

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO POR
PULSOS DE ARENA PARA GENERAR
CANALES DE FLUJO ABIERTOS DE
ALTA CONDUCTIVIDAD, LOTE Z2B”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO DE PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO Y GAS NATURAL**

ELABORADO POR:

SANTIAGO HEINZ SALCEDO AQUINO
PROMOCION 2010-II
LIMA - PERU

2014

DEDICATORIA

A mi madre Aurora Aquino Yarihuamán por ser mi principal fortaleza y enseñarme cómo se construye una vida para bien. A mis hermanos Gilber, Carlos, y mi tío David Aquino por su incondicional apoyo en cada paso que he dado durante mis años de estudio. Y a mis hermanos, que desde el cielo cuidan de nuestra viejita y familia, Yenny y Harland.

AGRADECIMIENTO

A los Ingenieros de Petróleo de la UNI, Alberto Agurto, Ricardo Corman, Hugo Janampa, Félix Ccoyllo, Diego Palomino, Julio Cieza, Javier Dextre, y Danny Niño. Por su amistad, apoyo, y enseñanzas que han encaminado mi formación profesional en mis primeros pasos de esta hermosa carrera en la operadora de operaciones costa afuera Savia Perú. A los también Ingenieros de Petróleo y Gas Natural; Ángel Guzmán, Héctor Leyva, y Manuel Sánchez por su sincera amistad en tiempos de universidad y fuera de ella. A Melissa Acosta, Ingeniero Químico, por su constante motivación. Y a los profesionales de Schlumberger del Perú por su afabilidad en brindarme asesoramiento e información para la redacción de la presente tesis.

Santiago Heinz Salcedo Aquino

Bachiller en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural

Agosto, 2014

SUMARIO

El objetivo principal de un tratamiento de fracturamiento hidráulico es la estimulación del reservorio a fin de generar un medio de flujo de alta conductividad desde la formación hacia el pozo para incrementar su producción de hidrocarburos, de tal modo que se mejore significativamente la viabilidad económica de la explotación de hidrocarburos en campos productores de reservorios de baja permeabilidad como los de la Cuenca Talara.

En reservorios de moderada y alta permeabilidad las fracturas hidráulicas carecen de adecuadas conductividades de fractura el cual llega a ser un factor limitante en cuanto al potencial de producción, mientras que en reservorios apretados de baja permeabilidad el factor limitante es a menudo la longitud de fractura efectiva. Incluso en este último caso, una adecuada conductividad de fractura es importante para permitir una recuperación eficiente del fluido de fractura.

Tradicionalmente, los esfuerzos por mejorar la conductividad de fractura han sido enfocados a mejorar la habilidad de flujo a través del empaquetamiento poroso de propante. Es decir, en general se han extendido esfuerzos significativos hacia la meta de incrementar la permeabilidad del empaquetamiento de propante a través del desarrollo de fluidos de fractura que generen un menor daño a la formación, mayor resistencia del propante, mayor eficiencia de los rompedores del fluido de fractura, uso de apuntalantes artificiales (cerámicos, bauxitas, etc.), etc.

Bajo ese escenario esta tesis describe la aplicación de una técnica novedosa de fracturamiento hidráulico en la locación Punta Monte en las operaciones del Lote Z2B de la Cuenca Talara, Noroeste del Perú, que permite dar un cambio a los esfuerzos por mejorar el flujo de fluidos desde la fractura hacia el pozo enfocándose a mejorar la conductividad en varios órdenes de magnitud basada en la creación de una red de canales de flujo abiertos dentro de la fractura. Los cuales son generados a través de un

proceso que combina modelamiento geo-mecánico, equipos de control de superficie y fluido que permiten bombear bajo una secuencia de pulsos de arena y fluido limpio.

Como resultado de proveer significativamente una alta conductividad de fractura este nuevo enfoque de diseño de fracturamiento hidráulico nos da principalmente los siguientes beneficios;

- Mejor limpieza de la fractura
- Baja pérdida de presión por fricción dentro de la fractura
- Mayor longitud de fractura efectiva

Los cuales benefician en una mejor producción de hidrocarburos de reservorios de baja permeabilidad en el corto y largo plazo comparados con una estimulación convencional convirtiéndose en una nueva y mejor alternativa de estimulación como parte de completamiento de pozos nuevos, apertura de nuevas arenas (workover), y trabajos de re-fracturamiento.

Otro beneficio resaltante que se han observado con este tipo de técnica es la eliminación de arenamientos prematuros considerablemente.

Finalmente, tiene intrínsecamente el valor agregado de hacer la operación de fracturamiento hidráulico medioambientalmente más amigable por su reducción significativo de consumo de propante.

CONTENIDO

	Página
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTO	ii
SUMARIO	iii
CONTENIDO	v

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 Antecedentes: Revisión de aplicaciones en otros países	1
1.2 Formulación del problema	2
1.3 Justificación del plan de tesis	3
1.4 Objetivos de la investigación	3
1.4-1 Objetivo General	3
1.4-2 Objetivo Específico	3
1.5 Hipótesis	4

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO	5
2.1 Fracturamiento Hidráulico.....	5
2.1-1 Proceso.....	6
2.1-2 Minifrac	11
2.1-3 Agente sostén	13
2.1-3_1 Propiedades físicas del propano	13
2.1-3_2 Clases de propano	15
2.1-4 Consideraciones de diseño y variables primarias	16
2.1-5 Conductividad de fractura adimensional	19
2.1-6 Fluidos de fractura	19
2.1-6_1 Fluidos base agua.....	20

2.1-6_2 Fluidos base aceite	21
2.1-6_3 Fluidos base ácido	21
2.1-6_4 Fluidos multifásicos (espumas y emulsiones)	22
2.1-7 Aditivos del fluido de fractura	24
2.1-7_1 Crosslinkeantes.....	24
2.1-7_2 Rompedores.....	25
2.1-7_3 Aditivos de pérdida de fluidos	26
2.1-7_4 Bactericidas.....	27
2.1-7_5 Estabilizadores.....	27
2.1-7_6 Surfactantes	28
2.1-7_7 Estabilizadores de arcillas.....	28
2.1-8 Aspectos geológicos	29
2.1-8_1 Área de drenaje.....	29
2.1-8_2 Litología.....	30
2.1-8_3 Contenido de arcillas.....	31
2.1-8_4 Patrón de fallas	31
2.2 Mecánica de roca (caracterización de la formación).....	32
2.2-1 Esfuerzos (<i>stresses</i>)	32
2.2-2 Deformación (<i>strain</i>).....	33
2.2-3 Comportamiento de la roca.....	35
2.2-3_1 Elasticidad lineal.....	35
2.2-3_2 Influencia de presión poral	36
2.2-3_3 Mecánica de la fractura	38
2.2-3_4 Deformación inelástica.....	38
2.2-3_5 Rotura (<i>failure</i>)	40
2.2-4 Estado de esfuerzos en la tierra.....	40
2.2-4_1 Roca en reposo.....	41

2.2-4_2 Deformación tectónica.....	42
2.2-4_3 Rotura de la roca.....	43
2.2-4_4 Influencia de la presión poral	44
2.2-4_5 Influencia de la temperatura.....	44
2.2-4_6 Dirección del esfuerzo principal	45
2.2-4_7 Esfuerzos en la vecindad del pozo.....	46
2.2-4_8 Cambio en los esfuerzos debido al tratamiento	48
2.3 Método de fracturamiento por pulsos	50
2.3-1 Optimización de la fractura (conductividad)	51
2.3-2 Rediseño del empaque de propante	53
2.3-2_1 Base teórica	54
2.3-2_2 Programa de bombeo y método de punzado	57
2.3-2_3 Transporte de propante (uso de fibras).....	60
2.3-3 Implementación de la técnica: Campo Loma La Lata	66
2.3-3_1 Estudio completo de campo	68
2.3-3_2 Comparación en arenas de baja K.....	70
2.3-3_3 Comparación en arenas de moderada K.....	72
2.4 Comparación entre fracturamiento convencional y por pulsos	73
2.4-1 Ventajas.....	73
2.4-1_1 Incremento inicial y sostenido de producción.....	73
2.4-1_2 Menor uso de propante y agua	74
2.4-1_3 Reducción de la presión neta.....	74
2.4-1_4 Eliminación de arenamientos prematuros	74
2.4-1_5 Menor pérdida de presión y mejor limpieza.....	75
2.4-1_6 Mayor longitud y menor crecimiento vertical	75
2.4-1_7 No requiere uso de propante de alta calidad.....	76
2.4-1_8 Rampa de propante agresivo	77

2.4-1_9 Impacto en medio ambiente y seguridad.....	77
2.4-2 Desventajas	77
2.4-2_1 Equipos de superficie	77
2.4-2_2 Modelamiento de propiedades geo mecánicas	78

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DEL ÁREA.....	79
3.1 Estudio geológico	79
3.1-1 Cuenca Talara.....	79
3.1-2 Abanicos submarinos Hélico – Sistema de esquistos Talara.....	82

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DEL POZO PILOTO	85
4.1 Historia del pozo NP MONTE-1D	85
4.1-1 Información general	85
4.1-2 Descripción geológica	90
4.1-2_1 Objetivos planeados.....	90
4.1-2_2 Secuencia estratigráfica	91
4.1-2_3 Mapa estructural, de arena neta y <i>net pay</i>	93
4.1-2_4 Registro litológico	97
4.1-1 Interpretación petrofísica.....	100
4.1-2 Comportamiento productivo	105
4.2 Diseño de programa de fracturamiento	106
4.2-1 Consideraciones de diseño	106
4.2-1_1 Información de yacimiento	106
4.2-1_2 Datos de completación.....	106
4.2-1_3 Selección de fluidos	106

4.2-1_4 Equipo de fractura empleado	107
4.2-2 Programa de bombeo (estrategia)	107
4.2 Simulación del diseño de fractura.....	112
CAPÍTULO 5	
RESULTADOS	120
5.1 Parámetros registrados durante tratamiento.....	120
5.2 Análisis de parámetros de fractura	130
5.2-1 Conductividad	130
5.2-2 FCD.....	131
5.2-2 Presión neta y cantidad de arena.....	131
5.3 Análisis de producción.....	132
CAPÍTULO 6	
EVALUACIÓN ECONÓMICA	137
6.1 Costos de fracturamiento NP MONTE-1D	137
CAPÍTULO 7	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	141
7.1 Conclusiones	141
7.2 Recomendaciones	142
CAPÍTULO 8	
BIBLIOGRAFÍA.....	143
CAPÍTULO 9	
APENDICE	145

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes: Revisión de aplicaciones en otros países

Desde la introducción del fracturamiento hidráulico, en 1947 llevado a cabo por Stanolind Oil & Gas en el campo de Hugoton del sudeste de Kansas, en USA, profesionales de la industria del petróleo hicieron esfuerzos para rellenar la fractura completamente con propante, en otras palabras crear un paquete de arena continuo. Habiendo ya maximizado la conductividad del empaque de propante, la industria comenzó a investigar formas de mejorar aún más los resultados del fracturamiento hidráulico. Los ingenieros especularon entonces que, si fuera posible y se diseñaba correctamente rellenando la fractura con un empaque de arena discontinuo consistente en columnas discretas rodeadas por canales abiertos, la conductividad de las fracturas sería varios órdenes de magnitud más alta que la del empaque de arena convencional más limpio.

Después de varios años de investigación y desarrollo (el proyecto empezó en el 2003), los científicos de Schlumberger lograron esta meta, el cual constituye un avance fundamental en la ciencia de estimulación de yacimientos. Los científicos del Centro de Tecnología Novosibirsk de Rusia comenzaron la búsqueda de un empaque de propante discontinuo con un programa experimental ambicioso para confirmar su factibilidad y desarrollar los medios con los cuales pudiera aplicarse dicha tecnología. La escala de los experimentos se incrementó gradualmente y pasó de los pequeños simuladores de las mesas de trabajo de los laboratorios a las pruebas de escala completa con equipos de campo estándar en el Centro de Aprendizaje Kellyville (KLC) de Schlumberger en Oklahoma, USA. Aplicaciones en campo empezaron en el 2007 para estimular reservorios de arenisca de petróleo y gas de una sola capa y multicapas.

Desde el 2010 Schlumberger proporciona el servicio de estimulación bajo el nombre de "*Hiway Flow-Channel Hydraulic Fracturing*". En Argentina (2010), por ejemplo, en el campo de yacimientos petrolífero Loma La Lata (Cuenca de Neuquén) se consiguió estimular 7 pozos del campo LLL logrando incrementar la producción inicial promedio de gas en 53% por encima de los pozos fracturados de manera convencional. Así mismo, Petrohawk en la formación Eagle Ford en el campo de Hawkville, Texas, consiguió incrementar la producción inicial de gas en 37% y petróleo en 32%. A la fecha Petrohawk ha convertido al 100% sus diseños de fracturamiento orientados a generar canales de flujo abiertos. En el oeste de Siberia, en el campo de Taylakovskoe, la operadora Slavneft-Megionneftegaz llevó a cabo 10 tratamientos, desde octubre 2011 a mayo del 2012, en reservorios de areniscas con características petrofísicas similares a las de la Cuenca Talara, en el que han incrementado significativamente su tasa de producción promedio en 44% por encima de lo esperado.

1.2 Formulación del problema

En las últimas décadas, el fracturamiento hidráulico convencional en operaciones de costa afuera y en tierra en la cuenca talara se ha convertido en una práctica de rutina y la optimización está acorde a los esfuerzos por mejorar la conductividad basados en los métodos mencionado líneas arriba a fin de conseguir una mayor productividad de los reservorios. Todos esos métodos han tenido un impacto positivo en cuanto a la conductividad del paquete de arena que en general tienen asociado un alto riesgo de arenamientos prematuro. No obstante, la limitación intrínseca de esos métodos proviene del hecho de que la conductividad es creada por el paquete de propante, el cual físicamente tiene un límite el cual llega a ser la permeabilidad generada.

Bajo esas circunstancias, este enfoque de tratamiento por pulsos de arena permite desarrollar una red de canales de flujo abiertos dentro del empaque de arena, para que de ese modo la conductividad sea atribuida a

los canales generados y no sólo sea atribuido al flujo a través de los poros entre los granos de propante como en un fracturamiento convencional.

1.3 Justificación del plan de tesis

La técnica de fracturamiento para generar canales de flujo abierto cambia el concepto de generación de conductividad de fractura permitiendo que el flujo de hidrocarburos fluya a través de canales de fractura en vez de fluir a través del paquete de propante. Esta técnica está basada en cuatro componentes principales: bombeo de propante en pulsos en superficie por medio de un equipo de fractura y programas de monitoreo, estrategia de punzado selectivo, material fibroso para proveer canales estables, y modelos de optimización de la geometría de los canales, que la hacen capaz de incrementar la conductividad de la fractura por encima de dos órdenes en magnitud. Resultando en un mayor flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo.

1.4 Objetivos de la investigación

1.4-1 Objetivo General

Considerar esta novedosa técnica de fracturamiento hidráulico en las operaciones del Lote Z2B de la Cuenca Talara, en el Noroeste del Perú, como principal alternativa para completación de pozos nuevos, estimulación en pozos de campo maduro como parte de workover, y para trabajos de re-fracturamiento con el propósito de lograr una mayor producción de hidrocarburos y por ende mejorar significativamente la viabilidad económica comparada a una estimulación de empaque de propante convencional.

1.4-2 Objetivo Específico

Aplicar esta técnica de fracturamiento hidráulico para obtener principalmente una mayor deliverabilidad del reservorio a la fractura y de la

fractura al pozo y por ende obtener una recuperación más rápida de fluido de tratamiento y residuos de polímero que con empaque de propante convencional, mejorar la limpieza e incrementar la longitud de fractura efectiva, y reducir eventos de arenamientos prematuro que incrementan el costo por emplearse mayor tiempo de equipo, ya sea de *drilling* o *workover*, y diferida en producción de hidrocarburos por tardío arranque de pozos.

1.4 Hipótesis

Por medio de la aplicación de la técnica de fractura por pulsos de arena se obtendrá mayor conductividad de fractura, comparado a valores obtenidos con un tratamiento convencional, incrementando de ese modo el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo a fin de lograr una mayor producción de hidrocarburos de los reservorios de areniscas de baja permeabilidad (0.1 a 1 mD) de la cuenca Talara del Lote Z2B.

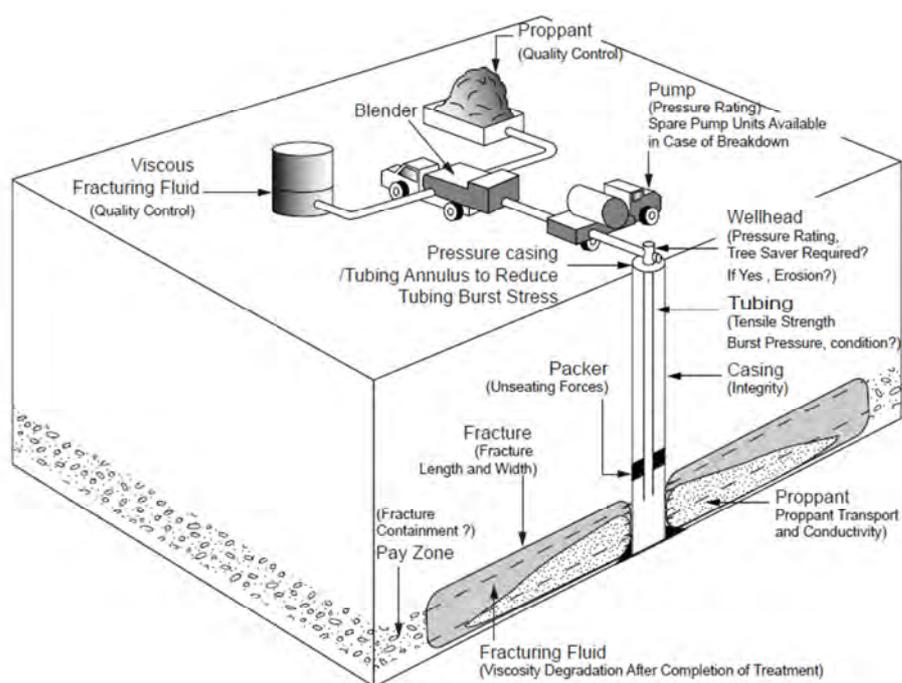
CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Fracturamiento Hidráulico

Si un fluido es bombeado tan rápido que el fluido no pueda propagarse en la formación, inevitablemente la presión se incrementa a tal punto que se origina una ruptura. Y debido a que la roca generalmente es más débil que el acero lo que se fractura es la formación, generándose un desdoblamiento a lo largo de su eje como resultado del vencimiento a los esfuerzos de tensión en la roca generada por presiones internas.

Figura 2-1 Consideraciones prácticas durante un tratamiento de fractura hidráulica con propante.



Fuente: *Heriot Watt University - Production Technology.*

Desde su introducción, el fracturamiento hidráulico ha sido, y seguirá siendo, una de las principales herramientas para mejorar la productividad de pozos de petróleo de reservorios de baja permeabilidad. Esto es logrado para;

- Generar un canal conductivo a lo largo de la zona dañada en la vecindad de la cara de la formación, similar a un by-pass.
- Extender el canal hasta determinada profundidad en el reservorio para mejorar el incremento de productividad.
- Generar el canal de tal manera que el flujo de fluidos sea alterado.

2.1-1 Proceso

Debido a que el menor esfuerzo es el mínimo esfuerzo horizontal, el desdoblamiento (o ruptura) inicial se produce planar al eje vertical a la tierra. La ruptura y temprano crecimiento de la fractura expone nuevas áreas de la formación al fluido de inyección, tal que la tasa de pérdida de fluido en la formación empieza a incrementarse. Sin embargo, si la tasa de bombeo se mantiene por encima de la tasa de pérdida de fluido, la nueva fractura creada continuará propagándose y creciendo. Este crecimiento continúa abriendo más área nueva en la formación. Sin embargo, aunque el fracturamiento hidráulico incrementa significativamente el área de flujo de la formación durante el bombeo, una vez que se para el bombeo y se pierde el fluido inyectado, la fractura se cerrará y la nueva área no estará disponible para mejorar la producción de fluido de la formación. Para prevenir esta situación, normalmente se adhiere un agente propante al fluido de fractura. Cuando el bombeo se para y se produce el regreso de fluidos desde el pozo, el agente propante se mantiene en el lugar para mantener la fractura abierta y mantener el camino de flujo conductivo para el incrementado área de flujo de la formación durante la producción. El agente propante es generalmente arena o agente granular de alta resistencia sustituto a la arena.

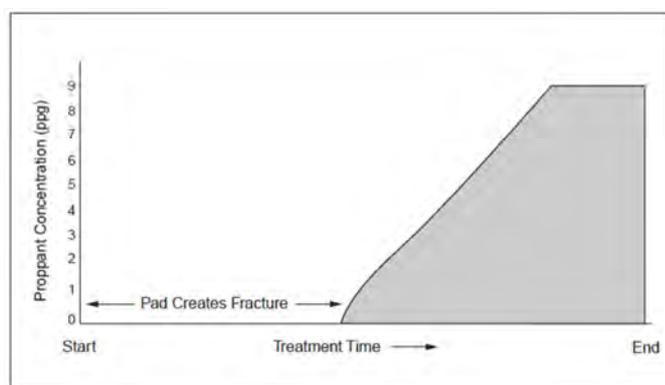
Después de la ruptura, la tasa de propagación de la fractura y la tasa de flujo de fluidos dentro de la fractura generada se vuelve importante cuyo comportamiento está dominado por la pérdida de fluidos. Tal cual como introdujo Carter (1957), la tasa de pérdida de fluido puede ser expresado como:

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{(t - T)}}$$

Donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluido, A es un elemento del área de fractura (por ejemplo área de influjo incrementado), t es el tiempo medido desde el inicio del bombeo y T es el tiempo cuando cada elemento de área pequeña de una fractura es creada o abierta. Como una consecuencia directa de la ley que describe este comportamiento, la alta tasa de pérdida de fluidos se da en la punta de la fractura. Una nueva área de fractura creada existe en ese punto ($t - T = 0$ en el denominador), haciendo q_L infinito.

Inicialmente la penetración de la fractura es limitada, por ende la pérdida de fluido es alta en la proximidad del pozo. Por esa razón, la primera parte de un tratamiento de fracturamiento hidráulico consiste de sólo fluido (sin propante), esta etapa es comúnmente conocida como PAD. El propósito de esta primera etapa es romper la vecindad del pozo e iniciar la fractura. Así mismo, el PAD provee de fluido para generar suficiente penetración y ancho para permitir que las etapas de fluido cargadas de propante después puedan entrar en la fractura y de ese modo se pueda evitar alta pérdida de fluido en los alrededores de la punta de la fractura. Después del PAD, etapas cargadas de propante son bombeados para transportar el agente propante dentro de la fractura.

Figura 2-2 Programa de concentración de propante durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

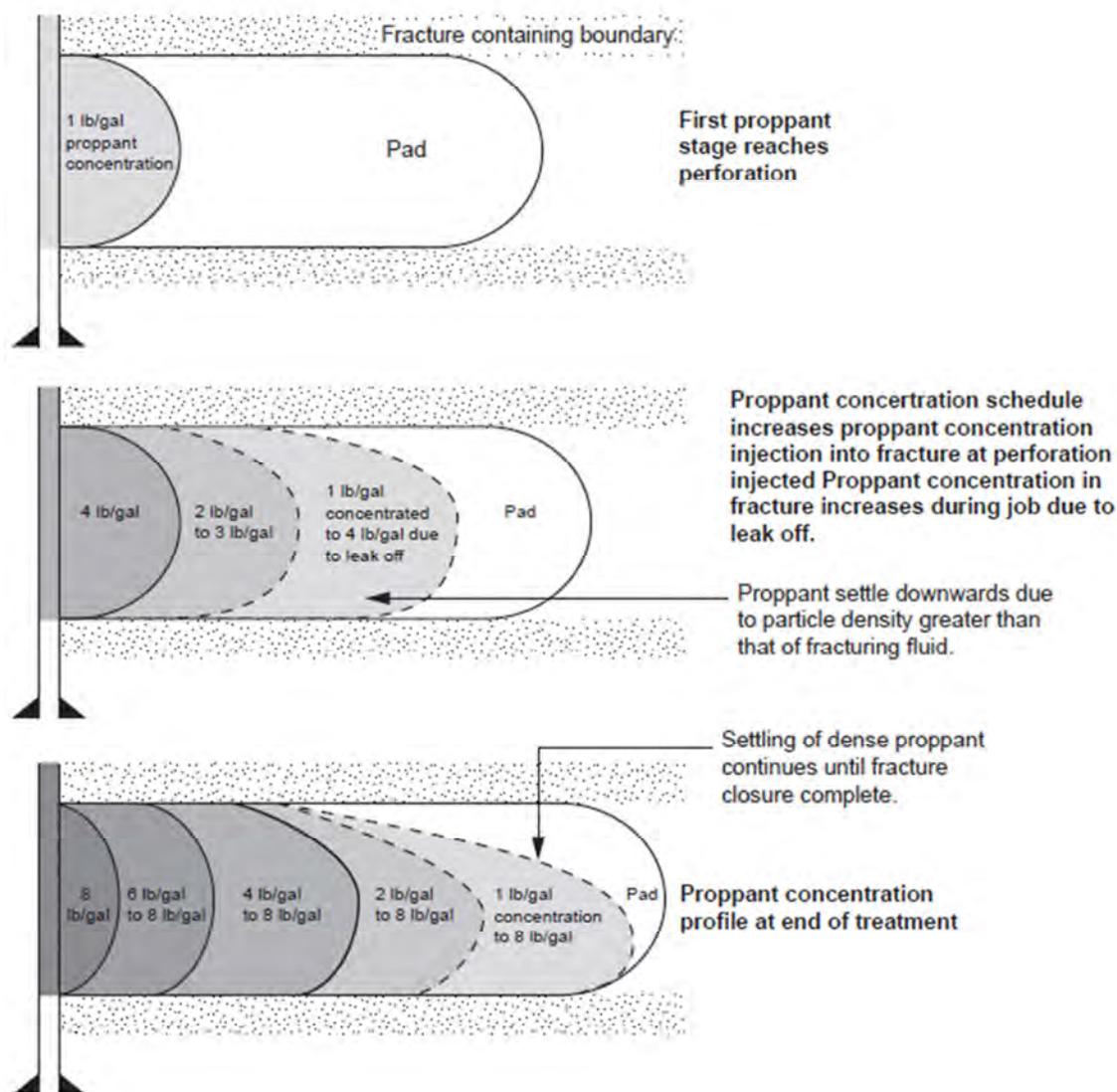


Fuente: Heriot Watt University - Production Technology.

Sin embargo, debido a que la pérdida de fluidos en la formación está aún ocurriendo, incluso en la vecindad del pozo, la primera carga de propante es adicionada al fluido en baja concentración. La lechada cargada de propante entra a la fractura por el pozo y fluye hacia la punta de la fractura. En este punto, dos fenómenos empiezan a manifestarse. Primero, debido a la alta pérdida de fluido en la punta de la fractura, la lechada fluye a través de la fractura más rápido que la punta se propague, y la lechada cargada de arena eventualmente alcanza la punta de la fractura. Después, debido a la pérdida de fluido, las etapas de lechada cargada de arena pierden fluido (sin perder propante) a la formación. De ese modo, la concentración de arena (fracción de volumen de propante sólido) se incrementa a medida que la lechada se va secando. El programa de bombeo, o programa de adición de propante, debe ser diseñado apropiadamente de tal manera que todas las etapas terminen en el lugar correcto, en el momento correcto, con la concentración de arena correcta. El PAD debe ser perdido completamente en la formación, y la primera etapa de arena debe estar correctamente empaquetada en la punta de la fractura (el cual debe de estar a la longitud diseñada).

A medida de que las etapas de lechada de arena se mueven hacia la parte inferior de la fractura, se va secando e incrementando su concentración. Las etapas de lechada bombeados posteriormente en el tratamiento son bombeados a una mayor concentración. Estas etapas no permanecen en la fractura por un largo periodo antes que termine el tratamiento (antes de parar el bombeo) y de ese modo son expuestos a una menor pérdida de fluido y menor sequedad. Idealmente, la primera etapa de lechada de arena bombeada alcanza la punta de la fractura según el último fluido de PAD es perdido en la formación, y esta primera etapa se ha concentrado desde su baja concentración inicial a uno predeterminado, mayor a la concentración final de diseño. Mientras tanto, la concentración de lechada siendo bombeada es constantemente incrementada a la misma concentración final de diseño. Al final del tratamiento, el total de la fractura es llenada con la concentración de lechada diseñada.

Figura 2-3 Perfil de propante durante el desarrollo de un tratamiento de fractura.

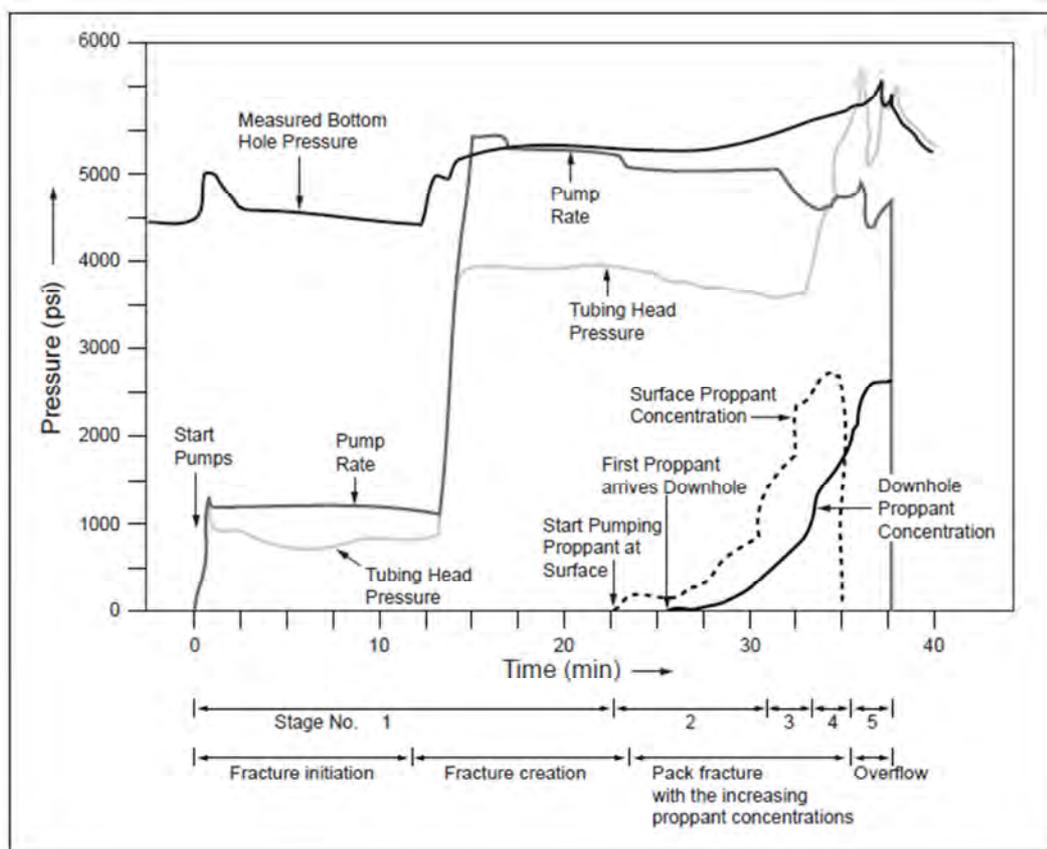


Fuente: Heriot Watt University - Production Technology.

La descripción líneas arriba es conocida como un diseño “normal”, donde el total de la fractura es empaquetada con una uniforme, predeterminada, diseño de concentración de propante a medida que el tratamiento finaliza. Si el bombeo continúa pasando este punto, habría una poca extensión de la fractura ya que el PAD esta depletado al 100%. Continuar con el bombeo forzaría a incrementar el ancho de la fractura (forzando a un incremento de presión) ya que el volumen incrementado simplemente actúa como si se estaría inflando un balón. En algunos casos el

ancho de propante adicional es usado como parte del diseño. Y es comúnmente conocido como fracturamiento *tip-screenout* (TSO).

Figura 2-4 Registro de tratamiento tipo *Tip-screenout*.



Fuente: Heriot Watt University - Production Technology.

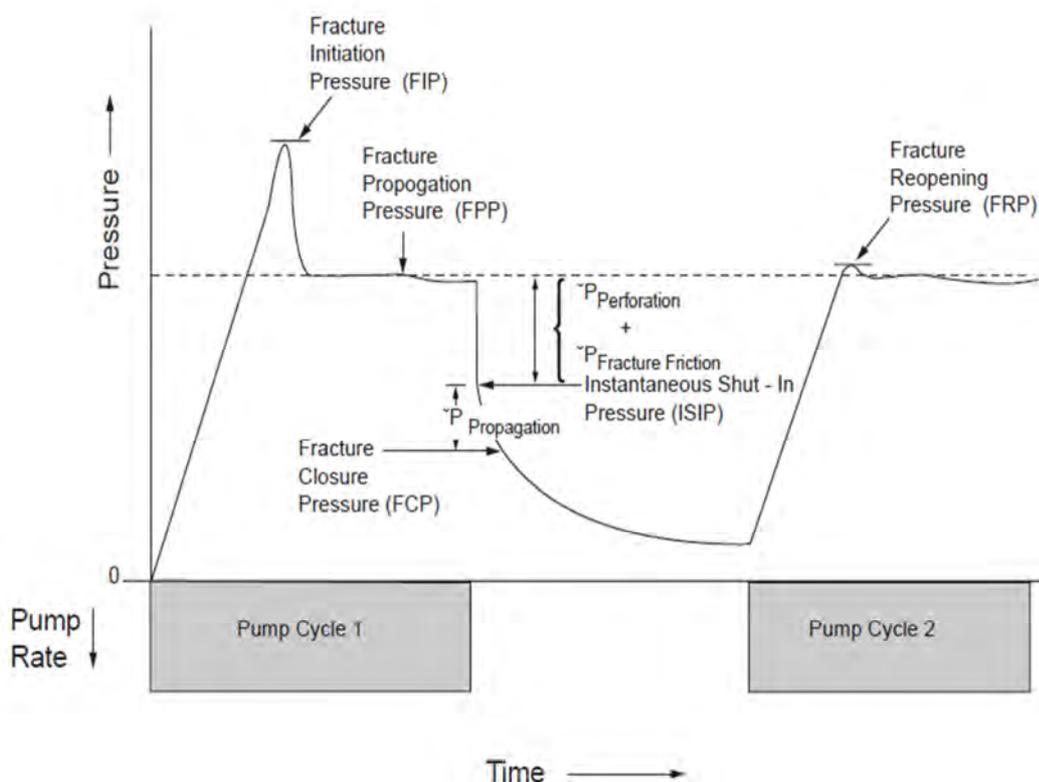
Al final del tratamiento, la etapa de flujo final es bombeada. Esta etapa de tratamiento consiste a un volumen equivalente del pozo de sólo fluido y es orientado a barrer y dejar el pozo libre de arena. El pozo luego es generalmente cerrado por un periodo para permitir que el fluido se termine de perder en la formación de tal manera que la fractura se cierre y esfuere al paquete de arena generado. El cierre también ayuda que la temperatura (y rompedores químicos adicionados al fluido durante el bombeo) reduzca la viscosidad del fluido de fractura. Idealmente, este proceso conlleva a generar una fractura empaquetada de arena con una longitud productiva de fractura (o mitad de longitud x_f), la altura y ancho de empaque de fractura (lo cual determina la conductividad de fractura $k_f w$). Donde, x_f es la mitad de la

longitud de fractura productiva, el cual podría ser menor a la mitad de la longitud de fractura creada L o menor que la longitud del empaque.

2.1-2 Mini-frac

La prueba más importante en locación antes de llevar a cabo el tratamiento principal es conocida como *minifrac*, o prueba de calibración de fractura. El minifrac es una prueba de bombeo que emplea una alta tasa de bombeo de las bombas y relativamente una cantidad de fluido considerable. La información conseguida durante el minifrac incluye la presión de cierre, p_c , presión neta, condiciones de entrada (perforaciones y fricción en la vecindad del pozo), y posiblemente evidencia la contención de la altura de la fractura. El parte de *falloff* (declinación) de la curva de presión es empleada para obtener el coeficiente de pérdida de fluido para una determinada geometría de fractura.

Figura 2-5 Registro de presión de fondo durante minifrac.



Fuente: Heriot Watt University - Production Technology.

Un diseño de *minifrac* debe ser realizada acorde al diseño de tratamiento inicial. La meta de diseño del *minifrac* debe ser tan representativa como se pueda del tratamiento principal. Para alcanzar este objetivo, una geometría suficiente debe ser creada para reflejar la geometría de fractura del tratamiento principal y para obtener una presión de cierre apreciable desde la curva de declinación de la presión. El minifrac más representativo tendría una tasa de inyección y un volumen de fluido similar al tratamiento principal, sin embargo esto a menudo no es práctico. En operaciones de campo, varios criterios conflictivos de diseño deben ser balanceados, incluyendo el volumen de *minifrac*, la geometría de fractura creada, el daño a la formación, un razonable tiempo de cierre, y el costo de materiales y personal.

El cierre de la fractura es típicamente determinada de una o más construcciones de la curva de declinación de la presión mientras se toma en cuenta cualquier conocimiento previo disponible (obtenido durante la prueba de *minifrac*). Algunos de los gráficos más populares para identificar la presión de cierre son:

- $P_{\text{cierre}} \text{ vs } t$
- $P_{\text{cierre}} \text{ vs } \sqrt{t}$
- $P_{\text{cierre}} \text{ vs función-g (y variaciones)}$
- $\text{Log}(P_{\text{ISIP}} - P_{\text{cierre}})$

El origen y uso de estos distintos gráficos es algunas veces más intuitivo que teórico, el cual puede conllevar a tener resultados falsos. La base teórica y limitaciones de análisis de declinación de presión deben ser entendidas bajo un contexto de aplicaciones individuales. Una complicación adicional es que la temperatura y el efecto de compresibilidad podrían causar desviaciones en la presión. En este caso, una curva de declinación de temperatura corregida puede ser generada para permitir una normal interpretación de los diferentes tipos de gráficos.

2.1-3 Agente sostén

El agente sostén o comúnmente conocido como propante es usado para separar y sostener las paredes de la fractura la cual genera el camino conductivo hacia el pozo una vez que se para el bombeo y se pierde el fluido de fractura. Colocando la concentración y tipo apropiado de propante en la fractura es un factor crítico para el éxito de un tratamiento de fractura hidráulica. Los factores que afectan la conductividad de la fractura (una medida de cuan empaquetada está la fractura para transmitir los fluidos producidos durante la vida productiva del pozo) son;

- Composición del propante
- Propiedades físicas del propante
- Permeabilidad del empaque de propante
- Efectos de concentración de polímero después de cierre en la fractura
- Movimiento de finos de la formación en la fractura
- Degradación del propante en el largo plazo

2.1-3_1 Propiedades físicas del propante

Las propiedades físicas que tienen un impacto en la conductividad de la fractura son:

- Fortaleza de propante
- Tamaño de grano y distribución de los diferentes tamaños de grano
- Cantidad de finos e impurezas
- Redondez y esfericidad
- Densidad de propante

Para abrir y propagar una fractura hidráulica, los estreses in-situ deben ser vencidas. Después cuando el pozo es puesto en producción, los esfuerzos cierran la fractura y confinan al propante. Si la fortaleza del propante no es la adecuada, los esfuerzos de cierre aplastan el propante,

creando finos que reducen la permeabilidad y la conductividad del empaque de propante.

La siguiente guía general puede ser empleada para seleccionar el propante según su fortaleza y el costo:

- Sand – esfuerzo de cierre menor a 6000 psi (como el caso de los reservorios de arenisca de la cuenca Talara)
- Propante recubierto con resina (RCP) – esfuerzo de cierre menor a 8 000 psi
- Propante de fortaleza intermedia (ISP) – esfuerzos de cierres mayores a 5 000 y menores a 10 000 psi
- Propante de fortaleza alta – esfuerzo de cierre de o mayores a 10 000 psi
- El tipo de propante y tamaño tiene que ser determinado comparando los beneficios económicos y el costo

El propante de grano grande provee de un mayor empaque permeable debido a que la permeabilidad se incrementa con el cuadrado del diámetro del grano; sin embargo, su uso tiene que ser evaluado en relación a la formación que es empaquetada y al incremento de dificultad en cuanto a su transporte y colocación. Formaciones sucias o aquellos sujetos a una significativa migración de finos, son candidatos inadecuados para propante grande. Ya que los finos tienen a invadir y taponar parcialmente el empaque de propante causando en una rápida reducción de la permeabilidad. En estos casos, propante de grano pequeño son más adecuados a pesar de que ofrece una menor conductividad, el promedio de conductividad durante la vida productiva del pozo es mayor comparado a la mayor productividad inicial conseguida con un grano grueso (el cual es seguido usualmente con una rápida declinación de la producción).

Granos grandes pueden ser también menos efectivos en pozos profundos toda vez que hay una mayor susceptibilidad a ser aplastados

debido a un mayor esfuerzo de cierre (a mayor grano, menor fortaleza). Así mismo granos grandes tienen un promedio del doble de problemas para su colocación. Ya que se requiere un mayor ancho de fractura y se presenta una mayor tasa de colocación ya que está aumentada con el tamaño de grano. Otro punto a considerar es que si la distribución del grano de arena es tal que el rango de *mesh* contiene un alto porcentaje de granos pequeños, la permeabilidad del empaque de propano y por ende la conductividad son reducidas hasta un equivalente a un empaque consistente de sólo de granos pequeños.

La redondez y esfericidad tienen un efecto significativo en la conductividad de la fractura. La redondez es una medida de cuán curvadas son las esquinas de los granos. La esfericidad es una medida de cuán cerca se encuentra a la forma de una esfera. Si los granos son parejos en redondez y tamaño los esfuerzos son incluso mejor distribuidos, resultando en soportar una mayor carga antes de que fallen. Empero granos angulosos, fallan incluso a bajos esfuerzos de cierre, produciendo finos que reducen la conductividad de la fractura.

La densidad de propano tiene una estrecha influencia en el transporte de propano ya que la tasa de colocación depende linealmente de la densidad. Por lo que, propano de alta densidad son más complicados de ser suspendidos en el fluido de fractura para ser transportados a la parte alta de la fractura. La colocación puede ser mejorada entonces de dos modos: haciendo uso de fluidos altamente viscosos o incrementando la tasa de bombeo para reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo requerido de suspensión. Por último cabe mencionar que propano de alta densidad requieren mayor masa del material para rellenar un determinado volumen de fractura.

2.1-3_2 Clases de propano

Arena es el propano mayormente usado. Es el más económico, abastecible y generalmente provee de suficiente conductividad de fractura

para esfuerzos de cierre menores a 6 000 psi. Su gravedad específica es de 2.65 g/cm^3 . Dependiendo del balance global y de sus propiedades físicas, la arena puede ser subdividida en grupos:

- Arena blanca del norte USA
- Arena marrón de Texas
- Arena sílica de Colorado
- Arena sílica de Arizona

Cubierta de resina son aplicadas a arena (usualmente a la arena blanca del norte USA) para mejorar la fortaleza del propante y para reducir su retorno durante la producción. Bajo esfuerzos de cierre por encima de 4 000 psi y sin ningún efecto de fluido adverso en la resina, la arena recubierta de resina (2.55 g/cm^3) tiene una mayor conductividad que la arena convencional. La resina ayuda a distribuir los esfuerzos a lo largo del área del grano de arena reduciendo los puntos de carga. Cuando el grano es aplastado la cubierta de resina ayuda a encapsular la porción aplastada previniéndolo de migración y taponamiento de los canales de flujo.

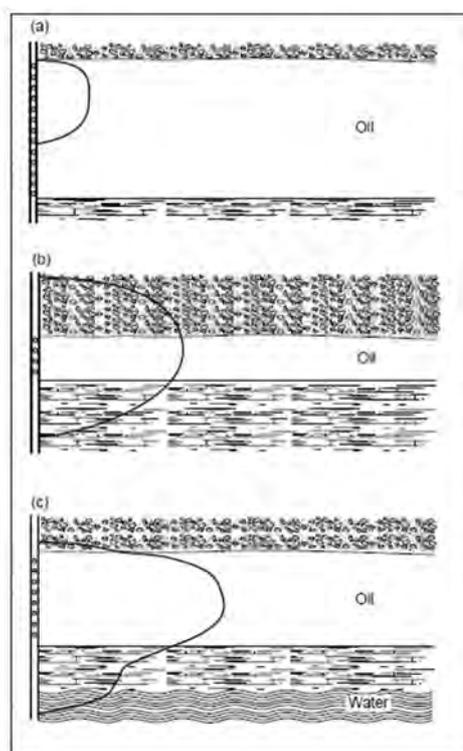
El propante de fortaleza intermedia es de tipo cerámico fundido (baja densidad) o bauxita sinterizada (densidad media). La bauxita sinterizada (2.7 a 3.3 g/cm^3) es procesada de bauxita mineral conteniendo una alta cantidad de *mullita*. Este es comparado a un propante de alta fortaleza (3.4 g/cm^3), el cual es procesado de bauxita de alto contenido en *corundum*. El cual es usado para esfuerzos de cierre mayores a 10 000 psi. Sin embargo es el más costoso.

2.1-4 Consideraciones de diseño y variables primarias

Históricamente el fracturamiento ha sido manejado en base a consideraciones operacionales. Esto limitó su aplicación debido a que el fracturamiento es un proceso dominado por el reservorio, y por ende el por qué un reservorio es fracturado y que tipo de fractura es requerida debe ser netamente dominado por consideraciones a nivel de ingeniería de

reservorios. La permeabilidad k se convierte en una variable primaria para el fracturamiento y para todas las consideraciones de reservorios. Otros parámetros de reservorios como el net pay o porosidad dominan el aspecto económico y controlan la viabilidad final de un proyecto pero no tienen un impacto directo en como la herramienta de fractura hidráulica es aplicada. La productividad post fractura es también gobernada por una combinación de la conductividad de fractura $k_f w$ and x_f , donde k_f es la permeabilidad del propante en la fractura, w es el ancho del empaque de fractura y x_f es la penetración productiva de la fractura. Esta última pudiendo ser menor que la penetración de la fractura creada (o empaquetada) L debido a muchos factores. Por ejemplo, el ancho de fractura cerca de la punta de la fractura podría terminar muy apretado para permitir un adecuado ancho empaquetado. Otro ejemplo, que variaciones verticales de permeabilidad, o capas puedan generar una menor longitud productiva aparente x_f que la actual longitud empaquetada (Bennet et al., 1986). Similarmente, esto hace que la altura de fractura h_f sea importante en muchos modos como se muestra en la siguiente figura:

Figura 2-6 Importancia de la altura de la fractura.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition.

- En la figura 2.6-a, la fractura es iniciada cerca al tope del intervalo, y h_f no es lo suficientemente largo para contactar la zona completamente, lo cual es claramente una consideración netamente de reservorios.
- En la figura 2.6-b, la fractura creció fuera de la zona de interés y conecta mayormente roca fuera del tipo reservorio, disminuyendo x_f relativamente al volumen de tratamiento bombeado.
- En la figura 2.6-c, la fractura creció inferiormente pasando el contacto agua-petróleo y de ser empaquetada podría resultar en una inaceptable producción de agua.

En todos estos casos la altura de la fractura es controlada por la mecánica de rocas tal como los esfuerzos *in-situ*, los gradientes de esfuerzos, la diferencia en magnitud de esfuerzos entre diferentes capas geológicas y diferencias en fortaleza o dureza de fractura entre diferentes capas. Todas estas consideraciones están relacionadas a la presión neta:

$$P_{net} = (P_f - \sigma_c)$$

Donde P_f es la presión dentro de la fractura y σ_c es el mínimo esfuerzo (o presión de cierre de fractura).

Para una ideal, zona homogénea, la presión de cierre es el mismo que el mínimo esfuerzo. Sin embargo tal condición no existe. El esfuerzo es un valor puntual, y los esfuerzos varían de punto a punto. Para una condición real *in-situ*, la presión de cierre refleja la presión donde la fractura es fuertemente cerrada, aunque la presión podría todavía ser mayor que el esfuerzo mínimo *in-situ* en algunos puntos.

El ancho de fractura es también de gran importancia para alcanzar los objetivos de diseño deseados. Típicamente, se expresado como el producto de la permeabilidad de la fractura con el ancho de fractura ($k_f w$), el cual es la conductividad de fractura dimensional y es controlado por las

dimensiones de fractura (h_f y L), la presión neta dentro de la fractura que abre y propaga la fractura, y otra propiedad, el módulo o la rigidez de la roca.

Del mismo modo consideraciones de mecánica de fluidos es un elemento importante. Las dos variables dominantes, la tasa de inyección (bombeo) q_i y la viscosidad de fluido μ , afectan la presión neta dentro de la fractura (por ende el ancho) y considerablemente controla el transporte y colocación final del propante dentro de la fractura. Estas variables también tienen el control de la pérdida de fluido a la formación durante el bombeo. Por ejemplo, una alta tasa de bombeo reduce la pérdida de fluido total porque para determinado volumen hay un menor tiempo para que el fluido se pierda.

2.1-5 Conductividad de fractura adimensional

Históricamente, el énfasis puesto en el fracturamiento hidráulico de reservorios de baja permeabilidad estuvo enfocado en la longitud de fractura productiva x_f . Para reservorios de alta permeabilidad, la conductividad $k_f w$ es similar o aún más importante. El balance crítico fue primeramente discutido por Prats (1960), a más de 10 años desde la introducción del fracturamiento, con el concepto de conductividad de fractura adimensional, C_{fD} o comúnmente conocida como FCD:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f}$$

Esta conductividad adimensional es la razón de la habilidad de la fractura para permitir el flujo dividido entre la habilidad de la formación para suministrar fluido a la fractura. En general, estas dos características de producción deben estar en balance. Más aun, para un volumen determinado de propante, la máxima producción es lograda para un valor de C_{fD} entre 1 y 2.

2.1-6 Fluidos de fractura

Los fluidos de fractura son un componente crítico en un tratamiento de fractura hidráulica. Sus principales funciones es abrir la fractura y transportar el agente propante a lo largo de la longitud de fractura. Consecuentemente, las propiedades viscosas del fluido son considerados los más importantes. Sin embargo, un exitoso tratamiento de fractura hidráulica requiere que los fluidos tengan otras propiedades especiales ya que adicionalmente a exhibir una viscosidad apropiada, tienen que romper y limpiarse una vez el tratamiento finaliza, proveer un buen control de pérdida de fluido, exhibir una baja presión de fricción durante el bombeo y ser económicos como prácticos.

Debido a que los reservorios a ser estimulados varían marcadamente en términos de temperatura, permeabilidad, composición de la roca y presión poral, muchos de los diferentes tipos de fluido han sido desarrollados para proveer las propiedades descritas. Los primeros fluidos de fractura fueron de base aceite, a finales de los 50s, fluidos base agua engrosada con tratamiento de goma guar se convirtieron bastante populares. En 1969, el primer tratamiento con goma guar crosslinkeado fue llevado a cabo. Por ese tiempo, sólo el 10% de los tratamientos fueron realizados con aceite gelificado. Actualmente, más del 65% de todos los tratamientos son de geles viscosificados de base agua con goma guar o hidroxipropilguar. Tratamientos con aceite gelificado y tratamientos con ácido bordean el 5% cada uno del total. Alrededor del 20% a 25% de todos los tratamientos contienen un gas energizante. Adicionalmente aditivos son usados para mejorar la viscosidad a altas temperaturas, para romper la viscosidad a bajas temperaturas o para ayudar controlar la perdida de fluido a la formación.

2.1-6_1 Fluidos base agua

Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo, los fluidos base agua son los más ampliamente utilizados. Muchos polímeros solubles en agua pueden ser empleados para hacer una solución viscosificada capaz de suspender a temperatura ambiente. Sin embargo, a medida que la temperatura se incrementa esta solución se suelta significativamente. La

concentración de polímero puede ser incrementado para contrarrestar los efectos termales, pero es una solución cara. En contraste, agentes crosslinkeantes son empleados para incrementar significativamente el peso molecular efectivo del polímero, de ese modo se logra incrementar la viscosidad de la solución.

2.1-6_2 Fluidos base aceite

El petróleo pesado fue originalmente usado como fluido de fracturamiento, básicamente porque estos fluidos fueron percibidos como el menos perjudicial para las formaciones almacenadoras de hidrocarburos que fluidos base agua. Su viscosidad inherente también la hace más atractiva que el agua (Howard and Fast, 1970). Los fluidos base aceite son caros y operacionalmente más complejos de manejar. Por lo que, ellos son usados actualmente sólo en formaciones que son identificadas como extremadamente sensitivas al agua.

En la década de los 60s, la industria hizo uso de las sales de aluminio de los ácidos carboxílicos (por ejemplo, *aluminium octoate*) para incrementar la viscosidad de los fluidos de fracturamiento de base aceite (Burnham *et al.*, 1980). Esto mejoró la estabilidad a la temperatura y a la capacidad de transporte de propante de los fluidos. En la década de los 70s, las sales de carboxilato de aluminio fueron reemplazados por sales éster de fosfato de aluminio. Una vez más, el rango de temperatura fue expandido y el transporte de propante a su vez mejorado. Actualmente, los éster químicos de fosfato de aluminio continúan siendo el método preferible para gelificar hidrocarburos para efectos de ser empleado en fracturamiento. Ambos métodos de espesamiento de crudo son atribuidos a un mecanismo asociativo (Baker *et al.*, 1970). Que promueve interacciones entre los complejos de aluminio y moléculas éster de fosfato que producen largas cadenas de polímero (Burnham *et al.*, 1980).

2.1-6_3 Fluidos base ácido

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el que, usualmente ácido clorhídrico (HCl), es inyectado en una formación carbonatada a una presión suficiente como para fracturar la formación o abrir canales de flujo naturales. A medida que el ácido fluye a lo largo de la fractura, porciones de la cara de la fractura son disueltas. Así mismo, el ácido al fluir tiende a agrietar de manera no uniforme, creando canales conductivos que se mantienen una vez que la fractura se cierra. La longitud efectiva de fractura es determinada por la longitud agrietada, el cual depende del volumen bombeado, la tasa de reacción, y la pérdida de fluido ácido desde la fractura hacia la formación. Operacionalmente, un fracturamiento ácido es menos complicado debido a que no se emplea un agente propante. Sin embargo, el ácido es más caro que tratamientos con fluidos no reactivos. Así mismo, la principal barrera para lograr una penetración de fractura efectiva es la excesiva pérdida de fluido (*Nierode and Kruk, 1973*). La constante erosión de la cara de la fractura durante el tratamiento dificulta el depósito de una barrera efectiva de revoque. Adicionalmente, la pérdida de fluido es extremadamente no uniforme que promueve la generación de huecos en forma de gusano (*wormholes*) y el alargamiento de fracturas naturales. Esto incrementa notablemente el área efectiva en donde ocurre la pérdida de fluido y dificulta su control.

2.1-6_4 Fluidos multifásicos (espumas y emulsiones)

Hay situaciones en las que las propiedades de fluidos estándar en base agua o aceite pueden ser mejoradas incorporándoles una segunda fase en el fluido formándose una espuma o emulsión.

Una espuma se consigue adhiriendo gas en un fluido líquido. Para conseguir esta mezcla, un agente de superficie activo (surfactante) es empleado. El surfactante se concentra en la interfaz gas-líquido disminuyendo la tensión interfacial. El surfactante estabiliza delgadas películas de líquido y previene la coalescencia de las celdas. El gas presurizado (nitrógeno o dióxido de carbono) en la espuma se expande cuando el pozo es reversado y fuerza al líquido salir fuera de la fractura. Las

espumas aceleran la recuperación de fluido de una fractura empaquetada y de ese modo estos fluidos son propicios a ser usados en reservorios de baja presión. Así mismo, la fase líquida es mínima ya que las espumas contienen gas por encima del 95% de su volumen. Para el caso de un fluido base agua, espumando el fluido disminuye significativamente la cantidad de líquido en contacto con la formación. Por lo que las espumas tienen un buen desempeño en formaciones sensibles al agua (Ward, 1984; Ainley, 1983). Más aun las espumas producen fluidos pseudoplásticos con buenas propiedades de transporte (King, 1982; Reidenbach *et al.*, 1986). El cual proveen un buen control de pérdida de fluido en formaciones de baja permeabilidad donde las burbujas de gas son aproximadamente del tamaño de los poros abiertos de la roca (Harris, 1985).

Una emulsión es una dispersión de dos fases inmiscibles como crudo en agua o agua en crudo estabilizado con surfactante. Los fluidos de fractura son soluciones altamente viscosas con buenas propiedades de transporte. A medida que se tengan un alto porcentaje de la fase interna, se tiene una mayor resistencia de movimiento de las gotitas, que resultan en una alta viscosidad. Los fluidos de fractura basados en emulsiones han sido usados por años (Kiel, 1971).

El fluido más común, llamado poli emulsión, es compuesto por 67% de fase interna de hidrocarburo, 33% de fase externa de salmuera y un surfactante emulsificante. Viscosificando la fase acuosa mejora la estabilidad de la formación y reduce significativamente la presión de fricción durante el bombeo debido a que el polímero actúa como un reductor de fricción. La concentración de polímero empleada es generalmente de 20 a 40 lbm/1000 gal, de tal manera que el fluido contiene una sexta a tercera parte de polímero como parte de fluido de fracturamiento de base agua. La emulsión rompe debido a la absorción de emulsificante dentro de la formación, y debido a que poco polímero es empleado, este tipo de fluido es conocido como el menor causante de daño a la formación y de rápida limpieza (Roodhart *et al.*, 1986).

Las desventajas de las poli emulsiones son la alta presión de fricción y el alto costo del fluido (a menos que el hidrocarburo se recupere). Las poli emulsiones también se diluyen significativamente a medida que se incrementa la temperatura, el cual limita su uso en pozos de alta temperatura.

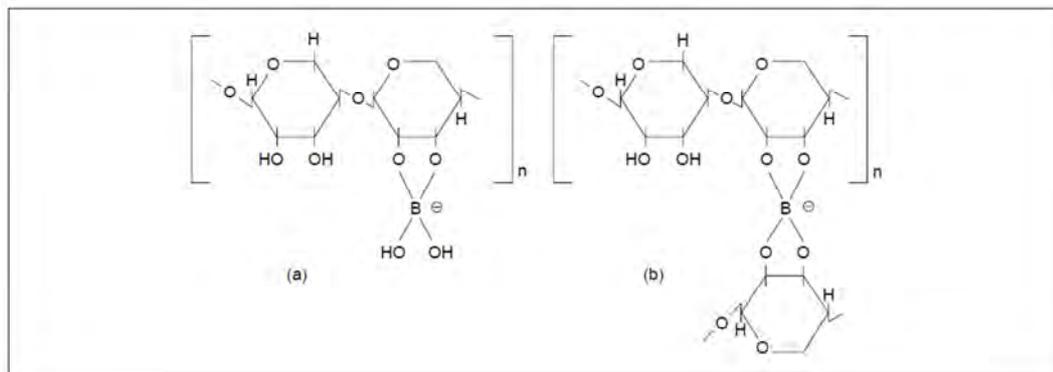
2.1-7 Aditivos del fluido de fractura

Un fluido de fracturamiento no es generalmente un fluido líquido simple y material viscosificado, como agua y polímero HPG o diesel y polímero éster de fosfato de aluminio. Varios aditivos son adicionados para romper el fluido una vez el trabajo es finalizado, control de pérdida de fluido, minimizar el daño a la formación, ajustar Ph, control de bacteria o mejorar la estabilidad a altas temperatura. Cabe recalcar que al usarse múltiples aditivos se debe de tener cuidado en determinar que aditivo no interfiere con la función de otro aditivo.

2.1-7_1 Crosslinkeantes

Una determinada cantidad de iones de metal pueden ser usados para crosslinkear polímeros solubles en agua (Conway et al., 1980). Los compuestos de Borato, Ti (IV), Zr (IV) y Al (III) son usados frecuentemente. Los compuestos de borato (Deuel y Neukron, 1949) y los complejos de metal de transición (Chrisp, 1967) reaccionan con el guar y HPG a través de pares de cis-OH en los lados de la cadena de la galactosa para formar un complejo, como se ilustra en la siguiente figura. Y como las moléculas se traslapan, el complejo mostrado en la parte a) puede reaccionar con otros complejos (*strands*) para formar una red crosslinkeada (Menjivar, 1984) como se ilustra en la parte b). Unas especies son creadas con el doble de peso molecular de cada polímero individual. Más aun, debido a que cada cadena de polímero contiene varios cis-hidroxilos, el polímero puede ser crosslinkeado en más de una posición. Redes con un alto peso molecular se desarrollan, especialmente bajo condiciones estáticas, soluciones de alta viscosidad.

Figura 2-7 Mecanismo de proceso de crosslinkeado propuesto. (Menjivar, 1984) propuesto.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition.

2.1-7_2 Rompedores

Relativamente fluidos de alta viscosidad son empleados para transportar propante dentro de la fractura. Y si bien es cierto dejando un fluido de alta viscosidad en la fractura podría reducir la k del empaque de propante al petróleo y gas, limitando la efectividad del tratamiento (Penny, 1987; Brannon and Pulsinelli, 1992). Los geles rompedores son usados para reducir la viscosidad del fluido entremezclado con el propante. Los rompedores reducen la viscosidad mediante el rompimiento del polímero en fragmentos de bajo peso molecular. Ha sido determinado que la pérdida de fluido durante el tratamiento y durante el cierre incrementa la concentración de polímero en la fractura después del cierre de entre 5-7 veces (Penny, 1987) hasta un máximo de 20 veces en relación a la concentración en superficie (Hawkins, 1988) incrementándose la viscosidad significativamente. Por ejemplo, la viscosidad de una goma intacta conteniendo una concentración de polímero de 400 lbm/100 gal (10 veces la concentración de gel concentrado 40 lbm/1000 gal, debido a la pérdida de fluido al cierre de la fractura) ha sido estimado para estar por encima de 1000 poise (Pope *et al.*, 1994). Se han llevado esfuerzos significantes diseñando rompedores para manejar este problema. Idealmente, un gel adicionado al fluido en superficie debería tener un mínimo efecto hasta que el bombeo finalice y la fracture cierre y luego reaccione rápidamente con el gel. La viscosidad del gel y el

peso molecular del polímero deberían ser reducidos significativamente para permitir una rápida limpieza del empaque de arena (Almond et al., 1984; Gall and Raible, 1985).

Los rompedores ampliamente usados son oxidantes y enzimas. Los rompedores oxidativos más comunes son las sales peroxidisulfatos ($S_2O_8^{2-}$) de amonio, potasio y sodio.

2.1-7_3 Aditivos de pérdida de fluido

Un buen controlador de fluido es esencial para un tratamiento de fractura eficiente. Varios tipos de materiales son usados para prever el control de pérdida de fluido, sin embargo la efectividad depende del tipo de problema de pérdida: pérdida a baja o alta permeabilidad de la matriz o pérdida en microfracturas.

Durante la pérdida en la matriz de la roca, el fluido entra al espacio poral de la roca. Algunos polímeros, como el guar y HPG, son filtrados fuera de la superficie de rocas de baja permeabilidad. Estos fluidos que contienen polímeros son conocidos como *wall-building fluids* debido a la capa de polímero y particulado que se arma en la superficie de la roca. Esta capa, llamada costra, es generalmente menos permeable que la formación. Si el fluido contiene particulado de tamaño adecuado, estas partículas tienden a tapar el espacio poral y mejoran la formación de revoque. El volumen de fluido perdido antes de que se forme un revoque efectivo es llamado pérdida forzada. La distribución del tamaño de los poros varía de formación a formación. Generalmente, formaciones de baja permeabilidad tiene pequeños espacios porales. Una roca de 0.1 mD podría tener un diámetro poral promedio menor a 1.0 μm mientras que una roca de 500 mD podría tener diámetro poral promedio de 20 μm . El rango de tamaño de poros podría ser amplio, el cual lo hace benéfico para permitir a los aditivos de control de pérdida de fluidos tener un amplio rango de tamaño de partículas de tal manera que los espacios porales puedan ser puenteados.

2.1-7_4 Bactericidas

Bactericidas son adicionados a polímeros de fluido de fractura de base agua para prevenir perdida de viscosidad causada por degradación bacterial del polímero. Los polisacáridos (polímeros de azucares) usados para espesar el agua son unos excelentes recursos de fuente de comida para las bacterias. Las bacterias no sólo arruinan al gel reduciendo el peso molecular de los polímeros, algunos pueden transformar en ácidos los fluidos del reservorio. Una vez introducidos en el reservorio, algunas bacterias pueden sobrevivir y reducir los iones sulfato a sulfuro de hidrogeno (H_2S), un gas extremadamente peligroso con una característica de poseer un olor a huevo podrido.

Materiales tal como el glutaraldehído, clorofenato, aminas cuaternarias e isotiazolina son usados para control de bacteria (Ruseska *et al.*, 1982). Usualmente, estos materiales matan a las bacterias, pero ellos no siempre inactivan las enzimas que se han producido que son los responsables de romper a los polisacáridos. Por esta razón, es una práctica común para adicionar bactericidas en los tanques de fractura antes de que el agua sea adicionada para asegurar que los niveles de enzima bacterial se mantengan en niveles bajos.

2.1-7_5 Estabilizadores

Los estabilizadores son usados para prevenir la degradación de los geles polisacáridos a temperaturas por encima de 200°F (Thomas and Elbel, 1979). Los estabilizadores comunes son el metanol y el tiosulfato de sodio ($Na_2S_2O_3$). El metanol es un material peligroso de manejar por lo que es empleado en concentraciones de 5% a 10% de volumen de fluido. El tiosulfato es generalmente usado de 10 a 20 lbm/1000 gal. El tiosulfato de sodio es el más efectivo de los dos, incrementando la viscosidad a elevadas temperaturas por un factor de 2 a 10, dependiendo de la temperatura y tiempo de exposición a la temperatura (Thomas and Elbel, 1979).

Los mecanismos para estos estabilizadores no son completamente entendidos. Se cree que ellos actúan como eliminadores de oxígeno y previenen la rápida degradación del gel causada por la disolución de oxígeno. Walker *et al.* (1995) estudió varios eliminadores de oxígeno y encontró que el tiosulfato de sodio es el más efectivo en mantener la estabilidad del gel. Sin embargo, el tiosulfato de sodio debe ser usado en grandes cantidades debido a su reacción con el oxígeno no es favorable.

El pH del fluido también debe ser considerado para maximizar la estabilidad del mismo. El guar y sus derivados son hidrolizados a temperaturas a bajo pH, especialmente a temperaturas elevadas (>200°F). Por ende, si se requiere tener un periodo de larga estabilidad, un fluido de pH alto deber usado, por ejemplo de entre 9 a 11.

2.1-7_6 Surfactantes

Un agente surfactante activo, o surfactante, es una material que a una baja concentración absorbe la interfase entre dos sustancias inmiscibles. Las sustancias inmiscibles podrían ser dos líquidos, como el agua y petróleo, un líquido y un gas, o un líquido y un sólido. Los surfactantes forman parte de la interfase disminuyendo la cantidad de energía necesaria para expandirla (Rosen, 1972).

Son ingredientes necesarios en espumas para promover la formación de burbujas estables. Así mismo son empleados en fluidos poliemulsionados para estabilizar la emulsión de agua en petróleo. Adicionalmente, son empleados como agentes reductores de tensión superficial y agentes acondicionadores de la formación (Penny *et al.*, 1983) para promover una limpieza del fluido de la fractura desde la fractura. Algunos bactericidas y agentes para control de arcillas son surfactantes.

2.1-7_7 Estabilizadores de arcillas

Las arcillas son capas de partículas de óxido de silicón y aluminio de un tamaño promedio de 2 μm (Moore, 1960). Estas partículas cargadas negativamente se inducen cuando el balance de cargas positiva (aluminio) y negativa (oxígeno) es desorganizado a través del desplazamiento de cationes o producto de la rotura de las partículas. Los cationes, en solución, rodean a las partículas de arcillas creando una nube cargada positivamente. Tales partículas se repelen unas a otras y están propensas a migración (Crowe, 1979). Una vez que las partículas son dispersadas, las partículas pueden bloquear los espacios porales en la roca de tal manera que se reduce la permeabilidad.

Soluciones conteniendo de entre 1% a 3% de KCl son comúnmente usados en los fluidos de fractura de base agua para estabilizar a las arcillas y de ese modo prevenirlas de hinchamiento. En adición al KCl, el catión orgánico tetrametil de cloruro de amonio es un estabilizador efectivo (Himes y Vinson, 1991). Todas estas sales pueden ayudar a mantener el ambiente químico propicio para las partículas de arcillas, sin embargo no proveen de una protección permanente. Algunos métodos permanentes para prevenir la migración de arcillas conllevan a usar aminas cuaternarias de cationes polinucleares inorgánicos cuya principal desventaja es una pobre compatibilidad con fluidos de fractura de alto pH.

2.1-7 Aspectos geológicos

2.1-7_1 Área de drenaje

Para optimizar el tamaño de un tratamiento de fractura hidráulica, se debe de optimizar la razón de longitud de fractura, L_f respecto al radio de drenaje r_e . En reservorios continuos (*blanket*), la razón L_f / r_e puede ser optimizado. Proyectando la tasa de flujo contra el tiempo como una función de la longitud de fractura y el radio de drenaje es posible determinar ambos la longitud de fractura óptima y el área de drenaje óptimo. Sin embargo, en reservorios lenticulares el radio de drenaje es un parámetro corregido y usualmente no es una función de tamaño del tratamiento de fractura. Por

ende, para este tipo de reservorios, es necesario confiar en la experiencia geológica del área para determinar los valores más probables para el radio de drenaje en una situación en particular. Después de determinar un valor probable de radio de drenaje se podrá optimizar el ala de fractura empaquetada optimizando la razón de L_f/r_e . Comprender la complejidad de los patrones de sedimentación es importante antes de diseñar un tratamiento de fractura. No sólo es importante comprender si la formación es continua o lenticular, gasífera o petrolífera. Sino también es un factor importante determinar el probable tamaño del reservorio previamente.

2.1-7_2 Litología

Como principal importancia es conocer si el reservorio es de arenisca o de carbonato. De ser de arenisca, un fluido de fractura base agua o petróleo será probablemente seleccionada. Sin embargo, en reservorios someros de carbonato, el empleo de fluido base ácido es aplicable. Adicionalmente a la selección del fluido de fractura, la litología básica es un factor importante cuando son analizados los registros tomados a hueco abierto. El conocimiento de los tipos de minerales que componen la formación de interés es básico para comprender e interpretar los registros del pozo.

Otra característica primordial es el conocimiento del material cementante. En algunas areniscas someras y de baja permeabilidad, los granos de arena están cementados con diferentes tipos de arcillas. A medida que la formación está produciendo sólo petróleo o gas, la fuerza compresiva de la formación puede ser satisfactoria. Sin embargo, si el reservorio empieza a producir agua o si agua es empleada como fluido de estimulación el reservorio podría perder fuerza y colapsar dentro del pozo. Similares problemas han ocurrido en formaciones de arenisca profundas y blandas, como el de Wilcox (USA), cuando la formación contiene mayormente carbonato como material cementante. En tales condiciones, colapso en la formación puede suceder si la arenisca es estimulada con ácido o si es aplicada una alta gradiente de presión durante el periodo de limpieza del

pozo después de la estimulación. En situaciones donde el material cementante de carbonato sostiene junto una roca muy blanda, ácido no debe ser usado para romper los perforados o para estimular el reservorio.

2.1-7_3 Contenido de arcillas

La mayoría de estudios geológicos en reservorios de baja permeabilidad confirma que la causa principal de la baja permeabilidad es el taponamiento del espacio poral con precipitados a lo largo del tiempo geológico. Es importante determinar qué tipos de materiales llenan el espacio poral y conocer con exactitud cómo están distribuidos.

Se conoce que muchos de los reservorios de baja permeabilidad contienen grandes cantidades de arcilla en el espacio poral. Los cuales pueden ser de origen detrítico o autógeno. Las arcillas más comunes son la caolinita, clorita, illita y capas mezcladas de arcillas. Así mismo el conocimiento de la ubicación de la arcilla es de importancia ya que si la arcilla taponaa el espacio poral reduce la permeabilidad en mayor grado que si la arcilla reviste el espacio poral.

Uno de las mejores técnicas para determinar el contenido de arcilla es usando el registros gamma-ray tomados a hueco abierto. Hay correlaciones donde uno puede determinar la lectura del *gamma-ray* para una lutita limpia, arenisca limpia o caliza para luego usar el actual *gamma-ray* para calcular el contenido de arcilla en una formación de arenisca o caliza.

Comprender el arreglo litológico de un reservorio es de importancia cuando se va a escoger la base del fluido de fractura y los aditivos necesarios para minimizar el daño a la formación debido al tratamiento.

2.1-7_4 Patrón de fallas

Un estudio geológico en un área de baja permeabilidad no podría ser completo sin una investigación en los patrones de esfuerzos regionales y

locales. Un modo para empezar a estudiar los esfuerzos en un área es examinar los sistemas de fallas regionales y locales. Hubbert and Willis fundamentaron que los patrones de fallas regionales y locales con factores que controlan la determinación de la orientación de las fracturas hidráulicas y el estado de los esfuerzos bajo tierra no es hidrostática sino depende de las condiciones tectónicas.

En zonas tectónicamente relajadas caracterizadas por falla normal, el menor esfuerzo será aproximadamente el horizontal mientras que en áreas con compresión tectónica caracterizadas por plegamiento o fallas de empuje el menor esfuerzo será usualmente el vertical. Llegaron a la conclusión que las fracturas inducidas hidráulicamente serán formadas aproximadamente perpendicular al mínimo esfuerzo. Por ende, en zonas tectónicamente relajadas la fractura hidráulica deberá ser vertical mientras que zonas con compresión tectónica ellos podrían ser horizontales.

2.2 Mecánica de roca (caracterización de formación)

Esta rama teórica y aplicada de la ciencia del comportamiento de la mecánica de la roca refiere a lo concerniente a la respuesta de la roca a campos de fuerzas de su ambiente físico. La fragmentación de la roca gobierna su perforabilidad, mientras que la mecánica de roca influencia en todos los aspectos de completación, estimulación y producción. El ímpetu del desarrollo del desarrollo de esta rama fue explicar, cualitativamente y cuantitativamente, la orientación de las fracturas (Hubbert y Willis, 1957), algunas respuestas de reservorio inesperadas como baja producción después de la estimulación y declinación de la presión en pozos cercanos rodeando a un inyector, falla de la resistencia del casing, producción de arena, colapso de la matriz de la roca durante la producción, y problemas de estabilidad del hoyo.

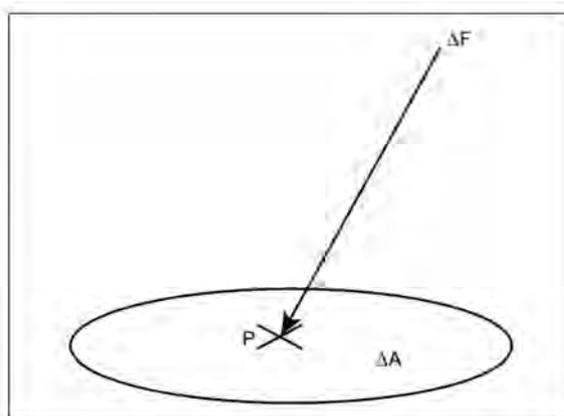
2.2-1 Esfuerzos (*stresses*)

Considerando un plano orientado al azar de área ΔA centrado en un punto P dentro de un cuerpo en el que cruza y actúa una fuerza resultante ΔF , el vector esfuerzo σ en ese punto es definido como;

$$\sigma = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left[\frac{\Delta F}{\Delta A} \right]$$

Donde esta cantidad es expresada como fuerza por unidad de área. En geomecánica, compresión es considerada positiva debido a que las fuerzas que prevalecen en la tierra son usualmente de naturaleza compresiva. Este esfuerzo resultante σ puede ser descompuesto en un componente normal σ_n y un componente de corte (cizalla) τ . Este último componente tiende a “cortar” el material en el plano ΔA . Debe considerarse que un número infinito de planos pueden ser generados a través de un punto dado variando los valores de σ_n y τ . Por ende la condición de esfuerzo depende de la inclinación. Por lo tanto, una completa descripción de un esfuerzo no sólo debe especificar la magnitud, dirección y sentido, sino también la dirección de la superficie en la cual actúa.

Figura 2-8 Acción de una fuerza en un punto P.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation, 3rd Edition.*

2.2-1 Deformación (*strain*)

Cuando un cuerpo es sujeto a campos de esfuerzo, la posición relativa de puntos dentro es alterada; deformándose. Si las nuevas

posiciones de los puntos son de tal manera que las locaciones final e inicial no pueden ser correspondidos por traslación y/o rotación (movimiento de cuerpo rígido, por ejemplo), el cuerpo está deformado. Forzando a lo largo de una dirección arbitraria puede ser descompuesta en dos componentes;

- Elongación,

$$\varepsilon = \lim_{l \rightarrow 0} \frac{l - l^*}{l}$$

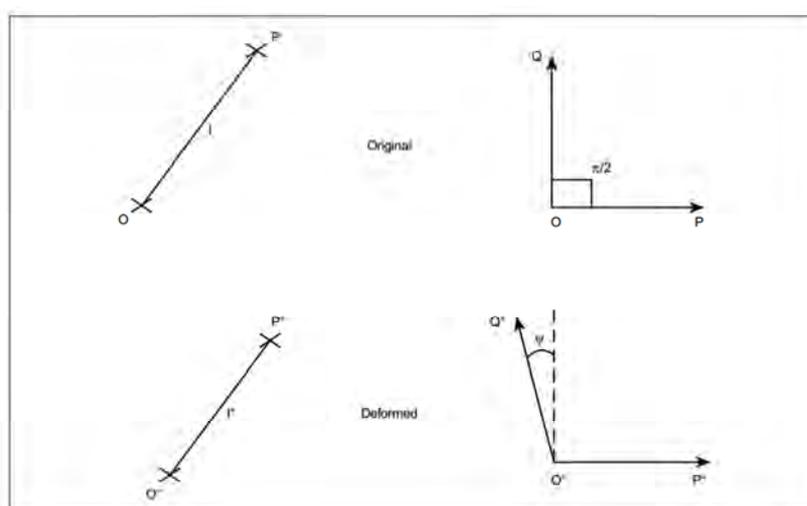
- Deformación de corte,

$$\gamma = \tan(\psi)$$

Donde ψ es el cambio de ángulo entre las dos direcciones que fueron perpendiculares antes de la deformación.

Consecuentemente, la deformación (el cual puede ser cualquiera un cambio de longitud o en ángulo) es adimensional. Debido a que los esfuerzos de compresión son considerados positivos, una deformación longitudinal positiva ε corresponde a una disminución en longitud, y una deformación de corte positiva γ refleja un incremento en el ángulo entre las dos direcciones que fueron inicialmente perpendiculares.

Figura 2-9 Componente normal y esfuerzo de deformación.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation, 3rd Edition*.

2.2-3 Comportamiento de la roca

Cuando un tipo de roca o un elemento de la tierra está sometido a una carga, ésta se deforma, a medida que se presentan mayores niveles de esfuerzo, la roca se deforma en un mayor grado.

2.2-3_1 Elasticidad lineal

Considerando un cilindro de longitud inicial l y diámetro d . El cilindro se reduce a lo largo de la carga cuando la fuerza F es aplicada. Conforme a las definiciones anteriores, el esfuerzo axial aplicado al cilindro es;

$$\gamma = \frac{4F}{\pi d^2}$$

Y la deformación axial es;

$$\varepsilon = \frac{l - l^*}{l}$$

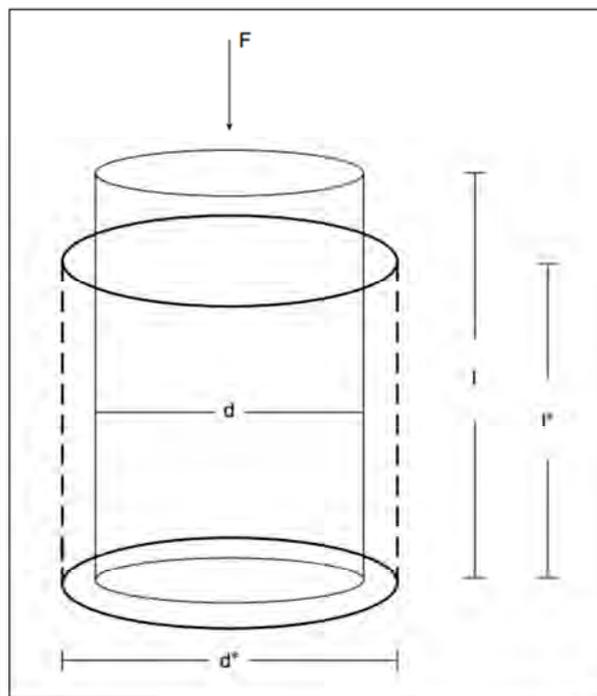
Donde l^* la longitud resultante.

La elasticidad lineal asume una lineal y única relación entre esfuerzo y deformación. La consecuencia de unicidad es que todas las deformaciones se recobran una vez que el material es descargado. Para el caso de una prueba de compresión axial, esto sería según;

$$\sigma_1 = E \cdot \varepsilon_1$$

Donde el coeficiente de proporcionalidad E es el **módulo de Young**.

Figura 2-10 Muestra de deformación bajo una carga uniaxial.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition.

Cuando un tipo de roca es comprimida en una dirección, no sólo se reduce a lo largo de la dirección de la carga sino también se expande en las direcciones laterales. Este efecto es cuantificado por la **constante de Poisson**, definida como la expansión lateral a la contracción lateral.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1}$$

Donde,

$$\varepsilon_2 = \frac{d - d^*}{d}$$

Donde d^* es el nuevo diámetro.

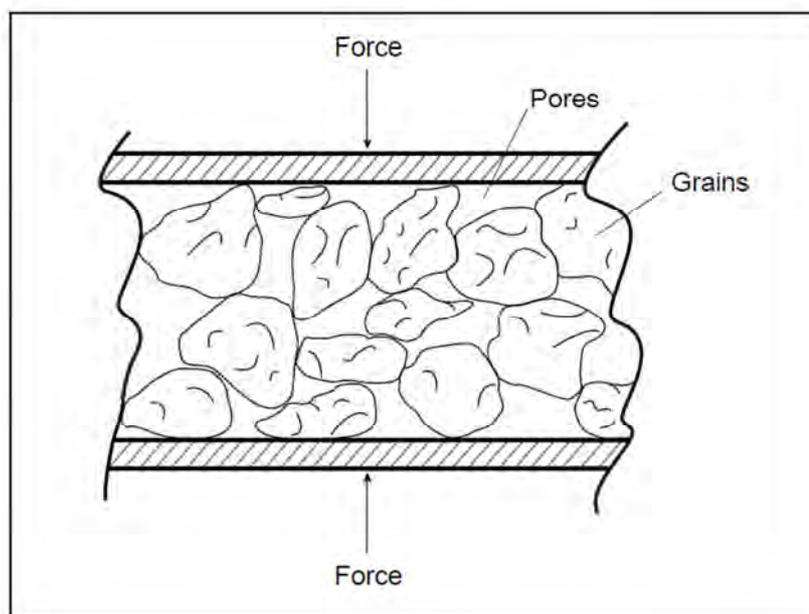
El signo negativo es incluido, ya que por convención, la expansión es considerada negativa y la relación de Poisson por definición es una cantidad positiva.

2.2-3_2 Influencia de la presión poral

Los fluidos en el poro en la roca reservorio juegan un rol importante ya que ellos soportan una porción del total de los esfuerzos de carga aplicados. Por lo que, solo una porción del esfuerzo total, llamado, componente de esfuerzo efectivo es llevado a cabo por la matriz de la roca. Obviamente, este esfuerzo efectivo cambia a lo largo de la vida del reservorio. Más aún, el comportamiento mecánico de la roca porosa modifica la respuesta de fluido. Dos mecanismos básicos resaltan este doble comportamiento (Detournay y Cheng, 1993):

- Un incremento en la presión poral induce dilatación de la roca.
- Compresión de la roca produce un incremento en la presión poral si el fluido es impedido de salir fuera de la red porosa.

Figura 2-11 Carga compartida por la presión poral. Esfuerzo total = presión poral + esfuerzo efectivo llevado a cabo por los granos.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition.

En 1923, Terzagui introdujo el concepto de esfuerzo efectivo para una consolidación unidimensional proponiendo la siguiente relación:

$$\sigma' = \sigma - p$$

Donde σ es el esfuerzo total aplicado, σ' es el esfuerzo efectivo que gobierna la consolidación del material, y p es la presión poral.

2.2-3_3 Mecánica de la fractura

Mecánica de la fractura estudia la estabilidad de los defectos preexistentes asumidos para preservar un medio continuo. Estas asunciones inducen alta concentración de esfuerzos en la vecindad y se convierte en el centro para la iniciación y propagación de la ruptura. Históricamente, Griffith (1921,1924) estableció las bases de la mecánica de la fractura, estudiando la propagación considerando la energía empleada en las diferentes etapas del proceso de fractura.

Griffith originalmente expresa la condición de que la energía total es inalterada por las pequeñas variaciones en la longitud de ruptura. Los diferentes enfoques plantean que la energía consumida en la creación de nuevas superficies debería balancearse por el cambio en la energía potencial del sistema:

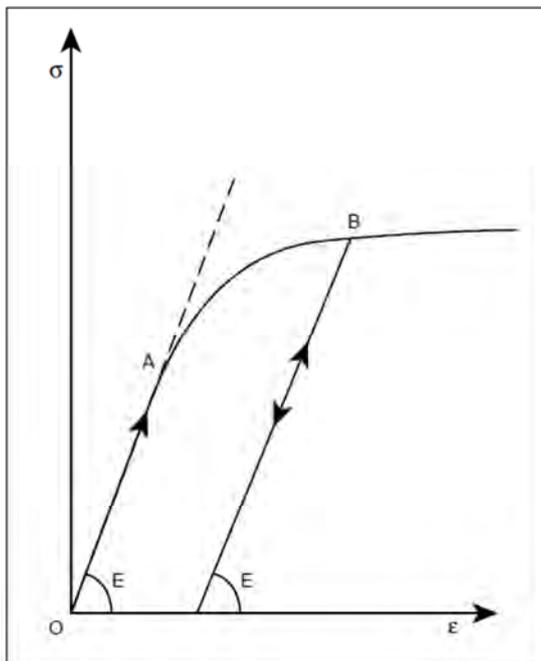
$$dW_{elas} + dW_{ext} + dW_s + dW_{kin} = 0$$

Donde dW_{elas} representa el cambio en la energía elástica almacenada en el sólido, dW_{ext} es el cambio en la energía potencial de las fuerzas exteriores, dW_s es la energía disipada durante la propagación de la ruptura y dW_{kin} es el cambio en la energía cinética. La energía disipada como calor no es considerada.

2.2-3_3 Deformación inelástica

La mayoría de las rocas exhiben una deformación no reversible después de la descarga, o al menos una relación no uniforme entre el esfuerzo y la deformación. Esto significa que la roca no es un material perfectamente elástico. Se han desarrollado varias teorías para modelar tal comportamiento como la teoría de la plasticidad, mecanismo de daño y análisis de dependencia de tiempo. Para describir resumidamente la teoría de elasto plasticidad se considera la siguiente figura.

Figura 2-12 Esfuerzo-deformación para un material elasto-plástico con endurecimiento por deformación. OA = elástico, AB = plástico.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition.

Esta figura muestra la relación de esfuerzo-deformación para el ejemplo del cilindro ideal. Del punto O al punto A, la relación entre el esfuerzo y la deformación es lineal, y la pendiente de la curva vendría a ser el módulo de Young E . El esfuerzo-deformación no cambia si la muestra es liberada de la carga en esta región, donde la teoría de la elasticidad aplica. Más allá del punto A, la pendiente de la curva decrece. Más aún, si la muestra es liberada de carga en esta región, por decir en el punto B, la parte descargada no sigue el mismo camino que la parte sujeta a carga. Sin embargo es perfectamente lineal con una pendiente E . Sin ningún esfuerzo, parte de la deformación no es recuperada. Esto representa el componente de deformación plástica en la teoría de la elasto plasticidad. El punto A es en realidad el límite elástico inicial de la roca. Durante un recarga, la muestra se comporta como un sólido elástico perfecto por encima del punto B, el cual es el nuevo límite elástico.

El incremento en el límite elástico con un incremento de deformación plástica es llamado endurecimiento por deformación, y la disminución del

límite elástico es llamada ablandamiento. Un material perfectamente plástico es un material que no presenta endurecimiento o ablandamiento. Tal como se muestra en este ejemplo, el límite elástico es una función de la historia de carga de la roca si la roca se endurece o ablanda.

2.2-3_4 Rotura (*failure*)

Un criterio de rotura (*failure*) es una relación entre el esfuerzo efectivo principal, representando un límite más allá del cual la inestabilidad o rotura ocurre. El esfuerzo efectivo planteado por Terzagui es empleado en el criterio de rotura.

2.2-4 Estado de esfuerzos en la tierra

La propagación y geometría de las fracturas hidráulicas son fuertemente controladas por las condiciones de fondo y esfuerzos. En particular, se acepta que el grado de contención de la fractura es determinado principalmente por las diferencias de los esfuerzos *in situ* existentes entre capas. En la ausencia de un contraste de esfuerzos significativa, otros mecanismos tales como deslizamientos en los planos de estratificación (Warpinski *et al.*, 1993) y resistencia (*toughness*) a la fractura (thiercelin *et al.*, 1989) pueden tener un rol. Más aún, la propagación de la fractura hidráulica, en la mayoría de los casos, es normal a la dirección del mínimo esfuerzo. Consecuentemente, el conocimiento de la dirección del mínimo esfuerzo permite predecir la dirección esperada de la fractura hidráulica en la zona alejada del pozo.

Los esfuerzos en la tierra son funciones de varios parámetros que incluyen profundidad, litología, presión poral, estructura y arreglo tectónico. El régimen de esfuerzos en un ambiente dado depende, entonces, de consideraciones regionales (como el tectonismo) y de consideraciones locales (como la litología). Comprendiendo la relación entre consideraciones regionales y locales es importante toda vez que controla las variaciones de esfuerzos entre las capas de estratificación. En algunos casos los regímenes de capas adyacentes están sometidos a un mayor esfuerzo que la zona de

interés, mejorando la contención en altura. En otros, los estratos adyacentes están sometidos a menores esfuerzos tal que la propagación de la fractura fuera de la zona limita la penetración lateral de la fractura.

2.2-4_1 Roca en reposo

Un régimen de esfuerzo es cuando la roca está sometida a condiciones de deformación uniaxial. Para estimar el estado de esfuerzo que es generado bajo este régimen, se asume que la roca es un medio isotrópico semi infinito sujeto a carga gravitacional sin deformación horizontal.

Bajo estas condiciones, el esfuerzo vertical es generado por el peso de la presión litostática (*overburden*) y viene a ser el máximo esfuerzo principal. Su magnitud, a una profundidad específica H , es estimada por:

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

Donde ρ es la densidad de las masas de roca superpuesta y g es la aceleración de la gravedad. La gradiente de presión litostática varía de alrededor de 0.8 psi/ft en formaciones someras jóvenes (Gulf Coast, USA) a 1.25 psi/ft en formaciones de alta densidad. Asumiendo que el cuarzo tiene una densidad de 22.06 lb/gal, la gradientes de presión litostática varía en el rango de valores comunes de 1.0 a 1.1 psi/ft para areniscas saturadas de salmuera con una porosidad de entre 20% a 7%, respectivamente.

Con una deformación uniaxial asumida, los otros esfuerzos principales son iguales y yacen en el plano horizontal. Si ellos son escritos en términos de esfuerzo efectivo, son una función de sólo el *overburden*:

$$\sigma'_h = K_o \cdot \sigma'_v$$

Donde K_o es el coeficiente de la presión de la tierra en equilibrio y σ'_v es el mínimo esfuerzo efectivo horizontal.

2.2-4_2 Deformación tectónica

Los esfuerzos y deformación surgen del movimiento de placas tectónicas. La deformación tectónica entonces es una cantidad adicionada o sustraída de los componentes de deformación horizontal. Si se incrementa la deformación tectónica a la roca de formación, estas deformaciones adicionan un componente de esfuerzo en una roca elástica como sigue:

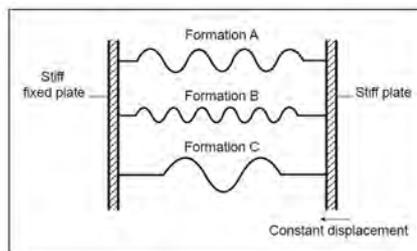
$$d\sigma_h = \frac{E}{1-\nu^2} \cdot dE_h + \frac{E \cdot \nu}{1-\nu^2} \cdot dE_H$$

$$d\sigma_H = \frac{E}{1-\nu^2} \cdot dE_H + \frac{E \cdot \nu}{1-\nu^2} \cdot dE_h$$

Donde $d\sigma_H$ y $d\sigma_h$ son las deformaciones tectónicas con $dE_H > dE_h$. El incremental de esfuerzo resultante no son los mismos, con $d\sigma_H > d\sigma_h$, donde $d\sigma_H$ es el incremento de esfuerzo generado en la dirección dE_H y $d\sigma_h$ es incremento de esfuerzo generado en la dirección dE_h . Estas relaciones son obtenidas asumiendo que no hay variación en el peso del *overburden* y provee una dependencia del esfuerzo al módulo de Young E . Esto significa que mientras mayor sea el módulo de Young, es menor el esfuerzo horizontal si la deformación es extensiva y mayor el esfuerzo horizontal si la deformación es compresiva.

Para comprender este mecanismo, los diferentes estratos pueden ser comparados a una serie de resortes paralelos, la rigidez al cual es proporcional el módulo de Young como se ilustra en la siguiente figura. Este modelo en realidad es una buena descripción cualitativa del estado de esfuerzos medido en áreas en las cuales se presentan esfuerzos tectónicos compresivos. El modelo puede representar situaciones donde las areniscas están sujetas a altos esfuerzos horizontales que de las lutitas adyacentes (Plumb et al., 1991). El esfuerzo de sobrecarga es el esfuerzo principal pero no necesariamente el máximo.

Figura 2-13 Por analogía, a mayor rigidez (*stiffness*) del resorte, podrá soportar una mayor carga.

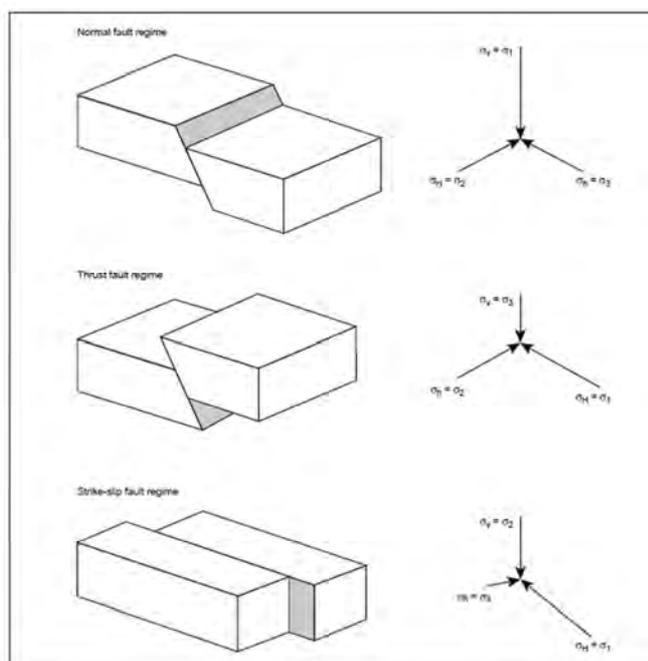


Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation, 3rd Edition*.

2.2-4_3 Rotura de la roca

Si la deformación es lo suficientemente alta, la roca sufre de rotura tanto en corte como en tensión. Tres regímenes de esfuerzo pueden ser asociados con los tres regímenes de fallas clásicas (Anderson, 1951): normal, inversa, deslizamiento. El modelo más simple de esfuerzo de corte (cizalla) es el criterio de rotura de Mohr-Coulomb. Un modelo de esfuerzo basado en este criterio asume que el esfuerzo de corte máximo *in situ* es gobernado por la fuerza del esfuerzo de la formación (Fenner, 1938).

Figura 2-14 Regímenes de los 3 tipos de fallas



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation, 3rd Edition*.

2.2-4_4 Influencia de la presión poral

Es de suma importancia saber qué es lo que sucede cuando se produce o se inyecta en un reservorio. Modelos elásticos con condiciones de deformación uniaxial pueden ser aplicados con cierta confianza, a medida que las variaciones de esfuerzos ocurran sobre un corto periodo de tiempo geológico, aunque siempre es necesario revisar las asunciones debido a que los modelos de rotura podría ser bien el mecanismo físico real, como se muestra a continuación.

Si el material se comporta elásticamente y asumiendo condiciones de deformación uniaxial;

$$d. \sigma_h = 2\eta \cdot dp$$

El rango de 2η esta aproximadamente entre 0.5 y 0.7. Geertsma (1985) demostró la aplicabilidad de este modelo durante la producción.

Sin embargo, para usar un modelo de rotura se requiere revisar que el estado de esfuerzos efectivo satisfaga el criterio de rotura antes y durante las variaciones de presión poral. Los esfuerzos efectivos se incrementan durante la producción, aunque el mínimo esfuerzo total σ_h disminuye. Datos de campo generalmente sostienen las predicciones de estos modelos y muestra que la variación del mínimo esfuerzo se encuentra de 46% a 80% del cambio en la presión poral (Salz, 1977; Breckels and van Eekelen, 1982; Teufel y Rhett, 1991).

2.2-4_5 Influencia de la temperatura

La variación de la temperatura también cambia el estado de los esfuerzos (Prats, 1981). El enfriamiento sucede durante el levantamiento o la inyección de un fluido frio respecto de las condiciones de temperatura de fondo. Esto incluye un componente de esfuerzo adicional en el plano

horizontal, el cual usando nuevamente una asunción de deformación uniaxial es;

$$d\sigma = \frac{E \cdot \alpha_T}{1 - \nu} \cdot dT$$

Donde dT es la variación de la temperatura y α_T es el coeficiente de expansión térmica lineal. En este caso, una influencia del módulo de Young en el estado de los esfuerzos es también obtenida. Enfriando la formación se reduce el esfuerzo normal, por lo que, la inyección de agua fría podría provocar fracturar la formación por tensión en un largo periodo.

2.2-4_5 Dirección del esfuerzo principal

La figura anterior 2.14 indica la dirección esperada del mínimo esfuerzo como una función del régimen de falla (Anderson, 1951). En la práctica, se observa que a profundidades someras el esfuerzo mínimo principal es el vertical, en otras palabras una fractura hidráulica es más probable que ocurra en un plano horizontal. La transición entre un mínimo esfuerzo principal vertical y un mínimo esfuerzo principal horizontal depende de la situación regional. Sin embargo, en un régimen de extensión la dirección del mínimo esfuerzo puede esperarse se encuentre siempre en el plano horizontal, incluso a profundidades someras. Esto no es usualmente observada, probablemente debido a la existencia de esfuerzos residuales y porque el esfuerzo vertical es usualmente el esfuerzo mínimo principal a profundidades someras. En cuencas normalmente presurizadas, el esfuerzo mínimo se encuentra probablemente en el plano horizontal a profundidades mayores a 3300 ft (Plumb, 1994).

La rotación de los esfuerzos podría también ocurrir debido a la topología. Sin embargo, a mayores profundidades, la rotación es inducida principalmente por el movimiento de las fallas. En algunas situaciones, se ha observado que la sobrepresurización genera un cambio en el ordenamiento de los esfuerzos, con el valor del esfuerzo mínimo horizontal mayor que el valor del esfuerzo vertical.

Finalmente, cambios en la posición estructural y estratigráfica pueden afectar localmente la dirección del esfuerzo influenciada por los esfuerzos de campo lejanos. Un ejemplo de esto es el esfuerzo de campo en el tope de la formación Ekofisk (Noruega), donde el esfuerzo máximo horizontal principal está orientado perpendicularmente al contorno de la estructura alrededor del domo Ekofisk (Teufel and Farrell, 1990).

2.2-4_6 Esfuerzos en la vecindad del pozo

Hasta este punto, sólo los componentes de esfuerzos de campo alejados resultante de las contribuciones geológicas o producción del reservorio han sido considerados. Adicionalmente, la magnitud y orientación de los esfuerzos de campo in situ pueden ser alteradas localmente, como resultado de excavaciones.

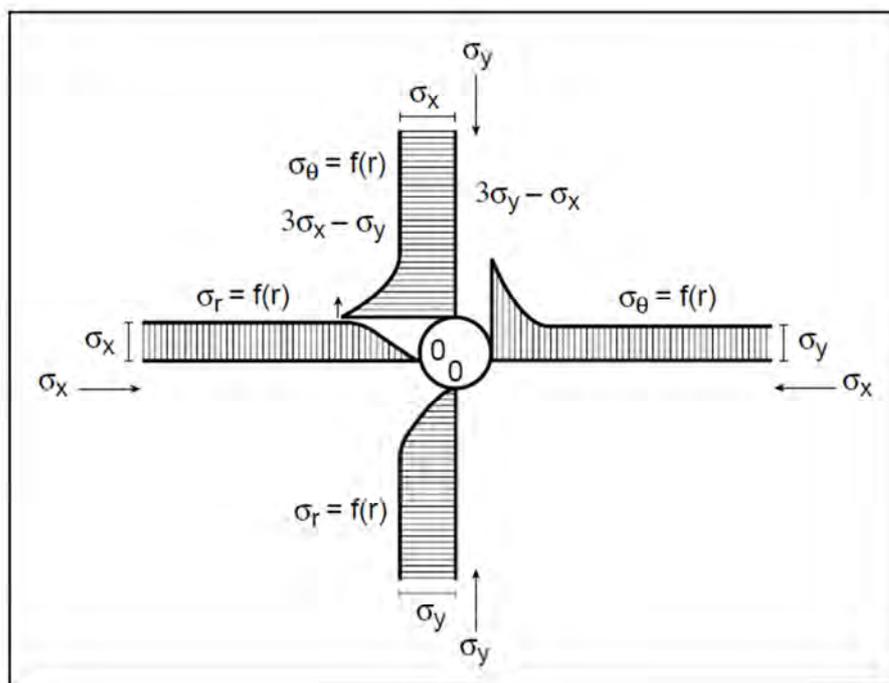
Estos esfuerzos inducidos usualmente conllevan en un alto grado de concentración de esfuerzos, diferenciándose significativamente de los valores originales. Al perforarse un pozo, por ejemplo, se distorsionan los esfuerzos de campo originales. La siguiente expresión puede ser obtenida de los esfuerzos alrededor del pozo, donde σ_x y σ_y son los esfuerzos principales en el plano x-y, p_w es la presión del pozo, r_w es el radio del pozo y r es la distancia desde el centro del pozo:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left[1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right] + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left[1 - \frac{4r_w^2}{r^2} + \frac{3r_w^4}{r^4} \right] \cos 2\theta + p_w \frac{r_w^2}{r^2}$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left[1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right] - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left[1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right] \cos 2\theta - p_w \frac{r_w^2}{r^2}$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left[1 + \frac{2r_w^2}{r^2} - \frac{3r_w^4}{r^4} \right] \sin 2\theta$$

Figura 2-15 Concentración de esfuerzos alrededor de un hoyo circular en ausencia de presión de pozo.



Fuente: Economides, J., Nolte, K. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition.

Una fractura hidráulica es inducida incrementando la presión del pozo p_w por encima del punto donde el esfuerzo tangencial efectivo ($\sigma_\theta - p$) se convierte igual a T_0 . Si $\sigma_x - \sigma_y$, para $\theta = 90^\circ$ (donde la concentración de esfuerzos inducido por estado de esfuerzos alejados del campo es mínimo), lo cual significa que la fractura se inicia en la dirección perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal. La iniciación de la fractura a la presión de ruptura p_{if} es, por ende, obtenido cuando (Hubbert y Willis, 1957);

$$p_{if} = 3\sigma_h + \sigma_H + T_0 - p$$

Estos esfuerzos inducidos disminuyen rápidamente a cero a medida que se alejan de la vecindad del pozo. Por consiguiente, afectan la presión para inducir una fractura, pero no la propagación de la fractura lejos de la pared del pozo.

Si el fluido del pozo penetra en la formación, efectos poroelásticos deben ser tomados en cuenta para calcular la concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En particular, σ_θ en el pozo se convierte en una función de tiempo si σ_x no es igual a σ_y . Finalmente, efectos plásticos reducen la concentración de esfuerzos en el pozo. Particularmente en rocas altamente plásticas, el esfuerzo tangencial en el pozo no se convierte en tensión. En este caso, la fractura podría iniciarse en corte (Papanastasiou et al., 1995).

2.2-4_8 Cambio en los esfuerzos debido al fracturamiento

Dos efectos son considerados en este punto. El primero refiere al incremento del esfuerzo mínimo debido a los efectos poroelásticos. Durante el proceso de fracturamiento, el fluido de fractura se pierde en la formación. Esta pérdida induce un incremento en la presión poral alrededor de la fractura que resulta en una dilatación de la formación y por ende, en un incremento del esfuerzo mínimo en esta región. Para una apertura 2D en un plano infinito, el incremento del mínimo esfuerzo es una función del tiempo según;

$$\Delta\sigma_3 = \eta(p_f - p)f(\tau_c)$$

Donde p_f es la presión del fluido de fractura y τ_c es una característica de tiempo dado por,

$$\tau_c = \frac{2tkG(1 - \nu)(v_u - \nu)}{\alpha^2\mu(1 - 2\nu)^2(1 - \nu_u)L^2}$$

Donde G es módulo de corte, k es la permeabilidad, t es el tiempo, μ es la viscosidad y L la longitud de un ala de la fractura.

La función varía de entre 0 a 1 a medida que τ_c aumenta de 0 a infinito. El valor de las características de tiempo al cual los efectos poroelásticos pueden empezar a influenciar el estado del esfuerzo alrededor de la fractura es de alrededor de 10^{-3} . En rocas reservorios donde η es igual

o cerca de 0.25, los efectos poroelásticos son importantes cuando la presión neta y las características de tiempo son altas. Este efecto disminuye si una alta caída de presión ocurre en la cara de la fractura. Altas caídas de presión suceden por ejemplo cuando es empleado un buen agente de control de pérdida de fluido. Efectos poroelásticos eventualmente desaparecen cuando la inyección es parada y el exceso de presión poral se disipa en la formación.

El segundo efecto es el incremento de esfuerzo causado por la apertura de la fractura. Este efecto permanece si la fractura es mantenida por el propante (Warpinski y Branagan, 1988; Palmer, 1993). Un límite superior para el incremento de esfuerzo una vez la inyección es parada es el valor de la presión neta en el cierre, sin embargo en la práctica, debido a la concentración de propante in situ es alrededor de la mitad de su concentración compactada, podría estar alrededor del 50% de su valor. Este efecto puede ser significativo para fracturas cortas o amplias, donde el arenamiento en la punta de la grieta induce a un alto valor de presión neta (del orden de 1000 psi) al final del trabajo. Se ha propuesto que este mecanismo fortalece formaciones débiles y por ende disminuye el riesgo de desprendimiento de los granos.

2.3 Método de fracturamiento por pulsos

El principal objetivo de un tratamiento de fractura hidráulica es mejorar la conexión entre el reservorio y el pozo creando caminos de alta conductividad. En tratamientos convencionales en el que se coloca un empaque de propante, el performance de la técnica depende esencialmente en la calidad de propante empleado. El agente propante típicamente empleado es arena natural angular para formaciones de bajo esfuerzo de cierre, o cerámicos aproximadamente esféricos para formaciones de alto esfuerzo de cierre debido a su alta resistencia al *crushing* e inherente generación de finos.

Esta técnica revolucionaria va pasos adelante y elimina la dependencia del performance de la fractura sobre las características de propante. Esto es posible creando canales abiertos dentro de la fractura el cual impone sustancialmente una mayor conductividad de fractura y un medio mucho más conductivo para el flujo de fluidos del reservorio comparado a un tratamiento convencional.

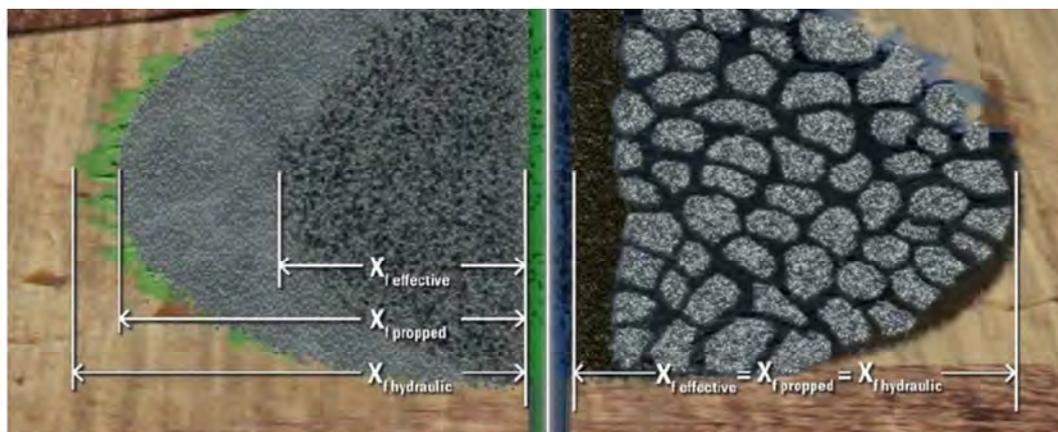
El propante es colocado heterogéneamente en forma de pilares de propante rodeados de canales abiertos. Aquí el propante sirve no como un medio conductivo sino como agente de soporte para prevenir el cierre de las paredes de la fractura alrededor de los canales.

Los canales en la fractura son creados por una combinación de un programa de bombeo específico, estrategia de punzados, diseño de fluidos de fractura y uso de tecnología de fibras. Esta técnica está basada en tecnología de un tratamiento convencional pero con características propias, requerimientos de equipos, procedimientos, y por ende la aplicación de esta técnica afecta su diseño, ejecución y ciclo de evaluación.

En este punto de la tesis se detalla como esta técnica provee de fracturas hidráulicas sustancialmente más conductivas que uno convencional

superando las limitaciones inherentes a restricción del flujo de fluidos en el medio poroso de un empaque de propante.

Figura 2-16 Representación de la tecnología de fracturamiento por pulsos (derecha) respecto a un tratamiento convencional (izquierda).



Fuente: *SPE Paper, 159347*

2.3-1 Optimización de fractura (conductividad)

La optimización de producción de hidrocarburos es a menudo analizado como el resultado de un balance entre la deliverabilidad del reservorio hacia la fractura el cual es relacionado a x_f , la longitud efectiva del ala de la fractura, y la deliverabilidad de la fractura hacia el pozo el cual es típicamente asociado a $F_C = k_f w$, la conductividad de la fractura. Hay una variedad de relaciones entre la combinación óptima de estos parámetros de fractura y las características del reservorio (Bennet et al., 1983; Britt y Bennet, 1985; Elbel, 1988; Economides y Nolte, 2000), lo cual sugiere que una alta conductividad de fractura no es esencial para todos los tipos de reservorios. Por ejemplo, un reservorio de una muy baja permeabilidad podría no requerir una alta capacidad a lo largo de la fractura a medida que la habilidad de flujo del reservorio es dominada y limitada por la habilidad de los hidrocarburos para fluir a través de una roca extremadamente apretada, por lo que para este caso una fractura larga es necesaria. Sin embargo la conductividad de fractura aún juega un

rol importante en ese caso. Para lograr una larga longitud de fractura efectiva, la fractura debe ser lo suficientemente conductiva para asegurar una adecuada recuperación del fluido de fractura y por ende causar un mínimo daño residual a la formación y el empaque de propante.

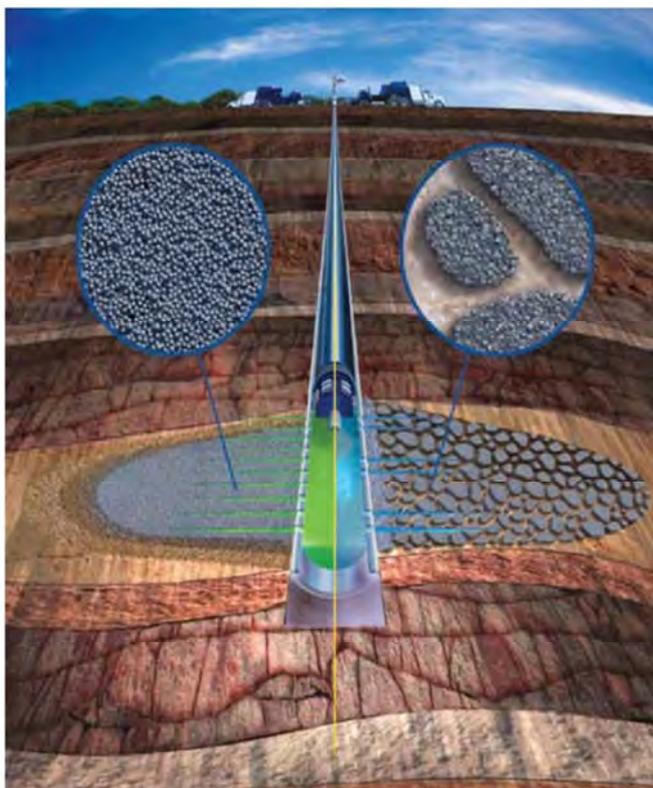
La necesidad de incrementar la deliverabilidad del reservorio al pozo ha llevado a cabo la búsqueda en los últimos seis años por métodos prácticos para mejorar la conductividad (Clark, 1949). Muchos de los trabajos realizados en este tiempo se han enfocado a incrementar el flujo a través del empaque de propante, el cual es efectivamente un medio poroso. La resistencia al flujo, el cual se manifiesta como una caída en la presión, han sido atribuidos a una combinación de lo siguiente: daño residual de pobre recuperación de gel, migración de finos, flujo multifásico, pérdida del momento del fluido (factor β), fuerzas de arrastre, fuerzas capilares y aplastamiento y empotramiento de propante (Vincent, 2009). Para mitigar estos efectos, ha habido varias mejoras graduales a través del desarrollo de rompedores de fluidos (Samuel *et al.*, 2009), agentes mojantes (Bang *et al.*, 2008), uso de fluidos energizados (Friehauf y Sharma, 2009), agentes gelificantes (agentes no poliméricos (Samuel *et al.*, 1999), cargas de bajo polímero (Cramer *et al.*, 2004)), incremento de la fortaleza y redondez del propante (Stephens, 2007), y diseños más agresivos de fractura orientados a obtener una mayor conductividad de fractura (Nor-Azlan *et al.*, 2003), entre muchos otros. Estas mejoras contribuyen sustancialmente hacia la meta de alcanzar la conductividad máxima teórica que puede ser obtenida en un empaque de propante homogéneo.

El concepto detrás de esta tecnología es sustituir el empaque de propante homogéneo por una estructura heterogénea conteniendo una red de canales de flujo abierto. Para este caso la fractura es mantenida abierta por discretas conglomeraciones de material propante y donde los canales abiertos actúan como caminos de baja resistencia para el flujo de fluidos del reservorio.

2.3-2 Rediseño del empaque de propante

Los científicos del Centro de Tecnología Novosibirsk de Rusia comenzaron la búsqueda de un empaque de propante discontinuo con un programa experimental para confirmar su factibilidad y desarrollar los medios con el cual aplicar esta tecnología. La escala de los experimentos se incrementó gradualmente y pasó de pequeños simuladores de laboratorio a pruebas a escala completa con equipos de campo estándar. Hay tres puntos que resumen esta tecnología que explican el soporte teórico fundamental de este rediseño del empaque de propante. La base teórica del porqué son necesarios canales abiertos y el resultado en conductividad, el método de cómo son creados los canales abiertos en el reservorio por medio de un bombeo heterogéneo de propante y método de baleo en grupos y por último como la estructura heterogénea de canales abiertos es mantenida mediante el uso de fibras.

Figura 2-17 Empaque de propante continuo y discontinuo.



Fuente: Schlumberger. *Oil field review*, Volumen 23.

2.3-2_1 Base teórica

Se sustenta en que la conductividad de fractura generada por canales de flujo abierto es mayor que la de una fractura de empaque convencional. En aplicaciones convencionales de fracturamiento hidráulico el flujo a través de un empaque de arena puede ser descrita por la clásica ecuación de Darcy, el cual relaciona la velocidad de fluido con la caída de presión:

$$q = \frac{k_f \cdot w \cdot \Delta p}{\mu \cdot L}$$

Donde q es flujo volumétrico por unidad de altura de fractura, k_f es la permeabilidad de la fractura y w es el ancho de la fractura, μ es la viscosidad del fluido, y $\Delta p/L$ es la caída de presión. El producto de la permeabilidad de la fractura y el ancho de fractura es a menudo referido como la conductividad de la fractura. La permeabilidad de la fractura en este caso es una función del tipo de propante empleado y el esfuerzo de cierre aplicado.

Para el caso de flujo a través de una ranura el cual representa un canal de fractura abierto sin propante, la ecuación de Navier-Stokes puede ser empleada. Bajo las condiciones típicas de producción el termino no lineal de la ecuación puede ser ignorada de donde la parte lineal de la ecuación es aplicada.

Considerando la forma unidimensional de la ecuación de Navier-Stokes e integrándolo, la siguiente expresión de tasa de flujo es obtenida:

$$q = \frac{w^3 \cdot \Delta p}{12 \cdot \mu \cdot L}$$

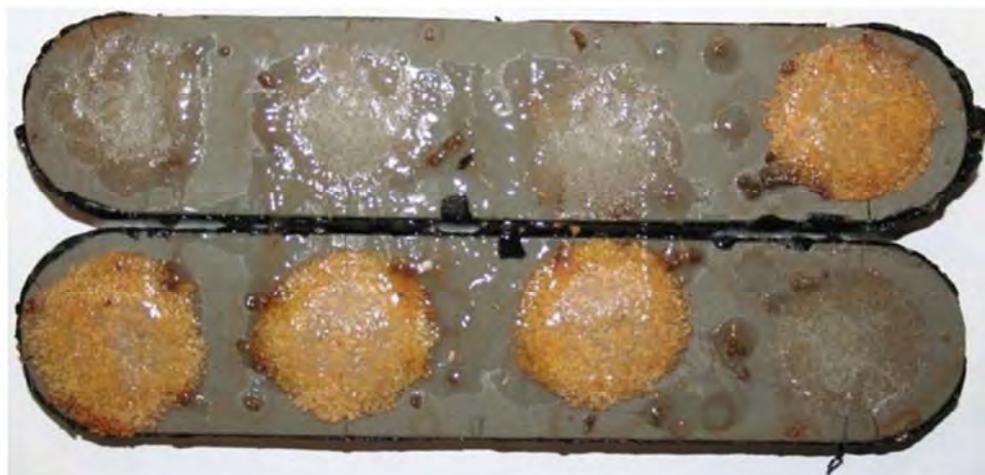
La ecuación anterior describe la dependencia entre la tasa de flujo lineal y la caída de presión en un canal abierto. Comparando las dos ecuaciones anteriores es posible definir la permeabilidad efectiva de un canal de flujo abierto de fractura, el cual es igual a:

$$k_f^{eff} = \frac{w^2}{12}$$

Esta última ecuación implica que incluso un delgado canal provee una mayor permeabilidad efectiva que un paquete de arena. Por ejemplo para un ancho de canal de 0.04" la permeabilidad efectiva es de aproximadamente 84500 D, mientras que un empaque de propante *pristine* de arena 20/40 provee una permeabilidad de 400-500 D para un esfuerzo de cierre de 4000-5000 psi, el cual es dos órdenes de magnitud menor.

Un modelo fue establecido para estimar la conductividad hidráulica en una estructura heterogénea en el cual los canales abiertos son mantenidos. Medidas de conductividad fueron llevadas a cabo siguiendo las prácticas recomendadas API (RP 61, 1989) para validar este modelo. Uno cuantos pilares de propante fue colocado en una celda experimental para simular la ubicación heterogénea de propante (HPP, *heterogeneous propante placement*) como muestra la siguiente figura;

Figura 2-18 Medida de la conductividad para un arreglo de pilares de propante.

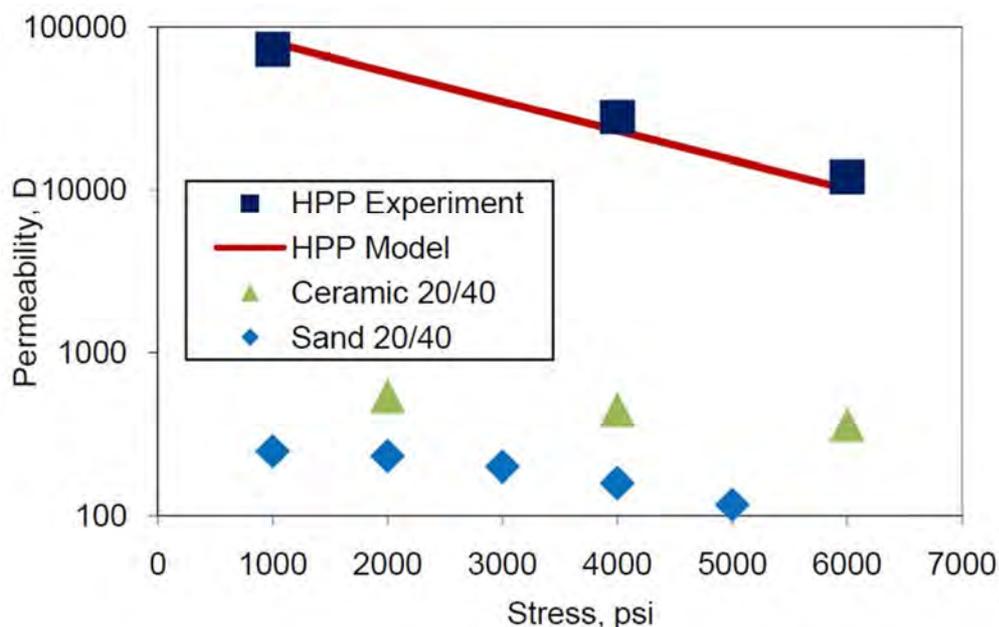


Fuente: *SPE Paper, 135034*

El mismo arreglo de pilares empleados para el experimento de conductividad fue modelada usando el flujo de trabajo descrito.

Resultados de estos análisis se resumen en la siguiente figura, el cual reporta permeabilidad como función del esfuerzo;

Figura 2-19 Comparación de las predicciones de modelamiento con resultados experimentales con pruebas de conductividad (HPP).



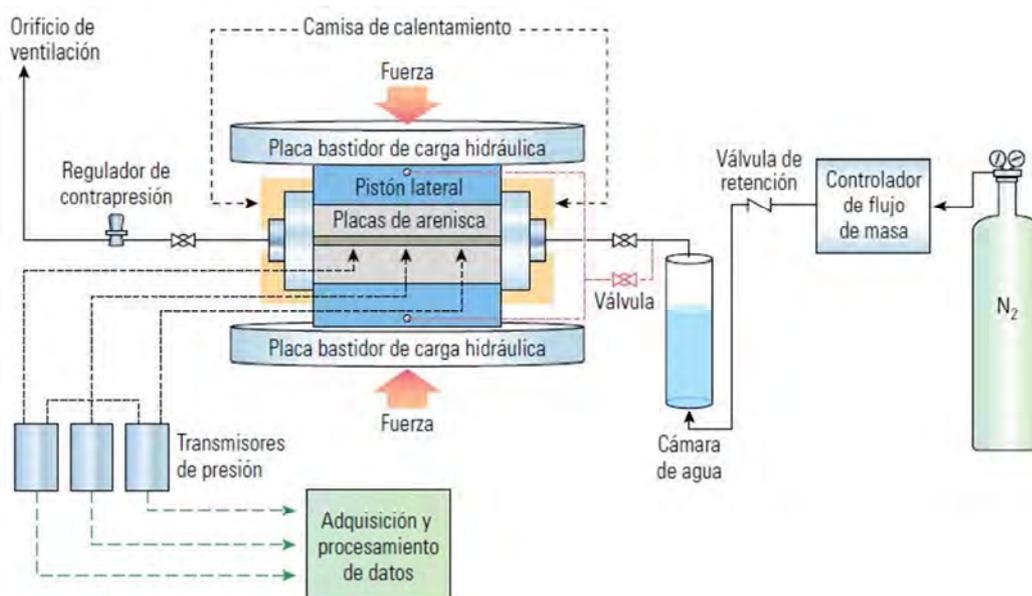
Fuente: *SPE Paper, 135034*

Los símbolos de cuadrados de negro representan resultados del experimento de las pruebas HPP descritas antes. La línea roja representa los resultados de simulaciones numéricas. Permeabilidades para empaques homogéneos de arena 20/40 y propante cerámico 20/40 son incluidos de manera comparativa.

De la figura se concluyó que los resultados del modelo se aproximan en gran medida a los resultados experimentales. También se aprecia que la permeabilidad efectiva de los canales de fractura es de 1.5 a 2.5 órdenes de magnitud mayor a un empaque de propante convencional. Está claro que estos resultados no son estrictamente representativos a unos canales abiertos de fractura reales, ya que tanto el tamaño y forma de los pilares dependerán del método escogido para generar el empaque de propante heterogéneo y sobre la manera de cómo es implementada. Sin embargo las

consideraciones y modelamiento descritas hasta este punto son aplicables para todas las geometrías de pilares y tamaños.

Figura 2-20 Celda de conductividad API estándar provista de dos placas de acero, accionadas por una prensa hidráulica para aplicar esfuerzo de cierre. El empaque de propante se coloca entre dos placas de areniscas (normalmente de arenisca Berea), y el “sándwich” resultante se coloca entre las dos placas bastidor de carga hidráulica. Después de instalar el conjunto de placas dentro de un contenedor equipado con líneas de flujo, se bombea un fluido monofásico (usualmente agua o salmuera) a través del empaque de propante a razón de 1 a 10 mL/min, se mide las caídas de presión resultante y calculan la permeabilidad del empaque de propante. El contenedor también se calienta para simular la temperatura del reservorio.



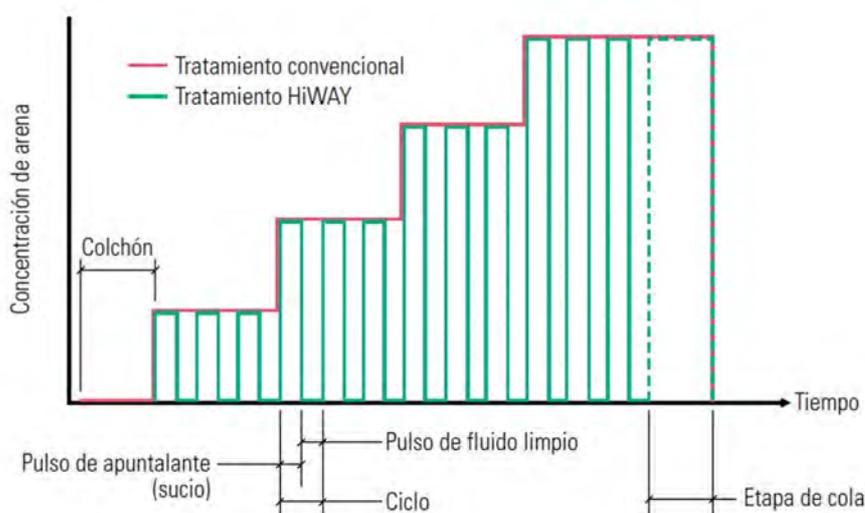
Fuente: Schlumberger. *Oil field review*, Volumen 23.

2.3-2_2 Programa de bombeo y método de punzado

El proceso de crear canales de flujo abierto dentro de una fractura hidráulica comprende no uniformidades tanto en el programa de tratamiento que es monitoreada desde superficie y el diseño de punzados que es implementado en el fondo. En primer lugar, el propante es bombeado en pulsos cortos incrementando la concentración gradualmente, similarmente al perfil de concentración de propante para un tratamiento convencional. Como se muestra en la figura 2-21.

Similarmente a tratamientos convencionales, un programa de bombeo para esta técnica comprende una etapa de PAD seguida por etapas cargadas de propante. Por ende, la principal diferencia entre programas de bombeo es la adición de propante en pulsos cortos, separados por pulsos de fluido limpio.

Figura 2-21 Comparación entre programa de bombeo para un fracturamiento por pulsos y fracturamiento convencional.



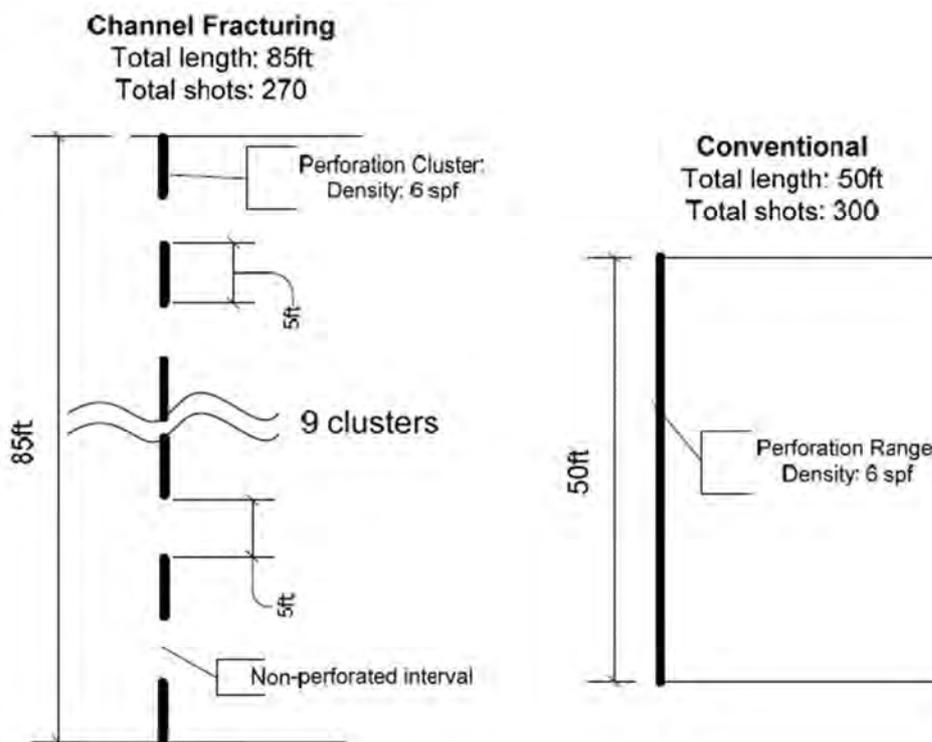
Fuente: Schlumberger. *Oil field review*, Volumen 23.

De gran importancia, es la última etapa de esta técnica en la que se requiere una adición continua de propante como sería llevado a cabo en un tratamiento convencional. La meta de esta etapa, referida como la etapa de cola es asegurar una estable, uniforme y confiable conexión entre los canales de flujo abierto y el pozo. Es importante considerar en el diseño la etapa de cola lo suficientemente corta para prevenir algún impacto negativo en el total de la conductividad de fractura.

Suficiente separación entre los pulsos de arena es requerida para promover la creación de canales en la dirección en el cual la fractura crece. Esto puede ser logrado siguiendo un esquema especial de punzonamiento heterogéneo, tal como se muestra en la figura 2.22. En un tratamiento convencional los punzados son típicamente ubicados en un continuo intervalo dentro de la arena de interés. En un enfoque de fracturamiento por

pulsos, un esquema heterogéneo de perforaciones constituido por grupos de punzados separados por intervalos no perforados es requerida.

Figura 2-22 Esquema de punzados empleados para facilitar la generación de canales de flujo abiertos dentro de la fractura hidráulica.

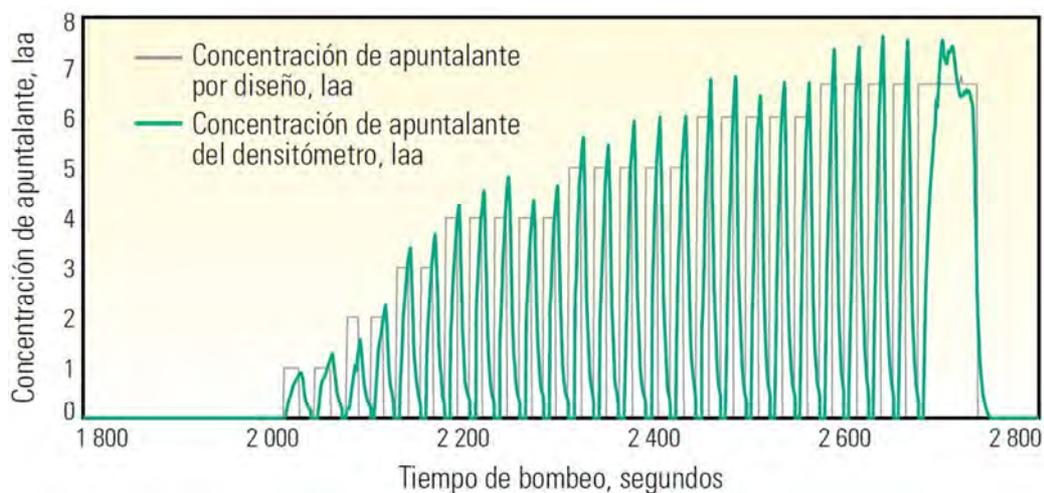


Fuente: *SPE Paper, 135034*

Cuando se compara el esquema de punzados para un tratamiento convencional, la estrategia de punzados empleada en el fracturamiento por pulsos es típicamente diseñada para cubrir una larga porción de la altura de la fractura, el cual es importante para lograr una mayor distribución de los pilares de propante a lo largo de la altura y se logre conseguir la geometría óptima de los canales. La densidad de punzados y la fase dentro de los grupos de punzado es típicamente el mismo empleado para un fracturamiento convencional. El total del número de punzados se mantiene o quizás es ligeramente reducida como se ilustra en la figura anterior. Es importante mencionar que los efectos de la cercanía del pozo como la tortuosidad podrían facilitar la creación de canales en la dirección en la cual crece la fractura. Sin embargo, tales efectos no pueden ser predichos y son difíciles de ser diagnosticados y cuantificados correctamente. Por esta

razón, el esquema heterogéneo de punzonamiento es el único método confiable que es recomendado para separar los pulsos de arena en pequeños cúmulos y para promover una distribución uniforme de los pilares a lo largo de la fractura.

Figura 2-23 Comparación de diseño contra concentración real de propante.



Fuente: Schlumberger. *Oil field review*, Volumen 23.

Parámetros específicos para el programa de bombeo y esquema de punzonamiento son determinados usando un propósito ajustado al objetivo modelando el flujo de trabajo orientado a lograr una óptima geometría de fractura, distribución y colocación de los pilares. Basados en los principios generales descritos hasta este punto.

2.3-2_3 Transporte de propante (uso de fibras)

Un elemento clave para el éxito de la aplicación de la técnica de fracturamiento por pulsos es preservar las heterogeneidades creadas en superficie y fondo durante su transporte desde los equipos de superficie hasta la fractura y durante el cierre de la fractura. Bajo esta perspectiva, el riesgo más alto, el cual necesita ser abordado, es la dispersión de los pulsos de arena o *slugs* a medida que son transportados. La dispersión de los pulsos de los *slugs* de arena es perjudicial para el éxito de esta técnica ya que reduce la altura de los pilares de propante disminuyendo la

concentración efectiva de los pilares del cierre. Más aún que conlleva a lograr canales de flujo mal definidos. Para ello la dispersión de los pulsos de arena es mitigada con la adición de un material fibroso, el cual modifica la reología de los *slugs* de propante.

La dispersión principalmente ocurre debido al perfil de velocidad a lo largo de la tubería, luego a lo largo del ancho de la fractura donde grandes diferencias entre velocidad en los alrededores de las paredes y en el centro de la fractura pueden ser esperados. La extensión de la dispersión de los pulsos de propante es mitigado por la adición de materiales fibrosos, los cuales modifican la reología de los *slugs* de propante. Las fibras imponen un límite elástico (aproximadamente de 10-20 Pa) a las *slugs* cargados de fibra el cual cubre la dispersión. Las fibras también ayudan a incrementar el perfil de velocidad hacia el centro del conducto el cual reduce las fuerzas de corte en los *slugs* y mitiga la dispersión también. Los beneficios del uso de materiales fibrosos para mejorar el transporte de propante y reducir la extensión del asentamiento del propante dentro de la fractura a través del cierre de la fractura ha sido previamente documentada en varios estudios (Bulova, 2006).

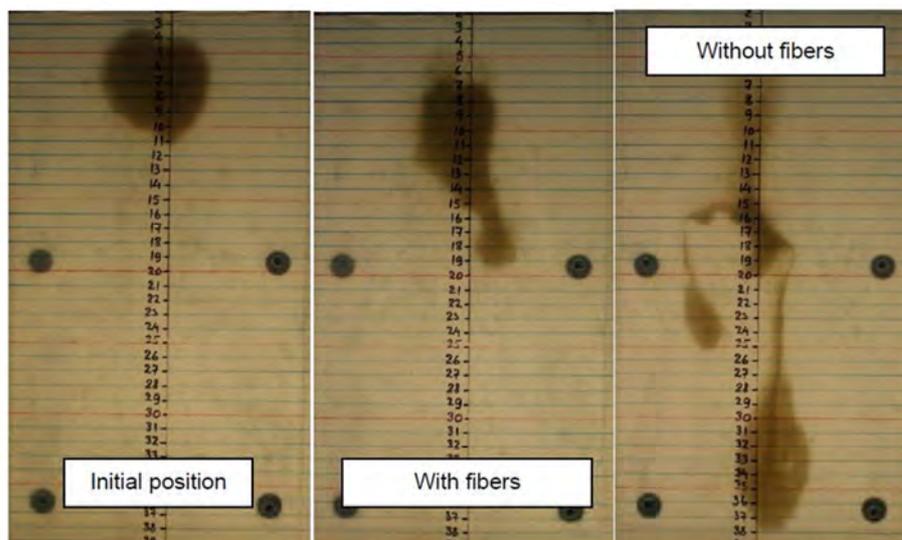
Varios estudios a escala de laboratorio, patio y campo se han llevado a cabo para evaluar el impacto positivo de las fibras en la integridad de los *slugs* durante su transporte.

Prueba a escala de laboratorio:

Experimentos de asentamiento de propante fueron realizados usando una ranura translúcido de 0.3". Muestras de fluidos cargados de propante fueron inyectados en la cima del espacio. El asentamiento de los *slugs* fue monitoreado en el tiempo y también evaluados cualitativamente por inspección visual. La figura 2.24 muestra la posición de un determinado *slug* de propante al inicio de la prueba (panel izquierdo). Esta figura también muestra la posición de un *slug* de propante con fibras (panel central) y sin fibras (panel derecho) desde el mismo tiempo transcurrido después de la

inyección del *slug*. Se observó que la muestra de propante que contiene fibras exhibe una significativa disminución de la tasa de asentamiento y mantiene una mejor integridad comparado a la muestra de propante sin fibras. Estos resultados demuestran que las fibras no solo reducen la tasa de asentamiento, el cual es crítico para preservar la distribución de los pilares y canales a lo largo de la altura de la fractura pero también para reducir la dispersión de los *slugs* de arena, el cual permite maximizar el volumen dentro de los canales abiertos y por ende maximizar en conjunto la conductividad de la fractura.

Figura 2-24 Impacto de las fibras en el asentamiento de los *slugs* de propante y consolidación.



Fuente: *SPE Paper, 135034*

Un montaje experimental apto para el propósito comprendido por una tubería de 108 pies fue construido para estudiar el comportamiento del pulso de propante durante el transporte dentro de la fractura. La adopción de la geometría de la fractura permitió un incremento significativo en la longitud de la celda experimental (por encima de 108 pies) sin reducir la tasa de flujo. Los parámetros para la tasa de flujo, viscosidad de fluido y concentración de propante usados en esta prueba fueron seleccionados para ajustar a valores que serían observados en un tratamiento de fracturamiento típico. El diámetro de la tubería fue de 0.78". El arreglo fue equipado con un sistema de registros de rayos-x que permitió la medición de la concentración de

propante antes de que el pulso de propante entre a la tubería y después que fluyó a través de la misma. El experimento fue llevado a cabo bajo un régimen de flujo laminar.

Cualquiera podría preguntar cómo la geometría de la tubería circular podría representar la geometría de la ranura (modelo de laboratorio anterior), ya que lo anterior es más representativo del flujo dentro de la fractura. Para hacer frente a esto, consideraron el perfil de velocidad a lo largo de la tubería y geometría de las ranuras. Se puede apreciar (Valko y Economides, 1995) que el perfil de velocidad laminar o fluido de ley de potencia en la tubería circular es caracterizada por la siguiente relación de la velocidad máxima y promedio:

$$\frac{\mu_{max}}{\mu_{prom}} = \frac{(1 + 3n)}{(1 + n)}, n > 0$$

Donde n es el índice de comportamiento de flujo de reología del modelo de ley de potencia. Al mismo tiempo en la geometría de ranura la misma relación es igual a:

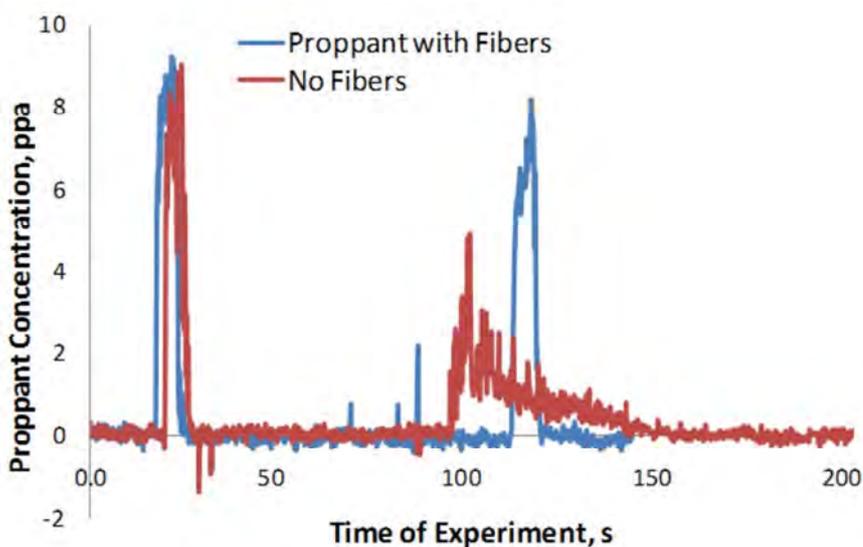
$$\frac{\mu_{max}}{\mu_{prom}} = \frac{(1 + 2n)}{(1 + n)}$$

Comparando la primera y segunda ecuación se concluye que el contraste de velocidad a lo largo del área transversal es más pronunciado en el caso de una geometría de tubería, en el que los efectos de corte y dispersión son más pronunciados para la configuración de tubería que para la configuración de ranura. Esto es, las pruebas en una tubería son más severas que pruebas en una ranura del mismo ancho w .

La siguiente figura muestra los perfiles de concentración de propante para *slugs* sin fibras (línea roja) y con fibras (línea azul) cuando son suministrados a la línea de flujo ($t \sim 25s$) y luego de completar la trayectoria de los 108 pies. Se observa que el *slug* sin fibra exhibe una dispersión de

propante significativa. De otro lado, el *slug* de propante con fibra se mantiene bien consolidado.

Figura 2-25 Influencia de las fibras en la prevención del *slug* de propante a ser disperso durante el flujo en una geometría apretada.



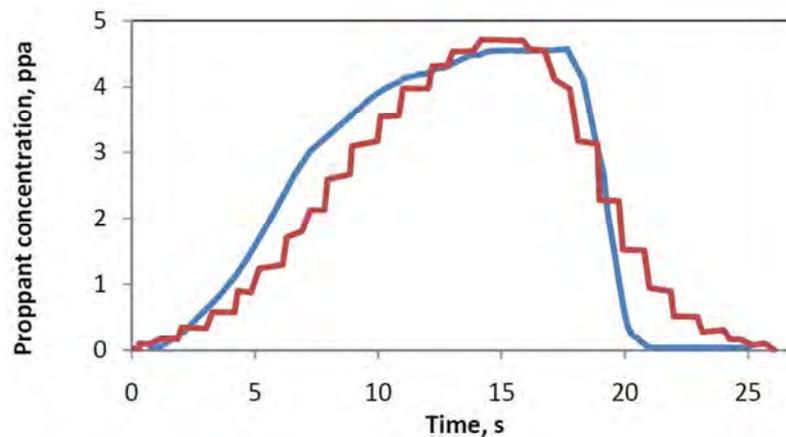
Fuente: *SPE Paper*, 135034

Prueba a escala de patio:

Esta prueba fue realizada para evaluar la dispersión de los slugs cargados de fibra durante el transporte en las líneas de superficie y el pozo a tasas de flujo representativas de los que podrían observarse en un tratamiento de fractura típico. El arreglo para esta prueba comprende el uso de un blender que es actualmente usado en trabajos de fracturamiento y aproximadamente 650 pies de una línea de tratamiento de 3" armada después de la descarga del blender, esto es sin cambios en elevación o dirección. La tasa de flujo fue de 18 bpm. Dos densitómetros fueron instalados; una a la descarga del blender, y un segundo a la descarga de los 650 pies de línea de tratamiento horizontal. Cada medida de concentración de propante de estos densitómetros corresponden al promedio de adquisición de data de 8 segundos.

La siguiente figura resume los resultados del arreglo descrito. Nada más que una pequeña dispersión en la cola del pulso de propante, no hay diferencia efectiva en el perfil de concentración de propante antes y después de fluir a través de la línea de tratamiento.

Figura 2-26 Comparación del perfil de concentración del pulso de propante antes (línea azul) y después (línea roja) del transporte a través de una línea de tratamiento horizontal de 650 pies y 3" de diámetro.



Fuente: *SPE Paper, 135034*

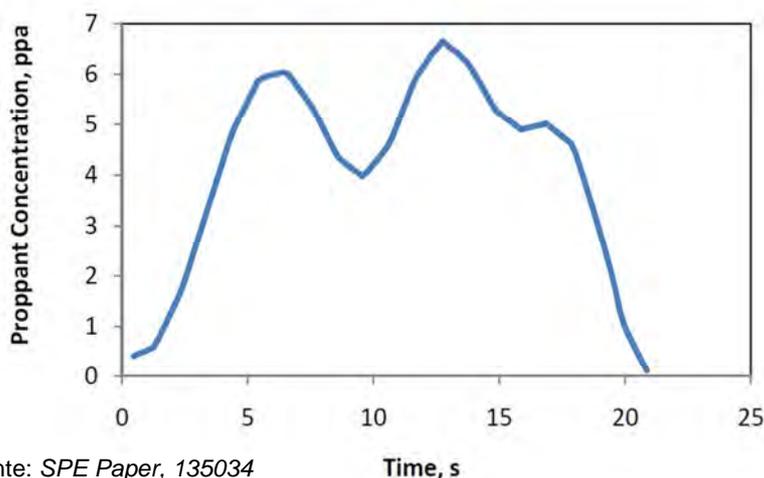
Prueba a escala de campo:

Adicionalmente a los experimentos a escala de laboratorio y patio, se intentó estimar la concentración del perfil de pulsos de propante cargados de fibra antes de que entre a los punzados en el fondo en un tratamiento a escala de campo. Un modelo matemático capaz de reconstruir el perfil de concentración del pulso de propante usando datos de medidas de presión adquiridas en superficie y fondo fue desarrollado para este propósito. El método se basa en el hecho de que la presión hidrostática, el cual puede ser obtenido de la diferencia de las memorias de superficie y fondo, está relacionada a la concentración de los pulsos de arena que han sido bombeados y residen entre los puntos de medida. La concentración de los puntos en el fondo pueden ser calculados conociendo la presión hidrostática, el programa de tratamiento exacto y la concentración de los pulsos en superficie antes de que entren al pozo. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el método es muy sensible a la precisión de las medidas de

presión, la precisión de la geometría del pozo y la estimación y precisión de las medidas de concentración de propano en superficie.

Un resultado representativo de la aplicación de la técnica de reconstrucción del pulso de propano se muestra en la siguiente figura. En el que se muestra resultados obtenidos para un pulso de propano de 8.3 ppa bombeado a 25 bpm. La duración del pulso fue de 15 segundos. La longitud de la tubería fue de 8860 pies (MD), con una desviación por encima de 35° a una profundidad aproximada de 5900 pies (MD).

Figura 2-27 Perfil de concentración de un pulso de propano, reconstruida de dato de memoria de registro de presión.



Fuente: SPE Paper, 135034

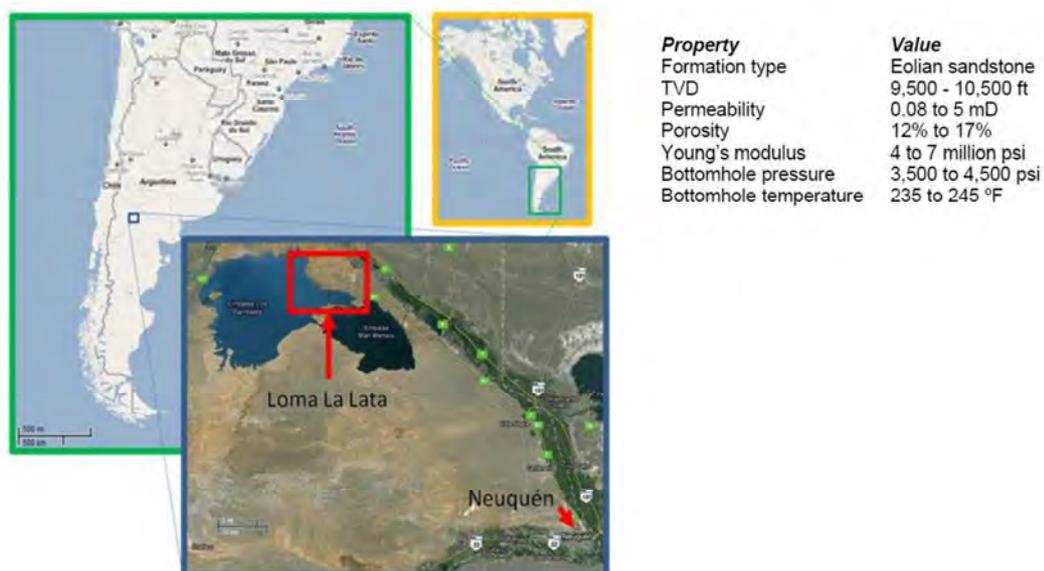
Se puede observar en la figura que el slug de propano extiende su duración efectiva de 5 a 20 segundos y que la concentración se atenúa a 6.5 ppa después de ser transportado a través del pozo desviado de 8860 pies. En general esto no es una dispersión significativa, ambos perfiles de duración y concentración son esencialmente preservadas.

2.3-3 Implementación de la técnica: Campo Loma La Lata, Argentina

Esta sección resume resultados de las pruebas de implementación en la industria de *E&P* que fueron realizadas usando la técnica de fracturamiento hidráulico por pulsos de arena a nivel mundial.

El campo Loma La Lata (LLL) en Sudamérica está localizada aproximadamente a unas 60 millas del nor-oeste de Neuquén, Argentina, en la región sur oeste del país. Con más de 300 pozos activos, este campo es el principal productor de gas en Argentina, contando con el 26% de la producción de gas a nivel país. Y descubierto en el año 1977. Los hidrocarburos se sitúan en el flanco de una anticlinal en las arenas Eolian (finas a grano grueso) de la formación Sierras Blancas en la cuenca de Neuquén. El reservorio está dividido en tres capas localizadas en el intervalo 9500 a 10500 pies. El más profundo corresponde a un arreglo de facies de duna; el intermedio resultado de la deposición de facies de estratos de arena es la más prolífica; y el superior está conformado de facies de duna e inter duna. La siguiente figura resume las propiedades de reservorio elementales de esta formación.

Figura 2-28 Ubicación del campo Loma La Lata y propiedades de reservorio básicas.



Fuente: *SPE Paper, 135034*

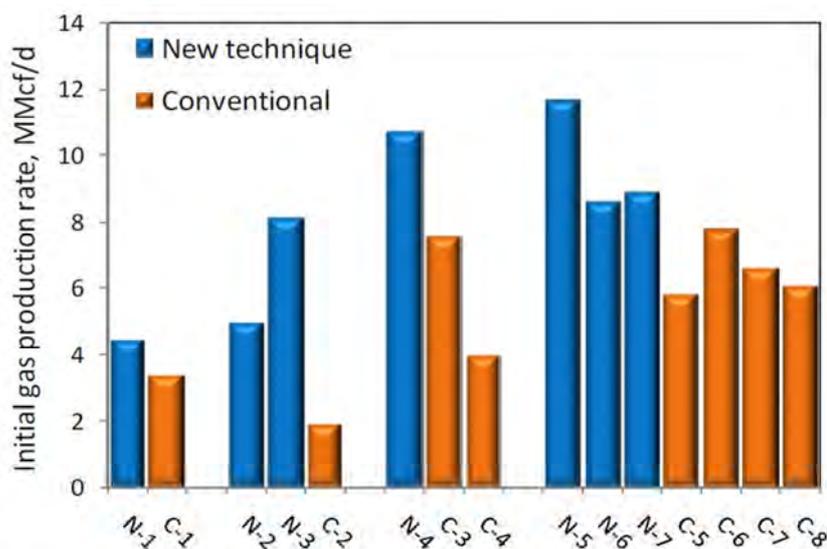
A pesar de la continua actividad de perforación y actividades de fracturamiento, la producción empezó a declinar en el campo LLL en los últimos años. Esta situación combinada a la mayor demanda, impulsó a la operadora del campo a buscar nuevas alternativas de estimulación de pozos. La decisión fue para llevar a cabo un estudio orientado a evaluar las fracturas hidráulicas usando la técnica de generación de canales de flujo

abierto de alta conductividad mediante un bombeo discontinuo de propante cargado de fibra y fluido limpio.

2.3-3_1 Estudio completo del campo

El desempeño de la técnica de fracturamiento por pulsos fue evaluado en un estudio de campo abarcando la estimulación de 15 pozos. Siete pozos (referidos aquí de N1 a N-7) fueron estimulados con la técnica de fracturamiento por pulsos. Los resultados de producción de estos pozos fueron comparados con los datos de producción de 8 pozos vecinos estimulados de manera convencional (referidos de C-1 a C-8). La figura a continuación resume las tasas de producción inicial (medido como el pico de tasa producción dentro de los primeros treinta días) de los pozos del ámbito de estudio. Los pozos fueron agrupados por su proximidad en el campo y por sus similitudes en cuanto a propiedades geológicas. La tasa producción inicial promedio de los pozos tratados convencionalmente fue de 5.4 MMscf/d, mientras que aquellos tratados mediante fracturamiento por pulsos mostraron una tasa de producción inicial promedio de 8.2 MMscf/d, esto es un 53% mayor.

Figura 2-29 Comparación de la tasa de producción inicial de pozos tratados con la técnica de fracturamiento por pulsos y los correspondientes estimulados convencionalmente.



Fuente: SPE Paper, 135034

La data de producción histórica fue analizada para este grupo de pozos. Las ecuaciones de Arps (Arps, 1945) fueron empleadas para estimar el pronóstico de producción:

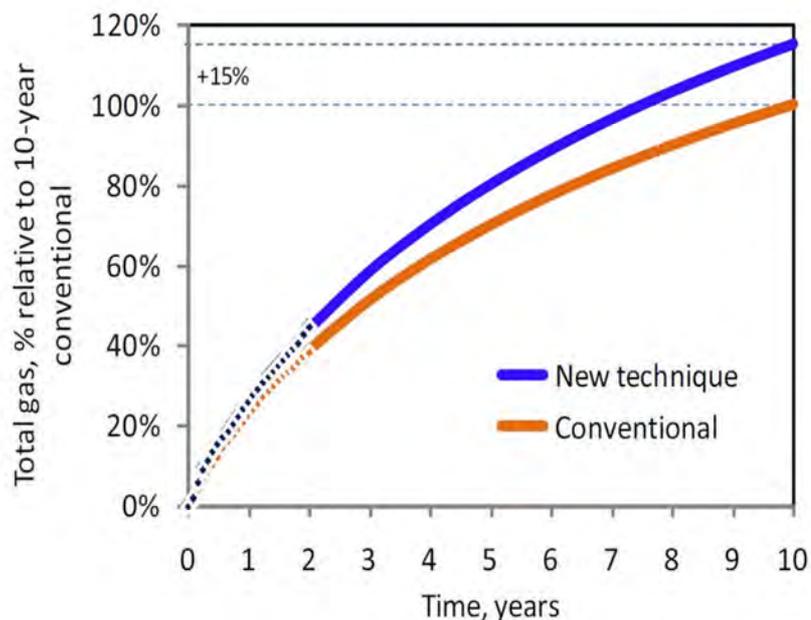
$$q(t) = q_i(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}}$$

De donde:

$$Q(t) = \int_0^t q(t') dt' = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{q_i}{(1-b)D_i} [1 - (1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}}] \quad \therefore b \neq \{0,1\}, \\ \frac{q_i}{D_i} (1 - e^{-D_i t}) \quad \therefore b = 0, \\ \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) \quad \therefore b = 1. \end{array} \right\}$$

En estas ecuaciones, $q(t)$ y $Q(t)$ son empleadas para la tasa de producción y para el acumulado de producción a un tiempo t , respectivamente.

Figura 2-30 Producción acumulada promedio por pozo (rombos=data real) y proyección en 10 años (líneas sólidas).



Fuente: SPE Paper, 135034

La figura anterior muestra la data de producción acumulada promedio por pozo para cada grupo (símbolos). La data fue ajustada usando las ecuaciones de Arps para cálculo de acumulados y los parámetros ajustados fueron comparados a los obtenidos del ajuste de 15 años de producción acumulada de otros pozos productores del área para verificar la consistencia.

Los resultados de este estudio indica que la implementación de la técnica de fracturamiento por pulsos adicionan un 15% (+1.0 Bcf) a lo esperado en 10 años de producción acumulada por pozo.

2.3-3_2 Comparación en arenas de baja K

Para este caso se estudiaron a los pozos N-1 y C-1 localizados en la zona sur del campo LLL los cuales son considerados geológicamente equivalentes en términos de las propiedades de la zona de interés, cuyo tope está localizado a una profundidad de 9890 pies (TVD).

Porosidad = 11%

Permeabilidad efectiva = 0.09 mD

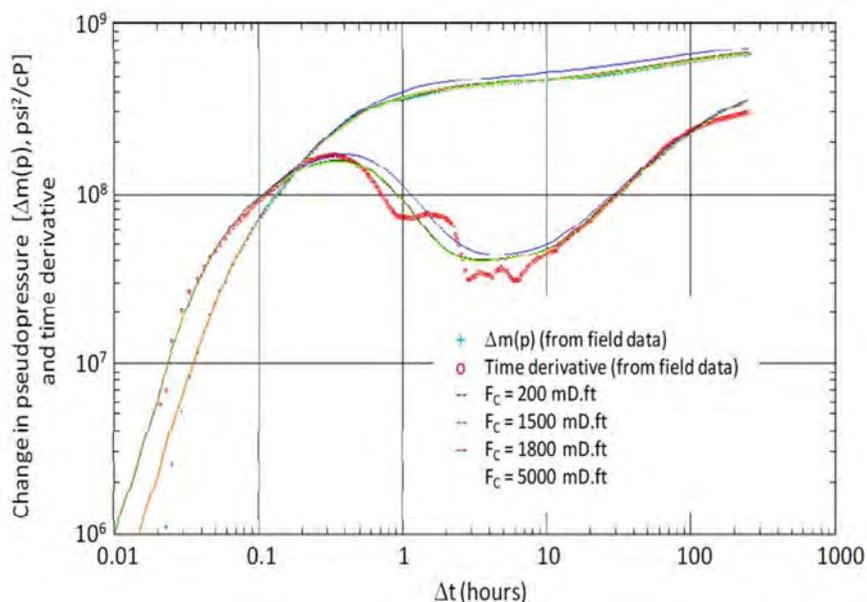
Arena neta = 50 pies

Presión de fondo: 3770 psi

La zona de interés fue estimulada en el pozo N1 con la técnica de fractura por pulsos descrita hasta este punto. Y la misma zona fue estimulada en el pozo C-1 con la técnica convencional de empaque de propante continuo.

La tasa de producción inicial del pozo N-1 fue del 30% mayor que el pozo vecino C-1 (4.4 MMscf/d contra 3.4 MMscf/d). Finalmente la estimación de recobro en 10 años usando las ecuaciones del modelo de Arps es de 0.7 Bcf (47%) mayor para el pozo estimulado por pulsos.

Figura 2-31 Análisis de prueba de Buildup - La interpretación de la data se vuelve insensible para valores de conductividad de fractura por encima de 1500 mD.ft.



Fuente: *SPE Paper, 135034*

La figura anterior muestra los resultados de una prueba Buildup después del tratamiento llevada a cabo en el pozo N-1. El plot log-log resume la data de la función de la pseudo presión $\Delta m(p)$ y su derivativa contra el tiempo Δt , siguiendo los principios clásicos de análisis de la prueba de Buildup (Economides y Nolte, 2000). La caída inicial en la derivativa es un indicativo de los efectos de almacenamiento del pozo (H.J.Ramey, Jr., 1965). Interesantemente, las respuestas observadas en el cual ambos $\Delta m(p)$ y $\Delta m(p)'$ exhiben pendientes paralelas en un largo periodo de tiempo es consistente con aquellos de fracturas creadas en un reservorio de forma de canal (Ehlig-Economides y Economides, 1985).

Otros pozos tratados con fracturamiento por pulsos de arena y fluido limpio para los cuales se les realizó un análisis después del fracturamiento mostraron esta tendencia. Es notorio considerar que este tipo de respuesta es una consecuencia de la presencia de canales dentro de la fractura. Los canales cambian los patrones de flujo dentro de la fractura de una forma consistente con aquellas que podrían ser esperados en un reservorio de forma de canal. El almacenamiento del pozo en este caso podría ser

interpretado como un efecto transiente que resulta de la transición de flujo de canal a flujo a través del medio poroso a medida que los fluidos del reservorio entra a la cola de empaque de propante en la cercanía del pozo y antes de que un régimen pseudo estable es establecido. Por último la figura también muestra un análisis de sensibilidad para la respuesta de la prueba de Buildup como una función de la conductividad de la fractura. Se observa que la data del Buildup es ajustada con valores de conductividad de fractura iguales o mayores que 1500 mD.ft, indicando que el resultado de la conductividad de fractura está en el umbral de conductividad infinita para condiciones del reservorio.

2.3-3_3 Comparación en arenas de moderada K

Para este caso fueron estudiados los pozos N-7 y C-5 productores de gas y condensados de la misma zona, que exhibe las siguientes propiedades:

Porosidad = 18%

Permeabilidad efectiva = 0.42 mD

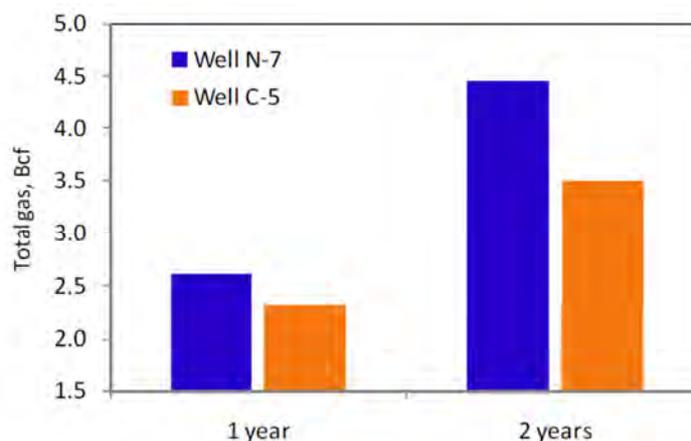
Arena neta = 90 pies

Presión de fondo: 4050 psi

La tasa de producción inicial promedio de los pozos vecinos estimulados convencionalmente fue de 6.4 MMscf/d, mientras que el pozo estimulado con la técnica de fracturamiento por pulsos (N-7) tuvo una tasa de producción inicial de 8.9 MMscf/d (ver figura 2.29). Esta diferencia representa más del 40% en mejora de producción inicial de gas. Después de dos años, el pozo tratado convencionalmente produjo 3.5 Bcf de gas, mientras que el pozo tratado con este enfoque de tratamiento por pulsos produjo 4.5 Bcf de gas (+1.0 Bcf, +29%) como se muestra en la figura 2.32. Estos resultados en producción confirman que el fracturamiento por pulsos no sólo provee de una mayor tasa de producción inicial sino también una sostenida mayor producción en el tiempo. Estos resultados también ilustran que la estructura de canales que son creadas dentro del empaque de

propante se mantiene en el lugar por no menos de dos años para los cuales los pozos continuaron produciendo después de haber sido estimulados.

Figura 2-32 Comparación de la tasa de producción del pozo N-7 tratado con la técnica de fracturamiento por pulsos y el correspondiente C-5 estimulado convencionalmente.



Fuente: SPE Paper, 135034

2.4 Comparación entre fracturamiento convencional y por pulsos

2.4-1 Ventajas

Como resultado de proveer significativamente una alta conductividad de fractura este enfoque de diseño de fracturamiento hidráulico nos da los siguientes beneficios;

2.4-1_1 Incremento inicial y sostenido de producción

El incremento del área de contacto con el reservorio y la conectividad mejorada entre el reservorio y el pozo mediante canales altamente conductivos han eliminado tradicionales pérdidas de conductividad del empaque de propante manifestado como resistencia al flujo por caídas de presión producto de aplastamiento (*crushing*) y empotramiento (*embedment*) de propante, migración de finos, daño residual por pobre recobro de gel, daño por flujo multifásico de fluidos, fuerzas de arrastre, fuerzas capilares, y

pérdida de impulso de fluidos (*momentum*) significando en incrementos de producción inicial y en el mediano plazo hasta del orden del 51% como en Talinskoe Field (Rusia).

TABLA 2.1 RESUMEN DE CAMPOS DE RESERVIORIOS PERMEABLES ($k>0.1$ mD) TRATADOS CON LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO POR PULSOS.

Field	Permeability	Proppant usage with respect to offsets	Reported impact on well productivity	Reference
Loma La Lata field, Argentina	0.08 to 0.5 mD	-44%	+53% (gas)	Gillard et al., 2010
Burgos Basin, Mexico	0.5 to 5.0 mD	-48%	+19% (gas)	Valenzuela et al., 2012
Talinskoe Field, Russia	0.5 to 3 mD	-47%	+51% (oil)	Kayumov et al., 2012
Taylakovskoe, Russia	3 to 20 mD	-45%	+44% (oil)	Sadykov et al., 2012

Fuente: *SPE Paper*, 163836

2.4-1_2 Menor uso de propano y agua

Se aprecian que los volúmenes requeridos de propano para un tratamiento por pulsos típicamente son un 43% menor de la arena requerida normalmente para un tratamiento convencional. En cuanto a los requerimientos de agua se observan valores típicos de reducción de requerimiento de agua del orden del 35%.

2.4-1_3 Reducción en la presión neta

Alrededor del mundo se han observado reducciones de hasta 41% (*Jonah Field*, USA) debido principalmente a la significativa menor carga de propano (50%) empleado y al uso de fibras (como parte del sistema de fluido) que promueve crecimiento en longitud mientras se reduce el crecimiento en altura.

2.4-1_4 Eliminación de arenamientos prematuros

A febrero del 2013 se han realizado alrededor de 10,000 tratamientos de fracturamiento por pulsos en alrededor 1000 pozos en aproximadamente 3 años en reservorios de esquisto, carbonato y arenisca alrededor del

mundo. En el que se aprecian una baja ocurrencia de arenamientos prematuros, es decir se tiene una razón de éxito del 99.95 %. Tal fiabilidad es explicada por los siguientes hechos:

- i. Un tratamiento por pulsos típicamente requiere un promedio de 43% menos de carga de propante a ser bombeado comparado a un tratamiento convencional pero con un volumen de fluido similar (la mitad de los pulsos durante el bombeo están libres de propante, en cambio el propante es bombeado continuamente en un fracturamiento convencional);
- ii. Los pulsos limpios ayudan a transportar los pilares de propante sin que se formen puentes debido a la presencia de material fibroso, de ese modo el riesgo de completar el empaque de propante en la fractura con un subsiguiente de arenamiento prematuro es mitigado.
- iii. Debido a la reducción en la presión neta durante el tratamiento se favorece en la eliminación de eventos de arenamientos prematuros.

2.4-1_5 Menor pérdida de presión y mejor limpieza

Los canales de flujo abiertos muestran incrementar la conductividad significativamente reduciendo la caída de presión por fricción a lo largo de la fractura, ayudando de este modo a mejorar la limpieza de la misma y al recobro de polímeros al término del tratamiento en la etapa de *flowback*. En la evaluación de la mejor limpieza de la fractura, es muy útil no solo cuantificar la cantidad de fluido recuperado sino también saber cuánto polímero está presente en este fluido. Esta medida es realizada a través de determinación colorimétrica de concentración de *guar* en las muestras de fluido recuperado.

2.4-1_6 Mayor longitud y menor crecimiento vertical

Una reducción en el incremento de la presión neta es característica de sistema de fluidos que promueven incremento en longitud geométrica mientras se reduce el crecimiento de la altura de la fractura. Esta es una característica que es benéfica para promover extensión de fractura localizada a la zona de interés mientras se mantiene el desarrollo de altura de fractura necesaria para el largo de intervalo tratado con la técnica de punzado de entrada limitada. Larga longitud efectiva de fractura parece ser promovida por el uso de fibras. Se han reportado que durante tratamiento cargado de fibras en donde el bombeo de propante es continuo con el objetivo de desarrollar un homogéneo empaque de propante, el crecimiento de la altura de la fractura decrece en un rango de 20-30%, la longitud del empaque se incrementa en un rango de 5-15% y un incremento en el ancho de fractura del orden del 12-15% cuando se compara con fluidos crosslinkados convencionales (Engels et al., 2004; Sitdikov et al., 2009).

TABLA 2.2 TRATAMIENTO POR PULSOS CONTRA CONVENCIONAL (KAYUMOV et al., 2012)

Well	Treatment type	Proppant placed, klb	Treatment pressure match		Post-frac production history match		Actual post-frac PI / Hnet, bbl/day/kpsi/ft
			Created fracture half-length, ft	Fracture conductivity, mD.ft	Effective fracture half-length, ft	Fracture conductivity, mD.ft	
Reference	Channel fracturing	77	377	133,000	351	121,600	1.33
Offset	Conventional fracturing	110	367	4,000	276	19678	0.72

Fuente: *SPE Paper, 163836*

2.4-1_7 No requiere uso de propante de alta calidad

En general no hay limitaciones en la selección de propante usadas con esta técnica (excepto por la etapa de cola del tratamiento *TAIL-IN*). El tratamiento por pulsos no depende de las propiedades del propante debido a que el flujo de fluidos después del fracturamiento se da a través de los canales de flujo abiertos generados y no a través del empaque de propante de donde el flujo de fluidos se da a través de los poros artificiales de mayor permeabilidad a la original del reservorio generados en un tratamiento

convencional. Por ende, no hay beneficio en usar propante de alta calidad como los cerámicos por ejemplo.

2.4-1_8 Rampa de propante agresivo

El incremento reducido de la presión neta permite tener una rampa de propante más agresivo durante los tratamientos como los observados en *Jonah Field* en donde se ha reportado un impacto positivo en los resultados de sus tratamientos.

2.4-1_9 Impacto en seguridad y medio ambiente

Finalmente, tiene intrínsecamente el valor agregado de hacer la operación de fracturamiento hidráulico medioambientalmente más amigable y cumplir con estándares de seguridad por su significativa reducción de requerimiento de propante, aprovisionamiento de agua, consumo de diésel, emisión de gases de invernadero y riesgos asociados a movilización de agua y propante en el proceso.

2.4-2 Desventajas

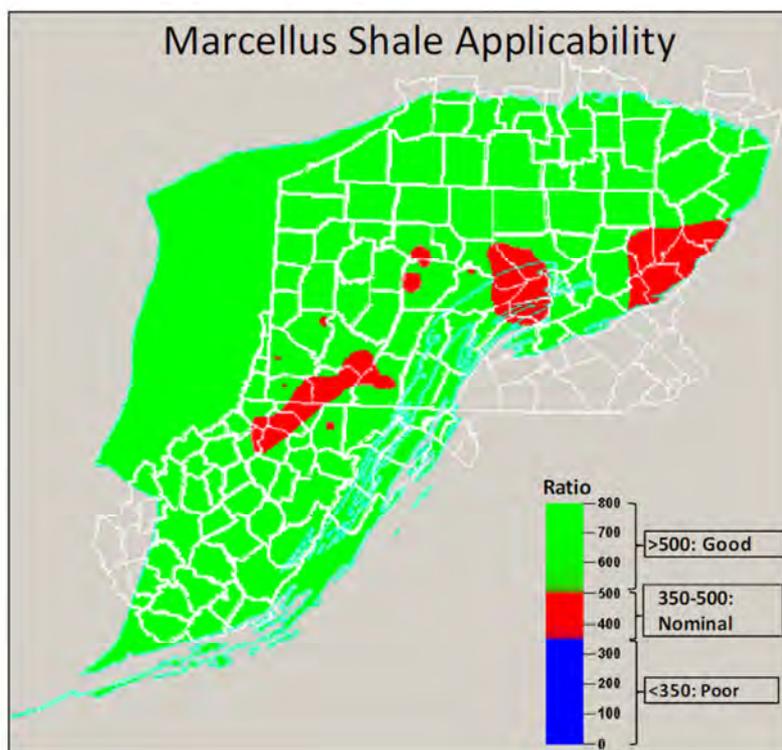
2.4-2_1 Equipos de superficie y *software*

Operativamente la aplicabilidad de esta técnica presenta requerimientos especiales para la unidad del blender. La ejecución del tratamiento por pulsos requiere configuraciones especiales para los equipos de mezcla de superficie. Esta tarea ha comprendido esfuerzos significantes en desarrollar modificaciones en los procesos de control de los equipos de superficies y programas de un modo que permita de una forma consistente y confiable la cristalización de un programa de bombeo por pulsos. Un intento de ejecutar esta técnica con un blender no compatible resultará en fallas serias al equipo y en cuanto a la generación no adecuada de los pilares de propante de manera muy significativa.

2.4-2_2 Modelamiento de propiedades geo mecánicas

En cuanto a modelamiento de propiedades geo mecánicas es de especial consideración la razón del módulo de Young al esfuerzo de cierre para la aplicabilidad del tratamiento por pulsos debido a que esta técnica no es aplicable en formaciones débiles con valores de módulo de Young bajos (2 a 2.5E+06) o en ambientes de altos esfuerzos de cierre (encima de 8000 psi) ya que podrían causar el colapso de la formación alrededor de los pilares de propante creados resultando en *pinch points* que afectarían negativamente la conductividad de la fractura. Se espera que los canales se mantengan en formaciones donde la razón del módulo de Young al esfuerzo de cierre se mantenga por encima de 350. Se sabe que los canales pueden ser mantenidos para razones por debajo de 200, sin embargo en análisis como el llevado a cabo en Marcellus Shales (USA) para la aplicabilidad del método es considerado un valor conservativo de 500.

Figura 2-33 Mapa compuesto de aplicabilidad geomecánico de fracturamiento por pulsos en Marcellus (USA).



Fuente: SPE Paper, 149426

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DEL ÁREA

3.1 Estudio geológico

En el Noroeste del Perú los sedimentos Cretáceos y Terciarios están constituidos por areniscas, conglomeradas, lutitas y calizas que yacen en discordancia angular sobre sedimentos paleozoicos y basamento ígneo. El rasgo geomorfológico principal está representado por el sistema de montañas de los cerros de Amotape constituido por cuarcitas y pizarras paleozoicas que marcan el límite este de la sedimentación del Terciario. Hacia el oeste de los Amotapes se encuentran afloramientos del Terciario formando colinas cubiertas parcialmente por depósitos recientes denominados Tablazos que son característicos por su horizontalidad. La tectónica regional fue resultado del levantamiento orogénico del Sistema Andino durante el Terciario, también contribuyó a la evolución estructural, el hundimiento paulatino producido en la faja costera del Océano Pacífico donde se acumuló más de 40,000 pies de sedimentos, habiéndose generado sistemas complejos de fallamientos en bloques y repeticiones estratigráficas que identifican el carácter complejo de la geología de esta región. En el Noroeste se han localizado tres cuencas sedimentarias principales que son Progreso, Talara y Lancones.

3.1-1 Cuenca Talara

La cuenca Talara es una inusual cuenca de ante arco debido a que muestra muchas características los cuales no son propias de tal contexto tectónico. Estas características aparentemente son resultado de la locación de la cuenca en la intersección del aulacógeno del Amazonas, el cinturón orogénico andino y la zona de subducción de la fosa Perú-Chile. La historia de la cuenca de ante arco de Talara está dominada por actividad tectónica extensional y no por compresional el cual alcanzó su pico en el Eoceno junto a deslizamientos gravitacionales de bajo ángulo. Este tectonismo empezó

con una prolongada fase sedimentaria el cual durante el Paleoceno-Eoceno generaron un sistema complejo de *horts* y *grabens* (fosas tectónicas) rodeadas por principales fallas normales de alto ángulo de orientación NE-SW y NW-SE. Estrechamente relacionada a fases repetidas de levantamiento y erosión en las áreas de origen andino oriental. Este patrón estructural controló inusualmente una sedimentación clástica gruesa y tosca durante el paleoceno y eoceno. Espesores de hasta 20,000 pies han sido preservados en los cuales rocas volcánicas están esencialmente ausentes. Los ambientes deposicionales fueron una serie de sistemas interferidos, transversales y longitudinales de origen deltaicos y submarinos de abanicos. Todos ellos contienen porciones distales en donde el esquisto submarino de alto contenido orgánico fue depositado.

Figura 3-1 Mapa de restauración de esfuerzos

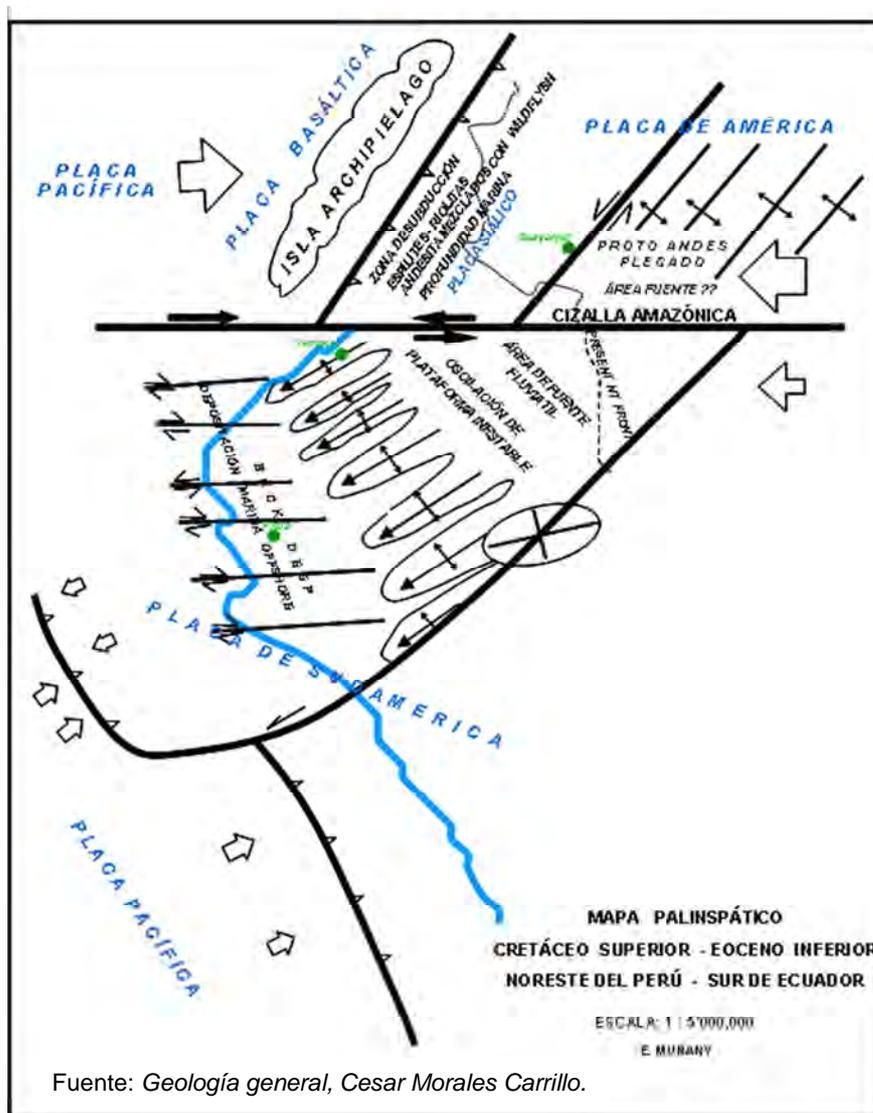
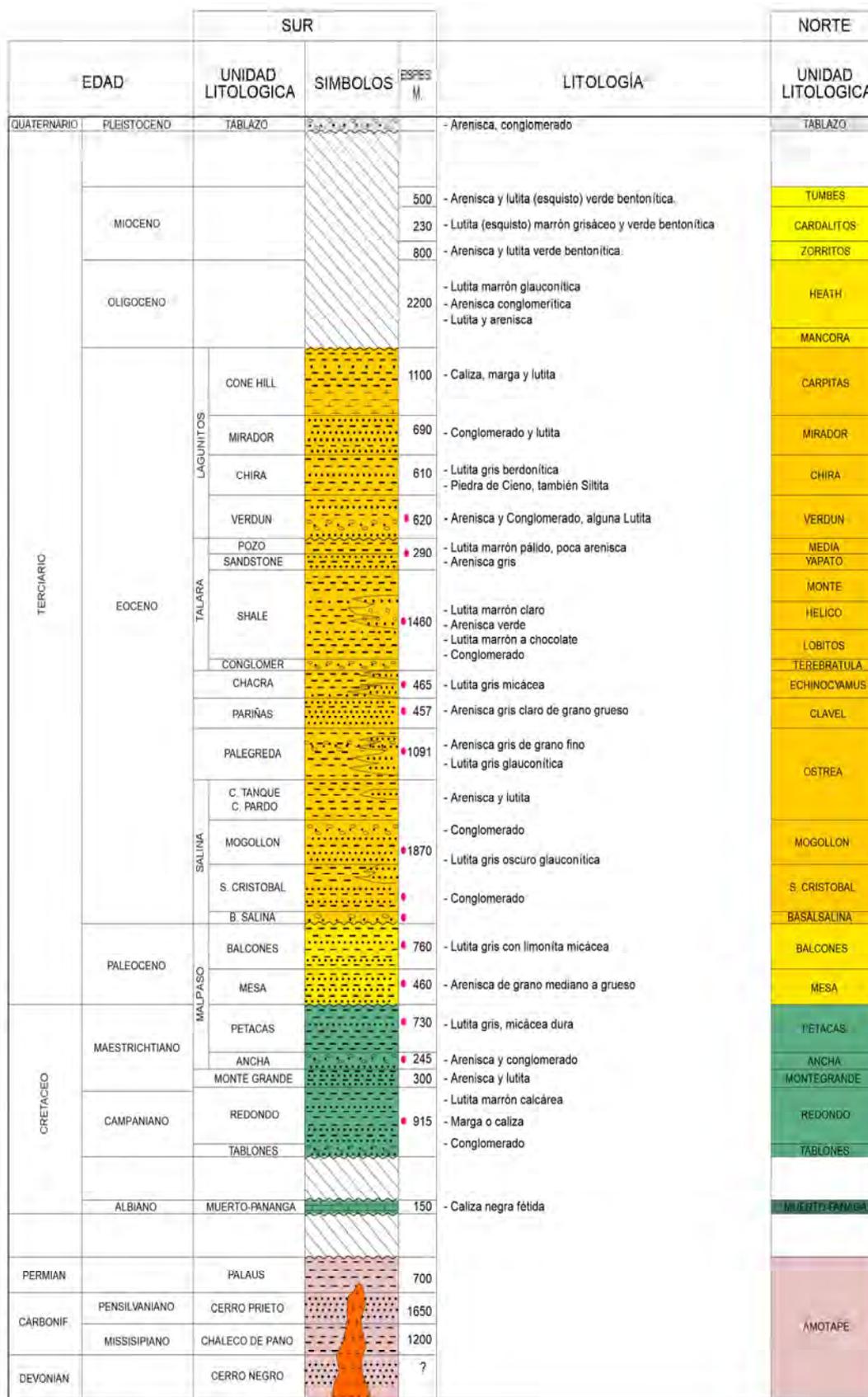


Figura 3-2 Columna estratigráfica y Litológica de Talara.



■ ROCA RESERVORIO

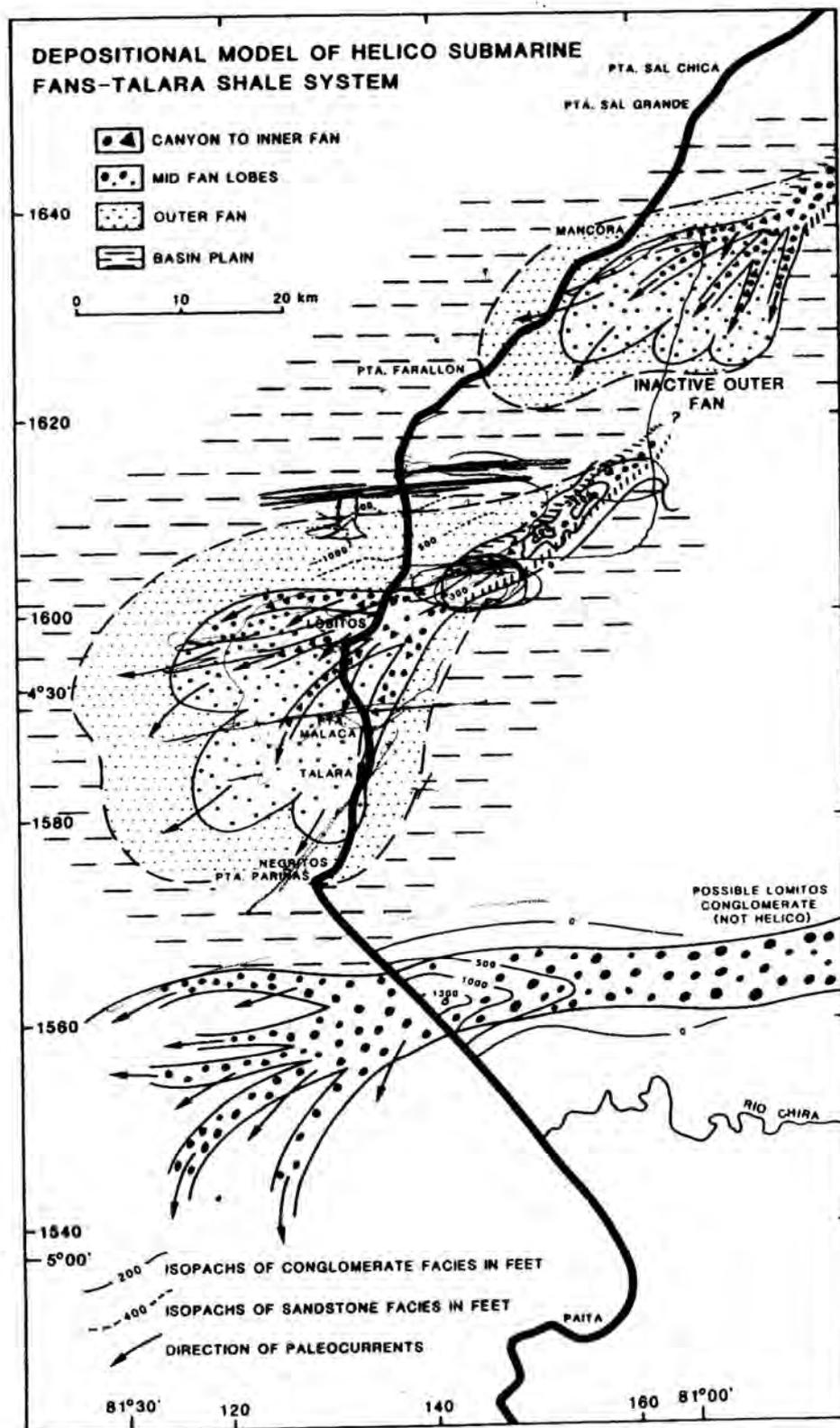
3.1-2 Abanicos submarinos Hélico – Sistema de esquisto Talara

Este sistema está representado por al menos tres abanicos submarinos transversales, que se remonta a sus cañones de alimentación, en el paso de Siches o bajo.

- (i) La más meridional, al norte del río Chira, muestra un cañón al ambiente interno del abanico, con isopacos que alcanzan 1,300 pies en el eje del cañón.
- (ii) El segundo abanico transversal, cuyo eje en la actualidad cruza la línea de costa en Lobitos, tenía una curva, en sentido de flujo NE-SW. Muestra un cañón canalizado y facies al interior del abanico de conglomerados y areniscas conglomerádicas, y llega a 400 pies espesor a lo largo del eje. La trilobulada sección media del abanico consiste en conglomerados y areniscas conglomerádicas en canales, y de areniscas guijarrosas a masivas con estructuras de asentamiento en las áreas entre canales y lóbulos. El abanico exterior, que es de hasta 1,000 pies de espesor, consta de areniscas graduadas de grano fino y limolitas interpretados como turbiditas clásicas.
- (iii) la tercera y la más septentrional del abanico transversal, cruzando la costa cerca de Máncora, es esencialmente similar a la segunda.

Para los tres abanicos transversales, la facies de cuenca de llanura consiste en lutitas pelágicas generalizados, con capas de areniscas finas discontinuas que están implicados en depresiones a gran escala. Estas características fueron inducidas por las fases de levantamiento tectónico en las áreas de origen y reactivación relacionada del sistema de fallas dentro de la Cuenca Talara, lo que llevó a un pronunciamiento general de las laderas de deposición. Muchas de estas características de depresión son visibles en afloramientos en la ciudad de Talara.

Figura 3-3 Modelo deposicional de abanicos submarinos Hélico – Sistema de esquistos Talara. La línea negra resaltada es la línea de costa del Pacífico, con el océano a la izquierda.



Fuente: *Journal of Petroleum Geology*, VOL 16 (1)

Figura 3-4 Afloramiento de formación Hélico, Distrito de Lobitos (Piura-Perú).



Fuente: *Foto P. Arriola*

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DEL POZO PILOTO

4.1 Historial del pozo NP MONTE-1D

4.1-1 Información general

Ubicación:

Locación legal de superficie: SAVIA-Z2B-23-NORTE PUNTA MONTE 1D

País: Perú

Departamento: Piura

Provincia: Talara

Lote: Z2B

Yacimiento: Lobitos

Área: Tierra

Profundidad perforada: 4553' MD (1667' TVD)

Elevación: KB, 35 pies ASL

Coordenadas UTM: N 9'510,426.45 m E 470,554.03 m

Clasificación

Clasificación: Pozo de desarrollo (Locación nueva en tierra)

Tipo de pozo: Desviado, de alto ángulo (85°)

Objetivo: Hélico

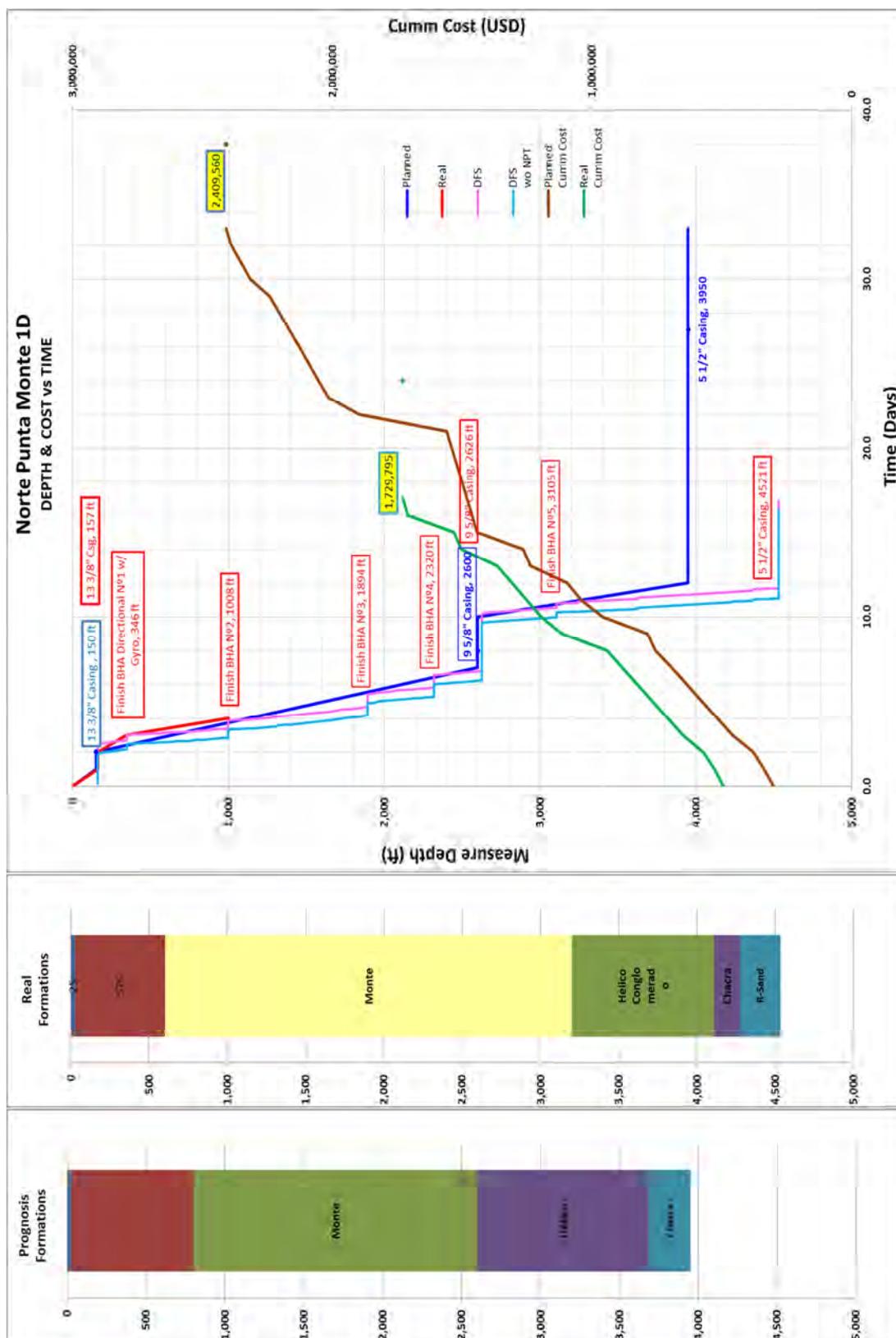
Estado: Pozo de petróleo en producción

Tipo de levantamiento: Asistido con *Jet Claw Pump System*

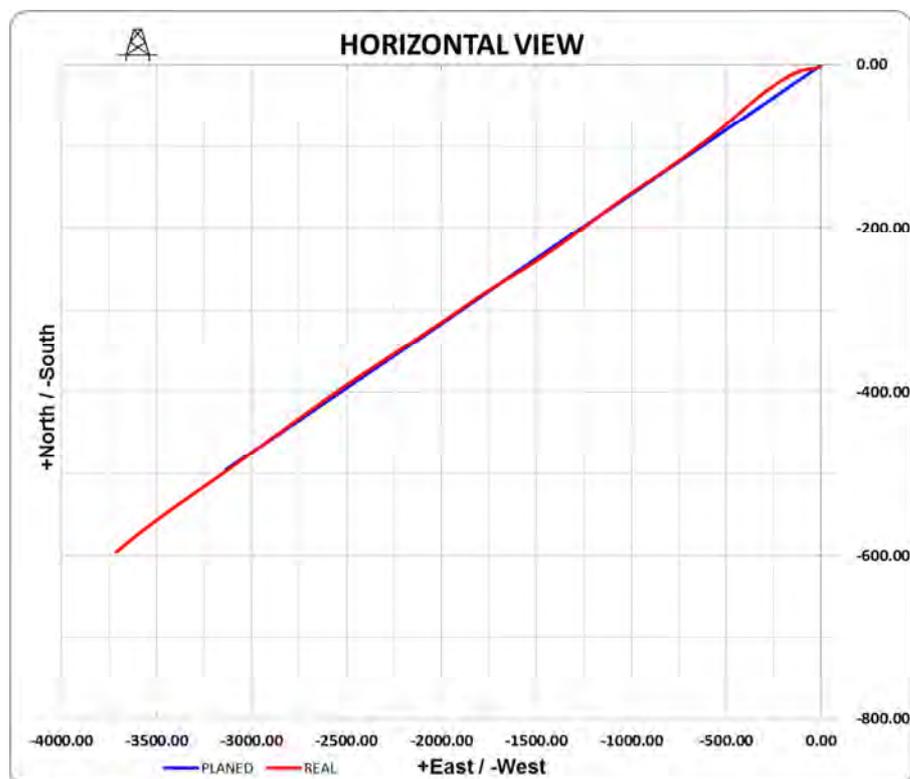
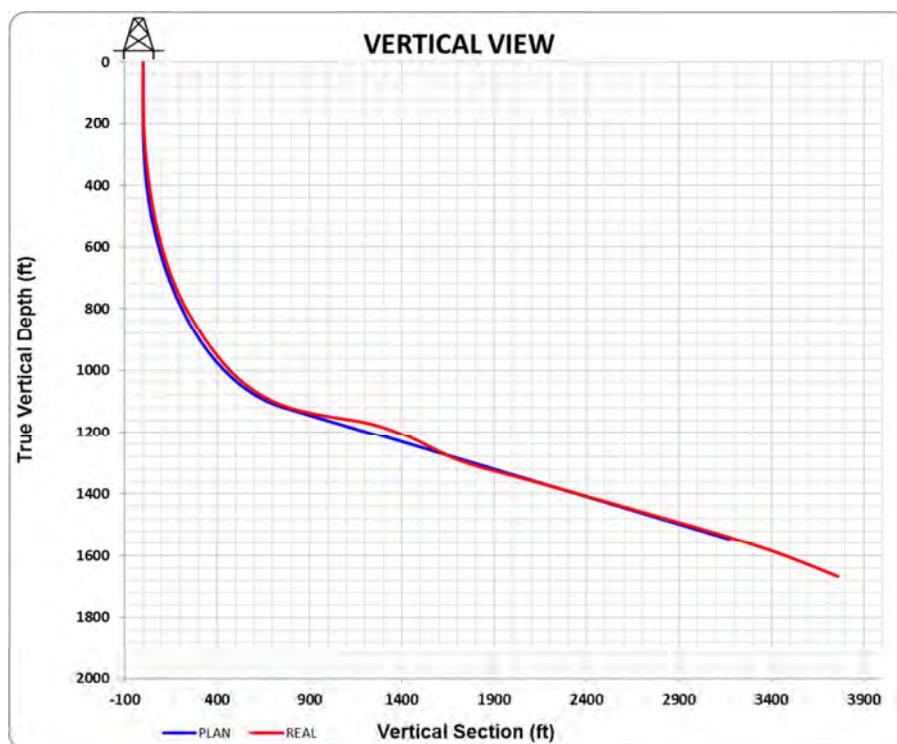
Las secciones con diferentes casing fueron los siguientes:

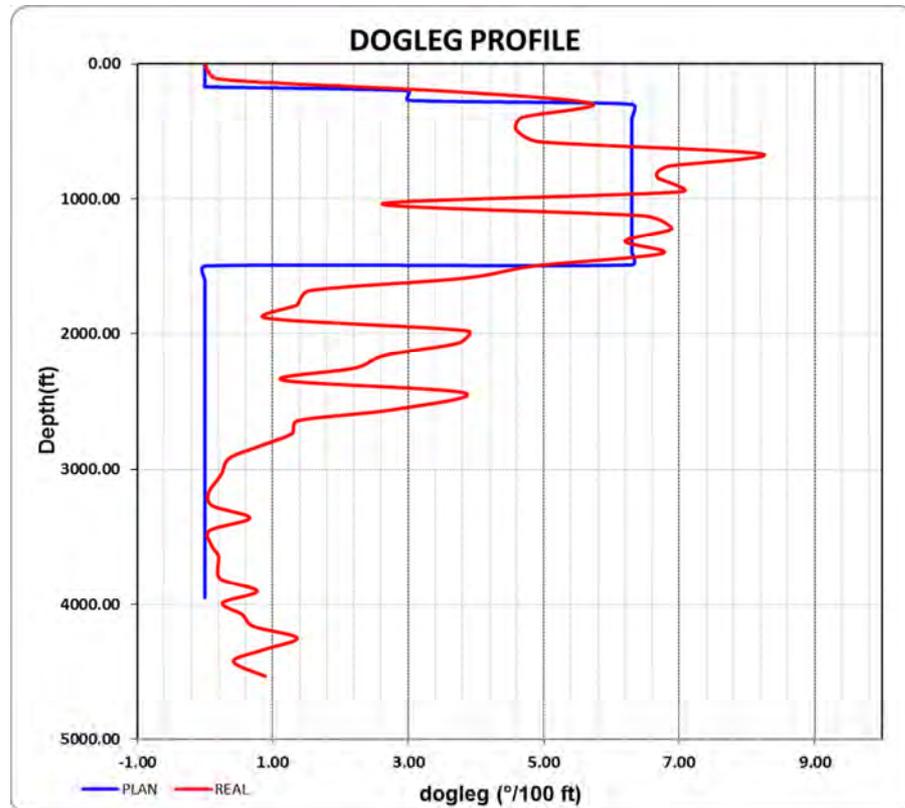
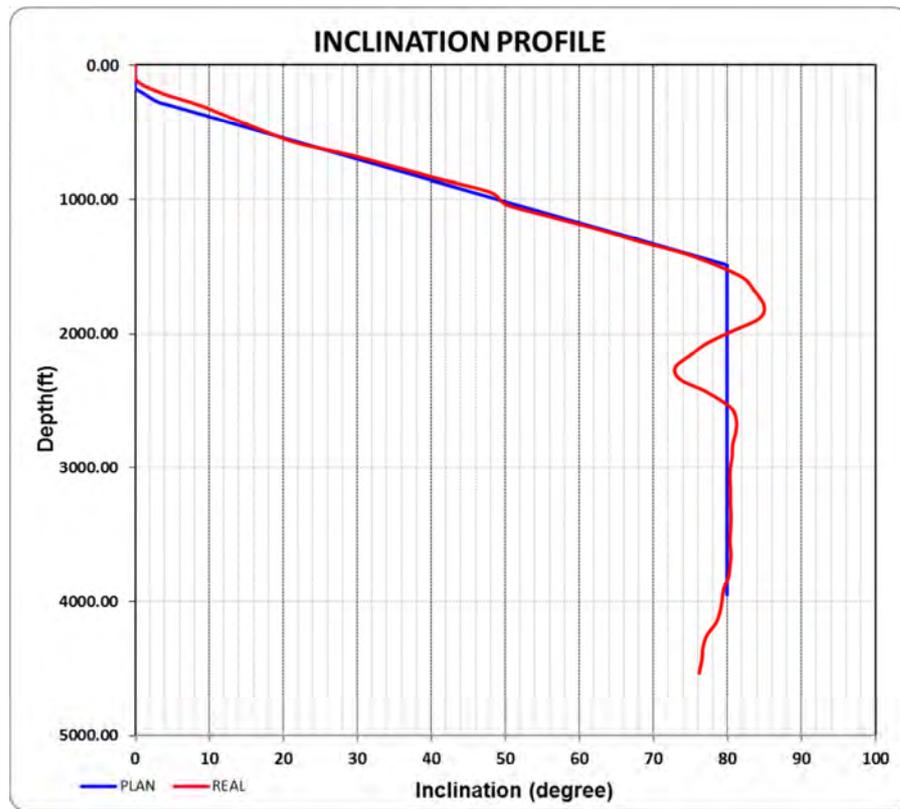
Phase	Planned Csg Point	Real Csg Point
13 3/8" Casing	150	157
9 5/8" Casing	2600	2626
5 1/2" Casing	3950	4521

A continuación se muestra el progreso de la perforación del pozo en profundidad, tiempo y costo comparado entre lo estimado y real;



Seguido se muestran una proyección vertical y horizontal, así como un perfil de inclinación y de *dogleg* del pozo;





REAL SURVEYS									
MD (ft)	Inclination (degree)	Azimut (degree)	TVD (ft)	Subsea Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (deg/100 ft)	Mode
0.00	0.00	0.00	0.00	35.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Gyro
112.00	0.21	204.87	112.00	-77.00	-0.19	-0.09	0.11	0.19	Gyro
207.00	3.65	254.76	206.93	-171.93	-1.14	-3.08	3.22	3.70	Gyro
296.00	8.70	261.06	295.39	-260.39	-2.93	-12.47	12.77	5.72	Gyro
396.20	13.18	268.72	393.75	-358.75	-4.36	-31.38	31.68	4.69	MWD
486.83	17.34	268.33	481.16	-446.16	-4.99	-55.22	55.33	4.59	MWD
577.61	21.81	268.35	566.67	-531.67	-5.87	-85.62	85.49	4.92	MWD
668.18	29.06	264.47	648.42	-613.42	-8.48	-124.38	124.18	8.21	MWD
758.76	35.19	262.70	725.09	-690.09	-13.92	-172.22	172.28	6.85	MWD
802.26	38.06	261.94	760.00	-725.00	-17.39	-197.93	198.22	6.68	MWD
849.55	41.19	261.22	796.42	-761.42	-21.81	-227.76	228.37	6.69	MWD
947.28	48.05	260.46	865.94	-830.94	-32.76	-295.48	296.98	7.04	MWD
1,038.02	50.16	259.00	925.35	-890.35	-45.00	-362.97	365.54	2.62	MWD
1,130.26	56.14	258.30	980.64	-945.64	-59.54	-435.30	439.26	6.51	MWD
1,222.11	62.45	258.82	1,027.52	-992.52	-75.19	-512.66	518.12	6.89	MWD
1,314.53	68.09	259.91	1066.17	-1031.17	-90.65	-595.14	601.99	6.20	MWD
1,407.06	74.32	260.26	1095.96	-1060.96	-105.72	-681.38	689.53	6.74	MWD
1,499.23	78.79	260.63	1117.39	-1082.39	-120.60	-769.76	779.15	4.87	MWD
1,589.93	82.20	261.25	1132.36	-1097.36	-134.68	-858.09	868.59	3.82	MWD
1,681.74	83.62	261.29	1143.69	-1108.69	-148.51	-948.14	959.69	1.55	MWD
1,788.09	84.96	260.74	1154.28	-1119.28	-165.03	-1052.66	1065.51	1.36	MWD
1,884.94	84.32	260.14	1163.32	-1128.32	-181.05	-1147.74	1161.93	0.90	MWD
1,980.14	80.63	260.09	1175.79	-1140.79	-197.25	-1240.71	1256.29	3.88	MWD
2,069.19	77.29	260.18	1192.84	-1157.84	-212.22	-1326.80	1343.67	3.75	MWD
2,161.36	74.99	261.05	1214.92	-1179.92	-226.81	-1415.08	1433.14	2.66	MWD
2,253.98	72.95	261.31	1240.49	-1205.49	-240.46	-1503.05	1522.16	2.22	MWD
2,344.47	73.67	262.10	1266.48	-1231.48	-252.97	-1588.82	1608.83	1.15	MWD
2,436.55	77.19	262.18	1,289.64	-1,254.64	-265.15	-1,677.08	1,697.91	3.82	MWD
2,557.70	80.51	261.35	1,313.06	-1,278.06	-282.18	-1,794.70	1,816.75	2.82	MWD
2,641.63	81.21	260.43	1,326.40	-1,291.40	-295.30	-1,876.52	1,899.61	1.37	MWD
2,734.25	81.15	261.64	1,340.60	-1,305.60	-309.56	-1,966.92	1,991.14	1.29	MWD
2,824.51	80.73	261.01	1,354.81	-1,319.81	-323.01	-2,055.04	2,080.27	0.83	MWD
2,916.59	80.65	261.34	1,369.71	-1,334.71	-336.95	-2,144.83	2,171.13	0.36	MWD
3,037.79	80.36	261.29	1,389.70	-1,354.70	-355.00	-2,263.00	2,290.67	0.24	MWD
3,177.61	80.43	261.29	1,413.03	-1,378.03	-375.87	-2,399.27	2,428.53	0.05	MWD
3,269.78	80.42	261.19	1,428.36	-1,393.36	-389.72	-2,489.09	2,519.42	0.11	MWD
3,360.48	80.50	260.59	1,443.40	-1,408.40	-403.88	-2,577.41	2,608.86	0.66	MWD
3,452.29	80.44	260.56	1,458.60	-1,423.60	-418.70	-2,666.73	2,699.40	0.07	MWD
3,556.53	80.35	260.56	1,475.99	-1,440.99	-435.56	-2,768.12	2,802.18	0.09	MWD
3,642.95	80.50	260.48	1,490.36	-1,455.36	-449.60	-2,852.17	2,887.39	0.20	MWD
3,729.51	80.35	260.41	1,504.76	-1,469.76	-463.77	-2,936.34	2,972.74	0.19	MWD
3,816.10	80.15	260.37	1,519.43	-1,484.43	-478.01	-3,020.48	3,058.07	0.24	MWD
3,902.76	79.50	260.52	1,534.73	-1,499.73	-492.17	-3,104.60	3,143.37	0.77	MWD
3,989.38	79.29	260.61	1,550.68	-1,515.68	-506.13	-3,188.58	3,228.50	0.26	MWD
4,076.10	79.01	261.00	1,567.00	-1,532.00	-519.74	-3,272.66	3,313.67	0.55	MWD
4,162.67	78.44	260.76	1,583.93	-1,548.93	-533.19	-3,356.49	3,398.57	0.71	MWD
4,249.26	77.27	260.61	1,602.14	-1,567.14	-546.90	-3,440.02	3,483.22	1.36	MWD
4,335.79	76.72	260.08	1,621.62	-1,586.62	-561.04	-3,523.14	3,567.52	0.87	MWD
4,422.33	76.58	259.74	1,641.60	-1,606.60	-575.79	-3,606.03	3,651.71	0.42	MWD
4,533.00	76.20	258.81	1,667.64	-1,632.64	-595.80	-3,711.72	3,759.22	0.89	MWD

4.1-1 Descripción geológica

4.1-1_1 Objetivos planeados

Se recomendó perforar el pozo Norte Pta. Monte – 1D para desarrollar 131 MBO de reservas del reservorio formación Hélico del campo

Lobitos. La profundidad planeada fue de 3950' MD (-1512 VSS) con un costo estimado de 2,410 MU\$. El pozo fue propuesto como un pozo desviado de alto ángulo, con un ángulo máximo de 79.95° hacia el S 81° O, con el objetivo de alcanzar la sección completa de Hélico de zona superior de la estructura hundida. Se esperaba encontrar el tope de Hélico a 2600' MD (-1276' VSS), en un bloque largo de aproximadamente 206 acres de tipo *Horst* delimitado por dos fallas normales. La formación Hélico está compuesta por areniscas medianamente masivas y de grano grueso, encima de una sección de conglomerados en la base. El espesor de arena neta alrededor de Punta Monte se estimó en 300'. Conforme a la deposición sedimentaria se esperaba encontrar otro curso de arenas similar a las encontradas hacia el sur de Punta Folche. Los pozos vecinos (offset) son los siguientes: FOLCHE-7D, el cual produjo con una tasa inicial de 205 BOPD, FOLCHE-5D con una tasa inicial de 311 BOPD, FOLCHE-6D con tasa inicial de 138 BOPD, LO8-3 tasa inicial de 69 BOPD y finalmente FOLCHE-3D el primer pozo perforado con objetivo Hélico en la zona con una tasa inicial de 275 BOPD asistido con *Gas Lift*. El siguiente cuadro muestra un resumen de las profundidades alcanzadas durante la perforación;

Norte Punta Monte 1D					
Prognosis			Real		
Formation	MD	Thick	Formation	MD	Thick
RT-GL	0	25	RT-GL	0	25
Talara	25	773	Talara	25	575
Monte	798	1802	Monte	600	2600
Helico	2600	1085	Helico Conglomerado	3200	908
Chacra	3685	265	Chacra	4108	165
			R-Sand	4273	260
TD	3950		TD	4533	

4.1-1_2 Secuencia estratigráfica

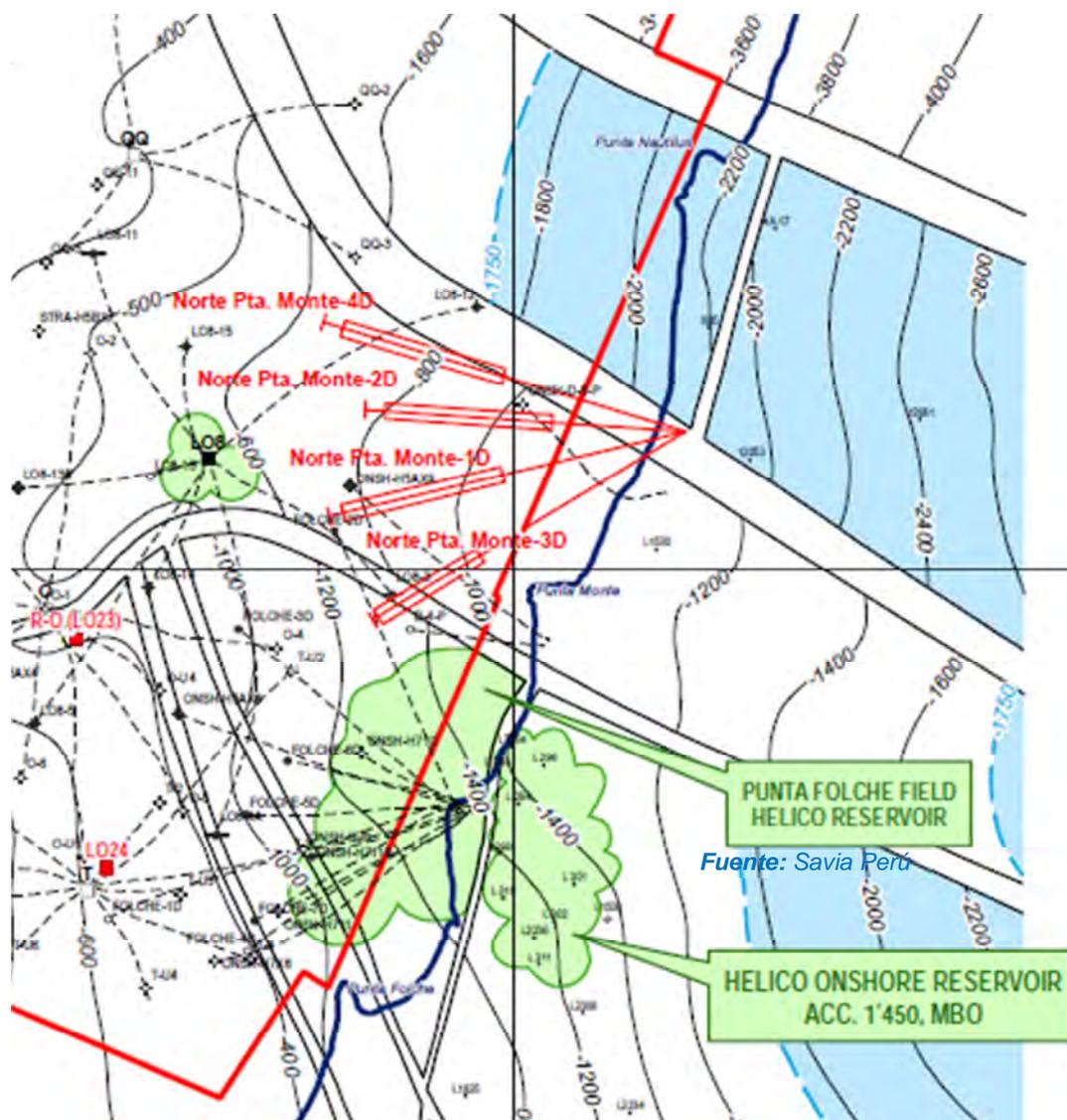
La secuencia estratigráfica está principalmente compuesta por el terciario medio y formaciones geológicas inferiores. Perteneciendo el reservorio Hélico al grupo Talara. El miembro conglomerádico Hélico está compuesto principalmente por areniscas conglomerádicas (alto porcentaje de granos de cuarzo sueltos) intercaladas con capas delgadas de arcillas.

AGE	FORMATION	THICKNESS (ft)	LITHOLOGY	DESCRIPTION
C I O Z O N E R T E R I A N Y	TALARA SST (SURF - 3200')	3200		<p>Sandstone: lt gry, sli gnsh gry, sli gnsh wh, pred fine qtz grs, sbrnd - sbang, w/srtd, arg mtz ip, mod calc cmt, mod fri, mnr consl, occasionally coal & mica incl, occ dk gra lith, p vis por.</p> <p>Sand: hyal, transl, mnr lt gn, gn, pred f - m, tr - 10% c qtz grs, sbrnd - sbang, w srtd, traces gry & dk gry lith.</p> <p>Claystone: brnsh gry, few brn, occ med gry sbblky - sbply, mod frm, micmic, miccarb, v sli calc, loc pyrtzd, occ lam coal incl, sm - sli rg surf.</p> <p>Siltstone: gry, lt gry, mnr brnsh gry, sbblky, mod frm - frm, sli micmic, miccarb, v sli calc, loc sdy.</p> <p>Dolomite: crnsh brn, crm, mass, frm - hd, tr fract.</p>
	HELICO CONG. (3200' - 4108')	908		<p>Conglomeratic Sandstone: gnsh wh, gnsh gry, pred f - m, tr - 10% c qtz grs, sbrnd - sbang, fr srtd, sli arg mtz, calc cmt, mod consl, coal & shell frag incl, fw gry lith, tr qtzite & chert, p vis por.</p> <p>Conglomeratic Sand: hyal, transl, mnr lt gn, gn, pred m - c, mnr vc, few grnls qtz grs occ pyrtzd, sbang, fr - p srtd, fw dk gry lith, qtzite & chert.</p> <p>Claystone: brnsh gry, few brn, sbblky - sbply, mod frm - frm, micmic, miccarb, sli calc, occ lam coal incl, sm - sli rg surf.</p>
F E T C H A C R A	CHACRA (4108' - 4533')	425		<p>Claystone: gry, med gry, sbblky - sbply, mod frm - frm, micmic, miccarb, no - v sli calc, v occ lam coal incl, sm - sli rg surf, Sandstone: grysh white, lt gry, pred f, tr m qtz grs, sbang - sbrnd, fr - w srtd, arg mtz, calc cmt, mod consl, w' coal & mic incl, fw gry & dk gry lith, p vis por.</p> <p>Siltstone: lt gry, sbblky, mod frm, micmic, miccarb, sli calc, sdy ip.</p> <p>Dolomite: lt brn, crm, crnsh brn, mass, frm - v frm, tr fract.</p>
	R-SAND (4273' - 4402')	129		<p>Sandstone: grysh wh, pred f qtz grs, sbang - sbrnd, w srtd, sli arg mtz, calc cmt, mod consl, w' coal incl, occ gry lith, p vis por.</p> <p>Sand: hyal, transl, pred f & m, mnr c, tr v c qtz grs, sbang, mnr ang, p - fr srtd.</p> <p>Claystone: gray, med gry, sbblky - sbply, mod frm - frm, micmic, miccarb, no - sli calc, loc lam coal incl, sm - sli rg surf.</p>
FINAL TOTAL DEPTH: 4533 ft (MD), 1667 ft (TVD), -1632 ft (TVDSS)				

4.1-1_3 Mapa estructural, arena neta y net pay

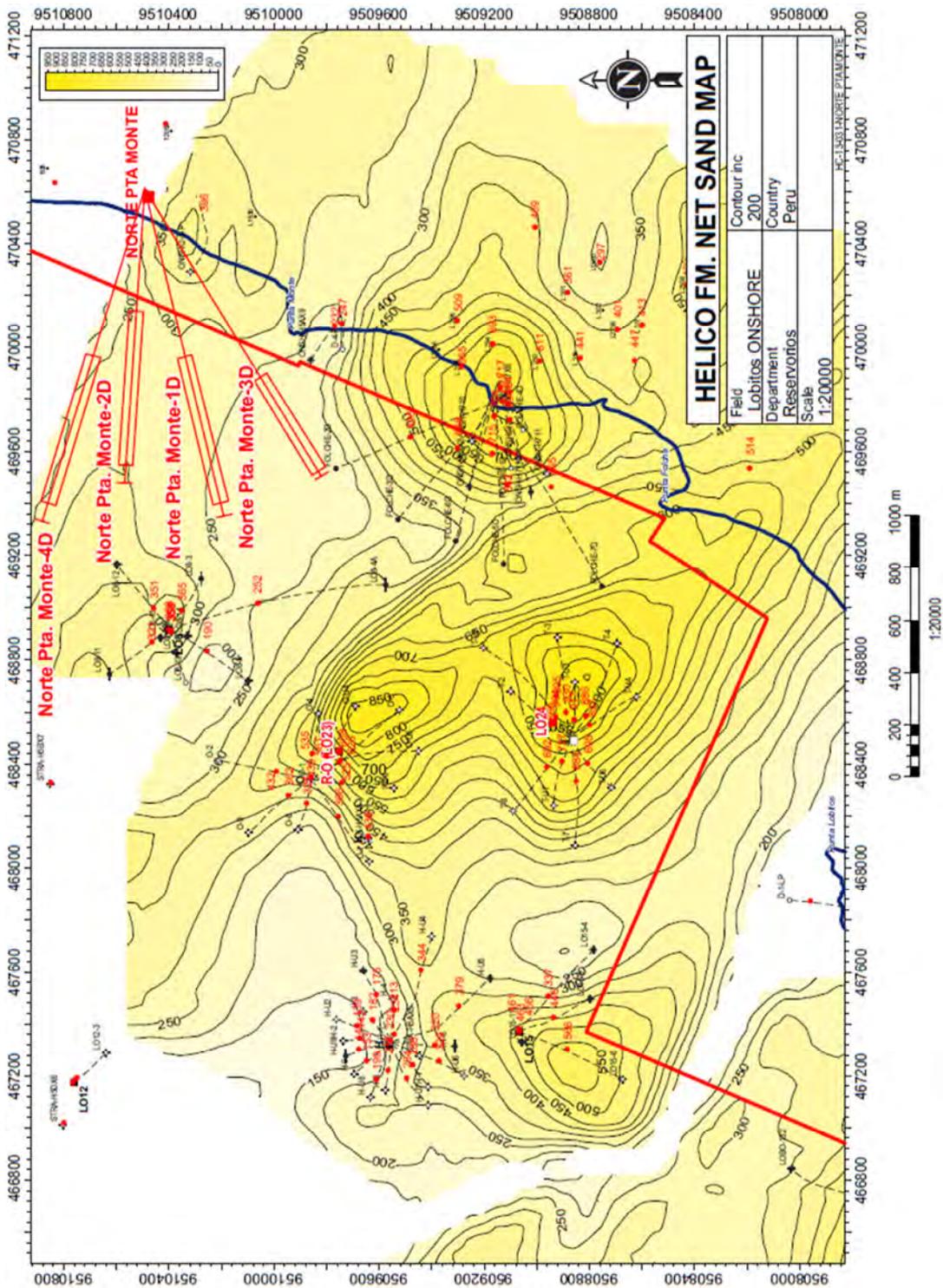
En el siguiente mapa se muestran las trayectorias de los pozos NP MONTE-1D, NP MONTE-2D y NP MONTE-3D perforados en la locación Punta Monte excepto el pozo NP MONTE – 4D, el cual se optó por no ser perforado debido a su cercanía a la falla, mostrado en el mapa estructural, y acorde a los resultados de producción de los primeros encontrándose en etapa de evaluación. También se muestran los mapas de arena neta y net pay de la zona de estudio y una correlación estratigráfica N-S de la formación Hélico.

Figura 4-1 Mapa estructural de formación Hélico.



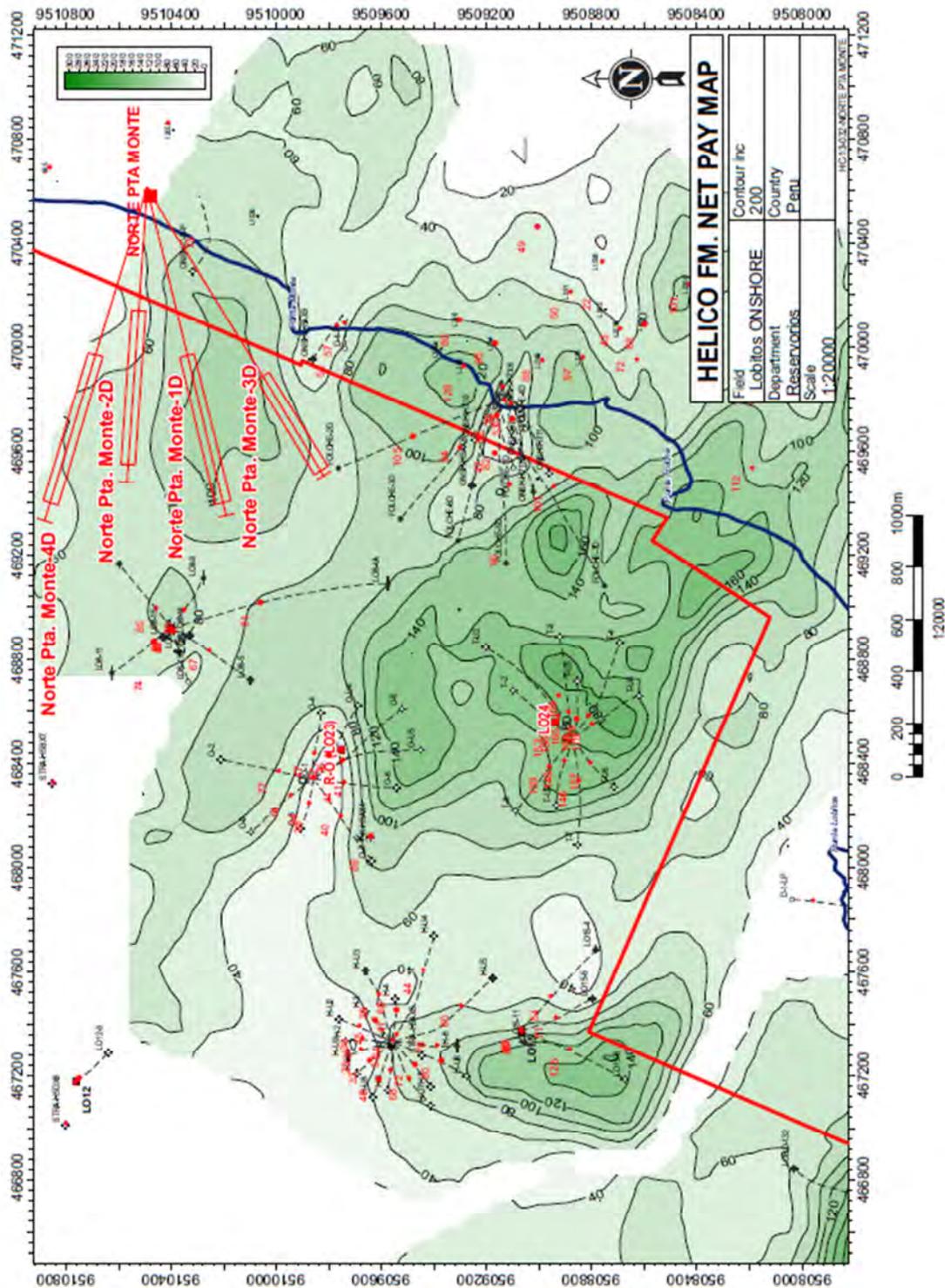
Fuente: Savia Perú

Figura 4-2 Mapa de arena neta de formación Hélico.



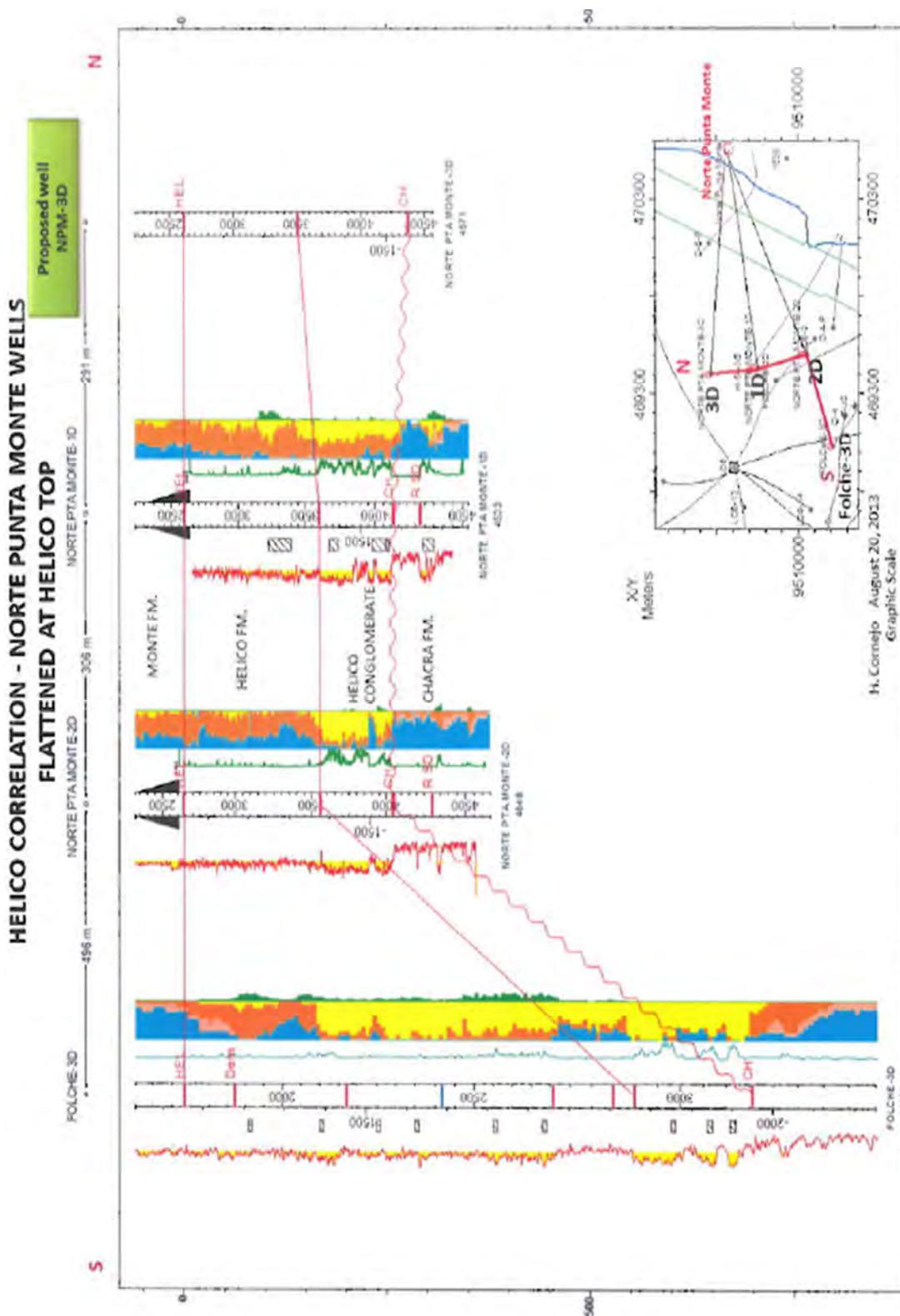
Fuente: Savia Perú

Figura 4-3 Mapa de Net Pay de formación Hélico en el área de estudio.



Fuente: Savia Perú

Figura 4-3 Correlación estructural de formación Hélico en el área de estudio.

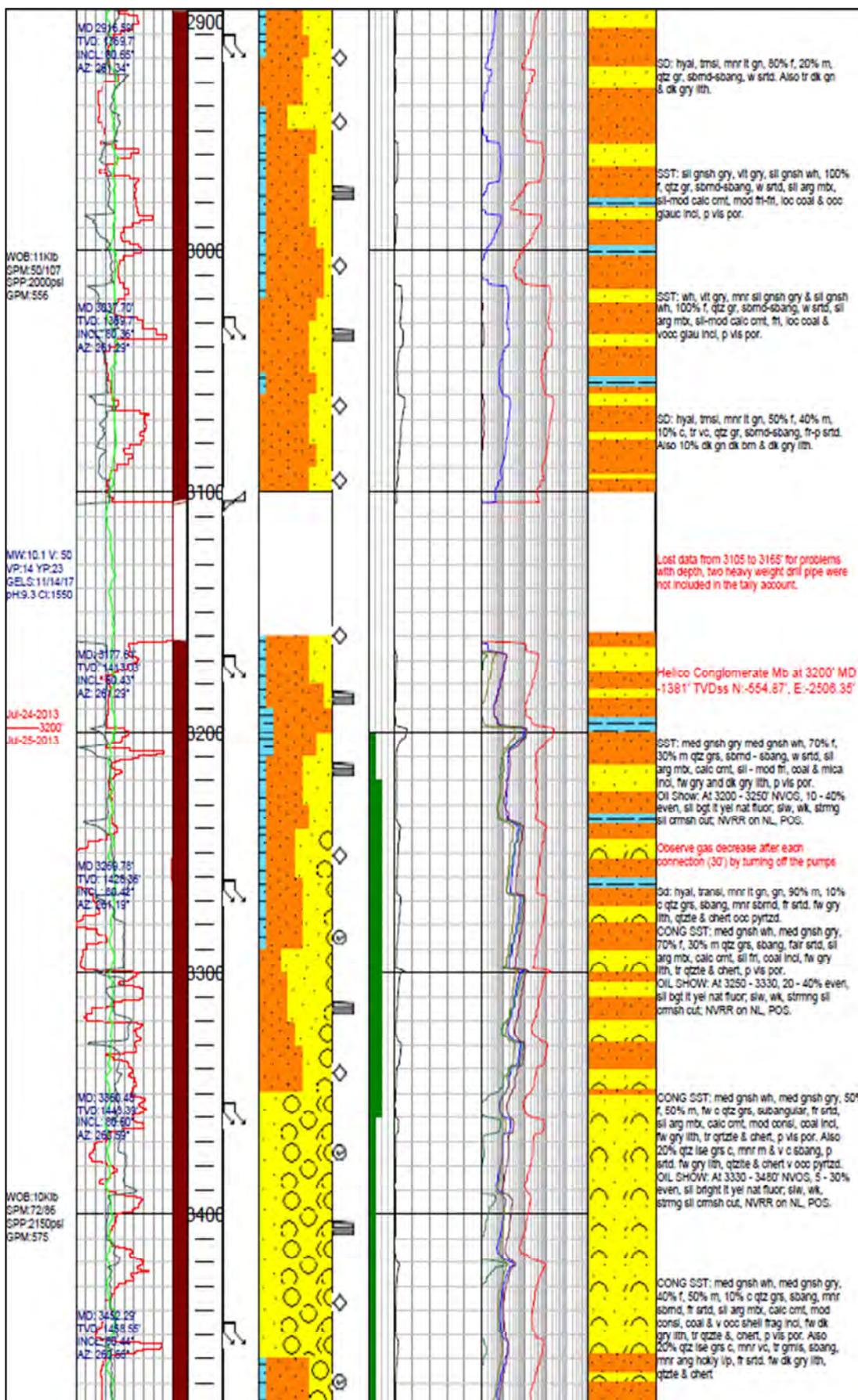


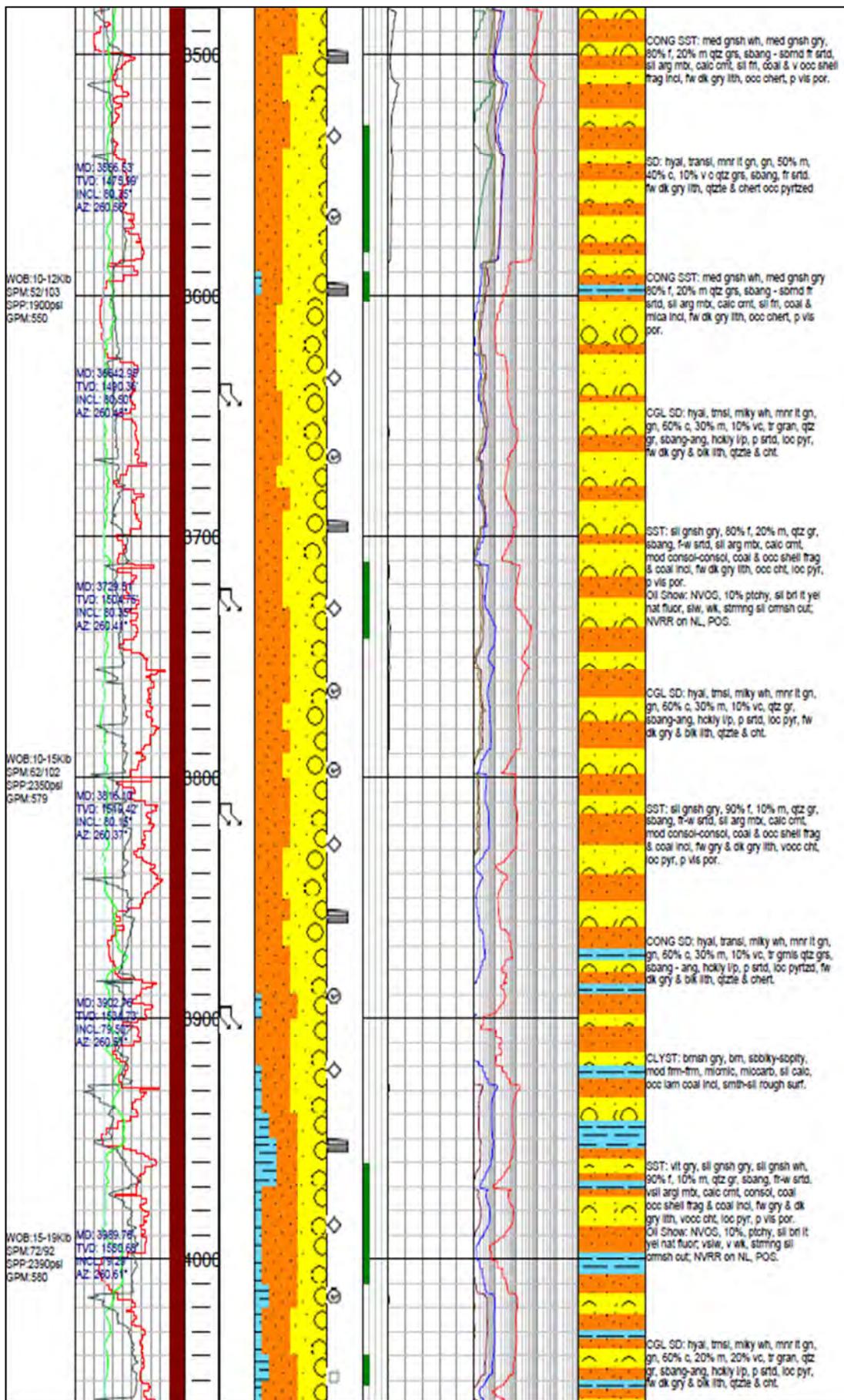
Fuente: Savia Perú

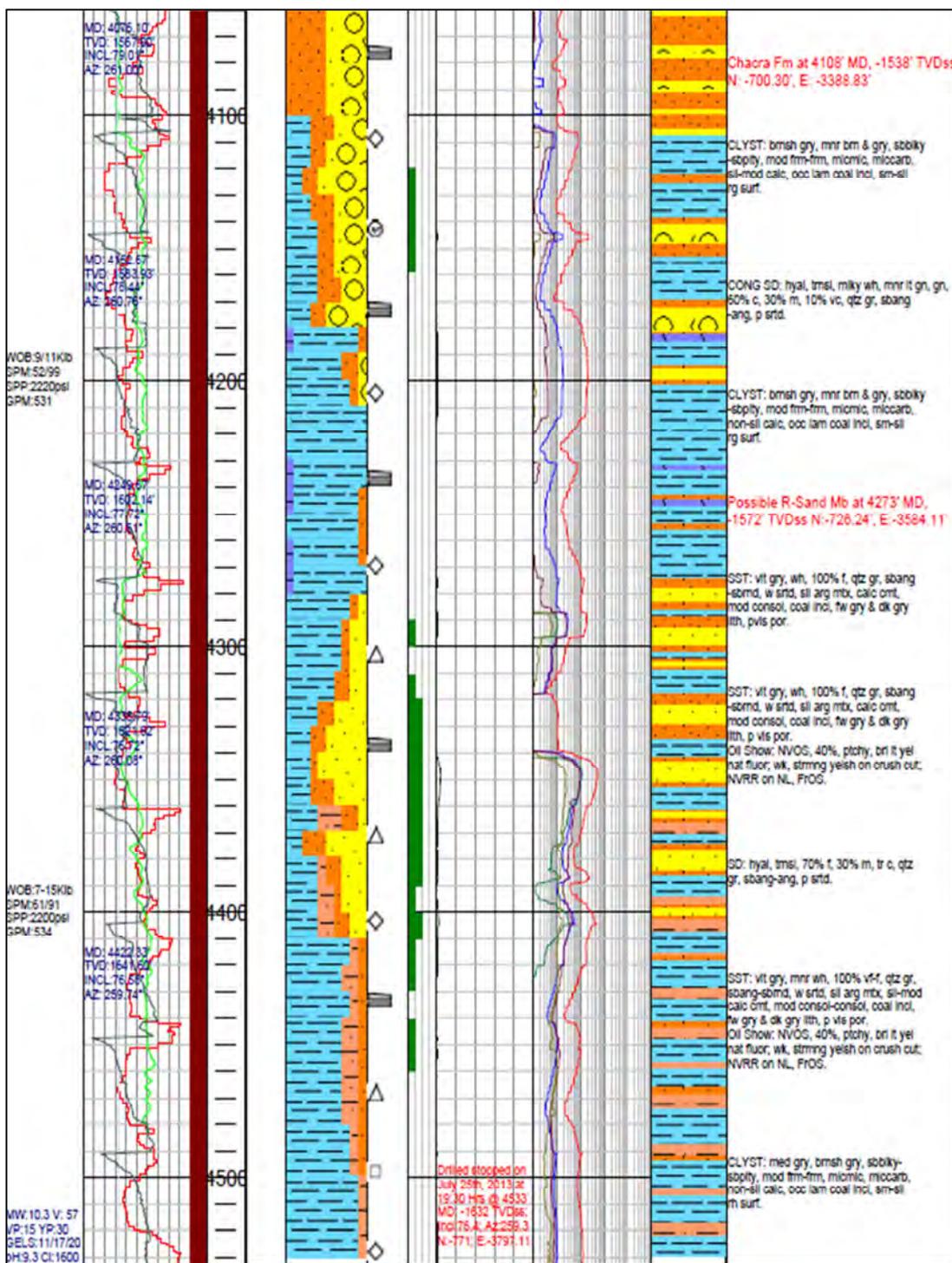
4.1-2_4 Registro litológico

A continuación se muestra el registro litológico del pozo NP MONTE – 1D, en el que se evidencia la arenisca conglomerádica a lo largo de la formación Hélico.

Log Interval DEPTH : Surface to 4533 ft DATE : 07/14/2013 to 07/25/2013 SCALE : 1/600		Casing Data 13 3/8" CASING SHOE at 157 ft 9 5/8" CASING SHOE AT 2623 ft		WELL AND RIG DATA WELL : NORTE PTA MONTE-1D FIELD : Lobitos REGION : Grau COUNTRY : Perú COORDINATES : N 9°510,426.45 m. E 470,554.03 m. SPUD DATE : July 14th, 2013 LOGGING UNIT : 103 ft		
Mud Type SPUD MUD FROM SURFACE TO 160 FT WBAC FROM 160 FT TO 4533 FT		Hole Data 17" from Surface to 160 ft 12 1/4" from 160 to 2626 ft 8 1/2" from 2626 to 4533 ft				
Mineral Bentonite Glauconite Mollusc Calcite Gypsum Ox. Fe Coal Kaolinite Pyrite Dolomite Mica Shell frag Gastropod Microfoss Slickenside			Engineering Bit Trip Short Trip Casing Shoe Survey Side Wall Core		Oil Show TR - 10% 20% - 40% 50% - 70% >70% J. Ortiz V. Vargas	
Lithology Anhydrite Intrusive Schist Argillite Limestone Shale Chert Phyllite Siltstone Claystone Quartz Slate Coal Quartzite Volcanic Conglomerate Sand Volcanic Breccia Dolomite Sandstone			MAIN STRUCTURAL - FORMACION HELICO 			
MASTER LOG (MD) 1:600						
Company : SAVIA PERU		Well: NORTE PTA MONTE-1D		Location: Lobitos		
Spud: 07/14/2013						
Comment	ROP Avg 400 ft/hr 0	Depth 0 150	Core/ SWC	Percentage Lithology	Hydrocarbons units 200	Interpreted Lithology
	Gamma Avg 0 150					







4.1-3 Interpretación Petrofísica

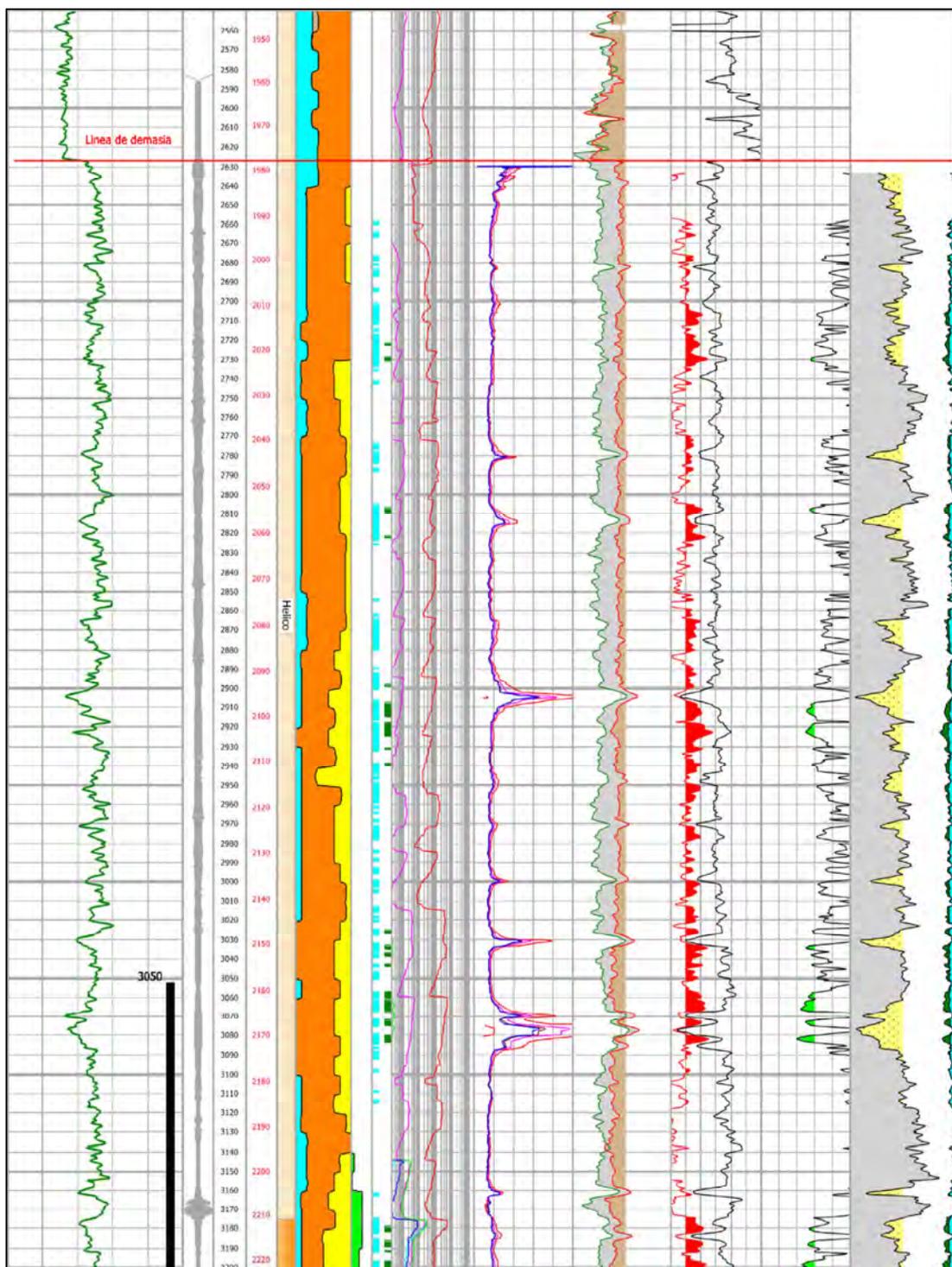
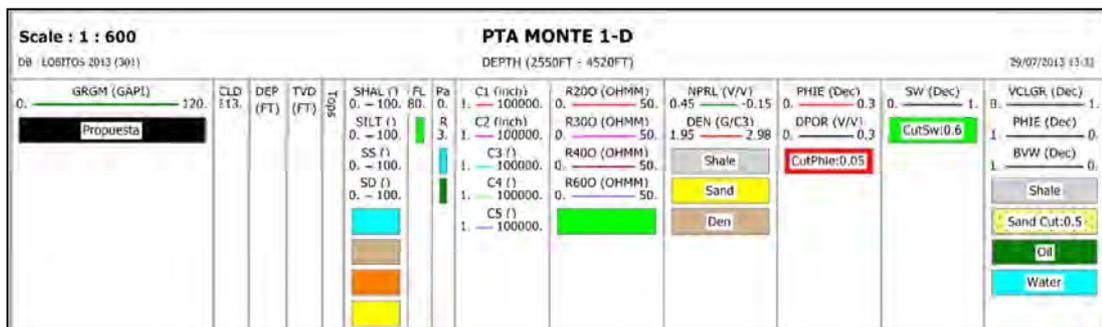
Del análisis de interpretación petrofísica se aprecian 4 intervalos con presencia de arena limpia, tendencia de resistividad marcada y presencia de fluorescencia que atribuye la presencia de hidrocarburos. Sin embargo se puede también apreciar presencia de agua junto al *track* de fluorescencia

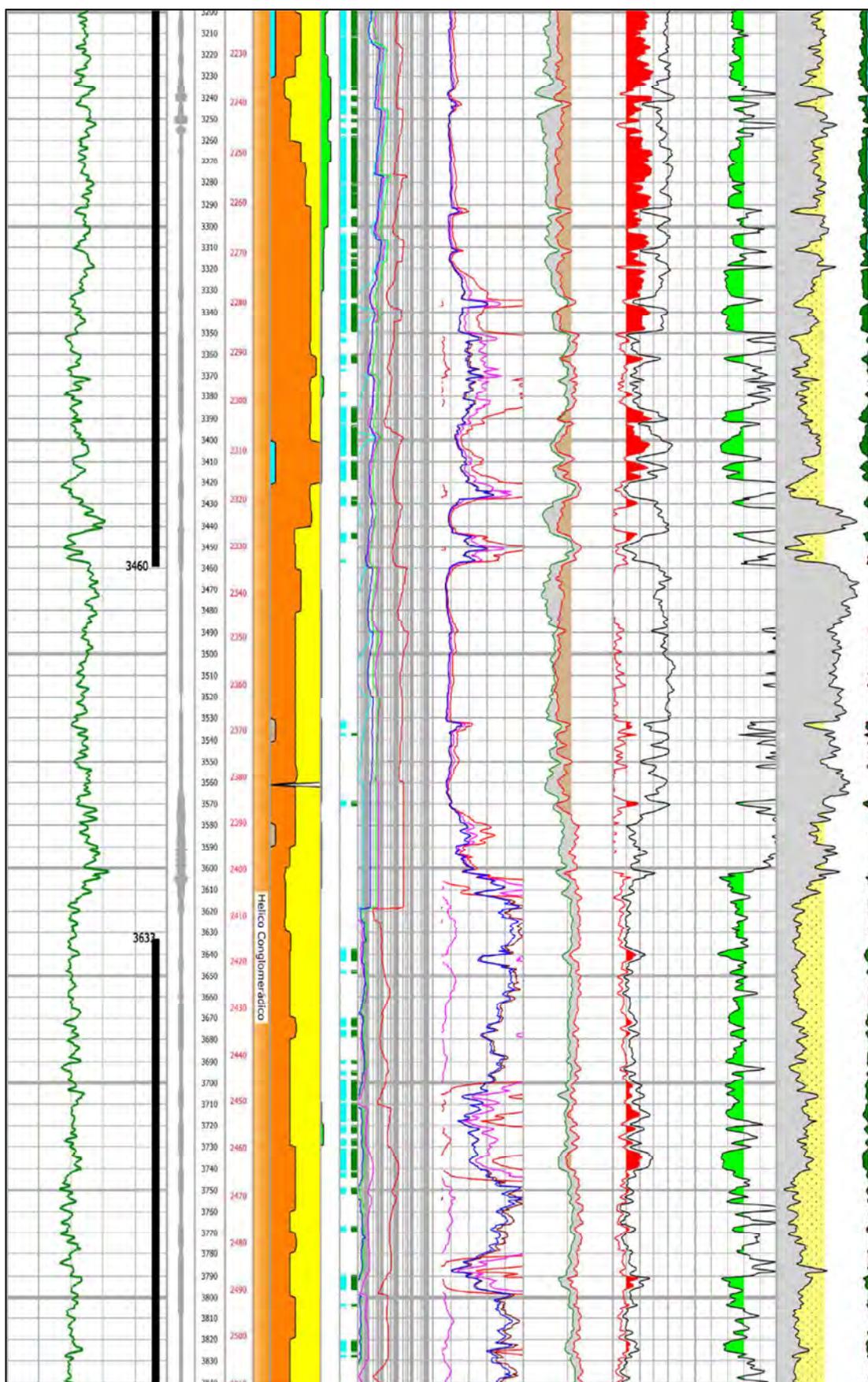
que indica una distribución de saturación de agua a lo largo de la arena reservorio Hélico. Para efectos de completación del pozo se denominan del intervalo más profundo al somero resaltados en barras de negro como etapa 1 (<4275'-4350'>, etapa 2 <3950'-4105'>, etapa 3 <3633'-3850'> y etapa 4 <3050'-3460'> correspondiendo la etapa 1 a la formación R-Sand y las 3 superiores a la formación Hélico. A continuación se muestra una tabla resumen con los valores de caracterización petrofísica promedio.

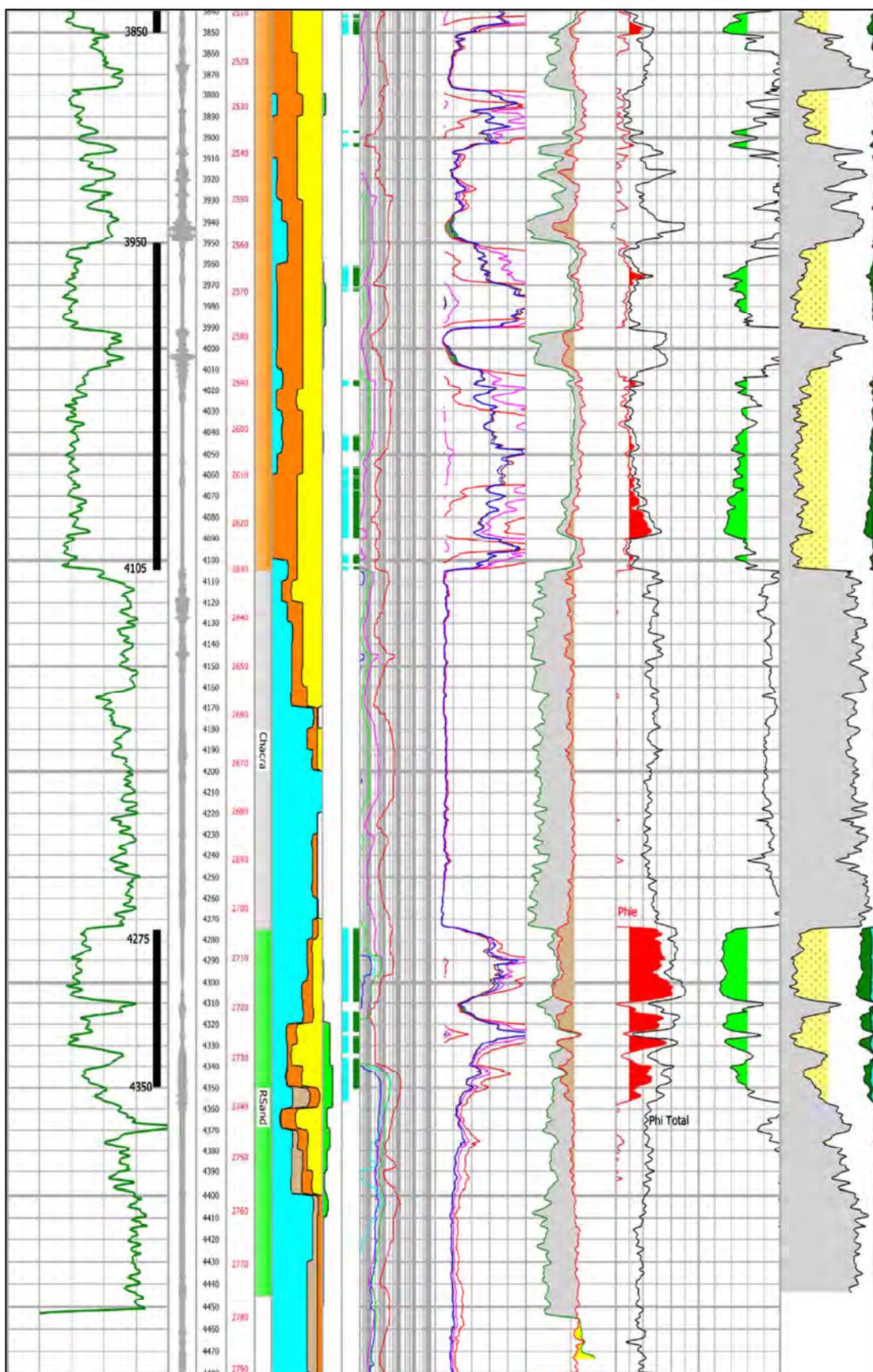
TABLA 4.1 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA, POZO NP MONTE-1D

Petrophysical Zone Averages Report													
Net Sand Summary													
Zn Zone Name #	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vel Azi	Phi*H TVD	PhiSo*H TVD			
1 Helico	1180.00	4108.00	2928.00	\$8542.50	0.185	0.085	0.538	0.357	20.13	9.29			
	1150.88	2666.50	1515.50	\$2336.15	0.156								
2 RSand	4275.00	4445.00	170.00	\$871.25	0.419								
	2739.25	2810.85	71.60	\$830.32	0.424	0.139	0.369	0.246	4.21	2.66			
All Zones	1180.00	4445.00	3098.00	\$8613.75	0.198	0.091	0.509	0.345	24.34	11.95			
	1150.88	2810.85	1587.10	266.47	0.168								
Net Pay Summary													
Zn Zone Name #	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vel Azi	Phi*H TVD	PhiSo*H TVD			
1 Helico	1180.00	4108.00	2928.00	\$2341.00	0.116								
	1150.88	2666.50	1515.50	\$150.20	0.099	0.092	0.453	0.340	13.87	7.59			
2 RSand	4275.00	4445.00	170.00	\$864.75	0.381								
	2739.25	2810.85	71.60	\$827.58	0.385	0.145	0.354	0.231	4.01	2.59			
All Zones	1180.00	4445.00	3098.00	\$8405.75	0.131	0.112	0.101	0.431	17.88	10.17			
	1150.88	2810.85	1587.10	177.78									
Cutoffs Used													
Zn Zone Name #	Top TVD	Bottom TVD	Min. Height	Phi INT1:PHIE	Sw INT1:SW	Vcl INT1:VCLGR							
Net Sand													
1 Helico	1180.00	4108.00	0	>= 0.05		<= 0.5							
2 RSand	4275.00	4445.00	0	>= 0.05		<= 0.5							
Net Pay													
1 Helico	1180.00	4108.00	0	>= 0.05	<= 0.6	<= 0.5							
2 RSand	4275.00	4445.00	0	>= 0.05	<= 0.6	<= 0.5							

TVD / TVI depth curve name : TVD Units : ft
 Depth Units : ft
 \$\$ indicates missing or null data in the zone.

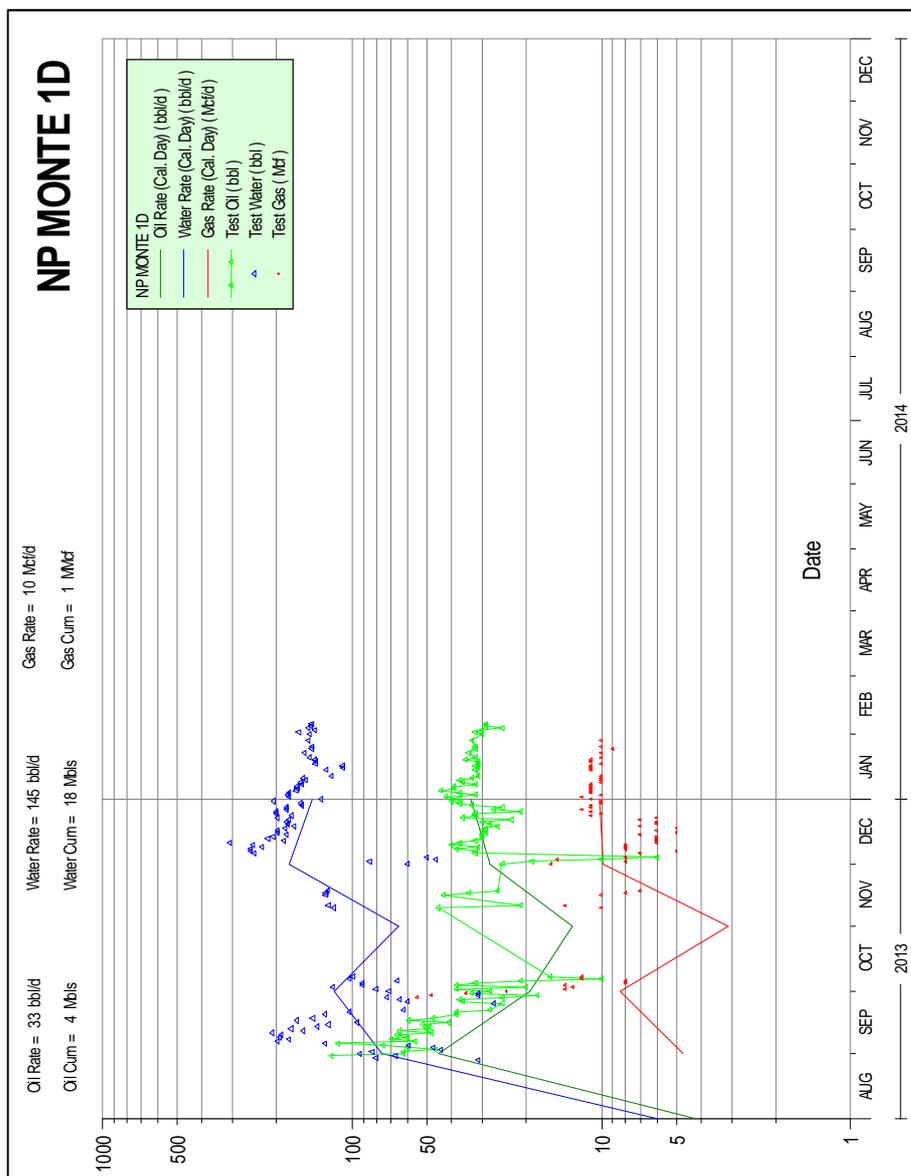






4.1-4 Comportamiento Productivo

En cuanto a la producción del pozo se aprecia una producción inicial de 188 BF (121 BO y 67 BW). A los 6 meses desde la completación del pozo se aprecia una producción sostenida de 178 BF (33 BO y 145 BW). Cabe recalcar que el pozo fue equipado con sistema de levantamiento artificial de tipo Jet Claw Pump (sistema hidráulico) como parte de su completación. El alto corte de producción de agua (BSW >80%) se atribuye a una zona de alta saturación de agua comparado a los pozos de Punta FOLCHE (BSW promedio de 3%, formación Hélico).



Fuente: Savia Perú

4.2 Diseño de programa de fracturamiento

4.2-1 Consideraciones de diseño

4.1-1_1 Información de yacimiento

Yacimiento: Hélico / R-Sand

Presión (estimado): 420 psi

Temperatura: 100 °F

K: 1-2 mD

Porosidad: 10%

Uo: 1 cp

Co: 8.07 E-06

Densidad de tiros: 3 spf

Diámetro de perforados: 0.4"

Módulo de Young (tomados de pozo offset FOLCHE-5D, Fm Hélico)

AL: 3.600E+06

AM: 3.100E+06

AS: 2.400E+06

L: 1.800E+06

4.2-1_2 Datos de completación

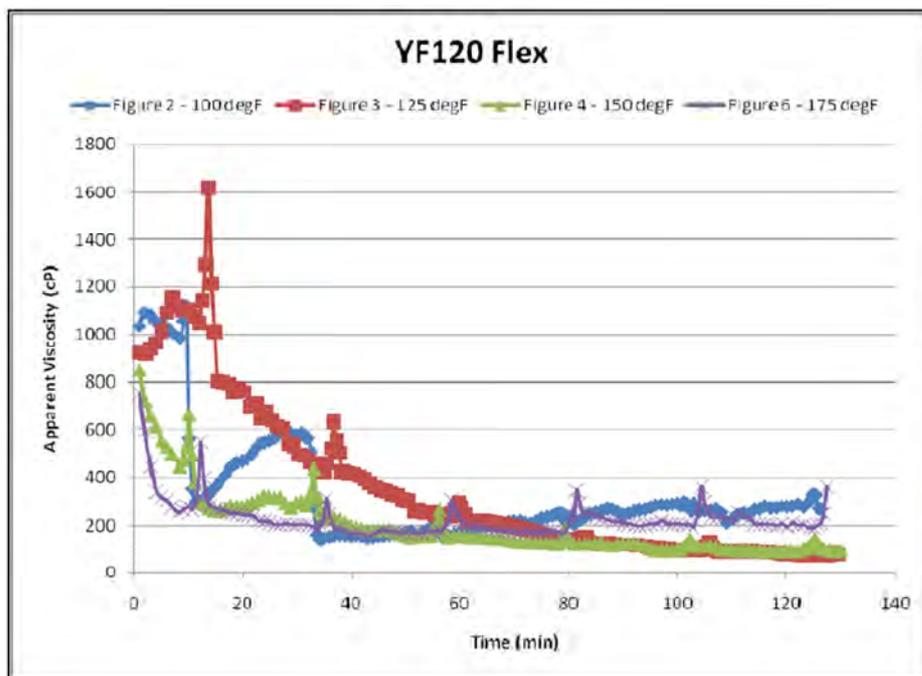
CASING						
OD	ID	GRADE	Weight (PPF)	THREAD	TOP	DEPTH (ft)
13 3/8"	12.63	N-80	54.5	BTC	34	158
9 5/8"	8.76	N-80	43.5	BTC	32	2623
5 1/2"	4.892	N-80	17.0	BTC	32	4521

4.2-1_3 Selección de fluidos

YF100Flex – Robusto gel de fractura con polímero de alto rendimiento y activador base doble borato

Los fluidos pertenecientes a la serie YF100Flex (Schlumberger) corresponden a la última generación de fluidos poliméricos compuesto de un polímero refinado de alto rendimiento y un activador base doble borato que le confiere una estabilidad excepcional en su reología. Cuyas principales características son los siguientes: simple formulación que permite obtener

fluido altamente estable, rápida recuperación al esfuerzo de corte, activación inmediata, estabilidad al usar mezclas de agua fresca/agua de formación y altas reologías con menores cargas poliméricas.



En la figura anterior se puede observar reologías a sistema YF120Flex (20lb/1Kgal) a diferentes temperaturas donde se aprecia el fluido (en este caso YF120Flex) presenta un comportamiento estable para todo el rango de temperaturas probado (100-150 °F).

4.2-1_4 Equipo de fractura empleado

Unidad de bombeo: SPS 343 (2200 HHP), SPS 343 (1800 HHP) y SPS 342 (1000 HHP).

Equipo de mezcla blender: PODSTREAK.

Arenero: 2 areneros de 1200 ft³, capacidad total.

4.2-2 Programa de bombeo (estrategia)

EL programa de bombeo del tratamiento de fracturamiento hidráulico para el pozo NP MONTE-1D fue diseñado para 4 etapas (*shot/frac*).

Etapa 1 (R-Sand)

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
4292.0	1610.6	4302.0	1612.9	3.00	30	0.32
4320.0	1617.0	4330.0	1619.3	3.00	30	0.32
4340.0	1621.6	4350.0	1623.9	3.00	30	0.32

Fracture Planes					
Active	MD (ft)	TVD (ft)	Well Azimuth (deg)	Frac Plane Azimuth (deg)	Well/Frac Plane Angle (deg)
Yes	4297.0	1611.8	260.3	350.3	-90.0
Yes	4325.0	1618.1	260.1	350.1	-90.0
Yes	4345.0	1622.7	260.0	350.0	-90.0

Job Description						
Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	20.0	YF120 – Flex	5040	20.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	1370	20.0	Jordan Unimin 16/30	1.0
2.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	1878	20.0	Jordan Unimin 16/30	2.0
3.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	2632	20.0	Jordan Unimin 16/30	3.0
4.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	2585	20.0	Jordan Unimin 16/30	4.0
5.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	3303	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
TAIL IN	20.0	YF120 – Flex	456	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
FLUSH	20.0	WF120	4191	20.0		0.0

Fluid Totals		
17265 gal	of	YF1120
4191 gal	of	WF120

Proppant Totals		
20600 lb	of	Jordan Unimin 16/30

Job Execution									
Step Name	Step Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Step Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Step Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Step Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	5040	5040	120.0	120.0	0	0	1249	6.0	6.0
1.0 PPA	1370	6410	33.3	153.3	670	670	1178	1.7	7.7
2.0 PPA	1878	8288	46.7	200.0	1797	2467	1104	2.3	10.0
3.0 PPA	2632	10920	66.7	266.7	3697	6163	1039	3.3	13.3
4.0 PPA	2585	13505	66.7	333.3	4740	10903	999	3.3	16.7
5.0 PPA	3303	16809	86.7	420.0	7417	18320	976	4.3	21.0
TAIL IN	456	17265	13.3	433.3	2282	20603	966	0.7	21.7
FLUSH	4191	21456	99.8	533.1	0	20603	989	5.0	26.7

Etapa 2 (Hélico)

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
3978.0	1547.5	3979.0	1547.7	3.00	3	0.40
3982.0	1548.3	3983.0	1548.5	3.00	3	0.40
4042.0	1559.5	4043.0	1559.7	3.00	3	0.40
4046.0	1560.3	4047.0	1560.4	3.00	3	0.40
4066.0	1564.0	4067.0	1564.2	3.00	3	0.40
4070.0	1564.8	4071.0	1565.0	3.00	3	0.40
4094.0	1569.4	4095.0	1569.6	3.00	3	0.40
4098.0	1570.2	4099.0	1570.4	3.00	3	0.40

Fracture Planes					
Active	MD (ft)	TVD (ft)	Well Azimuth (deg)	Frac Plane Azimuth (deg)	Well/Frac Plane Angle (deg)
Yes	3978.5	1547.6	260.6	350.6	-90.0
Yes	3982.5	1548.4	260.6	350.6	-90.0
Yes	4042.5	1559.6	260.8	350.8	-90.0
Yes	4046.5	1560.3	260.9	350.9	-90.0
Yes	4066.5	1564.1	261.0	351.0	-90.0

Job Description						
Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	20.0	YF120	5040	20.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF120	1370	20.0	Jordan Unimin 16/30	1.0
2.0 PPA	20.0	YF120	1878	20.0	Jordan Unimin 16/30	2.0
3.0 PPA	20.0	YF120	2632	20.0	Jordan Unimin 16/30	3.0
4.0 PPA	20.0	YF120	3102	20.0	Jordan Unimin 16/30	4.0
5.0 PPA	20.0	YF120	2795	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
TAIL IN	20.0	YF120	456	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
FLUSH	20.0	WF120	3884	20.0		0.0

Fluid Totals		
17274 gal	of	YF120
3884 gal	of	WF120

Proppant Totals		
20400 lb	of	Jordan Unimin 16/30

Job Execution									
Step Name	Step Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Step Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Step Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Step Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	5040	5040	120.0	120.0	0	0	1597	6.0	6.0
1.0 PPA	1370	6410	33.3	153.3	670	670	1542	1.7	7.7
2.0 PPA	1878	8288	46.7	200.0	1797	2467	1485	2.3	10.0
3.0 PPA	2632	10920	66.7	266.7	3697	6163	1461	3.3	13.3
4.0 PPA	3102	14022	80.0	346.7	5688	11851	1444	4.0	17.3
5.0 PPA	2795	16818	73.3	420.0	6276	18127	1456	3.7	21.0
TAIL IN	456	17274	13.3	433.3	2282	20410	1484	0.7	21.7
FLUSH	3884	21158	92.5	525.8	0	20410	1573	4.6	26.3

Etapa 3 (Hélico)

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
3670.0	1493.8	3671.0	1494.0	3.00	3	0.40
3674.0	1494.5	3675.0	1494.6	3.00	3	0.40
3734.0	1504.5	3735.0	1504.7	3.00	3	0.40
3738.0	1505.2	3739.0	1505.3	3.00	3	0.40
3796.0	1515.0	3797.0	1515.1	3.00	3	0.40
3800.0	1515.6	3801.0	1515.8	3.00	3	0.40
3840.0	1522.5	3841.0	1522.7	3.00	3	0.40
3844.0	1523.2	3845.0	1523.4	3.00	3	0.40

Fracture Planes					
Active	MD (ft)	TVD (ft)	Well Azimuth (deg)	Frac Plane Azimuth (deg)	Well/Frac Plane Angle (deg)
Yes	3670.5	1493.9	260.5	350.5	-90.0
Yes	3674.5	1494.6	260.5	350.5	-90.0
Yes	3734.5	1504.6	260.4	350.4	-90.0
Yes	3738.5	1505.2	260.4	350.4	-90.0
Yes	3796.5	1515.0	260.4	350.4	-90.0

Job Description						
Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	20.0	YF120-Flex	5040	20.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF120-Flex	1370	20.0	Jordan Unimin 16/30	1.0
2.0 PPA	20.0	YF120-Flex	1878	20.0	Jordan Unimin 16/30	2.0
3.0 PPA	20.0	YF120-Flex	2632	20.0	Jordan Unimin 16/30	3.0
4.0 PPA	20.0	YF120-Flex	2585	20.0	Jordan Unimin 16/30	4.0
5.0 PPA	20.0	YF120-Flex	3303	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
TAIL IN	20.0	YF120-Flex	456	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
FLUSH	20.0	WF120	3583	20.0		0.0

Fluid Totals		
17265 gal	of	YF120-Flex
3583 gal	of	WF120

Proppant Totals		
20600 lb	of	Jordan Unimin 16/30

Job Execution									
Step Name	Step Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Step Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Step Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Step Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	5040	5040	120.0	120.0	0	0	1555	6.0	6.0
1.0 PPA	1370	6410	33.3	153.3	670	670	1473	1.7	7.7
2.0 PPA	1878	8288	46.7	200.0	1797	2467	1416	2.3	10.0
3.0 PPA	2632	10920	66.7	266.7	3697	6163	1399	3.3	13.3
4.0 PPA	2585	13505	66.7	333.3	4740	10903	1381	3.3	16.7
5.0 PPA	3303	16809	86.7	420.0	7417	18320	1347	4.3	21.0
TAIL IN	456	17265	13.3	433.3	2282	20603	1353	0.7	21.7
FLUSH	3583	20849	85.3	518.7	0	20603	1411	4.3	25.9

Etapa 4 (Hélico)

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
3226.0	1420.0	3227.0	1420.2	3.00	3	0.40
3230.0	1420.7	3231.0	1420.9	3.00	3	0.40
3286.0	1430.0	3287.0	1430.2	3.00	3	0.40
3290.0	1430.7	3291.0	1430.9	3.00	3	0.40
3340.0	1439.0	3341.0	1439.1	3.00	3	0.40
3344.0	1439.6	3345.0	1439.8	3.00	3	0.40
3416.0	1451.5	3417.0	1451.7	3.00	3	0.40
3420.0	1452.2	3421.0	1452.4	3.00	3	0.40

Fracture Planes					
Active	MD (ft)	TVD (ft)	Well Azimuth (deg)	Frac Plane Azimuth (deg)	Well/Frac Plane Angle (deg)
Yes	3226.5	1420.1	261.2	351.2	-90.0
Yes	3230.5	1420.8	261.2	351.2	-90.0
Yes	3286.5	1430.1	261.1	351.1	-90.0
Yes	3290.5	1430.8	261.1	351.1	-90.0
Yes	3340.5	1439.1	260.7	350.7	-90.0

Job Description						
Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	20.0	YF120-Flex	5040	20.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF120-Flex	1370	20.0	Jordan Unimin 16/30	1.0
2.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	1878	20.0	Jordan Unimin 16/30	2.0
3.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	2632	20.0	Jordan Unimin 16/30	3.0
4.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	2585	20.0	Jordan Unimin 16/30	4.0
5.0 PPA	20.0	YF120 – Flex	3303	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
TAIL IN	20.0	YF120 – Flex	456	20.0	Jordan Unimin 16/30	5.0
FLUSH	20.0	WF120	3150	20.0		0.0

Fluid Totals		
17265 gal	of	YF120
3150 gal	of	WF120

Proppant Totals		
20600 lb	of	Jordan Unimin 16/30

Job Execution									
Step Name	Step Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Step Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Step Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Step Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	5040	5040	120.0	120.0	0	0	1549	6.0	6.0
1.0 PPA	1370	6410	33.3	153.3	670	670	1486	1.7	7.7
2.0 PPA	1878	8288	46.7	200.0	1797	2467	1444	2.3	10.0
3.0 PPA	2632	10920	66.7	266.7	3697	6163	1429	3.3	13.3
4.0 PPA	2585	13505	66.7	333.3	4740	10903	1399	3.3	16.7
5.0 PPA	3303	16809	86.7	420.0	7417	18320	1349	4.3	21.0
TAIL IN	456	17265	13.3	433.3	2282	20603	1316	0.7	21.7
FLUSH	3150	20415	75.0	508.3	0	20603	1314	3.7	25.4

4.3 Simulación del diseño de fractura

Para la simulación se emplea un pseudo modelo 3-D de multicapas (*software* FracCade). Así mismo por ser un pozo casi horizontal (ángulo de 85°) y no tener la certeza de dirección de las fracturas se consideran un caso hipotético en el que se crearan planos transversales a la trayectoria del pozo. Por lo que en cada etapa se simulan los parámetros de fractura de cada plano. Para efectos de la presente tesis solo se mostraran en detalle

los resultados completos de la simulación de los 5 planos de la tercera etapa, del pozo NP MONTE-1D, puesto que la simulación completa comprende 4 etapas con un total de 18 planos de fractura de los cuales se mostrarán sólo un resumen. Cabe indicar que se escoge la tercera etapa por presentar una arena más limpia y homogénea y corresponder al cuerpo Hélico haciéndola más representativa a diferencia de la primera que corresponde a R-Sand y las otras que presentan cuerpos relativamente más sucios (mayor contenido de arcillas).

Por último para efectos comparativos se muestra un resumen de las simulaciones de los pozos NP MONTE-2D y NP MONTE-3D. El primero para un tratamiento por pulsos de arena y fluido limpio y el segundo para ambos un tratamiento por pulsos y con técnica de fractura convencional.

Etapa 3 (pozo NP MONTE-1D)

Plano 1

Fracture Plane 1 MD.....3674.5 ft
 Initial Fracture Top TVD..... 1494.4 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 1494.8 ft

Propped Fracture Half-Length..... 77.3 ft
 EOJ Hyd Height at Well..... 85.3 ft
 Average Gel Fluid Retained Factor..... 1.00
 Net Pressure..... 564 psi
 Efficiency..... 0.517
 HiWAY Conductivity..... 7060 md.ft
 HiWAY Fcd..... 45.7
 HiWAY Channeled Length..... 64.5 ft
 Max Surface Pressure..... 2507 psi

Simulation Results by Fracture Segment				
From (ft)	To (ft)	Propped Width (in)	Fracture Conductivity (md.ft)	Open Channels?
0.0	25.2	0.120	5676	TAIL-IN
25.2	48.2	0.120	768753	YES
48.2	56.1	0.119	748036	YES
56.1	64.5	0.042	22243	YES
64.5	77.3	0.009	405	TIP

Plano 2

Fracture Plane 2 MD.....3676.5 ft
 Initial Fracture Top TVD.....1494.4 ft
 Initial Fracture Bottom TVD.....1494.8 ft

Propped Fracture Half-Length.....77.5 ft
 EOJ Hyd Height at Well.....85.1 ft
 Average Gel Fluid Retained Factor.....1.00
 Net Pressure.....564 psi
 Efficiency.....0.517
 HiWAY Conductivity.....6861 md.ft
 HiWAY Fcd.....44.3
 HiWAY Channeled Length.....64.1 ft
 Max Surface Pressure.....2507 psi

Simulation Results by Fracture Segment				
From (ft)	To (ft)	Propped Width (in)	Fracture Conductivity (md.ft)	Open Channels?
0.0	25.5	0.116	5602	TAIL-IN
25.5	48.4	0.121	775062	YES
48.4	56.2	0.121	808657	YES
56.2	64.1	0.042	24547	YES
64.1	77.5	0.008	397	TIP

Plano 3

Fracture Plane 3 MD.....3736.5 ft
 Initial Fracture Top TVD.....1504.8 ft
 Initial Fracture Bottom TVD.....1505.6 ft

Propped Fracture Half-Length.....77.6 ft
 EOJ Hyd Height at Well.....79.4 ft
 Average Gel Fluid Retained Factor.....1.00
 Net Pressure.....567 psi
 Efficiency.....0.515
 HiWAY Conductivity.....7230 md.ft
 HiWAY Fcd.....46.6
 HiWAY Channeled Length.....63.0 ft
 Max Surface Pressure.....2507 psi

Simulation Results by Fracture Segment				
From (ft)	To (ft)	Propped Width (in)	Fracture Conductivity (md.ft)	Open Channels?
0.0	24.3	0.120	6053	TAIL-IN
24.3	46.8	0.123	853573	YES
46.8	54.9	0.136	1217112	YES
54.9	63.0	0.066	123759	YES
63.0	77.6	0.009	411	TIP

Plano 4

Fracture Plane 4 MD.....3738.5 ft
 Initial Fracture Top TVD..... 1504.8 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 1505.6 ft

Propped Fracture Half-Length..... 77.6 ft
 EOJ Hyd Height at Well..... 79.4 ft
 Average Gel Fluid Retained Factor..... 1.00
 Net Pressure..... 567 psi
 Efficiency..... 0.514
 HiWAY Conductivity..... 7240 md.ft
 HiWAY Fcd..... 46.7
 HiWAY Channeled Length..... 63.0 ft
 Max Surface Pressure..... 2507 psi

Simulation Results by Fracture Segment				
From (ft)	To (ft)	Propped Width (in)	Fracture Conductivity (md.ft)	Open Channels?
0.0	24.2	0.120	6057	TAIL-IN
24.2	46.8	0.123	855382	YES
46.8	54.9	0.136	1216194	YES
54.9	63.0	0.067	124402	YES
63.0	77.6	0.009	412	TIP

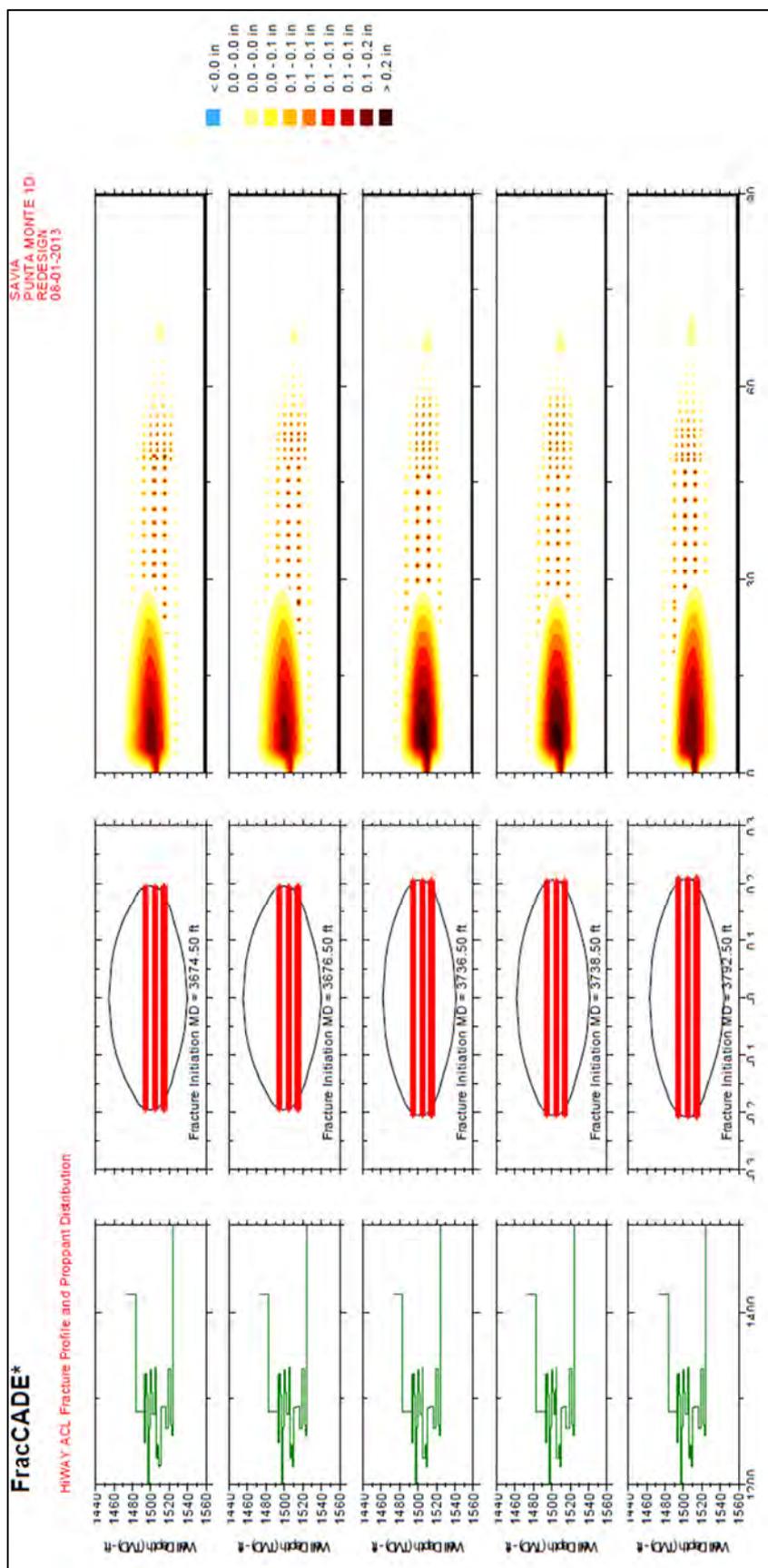
Plano 5

Fracture Plane 5 MD.....3792.5 ft
 Initial Fracture Top TVD..... 1512.8 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 1514.8 ft

Propped Fracture Half-Length..... 76.3 ft
 EOJ Hyd Height at Well..... 81.2 ft
 Average Gel Fluid Retained Factor..... 1.00
 Net Pressure..... 604 psi
 Efficiency..... 0.516
 HiWAY Conductivity..... 7537 md.ft
 HiWAY Fcd..... 49.4
 HiWAY Channeled Length..... 64.2 ft
 Max Surface Pressure..... 2507 psi

Simulation Results by Fracture Segment				
From (ft)	To (ft)	Propped Width (in)	Fracture Conductivity (md.ft)	Open Channels?
0.0	25.5	0.121	5672	TAIL-IN
25.5	47.8	0.123	888690	YES
47.8	55.4	0.123	919666	YES
55.4	64.2	0.046	33892	YES
64.2	76.3	0.009	412	TIP

Gráfica de 3ra etapa (5 planos)



Fuente: Savia Perú

**TABLA 4.2 RESUMEN DE SIMULACIÓN DE FRACTURA, POZO NP MONTE-1D
(4 ETAPAS-PULSOS)**

FRACTURE SIMULATION NP MONTE-1D - 4 STAGES																			
Parameter/Fracture Stage-Plane	Stage #1 (R-Sand)			Stage #2 (Helico)					Stage #3 (Helico)					Stage #4 (Helico)					Average
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Depth md (ft)	4297.0	4325.0	4345.0	3980.5	3982.5	4044.5	4046.5	4088.5	3674.5	3676.5	3736.5	3738.5	3792.5	3232.5	3275.5	3323.5	3325.5	3396.5	-
Initial Fracture Top TVD (ft)	1612.7	1617.4	1621.8	1547.0	1548.1	1558.9	1560.1	1565.6	1494.4	1494.4	1504.8	1504.8	1512.8	1421.0	1421.0	1431.0	1431.0	1444.4	-
Initial Fracture Bottom TVD (ft)	1614.2	1619.3	1623.6	1548.1	1548.8	1560.1	1560.8	1569.2	1494.8	1494.8	1505.6	1505.6	1514.8	1429.7	1429.7	1438.6	1438.6	1451.2	-
Propped Fracture Half-Length (ft)	181.5	157.3	196.2	83.9	83.8	78.7	78.4	76.7	77.3	77.5	77.6	77.6	76.3	131.3	131.4	129.2	129.1	141.6	110.3
EOI Hyd Height at Well (ft)	171.0	170.7	172.7	85.0	83.9	83.4	80.3	85.1	85.3	85.1	79.4	79.4	81.2	134.3	134.3	132.9	133.0	128.5	111.4
Average Gel Fluid Retained Factor	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.0
Net Pressure (psi)	394	377	342	682	705	652	680	621	564	564	567	567	604	205	206	190	190	348	469.9
Efficiency	0.642	0.639	0.675	0.520	0.519	0.527	0.523	0.530	0.517	0.517	0.515	0.514	0.516	0.654	0.654	0.651	0.651	0.621	0.6
HWay Conductivity mD.ft	6049	6145	5008	7671	7890	8256	8002	8703	7060	6861	7230	7240	7537	3599	3556	3436	3479	2867	6143.8
HWay Fcd	21.5	25.4	16.3	45.7	47.1	52.5	51.0	56.7	45.7	44.3	46.6	46.7	49.4	27.4	27.1	26.6	27.0	20.2	37.6
HWay Channelled Length (ft)	167.0	147.4	159.4	68.7	68.3	71.2	70.9	70.3	64.5	64.1	63.0	63.0	64.2	120.2	120.2	118.1	118.1	130.0	97.1
Max Surface Pressure (psi)	1333	1333	1333	2400	2400	2400	2400	2400	2507	2507	2507	2507	2507	2306	2306	2306	2306	2306	2225.8

Fuente: *Elaboración propia*

TABLA 4.3 RESUMEN DE SIMULACIÓN POZO NP MONTE-2D (2 ETAPAS-PULSOS)

FRACTURE SIMULATION NP MONTE-2D - 2 STAGES							
Parameter/Fracture Stage-Plane	Stage #2 (R-Sand)			Stage # 3 (Helico)			Average
	1	2	3	4	5	6	
	Plane1	Plane2	Plane3	Plane1	Plane2	Plane3	
Depth md (ft)	3699.0	3745.0	3780.0	3470.0	3525.0	3555.0	-
Initial Fracture Top TVD (ft)	1498.0	1505.3	1515.5	1456.5	1466.5	1471.9	-
Initial Fracture Bottom TVD (ft)	1500.8	1507.7	1518.8	1458.7	1468.7	1474.5	-
Propped Fracture Half-Length (ft)	159.0	82.1	134.2	207.7	280.2	349.3	202.1
EOJ Hyd Height at Well (ft)	251.4	114.4	192.2	40.7	89.4	23.9	118.7
Average Gel Fluid Retained Factor	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.0
Net Pressure (psi)	117	233	208	383	357	378	279.3
Efficiency	0.821	0.523	0.737	0.622	0.713	0.431	0.6
HiWay Conductivity mD.ft	2671	2687	2078	13076	1577	4286	4395.8
HiWay Fcd	16.8	32.7	15.5	62.9	5.6	12.3	24.3
HiWay Channeled Length (ft)	149.8	76.6	128.9	157.4	274.5	338.9	187.7
Max Surface Pressure (psi)	1262	1262	1262	1177	1177	1177	1219.5

Fuente: *Elaboración propia*

TABLA 4.4 RESUMEN DE SIMULACIÓN POZO NP MONTE-3D (2 ETAPAS-PULSOS)

FRACTURE SIMULATION NP MONTE-3D - 2 STAGES											
Parameter/Fracture Stage-Plane	Stage # 2 (Helico)					Stage # 3 (Helico)					Average
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	Plane 1	Plane 2	Plane 3	Plane 4	Plane 5	Plane 1	Plane 2	Plane 3	Plane 4	Plane 5	
Depth md (ft)	4240.5	4242.5	4244.5	4247.5	4248.5	3957.5	3991.5	4016.5	4040.5	4054.5	4128.4
Initial Fracture Top TVD (ft)	1581.2	1581.5	1581.5	1586.3	1587.8	1537.0	1542.2	1546.4	1550.5	1552.5	1564.7
Initial Fracture Bottom TVD (ft)	1581.5	1582.4	1582.4	1586.5	1588.4	1538.9	1542.6	1546.8	1551.4	1553.9	1565.5
Propped Fracture Half-Length (ft)	189.8	188.1	191.0	192.1	178.0	135.3	123.7	140.6	127.2	131.5	159.7
EOJ Hyd Height at Well (ft)	130.9	131.2	130.8	127.2	130.8	111.6	119.0	111.2	117.0	116.5	122.6
Average Gel Fluid Retained Factor	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.0
Net Pressure (psi)	387	404	404	430	433	351	176	416	220	243	346.4
Efficiency	0.784	0.780	0.776	0.770	0.778	0.581	0.632	0.582	0.620	0.615	0.7
HiWay Conductivity mD.ft	3742	3225	3208	2954	3154	3424	3521	3442	3575	3285	3353.0
HiWay Fcd	9.9	8.6	8.4	7.7	8.9	18.8	21.1	18.2	20.9	18.6	14.1
HiWay Channeled Length (ft)	155.4	157.6	163.4	159.0	144.2	128.5	112.4	127.6	115.2	117.8	138.1
Max Surface Pressure (psi)	1932	1932	1932	1932	1932	3803	3803	3803	3803	3803	2867.5

Fuente: *Elaboración propia*

TABLA 4.5 RESUMEN DE SIMULACIÓN POZO NP MONTE-3D (2 ETAPAS-CONVENCIONAL)

FRACTURE SIMULATION NP MONTE-3D - 2 STAGES											
Parameter/Fracture Stage-Plane Fuente: <i>Elaboración propia</i>	Stage # 1 (Helico)					Stage # 2 (Helico)					Average
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	Plane 1	Plane 2	Plane 3	Plane 4	Plane 5	Plane 1	Plane 2	Plane 3	Plane 4	Plane 5	
Depth md (ft)	4240.5	4242.5	4244.5	4272.5	4284.5	3957.5	3991.5	4016.5	4040.5	4054.5	4134.5
Initial Fracture Top TVD (ft)	1581.2	1581.5	1581.5	1586.3	1587.8	1537.0	1542.2	1546.4	1550.5	1552.5	1564.7
Initial Fracture Bottom TVD (ft)	1581.5	1582.4	1582.4	1586.5	1588.4	1538.9	1542.6	1546.8	1551.4	1553.9	1565.5
Propped Fracture Half-Length (ft)	189.8	188.1	191.0	192.1	178.0	137.1	122.3	136.0	124.6	129.3	158.8
EOJ Hyd Height at Well (ft)	130.9	131.2	130.8	127.2	130.8	110.0	118.5	108.7	115.4	114.3	121.8
Average Propped Width (in)	0.021	0.021	0.020	0.023	0.022	0.029	0.028	0.030	0.028	0.027	0.0
Average Gel Concentration (lb/mgal)	955.2	930.1	880.0	891.1	1042.6	535.0	880.1	750.9	822.5	823.5	851.1
Average Gel Fluid Retained Factor	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.0
Net Pressure (psi)	387	404	404	430	433	346	175	422	220	243	346.4
Efficiency	0.784	0.780	0.776	0.770	0.778	0.571	0.643	0.579	0.622	0.613	0.7
Effective Conductivity mD.ft	2761	2765	2795	2460	2572	2689	2821	2763	3016	2722	2736.4
Effective Fcd	7.3	7.3	7.3	6.4	7.2	14.6	17.1	15.2	18.0	15.6	11.6
Max Surface Pressure (psi)	1932	1932	1932	1932	1932	3803	3803	3803	3803	3803	2867.5
Total Fluid Volumen (gal)	3446	3443	3446	3421	3464	3151	3152	3147	3151	3150	3297.1
Total Proppant Mass (lb)	8070	8061	8071	8041	8077	6592	6598	6588	6597	6596	7329.1
Maximum Proppant Concentration (PPA)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5.0

Fuente: *Elaboración propia*

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

5.1 Parámetros registrados durante tratamiento

A continuación se muestra un resumen de los parámetros registrados durante el tratamiento de los 3 pozos perforados y completados en la locación punta monte. Donde los pozos NP MONTE-1D y NP MONTE-2D fueron fracturados con la técnica por pulsos y el pozo NP MONTE-3D mediante técnica de fracturamiento convencional para efectos comparativos tanto en parámetros de fractura de diseño y tratamiento como en términos de producción de crudo.

TABLA 5.1 RESUMEN DE PARÁMETROS REGISTRADOS DURANTE TRATAMIENTOS

RESUMEN DE TRATAMIENTOS DE FRACTURA HIDRÁULICA - CAMPAÑA DE PERFORACIÓN DE POZOS EN LOCACIÓN PUNTA MONTE												
Parámetro / Pozo-Etapa	NP MONTE-1D (Pulsos)			NP MONTE-2D (pulsos)			NP MONTE-3D (Conv)					
	Etap 1	Etap 2	Promedio	Etap 1	Etap 2	Promedio	Etap 1	Etap 2	Promedio			
Punzado superior TVD (ft)	1586.1	1532.8	1474	1489	1445	1480	1581.1	1533	1570			
Punzado inferior TVD (ft)	1628.7	1571.2	1524	1454.9			1588.7					
MINIFRAC												
Presión Standing (psi)	396	614	642	757	602	300	422	361	683	825	754	
Presión 10 min (psi)	0	384	357	60	200.3	72	42	57.0	485	445	465.00	
Declinación (%)	100.0	37.5	44.4	92.1	68.5	76.0	90.0	83	29.0	46.1	37.5	
Gradiente de Fractura (psi/ft)	0.68	0.83	0.87	0.97	0.84	0.64	0.73	0.68	0.87	0.97	0.92	
Eficiencia de Fluido (%)	17	29	43	28	29.3	43	16	29.5	13	59	36	
Presión de Cierre (psi)	721	1019	956	891	897	730	853	792	1236	1050	1143	
Presión Neta (psi)	386	275	343	493	374	229	210	220	142	455	299	
Fricción de perforados (psi)	34	1121	1142	1300	899	637	32	335	616	485	551	
Fricción de tortuosidad (psi)	304	215	756	200	369	232	304	268	13	449	231	
Perforados totales (#)	92	18	18	18	36.5	90	90	90	15	24	19.5	
Perforados abiertos (#)	75	10	10	10	26.3	18	80	49	13	19	16	
Eficiencia de perforados (%)	81.5	55.6	55.6	55.6	62.0	20.0	88.9	54.4	86.7	79.2	82.9	
Volumen de minifrac (bbl)	60	89.7	102.2	75	81.725	60.5	65.9	63.2	68.9	61.7	65.3	
FRACTURA												
Presión Standing (psi)	600	687	733	724	686	461	574	517.5	725	794	799.5	
Presión 10 min (psi)	403	525	490	367	446.25	375	328	351.5	558	616	587.0	
Declinación (%)	32.8	23.6	33.2	49.3	34.7	18.7	42.9	30.8	23.0	22.4	22.7	
Gradiente de Fractura (psi/ft)	0.81	0.88	0.93	0.94	0.89	0.74	0.83	0.79	0.89	0.95	0.92	
Presión Neta (psi)	386	275	343	493	374.3	296	433	364.5	460	349	404.5	
Presión Máxima @ 30bpm (psi)	1470	2405	4731	2760	2841.5	1194	1451	1322.5	2109	1689	1899	
Volumen de Fractura (bbl)	435	451	500	441	456.75	460	474	467	423	446	434.5	
Volumen de fluido (gel+salmuera) (bbl)	515	523	566	496	525	546	555	590.5	521	536	528.5	
Conc. Máxima de Arena (PPA)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Arena 16/30 (lb)	20813	22776	23524	21869	22245.5	23000	24725	23862.5	40988	43454	42221	

Fuente: *Elaboración propia*

En Los 3 pozos se realizaron el bombeo del *Step Down Test* con la finalidad de determinar la pérdida de presión por tortuosidad y presión de fricción, además de determinar la gradiente de fractura y ajustar el leak off del fluido. Para efectos de la presente tesis se mostraran en detalle los resultados y ajuste del pozo NP MONTE-1D.

1ra etapa

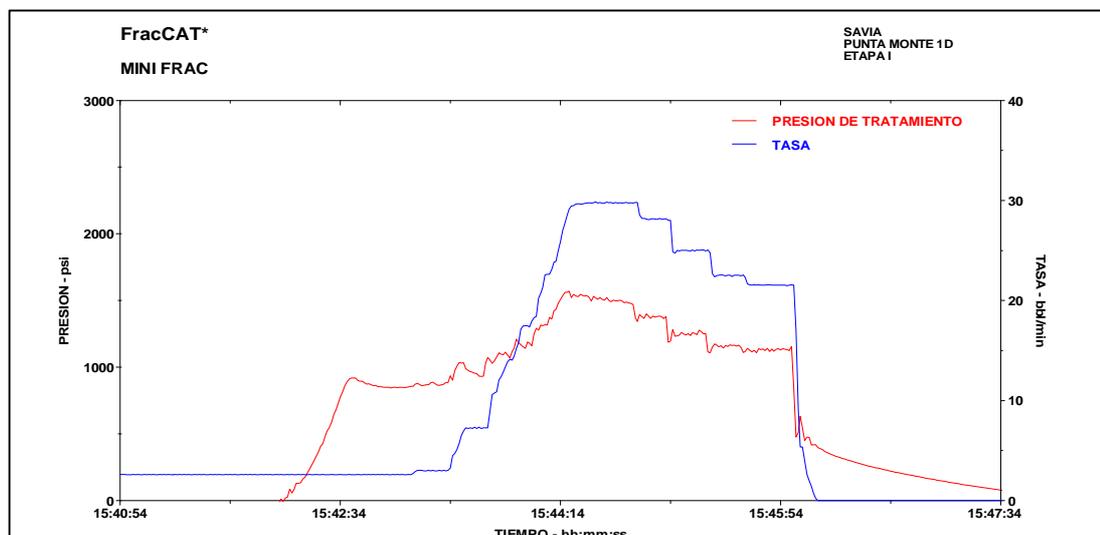
Programa ejecutado

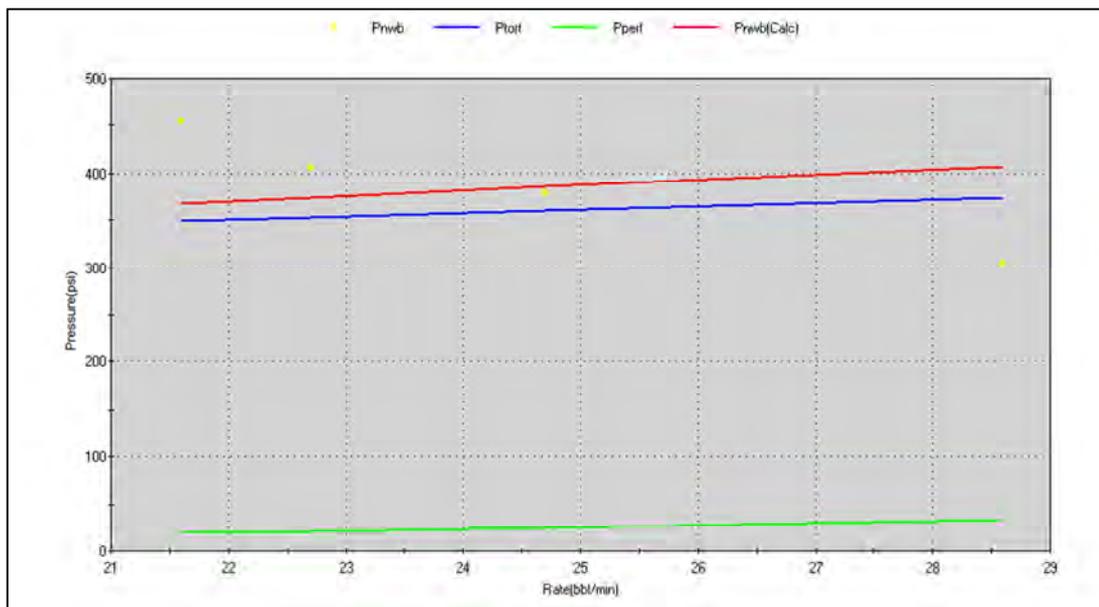
Step Name	Slurry Volume (BBL)	Slurry Rate	Pump Time	Fluid Name	Clean Fluid Volume (Gal)	Proppant Name	Max Prop Conc	Prop Mass (Lbs)
PAD	120	30	4.7	YF120Flex	5040.0		0	0
1.0 PPA	40	30	1.3	YF120Flex	1645.0	Texas Silica	1	774
2.0 PPA	50	30	1.7	YF120Flex	2016.0	Texas Silica	2	1861
3.0 PPA	60	30	2	YF120Flex	2367.0	Texas Silica	3	3378
4.0 PPA	60	30	2	YF120Flex	2325.0	Texas Silica	4	4317
5.0 PPA	80	30	2.7	YF120Flex	3044.0	Texas Silica	5	6982
TAIL IN	27.1	30	0.9	YF120Flex	991.0	Texas Silica	5	3501
FLUSH	20	30	0.6	YF120Flex	840.0		0	0
FLUSH	79.7	30	2.7	WF 110	3347.4		0	0
				GEL ACT	18268.0		Propante	20813
				GEL LINEAL	3347.4			

Cantidad Total Gel Lineal	3347	gal	79.7	bbl
Cantidad Total Gel Crosslinkeado	18268	gal	435.0	bbl
Cantidad Total Salmuera	4620	gal	110.0	bbl
Cantidad Total Arena 16/30	20813	lb		

QUIMICOS UTILIZADOS						
CODIGO	CANT.	UNIDAD		CODIGO	CANT.	UNIDAD
M117 (Cloruro Potasio)	4382	lb				
F103 (Surfactante)	22	gal				
W053 (Demulsificante)	27	gal		J610 (Activador)	19	gal
J218 (Ruptor)	37	lb		J576 (Polimero)	433	lb
J318 (Ruptor Encaps)	12	lb		M290 (Bactericida)	11	gal
S020 (Arena 20/40)	0	lb		S016 (Arena 16/30)	20900	lb

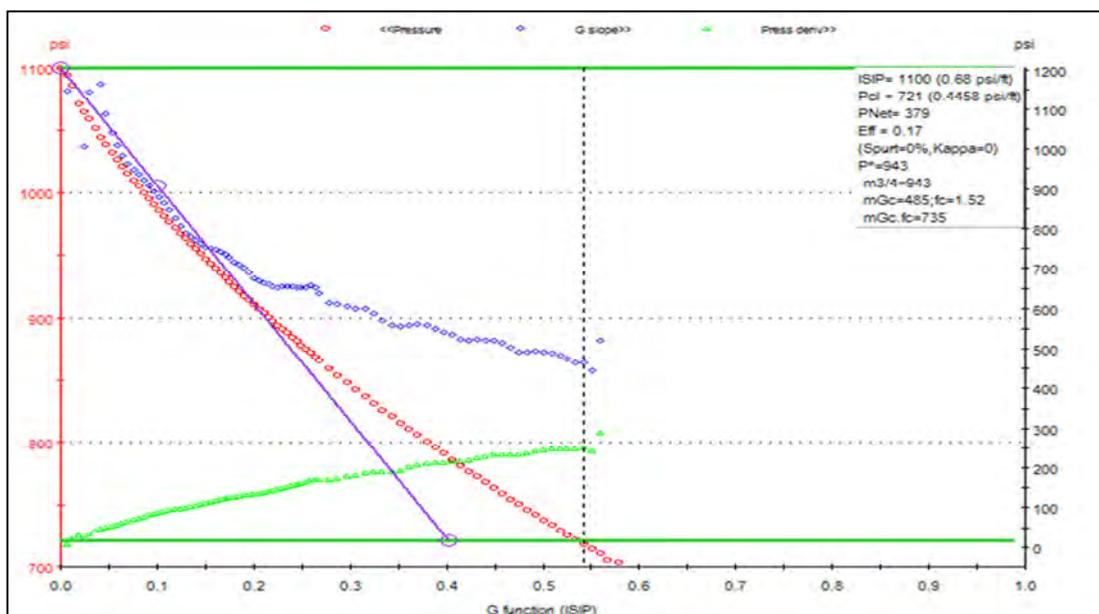
Step down test (fricciones)





Tasa	P tortuosidad	P fricción	P Near Wellbore
30	304.4	33.8	338.2

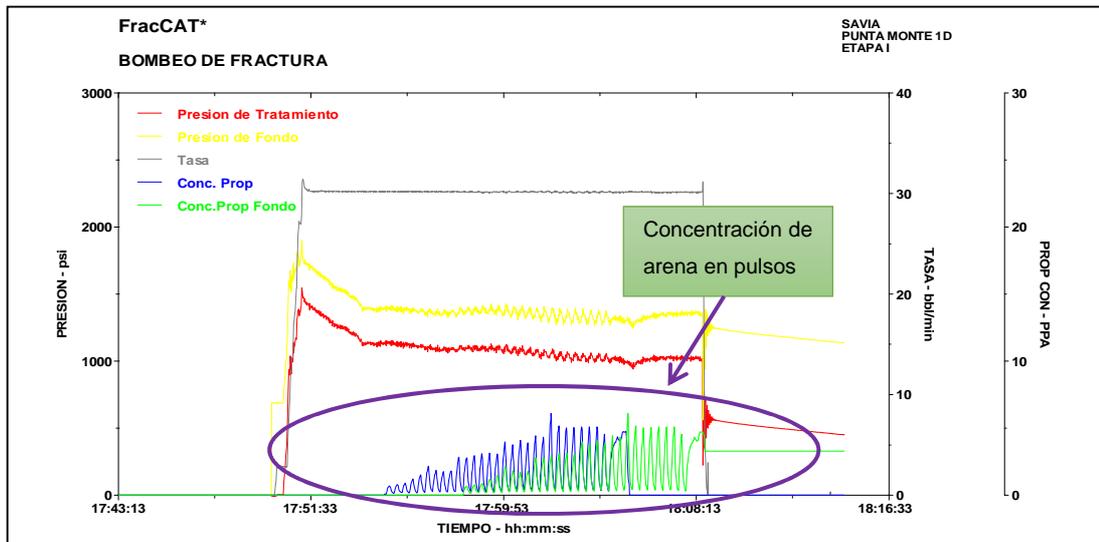
Función G (análisis de declinación)



Datos de Curvas de Diagnóstico:

Tiempo de Bombeo: 5 min
 Tiempo de Cierre: 3 min
 Presión de Cierre: 721 psi
 Gradiente de Cierre: 0.4458 psi/ft
 Mecanismo Leakoff: Fracture Tip Extension
 Eficiencia de Fluido: 17 %

Tratamiento



2da etapa

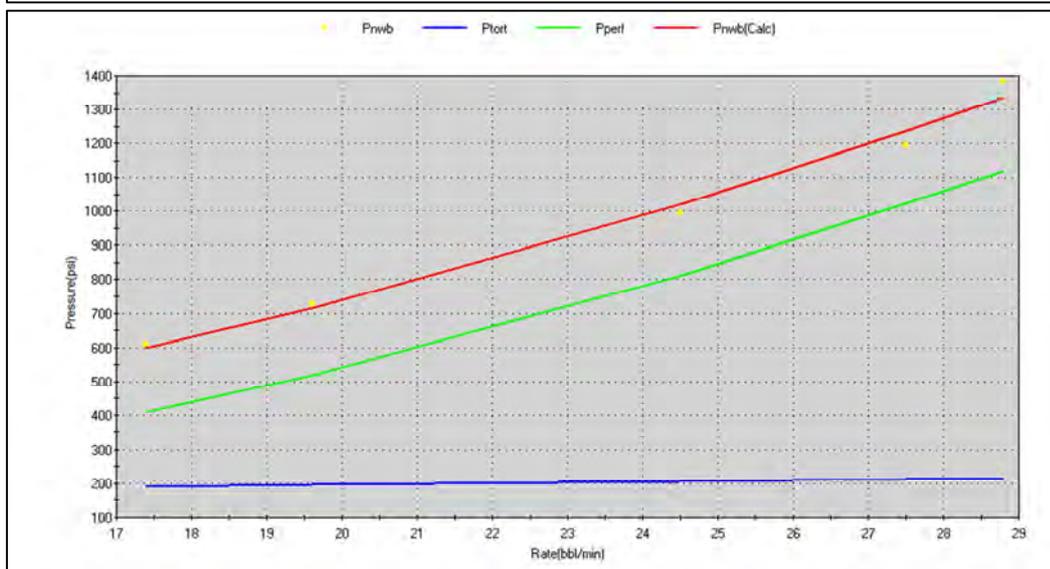
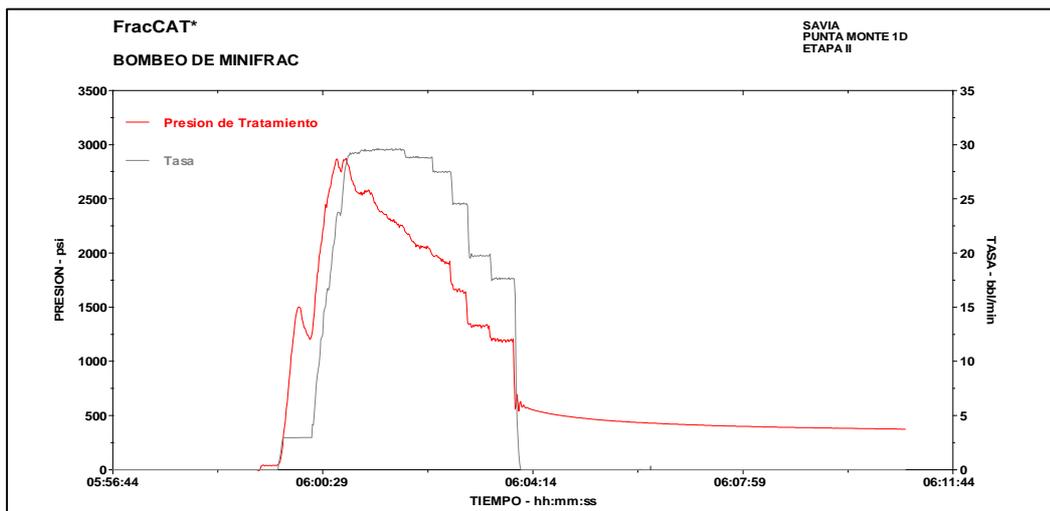
Programa ejecutado

Step Name	Slurry Volume (BBL)	Slurry Rate	Pump Time	Fluid Name	Clean Fluid Volume (Gal)	Proppant Name	Max Prop Conc	Prop Mass (Lbs)
PAD	120	30	4.4	YF120Flex	5040.0		0	0
1.0 PPA	40	30	1.3	YF120Flex	1644.0	Texas Silica	1	792
2.0 PPA	50	30	1.6	YF120Flex	2016.0	Texas Silica	2	1861
3.0 PPA	60	30	2	YF120Flex	2373.0	Texas Silica	3	3257
4.0 PPA	80	30	2.6	YF120Flex	3098.0	Texas Silica	4	5787
5.0 PPA	70	30	2.3	YF120Flex	2674.0	Texas Silica	5	5876
TAIL IN	35.8	30	1.2	YF120Flex	1276.0	Texas Silica	5	5203
FLUSH	20	30	0.8	YF120Flex	840.0		0	0
FLUSH	71.8	30	2.3	WF 110	3015.6		0	0
				GEL ACT	18961.0		Propante	22776
				GEL LINEAL	3015.6			

Cantidad Total Gel Lineal	3016	gal	71.8	bbl
Cantidad Total Gel Crosslinkeado	18961	gal	451.5	bbl
Cantidad Total Salmuera	5447	gal	129.7	bbl
Cantidad Total Arena 20/40	22776	lb		

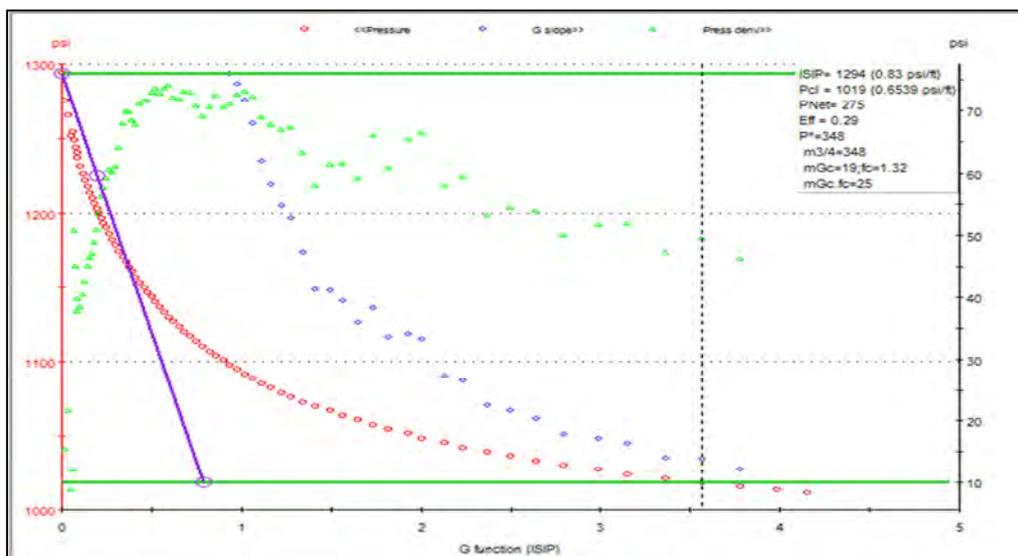
QUIMICOS UTILIZADOS						
CODIGO	CANT.	UNIDAD		CODIGO	CANT.	UNIDAD
M117 (Cloruro Potasio)	4580	lb				
F103 (Surfactante)	22	gal				
W053 (Demulsificante)	28	gal		J610 (Activador)	19	gal
J218 (Ruptor)	38	lb		J576 (Polimero)	440	lb
J318 (Ruptor Encaps)	18	lb		M290 (Bactericida)	11	gal
S020 (Arena 20/40)	0	lb		S016 (Arena 16/30)	22800	lb

Step down test (fricciones)



Tasa	P tortuosidad	P fricción	P Near Wellbore
30	215	1121	1336

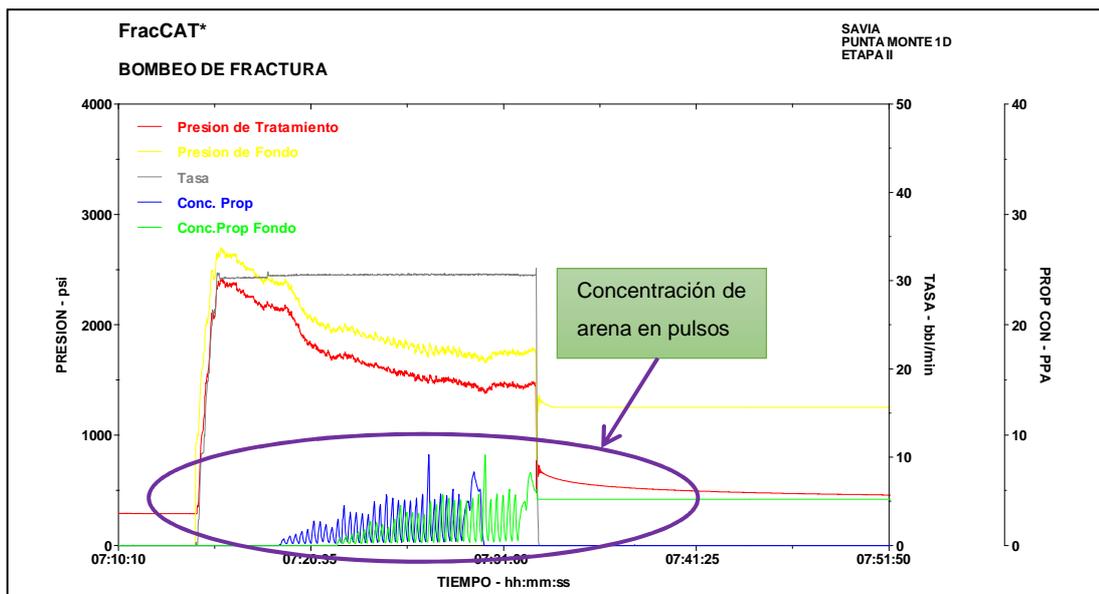
Función G (análisis de declinación)



Datos de Curvas de Diagnóstico:

Tiempo de Bombeo: 5 min
 Tiempo de Cierre: 26 min
 Presión de Cierre: 1019 psi
 Gradiente de Cierre: 0.65 psi/ft
 Mecanismo Leakoff: Pressure dependent Leak Off
 Eficiencia de Fluido: 29 %

Tratamiento



3ra etapa

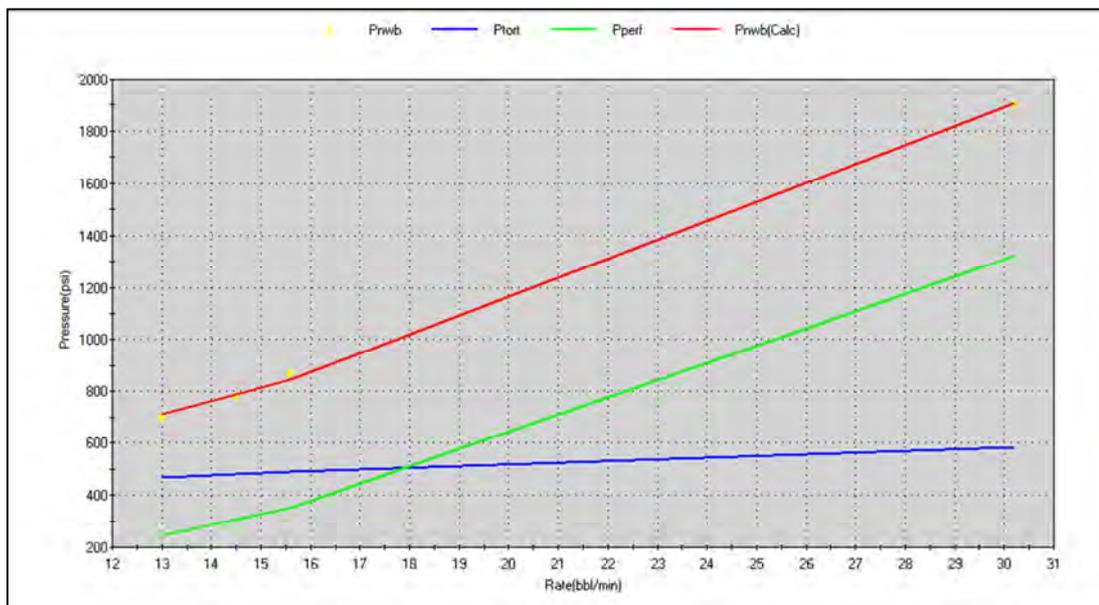
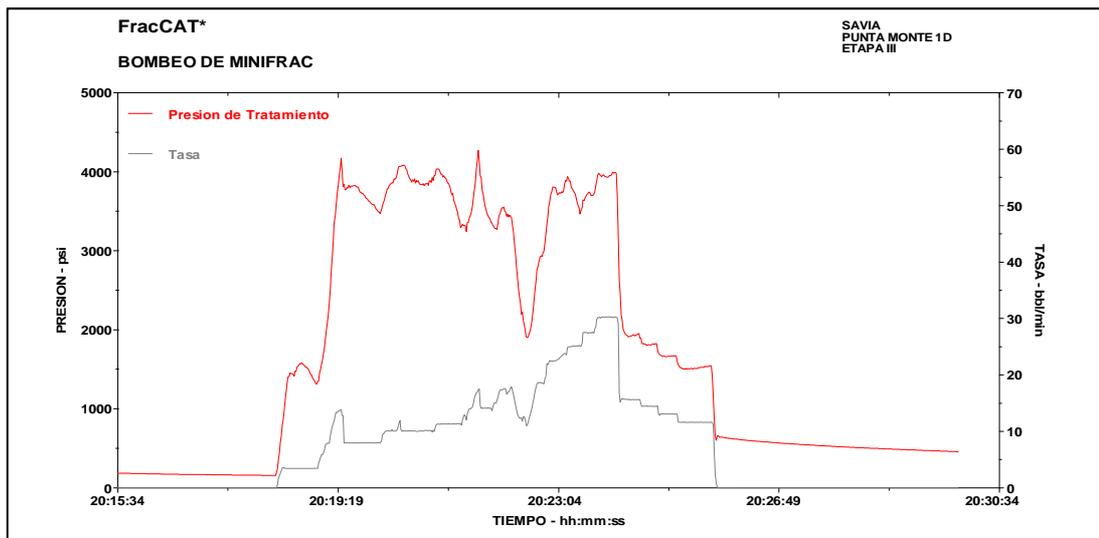
Programa ejecutado

Step Name	Slurry Volume (BBL)	Slurry Rate	Pump Time	Fluid Name	Clean Fluid Volume (Gal)	Proppant Name	Max Prop Conc	Prop Mass (Lbs)
PAD	120	30	4	YF120Flex	5040.0		0	0
0.5 PPA	55.5	30	1.85	YF120Flex	2263.0		0.5	1000
1.0 PPA	40	30	1.3	YF120Flex	1652.0	Texas Silica	1	622
2.0 PPA	50	30	1.6	YF120Flex	2012.0	Texas Silica	2	1940
3.0 PPA	60	30	1.9	YF120Flex	2364.0	Texas Silica	3	3444
4.0 PPA	60	30	1.9	YF120Flex	2334.0	Texas Silica	4	4108
5.0 PPA	80	30	2.6	YF120Flex	3046.0	Texas Silica	5	6939
TAIL IN	40.5	30	1.3	YF120Flex	1459.0	Texas Silica	5	5488
FLUSH	20	30	0.6	YF120Flex	840.0		0	0
FLUSH	65.3	30	2.8	WF 110	2742.6		0	0
				GEL ACT	21010.0		Propante	23541
				GEL LINEAL	2742.6			

Cantidad Total Gel Lineal	2743	gal	65.3	bbl
Cantidad Total Gel Crosslinkeado	21010	gal	500.2	bbl
Cantidad Total Salmuera	5006	gal	119.2	bbl
Cantidad Total Arena 16/30	23524	lb		

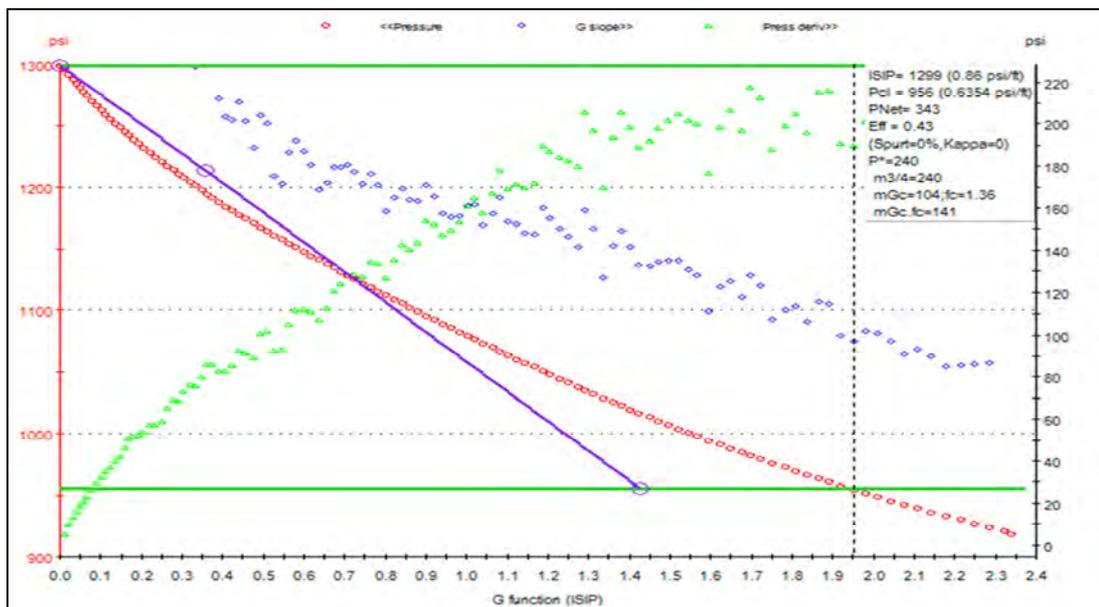
QUIMICOS UTILIZADOS						
CODIGO	CANT.	UNIDAD		CODIGO	CANT.	UNIDAD
M117 (Cloruro Potasio)	4803	lb				
F103 (Surfactante)	24	gal				
W053 (Demulsificante)	29	gal		J610 (Activador)	22	gal
J218 (Ruptor)	43	lb		J576 (Polimero)	476	lb
J318 (Ruptor Encaps)	15	lb		M290 (Bactericida)	12	gal
S020 (Arena 20/40)	0	lb		S016 (Arena 16/30)	23600	lb

Step down test (fricciones)



Tasa	P tortuosidad	P fricción	P Near Wellbore
30	756	1142	1898

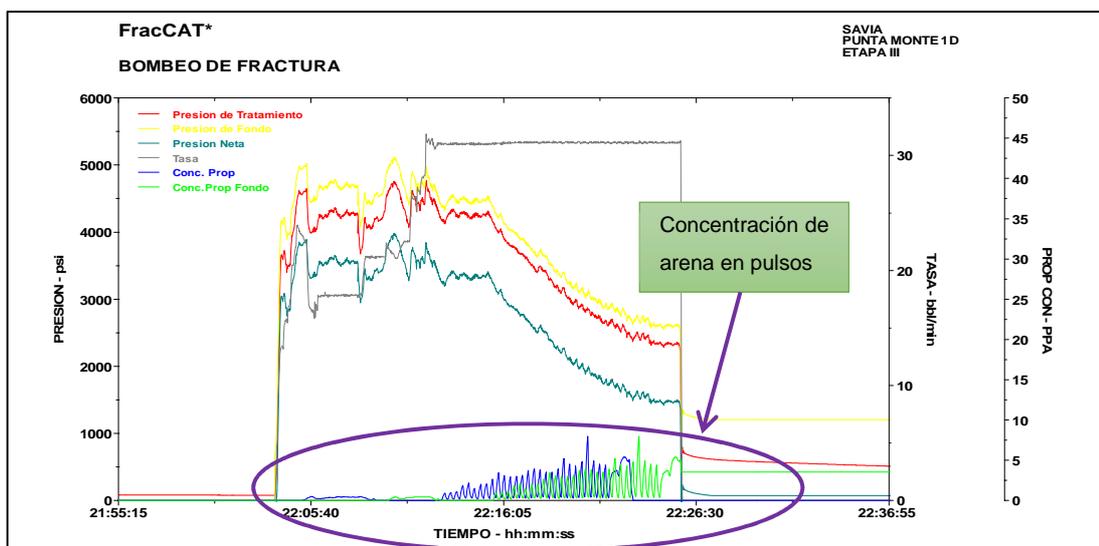
Función G (análisis de declinación)



Datos de Curvas de Diagnóstico:

Tiempo de Bombeo:	5 min
Tiempo de Cierre:	12 min
Presión de Cierre:	956 psi
Gradiente de Cierre:	0.6354 psi/ft
Mecanismo Leakoff:	Normal Leak Off
Eficiencia de Fluido:	43 %

Tratamiento



4ta etapa

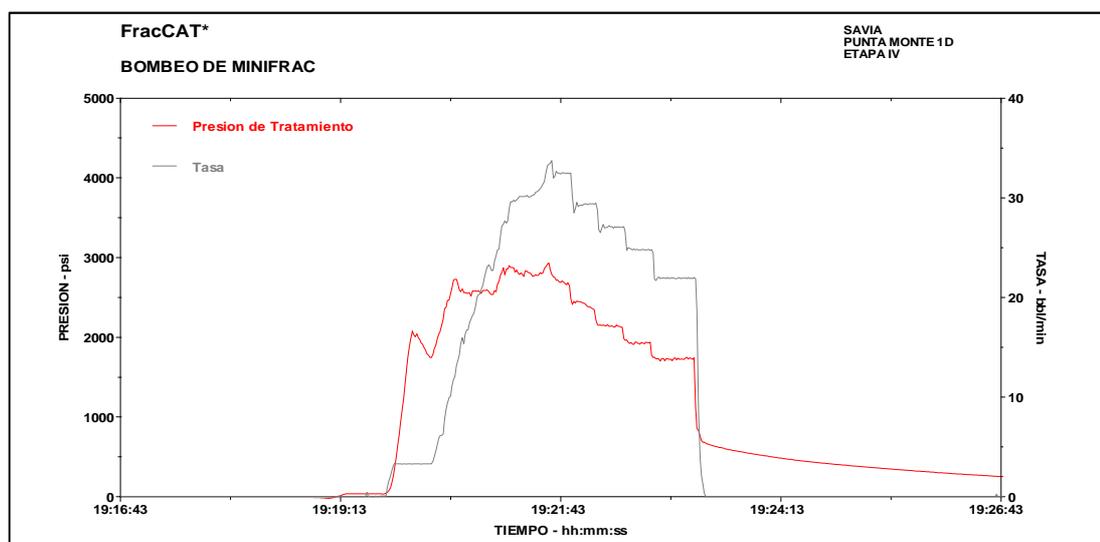
Programa ejecutado

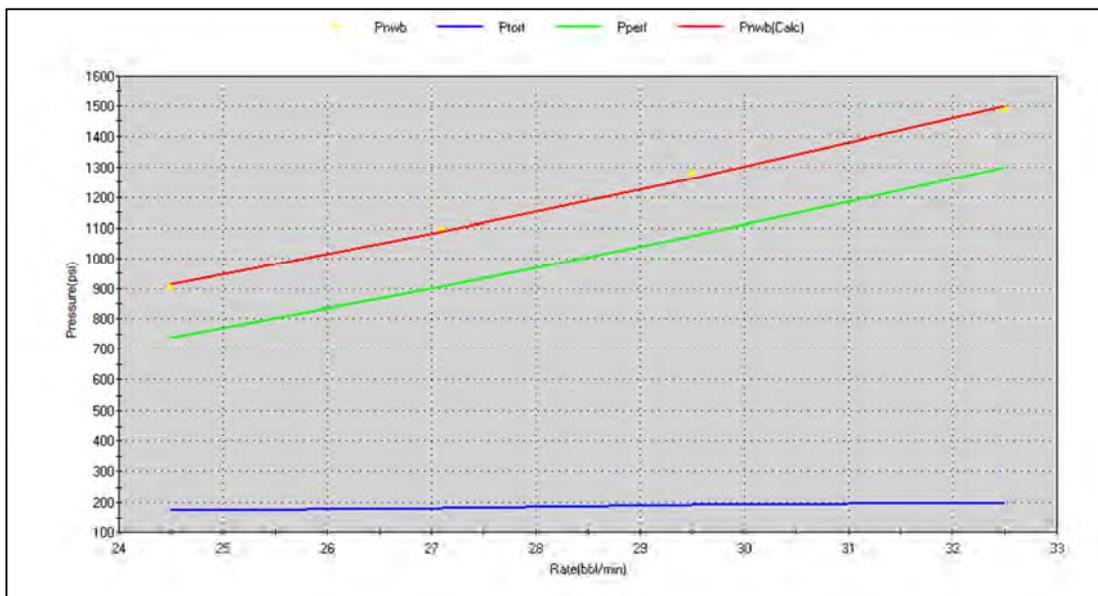
Step Name	Slurry Volume (BBL)	Slurry Rate	Pump Time	Fluid Name	Clean Fluid Volume (Gal)	Proppant Name	Max Prop Conc	Prop Mass (Lbs)
PAD	120	30	4.4	YF120Flex	5040.0		0	0
1.0 PPA	40	30	1.3	YF120Flex	1646.0	Texas Silica	1	741
2.0 PPA	50	30	1.7	YF120Flex	2011.0	Texas Silica	2	1965
3.0 PPA	60	30	2	YF120Flex	2368.0	Texas Silica	3	3362
4.0 PPA	60	30	2	YF120Flex	2329.0	Texas Silica	4	4215
5.0 PPA	80	30	2.7	YF120Flex	3054.0	Texas Silica	5	6780
TAIL IN	35	30	1.2	YF120Flex	1252.0	Texas Silica	5	4806
FLUSH	20	30	0.6	YF120Flex	840.0		0	0
FLUSH	55	30	2	WF 110	2310		0	0
				GEL ACT	18540.0		Propante	21869
				GEL LINEAL	2310.0			

Cantidad Total Gel Lineal	6090	gal	145.0	bbl
Cantidad Total Gel Crosslinkeado	18540	gal	441.4	bbl
Cantidad Total Salmuera	4557	gal	108.5	bbl
Cantidad Total Arena 16/30	21869	lb		

QUIMICOS UTILIZADOS						
CODIGO	CANT.	UNIDAD		CODIGO	CANT.	UNIDAD
M117 (Cloruro Potasio)	4875	lb				
F103 (Surfactante)	25	gal				
W053 (Demulsificante)	30	gal		J610 (Activador)	19	gal
J218 (Ruptor)	38	lb		J576 (Polimero)	493	lb
J318	15	gal		M290 (Bactericida)	13	gal
S020 (Arena 20/40)	0	lb		S016 (Arena 16/30)	21900	lb

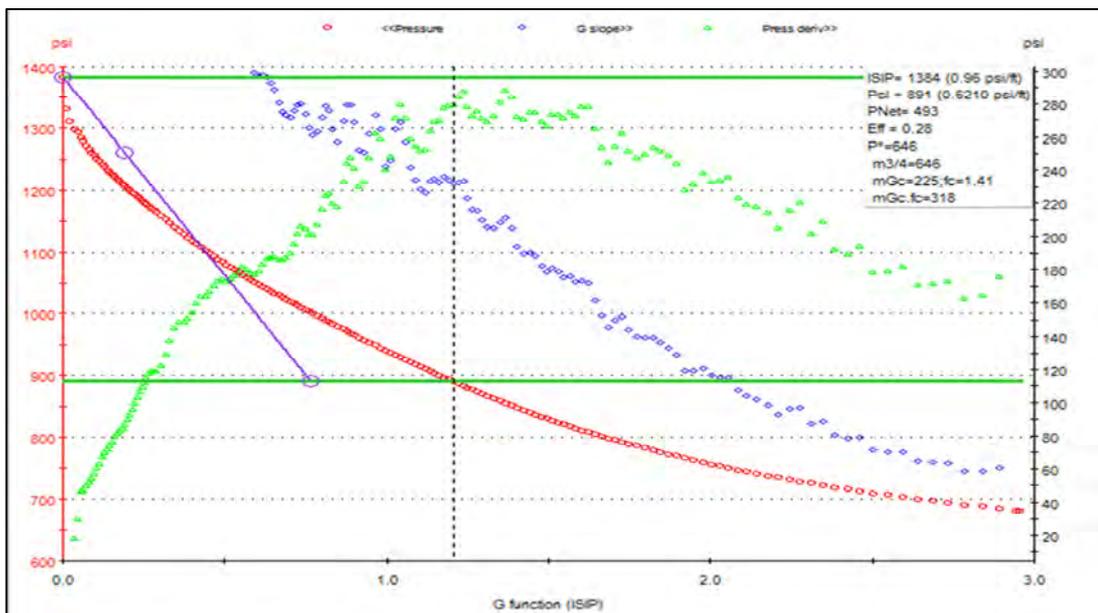
Step down test (fricciones)





Tasa	P tortuosidad	P fricción	P Near Wellbore
30	200	1300	1500

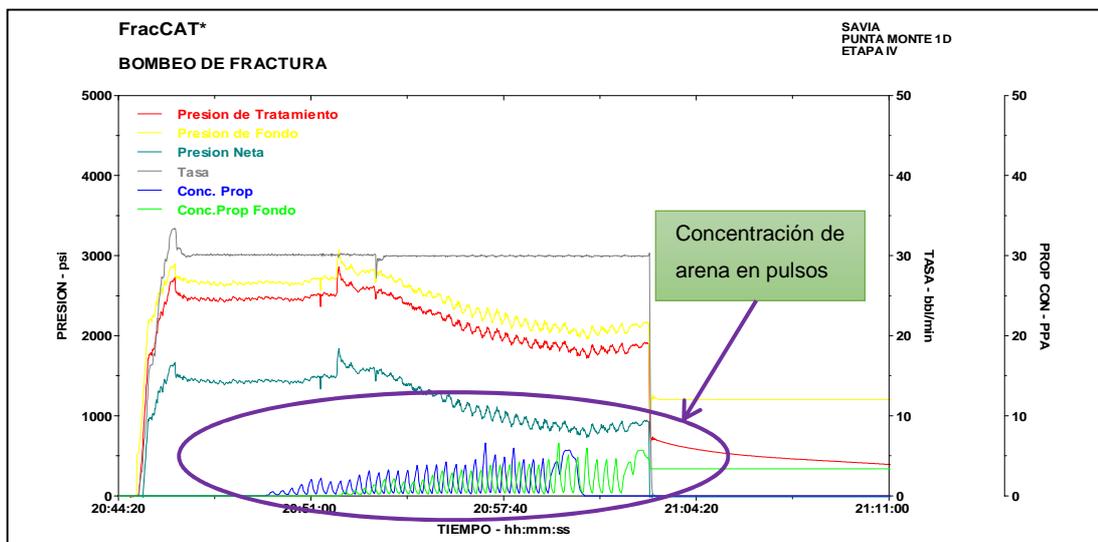
Función G (análisis de declinación)



Datos de Curvas de Diagnóstico:

Tiempo de Bombeo: 5 min
 Tiempo de Cierre: 8 min
 Presión de Cierre: 891 psi
 Gradiente de Cierre: 0.621 psi/ft
 Mecanismo Leakoff: Normal leak off
 Eficiencia de Fluido: 28 %

Tratamiento



En cada una de las etapas en el tratamiento se puede apreciar el tratamiento por pulsos encerrados por una elipse (morada) en el que se evidencia ciclos de fluido limpio y con propano después de la etapa de PAD.

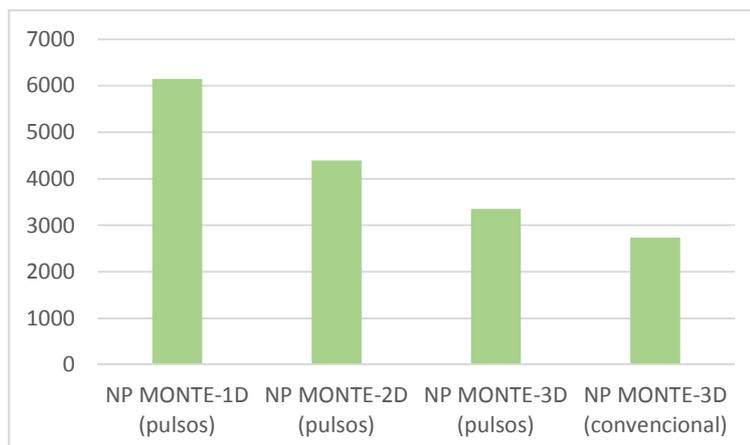
5.2 Análisis de parámetros de fractura

Al momento de la redacción de esta tesis el software FracCADE (usada para cotejar diseños de tratamiento por pulsos de arena) no presenta un módulo para realizar el match de esta técnica de fracturamiento, por lo que los parámetros de diseño y los que se obtendrían con el match no pueden ser mostrados. Sin embargo a continuación se muestra una comparación de valores promedios tanto de conductividad como FCD de diseño de los 3 pozos;

NP MONTE-1D	(pulsos),
NP MONTE-2D	(pulsos)
NP MONTE-3D	(pulsos)
NP MONTE-3D	(convencional) para efectos de comparación.

5.2-1 Conductividad

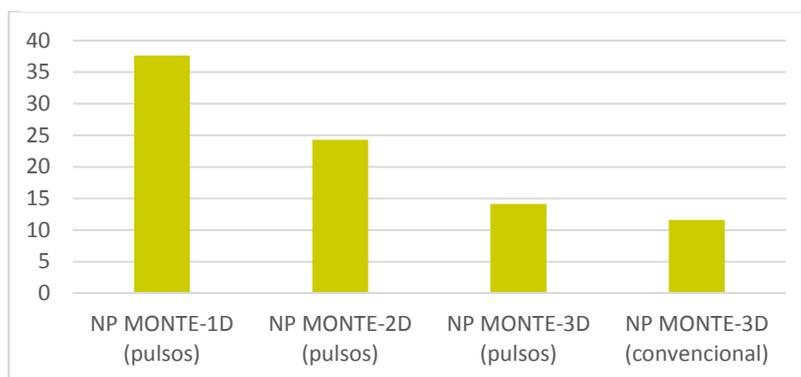
El valor de conductividad promedio obtenida durante simulación por pulsos de arena en el pozo NP MONTE-1D corresponde a 6144 mD.ft mientras que para el pozo NP MONTE-3D con técnica convencional se obtuvo 2736 mD.ft representando 224% mayor, cotejando los modelos aun con los simuladores actuales.

TABLA 5.2 CONDUCTIVIDAD PROMEDIO (mD.ft)

Fuente: *Elaboración propia*

5.2-2 FCD

Para el caso de valores de conductividad adimensional fueron obtenidos 38 y 12 para los pozos NP MONTE-1D (simulación técnica por pulsos) y NP MONTE-3D (simulación técnica convencional) correspondientemente. Representando 324% mayor la aplicación de un tratamiento por pulsos de arena.

TABLA 5.3 FCD PROMEDIO

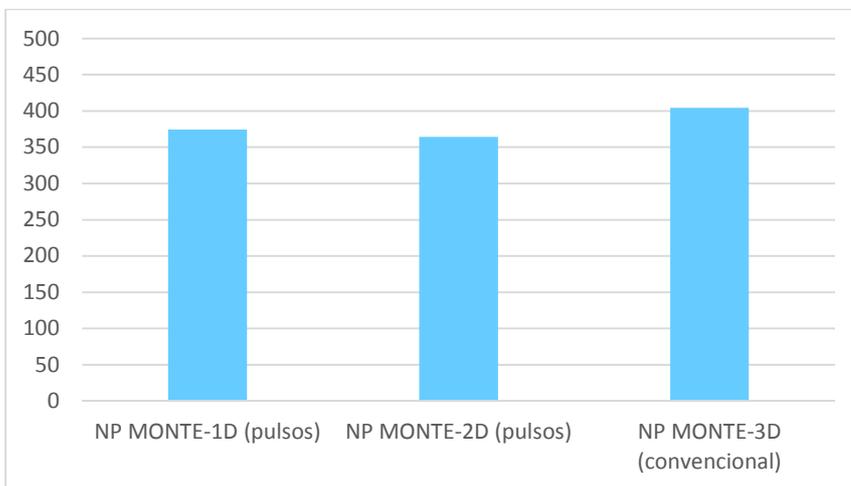
Fuente: *Elaboración propia*

5.2-3 Presión neta y cantidad de arena

Así mismo se muestra una comparación de los valores promedio de presión neta obtenidos durante el tratamiento, siendo las obtenidas en los tratamientos por pulsos ligeramente menor en contraste al pozo NP MONTE-3D fractura con técnica convencional. Y finalmente el consumo de propante empleado por etapa en los 3 pozos donde se evidencia claramente el menor

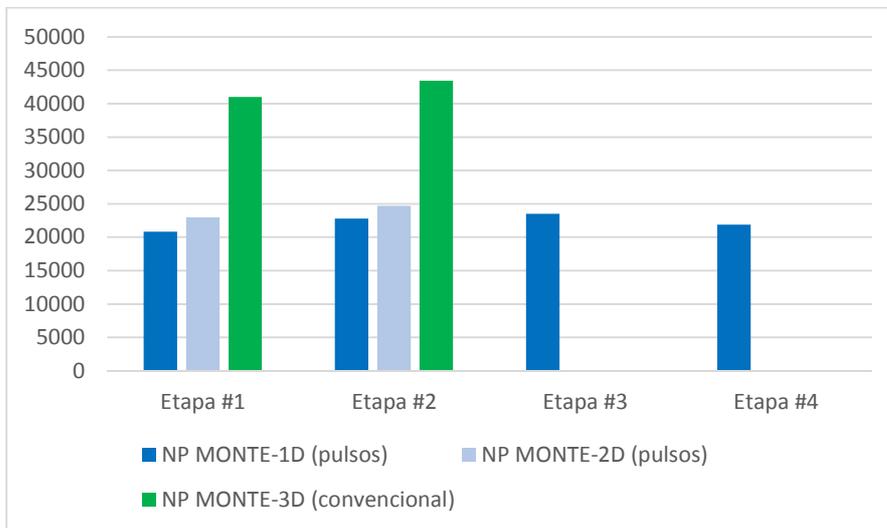
uso de agente propante en fracturamiento con la técnica de bombeo por pulsos de arena obteniéndose una reducción promedio de 45.4%.

TABLA 5.4 P neta TRATAMIENTO PROMEDIO (PSI)



Fuente: *Elaboración propia*

TABLA 5.5 CANTIDAD DE ARENA USADO (MESH 16/30), LB



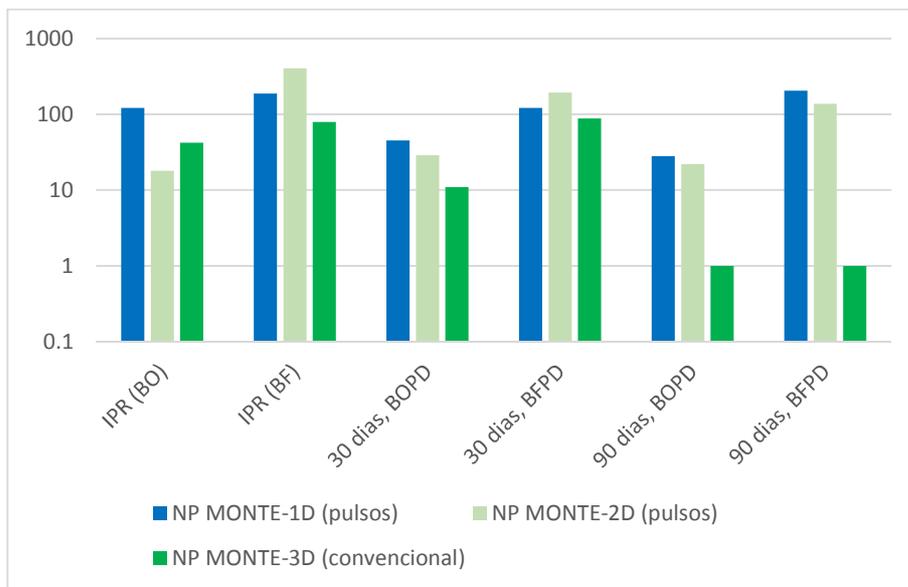
Fuente: *Elaboración propia*

5.1 Análisis de producción

En términos de producción se muestra los resultados de la taza inicial de producción correspondiente a los primeros 30 y 90 días tanto en barriles de petróleo y fluido total. El primero a favor del fluido comercial (BO) y el segundo en barriles de fluido total (petróleo y agua) como aporte del

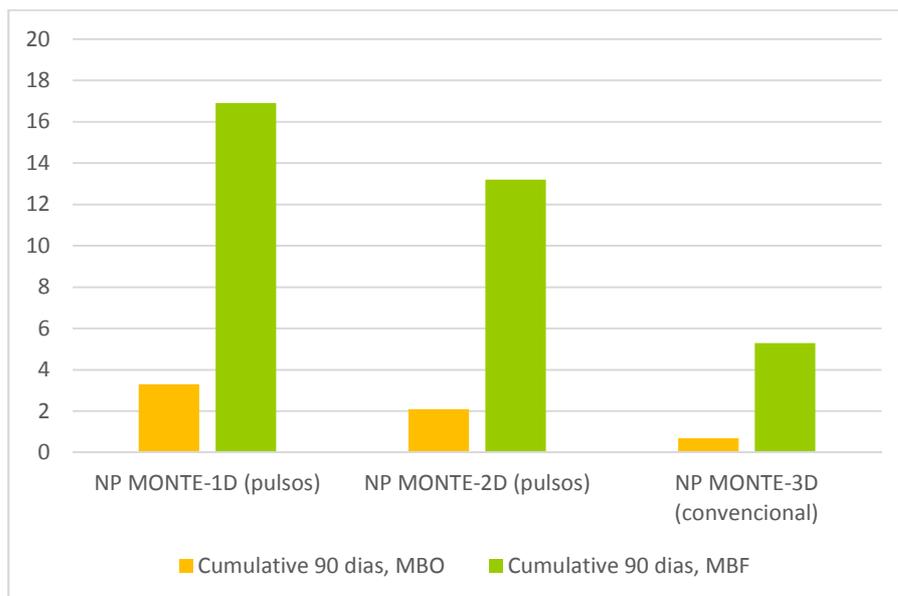
reservorio a fin de comparar el flujo de fluidos en las fracturas generadas (BF). Cabe recalcar que durante la completación de los 3 pozos en todos se bajó una instalación tipo *Jetclaw Pump* como sistema de levantamiento artificial para tener un mayor recobro de fluidos.

TABLA 5.6 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DIARIA



Fuente: *Elaboración propia*

TABLA 5.7 RESULTADOS DE ACUMULADO DE PRODUCCIÓN



Fuente: *Elaboración propia*

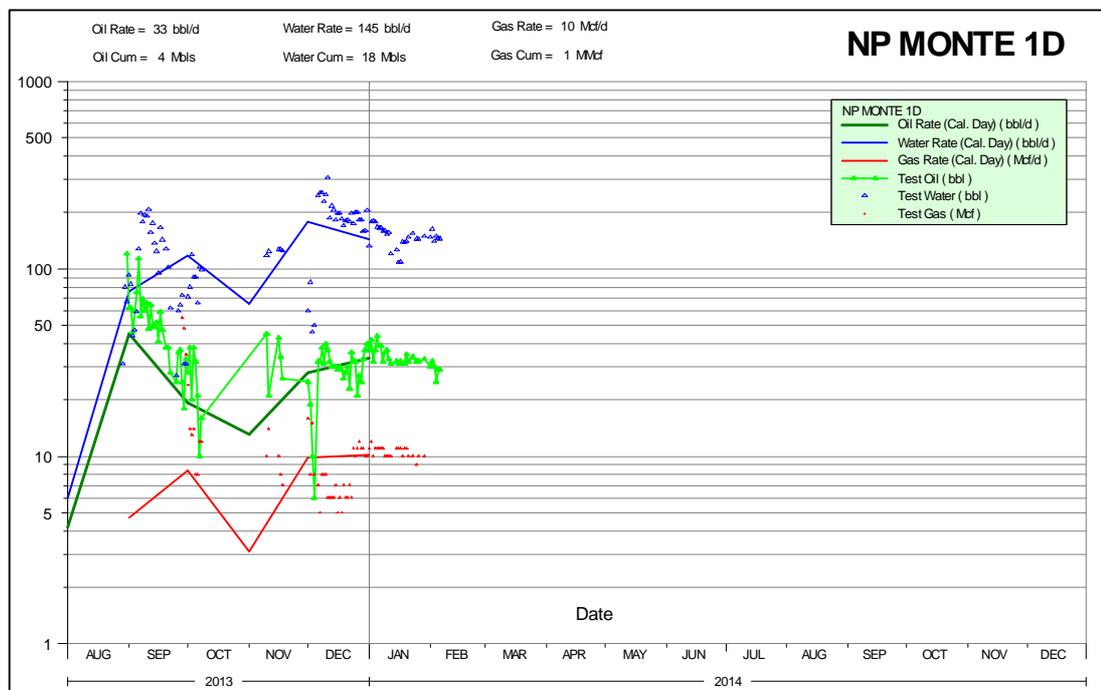
TABLA 5.8 VALORES DE ACUMULADO DE PRODUCCIÓN

NP MONTE - Resultados de Producción								
Pozo	IPR (BO)	IPR (BF)	30 días, BOPD	30 días, BFPD	90 días, BOPD	90 días, BFPD	Cumulative 90 días, MBO	Cumulative 90 días, MBF
NP MONTE-1D (pulsos)	121	188	45	121	28	206	3.3	16.9
NP MONTE-2D (pulsos)	18	406	29	194	22	138	2.1	13.2
NP MONTE-3D (convencional)	42	79	11	88	1	1	0.7	5.3

Fuente: *Elaboración propia*

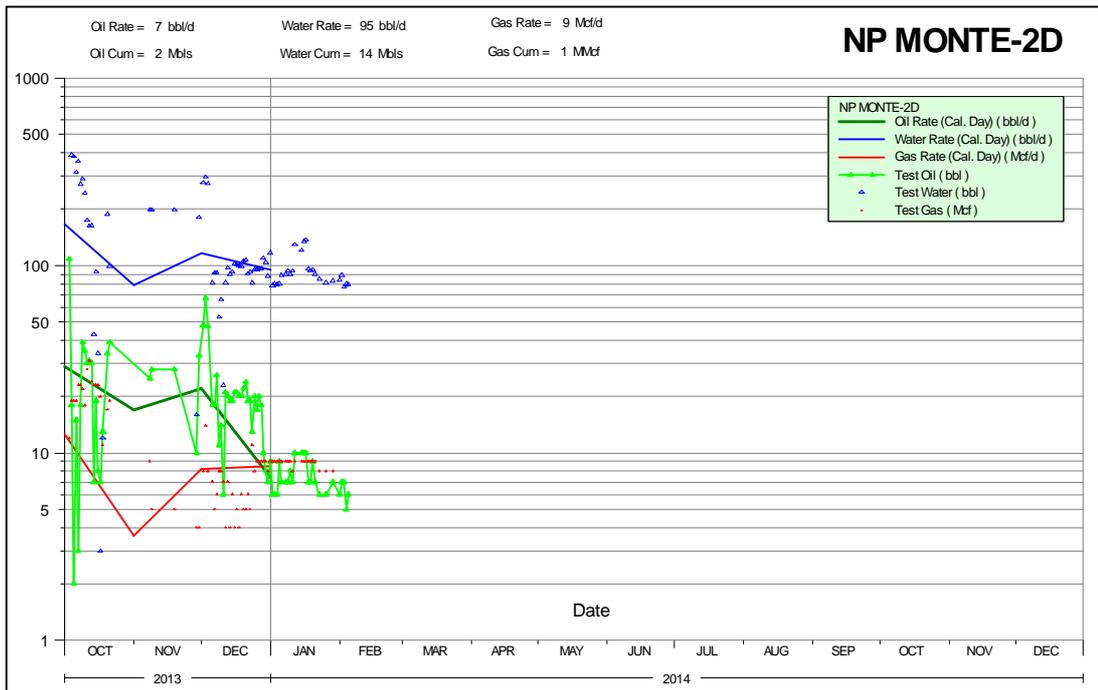
Para efectos comparativos se contrastan los resultados de producción del pozo NP MONTE-1D (pulsos) y el pozo NP MONTE-3D (convencional). Para el caso de IPR (como aporte de fluido total) el pozo 1D presenta una producción 138% mayor que el 3D. En cuanto a producción acumulada a 90 días el pozo 1D muestra un valor 219% mayor que el 3D. Dado que a pesar de ser pozo vecinos y estimarse se encuentran en un mismo bloque se entiende estos valores son referenciales debido a que cada pozo presenta características de reservorio particulares por sus inherentes propiedades petrofísicas y de fluidos en el reservorio así como el grado de depletación en la zona que podrían influenciar en la deliverabilidad desde la formación a la fractura y de estas a las instalaciones de levantamiento artificial. Así mismo tener en cuenta el número de etapas ejecutadas en el pozo 1D (4 etapas) y el pozo 3D (2 etapas) podrían tener un impacto significativo.

Figura 5-1 Registro de producción pozo NP MONTE-1D (*Jet Claw System*)



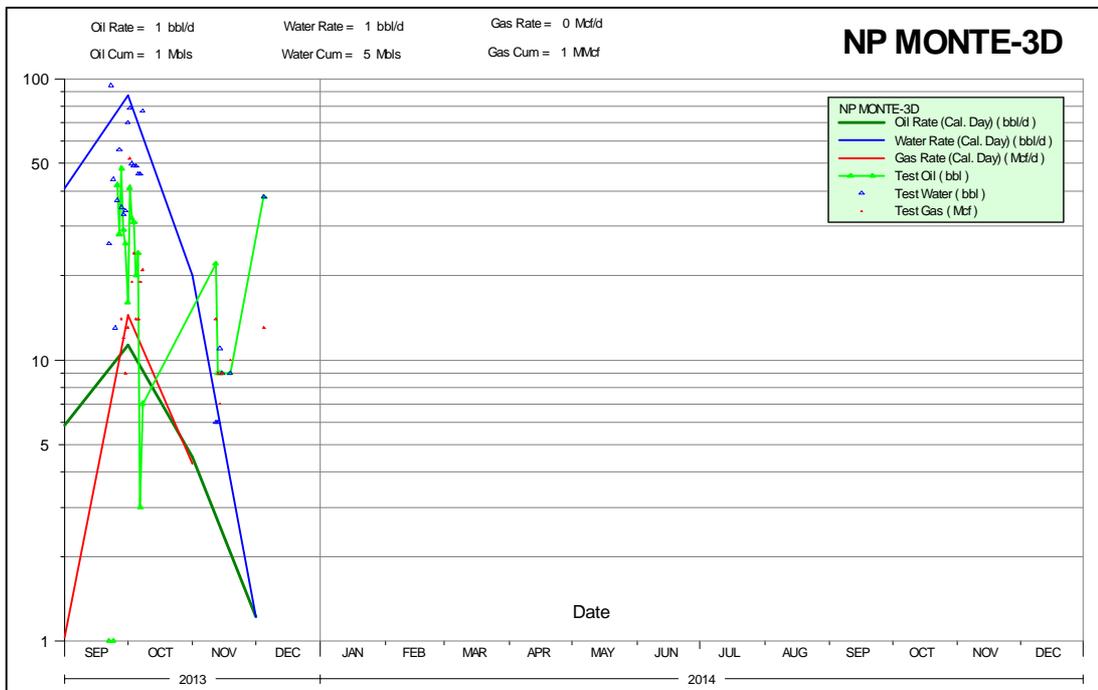
Fuente: *Savia Perú*

Figura 5-2 Registro de producción pozo NP MONTE-2D (Jet Claw System)



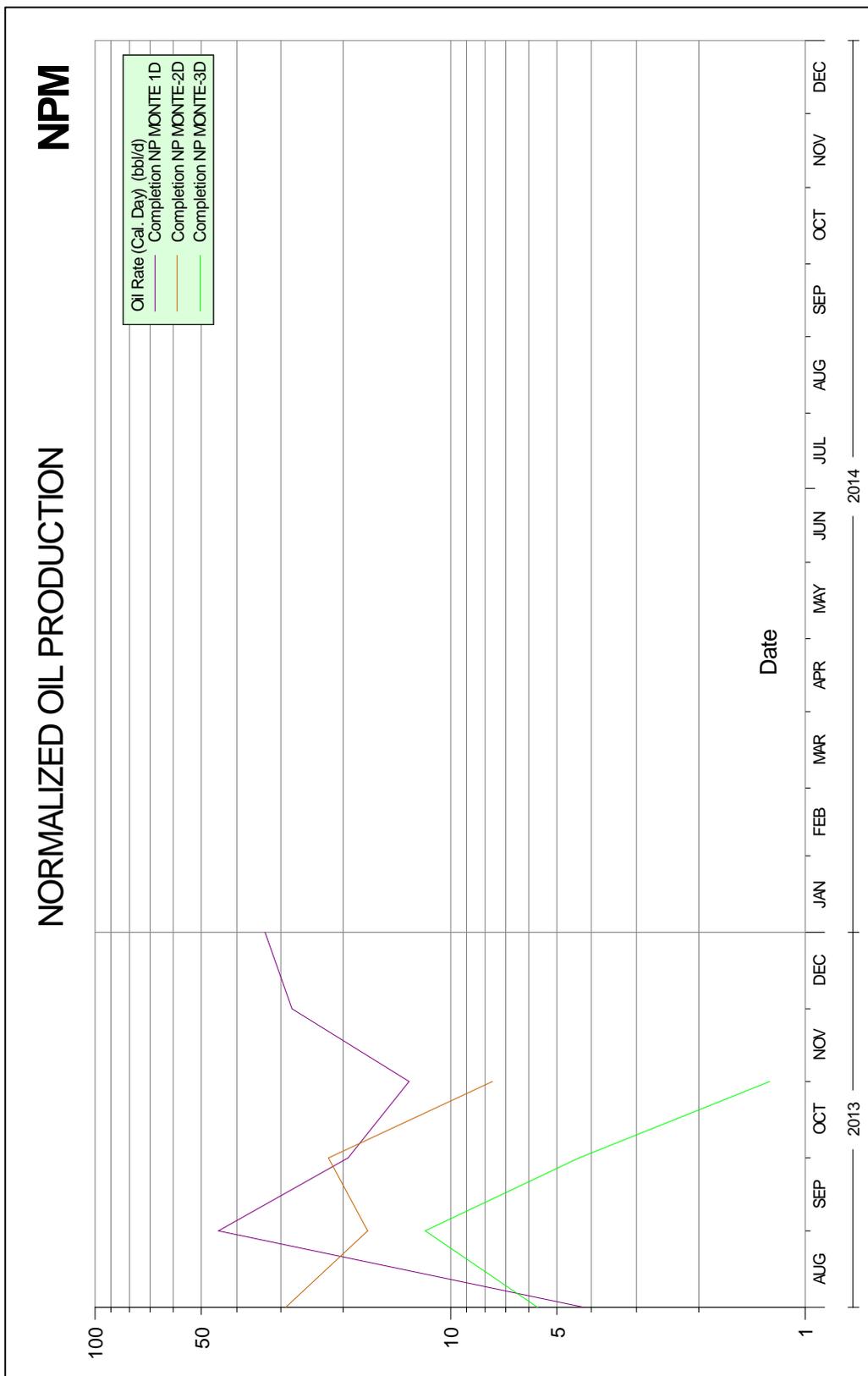
Fuente: Savia Perú

Figura 5-3 Registro de producción pozo NP MONTE-3D (Jet Claw System)



Fuente: Savia Perú

Figura 5.4 Producción Normalizada, Pozos Punta Monte



Fuente: Savia Perú

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.1 Costo de fracturamiento pozo NP MONTE-1D

En cuanto al costo total involucrado en un fracturamiento por pulsos se puede apreciar no hay mucha diferencia en cuanto a un tratamiento convencional. A pesar de emplear aproximadamente la mitad de arena (ahorro de aproximadamente 5,000 U\$D por etapa) se pagan cargos por mezcla debido a las unidades especiales que se emplean para poder reproducir los ciclos de fluido limpio y con arena y se puedan generar los pilares en la fractura, que asciende a un promedio de 10,000 U\$D.

1ra Etapa

Description	Qty	UOM	Price	Disc	Amount
Cargo por Manipulacion y Descarga de Arena		EA			
Silo Loading Charge	207.13	CF	4.7300	55.00	440.87
Cargo por Transporte de Arena	74.77	Ton/Km	23.2700	55.00	782.96
Cargo por Servicio Bombeo hasta 2500 HHP		EA			
Pumping Charge	1	EA	13,659.1200	55.00	6,146.60
Cargos Movilizacion		EA			
Cargo Movilizacion Mezclador (Blender)	50	KM/Uni	4.1700	55.00	93.82
Cargo Movilizacion Bomba Alta Presión	150	KM/Uni	4.1700	55.00	281.47
Cargo Movilizacion Tina de Fractura	150	KM/Uni	4.1700	55.00	281.47
Cargo Movilizacion Cabina Frac	50	KM/Uni	4.1700	55.00	93.82
Cargo Movilizacion Productos (Excluyendo Arena)	50	KM/Uni	4.1700	55.00	93.82
Cargo por Movilizacion Transportador de Arena	50	KM/Uni	4.1700	55.00	93.82
Cargo Movilizacion Manifold	50	KM/Uni	4.1700	55.00	93.82
Cargo Movilizacion Pick Up	100	KM/Uni	3.3500	55.00	150.75
Mezcla de fluidos		EA			
Mixing Charge	1	EA	2,647.1300	55.00	1,191.21
Adquisicion de Datos		EA			
Monitor System Charges	1	EA	2,109.7400	55.00	949.38
Servicio Ingenieria		EA			
Pumping Charge	1	EA	634.9000	55.00	285.70
Cargo por Servicio Ingenieria	1	EA	713.8000	55.00	321.21
Salmuera de Fractura		MIX			
Mixture Blend	4620	GA	0.4700	20.00	1,737.12
Gel Activado Mezclas		MIX			
Gel Activado de 20 lb/Mgal (YF120LG)	18268	GA	0.8300	20.00	12,129.95
S018, 16/30 Mesh Sand	20900	lb	0.3200		6,688.00
Gel Lineal Mezclas		MIX			
Gel Lineal de 10 lb/Mgal (WF110)	3347	GA	0.4400	20.00	1,178.14
J954-V HiWAY* Product Charge, 0 percent discount		MIX			
Mixture Blend	20900	lb	0.5000		10,450.00
			Field Ticket Total (USD)		43,483.93

Fuente: Savia Perú

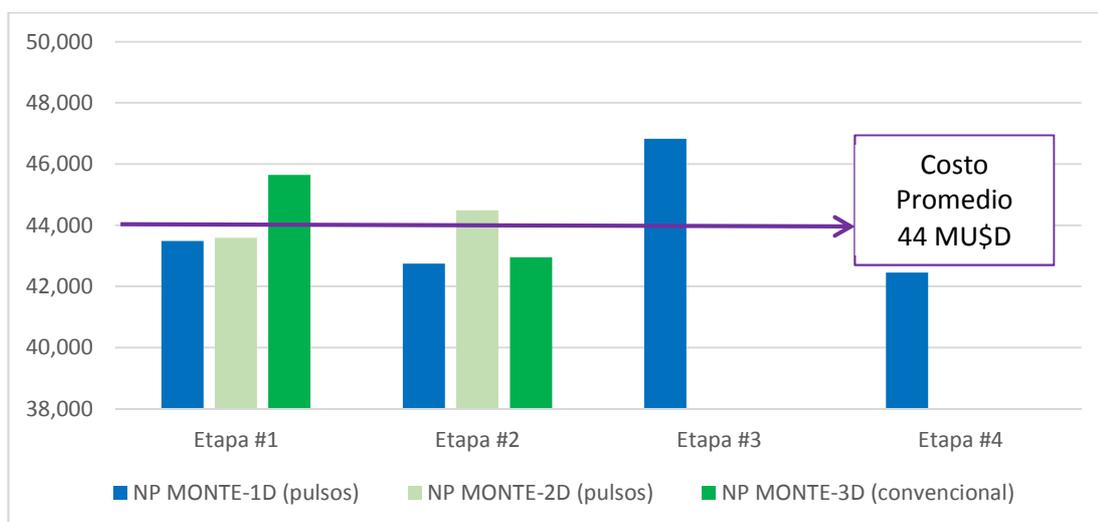
4ta Etapa

Description	Qty	UOM	Price	Disc	Amount
Cargo por Manipulacion y Descarga de Arena		EA			
Silo Loading Charge	220.17	CF	4.7300	55.00	468.63
Cargo por Transporte de Arena	79.48	Ton/Km	1.2000	55.00	42.92
Mezcla de fluidos		EA			
Mixing Charge	1	EA	2,647.1300	55.00	1,191.21
Adquisicion de Datos		EA			
Monitor System Charges	1	EA	2,109.7400	55.00	949.38
Servicio Ingenieria		EA			
Pumping Charge	1	EA	634.9000	55.00	285.70
Cargo por Servicio Ingenieria	1	EA	713.8000	55.00	321.21
Salmuera de Fractura		MIX			
Mixture Blend	4557	GA	0.4700	20.00	1,713.43
Gel Activado Mezclas		MIX			
Gel Activado de 20 lb/Mgal (YF120LG)	18540	GA	0.8300	20.00	12,310.56
J954-V HiWAY* Product Charge, 0 percent discount		MIX			
Mixture Blend	21900	lb	0.5000		10,950.00
S018, 16/30 Mesh Sand	21900	lb	0.3200		7,008.00
Gel Lineal Mezclas		MIX			
Gel Lineal de 10 lb/Mgal (WF110)	6090	GA	0.4400	20.00	2,143.68
Cargo por Servicio Bombeo hasta 2500 HHP (Etapa Adicional)		EA			
Pumping Charge	1	EA	11,249.7800	55.00	5,062.40
			Field Ticket Total (USD)		42,447.12

Fuente: Savia Perú

Como se aprecia a continuación, entre cargos por materiales y servicios los precios tanto para un fracturamiento por pulsos y convencional se mantienen en un promedio de 44,000 U\$D haciendo viable la aplicación de un tratamiento de fractura por pulsos como alternativa de completación y estimulación al proveer y presentar ventajas técnicas frente a la aplicación de un tratamiento convencional.

TABLA 6.1 COSTO POR ETAPA (U\$D) – FRACTURAMIENTO PUNTA MONTE



Fuente: Elaboración propia

**TABLA 6.2 VALORES DE COSTO POR ETAPA (U\$D) -
FRACTURAMIENTO PUNTA MONTE**

Costo por Etapa (U\$D) - Fracturamiento Punta Monte				
Pozo	Etapa #1	Etapa #2	Etapa #3	Etapa #4
NP MONTE-1D (pulsos)	43,484	42,738	46,825	42,447
NP MONTE-2D (pulsos)	43,591	44,487	-	-
NP MONTE-3D (convencional)	45,644	42,951	-	-

Fuente: *Elaboración propia*

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- A nivel global se han reportado incrementos de producción del orden del 20% tanto en la tasa de producción inicial como en valores acumulados de producción. En la aplicación en la locación Punta Monte se aprecian valores de tasa inicial superior en 138% y para producción acumulada a 90 días mayor en 219% respecto al pozo tratado con técnica convencional NP MONTE-3D (2 etapas-convencional).
- Aun empleándose simuladores de fracturamiento actuales como (FracCADE) se aprecian valores mayores de conductividad y FCD. Por lo que se concluye se generan canales de flujo de conductividad superiores a los obtenidos con técnica convencional.
- Por los valores de producción reportados de los pozos NP MONTE-1D y NP MONTE 3D se aprecia un menor tiempo de limpieza posterior a la fractura y mayor recobro de fluidos de estimulación para el correspondiente tratamiento por pulsos de arena.
- Durante el registro de presiones durante los tratamientos se evidencia una menor probabilidad de arenamientos prematuro.
- La caída de presión es menor a través de toda la longitud de fractura por tener mayor conexión entre los canales.
- La técnica permite usar arena de mayor o menor granulometría.
- Se obtiene mayor longitud de fractura efectiva debido a la menor resistencia en la fractura durante el tratamiento.
- Menor daño de gel sobre la formación por tener menor efecto de *crushing* sobre la fractura.
- El menor uso de cantidad de arena del orden 45.4% en los pozos fracturados en la locación Punta Monte implica una reducción de costos de movilización tanto en operaciones en tierra y costa afuera.

- El menor empleo de arena de fracturamiento y el mejor control de la presión neta de tratamiento favorecen a mejorar la buena práctica de seguridad y salud ocupacional y disminuyen también el impacto al medio ambiente desde la elaboración de menor cantidad de insumos empleados hasta la ejecución y termino del proceso de fractura hidráulica.

7.2 Recomendaciones

A continuación se listan recomendaciones para identificar mejor a los candidatos para aplicar la técnica y monitoreo durante la misma tanto para trabajos de completamiento, workover y re-fracturamiento en las operaciones del Lote Z2B:

- Es necesario se corran registros sónico dipolares para poder evaluar el perfil de esfuerzos.
- Se recomienda realizar prueba de flujo de núcleos y análisis de esfuerzos triaxiales para identificar datos geométricos.
- Realizar pruebas de *Minifall-off* para determinar permeabilidad de la zona.
- Uso de sensores de fondo para registrar presión a nivel de perforados para mejor monitoreo de la fractura y temperatura para monitorear exposición del fluido a nivel del reservorio.

A la fecha de redacción de la presente tesis en las operaciones costa afuera del Lote Z2B se vienen realizando preferentemente tratamientos de fractura convencional limitándose de esa forma el mejor estudio y aplicabilidad para las principales formaciones de los campos Lobitos, Peña Negra, Litoral y Providencia por lo que se recomienda la licitación de un segundo barco de estimulación equipado con equipos para llevar a cabo tratamientos por pulsos de arena por los beneficios tanto de mayor recobro de fluidos, menor uso de insumos y de costo similar a los tratamientos convencionales.

CAPÍTULO 8

BIBLIOGRAFÍA

- A New Approach to Generating Fracture Conductivity – Paper SPE 135034.
- Channel Fracturing – A Paradigm Shift in Tight Gas Stimulation – Paper SPE 140549.
- Optimizing Production of Tight Gas Wells by Revolutionizing Hydraulic Fracturing – Paper SPE 141708.
- Channel fracturing in Horizontal Wellbores: The New Edge of Stimulation Techniques in The Eagle Ford Formation – Paper SPE 145403.
- Raising the Bar in Completion Practices in Jonah Field: Channel Fracturing Increases Gas Production and Improves Operational Efficiency – Paper CSUG/SPE 147587.
- Completion Evaluation of the Eagle Ford Formation with Heterogeneous Proppant Placement – CSUG/SPE 149390.
- Channel Hydraulic Fracturing and its Applicability in the Marcellus Shale – SPE 149426.
- Field Development Study: Channel Fracturing Increases Gas Production and Improves Polymer Recovery in Burgos Basin, Mexico North – SPE 152112.
- First Channel Fracturing Applied in Mature Wells Increases Production from Talinskoe Oilfield in Western Siberia – Paper SPE 159347.

- Channel Fracturing in the Remote Taylakovskoe Oil Field: Reliable Stimulation Treatments for Significant Production Increase – Paper SPE 160767.
- On the Mechanisms of Channel Fracturing – SPE 163836.
- Oilfield Review Volumen 23, no.3 – Schlumberger – Fracturamiento con canales de flujo abiertos – Paginas 4 a 17.
- Oilfield Review Volumen 17, no. 2 – Schlumberger – Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- Reservoir Stimulation, Third Edition, Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte. Capítulos 1 a 13.
- Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 1990, John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode & Ralph W. Veatch Jr.
- Production Technology – Hydraulic Fracturing, Chapter 6.
- Well Production Practical Handbook, 2000 Edition, Chapter J – Stimulation.
- Production Operations, Third Edition, Well Completions, Workover, and Stimulation, Chapter 8 – Hydraulic Fracturing.
- Journal of Petroleum Geology, vol. 16 (1), January, 1993, pp. 5-32. The Talara forearc basin, N-W Peru: Depositional Models of Oil-Producing Cenozoic Clastic Systems.

CAPÍTULO 9

APENDICE

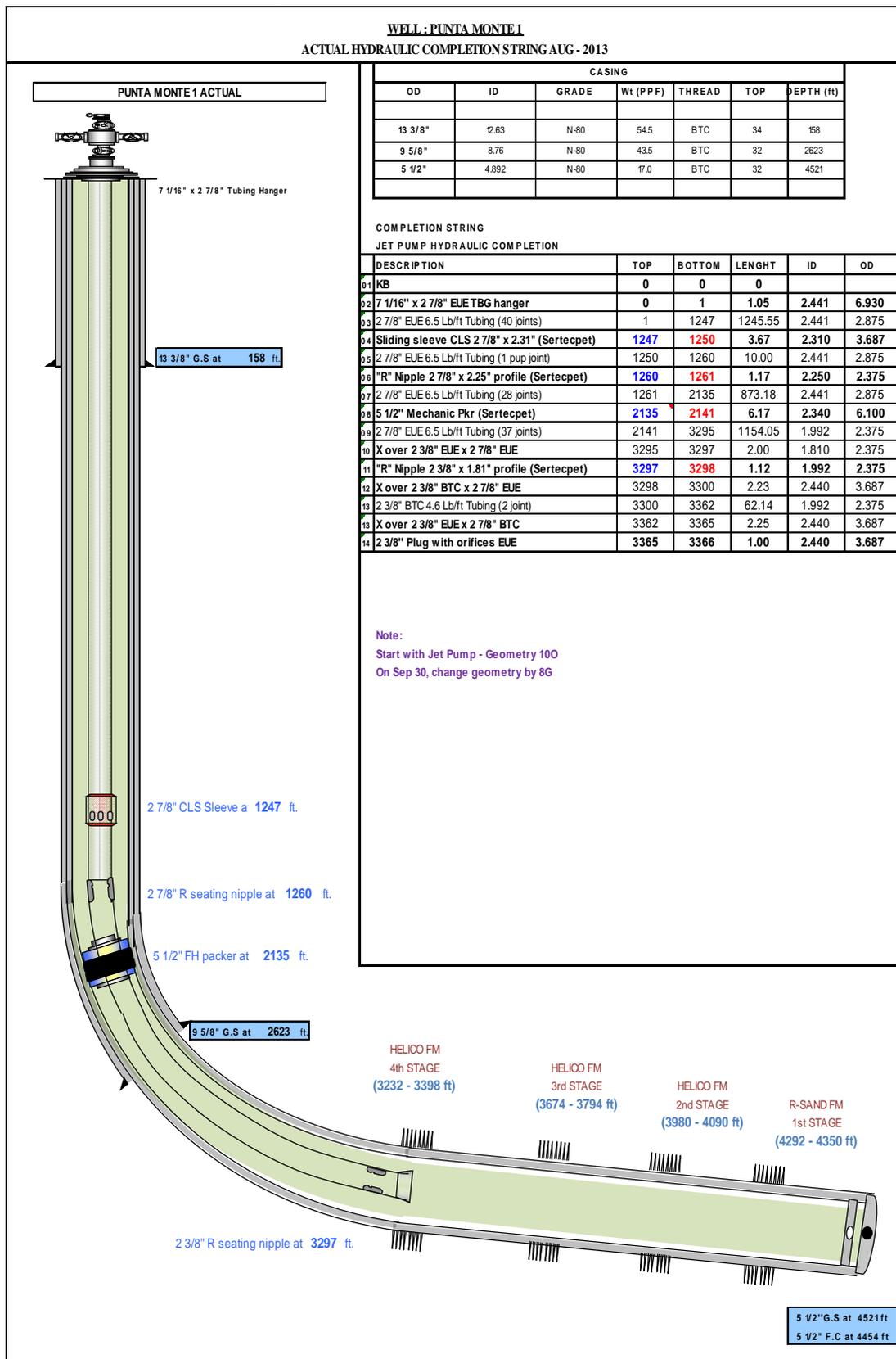
Tabla de parámetros de interpretación petrofísica de las principales formaciones productivas de los campos Lobitos, Peña Negra, Litoral y Providencia del lote Z2B.

LOBITOS	Parámetros de interpretación Petrofísica						Cut off			CORE
	Rho matrix	a	m	n	Rw	Vcl	Phie	Sw		
Formation	2.68	1	1.7	1.7	0.3	0.55	0.05	0.6		
Helico	2.68	1	1.7	1.7	0.29	0.55	0.05	0.6		
Terebratula	2.68	1	1.66	1.75	0.26	0.5	0.04	0.6	X	
Pariñas	2.68	1	1.71	1.75	0.3	0.4	0.05	0.6	X	
Rio Bravo	2.68	1	1.8	1.8	0.25	0.45	0.04	0.55	X	
Mogollon	2.68	1	1.66	1.66	0.26	0.55	0.03	0.55		
Basal Salina										
PEÑA NEGRA	Parámetros de interpretación Petrofísica						Cut off			CORE
Formation	Rho matrix	a	m	n	Rw	Vcl	Phie	Sw		
Helico	2.68	1	1.83	1.85	0.26-0.29	0.45	0.05	0.6		
Terebratula	2.67	1	1.97	2	0.23-0.28	0.4	0.05	0.6		
Cabo Blanco	2.67	1	1.69	1.65	0.26-0.29	0.4	0.05	0.6		
Ostrea	2.67	1	1.9	1.9	0.29-0.33	0.5	0.05	0.6		
Mogollon	2.67	1	1.88	1.96	0.28-0.31	0.4	0.04	0.6	X	
Basal Salina	2.67	1	1.6	1.6	0.26	0.55	0.03	0.55		
LITORAL	Parámetros de interpretación Petrofísica						Cut off			CORE
Formation	Rho matrix	a	m	n	Rw	Vcl	Phie	Sw		
Terebratula	2.68	1	1.7	1.7	0.12	0.5	0.06	0.55		
Pariñas	2.68	1	1.66	1.68	0.27	0.45	0.06	0.55	X	
Salina	2.68	1	1.7	1.7	0.29	0.5	0.05	0.55		
PROVIDENCIA	Parámetros de interpretación Petrofísica						Cut off			CORE
Formation	Rho matrix	a	m	n	Rw	Vcl	Phie	Sw		
Pariñas	2.68	1	1.68	1.68	0.34	0.5	0.06	0.55		
Manta	2.68	1	1.8	1.8	0.29	0.5	0.05	0.55		
Basal Salina	2.68	1	1.8	1.9	0.26-0.3	0.5	0.05	0.55	X	

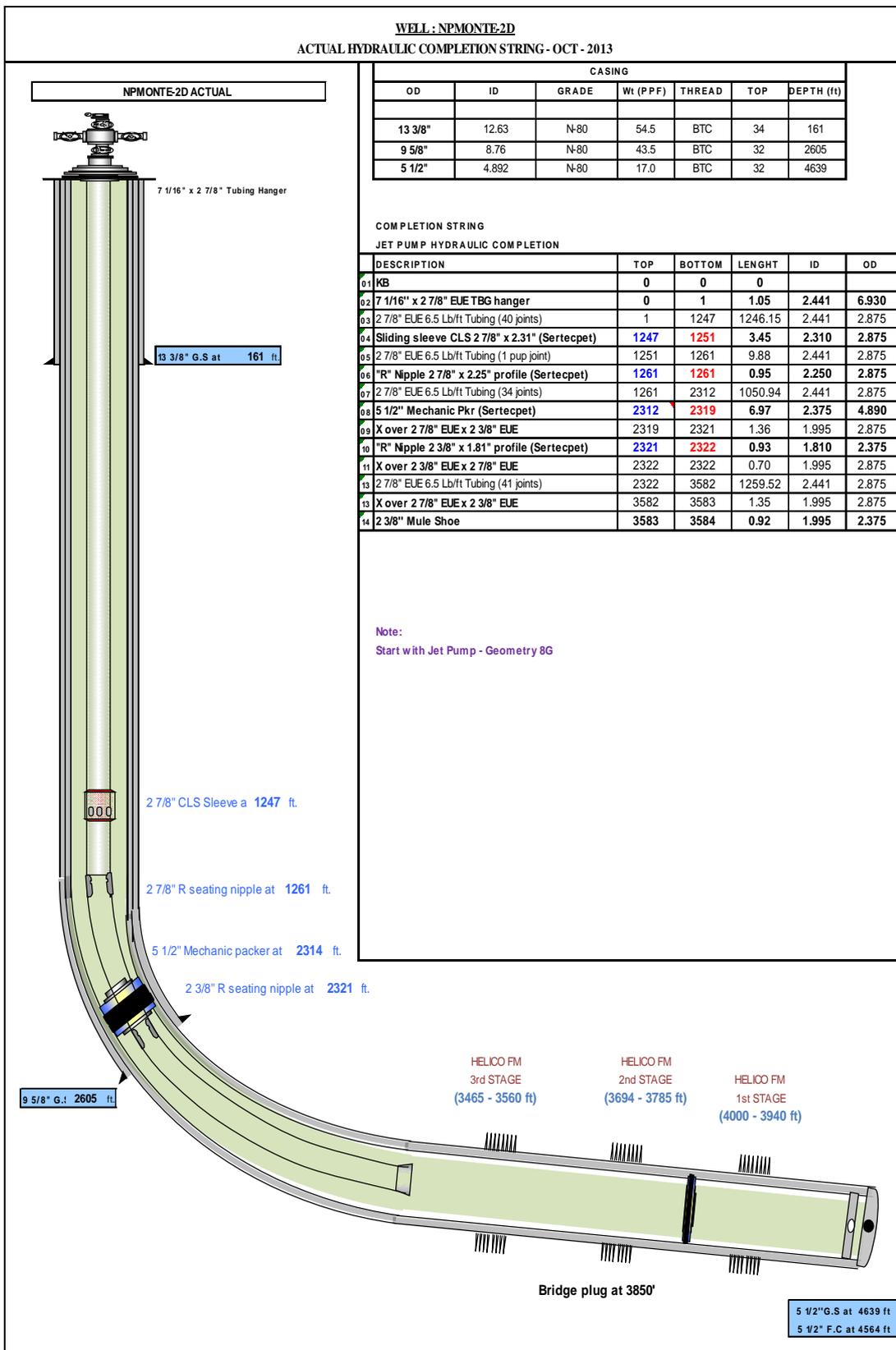
Tabla de rango de valores promedio de propiedades petrofísicas y de reservorios de las principales formaciones productivas de los campos Lobitos, Peña Negra, Litoral y Providencia del lote Z2B.

PEÑA NEGRA												
HORIZONT	THICKNESS	POROSITY	SW	PERM	FVF	AREA	OOIP	PROD.	OOIP	FORM		
Formation / Member	Vert. Gross Th. (Net Sd.) Ft.	Percentage	Percentage	Mildarcy	bbf/sb	Acres	MMSTB	MBBLS	%	%		
HELICO	400' - 800' (100'-250')	10 - 14	44	1 - 5		1600	22.5	1430	6	1.0		
TEREBRATULA	200' - 500' (50'-150')					1500		40				
ECHINO Sds	200' - 500' (50'-150')					5200		1000		0.7		
CABO BLANCO	50' - 300' (20'-250')	15 - 17	30	>200	1.110	5000	180.2	32830	18	23.0		
PEÑA NEGRA	100' - 550' (50'-300')	12 - 16	41	0.23	1.145	3300	282.8	21430	7	15.0		
MOGOLLON	600' - 2100' (300'-1600')	8 - 11	42	0.1	1.230	14000	1027.5	84250	8	59.0		
BASAL SALINA	200' - 800' (50'-200')	8 - 10	36	1 - 5	1.3	3800	17.2	500	3	0.3		
ANCHA (K)	700' (+) (300'+)	3	30		1.32	1100	12.3	1400	11	1.0		
							1552.5	142880	9			
LOBITOS												
HORIZONT	THICKNESS	POROSITY	SW	PERM	FVF	AREA	OOIP	PROD.	OOIP	FORM		
Formation / Member	Vert. Gross Th. (Net Sd.) Ft.	Percentage	Percentage	Mildarcy	bbf/sb	Acres	MMSTB	MBBLS	%	%		
TALARA SS.	200' - 500' (100'-150')					2100		100		0.1		
HELICO	300' - 1000' (150'-700')	10	42		1.184	4400	65.6	1850	3	2.0		
TEREBRATULA	300' - 600' (150'-450')	11	40		1.18	7400	40.7	6000	15	7.0		
CHACRA (R Sds)	200' - 400' (100'-200')					2800		2650		3.0		
PARÍNAS	350' - 750' (250'-500')	10 - 12	43	5	1.234	12000	247.8	29490	12	34.0		
RIO BRAVO	800' - 1200' (600'-1000')	11	57	2 - 5	1.123	6000	183.4	25170	14	29.0		
MOGOLLON	800' - 1000' (600'-800')	9	44	1 - 3	1.310	9000	75.4	3030	4	3.0		
BASAL SALINA	500' - 1000' (200'-800')	9 - 12	33	5 - 10	1.340	15000	217.4	18500	9	21.0		
							830.3	86790	11			
PROVIDENCIA												
HORIZONT	THICKNESS	POROSITY	SW	PERM	FVF	AREA	OOIP	PROD.	OOIP	FORM		
Formation / Member	Vert. Gross Th. (Net Sd.) Ft.	Percentage	Percentage	Mildarcy	bbf/sb	Acres	MMSTB	MBBLS	%	%		
TEREBRATULA	100' - 300' (50'-150')					300		90		0.30		
PARÍNAS	300' - 1000' (100'-500')	12 - 15	52	5 - 20	1.190	900	17.5	275	2	1.00		
MANANTA-SALINA	700' - 1000' (200'-500')	10	55	3 - 9	1.210	2500	60.6	4130	7	15.00		
BASAL SALINA	100' - 600' (50'-300')	11 - 13	44	5 - 10	1.275	6000	182.4	22860	13	83.00		
MESA	1000' - 3000' (100'-200')	9	22		1.35	1000	62.5	90		0.30		
ANCHA (K)	500' (+) (300'+)	7	21		1.35	700	11.9	90		0.30		
							334.9	27535	8			
LITORAL												
HORIZONT	THICKNESS	POROSITY	SW	PERM	FVF	AREA	OOIP	PROD.	OOIP	FORM		
Formation / Member	Vert. Gross Th. (Net Sd.) Ft.	Percentage	Percentage	Mildarcy	bbf/sb	Acres	MMSTB	MBBLS	%	%		
PARÍNAS	300' - 1000' (100'-500')	18 - 20	46	80 - 110	1.117	1300	325.1	37027	11	84.0		
SALINA	500' - 1000' (100'-500')	10	45	3 - 5	1.12	900	63.1	3968	6	9.0		
BASAL SALINA	50' (10'-15')	12	38	3 - 5	1.12	100	0.2	40995	9			
							388.4	40995	9			

Instalación final después de la completación del pozo NP MONTE-1D



Instalación final después de la completación del pozo NP MONTE-2D



Instalación final después de la completación del pozo NP MONTE-3D

