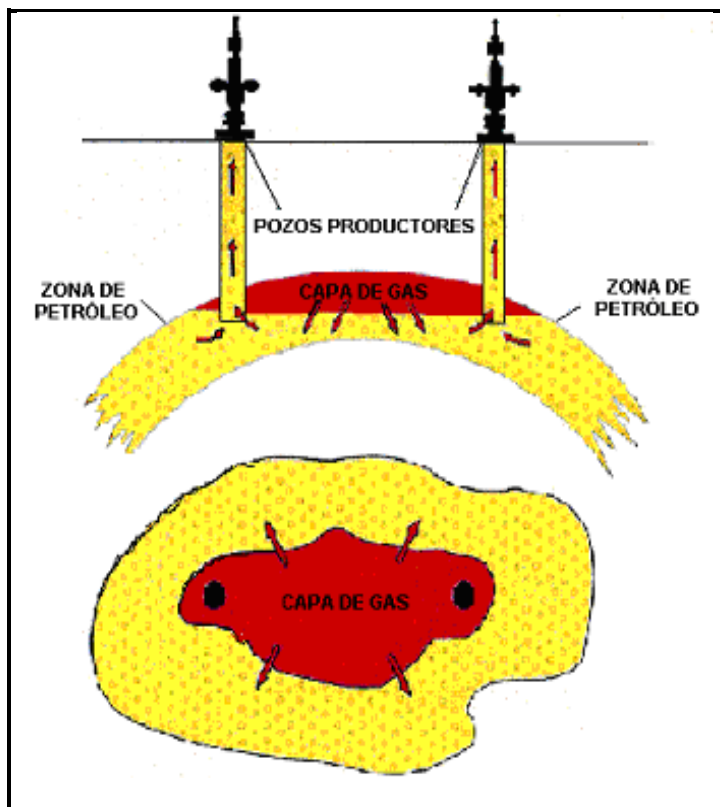
FIGURA 1.4



Yacimientos con Capa de Gas

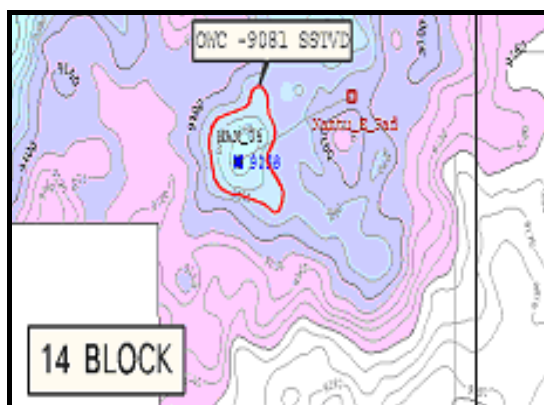
Los hidrocarburos volátiles se han acumulado encima del petróleo formando una capa de gas. Cuando en un sifón de soda el líquido está sometido a la presión de una capa de gas comprimido, al abrir la válvula se produce una expansión del gas que empuja el líquido hacia abajo y lo obliga a salir; igual ocurre cuando la capa de hidrocarburos volátiles impulsa al petróleo hasta la superficie una vez perforado el pozo. En yacimientos de este tipo se puede recuperar del 15% al 50% del petróleo original en sitio. Estos mecanismos se caracterizan por tener una lenta declinación del reservorio. Ver figura 1.5.

FIGURA 1.5



Una vez explicados cada uno de los posibles mecanismos de empuje que se pueden presentar en un reservorio se ha determinado que en el campo Nantu por no tener un CAP definido (ver figura 1.6) tiene un empuje hidráulico lateral.

FIGURA 1.6



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Elaborado por: Andes Petroleum ecuador Ltd.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe todas las ventajas y desventajas que se podrían presentar antes y después de realizar el fracturamiento hidráulico, en forma general se puede ver que este tipo de trabajos permiten incrementar la producción lo cuál es el objetivo trazado por la industria petrolera.

2.1.1. HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO

Como resultado de varios años de experimentación en el laboratorio y estudios en el campo, en marzo de 1949 una Compañía Norteamericana, realizó en forma simultánea los primeros dos tratamientos de fracturamiento con fines comerciales en el estado de Texas. Así comenzó uno de los procesos de estimulación de pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la Industria Petrolera.

Las estimaciones más conservadores demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción provechosos y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos. En la actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el fracturamiento hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comerciales.

Los primeros trabajos. Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en el fracturamiento hidráulico pues; los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido con ½ libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande. En ocasiones un operador aventurero

realizaba un tratamiento de 1,500 a 2,000 galones y se lo consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban más bombas, lo que resultaba en un aumento de las tasas de inyección. Estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección más alta comenzaron a demostrar un aumento de producción continuo, gradualmente el tamaño de los trabajos y las tasas de inyección aumentaron.

Las tasas de inyección más altas permitieron la experimentación con fluido de menor viscosidad y costos, con muy buenos resultados.

A finales de 1952 se popularizó el uso de residuales refinados y crudos más pesados que permitió un mayor volumen por dólar de costo y a partir de ese momento la curva del tratamiento comenzó a crecer ininterrumpidamente. Los tratamientos realizados en 1975 mostraron un promedio de 37,000 galones con 45,000 libras de arena o una relación arena-fluido de aproximadamente 1,25 libras por galón.

En el presente los tratamientos de fracturamiento son muy diferentes de los que se realizaban hace 25 años. Aún cuando todos los días se completan un gran número de trabajos relativamente pequeños es común ver alrededor de un pozo, equipos valorados en un millón de dólares o más, bombeando 200,000 a 500,000 galones de fluido de fracturamiento y 500,000 a 1'000,000 de libras de arena.

2.1.2. OBJETIVOS DEL FRACTURAMIENTO

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es incrementar el radio efectivo del pozo para crear una fractura que dará una longitud cuya conductividad será mayor que la de la formación.

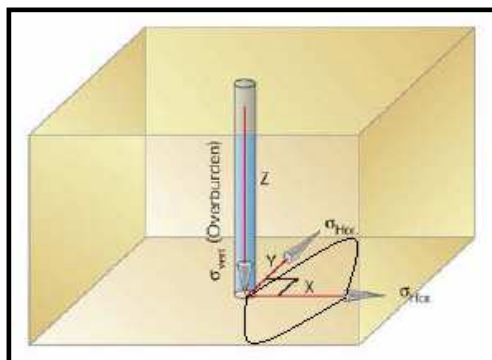
En reservorios que tengan permeabilidades en un rango de moderado a alto, la conductividad es el factor principal; mientras que la longitud de fractura es de menor importancia, pero si el reservorio presenta una permeabilidad baja la longitud de fractura es la prioridad.

2.1.3. DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO

El fracturamiento hidráulico es la inyección de fluidos dentro de la formación a un caudal y presión mayor a la presión de reservorio para de esta manera crear una fractura dentro de la roca.

La fractura hidráulica es creada usando presión hidráulica para vencer la fuerza de tensión de la roca y el mínimo esfuerzo in-situ en la formación de interés. Como esta fuerza vence el esfuerzo mínimo horizontal, inicia una fractura que es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo y paralela al máximo esfuerzo horizontal. En la figura 2.1 se observa el esfuerzo horizontal mínimo, máximo y la orientación de la fractura.

FIGURA 2.1



Fuente: Hydraulic Fracturing Mohd Zaki Petronas Carigali
Elaborado por: Hydraulic Fracturing Mohd Zaki Petronas Carigali

El fracturamiento hidráulico está asociado con los siguientes beneficios:

- Mejora la productividad
- Interconecta la permeabilidad de la formación
- Ayuda en la recuperación secundaria
- Incrementa fácilmente la inyectabilidad

El fracturamiento hidráulico no cambia la permeabilidad de la formación (k) pero crea un camino permeable para el fluido del pozo.

2.2. PARÁMETROS DE DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

2.2.1. MODELOS DE FRACTURA

Después del inicio de la fractura, la inyección adicional resultaría en una propagación de la misma. 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.

En la distribución de propagación de fractura, que es un fenómeno particular complejo, se requieren dos tipos de leyes:

- Principios fundamentales tales como las leyes de conservación del momento, masa y energía.
- Criterios para propagación, por ejemplo, lo que causa que la punta de fractura avance. Estos incluyen iteraciones de roca, fluido y distribución de energía.

Conservación de la energía¹ .- afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de energía. La cantidad de movimiento obedece a una ley de conservación, lo cual significa que la cantidad de movimiento total de todo sistema cerrado (o sea uno que no es afectado por fuerzas exteriores, y cuyas fuerzas internas no son disipadoras) no puede ser cambiada y permanece constante en el tiempo.

La ley de conservación de la masa- establece que en toda reacción química la masa se conserva, es decir, la masa consumida de los reactivos es igual a la masa obtenida de los productos.

¹ http://es.wikipedia.org/wiki/Conservaci%C3%B3n_de_la_energ%C3%ADa

Se dispone de tres familias generales de modelos² : Los modelos en 2–D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturación 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 fracturación. 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 rigurosa 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 rigurosa el crecimiento de las fracturas.

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

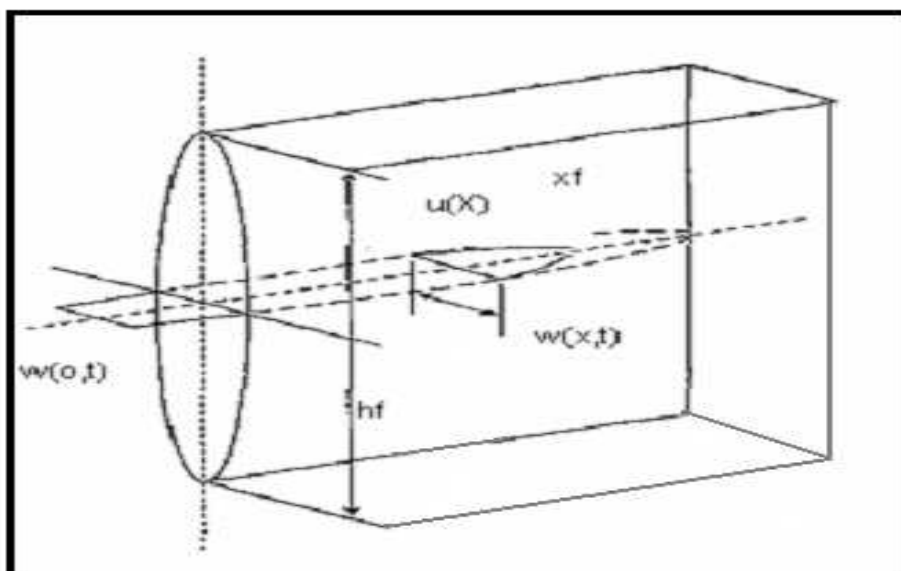
² http://es.wikipedia.org/wiki/Conservaci%C3%B3n_de_la_energ%C3%Ada

Ancho de fractura hidráulica con el modelo PKN (Perkinz, Kern, Nordgren)³.

El modelo PKN tiene forma elíptica en el orificio del pozo (Figura 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:

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.

FIGURA 2.2



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

Donde:

W_{\max} = Ancho máximo de fractura.

X_f = Ancho de la fractura.

³ <http://es.wikipedia.org/>

μ = Es la viscosidad aparente

ν Es la relación de Poisson

G es el **módulo elástico** de corte y está relacionado con el **módulo de Young, E** por:

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

En las ecuaciones 2.1 y 2.2, q_i es la cantidad de inyección, μ es la viscosidad evidente y ν es la relación de Poisson.

La ecuación (2.1) es particularmente útil para extender la relación entre el ancho de la fractura, tratamiento, variables u propiedades de la roca. La relación de raíz cuadrada implica que para duplicar el ancho, la viscosidad no es factible ni deseable.

Duplicar la viscosidad con todo el daño permanente potencialmente asociado con el paquete apuntalante resultaría un incremento del 19 % del ancho de la fractura- así, las variables de tratamiento tienen un impacto moderado sobre el ancho de la fractura. Incrementando la cantidad y/o viscosidad también resultará en un incremento de la presión neta con potencial indeseable crecimiento de la altura de la fractura.

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 ordenes de magnitud de 10^7 psi en arenisca hasta 2×10^5 psi diatomitas, carbones y gredas suaves. 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

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

Donde:

\bar{W} = Ancho promedio de fractura.

El **factor Y** es aproximadamente igual a 0,75 y por lo tanto el término del segundo conjunto de paréntesis es igual a 0,59 en unidades de campo petrolero típico, donde \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:

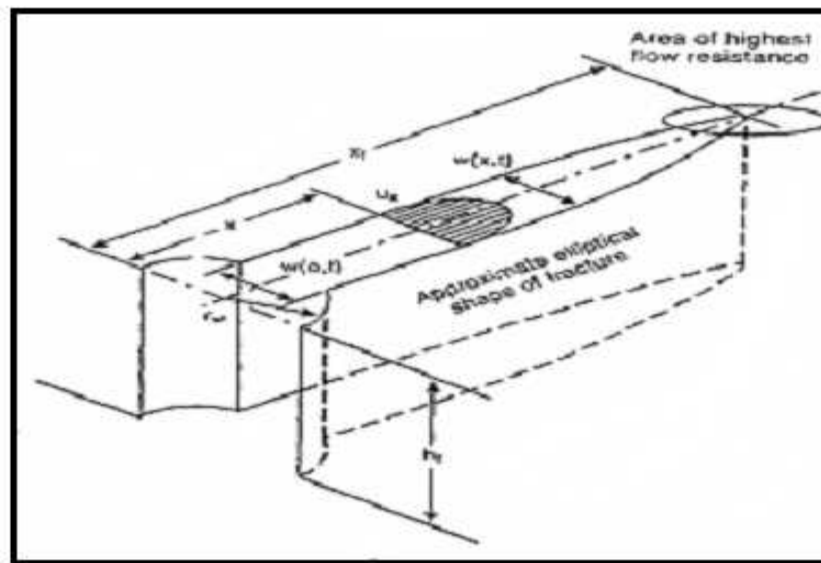
$$\bar{W} = 0.3 \left[\frac{q\mu(1-\nu)xf}{G} \right]^{1/4} \quad (2.4)$$

Ancho de fractura con el modelo KGD (Khristianovic, Zeltov, Geertsma, Klerk)⁴

El modelo KGD representado en la figura 2.3 que gira 90° del modelo PKN, y es particularmente aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f > x_f$, de tal forma, este modelo no debería ser usado en casos donde la distancia larga de fractura sea generada.

⁴ <http://es.wikipedia.org/>

FIGURA 2.3



Fuente: <http://es.wikipedia.org>

Tal como se puede mirar en la figura.

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

Y en unidades de campo.

$$\bar{w} = 0.29 \left[\frac{qu(1-\nu)xf^2}{Ghf} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \right] \quad (2.6)$$

2.2.2. PARÁMETROS DE SELECCIÓN PARA FRACTURAMIENTO DE POZOS

Las dos razones por las cuales se fracturan los pozos son: para incrementar su producción e incrementar su inyectividad.

2.2.2.1. INCREMENTO DEL RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN

Asumiendo que un pozo tenga gas o petróleo para producir, y suficiente presión de reservorio para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y resulta el rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden a primera instancia con una productividad de varios cientos de veces superior al ensayo inicial.

Ocasionalmente, este alto incremento de productividad puede ser mantenido. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incremento de cinco a diez veces en producción donde aún existe adecuada presión de reservorio. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por fracturas. A medida que nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán mayores incrementos de producción.

2.2.2.2. MEJORA EN LA RECUPERACIÓN FINAL

Aquí hay dos factores en juego uno es económico y el otro es el área de drenaje. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

Otra razón por la cual la fractura incrementa la recuperación final es que el método de estimulación ensancha los canales de flujo; ya que la eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación, permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo. Este incremento ha sido estimado en un 5-15% del total de la recuperación primaria.

2.2.2.3. MEJOR USO DE LA ENERGÍA DEL RESERVORIO

Una caída notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo o este puede taponarse por un bloqueo de gas que se desprende de la solución cerca del borde.

Disminuyendo la presión de formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de energía de reservorio. La permeabilidad alrededor del pozo determina el tipo de sistema de fractura a producir en la formación, y el consiguiente resultado de caída de presión. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad, por otro lado, es la longitud antes que el ancho de las fracturas. Y donde existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde de pozo aún un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

2.2.2.4. INCREMENTO DEL RÉGIMEN DE INYECCIÓN

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requieren pozos inyectoros para mantener la presión de reservorio y con ello la producción en condiciones económicas. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad, aumentando la capacidad de flujo de cada pozo inyector.

2.2.3. MECÁNICA DE ROCAS⁵

2.2.3.1 MATERIALES ELÁSTICOS Y PLÁSTICOS

Cuando se someten a algún esfuerzo, los materiales se deforman. Si al retirar el esfuerzo deformante, el material recupera su forma original, se dice que es un material elástico. Si al quitar el esfuerzo deformante el material no recupera su

⁵ P.F Coates “Fundamentos de Mecánica de Rocas”

forma original, se dice que es un material plástico. 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). Consideramos válido aplicar algunos conceptos de teoría de la elasticidad. En principio analizaremos el comportamiento de un material elástico sometido a esfuerzo.

Deformación elástica:

Supongamos que tenemos un cubo de material elástico y lo sometemos a compresión (ver figura 2.4), con una fuerza F . Para independizar el efecto de la fuerza F de las variables geométricas, haremos que esa fuerza se reparta en el área de la sección transversal del cubo. Tenemos ahora el concepto de tensión aplicada (con unidades de presión lb/pulg² ó kg/cm²).

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{a^2} \quad (2.7)$$

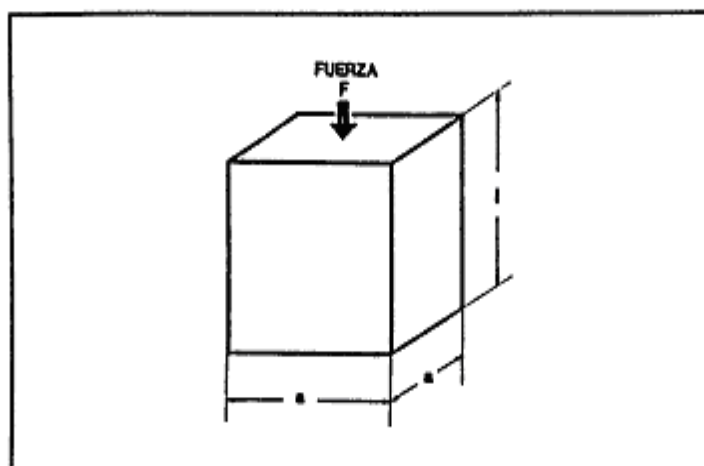
Donde:

σ = Tensión aplicada

F = Fuerza

A = Área

FIGURA 2.4



En este ejemplo, la fuerza F es compresional pero puede aplicarse una F de tracción. El concepto de tensión aplicada σ no cambia, pero para identificar los sentidos se ha acordado que las tensiones de compresión sean positivas ($+\sigma$) y las tensiones de tracción, negativas ($-\sigma$). La aplicación de la fuerza F en compresión produce acortamiento del cubo, como se muestra en la figura 2.4.

El acortamiento producido es Δl y lo podemos relacionar a lo largo a dimensión original, esta relación es la deformación unitaria (pulg/pulg ó cm/cm ó adimensional).

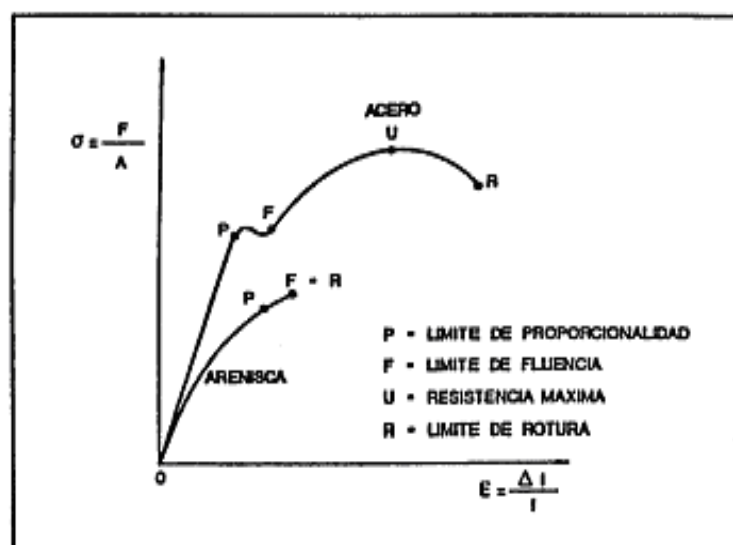
$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} \quad (2.8)$$

Δl = Acortamiento

ε = Deformación del material.

Ya que la tensión aplicada y la deformación unitaria están relacionadas entre sí, podemos analizar esa relación en forma gráfica. Los datos experimentales producen diagramas de tensión-deformación como los de la figura 2.5.

FIGURA 2.5



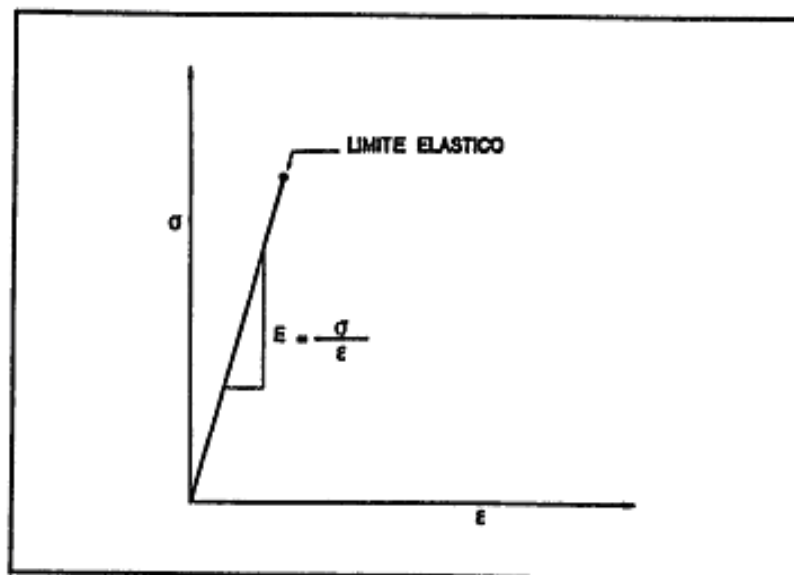
Aquí vemos que cuando aplicamos tensión σ , el material se deforma ε , inicialmente en forma proporcional (segmento OP) y luego (a mayores valores de σ) se produce la rotura (punto R). Para la porción recta OP, se establece la relación.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad \text{llamada también ley de Hooke.} \quad (2.8)$$

E = Módulo elástico, de elasticidad o de Young, y tiene las unidades de σ .

Este módulo nos indica cuánto se deforma un material cuando le aplicamos cierto esfuerzo. Ver figura 2.6.

FIGURA 2.6



Esta ecuación puede tomar otras formas:

$$\sigma = E * \varepsilon \quad (2.9)$$

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} \quad (2.10)$$

Valores típicos de E:

- Acero = 30×10^6 psi
- Cierta arenisca = 5×10^6 psi
- Cierta caliza = 7×10^6 psi

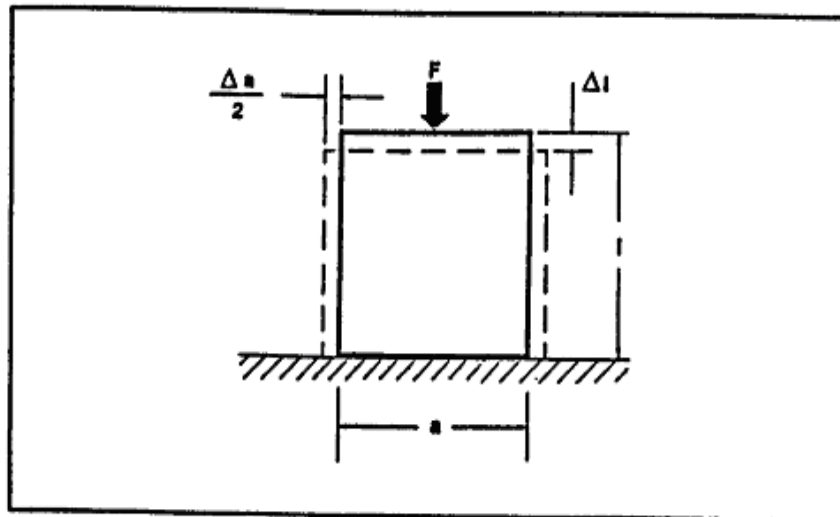
Deformaciones transversales:

El acortamiento longitudinal tiende a dilatar o expandir el cubo. Véase figura 2.7. Aquí tenemos una deformación transversal Δa que relacionada al ancho del cubo, es:

$$\epsilon_y = \frac{\Delta a}{a} \quad (2.11)$$

Δa = deformación transversal

FIGURA 2.7



La deformación transversal unitaria es proporcional según la siguiente relación adimensional.

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z} \quad (2.12)$$

Esta proporcionalidad es el módulo de Poisson y nos indica cuánta deformación transversal provoca cierta deformación axial.

Valores típicos de ν :

Metales: 0,25-0,35

Areniscas y calizas: 0,15-0,27

Esquistos: 0,01-0,15

Arenas no consolidadas, 0,28-0,45

El módulo de Poisson permite generalizar la ley de Hooke. Un elemento de material está sometido a tres tensiones normales perpendiculares entre sí, σ_x , σ_y , σ_z , acompañadas de tres deformaciones ε_x , ε_y , ε_z , respectivamente.

2.2.3.2. TENSIONES EN EL SUBSUELO

En su origen, las rocas sedimentarias presentes en una cuenca se fueron depositando en distintas épocas, sucesivamente.

Reduciendo el estudio al caso de la arenisca, la secuencia de formación de las mismas es como sigue:

- Deposición y acumulación de granos en un ambiente casi siempre relacionado con agua.
- Enterramiento por deposición de nuevo material encima.
- Cementación de granos con material más fino depositado simultáneamente o precipitado de soluciones salinas.

En estas condiciones la arena disgregada se transformó en arenisca sólida. En nuestro estudio, a este material le atribuimos ciertas propiedades:

Fragilidad: Es decir que, sometida a esfuerzos, pequeñas deformaciones producen la fractura o rotura del material.

Elasticidad: La roca responde aproximadamente a un módulo de Young.

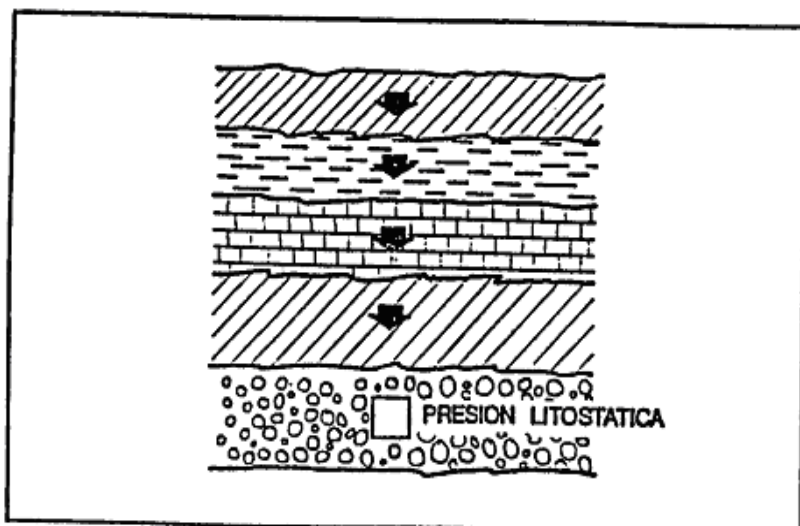
Isotropía: Es decir, que las propiedades se transmiten uniformemente en todas las direcciones.

Porosidad: La roca es porosa y permeable, y contiene un fluido a una cierta presión.

A medida que pasa el tiempo, aumenta el enterramiento y se producen movimientos de descenso de los estratos. Este descenso hace que los niveles inferiores se compacten por el peso que tienen encima.

Este peso se puede considerar transmitido como una presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se auto soporte. En definitiva, la situación sería la de la figura 2.8.

FIGURA 2.8



Conociendo la densidad aparente de los estratos suprayacentes, se puede calcular la carga o presión litostática. En la densidad aparente de las rocas se considera el peso de la parte sólida y el peso de la parte fluida que ocupa los poros.

El peso de los sedimentos se puede llamar sobrecarga o en la versión inglesa, “overburden” (P_{ob}).

Su valor es:

$$P_{ob} = [(1 - \varphi)\delta R + \delta F] * D \quad (2.13)$$

También es:

P_{ob} = Presión de la sobrecarga u overburden

φ = Porosidad

δR = Densidad de la roca seca (promedio)

δF = Densidad de los fluidos contenidos

D = Profundidad

2.2.3.3. TENSIONES ALREDEDOR DEL POZO

Cuando se perfora el pozo a través de la formación rocosa se altera el estado de tensiones de la misma.

Hay diversas teorías o desarrollos explicando el comportamiento en las cercanías del pozo. De todas ellas podemos remitirnos a dos, que son el análisis de cilindros de pared gruesa de Lamé y el análisis unidireccional horizontal de Kirsch.

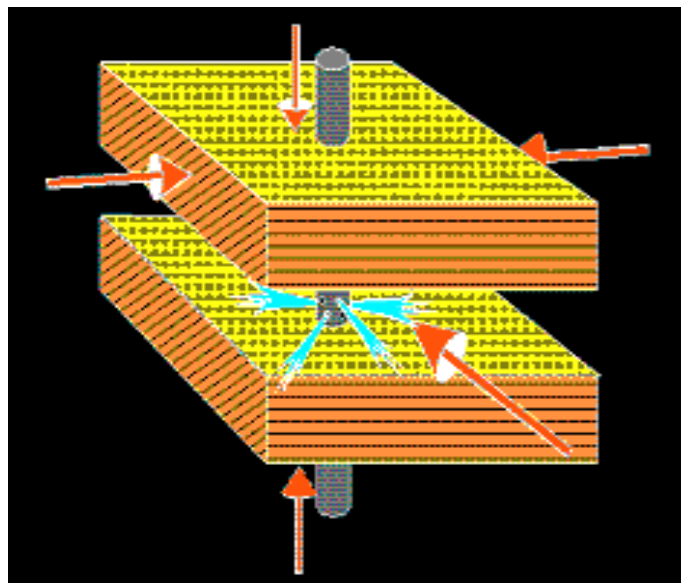
Aunque los supuestos y desarrollos son distintos, ambas teorías coinciden en lo siguiente:

- Alrededor del pozo se produce una concentración de tensiones.

2.2.3.4. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

La fractura o rompimiento de la roca se produce siempre en sentido perpendicular al de la menor tensión. Esto se ha comprobado en condiciones de pozo abierto o entubado, con perforaciones (punzados) helicoidales o alineados (en 1 ó 2 filas opuestas). Ver figura 2.9.

FIGURA 2.9



2.2.3.5. FORMA DE LA FRACTURA

Se ha comprobado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente, puede ser:

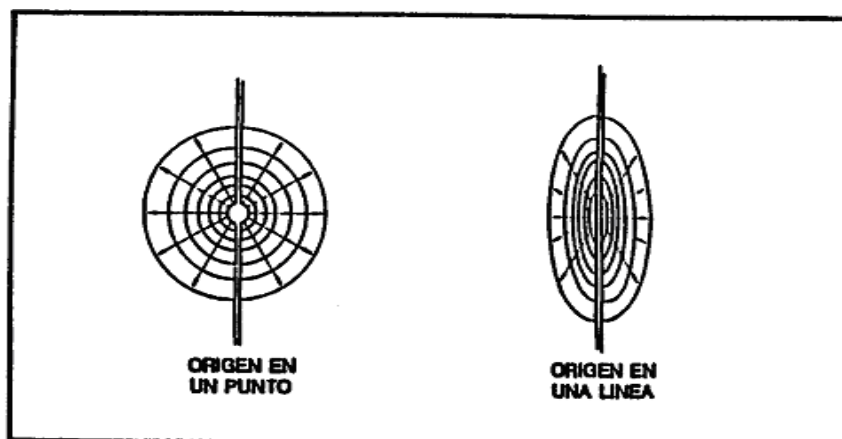
- Circular
- Elíptica.

Circular.- Se produce cuando el ingreso de fluido a la fractura es a través de un punto. Ver figura 2.10.

Elíptica.- Se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea. Ver figura 2.10.

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.

FIGURA 2.10



2.2.4. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

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

2.2.4.1. PROPIEDADES 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:

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

De mayor importancia es la viscosidad del fluido de fracturamiento la cual va relacionada directamente con la capacidad de transportar el apuntalante efectivamente y la habilidad para generar el ancho de fractura suficiente que permita acomodar el apuntalante a la concentración deseada. Estas propiedades deberán ser verificadas en el laboratorio con las condiciones principalmente temperatura de fondo de pozo.

Se desea también que una vez logrado el objetivo de colocar el apuntalante uniformemente en la fractura, el gel rompa retornando a su viscosidad inicial, permitiendo que la gran parte del fluido invasor sea recuperado en superficie. El potencial de daño que pueda causar un fluido de fracturamiento y sus aditivos, debe ser considerado. Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reacomodamiento de las partículas de formación o de las partículas en el fluido.

2.2.4.2. PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN

La solubilidad de la roca en el fluido de fracturamiento debe ser considerada. La solubilidad de la roca en el fluido de fracturamiento puede tender a ayudar o impedir el resultado final; esto depende de un alto grado de constituyentes en la roca que son solubles en el fluido. Si, por ejemplo, el principal material en una roca es calcáreo y se utiliza ácido como base de fluido de fracturamiento, la formación puede desintegrarse bajo las presiones aplicadas después del tratamiento. Si la formación permanece competente después del tratamiento, todavía existe el problema de liberación de finos en la matriz y fractura que pueden causar taponamiento. Esto puede ser severo si las partículas de finos pueden ser granos muy pequeños de arena, anhidrita, arcillas u otros materiales que han sido liberados. Un análisis de rayos X es un núcleo de la formación determinará si estos materiales están presentes y, si es así, una prueba de inmersión colocando partes del núcleo en varias soluciones de ácido permitirán detectar visualmente de cualquier fino liberado. Ambas pruebas pueden ser necesarias ya que la anhidrita por ejemplo, si se presentan en cantidades

suficientes, se disolverá en el ácido activo pero será precipitando cuando el ácido sea gastado.

El contenido de sal de una formación puede ser importante cuando se fractura con agua porque la sal se puede disolver, aumentando la permeabilidad de la formación efectiva. La sal puede depositarse cerca del pozo si se producen cantidades considerables de salmuera con la producción de petróleo o gas. Este depósito puede causar un declinamiento gradual en producciones de largos períodos de tiempo. Generalmente, un pequeño volumen de agua dulce puede remover suficiente sal para mejorar la producción.

La cantidad y efecto de sal en los núcleos de la formación también puede ser analizada durante pruebas de inmersión y rayos X. La parafina en el fluido producido puede ser la causa de un declinamiento rápido en la productividad.

2.2.4.3. COMPATIBILIDAD ENTRE EL FLUIDO DE TRATAMIENTO Y EL DE FORMACIÓN

El fluido de fracturamiento usado en una formación particular deberá ser compatible con la formación y los fluidos de formación. Esta es una consideración muy importante cuando se contempla un tratamiento de fracturamiento.

Generalmente, se dice que casi cualquier fluido que se bombea a la formación tiende a causar alguna declinación en la permeabilidad. Esto se debe a un reajuste de las partículas de formación o de las partículas en el fluido.

Existen dos posibles áreas de daño en una operación de fracturamiento.

Primero, la posibilidad de dañar la matriz de la formación impidiendo su habilidad para transmitir fluido a la fractura.

Segundo, el posible daño que se le puede causar a la fractura misma, disminuyendo su capacidad de flujo.

Se debe realizar pruebas para determinar una posible incompatibilidad entre el crudo de formación y el crudo o fluido de fracturamiento. Estas pruebas se llevan

a cabo mezclando volúmenes iguales de los fluidos de fracturamiento y de formación.

Otro punto que debe considerarse es, si el contenido de parafinas es crítico, el fluido de tratamiento podrá causar un enfriamiento en la formación por debajo del punto de nube ocasionando taponamiento por precipitación de parafinas. De mayor importancia en la selección del fluido de fracturamiento es el tipo y contenido de arcillas de la formación. Hay algunas arcillas que presentan daño por hinchamiento, otras por migración y otras por una combinación de estos dos mecanismos. Las arcillas que se clasifican como sensibles al agua son la kaolinita, la illita, la montmorillonita y mezclas de estas. Otras arcillas como la clorita tienden a migrar a través de la formación ocasionando daño.

2.2.4.4. TIPOS DE FLUIDO DE FRACTURAMIENTO⁶

Los fluidos relevantes dentro de la industria son los geles para fracturamiento hidráulico que son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido con las propiedades deseadas.

Existen fluidos de fracturamiento base agua, aceite, ácido, alcohol y combinaciones fluido-gas (con Nitrógeno y CO₂) para formar los geles de dos fases. También se pueden preparar emulsiones (60-70% aceite + 40 - 30% agua gelificada) mediante el uso de surfactantes apropiados. Los sistemas más usados son los geles base agua y base aceite; por tal razón, se considerarán solamente estos fluidos de fracturamiento.

2.2.4.4.1. GELES BASE AGUA

Se preparan a partir de agua dulce, filtrada a 2 micrones y con bajo contenido de iones en solución. Entre los aditivos principales tenemos:

⁶ Revista Técnica Schlumberger 2004

Cloruro de potasio.- Usado normalmente al 2% por peso de agua. Inhibe el hinchamiento de arcillas.

Bactericidas.- Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias anaeróbicas en la formación. Observamos a continuación las propiedades de dos de los bactericidas más usados:

Aditivos de control de PH.- Se utiliza para ajustar y controlar el PH del fluido base para lograr la gelificación completa y controlar el tiempo y eficacia del activador (cross-linker). Se da a continuación algunos de estos aditivos así como su rango de PH y sistema de fluido para el cual se utiliza, aditivos para control de PH:

- Control de gelificación
- Control de Cross - Linking
- Compatibilidad con la formación
- Estabilidad del gel
- Solución Buffer: Evitar cambios del PH - desestabilizan gel

Gelificante.- Aditivos para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales, las cuales producen el efecto de viscosidad.

Activadores.- (cross-linkers) Producen unos enlaces por ion metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.

Surfactantes.- Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá incorporar el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento, una vez culminado el trabajo y roto el gel.

Rompedores.- Permiten, una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en este caso). Esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento y colocar el pozo a producción.

Controladores de pérdida del Filtrado.- Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y largo principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación.

Este aditivo y su concentración deberá ser cuidadosamente seleccionado basándose en las propiedades de la formación (K, tipo de fluido, temperatura) y su interacción con el gel que contenga este aditivo (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).

La eficiencia de fluido y volumen de colchón (gel viscoso sin arena) requerido dependerá de la selección adecuada de este aditivo. Los parámetros que afectan la eficiencia del fluido son la viscosidad del fluido de tratamiento, compresibilidad del fluido de formación, combinación de los anteriores.

Una vez formada la “torta” de aditivo de control de filtrado sobre la cara de la fractura, este será el factor gobernante para controlar la eficiencia de fluido.

La eficiencia de fluido $\eta =$

$$\eta = \frac{\text{Volumen en la fractura}}{\text{Volumen inyectado}} = \frac{\text{Vol. inyectado} - \text{Vol filtrado}}{\text{Volumen inyectado}}$$

La efectividad del aditivo para controlar filtrado es función de la permeabilidad, el tipo, tamaño de partículas y concentración del aditivo.

Reductores de Fricción.- De gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de los máximos limitantes por las condiciones mecánicas del pozo.

De no ofrecer bajas propiedades friccionales el fluido de fracturamiento, se requeriría de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación.

Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son colateralmente excelentes reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Otros aditivos.- Normalmente en el pre-colchón se utilizan aditivos como estabilizadores de arcillas y controladores de hierro.

Divergentes.- De tipo químico o mecánico para ayudar a diversificar el tratamiento a los largo de todo el intervalo productor. Se diseña el tratamiento por etapas, separando cada una de estas etapas con estos divergentes. Se entiende que en este caso cada etapa constará de:

- Volumen de pre-colchón
- Volumen de colchón
- Volúmenes con apuntalante a concentraciones crecientes

Se recomienda acudir a divergentes cuando el intervalo a tratar es muy grande y no es permisible una tasa de bombeo muy alta.

Alternativamente, para intervalos productores de gran longitud se puede recurrir otras técnicas como:

- Aislamiento selectivo por empaques
- Técnica de "Entrada Limitada"

2.2.4.4.2. GELES BASE ACEITE

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto (del orden del 20% o mayor) o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio (pruebas de inmersión) comprobaron una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua.

Se deberá tener en cuenta que los geles base agua ofrecen varias ventajas sobre los geles base aceite, por lo tanto estos últimos se recomiendan solo cuando se comprueba incompatibilidades de los primeros con la formación.

Entre otras ventajas de los geles base agua sobre los geles base aceite podemos mencionar:

- Mejor capacidad de transporte (viscosidad)
- Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje requerido
- Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base
- Mayor seguridad (fluido no-inflamable)
- Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrante)
- Permiten ser mezclados en forma continua “al vuelo”, utilizado solo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

2.2.5. APUNTALANTES

Uno de los factores predominantes que influirán en el resultado del fracturamiento hidráulico es la selección del apuntalante (agente de sostén) adecuado.

Su función es la de mantener un canal altamente conductivo para aumentar el índice de productividad del pozo. La necesidad del apuntalante en la fractura ha sido verificada por numerosos tratamientos; una producción mayor y estable donde se utilizan los apuntalantes han llevado a la conclusión de que sin ellos la fractura inducida se cierra resultando en una capacidad de flujo muy pobre o nula.

2.2.6. CARACTERÍSTICAS DE LA FRACTURA

2.2.6.1. MEDIDA DE LA PRESIÓN DE CIERRE DE LA FRACTURA

Para medir la presión de cierre se recomienda realizar una prueba insitu. Para tener un estimado de este valor podemos utilizar:

$$P. \text{ de cierre} = \text{BHTP} - \text{BHFP} \quad (2.14)$$

BHFP = Presión de fondo fluyente.

BHHP = Presión de cabeza.

Debemos de tener en cuenta que si el valor de presión de cierre calculada está muy cercano al limitante de resistencia máxima (por trituramiento) del apuntalante escogido, se deberá quizás seleccionar otro apuntalante de mayor resistencia. De otra forma, se ha observado que al ir declinando la presión de fondo fluyente (BHFP) la fractura va perdiendo capacidad de flujo rápidamente por trituramiento parcial y/o incrustamiento del apuntalante en la cara de la fractura. En general, los apuntalantes más utilizados hoy en día en la industria, se pueden clasificar de acuerdo con la resistencia (presión de cierre) máxima (teórica) que podrían soportar. Ver tabla 2.1.

TABLA 2.1
CLASIFICACIÓN DE LOS APUNTALANTES DE ACUERDO A LA PRESIÓN DE CIERRE

| Apuntalante | Presión de cierre, psi |
|-----------------------------------|------------------------|
| Arena | < 5,000 |
| Arena recubierta (resina) | 4,000 – 8,000 |
| Intermedio (Materiales cerámicos) | 5,000 – 12,000 |
| Bauxita sinterizada | 10,000 – 15,000 |

Fuente: Revista Técnica Schlumberger 2004
Elaborado por: Yonathan Cevallos

Si la presión de cierre supera el rango de resistencia máxima del apuntalante, éste se triturará resultando una pérdida total de la conductividad de la fractura.

2.2.6.2. PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA

La propagación de fractura, inicia a partir de concentración de esfuerzos. Algunas de las esquinas resistentes sobre los poros están orientadas a lo largo del esfuerzo de tensión y oponen resistencia al mismo, es en estas esquinas resistentes que la fractura inicia.

Conforme la fractura se va propagando, ocurren deslizamientos transversales al plano de falla en el frente de fractura.

La fractura de la roca se realiza de forma perpendicular al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos la fractura es vertical.

2.2.6.2.1. CRECIMIENTO VERTICAL

En la ecuación de balance de materiales aplicando el fracturamiento hidráulico se aprecia que el crecimiento vertical de la fractura es otra de las variables que influyen en el diseño de una fractura en el pozo.

La altura de fractura es controlada por los esfuerzos in situ, en particular por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre los diferentes estratos.

Si la presión neta es mucho mayor que la diferencia de esfuerzos, la altura de la fractura no tiene restricciones y otra vez, la geometría es radial hacia el pozo.

2.2.6.2.2. CRECIMIENTO HORIZONTAL

El inicio de la fractura es una grieta o rajadura en la roca y esto responde al criterio de considerar que la formación productora es un medio elástico.

Si se considera una geometría elíptica de la grieta en la formación productora, el crecimiento horizontal máximo calculado será:

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{2p_{net}d}{E'} \quad (2.15)$$

Donde;

$W_{m\acute{a}x}$ = Ancho máximo de la fractura

p_{net} = Presión neta

E' = Módulo de plano de deformación que es función del módulo de Young E, y de la relación de Poisson, ν , esta última tiene un valor típico de 0,2.

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (2.16)$$

d = Dimensión característica de la fractura que se relaciona con base del modelo que se utiliza. Ver Tabla 2.2.

TABLA 2.2
DIMENSIÓN CARACTERÍSTICA SEGÚN EL TIPO DE MODELO UTILIZADO
PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

| MODELO | DIMENSIÓN CARACTERÍSTICA, d |
|--------|--------------------------------|
| PKN | h_f |
| KGD | $2x_f$ |

Fuente: Revista Técnica Schlumberger 2004
Elaborado por: Yonathan Cevallos.

2.2.7. EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO

- Tanques de almacenaje para fluidos
- Blenders (mezcladores)
- Equipos de bombeo
- Transportes de arena
- Líneas de alta presión
- Conexiones de superficie y boca de pozo
- Instrumental de medición y control
- Equipos de seguridad
- Equipos de comunicación

Tanques de almacenaje.- Los tanques de almacenaje están contruidos de distintas formas y medidas. Sin embargo, por experiencia en el uso de estos elementos se los ha estandarizando y poseen una capacidad de 500, 470, 440, y 320 BBL. Los tanques de 500 BBL (Frac Master) se construyen como portantes (para ser transportados), y los otros más pequeños son transportados sobre skids. Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones con uniones de 4". Las líneas de recirculación al tanque consisten predominantemente de una conexión de 3", aunque puede fabricarse de 4". Ver figura 2.11.

FIGURA 2.11



Manifolds.- Los tanques de fractura están provistos de manifolds de hasta 12" de diámetro, con tres o cuatro salidas de 4". En algunos casos, estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal de comunicarlos entre sí, cuando las necesidades operativas así lo requieran. A su vez, para operaciones que exijan un elevado caudal y un volumen que requiera gran cantidad de tanques, existe un manifold común de succión que conecta cada tanque a un manifold con salida para 10 -12 mangueras de 4" donde se realizará el acople a la unidad mezcladora. Para bombear fluidos de piletas naturales se recurre a una combinación de manifold de succión y un conector de gran diámetro. En estos casos, las medidas dependerán de los requerimientos de caudal y volumen. Figura 2.12.

FIGURA 2.12



Blenders.- Los equipamientos que sirven para la aditivación, mezcla de productos y arena, bombeo de alimentación a las bombas de alta presión y en muchos casos monitoreo de tales funciones(Ver figura 2.13) , reciben el nombre de mezcladores o 'blenders' Básicamente, sus elementos se dividen en:

- Manifold de succión
- Bombas de succión
- Batea de mezcla
- Bombas de descarga
- Manifold de descarga
- Instrumentación y control

FIGURA 2.13

Manifold de succión.- Cumple la función de coleccionar el fluido desde los tanques de fractura, y deberá tener salida hacia las bombas de succión. Las bocas de succión con medias uniones de 4" pueden variar en su número desde ocho a dieciocho, generalmente divididas por una válvula mariposa cuya función principal es separar dos líneas de bombeo: línea "limpia" y línea "sucia". Ver figura 2.14.

La primera recorrerá directamente la ruta succión - bomba de succión - descarga, y la segunda o "sucia" seguirá la línea de succión - bomba de succión - mezcla con aditivos y arena - bomba de descarga - línea de descarga.

FIGURA 2.14

Bombas de succión.- La función principal de estas bombas es aportar fluido desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga y/o batea de mezcla, proporcionar aditivos por el sistema línea “limpia”, línea “sucia”, proporcionar adecuadamente caudales exactos de bombeo (Ver figura 2.15). Para la dosificación, se colocan flowmeters tipo turbina (uno de 6” y otro de 8”), que indicará los volúmenes bombeados y con un sistema de control por válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa.

FIGURA 2.15



Batea de mezcla.- En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se lo requiere, se incorpora la arena u otro agente de sostén, y sirve como “pulmón” de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión. Ver figura 2.16.

Vienen construidas en distintas formas y dimensiones, y deben ser capaces de mantener en suspensión la arena para que se cumplan los requisitos exigidos por el diseño. Para ello se construyen con agitadores-mezcladores a paleta o tornillo sin fin, y se le agregan controles de niveles automáticos o manuales. Este control toma importancia fundamental y que cualquier variación en dicho nivel y al mantener un caudal de arena constante, provocará cambios en la concentración

de arena en el fluido puntualmente, ocasionando variaciones en el diseño y tal vez provocando problemas operativos.

Adoptando el control de dosificación de productos y arena, tomando como referencia el caudal de entrada a la batea, muchas veces dificulta el control mismo de la dosificación. Generalmente, se le exige al operador de blender un mantenimiento exacto de nivel de batea constante para la operación.

Una disminución extrema de nivel de batea provocará indefectiblemente una descarga de la bomba de descarga con el consiguiente inconveniente operativo, a la batea del blender, como se expresó ya, se le adicionan aditivos líquidos y/o sólidos y el agente de sostén con sus correspondientes dosificadores que deberán estar exactamente calibrados para adecuarse a la programación realizada. El control de aditivación de productos sólidos se efectúa con transductores asociados a sistemas de celdas o tornillos (conveyors). Para la aditivación de líquidos se recurre a variados sistemas que dependerá de los modelos de blender. El sistema proporcionador de líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las r.p.m. de los motores hidráulicos que las impulsan.

Puede modificarse el diseño utilizándose bombas centrífugas pequeñas con un control por válvulas y monitoreo digital. Cuando los volúmenes de aditivos líquidos son muy pequeños, se adoptan bombas accionadas con presión de aire del tipo Alemite, Lyncoln o Geyco, que pueden bombear fluidos corrosivos o no-corrosivos. El control del caudal se realiza por flowmeters en la línea en galones o litros por minuto. También se recurre a tanques presurizados con aire o nitrógeno (para productos combustibles), con control de flujo por flowmeters o indicadores de nivel. Los equipamientos generalmente ya vienen incluidos en el blender, pero la tendencia es ir agregando Instrumentación de modo tal de tener un control más adecuado, centralizando los datos que se obtienen de cada indicador en un solo componente o instrumento de control.

A la batea, además, caerá la arena u otro agente sostén que estará almacenado en forma independiente. Para su transporte hacia la batea se utilizan sistemas de proporción tales como:

- Dosificadores con celdas y tornillo sinfín
- Tornillos sin fin dosificadores. En los primeros, el dosificador con celdas es el elemento que proporcionará el caudal exacto de arena hacia los tornillos que giran a velocidad constante.

El control se realiza por variación de las r.p.m del motor hidráulico que lo acciona, y la medición con transductores que elevan una señal eléctrica a los paneles de control y desde donde se realizan los cambios correspondientes. Los tornillos sin fin dosificadores son accionados con motores hidráulicos a r.p.m variable.

FIGURA 2.16



Bomba de descarga.- Su función principal es aportar fluido a 35-60 psi desde la batea al manifold de descarga y de allí a las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura. Ver figura 2.17.

En la descarga de la bomba se le adicionan líneas by-pass hacia la batea nuevamente y flowmeter que indicará el caudal de fractura ya que desde ese lugar el flujo de fluido será el que creará las condiciones de fractura, salvo en los

casos que la aditivación de agentes activadores (complex para fluidos crosslinker) se efectúe en el Manifold de descarga.

FIGURA 2.17



Manifold de descarga.- Funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas de aditivos líquidos y del sistema línea “limpia” - línea “sucia”.

Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4” que se conectan a un Manifold de succión de bombeadores, o directamente a las succiones de los bombeadores de alta presión.

Instrumentación y control.- En los Blenders, salvo válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central a éste llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, caudales de aditivos líquidos y sólidos, y proporción de arena, por lo que el operador de blender puede controlar perfectamente todos los materiales involucrados.

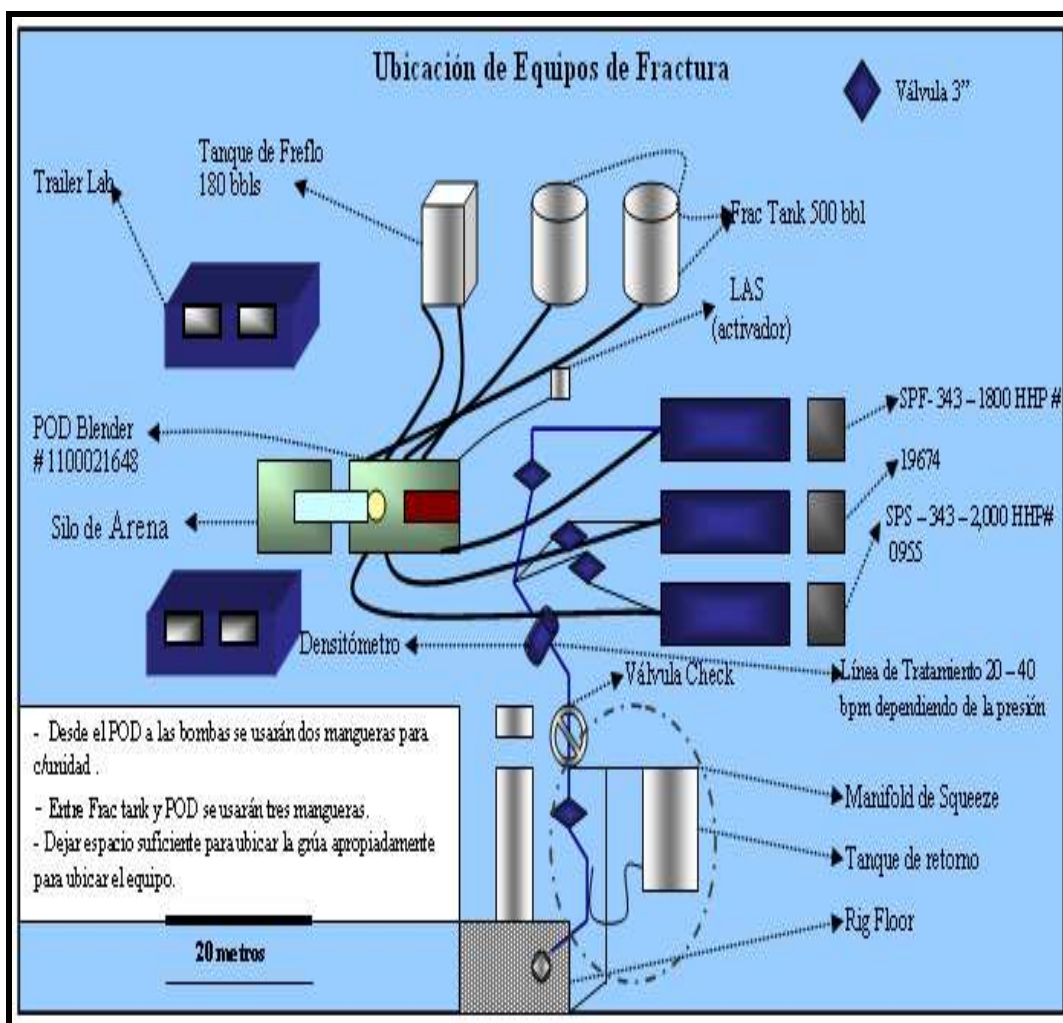
El operador de blender es una de las personas más importantes en una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena, control de nivel de tanque.

Comúnmente llamado “key man”, debe ser un operador altamente capacitado, ya que indefectiblemente el control de la fractura en sí pasa por sus manos.

En la figura 2.18 se presenta la ubicación de los equipos de fractura en superficie.

Donde el **POD** tiene el significado de acuerdo al inglés: Densidad Óptima Programable (Programmable Optimum Density).

FIGURA 2.18



Fuente: Cía. Schlumberger
Elaborado por: Yonathan Cevallos.

CAPÍTULO 3

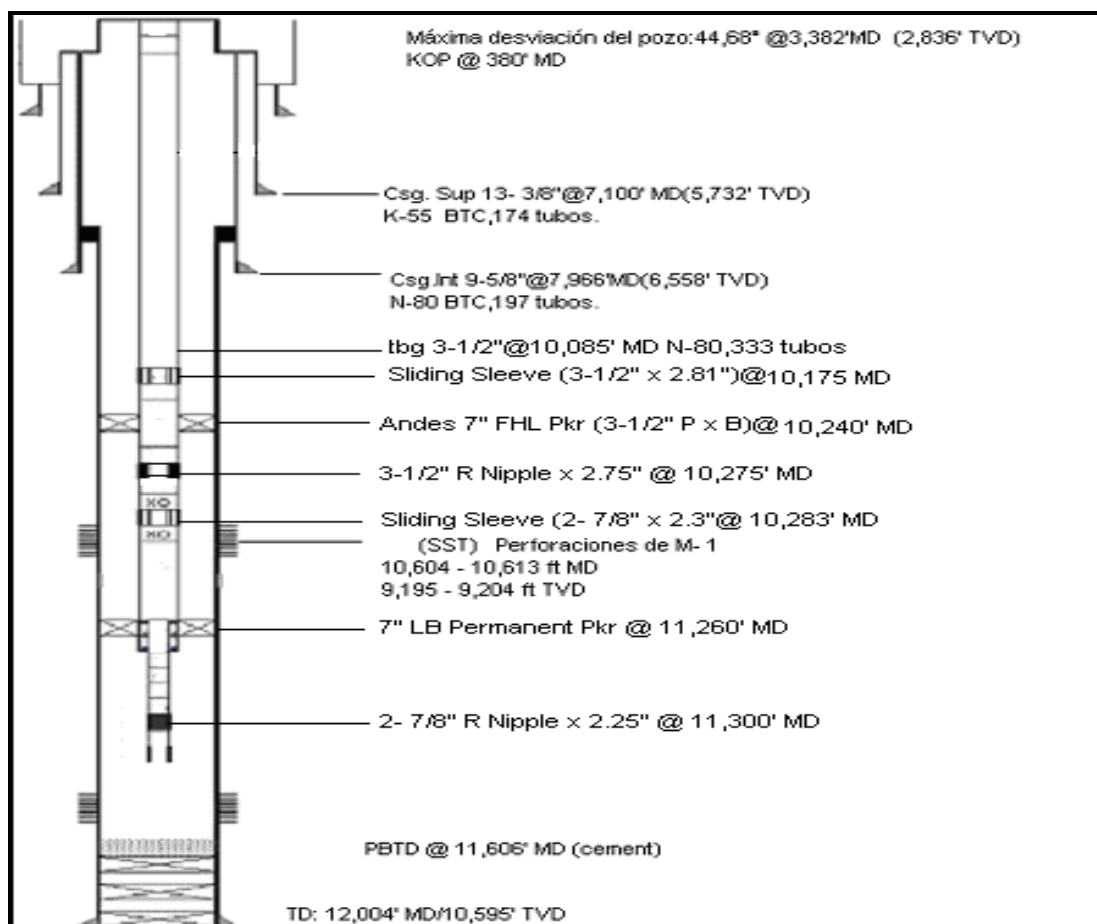
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO Y

En este capítulo se realiza la descripción del comportamiento a través del tiempo del pozo Y, así como su completación actual, historial de producción., propiedades del fluido y del reservorio M-1.

3.1. COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO

Como se puede observar en el diagrama de completación del pozo Nantu Y (ver figura 3.1), este es un pozo desviado con una máxima desviación de 44.68° @ 3,382' MD (2,832' TVD) y un KOP @ 380' MD.

FIGURA 3.1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El pozo está diseñado con tres casing y un liner de producción:

Un casing superficial de 13 3/8" @ 7,100' MD (5,732' TVD) cuya tubería tiene un grado K-55, un peso de 61 lb/ft, ID=12.515", OD= 13.375" y una resistencia al colapso de 4,010 psi con tipo de rosca BTC (174 tubos).

Un casing intermedio de 9 5/8" @ 7,966' MD (6.558' TVD) cuya tubería tiene un grado N-80, un peso de 47 lb/ft, ID= 8.681", OD= 9.625" y una resistencia al colapso de 6,350 Psi, con tipo de rosca BTC (197 tubos).

Liner de producción de 7" @ 7,626' MD cuya tubería tiene un grado N - 80, un peso de 29 lb/ft, ID=6.184", OD= 7" y una resistencia al colapso de 9,660 psi con tipo de rosca BTC, 98 tubos

Un tubing de 3 1/2" @ 10,085' MD cuya tubería tiene un grado N-80, un peso de 9.3 lb/ft, ID=2.992", OD= 3.5" y una resistencia al colapso de 10,540 Psi, con tipo de rosca BTC (333 tubos) ver figura 3.1.

La completación fue diseñada para producir de dos arenas, por lo cual posee dos camisas deslizables de 2 7/8" a 10,175' y 10,286' respectivamente en MD, actualmente el pozo se encuentra produciendo de la arena superior (M-1).

El pozo posee un levantamiento artificial con bombeo hidráulico tipo jet. A continuación se detallan las generalidades y características de este bombeo:

El fluido motriz puede ser petróleo o agua. Tiene un proceso de recirculación durante la prueba, el fluido es bombeado por el tubing y luego de poner en funcionamiento la bomba, sale a la superficie por el anular mezclado con petróleo de la formación.

Para el caso de este pozo la bomba es una Jet Claw 11 – J cuya configuración es directa, el fluido motriz es agua y se encuentra produciendo mediante un sistema abierto.

Análisis del Cemento en el Nantu Y

Una vez cementado el Nantu Y se procedió a registrar la calidad y grado de adherencia del cemento a la formación y al casing, obteniendo los siguientes resultados en nuestra zona de interés (10,604 – 10,613 ft MD).

El registro CBL (cement bond log) mide la adherencia del cemento al casing, combinado con el registro VDL (variable density log) que mide la adherencia del cemento a la formación muestran que en el intervalo de interés la calidad del cemento no es buena ya que la amplitud del CBL es de 33 mv (máximo valor aceptable 5 mv) y la amplitud del VDL (es relativamente baja), estos valores sobrepasan los parámetros permitidos.

La interpretación del USIT (ultrasonic imager tool) al igual que el BI (bond index) ratifican la ausencia de un buen cemento ya que de acuerdo a los criterios de interpretación existe la presencia de umbrales azules que nos demuestran un mal sello por presencia de fluidos.

El intervalo de aislamiento (por debajo de perforaciones) es de alrededor de 18 pies, con buen cemento. Por debajo de ese intervalo, el cemento es malo, pero el aislamiento zonal es lo suficientemente bueno para el fracturamiento.

Sin embargo no se ha realizado ningún trabajo de cementación forzada ya que no existe presencia alguna de zonas acuíferas aledañas, es decir no hay inconveniente de sello o aislamiento, además de esto el intervalo de interés es demasiado pequeño para la realización de uno de estos trabajos ya que el costo no justificaría el mismo. Ver **Anexo 2**.

3.2. PROPIEDADES DE FLUIDO Y DEL RESERVORIO M-1

Las areniscas relacionadas con el yacimiento M1 en el bloque 14 comprenden arenas pobremente clasificadas con canales de conglomerados. Estas arenas fueron depositadas en un ambiente de planicies aluviales de inundación. Cambios

laterales de fases (facies) con sus respectivos tapones de abandonamiento están relacionados con las areniscas M1. Estas arenas inciden disconformemente en las lodolitas de costa afuera subyacentes. Estas lodolitas corresponden a la lutita Napo Superior. El desarrollo de arena porosa varía entre 0 y 25 pies.

La arena porosa es sub-sísmica y su detección directa; es decir, la cuantificación de desarrollo de porosidad es todo un reto. Actualmente, la arenisca M1 constituye el único yacimiento productor en el campo Nantu y por ende del pozo Nantu Y. El Nantu Y, se encuentra ubicado en el campo Nantu del Bloque 14, ha sido seleccionado para realizar el presente análisis debido a que la producción actual no es la esperada, de acuerdo a cálculos y estimaciones iniciales, que se hicieron considerando las condiciones de la arena.

El motivo de la investigación, desarrollo del plan de diseño y modelamiento de fractura hidráulica para este pozo es que debido a sus características mecánicas, de reservorio, cálculos e investigaciones iniciales que se hicieron en base a registros se sostiene la premisa de poder incrementar la producción del mismo.

Anexo 3.

Propiedades de fluido y reservorio del pozo¹ (ver figuras 3.1; 3.2).

TABLA 3.1
PROPIEDADES DEL RESERVORIO

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Yacimiento | M -1 |
| Tope | 9,204 pies MD |
| Base | 12,004 pies MD |
| Espesor Intervalo de Pago (h) | 8 pies |
| Permeabilidad (K) | 864 md |
| Porosidad (Φ) | 0.14 % |
| Temperatura de Yacimiento (T) | 210 °F |
| Presión de Reservorio (Pr) | 696 PSI |

¹ Análisis de PTA (Build – up), departamento de reservorios PetroOriental

TABLA 3.1 CONTINUACIÓN

| | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Daño (S) | -3.3 |
| Compresibilidad total (Ct) | 6.92E-06 PSI ⁻¹ |
| Distancia a la falla | 2,812 ft |
| Presión de Fondo Fluyente (Pwf) | 183 PSI |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Elaborado por: Yonathan Cevallos.

TABLA 3.2
PROPIEDADES DEL FLUIDO DEL RESERVORIO

| | |
|--------------------------------------|---------------------------------|
| API | 19.5 |
| Presión de burbuja (Pb) | 624 PSI |
| Viscosidad del petróleo (Uo) | 9.4 cp |
| Viscosidad del agua (Uw) | 0.3 cp |
| Factor volumétrico del petróleo (Bo) | 1.1 (Bl sat/bbl) |
| Factor volumétrico del agua (Bw) | 1.03 (Bl sat/bbl) |
| Salinidad del agua producida | 39,000 ppm equivalentes de NaCl |

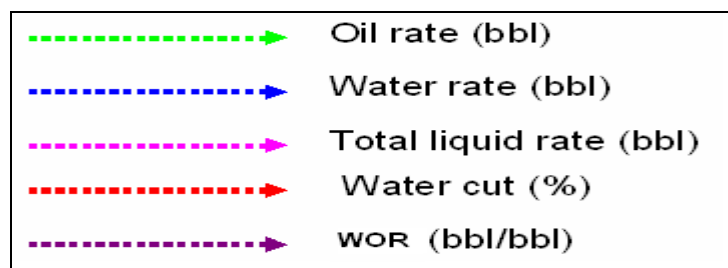
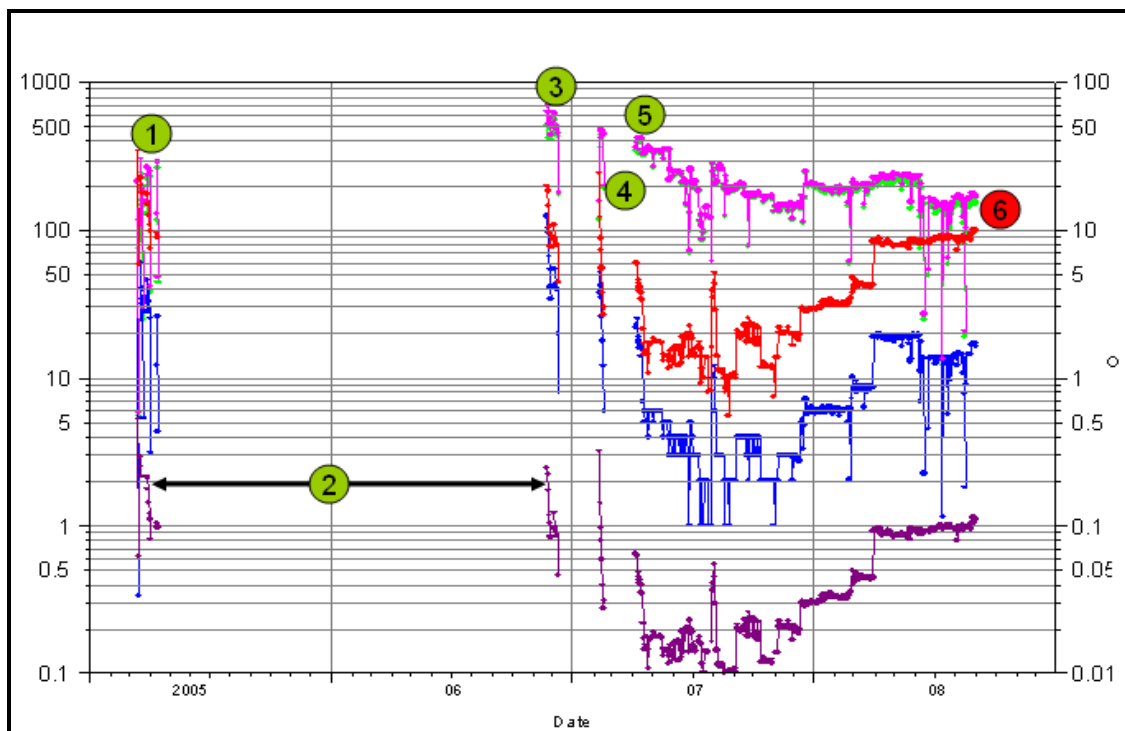
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Elaborado por: Yonathan Cevallos.

3.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO²

El pozo Nantu Y es un pozo de avanzada que fue perforado desde la plataforma Nantu E hasta una profundidad de 12,004' MD durante el mes de Diciembre del 2004. Este pozo fue completado para producir de la arenisca M1. Ver figura 3.2.

² Departamento de Producción PetroOriental

FIGURA 3.2



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd
Elaborado por: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.- El pozo arrancó su producción una vez culminada la completación inicial en Marzo del 2005, los resultados de la prueba fueron los siguientes: 270 bfpd, 220 bppd, 50 bwpd y BSW = 20% para la arena M -1, además, se realizó la prueba de la arena U Inferior con los siguientes resultados: 510 bfpd, 25 bppd, 485 bwpd y BSW = 95%.

El pozo estuvo fluyendo desde Marzo del 2005 hasta Abril del mismo año con una tasa promedio de 190 bfpd, 160 bppd y 30 bwpd, como nos podemos dar cuenta

en la gráfica 3.2 la producción varía de forma continua debido a que existió problemas con la bomba jet instalada, por lo cual la misma es cambiada.

2.- Se cerró el pozo para correr una prueba de restauración de presión, la misma que falla debido a que el tiempo de corrida fue demasiado corto, a partir de esto se decide esperar por el plan de desarrollo y la petición de nueva tasa a la DNH.

Se realizó una prueba de interferencia entre el Nantu Y y el Nantu 4 en Diciembre del 2005 para demostrar la posible comunicación entre el reservorio M1 del campo Nantu y el reservorio M1 del pozo Nantu Y.

3.- Debido a un inconveniente mecánico en el pozo (la completación inicial no tenía un nogo nipple en donde asentar memorias, por lo que se probó bajar bomba jet y válvula de cierre lo cual no dio resultado), se procedió con la primera intervención (Workover) al mismo en Noviembre del 2006 (el pozo quedó completado con bombeo jet). Los días de operación fueron 8, posterior a esto se puso en producción el pozo obteniendo los siguientes resultados: tasa de producción 480 bfpd ,440 bppd, 40 bwpd y BSW = 8%.

4.- En Marzo del 2007 se cerró el pozo por un periodo de 28 días para realizar una prueba de restauración de presión (670 horas aproximadamente) en donde se observaron los siguientes caudales promedios: 475 bfpd, 460 bppd, 15 bwpd con un BSW de 3%. A partir de estos datos de producción se realizó a la DNH una solicitud de aprobación de tasa con 460 bppd, la misma que fue aprobada el 5 de Abril con una tasa de 400 bppd.

5.- La producción inició en Abril del 2007 con los siguientes caudales promedios: 370bfpd, 360 bppd, 10 bwpd con un BSW de 3%.

6.- La producción acumulada del pozo, hasta el 16 de Septiembre del 2008 fue de 115,000 barriles de petróleo, con 6,000 barriles de agua producidos. La producción actual es de 167 bfpd, 150 bppd, 17 bwpd, un BSW de 10 % y un API de 19.5.

CAPÍTULO 4

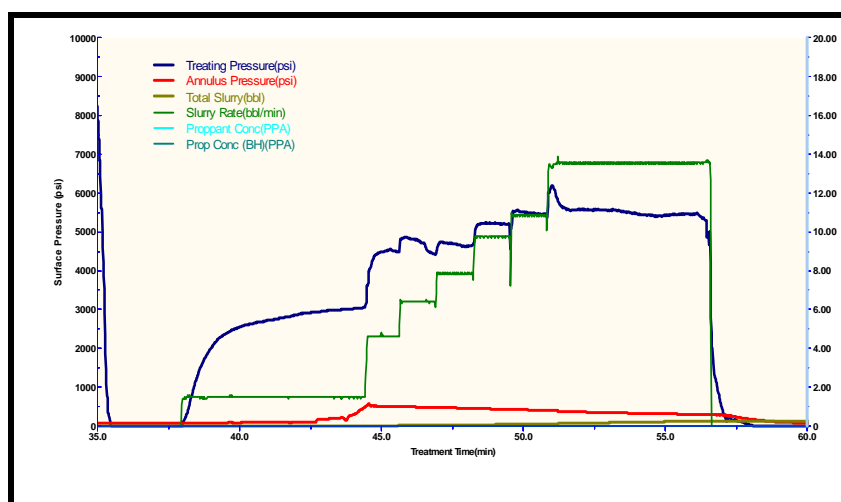
DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El diseño de una fractura hidráulica involucra la selección, uso de fluidos y apuntalantes de fractura apropiados. La cantidad de estos materiales y el modo de inyección (cantidad de presión) están relacionados con el tamaño de fractura resultante.

Un criterio apropiado para optimización de diseño es la economía de la producción, es decir, la maximización de beneficios incrementales posteriores al tratamiento de fractura.

El primer paso considerado en este programa es el proceso de DataFRAC. El mismo que está dividido en dos secciones, en la primera de ellas se utilizará el fluido denominado FreFLO, cuya función principal incluye acondicionar la formación y prepararla para recibir los fluidos base agua que serán bombeados a continuación. Este es un fluido newtoniano que permite determinar ciertas propiedades de la formación y se utiliza para realizar una prueba de inyección a diferentes caudales, tanto ascendentes como descendentes. Figura 4.1.

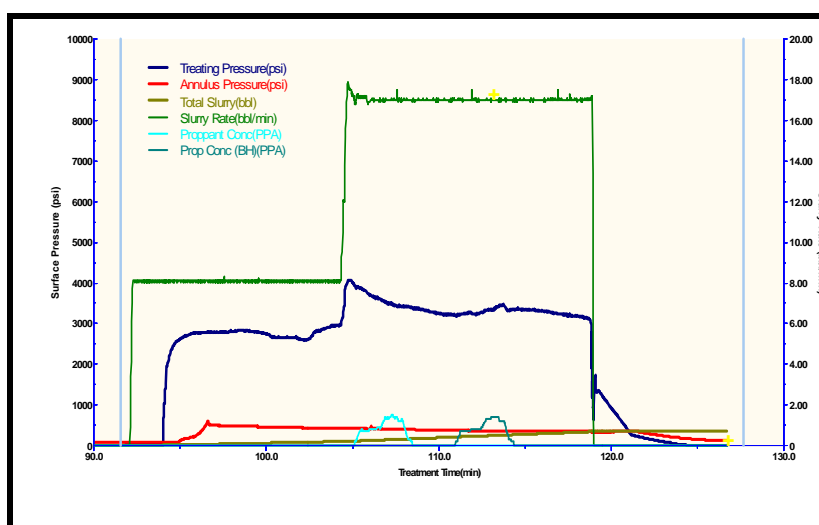
FIGURA 4.1



Fuente: Curso Introducción al Fracturamiento Hidráulico Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

La segunda parte del DataFRAC consiste en la inyección para calibración y declinación de presión. En esta parte se utilizará el fluido de fracturamiento hidráulico (YF130HTD), para reproducir las propiedades a ser evaluadas. Con este análisis puede determinarse la eficiencia del fluido, geometría de la fractura, presión de cierre, entre otras propiedades. Figura 4.2.

FIGURA 4.2



Fuente: Curso Introducción al Fracturamiento Hidráulico Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Finalmente, pruebas de laboratorio serán realizadas para determinar la concentración óptima de activador, programa de rompedores y determinación de propiedades del gel.

Asimismo, durante la segunda fase, se bombea una pequeña cantidad de apuntalante, cuyo objetivo principal es erosionar las perforaciones. El análisis de calibración de la inyección proporciona la siguiente información.

- Predicción de la geometría de la fractura.
- Eficiencia del fluido.
- Presión de cierre.
- Presiones de fricción.
- Tiempo de cierre.

4.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA¹

Para la selección del fluido de fractura se fija como prioridad el uso de un sistema que dé la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento. Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basado en lo anteriormente expuesto y en la temperatura del yacimiento, se propone utilizar el sistema YF130HTD como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura; lo cual llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseado, YF es la denominación de Schlumberger para un fluido activado. La serie 100 significa que se está utilizando un gel lineal basado en guar, con una carga de polímero equivalente a 30 gal/1000 gal. Las letras HTD (High Temperature Delayed) significan que el fluido es retardado y para alta temperatura.

Se calcula el efecto de retardación hasta que el fluido se encuentra aproximadamente a $\frac{3}{4}$ de distancia dentro de la tubería, con el objeto de reducir la presión de fricción a un nivel aceptable para favorecer el bombeo a altos caudales. Sin embargo, la carga polimérica será redefinida una vez que se encuentre en locación, posterior al análisis del DataFRAC.

Los aditivos rompedores consisten en un producto basado en persulfato de sodio, el cual será utilizado en dos presentaciones: la versión normal que se utiliza en solución, basado en agua.

La segunda versión consiste en el mismo material, recubierto de un impermeable que se rompe una vez que el esfuerzo de cierre empieza a actuar sobre el, siendo este el momento en el cual el aditivo es liberado y la acción rompedora inicia.

¹http://www.slb.com/content/services/stimulation/fracturing/yf_100ec.asp

Este fluido contiene un rompedor J218, que es un encapsulado, cuya composición se basa en Persulfato de Amonio $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$. La función de este fluido es ayudar a romper las cadenas de polímero. La cantidad de este rompedor depende de la temperatura del yacimiento y de la concentración de polímero en el fluido de fractura.

La eficiencia del fluido depende de la permeabilidad del reservorio. La eficiencia podría ser controlada con algunas propiedades del fluido como:

- Viscosidad del fluido.
- Control de pérdida de fluidos, una combinación entre un polímero y malla de sílice, pueden ser usados para un control severo de pérdida de fluidos, esto hace más eficiente al fluido lo que ayuda que el trabajo de Fracturamiento sea exitoso.

Parámetros de selección del apuntalante

En ausencia de un material apuntalante, una fractura hidráulica creada se cerrará inmediatamente después de que la presión de fractura se disipe dentro del reservorio. La arena natural es el apuntalante más común, especialmente en formaciones de bajo esfuerzo. Gran parte de la reducción de la permeabilidad inducida de un paquete apuntalante 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 apuntalantes de mayor resistencia. Apuntalantes de resistencia intermedia elaborado de cerámica ISP (Intermediate Strength Proppant) y aún apuntalantes de mayor resistencia tales como bauxita masificada u óxido de zirconio son utilizados con frecuencia. Las propiedades del apuntalante

que afectan el éxito de la fractura hidráulica incluyen: tamaño del grano, distribución del grano, calidad (cantidad de impurezas), redondez, esfericidad, densidad del apuntalante y la porosidad del paquete apuntalante. Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del paquete de apuntalante 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 apuntalantes comunes se muestran en la tabla 4.1

TABLA 4.1
PROPIEDADES DEL APUNTALANTE

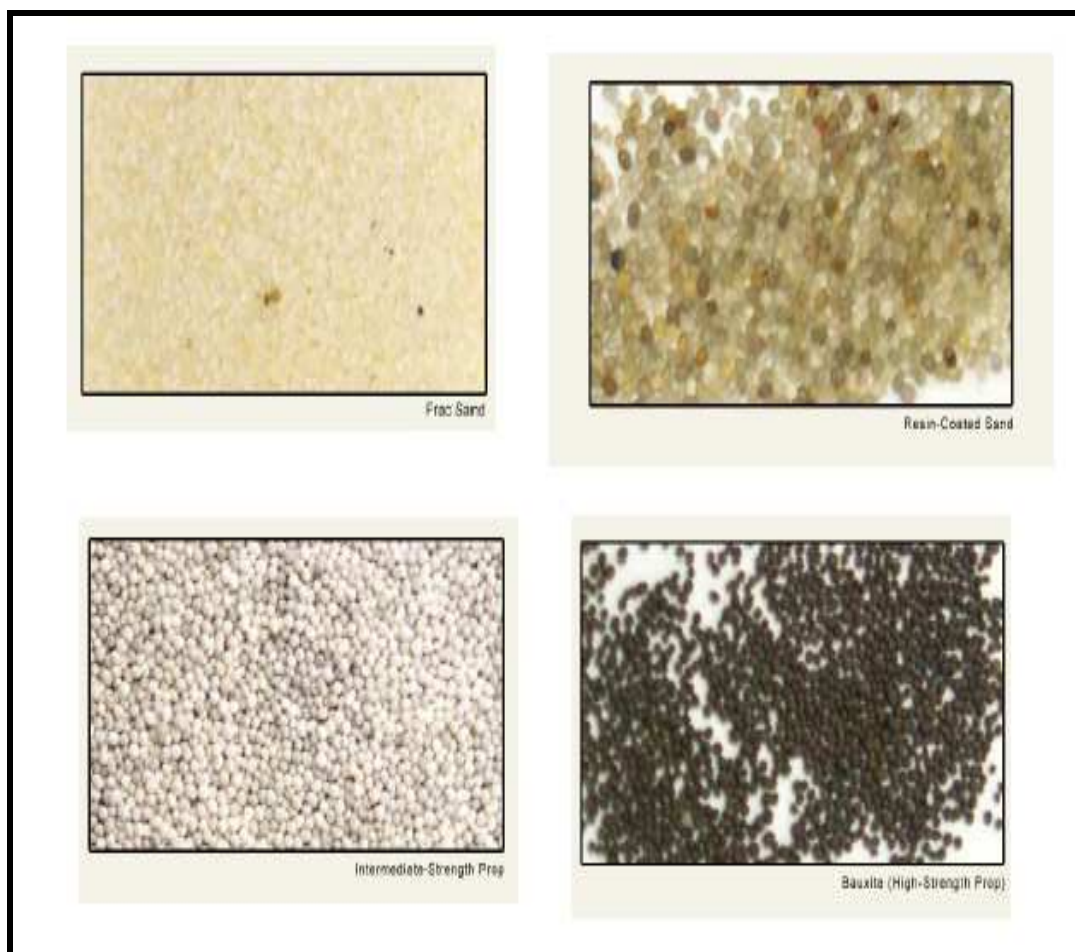
| TIP O Tamaño | Malla in | Tamaño Parti lb/ft ³ | Densidad | Porosidad % |
|-------------------------------------|-------------|------------------------------------|----------|----------------|
| Northern White Sand | 12/20 | 0.0496 | 165 | 0.38 |
| | 16/30 | 0.0350 | 165 | 0.39 |
| | 20/40 | 0.0248 | 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 |

Fuente: Curso Introducción al Fracturamiento Hidráulico Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Tamaños de apuntalantes más grandes tienen mayores permeabilidades. Sin embargo, en esfuerzos mayores, las partículas de tamaño mas grandes son más susceptibles de triturarse por que cuando el tamaño es más grande el grano se incrementa, la resistencia disminuye.

Por lo tanto, la reducción relativa de permeabilidad/conductividad de apuntalantes de mayor tamaño con el esfuerzo es mayor. Acoplado con el hecho de que grandes partículas forman tamaños de poros más grandes donde los fragmentos pueden emigrar, sus ventajas pueden desaparecer en esfuerzos más grandes.

FIGURA 4.3

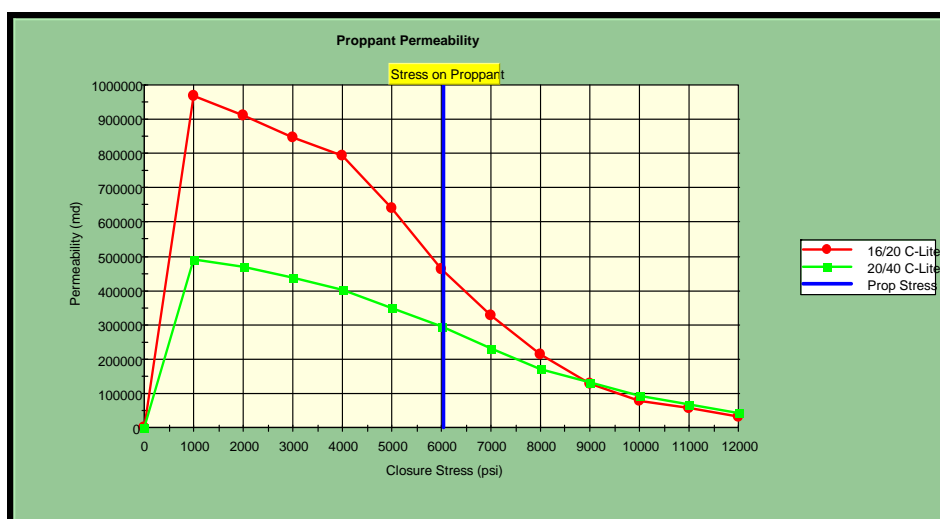


Fuente: Curso Introducción al Fracturamiento Hidráulico Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Apuntalante seleccionado

El apuntalante seleccionado por la Cía. Schlumberger para el trabajo de fracturamiento hidráulico del pozo en estudio es el CarboLITE de tamaño de malla 16/20 este propante es un ISP (Intermediate Strength Proppant) el cual tiene una presión de cierre de 8,000 psi, tiene una densidad baja lo que lo hace muy fácil de transportar, una gravedad específica de 2.71, el tamaño de la partícula esta alrededor de 0.049 pulgadas, el mismo que es suficientemente grande como para permitir una alta conductividad, a fin de mejorar la producción de petróleo en el pozo.

FIGURA 4.4



Fuente: Curso Introducción al Fracturamiento Hidráulico Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Para la selección del agente de sostén, se tomará como principal parámetro la presión de cierre que se espera conseguir en el yacimiento.

Prevención de reflujo del apuntalante

En ocasiones anteriores se ha probado exitosamente el PropNET™, el cual es una pequeña fibra que se bombea conjuntamente con el apuntalante. Esta fibra permite formar una malla estrecha que no solamente favorece el bombeo del fluido con mejores características de apuntalante dentro de la tubería (buena

suspensión de sólidos, especialmente a concentraciones de apuntalante más altas), sino que además impide la producción o reflujos de apuntalante una vez que el pozo sea puesto en producción.

Componentes del Fluido de Fractura

- Gel Base Agua
- Activador
- Rompedor
- Otros

Gel Base Agua.- Se prepara a partir de agua dulce mezclada con KCl al 2% más polímero Guar, la mezcla final tiene un pH de 7.

FIGURA 4.5



Fuente: Curso Introducción al Fracturamiento Hidráulico Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Activador.- (crosslinked) Produce enlaces por ión metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.

Rompedor.- Permite, una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en

este caso). Esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento y colocar el pozo a producción.

Otros: Surfactantes (evitar emulsiones y/o bloqueos por agua), KCl (inhibe el hinchamiento de arcillas), Bactericidas (evita la proliferación de bacterias y la rotura prematura del gel).

Propiedades del fluido de fractura

- Baja pérdida de fluido
- Buena capacidad de transporte del agente de soporte.
- Bajas pérdidas por fricción.
- Fácilmente recuperable de la formación.
- Compatible con fluidos de la formación
- Compatible con aditivos.
- Causar el mínimo daño a la formación.
- Ser estable a temperatura de fondo de pozo.
- Seguridad en la manipulación.

Pasos para la preparación del fluido de fractura

El agua fresca (ph 7) con KCl al 2% se mezclan con el polímero guar para formar el gel, apuntalante, activador y otros aditivos en el blender y estos son impulsados por las bombas y llevados por la línea hacia el pozo.

Colchón es el fluido de fractura que no lleva apuntalante, está diseñado para iniciar y propagar la fractura.

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

4.2 DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA FRACTURA PROPUESTA

Con la finalidad de determinar el programa de bombeo que resulte en la geometría final de fractura se utiliza el simulador **FracCADE** de la Cía. Schlumberger. Para dicho propósito se utiliza información de presiones de los últimos trabajos de fractura realizados en el campo, análisis petrofísico a partir de registros eléctricos y propiedades mecánicas de roca promedias para el tipo de roca encontrada. Este simulador es muy versátil pues nos permite manipular las diferentes variables (Pr, Pwf, Pb, K, etc) con el fin de obtener una fractura óptima.

A continuación se indica los datos que ingresan en el simulador para obtener un diseño adecuado.

FracCADE

PROPUESTA DE ESTIMULACIÓN²

Compañía : ANDES PETROLEUM

Pozo : "Y"

Campo : Nantu

Formación : "M - 1"

Sección 1. – En esta sección se cargan al simulador todas las características y diseño de completación. Ver tablas 4.2; 4.3; 4.4.

| | |
|-------------------------|----------|
| Bottom Hole Temperature | 204 °F |
| Treat Down | Tubing |
| Well Type | Desviado |
| Well Location | OnShore |

TABLA 4.2
INFORMACIÓN DEL TUBING

² Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía..Schlumberger

| OD (in) | Peso (lb/ft) | ID (in) | Profundidad (ft) |
|-------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|
| 3.500 | 9.3 | 2.990 | 10,350 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

TABLA 4.3
INFORMACIÓN DEL CASING

| OD (in) | Peso (lb/ft) | ID (in) | Profundidad (ft) |
|-------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|
| 7.000 | 29.0 | 6.184 | 11,260 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

TABLA 4.4
INFORMACIÓN DE LA PERFORACIÓN

| Tope MD (ft) | Tope TVD (ft) | Base MD (ft) | Base TVD (ft) | Densidad de disparos (shot/ft) | Número | Diámetro (in) |
|------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|--|---------------|-------------------------|
| 10,604 | 9,195.4 | 10,613 | 9,204.4 | 5.00 | 44 | 0.32 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Sección 2.- En esta sección se introduce al simulador los datos de la desviación del Pozo. Ver tabla 4.5.

TABLA 4.5
SURVEY DEL POZO

| MD (ft) | TVD (ft) | Deviation Angle (deg) | Deviation Build Rate (deg/100ft) | Azimuth Angle (deg) | Azimuth Build Rate (deg/100ft) | Dogleg Severity (deg/100ft) |
|-------------------|--------------------|---------------------------------|--|-------------------------------|--|---------------------------------------|
| 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 99.0 | 99.0 | 0.4 | 0.4 | 11.2 | 11.3 | 0.4 |
| 254.0 | 254.0 | 0.9 | 0.4 | 11.2 | 0.0 | 0.4 |
| 345.0 | 345.0 | 0.6 | -0.4 | 51.7 | 44.5 | 0.7 |
| 436.0 | 436.0 | 1.5 | 1.1 | 233.5 | -195.8 | 2.3 |
| 525.0 | 524.9 | 4.2 | 3.0 | 239.0 | 6.1 | 3.0 |

| MD (ft) | TVD (ft) | Deviation Angle (deg) | Deviation Build Rate (deg/100ft) | Azimuth Angle (deg) | Azimuth Build Rate (deg/100ft) | Dogleg Severity (deg/100ft) |
|--------------------|---------------------|--------------------------------------|---|------------------------------------|---|--|
| 615.0 | 614.5 | 6.6 | 2.7 | 236.7 | -2.5 | 2.7 |
| 704.0 | 702.6 | 8.9 | 2.6 | 241.8 | 5.6 | 2.7 |
| 799.0 | 796.1 | 11.8 | 3.1 | 250.7 | 9.4 | 3.5 |
| 895.0 | 889.4 | 15.4 | 3.8 | 250.7 | 0.0 | 3.8 |
| 990.0 | 980.2 | 18.7 | 3.5 | 252.7 | 2.1 | 3.5 |
| 1086.0 | 1070.1 | 22.3 | 3.7 | 255.0 | 2.4 | 3.8 |
| 1181.0 | 1157.1 | 25.1 | 3.0 | 258.3 | 3.5 | 3.3 |
| 1277.0 | 1242.9 | 28.3 | 3.3 | 258.6 | 0.3 | 3.3 |
| 1372.0 | 1325.3 | 31.3 | 3.1 | 255.7 | -3.0 | 3.5 |
| 1467.0 | 1405.7 | 33.2 | 2.0 | 256.8 | 1.1 | 2.1 |
| 1563.0 | 1485.5 | 34.3 | 1.2 | 254.3 | -2.6 | 1.9 |
| 1658.0 | 1562.3 | 37.9 | 3.8 | 249.2 | -5.4 | 4.9 |
| 1753.0 | 1635.8 | 40.7 | 2.9 | 250.4 | 1.3 | 3.0 |
| 1849.0 | 1708.6 | 40.8 | 0.1 | 251.6 | 1.2 | 0.8 |
| 1944.0 | 1779.6 | 42.4 | 1.7 | 252.3 | 0.8 | 1.8 |
| 2040.0 | 1851.0 | 41.5 | -1.0 | 252.4 | 0.0 | 1.0 |
| 2135.0 | 1922.7 | 40.6 | -0.9 | 252.7 | 0.4 | 0.9 |
| 2230.0 | 1995.0 | 40.3 | -0.3 | 253.0 | 0.3 | 0.4 |
| 2326.0 | 2067.7 | 41.2 | 0.9 | 253.6 | 0.6 | 1.0 |
| 2421.0 | 2138.3 | 42.8 | 1.7 | 252.9 | -0.8 | 1.8 |
| 2516.0 | 2208.0 | 42.8 | -0.0 | 253.2 | 0.3 | 0.2 |
| 2612.0 | 2278.7 | 42.3 | -0.5 | 253.8 | 0.6 | 0.6 |
| 2716.0 | 2355.6 | 42.2 | -0.1 | 252.4 | -1.3 | 0.9 |
| 2812.0 | 2426.1 | 43.4 | 1.2 | 251.0 | -1.5 | 1.6 |
| 2907.0 | 2494.9 | 43.8 | 0.5 | 251.3 | 0.4 | 0.5 |
| 3002.0 | 2563.3 | 44.1 | 0.3 | 250.1 | -1.3 | 0.9 |
| 3096.0 | 2631.1 | 43.5 | -0.6 | 249.2 | -1.0 | 0.9 |
| 3191.0 | 2699.8 | 43.8 | 0.3 | 249.1 | -0.1 | 0.3 |
| 3287.0 | 2768.7 | 44.5 | 0.7 | 250.0 | 1.0 | 0.9 |
| 3382.0 | 2836.4 | 44.7 | 0.2 | 250.2 | 0.2 | 0.2 |
| 3477.0 | 2905.3 | 42.3 | -2.5 | 247.3 | -3.1 | 3.3 |
| 3573.0 | 2976.4 | 42.1 | -0.2 | 245.8 | -1.5 | 1.1 |
| 3668.0 | 3047.0 | 42.0 | -0.1 | 245.3 | -0.5 | 0.4 |
| 3764.0 | 3118.4 | 41.9 | -0.1 | 245.3 | 0.0 | 0.0 |
| 3859.0 | 3188.7 | 42.6 | 0.7 | 245.3 | -0.0 | 0.7 |
| 3955.0 | 3258.8 | 43.7 | 1.1 | 244.9 | -0.4 | 1.2 |
| 4050.0 | 3328.0 | 42.8 | -0.9 | 246.0 | 1.1 | 1.2 |
| 4146.0 | 3398.3 | 42.9 | 0.1 | 246.1 | 0.1 | 0.0 |
| 4241.0 | 3467.2 | 44.1 | 1.3 | 245.7 | -0.5 | 1.3 |
| 4336.0 | 3535.7 | 43.5 | -0.6 | 245.8 | 0.1 | 0.6 |
| 4432.0 | 3605.8 | 42.7 | -0.8 | 245.5 | -0.3 | 0.9 |
| 4527.0 | 3675.0 | 43.8 | 1.1 | 245.2 | -0.3 | 1.1 |
| 4623.0 | 3744.9 | 42.7 | -1.2 | 245.3 | 0.1 | 1.2 |
| 4718.0 | 3816.0 | 40.5 | -2.3 | 245.9 | 0.7 | 2.3 |
| 4813.0 | 3887.9 | 41.2 | 0.7 | 246.0 | 0.1 | 0.7 |
| 4908.0 | 3959.0 | 41.8 | 0.7 | 246.4 | 0.4 | 0.8 |
| 5003.0 | 4029.5 | 42.4 | 0.6 | 247.0 | 0.7 | 0.7 |
| 5099.0 | 4099.8 | 43.5 | 1.1 | 247.2 | 0.1 | 1.1 |

| MD (ft) | TVD (ft) | Deviation Angle (deg) | Deviation Build Rate (deg/100ft) | Azimuth Angle (deg) | Azimuth Build Rate (deg/100ft) | Dogleg Severity (deg/100ft) |
|--------------------|---------------------|--------------------------------------|---|------------------------------------|---|--|
| 5194.0 | 4169.2 | 42.7 | -0.8 | 248.2 | 1.1 | 1.1 |
| 5290.0 | 4240.7 | 41.0 | -1.7 | 249.3 | 1.1 | 1.9 |
| 5385.0 | 4311.9 | 41.8 | 0.8 | 247.9 | -1.4 | 1.2 |
| 5480.0 | 4382.2 | 42.9 | 1.2 | 247.9 | -0.1 | 1.2 |
| 5575.0 | 4452.8 | 41.0 | -2.0 | 247.6 | -0.3 | 2.0 |
| 5671.0 | 4525.2 | 41.1 | 0.1 | 247.4 | -0.2 | 0.1 |
| 5766.0 | 4597.9 | 39.1 | -2.1 | 246.5 | -1.0 | 2.1 |
| 5862.0 | 4673.4 | 37.1 | -2.1 | 246.9 | 0.4 | 2.1 |
| 5957.0 | 4748.8 | 37.8 | 0.7 | 246.7 | -0.1 | 0.7 |
| 6053.0 | 4825.0 | 37.2 | -0.6 | 246.9 | 0.2 | 0.6 |
| 6148.0 | 4901.4 | 35.7 | -1.6 | 246.1 | -0.9 | 1.7 |
| 6243.0 | 4979.3 | 34.3 | -1.5 | 247.4 | 1.4 | 1.7 |
| 6339.0 | 5058.5 | 34.4 | 0.2 | 247.7 | 0.4 | 0.3 |
| 6434.0 | 5137.9 | 32.3 | -2.3 | 247.5 | -0.2 | 2.3 |
| 6530.0 | 5219.6 | 31.0 | -1.3 | 248.6 | 1.2 | 1.4 |
| 6625.0 | 5302.7 | 27.1 | -4.1 | 250.6 | 2.0 | 4.2 |
| 6721.0 | 5389.1 | 24.5 | -2.7 | 251.9 | 1.4 | 2.8 |
| 6816.0 | 5475.5 | 24.5 | 0.0 | 251.0 | -0.9 | 0.4 |
| 6911.0 | 5561.8 | 25.2 | 0.7 | 251.4 | 0.4 | 0.7 |
| 7007.0 | 5648.3 | 26.1 | 1.0 | 250.9 | -0.5 | 1.0 |
| 7048.0 | 5685.1 | 26.2 | 0.1 | 251.4 | 1.2 | 0.6 |
| 7100.0 | 5731.6 | 26.8 | 1.2 | 250.7 | -1.4 | 1.4 |
| 7111.0 | 5741.4 | 27.0 | 1.2 | 250.6 | -1.3 | 1.4 |
| 7200.0 | 5821.4 | 25.0 | -2.2 | 251.0 | 0.5 | 2.2 |
| 7206.0 | 5826.9 | 24.9 | -2.2 | 251.1 | 0.5 | 2.2 |
| 7302.0 | 5915.3 | 21.1 | -3.9 | 249.8 | -1.3 | 4.0 |
| 7397.0 | 6004.6 | 18.8 | -2.4 | 248.3 | -1.6 | 2.5 |
| 7493.0 | 6095.8 | 17.5 | -1.3 | 248.1 | -0.2 | 1.3 |
| 7588.0 | 6187.2 | 14.1 | -3.6 | 247.1 | -1.0 | 3.7 |
| 7683.0 | 6279.6 | 12.6 | -1.6 | 249.1 | 2.1 | 1.6 |
| 7779.0 | 6373.6 | 11.2 | -1.5 | 250.7 | 1.6 | 1.5 |
| 7874.0 | 6467.1 | 8.8 | -2.5 | 250.0 | -0.7 | 2.5 |
| 7935.0 | 6527.5 | 7.3 | -2.5 | 248.9 | -1.8 | 2.5 |
| 7970.0 | 6562.3 | 6.4 | -2.5 | 248.0 | -2.5 | 2.5 |
| 8065.0 | 6656.8 | 4.2 | -2.4 | 242.9 | -5.4 | 2.4 |
| 8120.0 | 6711.8 | 2.7 | -2.8 | 238.6 | -7.8 | 2.8 |
| 8160.0 | 6751.7 | 1.6 | -2.7 | 230.3 | -20.8 | 2.8 |
| 8256.0 | 6847.7 | 1.5 | -0.1 | 229.4 | -0.9 | 0.1 |
| 8351.0 | 6942.7 | 1.5 | -0.0 | 229.0 | -0.4 | 0.0 |
| 8638.0 | 7229.6 | 1.2 | -0.1 | 229.1 | 0.0 | 0.0 |
| 8924.0 | 7515.5 | 1.0 | -0.1 | 228.4 | -0.3 | 0.1 |
| 9210.0 | 7801.5 | 1.1 | 0.0 | 239.4 | 3.9 | 0.1 |
| 9496.0 | 8087.4 | 1.1 | -0.0 | 223.2 | -5.7 | 0.1 |
| 9697.0 | 8288.4 | 0.9 | -0.1 | 220.9 | -1.1 | 0.1 |
| 9782.0 | 8373.4 | 0.9 | -0.1 | 219.7 | -1.4 | 0.1 |
| 9789.0 | 8380.4 | 0.8 | -0.4 | 219.1 | -8.4 | 0.4 |
| 9914.0 | 8505.4 | 0.4 | -0.3 | 196.5 | -18.0 | 0.4 |
| 9973.0 | 8564.4 | 0.3 | -0.2 | 164.8 | -53.8 | 0.4 |

| MD (ft) | TVD (ft) | Deviation Angle (deg) | Deviation Build Rate (deg/100ft) | Azimuth Angle (deg) | Azimuth Build Rate (deg/100ft) | Dogleg Severity (deg/100ft) |
|------------|-------------|-----------------------------|--|---------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| 10259.0 | 8850.4 | 0.3 | 0.0 | 196.0 | 10.9 | 0.1 |
| 10545.0 | 9136.4 | 0.3 | -0.0 | 238.4 | 14.8 | 0.1 |
| 10591.0 | 9182.4 | 0.3 | 0.0 | 230.2 | -17.8 | 0.1 |
| 10831.0 | 9422.4 | 0.4 | 0.1 | 202.0 | -11.7 | 0.1 |
| 10890.0 | 9481.4 | 0.4 | -0.1 | 207.1 | 8.7 | 0.1 |
| 10946.0 | 9537.4 | 0.3 | -0.1 | 213.7 | 11.8 | 0.1 |
| 11056.0 | 9647.4 | 0.2 | -0.1 | 235.0 | 19.3 | 0.1 |
| 11118.0 | 9709.4 | 0.2 | -0.0 | 253.3 | 29.5 | 0.1 |
| 11163.0 | 9754.3 | 0.3 | 0.1 | 253.7 | 1.0 | 0.1 |
| 11190.0 | 9781.3 | 0.3 | 0.1 | 253.9 | 0.7 | 0.1 |
| 11317.0 | 9908.3 | 0.4 | 0.1 | 254.5 | 0.4 | 0.1 |
| 11389.0 | 9980.3 | 0.5 | 0.1 | 254.7 | 0.3 | 0.1 |
| 11404.0 | 9995.3 | 0.5 | 0.1 | 254.7 | 0.2 | 0.1 |
| 11422.0 | 10013.3 | 0.5 | 0.1 | 254.2 | -3.2 | 0.1 |
| 11463.0 | 10054.3 | 0.5 | 0.1 | 252.9 | -3.0 | 0.1 |
| 11522.0 | 10113.3 | 0.6 | 0.1 | 251.4 | -2.6 | 0.1 |
| 11572.0 | 10163.3 | 0.6 | 0.1 | 250.2 | -2.3 | 0.1 |
| 11671.0 | 10262.3 | 0.7 | 0.1 | 248.2 | -2.0 | 0.1 |
| 11690.0 | 10281.3 | 0.7 | 0.1 | 247.9 | -1.8 | 0.1 |
| 11770.0 | 10361.3 | 0.7 | -0.0 | 232.0 | -19.9 | 0.2 |
| 11883.0 | 10474.3 | 0.8 | 0.1 | 211.5 | -18.1 | 0.2 |
| 11905.0 | 10496.3 | 0.8 | 0.1 | 208.1 | -15.4 | 0.2 |
| 11945.0 | 10536.3 | 0.8 | 0.1 | 202.5 | -14.0 | 0.2 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Sección 3.- En esta sección se cargan al simulador los datos de las propiedades del fluido de reservorio.

| | |
|-------------------------------|------------|
| Well Type | Oil |
| Reservoir Temperature | 204 °F |
| Oil Gravity | 21.3 API |
| Bubble Point Pressure | 959 psi |
| Initial Gas / Oil Ratio (GOR) | 60 scf/bbl |

Sección 4.- En esta sección se analiza la permeabilidad del apuntalante a ser utilizado durante la operación de fractura. Ver tabla 4.6. La permeabilidad del apuntalante es calculada basándose en los siguientes parámetros:

| | |
|--------------------------|-------------------------|
| BH Static Temperature: | 204 degF |
| Stress on Proppant: | 6,058 psi |
| Propped Fracture Conc: | 1.00 lb/ft ² |
| Average Young's Modulus: | 5.619E 06 psi |

TABLA 4.6
INFORMACIÓN DEL APUNTALANTE

| Nombre del apuntalante | Gravedad específica | Diámetro nominal (in) | Porosidad del paquete (%) | Permeabilidad (md) |
|------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------|
| 16/20 C-Lite | 2.73 | 0.037 | 35.0 | 478061 |
| 20/40 C-Lite | 2.73 | 0.028 | 35.0 | 307784 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Sección 5.- En esta sección se ingresa al simulador el programa de bombeo el cual es la variable más importante dentro del simulador, ya que de la cantidad y tasa de inyección de fluidos de fractura depende el ancho de la misma. Tabla 4.7.El siguiente es el programa de bombeo para lograr una fractura de un ancho de (X_f), de 135.8 ft, con un promedio de conductividad (K_{fw}), de 6,290 md.ft.

TABLA 4.7
DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

| Nombre | Caudal Bombeo (bbl/min) | Nombre fluido | Volumen fluido (gal) | Gel Conc. (lb/mgal) | Prop. Tipo | Prop. Conc. (PPA) |
|---------|-------------------------|---------------|----------------------|---------------------|--------------|-------------------|
| PAD | 10.0 | YF130HTD | 4500 | 30.0 | | 0.00 |
| 1.0 PPA | 10.0 | YF130HTD | 900 | 30.0 | 16/20 C-Lite | 1.00 |
| 2.0 PPA | 10.0 | YF130HTD | 1100 | 30.0 | 16/20 C-Lite | 2.00 |
| 4.0 PPA | 10.0 | YF130HTD | 1000 | 30.0 | 16/20 C-Lite | 4.00 |
| 6.0 PPA | 10.0 | YF130HTD | 1000 | 30.0 | 16/20 C-Lite | 6.00 |
| 8.0 PPA | 10.0 | YF130HTD | 1000 | 30.0 | 16/20 C-Lite | 8.00 |
| FLUSH | 10.0 | WF130 | 4046 | 30.2 | | 0.00 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

TABLA 4.8
FLUIDOS TOTALES

| | | |
|----------|----|----------|
| 9500 gal | de | YF130HTD |
| 4046 gal | de | WF130 |

TABLA 4.9
APUNTALANTE TOTAL

| | | |
|----------|----|--------------|
| 21100 lb | De | 16/20 C-Lite |
|----------|----|--------------|

TABLA 4.10
PORCENTAJES EN EL COLCHÓN

| | |
|------------------|------|
| % Colchón limpio | 47.4 |
| % Colchón sucio | 43.2 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

TABLA 4.11
EJECUCIÓN DEL TRABAJO

| 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 | 4500 | 4500 | 107.1 | 107.1 | 0 | 0 | 4441 | 10.7 | 10.7 |
| 1.0 PPA | 900 | 5400 | 22.4 | 129.5 | 900 | 900 | 4452 | 2.2 | 13.0 |
| 2.0 PPA | 1100 | 6500 | 28.5 | 158.0 | 2200 | 3100 | 4469 | 2.8 | 15.8 |
| 4.0 PPA | 1000 | 7500 | 28.0 | 186.0 | 4000 | 7100 | 4374 | 2.8 | 18.6 |
| 6.0 PPA | 1000 | 8500 | 30.1 | 216.1 | 6000 | 13100 | 4151 | 3.0 | 21.6 |
| 8.0 PPA | 1000 | 9500 | 32.2 | 248.2 | 8000 | 21100 | 3937 | 3.2 | 24.8 |
| FLUSH | 4046 | 13546 | 96.3 | 344.6 | 0 | 21100 | 5400 | 9.6 | 34.5 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Sección 6.- En esta sección se obtienen los resultados mostrados por el simulador, el cual utiliza un modelo 3-D Vertical para diseñar la geometría de la fractura.

| | |
|--|----------------|
| Initial Fracture Top TVD..... | 9,195.4 ft |
| Initial Fracture Bottom TVD..... | 9,204.3 ft |
| Propped Fracture Half-Length..... | 135.8 ft |
| EOJ Hyd Height at Well..... | 69.1 ft |
| Average Propped Width..... | 0.135 in |
| Average Gel Concentration..... | 2096.7 lb/mgal |
| Average Gel Fluid Retained Factor..... | 0.95 |
| Net Pressure..... | 4,429 psi |
| Efficiency..... | 0.303 |
| Effective Conductivity..... | 16,623 md.ft |
| Effective Fcd..... | 0.2 |
| Max Surface Pressure..... | 7,117 psi |

TABLA 4.12
SIMULACIÓN DE LOS RESULTADOS

| Desde (ft) | Hasta (ft) | Prop. Conc. (PPA) | Propped Ancho (in) | Propped Altura (ft) | Frac. Prop. Conc. (lb/ft ²) | Frac. Gel Conc. (lb/mgal) | Conductividad Fractura (md.ft) |
|------------|------------|-------------------|--------------------|---------------------|---|---------------------------|--------------------------------|
| 0.0 | 33.9 | 8.4 | 0.238 | 51.9 | 2.13 | 536.0 | 11618 |
| 33.9 | 67.9 | 7.5 | 0.226 | 54.3 | 2.03 | 598.8 | 10252 |
| 67.9 | 101.8 | 5.7 | 0.088 | 41.0 | 0.79 | 4778.2 | 4436 |
| 101.8 | 135.8 | 0.6 | 0.006 | 12.0 | 0.05 | 1107.7 | 173 |

TABLA 4.13
INFORMACION DE LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA

| Nombre de la zona | Tope MD (ft) | Tope TVD (ft) | Altura (ft) | Altura neta | Ancho fractura (in) | Longitud Fractura (ft) | Conductividad Fractura (md.ft) |
|------------------------|--------------|---------------|-------------|-------------|---------------------|------------------------|--------------------------------|
| LUTITA | 10519 | 9110.4 | 77 | .0 | 0.099 | 97.7 | 7007 |
| ARENISCA LIMPIA | 10604 | 9195.4 | 9 | 9 | 0.237 | 135.8 | 16623 |
| LUTITA | 10613 | 9204.3 | 8 | .0 | 0.199 | 132.1 | 14158 |
| CALIZA | 10621 | 9212.4 | 7 | .0 | 0.162 | 116.0 | 11594 |
| LUTITA | 10628 | 9219.4 | 19 | .0 | 0.091 | 84.4 | 6397 |
| CALIZA | 10647 | 9238.4 | 5 | .0 | 0.000 | .0 | 0 |
| LUTITA | 10652 | 9243.4 | 29 | .0 | 0.000 | .0 | 0 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

TABLA 4.14

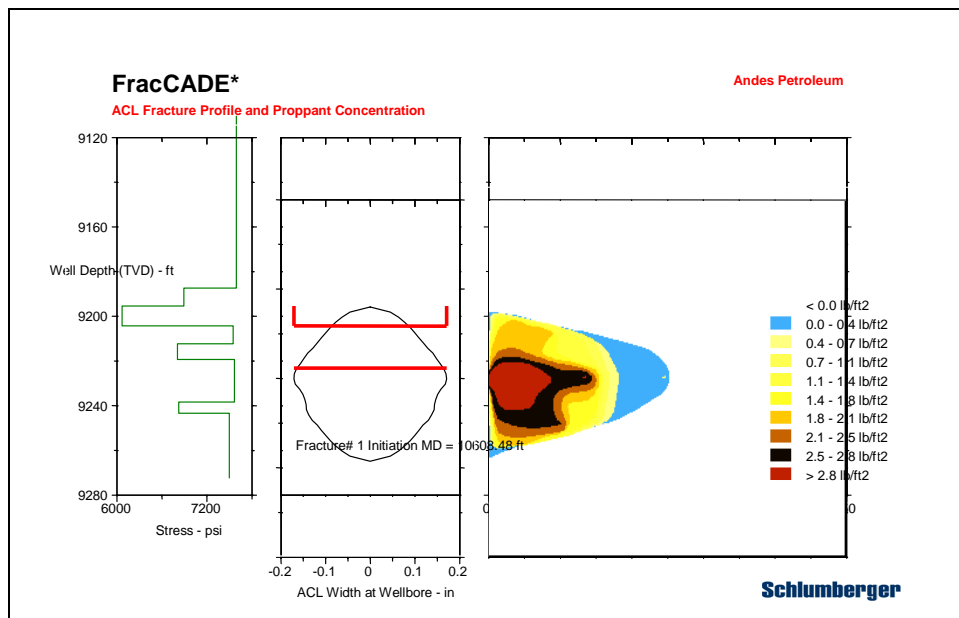
RESULTADOS DEL FRACCADE

| Stage Name | Fluid Name | Pump Rate (bbl/min) | Fluid Volume (gal) | Perforation Injection Temp. (degF) | Exposure at BHST of 204 degF (min) | Exposure above Watch Temp. of 199 degF (min) |
|------------|------------|---------------------|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|
| PAD | YF130HTD | 10.0 | 4500 | 190 | 2.6 | 2.6 |
| 1.0 PPA | YF130HTD | 10.0 | 900 | 180 | 1.7 | 1.7 |
| 2.0 PPA | YF130HTD | 10.0 | 1100 | 149 | 0.0 | 0.0 |
| 4.0 PPA | YF130HTD | 10.0 | 1000 | 116 | 0.0 | 0.0 |
| 6.0 PPA | YF130HTD | 10.0 | 1000 | 96 | 0.0 | 0.0 |
| 8.0 PPA | YF130HTD | 10.0 | 1000 | 93 | 0.0 | 0.0 |
| FLUSH | WF130 | 10.0 | 4046 | | | |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

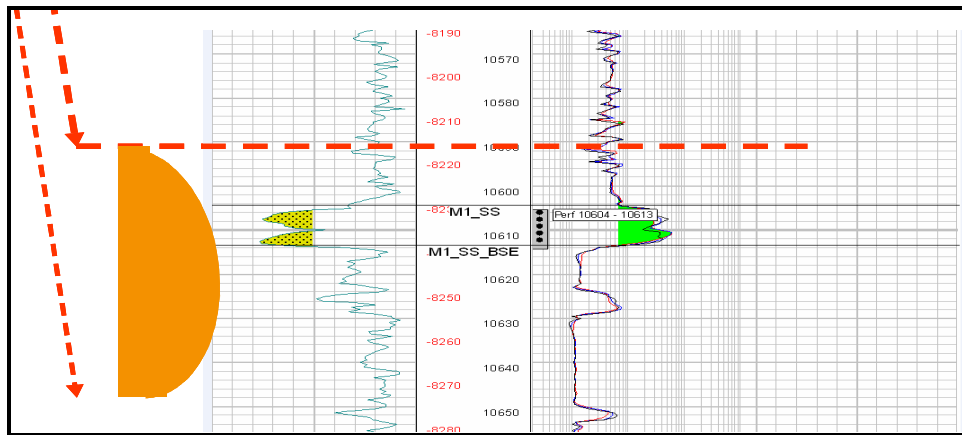
Sección 7.- En la Figura 4.6 se observa el desarrollo de la fractura durante la simulación, la concentración del apuntalante dentro de la fractura y la resistencia que opuso la formación a fracturarse.

FIGURA 4.6



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

FIGURA 4.7

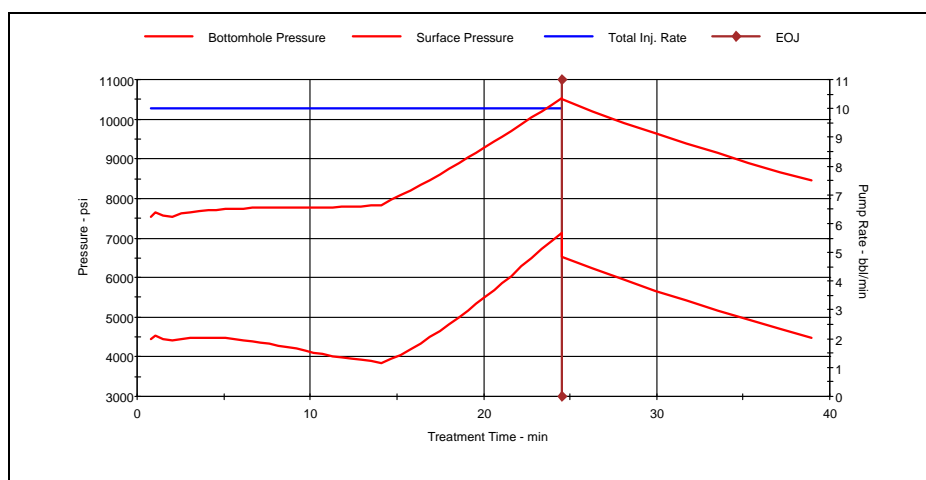


Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Una vez realizado el FracCade, este demuestra que el pago de la zona es de alrededor de 10 pies de alto, pero revisando la figura de crecimiento vertical se demuestra que el crecimiento será de 69 ft lo cual debe tenerse en cuenta al momento de realizar el DataFrac.

En la Figura 4.7 y 4.8 se puede observar las presiones máximas en superficie y en el fondo del pozo durante el trabajo de Fracturamiento.

FIGURA 4.8



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Cálculo del gradiente de fractura.

$$P_s = 7,117 \text{ psi}$$

$$h = 9,195.4 \text{ ft}$$

$$G_f = \frac{P_f}{h}$$

$$P_f = P_s + P_h - P_{fric}$$

$$P_h = G_f * h$$

$$P_h = 8.4 \frac{lb}{gal} * 0.052 * 9,195.4 \text{ ft}$$

$$P_h = 4,016.60 \text{ psi}$$

P_{fric} despreciable en este caso

$$P_f = (4,016.60 + 7,117) \text{ psi}$$

$$p_f = 1,1133.60 \text{ psi}$$

$$G_f = \frac{1,1133.60 \text{ psi}}{9,195.4 \text{ ft}}$$

$$G_f = 1.21 \text{ psi / ft}$$

Sección 8.- En esta sección se explica los datos de los fluidos que serán utilizados en el tratamiento.

Los datos de fluido de tratamiento son dados a 700 md de permeabilidad.

TABLA 4.15
DATOS DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO

| Nombre del fluido | WF130 | YF130HTD |
|--|---------|----------|
| Fricción | | |
| Rate Low (bbl/min) | 2.8 | 1.0 |
| Pressure Low (psi/1000ft) | 10.0 | 60.0 |
| Rate Pivot (bbl/min) | 8.0 | 12.0 |
| Pressure Pivot (psi/1000ft) | 40.0 | 80.0 |
| Rate High (bbl/min) | 90.0 | 90.0 |
| Pressure High (psi/1000ft) | 1000.0 | 1000.0 |
| Pérdida de fluido | | |
| C_w (ft/min ^{0.5}) | 7.0E-3 | 2.0E-3 |
| Spurt (gal/100ft ²) | 2.0 | 0.3 |
| C_t (ft/min ^{0.5}) | 6.0E-3 | 9.5E-3 |
| Reología | | |
| Temperatura (degF) | 204 | 204 |
| Time (hr) | 0.0 | 0.0 |
| Behavior Index (N') | 1.00 | 0.24 |
| Consist. Index (K') (lbf.s ⁿ /ft ²) | 2.09E-5 | 3.60E-1 |
| Viscosity @ Shear Rate (cP) | 1.000 | 335.306 |
| Shear Rate (1/s) | 170 | 170 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

4.3 ANALISIS DE RESULTADOS

La evaluación técnica de resultados del fracturamiento hidráulico se la realizó usando el software de análisis nodal Wellflo. El análisis nodal permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo, consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de presión en cada uno de ellos, así como gastos de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, debido a la disminución del daño de formación y al aumento de la conductividad entre el reservorio y el pozo.

El análisis nodal se lo realizó tomando en cuenta los siguientes casos.

Caso1.- Condiciones iniciales de producción del pozo.

FIGURA 4.9

Oil fluid parameters

Produced fluid data

Oil API gravity: 21.400 deg API

Oil specific gravity: 0.92544 sp grav

Gas specific gravity: 0.870 sp grav

Water salinity: 30000.0 ppm

Water specific gravity: 1.019841 sp grav

Layer data

| Layer name | Prod. GOR SCF/STB | Water cut per cent |
|------------|----------------------|-----------------------|
| M-1 | 86.000 | 10.000 |

Copy Previous Data

Correlations

Pb, Rs, Bo: Glaso*

Uo: Beal + Chew et al*

Ug: Carr et al*

Surface Tension: Advanced

OK Cancel

Check... Match...

Emulsion Viscosity...

FIGURA 4.10

Oil properties check

Check properties at:

Pressure: 700.0 psia Temperature: 210.0 degrees F

Produced GOR: 86.000 SCF/STB

| | | | |
|------------------------|---------------------------|---------------|------------------------------|
| Bubble point pressure: | 632.036 psia | Solution GOR: | 86.000 SCF/STB |
| Bo: | 1.10245 bbl/STB | Bg: | 0.02460 ft ³ /SCF |
| Uo: | 13.685 cp | Ug: | 0.014612 cp |
| Rho o: | 53.276 lb/ft ³ | Rho g: | 2.700 lb/ft ³ |
| Sigma o: | 16.93 dyne/cm | Rho w: | 61.149 lb/ft ³ |
| | | Sigma w: | 52.63 dyne/cm |

OK Cancel Calculate

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

FIGURA 4.11

Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - M-1

Layer Parameters

Layer pressure: 700.000 psia
 Layer temperature: 210.000 degrees F
 Relative Injectivity: 0 per cent
 Effective permeability: 850.000 md
 Layer thickness(TVD): 9.000 ft
 Mid-perf depth (MD): 10604.00 ft

Wellbore radius: 4.248 in

Drainage area geometry

Pseudo-radial flow (default)
 Pseudo-linear flow
 Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:

Total Darcy skin (S): -0.300
 Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model

Current IPR Model :
 Vogel

Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 0.5762 STB/day/psi
 Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)²
 Abs. open flow (AOF): 236.8 STB/day

OK Cancel Skin Analysis...
 Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
 Elaborado por: Cía. Schlumberger.

FIGURA 4.12

Choose IPR Model - M-1

IPR Model:

Straight Line
 Vogel
 Fetkovich
 Norm. Pseudo Pressure
 Tabulated
 Norm. Pseudo Pressure (external)

Calculate
 Plot
 Export...
 Import...
 Model Data...

Include Measured data on plot

Coefficient of P in Vogel equation: 0.2000

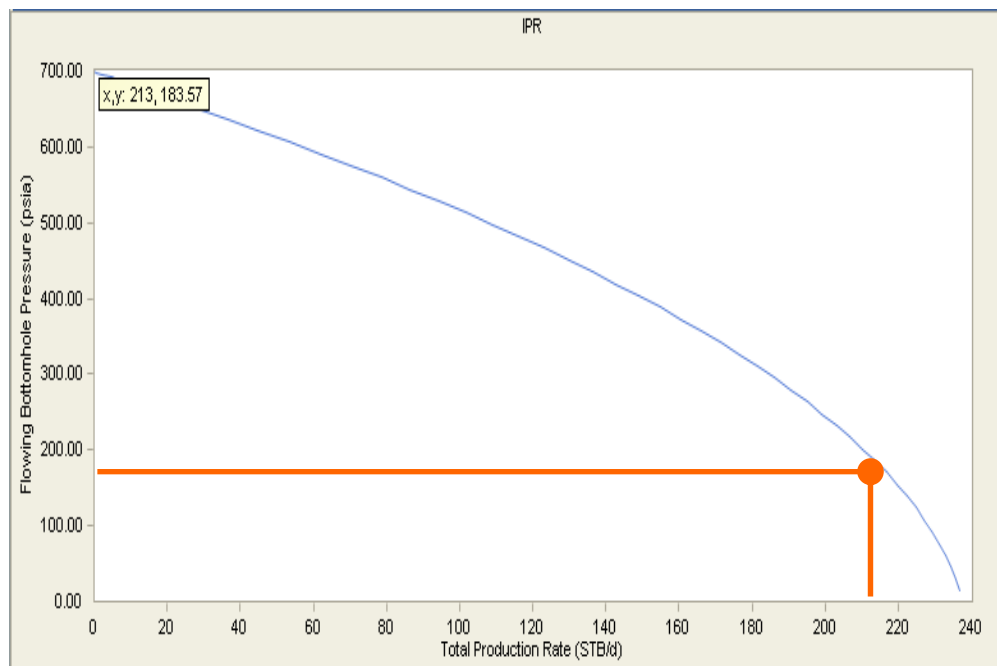
Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 0.5762 STB/day/psi
 Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)²
 Abs. open flow (AOF): 236.8 STB/day

OK Cancel

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger
 Elaborado por: Cía. Schlumberger.

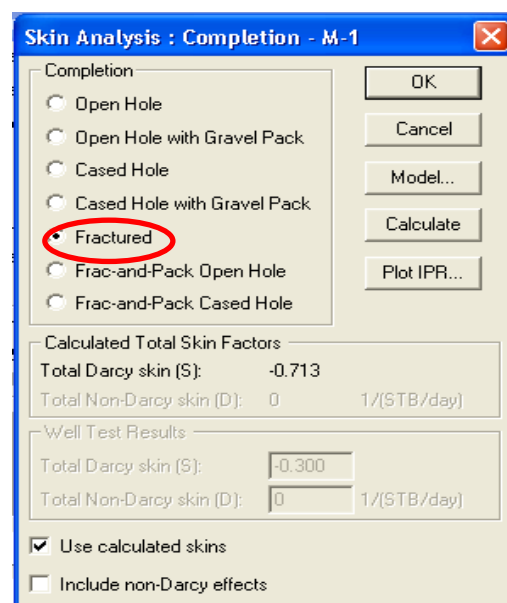
FIGURA 4.13



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

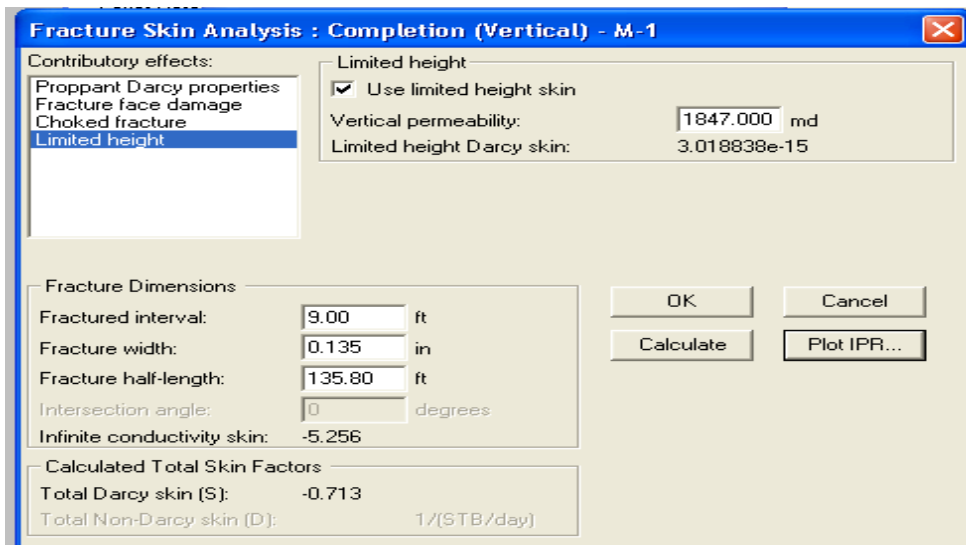
Caso 2.- Utilizando los datos obtenidos en el simulador FracCade.

FIGURA 4.14



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

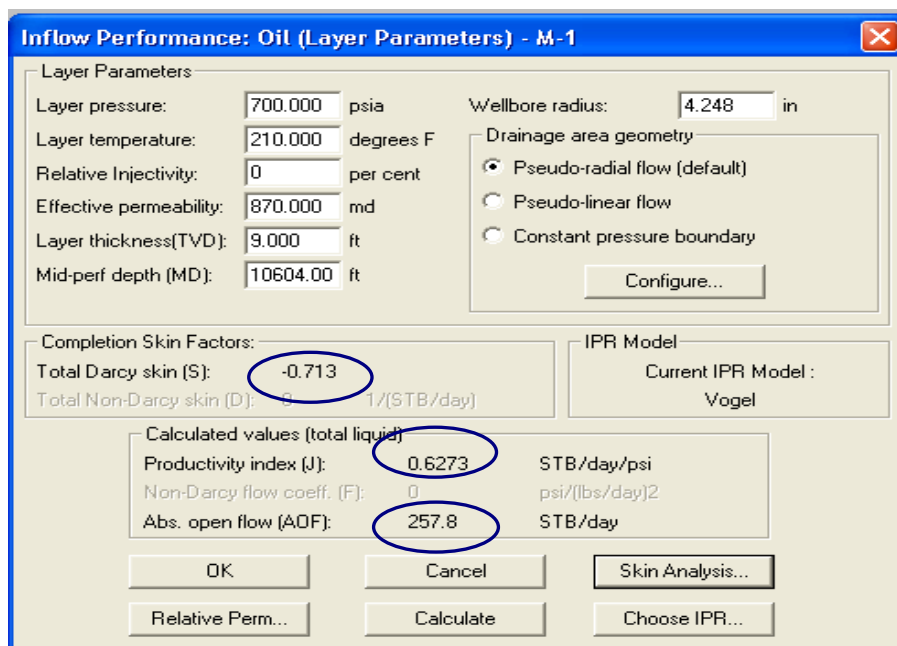
FIGURA 4.15



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

Los datos ingresados en esta parte corresponden a los resultados obtenidos del simulador FracCade.

FIGURA 4.16



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

En esta figura se puede constatar la disminución del daño de formación y el incremento del índice de productividad, principal objetivo del tratamiento.

FIGURA 4.17

Choose IPR Model - M-1

IPR Model:

- Straight Line
- Vogel**
- Fetkovich
- Norm. Pseudo Pressure
- Tabulated
- Norm. Pseudo Pressure (external)

Include Measured data on plot

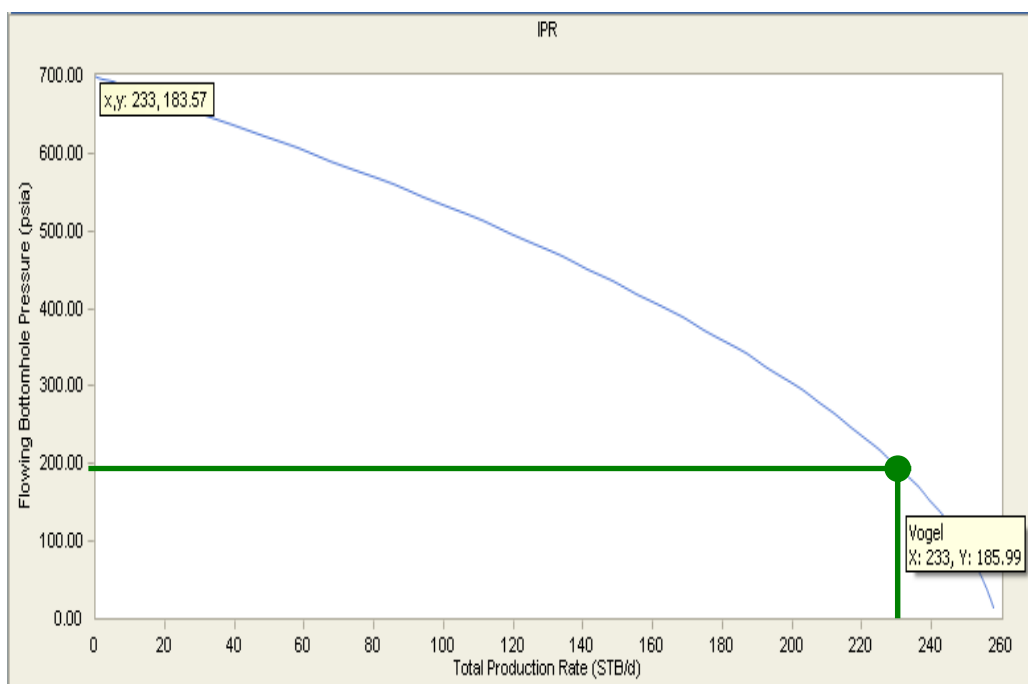
Coefficient of P in Vogel equation: 0.2000

Calculated values (total liquid)

| | | |
|----------------------------|--------|----------------------------|
| Productivity index (J): | 0.6273 | STB/day/psi |
| Non-Darcy flow coeff. (F): | 0 | psi/(lbs/day) ² |
| Abs. open flow (AOF): | 257.8 | STB/day |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

FIGURA 4.18



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía.Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Schlumberger.

En la tabla 4.16 se detallan los principales parámetros a condiciones actuales del pozo y los que se obtendrían después de realizar el trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 4.16
COMPARACIÓN DE RESULTADOS

| Resultados | | | | | | | |
|----------------------|------------|------------|----------|------------------------|------------|------------|----------|
| Condiciones actuales | | | | Después de la fractura | | | |
| IP bopd/psi | Qo bopd | Qa Bapd | BSW % | IP bopd | Qo bopd | Qa bapd | BSW % |
| 0.5762 | 194 | 19 | 9 | 0.6273 | 213 | 20 | 9 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger.
Elaborado por: Cía. Yonathan Cevallos

La tasa incremental del proyecto de fracturamiento hidráulico es de 19 Bppd, lo cual será analizado en el capítulo siguiente para demostrar si el proyecto es rentable o no.

4.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO REQUERIDO EN LA OPERACIÓN

Equipo Proporcionado por la Cía. Schlumberger

- 3 Bombas de Fractura (1,800 HHP) Máx. presión 12,000 psi.
- 1 Transporte de ácido.
- 4 Frac Tanks (500 bbls capacidad cada uno) almacenamiento de gel, agua y fluido de retorno.
- 1 FracCAT Camper, equipo logístico encargado de monitorear el bombeo. FracCAT (Fracturing - Computer Aided Treatment System).
- 1 Lab Camper, preparación y verificación de las propiedades del fluido a ser bombeado.
- 1 Silo de arena.
- 1 POD Blender, capacidad máxima de bombeo 35 bpm.

4.5 NORMAS DE SEGURIDAD

Como toda actividad industrial, en los trabajos de fractura existen riesgos que se tratan de prevenir con normas de seguridad adecuadas. Generalmente, el personal de la industria petrolera es reacio a cumplir normas, ya que el mismo trabajo lo lleva a esfuerzos individuales muchas veces aislado, con lo que va perdiendo respeto por toda reglamentación que lo inhiba en su esfuerzo y creatividad. Por ello, es indispensable obligar al personal a respetar las normas y fundamentalmente debe haber una tarea adecuada por parte de los responsables, en educar para la protección de personas y equipamientos. Existen normas generales en cuanto a vestimenta que son de uso diario y en operaciones (botines de seguridad, no usar prendas muy sueltas, casco de protección, guantes de seguridad, etc.) que los operadores cumplen a rigor, ya que existen experiencias nefastas con pérdida de vidas humanas.

En una operación de fractura, además de las normas generales, el personal involucrado debe conocer pormenorizadamente todos los elementos que actúan en ella y, de esa forma, sabrá adelantarse a cualquier accidente y, lo que es mejor, lo evitará. Lo más importante, es estar alejado de las líneas de alta presión durante el proceso de bombeo, así también en la prueba de la línea de presión.

Indicaciones Operacionales

1. El (los) equipo (s) debe ser posicionado con viento transversal, o contra el viento (por seguridad y eficiencia durante las operaciones).
- 1 Todas las líneas y conexiones de alta presión (incluyendo BOP) deben ser ensayadas con, por lo menos 1000 psi por sobre la presión teórica de tratamiento (para evitar posibles inconvenientes en la operación).
3. Cada dos o tres equipos debe haber un equipo contra incendio, además de los extintores individuales que cada camión debe poseer.

4. Debe haber una válvula de alta presión en cada línea y en la cabeza de pozo. A su vez es necesaria la utilización de válvulas check en cada línea.
5. Todos los accesorios, caños, uniones chiksan, etc. utilizados en las líneas de tratamiento deben estar en buenas condiciones y deben ser del rango de presión adecuado.
6. Debe haber una distancia mínima entre el pozo y los equipos de bombeo.
7. Se evitarán líneas auxiliares innecesarias.
8. Todo el personal debe estar alejado de las líneas de alta presión, de la unidad a ser presurizada y del camión de bombeo (excepto el operador) antes de presurizar.
9. Al purgar líneas debe observarse en todo momento las órdenes del supervisor a cargo de la operación. Se purgará lentamente.
10. Se deberá usar cadenas de seguridad en todas las líneas de descarga en caso de que la conexión al equipo de Workover esté a más de 3 m de altura.
11. Deberá realizarse una reunión previa de seguridad involucrando al company man, al representante del departamento de ingeniería, y todo el personal de la compañía que fractura, en donde se explicará toda la operación a realizar y las normas que lo regirán.
12. Deberá hacerse entender que la falta de cautela, herramientas y equipos defectuosos, diseño falto de seguridad, disposición peligrosa, equipos de protección inadecuado, iluminación no apropiada o inadecuada, ventilación inapropiada, vestimenta inapropiada y manejo propio no adecuado, contribuirán a accidentes en donde estará involucrado el infractor y muchas personas y equipos.

13. Fundamentalmente debe seguirse todas las instrucciones del supervisor que será responsable de la operación (representante de la Compañía que fractura).

14. Antes de actuar, si no se conoce, debe preguntar cualquier acción a seguirse al supervisor.

Detalle del Equipo de Protección Personal (EPP) Necesario Durante la Operación

- Ropa de seguridad (obligatorio todo el personal)
- Gafas de Seguridad (obligatorio todo el personal)
- Botas de Seguridad (obligatorio todo el personal)
- Casco de Seguridad (obligatorio todo el personal)
- Guantes de trabajo (obligatorio todo el personal)
- Protectores auditivos
- Señalizar y delimitar las áreas restringidas

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

Análisis Técnico

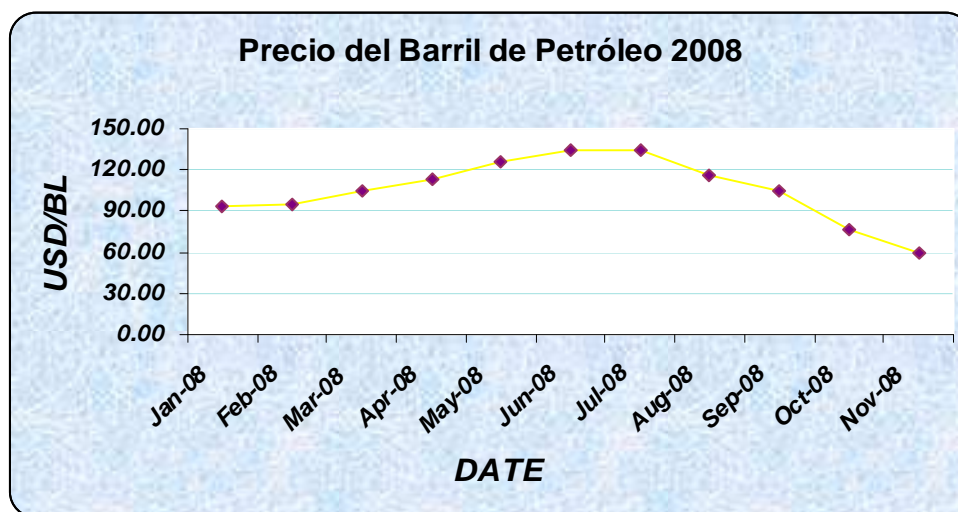
La prioridad de la industria petrolera es incrementar la producción de los campos, ya que ésta presenta disminución debido a diferentes factores como: declinación de la presión, bajo aporte de la arena, alto cortes de agua, estado mecánico de los pozos entre otros; por esta razón se cierran debido a que no es rentable tenerlos produciendo por debajo del límite económico establecido por la empresa (departamento de reservorios **50 BPPD**).

Análisis Económico

Este análisis ayudará a determinar con los distintos indicadores económicos si el proyecto es rentable para la empresa y determinar el tiempo que se tardaría en recuperar la inversión.

Análisis Precio Barril de Petróleo 2008 (figura 5.1).

FIGURA 5.1



Fuente: Banco Central del Ecuador
Elaborado por: Yonathan Cevallos

5.1 DESCRIPCIÓN DE COSTOS INVOLUCRADOS EN EL TRABAJO DE FRACTURA

Para la realización de un fracturamiento hidráulico se deben tomar en cuenta los siguientes rubros: Tabla 5.1.

TABLA 5.1
DETALLE DE COSTOS

| SERVICIO O PRODUCTO | COSTO ESTIMADO USD |
|---|-------------------------|
| Well Services: | |
| Hydraulic Fracturing | USD \$220,000 |
| Coiled Tubing | USD \$60,000 |
| Wireline: | |
| Temperature Logging: | USD \$20,000 |
| Well Completions: | |
| Bottom Hole Assembly Fracturing: | USD \$18,000 |
| Total Schlumberger: | USD \$318,000.00 |
| Rig Costo 10 días (alimentación,combustible,etc): | USD \$95,000.00 |
| Costo Bomba Jet: | USD \$10,000 |
| TOTAL FRACTURA: | USD \$423,000 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cía. Schlumberger
Elaborado por: Yonathan Cevallos

En el **Anexo 4** se muestra con mayor detalle el estimado de costos del trabajo de fracturamiento presentado en la propuesta realizada por la empresa Schlumberger a Andes Petroleum Ltd. Los costos por producción de barril y transporte también son tomados en cuenta para el presente análisis los cuales son: \$2.0 por barril producido hasta la cabeza del pozo y \$3.7 por barril transportado, la tasa de actualización que se toma en cuenta es de 11% anual.

5.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, destacando el intuitivo. Sin embargo, es importante la aplicación de métodos objetivos, entre los que se usará:

- Valor actual neto
- Tasa interna de retorno
- Relación Costo/ Beneficio

En el análisis económico se utilizó la ecuación de declinación exponencial para obtener los caudales en los diferentes meses de evaluación del proyecto.

$$q = q_1 * e^{-Dt} \quad (5.1)$$

Donde:

q= Caudal esperado a cierto periodo de tiempo BPPD

q₁ = Caudal inicial de petróleo BPPD

D= Porcentaje de declinación anual de la arena 2.64% (Dpto. de reservorios)

t= Tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal

Valor Actual Neto (VAN)¹

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasione. Al ser un método que tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto.

¹ http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_net

El valor actual neto es igual a la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa de actualización i .

Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN(i) = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad (5.2)$$

Donde:

$VAN_j(i)$ = Valor actual del ingreso neto del periodo j , a una tasa de actualización i .

$VAE_j(i)$ = Valor actual del egreso neto del periodo j , a una tasa de actualización i .

Con el uso del VAN se tiene los siguientes criterios de aceptación o rechazo de un proyecto:

| | | |
|-------------------------|----------|-------------------------------|
| Si $VAN > 0$ (positivo) | entonces | se acepta el proyecto |
| Si $VAN = 0$ | entonces | solo se recupera la inversión |
| Si $VAN < 0$ (negativo) | entonces | no se acepta el proyecto |

El análisis económico de acuerdo a la variación del precio del barril de petróleo con respecto al mercado, se lo realizó utilizando tres sensibilidades a futuro como son 60, 70,80 USD/Bl. Tabla 5.2.

TABLA 5.2
ANÁLISIS DEL VAN

| Precio Barril \$ (WTI) | 60 | 70 | 80 |
|------------------------|-----|-----|-----|
| VAN (\$) MM | 1,5 | 1,9 | 2,0 |

Elaborado por: Yonathan Cevallos

Analizando este indicador económico se puede concluir que el proyecto si es rentable para la empresa, lo cuál debe ser corroborado con la aplicación de los otros indicadores económicos.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

También denominada Tasa Interna de Rendimiento. La tasa interna de retorno es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad del mismo.

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. Tabla 5.3.

$$\text{Si VAN} = 0, \text{ entonces TIR} = i$$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

TIR es menor que i , el proyecto no es viable

TIR es igual a i , el proyecto es indiferente, y si

TIR es mayor que i , el proyecto es viable

TABLA 5.3
ANÁLISIS DEL TIR

| | | | |
|-------------------------------|----|----|----|
| Precio Barril \$ (WTI) | 60 | 70 | 80 |
| TIR (%) | 13 | 15 | 16 |

Elaborado por: Yonathan Cevallos

Relación Costo/ Beneficio (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB) es otro método de evaluación de proyectos, que al igual que los anteriores, muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión; todos calculados en el período de la inversión. Tabla 5.4.

Este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Egresos (actualizados)}} \quad (5.3)$$

Si $RCB > 1$ Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)

Si $RCB = 1$ Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)

Si $RCB < 1$ Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

La relación costo beneficio para los tres casos fue mayor a 1 por lo se concluye que el proyecto es aceptable, los valores que se obtuvieron fueron los siguientes:

TABLA 5.4
ANÁLISIS DE LA RCB

| Precio Barril \$ (WTI) | 60 | 70 | 80 |
|------------------------|------|------|------|
| RCB | 3,53 | 4,39 | 4,79 |

Elaborado por: Yonathan Cevallos

Resumiendo, 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 relación costo beneficio (RCB) es mayor que uno.

Reservas utilizadas

Las reservas utilizadas, para realizar el perfil de producción fueron obtenidas de un modelo matemático de la empresa, el cual considera las reservas probadas y probables (Modelo 2P).

El valor de estas reservas 2P para el pozo en estudio fue de 320,000 Barriles. En las tablas 5.2, 5.3 y 5.4 se detalla el cálculo del VAN, TIR y RCB para 60, 70 y 80 USD/BBL respectivamente.

Los parámetros de entrada ingresados antes de correr el modelo económico fueron:

- Limite económico 50 bls. (Dto. Reservorios Andes Petroleum).
- Tiempo de vida útil del proyecto hasta el 2011. *Tiempo estimado de vida útil del pozo hasta agotar reservas remanentes (205 M bls).
- Las reservas ingresadas fueron de 320 M bls.
- Inversiones ya detalladas de costos operativos y costos del capital.

Para la corrida del modelo económico se ingresó el valor del incremento de la productividad, que se obtiene de la diferencia del perfil de producción actual y perfil obtenido después de realizar la fractura hidráulica en el pozo.

Ingresos²

En la actividad comercial que realiza la empresa, los ingresos económicos provienen de la venta del petróleo. El valor del precio del barril de petróleo fue tomado, de un cuadro de tendencia del WTI (West Texas Intermediate), este valor fue ajustado al crudo Oriente.

Inversión del Proyecto

Para analizar las inversiones del proyecto se considera los denominados costos operacionales y los costos del capital.

Costos Operativos

Los costos de operaciones se entienden como los que cuesta a una empresa producir un barril de fluido (agua y petróleo).

² http://upload.wikimedia.org/wikipedia/en/a/ad/Oil_Prices_Medium_Term.jpg

Los costos directos.- Son aquellos que en la confección de un producto o presentación de un servicio son perfectamente medibles y cargables a una unidad identificada. Ejemplos:

Consumo de diesel.

Mantenimiento de generadores.

Servicios de alimentación y hospedaje.

Costos indirectos.- No está relacionado directamente con la producción, en la mayor parte de los casos por ser compartidos con otros departamentos, se los conoce como gastos administrativos. Ejemplos:

Suministros de oficina

Sueldos a personal administrativo

Costos Fijos.- Son aquellos que no dependen del volumen de actividades, es decir que se mantienen fijos pese a cualquier cambio de actividad.

Costos Variables.- son los costos que cambian en proporción directa al cambio de volumen de la actividad.

Costos de Capital

Es la tasa de descuento que sirve de límite mínimo para la asignación de recursos financieros a nuevos proyectos de inversión, es decir, es el costo de oportunidad de los fondos empleados en un proyecto.

Los costos del capital para la ejecución el proyecto son aproximadamente de 423,000 dólares americanos. El desglose de esta inversión se explica detalladamente en la tabla 5.1 y en el anexo 4.

Análisis Económico para un Precio por Barril de \$ 60 (WTI).

TABLA 5.5
RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO POR BARRIL DE \$ 60

| Meses | Producción Diaria Petróleo Incremental BPPD | Producción Diaria Agua Incremental BAPD | Producción Diaria Fluido Incremental BFPD | Producción mensual a 2.64% declinación anual BPPM | Producción mensual a 2.64% declinación anual BAPM | Regalías 25% al Estado BPPM | Empresa BPPM | Crudo Oriente USD | Precio Base USD | Precio Base *Inflación anual 4.5% (EEUU) USD | Estado USD/BPPM | Empresa USD/BPPM | Ingreso Empresa del Exedente USD | Ingreso Estado por Exedente Petrolero USD | Ingreso Neto Empresa Exedente + Precio Base USD | Egreso Rentas Sustitutivas USD/Bpp | Egreso Transporte USD/Bpp | Egreso Producción USD/Bpp | Egreso Fondo Desarrollo Amazónico USD/Bpp | Egreso Fondo Vial USD/Bpp | Total Egresos USD/Mes | Flujo Neto de Caja USD | Ingresos Totales Acumulados | |
|-------|---|---|---|---|---|-----------------------------|--------------|-------------------|-----------------|--|-----------------|------------------|----------------------------------|---|---|------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|---------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|-----------|
| | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70% | 30% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 423000,0 | -423000,0 | -423000,0 |
| 1 | 63 | 20 | 83 | 1915 | 608 | 479 | 1436 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65499,84 | 71,82 | 5314,7 | 2872,8 | 1436,4 | 502,7 | 10198,4 | 55301,4 | -367698,6 | |
| 2 | 63 | 20 | 83 | 1911 | 607 | 478 | 1433 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65355,90 | 71,66 | 5303,0 | 2866,5 | 1433,2 | 501,6 | 10176,0 | 55179,9 | -312518,7 | |
| 3 | 63 | 20 | 83 | 1907 | 605 | 477 | 1430 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65212,27 | 71,50 | 5291,3 | 2860,2 | 1430,1 | 500,5 | 10153,7 | 55058,6 | -257460,1 | |
| 4 | 63 | 21 | 83 | 1903 | 634 | 476 | 1427 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65068,96 | 71,35 | 5279,7 | 2853,9 | 1427,0 | 499,4 | 10131,4 | 54937,6 | -202522,5 | |
| 5 | 62 | 21 | 83 | 1898 | 633 | 475 | 1424 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64925,97 | 71,19 | 5268,1 | 2847,6 | 1423,8 | 498,3 | 10109,1 | 54816,9 | -147705,6 | |
| 6 | 62 | 21 | 83 | 1894 | 632 | 474 | 1421 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64783,29 | 71,03 | 5256,5 | 2841,4 | 1420,7 | 497,2 | 10086,9 | 54696,4 | -93009,2 | |
| 7 | 62 | 21 | 83 | 1890 | 630 | 473 | 1418 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64640,92 | 70,88 | 5245,0 | 2835,1 | 1417,6 | 496,1 | 10064,7 | 54576,2 | -38433,0 | |
| 8 | 62 | 21 | 83 | 1886 | 629 | 471 | 1414 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64498,87 | 70,72 | 5233,5 | 2828,9 | 1414,4 | 495,1 | 10042,6 | 54456,3 | 16023,3 | |
| 9 | 62 | 21 | 83 | 1882 | 628 | 470 | 1411 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64357,13 | 70,57 | 5222,0 | 2822,7 | 1411,3 | 494,0 | 10020,5 | 54336,6 | 70359,9 | |
| 10 | 62 | 22 | 83 | 1878 | 657 | 469 | 1408 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64215,70 | 70,41 | 5210,5 | 2816,5 | 1408,2 | 492,9 | 9998,5 | 54217,2 | 124577,1 | |
| 11 | 62 | 22 | 83 | 1874 | 656 | 468 | 1405 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64074,58 | 70,26 | 5199,0 | 2810,3 | 1405,1 | 491,8 | 9976,5 | 54098,1 | 178675,2 | |
| 12 | 61 | 22 | 83 | 1869 | 654 | 467 | 1402 | 45,6 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63933,77 | 70,10 | 5187,6 | 2804,1 | 1402,1 | 490,7 | 9954,6 | 53979,2 | 232654,3 | |
| 13 | 61 | 21 | 83 | 1865 | 653 | 466 | 1399 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63793,27 | 69,95 | 5176,2 | 2798,0 | 1399,0 | 489,6 | 9932,7 | 53860,5 | 286514,9 | |
| 14 | 61 | 21 | 83 | 1861 | 652 | 465 | 1396 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63653,08 | 69,80 | 5164,8 | 2791,8 | 1395,9 | 488,6 | 9910,9 | 53742,2 | 340257,1 | |
| 15 | 61 | 22 | 83 | 1857 | 681 | 464 | 1393 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63513,20 | 69,64 | 5153,5 | 2785,7 | 1392,8 | 487,5 | 9889,1 | 53624,1 | 393881,1 | |
| 16 | 61 | 22 | 83 | 1853 | 679 | 463 | 1390 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63373,62 | 69,49 | 5142,2 | 2779,5 | 1389,8 | 486,4 | 9867,4 | 53506,2 | 447387,4 | |
| 17 | 61 | 22 | 83 | 1849 | 678 | 462 | 1387 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63234,35 | 69,34 | 5130,9 | 2773,4 | 1386,7 | 485,4 | 9845,7 | 53388,7 | 500776,0 | |
| 18 | 61 | 22 | 83 | 1845 | 677 | 461 | 1384 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 63095,39 | 69,18 | 5119,6 | 2767,3 | 1383,7 | 484,3 | 9824,1 | 53271,3 | 554047,4 | |
| 19 | 61 | 22 | 83 | 1841 | 676 | 460 | 1381 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62956,73 | 69,03 | 5108,3 | 2761,3 | 1380,6 | 483,2 | 9802,5 | 53154,3 | 607201,6 | |
| 20 | 60 | 22 | 83 | 1837 | 674 | 459 | 1378 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62818,38 | 68,88 | 5097,1 | 2755,2 | 1377,6 | 482,2 | 9780,9 | 53037,4 | 660239,1 | |
| 21 | 60 | 23 | 83 | 1833 | 703 | 458 | 1375 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62680,33 | 68,73 | 5085,9 | 2749,1 | 1374,6 | 481,1 | 9759,4 | 52920,9 | 713160,0 | |
| 22 | 60 | 23 | 83 | 1829 | 702 | 457 | 1372 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62542,59 | 68,58 | 5074,7 | 2743,1 | 1371,5 | 480,0 | 9738,0 | 52804,6 | 765964,5 | |
| 23 | 60 | 23 | 83 | 1825 | 701 | 456 | 1369 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62405,14 | 68,43 | 5063,6 | 2737,1 | 1368,5 | 479,0 | 9716,6 | 52688,6 | 818653,1 | |
| 24 | 60 | 23 | 83 | 1821 | 700 | 455 | 1366 | 45,6 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62268,00 | 68,28 | 5052,4 | 2731,1 | 1365,5 | 477,9 | 9695,2 | 52572,8 | 871225,9 | |
| 25 | 60 | 23 | 83 | 1817 | 698 | 454 | 1363 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62131,16 | 68,13 | 5041,3 | 2725,1 | 1362,5 | 476,9 | 9673,9 | 52457,2 | 923683,1 | |
| 26 | 60 | 23 | 83 | 1813 | 697 | 453 | 1360 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61994,63 | 67,98 | 5030,3 | 2719,1 | 1359,5 | 475,8 | 9652,7 | 52342,0 | 976025,1 | |
| 27 | 59 | 24 | 83 | 1809 | 726 | 452 | 1357 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61858,39 | 67,83 | 5019,2 | 2713,1 | 1356,5 | 474,8 | 9631,5 | 52226,9 | 1028252,0 | |
| 28 | 59 | 24 | 83 | 1805 | 725 | 451 | 1354 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61722,45 | 67,68 | 5008,2 | 2707,1 | 1353,6 | 473,7 | 9610,3 | 52112,2 | 1080364,1 | |
| 29 | 59 | 24 | 83 | 1801 | 724 | 450 | 1351 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61586,81 | 67,53 | 4997,2 | 2701,2 | 1350,6 | 472,7 | 9589,2 | 51997,6 | 1132361,8 | |
| 30 | 59 | 24 | 83 | 1797 | 722 | 449 | 1348 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61451,47 | 67,38 | 4986,2 | 2695,2 | 1347,6 | 471,7 | 9568,1 | 51883,4 | 1184245,1 | |
| 31 | 59 | 24 | 83 | 1793 | 721 | 448 | 1345 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61316,42 | 67,23 | 4975,2 | 2689,3 | 1344,7 | 470,6 | 9547,1 | 51769,3 | 1236014,5 | |
| 32 | 59 | 24 | 83 | 1789 | 720 | 447 | 1342 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61181,67 | 67,09 | 4964,3 | 2683,4 | 1341,7 | 469,6 | 9526,1 | 51655,6 | 1287670,1 | |
| 33 | 59 | 25 | 83 | 1785 | 749 | 446 | 1339 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61047,22 | 66,94 | 4953,4 | 2677,5 | 1338,8 | 468,6 | 9505,2 | 51542,1 | 1339212,1 | |
| 34 | 59 | 25 | 83 | 1781 | 748 | 445 | 1336 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60913,07 | 66,79 | 4942,5 | 2671,6 | 1335,8 | 467,5 | 9484,3 | 51428,8 | 1390640,9 | |
| 35 | 58 | 25 | 83 | 1777 | 747 | 444 | 1333 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60779,20 | 66,64 | 4931,6 | 2665,8 | 1332,9 | 466,5 | 9463,4 | 51315,8 | 1441956,7 | |
| 36 | 58 | 25 | 83 | 1773 | 745 | 443 | 1330 | 45,6 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60645,64 | 66,50 | 4920,8 | 2659,9 | 1329,9 | 465,5 | 9442,6 | 51203,0 | 1493159,7 | |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

TABLA 5.5 CONTINUACIÓN

| EGRESOS | \$ |
|--------------------------|-----------|
| COSTO DE PRODUCCIÓN/bpp | 2 |
| COSTO DE TRANSPORTE/bpp | 3,7 |
| DESARROLLO AMAZÓNICO/bpp | 1 |
| FONDO VIAL/bpp | 0,35 |
| INVERSIÓN INICIAL | 423000 |
| RENTAS SUSTITUTIVAS | 0,05 |

| | |
|-----------------------|------|
| WTI | 60 |
| CRUDO ORIENTE | 45,6 |
| PENALIZACIÓN | 14,4 |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN | 11% |

| | | |
|------------------------------------|-------------|---------|
| DECLINACIÓN ANUAL | 0,0264 | ANUAL |
| DECLINACIÓN MENSUAL | 0,002 | MENSUAL |
| INCREMENTAL PETRÓLEO | 63 | BOPD |
| INCREMENTAL AGUA | 20 | BWPD |
| PRICE ROYALTY O PRECIO BASE | \$52 | |

| | |
|--------------------------------|-----------------|
| INVERSIÓN TOTAL | 423000 |
| TASA INTERNA DE RETORNO | 13% |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | USD |
| USD | \$53.386 |

| TASA DE ACTUALIZACIÓN | VAN | RBC |
|------------------------------|-----------------|-------------|
| 0,00% | 1493159,7 | 3,53 |
| 2,00% | 921584,48 | 2,18 |
| 4,00% | 569725,28 | 1,35 |
| 6,00% | 344625,08 | 0,81 |
| 8,00% | 195242,10 | 0,46 |
| 11,00% | 53385,75 | 0,13 |
| 12,00% | 20077,76 | 0,05 |
| 15,00% | -53773,18 | -0,13 |
| 20,00% | -124878,91 | -0,30 |
| 25,00% | -163030,13 | -0,39 |
| 30,00% | -184627,60 | -0,44 |
| 35,00% | -197025,80 | -0,47 |
| 40,00% | -203930,43 | -0,48 |
| 50,00% | -208587,49 | -0,49 |
| 60,00% | -206979,60 | -0,49 |
| 100,00% | -183909,93 | -0,43 |
| 200,00% | -131793,22 | -0,31 |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

FIGURA 5.2

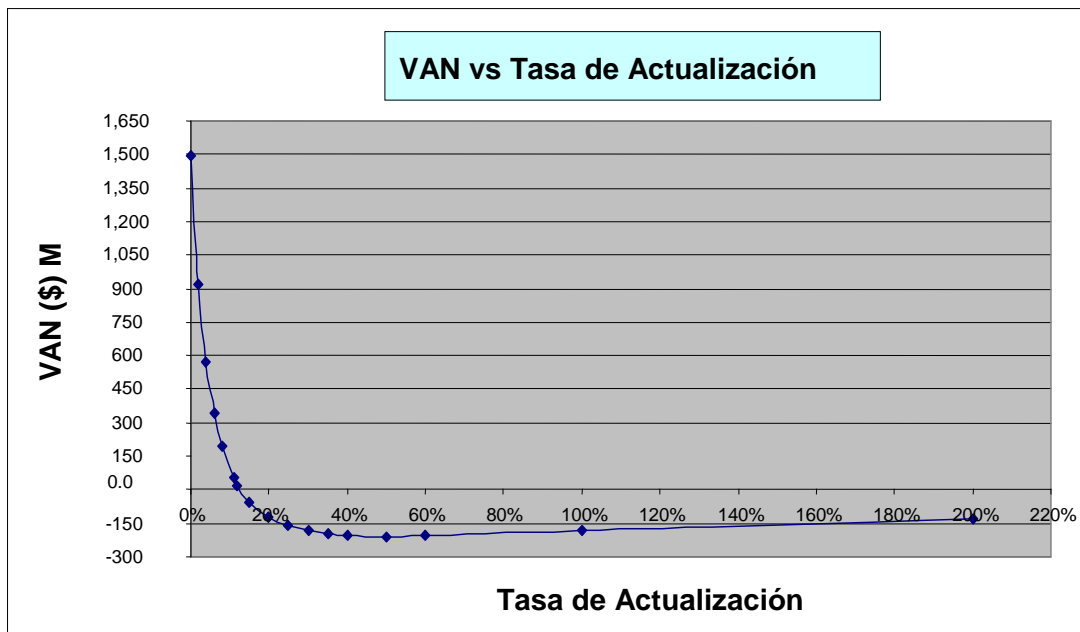
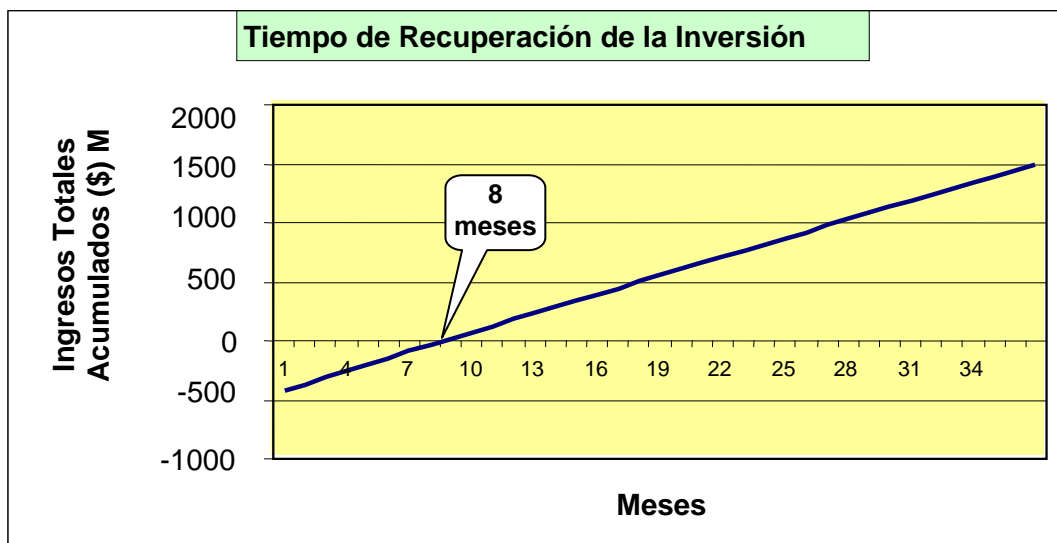


FIGURA 5.3



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
 Elaborado por: Yonathan Cevallos

Resumiendo el análisis económico cuando el precio del barril de petróleo es 60 USD y teniendo en cuenta todos los rubros e impuestos a pagar por barril de petróleo producido (Bpp) se observa que la recuperación de la inversión sería en 8 meses, además los indicadores económicos demuestran rentabilidad lo cuál es el objetivo trazado en el proyecto.

Análisis Económico para un Precio por Barril de \$ 70 (WTI).

TABLA 5.6
RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO POR BARRIL DE \$ 70

| Meses | Producción Diaria Petróleo Incremental BPPD | Producción Diaria Agua Incremental BAPD | Producción Diaria Fluido Incremental BFPD | Producción mensual a 2.64% declinación anual BPPM | Producción mensual a 2.64% declinación anual BAPM | Regalías 25% al Estado BPPM | Empresa BPPM | Crudo Oriente USD | Precio Base *Inflación anual 4.5% (EEUU) USD | Exedente Precio Base USD | Estado USD/BPPM | Empresa USD/BPPM | Ingreso Empresa del Exedente USD | Ingreso Estado por Exedente Petrolero USD | Ingreso Neto Empresa Exedente + Precio Base USD | Egreso Rentas Sustitutivas USD/Bpp | Egreso Transporte USD/Bpp | Egreso Producción USD/Bpp | Egreso Fondo Desarrollo Amazónico USD/Bpp | Egreso Fondo Vial USD/Bpp | Total Egresos USD/Mes | Flujo Neto de Caja USD | Ingresos Totales Acumulados |
|-------|---|---|---|---|---|-----------------------------|--------------|-------------------|--|--------------------------|-----------------|------------------|----------------------------------|---|---|------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|---------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|
| | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70% | 30% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 423000,0 | -423000,0 | -423000,0 |
| 1 | 63 | 20 | 83 | 1915 | 608 | 479 | 1436 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 517,10 | 1206,58 | 75209,90 | 71,82 | 5314,7 | 2872,8 | 1436,4 | 502,7 | 10198,4 | 65011,5 | -357988,5 |
| 2 | 63 | 20 | 83 | 1911 | 607 | 478 | 1433 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 515,97 | 1203,92 | 75044,62 | 71,66 | 5303,0 | 2866,5 | 1433,2 | 501,6 | 10176,0 | 64868,6 | -293119,9 |
| 3 | 63 | 20 | 83 | 1907 | 605 | 477 | 1430 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 514,83 | 1201,28 | 74879,71 | 71,50 | 5291,3 | 2860,2 | 1430,1 | 500,5 | 10153,7 | 64726,0 | -228393,9 |
| 4 | 63 | 21 | 83 | 1903 | 634 | 476 | 1427 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 513,70 | 1198,64 | 74715,15 | 71,35 | 5279,7 | 2853,9 | 1427,0 | 499,4 | 10131,4 | 64583,8 | -163810,1 |
| 5 | 62 | 21 | 83 | 1898 | 633 | 475 | 1424 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 512,57 | 1196,00 | 74550,96 | 71,19 | 5268,1 | 2847,6 | 1423,8 | 498,3 | 10109,1 | 64441,9 | -99368,2 |
| 6 | 62 | 21 | 83 | 1894 | 632 | 474 | 1421 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 511,45 | 1193,38 | 74387,13 | 71,03 | 5256,5 | 2841,4 | 1420,7 | 497,2 | 10086,9 | 64300,3 | -35068,0 |
| 7 | 62 | 21 | 83 | 1890 | 630 | 473 | 1418 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 510,32 | 1190,75 | 74223,66 | 70,88 | 5245,0 | 2835,1 | 1417,6 | 496,1 | 10064,7 | 64159,0 | 29091,0 |
| 8 | 62 | 21 | 83 | 1886 | 629 | 471 | 1414 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 509,20 | 1188,14 | 74060,54 | 70,72 | 5233,5 | 2828,9 | 1414,4 | 495,1 | 10042,6 | 64018,0 | 93108,9 |
| 9 | 62 | 21 | 83 | 1882 | 628 | 470 | 1411 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 508,08 | 1185,53 | 73897,79 | 70,57 | 5222,0 | 2822,7 | 1411,3 | 494,0 | 10020,5 | 63877,3 | 156986,2 |
| 10 | 62 | 22 | 83 | 1878 | 657 | 469 | 1408 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 506,97 | 1182,92 | 73735,39 | 70,41 | 5210,5 | 2816,5 | 1408,2 | 492,9 | 9998,5 | 63736,9 | 220723,1 |
| 11 | 62 | 22 | 83 | 1874 | 656 | 468 | 1405 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 505,85 | 1180,32 | 73573,35 | 70,26 | 5199,0 | 2810,3 | 1405,1 | 491,8 | 9976,5 | 63596,8 | 284319,9 |
| 12 | 61 | 22 | 83 | 1869 | 654 | 467 | 1402 | 53,2 | 52 | 1,20 | 0,84 | 0,36 | 504,74 | 1177,73 | 73411,67 | 70,10 | 5187,6 | 2804,1 | 1402,1 | 490,7 | 9954,6 | 63457,1 | 347777,0 |
| 13 | 61 | 21 | 83 | 1865 | 653 | 466 | 1399 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 74425,48 | 69,95 | 5176,2 | 2798,0 | 1399,0 | 489,6 | 9932,7 | 64492,8 | 412269,8 |
| 14 | 61 | 21 | 83 | 1861 | 652 | 465 | 1396 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 74261,93 | 69,80 | 5164,8 | 2791,8 | 1395,9 | 488,6 | 9910,9 | 64351,0 | 476620,8 |
| 15 | 61 | 22 | 83 | 1857 | 681 | 464 | 1393 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 74098,73 | 69,64 | 5153,5 | 2785,7 | 1392,8 | 487,5 | 9889,1 | 64209,6 | 540830,4 |
| 16 | 61 | 22 | 83 | 1853 | 679 | 463 | 1390 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73935,89 | 69,49 | 5142,2 | 2779,5 | 1389,8 | 486,4 | 9867,4 | 64068,5 | 604898,9 |
| 17 | 61 | 22 | 83 | 1849 | 678 | 462 | 1387 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73773,41 | 69,34 | 5130,9 | 2773,4 | 1386,7 | 485,4 | 9845,7 | 63927,7 | 668826,6 |
| 18 | 61 | 22 | 83 | 1845 | 677 | 461 | 1384 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73611,29 | 69,18 | 5119,6 | 2767,3 | 1383,7 | 484,3 | 9824,1 | 63787,2 | 732613,9 |
| 19 | 61 | 22 | 83 | 1841 | 676 | 460 | 1381 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73449,52 | 69,03 | 5108,3 | 2761,3 | 1380,6 | 483,2 | 9802,5 | 63647,0 | 796260,9 |
| 20 | 60 | 22 | 83 | 1837 | 674 | 459 | 1378 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73288,11 | 68,88 | 5097,1 | 2755,2 | 1377,6 | 482,2 | 9780,9 | 63507,2 | 859768,1 |
| 21 | 60 | 23 | 83 | 1833 | 703 | 458 | 1375 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73127,05 | 68,73 | 5085,9 | 2749,1 | 1374,6 | 481,1 | 9759,4 | 63367,6 | 923135,7 |
| 22 | 60 | 23 | 83 | 1829 | 702 | 457 | 1372 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72966,35 | 68,58 | 5074,7 | 2743,1 | 1371,5 | 480,0 | 9738,0 | 63228,4 | 986364,1 |
| 23 | 60 | 23 | 83 | 1825 | 701 | 456 | 1369 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72806,00 | 68,43 | 5063,6 | 2737,1 | 1368,5 | 479,0 | 9716,6 | 63089,4 | 1049453,5 |
| 24 | 60 | 23 | 83 | 1821 | 700 | 455 | 1366 | 53,2 | 54,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72646,00 | 68,28 | 5052,4 | 2731,1 | 1365,5 | 477,9 | 9695,2 | 62950,8 | 1112404,2 |
| 25 | 60 | 23 | 83 | 1817 | 698 | 454 | 1363 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72486,36 | 68,13 | 5041,3 | 2725,1 | 1362,5 | 476,9 | 9673,9 | 62812,4 | 1175216,7 |
| 26 | 60 | 23 | 83 | 1813 | 697 | 453 | 1360 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72327,06 | 67,98 | 5030,3 | 2719,1 | 1359,5 | 475,8 | 9652,7 | 62674,4 | 1237891,0 |
| 27 | 59 | 24 | 83 | 1809 | 726 | 452 | 1357 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72168,12 | 67,83 | 5019,2 | 2713,1 | 1356,5 | 474,8 | 9631,5 | 62536,7 | 1300427,7 |
| 28 | 59 | 24 | 83 | 1805 | 725 | 451 | 1354 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72009,52 | 67,68 | 5008,2 | 2707,1 | 1353,6 | 473,7 | 9610,3 | 62399,2 | 1362826,9 |
| 29 | 59 | 24 | 83 | 1801 | 724 | 450 | 1351 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71851,28 | 67,53 | 4997,2 | 2701,2 | 1350,6 | 472,7 | 9589,2 | 62262,1 | 1425089,0 |
| 30 | 59 | 24 | 83 | 1797 | 722 | 449 | 1348 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71693,38 | 67,38 | 4986,2 | 2695,2 | 1347,6 | 471,7 | 9568,1 | 62125,3 | 1487214,3 |
| 31 | 59 | 24 | 83 | 1793 | 721 | 448 | 1345 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71535,83 | 67,23 | 4975,2 | 2689,3 | 1344,7 | 470,6 | 9547,1 | 61988,8 | 1549203,1 |
| 32 | 59 | 24 | 83 | 1789 | 720 | 447 | 1342 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71378,62 | 67,09 | 4964,3 | 2683,4 | 1341,7 | 469,6 | 9526,1 | 61852,5 | 1611055,6 |
| 33 | 59 | 25 | 83 | 1785 | 749 | 446 | 1339 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71221,76 | 66,94 | 4953,4 | 2677,5 | 1338,8 | 468,6 | 9505,2 | 61716,6 | 1672772,2 |
| 34 | 59 | 25 | 83 | 1781 | 748 | 445 | 1336 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 71065,24 | 66,79 | 4942,5 | 2671,6 | 1335,8 | 467,5 | 9484,3 | 61581,0 | 1734353,2 |
| 35 | 58 | 25 | 83 | 1777 | 747 | 444 | 1333 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70909,07 | 66,64 | 4931,6 | 2665,8 | 1332,9 | 466,5 | 9463,4 | 61445,6 | 1795798,8 |
| 36 | 58 | 25 | 83 | 1773 | 745 | 443 | 1330 | 53,2 | 56,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70753,24 | 66,50 | 4920,8 | 2659,9 | 1329,9 | 465,5 | 9442,6 | 61310,6 | 1857109,4 |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

TABLA 5.6 CONTINUACIÓN

| EGRESOS | \$ |
|-----------------------------|-----------|
| COSTO DE PRODUCCIÓN/bpp | 2 |
| COSTO DE TRANSPORTE/bpp | 3,7 |
| DESARROLLO AMAZÓNICO/bpp | 1 |
| FONDO VIAL/bpp | 0,35 |
| INVERSIÓN INICIAL | 423000 |
| RENTAS SUSTITUTIVAS | 0,05 |

| | |
|-----------------------|------|
| WTI | 70 |
| CRUDO ORIENTE | 53,2 |
| PENALIZACIÓN | 16,8 |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN | 11% |

| | | |
|------------------------------------|-------------|---------|
| DECLINACIÓN ANUAL | 0,0264 | ANUAL |
| DECLINACIÓN MENSUAL | 0,002 | MENSUAL |
| INCREMENTAL PETRÓLEO | 63 | BOPD |
| INCREMENTAL AGUA | 20 | BWPD |
| PRICE ROYALTY O PRECIO BASE | \$52 | |

| | |
|------------------------------------|------------------|
| INVERSIÓN TOTAL | 423000 |
| TASA INTERNA DE RETORNO | 15% |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD | 132159,47 |

| TASA DE ACTUALIZACIÓN | VAN | RBC |
|----------------------------------|------------------|-------------|
| 0,00% | 1857109,4 | 4,39 |
| 2,00% | 1173005,6 | 2,77 |
| 4,00% | 751711,59 | 1,78 |
| 6,00% | 481986,84 | 1,14 |
| 8,00% | 302764,58 | 0,72 |
| 11,00% | 132159,47 | 0,31 |
| 12,00% | 91983,74 | 0,22 |
| 15,00% | 2582,93 | 0,01 |
| 20,00% | -84375,48 | -0,20 |
| 25,00% | -131982,90 | -0,31 |
| 30,00% | -159784,69 | -0,38 |
| 35,00% | -176536,61 | -0,42 |
| 40,00% | -186649,06 | -0,44 |
| 50,00% | -195685,38 | -0,46 |
| 60,00% | -196897,52 | -0,47 |
| 100,00% | -179065,40 | -0,42 |
| 200,00% | -130176,65 | -0,31 |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

FIGURA 5.4

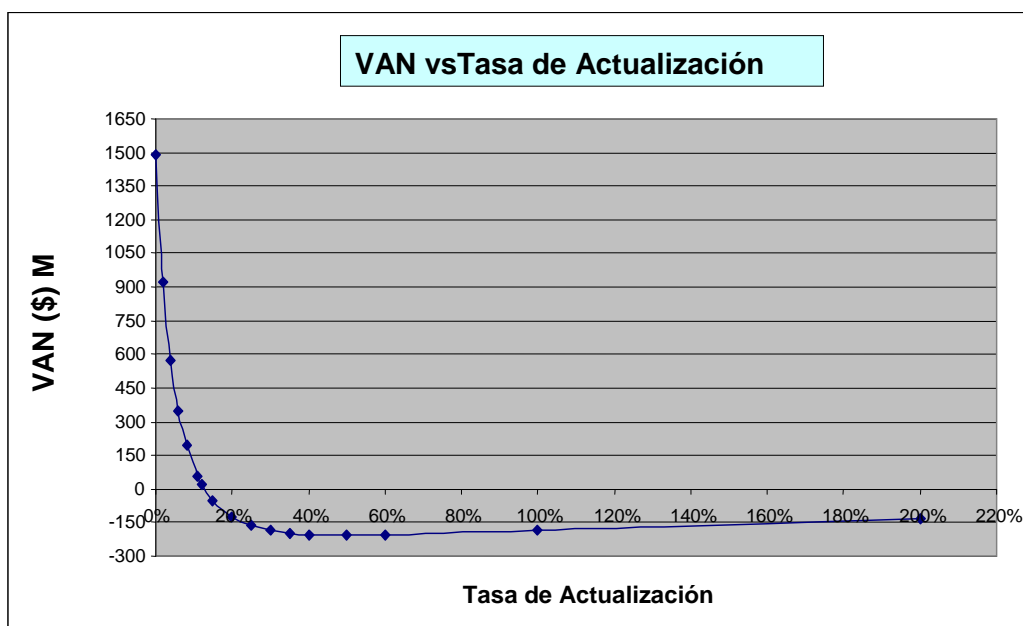
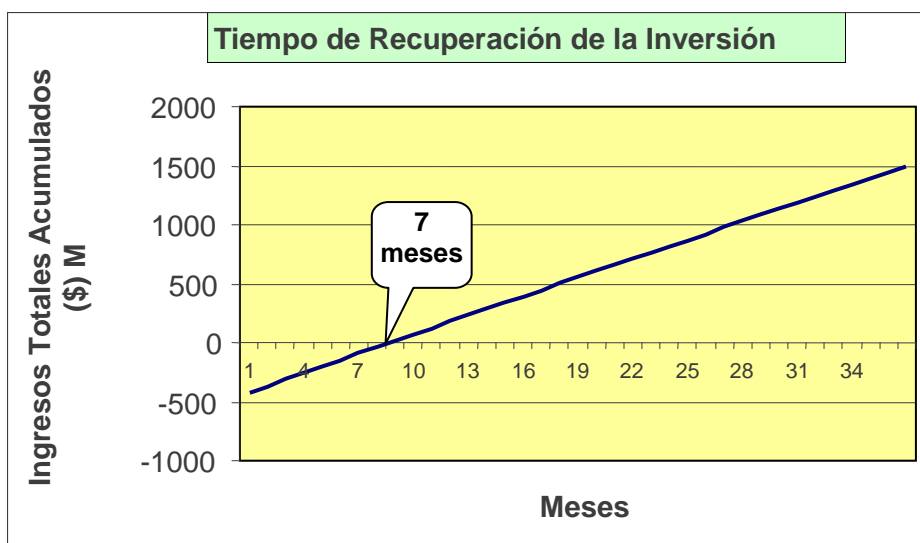


FIGURA 5.5



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Elaborado: Yonathan Cevallos

Resumiendo el análisis económico cuando el precio del barril de petróleo es 70 USD y teniendo en cuenta todos los rubros e impuestos a pagar por barril de petróleo producido (Bpp) se observa que la recuperación de la inversión sería en 7 meses, además los indicadores económicos demuestran rentabilidad lo cuál es el objetivo trazado en el proyecto.

Análisis Económico para un Precio por Barril de \$ 80 (WTI).

TABLA 5.7
RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO POR BARRIL DE \$ 80

| Meses | Producción Diaria Petróleo Incremental BPPD | Producción Diaria Agua Incremental BAPD | Producción Diaria Fluido Incremental BFPD | Producción mensual a 2.64% declinación anual BPPM | Producción mensual a 2.64% declinación anual BAPM | Regalías 25% al Estado BPPM | Empresa BPPM | Crudo Oriente USD | Precio Base *Inflación anual 4.5% (EEUU) USD | Exedente Precio Base USD | Estado USD/BPPM | Empresa USD/BPPM | Ingreso Empresa del Exedente USD | Ingreso Estado por Exedente Petrolero USD | Ingreso Neto Empresa Exedente + Precio Base USD | Egreso Rentas Sustitutivas USD/Bpp | Egreso Transporte USD/Bpp | Egreso Producción USD/Bpp | Egreso Fondo Desarrollo Amazónico USD/Bpp | Egreso Fondo Vial USD/Bpp | Total Egresos USD/Mes | Flujo Neto de Caja USD | Ingresos Totales Acumulados |
|-------|---|---|---|---|---|-----------------------------|--------------|-------------------|--|--------------------------|-----------------|------------------|----------------------------------|---|---|------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|---------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|
| 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70% | 30% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 423000,0 | -423000,0 | -423000,0 |
| 1 | 63 | 20 | 83 | 1915 | 608 | 479 | 1436 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3792,10 | 8848,22 | 78484,90 | 71,82 | 5314,7 | 2872,8 | 1436,4 | 502,7 | 10198,4 | 68286,5 | -354713,5 |
| 2 | 63 | 20 | 83 | 1911 | 607 | 478 | 1433 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3783,76 | 8828,78 | 78312,42 | 71,66 | 5303,0 | 2866,5 | 1433,2 | 501,6 | 10176,0 | 68136,4 | -286577,2 |
| 3 | 63 | 20 | 83 | 1907 | 605 | 477 | 1430 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3775,45 | 8809,38 | 78140,32 | 71,50 | 5291,3 | 2860,2 | 1430,1 | 500,5 | 10153,7 | 67986,7 | -218590,5 |
| 4 | 63 | 21 | 83 | 1903 | 634 | 476 | 1427 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3767,15 | 8790,02 | 77968,60 | 71,35 | 5279,7 | 2853,9 | 1427,0 | 499,4 | 10131,4 | 67837,2 | -150753,2 |
| 5 | 62 | 21 | 83 | 1898 | 633 | 475 | 1424 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3758,87 | 8770,70 | 77797,26 | 71,19 | 5268,1 | 2847,6 | 1423,8 | 498,3 | 10109,1 | 67688,2 | -83065,1 |
| 6 | 62 | 21 | 83 | 1894 | 632 | 474 | 1421 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3750,61 | 8751,43 | 77626,29 | 71,03 | 5256,5 | 2841,4 | 1420,7 | 497,2 | 10086,9 | 67539,4 | -15525,7 |
| 7 | 62 | 21 | 83 | 1890 | 630 | 473 | 1418 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3742,37 | 8732,19 | 77455,70 | 70,88 | 5245,0 | 2835,1 | 1417,6 | 496,1 | 10064,7 | 67391,0 | 51865,3 |
| 8 | 62 | 21 | 83 | 1886 | 629 | 471 | 1414 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3734,15 | 8713,01 | 77285,49 | 70,72 | 5233,5 | 2828,9 | 1414,4 | 495,1 | 10042,6 | 67242,9 | 119108,2 |
| 9 | 62 | 21 | 83 | 1882 | 628 | 470 | 1411 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3725,94 | 8693,86 | 77115,65 | 70,57 | 5222,0 | 2822,7 | 1411,3 | 494,0 | 10020,5 | 67095,1 | 186203,4 |
| 10 | 62 | 22 | 83 | 1878 | 657 | 469 | 1408 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3717,75 | 8674,75 | 76946,18 | 70,41 | 5210,5 | 2816,5 | 1408,2 | 492,9 | 9998,5 | 66947,7 | 253151,1 |
| 11 | 62 | 22 | 83 | 1874 | 656 | 468 | 1405 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3709,58 | 8655,69 | 76777,08 | 70,26 | 5199,0 | 2810,3 | 1405,1 | 491,8 | 9976,5 | 66800,6 | 319951,6 |
| 12 | 61 | 22 | 83 | 1869 | 654 | 467 | 1402 | 60,8 | 52 | 8,8 | 6,16 | 2,64 | 3701,43 | 8636,67 | 76608,36 | 70,10 | 5187,6 | 2804,1 | 1402,1 | 490,7 | 9954,6 | 66653,8 | 386605,4 |
| 13 | 61 | 21 | 83 | 1865 | 653 | 466 | 1399 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2711,21 | 6326,17 | 78731,53 | 69,95 | 5176,2 | 2798,0 | 1399,0 | 489,6 | 9932,7 | 68798,8 | 455404,2 |
| 14 | 61 | 21 | 83 | 1861 | 652 | 465 | 1396 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2705,26 | 6312,26 | 78558,51 | 69,80 | 5164,8 | 2791,8 | 1395,9 | 488,6 | 9910,9 | 68647,6 | 524051,8 |
| 15 | 61 | 22 | 83 | 1857 | 681 | 464 | 1393 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2699,31 | 6298,39 | 78385,87 | 69,64 | 5153,5 | 2785,7 | 1392,8 | 487,5 | 9889,1 | 68496,8 | 592548,5 |
| 16 | 61 | 22 | 83 | 1853 | 679 | 463 | 1390 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2693,38 | 6284,55 | 78213,61 | 69,49 | 5142,2 | 2779,5 | 1389,8 | 486,4 | 9867,4 | 68346,2 | 660894,8 |
| 17 | 61 | 22 | 83 | 1849 | 678 | 462 | 1387 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2687,46 | 6270,74 | 78041,73 | 69,34 | 5130,9 | 2773,4 | 1386,7 | 485,4 | 9845,7 | 68196,0 | 729090,8 |
| 18 | 61 | 22 | 83 | 1845 | 677 | 461 | 1384 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2681,55 | 6256,96 | 77870,23 | 69,18 | 5119,6 | 2767,3 | 1383,7 | 484,3 | 9824,1 | 68046,2 | 797137,0 |
| 19 | 61 | 22 | 83 | 1841 | 676 | 460 | 1381 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2675,66 | 6243,21 | 77699,10 | 69,03 | 5108,3 | 2761,3 | 1380,6 | 483,2 | 9802,5 | 67896,6 | 865033,6 |
| 20 | 60 | 22 | 83 | 1837 | 674 | 459 | 1378 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2669,78 | 6229,49 | 77528,35 | 68,88 | 5097,1 | 2755,2 | 1377,6 | 482,2 | 9780,9 | 67747,4 | 932781,0 |
| 21 | 60 | 23 | 83 | 1833 | 703 | 458 | 1375 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2663,91 | 6215,80 | 77357,98 | 68,73 | 5085,9 | 2749,1 | 1374,6 | 481,1 | 9759,4 | 67598,5 | 1000379,5 |
| 22 | 60 | 23 | 83 | 1829 | 702 | 457 | 1372 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2658,06 | 6202,14 | 77187,97 | 68,58 | 5074,7 | 2743,1 | 1371,5 | 480,0 | 9738,0 | 67450,0 | 1067829,5 |
| 23 | 60 | 23 | 83 | 1825 | 701 | 456 | 1369 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2652,22 | 6188,51 | 77018,35 | 68,43 | 5063,6 | 2737,1 | 1368,5 | 479,0 | 9716,6 | 67301,8 | 1135131,3 |
| 24 | 60 | 23 | 83 | 1821 | 700 | 455 | 1366 | 60,8 | 54,34 | 6,46 | 4,52 | 1,94 | 2646,39 | 6174,91 | 76849,09 | 68,28 | 5052,4 | 2731,1 | 1365,5 | 477,9 | 9695,2 | 67153,9 | 1202285,1 |
| 25 | 60 | 23 | 83 | 1817 | 698 | 454 | 1363 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1641,04 | 3829,09 | 79012,46 | 68,13 | 5041,3 | 2725,1 | 1362,5 | 476,9 | 9673,9 | 69338,5 | 1271623,7 |
| 26 | 60 | 23 | 83 | 1813 | 697 | 453 | 1360 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1637,43 | 3820,68 | 78838,82 | 67,98 | 5030,3 | 2719,1 | 1359,5 | 475,8 | 9652,7 | 69186,2 | 1340809,8 |
| 27 | 59 | 24 | 83 | 1809 | 726 | 452 | 1357 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1633,83 | 3812,28 | 78665,57 | 67,83 | 5019,2 | 2713,1 | 1356,5 | 474,8 | 9631,5 | 69034,1 | 1409843,9 |
| 28 | 59 | 24 | 83 | 1805 | 725 | 451 | 1354 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1630,24 | 3803,90 | 78492,70 | 67,68 | 5008,2 | 2707,1 | 1353,6 | 473,7 | 9610,3 | 68882,4 | 1478726,3 |
| 29 | 59 | 24 | 83 | 1801 | 724 | 450 | 1351 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1626,66 | 3795,54 | 78320,20 | 67,53 | 4997,2 | 2701,2 | 1350,6 | 472,7 | 9589,2 | 68731,0 | 1547457,4 |
| 30 | 59 | 24 | 83 | 1797 | 722 | 449 | 1348 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1623,09 | 3787,20 | 78148,09 | 67,38 | 4986,2 | 2695,2 | 1347,6 | 471,7 | 9568,1 | 68580,0 | 1616037,3 |
| 31 | 59 | 24 | 83 | 1793 | 721 | 448 | 1345 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1619,52 | 3778,88 | 77976,35 | 67,23 | 4975,2 | 2689,3 | 1344,7 | 470,6 | 9547,1 | 68429,3 | 1684466,6 |
| 32 | 59 | 24 | 83 | 1789 | 720 | 447 | 1342 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1615,96 | 3770,58 | 77804,99 | 67,09 | 4964,3 | 2683,4 | 1341,7 | 469,6 | 9526,1 | 68278,9 | 1752745,5 |
| 33 | 59 | 25 | 83 | 1785 | 749 | 446 | 1339 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1612,41 | 3762,29 | 77634,01 | 66,94 | 4953,4 | 2677,5 | 1338,8 | 468,6 | 9505,2 | 68128,8 | 1820874,4 |
| 34 | 59 | 25 | 83 | 1781 | 748 | 445 | 1336 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1608,87 | 3754,02 | 77463,40 | 66,79 | 4942,5 | 2671,6 | 1335,8 | 467,5 | 9484,3 | 67979,1 | 1888853,5 |
| 35 | 58 | 25 | 83 | 1777 | 747 | 444 | 1333 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1605,33 | 3745,77 | 77293,17 | 66,64 | 4931,6 | 2665,8 | 1332,9 | 466,5 | 9463,4 | 67829,7 | 1956683,2 |
| 36 | 58 | 25 | 83 | 1773 | 745 | 443 | 1330 | 60,8 | 56,79 | 4,01 | 2,81 | 1,20 | 1601,80 | 3737,54 | 77123,31 | 66,50 | 4920,8 | 2659,9 | 1329,9 | 465,5 | 9442,6 | 67680,7 | 2024363,9 |

2024363,9

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

TABLA 5.7 CONTINUACIÓN

| EGRESOS | \$ |
|--------------------------|-----------|
| COSTO DE PRODUCCIÓN/bpp | 2 |
| COSTO DE TRANSPORTE/bpp | 3,7 |
| DESARROLLO AMAZÓNICO/bpp | 1 |
| FONDO VIAL/bpp | 0,35 |
| INVERSIÓN INICIAL | 423000 |
| RENTAS SUSTITUTIVAS | 0,05 |

| | |
|-----------------------|------|
| WTI | 80 |
| CRUDO ORIENTE | 60,8 |
| PENALIZACIÓN | 19,2 |
| TASA DE ACTUALIZACIÓN | 11% |

| | | |
|------------------------------------|-------------|---------|
| DECLINACIÓN ANUAL | 0,0264 | ANUAL |
| DECLINACIÓN MENSUAL | 0,002 | MENSUAL |
| INCREMENTAL PETRÓLEO | 63 | BOPD |
| INCREMENTAL AGUA | 20 | BWPD |
| PRICE ROYALTY O PRECIO BASE | \$52 | |

| | |
|------------------------------------|------------------|
| INVERSIÓN TOTAL | 423000 |
| TASA INTERNA DE RETORNO | 16% |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD | 161356,78 |

| TASA DE ACTUALIZACIÓN | VAN | RBC |
|------------------------------|------------------|-------------|
| 0,00% | 2024363,9 | 4,79 |
| 2,00% | 1282952,6 | 3,03 |
| 4,00% | 827667,60 | 1,96 |
| 6,00% | 536979,98 | 1,27 |
| 8,00% | 344309,36 | 0,81 |
| 11,00% | 161356,78 | 0,38 |
| 12,00% | 118344,08 | 0,28 |
| 15,00% | 22714,80 | 0,05 |
| 20,00% | -70278,00 | -0,17 |
| 25,00% | -121322,50 | -0,29 |
| 30,00% | -151316,71 | -0,36 |
| 35,00% | -169581,21 | -0,40 |
| 40,00% | -180796,62 | -0,43 |
| 50,00% | -191326,23 | -0,45 |
| 60,00% | -193494,38 | -0,46 |
| 100,00% | -177431,36 | -0,42 |
| 200,00% | -129631,41 | -0,31 |

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

FIGURA 5.6

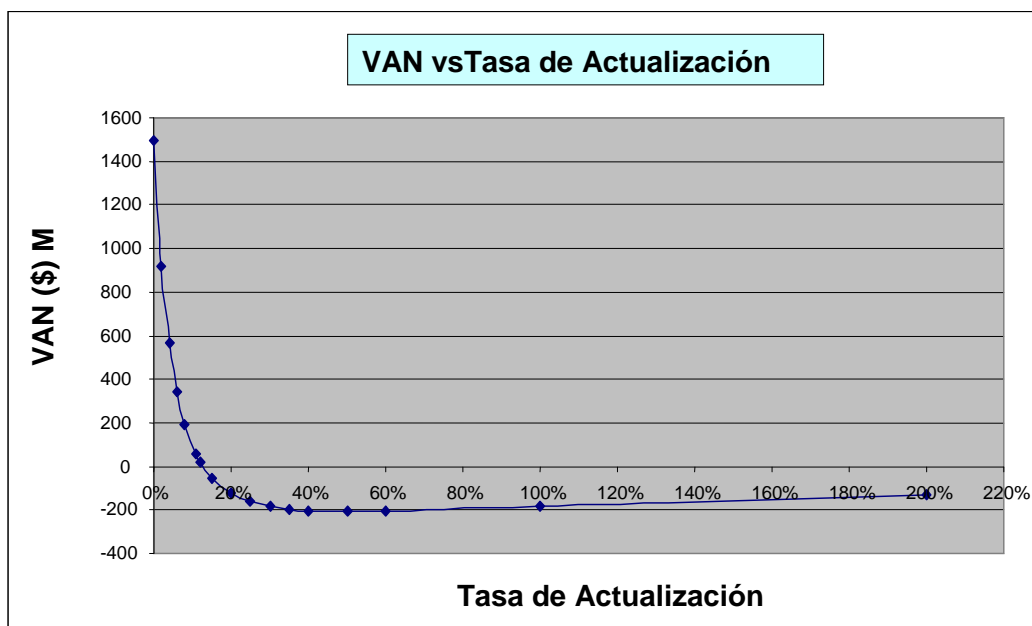
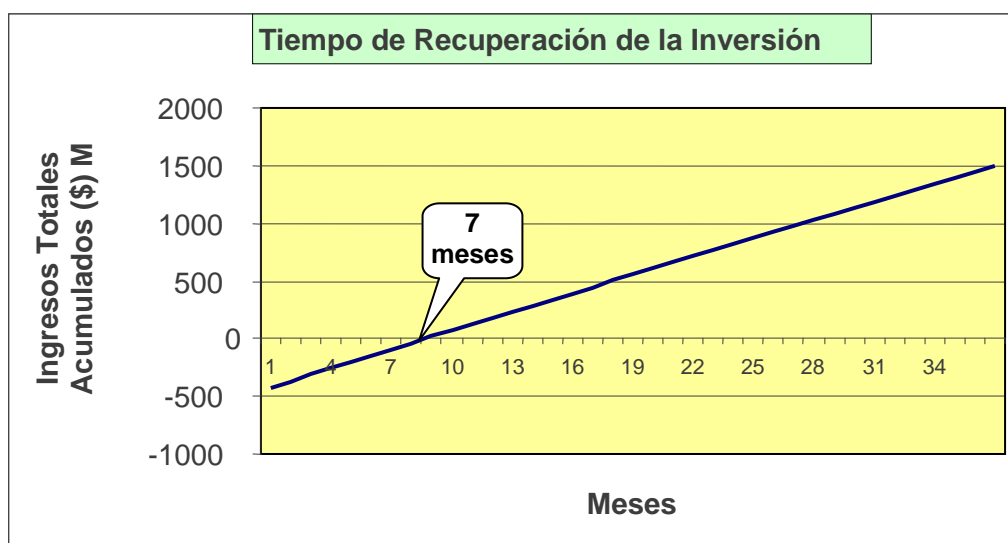


FIGURA 5.7



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Yonathan Cevallos.

Resumiendo el análisis económico cuando el precio del barril de petróleo es 80 USD y teniendo en cuenta todos los rubros e impuestos a pagar por Bpp se observa que la recuperación de la inversión sería en 7 meses, además los indicadores económicos demuestran rentabilidad lo cuál es el objetivo trazado en el proyecto.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES:

- Al realizar un fracturamiento se busca generar canales conductividad que comunique al yacimiento con el pozo, al mismo tiempo minimizar la caída de presión. Al cumplir estos objetivos se obtiene un incremento de la producción y minimiza los problemas de depósitos de finos.
- La clave principal para determinar cuando un pozo es o no un buen candidato a ser fracturado, es diagnosticar las razones por las que el pozo tiene baja productividad.
- En base a las experiencias presentadas en el campo se ha comprobado que el tratamiento de fractura hidráulica ha dado buenos resultados en los pozos que han sido seleccionados como candidatos.
- Cuando se realiza el tratamiento en zonas delgadas el régimen de producción no depende del espesor de la zona, sino del potencial y de la conductividad que se obtenga entre el reservorio y el pozo.
- Se ha comprobado que las propiedades de los fluidos que se utilizan en fractura como coeficiente de filtrado y reología son drásticamente afectados por la temperatura.
- Los fluidos de fractura deben reunir ciertas condiciones de seguridad para poder ser usados en el campo. Por este motivo los fluidos base acuosa son los mas comúnmente usados.

- Se tiene claro lo importante que es tener la información completa del pozo para el tratamiento de fractura como es: espesor de la formación, información de intervenciones previas, aislamiento entre zonas, estado del equipo, historial de producción del pozo y la de los que lo rodean, ubicación de los contactos gas petróleo y agua - petróleo, etc. La confiabilidad de los datos resulta significativa en las estimaciones del diseño de un tratamiento de fractura.
- Las técnicas de evaluación han permitido alcanzar un alto porcentaje de éxito en el mejoramiento de la capacidad productiva, mediante el fracturamiento hidráulico en los reservorios del Oriente del Ecuador.
- La efectividad de un fracturamiento hidráulico depende de la extensión de la fractura producida.
- La tasa incremental de petróleo si realizamos la operación de fractura es de 63 BPPD.
- Analizando las tres sensibilidades y comparando cada uno de los indicadores económicos se concluye y se ratifica la alta rentabilidad del proyecto de fracturamiento hidráulico en cada uno de los casos descritos.

| Precio Crudo (WTI) | \$60 | \$70 | \$80 |
|---------------------------|-------------|-------------|-------------|
| VAN (\$) MM | 1,5 | 1,9 | 2,0 |
| TIR (11%) | 13% | 15% | 16% |
| RBC | 3.53 | 4.39 | 4.79 |

6.2 RECOMENDACIONES:

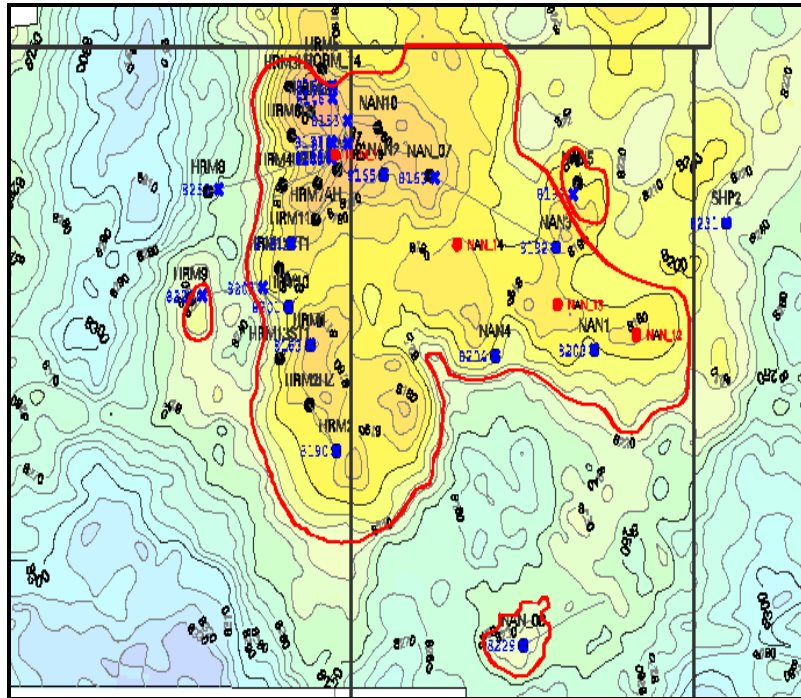
- La mejor recomendación que se puede tomar para obtener éxito en el diseño de un tratamiento de estimulación es NO economizar en pruebas de pozo y pruebas de laboratorio.
- Antes de realizar la simulación del posible comportamiento del pozo a la fractura debemos cerrarlo un tiempo prudencial para obtener datos mediante una prueba de restauración de presión, los mismos que posteriormente serán ingresados al FracCADE y ayudarán en la toma de decisiones.
- Se deberá ser muy minucioso al momento de realizar la selección del agente de sostén (apuntalante) y de todos los elementos que componen el fluido de fractura ya que de esto dependerá el éxito o el fracaso del tratamiento.
- Tener en cuenta la potencia que se dará a los equipos de fractura para así de este modo no sobrepasar la establecida por la simulación, ya que, se podría causar daños insuperables en la formación.
- En caso de tener una tendencia a la baja del barril de petróleo (WTI) con relación a las tres sensibilidades consideradas en el estudio económico, se deberá realizar un nuevo estudio económico el cuál determinará la factibilidad o no del proyecto de acuerdo al mercado.
- Durante las operaciones del fracturamiento hidráulico se debe tener en cuenta que se trabaja con altas presiones en superficie, es por ello que todo el personal de operaciones debe ser notificado, para no tener posibles accidentes que lamentar.
- Debido a la alta rentabilidad y al corto plazo de recuperación de la inversión se recomienda la realización del proyecto de fracturamiento hidráulico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

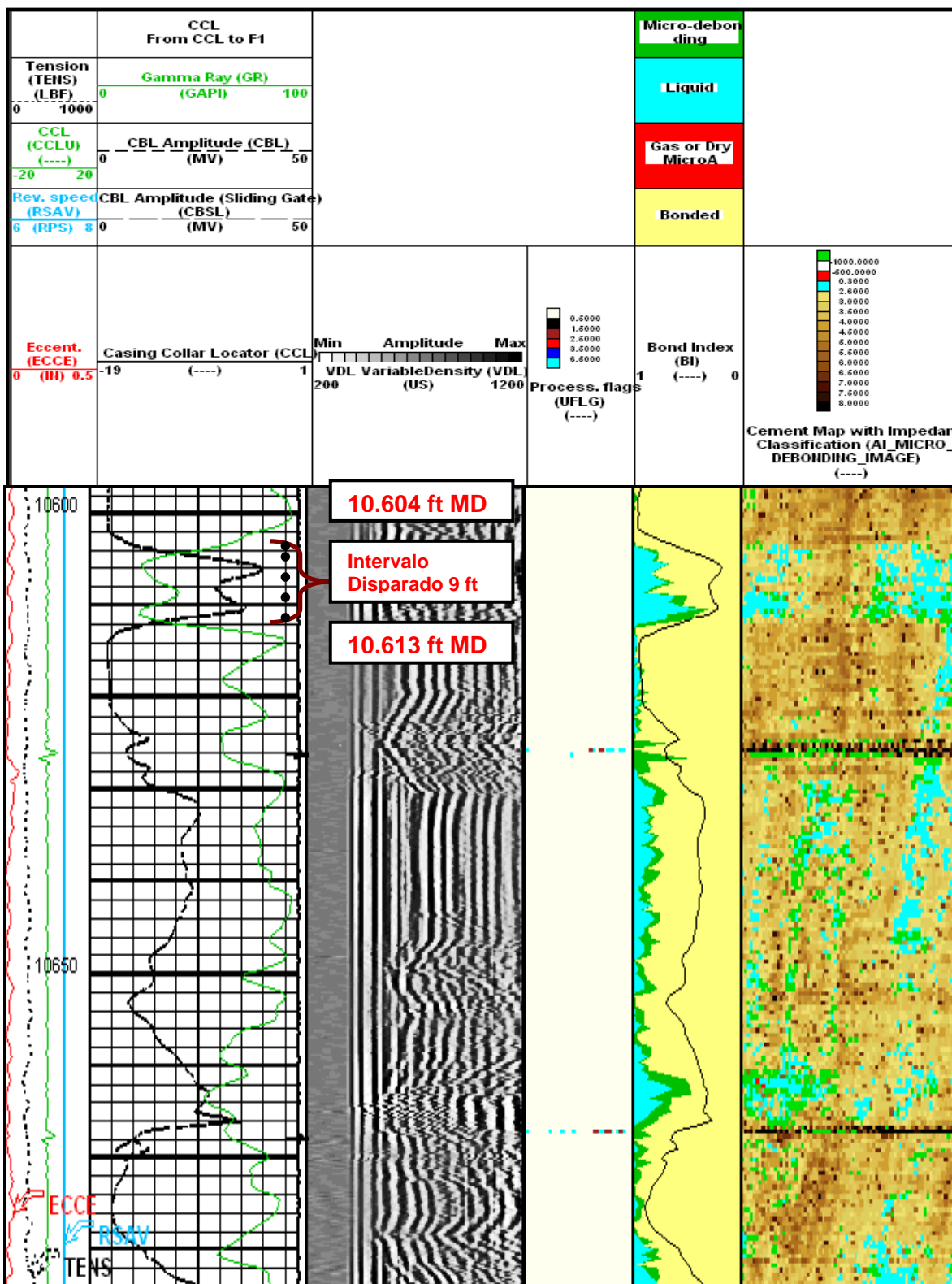
- AEC Ecuador. (1992). “Plan de desarrollo Área: SUNKA – WANKE “. Bloque 14 – Ecuador.
- Allen- Roberts, (2006) “Production Operations”. Tomo II
- <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/Archivos Adjuntos/ABECE/CAP09.PDF>
- http://www.slb.com/content/services/stimulation/fracturing/yf_100ec.asp
- http://upload.wikimedia.org/wikipedia/en/a/ad/Oil_Prices_Medium_Term.jpg
- Integrated energy services. (2002).” Economical Fracture optimization for models”
- P.F Coates. (1973). “Fundamentos de Mecánica de Rocas”. Tercera Edición.
- Schlumberger, (2007). “Perforating Services Catalog”
- SPE 26203. S.R. Reeves (1993). “Stimulation Technology in the Antrim Shale”
- SPE 56469 J Gilliat, Halliburton Energy Services, (1999). “ A review of field Performance of New Propellant/ Perforating Technologies”
- SPE 102907 C.W. Wieland, Encana Oil & Gas, (2006). “Results of a Laboratory Propellant fracturing Test in a Colton Sandstone Block”
- SPE 71641 W. David, Rogaland Research, (2001). “Numerical Modeling and Parametric Analysis For Designing Propellant Gas Fracturing”

ANEXOS

ANEXO 1
MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO NANTU

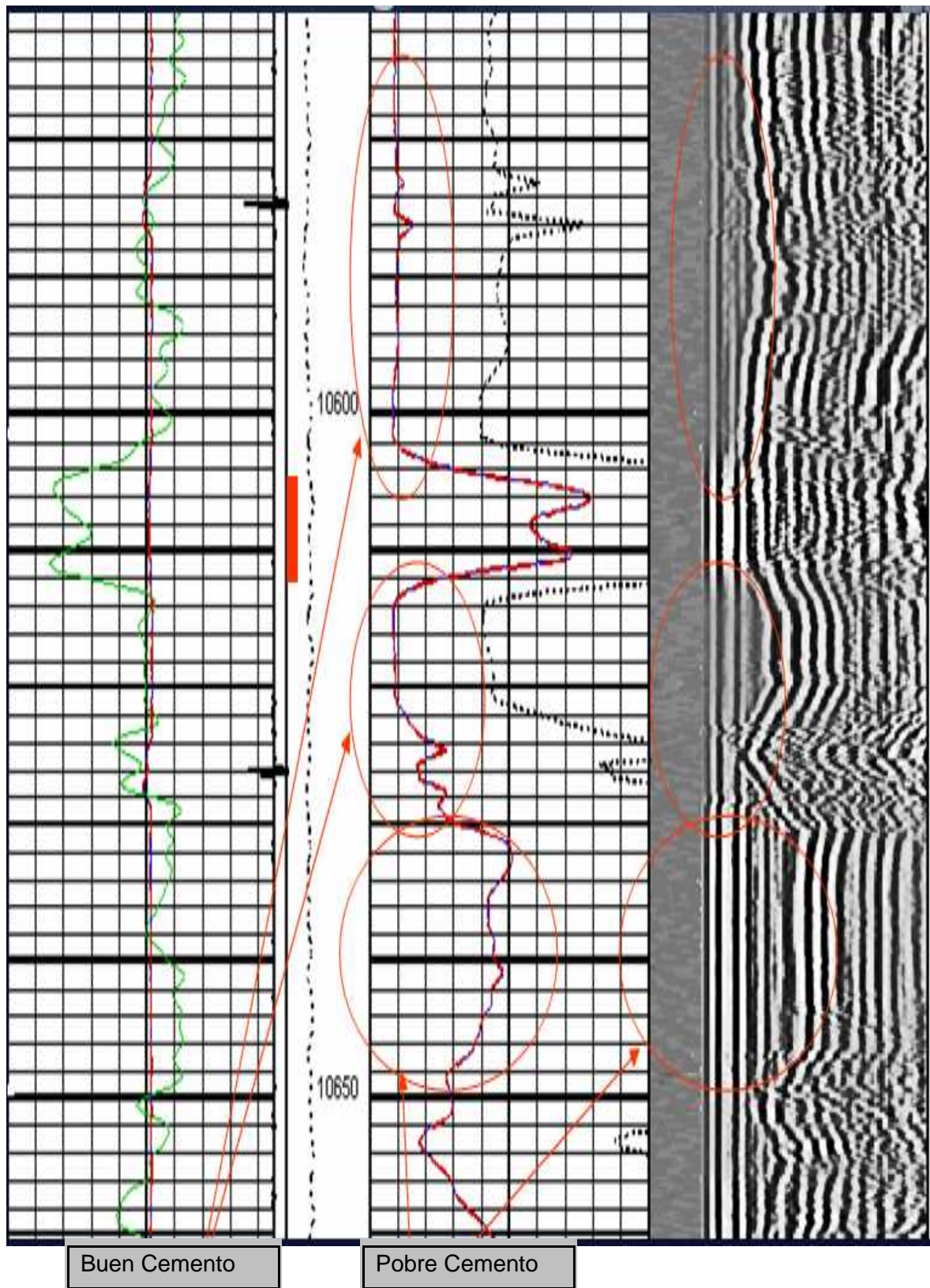


ANEXO 2
ANÁLISIS DEL CEMENTO NANTU Y



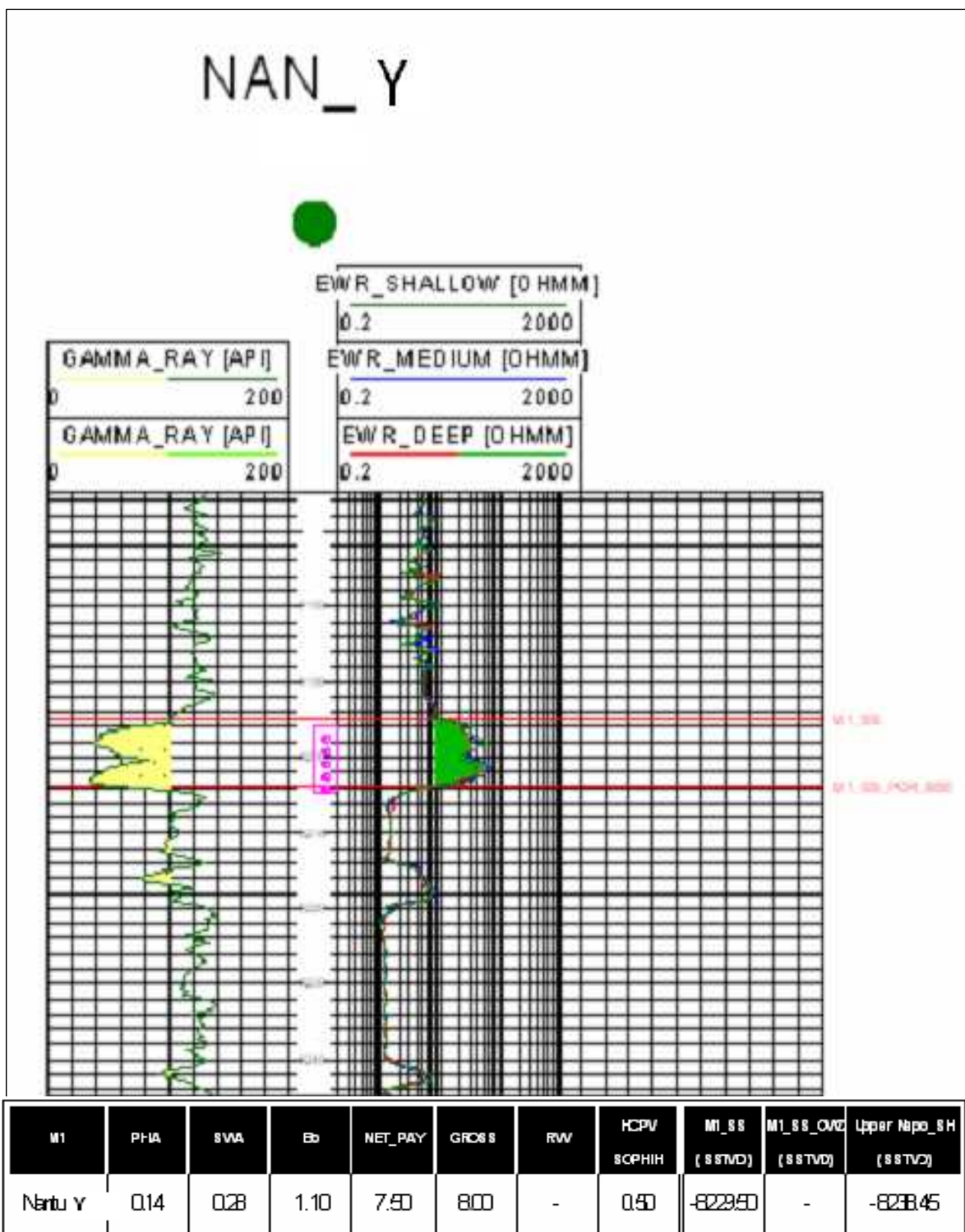
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
 Elaborado por: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 4: CONTINUACIÓN



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Elaborado por: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 3
REGISTROS ELÉCTRICOS INTERPRETACIÓN
PETROFÍSICA NANTU Y



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
 Elaborado por: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 4
COSTOS OPERACIONALES FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO

| SERVICIOS Y PRODUCTOS | | | | | |
|------------------------|--|----------|----------|-----------------|---------------------|
| Codigo | Descripcion | Cantidad | Un. | Precio Unitario | Monto |
| 58041009 | Acid transport on location per hour | 8 | hr | \$280.00 | \$1,120.00 |
| 59200002 | Mobilization per kilometer, round trip x heavy vehicle | 1800 | km | \$8.28 | \$10,432.80 |
| 59200005 | Mobilization per kilometer, round trip x light vehicle | 600 | km | \$4.79 | \$2,899.20 |
| 28100000 | Pumping equipment, frac pumps 0-5000psi first two hours, hhp | 2000 | hhp | \$15.95 | \$25,520.00 |
| 28140000 | Additional time frac pumps, 5001-6000psi, hhp x hr | 0 | hhp x hr | \$5.92 | \$0.00 |
| 26600081 | PCD blender, 31-40bpm, first two hours or fraction | 1 | ea | \$7,800.00 | \$6,240.00 |
| 26605081 | PCD blender, 31-40bpm, additional hours | 0 | hr | \$1,660.00 | \$0.00 |
| 28411300 | PCD Blender, non pumping service time | 0 | hr | \$749.00 | \$0.00 |
| 107289000 | Inter ACT, Realtime delivery service | 1 | ea | \$3,330.00 | \$2,694.00 |
| 102478000 | Field engineer per day or fraction on location (2 employees) | 4 | day | \$1,750.00 | \$3,660.00 |
| 103017000 | Hydraulic crane per day | 2 | Day | \$5,360.00 | \$8,624.00 |
| 102478001 | Equipment operator per day or fraction on location (6 employees) | 12 | day | \$600.00 | \$6,480.00 |
| 107013004 | Fractanks 500bbls capacity x 3 units per day | 12 | day | \$492.00 | \$4,729.20 |
| 29109002 | Sand silo on location | 1 | ea | \$2,080.00 | \$1,664.00 |
| 56634000 | Stimulation production forecast, each | 1 | ea | \$700.80 | \$700.80 |
| 56682000 | Laboratory support on location, per day | 1 | day | \$2,040.00 | \$1,632.00 |
| 102316000 | DataFRAC service analysis | 1 | job | \$7,600.00 | \$6,080.00 |
| 56680000 | Treatment monitoring service, per job | 1 | job | \$5,900.00 | \$4,720.00 |
| S105-1620 | CarbDI TE 1620, per pound | 20000 | lb | \$2.39 | \$38,240.00 |
| H010 | Hydrochloric acid per gallon, 10% | 588 | gal | \$4.57 | \$2,149.76 |
| J501-1580 | J501, PropNET II per lb of prop treated, 15-50k lb | 10000 | lb | \$0.70 | \$5,600.00 |
| M275 | Bactericide, per pound | 6 | lb | \$155.00 | \$744.00 |
| J218 | J218, breaker, solution | 11 | lb | \$13.70 | \$120.55 |
| J475 | J475, encapsulated breaker | 22 | lb | \$69.50 | \$1,555.20 |
| J914 | YPI00HTD, conversion charge, per gallon of x-linked fluid | 25200 | gal | \$0.53 | \$10,704.96 |
| M003 | M003, Soda ash para neutralizacion de acido | 100 | lb | \$2.41 | \$192.80 |
| J353 | J353, Estabilizador para alta temperatura | 30 | lb | \$13.30 | \$199.20 |
| J499 | J499, RoSAVER, control de filtrado para DataFRAC y PAD | 200 | lb | \$49.10 | \$7,866.00 |
| J623 | FrefLO, preflush, per gallon | 5040 | gal | \$5.29 | \$21,329.28 |
| F103 | Surfactant | 170 | gal | \$124.00 | \$12,648.00 |
| J877 | Slurry, guar | 280 | gal | \$62.90 | \$18,580.00 |
| V054 | Anti-emulsion | 27 | gal | \$120.50 | \$2,602.80 |
| A281 | Corrosion inhibitor | 2 | gal | \$165.50 | \$231.70 |
| M117 | Potassium chloride | 9800 | lb | \$1.09 | \$8,545.80 |
| J460 | Crosslinker delay | 0 | lb | \$12.55 | \$0.00 |
| LD41 | Iron control | 55 | lb | \$15.05 | \$413.88 |
| V080 | Demulsifier | 15 | gal | \$119.00 | \$1,428.00 |
| Total Servicios | | | | | \$220,031.70 |

ANEXO 4: CONTINUACIÓN

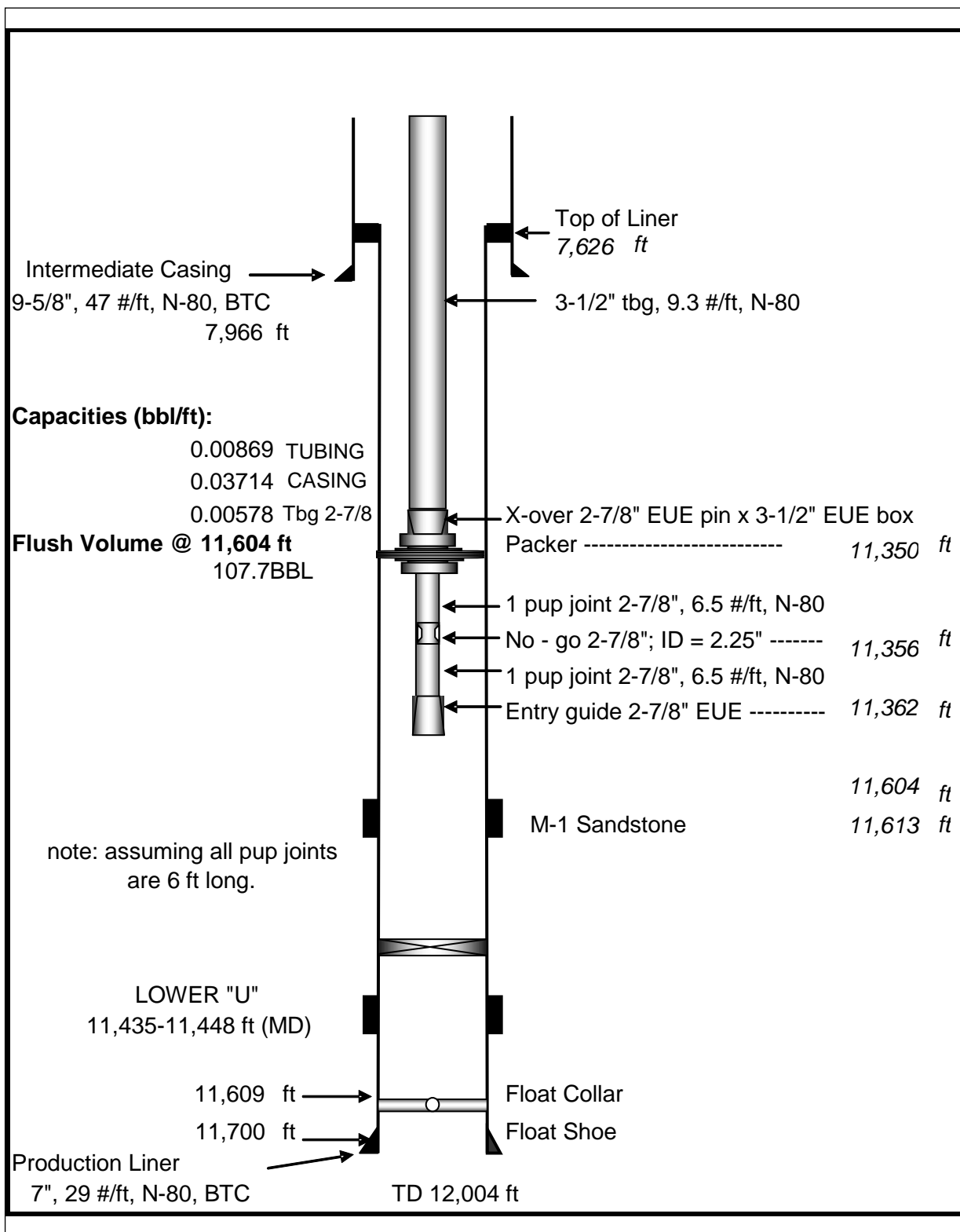
SERVICIOS Y PRODUCTOS

| Codigo | Descripcion | Cantidad | Un. | Precio Unitario | Monto |
|-------------------------|--|----------|-----|-----------------|--------------------|
| 28179000 | Non Pumping service time, frac pumps | 4 | hr | \$1,095.00 | \$3,504.00 |
| 59200002 | Mobilization per kilometer, round trip x heavy vehicle | 0 | km | \$8.28 | \$0.00 |
| 59200005 | Mobilization per kilometer, round trip x light vehicle | 0 | km | \$4.79 | \$0.00 |
| 28411300 | PCD Blender, non pumpingservice time | 2 | hr | \$749.00 | \$1,198.40 |
| 102476000 | Field engineer per day or fraction on location (2 employees) | 2 | day | \$1,750.00 | \$1,925.00 |
| 102476001 | Equipment operator per day or fraction on location (6 employees) | 6 | day | \$600.00 | \$3,240.00 |
| 107013004 | Frac tanks 500bbls capacity x2 units per day | 3 | day | \$402.00 | \$1,198.80 |
| 50682000 | Laboratory support on location, per day | 1 | day | \$2,040.00 | \$1,632.00 |
| Total Servicios: | | | | | \$12,680.20 |

| COILED TUBING SERVICES - WELLBORE CLEANOUT | | | | | |
|---|---|----------|------|-----------------|--------------------|
| Codigo | Descripcion | Cantidad | Un. | Precio Unitario | Monto |
| 102967002 | 1-1/2' CT Unit first 8hrs | 1 | EA | \$5,480.00 | \$4,364.00 |
| 102968002 | 1-1/2' CT Unit additional hr | 6 | HR | \$480.00 | \$2,304.00 |
| 102970002 | 1-1/2' CT per run per ft | 10500 | t | \$0.68 | \$5,712.00 |
| 102970102 | Severe service, per exposed ft, per day | 10500 | t | \$0.41 | \$3,444.00 |
| 110048100 | UTIM monitor per downhole t run | 10500 | t | \$0.11 | \$924.00 |
| 110049000 | CoilCAT complete job monitoring | 1 | EA | \$2,460.00 | \$1,230.00 |
| 107021000 | Quick latch connection per day | 1 | Day | \$2,770.00 | \$1,385.00 |
| 110012000 | 3 1/16" or 4 1/16" 15M Quad BCP, per day | 1 | Day | \$3,060.00 | \$1,530.00 |
| 270001N | External slip CT connector | 1 | Day | \$423.50 | \$211.75 |
| 270048N | 1-11/16" double flapper check valve | 1 | Day | \$1,160.00 | \$680.00 |
| 270063N | 1-11/16" tubing pressure disconnect | 1 | Day | \$1,660.00 | \$830.00 |
| 109007000 | Stripper element insert, at least one per | 1 | EA | \$442.00 | \$221.00 |
| 102877025 | Fluid pumper 2501 - 5,000 psi first two | 1 | EA | \$2,440.00 | \$1,708.00 |
| 102878025 | Fluid pumper, additional hours | 12 | HR | \$697.00 | \$3,582.00 |
| 103107000 | Engineer, land, per hour (8hrs minimum) | 14 | HR | \$161.50 | \$1,895.75 |
| 103109000 | Service supervisor, land, per hr (8hrs | 14 | HR | \$151.00 | \$1,585.50 |
| 103119000 | Truck operator (2 employees) | 28 | HR | \$120.50 | \$2,699.20 |
| 103017000 | Hydraulic crane per day | 1 | Day | \$5,390.00 | \$4,312.00 |
| 59220003 | Tractor /trailer (round trip), CTU, pump, | 522 | km | \$8.28 | \$2,593.30 |
| 103036000 | PowerCLEAN tools and design, per | 1 | Day | \$5,800.00 | \$4,060.00 |
| 103036002 | Redress PowerCLEAN tools, per run | 1 | ea | \$1,270.00 | \$889.00 |
| Total Servicios: | | | | | \$45,880.50 |
| COILED TUBING SERVICES - STAND BY PER DAY OR CANCELLED OPERATION ONCE ON LOCATION | | | | | |
| Codigo | Descripcion | Cantidad | Un. | Precio Unitario | Monto |
| 103109000 | Service supervisor, land, per hr (8hrs | 8 | HR | \$151.00 | \$966.40 |
| 103119000 | Truck operator (2 employees) | 16 | HR | \$120.50 | \$1,542.40 |
| 59220003 | Tractor /trailer (round trip), CTU, pump, | 0 | km** | \$8.28 | \$0.00 |
| 103017000 | Hydraulic crane per day | 1 | Day | \$5,390.00 | \$4,312.00 |
| 102969000 | 1-1/2' Unit standby per day | 1 | Day | \$5,520.00 | \$4,416.00 |
| Total Servicios: | | | | | \$11,236.80 |

Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cia.Schlumberger
Elaborado por: Cia.Schlumberger

ANEXO 5
BHA DE FRACTURA



Fuente: Propuesta de Fracturamiento Hidráulico Nantu Y Cia.Schlumberger
 Elaborado por: Cia.Schlumberger