

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DEL USO DE RESINAS CURABLES COMO SOLUCIÓN
AL RETORNO DE ARENA DE FRACTURA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS
OPCIÓN: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

JUAN FERNANDO PANTOJA ALVEAR
juanf_pantoja@hotmail.com

DIRECTOR: ING. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA M.Sc.
ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, mayo 2017

DECLARACIÓN

Yo Juan Fernando Pantoja Alvear, declaro bajo juramento que el presente trabajo es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

JUAN FERNANDO PANTOJA ALVEAR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Fernando Pantoja Alvear, bajo mi supervisión.

ING. BLADIMIR CERÓN G.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecer a Dios por permitirme llegar a este punto en mi vida.

A la empresa Halliburton por abrirme sus puertas para ser parte de su equipo y brindarme el apoyo necesario para la realización del presente trabajo.

Al Ing. Víctor Escobar, por su calidad humana, dedicación, paciencia y confianza durante este tiempo.

Al Ing. Bladimir Cerón por su apoyo, enseñanzas y consejos durante la ejecución de este proyecto.

A mis maestros por ser quienes incentivaron en mí la ganas de seguir adelante durante mi etapa universitaria.

A mi pa, ma, ñaño, abuelita Aida, Crucita, abuelito Daniel, primos, tíos y a toda mi familia por ser siempre un ejemplo a seguir y guiarme para culminar mi carrera, enseñarme a valorar y disfrutar de cada momento de mi vida.

A mi novia Mary por ser mi amiga, confidente, por demostrarme su amor incondicional y ser una persona indispensable en mi vida. GRACIAS!

A mis amigos, en especial a Ronny, Ariel, Sergio y José por compartir conmigo esta etapa universitaria y hacerme saber que siempre podré contar con ellos.

DEDICATORIA

A mis padres Juan Carlos y Cecilia y a mi hermano Stéfano por darme siempre ese apoyo incondicional.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	X
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XI
SIMBOLOGÍA	XII
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN	XV
CAPÍTULO I	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE FORMACIONES A APLICAR RESINA CURADA	3
1.2.1. ESTRUCTURA DEL CAMPO DE APLICACIÓN	3
1.2.2. LITOLÓGÍA.....	3
1.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	5
1.3.1. PRESIÓN NETA DE FRACTURAMIENTO	6
1.3.2. PRESIÓN DE TRATAMIENTO EN FONDO (BHTP)	6
1.3.3. PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.....	7
1.3.4. ESFUERZOS Y DEFORMACIONES EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA	8
1.3.5. GEOMETRÍA DE FRACTURA	11
1.4.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA	16
1.4.2. COMPATIBILIDAD CON LA FORMACIÓN.....	17
1.4.3. TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA	18
1.4.4. PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO.....	21
1.5. APUNTALANTE.....	24
1.5.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS APUNTALANTES	24
1.5.2. TIPOS DE APUNTALANTE	27
1.5.3. FACTORES QUE AFECTAN AL APUNTALANTE	29
1.5.4. RETORNO DE APUNTALANTE	32

1.5.5.	PROBLEMAS ASOCIADOS AL RETORNO DE APUNTALANTE.....	33
1.6.	RESINA CURADA.....	34
1.6.1.	MEZCLA EN LOCACIÓN.....	37
1.6.2.	DETERMINAR EL VOLUMEN DE RESINA.....	41
1.7.	DISEÑO DE FRACTURA.....	41
CAPÍTULO II.....		48
DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DE POZOS SELECCIONADOS.....		48
2.1.	POZO L1.....	48
2.1.1.	DATOS DEL POZO.....	48
2.1.2.	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO.....	48
2.1.3.	DATOS DE RESERVORIO.....	50
2.1.4.	AGENTE DE SOSTÉN.....	50
2.1.5.	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL.....	51
2.2.	POZO L2.....	51
2.2.1.	DATOS DEL POZO.....	52
2.2.2.	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO.....	52
2.2.3.	DATOS DE RESERVORIO.....	53
2.2.4.	AGENTE DE SOSTÉN.....	53
2.2.5.	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL.....	54
2.3.	POZO L3.....	54
2.3.1.	DATOS DEL POZO.....	55
2.3.2.	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO.....	55
2.3.3.	DATOS DE RESERVORIO.....	55
2.3.4.	AGENTE DE SOSTÉN.....	56
2.3.5.	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL.....	57
2.4.	POZO L4.....	57
2.4.1.	DATOS DEL POZO.....	58
2.4.2.	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO.....	58
2.4.3.	DATOS DEL RESERVORIO.....	59
2.4.4.	AGENTE DE SOSTÉN.....	60
2.4.5.	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL.....	60
2.5.	POZO L5.....	61
2.5.1.	DATOS DEL POZO.....	61
2.5.2.	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO.....	61

2.5.3. DATOS DEL RESERVORIO.....	62
2.5.4. AGENTE DE SOSTÉN	63
2.5.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL	63
2.6. POZO L6.....	64
2.6.1. DATOS DEL POZO	64
2.6.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	64
2.6.3. DATOS DE RESERVORIO.....	65
2.6.4. AGENTE DE SOSTÉN	66
2.6.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL	66
CAPÍTULO III	67
ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO	67
3.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	67
3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	69
3.2.1. PRODUCCIÓN FUTURA.....	70
3.2.2. INGRESOS.....	71
3.2.3. EGRESOS.....	72
3.2.4. FLUJO NETO DE CAJA (FNC).....	76
3.2.5. VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	78
3.2.6. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	79
3.2.7. RELACIÓN BENEFICIO-COSTO.....	80
3.2.8. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	81
CAPÍTULO IV.....	84
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
4.1. CONCLUSIONES	84
4.2. RECOMENDACIONES	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88
ANEXOS.....	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Especificaciones de los fluidos base aceite	19
Tabla 1.2 Funciones de aditivos	19
Tabla 1.3 Propiedades reológicas Pozo L6	23
Tabla 1.4 Presiones máximas de varios apuntalantes.....	30
Tabla 1.5 Datos de diseño Pozo L6	42
Tabla 2.1 Historial de Work Over Pozo L1	48
Tabla 2.2 Datos de Reservorio Pozo L1	50
Tabla 2.3 Historial de Work Over Pozo L2.....	52
Tabla 2.4 Datos de Reservorio Pozo L2	53
Tabla 2.5 Historial de Work Over Pozo L3.....	55
Tabla 2.6 Datos de Reservorio Pozo L3	55
Tabla 2.7 Historial de Work Over Pozo L4.....	58
Tabla 2.8 Datos de Reservorio Pozo L4	59
Tabla 2.9 Historial de Work Over Pozo L5.....	61
Tabla 2.10 Datos de Reservorio Pozo L5	62
Tabla 2.11 Historial de Work Over Pozo L6.....	64
Tabla 2.12 Datos de Reservorio Pozo L6	65
Tabla 3.1 Valoración gradiente de cierre	68
Tabla 3.2 Producción futura y acumulada de petróleo Pozo L1	71
Tabla 3.3 Ingresos Pozo L1	72
Tabla 3.4 Costos de producción y transporte Pozo L1	73
Tabla 3.5 Costos operativos Pozo L1	73
Tabla 3.6 Egresos totales	75
Tabla 3.7 FNCA Escenario 1	76
Tabla 3.8 FNCA Escenario 2	77
Tabla 3.9 FNCA Escenario 3	77
Tabla 3.10 VAN.....	79
Tabla 3.11 TIR	80
Tabla 3.12 Relación Beneficio Costo	81
Tabla 3.13 Tiempo de recuperación de la inversión Pozo L1	82
Tabla 3.14 Periodo de recuperación	83
Tabla 4.1 Factores determinantes en el uso de resina líquida	86

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1 Presiones involucradas en BHTP	7
Ilustración 1.2 Gradiente de fricción vs Tasa de flujo.....	8
Ilustración 1.3 Esfuerzos normales y cortantes.....	9
Ilustración 1.4 Correlación del módulo de Young.....	15
Ilustración 1.5 Correlación del Coeficiente de Poisson.....	16
Ilustración 1.6 Esfuerzo de corte vs Tasa de cizalla	22
Ilustración 1.7 Viscosidad del fluido Pozo L1	24
Ilustración 1.8 Comparación visual de redondez y esfericidad	26
Ilustración 1.9 Empotramiento de apuntalante.....	32
Ilustración 1.10 Componentes de Resina	35
Ilustración 1.11 Comparación de resistencia a la compresión a 175° por 30 min.....	36
Ilustración 1.12 Tote.....	37
Ilustración 1.13 Mezclador estático	37
Ilustración 1.14 Blender.....	38
Ilustración 1.15 Fuerza de compresión vs tiempo de curado.....	39
Ilustración 1.16 Comparación de conductividad.....	40
Ilustración 1.17 Factor de fricción	44
Ilustración 1.18 Fricción en tubería	45
Ilustración 1.18 Diseño de fractura modelo 2D Pozo L6.....	47

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 Conductividad del Apuntalante Pozo L1.....	51
Gráfico 2.2 Conductividad del Apuntalante Pozo L2.....	54
Gráfico 2.3 Conductividad del Apuntalante Pozo L3.....	57
Gráfico 2.4 Conductividad del Apuntalante Pozo L4.....	60
Gráfico 2.5 Conductividad del Apuntalante Pozo L5.....	63
Gráfico 2.6 Conductividad del Apuntalante Pozo L6.....	66
Gráfico 3.1 Producción Post Fractura	67

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
Netp	Presión neta	Psi
BHTP	Presión de tratamiento en fondo	Psi
σ_{hmin}	Mínimo esfuerzo horizontal	Psi/ft
σ_v	Esfuerzo vertical	Psi/ft
Pw	Presión en superficie	Psi
Ph	Presión hidrostática	Psi
Ppipe	Pérdidas en tubería	Psi
Pperf	Pérdidas en perforados	Psi
Ptort	Pérdidas por tortuosidad	Psi
Gf	Gradiente de fractura	Psi/ft
D	Profundidad de fractura	Ft
ν	Relación de Poisson	Psi/ft
α	Coefficiente de Biot	Adimensional
Pr	Presión de reservorio	Psi
σ_{tect}	Esfuerzo tectónico	Psi/ft
E	Módulo de Young	psi
σ_{ov}	Presión de sobrecarga	psi
σ_{ovg}	Gradiente de sobrecarga	psi
ρ_f	Densidad de la formación	lb/ft ³
\emptyset	Porosidad	%
ρ_{ma}	Densidad de la matriz	lb/ft ³
k	Permeabilidad	darcy
kf	Permeabilidad de fractura	darcy
W	Ancho de fractura	ft
Xf	Largo de fractura	ft
hf	Altura de fractura	ft
Q	Caudal	bpm
tp	Tiempo de bombeo	min
E'	Módulo del plano de deformación	psi
Vp	Velocidad compresional de la roca	ft/seg
Vs	Velocidad de cizallamiento de la roca	ft/seg
ρ_b	Densidad bulk	lb/ft ³
Δt_s	Variación del tiempo sísmico	$\mu\text{seg-ft}$
δ	Esfuerzo de corte	Lb/100 ft ²
τ	Tasa de corte	Seg-1
K'	Índice de consistencia	cp
n'	Índice de comportamiento de flujo	Adimensional
a	Constante de declinación exponencial	Adimensional
T	Periodo de tiempo	mes
Io	Inversión inicial	\$
C	Conductividad	Darcy-ft

RESUMEN

El trabajo presentado a continuación analiza las posibles causas del retorno de apuntalante dentro de las operaciones de fracturamiento hidráulico e identifica los beneficios técnicos y económicos de usar resina líquida curable con la arena, para de esta manera evitar los inconvenientes anteriormente mencionados.

En el Capítulo I se establecen los conceptos necesarios para comprender el fracturamiento hidráulico, sus principales elementos entre los cuales tenemos: la arena y el fluido de fractura en sus diferentes etapas. Además se conocerán las características principales de la resina líquida curable y de qué manera se puede aplicar sobre la arena para su posterior transporte hacia la formación, considerando los parámetros necesarios a tomar en cuenta en el diseño preliminar de la fractura.

La descripción de los pozos y su historial son detallados en el Capítulo II, en donde se habla sobre las intervenciones que han sufrido estos pozos, su condición actual y completación, además de conocer el tipo de apuntalante que se va a usar y su producción antes de realizar un fracturamiento hidráulico.

Los pozos han sido seleccionados en base a su tratamiento usado, en los cuales tres de ellos han utilizado resina líquida curable como método principal para compactar la arena dentro de la fractura, mientras que los tres pozos restantes únicamente se fracturaron con arena sintética.

Dentro del Capítulo III se evalúan los aspectos técnicos como la producción esperada dentro de los primeros días, y las condiciones principales con las que contaban cada uno de los pozos, en especial el gradiente de cierre de fractura, el cual ayuda a compactar la arena de una mejor manera.

Los indicadores económicos como el VAN, TIR, Relación Beneficio – Costo y TRI, son calculados en tres diferentes escenarios, considerando precios de crudo de 40\$, 50\$ y 60\$ respectivamente, dentro de un periodo de 18 meses a partir de la operación de fractura.

Las conclusiones y recomendaciones son presentadas en el Capítulo IV determinando si los costos económicos y las condiciones técnicas favorables que presenta el uso de resinas líquidas curables son una solución alternativa al momento de realizar un fracturamiento hidráulico.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se busca una solución económica y técnicamente favorable al problema de retorno de arena de fractura en una operación de fracturamiento hidráulico, para lo cual se propone el uso de Resinas Líquidas Curables.

Este tipo de resinas incrementan la conductividad de la fractura y generan mayor comunicación entre el yacimiento y el pozo, estas resinas son aplicadas directamente a la arena justo antes de que la misma ingrese al pozo, evitando así ser desperdiciada y que los químicos generen un daño al medio ambiente en caso de ser derramados.

El uso de resinas disminuirá considerablemente problemas de arenamiento y de corrosión dentro de las herramientas en fondo y superficie, evitando así un posible daño ambiental o elevados costos de remediación.

En caso de no utilizar resina líquida curable es necesario intervenir nuevamente para limpiar las herramientas de fondo y evaluar las nuevas condiciones de formación, todo esto se realiza en tres escenarios distintos considerados como “Bueno” en donde el precio del barril alcanza los 60\$, “Normal” con un precio de barril de 50\$ y “Malo” con un precio de 40\$ el barril producido.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1.INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se discute técnica y económicamente la aplicación de resinas curables como solución al retorno de arena de fractura, aplicando esta tecnología en pozos reales de campos petroleros en la región amazónica ecuatoriana.

Desde su implementación en 1949, los apuntalantes o arena de fractura han sido un aspecto muy importante dentro del fracturamiento hidráulico, considerando que 2.5 millones de fracturas se han realizado alrededor del mundo y estimado que cerca de un 60% de los pozos perforados hasta la fecha son fracturados (Montgomery & Smith, 2010).

La función principal de la arena es mantener la fractura abierta formando un canal altamente conductivo una vez que el bombeo se haya detenido y la fractura comience a cerrarse (Holditch, 1969), es por esto que resulta indispensable que se cuente con un apuntalante adecuado para cada trabajo de fracturamiento.

Durante la etapa de producción posterior a un trabajo de fracturamiento hidráulico la arena puede tender a regresar al pozo, debido a diferentes factores como la distribución o tamaño del apuntalante en combinación con bajos esfuerzos de cierre de la formación y altas caídas de presión en la cara de la formación generando tasas elevadas de arrastre llegando a ocasionar retorno del apuntalante (Tayler & Stephenson, 1992).

La problemática de retorno del material de soporte de fractura (apuntalante) tiene los siguientes impactos técnicos y económicos:

- Pérdida de conductividad de la fractura reduciendo el índice de productividad (reducción de la producción total esperada).
- Taponamiento con material de fractura de los intervalos productores ocasionando costos adicionales por intervenciones de limpieza de pozo y producciones diferidas.
- Daño a los equipos como: abrasión a válvulas, bombas electro sumergibles, tubing, líneas en superficie, etc. ocasionado por el apuntalante o finos que ingresan en los equipos.
- Impactos ambientales por derrames de hidrocarburos generados como consecuencia del deterioro de equipos referidos al punto anterior, repercutiendo en altos costos económicos, ambientales y sociales de remediación (Canon et al., 2003).

Existen varias técnicas para evitar el retorno de arena de fractura entre ellas el uso de resinas curables, método sobre el cual se enfocará el presente trabajo. Las resinas curables son aplicadas a la arena previa al contacto del mismo con el fluido de fractura. Se han llevado a cabo varias investigaciones sobre el uso de estas resinas, las cuales determinan ciertas ventajas como el incremento en la conductividad del empaque de fractura, evitando la migración de finos, además de poder producir en corto tiempo luego de terminada la operación (Inda, 2010).

Estas resinas líquidas curables cuentan con un endurecedor que se adiciona en junto con la resina al momento de la operación, procedimiento que se revisa más adelante.

Una de las ventajas que brinda su uso, es que modifica la conductividad del empaque de apuntalante en la formación gracias a que incrementa el espacio poroso por la disminución del área de contacto grano a grano, además las resinas no interactúan con el fluido de formación evitando precipitados, minimizando costos y alcanzando los objetivos propuestos dentro de un trabajo de fractura (Inda, 2010).

1.2.DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE FORMACIONES A APLICAR RESINA CURADA

En el presente trabajo los pozos que van a ser analizados se ubican en un mismo campo “L” el mismo que inició su producción a partir de mayo de 1972 con una producción promedio diaria de 10 450 barriles de crudo, llegando a los 5 600 barriles a inicios del 2003 con una declinación paulatina (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)

1.2.1. ESTRUCTURA DEL CAMPO DE APLICACIÓN

Ubicado al Occidente del Sistema Petrolífero Sacha-Shushufindi, su estructura corresponde a un anticlinal alargado en dirección NNE-SSW de aproximadamente 15 km de largo y 6km de ancho, la misma que limita al Oriente por una falla transpresional que continua hacia el sur hasta la estructura Palo Rojo, terminando en una falla inversa contra la cual cierra la estructura como menciona Baby, Rivadeneira y Barragán (2014).

1.2.2. LITOLOGÍA

Sus reservorios principales se encuentran en la formación Hollín y como secundarios las areniscas y calizas Napo y conglomerados de Tiyuyacu.

Formación Hollín

En esta formación se encuentra principalmente “Hollín Superior” denotado por arenas de cuarzo de grano medio a fino, conformadas por 90% de feldespatos, glauconita 3%, micas, arcillas trazas, cemento calcáreo 7% y otros como circón, minerales opacos, esfena y apatito, su ambiente es correspondiente a una plataforma con areniscas glauconíticas, con una porosidad del 12.9%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada de 20% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 28° a 32°.

También se encuentra la formación “Hollín Inferior” denotado por arenas de cuarzo de grano medio a grueso, sus facies sedimentarias correspondientes a canales fluviales en la parte inferior las cuales profundizan hacia el tope con una influencia mareal, posee una porosidad de 14.5%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada del 71% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 28° a 32°. (Guaigua S., 2016).

Formación Napo

Formada por la arenisca glauconítica “T Superior” con intercalaciones de lutita y una porosidad promedio del 12%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada del 1% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 29° a 34°.

Además una formación “T Inferior” conformada por una arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Sus facies sedimentarias van desde canales y barras mareales, por planicies arenosas de marea hasta una planicie lodosa, contando con una porosidad promedio de 12%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada del 2% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 29 a 34°.

La arenisca “U” conformada por “U Superior” la cual presenta intervalos poco desarrollados de arenisca cuarzosa con un tamaño de grano de fino a medio, su matriz arcillosa, cemento calcáreo y abundante glauconita, con una porosidad promedio de 10.9%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada del 1% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 29 a 31°.

Se encuentra también el cuerpo “U inferior” de arenisca cuarzosa de grano fino a medio desarrollando predominantemente facies de canales y barras mareales, planicies arenosas de marea y lodosas, con una porosidad promedio de 13%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada

del 2% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 29 a 34° (Guaigua S., 2016).

Formación Tena

Formado por el cuerpo de arenisca “Basal Tena” caracterizado por ser cuarzoso, con una matriz arcillosa de grano fino con una fuerte variación lateral de facies, donde las facies sedimentarias varían de canales o barreras fluviales y planicie lodosa, con una porosidad promedio de 14.6%, la cual aporta con una producción de petróleo acumulada del 3% del total del campo. Su crudo tiene una gravedad API de 28 a 29° (Guaigua S., 2016).

1.3.FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es un método basado en la inyección de fluidos dentro de la formación a un caudal y presión mayor a la presión de reservorio, generando de esta manera una fractura dentro de la misma, la cual favorecerá a la producción de hidrocarburo (Cevallos Y., 2009).

Al ser un proceso el cual genera un canal para la producción altamente conductivo, pasando por el daño de formación cercano al pozo y formando la fractura con una geometría definida, requiere de un grupo multidisciplinario de especialistas y diseños ligados a las propiedades del reservorio que se va a fracturar (Pazmiño G., 2016).

De esta manera se puede definir el objetivo del fracturamiento hidráulico el cual se basa en mejorar la productividad del pozo mediante la creación de un área de alta conductividad alrededor del mismo cambiando el patrón de flujo radial a linear, logrando aportes significativos de fluidos desde la formación al pozo, sin tener restricciones significativas (Jimenez W. y Pérez A., 2014).

1.3.1. PRESIÓN NETA DE FRACTURAMIENTO

Para el diseño de un fracturamiento hidráulico es necesario conocer los factores que influirán dentro de la operación, la presión neta de fracturamiento es definida como la presión extra sobre la presión de cierre requerida para mantener una fractura bidimensional abierta, siendo esta amplitud directamente proporcional a la presión neta definida como:

$$Net_p = BHTP - \sigma_{hmin} \quad (1.1)$$

Donde:

Netp = Presión neta

BHTP = Presión de tratamiento en fondo

σ_{hmin} = Esfuerzo mínimo horizontal

1.3.2. PRESIÓN DE TRATAMIENTO EN FONDO (BHTP)

Presión registrada inmediatamente al momento en que el pozo es cerrado y deja de producir, llegando a no tener valores de fricción presentes, mostrando el valor necesario de presión para que la fractura alcance la geometría deseada; su ecuación es presentada a continuación:

$$BHTP = P_w + P_h - P_{pipe} - P_{perf} - P_{tort} \quad (1.2)$$

Donde:

Pw = Presión en superficie

Ph = Presión hidrostática

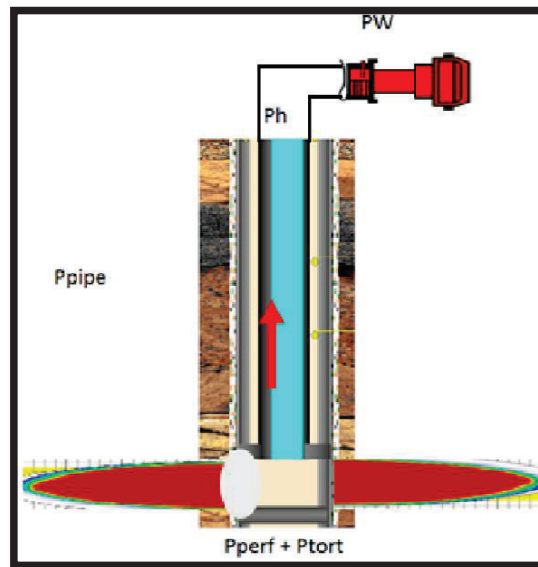
Ppipe= Pérdidas de presión en tubería

Pperf = Pérdidas de presión en los perforados

Ptort = Pérdida de presión por tortuosidad

Ilustración 1.1

Presiones involucradas en BHTP



Fuente: Informe interno, Halliburton 2017.

De esta manera se puede definir la ecuación necesaria para calcular el gradiente de fractura de la roca, el cual es directamente proporcional a la presión del tratamiento en fondo e inversamente proporcional a la profundidad a la que se encuentre la zona objetivo (Halliburton, 2017).

$$G_f = \frac{BHTP}{D} \quad (1.3)$$

Donde:

Gf= Gradiente de fractura

BHTP = Presión de tratamiento en fondo

D = Profundidad

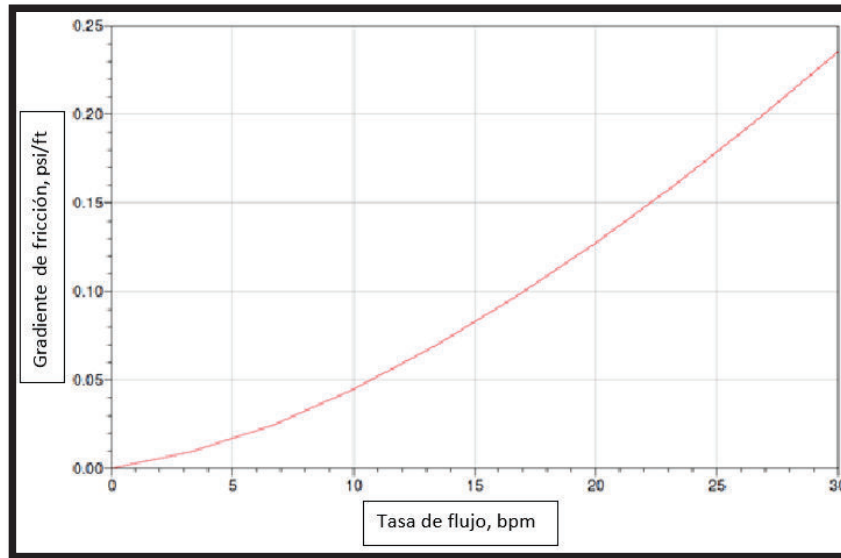
1.3.3. PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

Dentro de la industria existen varios softwares que distintas empresas usan para simular una operación de fracturamiento hidráulico, dentro de los cuales se tiene el software FracPro, mediante el cual al ingresar varios datos iniciales

de reservorio se puede generar la Ilustración 1.2, la cual muestra el gradiente de fricción dentro del tubing versus la tasa de flujo en barriles por minuto (Pazmiño J., 2004).

Ilustración 1.2

Gradiente de fricción vs Tasa de flujo



Fuente: Reporte interno Halliburton, 2017.

1.3.4. ESFUERZOS Y DEFORMACIONES EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA

Según Jimenez W. y Pérez A., un esfuerzo es el conjunto de fuerzas que actúan sobre un cuerpo o material y tienden a deformarlo, es por esto que se detallan los siguientes esfuerzos a continuación:

Esfuerzos Locales

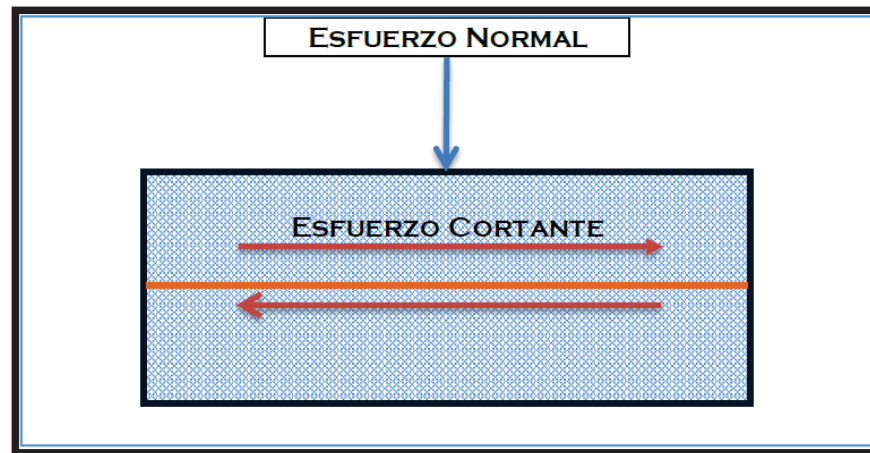
Medida de la fuerza que actúa sobre un área determinada compuesta por sus componentes normales y de corte.

El esfuerzo normal es aplicado perpendicular a la superficie de la roca (plano), el cual si se tira es un esfuerzo de tracción y empujándolo un esfuerzo de compresión. Mientras que un esfuerzo de corte es aplicado a lo largo de la

cara del plano, eso quiere decir paralelo al plano o cara de la roca (Jimenez W. y Pérez A., 2014).

Ilustración 1.3

Esfuerzos normales y cortantes



Tomado de: Estudio para mejorar la eficiencia de los trabajos de fracturas hidráulicas en la arena U de un campo del oriente ecuatoriano (Jimenez W. y Pérez A., 2014).

La propagación de una fractura será normal al mínimo esfuerzo principal, de esta manera, una fractura será vertical y normal al esfuerzo mínimo.

Su esfuerzo horizontal mínimo puede calcularse mediante la ecuación:

$$\sigma_{hmin} = \left(\frac{v}{1-v}\right)(\sigma_v - \alpha Pr) + \alpha Pr + (\varepsilon_{tect} \times E) \quad (1.4)$$

Donde:

σ_{hmin} = Mínimo esfuerzo horizontal

v = Relación de Poisson

σ_v = Esfuerzo vertical

α = Coeficiente de Biot, representando la relación entre el volumen de agua desplazado fuera de la roca y el cambio total de volumen por deformación a una presión constante de fluido

p_r = Presión de reservorio

$\varepsilon_{tect} = \text{Esfuerzo tectónico}$

E = Módulo de Young

Esfuerzo vertical

Presión que ejercen las capas supra yacentes de la formación de interés, esta presión es aplicada tanto a la matriz de la roca como al fluido contenido dentro de ella, siendo función principalmente de la densidad de las rocas, porosidad y los fluidos presentes en las capas supra yacentes (Jimenez W. y Pérez A., 2014). Se puede calcular esta presión por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho dH \quad (1.5)$$

Donde:

$\sigma_v = \text{Esfuerzo vertical}$

$\rho = \text{Densidad de los estratos}$

$g = \text{gravedad}$

Los valores típicos sobre el rango de densidad de la roca, se encuentran entre 2500 a 2750 kg/m³, de esta manera asumiendo que todas las formaciones consisten de areniscas con densidad de 2650 kg/m³.

El valor aproximado del gradiente de esfuerzos verticales es:

$$\frac{d\sigma_v}{dH} = 9.81 \times 2650 = 2.6 \times 10^4 \left[\frac{Pa}{m} \right] = 1.1 [psi/ft]$$

Presión de Cierre de Fractura

Presión a la cual la formación tiende a regresar a su estado original, si esta presión se encuentra muy cercana al valor de la resistencia máxima de la arena de fractura, puede llegar a triturarse o incrustarse en la formación (Cevallos Y., 2009). De esta manera se calcula la presión de cierre mediante la siguiente ecuación:

$$P_{cierre} = BHTP - BHFP \quad (1.6)$$

Donde:

BHTP = Presión de tratamiento en fondo

BHFP = Presión de cabeza

1.3.5. GEOMETRÍA DE FRACTURA

En un diseño de fracturamiento hidráulico es necesario determinar diferentes parámetros mediante los cuales se establece la geometría necesaria de la fractura para que esta conecte zonas aisladas y de esta manera incrementar la producción del pozo.

En yacimientos con baja permeabilidad ha sido un factor importante incrementar el largo de la fractura, de tal manera que se alcance nuevas zonas para su producción como se mencionó anteriormente. En yacimientos con permeabilidades moderadas y altas, su conductividad definida por el producto de la permeabilidad y el ancho de la fractura, llega a ser de igual o mayor importancia que el largo de fractura (Pazmiño J., 2004).

Estos factores se combinan junto con la permeabilidad de la formación para establecer un parámetro adimensional conocido como la conductividad de la fractura introducido por Cinco-Ley & Samaniego, la cual se encuentra definida matemáticamente como:

$$C_{fD} = \frac{k_f \times W}{k \times X_f} \quad (1.7)$$

Donde:

K_f = Permeabilidad de la fractura

W = Ancho de fractura

K = Permeabilidad de formación

X_f = Largo de fractura

Longitud de la fractura

Se define como la longitud o distancia de la fractura que se encuentra abierta al flujo y además se considera una fractura simétrica hacia ambos lados del pozo (Halliburton, 2016).

Matemáticamente se puede establecer una relación que se encuentra expresada por la ecuación:

$$X_f = \frac{Q_i \times t_p}{2 \times h_f \times W} \quad (1.8)$$

Donde:

Q_i = Caudal de inyección

t_p = Tiempo de bombeo

h_f = Altura de fractura

W = Ancho de fractura

Altura de la fractura

Otro parámetro a considerar es la altura de fractura, la cual es controlada por los esfuerzos in situ, tomando especial consideración la diferencia de esfuerzos entre los diferentes estratos ($\Delta\sigma$).

De esta manera se puede establecer que si el $\Delta\sigma$ es alto, la altura de la fractura es prácticamente la altura de la formación y la longitud de la fractura es grande, así se presenta una situación ideal para el fracturamiento hidráulico, mientras que si el $\Delta\sigma$ es bajo, la altura sobrepasará los estratos adyacentes a la formación y disminuyendo la longitud de la fractura, lo cual no es bueno, puesto que estos estratos pueden contener acuíferos que inicien su producción hacia el pozo incrementando así su corte de agua (Pazmiño J., 2004).

Ancho de la fractura

Al considerar una fractura de forma elíptica, el ancho de fractura va a variar dentro de ciertos parámetros considerados a medida que la presión neta aplicada a la formación para fracturarla se disipe y culmine en el vértice de la fractura.

Estos parámetros se encuentran representados mediante la siguiente ecuación:

$$W_{max} = \frac{2 \times Net_p \times hf}{E'} \quad (1.9)$$

Donde:

Netp = Presión neta

hf = Altura de la fractura

E' = Módulo del plano de deformación

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (1.10)$$

Donde:

E = Módulo de Young

ν = Coeficiente de Poisson

El módulo de Young (E) planteado en anteriores ecuaciones mide la rigidez o resistencia a la deformación de la roca. La principal forma de calcular estos parámetros es definiendo las propiedades elásticas de la roca, estos valores se obtienen de registros acústicos y establecen la siguiente ecuación:

$$E = \frac{G(3R^2-4)}{R^2-1} \quad (1.11)$$

Los parámetros utilizados se calculan mediante:

$$R^2 = \frac{v_p^2}{v_s^2} \quad (1.12)$$

Donde:

Vs = Velocidad de cizallamiento de la roca

Vp = Velocidad compresional de la roca

$$G = 13.474 \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \quad (1.13)$$

Donde:

G = Módulo de corte

Pb = Densidad aparente

Δt_s = Variación del tiempo sónico

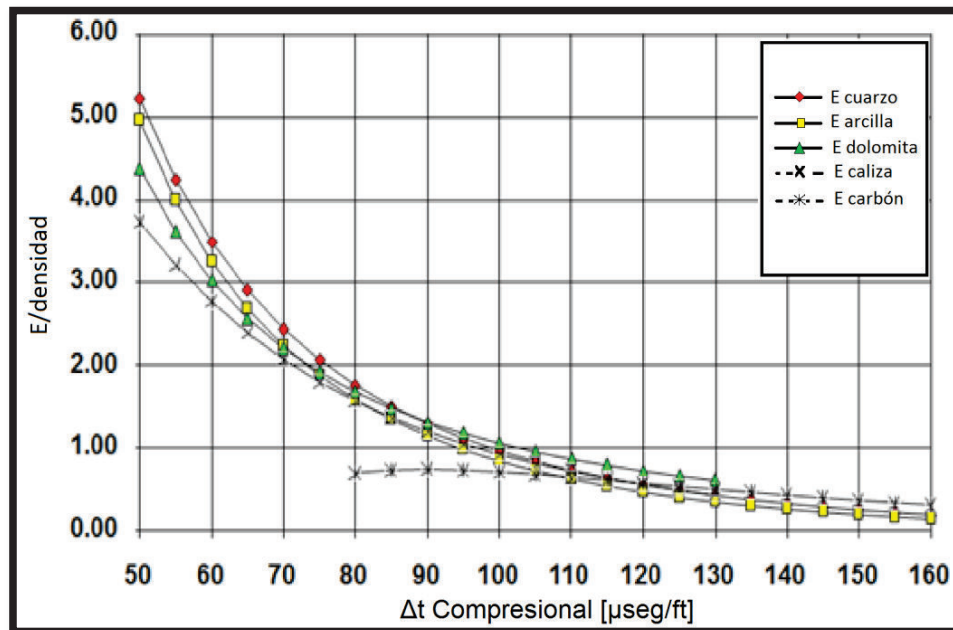
Además mediante pruebas de compresión axial sobre un núcleo se determinan los valores Elásticos Estáticos del módulo de elasticidad o módulo de Young y el coeficiente de Poisson.

Existen relaciones para calcular las constantes elásticas basándose en la propagación de ondas del sonido en la roca y utilizando la velocidad de los pulsos ultrasónicos y la velocidad de resonancia, los cuales se obtienen a partir de registros sónicos de pozos; de esta manera se generan las Propiedades Elásticas Dinámicas.

Se ha observado en varias pruebas que la determinación dinámica del módulo elástico difiere en gran medida de su valor estático (en laboratorio) siendo el valor dinámico siempre mayor que el valor estático; puesto que estos valores interfieren directamente en la geometría de fractura, un error en estos valores cambiará completamente su diseño. Es por esto que se ha acordado utilizar valores estáticos generados en laboratorio para cálculos posteriores de diseño.

Ilustración 1.4

Correlación del módulo de Young



Fuente: Halliburton, 2016

El coeficiente de Poisson determina cuanto se expandirá la fractura radialmente, entre más grande sea este factor, más difícil será de fracturarla (Halliburton, 2016).

Al igual que en el cálculo del módulo de Young existe una relación numérica que determina su valor:

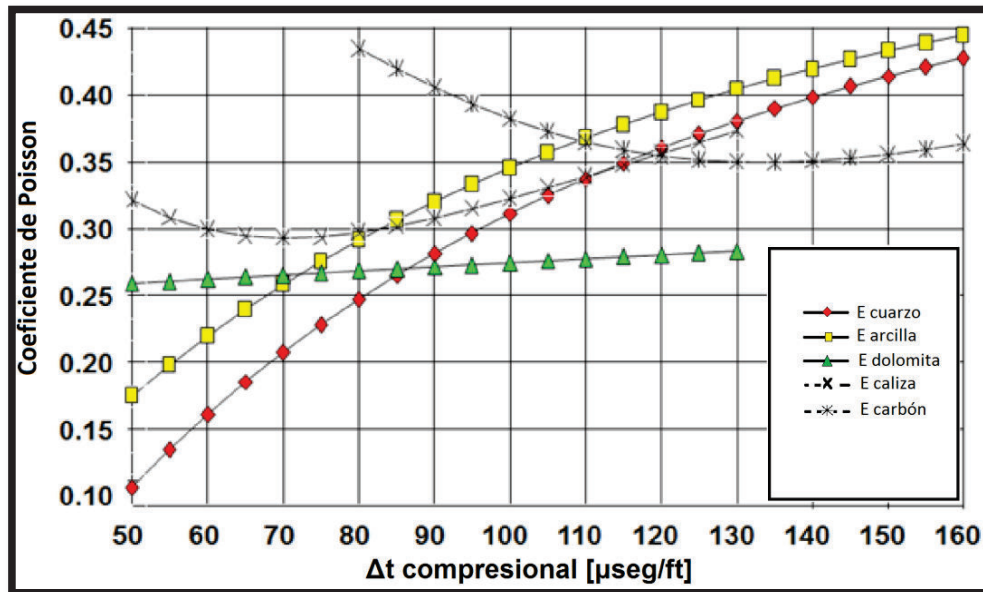
$$\nu = \frac{R^2 - 2}{2R^2 - 2} \quad (1.14)$$

La cual utiliza la relación 1.12 establecida posteriormente.

El uso de correlaciones para delimitar el coeficiente de Poisson se basa en el uso de la Ilustración 1.5 tomando en cuenta la litología presente:

Ilustración 1.5

Correlación del coeficiente de Poisson



Fuente: Halliburton, 2016.

1.4.FLUIDO DE FRACTURA

El fluido utilizado en operaciones de fracturamiento hidráulico está diseñado para transmitir la presión hidráulica de las bombas hacia la formación y crear una fractura, para posteriormente transportar el material soportante dentro de la misma.

1.4.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA

Se debe seleccionar apropiadamente el fluido para que este llegue a generar la geometría de fractura necesaria alcanzando el incremental de producción y la operación sea económicamente rentable. Además el fluido debe contar con la viscosidad adecuada para generar el ancho de fractura previamente diseñado y brinde una buena limpieza en el empaque posterior al proceso de

fractura, por lo general se utilizan fluidos no newtonianos (Jimenez y Pérez, 2014).

Entre otras características que debe cumplir un fluido de fractura se tiene:

- Transportar el agente de sostén hasta que este sea ubicado dentro de la fractura.
- Debe ser capaz de ser retirado de la formación luego de haber transportado el apuntalante.
- Minimizar el daño a la formación.
- Ser compatible con los fluidos de la formación.
- Económicamente rentable, evitando ser desperdiciado para reducir costos durante la operación de fracturamiento.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en tuberías.

1.4.2. COMPATIBILIDAD CON LA FORMACIÓN

El fluido seleccionado para la operación de fracturamiento debe ser inerte y no reaccionar con los fluidos de la formación. Existen dos posibles daños que pueden ocurrir al trabajar con fluido incompatible: primero que dañe la matriz de la formación impidiendo que esta transmita el flujo hacia el pozo y segundo el daño que puede causar a la fractura reduciendo su capacidad de flujo.

Es necesario realizar pruebas previas de compatibilidad con el fluido de formación en las cuales se mezcla iguales volúmenes del fluido a utilizar y el fluido que se encuentra presente en la formación para luego de un periodo de tiempo ver de qué manera reaccionan a la temperatura de reservorio en la que se van a encontrar, esta prueba busca lograr una separación completa de estos fluidos sin que lleguen a formar precipitados. (Jimenez y Pérez, 2014).

1.4.3. TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA

Los fluidos de fractura son diseñados para que ingresen con una presión superior al gradiente de fractura de la roca creando un canal altamente conductivo para la producción de hidrocarburo, de esta manera los fluidos pueden ser diseñados para cada tipo de operación donde se busca que los fluidos conserven la eficiencia de fractura, creen conductividad a lo largo del canal abierto, se mantenga una buena permeabilidad y asegure el transporte del agente de sostén, además de limpiar la formación una vez terminada la operación. (Katherine S., 2015).

Existen diferentes tipos de fluidos de fractura entre los cuales se tiene:

Base aceite

Los primeros fluidos base aceite utilizados fueron aceites crudos estabilizados, posteriormente se usaron los refinados; en ambos casos su principal característica es que no inhiben arcillas de la formación, el flujo de retorno es sumado a la producción del pozo, poseen baja tensión interfacial y son compatibles con la mayoría de las formaciones, tienen valores de viscosidad muy altos lo que les ayuda a transportar la arena en concentraciones de máximo 3 o 4 [lb/gal] (Jimenez y Pérez, 2014).

Estos fluidos presentan ciertas desventajas puesto que al ser inflamables llegan a ser muy contaminantes, es así que su transporte, almacenamiento y uso requiere de condiciones mucho más seguras que un fluido base agua, además las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas (Katherine S., 2015).

Varias de las especificaciones de estos fluidos son detalladas en la Tabla 1.1 a continuación

Tabla 1.1

Especificaciones de los fluidos base aceite

Propiedad	Descripción
API	6 - 25°
Viscosidad	50 – 300 cp @ 100°F
Filtrado API	25 – 100 ml en 30min
Velocidad de caída de la arena	Menos de 7 [ft/min]
Asfaltenos	Menos de 0.75%
Tiempo de ruptura de la emulsión	Menos de 30min

Tomado de: *Estudio técnico económico de la aplicación de fracturamiento hidráulico para el incremento de la producción en pozos activos del campo Tipishca-Huaico, Katherine Serna, 2015.*

Base agua

Son los fluidos más utilizados en los campos ecuatorianos, no poseen mucha viscosidad, no generan demasiada fricción y son fáciles de bombear a altos caudales, además de su bajo costo. (Jimenez y Pérez, 2014).

Se usan varios aditivos para controlar ciertas propiedades, algunos de ellos se presentan en la Tabla 1.2 a continuación:

Tabla 1.2

Funciones de aditivos

Aditivo	Función
Cloruro de potasio	Inhibición de arcillas
Bactericidas	Disminuye el crecimiento bacterial evitando el rompimiento prematuro del gel.
Control de PH	Controla el nivel de PH para lograr una completa gelificación.

Tabla1.2 Continuación

Agente gelificante	Aumenta la viscosidad de los fluidos
Activadores (Crosslinkers)	Incrementa la viscosidad
Surfactantes	Evita emulsiones y bloqueos por agua.
Rompedor	Disminuye la viscosidad del gel, una vez que la arena se encuentre en la fractura
Controlador de pérdida de filtrado	Evita el filtrado del fluido a la formación
Divergentes	Ayuda a diversificar el tratamiento

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Polímeros

Principalmente formados en base acuosa pueden ser lineales o activados (Crosslinkers), Jiménez y Pérez (2014) mencionan que estos polímeros son usados para crear o mantener la viscosidad de un fluido en diferentes rangos de temperatura.

- Fluido lineal

Utilizado en la etapa inicial de la operación de fracturamiento, este fluido es el encargado de abrir el camino o fractura que va a conectar diferentes zonas productivas de la formación, el cual se compone principalmente de bactericidas, inhibidores de arcillas, agentes gelificantes y controladores de PH. Entre los agentes gelificantes más comunes tenemos: Goma guar y sus derivados como el HPG (Hidroxipropilguar) y el CMHPG (Carboximetilhidroxipropilguar) que son productos biodegradables que vienen de la planta Guar.

- Fluido activado

Utilizado en la segunda etapa del fracturamiento, este fluido es el encargado de transportar el agente sostén de la fractura, utilizando aditivos como el agente activador y rompedor. El fluido activado incrementa su viscosidad hasta ubicar completamente el apuntalante dentro de la fractura y posteriormente actúa el agente rompedor el cual disminuye la viscosidad del fluido acercándola a la viscosidad del gel lineal para que este pueda salir de la fractura dejando la zona únicamente con el apuntalante evitando el cierre de la fractura (Caballero y Carrillo, 2012).

1.4.4. PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO

Como se indicó anteriormente, debido a todas las características que debe cumplir nuestro fluido de fractura que la viscosidad utilizada en el fluido fracturante no es constante debido a los diferentes objetivos que debe cumplir (Pazmiño J., 2004).

De tal manera el modelo más utilizado para describir este comportamiento reológico se denomina Ley de Potencias descrito matemáticamente como:

$$\tau = K' \gamma^n \quad (1.15)$$

Donde:

τ = *Esfuerzo de corte*

γ = *Tasa de corte*

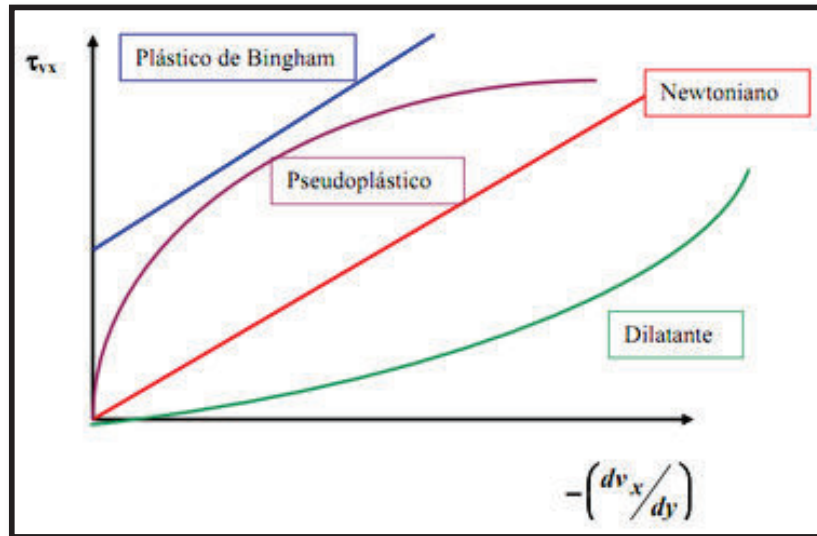
K' = *Índice de consistencia*

n = *Índice de comportamiento de flujo, adimensional*

En la Ilustración 1.6 se tiene el comportamiento de los fluidos Newtonianos y No-Newtonianos en función de su esfuerzo de corte y la tasa de cizalla en una escala logarítmica (Pazmiño J., 2004).

Ilustración 1.6

Esfuerzo de corte vs Tasa de cizalla



Fuente: Principio de Ingeniería de los Bioprocesos, 1998

Las propiedades reológicas de los fluidos fracturantes son obtenidas mediante pruebas de laboratorio en el viscosímetro Fann 50, utilizado para temperaturas superiores a los 500 F y presiones sobre los 1000 psig, siendo estas:

K' = Índice de consistencia generalizado

n' = Índice de comportamiento de flujo generalizado, adimensional

El índice de consistencia generalizado es el factor de consistencia de flujo laminar donde un aumento de K , indica un aumento en la concentración de sólidos o disminución en el tamaño de partículas, es decir el fluido es más viscoso con valores más altos de K .

Mientras que el índice adimensional es la relación numérica entre el esfuerzo y la velocidad de corte y mientras más alejado se encuentre de la unidad, más no newtoniano es el fluido (Pazmiño J., 2004).

La Tabla 1.3 muestra los valores obtenidos mediante el simulador FracPro para el fluido de fractura a utilizarse en el fracturamiento hidráulico del Pozo L6.

Tabla 1.3
Propiedades reológicas Pozo L6

Temp (°F)	Time (hr)	n'[1]	Time (hr)	n'[2]	Time (hr)	K'[1] (lbf·s ⁿ /ft ²)	Time (hr)	K'[2] (lbf·s ⁿ /ft ²)
35	0.00	0.601	1.10	0.638	0.00	4.43e-03	1.10	2.71e-03
54	0.00	0.646	1.10	0.679	0.00	2.82e-03	1.10	1.76e-03
73	0.00	0.690	1.10	0.719	0.00	1.79e-03	1.10	1.14e-03
92	0.00	0.735	1.10	0.760	0.00	1.13e-03	1.10	7.43e-04
111	0.00	0.780	1.10	0.800	0.00	7.15e-04	1.10	4.81e-04
130	0.00	0.825	1.10	0.841	0.00	4.50e-04	1.10	3.11e-04
149	0.00	0.870	1.10	0.882	0.00	2.82e-04	1.10	2.00e-04
168	0.00	0.914	1.10	0.922	0.00	1.77e-04	1.10	1.29e-04
187	0.00	0.959	1.10	0.963	0.00	1.10e-04	1.10	8.25e-05
206	0.00	1.000	1.10	1.000	0.00	7.02e-05	1.10	5.39e-05

Fuente: Reporte Interno, Halliburton 2016

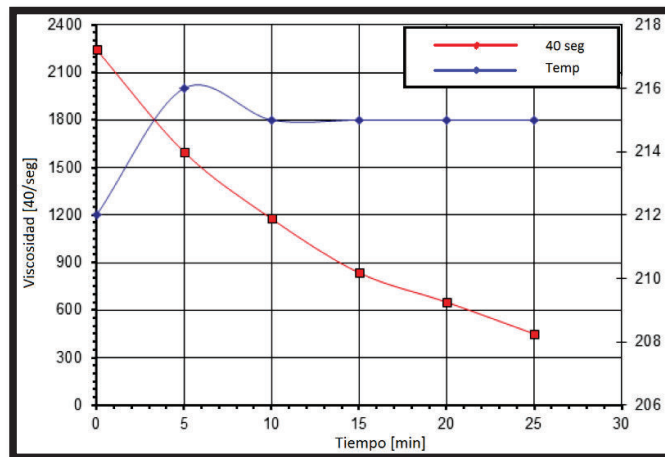
Al conocer que el fluido no newtoniano utilizado para el fracturamiento va a variar su viscosidad en función de la temperatura y los esfuerzos de corte como se muestra en la Ilustración 1.7, el fluido inicia con la viscosidad necesaria para transportar el apuntalante y posteriormente, al alcanzar la temperatura de formación el gel se rompe y disminuye su viscosidad, siendo capaz de ser retirado de la formación sin contaminar la producción de petróleo.

Cumpliendo así con varios de los objetivos propuestos para nuestro fluido de fracturamiento.

Cabe recalcar que cada fluido es diseñado previamente a cada trabajo tomando las características específicas de cada trabajo de fracturamiento.

Ilustración 1.7

Viscosidad fluido Pozo L1



Fuente: Reporte Interno Halliburton

1.5. APUNTALANTE

Al crear una fractura el fluido bombeado genera un canal exponiendo nuevas áreas de la formación para su producción. Una vez finalizado el bombeo es necesario un agente de sostén que mantenga la fractura abierta, evitando que se cierre y se vea disminuida o eliminada la nueva capacidad de flujo de la formación (Pazmiño G., 2016).

Según Caballero y Carrillo (2012), un apuntalante o agente de sostén es el material encargado de mantener la fractura abierta creando un canal altamente conductivo para el flujo de fluidos hacia el pozo, generalmente usado en areniscas y algunos carbonatos.

1.5.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS APUNTALANTES

Algunas de las características que son necesarias considerar para seleccionar el agente de sostén necesario para la fractura se rigen por la norma API-19C, siendo específica para las arenas, esta norma considera los parámetros

físicos y químicos que deben cumplir para ser utilizadas en operaciones de fractura.

Una selección inadecuada del apuntalante puede conllevar al fracaso de la operación o en muchos casos a no satisfacer las expectativas previstas (Flores, 2014).

La norma API-RP56 considera:

- Redondez y esfericidad
- Gravedad específica
- Tamaño de grano
- Solubilidad en ácido
- Resistencia a la compresión

Redondez y esfericidad

Al ser la arena de fractura un componente encontrado naturalmente, se debe evaluar su esfericidad y redondez.

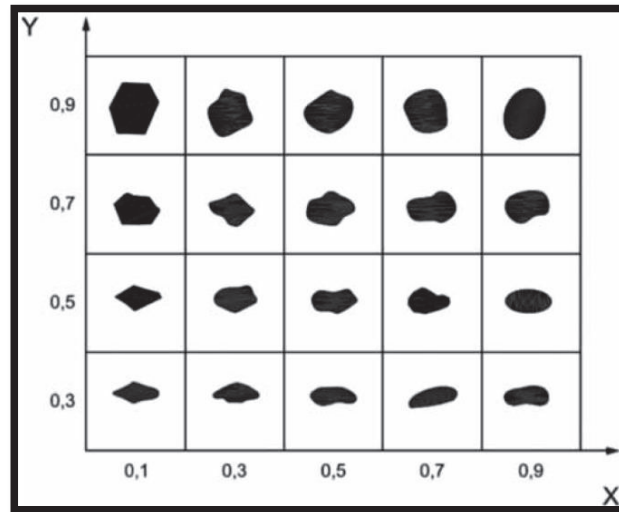
Esta característica es necesaria ya que en el empaquetamiento dentro de la fractura, los granos tienen que formar canales por los espacios en los cuales no se tiene contacto, ayudando al flujo de fluidos hacia el pozo.

Se considera que para ser una arena de calidad deben encontrarse la mayoría de sus granos en el cuadrante superior derecho de la Ilustración 1.8, las normas API lo consideran a partir de 0.6 como los más esféricos y redondos.

Por otro lado si la arena se encuentra en los cuadros inferiores o al lado izquierdo, esta arena es considerada de mala calidad (Vazquez J., 2009).

Ilustración 1.8

Comparación visual de redondez y esfericidad.



Tomado de: *Arenas, más allá del acatamiento de las normas*, Peñaranda V., 2014

Gravedad Específica

Es la medición de la densidad absoluta de la arena con relación al agua, según la norma API el valor recomendado máximo de la gravedad específica para la arena es de 2.65 (Vazquez J., 2009).

Solubilidad en Ácido

Determina el nivel de contaminantes presentes solubles en ácido que contaminen al apuntalante, generalmente al ser sometidos a altas presiones se pueden romper y generar obstrucciones disminuyendo la conductividad, esta prueba usa 12% de masa de HCL y el 3% de masa de HF, brindándonos información sobre la resistencia del apuntalante en ambientes con temperaturas muy elevadas. La norma Api determina como límite máximo para la solubilidad en ácido de la arena de un 2% y un 7% para arena recubierta con resina (Vazquez J., 2009).

Resistencia a la Compresión

En este punto se determina la resistencia al aplastamiento o compresión de la arena bajo una carga determinada. La norma API lo expresa en porcentaje de partículas finas que se rompen debido a la fuerza aplicada y los valores máximos recomendados son:

Para un tamaño de malla de 12/20 es de 16% a una presión de 3000 psi, y para un tamaño de malla de 20/40 es de un 14% a 4000 psi de presión (Vazquez J., 2009).

Mientras que para apuntalantes de alta resistencia:

- Para una malla de 12/50 es de 25% a 7500 psi
- Para una malla de 16/20 es de 25% a 10 000 psi
- Para una malla de 20/40 es de 10% a 12 500 psi
- Para una malla de 40/70 es de 8% a 15 000 psi

1.5.2. TIPOS DE APUNTALANTE

Existen actualmente varios productos desarrollados como agentes de sostén para operaciones de fracturamiento, entre las más importantes tenemos:

- Natural
- Cerámico
- Recubierto con resinas

Natural

La arena natural es la más común y económicamente rentable de la industria, genera una buena conductividad para presiones de cierre menores a 8 000 psi según la malla seleccionada, mientras que su gravedad específica se encuentra cerca de los 2,65 (Peñaranda V., 2014).

Cerámico

Los apuntalantes cerámicos y la bauxita se usan para pozos más profundos por sus características mejoradas, pero su elevado costo y alta densidad (3,6 g/cm³ para bauxita y 2,9 g/cm³ para cerámicos) genera inconvenientes tanto económicos como mecánicos, puesto que se vuelve necesario incrementar la capacidad de acarrear del fluido aumentando así valores de potencia, caudal y presión (Peñaranda V., 2014).

Recubierto con resina

Los apuntalantes recubiertos con resina son denominados como de resistencia y costo intermedio logrando soportar una presión de confinamiento hasta de 8 000 psi y teniendo como principal objetivo el prevenir el regreso del apuntalante durante la etapa de producción en operaciones de fracturamiento hidráulico donde se deberá considerar el tiempo en el cual la resina va a curarse dentro de la formación para que brinde la resistencia y compactación grano a grano necesaria generando así un canal al flujo que sea altamente conductivo. Los apuntalantes recubiertos con resina se dividen en dos categorías:

- Apuntalante con resina pre curada (Resin Precoated Proppants “RCPs”)

Su principal característica es que a partir de su fabricación vienen recubiertos con resina y para ser inyectada en la formación se usa equipo de bombeo convencional en donde la arena previamente resinada se mezcla con el fluido de fractura que acarrea la arena hasta que sea depositada en los canales de la fractura

- Apuntalante con resina curada (Liquid Resin Coated “LRC”)

Este tipo de arena es continuamente mezclada con resina durante el tratamiento de fractura. Una de las ventajas de este tipo de apuntalante es que se utiliza toda la resina que se mezcla con la arena, evitando así desperdicios y de esta manera disminuyendo costos, mientras que

en las resinas pre curadas únicamente una pequeña parte de la resina usada se adhiere a la arena y el resto se desperdicia.

De esta manera se logra una mayor adhesión y resistencia a la compresión con menos resina, además por ser mezclados en campo se los puede diseñar específicamente para soportar las condiciones del pozo en donde se realice la intervención.

Es importante considerar que en pozos que tengan una temperatura bajo los 180 °F se utilice la cantidad justa de endurecedor y resina para ser mezclado y enviado a la formación inmediatamente, mientras que para pozos con temperaturas sobre los 180 °F se realiza una pre mezcla que puede llegar a ser usada cuando se requiera (Nguyen, SPE, Dusterhoft, Dewprashad, Weaver, Halliburton ,1997).

1.5.3. FACTORES QUE AFECTAN AL APUNTALANTE

Inicialmente un apuntalante es seleccionado en base a la resistencia al aplastamiento que debe soportar para que no exista un empotramiento o trituramiento del mismo, sin embargo existen varios factores que afectan la constitución de la arena de fractura y son detallados a continuación:

Presión

Este factor es directamente proporcional al tamaño de grano seleccionado para el apuntalante ya que a mayor presión de la formación se necesitará un apuntalante de mayor tamaño. De esta manera es necesario conocer las tensiones sobre y bajo la fractura para considerar la penetración vertical de la fractura y no ingresar a zonas no deseadas como acuíferos; además al conocer la altura de la fractura se puede generar un óptimo drenaje de toda la zona de interés.

Como se mencionó anteriormente es importante considerar las presiones a las que se va a ver sometido el apuntalante; debido a esto se presenta a

continuación la Tabla 1.4 en donde se consideran varios tipos de apuntalantes y sus respectivas presiones máximas que pueden llegar a soportar:

Tabla 1.4
Presiones máximas de varios apuntalantes

PROPANTE	PRESIONES [psi]
Cristales de vidrio	700
Arena	6 000
ULWP	7 000
Cerámicos de resistencia intermedia	10 000
Propantes livianos	12 000
Arena recubierta con resina	14 000
Bauxita de resistencia intermedia	15 000
Bauxita de alta resistencia	20 000
Bauxita recubierta con resinas	30 000

Fuente: *Selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero, Muñoz S. & Carrillo B., 2012*

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Características del Yacimiento

El agente de sostén en la fractura deberá ser inerte para que evite reaccionar con los fluidos del reservorio y los inyectados durante la operación. A pesar de esto en ciertas operaciones no se alcanza el objetivo propuesto ya que el apuntalante puede ser químicamente reactivo, disminuyendo la conductividad de los canales de flujo (Caballero y Carrillo, 2012).

Para evaluar el proceso de interacción del propante con el fluido se realizó un método donde a elevadas temperaturas se acelera el proceso mediante el cual los sedimentos no consolidados se transforman en rocas sedimentarias sólidas llamado diagénesis (Tarbuck J. y Lutgens F., 2005).

Para este método se mezcla una combinación de apuntalantes con el fluido de la formación y es empacado en cámaras, donde se mide la permeabilidad

en un inicio y se llena con agua des ionizada, salada y colocada a temperatura por un periodo de tiempo que puede variar de 1 a 12 meses.

Durante los dos primeros meses se recomienda una temperatura de 500 °F y una vez que esta temperatura es alcanzada se vuelve a medir la nueva permeabilidad evaluando así los efectos de la temperatura sobre el apuntalante y como disminuyó la permeabilidad bajo estas nuevas condiciones (Weaver J., Rickman R., Luo H. & Logrhy R., 2009).

Flujo de retorno sobre el apuntalante

Afecta principalmente a los granos de arena poco consolidados ya sea por la falta de esfuerzo de cierre de la formación en distintos puntos o las fuerzas de flujo cíclicas propias de la producción del pozo al cerrar o abrir el mismo para su producción. Estas condiciones pueden llevar a una reorganización del apuntalante disminuyendo el ancho de la fractura y posiblemente generando finos.

Este problema puede llegar a ser evitado usando arena resinada con lo cual se mejora la compactación y el tiempo de curado necesario para consolidar de manera adecuada el paquete de apuntalante dentro de la fractura (Caballero y Carrillo, 2012).

Empotramiento

Consiste en que al realizarse una mala selección del agente de sostén y eligiendo una arena muy fuerte para los esfuerzos de cierre de la formación, esta arena pueda llegar a causar una disminución en el ancho de la fractura y una consecuente pérdida de conductividad incrustándose en las paredes de la formación.

Este problema puede ser mitigado usando arenas resinadas, puesto que al tener un contacto grano a grano mucho más fuerte y estable, la distribución de los esfuerzos de cierre de la fractura se redistribuyen por todo el paquete

consolidado, evitando así que exista un empotramiento de los granos de apuntalante en la formación. (Caballero y Carrillo, 2012).

Ilustración 1.9

Empotramiento de apuntalante



Tomado de: *Video Interno Halliburton*

1.5.4. RETORNO DE APUNTALANTE

Actualmente no se entiende por completo el fenómeno del regreso de apuntalante hacia el pozo, pero se considera varios aspectos que se pueden considerar como principales, entre ellos tenemos:

Espesor de fractura

Como menciona Canon J. (2003), en 1992 Milton-Taylor y demás, realizaron un experimento en el cual se buscaba determinar la importancia de las principales variables que afectaban al retorno de arena de fractura, de este estudio se concluyó que fracturas que tengan un espesor mayor a 6 granos de apuntalante son siempre propensas a la producción del mismo.

A pesar de esto, se han reportado casos en donde las fracturas alcanzan un espesor mayor a 6 granos y son estables, no producen arena de fractura.

Esfuerzo de cierre

Desde 1992 se han realizado estudios donde se comprueba que un incremento en el esfuerzo de cierre puede iniciar fricción entre los granos individuales creando un paquete de granos más estable, por otro lado al aumentar aún más este esfuerzo inicia el retorno de apuntalante hacia el pozo ya que algunos granos comienzan a aplastarse al acercarse a la resistencia máxima de la arena, comprometiendo la integridad de todo el paquete ya consolidado (Canon J., 2003).

Fuerzas de arrastre

Están relacionadas directamente con las caídas de presión y el flujo que se genera durante la etapa de producción, dependen de la viscosidad, la permeabilidad del sistema y de la velocidad a la cual circula el fluido a través del apuntalante. Al ser un fluido más viscoso desestabilizará más la arena consolidada, que un fluido menos viscoso (Canon J., 2003).

1.5.5. PROBLEMAS ASOCIADOS AL RETORNO DE APUNTALANTE

Al no lograr una buena consolidación en el paquete de arena dentro de la fractura, el apuntalante comienza a viajar hacia el pozo, produciendo varios inconvenientes los cuales se detallan a continuación:

Limita la tasa de producción

Al estar expuestos a un posible retorno de arena, el pozo se limita a no producir al caudal deseado, el flujo disminuye y por ende existe una pérdida económica al no aprovechar el potencial del pozo.

Pérdida de producción

Al tener retorno de arena en superficie, la fractura no cuenta con la misma cantidad de apuntalante para soportar la fractura y tener el flujo deseado, por

lo que esta disminuye su espesor y conductividad, llevando a una rápida declinación de la producción.

Problemas ambientales y de mantenimiento

Al encontrar apuntalante en los equipos como líneas de flujo, separadores y demás es necesario lavarlos para evitar ser cerrados por completo, además en ambientes que contienen H₂S y CO₂ un solo punto en la línea de flujo puede ser lugar para que se coloque la arena de fractura producida e inicie la corrosión, además que si no se controla todos estos problemas pueden desencadenar en un impacto ambiental en fondo o en superficie, con posibles daños irreparables y un alto costo de remediación en las zonas afectadas.

Equipos de Reacondicionamiento

Cuando se necesita limpiar la zona de apuntalante es necesario un equipo de reacondicionamiento para volver a producir, esto tiene un alto costo económico, dependiendo del tiempo necesario para concluir la limpieza lo cual hace que el proyecto sea menos rentable.

Zonas productoras abandonadas

Existen zonas en donde la producción de apuntalante es tan alta que los costos para remediar el problema superan a los estimados a inicios del proyecto, por lo cual se toma la decisión de mantener el pozo cerrado y evitar gastos, deteniendo así su producción (Halliburton, 2004).

1.6.RESINA CURADA

El retorno de arena de fractura y sus consecuencias han generado varias investigaciones sobre como mitigar los problemas que se revisó en los puntos anteriores.

El uso de resina sobre el apuntalante ha sido una manera de controlar el retorno de arena por muchos años y dos procesos han sido principalmente desarrollados:

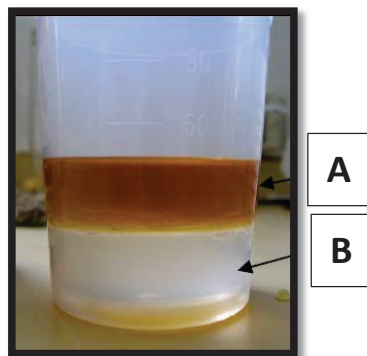
- Apuntalante con resina pre curada (Resin Precoated Proppants “RCPs”)
- Apuntalante con resina curada (Liquid Resin Coated “LRC”)

El presente trabajo se enfoca en el método donde se usa apuntalante con resina curada debido a que se usa una cantidad exacta sin desperdicio, su disponibilidad en el mercado local y su bajo costo.

Dentro de las LRC existen 3 opciones, las cuales se usan para diferentes rangos de temperatura, el primero desde los 225 °F hasta los 350 °F, el segundo hasta los 550 °F y el último sobre los 550 °F.

Estas resinas cuentan con dos componentes líquidos inmiscibles entre ellos, un endurecedor y la resina como se puede ver en la Ilustración 1.10, donde estos dos componentes son mezclados en seco con la arena a cierta velocidad para generar una buena mezcla; a excepción del que sobrepasa los 550 °F el cual tiene únicamente la resina que de igual manera se mezcla en seco con la arena (Halliburton, 2005).

Ilustración 1.10
Componentes de resina

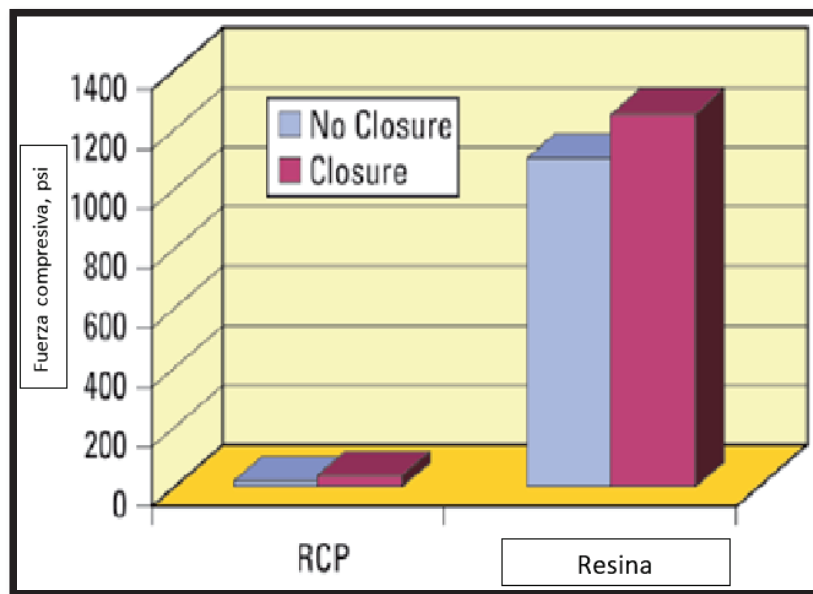


Tomado de: *Reporte Interno Halliburton*

El paquete de apuntalante alcanza relativamente pronto la consolidación necesaria para mantenerse estable, lo que permite al pozo alcanzar su máxima tasa de producción en menos tiempo que otros sistemas. Considerando que varios pozos no alcanzan el esfuerzo de cierre necesario aún dentro de los 90 primeros días luego del fracturamiento, los apuntalantes cubiertos con resina LRC pueden lograr la suficiente compactación alcanzando valores aproximados de 1000 psi en 30 minutos a temperaturas de 175 °F como se muestra en la ilustración 1.11, valores que no se logran con métodos como el de RCP mencionado anteriormente, de esta manera evita el retorno de la arena hacia el pozo y se puede iniciar la producción en menor tiempo (Halliburton, 2008).

Ilustración 1.11

Comparación de resistencia a la compresión a 175° por 30 minutos



Tomado de: *Documento Interno Halliburton*

Además la resina posee un tiempo de curado retardado el cual se lo puede modificar previamente para cada operación, este tiempo permite a la resina consolidar los granos de arena cuando se encuentra ya en la fractura y no durante su viaje a través de las líneas de flujo.

Es por esto que un diseño de la operación previo al trabajo es de vital importancia donde se consideren las distancias que debe recorrer el fluido con el apuntalante y que tiempo va a durar dicho recorrido (Halliburton, 2014).

1.6.1. MEZCLA EN LOCACIÓN

Los componentes A y B de la resina llegan en tanques Tote (Ilustración 1.12), de los cuales debe ser extraído su contenido y combinados por un mezclador estático (Ilustración 1.13).

Ilustración 1.12

Tanque Tote



Tomado de: *Boletín Tecnológico – Halliburton, 2001*

Ilustración 1.13

Mezclador estático



Tomado de: *Boletín Tecnológico – Halliburton, 2001*

El mezclador estático debe colocarse lo más cerca de los componentes A y B para que de esta manera logren una mezcla rápida y completamente homogénea antes de ser combinada con la arena. Es importante que la mezcla de los componentes A y B se de en partes iguales para tener mejores resultados cuando ingresen a la formación (Boletín Tecnológico – Halliburton, 2001).

Luego de haber pasado por el mezclador estático, se dosifica la mezcla sobre la arena en seco en la tolva del Blender (Ilustración 1.14), donde mediante 2 tornillos giratorios de 12” logran cubrir toda la superficie del apuntalante de resina antes de que ingrese a la batea y sea bombeado hasta el yacimiento (Boletín Tecnológico – Halliburton, 2001).

Ilustración 1.14

Blender

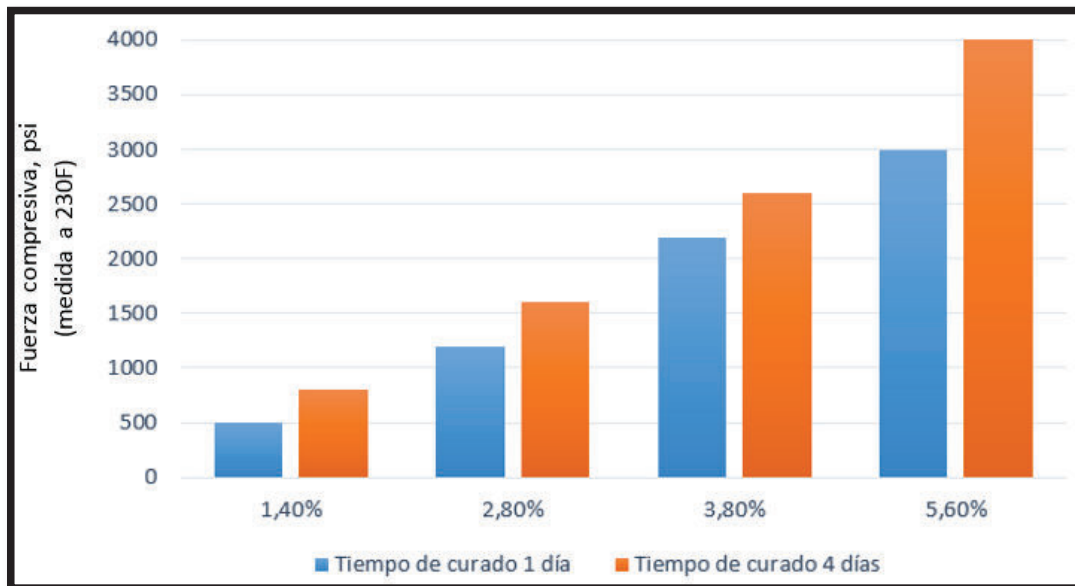


Fuente: *Juan Pantoja*

Normalmente la dosificación de la resina sobre la arena se da en un rango desde el 3% al 5% en peso para generar una resistencia a la compresión adecuada en cada trabajo, como se puede observar en la Ilustración 1.15 donde se relaciona con el tiempo de curado:

Ilustración 1.15

Fuerza de compresión vs Tiempo de curado



Tomado de: *Reporte Interno – Halliburton, 2016*

Donde los porcentajes hacen referencia al volumen de resina con respecto al peso de arena utilizado como por ejemplo:

3% equivale a 3.6 gal/1000 lb

4% equivale a 4.8 gal/1000 lb

5% equivale a 6 gal/ 1000 lb

Posteriormente el apuntalante curado es enviado a la formación con el gel de transporte, al momento de llegar, el gel se romperá y permitirá que los granos de arena tengan un contacto individual para que luego con la ayuda de la temperatura propia del reservorio la resina comience a curarse y forme una masa consolidada completamente permeable que sostenga la fractura (Halliburton, 2014).

De esta manera la resina ayuda a mejorar de manera considerable la conductividad de la fractura en comparación con otros sistemas evaluados como se puede ver en la Ilustración 1.16, por su rápida compactación y

contacto grano a grano (Barree B., Fitzpatrick H., Manrique J., Mullen M., Schubarth S., Smith M., Stegent N.). De esta manera se puede establecer la ecuación que ayudará a determinar la relación de conductividad en la fractura:

$$C_r = wK_f/\pi X_{eff}K \quad (1.16)$$

Donde:

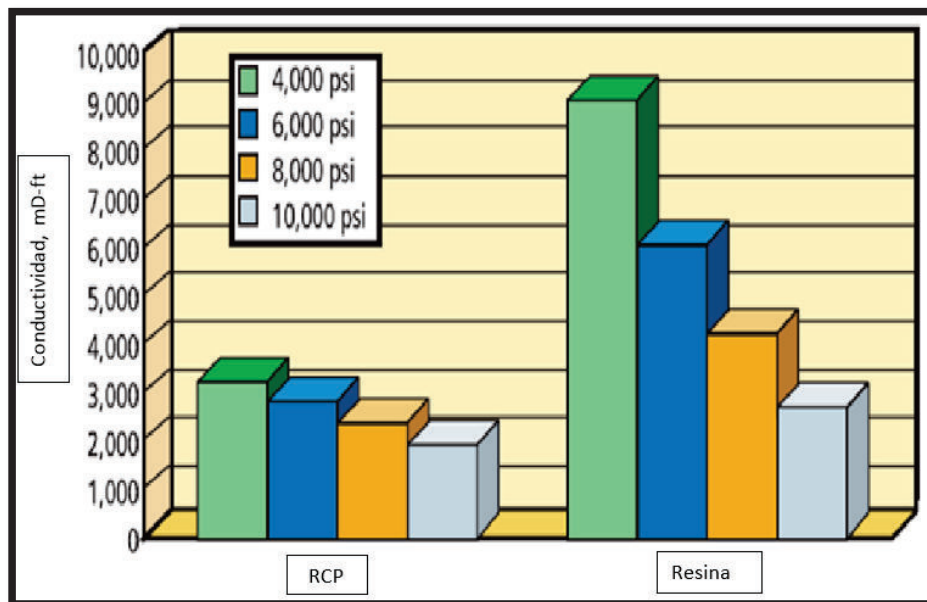
wK_f = Conductividad de la fractura

K = Permeabilidad del Reservorio

X_{eff} = Longitud efectiva de fractura

Ilustración 1.16

Comparación de la conductividad



Tomado de: *Documento Interno Halliburton*

Una vez finalizada la operación se deberá realizar la limpieza de los equipos utilizando agua, solvente y ácido al 5% en un tiempo menor a 25 minutos,

puesto que los fluidos pueden ocasionar daño severo al equipo (Reporte Interno – Halliburton, 2016).

1.6.2. DETERMINAR EL VOLUMEN DE RESINA

Generalmente se recomienda 3.75 gal de resina ya mezclada por cada 1 000 lbm de apuntalante, basándose en que es necesario 3% de resina en cada volumen de apuntalante. Existe una fórmula en donde se expresa con más exactitud el valor necesario de resina en una operación:

Ecuación para calcular la cantidad de resina:

$$\frac{3.75 \frac{\text{gal}}{1000 \text{ lb arena}}}{0.0456 \frac{\text{gal}}{\text{lb arena}}} = \frac{X \frac{\text{gal}}{1000 \text{ lb apuntalante}}}{\text{volumen absoluto de apuntalante [gal/lb]}} \quad (1.17)$$

Donde X es el volumen de resina necesario y depende del tipo de apuntalante que se vaya a usar en la operación (Halliburton, 2006). Como ejemplo de cálculo se usa arena Carbolite:

$$\frac{3.75 \frac{\text{gal}}{1000 \text{ lb arena}}}{0.0456 \frac{\text{gal}}{\text{lb arena}}} = \frac{X \frac{\text{gal}}{1000 \text{ lb apuntalante}}}{0.0347 \text{ [gal/lb]}}$$

$$X = 2.85 \text{ gal de } \frac{\text{resina}}{1000 \text{ arena}}$$

1.7. DISEÑO DE FRACTURA

Para realizar un diseño de fracturamiento hidráulico es necesario considerar ciertos aspectos básicos, los cuales son presentados en la Tabla 1.5 a continuación.

Tabla 1.5
Datos de diseño Pozo L6

Nombre		Símbolo	Valor	Unidad
Intervalo	Inicial	ht	9940	ft
	Final	hb	9953	ft
Diámetro interno		di	2,875	plg
Diámetro externo		do	3,5	plg
Rugosidad de tubería			0,4	
Gradiente de fricción		gf	0,11	psi/ft
Caudal de bombeo		Qi=i	18	bppm
Velocidad de fluido		vf	7	ft/s
Tiempo de bombeo		tp	62,8	min
Presión en superficie		Pw	5631	psi
Presión de reservorio		Pr	3000	psi
Densidad del agua		δ	8,43	lpg
Gravedad específica del fluido fracturante		γ	0,997	
Viscosidad del fluido fracturante		μ	29	cp
Permeabilidad de formación		k	0,029	darcy
Permeabilidad de fractura		kf	600	darcy
Altura de fractura		hf	54,2	ft
Esfuerzo vertical		σ_v	1	psi/ft
Esfuerzo tectónico		ε_{tect}	0,0000714	psi/ft
Coeficiente de Poisson		ν	0,2194	Psi/ft
Módulo de Young		E	5520000	lb/pg2

Elaborado por: Juan Pantoja

Fuente: Reporte Interno, Halliburton 2016.

El diseño a ser utilizado se basa en un diseño en dos dimensiones, el cual determina el ancho y longitud de la fractura suponiendo la altura de fractura una constante y conocida.

Los valores del coeficiente de Poisson y módulo de Young fueron modelados de acuerdo a pruebas de laboratorio, mientras que el esfuerzo tectónico se considera como una constante para todo el campo.

Además tiene por característica considerar a la fractura con una forma elíptica en el eje vertical del pozo, esta geometría no es completamente cierta, pero se ajusta de manera adecuada a la realidad (Pazmiño J., 2004).

Primeramente se determina el punto medio de la zona de interés:

$$D = \left(\frac{hb - ht}{2} \right) + ht$$

$$D = \left(\frac{9953 - 9940}{2} \right) + 9940 = 9946.5 \text{ ft}$$

Se determina la presión hidrostática

$$P_h = 0.433 \times \gamma \times D$$

$$P_h = 0.433 \times 0.997 \times 9946.5 = 4293.91 \text{ psi}$$

Se calcula el valor de las pérdidas en tubería

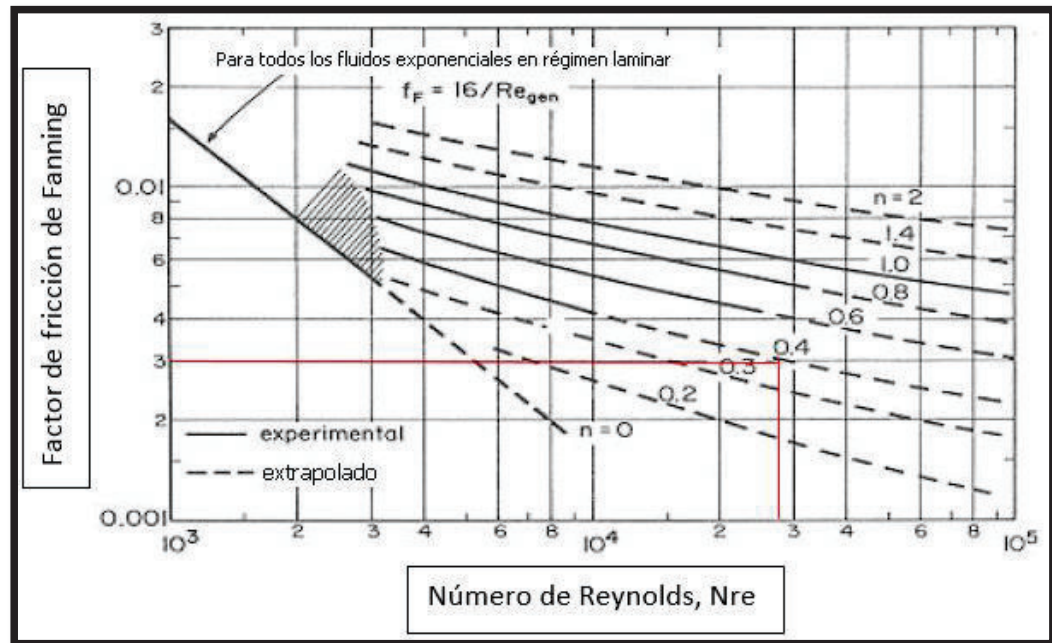
$$\rho f = 0.997 \times 8.43 = 8.4$$

$$N_R = 1.592 \times 10^4 \frac{Q \times \rho f}{d \times \mu}$$

$$N_R = 1.592 \times 10^4 \frac{18 \times 8.4}{2.875 \times 29} = 28887$$

Con el valor encontrado se puede definir el factor de fricción f de la Ilustración 1.17

Ilustración 1.17
Factor de fricción



Fuente: Halliburton, 2016.

$$\Delta P_f = \frac{f \times D \times \delta \times v^2}{2.8(do^2 - di^2)}$$

$$\Delta P_f = \frac{0.003 \times 9946.5 \times 8.4 \times 49}{2.8 \times (3.5^2 - 2.875^2)} = 1101.52 \text{ psi}$$

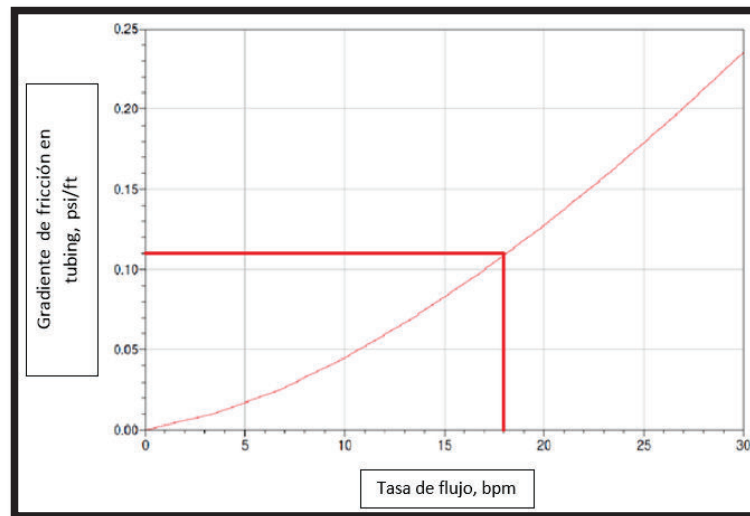
A partir de la Ilustración 1.18 se determina las pérdidas por fricción en fondo:

$$P_{perf} = 0.11 \times 9946.5 = 1094.115 \text{ psi}$$

$$P_{tort} = 0.11 \times 9946.5 = 1094.115 \text{ psi}$$

Ilustración 1.18

Fricción en tubería



Fuente: Halliburton, 2016.

Con las presiones involucradas ya definidas, es posible calcular la presión de tratamiento en fondo

$$BHTP = P_w + P_h - P_{pipe} - P_{perf} - P_{tort}$$

$$BHTP = 5631 + 4293.914 - 1101.52 - 1094.115 - 1094.115 = 6365.16 \text{ psi}$$

Al dividir esta presión para la profundidad podemos determinar el gradiente de fractura necesario

$$G_f = \frac{BHTP}{D}$$

$$G_f = \frac{6365.16}{9946.5} = 0.64 \text{ psi/ft}$$

Ahora se procede a calcular el esfuerzo mínimo horizontal que actúa en la formación de interés

$$\sigma_{hmin} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_v - \alpha Pr) + \alpha Pr + (\varepsilon_{tect} \times E)$$

$$\sigma_{hmin} = \left(\frac{0.22}{1 - 0.22} \right) (1 - 0.7 \times 3000) + 0.7 \times 3000 + (0.0000714 \times 5520000)$$

$$\sigma_{hmin} = 1904.17 \text{ [psia]}$$

Con estos valores se puede determinar la presión neta aplicada

$$Net_p = BHTP - \sigma_{hmin}$$

$$Net_p = 6365.16 - 1904.17 = 4460.99 \text{ psia}$$

Finalmente podemos calcular la geometría de fractura

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$$

$$E' = \frac{5520000}{1 - 0.22^2} = 5799149.97$$

$$W = \frac{2 \times Net_p \times h_f}{E'}$$

$$W = \frac{2 \times 4460.99 \times 54.2}{5799149.97} = 0.0833 \text{ ft}$$

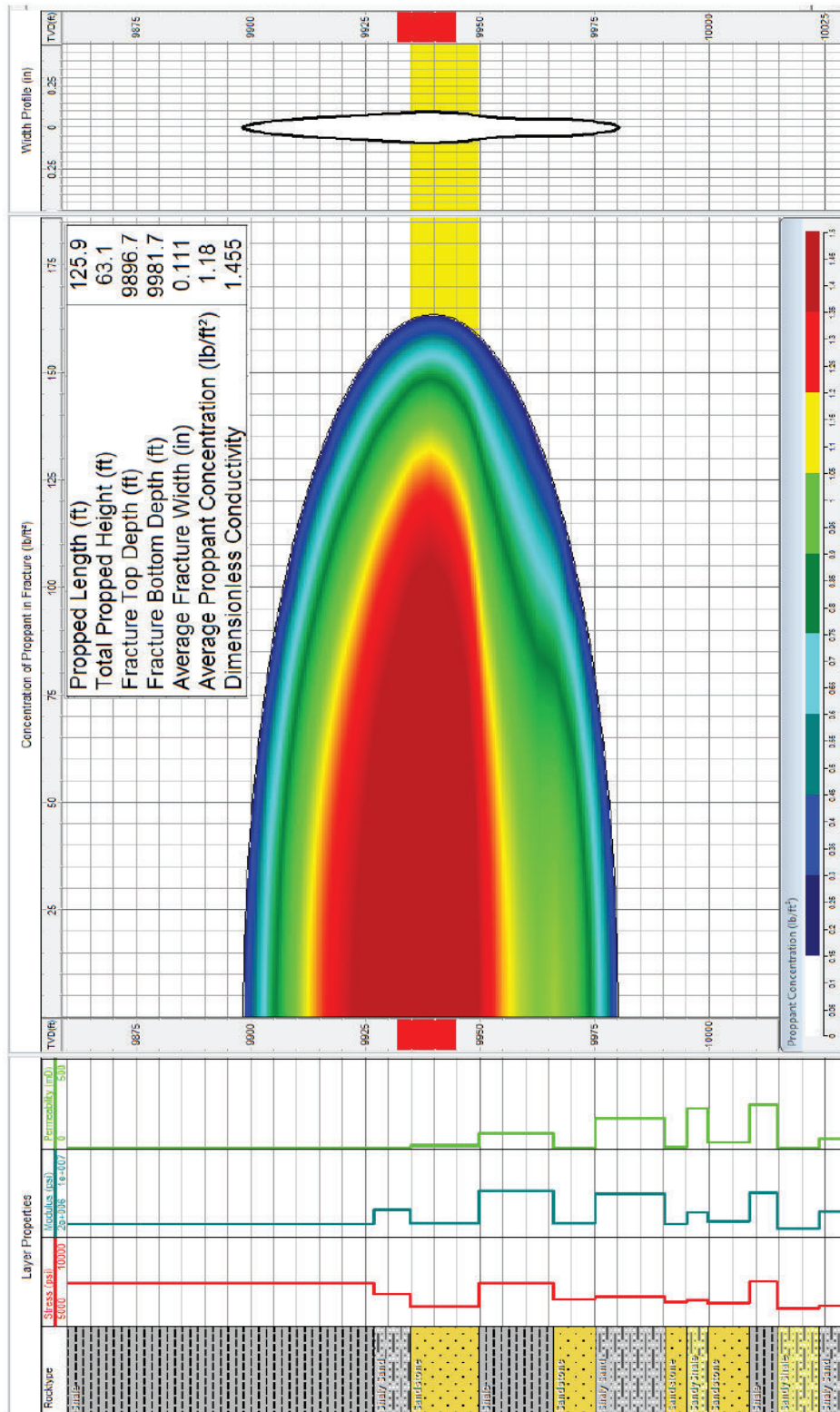
$$X_f = \frac{Q_i \times t_p}{2 \times h_f \times W}$$

$$X_f = \frac{18 \times 62.8}{2 \times 54.2 \times 0.0833} = 125.056 \text{ ft}$$

Con los valores ya definidos se establece un modelo en dos dimensiones el cual se desarrolló en el software FracPro y sus resultados son presentados en la Ilustración 1.19 a continuación:

Ilustración 1.19

Diseño de fractura modelo 2D Pozo L6



Fuente: Reporte interno, Halliburton 2017.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DE POZOS SELECCIONADOS

2.1. POZO L1

En el pozo L1 se planteó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico utilizando resina líquida para evitar el retorno del apuntalante en la arena “Hollín Superior”, considerando los disparos a profundidades desde los 10.024’ hasta los 10.038’ y desde los 10.050’ hasta los 10.070’ (MD) (Halliburton, 2016).

2.1.1. DATOS DEL POZO

El pozo L1 es un pozo productor vertical, su completación fue realizada en septiembre de 1970 y cuenta actualmente con la arena “T” abierta entre un packer y camisa de producción, su arena “Hollín Superior” igualmente abierta entre un packer y camisa de producción, mientras que disparos aproximadamente a los 10.082’ en la arena “Hollín Superior” se encuentran cerrados aislados por un CIBP (Halliburton, 2016).

2.1.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Cuenta con 32 intervenciones de reacondicionamiento las cuales son detalladas a continuación:

Tabla 2.1

Historial de reacondicionamiento Pozo L1

# W.O.	FECHA	TRABAJO	EXITOSO	RECUPERA [BPPD]
1	14/10/72	Aislar acuífero (HS)	Si	2541
2	08/09/73	Solventes (H)	Si	1505
3	16/02/74	Re-disparos (H)	Si	1106

Tabla 2.1 Continuación

4	19/04/75	Squeeze (H)	Si	610
5	<i>No se cuenta con información</i>			
6	29/03/79	Solventes (H)	No	-
7	<i>No se cuenta con información</i>			
8	11/01/80	Solventes (H)	Si	239
9	15/04/80	Solventes (H)	Si	101
10	09/05/80	Solventes (H)	Si	440
11	26/07/81	Solventes (H-T)-Mecánico	No	-
12	29/04/82	Squeeze (H) – Ácido (Hs)	Si	167
13	30/06/82	Mecánico	Si	511
14	16/02/83	Mecánico	Si	902
15	21/01/83	Mecánico	Si	839
16	21/07/83	Mecánico – Ácido (H)	Si	326
17	12/04/84	Squeeze	Si	95
18	09/07/84	Ácido (H)	Si	191
19	26/02/85	Mecánico	Si	325
20	18/03/87	Mecánico	Si	Inyector
21	12/11/87	Mecánico	Si	303
22	07/09/90	Mecánico	Si	238
23	06/02/91	Mecánico	Si	165
24	06/05/91	Mecánico- Solventes (H)	Si	225
25	28/10/91	Mecánico	Si	354
26	20/12/93	Mecánico	Si	44
27	24/10/94	Mecánico	Si	300
28	04/12/95	Mecánico – Solventes (H)	No	138
29	01/11/01	Mecánico	Si	106
30	03/10/08	Mecánico	Si	-44
31	27/05/08	Mecánico	Si	140
32	22/10/14	Mecánico	Si	161

Tomado y modificado de: *Petroamazonas, 2016*

2.1.3. DATOS DE RESERVORIO

Tabla 2.2

Datos de Reservorio Pozo L1

Pozo	L1	
Categoría	Productor	
Datos de Formación		
Formación	Hollín Superior	
Litología	Caliza: 0	%
	Lutita: 20	%
	Arena: 80	%
Espesor Bruto	34	Pies
Espesor Neto	9.4	Pies
Porosidad	14	%
Permeabilidad	9.5	mD
Saturación de Agua	24	%
Corte de Agua	27	%
Temperatura de Fondo	208	°F
Relación Gas - Petróleo	188	SCF/STB
Presión de Fondo Estática	2543	psi
Gradiente de Fractura	0.78	Psi/ft
Gradiente de Cierre	0.649	Psi/ft

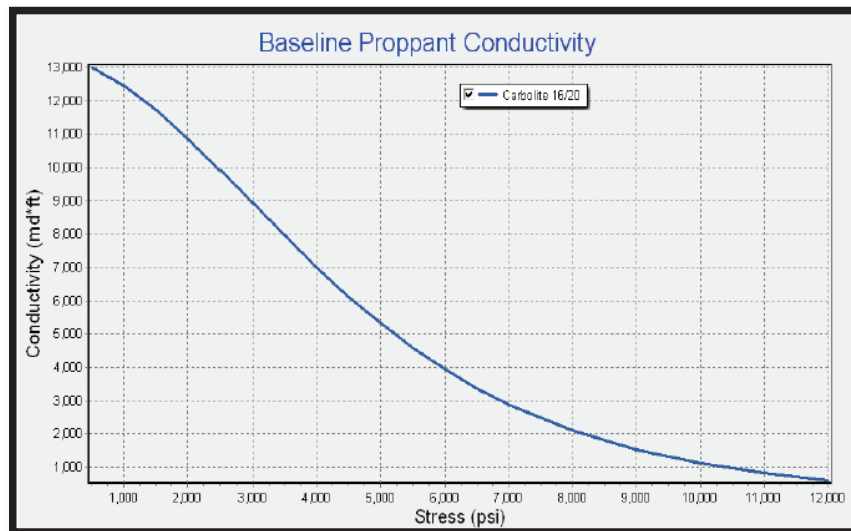
Tomado y modificado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.1.4. AGENTE DE SOSTÉN

El agente de sostén o arena de fractura recomendada para este trabajo es una arena sintética cerámica Carbolite de malla 16/20 cuya resistencia alcanza los 10 000 psi. Las condiciones de esfuerzo de cierre que va a soportar el apuntalante se muestran a continuación en el Gráfico 2.1 (Halliburton, 2016).

Gráfico 2.1

Conductividad del Apuntalante Pozo L1



Tomado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.1.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL

El pozo L1 cuenta con una presión de reservorio de 3825 psi a una temperatura de 208 F, además su corte de agua es del 27% y su relación total gas petróleo es de 188 scf/STB.

La permeabilidad promedio de pozos vecinos es de 9,5 mD. El espesor del reservorio es de 25 pies, mientras que su área de drenaje alcanza los 40 acres.

El caudal de aceite antes de la operación alcanza los 286 bppd y su presión de fondo fluyente es de 1017 psi (Halliburton, 2016).

2.2. POZO L2

En el pozo L2 se planteó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico utilizando resina líquida para evitar el retorno del apuntalante en la arena "Hollín Superior", considerando los disparos a profundidades desde los 10.250' hasta los 10.282' (MD) (Halliburton, 2016).

2.2.1. DATOS DEL POZO

El pozo L2 es un pozo productor direccional, su completación fue realizada en enero de 2009 y cuenta actualmente con la arena “Ui” abierta de 9.912’ - 9.920’, su arena “Ti” aislada con cementación forzada, su arena “Hs” fracturada entre 10.250’ - 10.282’, mientras que la arena “Hi” se encuentra aislada con cementación forzada. El pozo se encuentra disparado, fracturado y produciendo en el intervalo de “Hollín Superior” entre 10.250’ - 10.282’ (32’) MD (Halliburton, 2016).

2.2.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Cuenta con 5 intervenciones de reacondicionamiento las cuales son detalladas a continuación:

Tabla 2.3

Historial de Reacondicionamiento Pozo L2

# W.O.	FECHA	TRABAJO	EXITOSO	RECUPERA [BPPD]
1	20/09/09	Squeeze (Hi)	Si	154
2	16/02/11	Mecánico	No	-
3	21/06/13	Mecánico	Si	204
4	13/12/13	Mecánico	Si	294
5	25/04/15	Mecánico	Si	86

Tomado y modificado de: *Petroamazonas, 2016*

2.2.3. DATOS DE RESERVORIO

Tabla 2.4

Datos de Reservorio Pozo L2

Pozo	L2	
Categoría	Productor	
Datos de Formación		
Formación	Hollín Superior	
Litología	Caliza: 0	%
	Lutita: 16.2	%
	Arena: 83.8	%
Espesor Bruto	38.2	Pies
Espesor Neto	33.5	Pies
Porosidad	13.6	%
Permeabilidad	15	mD
Saturación de Agua	25.2	%
Corte de Agua	40	%
Temperatura de Fondo	230	°F
Relación Gas - Petróleo	N/D	SCF/STB
Presión de Fondo Estática	3100-3600	psi
Gradiente de Fractura	0.84	Psi/ft
Gradiente de Cierre	0.559	Psi/ft

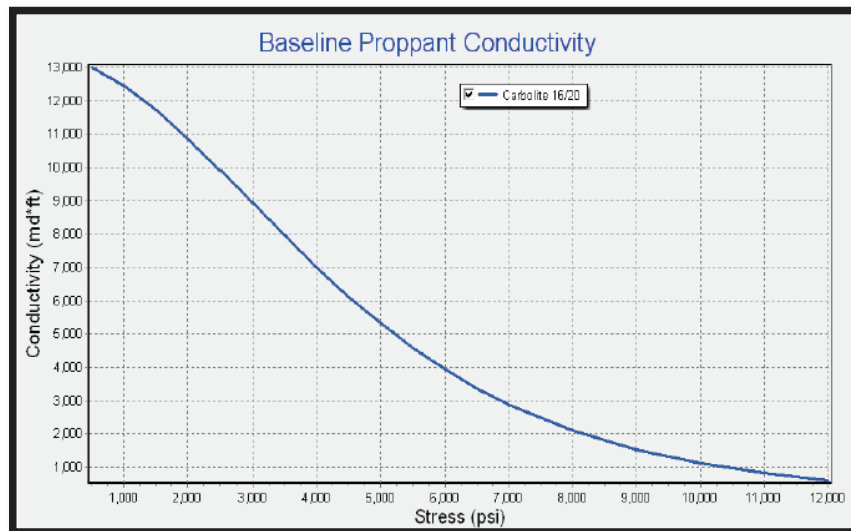
Tomado y modificado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.2.4. AGENTE DE SOSTÉN

El agente de sostén o arena de fractura recomendada para este trabajo es una arena sintética cerámica Carbolite de malla 16/20 cuya resistencia alcanza los 10 000 psi. Las condiciones de esfuerzo de cierre que va a soportar el apuntalante se muestran a continuación en el Gráfico 2.2 (Halliburton, 2016).

Gráfico 2.2

Conductividad del apuntalante Pozo L2



Tomado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.2.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL

El pozo L2 cuenta con una presión de reservorio de 3300 psi a una temperatura de 230 F y además su corte de agua es del 40%.

La permeabilidad promedio de pozos vecinos es de 15 mD. El espesor del reservorio es de 33.5 pies, mientras que su área de drenaje alcanza los 40 acres.

El caudal de aceite antes de la operación alcanza los 100 bppd (Halliburton, 2016).

2.3. POZO L3

En el pozo L3 se planteó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico utilizando resina líquida para evitar el retorno del apuntalante en la arena "Hollín Superior", considerando los disparos a profundidades desde los 10.017' hasta los 10.024' y desde los 10.036' hasta los 10.044' (MD) (Halliburton, 2016).

2.3.1. DATOS DEL POZO

El pozo L3 es un pozo vertical cerrado por bajo aporte, su completación fue realizada en noviembre de 2004 y cuenta actualmente con la arena “BT” abierta, sus arenas “T” y “Hs” igualmente abiertas aisladas con CIBP y su arena “Hollín inferior” cerrada (Halliburton, 2016).

2.3.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Cuenta con 5 intervenciones de reacondicionamiento las cuales son detalladas a continuación:

Tabla 2.5

Historial de Reacondicionamiento Pozo L3

# W.O.	FECHA	TRABAJO	EXITOSO	RECUPERA [BPPD]
1	20/12/04	Mecánico	Si	161
2	11/10/06	Mecánico	Si	8
3	06/10/08	Mecánico	No	-10
4	20/02/11	Squeeze (Hs)	Si	112
5	23/11/14	Punzonar (BT)	No	-

Tomado y modificado de: *Petroamazonas, 2016*

2.3.3. DATOS DE RESERVORIO

Tabla 2.6

Datos de Reservorio Pozo L3

Pozo	L3
Categoría	Productor
<i>Continúa en la siguiente página</i>	

Tabla 2.6 Continuación

Datos de Formación		
Formación	Hollín Superior	
Litología	Caliza: 0	%
	Lutita: 28.6	%
	Arena: 71.4	%
Espesor Bruto	23	Pies
Espesor Neto	8.5	Pies
Porosidad	15	%
Permeabilidad	67	mD
Saturación de Agua	26	%
Corte de Agua	73.9	%
Temperatura de Fondo	230	°F
Relación Gas - Petróleo	N/D	SCF/STB
Presión de Fondo Estática	3600	psi
Gradiente de Fractura	0,84	Psi/ft
Gradiente de Cierre	0.559	Psi/ft

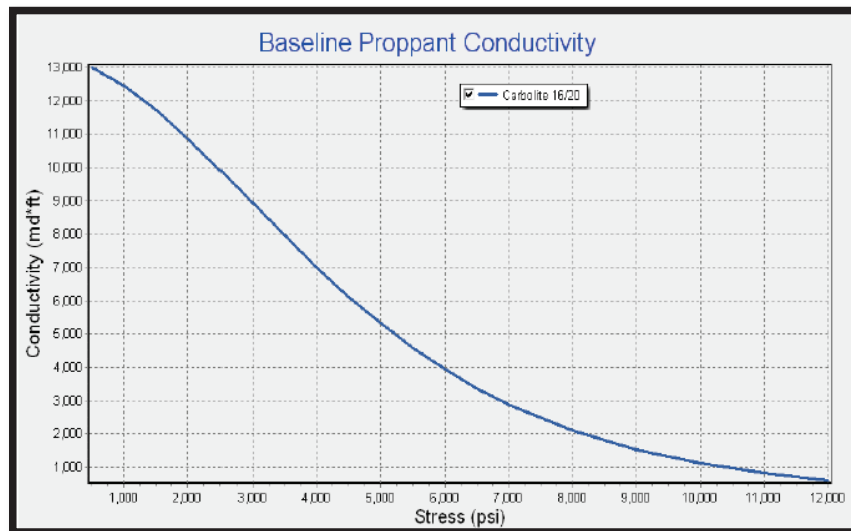
Tomado y modificado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.3.4. AGENTE DE SOSTÉN

El agente de sostén o arena de fractura recomendada para este trabajo es una arena sintética cerámica Carbolite de malla 16/20 cuya resistencia alcanza los 10 000 psi. Las condiciones de esfuerzo de cierre que va a soportar el apuntalante se muestran a continuación en el Gráfico 2.3 (Halliburton, 2016).

Gráfico 2.3

Conductividad del apuntalante Pozo L3

Tomado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.3.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL

El pozo L3 cuenta con una presión de fondo estática de 3600 psig a una temperatura de 230 F y su corte de agua es del 73.9%.

La permeabilidad promedio de pozos vecinos es de 67 mD y el espesor del reservorio es de 8.5 pies.

El pozo fue cerrado previo al fracturamiento por su bajo aporte (Halliburton, 2016).

2.4. POZO L4

En el pozo L4 se planteó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico sin resina líquida en la arena "Hollín Superior", considerando los disparos a profundidades desde los 9.919' hasta los 9.925' y desde los 9.929' hasta los 9.937' (MD) (Halliburton, 2016).

2.4.1. DATOS DEL POZO

El pozo L4 es un pozo productor vertical, que fue cerrado por su alto corte de agua, su completación fue realizada en enero de 1971 y cuenta actualmente con la arena “U” cerrada entre packer, su arena “T” igualmente cerrada entre packer, la arena “Hollín Superior” abierta entre packer y camisa de producción y su arena “Hollín Inferior” cerrada por squeeze (Halliburton, 2016).

2.4.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Cuenta con 16 intervenciones de reacondicionamiento las cuales son detalladas a continuación:

Tabla 2.7

Historial de Reacondicionamiento Pozo L4

# W.O.	FECHA	TRABAJO	EXITOSO	RECUPERA [BPPD]
1	11/02/77	Ácido (H)	Si	2541
2	10/03/79	Mecánico	Si	2541
3	<i>No se cuenta con información</i>			
4	<i>No se cuenta con información</i>			
5	07/07/81	Mecánico	No	-
6	10/11/91	Mecánico	Si	416
7	02/05/92	Mecánico	Si	727
8	28/01/94	Mecánico	Si	590
9	11/02/95	Mecánico	Si	374
10	15/11/95	Mecánico	Si	72
11	11/10/96	Mecánico	Si	320
12	26/02/97	Mecánico	Si	328
13	28/11/97	Mecánico	Si	316
<i>Continúa en la siguiente página</i>				

Tabla 2.7 Continuación

14	25/05/11	Mecánico	Si	2
15	22/08/05	Mecánico	Si	237
16	29/03/12	Mecánico	Si	248

Tomado y modificado de: *Petroamazonas, 2016*

2.4.3. DATOS DEL RESERVORIO

Tabla 2.8

Datos de Reservorio Pozo L4

Pozo	L4	
Categoría	Productor	
Datos de Formación		
Formación	Hollín Superior	
Litología	Caliza: 0	%
	Lutita: 10	%
	Arena: 90	%
Espesor Bruto	14	Pies
Espesor Neto	2.9	Pies
Porosidad	9	%
Permeabilidad	9	mD
Saturación de Agua	27	%
Corte de Agua	50	%
Temperatura de Fondo	233	°F
Relación Gas - Petróleo	188	SCF/STB
Presión de Fondo Estática	2950	psi
Gradiente de Fractura	0.65	Psi/ft
Gradiente de Cierre	0.55	Psi/ft

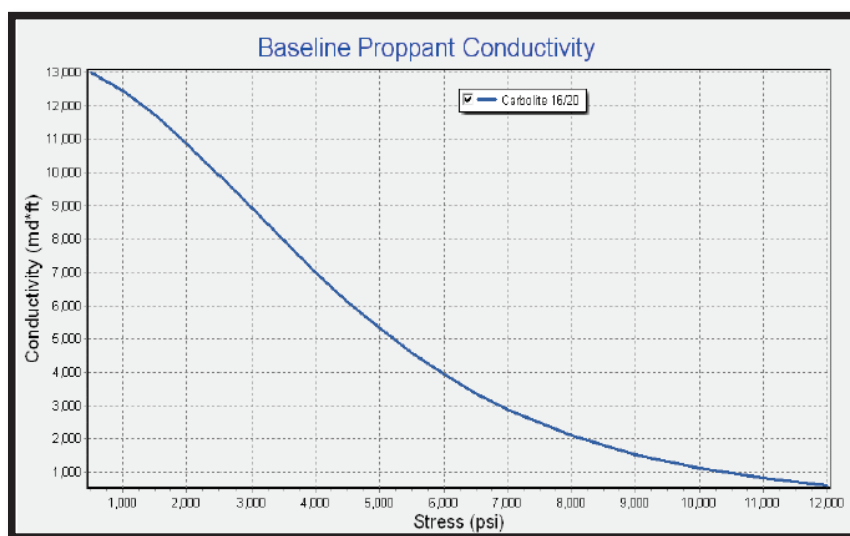
Tomado y modificado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.4.4. AGENTE DE SOSTÉN

El agente de sostén o arena de fractura recomendado para este trabajo es una arena sintética cerámica Carbolite de malla 16/20 cuya resistencia alcanza los 10 000 psi. Las condiciones de esfuerzo de cierre que va a soportar el apuntalante se muestran a continuación en el Gráfico 2.4 (Halliburton, 2016).

Gráfico 2.4

Conductividad del apuntalante Pozo L4



Tomado de: Diseño del Servicio Halliburton, 2016

2.4.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL

El pozo L4 cuenta con una presión de reservorio de 2950 psig a una temperatura de 233 °F, además su corte de agua es del 50% y su relación total gas petróleo es de 188 scf/STB.

La permeabilidad promedio de pozos vecinos es de 9 mD. El espesor del reservorio es de 18 pies, mientras que su área de drenaje alcanza los 40 acres.

El caudal de aceite antes de la operación alcanza los 78 bppd y su presión de fondo fluyente es de 1369 psi (Halliburton, 2016).

2.5. POZO L5

En el pozo L5 se planteó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico utilizando resina líquida para evitar el retorno del apuntalante en la formación Napo, arena “T Inferior”, considerando los disparos a profundidades desde los 9.891’ hasta los 9.913’ (MD) (Halliburton, 2016).

2.5.1. DATOS DEL POZO

El pozo L5 es un pozo productor vertical, su completación fue realizada en septiembre de 1986 y cuenta actualmente con la arena “Basal Tena”, “U” y “T” completada con un packer y una camisa, mientras que la arena Hollín se encuentra cerrada por CIBP (Halliburton, 2016).

2.5.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Cuenta con 18 intervenciones de reacondicionamiento las cuales son detalladas a continuación:

Tabla 2.9

Historial de Reacondicionamiento Pozo L5

# W.O.	FECHA	TRABAJO	EXITOSO	RECUPERA [BPPD]
1	21/11/86	Mecánico	Si	512
2	27/07/87	Mecánico	Si	469
3	05/10/87	Mecánico	Si	770
4	28/11/88	Mecánico	Si	96
5	<i>No se cuenta con información</i>			
6	05/04/91	Mecánico	Si	538
7	20/10/91	Mecánico	Si	447
8	20/11/92	Mecánico	Si	391
9	14/05/93	Mecánico	Si	103

Tabla 2.9 Continuación

10	21/11/93	Mecánico	Si	200
11	01/04/94	Mecánico	Si	177
12	12/11/94	Squeeze (H)	Si	577
13	07/06/95	Mecánico	No	-
14	07/12/95	Disparos (U)	Si	336
15	08/08/81	Mecánico	Si	285
16	18/04/98	Re disparos (T)	-	-
17	16/08/98	Mecánico	-	-
18	21/02/09	Mecánico	Si	143

Tomado y modificado de: *Petroamazonas, 2016*

2.5.3. DATOS DEL RESERVORIO

Tabla 2.10

Datos de Reservorio Pozo L5

Pozo	L5	
Categoría	Productor	
Datos de Formación		
Formación	Napo Ti	
Litología	Caliza: 0	%
	Lutita: 10	%
	Arena: 90	%
Espesor Bruto	-	Pies
Espesor Neto	19	Pies
Porosidad	16	%
Permeabilidad	300	mD
Saturación de Agua	15.8 – 45.3	%
Corte de Agua	46.8	%
Temperatura de Fondo	230	°F
Relación Gas - Petróleo	264	SCF/STB

Tabla 2.10 Continuación

Presión de Fondo Estática	1700	psi
Gradiente de Fractura	0.803	Psi/ft
Gradiente de Cierre	0.647	Psi/ft

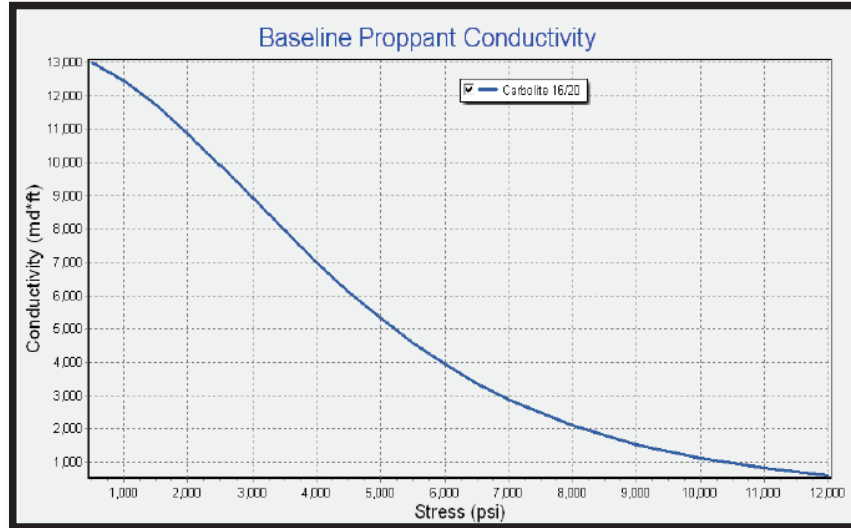
Tomado y modificado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.5.4. AGENTE DE SOSTÉN

El agente de sostén o arena de fractura recomendado para este trabajo es una arena sintética cerámica Carbolite de malla 16/20 cuya resistencia alcanza los 10 000 psi. Las condiciones de esfuerzo de cierre que va a soportar el apuntalante se muestran a continuación en el Gráfico 2.5 (Halliburton, 2016).

Gráfico 2.5

Conductividad del apuntalante Pozo L5



Tomado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.5.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL

El pozo L5 cuenta con una presión de reservorio de 1700 psig a una temperatura de 230 °F, además su corte de agua es de 46,8%.

La permeabilidad promedio de pozos vecinos es de 300 mD y el espesor del reservorio alcanza los 19 pies.

El caudal de aceite antes de la operación alcanza los 119 bppd y su presión de fondo fluente es de 1000 psi (Halliburton, 2016).

2.6. POZO L6

En el pozo L6 se planteó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en la arena “Hollín Superior”, considerando los disparos a profundidades desde los 9.932’ hasta los 9.945’ (MD) (Halliburton, 2016).

2.6.1. DATOS DEL POZO

El pozo L6 es un pozo productor vertical, su completación fue realizada en mayo de 1993 y cuenta actualmente con la arena “Basal Tena” abierta entre packer y camisa de producción, su arena “Hollín Superior” cerrada, aislada con CIBP, la arena “Hollín Inferior” cerrada, aislada con CIBP (Halliburton, 2016).

2.6.2. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Cuenta con 10 intervenciones de reacondicionamiento las cuales son detalladas a continuación:

Tabla 2.11

Historial de Reacondicionamiento Pozo L6

# W.O.	FECHA	TRABAJO	EXITOSO	RECUPERA [BPPD]
1	22/04/94	Ácido (BT)	No	-
2	18/10/96	Mecánico	Si	191
3	21/04/98	Re disparos (BT)	Si	250
4	03/09/02	Mecánico	Si	239

Tabla 2.11 Continuación

5	28/03/03	Mecánico	Si	288
6	02/07/09	Mecánico	Si	73
7	06/10/09	Mecánico	Si	94
8	25/07/10	Mecánico	Si	26
9	02/06/12	Mecánico	Si	34
10	08/08/14	Re disparos (Hs)	Si	120

Tomado y modificado de: *Petroamazonas, 2016*

2.6.3. DATOS DE RESERVORIO

Tabla 2.12

Datos de Reservorio Pozo L6

Pozo	L6	
Categoría	Productor	
Datos de Formación		
Formación	Hollín Superior	
Litología	Caliza: 0	%
	Lutita: 6.8 - 28.6	%
	Arena: 93.2 – 71.4	%
Espesor Bruto	63	Pies
Espesor Neto	13	Pies
Porosidad	13.5	%
Permeabilidad	29	mD
Saturación de Agua	34	%
Corte de Agua	64	%
Temperatura de Fondo	230	°F
Relación Gas - Petróleo	188	SCF/STB
Presión de Fondo Estática	3000	psi
Gradiente de Fractura	0.8	Psi/ft
Gradiente de Cierre	0.614	Psi/ft

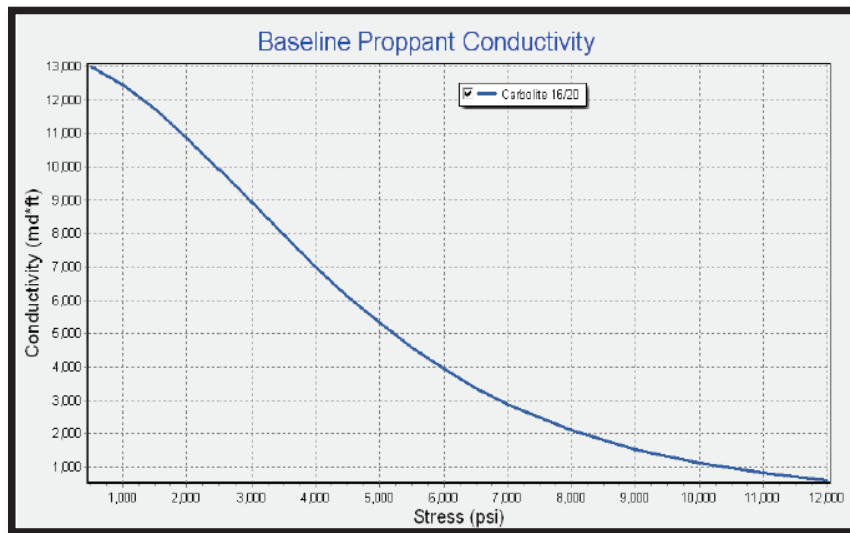
Tomado y modificado de: *Diseño del Servicio Halliburton, 2016*

2.6.4. AGENTE DE SOSTÉN

El agente de sostén o arena de fractura recomendado para este trabajo es una arena sintética cerámica Carbolite de malla 16/20 cuya resistencia alcanza los 10 000 psi. Las condiciones de esfuerzo de cierre que va a soportar el apuntalante se muestran a continuación en el Gráfico 2.6 (Halliburton, 2016).

Gráfico 2.6

Conductividad del apuntalante Pozo L6



Tomado de: Diseño del Servicio Halliburton, 2016

2.6.5. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INICIAL

El pozo L6 cuenta con una presión de reservorio de 3000 psi a una temperatura de 230 °F, además su corte de agua es de 64% y su relación total gas petróleo es de 188 scf/STB.

La permeabilidad promedio de pozos vecinos es de 29 mD. El espesor del reservorio es de 13 pies, mientras que su área de drenaje alcanza los 40 acres.

El caudal de aceite antes de la operación alcanza los 60 bppd y su presión de fondo fluyente es de 1207 psi (Halliburton, 2016).

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

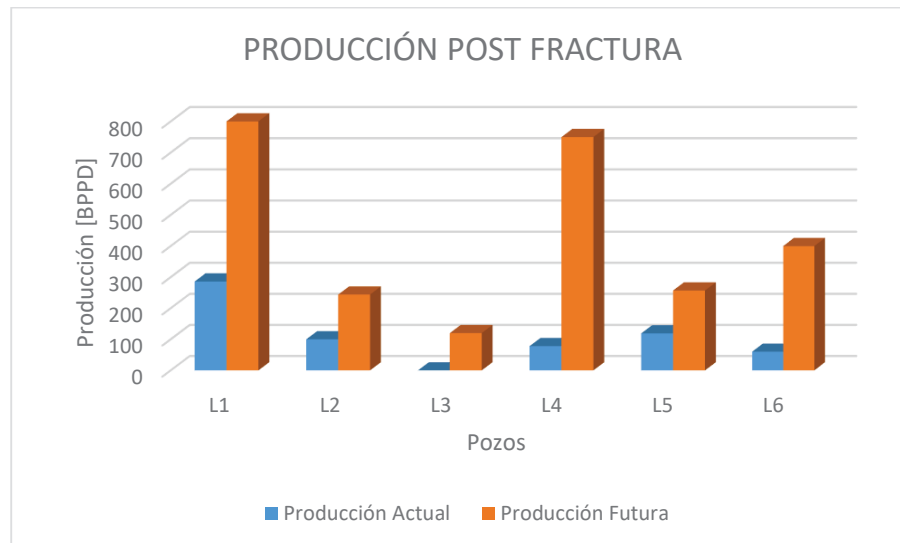
3.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Dentro de los pozos seleccionados se utilizó resina líquida para compactar la arena en tres de ellos, siendo estos los pozos L1, L2 y L3. En los tres pozos restantes L4, L5 y L6 se realizó un trabajo solo con arena.

Los resultados de la producción inmediatamente luego de realizar las operaciones de fracturamiento con y sin resina son presentados a continuación:

Gráfico 3.1

Producción Post Fractura



Fuente: *Halliburton*

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Se puede determinar que los pozos en los que se utilizó resina líquida para la compactación del apuntalante dentro de la fractura no se obtuvo un retorno del mismo e incrementó su producción considerablemente.

En los pozos en donde no se usó resina líquida existió un incremento de la producción inmediatamente luego de la operación, esto debido obviamente a la apertura de nuevos canales de producción y a la comunicación de canales antiguos. A pesar de esto los pozos presentaron problemas de arena posteriores, dando como resultados reducción considerable de la producción e incrementos en los costos operativos como se podrá evidenciar en el análisis económico planteado más adelante.

El esfuerzo de cierre de una formación es muy importante en cuanto al retorno de arena de fractura ya que determina el tiempo y la fuerza con la que van a ser compactados los granos del apuntalante, esto ayudará a que los granos generen puntos de contacto entre ellos y de esta manera evitar que regresen al pozo.

En los pozos seleccionados se observó los siguientes valores referentes al esfuerzo de cierre de las respectivas formaciones:

Tabla 3.1

Valoración Gradientes de cierre

POZO	FORMACIÓN	Gradiente de cierre [psi/ft]	VALORACIÓN
L1	Hollín Superior	0.6	Alto
L2	Hollín Superior	0.55	Medio
L3	Hollín Superior	0.51	Medio
L4	Hollín Superior	0.62	Alto
L5	T Inferior	Sin dato	Sin Valoración
L6	Hollín Superior	0.54	Medio

Fuente: *Halliburton, 2016*

Elaborado por: *Juan Pantoja*

De los valores se puede identificar que en los tres primeros pozos con valores de gradiente de cierre considerados altos y medios no existió un retorno de apuntalante, primero en parte por las características de formación y segundo por el uso de resina, la cual contribuye a formar un contacto grano a grano en

un corto periodo de tiempo, de esta manera cuando el pozo entra en producción, el empaque de arena ya se encuentra correctamente consolidado.

En los Pozos L4 y L6 en donde no se usó resina se pueden observar valores similares de gradiente de cierre a los tres primeros pozos, a pesar de esto existió un gran problema de retorno de arena, puesto que al no contar con resina que ayude a la consolidación de arena, la misma tiende a regresar al pozo ocasionado debido esfuerzo cíclico propio de la etapa de producción, lo cual generará un incremento en los costos operativos que se presentaran más adelante.

En el Pozo L5 a pesar de que no se usó resina líquida no se cuenta con un registro oficial del valor del gradiente de cierre, lo cual repercutió en un problema de retorno de arena de fractura obstruyendo los canales de producción, repercutiendo sobre los costos de la operación, creando problemas en las herramientas de fondo y generando un impacto directo en su producción a futuro.

3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar si el método de resina junto con la arena de fractura es económicamente factible se deben analizar ciertos indicadores económicos los cuales podrán determinar si a futuro estas nuevas tecnologías presentan un beneficio económico y técnico para de esta manera concluir sobre la utilización o no de resinas sobre el apuntalante en operaciones de fractura.

Los cálculos presentados a continuación se realizan considerando un periodo de un año y seis meses, los cuales son únicamente para comprobar si la inversión fue pagada y en cuanto tiempo se logró cubrir este valor.

3.2.1. PRODUCCIÓN FUTURA

La producción futura ayuda a estimar la producción de los pozos que han sido fracturados hidráulicamente con y sin resina durante los periodos establecidos, utilizando la fórmula de declinación exponencial, puesto que no han sufrido cambios que afectaron bruscamente su vida productiva (Vega C., 1983).

$$q = q_i \times e^{-at} \quad (3.1)$$

Donde:

q = Tasa de producción de petróleo a un tiempo t

q_i = Tasa inicial de producción de petróleo

a = Constante de declinación exponencial

t = Periodo de tiempo a analizar

En la siguiente Tabla (3.1) se ha tomado como ejemplo de cálculo la producción de petróleo futura del pozo L1, tomando en cuenta que su producción luego del fracturamiento fue de 800 BPPD y el campo en el que se encuentran los pozos seleccionados tiene una declinación de producción anual de 25%, eso quiere decir una declinación de 0.021 mensual.

$$\begin{aligned} q &= q_i \times e^{-at} \\ q &= 800 \times e^{-0.021*1} \\ q &= 783.38 \text{ bls} \end{aligned}$$

El valor calculado presenta la producción diaria de petróleo del Pozo L1, valor que lo debemos multiplicar por los 30 días del mes para considerar una producción mensual, obteniendo los siguientes resultados en la Tabla 3.2 a una proyección a 18 meses a partir del fracturamiento:

Tabla 3.2 Producción futura y acumulada de petróleo Pozo L1

Periodo	Qo	Qo Acum.
[mes]	[bls]	[bls]
0	0,00	0,00
1	24000,00	0,00
2	23505,17	24000,00
3	23020,55	47505,17
4	22545,91	70525,72
5	22081,07	93071,63
6	21625,80	115152,70
7	21179,93	136778,50
8	20743,24	157958,43
9	20315,56	178701,67
10	19896,70	199017,23
11	19486,47	218913,93
12	19084,70	238400,40
13	18691,22	257485,11
14	18305,85	276176,32
15	17928,42	294482,17
16	17558,78	312410,59
17	17196,75	329969,37
18	16842,19	347166,12

Fuente: *Halliburton, 2016*

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Las producciones futuras de los demás pozos seleccionados se encuentran en el Anexo 1.

3.2.2. INGRESOS

Los ingresos correspondientes a un trabajo de fracturamiento se obtienen del resultado de la multiplicación de la producción del pozo por el valor del crudo. Para este análisis se considerarán tres escenarios, en los cuales el primero presentará el valor de crudo de 40\$, en el segundo caso un valor de 50\$ y finalmente el escenario optimista con un valor de 60\$.

Los resultados obtenidos para el Pozo L1 como muestra de cálculo se observan en la Tabla 3.3 a continuación:

Tabla 3.3

Ingresos del Pozo L1

Periodo	Producción mensual	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
[mes]	[bls]	\$ 40	\$ 50	\$ 60
0	0	\$ -	\$ -	\$ -
1	24000	\$ 960.000,00	\$ 1.200.000,00	\$ 1.440.000,00
2	23505,17235	\$ 940.206,89	\$ 1.175.258,62	\$ 1.410.310,34
3	23020,54697	\$ 920.821,88	\$ 1.151.027,35	\$ 1.381.232,82
4	22545,91351	\$ 901.836,54	\$ 1.127.295,68	\$ 1.352.754,81
5	22081,06595	\$ 883.242,64	\$ 1.104.053,30	\$ 1.324.863,96
6	21625,80254	\$ 865.032,10	\$ 1.081.290,13	\$ 1.297.548,15
7	21179,92566	\$ 847.197,03	\$ 1.058.996,28	\$ 1.270.795,54
8	20743,2418	\$ 829.729,67	\$ 1.037.162,09	\$ 1.244.594,51
9	20315,5614	\$ 812.622,46	\$ 1.015.778,07	\$ 1.218.933,68
10	19896,69884	\$ 795.867,95	\$ 994.834,94	\$ 1.193.801,93
11	19486,47231	\$ 779.458,89	\$ 974.323,62	\$ 1.169.188,34
12	19084,70376	\$ 763.388,15	\$ 954.235,19	\$ 1.145.082,23
13	18691,21879	\$ 747.648,75	\$ 934.560,94	\$ 1.121.473,13
14	18305,84663	\$ 732.233,87	\$ 915.292,33	\$ 1.098.350,80
15	17928,42001	\$ 717.136,80	\$ 896.421,00	\$ 1.075.705,20
16	17558,77509	\$ 702.351,00	\$ 877.938,75	\$ 1.053.526,51
17	17196,75145	\$ 687.870,06	\$ 859.837,57	\$ 1.031.805,09
18	16842,19195	\$ 673.687,68	\$ 842.109,60	\$ 1.010.531,52

Fuente: *Halliburton, 2016*

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Los ingresos de los demás pozos seleccionados se encuentran en el Anexo No 2.

3.2.3. EGRESOS

Para calcular los egresos correspondientes a un trabajo de fracturamiento se considera un valor de 7,50\$ por cada barril, correspondiente a su producción desde fondo hasta superficie, un costo de 1.30\$ para ser transportado desde la estación hasta la terminal de Balao para su distribución (Banco Central del Ecuador, 2016) y finalmente los costos operativos de cada trabajo.

Los costos para el Pozo L1 se presentan en la Tabla 3.4 y 3.5 a continuación:

Tabla 3.4

Costos de producción y transporte Pozo L1

Periodo [meses]	POZO L1	
	Producción	Transporte
0	\$ -	\$ -
1	\$ 180.000,00	\$ 31.200,00
2	\$ 176.288,79	\$ 30.556,72
3	\$ 172.654,10	\$ 29.926,71
4	\$ 169.094,35	\$ 29.309,69
5	\$ 165.607,99	\$ 28.705,39
6	\$ 162.193,52	\$ 28.113,54
7	\$ 158.849,44	\$ 27.533,90
8	\$ 155.574,31	\$ 26.966,21
9	\$ 152.366,71	\$ 26.410,23
10	\$ 149.225,24	\$ 25.865,71
11	\$ 146.148,54	\$ 25.332,41
12	\$ 143.135,28	\$ 24.810,11
13	\$ 140.184,14	\$ 24.298,58
14	\$ 137.293,85	\$ 23.797,60
15	\$ 134.463,15	\$ 23.306,95
16	\$ 131.690,81	\$ 22.826,41
17	\$ 128.975,64	\$ 22.355,78
18	\$ 126.316,44	\$ 21.894,85

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Tabla 3.5

Costos Operativos Pozo L1

Servicio de Fracturamiento	Costo
Transporte a locación	\$ 9.900,00
Equipo de Ingeniería (16 personas)	\$ 32.700,00
Equipo de Bombeo	\$ 76.000,00
Tanques de almacenamiento para fluidos de fractura (todos los tamaños)	\$ 1.900,00
Software de fracturamiento y bombeo	\$ 8.300,00
Manifold	\$ 1.300,00
Cargas de apuntalante (18000 gal)	\$ 1.200,00
Resina líquida (20000 lbs/lt)	\$ 19.000,00
Quimicos	\$ 133.000,00

Tabla 3.5 Continuación

Líneas de Servicio	Costos
Fluidos	\$ 81.400,00
Perforación y registros eléctricos	\$ 92.000,00
Herramientas de completación	\$ 175.000,00
Gerenciamiento de Proyectos	\$ 97.000,00
Pruebas	\$ 113.000,00
Levantamiento Artificial	\$ 533.616,00
Servicios de terceros	Costos
Trabajos Civiles	\$ 5.000,00
Campamento	\$ 10.400,00
Movilización torre	\$ 31.000,00
Operaciones de torre	\$ 3.000,00
Torre de WO	\$ 200.000,00
Rentas	\$ 15.500,00
Servicios de tubería	\$ 22.000,00
Servicios en superficie	\$ 8.900,00
Servicios ambientales	\$ 32.300,00
Tangibles	\$ 120.000,00
Operaciones sin taladro	\$ 18.000,00
Total	\$ 1.841.416,00

Fuente: *Halliburton, 2016*

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Los valores de egresos de los Pozos restantes se encuentran detallados en el Anexo No 3. De esta manera la Tabla 3.6 a continuación presenta los valores de egresos totales en cada uno de los periodos y pozos analizados, en donde se identifica los Pozos L4, L5 y L6 los cuales sufrieron un aumento de un 49% aproximadamente en los costos operativos, generados por operaciones y torre de Work Over necesarios para limpiar la arena de formación y sacar herramientas para repararlas y constatar que otras se encontraban en buen estado:

Tabla 3.6
Egresos Totales

Periodo [meses]	POZO L1	POZO L2	POZO L3	POZO L4	POZO L5	POZO L6
	0	\$ 1.841.416,00	\$ 2.044.716,00	\$ 2.062.816,00	\$ 2.688.132,00	\$ 2.682.432,00
1	\$ 211.200,00	\$ 64.416,00	\$ 31.680,00	\$ 198.000,00	\$ 67.848,00	\$ 105.600,00
2	\$ 206.845,52	\$ 63.087,88	\$ 31.026,83	\$ 193.917,67	\$ 66.449,12	\$ 103.422,76
3	\$ 202.580,81	\$ 61.787,15	\$ 30.387,12	\$ 189.919,51	\$ 65.079,09	\$ 101.290,41
4	\$ 198.404,04	\$ 60.513,23	\$ 29.760,61	\$ 186.003,79	\$ 63.737,30	\$ 99.202,02
5	\$ 194.313,38	\$ 59.265,58	\$ 29.147,01	\$ 182.168,79	\$ 62.423,17	\$ 97.156,69
6	\$ 190.307,06	\$ 58.043,65	\$ 28.546,06	\$ 178.412,87	\$ 61.136,14	\$ 95.153,53
7	\$ 186.383,35	\$ 56.846,92	\$ 27.957,50	\$ 174.734,39	\$ 59.875,65	\$ 93.191,67
8	\$ 182.540,53	\$ 55.674,86	\$ 27.381,08	\$ 171.131,74	\$ 58.641,14	\$ 91.270,26
9	\$ 178.776,94	\$ 54.526,97	\$ 26.816,54	\$ 167.603,38	\$ 57.432,09	\$ 89.388,47
10	\$ 175.090,95	\$ 53.402,74	\$ 26.263,64	\$ 164.147,77	\$ 56.247,97	\$ 87.545,47
11	\$ 171.480,96	\$ 52.301,69	\$ 25.722,14	\$ 160.763,40	\$ 55.088,26	\$ 85.740,48
12	\$ 167.945,39	\$ 51.223,34	\$ 25.191,81	\$ 157.448,81	\$ 53.952,46	\$ 83.972,70
13	\$ 164.482,73	\$ 50.167,23	\$ 24.672,41	\$ 154.202,56	\$ 52.840,08	\$ 82.241,36
14	\$ 161.091,45	\$ 49.132,89	\$ 24.163,72	\$ 151.023,23	\$ 51.750,63	\$ 80.545,73
15	\$ 157.770,10	\$ 48.119,88	\$ 23.665,51	\$ 147.909,47	\$ 50.683,64	\$ 78.885,05
16	\$ 154.517,22	\$ 47.127,75	\$ 23.177,58	\$ 144.859,89	\$ 49.638,66	\$ 77.258,61
17	\$ 151.331,41	\$ 46.156,08	\$ 22.699,71	\$ 141.873,20	\$ 48.615,22	\$ 75.665,71
18	\$ 148.211,29	\$ 45.204,44	\$ 22.231,69	\$ 138.948,08	\$ 47.612,88	\$ 74.105,64

Elaborado por: Juan Pantoja

3.2.4. FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

Este indicador económico determina la fluidez que posee cada proyecto, para calcular el flujo neto de caja se evalúa el total de ingresos del proyecto menos el total de egresos del mismo en un intervalo de tiempo determinado (Vega C., 1983).

$$FNC = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (3.2)$$

Además se considerará el valor actual con una tasa de actualización del 12%, de esta manera los valores del Flujo Neto de Caja Actualizados (FNCA) para los diferentes periodos del pozo L1 se presentan en las Tablas 3.7, 3.8 y 3.9 a continuación:

Tabla 3.7

FNCA Escenario 1

Periodo [meses]	Escenario 40\$			
	Ingresos	Egresos	FNC	FNCA
0	\$ -	\$1.841.416,00	\$-1.841.416,00	\$-1.841.416,00
1	\$960.000,00	\$ 206.845,52	\$ 753.154,48	\$ 746.081,63
2	\$940.206,89	\$ 202.580,81	\$ 737.626,08	\$ 723.837,08
3	\$920.821,88	\$ 198.404,04	\$ 722.417,84	\$ 702.255,75
4	\$901.836,54	\$ 194.313,38	\$ 707.523,16	\$ 681.317,88
5	\$883.242,64	\$ 190.307,06	\$ 692.935,58	\$ 661.004,27
6	\$865.032,10	\$ 186.383,35	\$ 678.648,76	\$ 641.296,31
7	\$847.197,03	\$ 182.540,53	\$ 664.656,50	\$ 622.175,95
8	\$829.729,67	\$ 178.776,94	\$ 650.952,73	\$ 603.625,67
9	\$812.622,46	\$ 175.090,95	\$ 637.531,51	\$ 585.628,47
10	\$795.867,95	\$ 171.480,96	\$ 624.387,00	\$ 568.167,86
11	\$779.458,89	\$ 167.945,39	\$ 611.513,50	\$ 551.227,83
12	\$763.388,15	\$ 164.482,73	\$ 598.905,42	\$ 534.792,88
13	\$747.648,75	\$ 161.091,45	\$ 586.557,30	\$ 518.847,94
14	\$732.233,87	\$ 157.770,10	\$ 574.463,77	\$ 503.378,40
15	\$717.136,80	\$ 154.517,22	\$ 562.619,58	\$ 488.370,09
16	\$702.351,00	\$ 151.331,41	\$ 551.019,59	\$ 473.809,25
17	\$687.870,06	\$ 148.211,29	\$ 539.658,77	\$ 459.682,55
18	\$673.687,68	\$ 145.155,50	\$ 528.532,18	\$ 445.977,03
TOTAL				\$ 8.670.060,84

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Tabla 3.8

FNCA Escenario 2

Periodo [meses]	Escenario 50\$			
	Ingresos	Egresos	FNC	FNCA
0	\$ -	\$1.841.416,00	\$-1.841.416,00	\$ -1.841.416,00
1	\$1.200.000,00	\$ 206.845,52	\$ 993.154,48	\$ 983.827,80
2	\$1.175.258,62	\$ 202.580,81	\$ 972.677,80	\$ 954.494,80
3	\$1.151.027,35	\$ 198.404,04	\$ 952.623,31	\$ 926.036,38
4	\$1.127.295,68	\$ 194.313,38	\$ 932.982,30	\$ 898.426,44
5	\$1.104.053,30	\$ 190.307,06	\$ 913.746,24	\$ 871.639,71
6	\$1.081.290,13	\$ 186.383,35	\$ 894.906,78	\$ 845.651,62
7	\$1.058.996,28	\$ 182.540,53	\$ 876.455,76	\$ 820.438,37
8	\$1.037.162,09	\$ 178.776,94	\$ 858.385,15	\$ 795.976,86
9	\$1.015.778,07	\$ 175.090,95	\$ 840.687,12	\$ 772.244,68
10	\$ 994.834,94	\$ 171.480,96	\$ 823.353,99	\$ 749.220,07
11	\$ 974.323,62	\$ 167.945,39	\$ 806.378,22	\$ 726.881,94
12	\$ 954.235,19	\$ 164.482,73	\$ 789.752,46	\$ 705.209,83
13	\$ 934.560,94	\$ 161.091,45	\$ 773.469,49	\$ 684.183,88
14	\$ 915.292,33	\$ 157.770,10	\$ 757.522,24	\$ 663.784,82
15	\$ 896.421,00	\$ 154.517,22	\$ 741.903,78	\$ 643.993,97
16	\$ 877.938,75	\$ 151.331,41	\$ 726.607,34	\$ 624.793,18
17	\$ 859.837,57	\$ 148.211,29	\$ 711.626,28	\$ 606.164,86
18	\$ 842.109,60	\$ 145.155,50	\$ 696.954,10	\$ 588.091,95
TOTAL				\$12.019.645,16

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Tabla 3.9

FNCA Escenario 3

Periodo [meses]	Escenario 60\$			
	Ingresos	Egresos	FNC	FNCA
0	\$ -	\$1.841.416,00	\$-1.841.416,00	\$ -1.839.655,11
1	\$1.440.000,00	\$ 206.845,52	\$ 1.233.154,48	\$ 1.233.149,80
2	\$1.410.310,34	\$ 202.580,81	\$ 1.207.729,53	\$ 1.202.274,02
3	\$1.381.232,82	\$ 198.404,04	\$ 1.182.828,78	\$ 1.181.322,24
4	\$1.352.754,81	\$ 194.313,38	\$ 1.158.441,43	\$ 1.155.756,41
5	\$1.324.863,96	\$ 190.307,06	\$ 1.134.556,89	\$ 1.134.556,89
6	\$1.297.548,15	\$ 186.383,35	\$ 1.111.164,81	\$ 1.111.164,81
7	\$1.270.795,54	\$ 182.540,53	\$ 1.088.255,01	\$ 1.088.255,01
8	\$1.244.594,51	\$ 178.776,94	\$ 1.065.817,57	\$ 1.065.817,57

Tabla 3.9 Continuación

9	\$1.218.933,68	\$ 175.090,95	\$ 1.043.842,73	\$ 1.043.842,73
10	\$1.193.801,93	\$ 171.480,96	\$ 1.022.320,97	\$ 1.022.320,97
11	\$1.169.188,34	\$ 167.945,39	\$ 1.001.242,95	\$ 1.001.242,95
12	\$1.145.082,23	\$ 164.482,73	\$ 980.599,50	\$ 980.599,50
13	\$1.121.473,13	\$ 161.091,45	\$ 960.381,68	\$ 960.381,68
14	\$1.098.350,80	\$ 157.770,10	\$ 940.580,70	\$ 940.580,70
15	\$1.075.705,20	\$ 154.517,22	\$ 921.187,98	\$ 921.187,98
16	\$1.053.526,51	\$ 151.331,41	\$ 902.195,09	\$ 902.195,09
17	\$1.031.805,09	\$ 148.211,29	\$ 883.593,80	\$ 883.593,80
18	\$1.010.531,52	\$ 145.155,50	\$ 865.376,02	\$ 865.376,02
TOTAL				\$16.853.963,06

Elaborado por: *Juan Pantoja*

Las tablas correspondientes a los Flujos de Caja Netos para los demás pozos seleccionados se encuentran en el Anexo No 4.

3.2.5. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Nos brinda un valor numérico que representa la rentabilidad del proyecto a largo plazo y una evaluación financiera sobre los flujos de caja netos actuales (Vega C., 1983).

El Valor Actual Neto se calcula restando de la inversión inicial la sumatoria de los flujos de caja actualizados a una tasa del 12% como se presenta en la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^k} \quad (3.3)$$

Donde:

Io= Inversión Inicial

FNC= Flujo Neto de Caja en los periodos analizados

i= Tasa de actualización

k=periodo evaluado

El criterio para evaluar el VAN de un proyecto nos dice que:

- Si el Valor Actual Neto de una inversión es positivo nos indica que la inversión va a producir ganancias sobre la rentabilidad exigida.
- Si el Valor Actual Neto de una inversión es negativo, producirá pérdidas y por lo tanto no es un proyecto rentable.
- Si el Valor Actual Neto de una inversión es cero, el proyecto no generará ni pérdida ni ganancia (Vega C., 1983).

Los valores obtenidos evaluando el VAN en los siguientes pozos se presenta en la Tabla 3.10 a continuación:

Tabla 3.10

VAN

POZO	Escenario 40\$	Escenario 50\$	Escenario 60\$
L1	\$8.670.060,84	\$12.019.645,16	\$15.369.229,47
L2	\$1.142.748,43	\$ 2.164.371,65	\$ 3.185.994,86
L3	\$ -495.210,54	\$ 7.227,11	\$ 509.664,75
L4	\$7.109.402,12	\$10.249.637,4	\$13.389.872,7
L5	\$674.856,36	\$ 1.750.910,32	\$ 2.826.964,28
L6	\$2.581.719,53	\$ 4.256.511,68	\$ 5.931.303,84

Elaborado por: Juan Pantoja

3.2.6. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Tasa de rendimiento utilizada para medir y comparar la rentabilidad de una inversión realizada, esta tasa se denomina interna puesto que no considera factores externos como la tasa de interés o la inflación (Vega C., 1983).

Se puede calcular mediante la siguiente fórmula considerando un valor de VAN = 0 como se muestra en la siguiente expresión:

$$-I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{FNC}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (3.4)$$

Donde:

lo= Inversión Inicial

FNC= Flujo Neto de Caja en los periodos analizados

k=periodo evaluado

El criterio para evaluar el TIR de un proyecto nos dice:

- Se considerará un proyecto como factible cuando supere la tasa de actualización establecida del 12%.
- Se rechazará un proyecto cuando no cumpla con la rentabilidad mínima requerida que para este caso se toma del 12%.

Los valores obtenidos evaluando el TIR en los pozos seleccionados son presentados en Tabla 3.11:

Tabla 3.11

TIR

POZO	Escenario 40\$	Escenario 50\$	Escenario 60\$
L1	37%	50%	63%
L2	6%	10%	14%
L3	-3%	0%	14%
L4	22%	31%	39%
L5	3%	7%	10%
L6	9%	15%	20%

Elaborado por: *Juan Pantoja*

3.2.7. RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Evalúa la relación existente entre los beneficios y los costos que ha generado un proyecto para de esta manera obtener un valor numérico que represente si el proyecto de inversión es rentable o no (Vega C., 1983).

Se realiza mediante la división de los ingresos actualizados para los egresos actualizados, de esta manera el criterio para evaluar la relación beneficio-costo nos dice que:

- Será mayor que 1 cuando los ingresos actualizados sean mayores que los egresos actualizados, razón por la cual el proyecto si será aceptado

- Será menor que 1 cuando los egresos actualizados sean mayores que los ingresos actualizados, razón por la cual el proyecto no será aceptado.
- Será un proyecto indiferente en el caso que el resultado sea 1, por lo que los ingresos y los egresos actualizados serán iguales.

Los resultados obtenidos evaluando la Relación Beneficio Costo son presentados a continuación en la Tabla 3.12:

Tabla 3.12
Relación Beneficio Costo

POZO	Escenario 40\$	Escenario 50\$	Escenario 60\$
L1	2,83	3,54	4,25
L2	1,39	1,74	2,08
L3	0,80	1,00	1,20
L4	2,3	2,88	3,45
L5	1,18	1,48	1,77
L6	1,6	2,03	2,44

Elaborado por: *Juan Pantoja*

3.2.8. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Tiempo requerido para que el proyecto empiece a ser rentable, momento en el cual el dinero invertido es recuperado, este tiempo se lo calculará tomando en cuenta los flujos acumulados de caja y observando el último periodo negativo que encontramos, a partir de ese periodo se iniciará la recuperación de la inversión (Vega C., 1983).

Se toma como ejemplo de cálculo el Pozo L1 cuyos resultados son presentados en la Tabla 3.13 a continuación:

Tabla 3.13

Tiempo de Recuperación de la Inversión Pozo L1

Periodo [meses]	Escenario 40\$		Escenario 50\$		Escenario 60\$	
	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado
0	\$ -1.841.416,00	\$ -1.841.416,00	\$ -1.841.416,00	\$ -1.841.416,00	\$ -1.841.416,00	\$ -1.841.416,00
1	\$ 746.081,63	\$ -1.095.334,37	\$ 983.827,80	\$ -857.588,20	\$ 1.221.573,96	\$ -619.842,04
2	\$ 723.837,08	\$ -371.497,29	\$ 954.494,80	\$ 96.906,60	\$ 1.185.152,53	\$ 565.310,49
3	\$ 702.255,75	\$ 330.758,46	\$ 926.036,38	\$ 1.022.942,97	\$ 1.149.817,00	\$ 1.715.127,49
4	\$ 681.317,88	\$ 1.012.076,34	\$ 898.426,44	\$ 1.921.369,42	\$ 1.115.535,01	\$ 2.830.662,50
5	\$ 661.004,27	\$ 1.673.080,60	\$ 871.639,71	\$ 2.793.009,12	\$ 1.082.275,14	\$ 3.912.937,64
6	\$ 641.296,31	\$ 2.314.376,92	\$ 845.651,62	\$ 3.638.660,74	\$ 1.050.006,93	\$ 4.962.944,57
7	\$ 622.175,95	\$ 2.936.552,87	\$ 820.438,37	\$ 4.459.099,11	\$ 1.018.700,79	\$ 5.981.645,36
8	\$ 603.625,67	\$ 3.540.178,54	\$ 795.976,86	\$ 5.255.075,98	\$ 988.328,05	\$ 6.969.973,41
9	\$ 585.628,47	\$ 4.125.807,01	\$ 772.244,68	\$ 6.027.320,65	\$ 958.860,88	\$ 7.928.834,29
10	\$ 568.167,86	\$ 4.693.974,87	\$ 749.220,07	\$ 6.776.540,72	\$ 930.272,28	\$ 8.859.106,57
11	\$ 551.227,83	\$ 5.245.202,70	\$ 726.881,94	\$ 7.503.422,66	\$ 902.536,05	\$ 9.761.642,62
12	\$ 534.792,88	\$ 5.779.995,58	\$ 705.209,83	\$ 8.208.632,50	\$ 875.626,79	\$ 10.637.269,41
13	\$ 518.847,94	\$ 6.298.843,52	\$ 684.183,88	\$ 8.892.816,38	\$ 849.519,82	\$ 11.486.789,24
14	\$ 503.378,40	\$ 6.802.221,93	\$ 663.784,82	\$ 9.556.601,20	\$ 824.191,25	\$ 12.310.980,48
15	\$ 488.370,09	\$ 7.290.592,01	\$ 643.993,97	\$ 10.200.595,17	\$ 799.617,84	\$ 13.110.598,32
16	\$ 473.809,25	\$ 7.764.401,26	\$ 624.793,18	\$ 10.825.388,34	\$ 775.777,10	\$ 13.886.375,42
17	\$ 459.682,55	\$ 8.224.083,81	\$ 606.164,86	\$ 11.431.553,20	\$ 752.647,17	\$ 14.639.022,60
18	\$ 445.977,03	\$ 8.670.060,84	\$ 588.091,95	\$ 12.019.645,16	\$ 730.206,87	\$ 15.369.229,47

Elaborado por: Juan Pantoja

De esta manera los periodos de recuperación de la inversión para el pozo L1 y demás pozos seleccionados son presentados en la Tabla 3.14 a continuación:

Tabla 3.14

Periodo de Recuperación

POZO	Escenario 40\$	Escenario 50\$	Escenario 60\$
L1	2 meses 15 días	1 mes 2 días	1 mes 15 días
L2	10 meses 11 días	7 meses 16 días	5 meses 27 días
L3	No recupera	17 meses 27 días	13 meses 17 días
L4	4 meses 1 día	3 meses 1 día	2 meses 12 días
L5	13 meses 15 días	9 meses 20 días	7 meses 16 días
L6	7 meses 26 días	5 meses 23 días	4 meses 17 días

Elaborado por: *Juan Pantoja*

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- El fracturamiento hidráulico es una técnica muy eficiente para la extracción de petróleo siempre y cuando se la aplique de la mejor forma y respetando todos los parámetros técnicos que involucra dicha operación.
- El espesor de fractura, esfuerzos de cierre y fuerzas de arrastre generadas durante la producción de un pozo llevan a desestabilizar los granos de apuntalante sin resina ocasionando que retornen al pozo.
- Al encontrar arena viajando hacia el pozo desde la formación debido a una pobre consolidación, es necesario limitar la producción para que no genere altas tasas de arrastre, derivando en pérdidas de producción significativas, aumentando costos en equipos de reacondicionamiento y en algunos casos a abandonar dichas zonas definitivamente. Por otro lado al no atender debidamente estos problemas, llegan a ocasionar pérdidas intangibles como daños al medio ambiente debido a la corrosión en tuberías y equipos en superficie.
- Los indicadores económicos mostraron un considerable aumento en los pozos en los que se utilizó resina líquida y un corto periodo de recuperación de la inversión, a excepción del pozo L3 en el primer escenario en el cual se mostró negativo y en el siguiente escenario indiferente económicamente a dicha operación, esto debido a la baja del precio del crudo a nivel mundial, razón por la cual muchas

empresas públicas y privadas han decidido reducir sus operaciones a nivel mundial.

- Los trabajos de reacondicionamiento debidos a producción de arena de fractura se han visto reducidos en un 75% a nivel mundial a causa del uso de resinas líquidas que compacten el apuntalante evitando su producción.
- Actualmente la industria petrolera se encuentra atravesando una etapa en la se ha visto afectada por los costos de venta del petróleo y sus derivados, resulta de vital importancia mantener los egresos durante las operaciones lo más bajo posibles, limitando contratiempos generados por una mala práctica operativa.
- La comunicación y el trabajo responsable entre los miembros de equipo es de vital importancia, ya que mediante eso talvez se hubiese evaluado de mejor manera el Gradiente de Fractura del Pozo L5 y determinar si era necesario utilizar resina líquida, de esta manera evitar un aumento como se lo mencionó anteriormente del 49% en sus costos, lo cual equivale a \$ 887.216.
- Las causas principales para que exista retorno de apuntalante no se encuentran limitadas a las mencionadas en este trabajo, puesto que existen casos documentados en donde a pesar de tener bajos esfuerzos cíclicos de producción, un gradiente de cierre óptimo y arena con resina correctamente colocada en la fractura, se produce retorno de la misma. Lo cual se traduce en factores específicos dentro de cada operación que puedan afectar a la misma.
- En la Tabla 4.1 se presenta un resumen de los factores determinantes que influyeron en el desarrollo de los pozos L1, L2 y L3 en los cuales se utilizó resina curada.

Tabla 4.1
Factores determinantes en el uso de resina líquida

VARIABLE	POZO L1	POZO L2	POZO L3	OBSERVACIONES
Tiempo de cierre [min]	10	2,51	10	El tiempo de cierre más elevado se encuentra en los pozos L2 y L3, tiempo en el cual la resina empieza a compactar
V. Resina [gal]	200	384	250	El volumen de resina utilizado representa menos del 5% del costo total (15 000\$).
Conductividad [md-ft]	3360	5972	4440	El valor más alto de conductividad es alcanzado en el Pozo L2, superando por mucho su valor original de 15[md-ft]
Ancho [ft]	0,235	0,131	0,164	El Pozo L1 cuenta con el mayor ancho de fractura, a pesar de esto, no se registro un retorno de arena de fractura.
Gradiente de cierre [psi/ft]	0,6	0,55	0,51	En el Pozo L3 se encuentra un bajo gradiente de cierre de fractura, lo que puede generar retorno de apuntalante, pese a esto, no se pudo evidenciar retorno de arena.
Incremento de producción [bppd]	514	144	120	El aumento de producción más significativo lo encontramos en el Pozo L1, en el cual debido a su bajo aporte y un a permeabilidad de 9,5 [md], aumentó su producción en un 279%.

Elaborado por: Juan Pantoja

4.2.RECOMENDACIONES

- Considerar una buena mezcla entre el apuntalante y la resina que dure el tiempo necesario para que se pueda adherir al apuntalante, evidenciándose como un grano de arena recubierto completamente por la misma.
- Manejar adecuadamente los valores de temperatura de formación a los que debe actuar la resina y el endurecedor, para que llegue a consolidarse justamente dentro de la fractura.
- Evaluar de manera correcta la distancia y tiempo que debe recorrer el gel que transporta el apuntalante para romper dentro de la formación evitando así que la arena se compacte en tubería o no alcance toda la geometría de la fractura.

- La seguridad industrial no va únicamente apegada al uso de la protección física dentro de una operación, si no también orientada a manejar de forma correcta los datos necesarios para la operación y de esta manera crear un diseño óptimo que no tenga contratiempos ni físicos ni económicos durante su realización.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Almeida D. y Cárdenas D.** (2010). *Optimización de la Perforación de Pozos Direccionales de los Principales Campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en Base a su Caracterización Litológica*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
- **Baby P., Rivadeneira M. y Barragán R.** (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. 3ra Edición, Petroamazonas EP.
- **Barree B., Fitzpatrick H., Manrique J., Mullen M., Schubarth S., Smith M. & Stegent N.** *Propping-Up Production*. Conductivity Endurance. Halliburton.
- **Canon J., Texas A&M U., Romero D., El Paso Production Co., Pham T. & Valko P.** (2003). *Avoiding Proppant Flowback in Tight-Gas Completions with Improved Fracture Design*. Society of Petroleum Engineers.
- **Díaz A. y Lasso A.** (2013). *Análisis Técnico Económico y Propuesta de Nuevos Pozos para la Implementación del Método de Fracturamiento Hidráulico en el Área Amy*. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Universidad Central del Ecuador.
- **Doran P.** (1998) Principios de ingeniería de los bioprocesos. Recuperado de: <http://procesosbio.wikispaces.com/Fluidos>
- **Guaigua S.** (2016). *Alternativas para la Optimización de la Producción de un Campo Maduro en la Cuenca Oriente Ecuatoriana: Fracturamiento Hidráulico y/o Estimulación Matricial*. Facultad de Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.

- **Halliburton**, *Recopilación de Documentos Internos*.
- **Holditch S.** (1979). *Criteria for Propping Agent Selection*. Dallas, Texas. Recuperado de: http://petrowiki.org/Propping_agents_and_fracture_conductivity#cite_ref-r1_1-0
- **Inda L.** (2010). *Estimulación de Pozos Petroleros Mejoradores de la Conductividad en Arenas*. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Ciencias de la Tierra, Instituto Politécnico Nacional.
- **Jimenez W. y Pérez A.** (2014). *Estudio para Mejorar la Eficiencia de los Trabajos de Fracturas Hidráulicas en la Arena U de un Campo del Oriente Ecuatoriano*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
- **Krismartopo B., Notman L., Caltex Pacific Indonesia., Kritzler T., Kristanto T. & Nguyen P.** (2005). *A fracture Treatment Design Optimization Process to Increase Production and Control Proppant Flow-Back for Low-Temperature, Low-Pressured Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers.
- **Montgomery C., Smith M. & NSI Technologies** (2010). *Hydraulic Fracturing*. Journal of Petroleum Technology.
- **Muñoz S. y Carrillo B.** (2012). *Selección del Material Propante en Procesos de Fracturamiento Hidráulico en un Pozo Petrolero*. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Universidad Industrial de Santander.
- **Nguyen P., SPE. & Weaver J.** (2003). *Controlling Proppant Flowback in High-Temperature, High-Production Wells*. Society of Petroleum Engineers.

- **Pazmiño G.** (2016). *Evaluación de las Técnicas de Estimulación de Yacimientos Utilizadas en un Campo del Oriente Ecuatoriano*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
- **Peñaranda V.** (2014). *Arenas más allá del Acatamiento de las Normas*. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Cuyo.
- **Serna K.** (2015). *Estudio Técnico Económico de la Aplicación de Fracturamiento Hidráulico para el Incremento de la Producción en Pozos Activos del Campo Tipishca – Huaico*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
- **Subgerencia de Programación y Regulación** (2015). *Reporte de Sector Petrolero II Trimestre del 2015*. Banco Central del Ecuador.
- **Tarback J. & Lutgens F.** (2005). *Una Introducción a la Geología Física*. Ciencias de la Tierra. 8va Edición, Madrid, España. Recuperado de: <http://www.osop.com.pa/wp-content/uploads/2014/04/TARBUCK-y-LUTGENS-Ciencias-de-la-Tierra-8va-ed.-1.pdf>
- **Tayler D., Stephenson C., Research BP. & M.I. Asgian** (1992). *Factors Affecting the Stability of Propped Fractures: Results of a Laboratory Study*. Society of Petroleum Engineers.
- **Vazquez J.** (2009). *Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico*. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- **Vega C.** (1983). *Ingeniería Económica*. Instituto Francés del Petróleo.

- **Weaver, J. D., Rickman, R. D., Luo, H., & Logrhy, R.** (2009). *A Study of Proppant Formation Reactions*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/121465-MS.

ANEXOS

ANEXO No 1
PRODUCCIONES FUTURAS

Periodo [mes]	POZO L2		POZO L3		POZO L4		POZO L5		POZO L6	
	Qo [bls]	Qo Acum. [bls]	Qo [bls]	Qo Acum. [bls]	Qo [bls]	Qo Acum. [bls]	Qo [bls]	Qo Acum. [bls]	Qo [bls]	Qo Acum. [bls]
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	7320,00	0,00	3600,00	0,00	22500,00	0,00	7710,00	0,00	12000,00	0,00
2	7169,08	7320,00	3525,78	3600,00	22036,10	22500,00	7551,04	7710,00	11752,59	12000,00
3	7021,27	14489,08	3453,08	7125,78	21581,76	44536,10	7395,35	15261,04	11510,27	23752,59
4	6876,50	21510,34	3381,89	10578,86	21136,79	66117,86	7242,87	22656,39	11272,96	35262,86
5	6734,73	28386,85	3312,16	13960,74	20701,00	87254,66	7093,54	29899,26	11040,53	46535,82
6	6595,87	35121,57	3243,87	17272,90	20274,19	107955,66	6947,29	36992,80	10812,90	57576,35
7	6459,88	41717,44	3176,99	20516,78	19856,18	128229,84	6804,05	43940,09	10589,96	68389,25
8	6326,69	48177,32	3111,49	23693,76	19446,79	148086,03	6663,77	50744,14	10371,62	78979,21
9	6196,25	54504,01	3047,33	26805,25	19045,84	167532,81	6526,37	57407,91	10157,78	89350,83
10	6068,49	60700,26	2984,50	29852,58	18653,16	186578,65	6391,81	63934,29	9948,35	99508,62
11	5943,37	66768,75	2922,97	32837,09	18268,57	205231,81	6260,03	70326,10	9743,24	109456,96
12	5820,83	72712,12	2862,71	35760,06	17891,91	223500,38	6130,96	76586,13	9542,35	119200,20
13	5700,82	78532,96	2803,68	38622,77	17523,02	241392,29	6004,55	82717,09	9345,61	128742,55
14	5583,28	84233,78	2745,88	41426,45	17161,73	258915,30	5880,75	88721,64	9152,92	138088,16
15	5468,17	89817,06	2689,26	44172,33	16807,89	276077,03	5759,50	94602,40	8964,21	147241,09
16	5355,43	95285,23	2633,82	46861,59	16461,35	292884,93	5640,76	100361,90	8779,39	156205,30
17	5245,01	100640,66	2579,51	49495,40	16121,95	309346,28	5524,46	106002,66	8598,38	164984,68
18	5136,87	105885,67	2526,33	52074,92	15789,55	325468,23	5410,55	111527,12	8421,10	173583,06

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

ANEXO No 2
INGRESOS MENSUALES

ANEXO No 2.1

Ingresos Mensuales Pozo L2

Periodo [mes]	Producción mensual [bls]	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
		\$ 40	\$ 50	\$ 60
0	0	\$ -	\$ -	\$ -
1	7320	\$ 292.800,00	\$ 366.000,00	\$ 439.200,00
2	7169,077567	\$ 286.763,10	\$ 358.453,88	\$ 430.144,65
3	7021,266826	\$ 280.850,67	\$ 351.063,34	\$ 421.276,01
4	6876,50362	\$ 275.060,14	\$ 343.825,18	\$ 412.590,22
5	6734,725115	\$ 269.389,00	\$ 336.736,26	\$ 404.083,51
6	6595,869774	\$ 263.834,79	\$ 329.793,49	\$ 395.752,19
7	6459,877327	\$ 258.395,09	\$ 322.993,87	\$ 387.592,64
8	6326,688748	\$ 253.067,55	\$ 316.334,44	\$ 379.601,32
9	6196,246226	\$ 247.849,85	\$ 309.812,31	\$ 371.774,77
10	6068,493145	\$ 242.739,73	\$ 303.424,66	\$ 364.109,59
11	5943,374054	\$ 237.734,96	\$ 297.168,70	\$ 356.602,44
12	5820,834645	\$ 232.833,39	\$ 291.041,73	\$ 349.250,08
13	5700,821732	\$ 228.032,87	\$ 285.041,09	\$ 342.049,30
14	5583,283223	\$ 223.331,33	\$ 279.164,16	\$ 334.996,99
15	5468,168102	\$ 218.726,72	\$ 273.408,41	\$ 328.090,09
16	5355,426404	\$ 214.217,06	\$ 267.771,32	\$ 321.325,58
17	5245,009193	\$ 209.800,37	\$ 262.250,46	\$ 314.700,55
18	5136,868545	\$ 205.474,74	\$ 256.843,43	\$ 308.212,11

Fuente: *Halliburton, 2016*Elaborado por: *Juan Pantoja*

ANEXO No 2.2

Ingresos Mensuales Pozo L3

Periodo [mes]	Producción mensual [bls]	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
		\$ 40	\$ 50	\$ 60
0	0	\$ -	\$ -	\$ -
1	3600	\$ 144.000,00	\$ 180.000,00	\$ 216.000,00
2	3525,775853	\$ 141.031,03	\$ 176.288,79	\$ 211.546,55
3	3453,082046	\$ 138.123,28	\$ 172.654,10	\$ 207.184,92
4	3381,887026	\$ 135.275,48	\$ 169.094,35	\$ 202.913,22
5	3312,159893	\$ 132.486,40	\$ 165.607,99	\$ 198.729,59
6	3243,870381	\$ 129.754,82	\$ 162.193,52	\$ 194.632,22
7	3176,988849	\$ 127.079,55	\$ 158.849,44	\$ 190.619,33
8	3111,486269	\$ 124.459,45	\$ 155.574,31	\$ 186.689,18
9	3047,33421	\$ 121.893,37	\$ 152.366,71	\$ 182.840,05
10	2984,504825	\$ 119.380,19	\$ 149.225,24	\$ 179.070,29
11	2922,970846	\$ 116.918,83	\$ 146.148,54	\$ 175.378,25
12	2862,705563	\$ 114.508,22	\$ 143.135,28	\$ 171.762,33
13	2803,682819	\$ 112.147,31	\$ 140.184,14	\$ 168.220,97
14	2745,876995	\$ 109.835,08	\$ 137.293,85	\$ 164.752,62
15	2689,263001	\$ 107.570,52	\$ 134.463,15	\$ 161.355,78
16	2633,816264	\$ 105.352,65	\$ 131.690,81	\$ 158.028,98
17	2579,512718	\$ 103.180,51	\$ 128.975,64	\$ 154.770,76
18	2526,328793	\$ 101.053,15	\$ 126.316,44	\$ 151.579,73

Fuente: *Halliburton, 2016*Elaborado por: *Juan Pantoja*

ANEXO No 2.3

Ingresos Mensuales Pozo L4

Periodo [mes]	Producción mensual [bls]	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
		\$ 40	\$ 50	\$ 60
0	0	\$ -	\$ -	\$ -
1	22500	\$ 900.000,00	\$ 1.125.000,00	\$ 1.350.000,00
2	22036,09908	\$ 881.443,96	\$ 1.101.804,95	\$ 1.322.165,94
3	21581,76278	\$ 863.270,51	\$ 1.079.088,14	\$ 1.294.905,77
4	21136,79391	\$ 845.471,76	\$ 1.056.839,70	\$ 1.268.207,63
5	20700,99933	\$ 828.039,97	\$ 1.035.049,97	\$ 1.242.059,96
6	20274,18988	\$ 810.967,60	\$ 1.013.709,49	\$ 1.216.451,39
7	19856,18031	\$ 794.247,21	\$ 992.809,02	\$ 1.191.370,82
8	19446,78918	\$ 777.871,57	\$ 972.339,46	\$ 1.166.807,35
9	19045,83881	\$ 761.833,55	\$ 952.291,94	\$ 1.142.750,33
10	18653,15516	\$ 746.126,21	\$ 932.657,76	\$ 1.119.189,31
11	18268,56779	\$ 730.742,71	\$ 913.428,39	\$ 1.096.114,07
12	17891,90977	\$ 715.676,39	\$ 894.595,49	\$ 1.073.514,59
13	17523,01762	\$ 700.920,70	\$ 876.150,88	\$ 1.051.381,06
14	17161,73122	\$ 686.469,25	\$ 858.086,56	\$ 1.029.703,87
15	16807,89376	\$ 672.315,75	\$ 840.394,69	\$ 1.008.473,63
16	16461,35165	\$ 658.454,07	\$ 823.067,58	\$ 987.681,10
17	16121,95449	\$ 644.878,18	\$ 806.097,72	\$ 967.317,27
18	15789,55495	\$ 631.582,20	\$ 789.477,75	\$ 947.373,30

Fuente: *Halliburton, 2016*Elaborado por: *Juan Pantoja*

ANEXO No 2.4

Ingresos Mensuales Pozo L5

Periodo [mes]	Producción mensual [bls]	Escenario		
		Escenario 1 \$ 40	Escenario 2 \$ 50	Escenario 3 \$ 60
0	0	\$ -	\$ -	\$ -
1	7710	\$ 308.400,00	\$ 385.500,00	\$ 462.600,00
2	7551,036618	\$ 302.041,46	\$ 377.551,83	\$ 453.062,20
3	7395,350714	\$ 295.814,03	\$ 369.767,54	\$ 443.721,04
4	7242,874714	\$ 289.714,99	\$ 362.143,74	\$ 434.572,48
5	7093,542437	\$ 283.741,70	\$ 354.677,12	\$ 425.612,55
6	6947,289065	\$ 277.891,56	\$ 347.364,45	\$ 416.837,34
7	6804,051119	\$ 272.162,04	\$ 340.202,56	\$ 408.243,07
8	6663,766427	\$ 266.550,66	\$ 333.188,32	\$ 399.825,99
9	6526,374099	\$ 261.054,96	\$ 326.318,70	\$ 391.582,45
10	6391,814501	\$ 255.672,58	\$ 319.590,73	\$ 383.508,87
11	6260,029229	\$ 250.401,17	\$ 313.001,46	\$ 375.601,75
12	6130,961081	\$ 245.238,44	\$ 306.548,05	\$ 367.857,66
13	6004,554037	\$ 240.182,16	\$ 300.227,70	\$ 360.273,24
14	5880,753231	\$ 235.230,13	\$ 294.037,66	\$ 352.845,19
15	5759,504927	\$ 230.380,20	\$ 287.975,25	\$ 345.570,30
16	5640,756499	\$ 225.630,26	\$ 282.037,82	\$ 338.445,39
17	5524,456405	\$ 220.978,26	\$ 276.222,82	\$ 331.467,38
18	5410,554164	\$ 216.422,17	\$ 270.527,71	\$ 324.633,25

Fuente: *Halliburton, 2016*Elaborado por: *Juan Pantoja*

ANEXO No 2.5

Ingresos Mensuales Pozo L6

Periodo [mes]	Producción mensual [bls]	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
		\$ 40	\$ 50	\$ 60
0	0	\$ -	\$ -	\$ -
1	12000	\$ 480.000,00	\$ 600.000,00	\$ 720.000,00
2	11752,58618	\$ 470.103,45	\$ 587.629,31	\$ 705.155,17
3	11510,27349	\$ 460.410,94	\$ 575.513,67	\$ 690.616,41
4	11272,95675	\$ 450.918,27	\$ 563.647,84	\$ 676.377,41
5	11040,53298	\$ 441.621,32	\$ 552.026,65	\$ 662.431,98
6	10812,90127	\$ 432.516,05	\$ 540.645,06	\$ 648.774,08
7	10589,96283	\$ 423.598,51	\$ 529.498,14	\$ 635.397,77
8	10371,6209	\$ 414.864,84	\$ 518.581,04	\$ 622.297,25
9	10157,7807	\$ 406.311,23	\$ 507.889,03	\$ 609.466,84
10	9948,349418	\$ 397.933,98	\$ 497.417,47	\$ 596.900,97
11	9743,236154	\$ 389.729,45	\$ 487.161,81	\$ 584.594,17
12	9542,351878	\$ 381.694,08	\$ 477.117,59	\$ 572.541,11
13	9345,609397	\$ 373.824,38	\$ 467.280,47	\$ 560.736,56
14	9152,923317	\$ 366.116,93	\$ 457.646,17	\$ 549.175,40
15	8964,210004	\$ 358.568,40	\$ 448.210,50	\$ 537.852,60
16	8779,387547	\$ 351.175,50	\$ 438.969,38	\$ 526.763,25
17	8598,375727	\$ 343.935,03	\$ 429.918,79	\$ 515.902,54
18	8421,095975	\$ 336.843,84	\$ 421.054,80	\$ 505.265,76

Fuente: *Halliburton, 2016*Elaborado por: *Juan Pantoja*

ANEXO No 3
EGRESOS

Anexo No 3.1

Costos Totales de Producción y Transporte

Periodo [meses]	POZO L2		POZO L3		POZO L4		POZO L5		POZO L6	
	Producción	Transporte	Producción	Transporte	Producción	Transporte	Producción	Transporte	Producción	Transporte
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 54.900,00	\$ 9.516,00	\$ 27.000,00	\$ 4.680,00	\$ 168.750,00	\$ 29.250,00	\$ 57.825,00	\$ 10.023,00	\$ 90.000,00	\$ 15.600,00
2	\$ 53.768,08	\$ 9.319,80	\$ 26.443,32	\$ 4.583,51	\$ 165.270,74	\$ 28.646,93	\$ 56.632,77	\$ 9.816,35	\$ 88.144,40	\$ 15.278,36
3	\$ 52.659,50	\$ 9.127,65	\$ 25.898,12	\$ 4.489,01	\$ 161.863,22	\$ 28.056,29	\$ 55.465,13	\$ 9.613,96	\$ 86.327,05	\$ 14.963,36
4	\$ 51.573,78	\$ 8.939,45	\$ 25.364,15	\$ 4.396,45	\$ 158.525,95	\$ 27.477,83	\$ 54.321,56	\$ 9.415,74	\$ 84.547,18	\$ 14.654,84
5	\$ 50.510,44	\$ 8.755,14	\$ 24.841,20	\$ 4.305,81	\$ 155.257,49	\$ 26.911,30	\$ 53.201,57	\$ 9.221,61	\$ 82.804,00	\$ 14.352,69
6	\$ 49.469,02	\$ 8.574,63	\$ 24.329,03	\$ 4.217,03	\$ 152.056,42	\$ 26.356,45	\$ 52.104,67	\$ 9.031,48	\$ 81.096,76	\$ 14.056,77
7	\$ 48.449,08	\$ 8.397,84	\$ 23.827,42	\$ 4.130,09	\$ 148.921,35	\$ 25.813,03	\$ 51.030,38	\$ 8.845,27	\$ 79.424,72	\$ 13.766,95
8	\$ 47.450,17	\$ 8.224,70	\$ 23.336,15	\$ 4.044,93	\$ 145.850,92	\$ 25.280,83	\$ 49.978,25	\$ 8.662,90	\$ 77.787,16	\$ 13.483,11
9	\$ 46.471,85	\$ 8.055,12	\$ 22.855,01	\$ 3.961,53	\$ 142.843,79	\$ 24.759,59	\$ 48.947,81	\$ 8.484,29	\$ 76.183,36	\$ 13.205,11
10	\$ 45.513,70	\$ 7.889,04	\$ 22.383,79	\$ 3.879,86	\$ 139.898,66	\$ 24.249,10	\$ 47.938,61	\$ 8.309,36	\$ 74.612,62	\$ 12.932,85
11	\$ 44.575,31	\$ 7.726,39	\$ 21.922,28	\$ 3.799,86	\$ 137.014,26	\$ 23.749,14	\$ 46.950,22	\$ 8.138,04	\$ 73.074,27	\$ 12.666,21
12	\$ 43.656,26	\$ 7.567,09	\$ 21.470,29	\$ 3.721,52	\$ 134.189,32	\$ 23.259,48	\$ 45.982,21	\$ 7.970,25	\$ 71.567,64	\$ 12.405,06
13	\$ 42.756,16	\$ 7.411,07	\$ 21.027,62	\$ 3.644,79	\$ 131.422,63	\$ 22.779,92	\$ 45.034,16	\$ 7.805,92	\$ 70.092,07	\$ 12.149,29
14	\$ 41.874,62	\$ 7.258,27	\$ 20.594,08	\$ 3.569,64	\$ 128.712,98	\$ 22.310,25	\$ 44.105,65	\$ 7.644,98	\$ 68.646,92	\$ 11.898,80
15	\$ 41.011,26	\$ 7.108,62	\$ 20.169,47	\$ 3.496,04	\$ 126.059,20	\$ 21.850,26	\$ 43.196,29	\$ 7.487,36	\$ 67.231,58	\$ 11.653,47
16	\$ 40.165,70	\$ 6.962,05	\$ 19.753,62	\$ 3.423,96	\$ 123.460,14	\$ 21.399,76	\$ 42.305,67	\$ 7.332,98	\$ 65.845,41	\$ 11.413,20
17	\$ 39.337,57	\$ 6.818,51	\$ 19.346,35	\$ 3.353,37	\$ 120.914,66	\$ 20.958,54	\$ 41.433,42	\$ 7.181,79	\$ 64.487,82	\$ 11.177,89
18	\$ 38.526,51	\$ 6.677,93	\$ 18.947,47	\$ 3.284,23	\$ 118.421,66	\$ 20.526,42	\$ 40.579,16	\$ 7.033,72	\$ 63.158,22	\$ 10.947,42

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

Anexo No 3.2

Costos Operativos Pozo L2

Servicio de Fracturamiento	Costo
Transporte a locación	\$ 10.000,00
Equipo de Ingeniería (17 personas)	\$ 37.000,00
Equipo de Bombeo	\$ 103.000,00
Tanques de almacenamiento para fluidos de fractura (todos los tamaños)	\$ 6.000,00
Software de fracturamiento y bombeo	\$ 12.000,00
Manifold	\$ 1.300,00
Cargas de apuntalante (21800 gal)	\$ 2.300,00
Resina líquida (50000 lbs/lt)	\$ 77.000,00
Químicos	\$ 238.000,00
Líneas de Servicio	Costos
Fluidos	\$ 81.400,00
Perforación y registros eléctricos	\$ 92.000,00
Herramientas de completación	\$ 175.000,00
Gerenciamiento de Proyectos	\$ 97.000,00
Pruebas	\$ 113.000,00
Levantamiento Artificial	\$ 533.616,00
Servicios de terceros	Costos
Trabajos Civiles	\$ 5.000,00
Campamento	\$ 10.400,00
Movilización torre	\$ 31.000,00
Operaciones de torre	\$ 3.000,00
Torre de WO	\$ 200.000,00
Rentas	\$ 15.500,00
Servicios de tubería	\$ 22.000,00
Servicios en superficie	\$ 8.900,00
Servicios ambientales	\$ 32.300,00
Tangibles	\$ 120.000,00
Operaciones sin taladro	\$ 18.000,00
TOTAL	\$ 2.044.716,00

Fuente: *Halliburton*Elaborado por: *Juan Pantoja*

Anexo No 3.3

Costos Operativos Pozo L3

Servicio de Fracturamiento	Costo
Transporte a locación	\$ 10.000,00
Equipo de Ingeniería (17 personas)	\$ 38.000,00
Equipo de Bombeo	\$ 23.000,00
Tanques de almacenamiento para fluidos de fractura (todos los tamaños)	\$ 7.500,00
Software de fracturamiento y bombeo	\$ 75.000,00
Manifold	\$ 6.000,00
Cargas de apuntalante (21000 gal)	\$ 2.200,00
Resina líquida (60000 lbs/lt)	\$ 93.000,00
Químicos	\$ 250.000,00
Líneas de Servicio	Costos
Fluidos	\$ 81.400,00
Perforación y registros eléctricos	\$ 92.000,00
Herramientas de completación	\$ 175.000,00
Gerenciamiento de Proyectos	\$ 97.000,00
Pruebas	\$ 113.000,00
Levantamiento Artificial	\$ 533.616,00
Servicios de terceros	Costos
Trabajos Civiles	\$ 5.000,00
Campamento	\$ 10.400,00
Movilización torre	\$ 31.000,00
Operaciones de torre	\$ 3.000,00
Torre de WO	\$ 200.000,00
Rentas	\$ 15.500,00
Servicios de tubería	\$ 22.000,00
Servicios en superficie	\$ 8.900,00
Servicios ambientales	\$ 32.300,00
Tangibles	\$ 120.000,00
Operaciones sin taladro	\$ 18.000,00
TOTAL	\$ 2.062.816,00

Fuente: *Halliburton*Elaborado por: *Juan Pantoja*

Anexo No 3.4

Costos Operativos Pozo L4

Servicio de Fracturamiento	Costo
Transporte a locación	\$ 9.900,00
Equipo de Ingeniería (14 personas)	\$ 43.500,00
Equipo de Bombeo	\$ 36.000,00
Tanques de almacenamiento para fluidos de fractura (todos los tamaños)	\$ 14.000,00
Software de fracturamiento y bombeo	\$ 16.000,00
Manifold	\$ 5.300,00
Cargas de apuntalante (16000 gal)	\$ 1.100,00
Químicos	\$ 117.000,00
Líneas de Servicio	Costos
Fluidos	\$ 163.000,00
Perforación y registros eléctricos	\$ 92.000,00
Herramientas de completación	\$ 350.000,00
Gerenciamiento de Proyectos	\$ 194.000,00
Pruebas	\$ 113.000,00
Levantamiento Artificial	\$ 1.067.232,00
Servicios de terceros	Costos
Trabajos Civiles	\$ 5.000,00
Campamento	\$ 10.400,00
Movilización torre	\$ 31.000,00
Operaciones de torre	\$ 3.000,00
Torre de WO	\$ 200.000,00
Rentas	\$ 15.500,00
Servicios de tubería	\$ 22.000,00
Servicios en superficie	\$ 8.900,00
Servicios ambientales	\$ 32.300,00
Tangibles	\$ 120.000,00
Operaciones sin taladro	\$ 18.000,00
TOTAL	\$ 2.688.132,00

Fuente: *Halliburton*Elaborado por: *Juan Pantoja*

Anexo No 3.5

Costos Operativos Pozo L5

Servicio de Fracturamiento	Costo
Transporte a locación	\$ 9.900,00
Equipo de Ingeniería (16 personas)	\$ 32.700,00
Equipo de Bombeo	\$ 42.000,00
Tanques de almacenamiento para fluidos de fractura (todos los tamaños)	\$ 12.000,00
Software de fracturamiento y bombeo	\$ 17.000,00
Manifold	\$ 7.300,00
Cargas de apuntalante (18000 gal)	\$ 1.200,00
Químicos	\$ 115.000,00
Líneas de Servicio	Costos
Fluidos	\$ 163.000,00
Perforación y registros eléctricos	\$ 92.000,00
Herramientas de completación	\$ 350.000,00
Gerenciamiento de Proyectos	\$ 194.000,00
Pruebas	\$ 113.000,00
Levantamiento Artificial	\$ 1.067.232,00
Servicios de terceros	Costos
Trabajos Civiles	\$ 5.000,00
Campamento	\$ 10.400,00
Movilización torre	\$ 31.000,00
Operaciones de torre	\$ 3.000,00
Torre de WO	\$ 200.000,00
Rentas	\$ 15.500,00
Servicios de tubería	\$ 22.000,00
Servicios en superficie	\$ 8.900,00
Servicios ambientales	\$ 32.300,00
Tangibles	\$ 120.000,00
Operaciones sin taladro	\$ 18.000,00
TOTAL	\$ 2.682.432,00

Fuente: *Halliburton*Elaborado por: *Juan Pantoja*

Anexo No 3.6

Costos Operativos Pozo L6

Servicio de Fracturamiento	Costo
Transporte a locación	\$ 9.600,00
Equipo de Ingeniería (16 personas)	\$ 24.000,00
Equipo de Bombeo	\$ 43.000,00
Tanques de almacenamiento para fluidos de fractura (todos los tamaños)	\$ 6.000,00
Software de fracturamiento y bombeo	\$ 17.000,00
Manifold	\$ 7.300,00
Cargas de apuntalante (20000 gal)	\$ 1.400,00
Químicos	\$ 90.000,00
Líneas de Servicio	Costos
Fluidos	\$ 163.000,00
Perforación y registros eléctricos	\$ 92.000,00
Herramientas de completación	\$ 350.000,00
Gerenciamiento de Proyectos	\$ 194.000,00
Pruebas	\$ 113.000,00
Levantamiento Artificial	\$ 1.067.232,00
Servicios de terceros	Costos
Trabajos Civiles	\$ 5.000,00
Campamento	\$ 10.400,00
Movilización torre	\$ 31.000,00
Operaciones de torre	\$ 3.000,00
Torre de WO	\$ 200.000,00
Rentas	\$ 15.500,00
Servicios de tubería	\$ 22.000,00
Servicios en superficie	\$ 8.900,00
Servicios ambientales	\$ 32.300,00
Tangibles	\$ 120.000,00
Operaciones sin taladro	\$ 18.000,00
TOTAL	\$ 2.643.632,00

Fuente: *Halliburton*Elaborado por: *Juan Pantoja*

ANEXO No 4
FLUJOS DE CAJA

Anexo No 4.1

Flujo de Caja Pozo L2

Periodo [meses]	Escenario 40\$		Escenario 50\$		Escenario 60\$	
	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado
0	\$ -2.044.716,00	\$ -2.044.716,00	\$ -2.044.716,00	\$ -2.044.716,00	\$ -2.044.716,00	\$ -2.044.716,00
1	\$ 226.239,25	\$ -1.818.476,75	\$ 298.751,83	\$ -1.745.964,17	\$ 371.264,41	\$ -1.673.451,59
2	\$ 219.493,89	\$ -1.598.982,86	\$ 289.844,50	\$ -1.456.119,67	\$ 360.195,10	\$ -1.313.256,49
3	\$ 212.949,64	\$ -1.386.033,22	\$ 281.202,73	\$ -1.174.916,94	\$ 349.455,82	\$ -963.800,66
4	\$ 206.600,51	\$ -1.179.432,70	\$ 272.818,63	\$ -902.098,31	\$ 339.036,74	\$ -624.763,92
5	\$ 200.440,68	\$ -978.992,02	\$ 264.684,49	\$ -637.413,82	\$ 328.928,30	\$ -295.835,62
6	\$ 194.464,51	\$ -784.527,51	\$ 256.792,88	\$ -380.620,95	\$ 319.121,25	\$ 23.285,62
7	\$ 188.666,52	\$ -595.861,00	\$ 249.136,55	\$ -131.484,39	\$ 309.606,59	\$ 332.892,21
8	\$ 183.041,39	\$ -412.819,60	\$ 241.708,51	\$ 110.224,11	\$ 300.375,62	\$ 633.267,83
9	\$ 177.583,98	\$ -235.235,62	\$ 234.501,92	\$ 344.726,04	\$ 291.419,87	\$ 924.687,70
10	\$ 172.289,29	\$ -62.946,34	\$ 227.510,21	\$ 572.236,25	\$ 282.731,13	\$ 1.207.418,83
11	\$ 167.152,45	\$ 104.206,12	\$ 220.726,95	\$ 792.963,20	\$ 274.301,46	\$ 1.481.720,29
12	\$ 162.168,77	\$ 266.374,89	\$ 214.145,94	\$ 1.007.109,15	\$ 266.123,11	\$ 1.747.843,40
13	\$ 157.333,68	\$ 423.708,57	\$ 207.761,14	\$ 1.214.870,29	\$ 258.188,61	\$ 2.006.032,01
14	\$ 152.642,75	\$ 576.351,32	\$ 201.566,71	\$ 1.416.437,00	\$ 250.490,67	\$ 2.256.522,68
15	\$ 148.091,68	\$ 724.443,00	\$ 195.556,96	\$ 1.611.993,97	\$ 243.022,25	\$ 2.499.544,93
16	\$ 143.676,30	\$ 868.119,31	\$ 189.726,40	\$ 1.801.720,37	\$ 235.776,50	\$ 2.735.321,43
17	\$ 139.392,57	\$ 1.007.511,88	\$ 184.069,68	\$ 1.985.790,04	\$ 228.746,78	\$ 2.964.068,21
18	\$ 135.236,56	\$ 1.142.748,43	\$ 178.581,61	\$ 2.164.371,65	\$ 221.926,66	\$ 3.185.994,86

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

Anexo No 4.2

Flujo de Caja Pozo L3

Periodo [meses]	Escenario 40\$		Escenario 50\$		Escenario 60\$	
	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado
0	\$ -2.062.816,00	\$ -2.062.816,00	\$ -2.062.816,00	\$ -2.062.816,00	\$ -2.062.816,00	\$ -2.062.816,00
1	\$ 111.265,21	\$ -1.951.550,79	\$ 146.927,13	\$ -1.915.888,87	\$ 182.589,06	\$ -1.880.226,94
2	\$ 107.947,81	\$ -1.843.602,98	\$ 142.546,47	\$ -1.773.342,40	\$ 177.145,13	\$ -1.703.081,81
3	\$ 104.729,33	\$ -1.738.873,65	\$ 138.296,43	\$ -1.635.045,97	\$ 171.863,52	\$ -1.531.218,29
4	\$ 101.606,81	\$ -1.637.266,84	\$ 134.173,09	\$ -1.500.872,88	\$ 166.739,38	\$ -1.364.478,91
5	\$ 98.577,38	\$ -1.538.689,45	\$ 130.172,70	\$ -1.370.700,18	\$ 161.768,02	\$ -1.202.710,90
6	\$ 95.638,28	\$ -1.443.051,17	\$ 126.291,58	\$ -1.244.408,60	\$ 156.944,88	\$ -1.045.766,02
7	\$ 92.786,81	\$ -1.350.264,36	\$ 122.526,17	\$ -1.121.882,42	\$ 152.265,54	\$ -893.500,49
8	\$ 90.020,36	\$ -1.260.244,00	\$ 118.873,04	\$ -1.003.009,39	\$ 147.725,71	\$ -745.774,77
9	\$ 87.336,38	\$ -1.172.907,62	\$ 115.328,82	\$ -887.680,57	\$ 143.321,25	\$ -602.453,52
10	\$ 84.732,44	\$ -1.088.175,18	\$ 111.890,27	\$ -775.790,30	\$ 139.048,10	\$ -463.405,43
11	\$ 82.206,12	\$ -1.005.969,06	\$ 108.554,24	\$ -667.236,06	\$ 134.902,36	\$ -328.503,07
12	\$ 79.755,13	\$ -926.213,92	\$ 105.317,68	\$ -561.918,39	\$ 130.880,22	\$ -197.622,85
13	\$ 77.377,22	\$ -848.836,70	\$ 102.177,61	\$ -459.740,78	\$ 126.978,00	\$ -70.644,85
14	\$ 75.070,21	\$ -773.766,50	\$ 99.131,17	\$ -360.609,61	\$ 123.192,13	\$ 52.547,29
15	\$ 72.831,97	\$ -700.934,52	\$ 96.175,56	\$ -264.434,05	\$ 119.519,14	\$ 172.066,42
16	\$ 70.660,48	\$ -630.274,05	\$ 93.308,07	\$ -171.125,98	\$ 115.955,65	\$ 288.022,08
17	\$ 68.553,72	\$ -561.720,32	\$ 90.526,07	\$ -80.599,91	\$ 112.498,42	\$ 400.520,49
18	\$ 66.509,78	\$ -495.210,54	\$ 87.827,02	\$ 7.227,11	\$ 109.144,26	\$ 509.664,75

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

Anexo No 4.3

Flujo de Caja Pozo L4

Periodo [meses]	Escenario 40\$		Escenario 50\$		Escenario 60\$	
	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado
0	\$ -1.800.916,00	\$ -1.800.916,00	\$ -1.800.916,00	\$ -1.800.916,00	\$ -1.800.916,00	\$ -1.800.916,00
1	\$ 695.407,54	\$ -1.105.508,46	\$ 918.294,57	\$ -882.621,43	\$ 1.141.181,60	\$ -659.734,40
2	\$ 674.673,84	\$ -430.834,62	\$ 890.915,46	\$ 8.294,03	\$ 1.107.157,07	\$ 447.422,67
3	\$ 654.558,33	\$ 223.723,70	\$ 864.352,66	\$ 872.646,69	\$ 1.074.147,00	\$ 1.521.569,67
4	\$ 635.042,56	\$ 858.766,26	\$ 838.581,84	\$ 1.711.228,53	\$ 1.042.121,12	\$ 2.563.690,79
5	\$ 616.108,66	\$ 1.474.874,92	\$ 813.579,38	\$ 2.524.807,90	\$ 1.011.050,10	\$ 3.574.740,89
6	\$ 597.739,27	\$ 2.072.614,19	\$ 789.322,37	\$ 3.314.130,27	\$ 980.905,47	\$ 4.555.646,36
7	\$ 579.917,57	\$ 2.652.531,76	\$ 765.788,59	\$ 4.079.918,86	\$ 951.659,61	\$ 5.507.305,97
8	\$ 562.627,23	\$ 3.215.158,99	\$ 742.956,47	\$ 4.822.875,34	\$ 923.285,71	\$ 6.430.591,68
9	\$ 545.852,40	\$ 3.761.011,40	\$ 720.805,10	\$ 5.543.680,43	\$ 895.757,79	\$ 7.326.349,47
10	\$ 529.577,72	\$ 4.290.589,12	\$ 699.314,17	\$ 6.242.994,60	\$ 869.050,62	\$ 8.195.400,09
11	\$ 513.788,27	\$ 4.804.377,39	\$ 678.464,00	\$ 6.921.458,60	\$ 843.139,73	\$ 9.038.539,81
12	\$ 498.469,59	\$ 5.302.846,97	\$ 658.235,48	\$ 7.579.694,08	\$ 818.001,37	\$ 9.856.541,19
13	\$ 483.607,63	\$ 5.786.454,60	\$ 638.610,08	\$ 8.218.304,15	\$ 793.612,52	\$ 10.650.153,71
14	\$ 469.188,79	\$ 6.255.643,39	\$ 619.569,81	\$ 8.837.873,96	\$ 769.950,83	\$ 11.420.104,53
15	\$ 455.199,84	\$ 6.710.843,23	\$ 601.097,23	\$ 9.438.971,19	\$ 746.994,61	\$ 12.167.099,15
16	\$ 441.627,98	\$ 7.152.471,21	\$ 583.175,41	\$ 10.022.146,60	\$ 724.722,84	\$ 12.891.821,99
17	\$ 428.460,77	\$ 7.580.931,98	\$ 565.787,94	\$ 10.587.934,54	\$ 703.115,11	\$ 13.594.937,09
18	\$ 415.686,14	\$ 7.996.618,11	\$ 548.918,87	\$ 11.136.853,41	\$ 682.151,61	\$ 14.277.088,70

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

Anexo No 4.4

Flujo de Caja Pozo L5

Periodo [meses]	Escenario 40\$		Escenario 50\$		Escenario 60\$	
	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado
0	\$ -1.795.216,00	\$ -1.795.216,00	\$ -1.795.216,00	\$ -1.795.216,00	\$ -1.795.216,00	\$ -1.795.216,00
1	\$ 238.292,98	\$ -1.556.923,02	\$ 314.668,94	\$ -1.480.547,06	\$ 391.044,89	\$ -1.404.171,11
2	\$ 231.188,24	\$ -1.325.734,78	\$ 305.287,03	\$ -1.175.260,03	\$ 379.385,82	\$ -1.024.785,28
3	\$ 224.295,32	\$ -1.101.439,46	\$ 296.184,85	\$ -879.075,19	\$ 368.074,37	\$ -656.710,91
4	\$ 217.607,92	\$ -883.831,54	\$ 287.354,04	\$ -591.721,14	\$ 357.100,17	\$ -299.610,74
5	\$ 211.119,90	\$ -672.711,65	\$ 278.786,53	\$ -312.934,61	\$ 346.453,17	\$ 46.842,43
6	\$ 204.825,32	\$ -467.886,32	\$ 270.474,47	\$ -42.460,14	\$ 336.123,61	\$ 382.966,04
7	\$ 198.718,42	\$ -269.167,90	\$ 262.410,22	\$ 219.950,08	\$ 326.102,02	\$ 709.068,06
8	\$ 192.793,60	\$ -76.374,30	\$ 254.586,42	\$ 474.536,50	\$ 316.379,24	\$ 1.025.447,30
9	\$ 187.045,42	\$ 110.671,12	\$ 246.995,88	\$ 721.532,38	\$ 306.946,34	\$ 1.332.393,63
10	\$ 181.468,63	\$ 292.139,75	\$ 239.631,66	\$ 961.164,03	\$ 297.794,68	\$ 1.630.188,31
11	\$ 176.058,11	\$ 468.197,87	\$ 232.487,00	\$ 1.193.651,03	\$ 288.915,88	\$ 1.919.104,19
12	\$ 170.808,91	\$ 639.006,78	\$ 225.555,36	\$ 1.419.206,39	\$ 280.301,80	\$ 2.199.406,00
13	\$ 165.716,21	\$ 804.722,99	\$ 218.830,39	\$ 1.638.036,77	\$ 271.944,56	\$ 2.471.350,55
14	\$ 160.775,36	\$ 965.498,35	\$ 212.305,92	\$ 1.850.342,69	\$ 263.836,48	\$ 2.735.187,04
15	\$ 155.981,81	\$ 1.121.480,16	\$ 205.975,98	\$ 2.056.318,68	\$ 255.970,15	\$ 2.991.157,19
16	\$ 151.331,19	\$ 1.272.811,35	\$ 199.834,77	\$ 2.256.153,45	\$ 248.338,36	\$ 3.239.495,55
17	\$ 146.819,22	\$ 1.419.630,57	\$ 193.876,67	\$ 2.450.030,12	\$ 240.934,11	\$ 3.480.429,66
18	\$ 142.441,78	\$ 1.562.072,36	\$ 188.096,20	\$ 2.638.126,32	\$ 233.750,62	\$ 3.714.180,28

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

Anexo No 4.5

Flujo de Caja Pozo L6

Periodo [meses]	Escenario 40\$		Escenario 50\$		Escenario 60\$	
	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado	FNCA	FNCA Acumulado
0	\$ -1.756.416,00	\$ -1.756.416,00	\$ -1.756.416,00	\$ -1.756.416,00	\$ -1.756.416,00	\$ -1.756.416,00
1	\$ 370.884,02	\$ -1.385.531,98	\$ 489.757,10	\$ -1.266.658,90	\$ 608.630,19	\$ -1.147.785,81
2	\$ 359.826,05	\$ -1.025.705,93	\$ 475.154,91	\$ -791.503,99	\$ 590.483,77	\$ -557.302,04
3	\$ 349.097,77	\$ -676.608,16	\$ 460.988,09	\$ -330.515,90	\$ 572.878,40	\$ 15.576,36
4	\$ 338.689,36	\$ -337.918,79	\$ 447.243,65	\$ 116.727,75	\$ 555.797,93	\$ 571.374,29
5	\$ 328.591,28	\$ -9.327,51	\$ 433.909,00	\$ 550.636,75	\$ 539.226,72	\$ 1.110.601,01
6	\$ 318.794,28	\$ 309.466,77	\$ 420.971,93	\$ 971.608,68	\$ 523.149,58	\$ 1.633.750,59
7	\$ 309.289,37	\$ 618.756,14	\$ 408.420,58	\$ 1.380.029,26	\$ 507.551,79	\$ 2.141.302,38
8	\$ 300.067,86	\$ 918.824,00	\$ 396.243,45	\$ 1.776.272,71	\$ 492.419,05	\$ 2.633.721,43
9	\$ 291.121,28	\$ 1.209.945,28	\$ 384.429,39	\$ 2.160.702,10	\$ 477.737,49	\$ 3.111.458,92
10	\$ 282.441,45	\$ 1.492.386,73	\$ 372.967,56	\$ 2.533.669,65	\$ 463.493,66	\$ 3.574.952,58
11	\$ 274.020,41	\$ 1.766.407,14	\$ 361.847,47	\$ 2.895.517,12	\$ 449.674,52	\$ 4.024.627,10
12	\$ 265.850,45	\$ 2.032.257,59	\$ 351.058,92	\$ 3.246.576,04	\$ 436.267,40	\$ 4.460.894,50
13	\$ 257.924,07	\$ 2.290.181,65	\$ 340.592,04	\$ 3.587.168,08	\$ 423.260,01	\$ 4.884.154,51
14	\$ 250.234,02	\$ 2.540.415,67	\$ 330.437,23	\$ 3.917.605,31	\$ 410.640,44	\$ 5.294.794,95
15	\$ 242.773,25	\$ 2.783.188,92	\$ 320.585,19	\$ 4.238.190,50	\$ 398.397,13	\$ 5.693.192,08
16	\$ 235.534,92	\$ 3.018.723,85	\$ 311.026,89	\$ 4.549.217,39	\$ 386.518,85	\$ 6.079.710,93
17	\$ 228.512,41	\$ 3.247.236,26	\$ 301.753,57	\$ 4.850.970,95	\$ 374.994,72	\$ 6.454.705,65
18	\$ 221.699,27	\$ 3.468.935,53	\$ 292.756,73	\$ 5.143.727,68	\$ 363.814,19	\$ 6.818.519,84

Fuente: Halliburton, 2016

Elaborado por: Juan Pantoja

