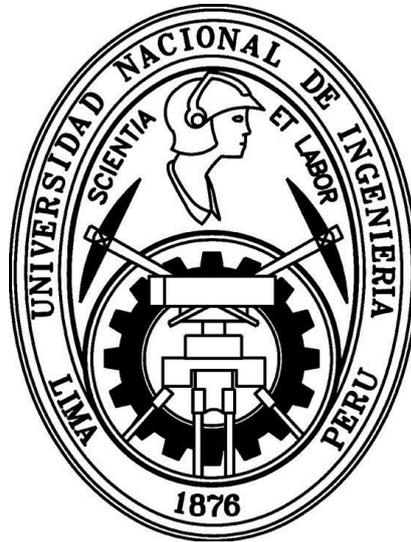


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



“APLICACIÓN DE LA FUNCIÓN G EN LA CARACTERIZACIÓN DE
GRADIENTES DE FRACTURA Y PERDIDA DE FILTRADO EN EL
LOTE X”

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

LUIS MANUEL VERÁSTEGUI BÁRCENA

PROMOCIÓN 2007-2

LIMA – PERÚ

2009

AGRADECIMIENTOS

Para llegar al resultado final siempre es necesario tener al lado a personas correctas y dispuestas a brindar el apoyo posible y adecuado. Un muy sincero y respetuoso agradecimiento para todas las personas que durante la elaboración de mi tesis me apoyaron.

En primer lugar a mi familia que siempre estuvo a mi lado, a los profesionales amigos y compañeros en general que me orientaron en los momentos en que lo necesite, a todas aquellas personas que de alguna manera influyeron en mi persona para seguir adelante y lograr mi objetivo, considero a todos porque marcaron una etapa muy importante y espero contar con ellos en posteriores oportunidades de importancia para mi vida.

ÍNDICE TEMÁTICO

PRÓLOGO

AGRADECIMIENTOS

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIONES GENERALES

1. Planteamiento del Estudio	1
2. Importancia y Aplicación	2
3. Lote X - Yacimiento Ballena	5
4. Formación Echinocyamus	8
5. Operaciones	10
5.1. Perforación	10
5.2. Workover	11
5.2.1. WO sin Equipo	11
5.2.2. WO con Equipo	13

CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS

6. Fractura Hidráulica	15
6.1. Aspectos Generales	15
6.2. Mecánica de Rocas	18
6.3. Presiones	20
6.4. Leak Off	22
6.5. Modelos de Fractura 2D	26
6.5.1. Modelo Radial	26
6.5.2. Modelo KGD	27
6.5.3. Modelo PKN	28
6.6. Análisis Post-Fractura	29
6.6.1. Raíz cuadrada del tiempo	29
6.6.2. Ploteo de Horner	29
6.6.3. Función G	30
6.6.4. Parámetros de Fractura	34

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS ESTADÍSTICO

7. Mapeo de Pozos respecto a bloques	36
8. Validación de Datos	37
9. Análisis Probabilístico	37
9.1. Gradiente de Fractura – Declinación	38
9.2. Declinación – Eficiencia de Fluido	47
10. Análisis de mapas de tendencia	55

CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN

11. Consideraciones Previas	62
11.1. Parámetros de Fractura	62
11.2. Configuración de los pozos	64
12. Selección de etapas	65
13. Análisis de etapas	66

CAPÍTULO 5: INTERPRETACIÓN GRÁFICA

14. Tipos de comportamiento del Leak Off	79
15. Análisis de declinación de Presión y Leak Off	83

CAPÍTULO 6: CONSIDERACIONES FINALES

16. Resumen General	95
17. Comportamiento por Zonas	103
18. Conclusiones	112

BIBLIOGRAFÍA	113
---------------------	------------

PROLOGO

La estimulación de un pozo es un proceso que tiene que ser muy cercano a lo preciso para obtener los resultados previstos de acuerdo al plan de desarrollo, las variables involucradas como son: esfuerzos de las rocas, presiones de los fluidos, temperatura, etc. hacen que dicho objetivo sea complicado puesto que en unos casos estas variables alteran su valor constantemente y en otros son desconocidas, sin embargo, se puede encontrar un patrón común de comportamiento para determinada formación.

En una operación de fractura hidráulica, antes de efectuar el tratamiento principal (Minifrac), los dos parámetros que comúnmente se reportan son la gradiente de fractura y la declinación, el presente estudio se enfoca en caracterizarlos con la aplicación de la Función G en contraste con los métodos convencionales. La Función G esta especializada en el análisis de pérdida de fluido (leak off) sin embargo, también nos permite evaluar las presiones en la etapa de Minifrac.

La caracterización que se desarrollará en este trabajo consistirá entonces, en definir el comportamiento de la gradiente y el de la declinación, y será útil para operaciones posteriores de fractura hidráulica en las formaciones en cuestión.

Capítulo I

DESCRIPCIONES GENERALES

1. Planteamiento del Estudio

La Función G es una función especial de análisis de declinación de presión con la cual se puede determinar ciertos parámetros de importancia para la operación de fractura hidráulica. Concretamente se aplica para determinar el comportamiento de la pérdida por filtrado (leak off) y mediante un análisis conjunto con los métodos convencionales se puede determinar también la gradiente de fractura. En el presente estudio se determinará el comportamiento de estos parámetros, es decir, se caracterizará a los miembros de la formación Echinocyamus: Ballena, Cabo Blanco y Somatito (El análisis no toma en cuenta a los otros miembros: Constanza y Verde porque la data obtenida es demasiado poca ó no validó) Esta caracterización tendrá como fin tener una base concreta acerca del comportamiento de la fractura hidráulica en futuras operaciones para poder discernir sobre los resultados que se obtengan.

La metodología de trabajo contempla desarrollar los siguientes aspectos para llegar al objetivo final esperado:

- Evaluación de la información actual existente, incluyendo estudios de fracturamiento hidráulico previamente realizados en el área, información de yacimientos, y determinación del tipo de información adicional necesaria.
- Análisis de los fracturamientos hidráulicos realizados en el área para determinar la efectividad de los diseños.
- Integración de la totalidad de la información para realizar análisis a nivel de pozo, incluyendo: reservas, daño, producción, declinación, etc.
- Análisis estadístico como un medio de orientación confiable para las conclusiones finales de análisis de ingeniería.
- Simulación de pozos representativos (tomados de zonas definidas por bloques formacionales) considerados como pozos tipo para análisis de declinación de presión y pérdida de fluido.

En primer lugar se definen los aspectos generales que están involucrados íntimamente con el trabajo, es decir, aquella información necesaria, descriptiva e importante pro-conocimiento del tema de interés aquí previsto y fin del mismo, además se presenta todo

aquel dato que concrete la idea primera (el problema planteado) así como su respectiva solución.

Lo siguiente viene a ser, mostrar los conceptos que conforman la matriz del tema en cuestión, el fundamento teórico genérico del tema principal del presente trabajo: Fractura Hidráulica como método de estimulación para pozos de petróleo y la aplicación de la Función G en el análisis post-operatorio. Además se considera sólo los aspectos importantes para este estudio pues, el tema genérico es muy extenso y lo que se trata aquí de demostrar es un aspecto puntual.

Para propósitos de tener una fuente de información confiable con la que se pueda trabajar adecuadamente, se consigue la data de la empresa operadora (correspondiente a los trabajos de fractura hidráulica y otros aspectos relacionados importantes para los análisis que se necesiten realizar) Con la data recopilada se comienza con el análisis, en principio, con una base estadística de toma de muestras representativas y válidas para luego ser analizadas mediante modelos de tendencia y dependencia entre los parámetros seleccionados como los más importantes y decisivos en el estudio, modelos de distribución normal, finalmente una consolidación de los resultados obtenidos.

Los dos capítulos posteriores vienen a ser el análisis de ingeniería de petróleo aplicada al tema de interés. Como primera parte, se analizan los valores tipo de diseño y ejecución, además de las consideraciones de operación para las fracturas realizadas en cada zona o sub-zona definida convenientemente, para realizar la simulación de los trabajos de estimulación en determinadas etapas (definidos con todos los parámetros propios de la zona en que fueron ubicados). Los datos obtenidos de dicha simulación son consolidados, se realizan comparaciones y se debate acerca de la variación (si es que la existe) entre estos con los resultados estadísticos y propuestos para el proyecto.

Finalmente se analizará el comportamiento de la declinación de presión y leak off para la caracterización propiamente dicha mediante el uso de la Función G, Ploteo de Horner, Raíz cuadrada del tiempo, Derivada y Superposición de la derivada de la presión de fondo (BHP). Estos análisis son parte del análisis post-fractura más detallado para la obtención directa de la presión de cierre con la cual se obtiene la gradiente de fractura que comúnmente se determina mediante la presión instantánea de cierre (ISIP: Instantaneous Shut In Pressure), y la determinación del mecanismo predominante en el leak off. Este es el complemento adicional a los resultados de la simulación, es el análisis final con los datos obtenidos de esta.

2. Importancia y Aplicación

Para llevar a cabo una buena operación de fractura hidráulica es necesario conocer, en primer lugar, las propiedades mecánicas y petrofísicas de las formaciones, las condiciones en las que se encuentra el reservorio y la configuración del pozo. Por lo general, y como se da en este caso, no se tiene información de geomecánica disponible actualizada, por lo que se trata de optimizar el punzonamiento con el objetivo de obtener la mayor probabilidad de encontrar al plano de esfuerzo máximo (orientación 120° 3T/P), el control de presiones y el comportamiento de la fractura manteniendo el control de su generación al centralizar tiros ó proponiendo la competencia de fracturas.

Otros aspectos importantes son la petrofísica y las propiedades del reservorio; los fluidos que ingresan a la matriz en las diferentes operaciones, en general, cualquier alteración de las cercanías del pozo (wellbore) y reservorio modifican los valores naturales y originales de los esfuerzos, permeabilidad, porosidad y crean daño en el pozo. Si bien es cierto, en un principio se puede conocer el comportamiento de la presión en una operación de estimulación, todos los factores mencionados alteran sea temporal o permanentemente las propiedades originales y esto se traduce en incoherencias al momento de realizar los cálculos de diseño ó análisis post-fractura.

Los 2 parámetros que se caracterizarán en este estudio son la gradiente de fractura y el leak off, pues ambos definen si una etapa resultará exitosa antes y después de la estimulación. La gradiente de fractura, en principio viene dada por:

$$\text{[ISIP + } P_{\text{hidrostática}}\text{]} / \text{Profundidad}$$

ISIP: Presión de cierre instantáneo

Es decir, es la mínima presión para mantener abierta la fractura, con este valor sabremos en que margen varia la potencia que se usará en la operación, el caudal de bombeo y el agente propante que se usará. Además indica de alguna manera, junto a un análisis de parámetros petrofísicos (permeabilidad y porosidad), si el reservorio esta depletado y es potencialmente productivo.

Llamamos presión de fractura a la presión dentro de la fractura, justo después de los punzados, a partir del inicio de la ruptura.

En superficie medimos el caudal de inyección, la densidad de la lechada, la presión en la línea de bombeo y cuando se puede la presión en la tubería por la que se realiza el tratamiento. Es muy raro tener sensores para medir la presión de fondo, y aun más en tiempo real. Generalmente la presión de fondo es calculada en función de los datos anteriores. La evaluación de una operación se basa en la interpretación de esta presión de fondo calculada o medida. La presión de fondo es la presión de superficie, más la presión hidrostática, menos todas las fricciones del sistema.

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{sup}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{fric. tub.}} - P_{\text{fric. wellbore}}$$

Las fricciones son estimadas según datos teóricos. En un gráfico típico de la presión de fondo vemos que al inicio del bombeo la presión sube hasta que se rompa la formación, esto es lo que se denomina presión de ruptura. Después la presión se "estabiliza", en este momento tenemos la presión de propagación, o de extensión, de fractura (P_{ext}). Una vez parado el bombeo, no hay más fricciones en el sistema, y la presión de fondo es igual a la presión de superficie más la presión hidrostática. La presión así calculada es realmente la presión adentro de la fractura, es lo que llamamos Presión de cierre instantánea – 'Instantaneous Shut in Pressure' (ISIP).

Cuando paramos el bombeo, la fractura está todavía abierta y el fluido que se encuentra adentro pasa lentamente en la formación por efecto de la pérdida de fluido (leak off), lo que implica una disminución de la presión. Una vez que el fluido de fractura filtra a la matriz las dos caras empiezan a tocarse, es el punto de cierre de la fractura. Después de este momento el fluido que invadió la vecindad de la fractura sigue difundiendo en el reservorio y la presión sigue disminuyendo hasta estabilizarse en la presión de reservorio. El mecanismo de disminución de presión cambia, y el punto de cierre puede ser visto como un quiebre en la pendiente de la presión. Si hay agente de sostén en la fractura las caras se apoyan sobre el agente de sostén antes del cierre. Entonces la determinación de la presión de cierre debe hacerse con un bombeo sin agente de sostén.

La Presión Neta representa la diferencia entre la presión de cierre y la presión dentro de la fractura, o sea la presión de fractura medida en fondo. Físicamente es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la presión neta es cero es porque la fractura está cerrada.

En el caso de que la presión del fluido en la fractura es de 2500 psi y la presión correspondiente al esfuerzo de la formación que tiende a cerrar la fractura (σ_{min}) es 2000 psi, entonces la presión neta es: $2500 - 2000 = 500$ psi.

Dicho de otra manera, de los 2500 psi, solamente 500 psi son utilizados para la propagación de la fractura, los otros 2000 psi son para impedir que se cierre.

El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura. O sea permite estimar si la fractura crece longitudinalmente, verticalmente, si hay arenamiento, etc.

Todo el análisis de presiones, entonces, depende mucho del conocimiento de estos 2 parámetros. Por un lado, la gradiente de fractura es un indicativo de la presión necesaria para apenas abrir la fractura, el comportamiento de la pérdida de fluido en la fractura evidencia la interacción de esta con el reservorio.

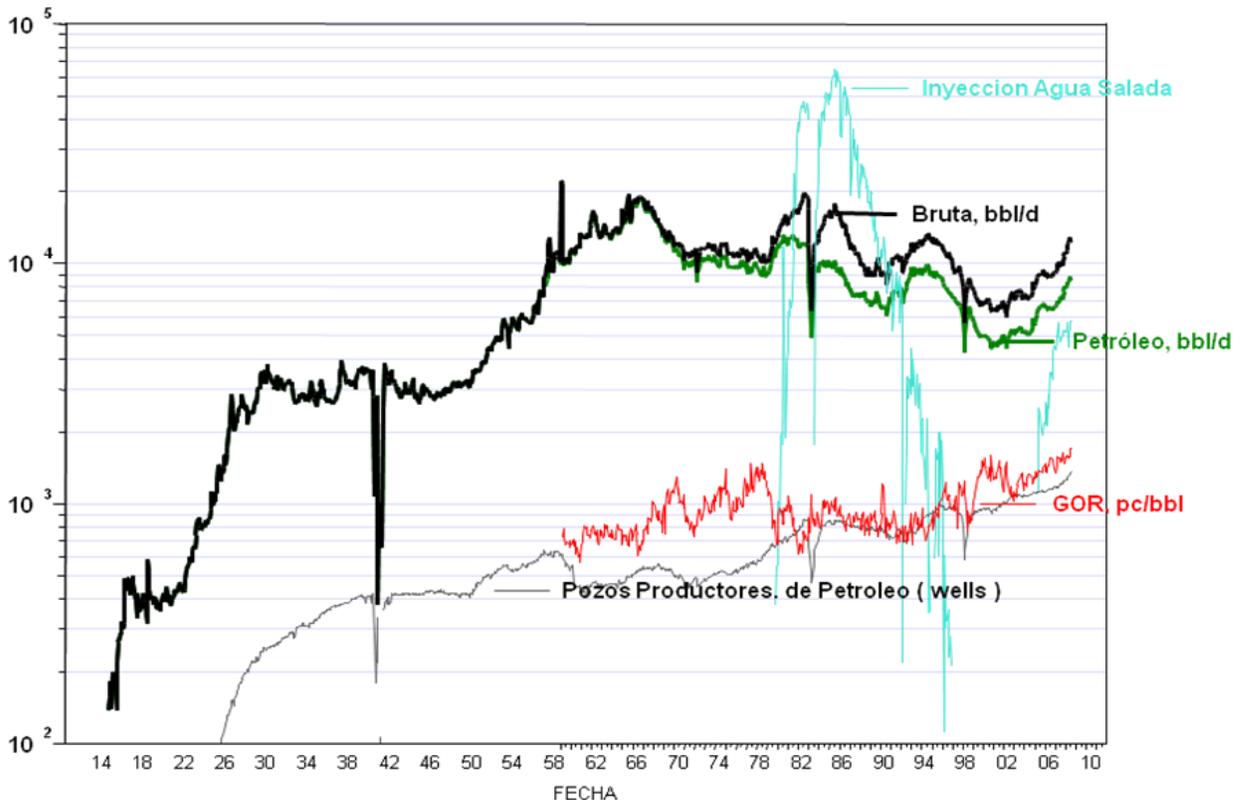
En un pozo real, al comenzar el diseño de una fractura hidráulica se evalúa el potencial productivo de la etapa, es decir, principalmente las reservas, transmisibilidad y gradiente de reservorio que posee, estos parámetros son propios del reservorio 'no contactado'. Es por esta razón que se realiza una prueba Minifrac antes del tratamiento principal (el tratamiento fue diseñado con el registro eléctrico, recomendaciones y a base de datos de pozos vecinos) para conocer el comportamiento de las presiones en la operación.

Se definen 2 variables en ese momento: gradiente y declinación con los que se define por último si dicha etapa vale la pena de ser estimulada. El valor mínimo para que una etapa resulta favorablemente productiva en el Lote X es de 0.6, la declinación debe estar acorde a este valor (inversamente proporcional), si un pozo declina muy rápido quiere decir que no tiene la suficiente energía como para transmitir el flujo del reservorio hacia el pozo (la declinación se determina en un tiempo luego del cese de bombeo = 10 minutos), este último aspecto tiene que ver con el leak off.

3. Lote X – Yacimiento Ballena

El Lote X es un campo maduro (marginal) con una historia productiva de más de 100 años, se extrae petróleo y gas de él. Actualmente el campo es explotado por la empresa petrolera de origen brasilero PETROBRAS mediante un contrato de licencia, dicha empresa tiene dentro del mencionado lote, proyectos de desarrollo de pozos interubicados (infill), recuperación secundaria, reparaciones por nombrar los principales. Actualmente produce un promedio de 15000 bbl/día de crudo.

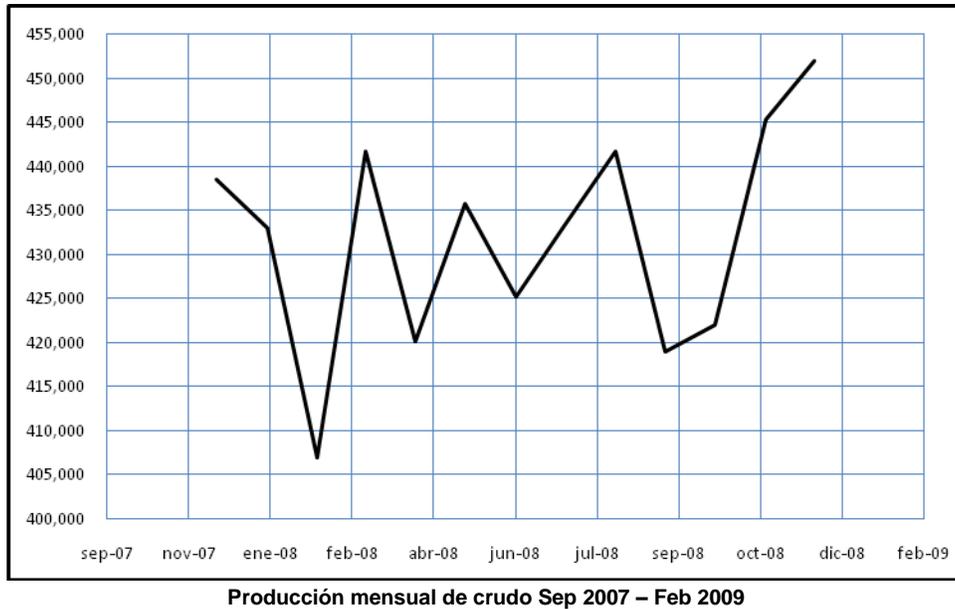
Producción histórica del Lote X



Producción histórica de crudo Zona Costa 1910 – 2010

En la actualidad se tiene un proyecto de pozos infill en los yacimientos de la zona de la Costa, consiste en la perforación de pozos nuevos y la puesta en producción de las formaciones intermedias de la columna estratigráfica del Lote X: Lutitas Talara, Echinocyamus y Ostrea.

La producción desde que se ejecutó el proyecto hasta la actualidad para el lote X se muestra continuación:

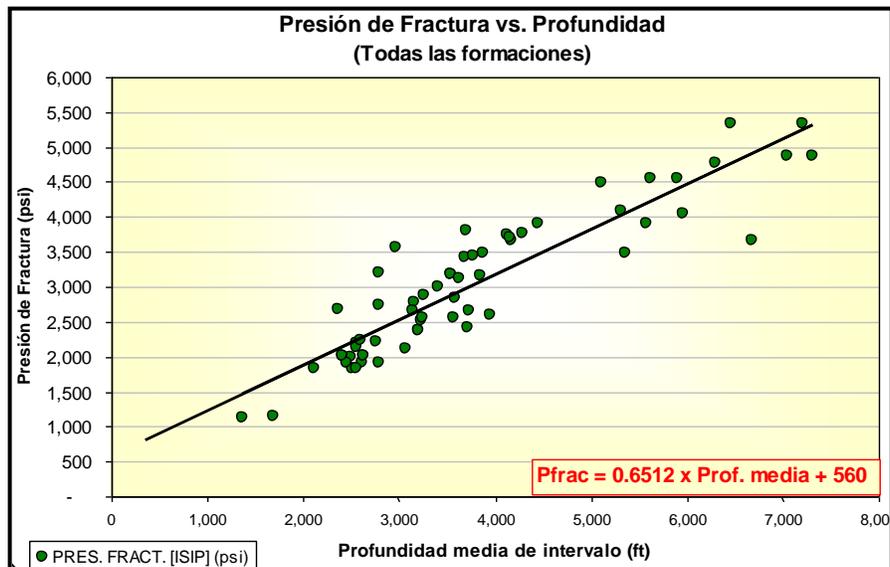
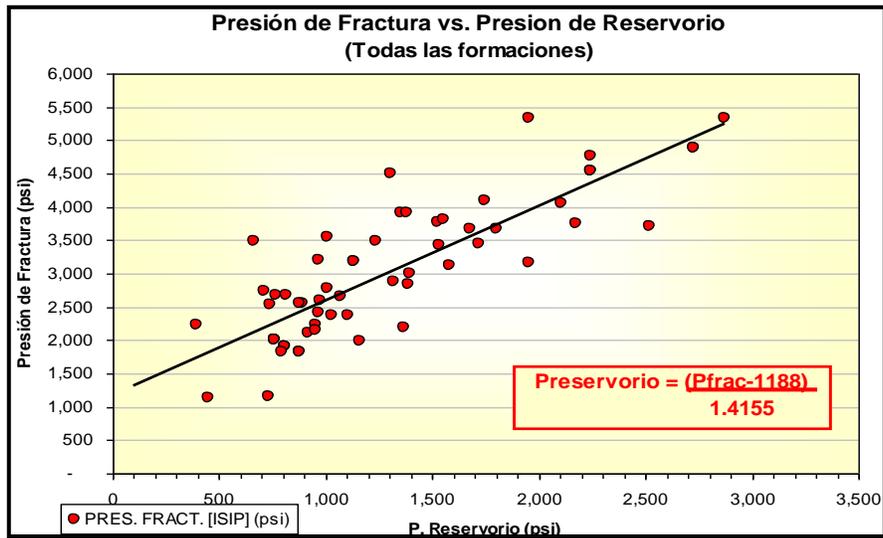


El yacimiento que será analizado en el presente estudio es Ballena, escogido de entre los que poseen la mayor densidad de pozos y de los que presentan problemas tanto en perforación como en el servicio de pozo (workover).

Yacimiento Ballena

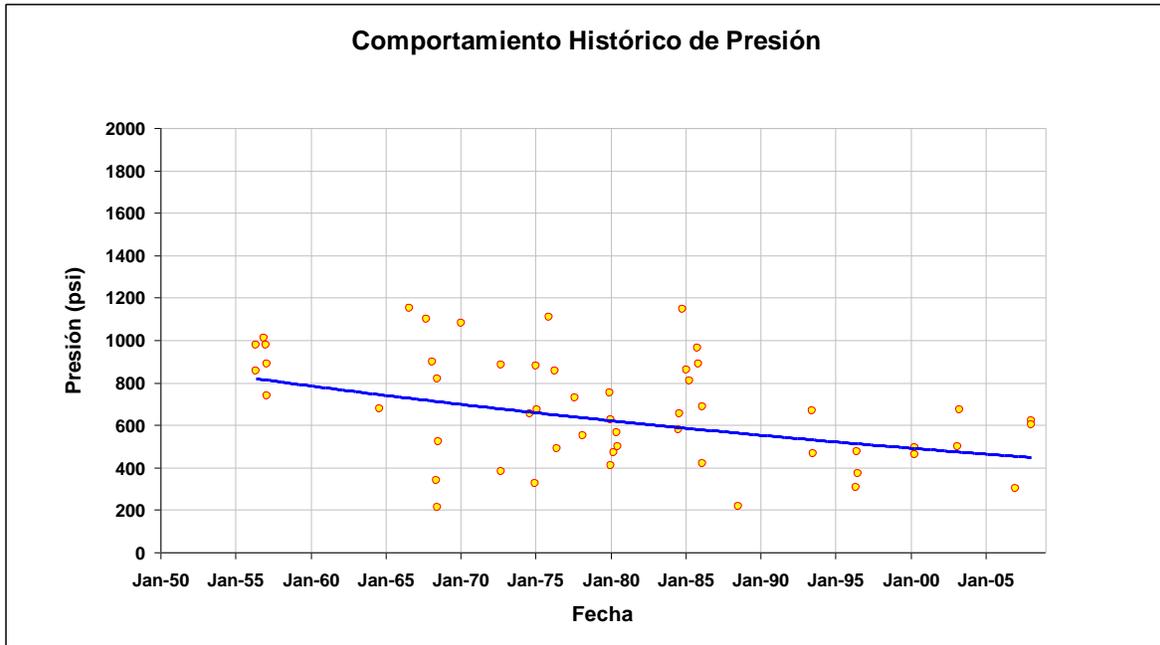
Es la zona más desarrollada del Lote X, presenta pozos en Recuperación Secundaria, pulling, AIB, PCP, y otros sistemas de producción artificial. Los mecanismos de impulsión predominante en la zona son los de gas en solución y segregación gravitacional.

Relaciones de Presión



Estas gráficas son elaboradas usando la data de pruebas de presión antiguas actualizadas pues, actualmente no es posible llevar a cabo una prueba de presión que de resultados confiables o que simplemente de resultados pues el tiempo para que el reservorio llegue al estado pseudo-estable es demasiado largo y no se traduce ninguna respuesta en la memoria de recepción (memory gauge).

La data de presión de fractura es la relativa a la P_{standing} (ISIP) ó presión cuando se para el bombeo en el Minifrac. Se tomó la data general para elaborar estas gráficas, es decir, toda la data de fractura para todas las formaciones.

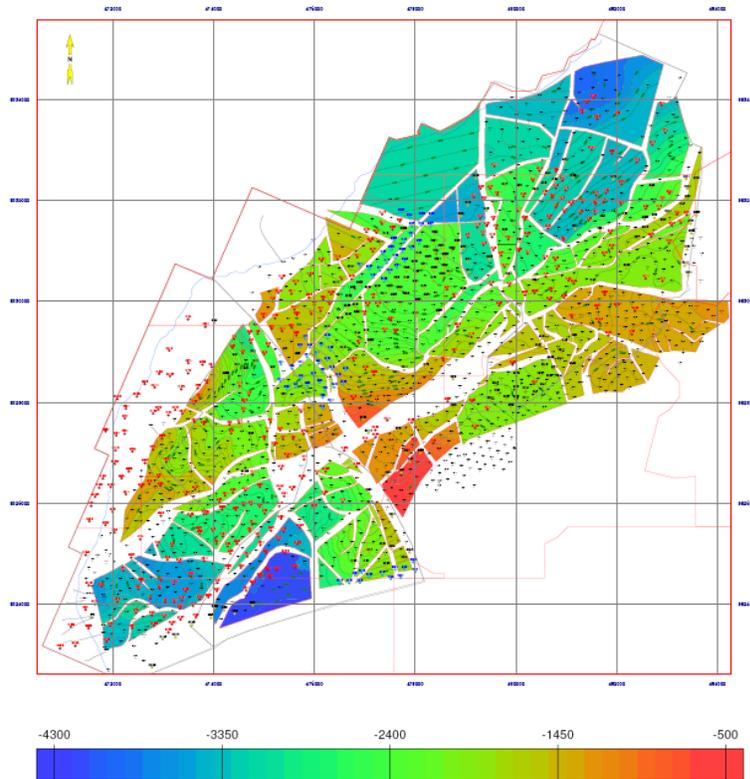


4. Formación Echinocyamus

La formación Echinocyamus es una de las formaciones intermedias de la columna estratigráfica de la cuenca Talara. Presenta los siguientes miembros en su estructura:

- Ballena
- Constancia
- Somatito
 - Somatito Inferior
 - Somatito Superior
- Verde
- Cabo Blanco

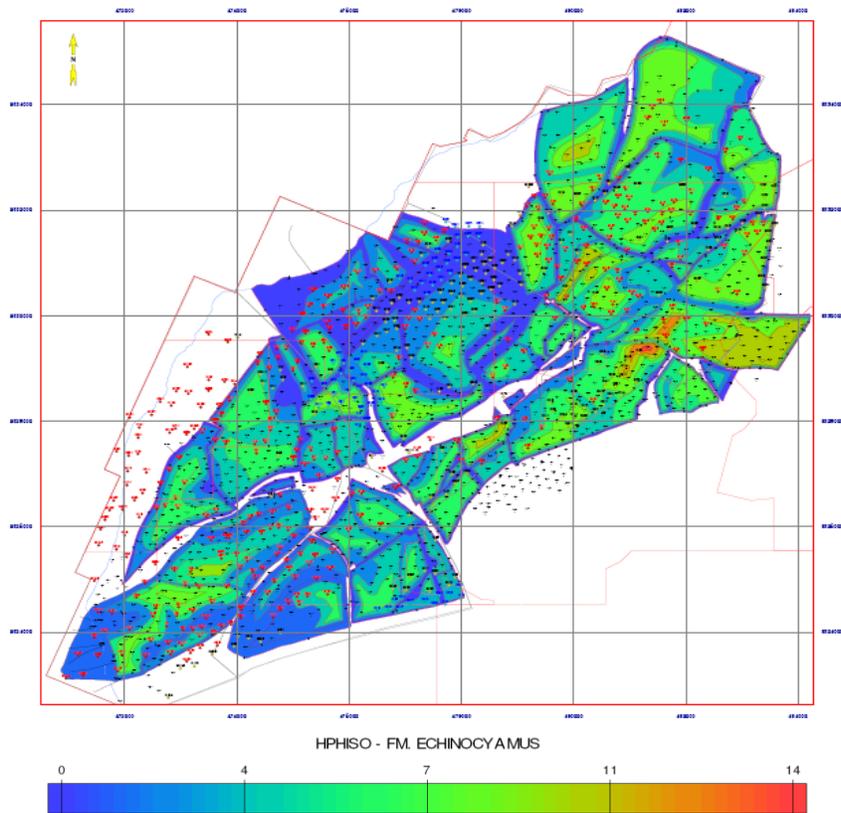
Mapa estructural Echinocyamus – Lote X



Propiedades Petrofísicas y de Reservorio

Miembro	Propiedades	
	ϕ	Hn
Somatito Superior	0.113	49
Somatito inferior	0.120	39
Ballena	0.116	42
Cabo Blanco	0.119	40
	K	1.10
	μ_{ob}	1.55
	B_{ob}	1.09

Mapa Índice de Hidrocarburos Echinocyamus – Lote X



5. Operaciones

Las operaciones previas a la estimulación influyen mucho en esta cuando llega el momento de su ejecución, durante la perforación se pueden registrar pérdidas de circulación total o parcial, y así como en la cementación, se genera un filtrado el cual penetra hasta cierto radio dentro del reservorio el cual se traduce en un daño. En la etapa de workover, el punzonamiento genera cierto daño inevitable también (el cual es necesario pero luego se trata en lo posible de eliminar)

5.1. Perforación

La perforación en la actualidad se realiza con equipos automáticos y en 2 fases: Superficie (hasta 250' por lo general) y Producción (hasta 4500' por lo general), los objetivos son las formaciones: Lutitas Talara, Echinocyamus y Ostrea. La configuración del conjunto de fondo (BHA: Bottom Hole Arrangement) inicial es rígido (15' - 30' - 45') pudiendo cambiar esta configuración a semi-rígido o pendular en el transcurso de la perforación, según el criterio del supervisor (si se ven zonas muy duras y alta desviación)

Broca e Hidráulica, el tipo de broca usado es la de diamante policristalino (PDC) el cual alcanza en los equipos automáticos un rate de penetración (ROP) instantáneo de hasta 450 ft/min y un ROP promedio de 100 ft/min. El flujo se mantiene turbulento en el fondo del pozo llegando a la línea de descarga (flow line) como transicional.

Ventana Operacional, se perfora con lodo recuperado (sale del pozo y es llevado a 9.0 ppg en las tinas de tratamiento), para el control de sólidos se utilizan 2 zarandas y un equipo 3 en 1, este último conformado por 1 zaranda, 1 desander y 1 desilter. El trend de densidades se determina con data de pozos vecinos recientes tomando en cuenta los problemas de pérdida, arrastre o desestabilidad.

Revestimiento, en la fase de superficie se usa una lechada de 14.7 ppg y en la de producción 2 lechadas: 1 lechada de relleno (scavenger) de 12.6 ppg y una principal de 14.6 ppg. Se utiliza cemento puzolánico.

Parámetros, los parámetros como el Peso sobre la broca (WOB), Rate de Penetración (ROP), Torque, presiones, caudal, RPM (revoluciones por minuto), etc. dependen de cada formación atravesada y de la profundidad a la que se encuentren, conforme se avanza se mantiene un ROP alto (en formaciones blandas) y luego gradualmente hasta llegar a la profundidad final, se baja el RPM para evitar alta vibración en el equipo, se puede comenzar con un ROP promedio de 200 ft/min en la fase de superficie y terminar con 40 ft/min al llegar a la profundidad final (TVD final)

5.2. Servicio de Pozo (Workover)

Luego de 24 horas del fraguado del cemento de la fase de producción se inician las operaciones de completación, estimulación y adecuación para la puesta en producción del pozo. Esta etapa para pozos nuevos comprende de 2 etapas bien diferenciadas: Sin y con equipo.

5.2.1. Workover sin equipo

Registro, pocos pozos son asignados para correr registros a hueco abierto (open hole), por lo general sólo es necesario tomarlos en hueco entubado (cased hole) y en el siguiente arreglo: GR-CCL-CNL (Gamma ray, Casing Collar Locator y Neutrón Compensado), sólo basta esta información pues ya se tiene una base de datos y correlaciones estructurales. Así mismo, actualmente en muy pocas ocasiones se toman registros de integridad y adherencia del cemento, sólo cuando hay resanes, squeeze, etc. (estos problemas se conocen debido a que se tienen registros de adherencia antiguos, lo que se hace es verificarlos para su intervención), CCL-VDL-CBL (Casing Collar Locator, Variable Density Log y Casing Bound Log)

Punzonamiento, se realiza con cargas convencionales a 3 T/P (mayor probabilidad de encontrar el plano de máximo esfuerzo) Esto ha permitido mejorar la eficiencia de punzados, eliminar bombeo de colchones de arena ó fluido viscoso para eliminar la tortuosidad (debido a que el fluido de fractura tendrá menos restricciones en su flujo), así como reducir presiones de tratamiento.

Fractura Hidráulica, como bien se sabe, las formaciones del yacimiento Talara por lo general presentan una permeabilidad muy baja y están bastante depletadas. Esta es la razón por la cual se estimulan por medio de fractura hidráulica. A continuación se muestran los parámetros de operación característicos para la formación Echinocyamus:

Parámetros de Fractura - Echinocyamus	
Profundidad Promedio	2633'
Espesor Bruto	117'
Espesor Neto	34'
Radio de Drenaje	335'
Sacos Promedio	225
%PAD	22%
Longitud de Fractura	120'
Concentración de Arena	0.66 lb/ft ²
FCD	28
Permeabilidad Promedio	0.68 md
Porosidad Promedio	12%
Presión del Reservorio	809 psi
Gradiente del Reservorio	0.31 psi/ft
Conductividad	1928 md-ft
Eficiencia de Fluido	49%
Máxima Concentración	6 ppa
Caudal Promedio	19 bpm

Para pozos nuevos, las fracturas se realizan por casing utilizando como fluido de ruptura o Minifrac, salmuera y para el tratamiento gel activado (crosslinkeado). En reparaciones se utiliza gel lineal para la fase de Minifrac y gel activado para el tratamiento pues la operación se realiza con tubería de maniobra, tapón y packer, de tal manera que se evita la alta fricción (el diámetro de la tubería es de 2 7/8" y el gel lineal es menos viscoso que la salmuera). Las cargas de activador y el tipo de propante dependen de la formación a estimular y la profundidad, se utilizan comúnmente arena de los tipos de mesh: 12/20, 16/30 y 20/40, geles con carga de activador de 20, 25 y 30 lb/1000gal.

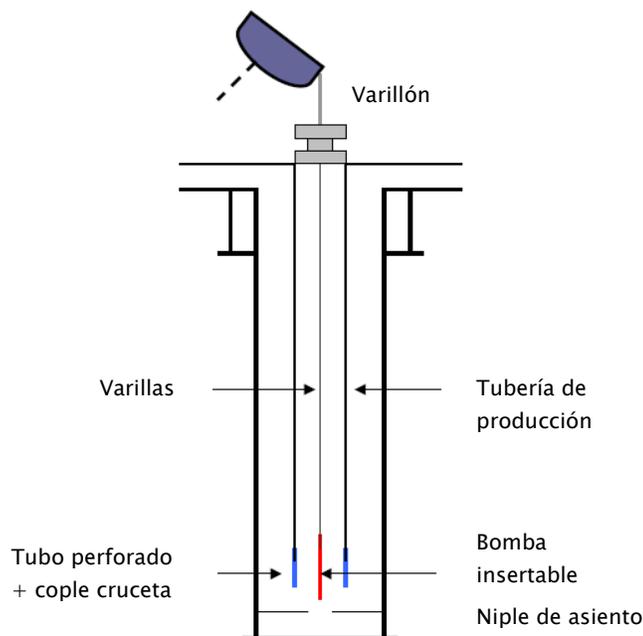
5.2.2. Workover con equipo

Las maniobras que se realizan en esta etapa son la de limpieza del pozo, cierre forzado, ensayo, bajada de instalación de producción y empaquetamiento del pozo para su puesta en producción. En ocasiones es necesario cuando hay problemas en la etapa sin equipo (rig less).

Limpieza y Ensayo, previo a la bajada de la instalación de producción se debe acondicionar el pozo puesto que las operaciones de baleo y fractura dejan elementos extraños e indeseables dentro de el como arena, fluido, metal, etc. Para esto se mantiene la circulación de forros a tubos (se obtiene un retorno más rápido) y baja tubería con cople dentado o en algunos casos por facilidad y aprovechando la pesca de una herramienta (RBP) se hace con pescante. La limpieza se hace con un pistón (copa swab) mediante cable, para esto se instala un lubricador donde se alojará el pistón cuando haya algún problema de surgencia y se tenga que cerrar el anular mediante el BOP.

Esta operación se hace cada hora verificando el aporte de material extraño, para el caso del proyecto actual se determina un aporte de 3.5 pph de arena en la tina de desecho, si el aporte es mayor o igual a ese valor entonces se continuará con el ensayo, caso contrario se detendrá la operación. En el campo se hace este ensayo por 6 horas seguidas por lo general, verificando al final el aporte acumulado constatando con el valor de 3.5 pph por todo este tiempo.

Bajada de Instalación de Producción, se baja tubo por tubo calibrando cada una con una pieza metálica tubular de 3' para evitar problemas luego cuando se bajen las varillas. Previamente se acondiciona la mesa de trabajo para maniobrar varillas, cambiando las herramientas de tubos y colocando el trompo para sostener a toda la sarta de producción. Para el control del pozo puede usarse el estrangulador (control stripper) o la 'señorita' además del BOP.



La instalación de producción como se muestra arriba puede estar formada por diversas clases de varillas dependiendo del diseño de producción (variando en diámetro: 3/4", 5/8", 7/8", 1"), al momento de bajarlas la de menor diámetro tendrá que ir abajo por cuestión de esfuerzo a la tensión. Luego de haber terminado este trabajo comienza la parte más riesgosa de las operaciones de workover con equipo pues en esta ocasión no se podrá disponer del BOP ya que será retirado para poder instalar el cabezal de producción y empaquetar el pozo.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS

6. Fractura Hidráulica

6.1. Aspectos Generales

Este método de estimulación es el más utilizado en los pozos sobre todo en formaciones con baja permeabilidad. Los objetivos fundamentales de una operación de fractura hidráulica son:

1. Crear un canal altamente conductivo que además 'by-pasee' el daño originado en las cercanías al pozo (wellbore)
2. Extender dicho canal significativamente dentro del reservorio para promover el incremento de productividad.
3. Mantener abierto dicho canal de manera que el flujo hacia el wellbore se altere eficientemente a favor de la productividad.

Analizando la ley de Darcy, en este caso la ley de Darcy aplicada al petróleo (steady state), donde vemos cuáles son los términos que podemos modificar. Se puede trabajar sobre la presión frente al punzado P_{wf} de manera a reducirla. En pozos surgentes esta presión esta definida por la presión hidrostática y la presión en boca de pozo, pero en un pozo de petróleo con bombeo mecánico, PCP o electro sumergible podemos bajar esta presión casi hasta cero. El otro término sobre el cual podemos trabajar es el radio de pozo r_w . Como no podemos perforar pozos de diámetro demasiado grande, por los costos, estabilidad del pozo, etc., es prácticamente imposible modificar este valor. Y el último término sobre el cual realmente estamos trabajando es el daño de formación o daño (S). En el caso de un tratamiento matricial lo que vamos a querer hacer es reducir este valor a cero y en el caso del tratamiento de una fractura lo que vamos a tratar de hacer es obtener un skin equivalente a un skin negativo. El skin negativo y el radio de pozo efectivos son dos maneras de representar la fractura dentro de la ecuación de Darcy.

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_e - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

Donde:

q_o	: Caudal (STBD)
k	: Permeabilidad (md)
h	: Altura neta productiva (pies)
p_e	: Presión del reservorio (PSI)
p_{wf}	: Presión en el wellbore (PSI)
B_o	: Factor de volumen de formación (Bbl/STB)
u_o	: Viscosidad del petróleo (cp)
r_e	: Radio de drenaje (pie)
r_w	: Radio del pozo (pie)
S	: Daño

La manera de crear una fractura hidráulicamente en una determinada formación se obtiene bombeando un fluido de alta viscosidad (gel de fractura) a altas presiones, las cuales solamente se pueden alcanzar con bombas de alta potencia (700 - 2700 HP). Por otra parte, de aquella manera se genera la fractura pero al parar el bombeo de fluido y despresurizar el sistema, la formación tenderá a cerrarse y tomar su estado inicial, por lo que es necesario distribuir un agente que actúe como sostén dentro de la fractura creada y que sirva también como canal altamente conductivo entre la formación y el wellbore.

Cabe mencionar que es muy importante determinar las características fundamentales de la operación previamente para elaborar un diseño de factibilidad técnico-económica y utilizar los parámetros de trabajo adecuados para conseguir los resultados óptimos sin desperdiciar recursos.

Además muchos factores propios de la formación, los materiales utilizados, operaciones previas, etc. deben tomarse en cuenta para el diseño de la fractura hidráulica:

1. Ingeniería de Producción
2. Mecánica de Rocas
3. Mecánica de Fluidos
4. Selección de los materiales óptimos
5. Operación

Régimen de flujo en fractura

Una vez que el pozo ha sido fracturado pueden observarse en el tiempo varios regímenes de flujo, tanto dentro de la fractura como en el sistema alrededor de la fractura.

Durante un tiempo muy corto después de terminar el bombeo y de poner el pozo en producción, la geometría promedia del flujo puede ser considerada como un flujo lineal en la fractura. Gran parte del fluido que entra en el pozo viene de la expansión del sistema que se generó durante la fractura.

Después de un periodo de tiempo, normalmente relativamente corto, vamos a poder observar dos flujos ya que la formación empezó a depletarse. Se observa el flujo que va de la matriz a la fractura y el flujo que está dentro de la fractura, el flujo es bi-lineal.

Más tarde en la vida del pozo, no veremos más a la fractura como sí, pero veremos el sistema fractura/reservorio como un pozo de un diámetro mucho más grande. Entonces, podemos decir que hay un flujo pseudo-radial. El tiempo en que acontece va depender de la permeabilidad de la matriz y también de la conductividad de la fractura.

Radio Efectivo de Fractura

Cuando se habla de fractura, se suele hablar del radio efectivo del pozo, r'_w . Si el pozo está produciendo en forma natural, o radial, el área de flujo va ser solamente el área del pozo que va a ser $2 \pi r_w h$.

En el caso de un pozo fracturado, el área de flujo va a ser las dos alas de la fractura y cada ala tiene 2 caras. La superficie de una cara es la longitud por la altura, por lo tanto el área de flujo va a ser 4 veces la longitud por la altura. Si queremos hablar de radio efectivo de fractura, el área equivalente de flujo va tener la misma formula que en el caso de un pozo que produce de manera radial, o sea se puede escribir: $2\pi r'_w h = 4x_f h$ lo que nos da que $r'_w = 2x_f/\pi$ (x_f , longitud de la fractura empaquetada). Esta es una definición que se encuentra en la literatura y que es utilizada justamente para representar la longitud necesaria por la cual uno tiene diseñar la fractura.

En el año 1961 Prats relacionó el radio efectivo con el concepto del Factor de Conductividad Adimensional (FCD) A la ecuación teórica $r'_w = 2x_f/\pi$ agrego correcciones para considerar los efectos de alteraciones de presión en la vecindad de las caras de la fractura y obtuvo el grafico adjunto del FCD versus la relación entre r'_w/x_f . En el caso de reservorio de alta permeabilidad y bajos valores de FCD el radio efectivo puede escribirse:

$$r'_w = 0.28 k_f w / k$$

k_f : Permeabilidad de la fractura luego del tratamiento (md)

w : Ancho de la fractura luego del tratamiento (pulg)

k : Permeabilidad de la formación (md)

Tomando esto en consideración y en función de la permeabilidad podremos determinar cual es la longitud óptima que tenemos que buscar y utilizar en el diseño.

En el gráfico se puede observar también que para un valor de FCD superior a 10 no hay ninguna mejora, y que los valores óptimos están entre 2 y 10. En casos de pozos de alta permeabilidad no será práctico obtener FCD de la orden de 10 y es frecuente tener valores menores que 1.

6.2. Mecánica de Rocas

Esfuerzos

Son los esfuerzos existentes en la formación los cuales actúan como carga (generalmente de compresión). Proviene principalmente de los esfuerzos de sobrecarga (overburden) y son relativamente fáciles de predecir puesto que se puede disponer de la gradiente de esfuerzo para la región, sin embargo, algunos factores tales como la tectónica, vulcanismo y flujo plástico pueden afectar significativamente a la conservación in-situ, estos factores son mucho más difíciles de predecir. Además, el hecho de producir una anomalía localizada, como un pozo de petróleo, también puede afectar significativamente las tensiones en un área específica.

El esfuerzo de sobrecarga son simplemente la suma de todas las presiones inducidas por las diferentes capas de rocas, por lo tanto, si no ha habido influencias externas la tensión σ_v , a cualquier profundidad vertical esta dada por:

$$\sigma_v = \sum_0^H \rho_n g h_n$$

Y una expresión modificada considerando los efectos de presión poral

$$\sigma_v = \gamma_{ob} H - \alpha P_{res}$$

Donde γ_{ob} es la gradiente de presión de sobrecarga (overburden) la cual usualmente esta entre 1.0 y 1.1 psi/ft, α es la constante poroelástica de Biot, que es una medida de cuan efectiva es la transmitancia de presión poral hacia los granos de roca. α depende principalmente de variables propias de la roca como la buena selección y esfericidad. Por definición se encuentra en el intervalo de 0-1 y usualmente se toma el valor de 0.7 para reservorios de petróleo.

Los esfuerzos no se encuentran ubicados en un solo plano sino que están en las 3 dimensiones (para simplificar en algo el análisis se considera sólo en las 3 dimensiones mutuamente perpendiculares) y posee los siguientes componentes: 1 esfuerzo vertical, σ_v , y 2 horizontales, σ_{Hmin} y σ_{Hmax} .

La relación entre estos esfuerzos esta gobernada por la ley de Hooke:

$$\epsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)]$$

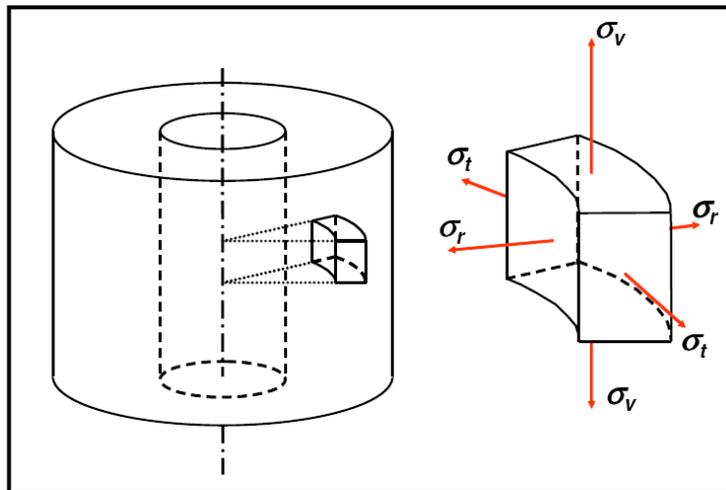
Para el caso de una deformación elástica sin influencias externas (influencias que no sean naturales) en estratos de roca subterránea, hay 2 aspectos muy importantes que resaltar. En primer lugar, $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax}$, así los esfuerzos serán simétricos en el plano horizontal, y segundo, como cada unidad individual de roca presiona a otra idéntica con la misma

fuerza, $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax} = 0$ (no hay deformación en el plano horizontal). Como resultado de la labor de Terzaghi, Biot y Handin, en general, esta ecuación es modificada para permitir los efectos de la presión poral (ν , coeficiente de Poisson):

$$\sigma_H = \frac{\nu(\sigma_v - 2\alpha P)}{1 - \nu} + \alpha P$$

Esfuerzos alrededor del wellbore

Un pozo es esencialmente un recipiente a presión con una capa muy gruesa. En consecuencia, las mismas teorías que se aplican a los recipientes a presión de paredes gruesas también se pueden aplicar al wellbore, siempre que los esfuerzos in-situ y la presión del reservorio se tomen en cuenta. La siguiente figura muestra como los esfuerzos en cualquier punto cerca del wellbore pueden representarse en 3 esfuerzos principales, los 3 mutuamente perpendiculares:



Se pueden obtener expresiones para los esfuerzos radiales y tangenciales inducidos por una presión en el wellbore, P_{wb} , a determinado radio r desde el centro del pozo, tanto verticales como horizontales. Los esfuerzos verticales están dados por:

$$\sigma_t = -[P_{wb} - \alpha(P_{res} + P_{wb} - P_r)] \left(\frac{r_w^2}{r^2} \right) + \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) \sigma_v$$

$$\sigma_r = (P_{wb} - P_{res}) \left(\frac{r_w^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) (P_{ob} - P_{res})$$

Donde P_{ob} es la presión originada por el overburden. En la cara de la fractura los esfuerzos son máximos y por definición estos son los que inician la fractura. Para una distancia $r = r_w$ y una presión $P_r = P_{wb}$ tenemos que:

$$\sigma_t = \left(\frac{2\nu}{1-\nu} \right) (\gamma_{ob} H - \alpha P_{res}) - (P_{wb} - \alpha P_{res})$$

$$\sigma_r = P_{wb} - P_{res}$$

6.3. Presiones

Las condiciones de trabajo y parámetros que se controlan en esta operación son muy variables, en un principio durante el Tratamiento (ruptura) el fluido ingresa a través de los perforados, luego el propante es transportado hacia la fractura creada, se empaqueta esta y finalmente se retira los residuos no deseados que puedan causar obstrucción al canal creado. Se pueden notar tipos de flujo Darcy (dentro de la matriz de la formación) y No Darcy (a través de la fractura y el paquete de agente sostén), además de comunicación de etapas contiguas.

EL gráfico de presiones mostrado presenta las etapas de MINIFRAC y TRATAMIENTO del cual se puede describir el comportamiento de las presiones a lo largo de la operación.

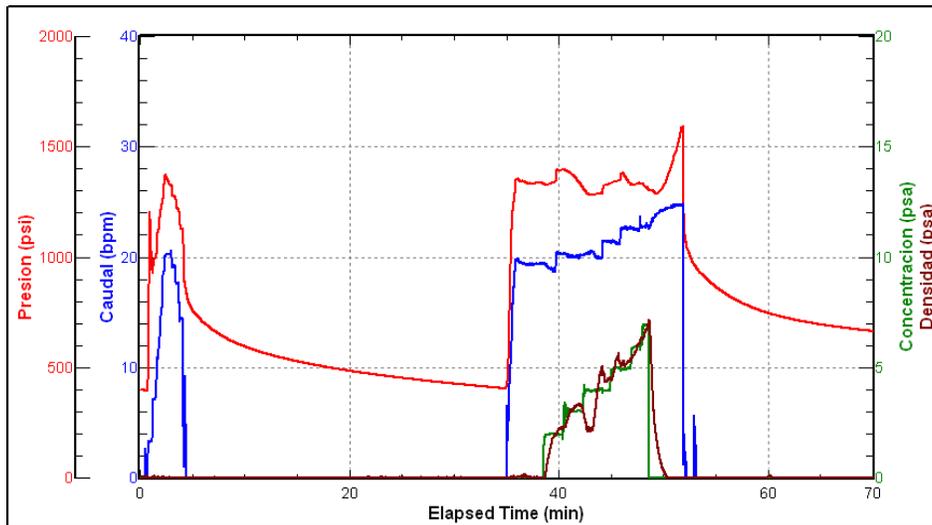


Gráfico del Minifrac y Tratamiento

En la fase del Minifrac ó simple Ruptura se observan comportamientos muy importantes respecto a la presión, pueden notarse la ruptura hasta que se logra abrir la formación completamente, luego una extensión de esta y finalmente al cesar el bombeo la declinación muy interesante de la presión que tiene que ver mucho con la presión poral y los esfuerzos presentes en la roca. En la fase de Tratamiento se bombea el gel de fractura (luego de haber esperado un tiempo prudente para registrar la declinación) y dependiendo de la carta de dosificación de arena puede darse en rampa ó escalonadamente de concentraciones bajas a altas y en cantidades que varían como una campana de Gauss.

Presión de Cierre

La presión de cierre es aquella mínima para evitar que la fractura se cierre, sobre esta presión se mantiene abierta y un diferencial bajo esta, se cierra inmediatamente. En una formación homogénea el mínimo esfuerzo principal es igual a la presión de cierre, sin embargo, normalmente la litología varía con la profundidad y debido a esto, el esfuerzo mínimo varía en magnitud y dirección en todo el intervalo de formación. Entonces, en este caso los esfuerzos ubicados en todos los niveles de profundidad representan el esfuerzo global al cual se produce el cierre de la fractura creada, algo así como un promedio. En el tratamiento, se inyecta a altas presiones el fluido y se empaqueta la fractura con la arena transportada dentro de ella, cuando el bombeo cesa los esfuerzos presentes actúan para cerrar la fractura y confinar el propano. El esfuerzo que actúa en el propano se determina como sigue:

$$\sigma_{eff} = P_c - P_{fracture}$$

P_c : Presión de Cierre
 $P_{fracture}$: Presión confinada en la Fractura

Este cierre resulta en una compactación y la consecuente reducción de la permeabilidad del paquete de arena colocado en la fractura, lo cual se magnifica por el colapso de los granos ó empotramientos a través del tiempo. La depletación del reservorio hace que la presión de cierre disminuya, por otra parte la presión que fluye dentro de la fractura (presión de fractura) también decrece normalmente con el tiempo lo cual incrementa el esfuerzo de cierre neto. En general, la condición más crítica es cuando la presión en la fractura es 0 psi, en este caso se calcula la presión de cierre como la gradiente de fractura multiplicada por el punto medio de los perforados del intervalo abierto.

Gradiente de Fractura

Es un valor muy importante para la operación, es el responsable más significativo de la presión de tratamiento a condiciones de fondo (BHTP) que a su vez ayuda a definir la presión de tratamiento en superficie, la carga de activador en el gel y la selección del propano. La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada fuera de las influencias del wellbore. Si bien puede variar durante la operación, resulta aceptable tratarla como constante en la estimación de presión del tratamiento.

Su valor se calcula a partir de la presión instantánea de cierre (ISIP) y la hidrostática ($P_{frac} = ISIP + P_h$). Habitualmente se emplea el gradiente de fractura G_f para correlacionar distintos valores de un mismo reservorio, es decir, caracterizar una formación ó sus miembros, de modo que resulta:

$$G_f = (ISIP + P_h)/D$$

$$P_{frac} = G_f \times D$$

G_f : Gradiente de Fractura
 $ISIP$: Presión de Cierre Instantáneo
 P_h : Presión Hidrostática
 P_{frac} : Presión de Fractura
 D : Profundidad

Si la ISIP es diferente de una zona a otra contigua (una diferencia menor a 0.02 psi/ft en la gradiente es indicativo de variación aceptable), esto confirma que el fluido de fractura esta llegando a otras partes de la misma formación y por lo tanto, el proceso es efectivo. En caso contrario se determina que se esta contactando con otro miembro o formación.

6.4. Perdida de Filtrado (Leak Off)

Una de las cuestiones importantes para el diseño del tratamiento de una fractura hidráulica es determinar cuan rápido se pierde el fluido de fractura o filtrado dentro del reservorio.

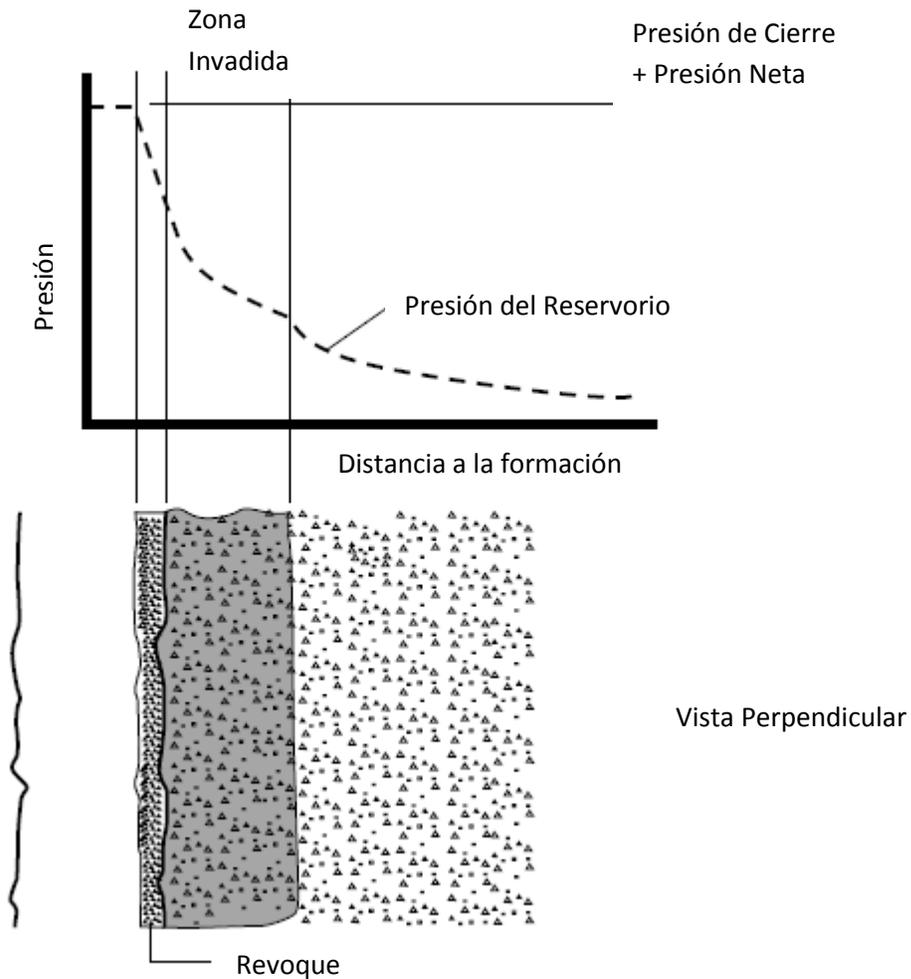
Las 3 fases que se dan ó por las que está compuesto el proceso de Leak Off son:

- Desplazamiento y compresión del fluido del reservorio.
- Invasión hacia la formación del filtrado o fluido de fractura.
- Formación de un revoque externo.

El proceso de fractura hidráulica entonces pasa por el período inicial, donde el leakoff es rápido puesto que los valores de presión asignados para la operación ya han sido establecidos como adecuados para generar la fractura, luego se da la disminución del rate ya que el fluido entra a la formación una vez vencida la presión del reservorio y, finalmente, se verifica un estado de equilibrio.

En el período inicial del leak off, el revoque externo aún no se forma en la cara de la fractura, por lo que el rate de pérdida es controlado gracias a la resistencia de la formación al flujo de fluido en la fractura. El revoque externo se forma en el segundo período, deteniéndose sólo debido a la alta velocidad que alcanza finalmente el fluido en la fractura, lo cual impide que continúe la deposición del polímero. Esta última etapa se denomina leakoff dinámica.

A continuación se analiza cada periodo del leak off:



La gráfica muestra el comportamiento de las presiones en las diferentes zonas. La zona cerca al wellbore es la que almacena mayor presión debido al cambio en el flujo que se da en la interfaz fractura-formación, aunque luego estas presiones se ecualizan para dar como resultado un flujo pseudo-radial. La presión disminuye gradualmente desde que el fluido de fractura va ingresando a la matriz de la formación debido a la gran asimilación del reservorio por su extenso radio.

Revoque, El rate con el que se pierde el fluido depende de los siguientes factores:

- La cantidad de material depositado es proporcional al volumen de fluido que pasa a través de una unidad de superficie.
- La permeabilidad del revoque es independiente de su espesor.
- El flujo a través del revoque obedece a la ley de Darcy.
- La caída de presión a través del revoque es constante.

Así, el rate de pérdida u_L esta definido como:

$$u_L = \frac{dV_L}{dt} = \frac{k_{cake}}{\mu_{fil}} \frac{\alpha \Delta p_{cake}}{V_L}$$

Donde μ_{fil} es la viscosidad del filtrado y se asume que el espesor del revoque L_{cake} es proporcional al volumen de fluido perdido $V_L = \alpha \cdot L_{cake}$. Por integración de V_L se obtiene:

$$u_L = C_w / \sqrt{t}$$

Resolviendo y reordenando términos, se obtiene:

$$V_L = 2C_w \sqrt{t - t_{sp}} + S_p$$

Donde S_p es el volumen que se pierde sin que se haya formado el revoque y puede ser interpretado matemáticamente como una constante de integración. C_w es el coeficiente de control de perdida para la zona. Lo más apropiado es asumir que se aplica la primera ecuación luego de la formación del revoque.

Zona de Filtrado, en esta zona llamada también zona invadida se asume lo siguiente:

- La caída de presión en esta zona es constante.
- El filtrado desplaza totalmente la fase móvil presente en la formación como un pistón, resultando un 100% de saturación de filtrado.
- La roca y el fluido son incompresibles.

$$u_L = \frac{dV_L}{dt} = \frac{k_{fil}}{\mu_{fil}} \frac{\Delta p_v}{L_v}$$

Donde k_{fil} es la permeabilidad relativa al filtrado y L_v es la longitud de la zona invadida. Integrando esta ecuación con la asunción siguiente:

$$L_v = V_L / \phi = \frac{1}{\phi} \int u_L dt$$

Se obtiene el volumen de perdida a cualquier tiempo:

$$V_L = 2C_v \sqrt{t}$$

C_v es el coeficiente de control de perdida para la zona.

Zona no invadida, aunque esta zona no contiene fluido de fractura, se requiere cierta presión para desplazar el fluido del reservorio fuera de la cara de fractura. Se asume lo siguiente:

- La caída de presión es constante entre la interface filtrado / fluido del reservorio y en la zona integra (far field reservoir)
- El flujo es compresible con constante C_t
- El movimiento del frente de invasión del fluido es relativamente lento.
- El reservorio es infinito, por lo que el frente puede ser tratado como la cara de un infinito medio poroso y se obtiene analíticamente que:

$$u_L = \frac{C_c}{\sqrt{t}}$$

Donde el coeficiente de control de pérdida viene dado por:

$$C_c = \sqrt{\frac{k_r c_t \phi}{\pi \mu_r}} \Delta p_c$$

C_c es el coeficiente de control de pérdida para la zona. K_r es la permeabilidad de la formación y μ_r es la viscosidad del fluido del reservorio.

Mecanismos Combinados, en la práctica, los 3 procesos ocurren simultáneamente, las velocidades de pérdida pueden ser iguales y además la caída de presión total es la diferencia de las originadas por la presión del reservorio y la de fracturamiento.

$$\frac{C_t}{\sqrt{t}} = \sqrt{\frac{k_{cake} \alpha \Delta p_{cake}}{2 \mu_{fil} (t - t_{sp})}} = \sqrt{\frac{k_{fil} \phi \Delta p_v}{2 \mu_{fil} t}} = \sqrt{\frac{k_r c_t \phi}{\pi \mu_r t}} \Delta p_c$$

$$\Delta p_{cake} + \Delta p_v + \Delta p_c = \Delta p_{total}$$

ΔP_{cake} : Caída de Presión en la zona de formación de revoque.

ΔP_v : Caída de Presión en la zona de filtrado.

ΔP_c : Caída de Presión en la zona invadida.

C_t es el coeficiente total de pérdida. Si el S_p y el tiempo de su formación son despreciados, además que asumiendo que la permeabilidad del revoque es independiente de la presión entonces, las ecuaciones pueden ser combinadas para obtener:

$$C_t = C_{wcv} = \frac{2C_c C_v C_w}{C_v C_w + \sqrt{C_w^2 C_v^2 + 4C_c^2 (C_v^2 + C_w^2)}}$$

Si el revoque es altamente compresible y aproximadamente proporcional a $1/\Delta P$ se muestra que la pérdida de fluido es limitada ya sea por el revoque o el reservorio.

$$C_{cv} = \frac{2C_c C_v}{C_v + \sqrt{C_v^2 + 4C_c^2}}$$

C_{cv} es el coeficiente de control de pérdida para los 3 procesos combinados.

6.5. Modelos de Fractura 2D

Los modelos de fractura 2D son el primer intento de modelización matemática en el proceso de propagación de fractura. Según los estándares de hoy, son solo aproximaciones. Sin embargo, hay dos puntos importantes que notar, en primer lugar, con el fin de entender los modernos modelos 3-D de trabajo, primero es necesario comprender el 2-D modelos y en segundo lugar, existen algunas circunstancias en las que ciertos modelos 2-D pueden ser validos.

Aspectos generales de los modelos 2D:

El ancho máximo (W_{max}) es inversamente proporcional al módulo de Young. Esto significa que si la formación es más dura (es decir, el módulo de Young es mayor), la presión neta necesaria para producir una determinada anchura aumenta. Por lo que se requiere más energía para producir un ancho en una formación más dura que en una blanda.

W_{max} es directamente proporcional al radio de fractura, tomando en cuenta que este es el ancho creado y no el ancho empaquetado del cual depende el incremento de producción. Este ancho será siempre igual o menor que el creado y es una función del volumen de agente propante colocado por unidad de área en la fractura.

W_{max} es relativamente independiente de los cambios en el coeficiente de Poisson. Un aumento de 0,2 a 0,25 (un aumento del 25%) va a cambiar el término $(1 - \nu^2)$ de 0,96 a 0,9375, una disminución de sólo el 2,34%. Sin embargo, ν puede tener un efecto significativo sobre la magnitud de los esfuerzos horizontales si la gradiente de fractura no se conoce, entonces la búsqueda de los valores exactos de ν puede ser importante.

6.5.1. Modelo Radial

En este modelo, la altura H es una función del radio ó media ala de fractura, R, así $H=2R$. Esto genera una fractura la cual tiene forma circular. El ancho de fractura esta dado por:

$$W_{max} = \frac{8(1 - \nu^2) \Delta P R}{\pi E}$$

Donde ΔP es la presión neta, ν es el coeficiente de Poisson y E es el modulo de Young. El ancho en cualquier parte de la fractura es una función de la distancia entre el centro y el límite de la fractura como se muestra:

$$w(r) = W_{\max} \sqrt{1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2}$$

El modelo radial no tiene límites al crecimiento en altura, en la medida en que la fractura está creciendo hacia el exterior (es decir, R es cada vez mayor), entonces también será cada vez más hacia arriba y hacia abajo el pozo (es decir, un aumento de la H). Este tipo de propagación se puede encontrar en una gran formación uniforme sin variaciones verticales en las propiedades de la roca, por tanto, no existen "barreras" para el crecimiento en altura.

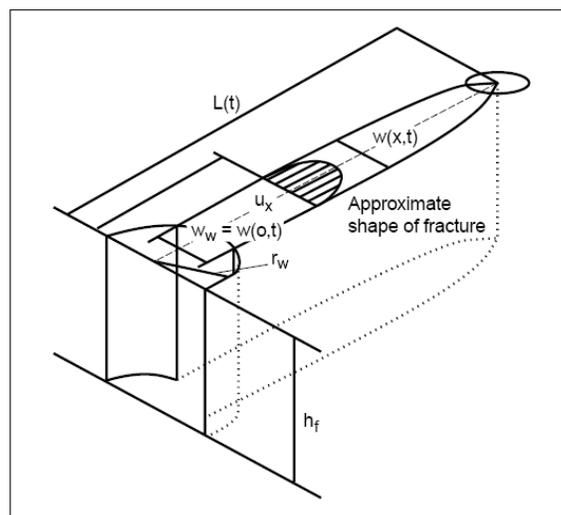
El volumen de la fractura es obtenido del volumen de fluido bombeado dentro de la fractura menos el fluido perdido (leak off). El volumen perdido es una función del área de leak off de la fractura (la cual es igual a $2\pi R^2$) además que si se conocen la eficiencia de fluido, el volumen inyectado, E , ν y ΔP , el valor de R se obtiene fácilmente:

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \eta Q t E}{16 (1 - \nu^2) \Delta P}}$$

Donde Q es el caudal de bombeo promedio y t es el tiempo de bombeo.

6.5.2. Modelo KGD

En este modelo, la altura es fija y se mantiene constante durante todo el proceso, usualmente se determina como el espesor total de la formación. Esto significa que debe haber deslizamiento entre la formación que se fractura y las formaciones por encima y por debajo. Es poco probable (pero no desconocido) en la mayoría de las situaciones, pero puede suceder cuando se fracturan yacimientos de carbón.



Modelo 2D - KGD

La anchura máxima está relacionada con la longitud media L por la siguiente ecuación:

$$W_{\max} = \frac{4 (1 - \nu^2) \Delta P L}{E}$$

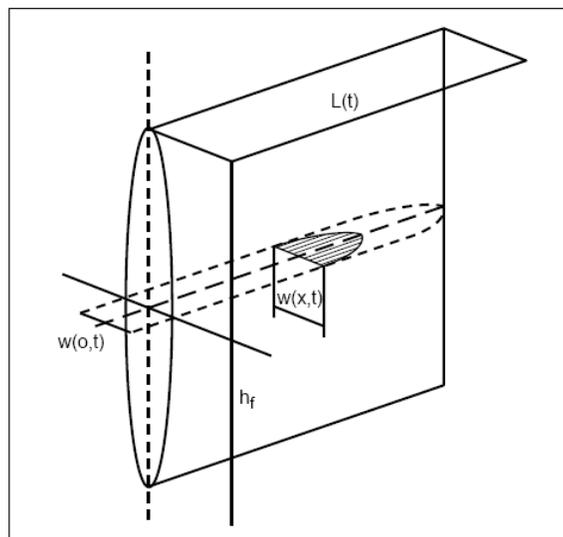
Hay que tener en cuenta que para una determinada presión neta y media longitud, la anchura máxima en este modelo es mayor que la anchura máxima de un modelo radial en un factor de $\pi/2$.

Para las 2 alas de la fractura, la longitud total de la fractura se determina como:

$$L = \sqrt[2]{\frac{\eta Q t E}{2 \pi (1 - \nu^2) \Delta P H}}$$

6.5.3. Modelo PKN

En este modelo, el ancho máximo esta relacionado con la altura de la fractura.



Modelo 2D - PKN

La altura y el ancho son constantes a lo largo de la fractura.

$$W_{\max} = \frac{2 (1 - \nu^2) \Delta P H}{E}$$

$$\bar{w} = \frac{\pi}{5} W_{\max}$$

La longitud de la fractura puede ser determinada por un método similar a los utilizados para los modelos radial y KGD:

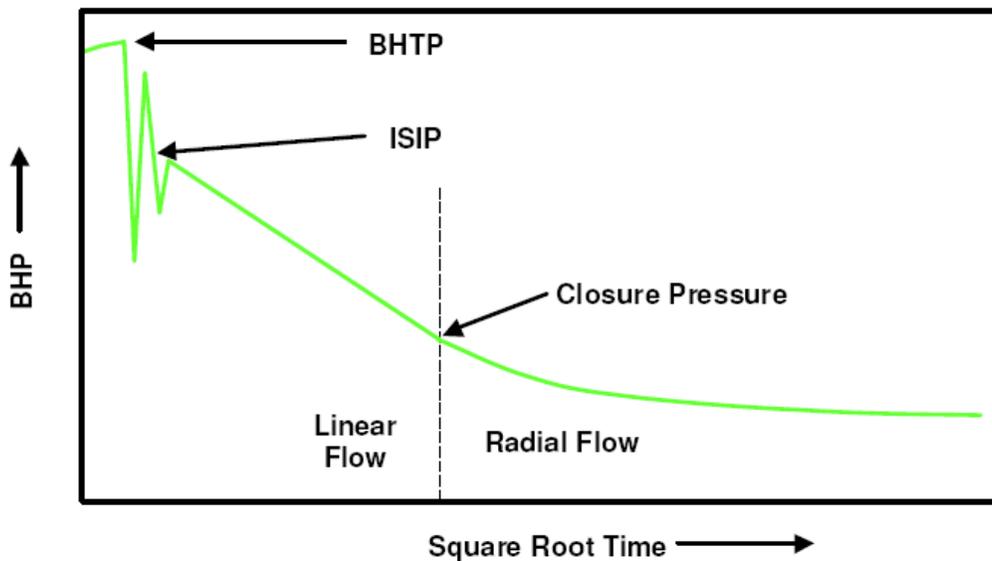
$$L = \sqrt[2]{\frac{5 \eta Q t E}{4 \pi (1 - \nu^2) \Delta P H^2}}$$

La geometría de fractura PKN fue utilizada durante muchos años por la industria como la estándar, hasta el advenimiento de los simuladores pseudo-3D de fractura, una mejor comprensión de la propagación de la fractura y la mecánica de fractura.

6.6. Análisis Post-Fractura

6.6.1. Gráfica de la Raíz cuadrada del tiempo

Se sabe que el volumen de fluido perdido dentro de la formación, es decir, el volumen de fractura (es prácticamente la totalidad del volumen que ingresó en la fractura para luego migrar hacia la matriz), es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo en el que la fractura ha sido abierta. Sin embargo, una vez que la fractura se ha cerrado, el fluido ya no se fuga fuera de las caras de la fractura, ahora la pérdida obedece a la ley de flujo radial de Darcy (flujo dentro de la formación). Entonces, si se grafica el BHP en el eje y y la raíz cuadrada del tiempo en el eje x, el período anterior al cierre de la fractura debe presentar la declinación de presión como una línea recta, es decir, se da un flujo lineal. El punto en el que se cierra la fractura se define como el punto en el que la línea recta comienza a ser curva. Este tipo de análisis es el más fácil de aplicar y el más fácil de entender de todas las gráficas de declinación existentes, sin embargo, su utilidad está limitada por la facilidad con que las fracturas múltiples y la tortuosidad pueden ocultar y obstruir el punto en el que el régimen de flujo cambia.



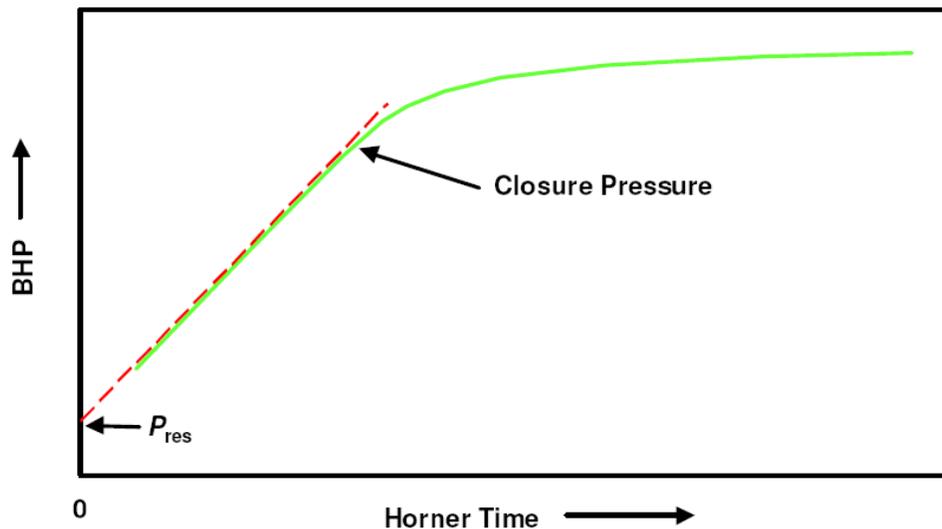
6.6.2 Ploteo de Horner

Este método siempre tiene que ser usado en conjunción con otro, nos permite determinar un valor de presión de cierre como límite inferior. La prueba a caudal escalonado (step rate test) permite definir un límite superior, así que combinándolo con este método podemos obtener una región o intervalo de valores los cuales se pueden aproximar como

presión de cierre. La gráfica consiste en la ubicación de valores de BHP en el eje y vs. el tiempo de Horner definido como:

$$t_{\text{Horner}} = \log_{10} \left(\frac{t_p + t_s}{t_s} \right)$$

Según la teoría de Horner, en una gráfica de presión contra tiempo Horner, el flujo pseudo-radial (cuando la fractura se cierra) viene a ser una línea recta, y para el flujo no pseudo-radial (es decir, la fractura esta abierta) se nota una curva.



Conforme declina la presión en el Minifrac, la BHP eventualmente llega a la presión del reservorio, entonces, por la ecuación mostrada anteriormente, si t_s tiende al infinito, el lado derecho de la ecuación tiende a cero. Esto significa que si se extrapola la declinación de la presión hasta el punto donde T_{horner} es igual a cero, sería posible determinar un valor promedio de presión del reservorio.

6.6.3. Función G

Esta función fue desarrollada a profundidad por Nolte, con ella es posible determinar el ISIP ideal, la presión de cierre, la eficiencia del fluido, el coeficiente de leak y la geometría de la fractura además de determinar un comportamiento característico respecto al leak off en base al análisis adicional de la derivada y su superposición. Esta función tiene 2 componentes, en la practica para encontrar su valor actual, ambos son calculados realizando una extrapolación basada en el exponente del fluido (ley de potencia), y la geometría de la fractura (radial, PKN o KGD).

El comportamiento de la fractura durante el cierre (después del cese del bombeo) y antes del cierre (respecto a la fractura) esta gobernada por las características de pérdida de fluido y la relación de balance de materia, es decir, el balance de la cantidad de volumen que ingresa a la formación, la que se queda en la fractura y la que se pierde durante todo el proceso respecto al total del volumen bombeado.

Las dos relaciones mencionadas que describen las pérdidas de fluido son combinadas para generar la gráfica especializada denominada Función G, esta describe las respuestas de presión durante el cierre luego del cese del bombeo. Es similar a las gráficas analíticas como la de Horner, Raíz del tiempo, etc. además que también presenta las mismas incertidumbres en la interpretación como los métodos y ensayos convencionales.

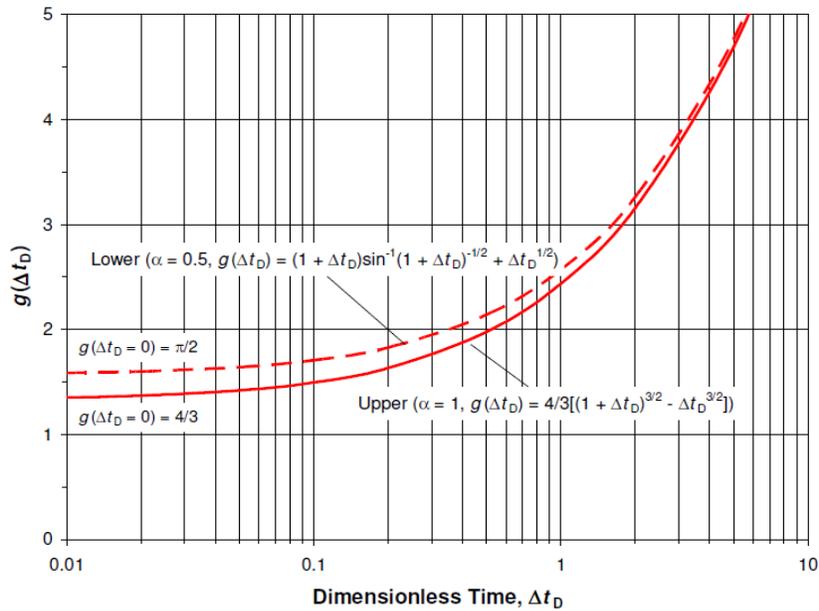
Se han desarrollado ecuaciones para los periodos de desde el cese del bombeo hasta el respectivo cierre y durante este último, las cuales están en términos de la función adimensional de volumen de perdida $g(\Delta t_D)$ y su valor al cierre g_0 . En este contexto Δt_D se refiere al tiempo adimensional definido como la relación entre el tiempo de cierre Δt y el de bombeo t_p . Dichas expresiones están basadas en la asunción de un incremento monótono del área de fractura que esta definida por una expresión de ley de potencia con exponente α . Las expresiones generalizadas son relativamente complicadas por lo que no son usadas comúnmente en el campo, es por esto que se hacen aproximaciones analíticas simples para ciertos valores de α . El valor de, exponente areal α puede ser determinado explícitamente por dos casos limites de crecimiento de fractura.

$$g_0(\alpha, \theta) = g(\Delta t_D = 0, \alpha, \theta) = \frac{1}{\theta} \int_0^1 (1 - \xi^{1/\alpha})^\theta d\xi$$

- Θ: Relación relativa a la ley de potencia propia del fluido de fractura
- α: Exponente Areal
- ξ: Relación adimensional areal

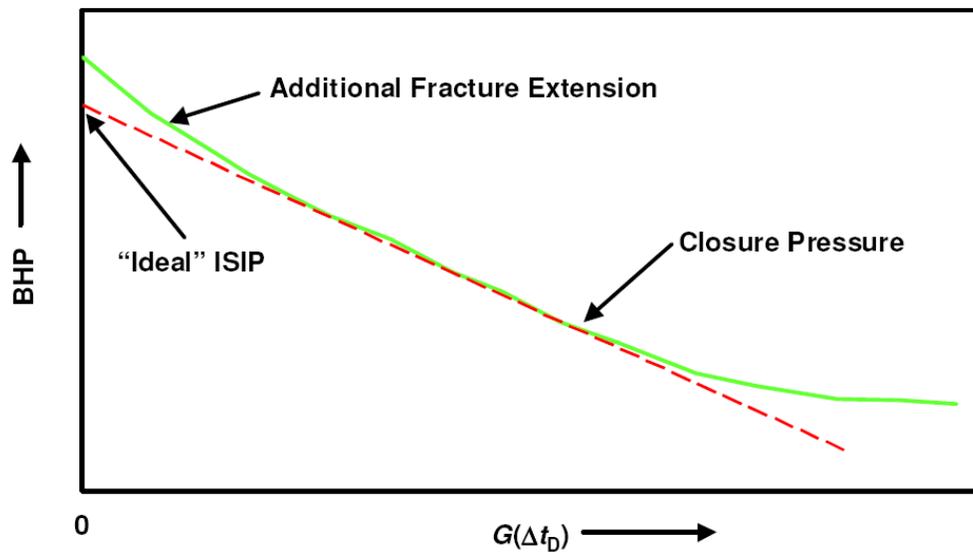
Expresión	Símbolo	Descripción
Tiempo	t	Usualmente es el tiempo desde que se inicia el bombeo
Tiempo de bombeo	t_p	Tiempo que dura el bombeo
Tiempo de cierre	t_s	Tiempo desde que se registra el ISIP
Tiempo Adimensional	t_D	t/t_p
Variación de Tiempo de Nolte	Δt_D	$(t/t_p) - 1$
Función G	$G(\Delta t_D)$	Función adimensional respecto a Δt_D

El límite inferior (lower) α_0 es para el caso en el cual el comportamiento de la fractura es dominado por el fluido leakoff ($\eta=0$) y el área de fractura crece con la raíz cuadrada del tiempo. El caso donde el leak off es insignificante ($\eta=1$) representa el límite superior (upper) del exponente areal α_1 y en este caso el área se incrementa linealmente con el tiempo aproximadamente.



La resolución de la Función G se realiza mediante la aplicación de la función hipergeométrica de Gauss para ecuaciones diferenciales de cuarto orden. Para cuestiones de análisis en fractura se asumen ciertas condiciones y valores con el fin de obtener una solución simple. Es así como se obtiene la siguiente expresión, una división de dos polinomios:

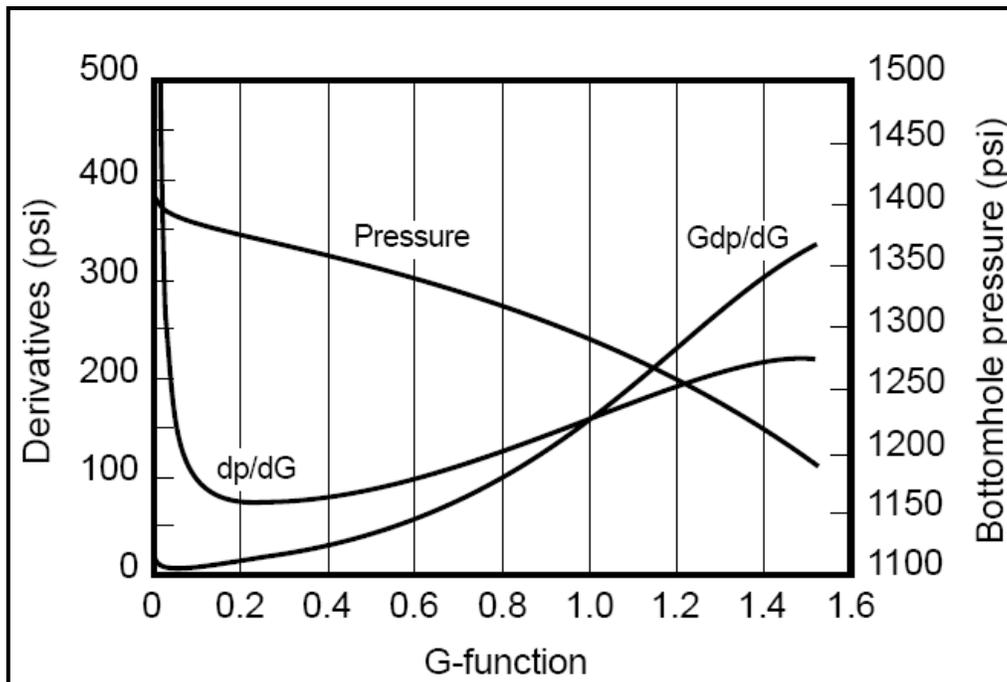
$$g(\Delta t_D) = \frac{4/3(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2}}{(1 + \Delta t_D)\sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + \Delta t_D^{1/2}}$$



Se sabe que el ISIP registrado en el campo puede ser muy alto debido a los efectos de almacenamiento en la fractura (presión confinada remanente) y fricción originada por el fluido, es por esto que se extiende la recta para determinar un valor ideal y más confiable. De la gráfica, además se nota un periodo de pendiente constante antes del cierre de la fractura, el cual, por lo general, es referido como la presión de matching (P_m), este es un valor muy importante en el análisis de declinación de Nolte. Finalmente, ocurre el cierre cuando la curva se desvía de su comportamiento lineal (gradiente constante), en este punto $G(\Delta t_D) = G_c$. Cabe señalar que si el tiempo de cierre es igual al tiempo de bombeo, entonces $G_c = 1$.

Entonces, el comportamiento ideal del cierre de la fractura está caracterizado por una línea recta en la gráfica de la función G. Extensiones a este análisis usan la derivada de la presión con respecto a la función G (dP/dG) y la superposición derivativa (GdP/dG). Las características de estas curvas de diagnóstico añadido proveen una indicación cualitativa del cambio en la geometría de la fractura durante el cierre. En ellas se describen también los mecanismos de leakoff dominante. Esta información puede ser contrastada con el comportamiento de la presión observada en el bombeo, el conocimiento de los esfuerzos in-situ y propiedades de roca, además de parámetros post-fractura para una mejor comprensión del proceso de fractura.

Los diagnósticos y análisis se pueden realizar de manera sencilla y directa mediante la medición de la presión durante el cierre. Valores de la presión P, la derivada dP/dG y el GdP/dG se trazan en los ejes cartesianos versus la función G. La gráfica es interpretada principalmente por inspección, al igual que con un análisis de curva tipo se identifican formas características.



Las expresiones dP/dG y GdP/dG son las funciones derivativas con las cuales se obtiene más precisión en el análisis del comportamiento de declinación puesto que cualquier variación por menos significativa que sea, podrá ser notada.

6.6.4. Parámetros de Fractura

Factor de Conductividad Adimensional (**FCD**), es una medida de cuan conductiva resulta ser la fractura respecto a la formación:

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Representa la capacidad que la fractura va a tener de producir el fluido que recibe de la formación. Si la conductividad de la fractura es menor que la conductividad de la formación no va a tener la capacidad de producir todo el fluido que reciba. O sea, si el FCD es menor que uno, entonces la fractura no va a ser eficiente al 100%. Además debido a la influencia de otros factores no considerados en esta ecuación sencilla, el FCD óptimo teórico no es 1 sino 1,6. También tenemos que pensar que con el tiempo la fractura se va a dañar, y se recomienda buscar valores de FCD entre 5 y 10. Estos son los valores que se utilizan normalmente para los diseños.

Se considera solamente la parte de la fractura abierta frente a la zona productiva. De la ecuación del FCD vemos que crear solamente longitud de fractura no es suficiente. La fractura debe tener la conductividad suficiente para recibir y transmitir el flujo desde el reservorio, obviamente, reservorios de alta permeabilidad necesitan fracturas más conductivas que reservorios de baja permeabilidad (más fluido para mover dentro de la fractura).

Eficiencia del fluido: Cuando inyectamos un fluido en la formación y generamos una fractura, parte del fluido entra en la matriz y otra parte queda dentro la fractura. Cuando se termina el bombeo necesitamos que la fractura se cierre, por lo tanto necesitamos que el fluido pase a la matriz. Es decir, durante todo el proceso hay una pérdida de fluido desde la fractura hasta la formación (leak off). La "eficiencia del fluido" representa el porcentaje de fluido que queda dentro de la fractura, al momento de parar el bombeo.

Dicho de otra manera si se bombea 1000 gal del fluido y se mide el volumen de la fractura existente al momento de parar el bombeo, el volumen de la fractura será por ejemplo 600 gal, y la eficiencia del fluido será de 600 gal dividido por 1000, o sea 0.6 (o 60%). Si el fluido es de baja eficiencia un alto porcentaje filtra a la formación (alto coeficiente de pérdida de fluido C_t), y generaría una fractura corta. Si el fluido es de alta eficiencia un bajo porcentaje filtra a la formación y generará una fractura larga.

Por lo tanto, necesitamos saber antes de hacer el diseño final cuál sería la eficiencia del fluido en las condiciones del reservorio para poder determinar así cuál será el volumen de líquido necesario para transportar la cantidad de agente de sostén requerida. Esto se hace realizando una prueba, llamada Minifrac, antes de la fractura.

Efectos cerca de pozo: En un cierto porcentaje de las operaciones podemos observar presiones en exceso de lo esperado por el nivel de los gradientes de cierre. La fractura se inicia en los punzados de una manera que es función de la posición y cantidad de los punzados, de la inclinación del pozo, etc., cualquier sea la dirección inicial el cuerpo principal de la fractura se redirecciona perpendicularmente al esfuerzo mínimo, también la tortuosidad puede ser consecuencia de la presencia de fracturas múltiples entre el pozo y la fractura principal. Estas fricciones por tortuosidades resultan en una diferencia entre la presión en el fondo del pozo y la presión en el cuerpo de la fractura, como consecuencias de estos efectos puede haber altas presiones de fractura, una zona de ancho menor donde se puede generar arenamiento prematuro, una zona de menor conductividad, etc. Como la pérdida de presión es función del caudal se puede diagnosticar la cantidad y la razón haciendo una prueba de caudal decreciente escalonado (step down test).

También se puede minimizar estos efectos:

- Utilizando mayor diámetro de punzados.
- Punzando orientado en la dirección de σ_{\max} (PFP).
- Iniciando la fractura con un fluido viscoso.
- Utilizando slugs de arena para erosionar las restricciones o tapar fracturas secundarias.

Conductividad: El empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido de la formación a través de la fractura, por lo tanto el parámetro más importante es la conductividad en condiciones de fondo de pozo. Recordemos que la conductividad de la fractura es el ancho por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo y por la altura. El ancho de la fractura es directamente proporcional a la concentración de agente de sostén dentro de la fractura (no confundir concentración en la fractura [lb/pie^2] con la concentración en el fluido de fractura [PPA]). Esta concentración, cantidad de agente de sostén por unidad de área, se expresa en libra por pie^2 (lb/pie^2), y por lo tanto este término es dependiente de la gravedad específica del material utilizado. Sería más conveniente hablar de ancho de fractura y no de concentración en lb/pie^2 ya que por una misma concentración el ancho dependerá de la gravedad específica del material.

La permeabilidad final de la fractura es función del tipo de agente de sostén, de la concentración alcanzada dentro de la fractura (lb/pie^2), de la temperatura del reservorio, de la presión de cierre, de la dureza de la formación (E), de la cantidad de finos, de la calidad del gel utilizado (cantidad de residuo dejado en la fractura), etc.

Capítulo 3

ANÁLISIS ESTADÍSTICO

7. Mapeo de Pozos

El Lote X así como toda la cuenca Talara, presenta fallas estructurales a todo nivel y en toda su extensión, esto es un problema al momento de correlacionar datos entre pozos vecinos y mucho más aún entre pozos alejados distancias considerables, razón por la cual es necesario ubicar los pozos tomando en cuenta los bloques formacionales mapeados con respecto a las formaciones objetivo, para el caso del presente estudio se mapearán respecto a la formación Echinocyamus.

Los bloques formacionales representan zonas de continuidad, son niveles relativos a formaciones que se marcan como referencia por el hecho de que están presentes en todas las secciones estratigráficas de la zona (marcadores formacionales). Por lo tanto, en el mapa se reflejan zonas de continuidad al menos para la formación Echinocyamus.

El mapa de bloques fue elaborado con información procedente de un estudio integrado de geología para determinar mediante correlación, el comportamiento de las fallas además de información de ubicación satelital para determinar las coordenadas de las líneas de referencia, es decir, los trazos que representan los topes formacionales indicadores de continuidad.

Con este mapa se agruparan los pozos de acuerdo a su posición en el mapeado para un análisis más detallado. Se denominarán como zonas a los conjuntos de grupos de pozos que se determinaron en el mapa.

8. Validación de Datos

La data proveniente del trabajo de estimulación desde su diseño hasta el análisis post-fractura es manejada por personas no técnicas, las cuales pueden cometer errores involuntarios durante su registro para la presentación ante la compañía operadora, el manejo del software actualmente hace que el análisis de comprobación sea más riguroso. Además de ello, pueden suscitarse problemas de tipo técnico-operativo durante el trabajo en campo como: negligencias, fallas del equipo, influencia entre etapas, etc. que modifican bastante el esquema operativo sin que pueda remediarse adecuadamente.

Todo esto resulta en conjuntos de datos que no concuerdan con el comportamiento esperado y regular, se pueden ver gradientes de fractura muy altas con declinaciones respectivas también altas, FCD, C_a y Conductividad con valores que no concuerdan entre sí, por mencionar los principales.

En el presente estudio, se ha comparado el comportamiento de la gradiente de fractura respecto al de la declinación inicial (Etapa de Minifrac) puesto que ambos, por lo general (sin tomar en cuenta el análisis del reservorio y parámetros petrofísicos) son inversamente proporcionales. Las etapas con anomalías en dicho comportamiento no serán consideradas para el análisis.

9. Análisis Probabilístico

Los fenómenos de la naturaleza pueden caracterizarse mediante el modelo estadístico de distribución normal (campana de Gauss) y concluir de este, criterios para determinar el comportamiento más confiable del parámetro en cuestión. Además de este análisis, se estará aplicando el concepto de dependencia lineal y el de intervalo de confianza como complementos.

Como primer análisis, se determinará la relación que existe entre los parámetros Gradiente de fractura y Declinación. En primer lugar, cabe mencionar que se tomará en cuenta toda la data validada, es decir, todos los pozos disponibles para este estudio como previo al análisis detallado de sectores producto del mapeo. En segundo lugar se determinará la relación entre declinación y eficiencia de fluido como parte del análisis de leak off y finalmente todos los resultados se consolidarán para una mejor conclusión.

La data obtenida luego de la validación, hace posible el análisis de los miembros Ballena, Somatito y Cabo Blanco. La data de presiones para los pozos antiguos no se recopiló debido a que no se registró en su momento, no fue migrada correctamente a la base de datos de ingeniería ó no esta disponible, por lo que no se tiene información de declinación para el periodo 1957-2000.

9.1. Gradiente de Fractura – Declinación

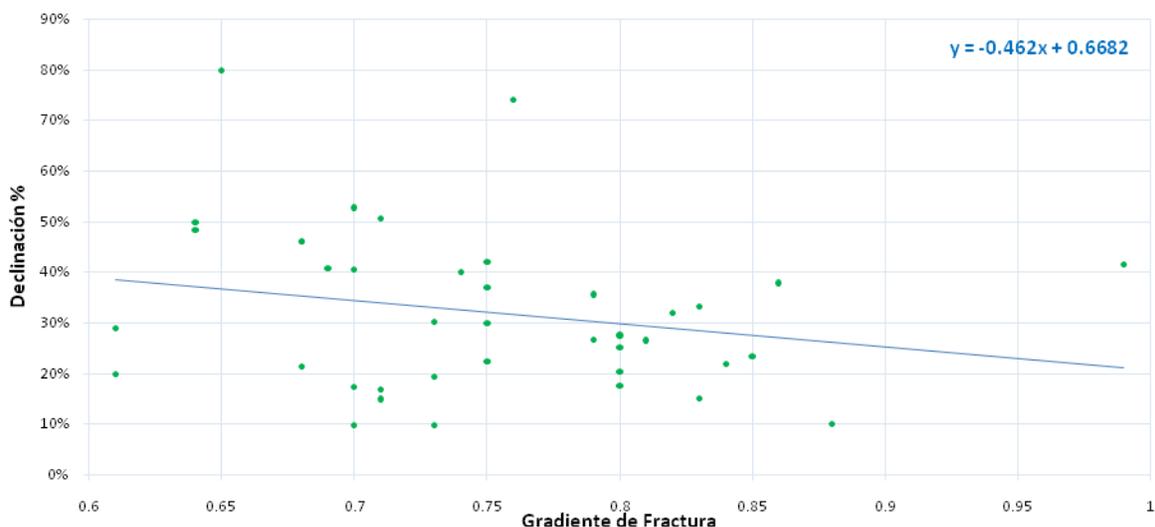
Se sabe que estos 2 parámetros son generalmente inversamente proporcionales, el presente análisis consistirá en determinar la dependencia lineal con el coeficiente de Pearson (R) el cual debe de presentar valores cercanos a -1 para confirmar la relación antes mencionada entre los parámetros en cuestión. Su valor elevado al cuadrado simplemente denota si hay dependencia sea inversa o directa y toma como valor máximo a 1. Luego se usará el modelo de distribución normal para determinar un intervalo de confianza de valores de gradiente y declinación, de esta manera se obtendrá un rango de valores confiables para dichos parámetros.

Miembro Ballena

Dependencia Lineal

	Dependencia Profundidad - Gradiente		Dependencia Gradiente - Declinación
	1957-2000	2001-2008	
R	-0.0058536	-0.2717523	-0.230
R ²	0.0000343	0.0738493	0.053

Como se puede observar, existe una muy regular dependencia lineal entre la gradiente y declinación, esto no quiere decir que su relación sea inadecuada sino que existen otros factores que afectan al comportamiento de los 2 como son, la permeabilidad o influencia entre etapas. Se nota además que la dependencia entre la profundidad y la gradiente tiende más a ser inversamente proporcional.

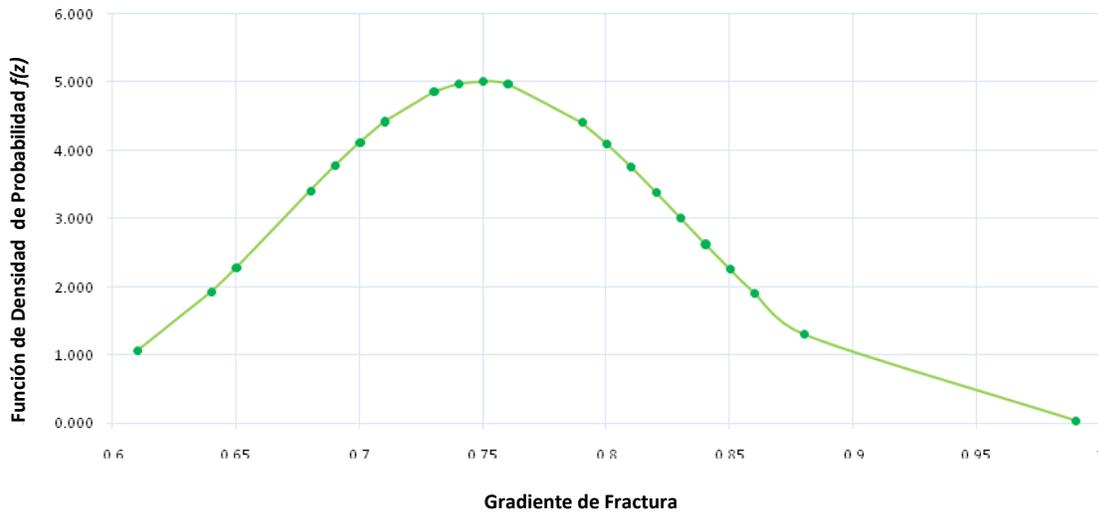


Declinación vs. Gradiente de Fractura Ballena 2001-2008

Distribución Normal

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la gradiente de fractura (Datos 2001-2008):

μ (Media)	0.750
σ (Desviación Estándar)	0.008



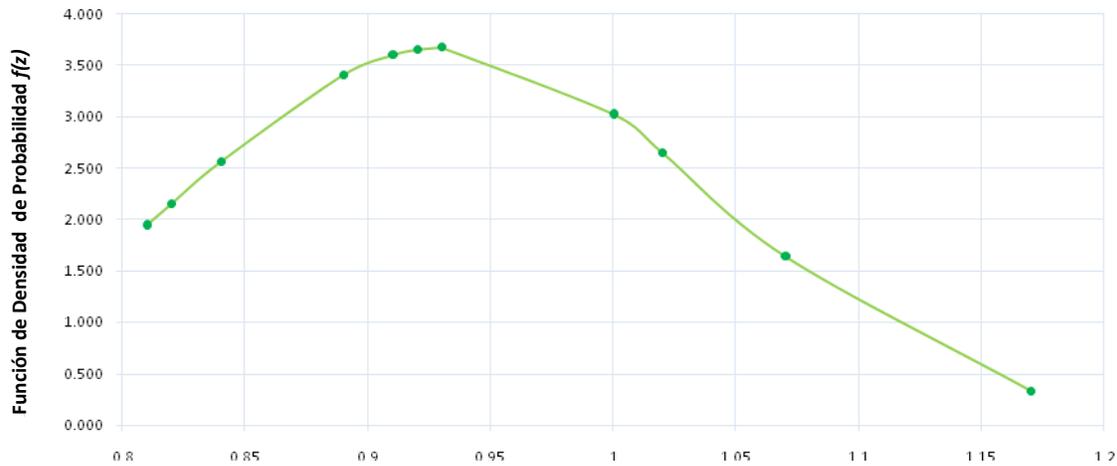
Función de Densidad vs. Gradiente de Fractura Ballena 2001-2008

Se aprecia que la desviación estándar es muy baja: 0.08 lo que indica poca dispersión de valores. Además, la distribución es muy simétrica lo que permite afirmar que los valores tienden uniformemente a un valor fijo. Generando los sectores de probabilidad y el intervalo de confianza para $\alpha = 0.25$ (nivel de confianza: $1 - \alpha$) obtenemos que:

Extensión	Intervalo
1 σ 68.2696%	[0.670 - 0.829]
2 σ 95.4696%	[0.591 - 0.909]
3 σ 99.7396%	[0.511 - 0.989]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.25$)	[0.735 - 0.764]

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la gradiente de fractura (Datos 1957-2000):

μ (Media)	0.932
σ (Desviación Estándar)	0.108



Gradiente de Fractura
Función de Densidad vs. Gradiente de Fractura Ballena 2001-2008

Al igual que en el caso anterior, a pesar de tener menos datos, se nota la buena simetría del modelo y una distribución de probabilidad muy regular. La desviación estándar es ligeramente mayor pero sigue siendo baja respecto al intervalo en el que se ubican los gradientes. A continuación se presentan los intervalos de interés:

Extensión	Intervalo
1 σ 68.2696%	[0.824 - 1.041]
2 σ 95.4696%	[0.607 - 1.258]
3 σ 99.7396%	[0.715 - 1.149]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.25$)	[0.898 - 0.967]

Comparando los resultados de gradiente de pozos antiguos y recientes vemos una gran diferencia: 0.750 y 0.932. Aproximadamente una depletación de 600 psi lo cual viene a ser razonable por el tiempo de producción del yacimiento.

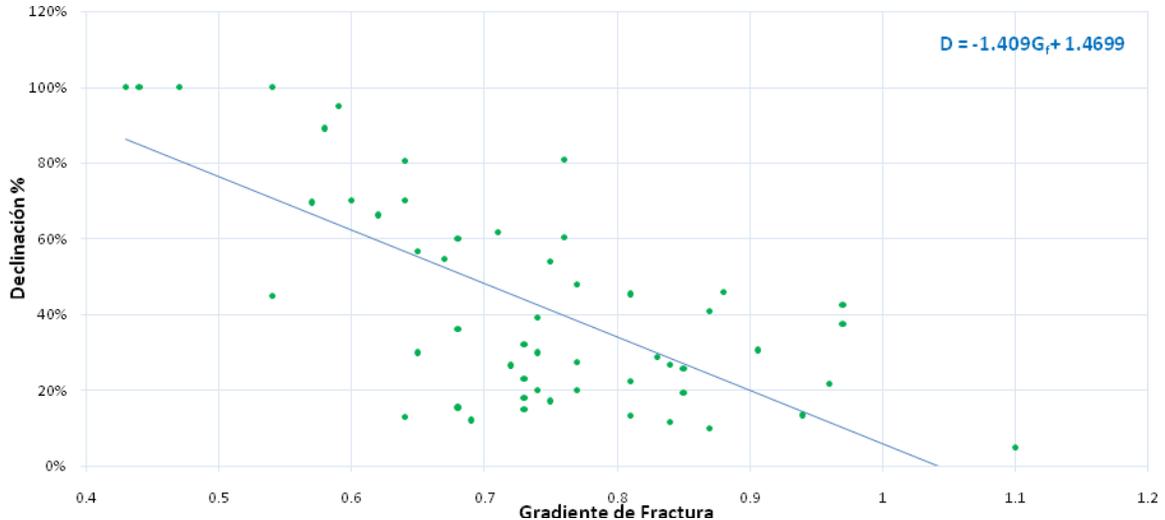
Miembro Cabo Blanco

Dependencia Lineal

	Dependencia Profundidad - Gradiente		Dependencia Gradiente - Declinación
	1957-2000	2001-2008	
R	0.6347207	-0.4766583	-0.707
R ²	0.4028703	0.2272031	0.499

Hay una contradicción entre los valores del coeficiente de Pearson para los pozos antiguos y recientes, por un lado es directamente proporcional y en contraste se ve que para el periodo 2001-2008 lo es inversamente casi con similar intensidad. Cabe mencionar que la data obtenida para el análisis de pozos antiguos en este caso, es muy escasa por lo que el tamaño muestral no favorece a conclusiones muy confiables.

Por otro lado, la relación entre la gradiente y declinación si cumple y con un grado bastante alto la proporcionalidad esperada.

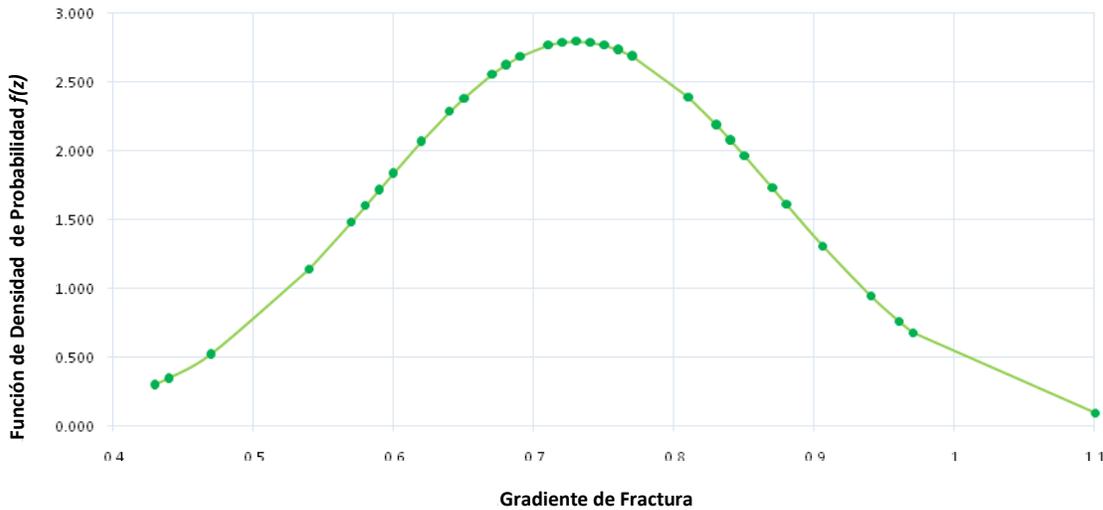


Declinación vs. Gradiente de Fractura Cabo Blanco 2001-2008

Distribución Normal

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la gradiente de fractura (Datos 2001-2008):

μ (Media)	0.730
σ (Desviación Estándar)	0.143

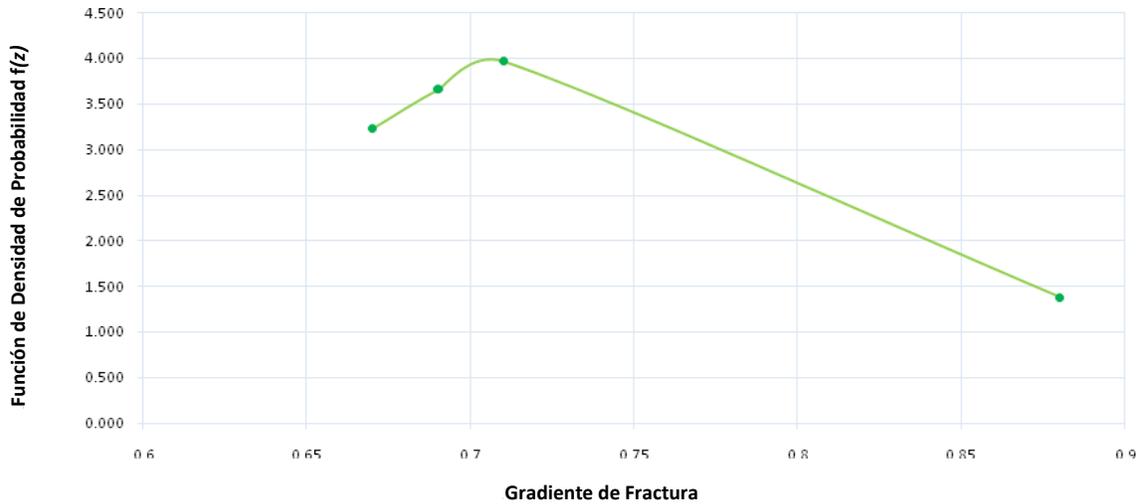


La excelente simetría y distribución de datos permite decir que este análisis es muy confiable, la desviación estándar es baja a pesar del intervalo de valores que se registran [0.4-1.0]. Se calculará el intervalo de confianza con un $\alpha=0.1$, es decir, se contempla un nivel de confianza del 90% para estos datos:

Extensión	Intervalo
1 σ 68.2696%	[0.588 - 0.873]
2 σ 95.4696%	[0.445 - 1.016]
3 σ 99.7396%	[0.303 - 1.158]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.10$)	[0.699 - 0.762]

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la gradiente de fractura (Datos 1957-2000):

μ (Media)	0.738
σ (Desviación Estándar)	0.096



Función de Densidad vs. Gradiente de Fractura Cabo Blanco 1957-2000

No se tienen muchos datos en este caso, por lo tanto se le asignará un $\alpha=0.5$ para fines de obtener una mejor comparación con la gradiente de fractura obtenida previamente.

Extensión	Intervalo
1 σ 68.2696%	[0.641 - 0.834]
2 σ 95.4696%	[0.544 - 0.930]
3 σ 99.7396%	[0.448 - 1.027]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.50$)	[0.705 - 0.777]

La diferencia entre las gradientes ahora no es mucha, quizás debido a la poca data obtenida de los pozos antiguos no se pudo determinar con más certeza el valor más correcto: 0.738 y 0.730.

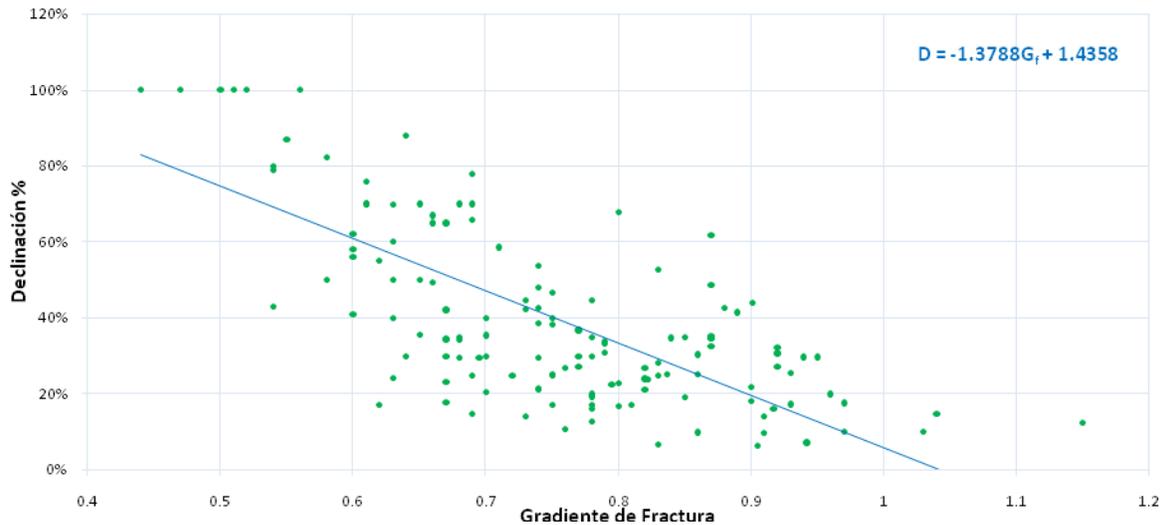
Miembro Somatito

Dependencia Lineal

	Dependencia Profundidad - Gradiente		Dependencia Gradiente - Declinación
	1957-2000	2001-2008	
R	-0.4514839	-0.4595075	-0.61392
R ²	0.2038377	0.2111472	0.37689

Los valores del coeficiente de Pearson para los pozos antiguos y recientes, por dan como resultado que la relación profundidad-gradiente es inversamente proporcional. Al parecer existe un gran grado de dispersión en los datos.

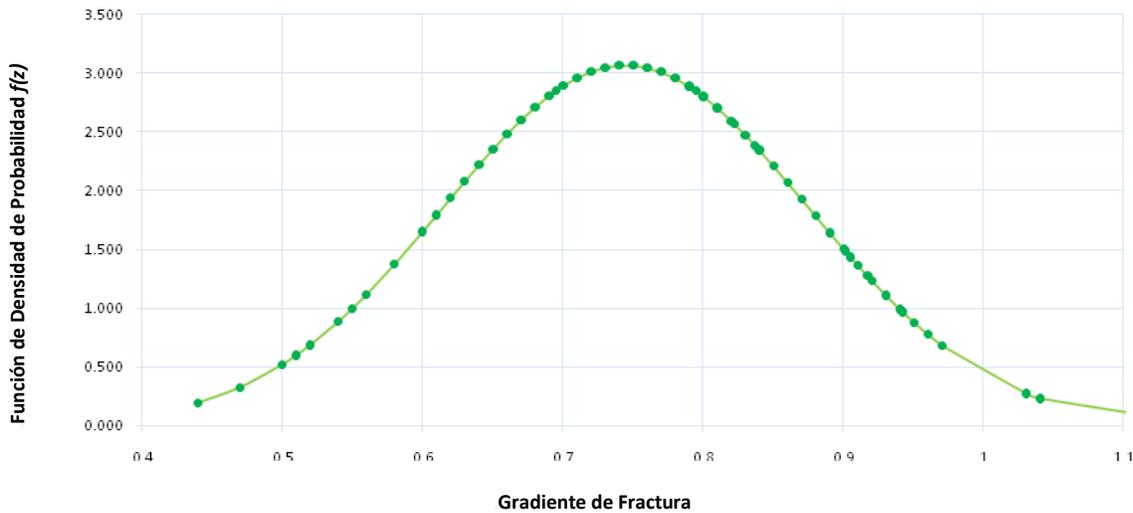
Por otro lado, la relación entre la gradiente y declinación si cumple y con un grado bastante alto la proporcionalidad esperada.



Distribución Normal

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la gradiente de fractura (Datos 2001-2008):

μ (Media)	0.74468
σ (Desviación Estándar)	0.13007



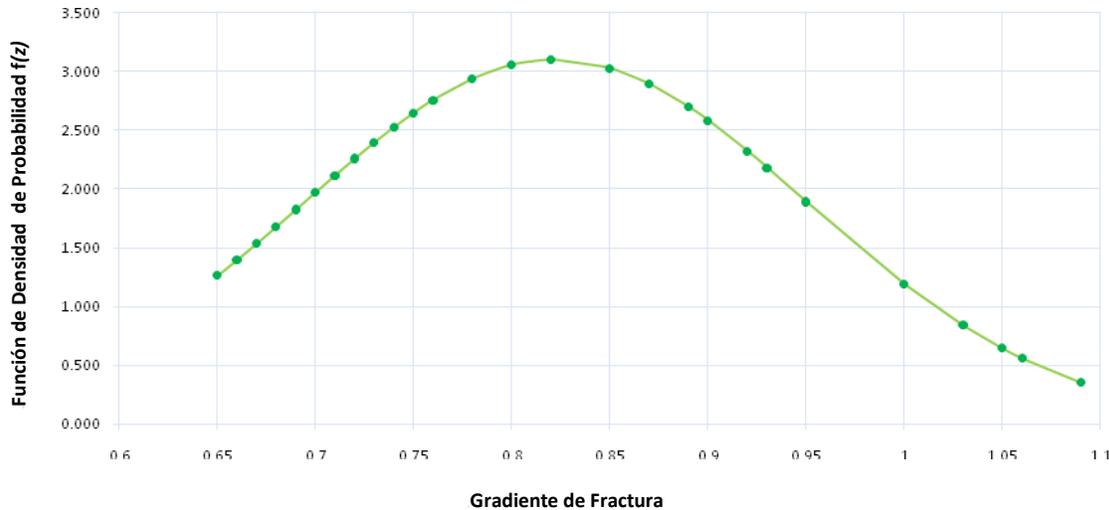
Función de Densidad vs. Gradiente de Fractura Somatito 2001-2008

El miembro Somatito es el objetivo más común del yacimiento, la data obtenida es muy basta y confiable. La desviación estándar es ligeramente alta debido principalmente a que se está tomando a toda la data validada para este análisis y pues, entre zonas diferentes (definidas por los bloques formacionales) hay un gran margen de discontinuidad:

Extensión	Intervalo
1 σ 68.2696%	[0.615 - 0.875]
2 σ 95.4696%	[0.485 - 1.005]
3 σ 99.7396%	[0.355 - 1.135]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.10$)	[0.727 - 0.762]

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la gradiente de fractura (Datos 1957-2000):

μ (Media)	0.82222
σ (Desviación Estándar)	0.12840



Función de Densidad vs. Gradiente de Fractura Somatito 1957-2000

Se observa una desviación estándar similar que en el caso anterior, el rango de valores es muy extendido y se tomará un $\alpha=0.2$. A pesar de ello, se nota muy buena distribución de valores aunque con una tendencia hacia el lado izquierdo, lo cual denota mayor densidad de valores de gradiente baja.

Extensión	Intervalo
1 σ 68.2696%	[0.694 - 0.951]
2 σ 95.4696%	[0.565 - 1.079]
3 σ 99.7396%	[0.437 - 1.207]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.10$)	[0.749 - 0.896]

La diferencia de gradientes no es tan alta: 0.745 y 0.822 incluso caen dentro del intervalo de confianza, aproximadamente una diferencia de presión de 250 psi. Tomando en cuenta que este miembro es el que más se abre, es razonable tal diferencia y el valor de gradiente actual que presenta.

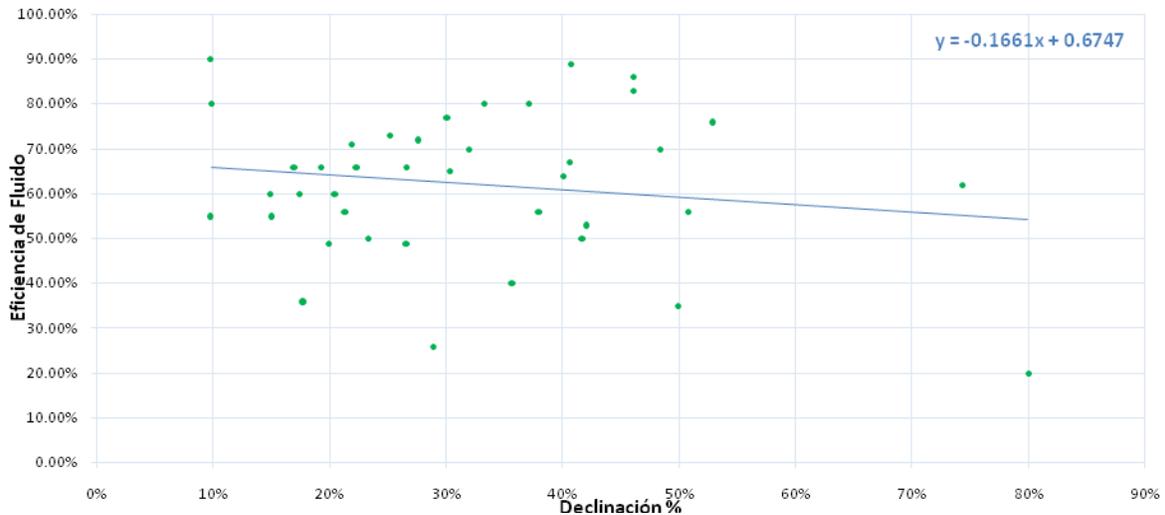
9.2. Declinación – Eficiencia de Fluido

Al inyectar el fluido a la formación y generar la fractura, parte del fluido entra en la matriz y otra parte queda dentro la fractura. Cuando se para el bombeo necesitamos que la fractura se cierre, por lo tanto necesitamos que el fluido pase a la matriz. Es decir, durante todo el proceso hay una pérdida de fluido desde la fractura hasta la formación (leak off). La "eficiencia del fluido" representa el porcentaje de fluido que queda dentro de la fractura, al momento de parar el bombeo. Relacionándolo con la gradiente de fractura, la presión de confinamiento que se crea en la fractura (alta G_f) puede indicar que mucho fluido se quedó atrapado en la fractura y no escapó hacia la matriz, es decir, estos valores son directamente proporcionales. Por otra parte, la declinación indica cuán rápido se disipa dicha presión, esto puede ser por baja gradiente poral, alta permeabilidad y relacionándola resulta ser inversamente proporcional.

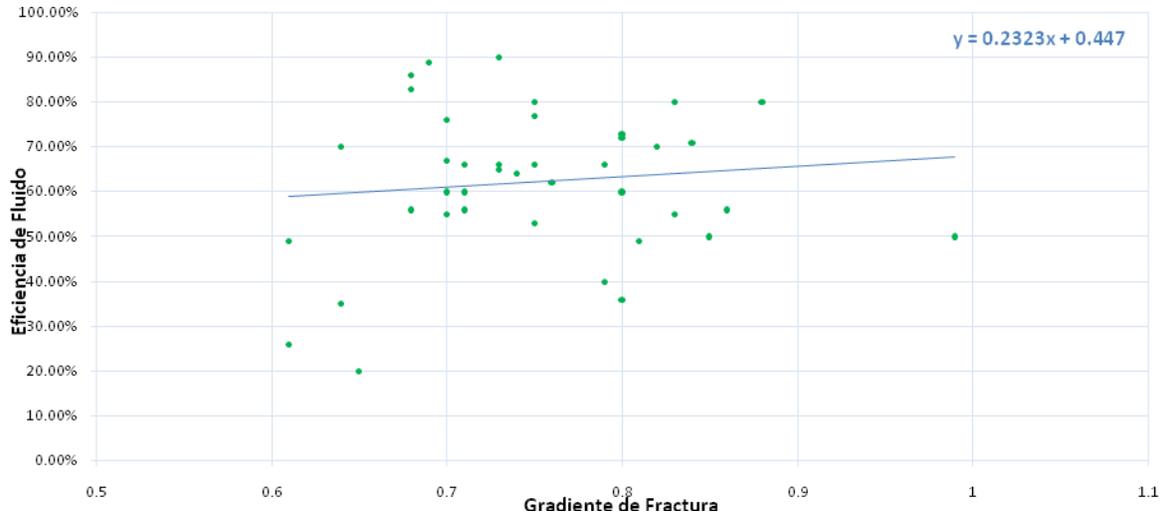
Miembro Ballena

Dependencia Lineal

	Dependencia Eficiencia - Gradiente	Dependencia Declinación - Eficiencia
R	0.114	-0.163
R ²	0.013	0.027



No necesariamente se cumplirá la esperada proporcionalidad descrita en un principio, la eficiencia de fluido depende de muchos otros factores asociados a la formación, mecanismo de la operación, estructura de las capas en el subsuelo, sellos y continuidad. Se nota de la gráfica que son parámetros inversamente proporcionales pero no con tanta intensidad como para afirmar que son mutuamente dependientes.

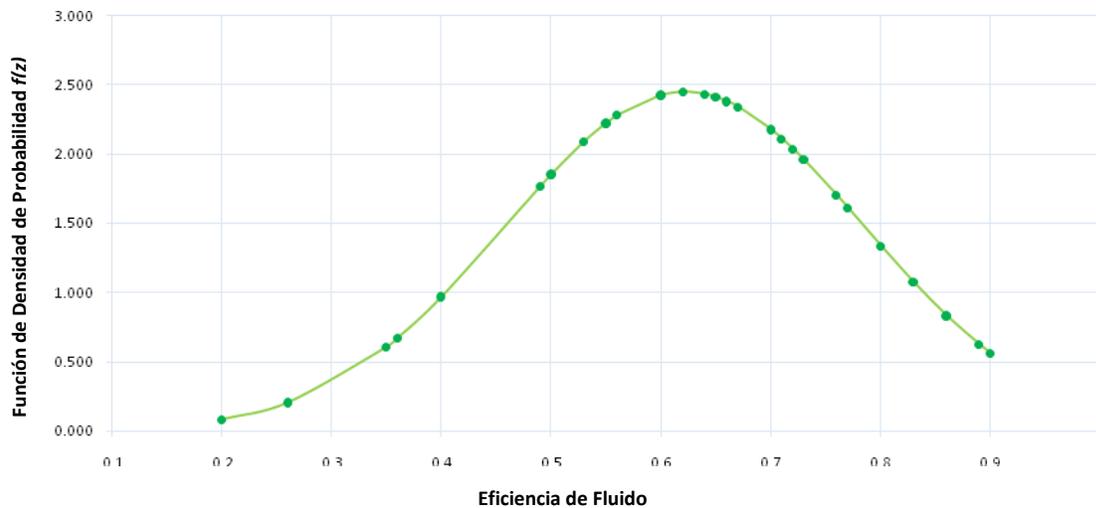


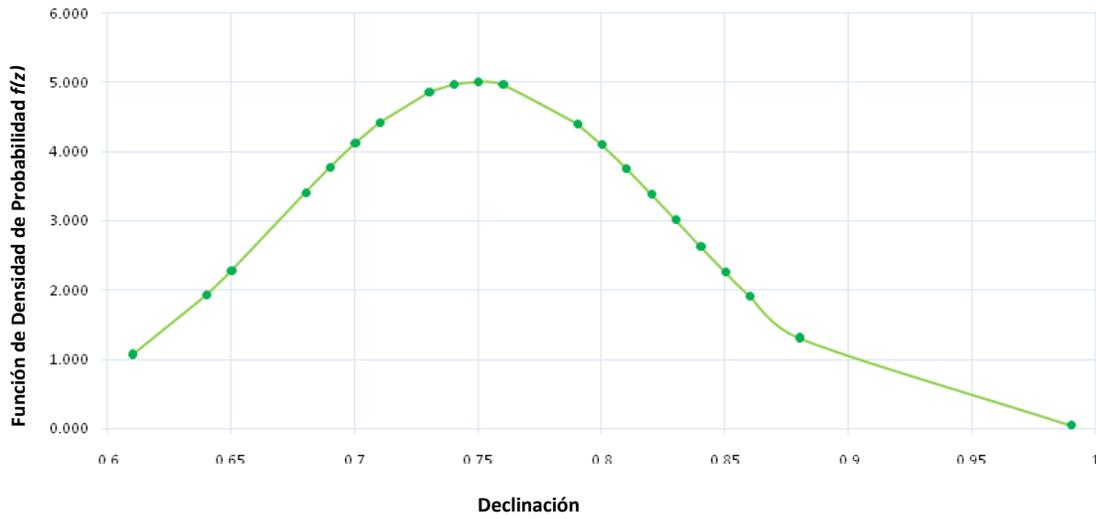
Así mismo ocurre ahora con la relación Eficiencia-Gradiente, incluso el valor numérico de dependencia es más bajo que en el caso anterior. Se cumple con la proporcionalidad esperada.

Distribución Normal

En este caso no se analizarán las gráficas de distribución de probabilidad por ser estos 2 parámetros dependientes de otros que durante la validación no presentaron un comportamiento regular (P_{10min}). Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la declinación y la eficiencia de fluido.

	Declinación	Eficiencia de Fluido
μ	0.322	0.621
σ	0.160	0.163





Se puede notar una distribución regular, notándose una aislación de datos en los extremos para los 2 casos. Las 2 distribuciones coinciden en el comportamiento de proporcionalidad, es decir, las densidad de valores tienden a extremos opuestos.

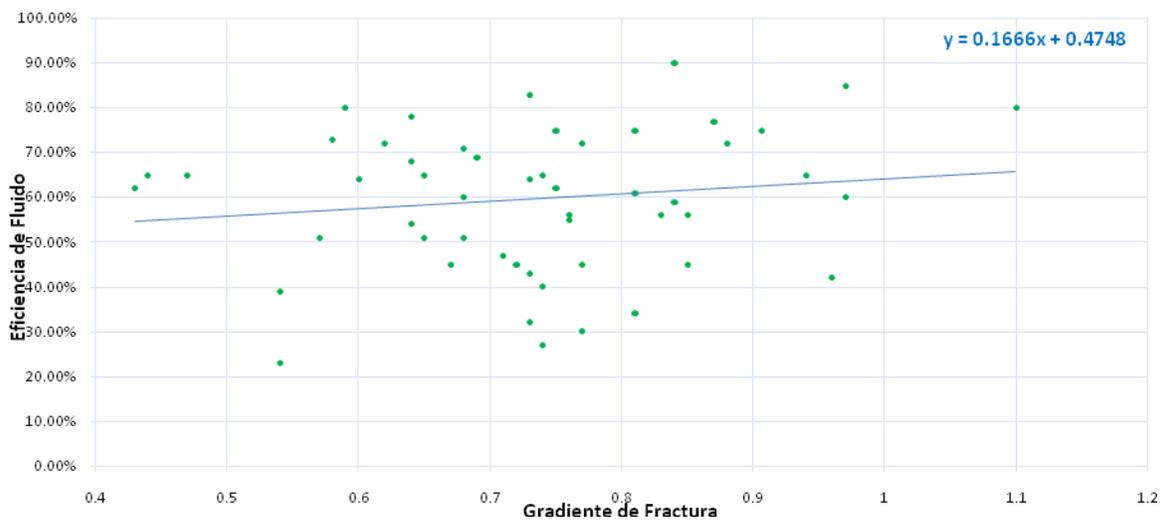
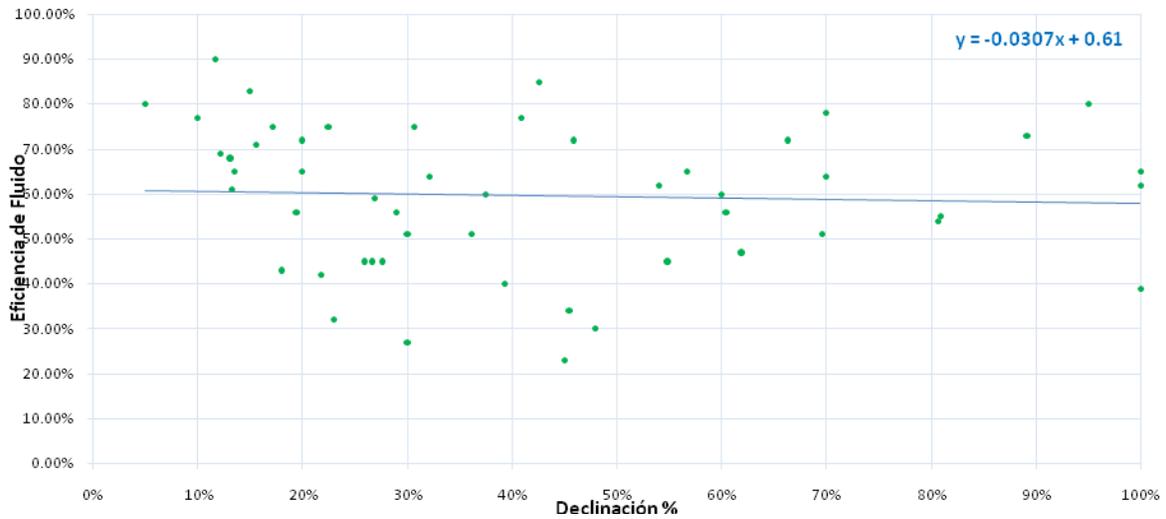
Extensión	Declinación	Eficiencia de Fluido
1σ 68.2696%	[0.162 - 0.482]	[0.459 - 0.784]
2σ 95.4696%	[0.001 - 0.642]	[0.296 - 0.947]
3σ 99.7396%	[0.000 - 0.802]	[0.133 - 1.109]
Intervalo de Confianza (α=0.30)	[0.296 - 0.348]	[0.595 - 0.648]

Se tomó un valor de $\alpha=0.30$ porque los datos, si bien es cierto, se distribuyen de manera muy simétrica en el centro de la campana, los extremos presentan datos muy dispersos. Los intervalos no podrían contener valores negativos (declinación) debido a que en la validación, este tipo de valores fue descartado por razones de influencia entre etapas contiguas, así que se tomó como cota inferior al 0.

Miembro Cabo Blanco

Dependencia Lineal

	Dependencia Eficiencia - Gradiente	Dependencia Declinación - Eficiencia
R	0.151	-0.055
R ²	0.023	0.003

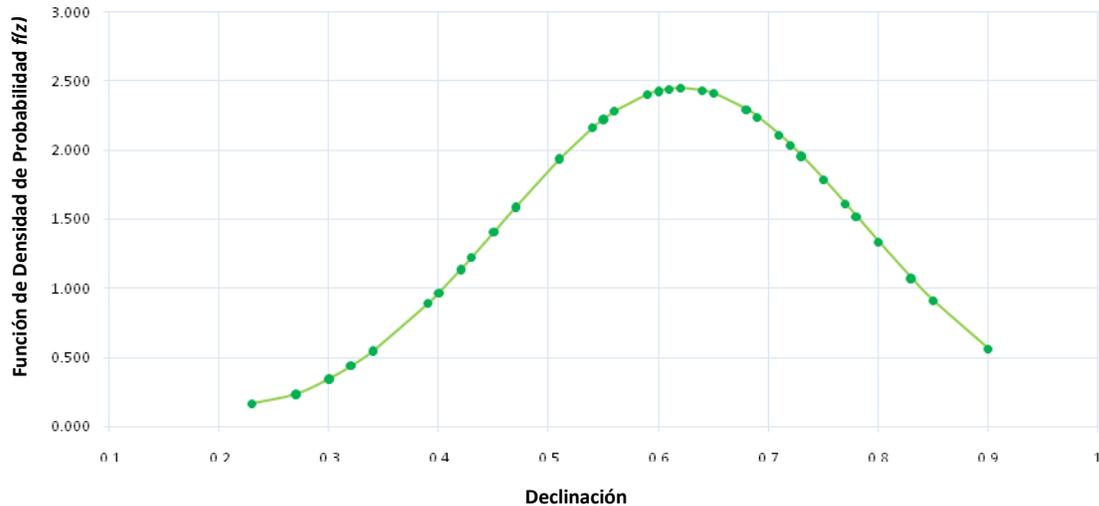
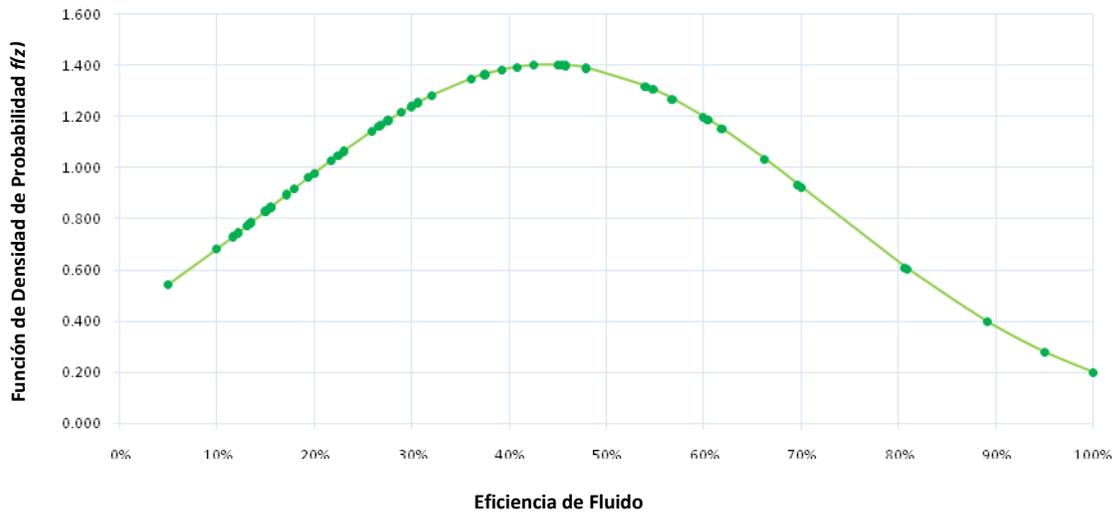


No se nota mucha dependencia lineal, el coeficiente de Pearson en los 2 casos esta muy cerca a 0, aunque se mantiene muy levemente la proporcionalidad esperada.

Distribución Normal

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la declinación y la eficiencia de fluido.

	Declinación	Eficiencia de Fluido
μ	0.441	0.596
σ	0.284	0.158



Con la distribución muy pareja que se nota, además de la proporcionalidad entre los 2 parámetros por la orientación de la densidad de datos en la campana, se elegirá un $\alpha=0.20$. A continuación se muestra la tabla de intervalos notables:

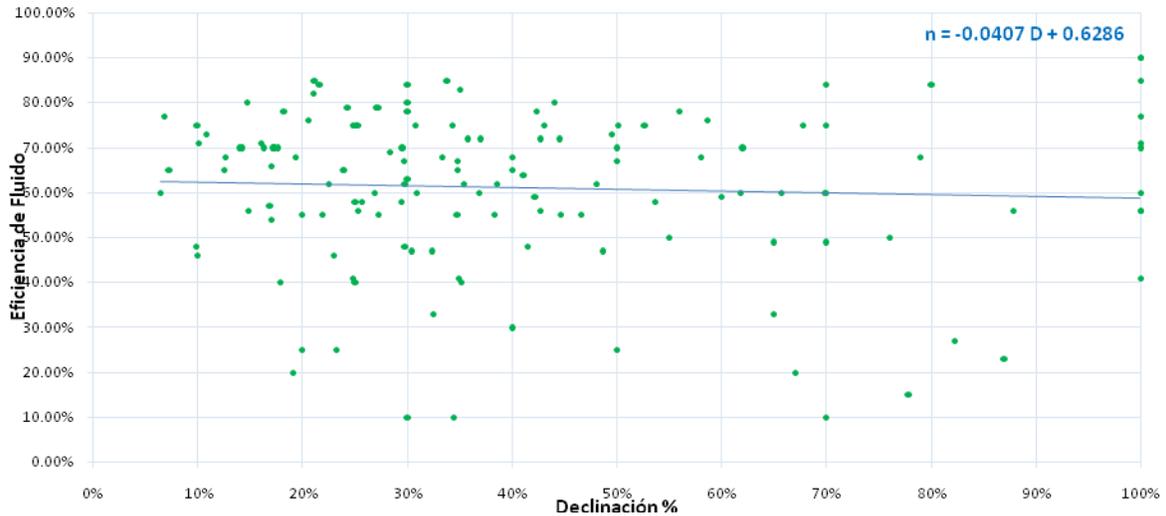
Extensión	Declinación	Eficiencia de Fluido
1σ 68.2696%	[0.156 - 0.725]	[0.439 - 0.754]
2σ 95.4696%	[0.000 - 1.009]	[0.281 - 0.912]
3σ 99.7396%	[0.000 - 1.293]	[0.123 - 1.069]
Intervalo de Confianza (α=0.20)	[0.391 - 0.490]	[0.569 - 0.624]

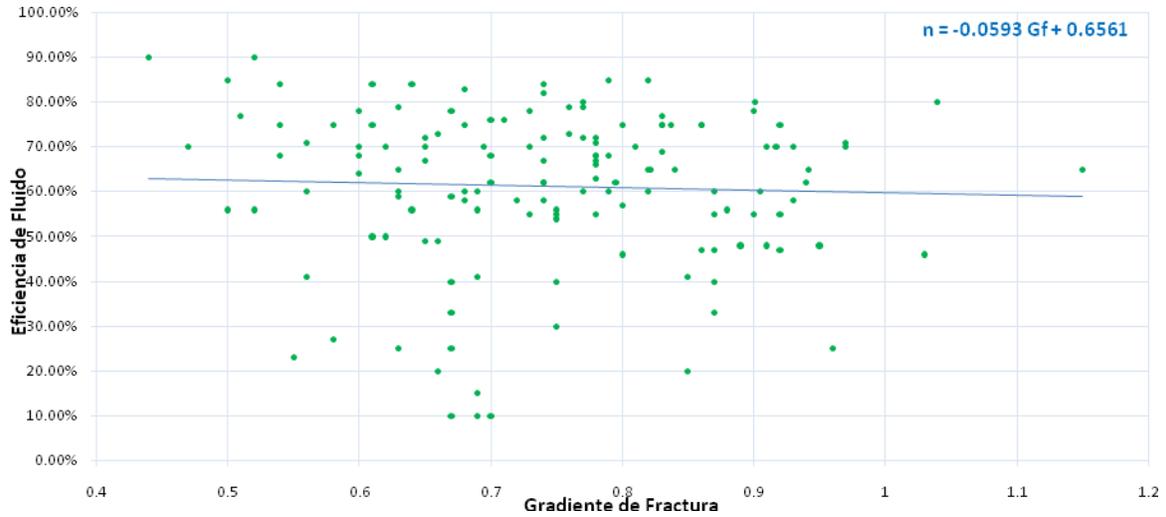
La declinación muestra una dispersión más alta pero con el nivel de confianza dado, el intervalo es más razonable. De igual manera que en el caso anterior, se colocó el cero como cota inferior de algunos intervalos por la imposibilidad de que se tome un valor negativo.

Miembro Somatito

Dependencia Lineal

	Dependencia Eficiencia - Gradiente	Dependencia Declinación - Eficiencia
R	-0.044	-0.058
R ²	0.002	0.003



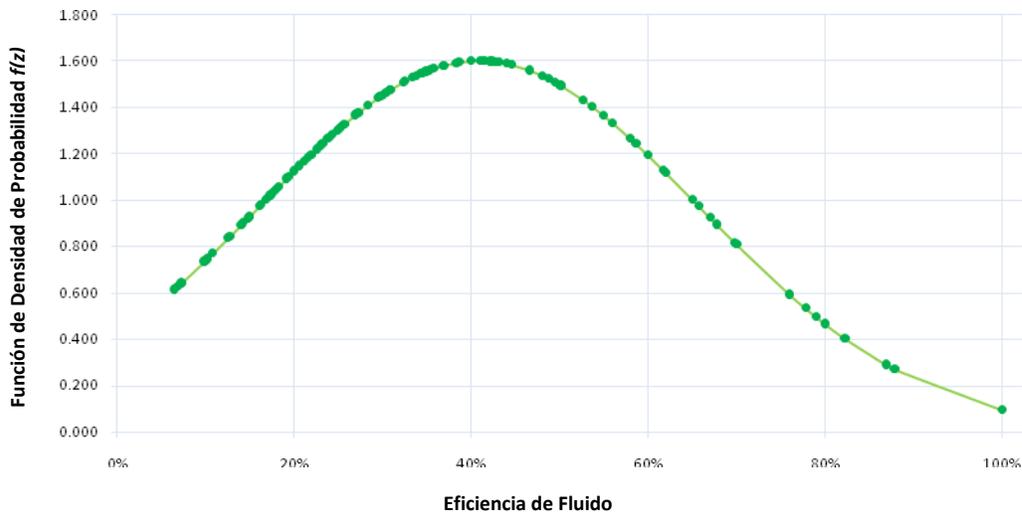


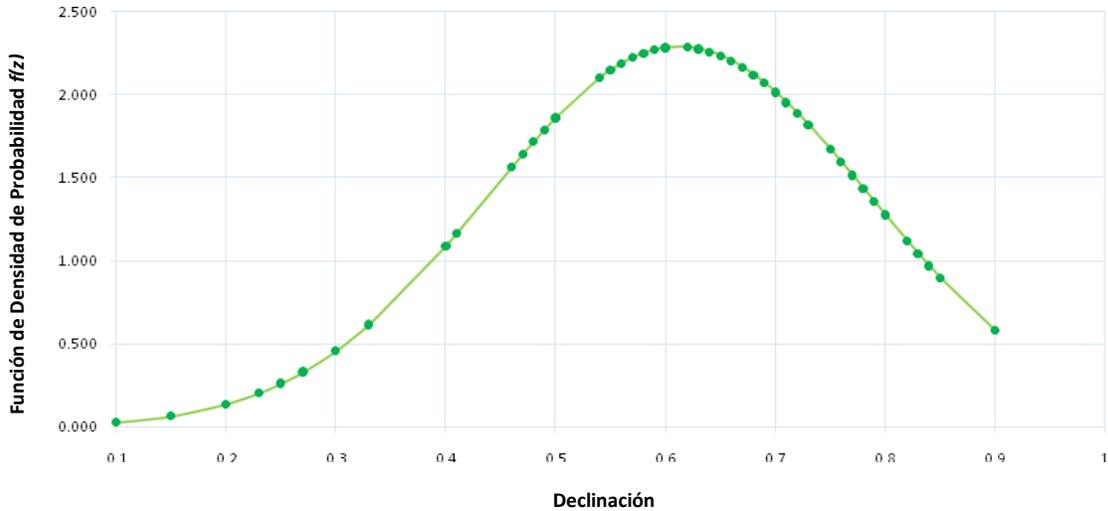
De los dos gráficos se ve la proporcionalidad inversa, lo cual sólo es válido para la relación declinación-eficiencia, sin embargo, en los dos casos no se ve una dependencia mu fuerte por lo que se deduce que la eficiencia en este caso depende de otro factor más ligado a las características de la formación.

Distribución Normal

Parámetros estadísticos de tendencia central μ y σ para la tipificación de la declinación y la eficiencia de fluido.

	Declinación	Eficiencia de Fluido
μ	0.409	0.612
σ	0.249	0.174





A pesar de que en la gráfica de tendencia anterior no se notó la dependencia inversa entre la declinación y la eficiencia, ahora se puede notar en las distribuciones que la densidad de datos se orienta adecuadamente en cada caso. La simetría de las curvas es muy buena por lo que se asigna un valor de $\alpha=0.10$.

Extensión	Declinación	Eficiencia de Fluido
1 σ 68.2696%	[0.160 - 0.658]	[0.438 - 0.786]
2 σ 95.4696%	[0.000 - 0.907]	[0.264 - 0.960]
3 σ 99.7396%	[0.000 - 1.156]	[0.089 - 1.134]
Intervalo de Confianza ($\alpha=0.10$)	[0.375 - 0.443]	[0.588 - 0.636]

Las desviaciones son relativamente grandes respecto a la media, como se puede ver las campanas presentan mucha simetría en su parte central hasta los puntos de inflexión ($\mu \pm \sigma$), en los extremos donde se dispersa bastante es donde se nota la proporcionalidad.

Para los 3 miembros en resumen, se han obtenido valores muy similares de declinación y eficiencia de fluido en el intervalo de confianza, y comparando esto con el comportamiento de la gradiente para cada miembro, pues no sigue la misma tendencia, el orden de gradiente varía de Ballena, Somatito y Cabo Blanco. Esto indica que el comportamiento del leak off está más influenciado más por otro parámetro que no es la presión confinada en la fractura luego del cese de bombeo.

11. Análisis de Mapas de Tendencia

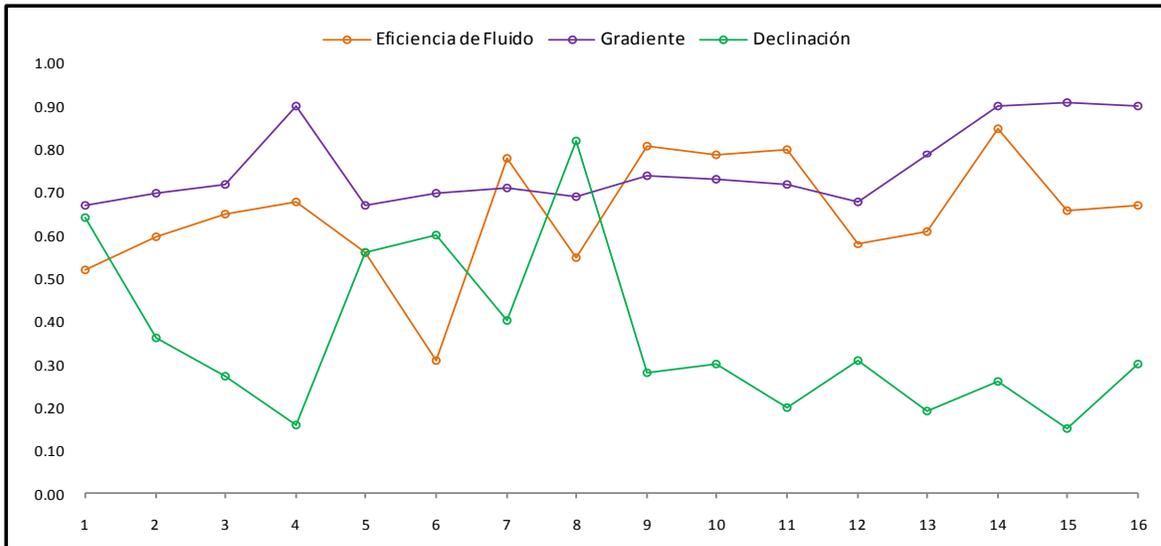
Utilizando el mapeo de zonas respecto al bloque Echinocyamus, se interpretará la tendencia de los mapas de gradiente, declinación y eficiencia de fluido para los tres miembros en cuestión. Para las 16 zonas definidas se tomarán los valores más representativos según los colores, se analizarán grupos de zonas y compararán los tres parámetros para obtener mejores conclusiones. Los mapas fueron generados en OFM 2007.

Miembro Ballena

ZONA	Eficiencia de Fluido	G_f	Declinación
1	0.52	0.67	0.64
2	0.60	0.70	0.36
3	0.65	0.72	0.27
4	0.68	0.90	0.16
5	0.56	0.67	0.56
6	0.31	0.70	0.60
7	0.78	0.71	0.40
8	0.55	0.69	0.82
9	0.81	0.74	0.28
10	0.79	0.73	0.30
11	0.80	0.72	0.20
12	0.58	0.68	0.31
13	0.61	0.79	0.19
14	0.85	0.90	0.26
15	0.66	0.91	0.15
16	0.67	0.90	0.30

Los valores promedio obtenidos del análisis previo estadístico son: $G_f=0.75$, $D=0.322$ y $n=0,621$, los cuales no se verifican totalmente en el presente cuadro, sin embargo se puede afirmar que casi todos los valores recaen en la zona central de la campana (limitada por los puntos de inflexión $\mu \pm \sigma$)

Gráfico Comparativo



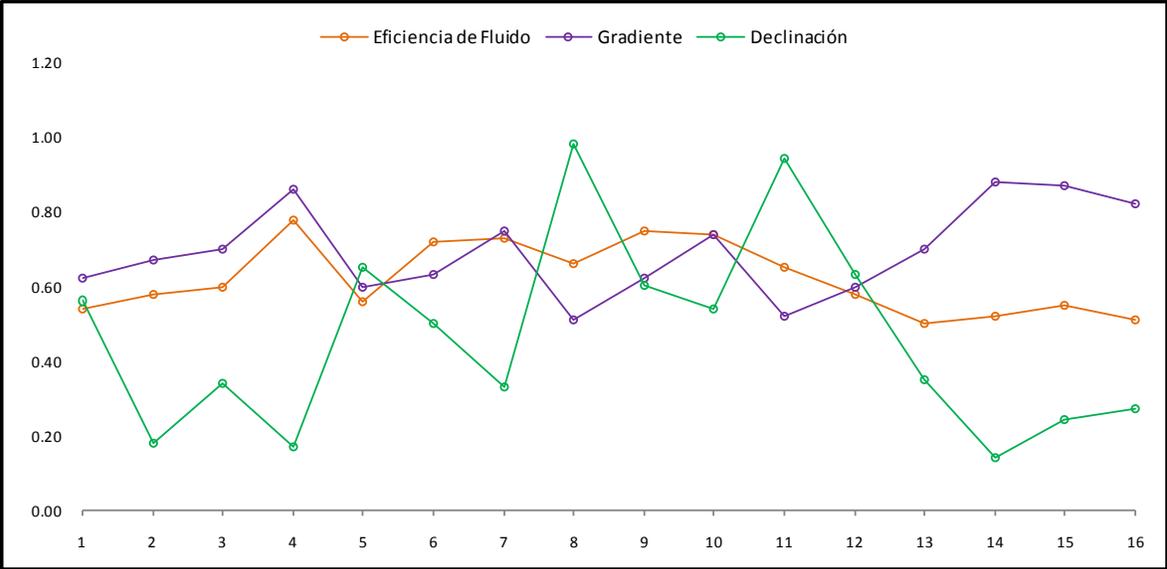
La eficiencia de fluido y la gradiente de fractura presentan un comportamiento muy similar en la mayoría de las zonas, la declinación se muestra similar pero con el comportamiento de proporcionalidad inverso al de los otros dos parámetros. Desde la zona 9 se ve la muy buena equitatividad de valores para los 3 parámetros.

Miembro Cabo Blanco

ZONA	Eficiencia de Fluido	G_f	Declinación
1	0.54	0.62	0.56
2	0.58	0.67	0.18
3	0.60	0.70	0.34
4	0.78	0.86	0.17
5	0.56	0.60	0.65
6	0.72	0.63	0.50
7	0.73	0.75	0.33
8	0.66	0.51	0.98
9	0.75	0.62	0.60
10	0.74	0.74	0.54
11	0.65	0.52	0.94
12	0.58	0.60	0.63
13	0.50	0.70	0.35
14	0.52	0.88	0.14
15	0.55	0.87	0.24
16	0.51	0.82	0.27

Para el caso de la gradiente de fractura y declinación, los resultados recaen en el intervalo de 68.27% de probabilidad (puntos de inflexión), es decir, no se ve tanta dispersión en la tendencia. Para la eficiencia de fluido se ve que los valores están dentro del intervalo de confianza (nivel de confianza=80%)

Gráfico Comparativo



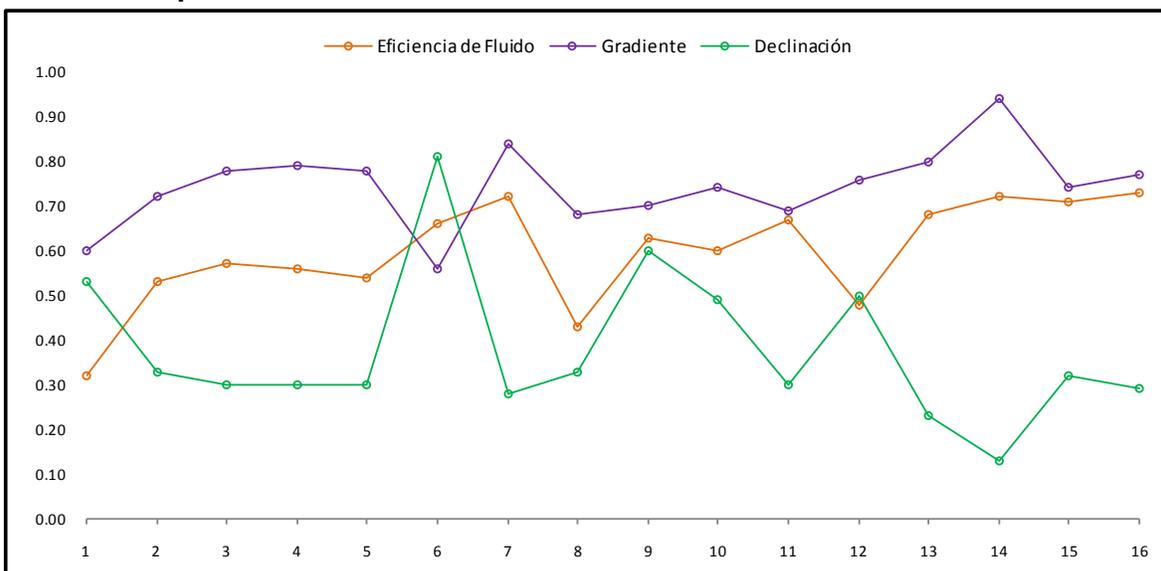
La eficiencia de fluido es la que presenta un comportamiento muy similar en todas las zonas, como se mencionó, los resultados recaen en el intervalo de confianza [0.569 - 0.624]. La gradiente y declinación tienen comportamientos inversos uno del otro pero no presentan la continuidad en todas las zonas

Miembro Somatito

ZONA	Eficiencia de Fluido	G_f	Declinación
1	0.32	0.60	0.53
2	0.53	0.72	0.33
3	0.57	0.78	0.30
4	0.56	0.79	0.30
5	0.54	0.78	0.30
6	0.66	0.56	0.81
7	0.72	0.84	0.28
8	0.43	0.68	0.33
9	0.63	0.70	0.60
10	0.60	0.74	0.49
11	0.67	0.69	0.30
12	0.48	0.76	0.50
13	0.68	0.80	0.23
14	0.72	0.94	0.13
15	0.71	0.74	0.32
16	0.73	0.77	0.29

Para este miembro se ve mucha regularidad en los resultados, es decir, si bien es cierto, los parámetros no presentan una continuidad notable, la proporcionalidad entre estos es muy buena.

Gráfico Comparativo

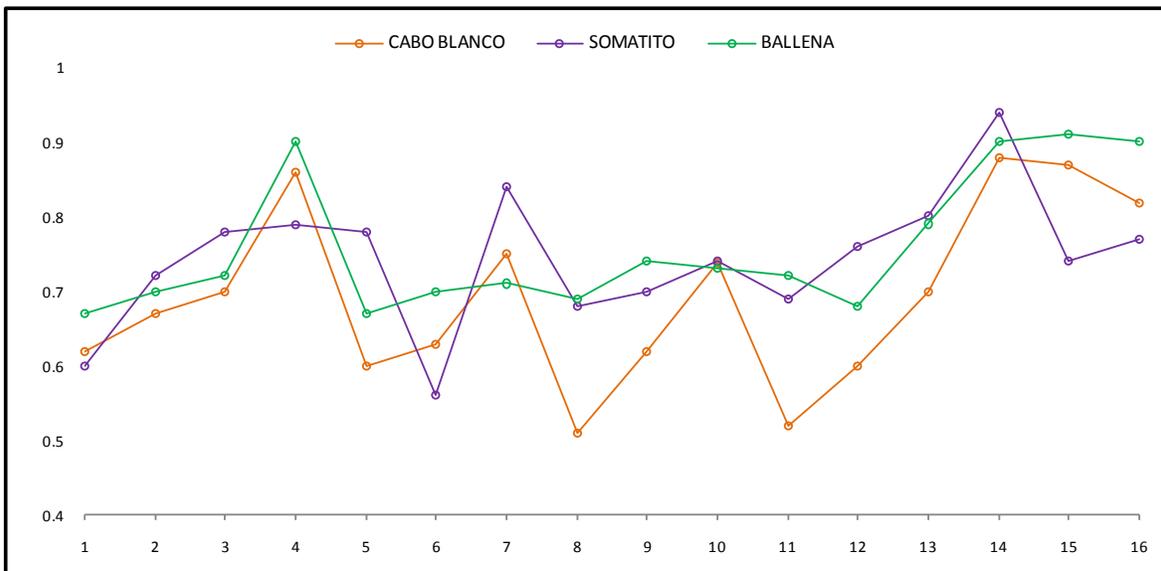


Las zonas 2 – 5 presentan casi el mismo valor para los tres parámetros, cabe mencionar además que los 3 parámetros en la mayoría de las zonas toman los valores pertenecientes al intervalo de confianza. El parámetro que presenta mayor continuidad es la gradiente de fractura cuyo valor promedio se estima en 0.745.

Tendencia de parámetros

Para una mejor comparación de resultados, ahora se compara cada parámetro respecto a los tres miembros.

Gradiente de Fractura

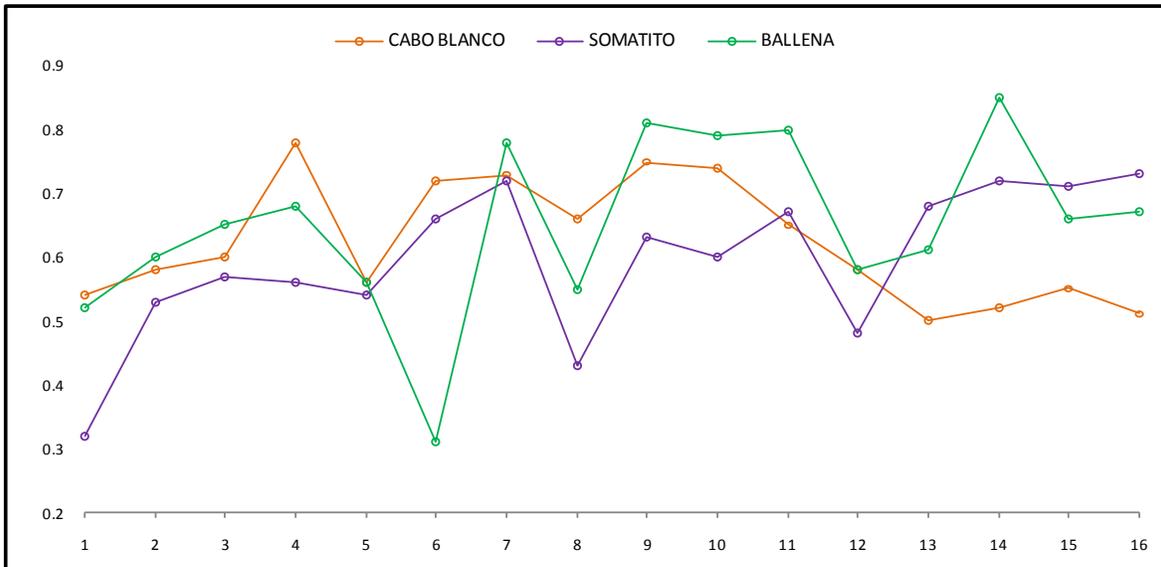


El comportamiento de la gradiente es muy similar para los 3 miembros; si se revisan los datos obtenidos del análisis de distribución normal (intervalos de confianza):

Somatito	Cabo Blanco	Ballena	
[0.727 - 0.762]	[0.699 - 0.762]	[0.735 - 0.764]	2001-2008
[0.749 - 0.896]	[0.705 - 0.777]	[0.898 - 0.967]	1957-2000

En los 3 casos se notan gradientes más altas de la tendencia normal, y es que la densidad de pozos nuevos es muy baja en esas zonas, en estas zonas se contemplaría obedecer preferentemente al intervalo obtenido para pozos 1957-2000, las demás si toman el intervalo de confianza de pozos nuevos. La anomalía que presenta Cabo Blanco es que en ciertas zonas como 5, 8, 9, 11 y 12 presenta valores muy bajos, esto se puede relacionar a las comunes pérdidas de circulación durante las perforaciones, se concluye que este miembro no presenta un comportamiento regular pues además en algunos pozos se han registrado cuerpos con presión original y alta gradiente.

Eficiencia de Fluido



El comportamiento más regular se nota en el miembro Cabo Blanco, sin embargo, los tres miembros tienen una tendencia similar con ciertas excepciones como las zonas 4, 6, 7 y 14.

Somatito
[0.588 - 0.636]

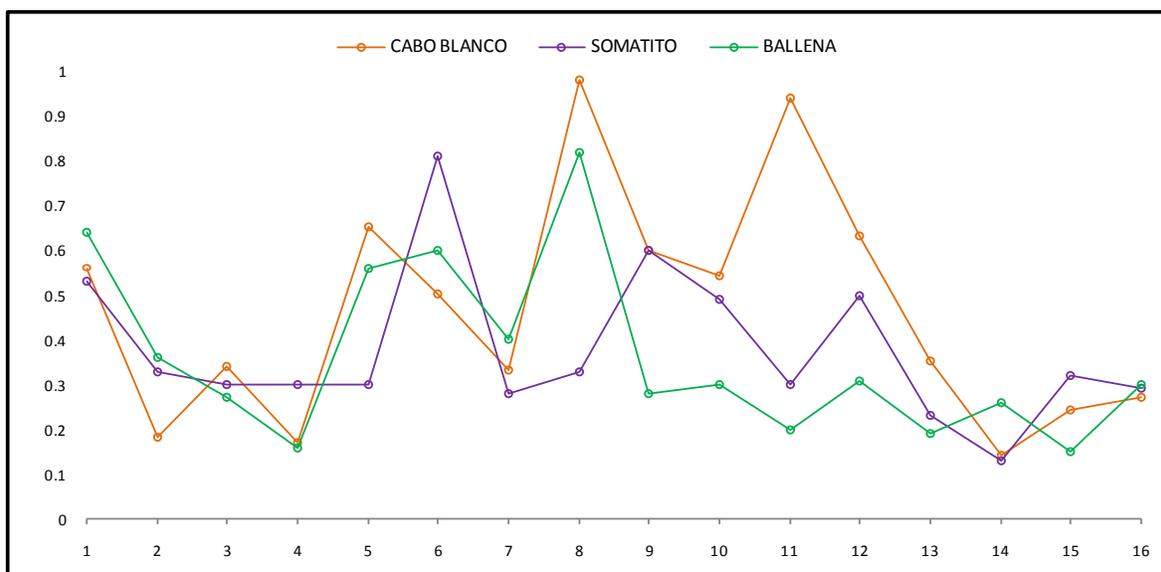
Cabo Blanco
[0.569 - 0.624]

Ballena
[0.595 - 0.648]

Las zonas 2, 3, 4, 5, 13 y 15 son las que regularmente para los tres miembros cumplen con el intervalo de confianza. Nuevamente se puede observar que en las zonas con menor densidad de pozos nuevos los valores convergen (zonas 1, 2, 3, 5, 8, 14, 15 y 16), se deduce que es por la poca alteración que se ha originado en los cuerpos de dichas zonas, por lo que entre los tres miembros existe un equilibrio.

Otro aspecto a resaltar es que los intervalos de confianza son muy similares, esto puede indicar que el reservorio contactado en la estimulación a los tres miembros es el mismo, o el flujo pseudo-radial se ha extendido hasta unificarse en todo el cuerpo Echinocyamus.

Declinación



Esta gráfica presenta las mismas características que el de las anteriores, en las zonas de baja densidad de pozos nuevos se nota que la declinación es muy baja, se concluye que es a causa de la poca depletación, sin embargo en este yacimiento se tienen también zonas de inyección de agua lo cual puede alterar el mecanismo de distribución de presiones en los reservorios adyacentes.

Los miembros Somatito y Cabo Blanco presentan similar intervalo de confianza, Ballena tiene los valores más bajos de declinación.

Somatito	Cabo Blanco	Ballena
[0.375 - 0.443]	[0.391 - 0.490]	[0.296 - 0.348]

El comportamiento de los parámetros es irregular en todas las zonas pero la tendencia se mantiene en los tres miembros.

Capítulo 4

SIMULACIÓN

En este Capítulo se simularán 9 etapas producto del análisis de mapeo de bloques presentado en el Capítulo anterior, estos fueron tomados para representar a la mayor densidad de pozos presentes en cada zona, cada una esta abierta en los diferentes miembros de la formación de interés del presente estudio. Los parámetros de diseño y ejecución de los trabajos de fractura hidráulica para cada pozo a simular fueron obtenidos a partir de los pozos vecinos (de 3 a más pozos fueron tomados como referencia).

Cada etapa será analizada desde el registro eléctrico a hueco entubado (cased hole), programa de baleo, geomecánica, requerimiento de producción y propiedades de reservorio para definir el Schedule de tratamiento y finalmente obtener los parámetros de fractura característicos.

11. Consideraciones Previas

11.1. Parámetros de Fractura

Tomando como referencia estudios previos acerca de las operaciones de fractura hidráulica en la formación Echinocyamus se presentan a continuación los aspectos generales para el diseño y ejecución así como los valores obtenidos luego del análisis post-fractura. Como se sabe, la formación Echinocyamus presenta los siguientes miembros: **Ballena, Cabo Blanco, Constancia, Somatito y Verde**. Los datos presentados agrupan a todos considerándolos como formación Echinocyamus, aunque como bien se sabe, no se tomaron en cuenta **Constancia y Verde** por escasos de datos, además que en la validación muchos fueron descartados.

La data de Geomecánica y Schedule se presentará para cada pozo pues el correcto diseño de la fractura depende del registro eléctrico, los valores que se presentan a continuación son tomados como referencia y serán útiles al momento de comparar los resultados finales del fracturamiento:

Parámetros de Fractura - Echinocyamus	
Profundidad Promedio	2630'
Espesor Bruto	117'
Espesor Neto	34'
Radio de Drenaje	335'
Sacos Promedio	225
%PAD	22%
Longitud de Fractura	120'
Concentración de Arena	0.66 lb/ft ²
FCD	28
Permeabilidad Promedio	0.68 md
Porosidad Promedio	12%
Presión del Reservorio	809 psi
Gradiente del Reservorio	0.31 psi/ft
Conductividad	1928 md-ft
Eficiencia de Fluido	49%
Máxima Concentración de Arena	6 ppa
Caudal Promedio	19 bpm

Estas formaciones presentan valores característicamente bajos de permeabilidad, entre 0.1 y 10 md, porosidades medias alrededor de 10% y presiones iniciales de yacimiento entre 500 psi. En promedio, el radio de drenaje de estos pozos está en el rango de los 320 a 340 ft, este factor es muy importante al momento de determinar la longitud de fractura óptima para estas formaciones.

El objetivo del fracturamiento hidráulico en las formaciones intermedias, como en la mayoría de formaciones de baja permeabilidad, se concentra en obtener un canal conductivo de longitud óptima, de modo que se maximice el área de contacto entre la fractura creada y el yacimiento, y en relación al retorno en el tiempo de la inversión realizada.

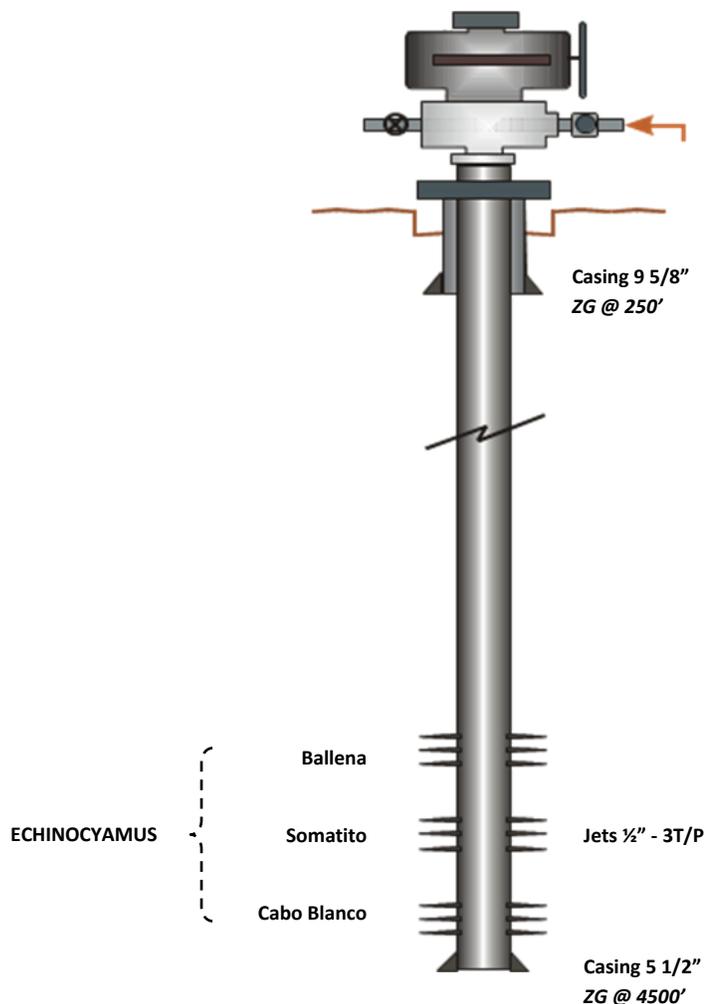
Los puntos más relevantes encontrados en los diseños actuales incluyen:

- Permeabilidad: Los valores de permeabilidad se obtienen de correlaciones y se ajustan durante la etapa de declinación del Minifrac. En general, no se cuenta con análisis de pruebas de presión transiente para la determinación de transmisibilidades.
- Propiedades geomecánicas: No existe certeza en los valores del módulo de Young y la relación de Poisson utilizados para el diseño. Igualmente, no se cuenta con un perfil de esfuerzos definido para las zonas de interés y para las arcillas que sirven como barreras al crecimiento de las fracturas. Dado que generalmente no es posible determinar la presión de cierre mediante el análisis de la declinación del Minifrac, el valor de referencia utilizado para el cálculo del gradiente de fractura es el ISIP (presión instantánea de cierre).

- Fluido de fractura: Se emplean fluidos reticulados base agua, con cargas poliméricas entre 25 y 30 lb/Mgal para las fracturas en las formaciones intermedias. Estas cargas poliméricas resultan ser excesivas para las temperaturas estáticas de fondo observadas en el Lote X.
- Arena de fractura: Se utiliza arena cuarcítica tipo Brady, en mallas 12/20, 16/30 y 20/40. Los programas de bombeo alcanzan en promedio concentraciones máximas de arena de 7 lb/gal. Sin embargo, existe el concepto de incrementar dicha concentración hasta 8 lb/gal.
- Volumen de arena: Las fracturas ejecutadas en los últimos tres años en las formaciones intermedias emplearon volúmenes de arena promedio de 225 sacos. Este volumen de arena es insuficiente para los valores de permeabilidad de los yacimientos.

11.2. Configuración de los pozos

La configuración de los pozos es la misma para todos los pozos del análisis de simulación, puesto que se han elegido como referencia sólo pozos nuevos que pertenecen a un mismo proyecto en el lote (2006-2008). Se tomará la siguiente estructura como la general:



El sistema de trabajo que se sigue para esta configuración de pozo nuevo es la siguiente:

- Se instala la válvula de baleo y múltiple de frac.
- Se toma el registro NC-GR-CCL desde el Collar Flotador (Flow Collar) de la fase de superficie hasta el tope duro del pozo. La información es interpretada para la selección de etapas.
- Las etapas se realizan por casing etapa por etapa (separadamente) aislando cada operación con tapones de arena. Se realiza una prueba de inyectividad en cada una para constatar la viabilidad de la operación.
- Finalizando cada etapa se toma el tope de arena y bombea un tapón de ser necesario para proceder con la siguiente etapa si es que la hay. En ocasiones cuando existen etapas muy distanciadas entre sí, se usa un WRP (tapón permanente bajado mediante cable) ó se intenta hacer un bridge de arena.
- Finalmente, se efectúa el cierre forzado a todo el pozo.

12. Selección de pozos

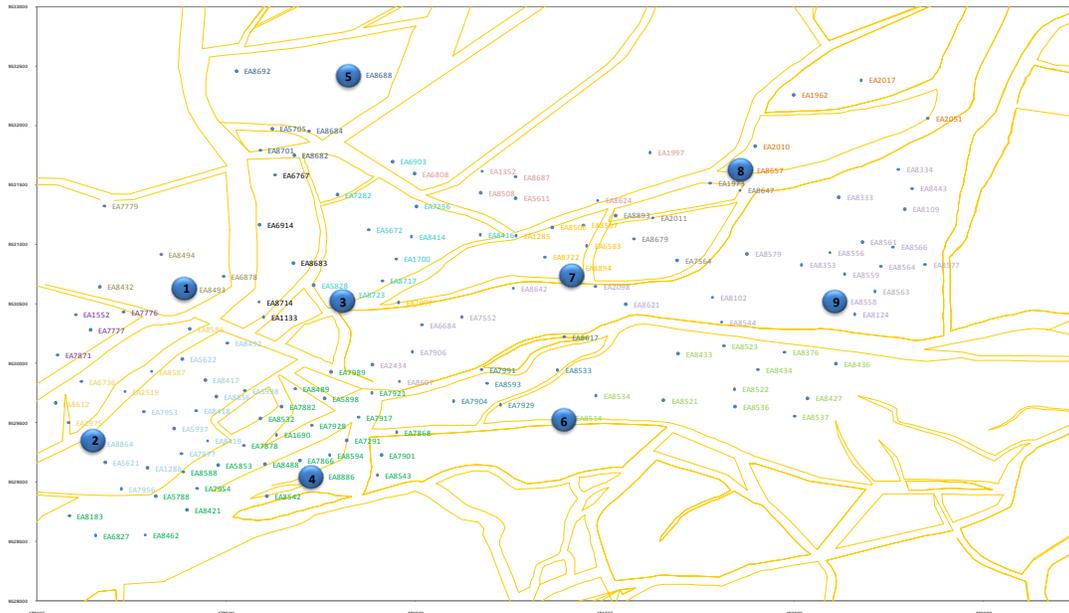
La selección se hizo bajo 3 aspectos principales:

1. La etapa a simular debe estar ubicada alrededor de un número considerable de pozos de tal manera que se disponga de más información para obtener data input más confiable.
2. Las etapas estimuladas en los pozos ‘vecinos’ deben ser de los 3 miembros objetivo del presente estudio. Es decir, los 3 miembros deben ser etapas de los pozos que se tomarán como referencia para realizar las correlaciones correspondientes.
3. Cada etapa se escogerá respecto a las zonas originadas por el mapeo del bloque Echinocyamus, de tal manera que se buscará que su distribución abarque todas estas en lo posible para una mejor caracterización.

Así, de esta manera se tienen definidas las etapas para el análisis de simulación, 3 etapas para cada miembro:

<i>ETAPAS</i>	<i>MIEMBRO</i>	<i>BASE</i>	<i>TOPE</i>	<i>PROMEDIO</i>
1	CABO_BLANCO	3914'	3831'	3873'
2	BALLENA	2297'	2233'	2265'
3	BALLENA	3019'	2923'	2971'
4	SOMATITO	2389'	2360'	2375'
5	CABO_BLANCO	3588'	3542'	3565'
6	CABO_BLANCO	2739'	2627'	2683'
7	SOMATITO	3003'	2886'	2945'
8	SOMATITO	2908'	2793'	2851'
9	BALLENA	2271'	2176'	2224'

Distribución de las etapas en el mapa de bloques:



Con las etapas definidas se procede al análisis individual de cada uno para poder ejecutarlos en los simuladores (FracPro RES y FracPro PT)

13. Análisis de Etapas

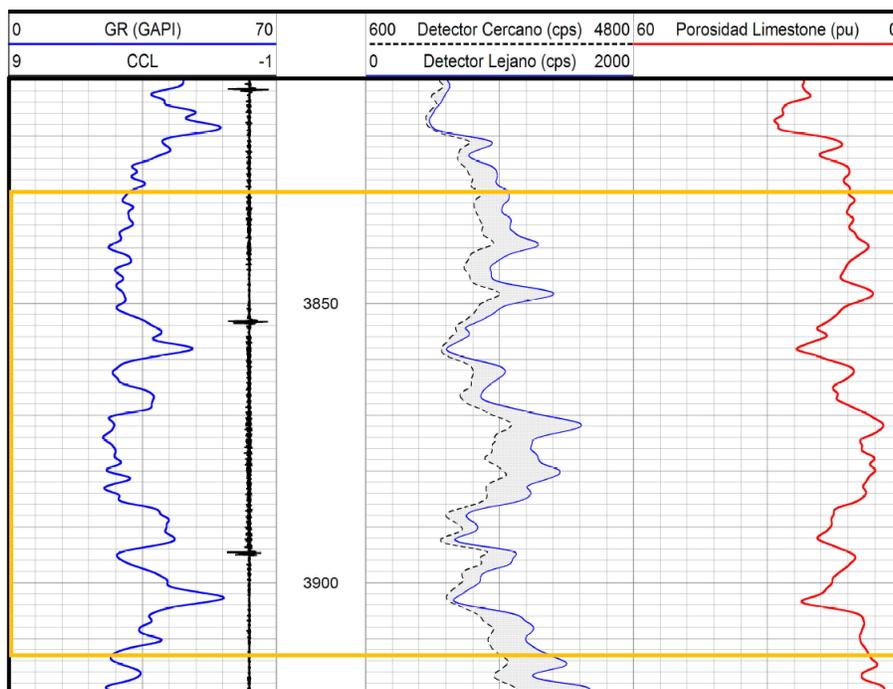
En primer lugar se analizará el intervalo propuesto con el registro eléctrico para reconocer los cuerpos de arena, su continuidad, los sellos e intercalaciones relacionándolos con la respuesta del neutrón compensado. Será un análisis cualitativo para determinar el programa de baleo conforme a la fractura que se pretende y es posible de generar. De acuerdo a la profundidad y el requerimiento del pozo se define el agente propante y gel de fractura adecuados.

Las gráficas resultantes de concentración de propante en la fractura y presiones en el Minifrac y tratamiento serán adjuntas en la parte final de este estudio, para este Capítulo se considerará presentar un cuadro de valores completo desde parámetros petrofísicos asumidos y corregidos hasta parámetros post-frac.

El análisis de presiones viene a ser más analizado a profundidad en el siguiente Capítulo donde se interpretan los resultados de esta simulación orientados a determinar el comportamiento del leak off y presiones en cada etapa.

ETAPA 1

Intervalo: 3831' - 3914'
 Miembro: Cabo Blanco



Esta etapa presenta 2 cuerpos de arena separados por un pequeño cuerpo lutaceo de 10' aproximadamente, sin embargo su comunicación en la generación de la fractura será sencilla debido a la porosidad que presenta. Se definen los valores de geomecánica para la simulación tomando como referencia los pozos 8494, 8493 y 8432.

Litología	Esfuerzo (psi)	Gradiente (psi/ft)	Young (psi)	Poisson	Compresibilidad (ft/min ^{1/2})	Permeabilidad (md)	Dureza (psi-in ^{1/2})
Arena Sucia	449	0.51	2.80E+06	0.25	2.12E-03	3.00E+00	700
Lutita	797	0.90	1.50E+06	0.30	0.00E+00	0.00E+00	1000
Arena Media	436	0.49	3.20E+06	0.22	2.25E-03	4.00E+00	550
Arena Limpia	423	0.47	3.50E+06	0.20	2.35E-03	5.00E+00	500

La diferencia de cuentas en los detectores lejano y cercano del neutrón compensado en las arenas mencionadas es indicio de presencia de hidrocarburo con cierto potencial productivo que se manifiesta en el requerimiento de la etapa:

CAUDAL INICIAL (bpd)	RESERVA (MSTB)	ESPESOR BRUTO (ft)	ESPESOR NETO (ft)	Ø (%)	K (md)	G _R INICIAL (psi/ft)	G _R ACTUAL (psi/ft)	°API	Sw (%)
10	7	115	39	10.0	0.25	0.42	0.25	36	54.7

El espesor neto es aproximadamente el 20% del espesor bruto, entonces se elige centralizar los tiros en los cuerpos de arena más definidos para a partir de estos controlar la fractura. El programa de baleo sería el siguiente:

INTERVALO	TIROS	DENSIDAD
3914' - 3913'	6	3 T/P
3896' - 3895'	6	3 T/P
3883'	3	3 T/P
3876' - 3875'	6	3 T/P
3863' - 3862'	6	3 T/P
3851' - 3850'	6	3 T/P
3846' - 3845'	6	3 T/P
3840' - 3839'	6	3 T/P
3832' - 3831'	6	3 T/P
TOTAL	51	

Para la profundidad media de la etapa y según las propiedades geomecánicas características de la formación Echinocyamus se tomó como fluido de fractura: GEL 25 y arena importada de mesh 16/30. El Schedule generado es el siguiente:

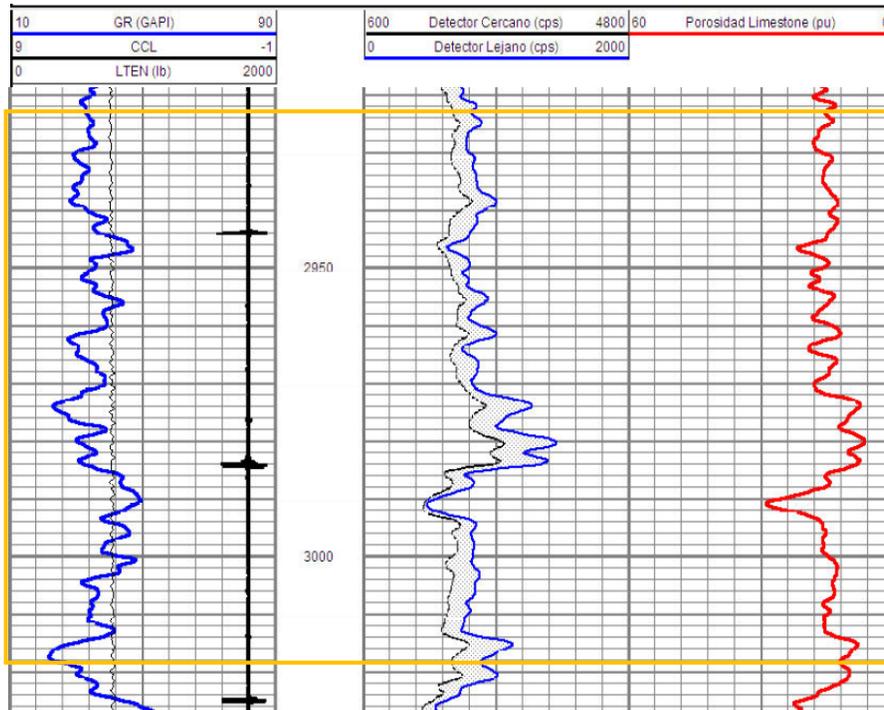
Etapa	Tipo de Etapa	Tiempo	Fluido	Volumen Limpio (gal)	Propante (ppg)	Caudal (bpm)
Fluido en el wellbore			2% KCL	3830		
1	Water injection	0:10	2% KCL	50	0.00	7.00
2	Minifrac	0:14	2% KCL	50	0.00	18.00
3	Shut-in	15:14	SHUT-IN	0	0.00	0.00
4	Main frac pad	19:40	LINEAR_25_GW	3360	0.00	18.00
5	Main frac slurry	22:46	VIKING_M_2500	2150	2.00	18.00
6	Main frac slurry	25:25	VIKING_M_2500	1764	3.00	18.00
7	Main frac flush	28:19	VIKING_M_2500	1848	4.00	18.00
8	Main frac slurry	31:08	VIKING_M_2500	1680	6.00	18.00
9	Main frac slurry	36:12	2% KCL	3830	0.00	18.00
10	Shut-in	46:12	SHUT-IN	0	0.00	0.00

RESULTADOS – ETAPA 1	
Presión Promedio (psi)	1100
P. Std. Inicial (psi)	400
P. Std. Inicial @ 10 min. (psi)	220
Declinación inicial	0.450
Eficiencia Fractura	0.6
Ult. Conc. (lb/gal)	6
Q_{prom} (BPM)	17.5
% Pad	18
Fluido Pad	GEL CRSLK 25
Vol. Min/Rup (bbl)	62.5
Vol. Pad	80
Volumen Tratamiento	194
Volumen Desplazamiento	97
Comp. Fluido (psi -1)	0.00000636
G_f	0.54
L_{frac} (ft)	155
Tope Frac	3832
Base Frac	3934
H_{frac}	102
C_{areal} (lb/ft²)	1.31
FCD	1.29
K_o (mD) de ajuste en Post frac	3.61
Porosidad de ajuste	0.1
CONDUCTIVIDAD (mD-ft)	174
S_f	0.95
Ancho frac (in)	0.17

El FCD obtenido es muy bajo respecto al estimado para los pozos del lote: [5-15], así mismo la conductividad. La gradiente indica que la etapa no tiene el potencial esperado, sin embargo la declinación y la eficiencia de fluido no son valores que vayan de acuerdo con esta conclusión (0.45 y 0.60 respectivamente). Es decir, por un lado no se consiguió el contraste de conductividades a pesar de tener una buena eficiencia de fluido lo que se puede deducir de la longitud de la fractura creada: 155', la permeabilidad de la formación: 0.25 md (dato estimado para el reservorio tipo de la zona) y el ancho de la fractura: 0.17. En la gráfica de concentración de propante en la fractura, esta se nota muy bien empaquetada así que el único factor de diseño que afecta al FCD en este caso es el de la permeabilidad producto del matching para ajustar los resultados de la ejecución con el diseño. El valor obtenido en este caso difiere bastante del requerimiento: 0.25 – 3.61, lo cual indica que la etapa puede tener el potencial productivo pero no se refleja esto en los resultados de gradiente y declinación.

ETAPA 3

Intervalo: 2923'-3019'
 Miembro: Ballena



Se aprecian 2 cuerpos de arena bien diferenciados, de 2923'-2980' un cuerpo relativamente homogéneo con pequeñas intercalaciones y de 2920'-3019' el otro cuerpo de arena con similar porosidad pero menor espesor neto.

El sello que los separa es despreciable, se puede tomar a la etapa como una sola arena y colocar los tiros en los mejores cuerpos, tratando en lo posible de centralizarlos en estos para lograr una mayor efectividad de tiros y menor tortuosidad al momento de bombear el tratamiento.

Se tienen las siguientes características geomecánicas:

Litología	Esfuerzo (psi)	Gradiente (psi/ft)	Young (psi)	Poisson	Compresibilidad (ft/min ^{1/2})	Permeabilidad (md)	Dureza (psi-in ^{1/2})
Arena Limpia	1901	0.63	3.60E+06	0.23	9.99E-04	6.50E-01	450
Arena Media	1939	0.64	3.20E+06	0.25	8.63E-04	4.50E-01	550
Arena Sucia	1979	0.65	2.60E+06	0.27	7.26E-04	3.00E-01	650
Lutita	2231	0.73	1.80E+06	0.32	0.00E+00	0.00E+00	1000

Aproximadamente el 30% de la arena es productiva, la porosidad y permeabilidad son las comunes, la reserva asignada es regular de acuerdo a la longitud de la etapa.

CAUDAL INICIAL (bopd)	RESERVA (MSTB)	ESPESOR BRUTO (ft)	ESPESOR NETO (ft)	POR (%)	K (md)	GRAD. RESER INICIAL (psi/ft)	GRAD. RESER ACTUAL (psi/ft)	°API	Sw (%)	Fr
12	8	105	30	11.0	0.45	0.42	0.30	36	55.2	11.0

Se dispusieron 27 balas en la arena superior y 12 en la inferior, como se puede ver, se asignaron a los cuerpos de arena con menor respuesta de gamma ray (arenas más limpias)

INTERVALO	TIROS	DENSIDAD
3019'	3	3 T/P
3011'-3009'	9	3 T/P
2976'	3	3 T/P
2972'	3	3 T/P
2964'-2963'	6	3 T/P
2952'	3	3 T/P
2937'-2936'	6	3 T/P
2924'-2923'	6	3 T/P
TOTAL	39	

Se determinaron como fluido de fractura GEL 25 y arena importada de mesh 16/30 para la etapa, se generó el siguiente Schedule:

Etapa	Tipo de Etapa	Tiempo	Fluido	Volumen Limpio (gal)	Propante (ppg)	Caudal (bpm)
Fluido en el wellbore			2% KCL	2180		
1	Water injection	1:58	2% KCL	100	0	2.25
2	Minifrac	4:78	2% KCL	2080	0	17.56
3	Shut-in	40:22	SHUT-IN	0	0	0
4	Main frac pad	42:42	VIKING_M_2500	2260	0.04	15.6
5	Main frac slurry	46:49	VIKING_M_2500	1500	0.82	18.25
6	Main frac slurry	48:35	VIKING_M_2500	1980	2.25	18.9
7	Main frac slurry	49:58	VIKING_M_2500	1850	3.12	19.24
8	Main frac slurry	52:37	VIKING_M_2500	1820	4.1	19.04
9	Main frac slurry	54:60	VIKING_M_2500	1200	4.96	19
10	Main frac slurry	55:98	VIKING_M_2500	1200	6.12	18.89
11	Main frac slurry	58:06	VIKING_M_2500	780	5.54	19.45
12	Main frac flush	65:43	2% KCL	1560	0	17.45
13	Shut-in	71:26	SHUT-IN	0	0	0

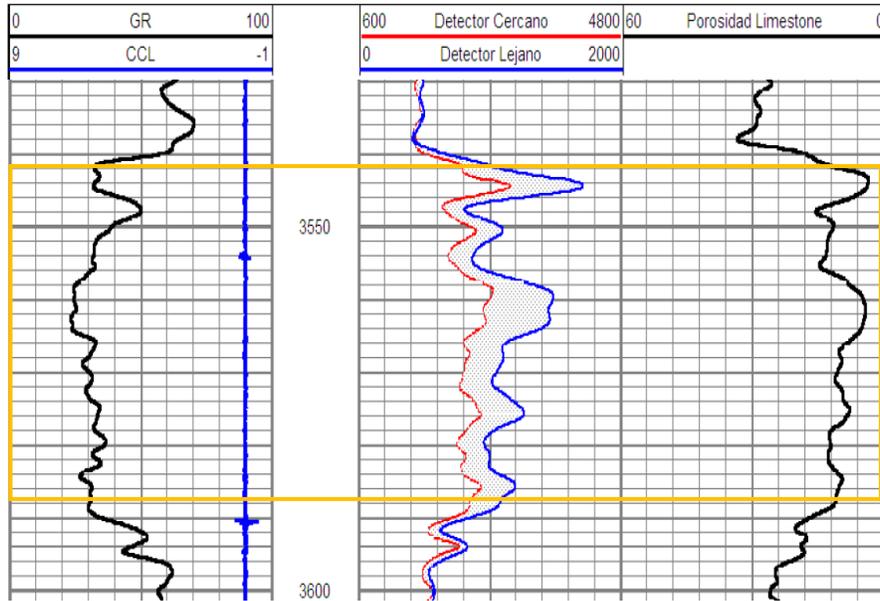
RESULTADOS – ETAPA 3	
Presión Promedio (psi)	1132
P. Std. Inicial (psi)	803
P. Std. Inicial @ 10 min. (psi)	395
Declinación inicial	0.508
Eficiencia Fractura	0.56
Ult. Conc. (lb/gal)	7
Q_{prom} (BPM)	20
% Pad	19
Fluido Pad	GEL CRSLK 25
Vol. Min/Rup (bbl)	40
Vol. Pad	45
Volumen Tratamiento	146
Volumen Desplazamiento	65
Comp. Fluido (psi -1)	0.00000564
G_f	0.71
L_{frac} (ft)	135
Tope Frac	2887
Base Frac	3042
H_{frac}	155
C_{areal} (lb/ft²)	0.96
FCD	7.24
K_o (mD) de ajuste en Post frac	1.82
Porosidad de ajuste	0.11
CONDUCTIVIDAD (mD-ft)	512
S_f	0.81
Ancho frac (in)	0.22

La etapa es de gran intervalo (96 ft) sin embargo, el H_f obtenido solamente es de 155 ft, esto obedece a que lo que se quiere en las fracturas para el Lote X es más longitud pero a la vez no comprometer el área de drenaje de los pozos vecinos, además que a la profundidad de operación las fracturas preferentemente se forman horizontales.

El FCD obtenido es bueno y según la carta de concentración de propante en la fractura se ve muy buen empaquetamiento. La eficiencia de fluido obtenida es de 56%, es decir, este porcentaje del fluido utilizado en el Minifrac no ingresó a la formación, es regular volumen si se toma en cuenta que la declinación fue de 51%, se concluye que se debe a la permeabilidad.

ETAPA 5

Intervalo: 3542'-3588'
 Miembro: Cabo Blanco



Esta etapa también es de corto intervalo por lo que se nota que es un solo cuerpo de arena, el análisis será similar que en la anterior etapa.

Se definieron los siguientes parámetros geomecánicos para la etapa, producto de la correlación con data usada en pozos vecinos y tomando en consideración la formación objetivo para esta etapa:

Litología	Esfuerzo (psi)	Gradiente (psi/ft)	Young (psi)	Poisson	Compresibilidad (ft/min ^{1/2})	Permeabilidad (md)	Dureza (psi-in ^{1/2})
Lutita	3096	0.9	1.80E+06	0.32	0.00E+00	0.00E+00	900
Arena Media	2443	0.71	2.80E+06	0.24	6.16E-04	3.50E-01	550
Arena Limpia	2412	0.7	3.00E+06	0.22	6.57E-04	4.00E-01	450
Arena Sucia	2509	0.72	2.40E+06	0.26	5.72E-04	3.00E-01	650

El 30% del intervalo de arena es productivo en esta etapa, las propiedades petrofísicas son las comunes para la zona y miembro:

CAUDAL INICIAL (bopd)	RESERVA (MSTB)	ESPESOR BRUTO (ft)	ESPESOR NETO (ft)	POR (%)	K (md)	GRAD. RESER INICIAL (psi/ft)	GRAD. RESER ACTUAL (psi/ft)	°API	Sw (%)	Fr
7	4	60	22	12.0	0.40	0.42	0.22	36	58.4	10.0

A pesar de que es un cuerpo pequeño, se coloca la mayor densidad de tiros en los cuerpos de arena importantes, en total fueron 57 jets:

INTERVALO	TIROS	DENSIDAD
3588' - 3584'	15	3 T/P
3573' - 3569'	15	3 T/P
3563' - 3558'	18	3 T/P
3544' - 3542'	9	3 T/P
TOTAL	57	

Se determinaron como fluido de fractura GEL 25 y arena importada de mesh 16/30 para la etapa, se generó el siguiente Schedule:

Etapa	Tipo de Etapa	Tiempo	Fluido	Volumen Limpio (gal)	Propante (ppg)	Caudal (bpm)
Fluido en el wellbore			2% KCL	2800		
1	Water injection	01:40	2% KCL	80	0	2.5
2	Minifrac	04:45	2% KCL	100	0	18
3	Shut-in	38:45:00	SHUT-IN	0	0	0
4	Main frac pad	42:24:00	VIKING_M_2500	2200	0	16
5	Main frac slurry	47:34:00	VIKING_M_2500	2560	2	18
6	Main frac slurry	50:32:00	VIKING_M_2500	2000	3	20
7	Main frac flush	52:22:00	VIKING_M_2500	1860	4	19
8	Main frac slurry	54:78	VIKING_M_2500	1680	6	19
9	Main frac slurry	56:22:00	2% KCL	2350	0	19
10	Shut-in	60:10:00	SHUT-IN	0	0	19

RESULTADOS – ETAPA 5	
Presión Promedio (psi)	1631
P. Std. Inicial (psi)	1326
P. Std. Inicial @ 10 min. (psi)	1150
Declinación inicial	0.130
Eficiencia Fractura	0.75
Ult. Conc. (lb/gal)	6
Q_{prom} (BPM)	20
% Pad	19
Fluido Pad	GEL CRSLK 25
Vol. Min/Rup (bbl)	50
Vol. Pad	60
Volumen Tratamiento	155
Volumen Desplazamiento	50
Comp. Fluido (psi -1)	0.00000119
G_f	0.81
L_{frac} (ft)	140
Tope Frac	3512
Base Frac	3625
H_{frac}	113
C_{areal} (lb/ft²)	0.303
FCD	9.94
K_o (mD) de ajuste en Post frac	0.4
Porosidad de ajuste	0.12
CONDUCTIVIDAD (mD-ft)	1360
S_f	0.82
Ancho frac (in)	0.156

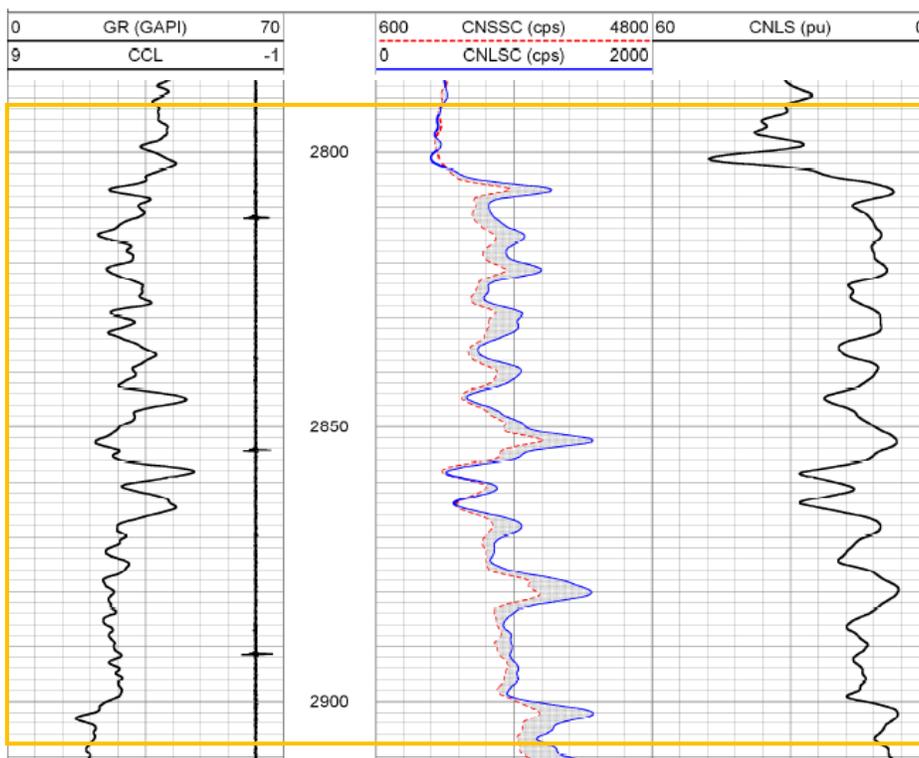
La gradiente resultante de la etapa es alta y define su potencial productivo, además la declinación registrada en el Minifrac: 13% lo confirma. El FCD es bueno, satisface el requerimiento de una fractura tipo en la zona, así mismo se obtiene una conductividad bastante alta, es decir, en esta etapa estos dos valores concuerdan con el planteamiento esperado y lógico.

Sin embargo, se ve en la carta de concentración de propante que la fractura no fue muy bien empaquetada, como puede verse también en la concentración areal: 0.303 que es un valor bajo. Quizás la alta conductividad y FCD duren poco tiempo mientras el pozo es puesto en producción pues la estabilidad del canal conductivo no se garantiza con dicho empaquetamiento tan pobre.

ETAPA 8

Intervalo: 2793'-2908'

Miembro: Somatito



Según el registro, se ven dos cuerpos de arena muy diferenciados sobre todo por la gran cantidad de intercalaciones que presenta el cuerpo superior. Se colocará la mayor densidad de jets en la parte superior para vencer la mayor cantidad de esfuerzos que se generan al tener tantas intercalaciones, en la parte inferior simplemente se centralizarán los tiros por ser un cuerpo homogéneo. Se define la data geomecánica para la etapa según los pozos de referencia:

Litología	Esfuerzo (psi)	Gradiente (psi/ft)	Young (psi)	Poisson	Compresibilidad (ft/min ^{1/2})	Permeabilidad (md)	Dureza (psi-in ^{1/2})
Arena Media	1389	0.47	3.20E+06	0.22	8.89E-03	1.00E+00	550
Arena Sucia	1433	0.48	2.80E+06	0.25	8.50E-03	8.00E-01	700
Lutita	2706	0.9	1.50E+06	0.3	0.00E+00	0.00E+00	1000
Arena Limpia	1394	0.46	3.50E+06	0.2	1.05E-02	3.00E+00	500

El 30% de la arena total es productiva, el factor de recuperación y las reservas asignadas son ligeramente mayores como se puede ver:

CAUDAL INICIAL (bopd)	RESERVA (MSTB)	ESPESOR BRUTO (ft)	ESPESOR NETO (ft)	POR (%)	K (md)	GRAD. RESER INICIAL (psi/ft)	GRAD. RESER ACTUAL (psi/ft)	°API	Sw (%)	Fr
14	10	140	48	12.0	0.50	0.42	0.22	36	51.8	14

Se colocaron 42 jets en el cuerpo superior y 24 en el inferior como se mencionó anteriormente para lograr mejor comunicación entre arenas.

INTERVALO	TIROS	DENSIDAD
2908'-2907'	6	3 T/P
2897'-2896'	6	3 T/P
2886'-2885'	6	3 T/P
2861'-2860'	6	3 T/P
2851'-2850'	6	3 T/P
2844'-2842'	9	3 T/P
2827'-2825'	9	3 T/P
2821'-2820'	6	3 T/P
2814'-2813'	6	3 T/P
2795'-2794'	6	3 T/P
TOTAL	66	

Se determinaron como fluido de fractura GEL 25 y arena importada de mesh 16/30 para la etapa, se generó el siguiente Schedule:

Etapa	Tipo de Etapa	Tiempo	Fluido	Volumen Limpio (gal)	Propante (ppg)	Caudal (bpm)
Fluido en el wellbore			2% KCL	2792		
1	Water injection	9:33	2% KCL	2792	0	0
2	Minifrac	11:56	2% KCL	2000	0	0
3	Shut-in	26:56	SHUT-IN	0	0	0
4	Main frac pad	30:51	LINEAR_25_GW	3300	0	0
5	Main frac slurry	33:21	LINEAR_25_GW	2000	1	2
6	Main frac slurry	36:28	LINEAR_25_GW	2400	2	4.8
7	Main frac slurry	39:50	LINEAR_25_GW	2500	3	7.5
8	Main frac slurry	42:39	LINEAR_25_GW	2000	4	8
9	Main frac slurry	46:09	2% KCL	2400	5	12
10	Main frac flush	49:29	2% KCL	2792	0	0
11	Shut-in	59:29	SHUT-IN	0	0	0

RESULTADOS – ETAPA 8	
Presión Promedio (psi)	1150
P. Std. Inicial (psi)	700
P. Std. Inicial @ 10 min. (psi)	240
Declinación inicial	0.657
Eficiencia Fractura	0.41
Ult. Conc. (lb/gal)	7
Q_{prom} (BPM)	24
% Pad	21
Fluido Pad	GEL CRSLK 25
Vol. Min/Rup (bbl)	55
Vol. Pad	70
Volumen Tratamiento	215
Volumen Desplazamiento	75
Comp. Fluido (psi -1)	0.00000533
G_f	0.69
L_{frac} (ft)	166
Tope Frac	2784
Base Frac	2907
H_{frac}	123
C_{areal} (lb/ft²)	1.15
FCD	1.33
K_o (mD) de ajuste en Post frac	2.17
Porosidad de ajuste	0.12
CONDUCTIVIDAD (mD-ft)	477.5
S_f	0.77
Ancho frac (in)	0.14

El FCD es muy bajo, si se revisa la carta de concentración de propante en la fractura se verá que esta muy bien empaquetada y la concentración areal indica buena distribución de propante. La conductividad es baja, esto puede deberse a la variación que se hizo en la permeabilidad para el matching post-frac y esto puede ser el motivo de la respuesta en el FCD, además que la longitud originada es bastante larga: 166 ft.

El fluido de fractura no se pierde en gran volumen en la formación según se pudo notar de la eficiencia de fluido: 65.7% y de manera indirecta de la declinación: 41%. La gradiente es baja pero dentro de los límites como para ser considerada una etapa productiva.

Capítulo 5

INTERPRETACIÓN GRAFICA

El requisito fundamental de este análisis es que se haya corrido el Minifrac en la operación, sólo así se podrá evaluar la fractura puesto que es necesario considerar la alta pérdida de fluido en la zona del reservorio 'no contactado' y esto no se puede estimar en una simple ruptura, se necesita un volumen mayor de prueba pre-tratamiento. Los análisis que se realizarán en este Capítulo son principalmente a las gráficas resultantes relativas a la Función G y al BHP vs tiempo:

- BHP vs. Raiz cuadrada del tiempo
- BHP vs. Función G
- BHP, dP/dG , $G.dp/dG$ vs. Función G

Si bien es cierto, no se han utilizado dispositivos para la recopilación de datos (memory gauges) en ninguna operación en el Lote X, la presión de fondo es determinada mediante balance de presiones tomando en cuenta la tortuosidad y el efecto de fricción en general (Near Wellbore Friction) entre otras caídas de presión menores.

14. Tipos de Comportamiento del Leak Off

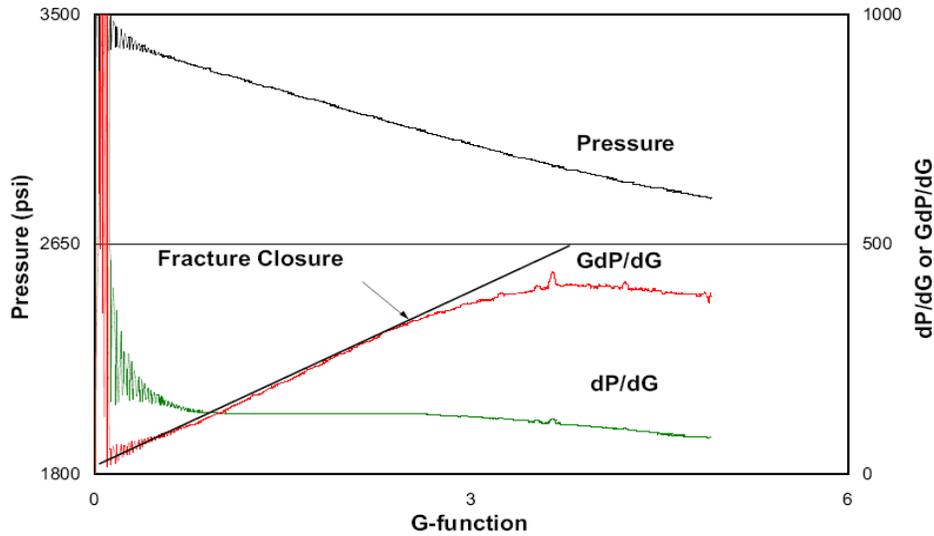
Según la interpretación realizada a partir de los resultados de la simulación se definirán

Leak Off Normal

Los 3 mecanismos del proceso de Leak Off (ocurren simultáneamente) son:

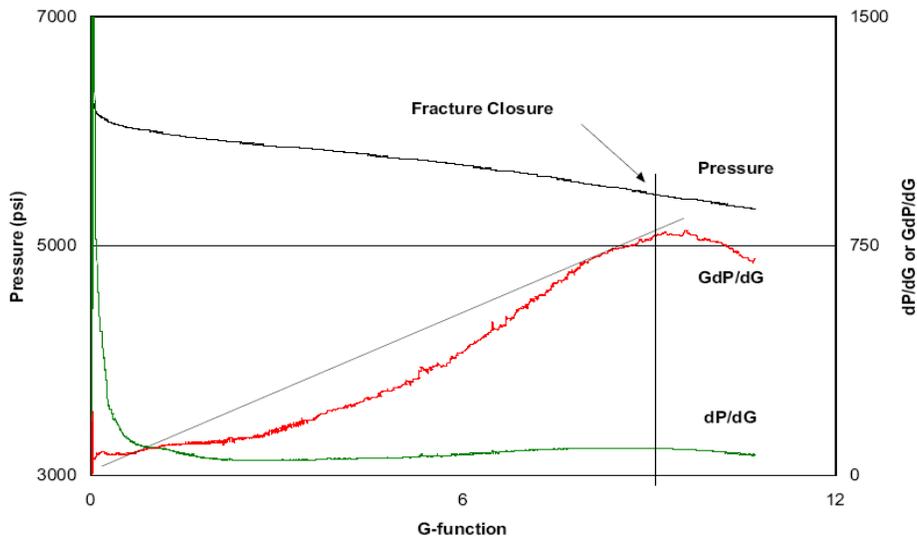
- Desplazamiento y compresión del fluido del reservorio.
- Invasión hacia la formación del filtrado o fluido de fractura.
- Formación de un revoque externo.

En el período inicial, el revoque aún no forma, por lo que el rate de pérdida es controlado gracias a la resistencia de la formación al flujo de fluido en la fractura. El revoque externo se forma en el segundo período, deteniéndose sólo debido a la alta velocidad que alcanza finalmente el fluido en la fractura, lo cual impide que continúe la deposición del polímero (estado de equilibrio). Estos mecanismos se notan muy claramente si el proceso ocurre normalmente (incluso tomando en cuenta gráficas de derivadas para el análisis)



Fracture Height Recession During Shut-in

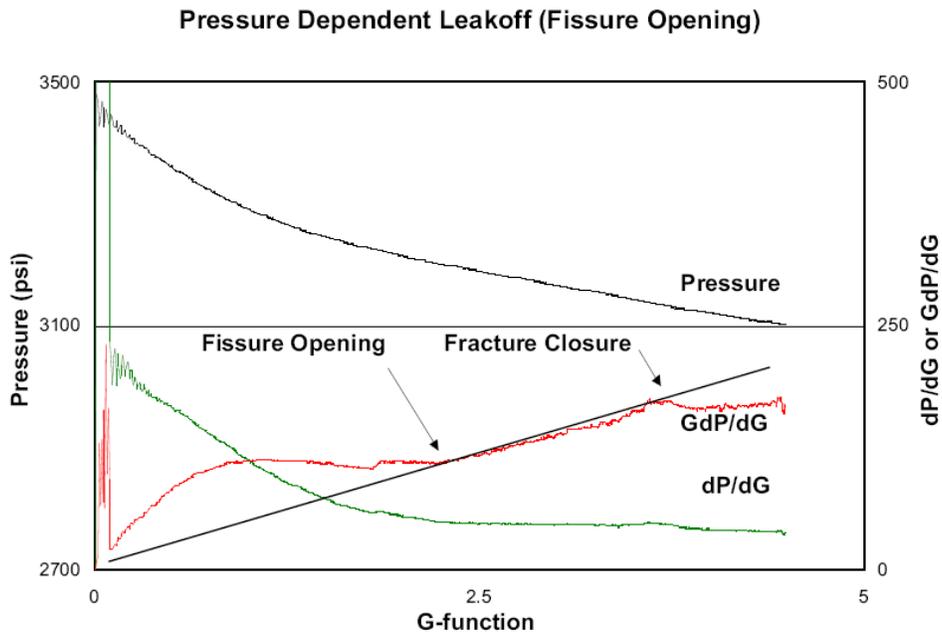
En muchos casos, la altura de la fractura no es constante y el crecimiento de la fractura estará limitado por capas con esfuerzos irregulares en la formación. En el momento del cierre de la fractura, los esfuerzos mayores son los que generan el cierre más rápidamente, por lo que no se forma una altura homogénea en la fractura total, esto resulta en la disconformidad de la altura esperada por limitación de energía para vencer esos esfuerzos, además que afecta en la superficie total relativa al leak off (zona permeable) Este resultado se evidencia en la gráfica de superposición de la derivada. La gráfica de BHP vs. Función G muestra una pendiente negativa bastante marcada, se nota además un incremento en la magnitud del dP/dG y GdP/dG al final de la curva.



Pressure Dependent Leakoff (Fissure Opening)

El análisis de declinación de presión luego de la fractura hidráulica ha sido tradicionalmente realizado a través de algunos cierres en función del tiempo. La función G es una función adimensional relativa al tiempo de cierre de la fractura (t) y al tiempo de bombeo (t_p) (se asume un rate constante). Existen dos casos límites para la función G , cuando $\alpha=1.0$ para bajo leak off ó de alta eficiencia cuando el flujo en la zona de fractura después de su apertura y cierre varia linealmente con el tiempo. La ecuación para $\alpha=0.5$ es para alto leak off ó de baja eficiencia cuando el flujo en la superficie de la fractura varia con la raíz cuadrada del tiempo. El valor de $G_c=0$ define el cierre de la fractura. El contraste entre las dos curvas generadas muestra el comportamiento de dependencia de la fractura respecto a la presión.

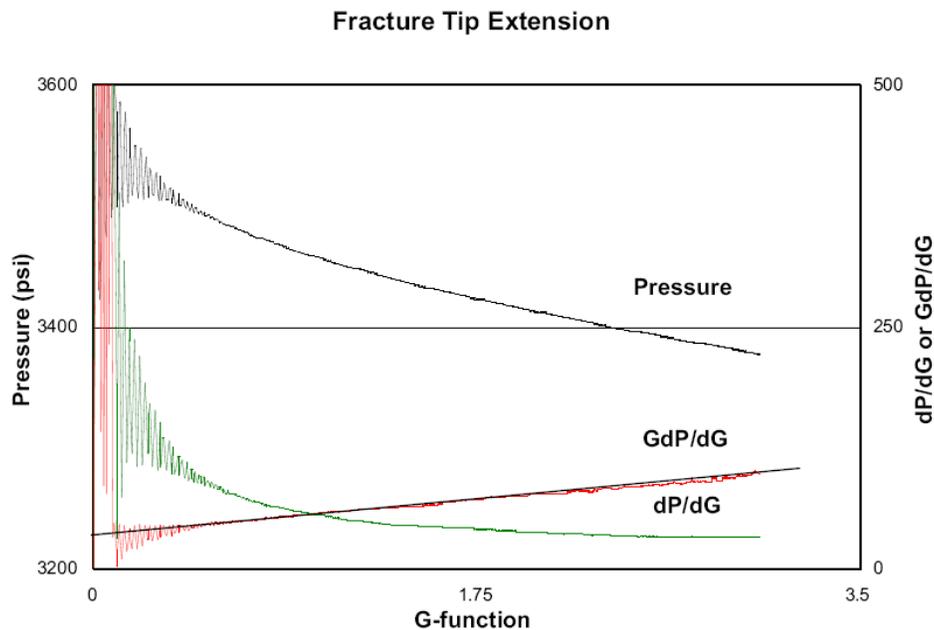
La presión necesaria para ocasionar la ruptura de los diversos cuerpos que se puedan encontrar en la formación dependerá de la energía que se le entregue al fluido, esta traducida en presión. El comportamiento normal del leak off significa una pérdida constante de presión en función del volumen dentro de la formación a rate fijo, entonces, mientras más esfuerzo haya que vencer dentro del reservorio para disipar esta presión, los valores de GdP/dG ó dP/dG disminuirán significativamente. Un claro indicativo de existencia de pérdida de presión en una fisura es el pico que muestran las gráficas de superposición, luego de esto, si es que se cumple con el comportamiento mencionado, la curva retomará su pendiente hasta el final.



Fracture Tip Extension

Cuando la fractura se está propagando hay en la punta de la fractura (tip) un fenómeno mecánico de resistencia al crecimiento, es lo que llamamos "tip effects", la cual es una resistencia a la ruptura de la formación. Esta resistencia genera un incremento de la presión neta.

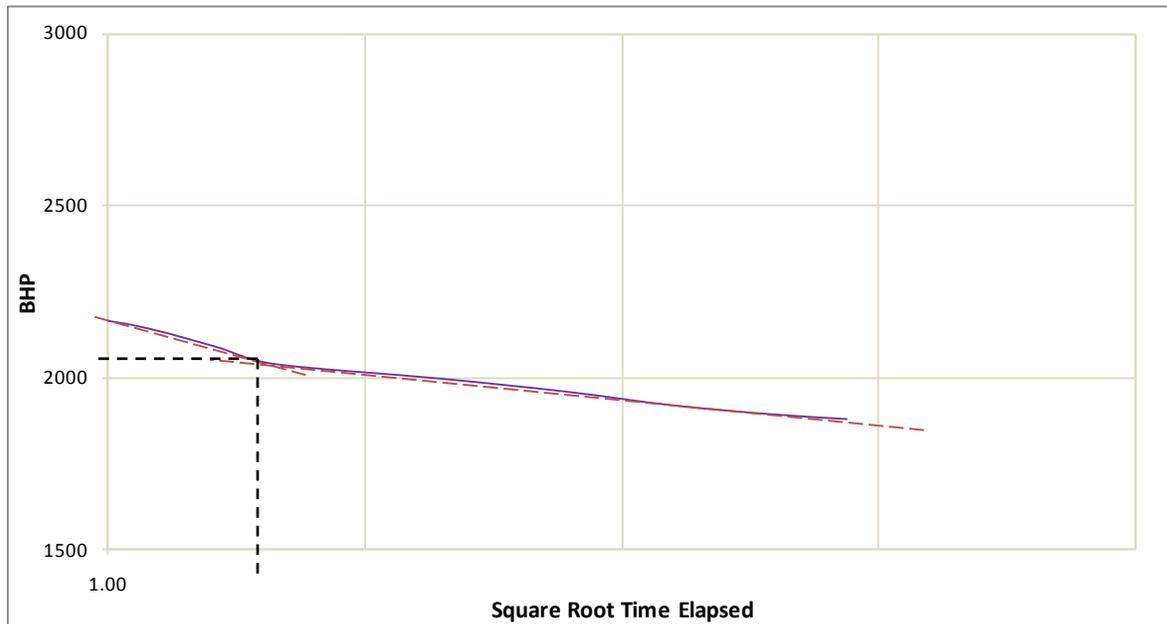
Describir lo que ocurre en la punta de la fractura no es sencillo porque hasta el momento no hay una explicación única de lo que sucede. Según el simulador que se use y su autor, o según la compañía de servicios con la cual se trabaje, se dará distintas explicaciones. Algunos hablan de fenómeno de dilatación, otros del retraso del fluido (fluid lag), otros del esfuerzo crítico aparente (toughness) Son diferentes maneras de simular esta resistencia, lo importante es saber que existe un fenómeno de resistencia en la punta de la fractura, aceptar la metodología del simulador utilizado, y calibrarlo para el yacimiento donde uno trabaja. La respuesta de la derivada de la presión en los dos casos se muestra con pendiente constante en toda su integridad puesto que la presión se va disipando en cada momento del flujo hacia la matriz.



15. Análisis de Declinación de Presión y Leak Off

ETAPA 1

Intervalo: 3831' - 3914'
Miembro: Cabo Blanco

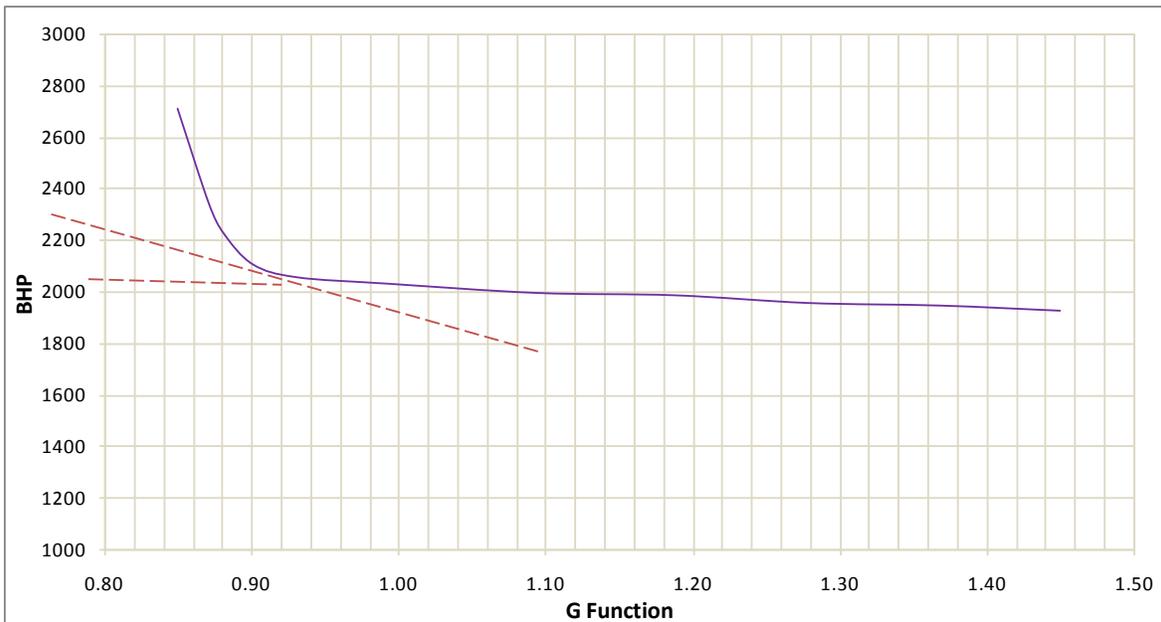


El tiempo de bombeo fue de 4.80 min, a partir de que cesa el bombeo, cuando la presión alcanza 1850 psi se toman los tiempos desde 0 para fines de cálculo sencillo en todas las gráficas presentadas.

En primer lugar, trazando las tangentes a las 2 rectas que se diferencian en la declinación se obtiene como presión de cierre: 2020 psi. Con esto recalculamos la gradiente de fractura y resulta ser 0.522 que difiere en 0.018 de la estimada.

En el punto del eje $x = 1.67$, es decir, para el tiempo de 2.79 min luego de haber parado el bombeo de fluido hacia la fractura, podemos decir que empieza el flujo radial (flujo hacia la formación) con un caudal relativamente bajo.

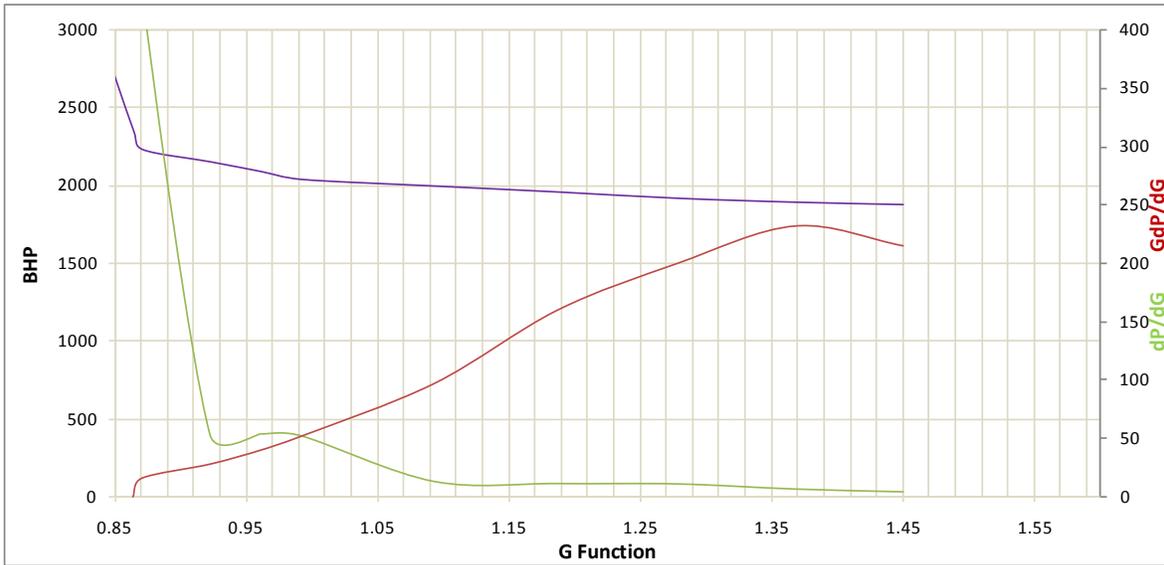
A pesar de que la etapa tiene una gradiente baja, la declinación no es pronunciada y el cambio de flujo se da gradualmente, se concluye entonces, que la permeabilidad afecta a la respuesta de presiones en la fractura para este caso.



La ISIP ideal que resulta de la interpolación de la línea intermitente resulta muy cercana a la ISIP que se visualiza en el Minifrac: 2220 psi, esto indica que no hay efecto de almacenamiento o tortuosidad en el wellbore, el almacenamiento puede deberse a que las etapas tomadas como referencia para la simulación no fueron las primeras, es decir, una mala limpieza ó no se realizó un adecuado cierre forzado. Esto puede ser indicio también del valor de declinación irregular obtenido: 0.45, que no concuerda con la gradiente y que se puede deber al confinamiento forzado de la presión en la fractura. Por otra parte, se confirma la presión de cierre estimada en la anterior gráfica: 2020 psi aproximadamente.

Tomando en cuenta el indicativo de energía necesaria para crear la fractura en fondo, es decir, la diferencia entre el ISIP y la presión de cierre estimados: $2220 - 2020 = 200$ psi, lo cual es un valor adecuado, lo necesario para la profundidad de la etapa.

Pueden observarse las 3 etapas en la gráfica de la Función G, muy diferenciadas entre ellas. Se obtiene un valor de $G_c=0.92$ lo cual indica una eficiencia de fluido adecuada (aproximadamente 35%)



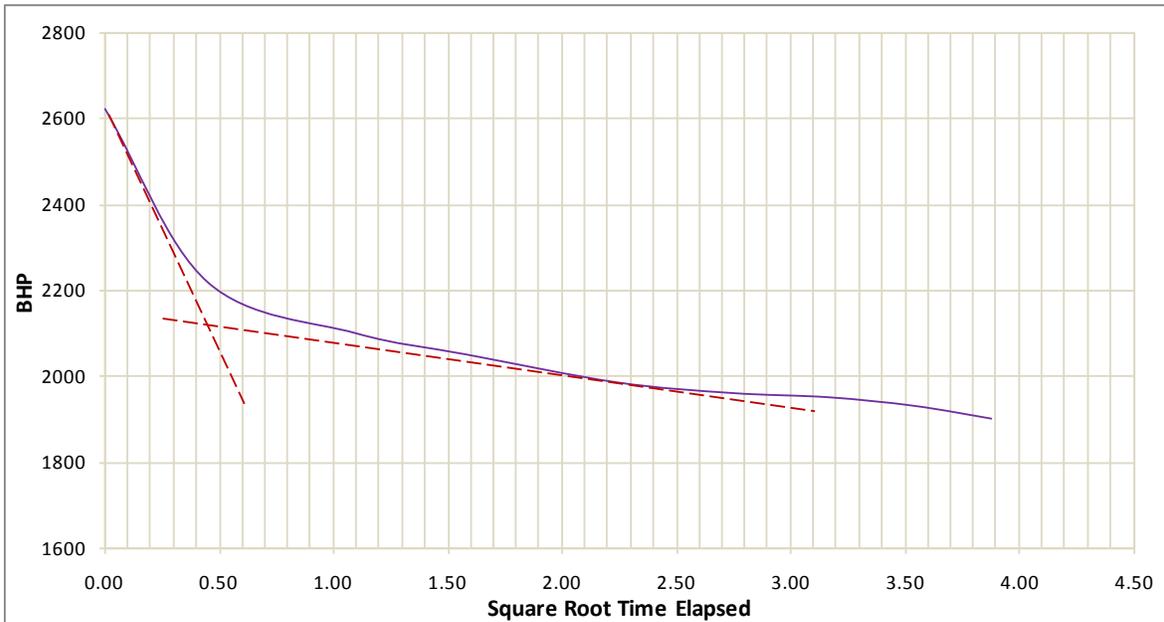
El comportamiento del leak off en esta caso es muy normal (GdP/dG similar a una hipérbola), lo cual confirma la eficiencia de fluido estimada. Según el análisis de Nolte, el coeficiente de leak off característico resulta: $0.00885 \text{ ft/min}^{1/2}$

A continuación se muestra el cuadro resumen del análisis para la primera etapa:

RESUMEN	
Tiempo de Bombeo	4.80 min
ISIP	2220 psi
Presión de Cierre	2020 psi
G_f	0.522
G_c (Función G)	0.92
C_{eff}	0.0085

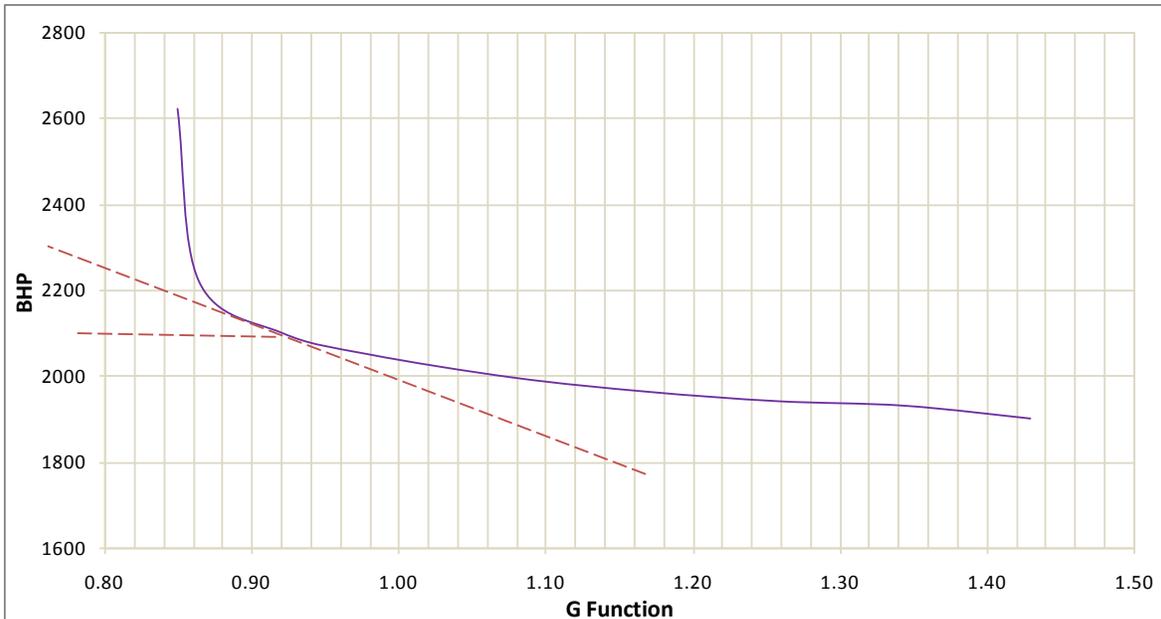
ETAPA 3

Intervalo: 2923'-3019'
Miembro: Ballena



El tiempo de bombeo fue de 5.0 min, la presión que se alcanzó en ese momento fue de 2625 psi. Diferenciando pendientes en la gráfica se estima una presión de cierre aproximada de 2100 psi, obteniendo como gradiente 0.707 psi/ft la cual concuerda también con la intersección de tangentes en la curva de BHP vs. tiempo mostrada al final del estudio.

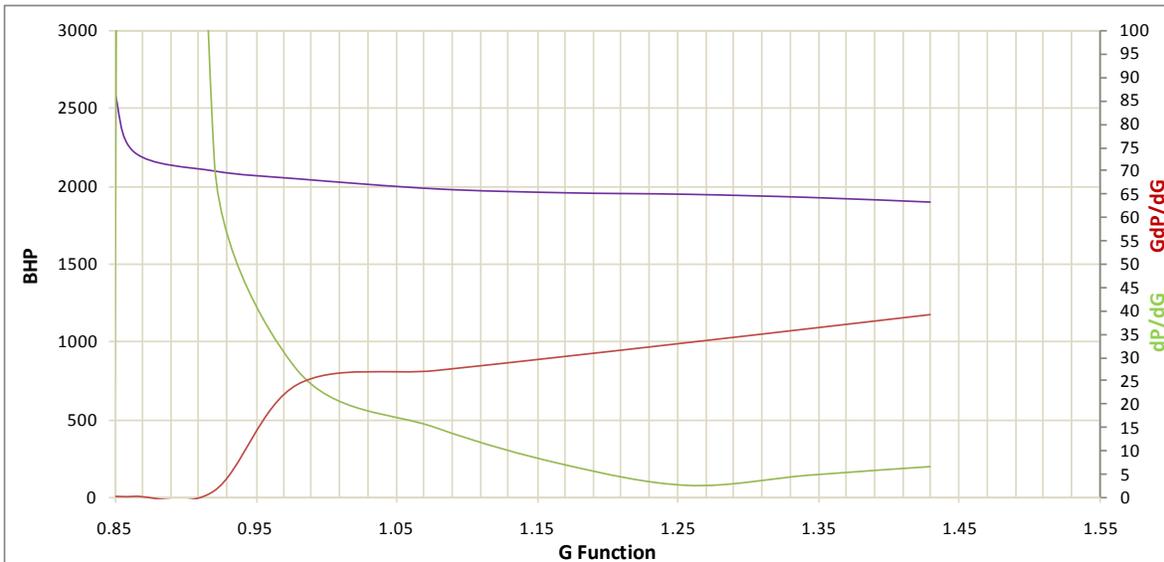
El cambio de flujo de lineal a radial se da para el tiempo = 0.22 min luego del cese del bombeo, sin embargo el proceso de declinación no se nota muy pronunciado, es decir, la pérdida en la matriz ocurre a rate relativamente bajo, lo cual se puede verificar de la declinación obtenida en el minifrac: 51%.



La ISIP ideal que resulta de la interpolación es aproximadamente: 2230 psi. Por otra parte, se observa una presión de cierre estimada ligeramente mayor que la de la anterior gráfica: 2100 psi aproximadamente.

Tomando en cuenta el indicativo de energía necesaria para crear la fractura en fondo, es decir, la diferencia entre el ISIP y la presión de cierre estimados (tomando como P_{Cierre} promedio = 2110): $2230 - 2110 = 120$ psi, lo cual es un valor alto pero aceptable para la profundidad de la etapa.

Pueden observarse las 3 etapas en la gráfica de la Función G, muy diferenciadas entre ellas. Se obtiene un valor de $G_c=0.92$ lo cual indica una eficiencia de fluido adecuada (aproximadamente 32%), pero que no coincide con la obtenida del simulador: 56%. Se concluye que el leak off no es dependiente de la presión en la matriz.



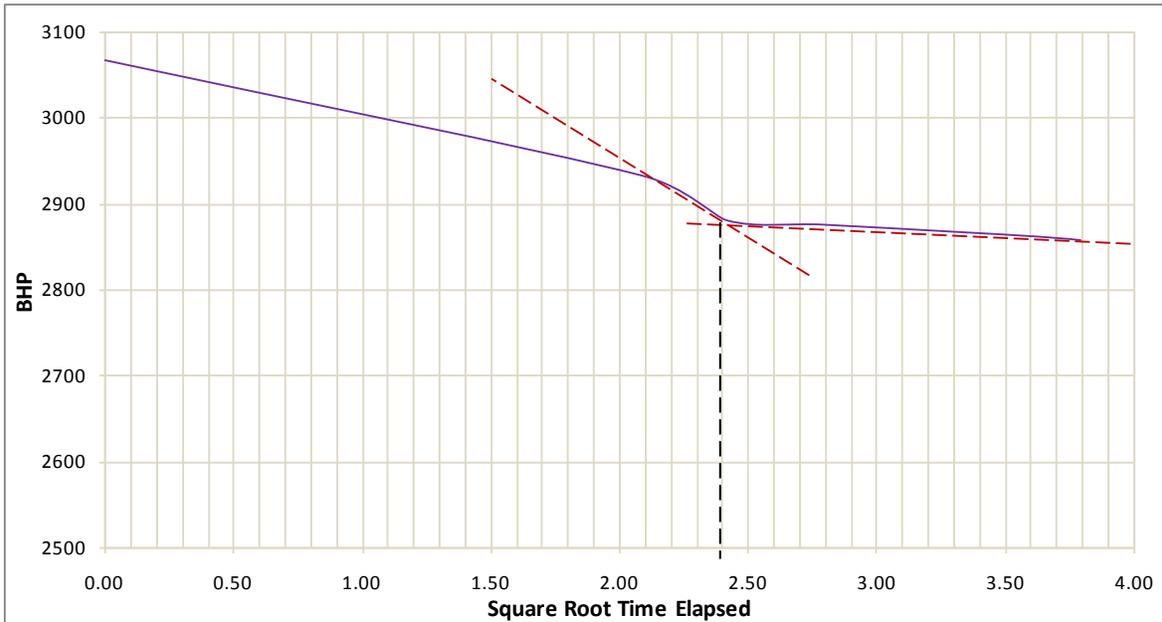
Finalmente, según el tipo de gráfico característico se concluye que el comportamiento de esta etapa obedece a un Fracture Tip Extension. Según el análisis de Nolte el $C_{eff} = 0.0079$.

Se muestra el cuadro resumen de la etapa:

RESUMEN	
Tiempo de Bombeo	5.00 min
ISIP	2230 psi
Presión de Cierre	2100 psi
G_f	0.707
G_c (Función G)	0.92
C_{eff}	0.0079

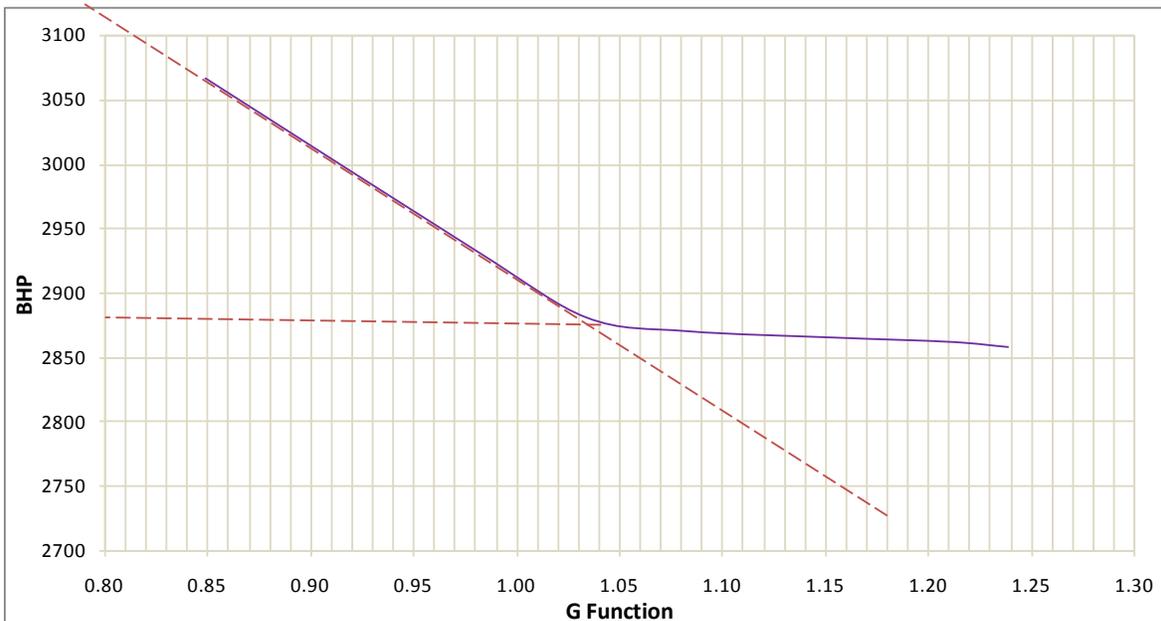
ETAPA 5

Intervalo: 3542'-3588'
Miembro: Cabo Blanco



El tiempo de bombeo fue de 7.60 min, la presión que se alcanzó en ese momento fue de 3070 psi. Trazando las 2 rectas intermitentes para diferenciar las pendientes resultantes en la declinación se estima una presión de cierre aproximada de 2885 psi, la gradiente recalculada con este valor de presión es: 0.809 que difiere en 0.001 de la estimada en la simulación.

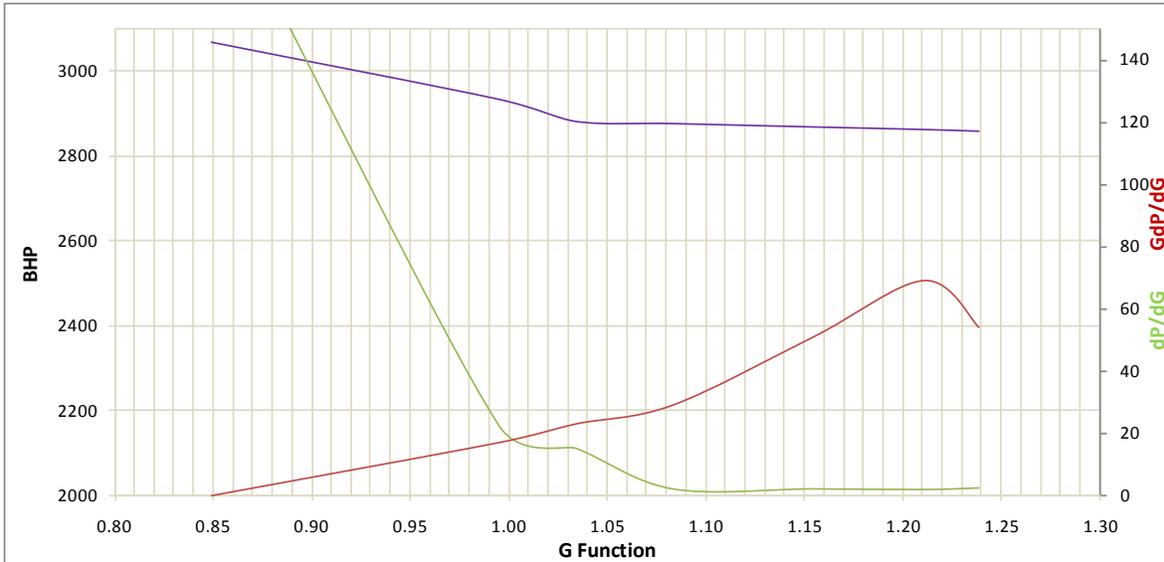
El cambio de flujo de lineal a radial se da para el tiempo = 5.80 min luego del cese del bombeo, el proceso de declinación es muy pronunciado, es decir, la pérdida en la matriz ocurre a rate relativamente bajo, lo cual se puede verificar de la declinación obtenida en el minifrac: 13%. La eficiencia de fluido indica también que el leak off es bajo en la matriz, aun que la extensión de la fractura en longitud sea muy buena: 140 ft.



La fase media de esta gráfica casi no se diferencia , sin embargo al trazar la tangente se estimó una ISIP ideal: 3120 psi. Así mismo, se confirma la presión de cierre en 2885 psi para el cual se obtiene un $G_c=1.04$. La eficiencia calculada con este valor es de 34% y en contraste la obtenida en la simulación es de 75%.

La energía para crear la fractura en terminos de presión se estima en: $3120-2885=235$ psi, el cual es un valor demasiado para la etapa (Profundidad promedio: 3565 ft)

Pueden observarse las 2 etapas en la gráfica de la Función G, muy diferenciadas entre ellas, sin embargo la zona media es muy pequeña lo cual puede deberse a que inmediatamente después de que cesa el bombeo el fluido fluye hacia la formación a alto rate, es decir, el flujo cambia drásticamente de lineal a radial. La conservación de presión en la fractura se refleja en la curva de baja pendiente y se verifica con el valor de eficiencia de fluido de la simulación: 75%.



El comportamiento del leak off en esta caso obedece al comportamiento de un Fracture Height Recession During Shut-in. Según el análisis de Nolte, el coeficiente de leak off característico resulta: $0.0094 \text{ ft}/\text{min}^{1/2}$

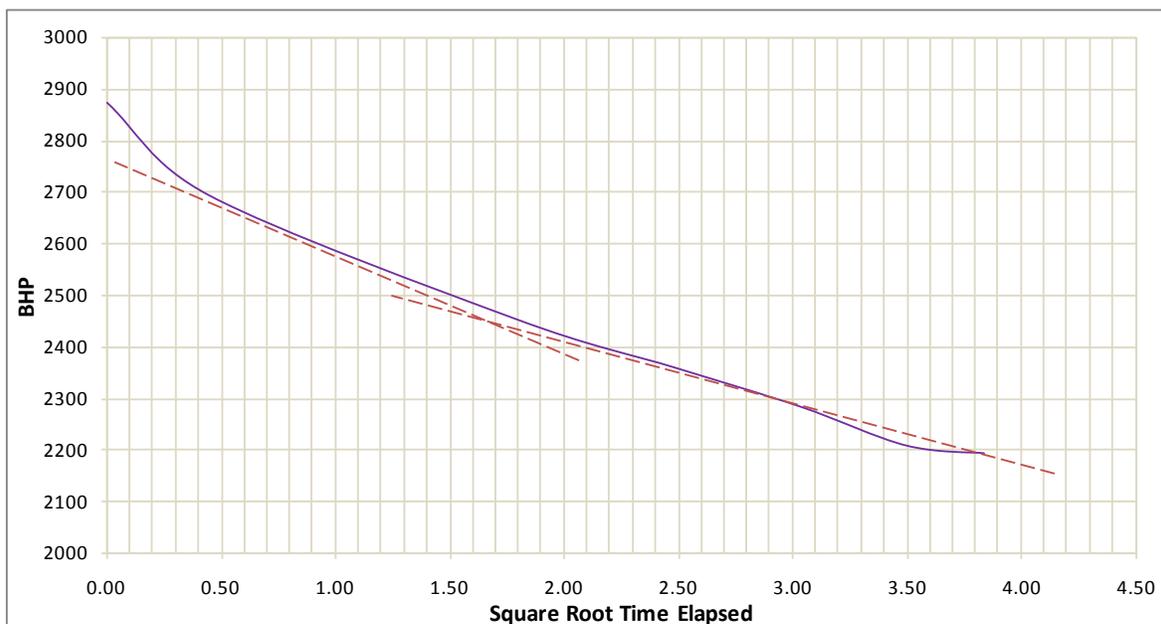
A continuación se muestra el cuadro resumen del análisis para la primera etapa:

RESUMEN	
Tiempo de Bombeo	7.60 min
ISIP	3120 psi
Presión de Cierre	2885 psi
G_f	0.809
G_c (Función G)	1.04
C_{eff}	0.0094

ETAPA 8

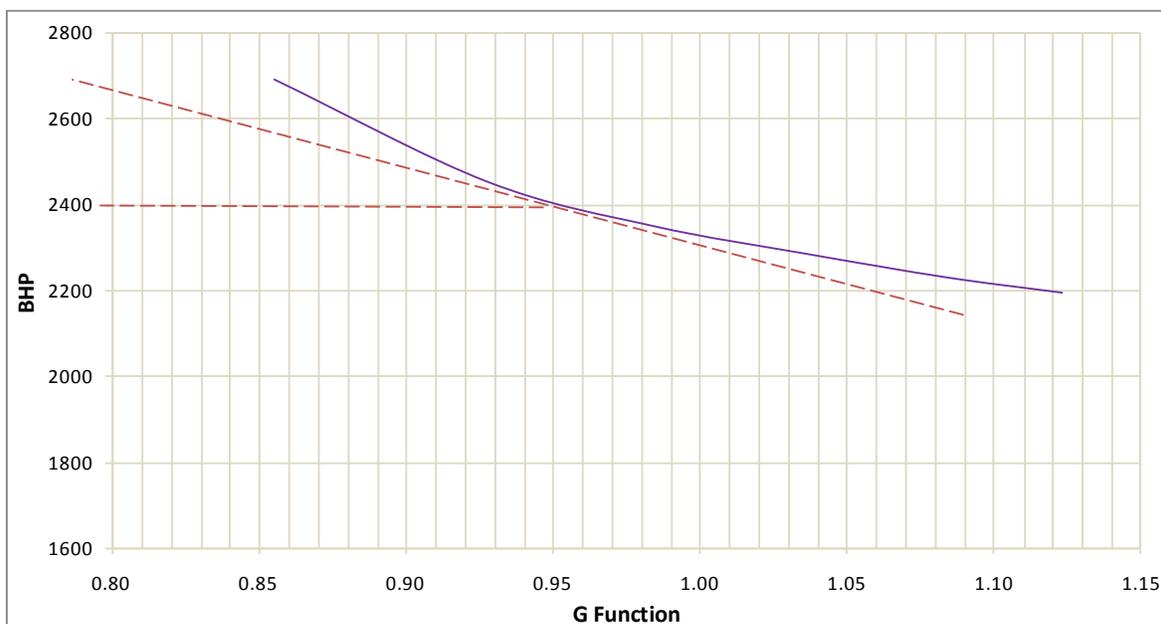
Intervalo: 2793'-2908'

Miembro: Somatito



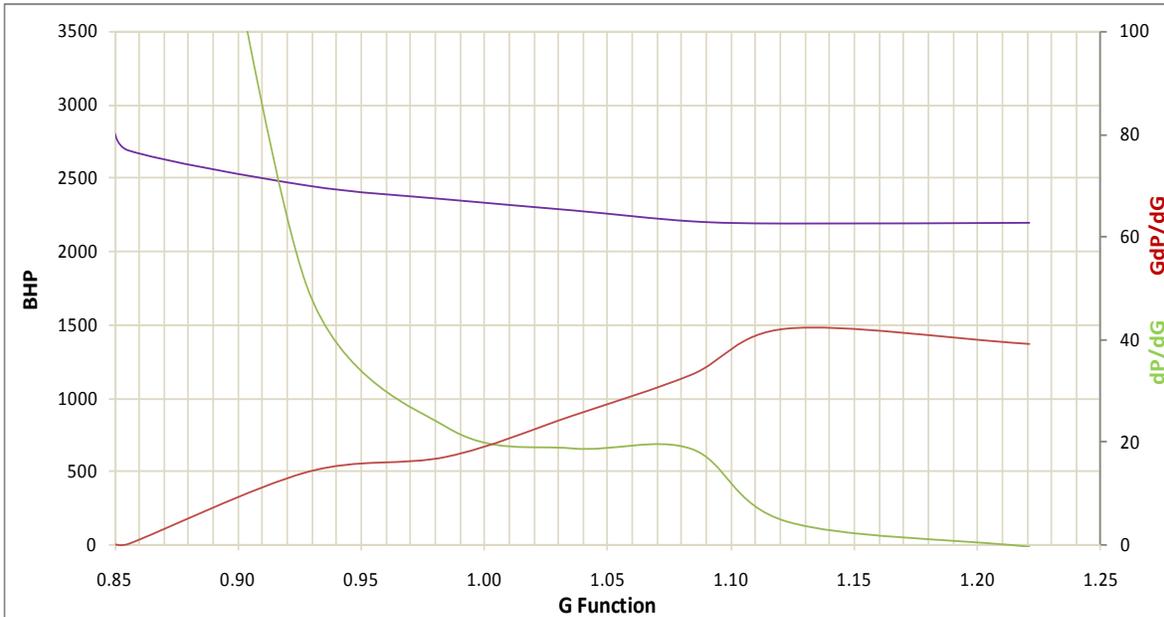
El tiempo de bombeo fue de 11.8 min, la presión que se alcanzó en ese momento fue de 2875 psi. Trazando las 2 rectas intermitentes para diferenciar las pendientes resultantes en la declinación se estima una presión de cierre aproximada de 2450 psi, la gradiente recalculada es: 0.859 que difiere en 0.019 de la estimada en el análisis anterior, es decir, aún se puede considerar que es el mismo miembro (diferencia umbral: 0.02)

Se verifica para el punto del eje $x = 1.71$, es decir, para el tiempo de 3.0 min luego de haber parado el bombeo de fluido hacia la fractura que empieza el flujo radial (flujo hacia la formación) con un caudal relativamente bajo. Se observa que las pendientes son muy similares, esto quiere decir que el paso de un flujo a otro ocurrió gradualmente, tal vez sea por la tortuosidad dentro del matriz ó simplemente debido a la gradiente del reservorio.



Al trazar la tangente se estimó una ISIP ideal: 2670 psi. Así mismo, se confirma la presión de cierre en 2400 psi para el cual se obtiene un $G_c=0.95$. Sólo en el caso de que se defina la dependencia del leak off de la presión en la matriz se puede determinar la eficiencia de fluido con el valor de G_c el cual comparamos el valor que resultaría: 32% con el obtenido del simulador: 41%, se nota que son valores muy cercanos. Como se mencionó anteriormente, la dependencia del leak off a la presión era el factor que determinaba esta similitud en los cálculos del análisis de Nolte.

La energía para crear la fractura en terminos de presión se estima en: $2670-2400=270$ psi, el cual es un valor muy alto, tomando en cuenta la profundidad promedio del intervalo de la etapa: 2850 ft. Como se concluyó de la otra gráfica, la presencia de una barrera que limita el caudal del flujo de fluido de fractura hacia la formación puede deberse a que el modelo de leak off lo contempla como se podrá ver a continuación.



Según el tipo de gráfico característico se concluye que el comportamiento de esta etapa obedece a un Pressure Dependent Leakoff (Fissure Opening). Según el análisis de Nolte el $C_{eff} = 0.0068$.

Se muestra el cuadro resumen de la etapa:

RESUMEN	
Tiempo de Bombeo	11.8 min
ISIP	2670 psi
Presión de Cierre	2400 psi
G_f	0.859
G_c (Función G)	0.95
C_{eff}	0.0068

Capítulo 6

CONSIDERACIONES FINALES

16. Resumen General

Miembro Ballena

Resumen Análisis Estadístico

INTERVALOS DE PROBABILIDAD

	Gf (2001-2008)	Gf (1957-2000)	Declinación	Eficiencia de Fluido
1σ 68.2696%	[0.670 - 0.829]	[0.824 - 1.041]	[0.162 - 0.482]	[0.459 - 0.784]
2σ 95.4696%	[0.591 - 0.909]	[0.607 - 1.258]	[0.001 - 0.642]	[0.296 - 0.947]
3σ 99.7396%	[0.511 - 0.989]	[0.715 - 1.149]	[0.000 - 0.802]	[0.133 - 1.109]
Intervalo de Confianza	[0.735 - 0.764]	[0.898 - 0.967]	[0.296 - 0.348]	[0.595 - 0.648]
Nivel de Confianza	75.00%	75.00%	70.00%	70.00%

DEPENDENCIA LINEAL

		R	R ²	Ecuación
Profundidad - G _f	1957 - 2000	-0.00585	0.00003	
	2001 - 2008	-0.27175	0.07385	
G _f - Declinación		-0.23000	0.05300	D = -0.4623 G _f + 0.6682
Eficiencia - G _f		0.11365	0.01292	n = -0.2323 G _f + 0.4471
Declinación - Eficiencia		-0.16300	0.02700	n = -0.1661 D + 0.6747

PARÁMETROS DE TENDENCIA CENTRAL

	G _f (2001-2008)	G _f (1957-2000)	Declinación	Eficiencia de Fluido
μ (Media)	0.750	0.932	0.322	0.621
σ (Desviación Estándar)	0.008	0.108	0.160	0.163

Miembro Cabo Blanco

Resumen Análisis Estadístico

INTERVALOS DE PROBABILIDAD

	Gf (2001-2008)	Gf (1957-2000)	Declinación	Eficiencia de Fluido
1σ 68.2696%	[0.588 - 0.873]	[0.641 - 0.834]	[0.156 - 0.725]	[0.439 - 0.754]
2σ 95.4696%	[0.445 - 1.016]	[0.544 - 0.930]	[0.000 - 1.009]	[0.281 - 0.912]
3σ 99.7396%	[0.303 - 1.158]	[0.448 - 1.027]	[0.000 - 1.293]	[0.123 - 1.069]
Intervalo de Confianza	[0.699 - 0.762]	[0.705 - 0.777]	[0.391 - 0.490]	[0.569 - 0.624]
Nivel de Confianza	90.00%	50.00%	80.00%	80.00%

DEPENDENCIA LINEAL

		R	R ²	Ecuación
Profundidad - G _f	1957 - 2000	0.63472	0.40287	
	2001 - 2008	-0.47666	0.22720	
G _f - Declinación		-0.70700	0.49900	D = -1.409 Gf + 1.4699
Eficiencia - G _f		0.15100	0.02300	n = -0.0307 D + 0.6105
Declinación - Eficiencia		-0.05500	0.00300	n = -0.1666 Gf + 0.4748

PARÁMETROS DE TENDENCIA CENTRAL

	Gf (2001-2008)	Gf (1957-2000)	Declinación	Eficiencia de Fluido
μ (Media)	0.730	0.738	0.441	0.596
σ (Desviación Estándar)	0.143	0.096	0.284	0.158

Miembro Somatito

Resumen Análisis Estadístico

INTERVALOS DE PROBABILIDAD

	Gf (2001-2008)	Gf (1957-2000)	Declinación	Eficiencia de Fluido
1σ 68.2696%	[0.615 - 0.875]	[0.694 - 0.951]	[0.160 - 0.658]	[0.438 - 0.786]
2σ 95.4696%	[0.485 - 1.005]	[0.565 - 1.079]	[0.000 - 0.907]	[0.264 - 0.960]
3σ 99.7396%	[0.355 - 1.135]	[0.437 - 1.207]	[0.000 - 1.156]	[0.089 - 1.134]
Intervalo de Confianza	[0.727 - 0.762]	[0.749 - 0.896]	[0.375 - 0.443]	[0.588 - 0.636]
Nivel de Confianza	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%

DEPENDENCIA LINEAL

		R	R²	Ecuación
Profundidad - G_f	1957 - 2000	-0.45148	0.20384	
	2001 - 2008	-0.45951	0.21115	
G_f - Declinación		-0.61392	0.37689	D = -1.379 G _f + 1.4358
Eficiencia - G_f		-0.04400	0.00200	n = -0.0407 D + 0.6286
Declinación - Eficiencia		-0.05800	0.00300	n = -0.0593 G _f + 0.6561

PARÁMETROS DE TENDENCIA CENTRAL
--

	G_f (2001-2008)	G_f (1957-2000)	Declinación	Eficiencia de Fluido
μ (Media)	0.745	0.822	0.409	0.612
σ (Desviación Estándar)	0.130	0.128	0.249	0.174

Esta parte del análisis recopiló toda la data obtenida la cual luego pasó por una validación para descartar datos innecesarios, no conformes con el comportamiento normal y natural conocidos. Es por esto que algunos miembros de la formación Echinocyamus no están presentes como: Constancia y Verde, además de que se consideró a Somatito Inferior y Superior como un solo miembro: Somatito, todo esto porque la data resultante luego de la validación no era lo suficientemente grande como para tomarse en cuenta como muestra representativa.

Esta parte del resumen general es netamente referencial pues agrupa todas las zonas, aunque el intervalo de confianza generado para cada miembro es muy confiable y debe cumplirse en cada una de ellas. Las conclusiones por zona deben recaer al menos en un 90% de los resultados obtenidos puesto que este análisis abarca un conjunto de parámetros de análisis estadísticos especializados en comportamientos naturales como la distribución normal y factores de probabilidad de tendencia central además de coeficientes indicativos de confianza como α .

Resumen - Análisis de Tendencia

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
1	0.67	0.62	0.60	0.64	0.56	0.53	0.52	0.54	0.32
2	0.70	0.67	0.72	0.36	0.18	0.33	0.60	0.58	0.53
3	0.72	0.70	0.78	0.27	0.34	0.30	0.65	0.60	0.57
4	0.90	0.86	0.79	0.16	0.17	0.30	0.68	0.78	0.56
5	0.67	0.60	0.78	0.56	0.65	0.30	0.56	0.56	0.54
6	0.70	0.63	0.56	0.60	0.50	0.81	0.31	0.72	0.66
7	0.71	0.75	0.84	0.40	0.33	0.28	0.78	0.73	0.72
8	0.69	0.51	0.68	0.82	0.98	0.33	0.55	0.66	0.43
9	0.74	0.62	0.70	0.28	0.60	0.60	0.81	0.75	0.63
10	0.73	0.74	0.74	0.30	0.54	0.49	0.79	0.74	0.60
11	0.72	0.52	0.69	0.20	0.94	0.30	0.80	0.65	0.67
12	0.68	0.60	0.76	0.31	0.63	0.50	0.58	0.58	0.48
13	0.79	0.70	0.80	0.19	0.35	0.23	0.61	0.50	0.68
14	0.90	0.88	0.94	0.26	0.14	0.13	0.85	0.52	0.72
15	0.91	0.87	0.74	0.15	0.24	0.32	0.66	0.55	0.71
16	0.90	0.82	0.77	0.30	0.27	0.29	0.67	0.51	0.73

Este análisis es más detallado y define para cada miembro el comportamiento de los parámetros más importantes para la caracterización y los que cumplieron mejor la validación: Gradiente de Fractura, Declinación y Eficiencia de Fluido. Más del 90% de los valores presentados en el cuadro cumplen con el intervalo de confianza general del análisis estadístico previo, algunas excepciones bastante marcadas fueron encontradas pero estas se deben a motivos que se definirán en las conclusiones finales del presente estudio.

Resumen – Data para Simulación

	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	ETAPA 5	ETAPA 6	ETAPA 7	ETAPA 8	ETAPA 9
TIROS	66	42	51	39	38	90	36	57	52
JETS/Hn	1.389	1.154	1.325	1.322	0.792	2.432	1.091	2.591	1.576
Base Intervalo Propuesto	2910	2280	3935	3020	2300	2740	2360	3540	2885
Tope Intervalo Propuesto	2770	2170	3820	2915	2195	2625	2389	3600	3010
PROF. MEDIA	2840	2225	3878	2968	2248	2683	2375	3570	2948
RESERVAS ESTIMADAS (Mbo)	10.00	7.00	7.00	8.00	13.48	6.32	8.00	4.00	9.00
Caudal Estimado (BOPD)	14.00	9.00	10.00	12.00	10.08	8.06	11.00	7.00	10.00
Ht	140.0	110.0	115.0	105.0	105.0	115.0	65.0	60.0	125.0
Hn	47.5	36.4	38.5	29.5	48.0	37.0	33.0	22.0	33.0
Poros	12.00	10.70	10.00	11.00	11.40	9.50	12.50	12.00	12.00
Gradiente Reservorio	0.22	0.22	0.25	0.30	0.25	0.20	0.25	0.22	0.16
Presión Reservorio	624.80	489.50	969.38	890.25	561.88	536.50	593.63	785.40	471.60
K (md)	0.50	0.55	0.25	0.45	0.47	0.40	0.50	0.40	0.40
Sw	51.80	59.00	54.70	55.20	53.37	54.70	47.10	58.40	60.00
KTI	0.60	0.57	0.32	0.56	0.72	0.23	0.64	0.46	0.40
TOPE PUNZADO	2793	2176	3831	2923	2297	2627	2360	3542	2886
BASE PUNZADO	2908	2271	3914	3019	2233	2739	2389	3588	3003
ESPEJOR	115	95	83	96	64	112	29	46	117

Esta es la data necesaria para el diseño de las etapas, proviene del requerimiento de producción y punzonamiento, se tomaron valores tipo para la zona de acuerdo al yacimiento, formación, miembro y pozos vecinos. La selección de estos valores finalmente se corroboraron con el pozo de referencia para la etapa.

Resumen – Ejecución Simulador

	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	ETAPA 5	ETAPA 6	ETAPA 7	ETAPA 8	ETAPA 9
FLUIDO FRACTURANTE	VIKING M 2500	VIKING M 2500	VIKING M 2500	VIKING M 2500	VIKING M 2000	VIKING M 2500	VIKING M 2500	VIKING M 2500	VIKING M 2500
Sx Arena total	385	285	323	275	320	280	240	213	300
Sx en Formación	370	285	323	275	320	280	230	200	280
Volumen Total	420	310	442	303	375	305	280	250	325
Vol/Sx	1.091	1.088	1.368	1.102	1.172	1.089	1.217	1.250	1.161
TIPO ARENA	16/30	16/30	16/30	16/30	16/30	16/30	16/30	16/30	16/30
NAC. REC. O IMP.	IMPORTADA								
HHP	676	480	472	555	489	317	625	520	728
Presión Promedio	1150	980	1100	1132	1050	680	1341	1631	1350
P_{Std} Inicial (psi)	700	566	400	803	906	368	1007	1326	870
P_{Std} Inicial @ 10 min. (psi)	240	335	220	395	707	40	754	1150	530.7
Declinación inicial	0.657	0.408	0.450	0.508	0.220	0.891	0.253	0.130	0.390
Eficiencia Fractura	0.41	0.89	0.6	0.56	0.71	0.69	0.65	0.75	0.65
Ult. Conc. (lb/gal)	7	7	7	7	7	8	8	6	6
Qprom BPM	24	20	17.5	20	19	19	19	20	20
% Pad	21	19	18	19	18	18	19	19	19
Fluido Pad	GEL CRSLK 25								
Vol. Min/Rup (bbl)	55	35	62.5	40	45	68	46	50	50
Vol. Pad	70	48	80	45	65	48	48	60	50
Volumen Tratamiento	215	168	194	146	226	132	118	155	180
Volumen Desplazamiento	75	51	97	65	50	57	53	50	64

Resumen – Post Fractura

	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	ETAPA 5	ETAPA 6	ETAPA 7	ETAPA 8	ETAPA 9
Comp. Fluido psi -1	0.00000533	0.00000523	0.00000636	0.00000564	0.00000595	0.00000164	0.00000477	0.00000119	0.0000252
Gf	0.69	0.69	0.54	0.71	0.84	0.58	0.86	0.81	0.74
Lfrac (ft)	166	128	155	135	125	101	129	140	123
Tope Frac	2784	2143	3832	2887	2153	2586	2315	3512	2828
Base Frac	2907	2356	3934	3042	2386	2772	2430	3625	3049
Hfrac (ft)	123	213	102	155	233	186	115	113	221
Careal lb/ft²	1.15	0.52	1.31	0.96	0.42	0.95	0.53	0.303	0.71
FCD	1.33	9.82	1.29	7.24	7.05	12.29	27.72	9.94	14.44
Ko (mD) de ajuste en Post frac	2.17	0.45	3.61	1.82	0.47	0.8	0.5	0.4	2.5
Porosidad de ajuste	0.12	0.11	0.1	0.11	0.11	0.1	0.125	0.12	0.11
CONDUCT. (mD-ft)	477.5	813.7	174	512	322	994.6	750	1360	952
Sf	0.77	0.75	0.95	0.81	0.85	0.76	0.78	0.82	0.59
Ancho frac (in)	0.14	0.27	0.17	0.22	0.29	0.27	0.18	0.156	0.18

Resumen – Interpretación Gráfica

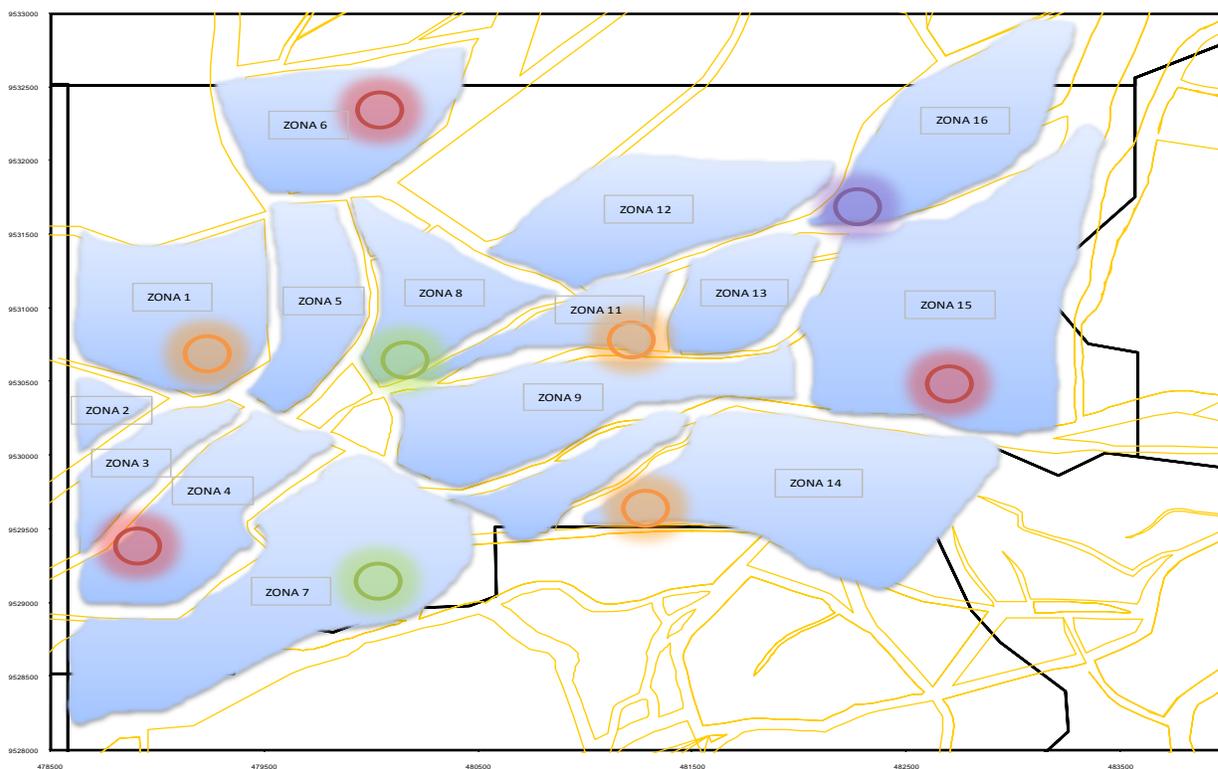
<i>ETAPAS</i>	<i>Pozo Referencia</i>	<i>Miembro</i>	<i>Base</i>	<i>Tope</i>	<i>Tiempo de Bombeo</i>	<i>ISIP</i>	<i>Presión de Cierre</i>	<i>Gf</i>	<i>Gc (Función G)</i>	<i>Ceff</i>	<i>Comportamiento</i>
1	EA 8493	Cabo Blanco	3914'	3831'	4.80 min	3250 psi	2020 psi	0.522	0.97	0.0085	Leak Off Normal
2	EA 8864	Ballena	2297'	2233'	5.20 min	2280 psi	2225 psi	0.839	0.92	0.0093	Fracture Height Recession During Shut-in
3	EA 8723	Ballena	3019'	2923'	5.00 min	2725 psi	2110 psi	0.707	0.93	0.0079	Fracture Tip Extension
4	EA 8886	Somatito	2389'	2360'	4.75 min	2300 psi	2040 psi	0.859	1.01	0.0081	Fracture Tip Extension
5	EA 8688	Cabo Blanco	3588'	3542'	7.60 min	3080 psi	2885 psi	0.809	1.04	0.0094	Fracture Height Recession During Shut-in
6	EA 8514	Cabo Blanco	2739'	2627'	6.00 min	1790 psi	1530 psi	0.570	0.95	0.0090	Leak Off Normal
7	EA 8894	Somatito	3003'	2886'	6.00 min	3005 psi	2175 psi	0.739	1.13	0.0093	Leak Off Normal
8	EA 8657	Somatito	2908'	2793'	11.8 min	3600 psi	2450 psi	0.859	0.92	0.0068	Pressure Dependent Leakoff (Fissure Opening)
9	EA 8558	Ballena	2271'	2176'	4.00 min	1950 psi	1545 psi	0.695	0.85	0.0098	Fracture Height Recession During Shut-in

Los resultados obtenidos del análisis de las curvas de declinación de presión muestran el comportamiento de la gradiente de fractura y leak off pero por etapas y no por zonas que es lo que se pretende finalmente en esta tesis. Tampoco se puede extrapolar estos comportamientos, debido a que en primer lugar, se tomaron diferentes miembros para cada etapa, además que las condiciones de reservorio varían por diferentes factores que están fuera del motivo de este estudio.

Para definir los comportamientos característicos de las zonas a partir de los resultados obtenidos en las etapas, primero se caracterizará el comportamiento obtenido en cada una, se relacionarán con los establecidos para cada zona a través de los parámetros obtenidos en el presente documento y finalmente se definirá un patrón.

17. Comportamiento por Zonas

Para una mejor distinción de los resultados obtenidos en el análisis anterior, manera de contrastar los resultados con la ubicación en el mapa de bloques se muestra el siguiente mapa de comportamiento de leak off para las nueve etapas:



Fracture Height Recession During Shut-in
 Fracture Tip Extension
 Leak Off Normal
 Pressure Dependent Leakoff (Fissure Opening)

La primera etapa cae en la Zona 1, alrededor de las 2, 3 y 5. El comportamiento del leak off corresponde a uno normal relativo al miembro Cabo Blanco, el cual en esta zona presenta una declinación tipo de 0.53, las zonas 2, 3 y 5 presentan valores casi iguales para la gradiente y eficiencia de fluido y difiere considerablemente para la declinación:

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
1	0.67	0.62	0.6	0.64	0.56	0.53	0.52	0.54	0.32
2	0.7	0.67	0.72	0.36	0.18	0.33	0.6	0.58	0.53
3	0.72	0.7	0.78	0.27	0.34	0.3	0.65	0.6	0.57
5	0.67	0.6	0.78	0.56	0.65	0.3	0.56	0.56	0.54

El comportamiento normal del leak off contempla la diferenciación notable de la predominancia de los mecanismos principales. Según esto, aplicando la teoría, estudios realizados para la optimización de las operaciones de fractura en el Lote X se pueden definir valores clave de los tres parámetros del análisis tomando en cuenta los resultados de cada etapa de este análisis pues no solamente se puede definir completamente estos comportamientos en función de la gradiente de fractura, declinación y eficiencia de fluido.

En este caso, el valor de 56% para la declinación es el correcto y el que se establecerá como valor tipo pues como se define: la primera etapa del leak off es controlada por la resistencia de la formación a que el fluido ingrese a la matriz (no se genera revoque). Relacionando esto con el valor de eficiencia de fluido, esta cerca de lo contradictorio pero el ajuste es válido para estimar un valor tipo: 65%. Finalmente la gradiente también se considera un valor aceptable.

Con respecto a los demás miembros, se aplicará interpolación y extrapolación entre zonas respecto a los resultados que se obtengan del análisis de patrones para las nueve etapas dando como resultados, porcentajes de probabilidad para la ocurrencia de cada comportamiento tipo del leak off.

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
1	0.62	0.56	0.65	Leak Off Normal	Cabo Blanco

La segunda etapa se encuentra en la Zona 4 cerca a las Zonas 3 y 7, aquí corresponde un comportamiento de Fracture Height Recession During Shut-in correspondiente al miembro Ballena, la cual se puede identificar con valores de gradiente de fractura relativamente altas, declinación y eficiencia de fluido regulares debido a la presencia de sobre-esfuerzos ubicados dentro de la formación y que el fluido tiene que atravesar.

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
3	0.72	0.7	0.78	0.27	0.34	0.3	0.65	0.6	0.57
4	0.9	0.86	0.79	0.16	0.17	0.3	0.68	0.78	0.56
7	0.71	0.75	0.84	0.4	0.33	0.28	0.78	0.73	0.72

Se comprueba lo mencionado, la gradiente es bastante alta, aunque la declinación demasiado baja, la eficiencia de fluido es la adecuada. Respecto a las zonas vecinas, presentan valores muy cercanos en todos los casos incluso para los tres miembros.

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
2	0.85	0.25	0.68	FHRD	Ballena

La etapa tres muestra un comportamiento característico de leak off del tipo Fracture Tip Extension el cual se caracteriza por una resistencia en la punta de la fractura ,esto involucra una menor longitud de fractura y por ende, menor eficiencia de fluido combinada con regular gradiente de fractura y alta declinación.

La etapa se dio en el miembro Ballena y se encuentra en la Zona 8, cerca de las 5, 11 y 12.

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
5	0.67	0.6	0.78	0.56	0.65	0.3	0.56	0.56	0.54
8	0.69	0.51	0.68	0.82	0.98	0.33	0.55	0.66	0.43
11	0.72	0.52	0.69	0.2	0.94	0.3	0.8	0.65	0.67
12	0.68	0.6	0.76	0.31	0.63	0.5	0.58	0.58	0.48

Los valores de los zonas vecinas coinciden para los parámetros de eficiencia de fluido y gradiente de fractura más difieren considerablemente para la declinación. El cuadro de valores tipo se muestra a continuación:

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
3	0.70	0.75	0.50	FTE	Ballena

La etapa 4 también muestra un comportamiento de Fracture Tip Extension para el miembro Somatito ubicado en la Zona 7. Las zonas vecinas son: 4,9 y 10:

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
4	0.9	0.86	0.79	0.16	0.17	0.3	0.68	0.78	0.56
7	0.71	0.75	0.84	0.4	0.33	0.28	0.78	0.73	0.72
9	0.74	0.62	0.7	0.28	0.6	0.6	0.81	0.75	0.63
10	0.73	0.74	0.74	0.3	0.54	0.49	0.79	0.74	0.6

Los valores son muy similares en todos los miembros para los tres parámetros, los valores tipo generados en esta ocasión según el tipo de comportamiento del leak off y los resultados mostrados son:

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
4	0.75	0.50	0.65	FTE	Somatito

La etapa 5 esta ubicada en la Zona 6, cerca de las zonas 5 y 8 muy aislada de las demás, en el extremo del yacimiento. En esta etapa se identificó un leak off del tipo Fracture Height Recession During Shut-in, esta vez para el miembro Cabo Blanco.

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
5	0.67	0.6	0.78	0.56	0.65	0.3	0.56	0.56	0.54
6	0.7	0.63	0.56	0.6	0.5	0.81	0.31	0.72	0.66
8	0.69	0.51	0.68	0.82	0.98	0.33	0.55	0.66	0.43

Cabo Blanco posee los valores de gradiente más bajos en este sector, la mayoría de parámetros no guardan relación notable, el motivo puede ser que en esta zona no se han perforado muchos pozos nuevos. Los valores tipo entonces, se toman muy cerca a los originales por la inalterabilidad que probablemente existe:

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
5	0.65	0.50	0.66	FHRD	Cabo Blanco

La etapa 6 esta ubicada en la Zona 14, cerca de las zonas 9, 10 y 15. En esta etapa se identificó un leak off del tipo Leak Off Normal, esta vez para el miembro Cabo Blanco.

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
9	0.74	0.62	0.7	0.28	0.6	0.6	0.81	0.75	0.63
10	0.73	0.74	0.74	0.3	0.54	0.49	0.79	0.74	0.6
14	0.9	0.88	0.94	0.26	0.14	0.13	0.85	0.52	0.72
15	0.91	0.87	0.74	0.15	0.24	0.32	0.66	0.55	0.71

La etapa muestra valores muy razonables para el tipo de comportamiento, sin embargo, obedeciendo el comportamiento de la otra etapa que también muestra el mismo, se hacen las correcciones mínimas:

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
6	0.80	0.15	0.60	Leak Off Normal	Cabo Blanco

La etapa 7 también muestra el comportamiento de Leak Off Normal pero en esta ocasión para el miembro Somatito, se encuentra en la zona 11 las zonas vecinas son: 8, 9, 12 y 13.

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
8	0.69	0.51	0.68	0.82	0.98	0.33	0.55	0.66	0.43
9	0.74	0.62	0.7	0.28	0.6	0.6	0.81	0.75	0.63
11	0.72	0.52	0.69	0.2	0.94	0.3	0.8	0.65	0.67
12	0.68	0.6	0.76	0.31	0.63	0.5	0.58	0.58	0.48
13	0.79	0.7	0.8	0.19	0.35	0.23	0.61	0.5	0.68

La etapa presenta valores muy representativos para el tipo de comportamiento establecido luego del análisis gráfico, por lo que los valores tipo son:

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
7	0.70	0.28	0.62	Leak Off Normal	Somatito

La octava etapa presenta un comportamiento de Pressure Dependent Leakoff (Fissure Opening) para el miembro Somatito la cual es la única de este tipo de entre todas. Se ubica en la Zona 16 cerca a las 12, 13 y 15. El comportamiento de este tipo de Leak Off se puede verificar con una gradiente relativamente alta pues el fluido se ve influenciado mucho por la presión, además que la eficiencia de fluido puede ser muy alta dependiendo del valor de declinación que se tenga, si la presión declina muy rápido, entonces tendremos una eficiencia alta y viceversa.

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
12	0.68	0.6	0.76	0.31	0.63	0.5	0.58	0.58	0.48
13	0.79	0.7	0.8	0.19	0.35	0.23	0.61	0.5	0.68
15	0.91	0.87	0.74	0.15	0.24	0.32	0.66	0.55	0.71
16	0.9	0.82	0.77	0.3	0.27	0.29	0.67	0.51	0.73

Los valores son muy adecuados para este tipo de comportamiento por lo que no se varían notablemente como se puede ver:

Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
8	0.74	0.30	0.70	PDLO	Somatito

La etapa nueve se ubica en la zona 15 y muestra un comportamiento del tipo Fracture Height Recession During Shut-in para el miembro Ballena. La data de zonas vecinas se muestra a continuación:

ZONA	Gradiente de Fractura			Declinación			Eficiencia de Fluido		
	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
14	0.9	0.88	0.94	0.26	0.14	0.13	0.85	0.52	0.72
15	0.91	0.87	0.74	0.15	0.24	0.32	0.66	0.55	0.71
16	0.9	0.82	0.77	0.3	0.27	0.29	0.67	0.51	0.73

De igual manera, los valores obtenidos fueron los adecuados y coinciden con el análisis integro del presente estudio, además que en este sector parece haber mayor similitud entre los tres parámetros para los miembros, quizás por al abundante cantidad de pozos vecinos.

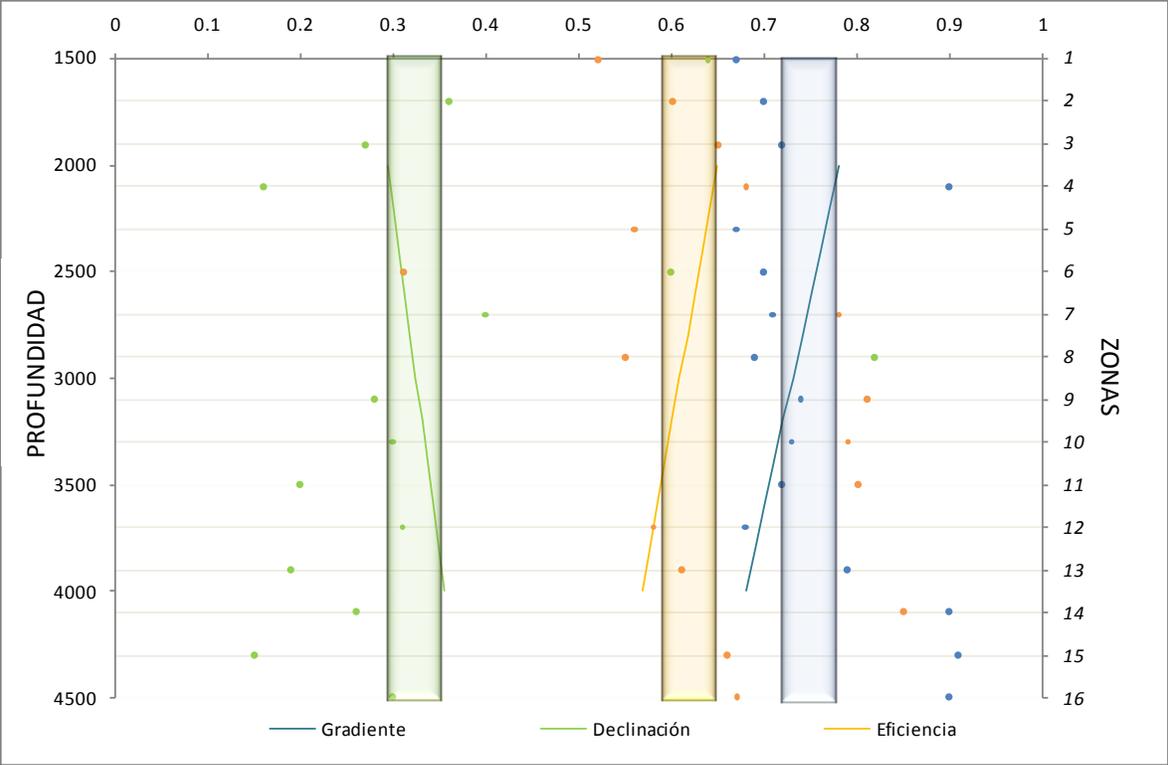
Etapa	Gradiente	Declinación	Eficiencia	Comportamiento	Miembro
9	0.90	0.18	0.66	FHRD	Ballena

Se obtuvo finalmente el cuadro de probabilidades de tipo de comportamiento para cada zona y miembro, a partir de análisis de continuidad entre Zonas y coincidencia con los parámetros tipo establecidos en el análisis previo:

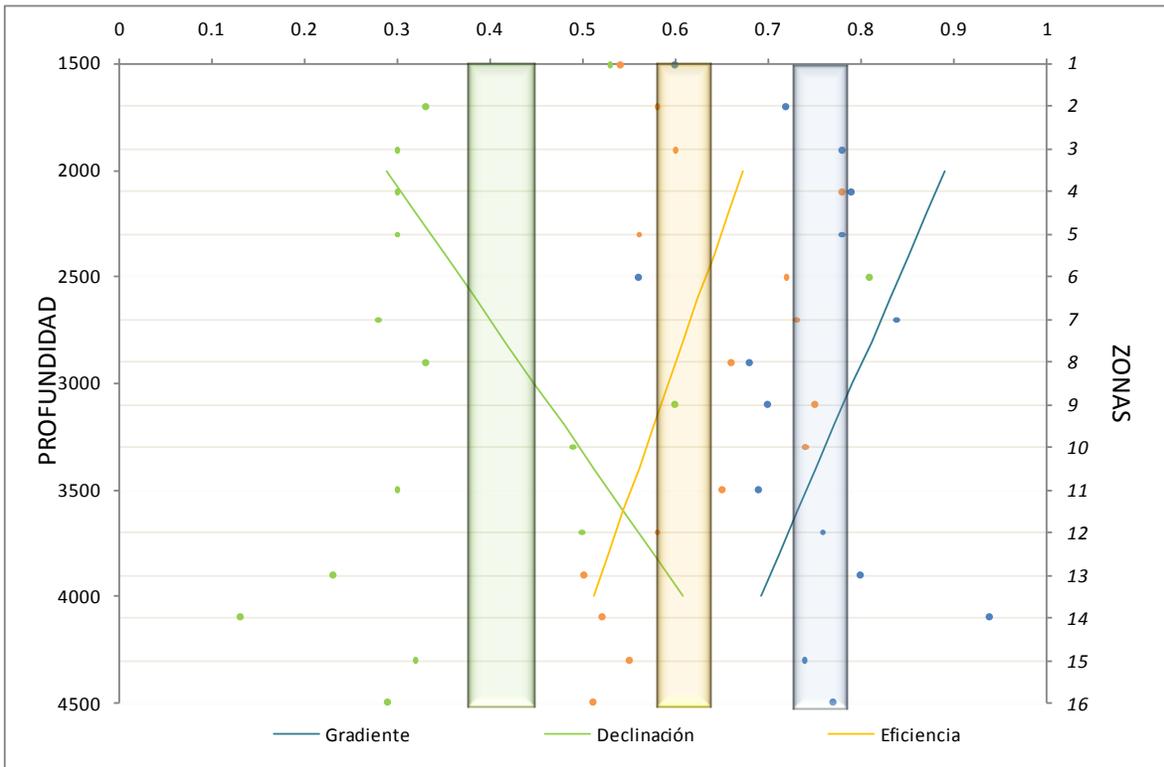
ZONA	Comportamiento del Leak Off											
Tipo	Leak Off Normal			Fracture Height Recession During Shut-in			Fracture Tip Extension			Pressure Dependent Leakoff (Fissure Opening)		
Miembro	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito	Ballena	Cabo Blanco	Somatito
1	51.54%	40.19%	62.11%	41.23%	32.15%	49.69%	34.00%	26.00%	21.00%	17.00%	23.00%	25.90%
2	65.63%	32.49%	70.05%	21.00%	10.40%	22.42%	52.50%	25.99%	33.76%	35.00%	17.33%	37.36%
3	62.31%	82.64%	85.53%	69.78%	92.56%	95.79%	24.92%	33.06%	34.21%	24.92%	33.06%	34.21%
4	66.18%	58.57%	87.00%	37.06%	32.80%	74.06%	55.00%	64.00%	52.90%	13.24%	11.71%	26.45%
5	83.75%	87.05%	54.17%	93.80%	97.50%	60.67%	67.00%	69.64%	43.33%	33.50%	34.82%	21.67%
6	47.04%	22.79%	23.86%	95.00%	51.04%	80.18%	34.00%	36.46%	57.27%	42.00%	18.23%	28.64%
7	32.51%	30.27%	29.17%	36.41%	33.90%	32.67%	65.02%	60.54%	58.33%	13.00%	12.11%	11.67%
8	80.37%	59.16%	81.54%	90.01%	66.26%	45.66%	97.00%	87.00%	81.54%	32.15%	23.66%	16.31%
9	71.06%	68.89%	92.59%	28.42%	55.11%	74.07%	56.84%	68.89%	92.59%	28.42%	55.11%	56.00%
10	69.30%	67.50%	75.54%	27.72%	54.00%	60.43%	55.44%	67.50%	75.54%	27.72%	54.00%	60.43%
11	40.91%	85.45%	35.11%	16.36%	68.36%	28.09%	32.73%	87.80%	56.17%	47.00%	68.36%	28.09%
12	75.72%	67.89%	82.47%	30.29%	54.31%	65.97%	60.57%	67.89%	82.47%	75.72%	65.00%	98.00%
13	47.32%	94.23%	52.04%	18.93%	37.69%	20.81%	23.66%	47.12%	26.02%	47.32%	94.23%	76.00%
14	49.16%	42.31%	30.31%	78.66%	67.69%	48.49%	24.58%	21.15%	15.15%	49.16%	42.31%	60.62%
15	34.47%	63.27%	55.59%	55.15%	89.00%	88.94%	17.23%	31.64%	27.79%	56.00%	63.27%	87.00%
16	15.74%	16.96%	11.95%	87.00%	92.00%	76.47%	31.48%	33.92%	23.90%	62.97%	67.83%	95.59%

Finalmente se muestra el comportamiento integrado de la gradiente de fractura, declinación inicial y eficiencia de fluido por zonas, mostrando también como contraste para el análisis la tendencia de estos respecto a la profundidad y los intervalos de confianza.

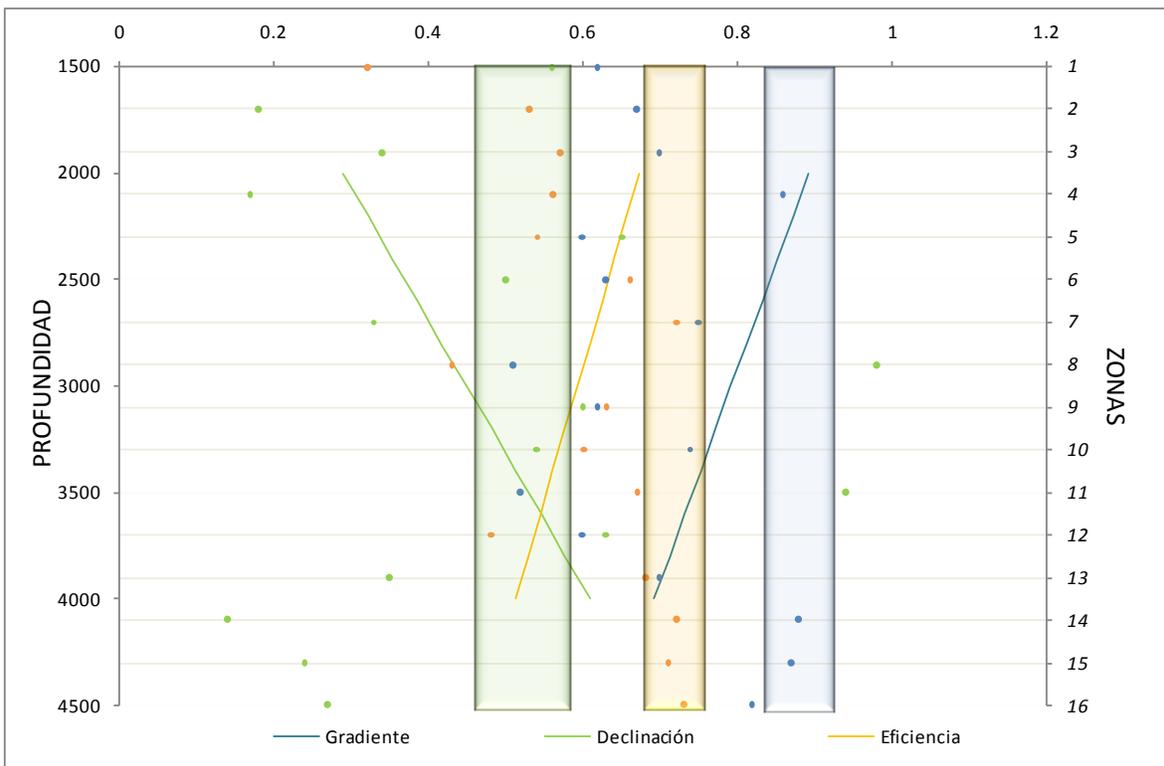
Miembro Ballena



Miembro Somatito



Miembro Cabo Blanco



18. Conclusiones

Los resultados obtenidos con la Función G coinciden casi totalmente con los obtenidos de la simulación, de la gráfica de Raiz cuadrada del tiempo y se encuentran en el intervalo de valores definido en el análisis estadístico. La Función G fue desarrollada más recientemente que cualquier otro método de análisis de declinación de presión durante el Minifrac por lo que se puede confiar en los resultados presentados.

Se logró definir el comportamiento de la gradiente de fractura y el leak off para cada zona a partir de la consolidación de resultados estadísticos, simulación y consiguiente interpretación puntual orientada a dichos parámetros. Su aplicación concreta sirve para identificar posibles anomalías en las operaciones ó en el diseño de ingeniería por parte de las compañías de servicios que realizan los trabajos de fractura.

La caracterización se realizó tomando en cuenta todos los posibles datos válidos disponibles producto de los análisis estadísticos, simulación y su respectiva interpretación presentados en este documento, sin embargo, no necesariamente se puede esperar un comportamiento regular u homogéneo por parte del comportamiento del leak off y la gradiente de fractura que es el fin del trabajo en cuestión. La operación de fractura hidráulica es una parte más de la gran variedad de aquellas que se realizan en el pozo, incluso depende directamente del punzonamiento y se ve afectada por el daño que demás operaciones causan en el pozo. Este estudio es una referencia muy confiable acerca de los parámetros que se establecieron para su desarrollo y análisis, los cuales son los principales para una inspección rápida de la efectividad de la fractura hidráulica, su disponibilidad en bases de datos es mayor que la de otros por su obtención sencilla a partir de presiones y en cualquier simulador.

Además, los problemas operativos como mal sentado de tapones o packers, pruebas de inyectividad malas, comunicación de etapas, topes levantados, etc. afectan a la respuesta de la fractura. El programa de baleo, buen diseño, supervisión y análisis post-operatorio son los hitos fundamentales para el monitoreo de la operación.

El riesgo estructural es muy alto en el Lote X, es decir, pueden encontrarse cuerpos con presión original en ciertas zonas que incluso con correlaciones estructurales y estratigráficas son imposibles de notar sino hasta la perforación. Estos cuerpos mantienen algunas propiedades originales (inalteradas hasta cierto punto) y por lo tanto caerían en las excepciones de un estudio integrado como este.

BIBLIOGRAFÍA

Hydraulic Fracturing Manual BJ Services	Tony Martin
Reservoir Stimulation Handbook	Economides
Hydraulic Fracture Behavior	Maurice B. Dusseault
Fracture Pressure Analysis of Diagnostic Pump-In Test	Sandeep Janwadkar
Hydraulic Fracture Course	Repsol
Background principals for Fracturing and Pressure Analysis	K.G. Nolte
G-Function Analysis Proves Beneficial Application	Paper SPE 110091
The Evolution of a Pressure Analysis Methodology	Paper SPE 38575
The Effect of Fluid Loss during Fracture Calibration Tests	Paper SPE 65624
Fracture Pressure-Slope Analysis for TSOs	Jeffrey E. Smith