



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“TERMINACIÓN CON MULTIFRACTURAS EN POZOS DE
MÁXIMO CONTACTO CON EL YACIMIENTO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

ESTRADA AGUILAR ERNESTO ESTEBAN

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



México D.F. Ciudad Universitaria, Septiembre 2012

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por darme la oportunidad de vivir y de poder realizar mi sueño de terminar mi carrera, por haberme acompañado y guiado en todo momento.

Le doy gracias a mi madre Ana Gabriela, al igual que a mis abuelitos Beta y Papá Esteban, que también han sido como mis padres, ustedes tres me han apoyado siempre, dándome su amor y su cariño, y más en esta etapa importante en mi vida que estoy por concluir, por los valores que me inculcaron y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación, son un grandísimo ejemplo a seguir. Los quiero muchísimo.

A mis hermanos Edgar y Cecilia por ser parte importante de mi vida y llenarla de amor y alegrías cuando más lo he necesitado.

A mis sinodales, al Ing. Agustín Velasco, el Ing. Manuel Villamar, el Dr. Rafael Herrera, el Ing. Javier Arellano y el Ing. Rafael Viñas por brindarme su tiempo para leer este trabajo y darme sus críticas y comentarios para mejorarlo.

Agradezco muy especialmente al M.I. Nicolás Rodríguez Saucedo quien me ha apoyado muchísimo en la realización de este trabajo, gracias también por los consejos brindados a lo largo de mi carrera.

A toda mi familia, tíos, primos y a mis amigos que tienen un lugar especial en mí, gracias por todo su apoyo incondicional y por darme muestras de aliento para salir adelante y poder lograr mis metas.

ÍNDICE

Introducción.....	1
1. Antecedentes	
1.1 Antecedentes de Chicontepec.....	2
1.2 Ubicación del campo dentro del Paleocanal.....	6
2. Aspectos Geológicos	
2.1 Modelo Geológico.....	8
2.2 Descripción de la trampa.....	8
2.3 Estratigrafía.....	10
2.4 Secciones y mapas estructurales.....	13
3. Petrofísica	
3.1 Análisis Petrofísico.....	14
3.2 Relación de Permeabilidad vs Porosidad.....	17
3.3 Ajuste de valores de K y ϕ en la secuencia estratigráfica.....	19
4. Selección de tipo de pozo con fractura hidráulica asociada	
4.1 Metodología.....	28
4.1.1 Simulación.....	28
4.1.2 Flujo de Trabajo.....	28
4.2 Procedimiento.....	31
4.2.1 Revisión de Información del modelo geológico.....	31
4.2.2 Orientación de fracturas.....	36
4.2.3 Modelo de pozo.....	39
4.2.4 Análisis Integral Yacimiento-Pozo-Superficie (Recopilación, clasificación y Análisis de Información).....	42
4.2.4.1 Configuración de drene estimada.....	42
4.2.4.2 Presión de yacimiento (P_{ws}).....	44
4.2.4.3 Espesor Neto.....	45
4.2.4.4 Permeabilidad.....	45
4.2.4.5 Análisis PVT.....	46

4.2.5	Análisis de Productividad (Modelo de Medio Poroso aplicada a pozos no convencionales: IPR's).....	47
4.2.5.1	Análisis Nodal.....	49
4.2.5.2	Trayectoria propuesta del pozo.....	49
4.2.5.3	Sensibilidad a la Tubería de Producción.....	52

5. Fracturamiento Hidráulico

5.1	Conceptos Básicos.....	53
5.1.1	Deformaciones.....	54
5.1.2	Relaciones Esfuerzo-Deformación.....	56
5.2	Pozos Multifracturados.....	60
5.3	Matriz de decisiones y Técnicas de Fracturamiento.....	61
5.3.1	Cobramax.....	65
5.3.2	SurgiFrac.....	68
5.3.3	Delta Stim Completion.....	70

6. Terminación

6.1	Objetivo y Alcance.....	72
6.2	Antecedentes del pozo a intervenir.....	73
6.2.1	Resumen de la perforación por etapas.....	73
6.2.2	Información del yacimiento.....	76
6.2.3	Distribución del aparejo de producción actual.....	77
6.2.4	Registros de las zonas de interés.....	78
6.2.4.1	Registro de Rayos Gamma.....	78
6.2.4.2	Registro sísmico compensado.....	79
6.2.4.3	Registro doble inducción.....	79
6.2.4.4	Registro de litodensidad.....	79
6.2.4.5	Neutrón compensado.....	80
6.2.4.6	Espectroscopia de Rayos Gamma.....	80
6.2.4.7	Registro Giroscópico.....	80
6.2.5	Intervalos seleccionados.....	81
6.2.5.1	Primera etapa.....	81
6.2.5.2	Segunda etapa.....	81
6.2.5.3	Tercera etapa.....	82
6.2.5.4	Cuarta etapa.....	83
6.2.5.5	Quinta etapa.....	83
6.2.5.6	Sexta etapa.....	84
6.2.5.7	Séptima etapa.....	85

6.3 Diseño y ejecución de los fracturamientos hidráulicos.....	87
6.3.1 Respuesta de microsísmica.....	104
6.4 Respuesta de producción.....	107
Conclusiones y Recomendaciones.....	111
Bibliografía.....	113

INTRODUCCION

Los yacimientos del Terciario en el Canal Chicontepec, están en cuerpos arenosos intercalados con depósitos de lutitas de origen turbidítico, en un proceso de depósito-erosión-depósito lo cual hace que los yacimientos sean complejos para su explotación y desarrollo. Por consiguiente se han incursionado varias técnicas para la perforación y terminación de los pozos en los proyectos correspondientes.

El presente trabajo, documenta el proceso para efectuar una perforación de un pozo de máximo contacto con el yacimiento en el campo Presidente Alemán, con terminación de múltiples fracturas, esperando incrementar la permeabilidad vertical-horizontal del cuerpo arenoso seleccionado, en función de sus valores petrofísicos, espesor, distribución y comportamiento en producción en el área y por consiguiente acelerar el desarrollo y explotación del Paleocanal Chicontepec, con un incremento en la producción.

1 Antecedentes

1.1 Antecedentes de Chicontepec

Actualmente, el “Paleocanal Chicontepec” representa más del 29% de las reservas probadas de hidrocarburos del país y el 81% de las de la Región Norte. Es una de las cuencas más importantes de México y por lo tanto uno de los mayores retos para Petróleos Mexicanos. A continuación se describen sus principales antecedentes: La presencia de hidrocarburos se conoce desde 1926, cuando las compañías “El Águila” y “Stanford”, perforaron pozos con objetivo Cretácico, ahí se detectaron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, los cuales se consideraron como pozos económicamente no rentables. Durante el desarrollo del campo Poza Rica, en mayo de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica-8, se confirmó el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec. Posteriormente entre los años 1952 a 1963, al perforarse pozos con objetivo Jurásico en los campos de los Distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se manifestó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Terciario, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación. Fue entre los años de 1963 y 1970, cuando los pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad, habían dejado de fluir en la Formación Tamabra, se realizaron reparaciones mayores en las arenas de la Formación Chicontepec. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos con objetivo Eoceno Inferior, los cuales se perforaron en diferentes áreas, se concluyó que a pesar de no ser pozos de alta productividad, al ser pozos someros y de bajo costo en su perforación, se propuso su desarrollo. Así entonces, la explotación comercial de “Chicontepec”, se inició en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán. Mediante estudios sedimentológicos-estructurales, (Busch & Govela en 1974; Filiberto Cuevas en 1977) al “Paleocanal Chicontepec” se le estimó una longitud aproximada de 123 km y un ancho de 25 km.

En 1979 la compañía DeGolyer and MacNaughton validó las reservas de hidrocarburos en 106 MMBPCE de OOIP (volumen original en sitio) y en ese mismo año se elaboró el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se propusieron diversos escenarios de desarrollo. Siendo 1980, cuando Petróleos Mexicanos manifiesta su existencia. En su primera etapa, la producción de aceite se incrementó de 2.5 mbpd a 14.3 mbpd, mediante la perforación de 300 pozos en los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte, los cuales resultaron productores. Con la finalidad de contrarrestar la declinación de la producción de 14.3 mbpd a 9.8 mbpd, en el periodo de 1983 a 1991, las actividades se enfocaron en dar mantenimiento a pozos y a perforar 228 de desarrollo en los campos Agua Fría y Tajín. De 1992 a 2001, después de haber alcanzado una producción máxima de 17.8 mbpd, se observó que la producción declinó al final de este periodo hasta en un 50%. Con la finalidad de mejorar el conocimiento del subsuelo, en 1998, se realizó un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, programada con la compañía DeGolyer and MacNaughton en el año de 1999. Este estudio permitió sustentar el nuevo valor de aceite in situ (OOIP) de 139 MMBPCE y una reserva probable (2P) de 6,500MMBPCE; además, en función de la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (°API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos, se identificaron 5 áreas de oportunidad. Para el periodo 2002 a 2006, se reactivó la perforación para el desarrollo de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, logrando alcanzar un incremento de producción de aceite de 27.2 mbpd, utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos. En 2007, se define la creación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo para atender el desarrollo del Paleocanal “Chicontepec”. La estrategia inicial del Activo se destacó por una gran actividad de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, representando una gran inversión, sin embargo, la producción cerró en 2010 con solo 44.8 mbpd. A continuación se muestra una gráfica en la cual se evidencia la evolución de la producción del “Paleocanal Chicontepec”, (Figura 1.1).

En una segunda etapa, a partir de mediados de 2010, se cambió la estrategia a un balance adecuado de actividades el cual se ha ejecutado durante 2011, destacando las actividades de optimización, las cuales permitieron un bajo monto de inversión, pero lograron aumentar los volúmenes de producción por pozo.

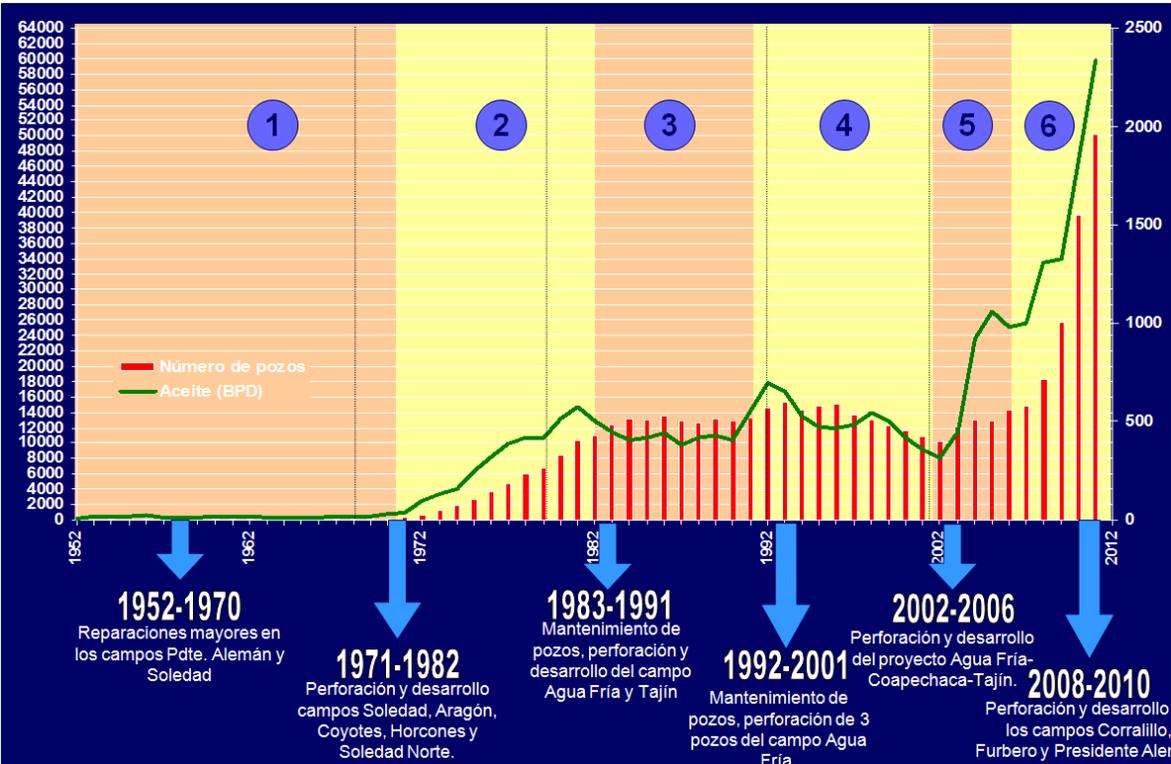


Figura 1.1 Comportamiento histórico de producción del Paleocanal Chicontepec.

Por otra parte, en la búsqueda de nuevas y mejores tecnologías que permitan incrementar la productividad de los pozos y reducir costos, Pemex inició durante 2009, actividades en 5 Laboratorios de Campo (Figura 1.2), en los cuales, de forma conjunta con sus aliados tecnológicos se encuentra evaluando más de 80 iniciativas estratégicas. Siendo responsabilidad de la administración el impulso de las iniciativas adecuadas en busca de incrementar la producción.

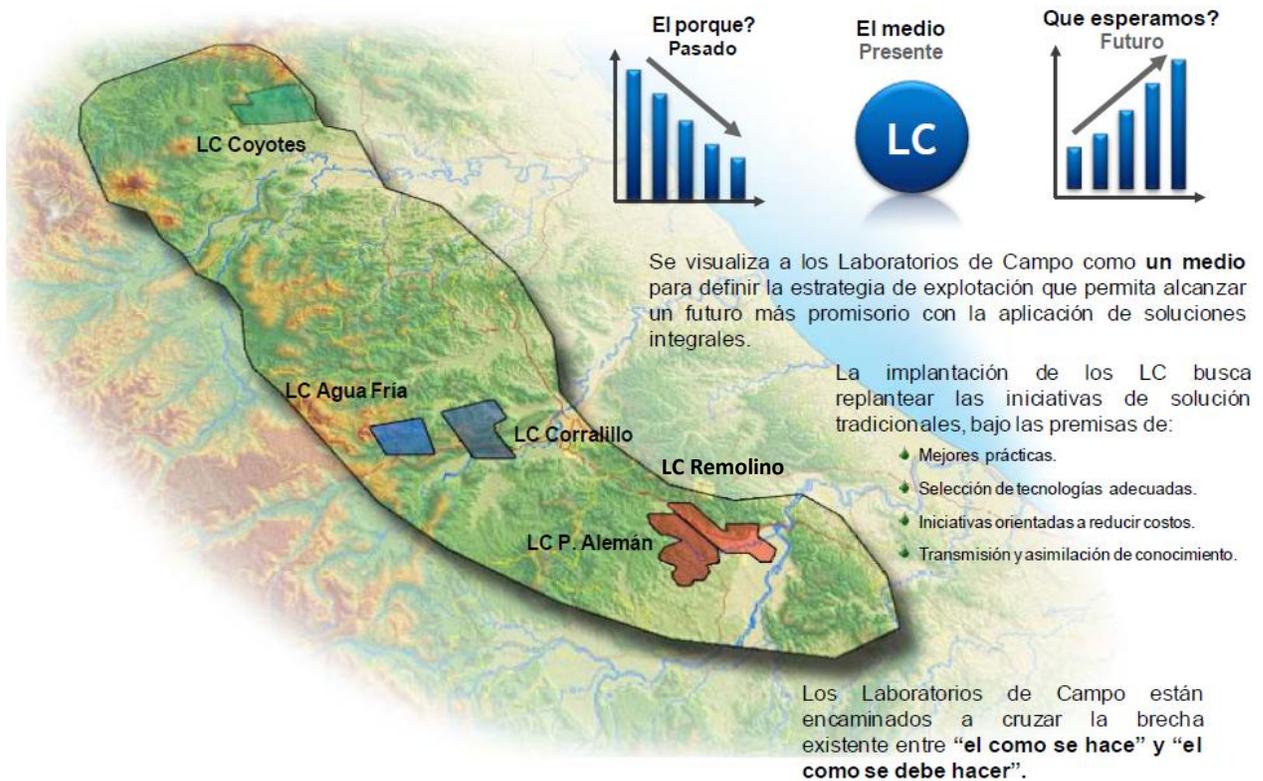


Figura 1.2 Ubicación de los Laboratorios de Campo en el Paleocanal.

En el mes de junio del presente año, una de las iniciativas promovidas, fue la que se efectuó en el pozo Corralillo 629, en el cual se realizó una terminación múltiple (11 intervalos), los cuales fueron fracturados con fluido visco elástico libre de polímero y usando desviadores de flujo. Como resultado de esta intervención se obtuvo un gasto inicial de 1,150 bpd, el cual se han mantenido hasta el día de hoy. De forma similar se han ejecutado 16 intervenciones, teniéndose resultados muy favorables con gastos iniciales superiores a los 300 bpd. Para el resto del año se contempla aplicar esta tecnología en 40 pozos más.

“Chicontepec”, Estudiado y explotado ahora por el “Activo Integral Aceite Terciario del Golfo” es un proyecto de largo plazo que requiere de nuevas tecnologías e ideas innovadoras, sin embargo la parte más importante en el aseguramiento de su futuro, será siempre su gente y el compromiso adquirido con cada acción, así

como su responsabilidad social y ambiental, procurando la sustentabilidad no solo del Proyecto, sino de las comunidades que coexisten con él.

1.2 Ubicación del campo dentro del paleocanal

El proyecto Remolino está localizado en la parte Sur del gran Paleocanal de Chicontepec, a nivel del sector 8, comprende áreas explotadas por la empresa petrolera Mexicana PEMEX desde el año 1955 las cuales corresponden a los campos PRESIDENTE ALEMÁN y REMOLINO, tal y como se muestra en la figura 1.3

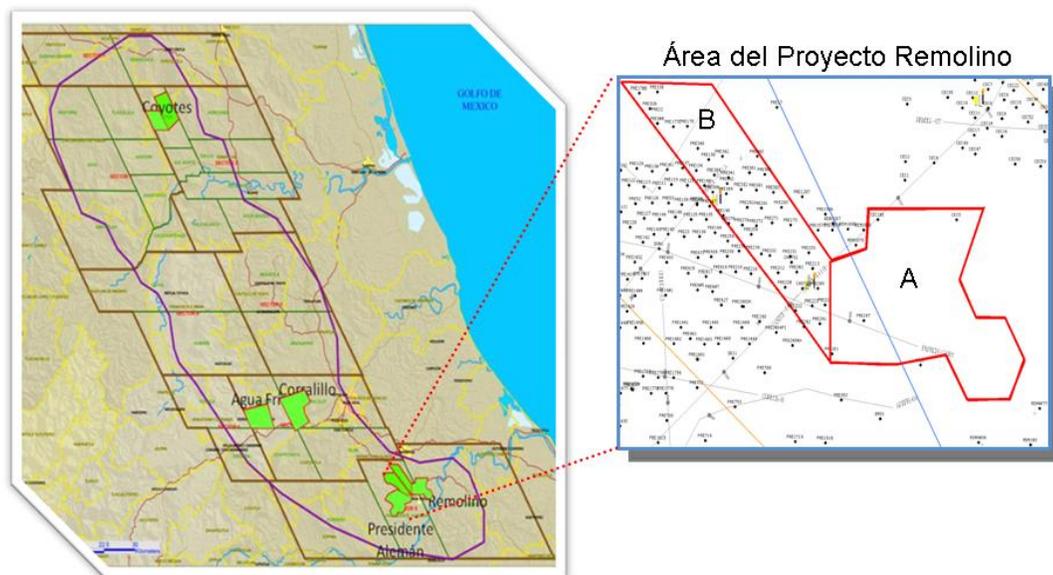


Figura 1.3 Plano de Ubicación del Proyecto Remolino.

El proyecto Remolino abarca un área de 23.6 km², 13.3 Km² corresponden al polígono A y 10.3 Km² al B. Se trata de un campo de alta complejidad debido a la naturaleza de los depósitos sedimentarios y las escasas propiedades físicas. Comenzó a ser explotado en el año 1972 a través de la terminación del pozo Presidente Alemán-134, hasta el presente 03/2010, 53 pozos han sido terminados

con un espaciamento promedio de 400 m, todos a excepción de los pozos Presidente Alemán-281, Presidente Alemán-247, Cerro del Carbón-101, Cerro del Carbón-05 y el recientemente perforado Remolino-1602, se encuentran localizados en la zona del polígono B.

De acuerdo con la historia, el máximo pico de producción se alcanza finalizando los años setenta, fue de 3230 bpd (514 m³/d) y corresponde a la época en la que habían sido terminados el 70% de los pozos actualmente existentes. Hasta la fecha, 03/2010, había producido cerca de 8.734 MMbbls (1.385 MMm³) de aceite, 18517.18 MMpcn de gas y 270.06 Mbbls (42.9 Mm³) de agua, este volumen representa cerca del 2.1% de aceite original en sitio, estimado en el orden de los 416.43 MMbbls (66.21 MMm³).

Las coordenadas UTM del conductor, del proyecto pozo PA 1565, son: X: 675925.0 m y Y: 2253778.0 m y las coordenadas a nivel de la cima del Objetivo y de la profundidad total programados, se especifican en la tabla 1.1

Objetivo (Paleoceno- Chicontepec)	Prof. Vertical (m.v.b. m.r)	Prof. Vertical (m.v.b.n. m)	Desplaza - miento (m)	Azimut (°)	Coordenadas UTM (m)	
Opción: (Tipo Horizontal)						
FPR-20	-2322.3	- 2262.3	941	95.25	X = 676334.8	Y = 2253740.3

Tabla 1.1 Coordenadas del área de estudio.

2 Aspectos Geológicos

2.1 Modelo Geológico

Geológicamente el área del polígono se localiza en la porción Sur de la Cuenca Tampico-Misantla, al Occidente de la Plataforma de Tuxpan; el Paleocanal de Chicontepec se encuentra orientado regionalmente de NW a SE y paleo-topográficamente representa una depresión alargada originada por una combinación de eventos tectónicos y erosivos (Figura 2.1), esta cuenca se formó en el Paleoceno al inicio de los levantamientos tectónicos generados por la Orogenia Laramide, afectando la margen oriental por una depresión de considerable magnitud, denominada Antefosa de Chicontepec. La sedimentación del Paleocanal de Chicontepec se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, indicados por el contenido de foraminíferos bentónicos, formando complejos de abanicos y canales, constituidos por areniscas lenticulares con intercalaciones de lutitas. El modelo geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de erosión y relleno sedimentario de abanicos submarinos.

2.2 Descripción de la Trampa

El carácter de abanicos submarinos turbidíticos (areniscas y lutitas), que conforman los sedimentos del relleno del Paleocanal de Chicontepec, definen la existencia de cuerpos arenosos con valores petrofísicos favorables para el almacenamiento de hidrocarburos, de espesor y continuidad lateral variable, con intercalaciones de lutitas.

El sello de los yacimientos lo definen paquetes de lutitas que separan en su cima, base y lateralmente a los cuerpos de areniscas que representan a los diferentes yacimientos presentes en el Paleocanal de Chicontepec.

La trampa es de carácter estratigráfico y en segundo término estratigráfico-estructural, con distribución variable. Es conveniente destacar que los principales riesgos que se presentan en esta localización son la calidad de la roca almacén (Canal de Chicontepec y Brechas) y la distribución lateral o continuidad de la misma (Chicontepec).

Sin embargo ha sido evidenciado por este estudio en el área del polígono, la preferencia W-E con tendencias tanto de sedimentación del paleocanal como las tendencias de erosión del Play Brechas sobre el Cretácico. Los sedimentos de relleno de la cuenca son sedimentos marinos y turbiditas en los cuales el contenido de foraminíferos bentónicos indica un ambiente de depositación nerítico externo y batial de aguas profundas; en algunos lugares con más de 2700 m de espesor.

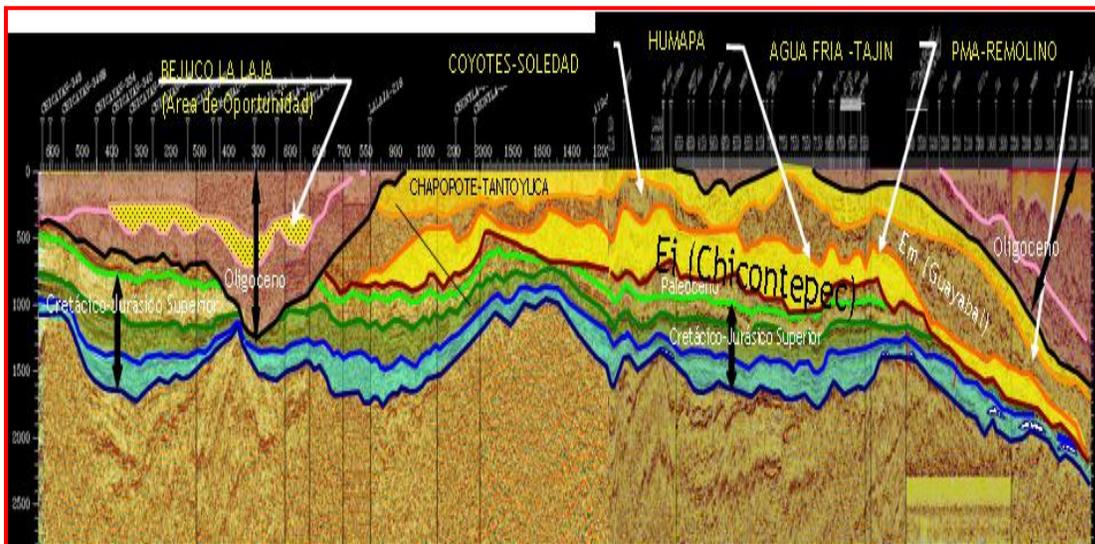


Figura 2.1 Sección Longitudinal NW – SE

La columna geológica está integrada por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, con edades que van del Paleoceno al Eoceno temprano. Geológicamente es compleja, ya que el canal no es simétrico y por lo tanto no hay una distribución uniforme de las unidades presentes. El Paleocanal de Chicontepec fue rellenado por el material de arrastre de corrientes submarinas que circularon sensiblemente

paralelas a los márgenes de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan.

El relleno de la depresión se llevó a cabo en el Eoceno Inferior por corrientes que drenaban de la Sierra Madre Oriental, y que transportaron y depositaron más de 1000 m de sedimentos tipo flysh, representados por alternancia de areniscas y lutitas ricas en fauna mezclada y re-trabajada de plataforma y cuenca, de diferentes edades (Cabrera, C. y Lugo R., 1984).

El origen del Paleocanal de Chicontepec se presentó a finales del Paleoceno y principios del Eoceno, a consecuencia del relleno sedimentario originado por corrientes submarinas que transportan sedimentos del Paleoceno, procedentes de las secuencias del Cretácico y Jurásico, representados por sedimentos arcillosos y arenosos de forma alternada, cubriendo un área aproximada de 123 Km de longitud por 25 Km de amplitud, lo que dio lugar a trampas estratigráficas.

2.3 Estratigrafía

La sedimentación del Paleocanal de Chicontepec se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, constituidos por areniscas lenticulares con intercalaciones de lutitas. El modelo geológico está definido, como una serie de eventos de múltiples episodios de erosión y relleno sedimentario de abanicos submarinos.

La columna estratigráfica en los campos Presidente Miguel Alemán y Remolino en el polígono está comprendida entre el Cretácico Inferior y el Mioceno Inferior. La Formación Chicontepec Superior (canal), es el objetivo de este proyecto, está limitada en su base por una discordancia de carácter regional, Disc A_Base, que conforma la base del Paleocanal y está en contacto discordante con las formaciones del Cretácico: Ks Méndez, Km Tamabra, Ki Tamaulipas Inferior. La

cima de la Formación Canal de Chicontepec se encuentra concordante con las lutitas de la Formación Guayabal, del Eoceno Medio.

Las edades de las formaciones geológicas, penetradas por los pozos van desde el Mioceno hasta el Paleoceno Inferior. Sin embargo, el proyecto pozo de máximo contacto PA-1565 se perforará hasta el Eoceno Inferior en la base de la unidad FPR20, Formación Chicontepec, caracterizada por Secuencias estratigráficas interestratificadas de areniscas y lutitas.

A continuación, se describe la sección geológica que se espera encontrar durante la perforación de esta localización, basada en la litología observada en los pozos vecinos; comenzando en orden descendente con:

Mioceno, Fm. Coatzintla (aflora): Se encuentra formada por una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas.

Oligoceno Superior a Inferior, Fm. Palma Real (188 mvbnm), Espesor 400m: Litológicamente está constituida por una secuencia de areniscas de grano fino, color gris claro a verdoso con escasa presencia de piratas y abundante presencia faunal. Se observa la existencia de cuarzo lechoso y fragmentos de Pedernal negro. Presenta esporádicos crecimientos coralinos.

Eoceno Superior, Fm. Chapopote-Tantoyuca (590 mvbnm), Espesor 445m: Se caracteriza por capas de lutitas gris verdoso deleznales y areniscas de grano medio a grueso ligeramente piritizadas, con trazas de pedernal y bentonita, se pueden observar microfósiles.

Eoceno Medio, Fm. Guayabal (-1034 mvbnm), Espesor 1060m: Está compuesto por lutitas color gris verdoso a verde olivo, variando a café claro a medida que se profundiza la perforación, escasa presencia faunal. Se observa las intercalaciones de lutitas arenosas de naturaleza quebradiza, en toda la secuencia hasta llegar a la cima de Chicontepec.

Terciario-Paleoceno Superior a Inferior, Fm. Chicontepec (-2105 mvbnm), Espesor 520m: Esta formación se compone de areniscas color café/gris claro, de grano fino a grueso hacia la base del reservorio. Esta presenta intercalaciones de lutita verdosa, escasamente bentonítica. No se presenta microfósiles, en esta sección de la perforación. Se observan areniscas ligeramente impregnadas de aceite, hacia la sección media de la columna reservorio.

Unidad FPR 20

La unidad objetivo de este pozo de máximo contacto, comprende un espesor promedio a lo largo de su trayectoria de 82 metros. La tabla 2.1 nos describe la columna geológica probable

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.n.m.)	Litología.
Coatzintla	aflora	Lutitas y Areniscas
Palma Real	188	Lutitas, Areniscas, Crecimientos Arrecifales
Chapopote	590	Lutitas y Areniscas
Guayabal	1034	Lutitas
Discordancia "C"	2105	
FPR-5	2105	Areniscas y Lutitas
FPR-10	2182	Areniscas y Lutitas
FPR-20	2262	Areniscas y Lutitas

Tabla 2.1 Columna Geológica Probable

2.4 Secciones y Mapas Estructurales

Las distancias perpendiculares a la trayectoria de la localización es de 439 m del pozo PA247 y 409 m del pozo PA 281. El punto de entrada (EP) del objetivo FPR20 se ubica a 350 metros del Pozo PA 241. (Fig. 2.2)

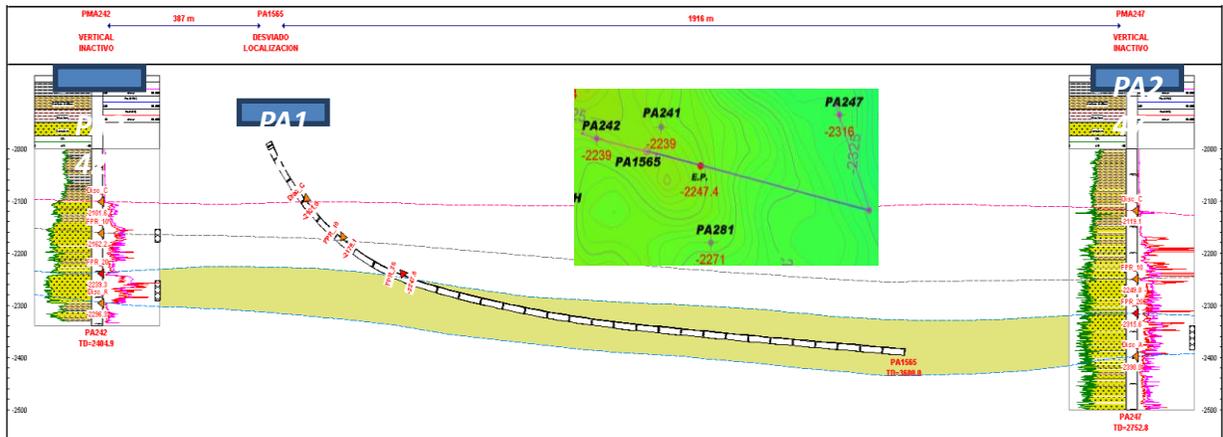


Figura 2.2 Sección Estructural sobre la trayectoria de la localización

Estructuralmente se observa tanto en la cima como la base del objetivo un bajo ángulo de buzamiento (menos de 4 grados) casi perpendicular a la trayectoria en dirección al este. No se observan fallas en la zona analizada que formen compartimentalización del play para las cercanías de esta propuesta.

3 Petrofísica.

3.1 Análisis Petrofísico

Para la evaluación petrofísica de la secuencia estratigráfica FPR-20 del área Laboratorio de Campo Remolino, donde están ubicada la trayectoria de la localización PA 1565, se dispone de las curvas digitales y evaluación petrofísica de 65 pozos, misma que se muestra en la tabla 3.1:

Tabla 3.1 Resumen Evaluación Petrofísica FPR_20 Laboratorio de Campo Remolino							
Pozo	ANT mts	ANP mts	Por Fracc	Sw Fracc	Vsh Fracc	K mD	PHIHSO Fracc
PMA-134	36.849	1.524	0.094	0.615	0.164	0.403	0.055
PMA-138	40.234	16.459	0.093	0.548	0.129	0.520	0.692
PMA-139	69.3420	12.1920	0.076	0.4870	0.1650	1.0470	0.4753
PMA-140	37.338	26.365	0.112	0.542	0.158	1.041	1.352
PMA-147	56.236	12.192	0.075	0.544	0.217	0.784	0.417
PMA-148	45.415	9.906	0.076	0.495	0.095	0.540	0.380
PMA-202	50.597	30.175	0.073	0.449	0.294	0.787	1.214
PMA-203	53.492	16.307	0.076	0.52	0.16	0.494	0.595
PMA-212	41.300	17.678	0.050	0.485	0.166	0.088	0.455
PMA-213	29.108	15.545	0.095	0.586	0.098	0.262	0.611
PMA-216	31.09	16.307	0.059	0.496	0.229	0.183	0.485
PMA-218	22.403	9.7540	0.078	0.4310	0.2220	2.3760	0.4329
PMA-220	49.073	30.785	0.071	0.445	0.121	0.936	1.213
PMA-221	34.442	30.785	0.084	0.416	0.300	0.277	1.510

PMA-222	62.034	35.662	0.080	0.421	0.168	0.104	1.652
PMA-223	54.559	33.68	0.059	0.452	0.193	0.472	1.089
PMA-231	55.169	23.012	0.068	0.471	0.133	0.466	0.828
PMA-232	58.244	35.509	0.082	0.445	0.165	2.11	1.616
PMA-233	23.470	15.545	0.083	0.524	0.142	0.799	0.614
PMA-234	62.027	39.319	0.073	0.497	0.176	0.462	1.444
PMA-236	39.472	29.870	0.059	0.532	0.278	0.156	0.825
PMA-238	37.643	28.042	0.075	0.430	0.236	1.263	1.199
PMA-241	69.660	30.000	0.083	0.486	0.109	0.133	1.280
PMA-242	49.987	43.282	0.078	0.449	0.17	0.864	1.860
PMA-247	40.234	17.069	0.094	0.395	0.189	0.806	0.971
PMA-248	45.568	35.814	0.062	0.436	0.264	0.560	1.252
PMA-254	54.407	15.850	0.078	0.459	0.111	1.466	0.669
PMA-271	46.939	19.202	0.063	0.557	0.072	0.841	0.536
PMA-272	67.783	18.593	0.066	0.52	0.231	0.523	0.589
PMA-273	84.125	36.728	0.080	0.554	0.136	0.152	1.310
PMA-274	40.843	6.858	0.074	0.536	0.126	0.364	0.235
PMA-276	45.568	16.002	0.077	0.503	0.18	0.664	0.612
PMA-281	45.11	20.12	0.073	0.483	0.242	0.157	0.759
PMA-291	32.766	19.510	0.077	0.523	0.270	0.313	0.717
PMA-292	56.236	23.165	0.081	0.566	0.124	1.170	0.814
PMA-293	75.001	26.518	0.081	0.595	0.152	0.450	0.870
PMA-298	73.609	21.031	0.095	0.570	0.051	0.300	0.859
PMA-342	38.273	6.706	0.091	0.467	0.172	1.07	0.325

PMA-343	50.944	3.962	0.115	0.412	0.148	7.999	0.268
PMA-346	0.305	0.305	0.110	0.602	0.103	0.864	0.013
PMA-361	8.687	6.248	0.118	0.488	0.107	1.332	0.377
PMA-363	63.185	15.392	0.097	0.547	0.158	0.256	0.676
PMA-364	70.942	13.564	0.088	0.580	0.179	1.758	0.501
PMA-381	60.198	47.549	0.088	0.529	0.235	1.667	1.971
PMA-382	40.234	15.240	0.077	0.549	0.260	0.469	0.529
PMA-383	51.6140	27.2800	0.079	0.6490	0.2390	1.4050	0.7564
PMA-384	28.956	14.783	0.093	0.516	0.219	2.845	0.665
PMA-386	40.538	4.115	0.086	0.543	0.206	1.906	0.162
PMA-405	18.288	7.163	0.088	0.417	0.122	6.241	0.367
PMA-407	28.804	15.545	0.072	0.526	0.182	0.497	0.531
PMA-439	39.929	34.138	0.078	0.456	0.186	1.421	1.449
PMA-852	23.470	6.706	0.071	0.539	0.187	0.530	0.219
PRE1287	38.2000	36.8000	0.099	0.3980	0.2650	6.1300	2.1932
REM-1678	73.900	47.100	0.076	0.312	0.223	3.741	2.463
REM-1696	85.621	49.200	0.086	0.443	0.135	1.798	2.357
REM-4077	38.862	7.925	0.050	0.512	0.130	0.052	0.193
BRO-1	21.336	5.486	0.056	0.592	0.142	0.139	0.125
REM1602	31.3	29.300	0.078	0.417	0.145	1.914	1.332

3.2 Relación de Permeabilidad vs Porosidad.

Para validar el modelo petrofísico de porosidad y permeabilidad se dispone de la información de núcleos convencionales y núcleos de pared de los pozos PA 202 y PA 405 respectivamente. En las gráficas de las figuras 3.1 y 3.2 se muestran los valores de permeabilidad (K) y porosidad (PHI) de estos dos núcleos y se observa que ambos tienen la misma tendencia en la relación *permeabilidad vs porosidad*. Los rangos de la porosidad varían entre 2% y 11% y los de permeabilidad entre 0.1 y 10 mD. En la gráfica de la figura 3.3 se muestra la relación de permeabilidades vs porosidades de análisis de núcleos vs los calculados en la unidad FPR 20 observando que muestran el mismo comportamiento.

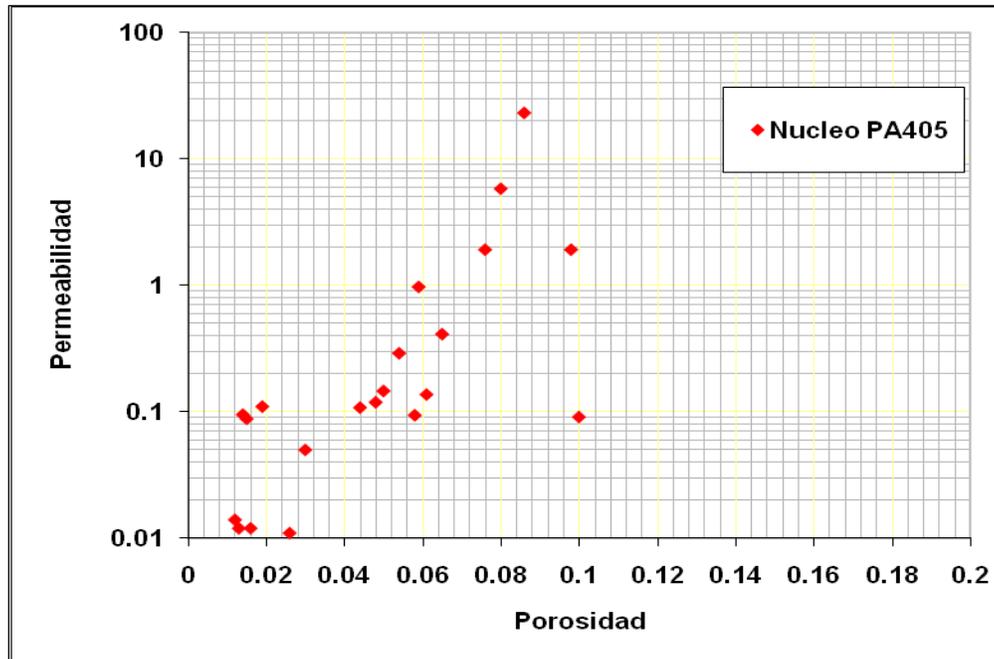


Figura 3.1 Relación de K vs ϕ (Análisis de Núcleo PA 405 - Unidad FPR 20)

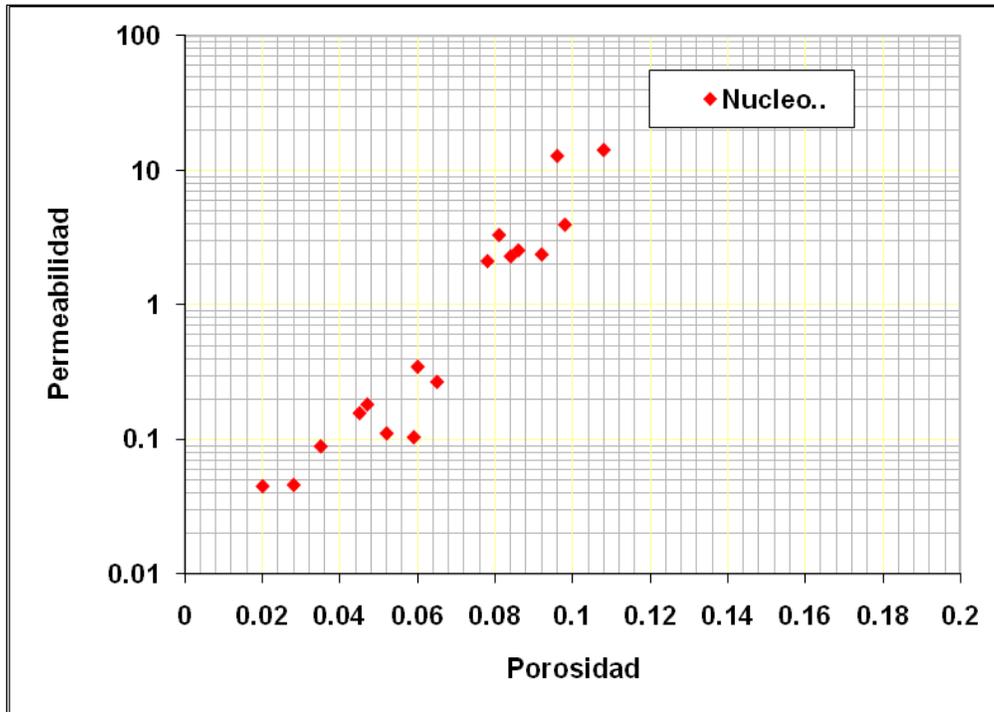


Figura 3.2 Relación de K vs ϕ (Análisis de Núcleos PA 202 - Unidad FPR 20)

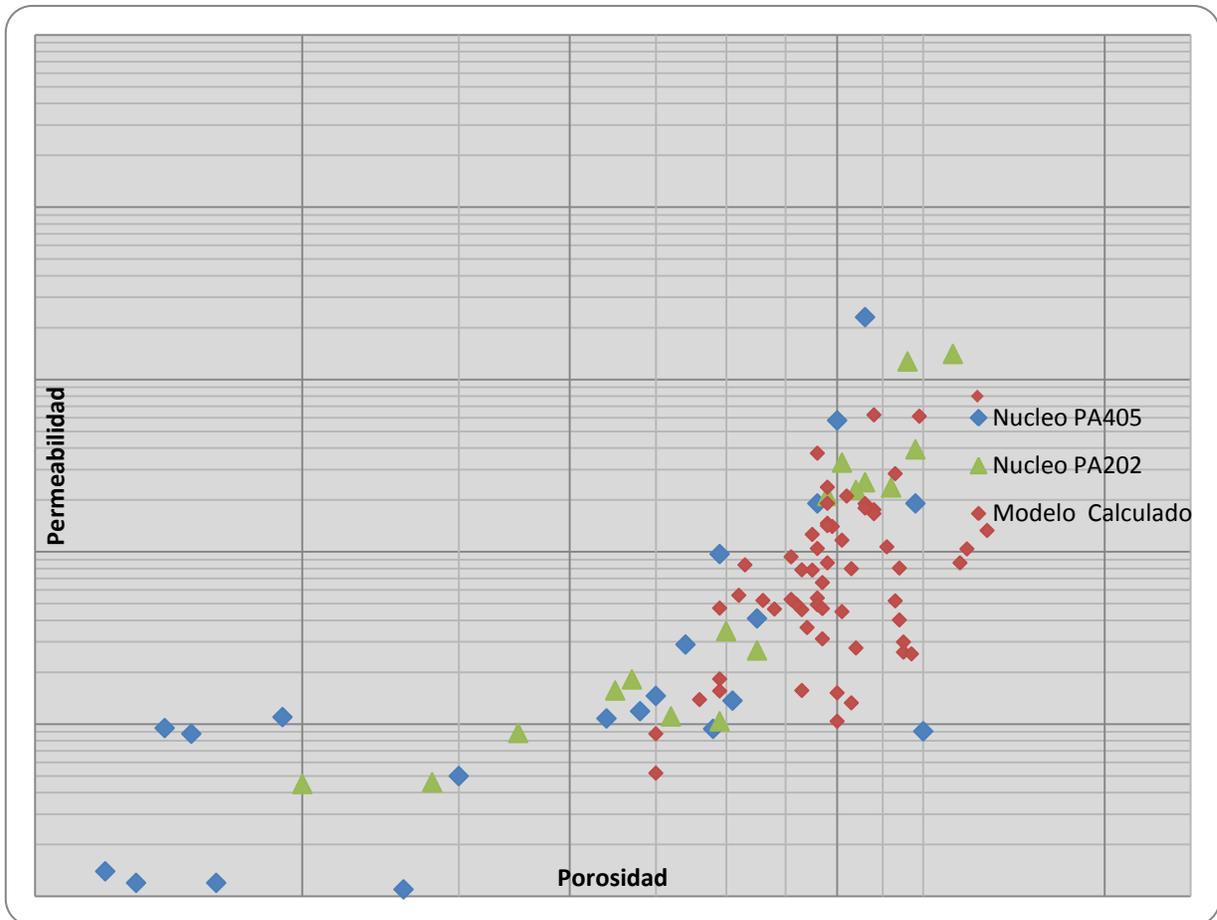


Figura 3.3 Relación de K vs ϕ (Análisis de Núcleos contra Calculados en la Unidad FPR20)

3.3 Ajuste de valores de K y ϕ en la secuencia estratigráfica.

En la figura 3.4 se muestra la evaluación petrofísica del pozo PA 405 y el ajuste de los valores verticalmente en la secuencia estratigráfica FPR-20 donde se puede observar que los valores de porosidad y permeabilidad están acordes a los mostrados en la figura 3.3

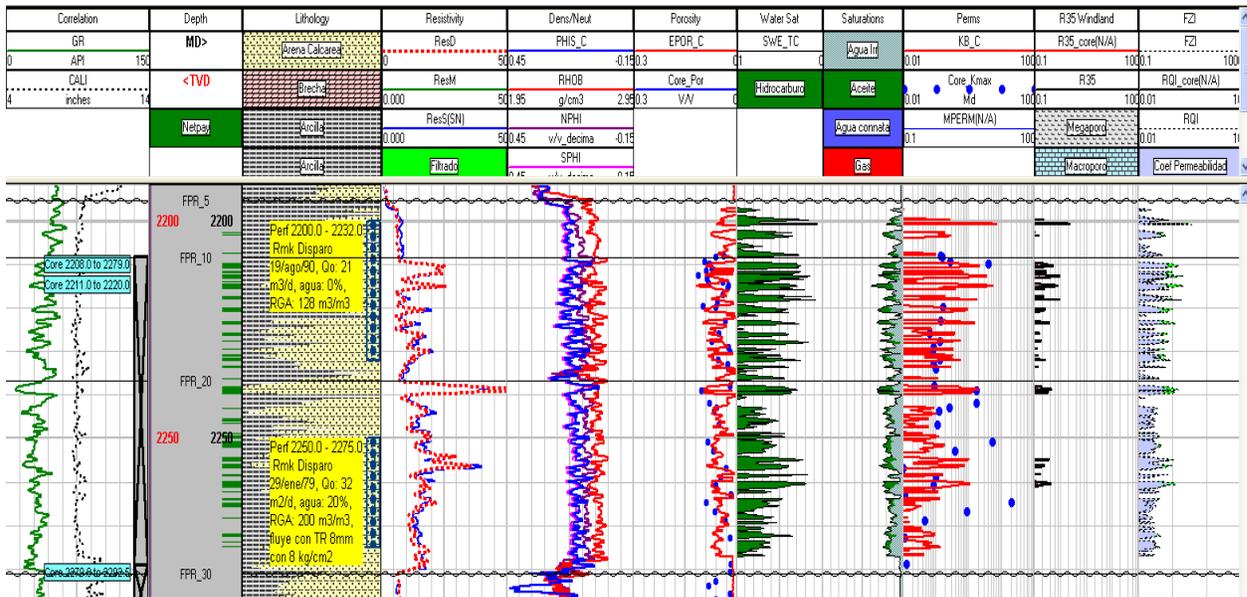


Figura 3.4 Pozo PA 405 (Con Datos de Núcleo)

En la figura 3.5 se muestra también la evaluación petrofísica del pozo PA-202 y el ajuste de los valores verticalmente en la secuencia estratigráfica FPR-20.

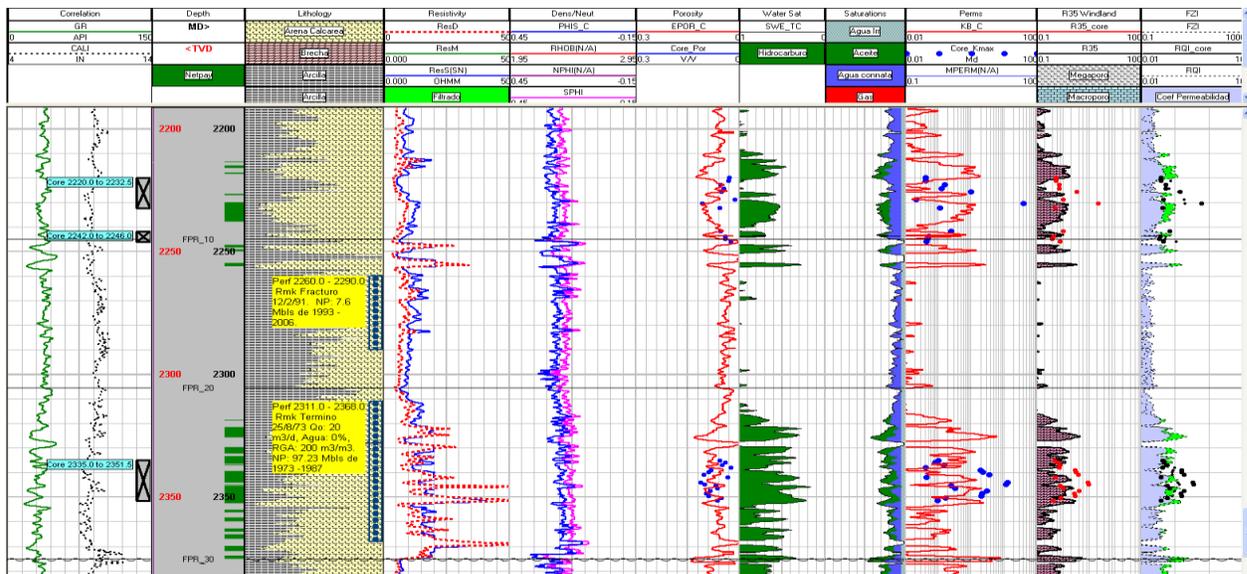


Figura 3.5 Pozo PA 202 (Con Datos de Núcleo)

En la figura 3.6 se presenta la evaluación petrofísica del pozo PA 241 ya que es el pozo vertical de cuya macropera saldrá la trayectoria del pozo propuesto PA1565, razón por la cual se toma como pozo referencia. En esta evaluación se pueden resaltar las características petrofísicas de la unidad FPR-20, en el cual se observan valores de porosidad y permeabilidad de 6% a 11% y de 0.1 a 1 mD a lo largo de la unidad FPR 20, la saturación de agua con valores de 25% a 48 % en la parte superior de la arena.

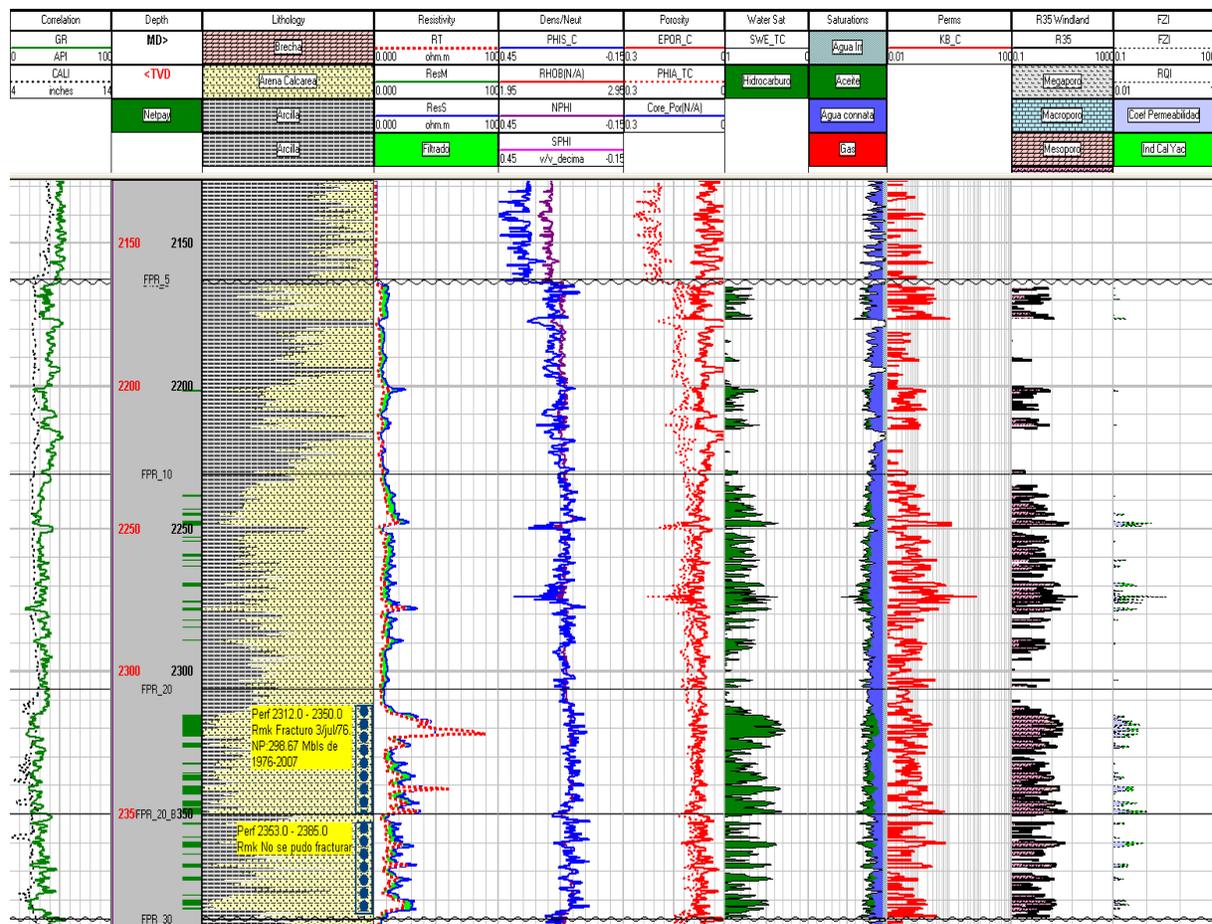


Figura 3.6 Evaluación Petrofísica PA 241

Es importante mencionar que el yacimiento se encuentra en condiciones de agua irreducible según los análisis de presión capilar (Figura 3.7) realizados al núcleo del pozo PA 405 y mostrados a continuación.

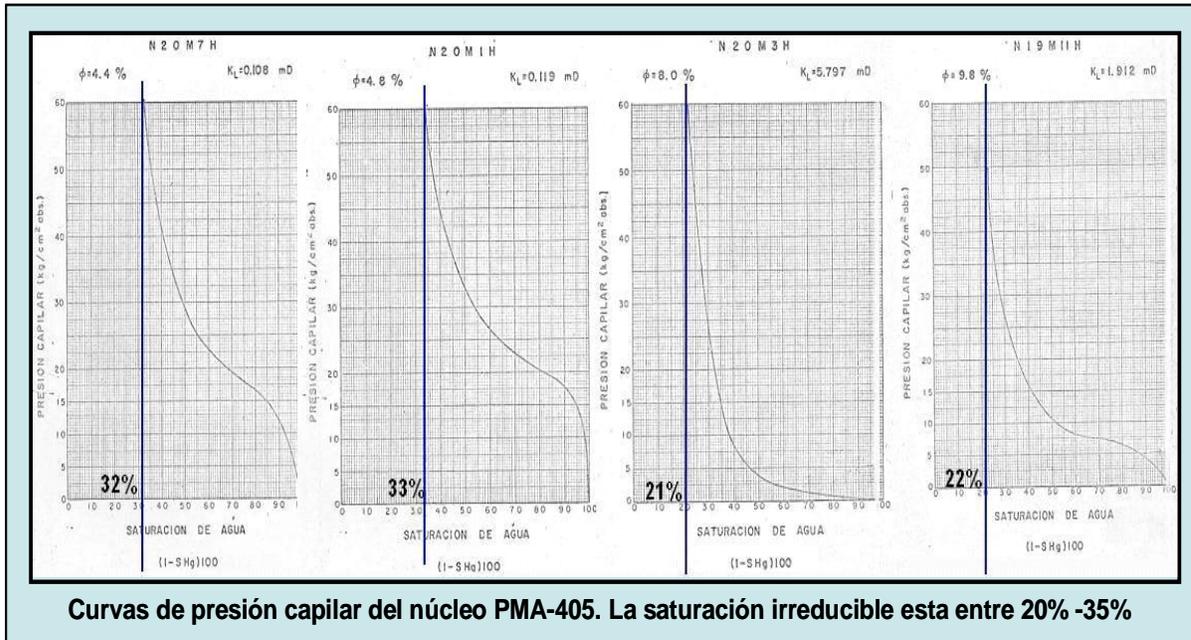


Figura 3.7 Curvas de presión capilar

Para realizar los mapas de propiedades petrofísicas se usaron los cortes o cutoff validados por el modelo del Laboratorio de Campo Remolino.: Porosidad 5%, Arcillosidad 55% y Saturación de agua 65%. Con estos cortes se realizaron los mapas de espesor neto, porosidad, permeabilidad, índice de hidrocarburos y volumen de arcilla, en los cuales se proyectaron las trayectorias de los pozos propuestos quedando como se indica a continuación:

El espesor neto impregnado esperado es de 17 a 30 metros como se aprecia en la figura 3.8, razón por la cual se selecciona la localización PA-1565 como candidata para su perforación.

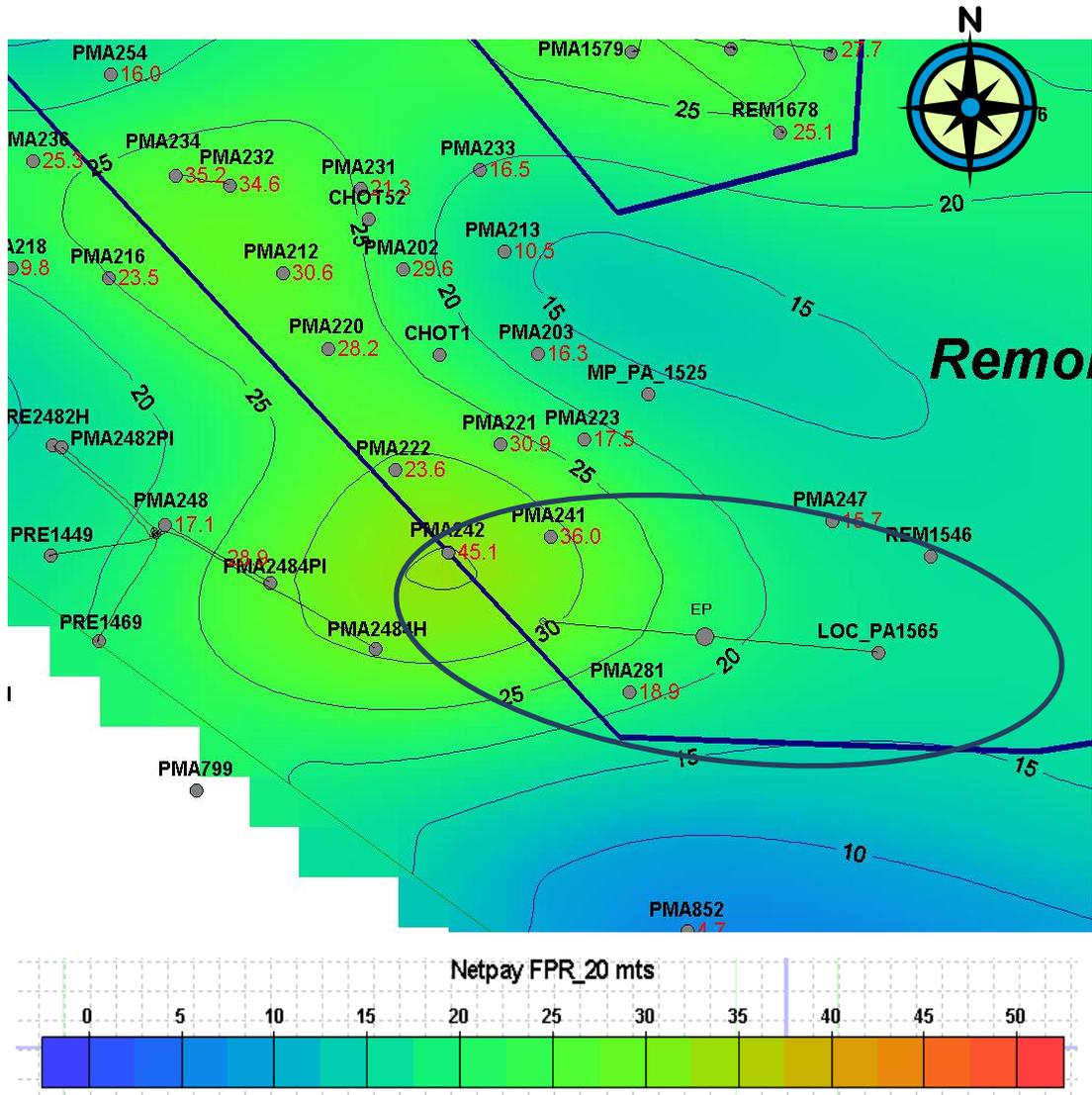


Figura 3.8 Mapa Espesor Neto FPR 20

De acuerdo al mapa de porosidades de la arena FPR-20 la porosidad esperada es del orden de 7% como se puede observar en la figura 3.9 representando esta el mejor valor de porosidades.

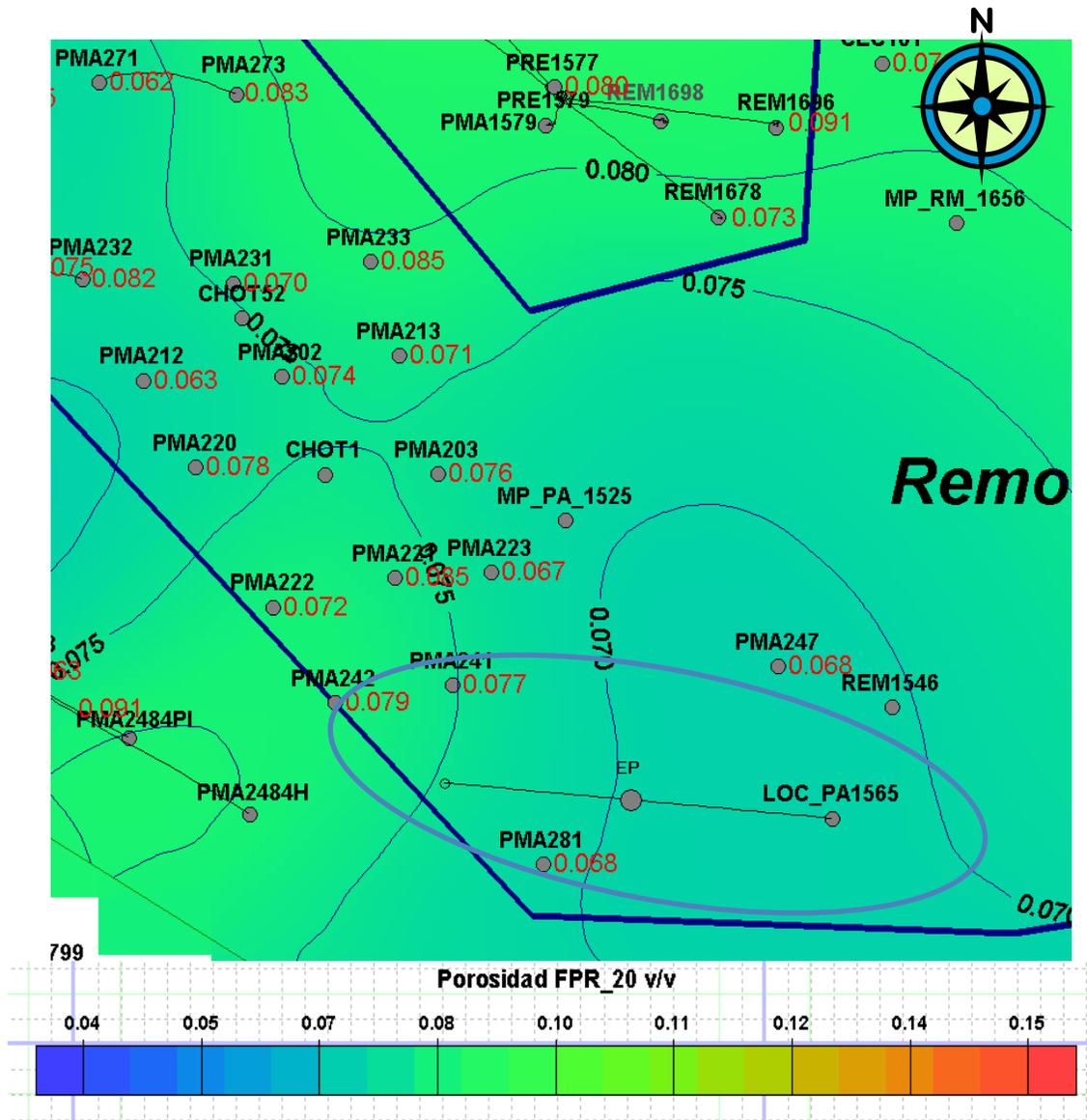


Figura 3.9 Mapa de Porosidad FPR 20

Como se puede observar en la figura 3.10 la saturación de agua promedio es de 40 a 45 %, sin embargo no existen antecedentes de producción de agua en la zona por lo que se considera irreducible.

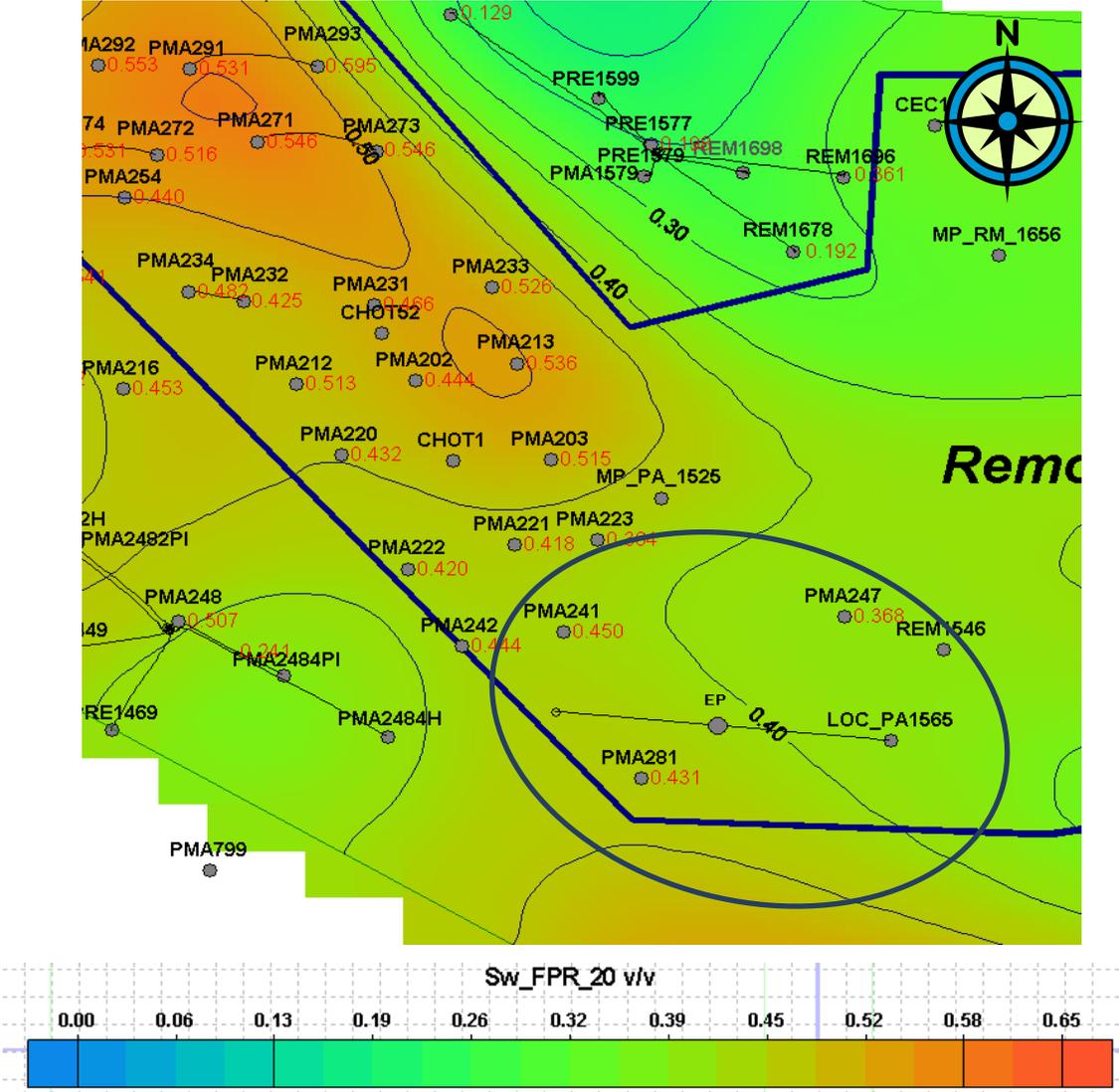


Figura 3.10 Mapa de Saturación de Agua FPR 20

La figura 3.11 representa un mapa de permeabilidad de la arena seleccionada para su explotación indicando que la permeabilidad promedio esperada está entre 0.5 a 1 mD

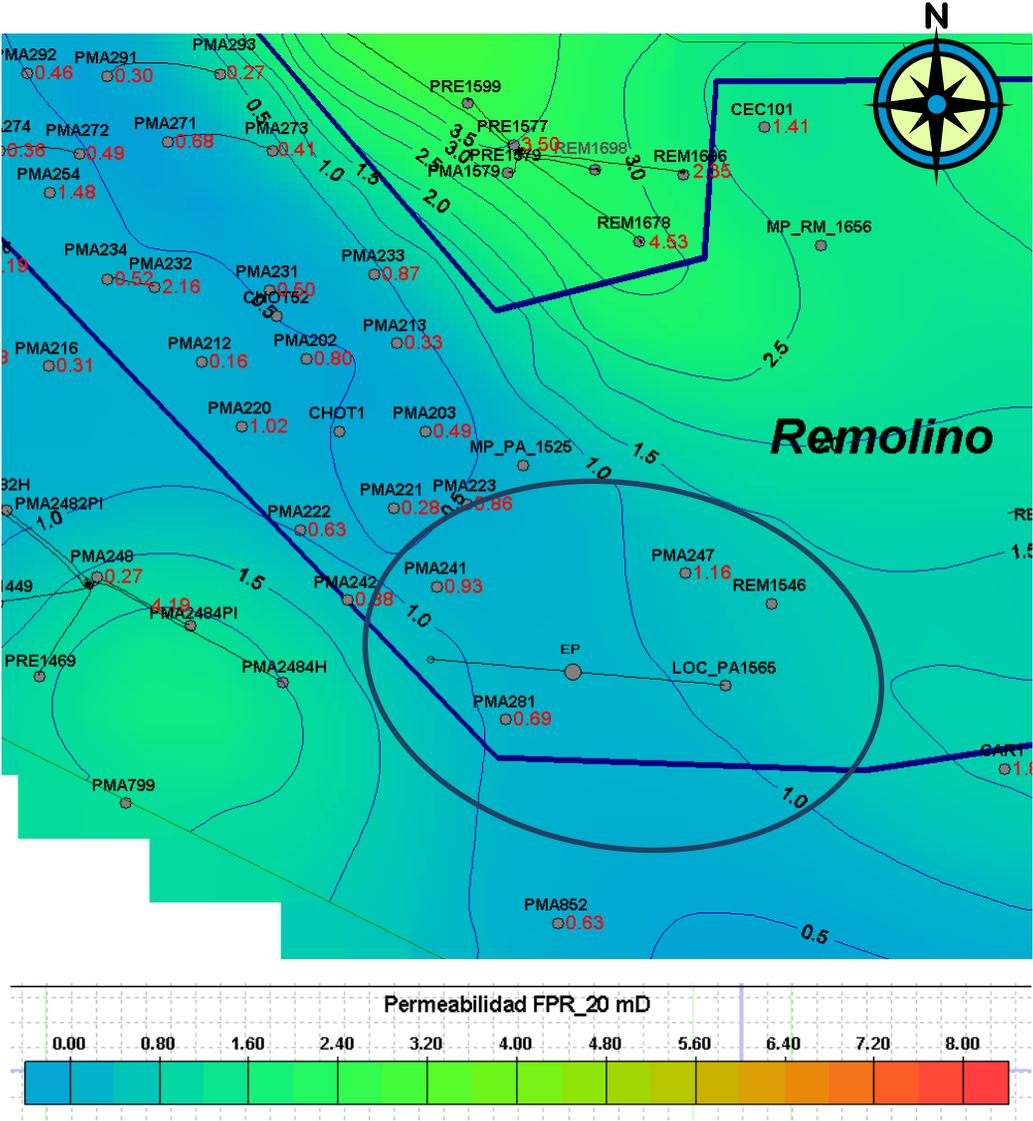


Figura 3.11 Mapa de Permeabilidad FPR 20

La figura 3.12 representa un mapa de índice de hidrocarburos de la arena FPR-20 con los pozos de correlación la cual arroja un índice de hidrocarburos de 0.6 a 1, lo cual indica una alta prospectividad del área.

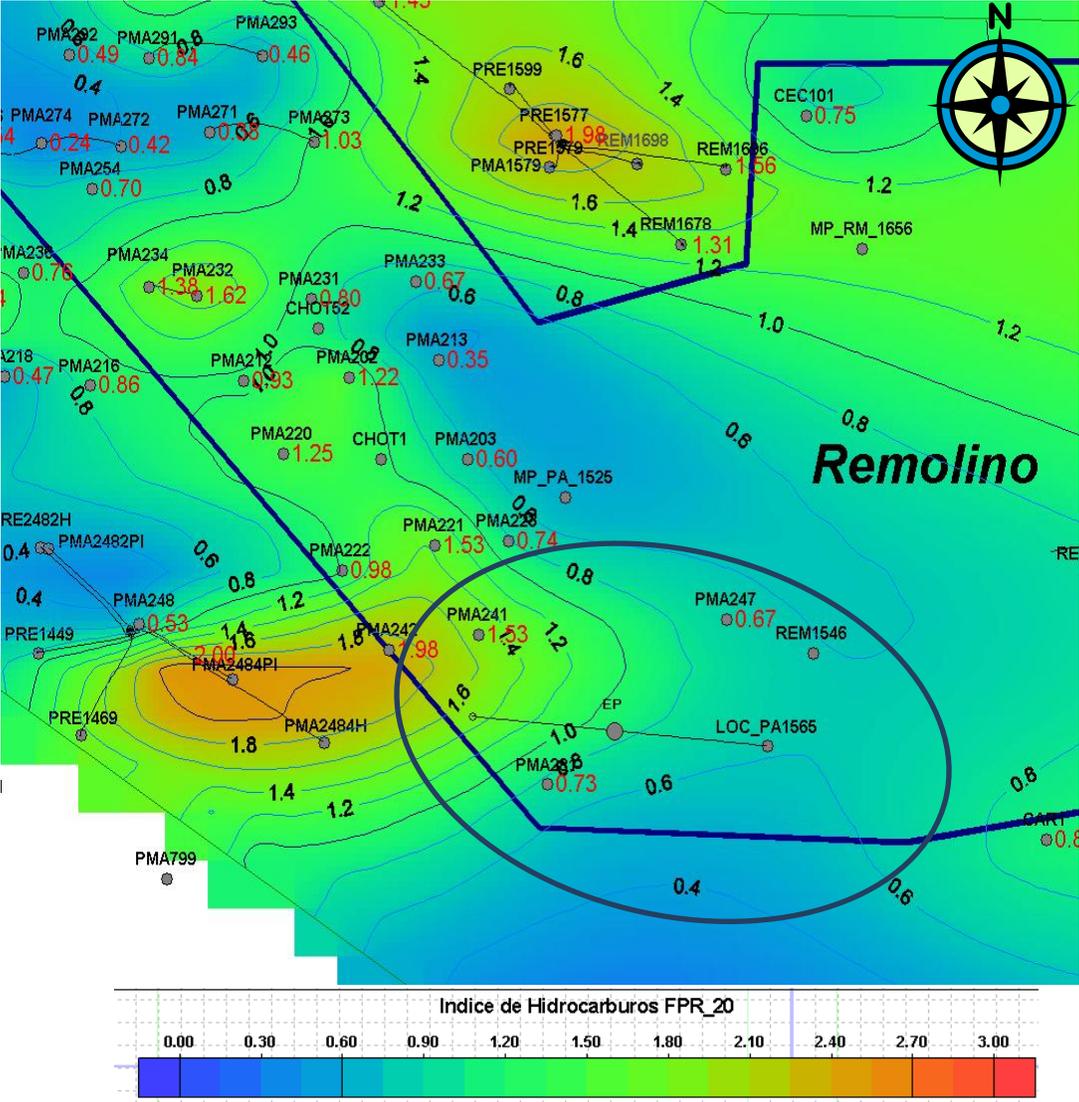


Figura 3.12 Mapa de Índice de Hidrocarburos FPR 20

4 Selección de tipo de pozo con Fractura Hidráulica asociada.

4.1 METODOLOGÍA

4.1.1 Simulación

Para realizar el análisis se utiliza el simulador Quiklook el cual permite la simulación de diferentes arquitecturas de pozos (figura 4.1) donde muestra la distribución de presión de un pozo horizontal con múltiples fracturas transversales comparado con la distribución de presiones de un pozo vertical fracturado hidráulicamente. Las arquitecturas del pozo pueden ser:

- Pozo Vertical
- Pozo Horizontal
- Multilateral y No-Convencional
- Fracturas

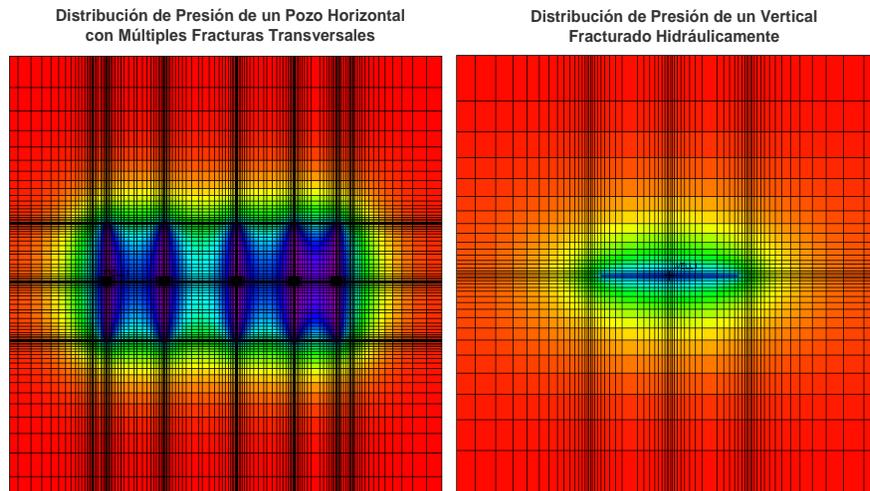


Figura 4.1 Sección de un Pozo Vertical y Horizontal Fracturado

4.1.2 Flujo de Trabajo

En la figura 4.2 se presenta el flujo de trabajo para la estimación de la configuración de fractura y tipos de apuntalante requeridos en función de parámetros tales como, esfuerzos, presión de yacimiento:

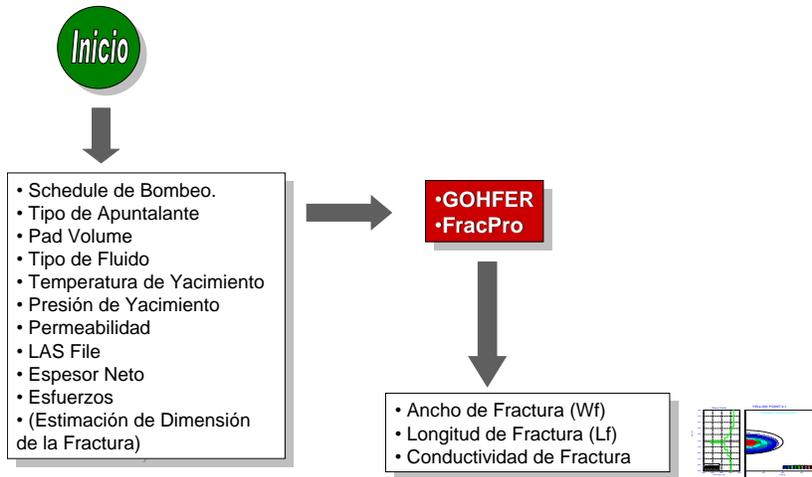


Figura 4.2 Flujo de Trabajo para Estimar Dimensión de la Fractura

Una vez estimada la dimensión de la fractura (Longitud, Ancho y Conductividad) se procede con la evaluación en el software Quiklook para determinar parámetros tales como: Producción Acumulada, Presión promedio de Yacimiento y Declinación de Producción (figura 4.3), así como la evaluación económica de donde se obtienen los parámetros tales como: Valor Presente Neto y Eficiencia de Inversión, entre otros.

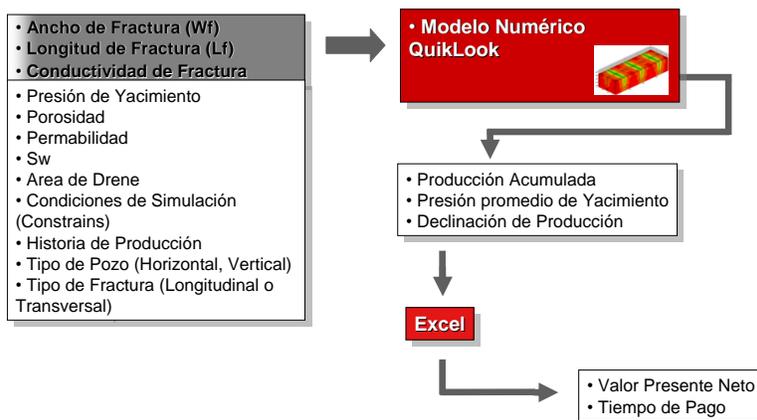


Figura 4.3 Flujo de Trabajo de Pronósticos de Producción y Evaluación Económica

Para el desarrollo de este flujo de trabajo se requiere el aporte de las diferentes disciplinas como se muestra en la figura 4.4:

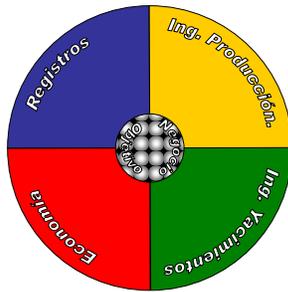


Figura 4.4 Integración de Diferentes Disciplinas en el Flujo de Trabajo

De las diferentes disciplinas se destacan aspectos importantes para la consecución del flujo de trabajo, las cuales se mencionan a continuación:

Análisis de Registros: Espesor Neto, Saturación de Agua, Porosidad, Permeabilidad, Daño.

Diseño de Fractura: Configuración del Agujero, Revestidor, Tubería, Disparos (Localización, densidad y tipo), Dimensiones del Tratamiento, Tipo de Apuntalante, Schedule, Tipo de Fluido, Longitud, Acida vs. Apuntalada, Pozo Horizontal vs. Vertical, Conductividad.

Yacimiento: Permeabilidad, Porosidad, Respuesta del Yacimiento a la Fractura, Producción Acumulada, Presión Promedio del Yacimiento, Pozo Horizontal vs. Vertical, Fracturas Longitudinales y Transversales, Conductividad.

Economía: Valor Presente Neto, Tiempo de Pago, Precio del Gas y Aceite, Inversiones, Gastos. Finalmente todas estas se integran para a través del software de Gerencia de Decisiones DMS (figura 4.5).

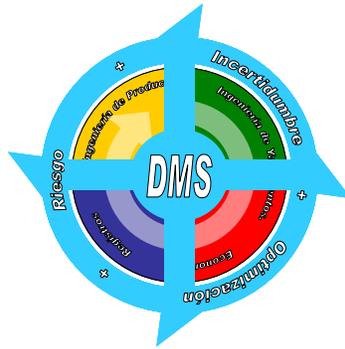


Figura 4.5 Integración de las Diferentes Disciplinas a Través de DMS

4.2 PROCEDIMIENTO

Para el análisis del pozo se realizó lo siguiente:

4.2.1 Revisión de Información del modelo geológico:

- a. Interpretación sísmica realizada al área del pozo y sus pozos de correlación y trayectoria propuesta de acuerdo a la figura 4.6 donde se muestra la presencia de la arena FPR-20 de los pozos de correlación.

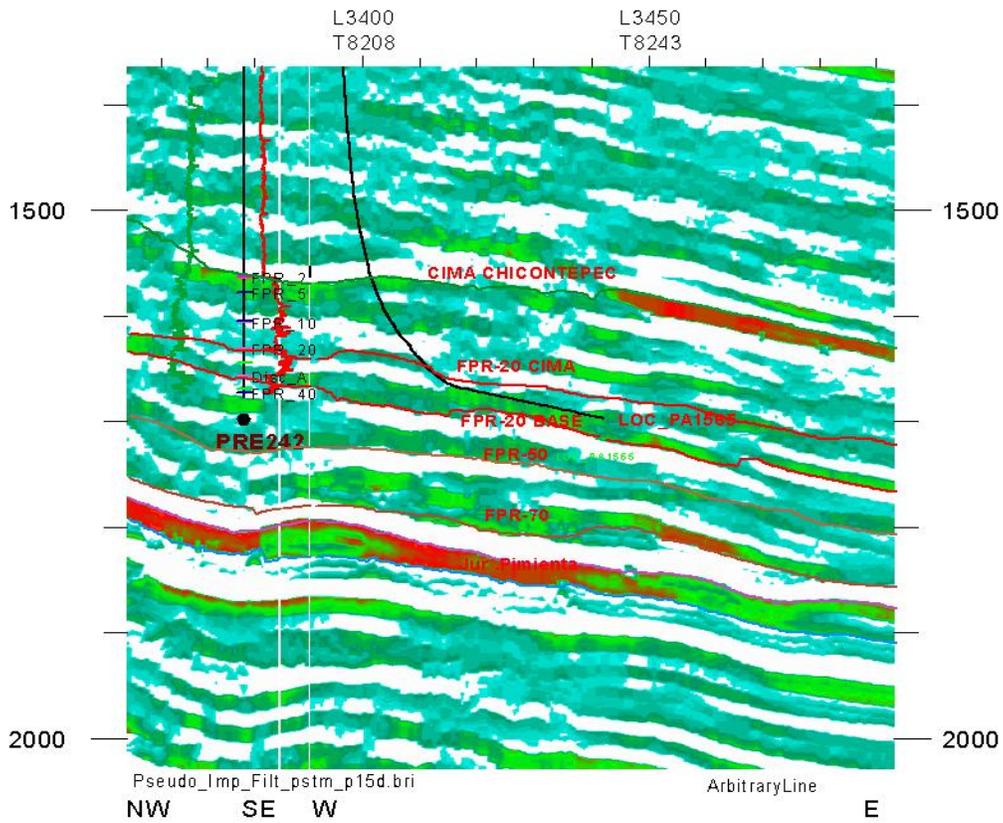


Figura 4.6 Sección Sísmica

b. Recopilación de datos generales del pozo de correlación.

Datos Generales:

Tipo de Fluido: Aceite Negro.

Configuración: Vertical Fracturado.

Presión Inicial: 340 Kgf/cm².

Porosidad: 0.067.

Permeabilidad: 0.32 mD.

- c. La figura 4.7 nos representa el Histórico de Producción de los pozos de correlación del campo Presidente Alemán, donde se puede observar que la mejor respuesta de producción es la proporcionada por la arena FPR-20.

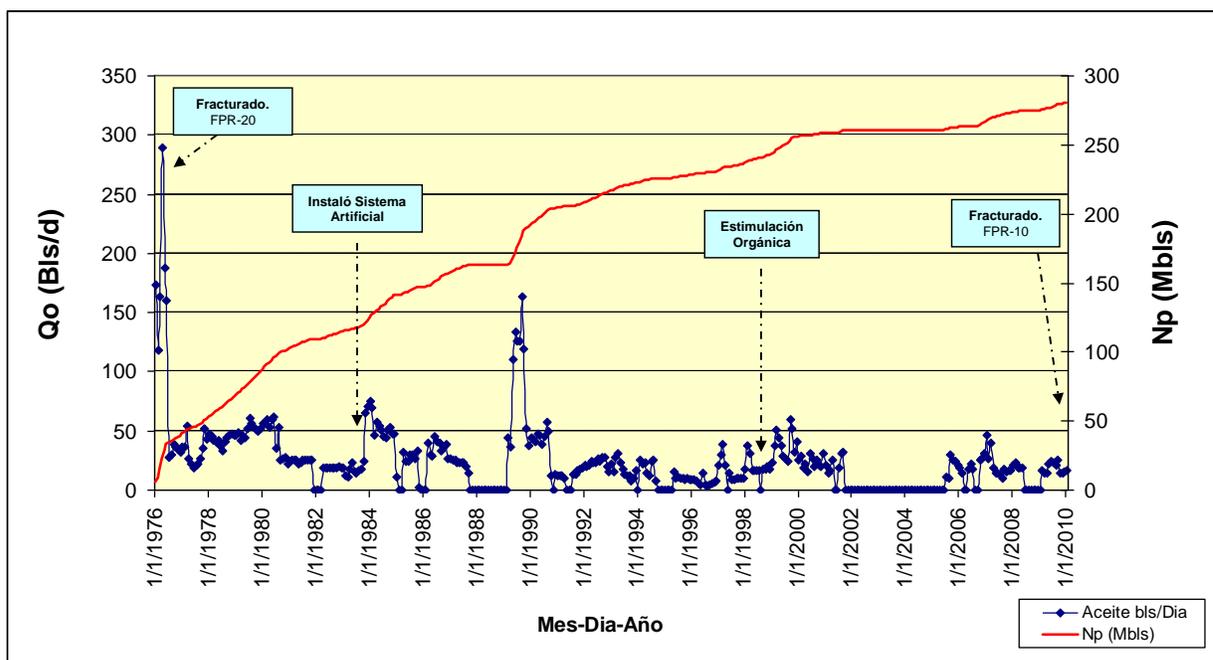


Figura 4.7 Histórico de Producción

- d. La tabla 4.1 presenta la evaluación petrofísica del pozo para la definición del modelo de simulación, dentro de esta tabla se encuentra el espesor de las capas que constituyen las unidades FPR-10 y FPR-20 con sus respectivas porosidades y permeabilidades horizontales y verticales

	Unidad	Cima m	Gross m	Porosidad Fracción	K mD	Kv mD	NTG
1	FPR-10	2286.5	7.5	0.08	0.50	0.050	0.08
2		2284.0	4.0	0.05	0.01	0.001	0.01
3	FPR-20	2298.9	5.8	0.07	0.54	0.054	0.47
4		2304.7	6.4	0.08	0.83	0.083	0.69
5		2311.1	5.7	0.08	0.53	0.053	0.98
6		2316.8	5.8	0.06	0.57	0.057	0.86
7		2322.6	4.5	0.09	0.51	0.051	0.64
8		2327.1	3.7	0.09	0.49	0.049	0.86
9		2330.8	4.1	0.07	0.26	0.026	0.66
10		2334.9	6.0	0.07	0.09	0.009	0.18
11		2340.9	5.8	0.05	0.18	0.018	0.69
12		2346.7	6.7	0.05	0.11	0.011	0.18
13		2353.4	3.6	0.08	0.20	0.020	0.39
14		2357.0	6.2	0.06	0.06	0.006	0.56
15		2363.2	8.5	0.06	0.02	0.002	0.51
16		2371.7	5.3	0.04	0.09	0.009	0.06
				0.07	0.319	0.032	

Tabla 4.1 Evaluación Petrofísica

- e. La figura 4.8 representa la estimación de fractura original la cual contiene la longitud de fractura, el ancho de fractura, altura de fractura y conductividad de la misma desde la punta de la fractura creada hasta la pared del pozo.

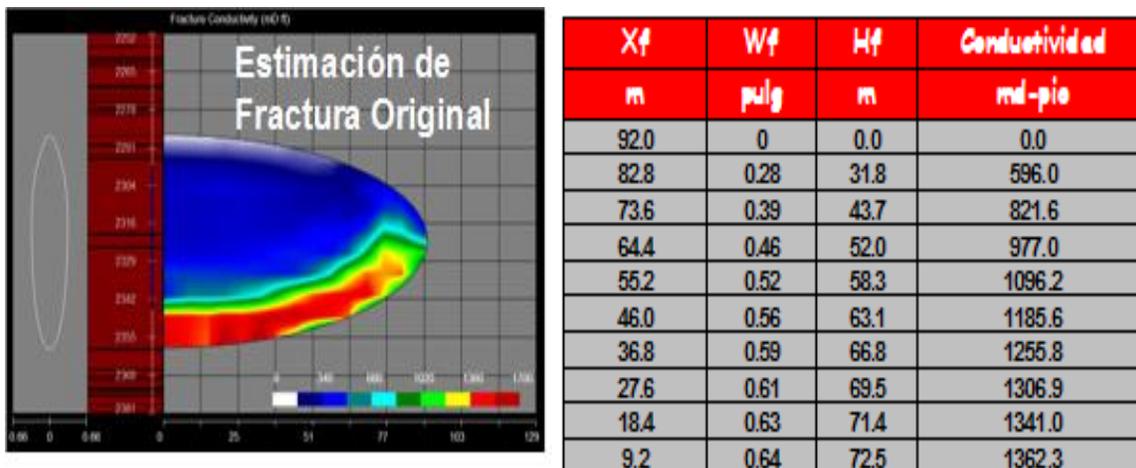


Figura 4.8 Estimación de Fractura Original

2. Utilizando toda la información se obtuvo un modelo determinístico calculando la producción de gas y la producción de aceite y comparándola con el histórico de producción real representada por la figura 4.9, así mismo la figura 4.10 representa el perfil de presiones simulado y el histórico de presiones de la arena FPR-20.

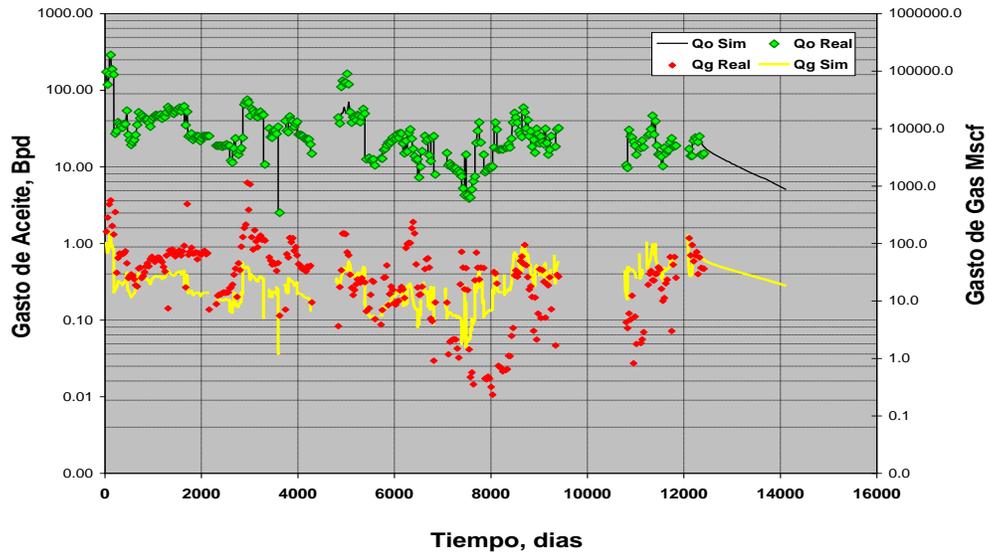


Figura 4.9 Histórico de producción simulado vs real

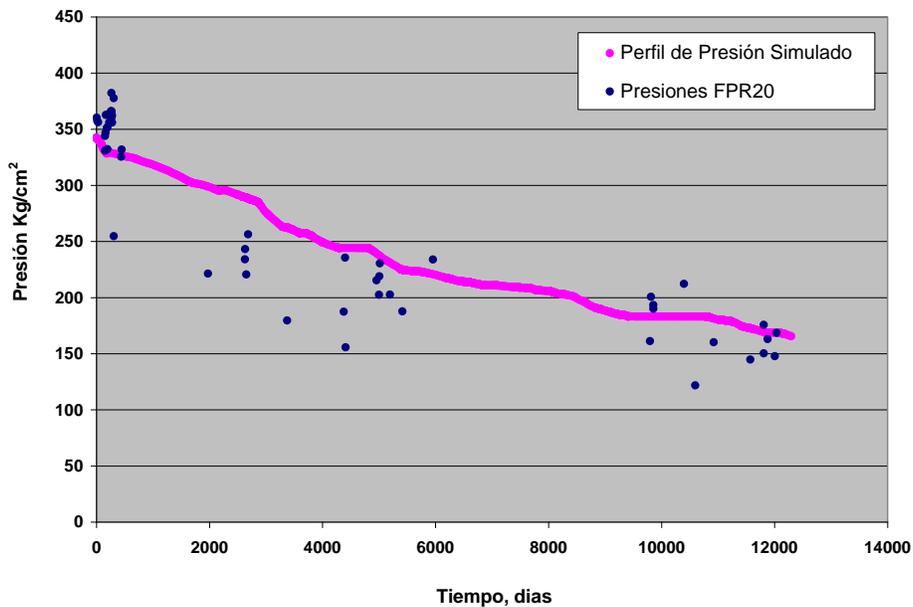


Figura 4.10 Perfil de Presiones Simulado vs Real

4.2.2 Orientación de fracturas

De acuerdo a la trayectoria propuesta las fracturas eran del tipo transversal, es decir; perpendiculares al pozo como se ilustra en la figura 4.11

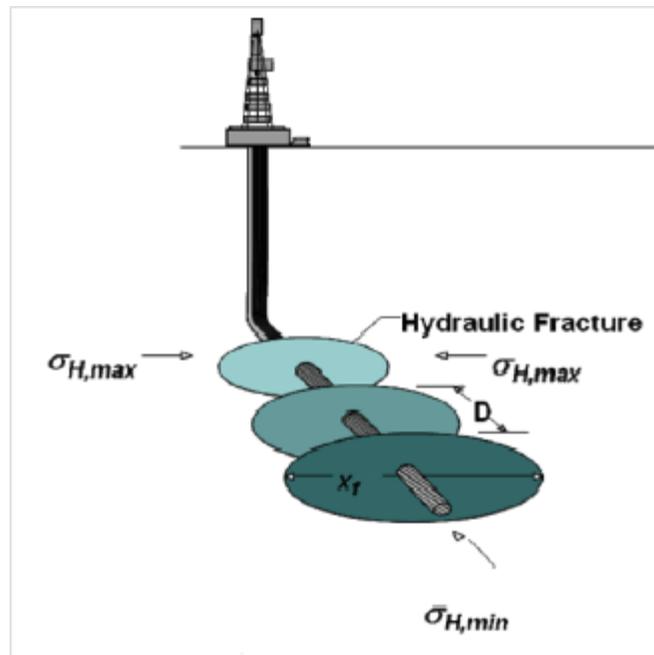


Figura 4.11 Pozo horizontal fracturado

La orientación de las fracturas (NE-SW) fue indicada a través de observación de núcleos y finalmente confirmada por monitoreo microsísmico a lo largo del Paleocanal de Chicontepec.

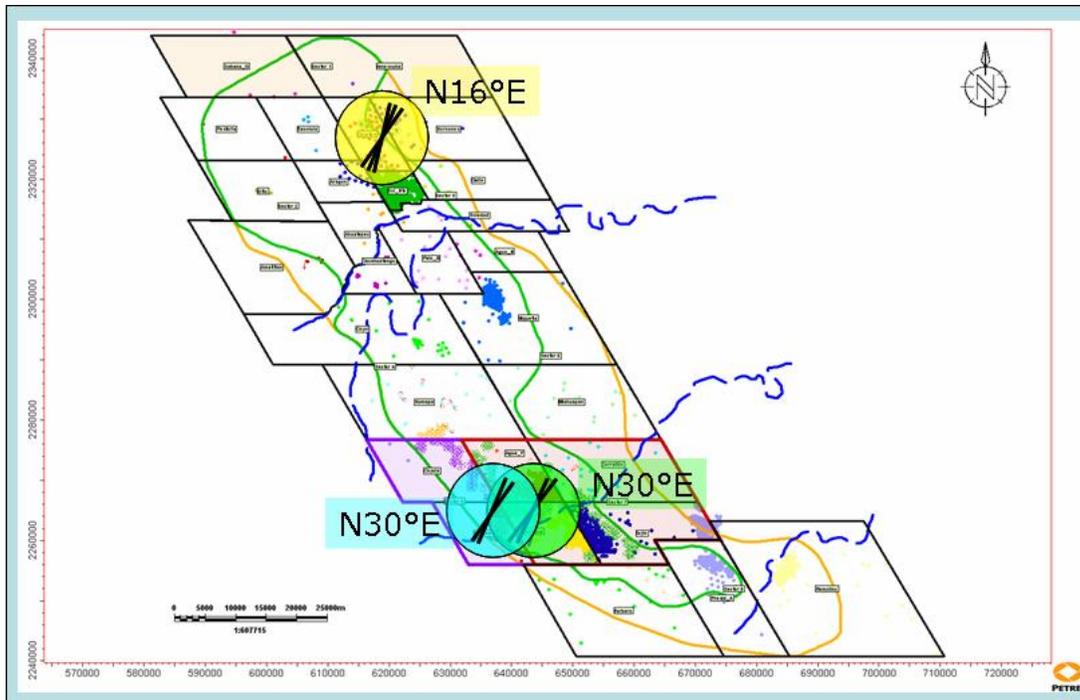


Figura 4.12 Orientación de las fracturas

La microsísmica ha permitido verificar la orientación de las fracturas (Dirección del esfuerzo máximo) en Campos del Paleocanal de Chicontepec, así como su longitud, alto y ancho como se muestra en la figura 4.12 y soportada por la respuesta de la microsísmica tomada en el campo Coyotes (figura 4.13), campo Coapechaca (figura 4.14) y campo Tajín (figura 4.15)

Los microsismos normalizados muestran una tendencia N-E de SHmax

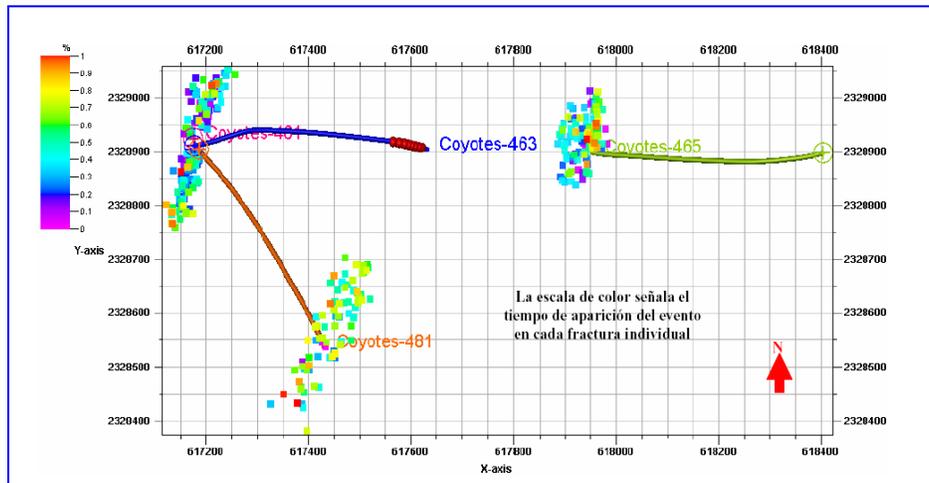


Figura 4.13 Microsísmica tomada en el campo Coyotes

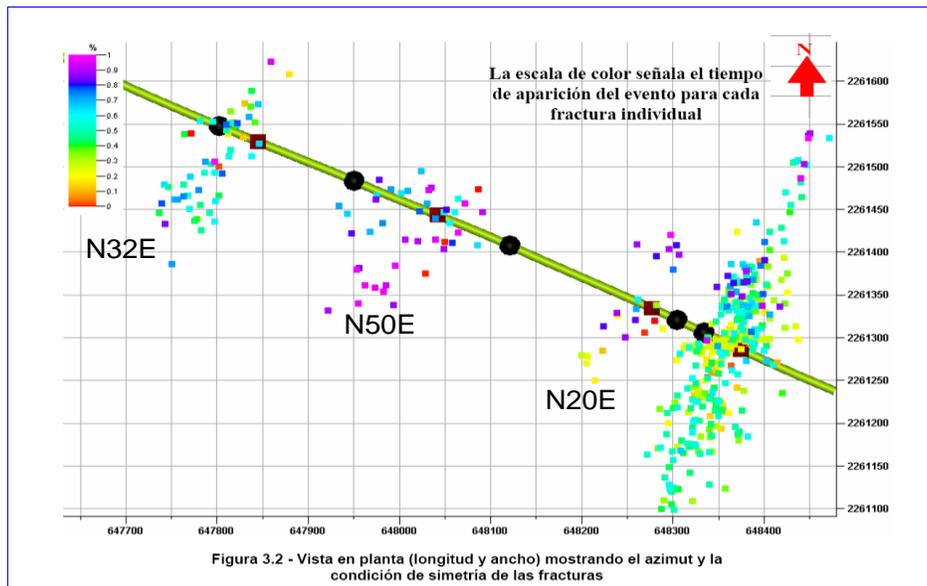


Figura 4.14 Microsísmica tomada en el campo Coapechaca

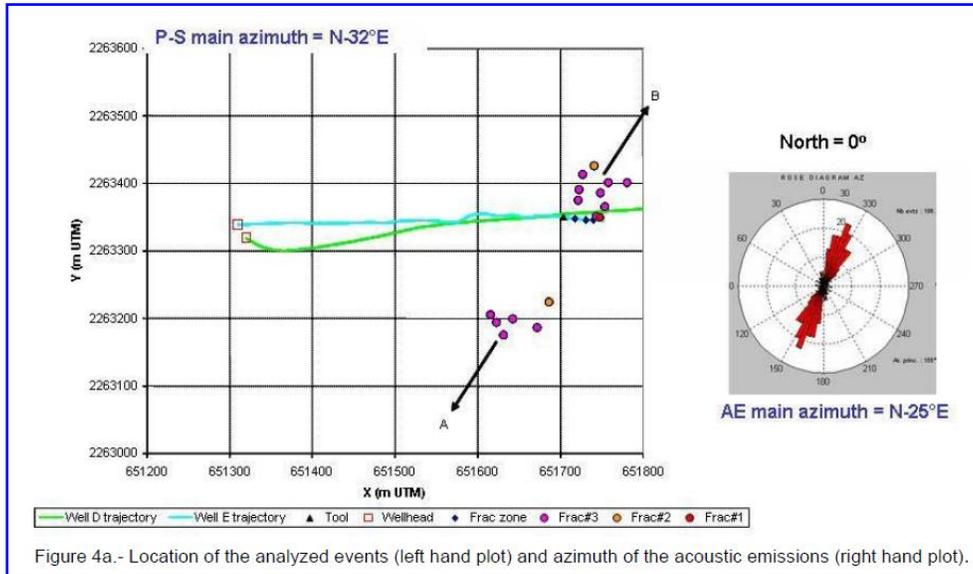


Figure 4a.- Location of the analyzed events (left hand plot) and azimuth of the acoustic emissions (right hand plot).

Figura 4.15 Microsísmica tomada en el campo Tajín

4.2.3 Modelo de Pozo

Pozo de alto ángulo para maximizar la productividad a través de la extensión en la longitud del pozo - Máximo Contacto y múltiples fracturas. Se tomó en cuenta una sección de máximo contacto de 1000 metros con un ángulo de 84° , la permeabilidad en la dirección z de acuerdo a la figura 4.16, así mismo se simuló la producción de aceite de acuerdo al número de fracturas representado en la figura 4.17 tomando en cuenta el valor presente neto (figura 4.18) y la eficiencia de inversión (figura 4.19) con respecto al número de fracturas a ejecutar.

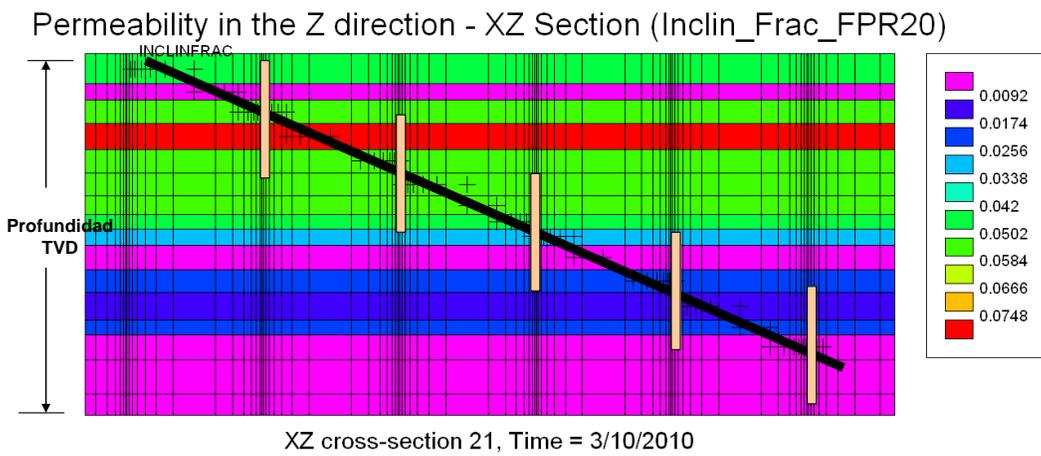
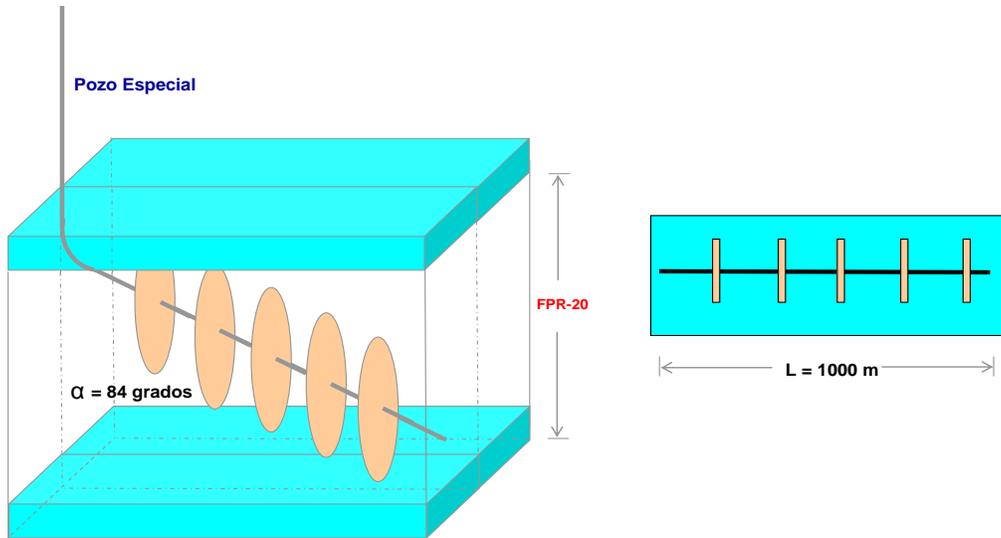


Figura 4.16 Pozo de Alto Angulo en el Modelo de Simulación

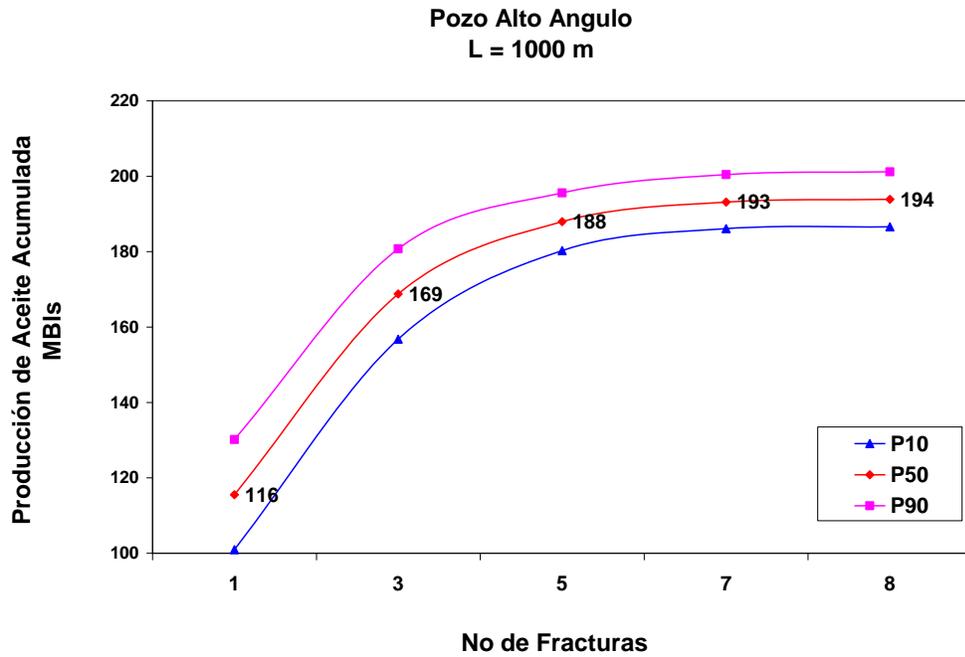


Figura 4.17 Producción de aceite acumulada vs número de fracturas

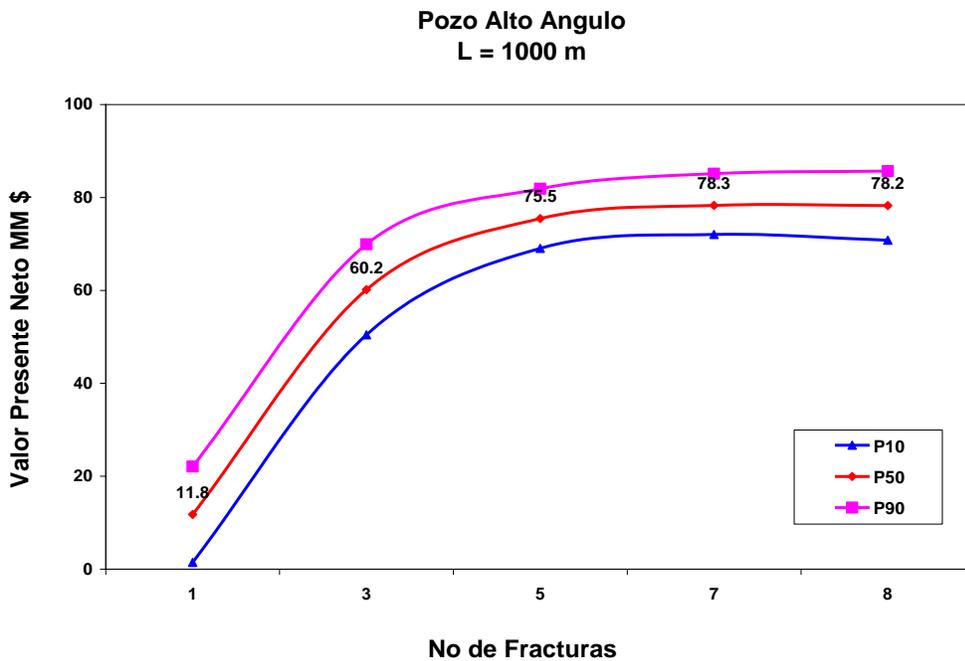


Figura 4.18 Valor presente neto vs número de fracturas

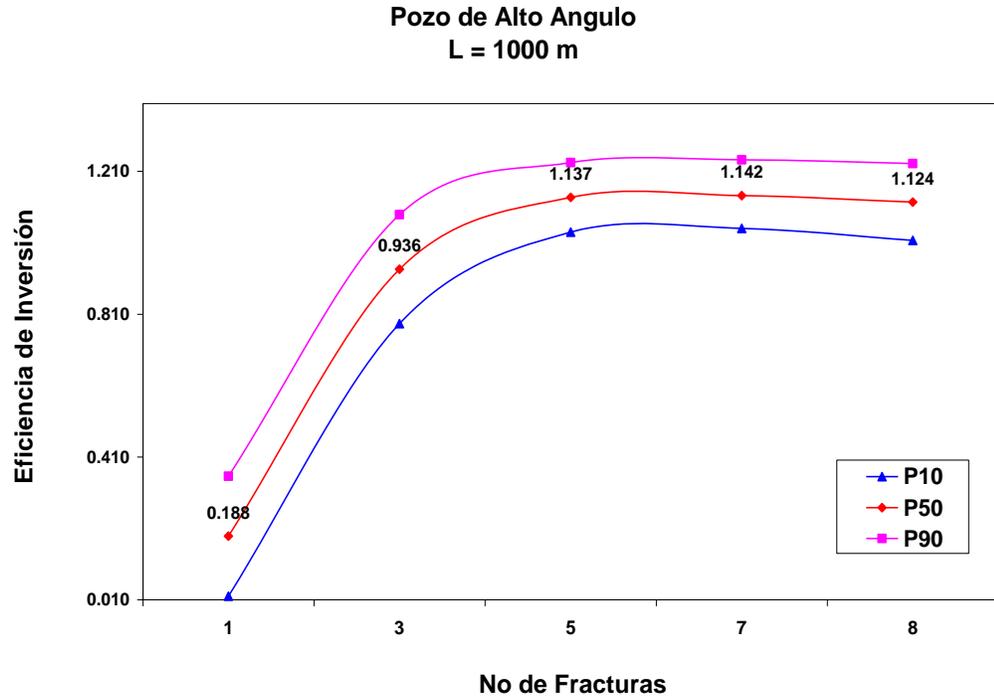


Figura 4.19 Eficiencia de inversión vs número de fracturas

4.2.4 ANALISIS INTEGRAL YACIMIENTO – POZO – SUPERFICIE (Recopilación, Clasificación y Análisis de Información)

4.2.4.1 Configuración de Drene Estimada

Considerando el modelo geológico de la formación FPR-20 en el área de interés del pozo se procedió a definir la configuración del modelo de productividad para predecir el potencial del pozo (IPR). En la figura 4.20 se muestra la localización y dimensionamiento relativo del modelo de pozo en función de la geometría del yacimiento.

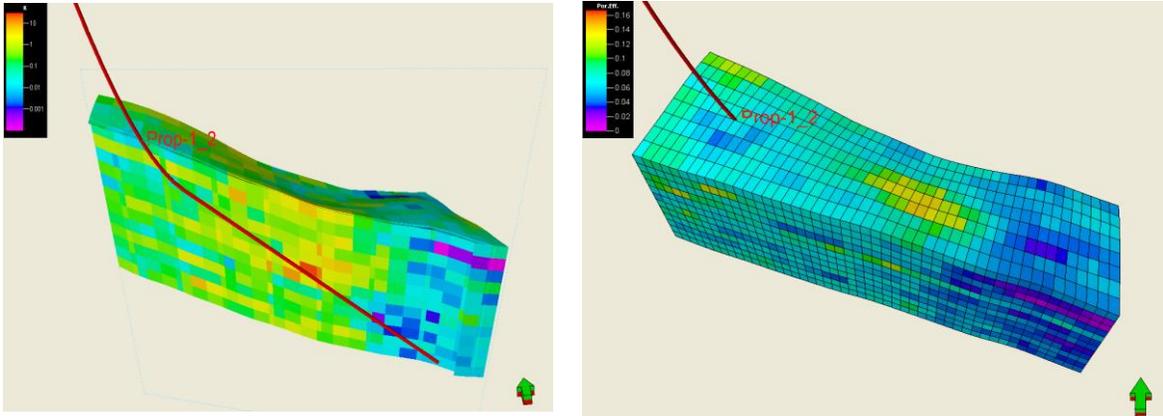


Figura 4.20 Ubicación de la Trayectoria Propuesta

Para el modelo del pozo horizontal, aplicando el modelo de productividad (IPR), se consideró el efecto de los siguientes aspectos:

- Interferencia asociada a los pozos existentes/propuestos.
- Buzamientos de las formaciones productoras.
- Presencia de fallas geológicas en la trayectoria.
- Calidad petrofísica en la dirección de la trayectoria.

Además se delimitó el área de drene en el modelo de pozo como se ilustra en la figura 4.21

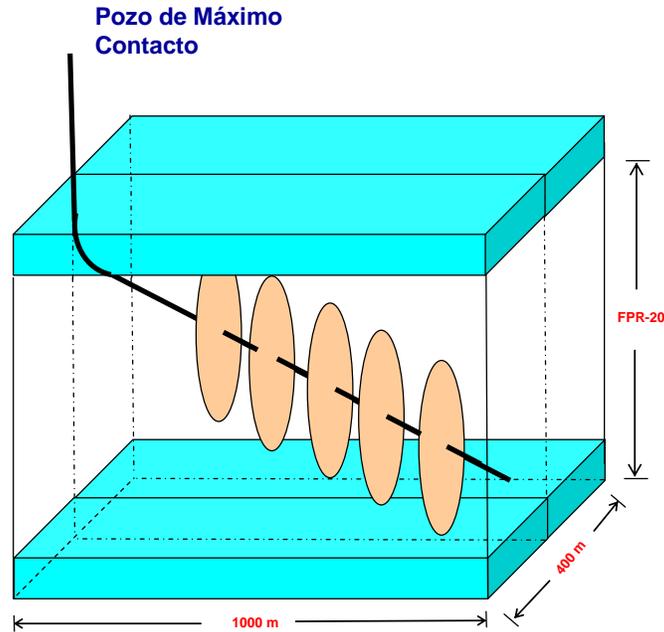


Figura 4.21 Delimitación del Área de Drene en el Modelo de Pozo

4.2.4.2 Presión de Yacimiento (Pws)

En la formación objetivo FPR-20 asociada al área del pozo propuesto se estima una presión de yacimiento de 360 Kg/cm² (figura 4.22), de acuerdo al mapa de presiones generado durante el modelo dinámico esta puede variar en un rango de 350 a 370 Kg/cm².

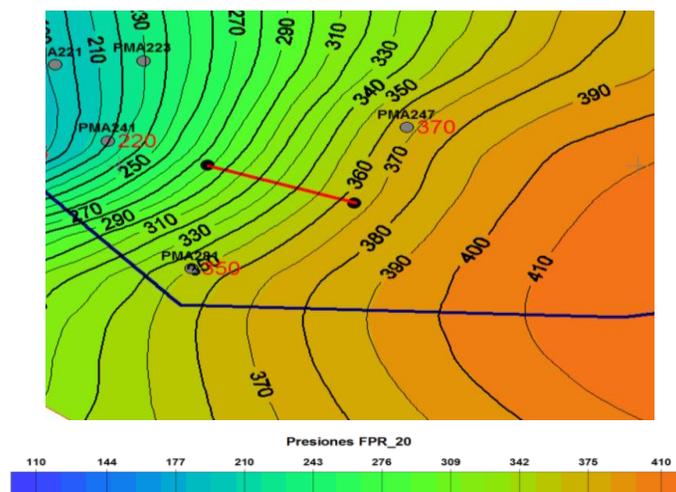
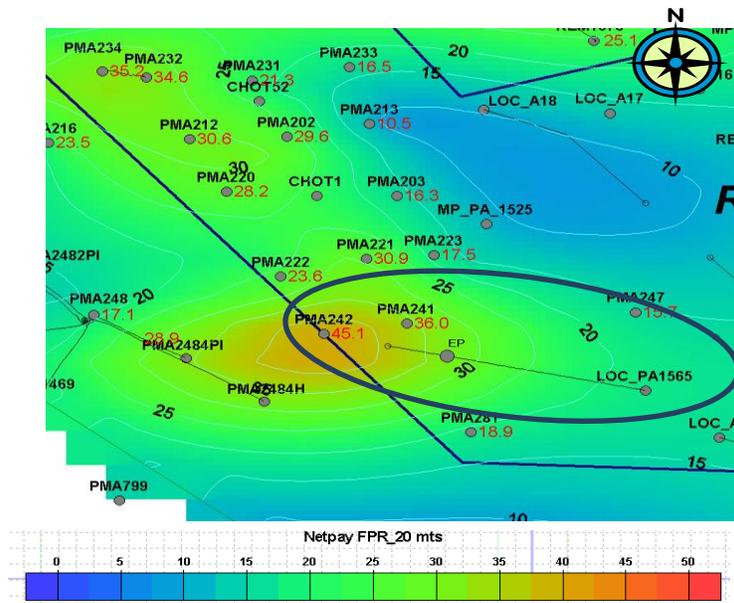


Figura 4.22 Mapa de Presiones. Unidad FPR-20

4.2.4.3 Espesor Neto

El espesor neto en el área del pozo propuesto se estima de 17 m (figura 4.23).



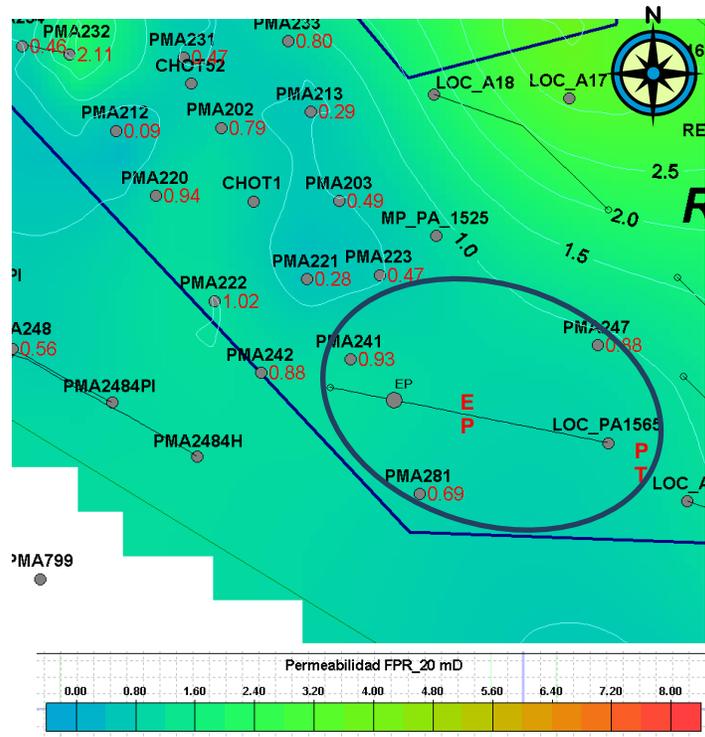


Figura 4.24 Mapa de Permeabilidad. Unidad FPR-20

4.2.4.5 ANALISIS PVT

Para la caracterización del fluido en los modelos de simulación se utilizó la información del análisis PVT correspondiente al pozo Presidente Alemán 364. El mayor ajuste para las propiedades de P_b , R_s y B_o se logró con la ecuación de Vásquez y Beggs y para la viscosidad del aceite μ_o con la de Beggs et al como lo muestra la figura 4.25:

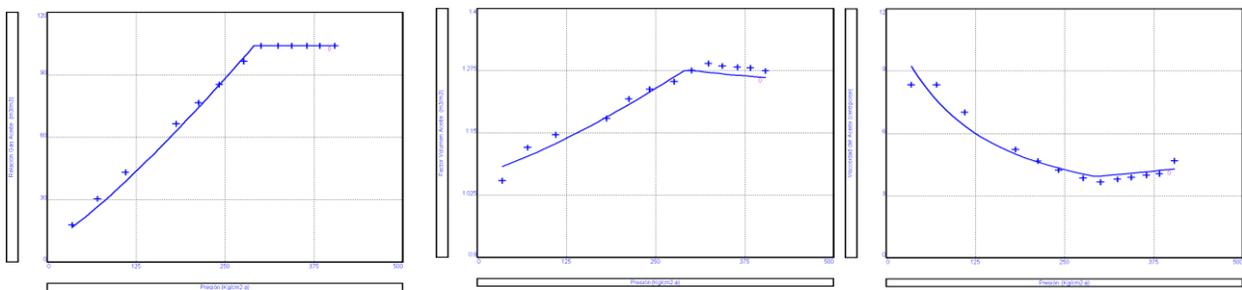


Figura 4.25 Ajuste de R_s y B_o (Vásquez y Beggs) y μ_o (Beggs et al)

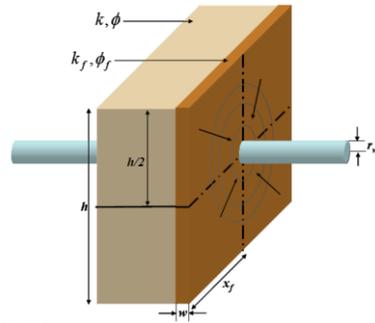
La geometría de Fractura está definida por:

$X_f = 90$ m.

$W_f = 0.25$ pulg.

$H_f = 50$ m.

Dirección: Fracturas transversales perpendiculares al pozo.



4.2.5 ANALISIS DE PRODUCTIVIDAD (Modelo de Medio Poroso Aplicado a Pozos No Convencionales: IPR's)

Para la predicción analítica de productividad de un pozo horizontal con fracturas transversales se utilizó el modelo propuesto por Merge y Larsen descrito en el SPE 28845 el cual está basado en la relación entre parámetros tales como:

- Radio efectivo del pozo
- Conductividad y dimensiones de la fractura.
- Número de fracturas y distancia entre ellas.

Este modelo se utiliza para el análisis de pozos horizontales estimulados con una o más fracturas. A continuación se muestra en la figura 4.26 la representación esquemática del modelo y los parámetros requeridos para su aplicación:

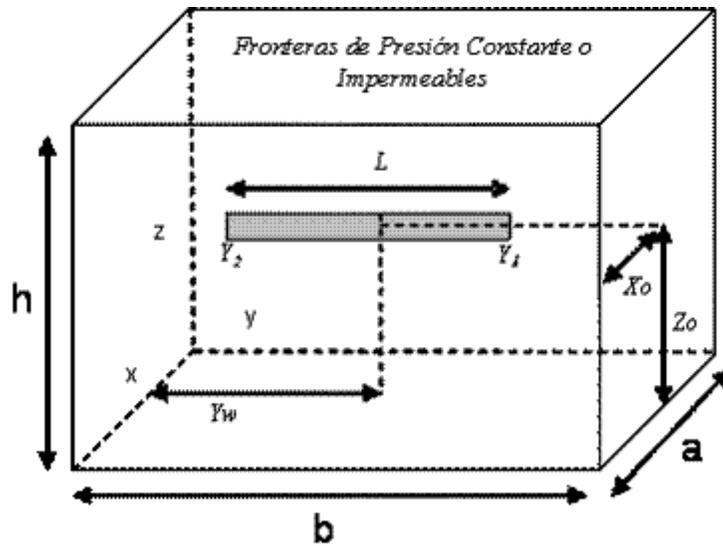


Figura 4.26 Modelo de Afluencia para Pozo Horizontal.

Donde:

L: Longitud del pozo, paralela a dirección "y" del cubo.

a: Ancho del área de drenaje, perpendicular a la trayectoria horizontal del pozo.

b: Longitud del área de drenaje, paralela a la longitud del pozo.

h: Espesor del área de drenaje.

Zo: Distancia desde la base del yacimiento al eje central de la trayectoria horizontal.

Xo: Distancia en dirección del eje X de la frontera del área de drenaje al centro del pozo.

Y1: Inicio de la trayectoria horizontal del pozo.

Y2: Final de la trayectoria horizontal del pozo.

4.2.5.1 ANALISIS NODAL

Para el análisis nodal se consideran las siguientes premisas:

DESCRIPCION	Unidades	
Presión de Yacimiento	Kg/cm ²	340
Temperatura de Yacimiento	C	94
Permeabilidad Efectiva	Md	0.7
Espesor Neto	M	17
Gravedad del Aceite	API	19.4
Grav. Esp. Gas Producido		0.7023
% Agua	%	0

4.2.5.2 Trayectoria Propuesta del Pozo

Una vez cargados los datos en el simulador, se obtuvo la siguiente curva de afluencia (figura 4.27) utilizando el modelo de pozo horizontal multifracturado vs un pozo vertical.

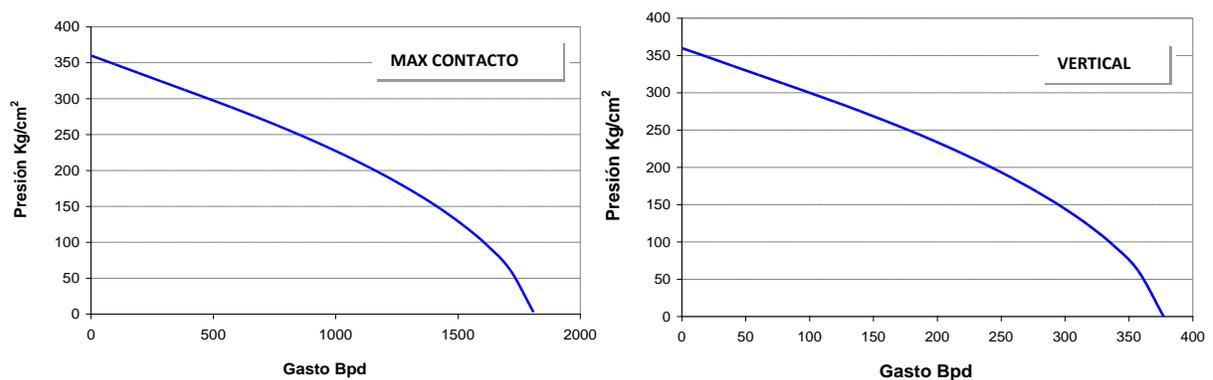


Figura 4.27 Curva de Afluencia Pozo Vertical vs Máximo Contacto, 5 Fracturas

La sensibilidad al Espesor Neto Petrolífero el cual está representado por la figura 4.28 donde compara la respuesta de presión de un pozo de máximo contacto con respecto a un pozo vertical

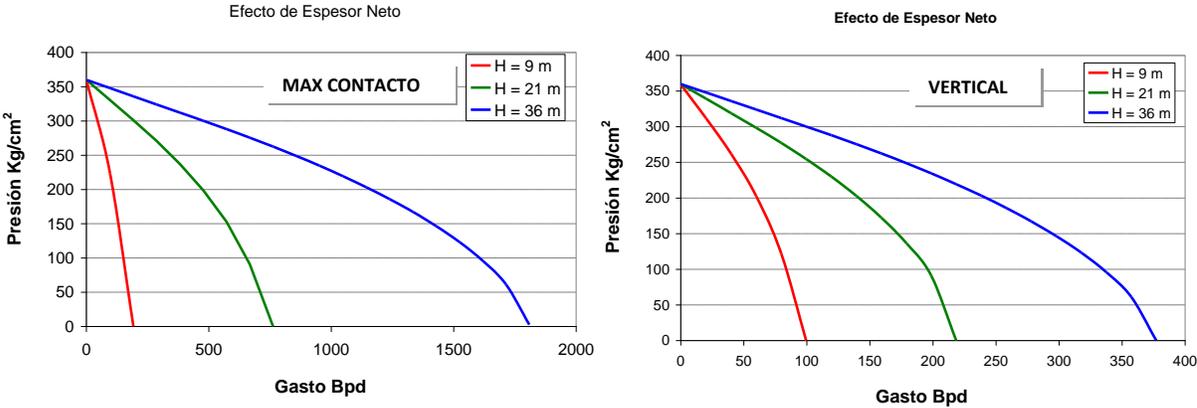


Figura 4.28 Sensibilidad al Espesor Neto Petrolífero

Para el cálculo del perfil de presiones en la tubería se utilizó la correlación de flujo multifásico de Hagedorn & Brown, la cual presenta un buen ajuste en el área. El cálculo de gasto de aceite del pozo se realizó para varias medidas de estranguladores de superficie (figura 4.29), las sensibilidades contemplan estranguladores de 4, 5 y 6 mm que son las más utilizadas en campo. Se consideró para este caso que el pozo fluye hacia un sistema de separación en superficie de 7 Kg/cm² de presión.

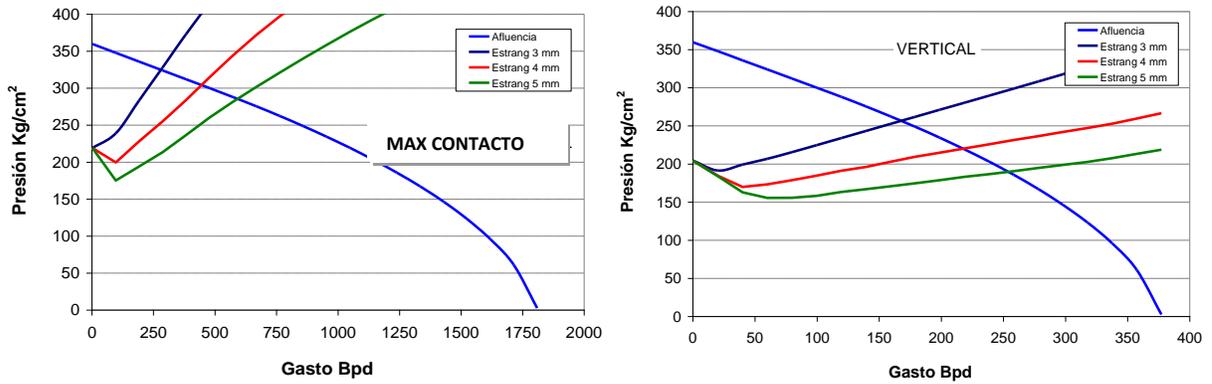


Figura 4.29 Sensibilidades al Diámetro de Estrangulador

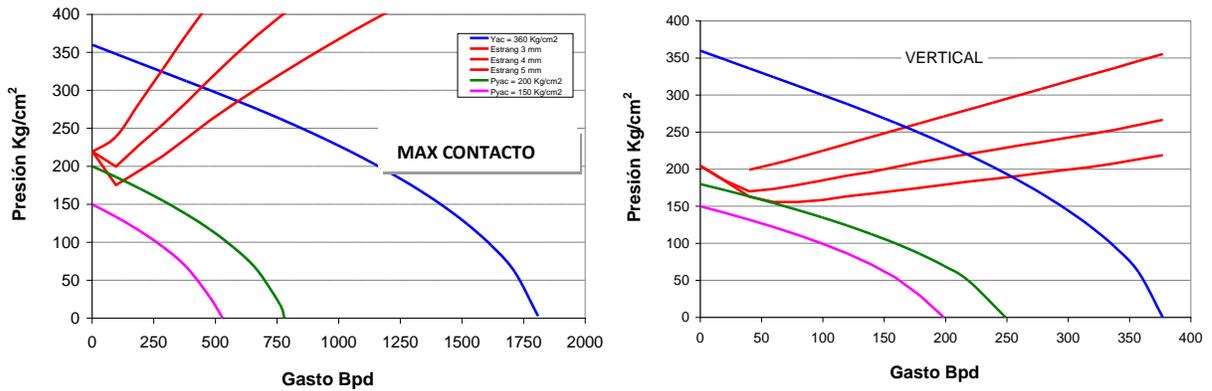


Figura 4.30 Sensibilidad a la Presión de Yacimiento

A diferentes presiones de yacimiento (figura 4.30) se evaluó la factibilidad de que el pozo pueda fluir naturalmente, se presenta que a valores aproximadamente de 180 Kg/cm^2 el pozo deja de fluir naturalmente por lo que se debe prever un sistema artificial de producción.

4.2.5.3 Sensibilidad a la Tubería de Producción

Se realizó sensibilidades a la presión de yacimiento, diferentes diámetros de estranguladores, y diámetros de tubería de producción, resultando que puede utilizarse tuberías de producción de 2 7/8 y 3 ½ pulg para el manejo de las producciones estimadas.

5 Fracturamiento hidráulico.

5.1 Conceptos básicos.

El fracturamiento hidráulico se define como el proceso de estimulación de pozos que consiste en la inyección contra formación de un fluido a alta presión, generándose esfuerzos de tensión en la pared del pozo en tal magnitud, que se propicia el rompimiento de la roca. La fractura creada se propaga o extiende en la formación a medida que se continúa bombeando el fluido.

Una vez generada la fractura, debe de mantenerse abierta, para lo cual junto con el fluido fracturante se inyectan pequeñas partículas sólidas, (conocidas como sustentantes o apuntalantes), o en su caso se inyecta ácido que produce un grabado en las paredes de la fractura generada. Los sustentantes o el grabado proporcionan un canal altamente conductivo para facilitar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. Los fluidos fracturantes que transmiten la presión para crear y extender la fractura, y en su caso, transportan el agente sustentante, son generalmente fluidos complejos base agua, aceite, dióxido de carbono con nitrógeno.

Una fractura hidráulica cambia el patrón de flujo de los fluidos. El patrón natural de flujo es radial circular, con la consecuente distribución de presión, que implica que la mayor caída de presión se produce en la zona vecina al pozo (matriz crítica de la formación). En el caso de una fractura el patrón de flujo es elíptico, fluyendo los fluidos en forma lineal perpendicularmente a las caras de la fractura.

Una fractura hidráulica es el bombeo de fluido más rápido de lo que se pierde a la formación y por encima de la presión de fractura, con el objetivo de abrir la roca y adicionar un agente de sostén para mantener abierta la fractura realizada.

5.1.1 Deformaciones.

Cuando un cuerpo está sujeto a un esfuerzo, el cuerpo sufre una deformación, que puede medirse en unidades de longitud o de ángulo, dependiendo de la posición relativa de los puntos que se alteran por efecto del esfuerzo aplicado.

En el caso de la figura 5.1, si el cuerpo cilíndrico de roca está sujeto a un esfuerzo (σ), se tienen dos deformaciones; una en sentido axial o longitudinal ΔL , y otra en sentido radial o transversal, Δr .

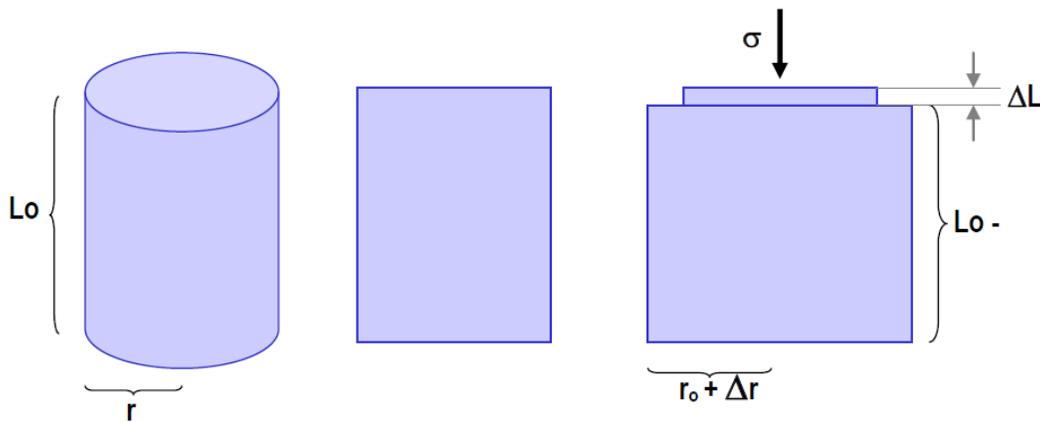


Figura 5.1 Comportamiento de un núcleo de roca sujeto a un esfuerzo

Sea por definición Deformación Unitaria la relación entre la deformación absoluta sufrida por el cuerpo entre su dimensión original; en consecuencia la deformación unitaria es de carácter adimensional. En el caso de la figura 5.1:

$$\text{Deformación unitaria} = \frac{\text{Dimensión final} - \text{Dimensión inicial}}{\text{Dimensión inicial}}$$

$$\delta = \frac{(L_0 - \Delta L) - L_0}{L_0} = -\frac{\Delta L}{L_0}$$

$$\varepsilon = \frac{(r_0 + \Delta r) - r_0}{r_0} = \frac{\Delta r}{r_0}$$

Donde: δ es la deformación unitaria longitudinal o axial

ε es la deformación unitaria transversal o radial

El signo resultante de cada deformación unitaria, se omite para fines matemáticos, siendo físicamente indicativo del efecto de disminución de la dimensión, en caso negativo, o de su aumento, en caso positivo.

La Relación de Poisson es un parámetro de trascendente importancia, pues caracteriza los diferentes materiales y se constituye en una variable independiente, propiedad del material en estudio. La Relación de Poisson, se define como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal:

$$\nu = \frac{\varepsilon}{\delta}$$

Esta cantidad es adimensional y su rango de variación está entre 0 - 0.5. Para materiales o rocas duras la Relación de Poisson toma valores inferiores a los de rocas suaves. La tabla 5.1 presenta valores típicos de este parámetro.

TIPO DE ROCA	(ADIM.)
ARENISCAS	0.15 - 0.25
CALIZAS	0.20 - 0.30
MARGAS	0.40 - 0.45
ROCA DE SAL	0.30 - 0.40

Tabla 5.1 Valores típicos de relación de Poisson

5.1.2 Relaciones Esfuerzo-Deformación.

Si un espécimen de roca, como el de la figura 5.2, se somete a esfuerzos crecientes, el cuerpo sufre deformaciones directamente proporcionales a la magnitud del esfuerzo. La figura 3 muestra la curva esfuerzo-deformación para una roca sometida a diferentes esfuerzos. En esta gráfica se observa de 0 a σ_a un comportamiento no lineal debido al cierre de fisuras preexistentes en la muestra, tendiendo a endurecerse la roca. A medida que el esfuerzo se incrementa, se presenta un comportamiento lineal, de σ_a a σ_b región en la que se define otra propiedad básica de los materiales, el Módulo de Elasticidad o Módulo de Young, "E". Este módulo está dado por la Ley de Hooke:

$$\sigma = E\delta$$

Los materiales que siguen este comportamiento se les conoce como elásticos. Aquellos materiales que se alejan de la Ley de Hooke se les conocen como de comportamiento plástico. Las areniscas, las calizas y las dolomías son de comportamiento más elástico que plástico. Las margas, lutitas, areniscas muy arcillosas y la roca de sal, tiene comportamientos más plásticos que elásticos.

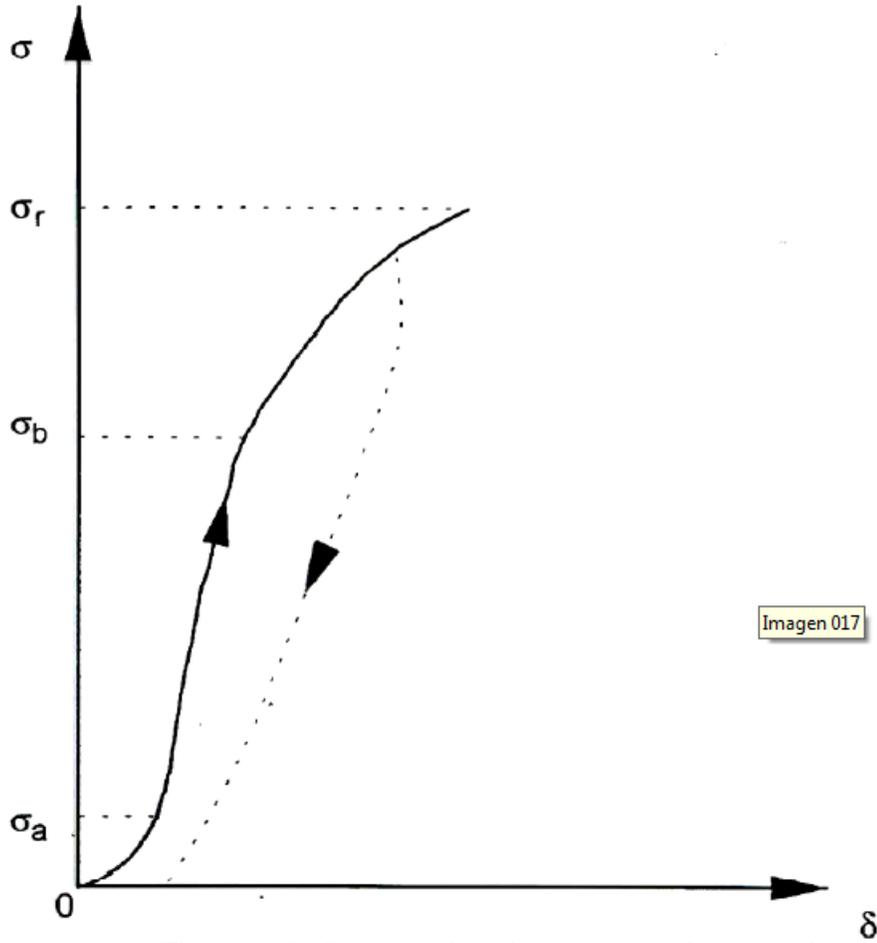


Figura 5.2. Curva típica de esfuerzo-deformación.

El Módulo de Young es una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse. Este parámetro es una propiedad intrínseca de los materiales y sus dimensiones están dadas por $\left[\frac{F}{L^2}\right]$, aún cuando no tiene nada que ver con el esfuerzo o la presión. La tabla 5.2 presenta valores típicos del módulo de Young de algunas rocas.

TIPO DE ROCA	VALORES DE E(KG/CM ²)
ARENA POCO CONSOLIDADA	10 000 - 50 000
ARENISCA ARCILLOSA	50 000 - 100 000
MARGA Y CALIZA SUAVE	60 000 - 100 000
ARENISCA CONSOLIDADA	200 000 - 300 000
ARENISCA MUY CONSOLIDADA	300 000 - 500 000
CALIZA DURA Y MUY DURA	500 000 - 1000 000

Tabla 5.2 Valores típicos de módulo de elasticidad

Regresando a la figura 5.2, a medida que se incremente el esfuerzo más allá de σ_b , un daño irreversible se produce, reflejado en una deformación permanente del espécimen. A esta magnitud de esfuerzo σ_b , se le denomina Límite Elástico.

En caso de continuar aumentando el esfuerzo, se alcanzará un valor de σ_r , al cual la roca falla y se produce su ruptura. Si el esfuerzo fue compresional, σ_r , será la resistencia a la compresión de la roca, R_c . En caso de que el esfuerzo fuese tensional, σ_r , será la resistencia a la tensión de la roca, R_t . Las tablas 5.3 y 5.4 presentan valores típicos de estas resistencias.

TIPO DE ROCA	RC (KG/CM ²)
MARGAS	25 - 50
CALIZAS SUAVES	100 - 200
ARENISCAS POCO CONSOLIDADAS	300 - 400
ARENISCAS CONSOLIDADAS	600 - 700
ARENISCAS MUY CONSOLIDADAS	1000
CALIZAS DURAS Y MUY DURAS	1500 - 2000

Tabla 5.3 Valores típicos de resistencia a la compresión

TIPO DE ROCA	RT (KG/CM ²)
ARENISCA CONSOLIDADA	30 - 50
CALIZA SUAVE	10 - 15
CALIZA DURA Y MUY DURA	100 - 150

Tabla 5.4 Valores típicos de resistencia a la tensión

En el caso de que el esfuerzo de ruptura se alcance inmediatamente después de presentarse el límite elástico, se dice que el material tiene un tipo de falla frágil. En caso contrario el tipo de falla es dúctil.

¿Por qué se debe fracturar?

- Para incrementar la conductividad de la roca.
- Mejorar la producción de los pozos.
- Disminución de la caída de presión entre el yacimiento y el pozo.
- Eliminar el daño a la formación.
- Incrementar el valor presente neto.

- Aumentar las reservas recuperables.

Selección de candidatos.

¿Cuáles son las condiciones del yacimiento?

- Baja permeabilidad: necesita longitud de fractura larga, pero conductividad de fractura moderada a baja.
- Moderada permeabilidad: necesita longitud de fractura moderada con alta conductividad de fractura.
- Alta permeabilidad: solo necesita una longitud de fractura corta, pero necesita tener conductividad de fractura muy alta. La estimulación matricial puede ser el método adecuado de mejoramiento de producción para formaciones de alta permeabilidad.

5.2 Pozos Multifracturados.

Esta técnica consiste en el fracturamiento secuencial de más de un intervalo a través de sistemas divergentes sólidos, que pueden ser esferas biodegradables o esferas de neopreno y adicionalmente, utilizando fluidos de fractura libre de polímeros, lo cual inhibe considerablemente el daño a la formación favoreciendo con ello las condiciones para que el yacimiento fluya sin restricciones causadas por reducción de la permeabilidad durante la terminación. Justamente la inclusión en esta técnica de esferas biodegradables y de este tipo de fluidos libres de polímero o energizados, constituyen la principal diferencia a como se utilizaba en el pasado.

La técnica de multifracturamiento permite disparar en una sola intervención todos los intervalos que se desee (múltiples yacimientos) y posteriormente realizar una etapa de fracturamiento por cada intervalo disparado; entre cada etapa de disparos se envía un volumen determinado de esferas que constituyen los agentes de bloqueo, pudiendo ser biodegradables o de neopreno, son de tipo sólido, con el objeto de crear restricciones en el área de la formación que se desea fracturar y que tiene la característica de aceptar fluido más fácilmente.

En este proceso es necesario mantener en todo momento una presión constante de bombeo, lo cual permite por una lado mantener las esferas ya bombeadas obstruyendo los intervalos ya fracturados, pero también continuar fracturando el resto de los intervalos abiertos, una vez terminadas todas las etapas, se fluyen permitiendo la explotación conjunta de los intervalos productores.

Un factor importante en los resultados de estos fracturamientos es el gradiente de fractura de la formación de los intervalos intervenidos, ya que de existir una diferencia entre ellos ya sea por simple diferencia en profundidad o por alguna zona de geopresión anómala, puede impactar negativamente en algunos intervalos ya sea porque no admitan o porque se pueda generar un sobre-desplazamiento.

5.3 Matriz de Decisiones y técnicas de fracturamiento.

Con el objetivo de visualizar las distintas opciones disponibles y aplicables para las actividades de estimulación a través de la técnica del fracturamiento hidráulico masivo a ser ejecutadas en el pozo Presidente Alemán 1565 después de su perforación, se elaboró la siguiente matriz de escenarios, donde se muestran las

diferentes opciones viables para la ejecución de los tratamientos propuestos en el pozo de máximo contacto.

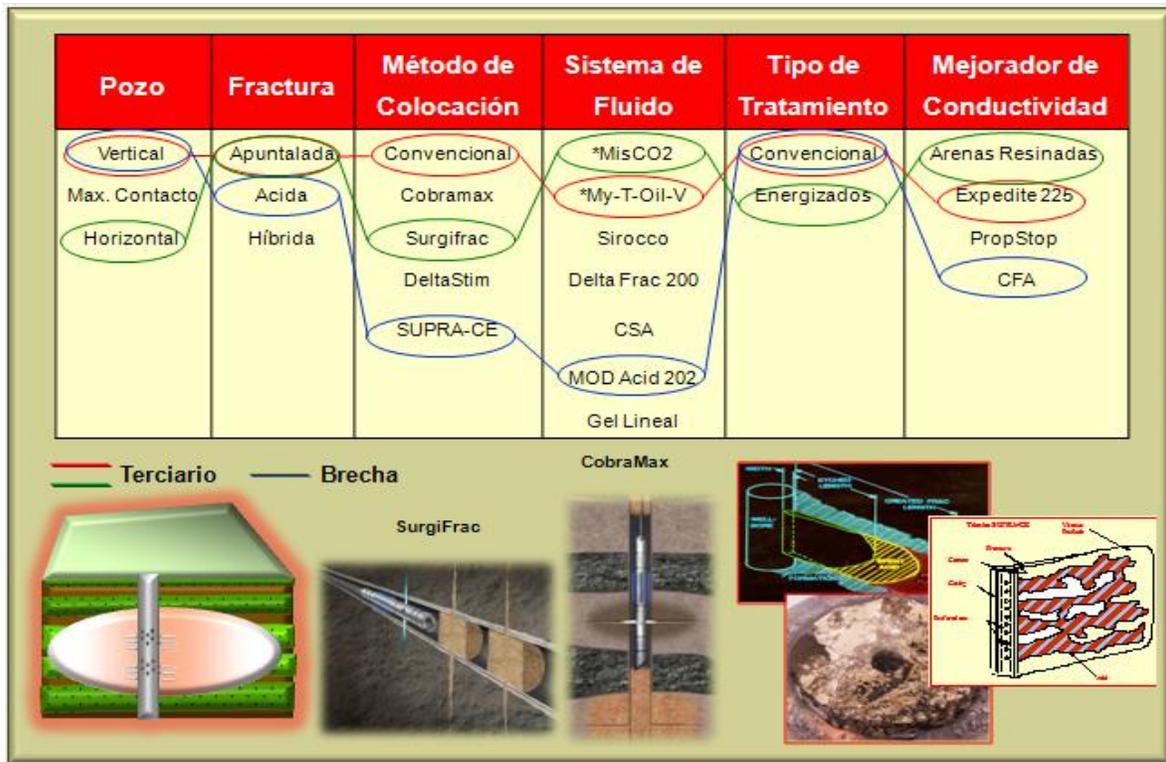


Figura 5.3 Matriz de Decisiones de Terminación de pozos de máximo contacto.

La matriz aquí mostrada, ilustra las diferentes opciones de aplicación en campo disponibles en función del tipo de pozo y tratamiento a ser ejecutado, es decir, fracturamientos apuntalados para las Arenas del Terciario y fracturamientos ácidos para la Brecha. De igual manera, se detallan diferentes sistemas o métodos de colocación para estos tratamientos, así como los sistemas de fluidos aplicables en el área de interés en función de la mineralogía, temperaturas estáticas de fondo y pruebas de retorno de permeabilidad llevadas a cabo en nuestros laboratorios efectuadas a núcleos tomados en algunos pozos; finalmente se listan las opciones de mejoradores de conductividad y control de retorno de apuntalante disponibles.

Con la idea de profundizar aun más en lo concerniente a las diferentes técnicas o métodos de colocación de las actividades de estimulación, en la siguiente tabla se muestra más en detalle las opciones visualizadas para las operaciones de terminaciones del pozo de máximo contacto.

Pozo Tipo	Opciones de Terminación	Método Coloc. Tratamiento	Información A Capturar	Beneficios
Máximo Contacto	Agujero Descubierto	SurgiFrac Unidad TF 2-3/8"	Microsísmica	- Menor Caída de Presión en la Terminación. - Mayor Sección horizontal Expuesta a Producción. - Mejora los Tiempos de Ejecución de los Tratamientos. - Primera Oportunidad de Introducción de la Tecnología (SurgiFrac) en Chicontepec.
Máximo Contacto	Agujero Descubierto	SurgiFrac Drill Pipe	Microsísmica	- Menor Caída de Presión en la Terminación. - Mayor Sección Horizontal Expuesta a Producción. - Primera Oportunidad de Introducción de la Tecnología (SurgiFrac) en Chicontepec.
Máximo Contacto	Agujero Descubierto	Delta Stim Completion	Microsísmica StimWatch	- Mayor Cantidad de Información a Conocer Durante Estimulación y Vida Productiva del Pozo. - Oportunidad para Optimizar los Tratamientos. - Protección de Estabilidad del Agujero. - Primera Oportunidad de Introducción de la Tecnología de la Fibra Óptica.
Máximo Contacto	Entubado	Cobramax H Unidad TF 1-3/4"	Microsísmica	- Protección de Estabilidad del Agujero. - Mejora los Tiempos de Ejecución de los Tratamientos. - Primera Oportunidad de Introducción de la Tecnología (Cobramax H) en Chicontepec. - Mejor Control en la Colocación de las Etapas. - Mayor Gasto de Inyección. Mejor Geometría de Fractura.
Máximo Contacto	Entubado	Convencional	Microsísmica	- Protección de Estabilidad del Agujero.

Las estimulaciones en múltiples zonas representan un reto significativo para los Ingenieros de Terminación, nuestro desafío fue con equipamiento y tecnología disponible desarrollar soluciones más eficientes y efectivas a través de la aplicación de la Tecnología denominada PinPoint Stimulation.

Algunas de estas tecnologías claves para el desarrollo de áreas que necesiten múltiples etapas de fracturas de los yacimientos, requieren o hacen uso de la Unidad de Tubería Flexible (TF), bien sea a través de la técnica denominada “SurgiFrac” ó la técnica denominada “CobraMax”.

La técnica SurgiFrac, permite efectuar múltiples fracturas ó etapas de fracturas en pozos en agujero descubierto, mientras que la técnica CobraMax permitirá efectuar múltiples fracturas en una sola corrida de la TF para pozos verticales y horizontales entubados y cementados no disparados.

Estas técnicas fueron desarrolladas para que cada intervalo sea tratado con la estimulación hidráulica que maximice su producción. La aplicación del CobraMax, nos permite el bombeo de altos caudales o gastos de inyección de fluido de fractura, dado que el tratamiento principal es bombeado a través del espacio anular entre la Tubería Flexible (TF) y la Tubería de Revestimiento (TR); mientras que en la aplicación de la técnica SurgiFrac, el tratamiento es bombeado a través o por dentro de la Tubería Flexible (TF), por lo que requiere el uso de una unidad de TF de mayor diámetro, es decir, por lo menos 2-3/8”.

Esta condición de inyección o bombeo del tratamiento a través de la TF representa una condición limitante de poder alcanzar durante la operación gastos de inyección elevados en comparación con los que se pueden lograr a través de la técnica CobraMax.

Sin embargo, en el interés de lograr mayores gastos de inyección a través de la técnica SurgiFrac existe la posibilidad de hacer uso de la misma con la utilización de un equipo y sarta de trabajo de mayor diámetro, es decir, 3-1/2” ó 4-1/2” según

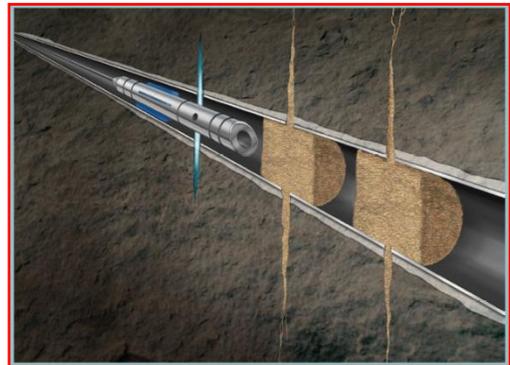
sea el caso. Sin embargo, se debe de considerar las implicaciones que se incurren desde el punto de vista económico y de tiempo, cuando este tipo de aplicaciones se llevan a cabo con equipos en los pozos.

Cada tratamiento es diseñado específicamente para cada intervalo y cada uno de los intervalos, puede ser estimulado en forma independiente. Las ventajas principales de la utilización de estas tecnologías son:

- Minimiza lo tiempos de terminación
- Asegura mayor eficiencia de los tratamientos de fractura
- Incrementa la producción de hidrocarburos
- Elimina los costos asociados por arenamientos prematuros

5.3.1 CobraMax-H®

Un punto clave para esta tecnología es el uso de la Unidad de Tubería Flexible de Halliburton. La Estimulación Pinpoint CobraMax H permite aislar múltiples zonas a fracturar, fue diseñado específicamente para permitir la inyección de las etapas de fractura vía el espacio anular entre la Tubería Flexible/Tubing a través de las perforaciones que fueron creadas por la herramienta hydraset. Cada tratamiento puede ser intervenido de forma individual asegurando que sea estimulado apropiadamente.



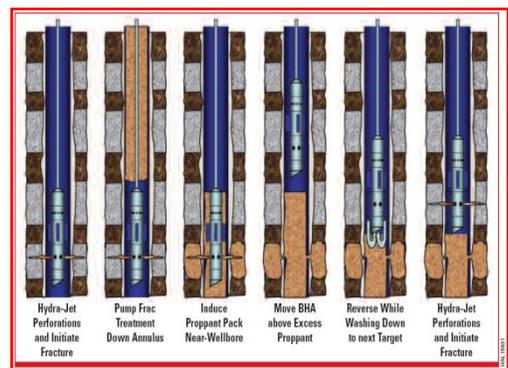
El servicio de fracturamiento CobraMax provee el desempeño o rendimiento de un fracturamiento convencional a través de una tubería de producción o tubería de revestimiento con la velocidad y versatilidad de las operaciones con la Unidad de

Tubería Flexible. El servicio está diseñado para ser aplicado en pozos verticales u horizontales entubados y cementados no disparados y donde se requiera efectuar tratamientos de estimulación en múltiples intervalos. Este servicio permite optimizar los tratamientos a través de factores o aspectos claves como:

- Gasto de inyección
- Volumen de apuntalante o agente de sostén
- Concentración de apuntalante o agente de sostén

Adicionalmente, la estimulación PinPoint ayuda a asegurar que cada zona viable o prospectiva quede estimulada. Algunos de los beneficios importantes del servicio CobraMax son:

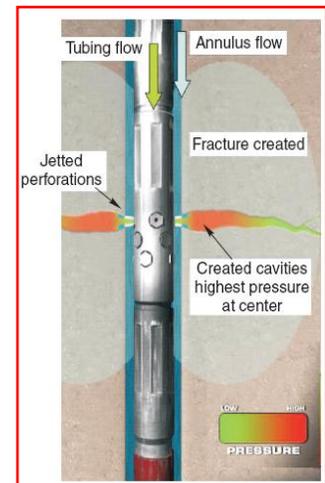
- Permite efectuar el disparo y el fracturamiento en el mismo viaje o recorrido al pozo.
- Elimina los problemas de convergencia de flujo, proporcionando máxima conductividad en las vecindades del pozo.
- Elimina la necesidad de colocar tapones mecánicos que deben ser removidos posteriormente.
- Permite el uso de unidades de tuberías flexibles convencionales, típicamente de 1-3/4 ó 2 pulgadas de diámetro externo.
- No existen limitaciones de temperatura para el ensamblaje de fondo (BHA).
- No existen limitaciones de la profundidad, excepto las alcanzadas por la unidad de tubería flexible.
- Permite el fracturamiento en tuberías de revestimiento de tamaños de 3-1/2" o más grandes.
- No se requiere la manipulación en el fondo del pozo de packer o tapones puentes.



- Permite la estimulación de múltiples intervalos en pozos nuevos (verticales y horizontales) que no hayan sido previamente disparados.
- El tratamiento principal es bombeado a través del espacio anular (TF & TR/Liner) hacia la zona objetivo de interés.
- Requiere que el pozo esté libre de zonas disparadas o perforadas.
- El proceso incluye la conexión del pozo con el yacimiento a través de los disparos por jeteo (hydrajet) seguido de la iniciación de la fractura.
- El efecto de jeteo se efectúa bombeando a través de la Unidad de Tubería Flexible (TF) de 1-3/4" o más grandes.

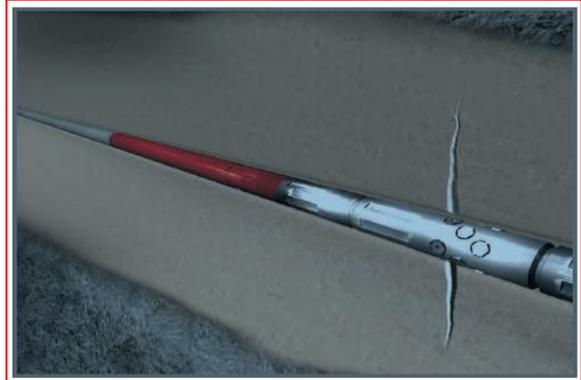
El proceso de fracturamiento a través de la técnica CobraMax incluye:

- Correlación de la profundidad del pozo y horizontes con la Unidad de Tubería Flexible (TF).
- Disparos o perforaciones a través de hydrajet (Jeteo).
- Iniciación de la fractura a través del hydrajet (Jeteo).
- Tratamiento de fracturamiento hidráulico.
- Empaquetamiento del apuntalante en las vecindades del pozo (near wellbore).
- Limpieza de la TR o Liner (pozo) con la Unidad de Tubería Flexible.



5.3.2 SurgiFrac®

El servicio SurgiFrac permite colocar fracturas con alta precisión en pozos desviados y horizontales sin el uso de dispositivos mecánicos de aislamientos. Este alto control de precisión en la iniciación y propagación ayuda a lograr varios objetivos importantes, entre los que podemos mencionar:



- Aumenta la producción de activos existentes
- Optimiza el área de drenaje del yacimiento
- Adiciona nueva producción de manera más rápida en comparación a las técnicas de fracturamientos convencionales.
- Reduce costos de tratamientos de fracturamiento

Las empresas operadoras a nivel mundial se han dado cuenta que si no lograr efectivamente estimular una terminación horizontal o de máximo contacto, en yacimientos de baja a mediana permeabilidad, las probabilidades de éxito económico del pozo son significativamente bajas. Por mucho tiempo, estas empresas operadoras no habían podido contar con procesos de estimulación y fracturamientos realmente viables, coherentes y eficaces en yacimientos con características particulares o condiciones de terminación de los pozos que les permitiera el uso de algunas técnicas de control de colocación de los tratamientos programados. De esta manera, el servicio o técnica SurgiFrac combina tecnologías de jeteo probadas y técnicas de



Fig. 8 – SurgiFracSM service uses a specially designed high-pressure hydrjetting tool similar to those commonly used in oilfield applications to abrade, penetrate, or cut steel casings or rock formations. The tool can be designed to meet well conditions.

fracturamientos que permite la colocación de múltiples etapas de fracturas con precisión quirúrgica en pozos horizontales o de máximo contacto sin el uso de dispositivos de sellos o aislamientos en el fondo del pozo.

El proceso de SurgiFrac utiliza el movimiento dinámico del fluido para desviar el flujo de fluido en un punto específico de la formación.

Este proceso requiere control y evaluación de dos flujos de fluidos y adicionalmente requiere dos sistemas separados de bombeo. El espacio anular entre la Tubería Flexible (TF) y el pozo debe ser presurizado con un gasto de flujo manejable.



Fig. 6 - In the SurgiFrac process, sand-laden fluid pumped through a Hydra-Jet™ tool impinges on the formation creating a cavity. As the cavity is formed, pressure on the bottom of the cavity increases, eventually initiating a fracture. Annular fluid is pulled into the fracture, helping to extend it.

Adicionalmente es bien sabido que las terminaciones en agujero descubierto pueden ser fracturados hidráulicamente usando material apuntalante o fracturas acidas en función de la litología presente y del tipo y consideración de diseño que se seleccione, sin embargo el gran reto es encontrar el camino para lograr resultados adecuados en la estimulación. Así, la generación incontrolada de las fracturas hidráulicas inducidas normalmente dará lugar a fracturas mal distribuidas a lo largo de la sección lateral expuesta en cualquier longitud. De esta manera, nuestro objetivo principal es la creación de las fracturas en los lugares que sean necesarios.

5.3.3 Delta Stim® Completion

El servicio Delta Stim provee otra opción para la terminación de pozos horizontales o máximo contacto para el fracturamiento de multi-etapas con alta precisión y mínima intervención. El servicio incorpora el uso de dos herramientas probadas y confiables, estas son: las camisas delta stim y el sistema de aislamiento de los empacadores hinchables. La combinación del uso de estas herramientas, permite selectivamente tratar una variedad de zonas prospectivas del pozo con la opción de cerrar una o más zonas en un futuro. Dependiendo de las condiciones del yacimiento, el aislamiento puede ser logrado usando procedimientos con bolas “canicas” ó de movimientos mecánicos.

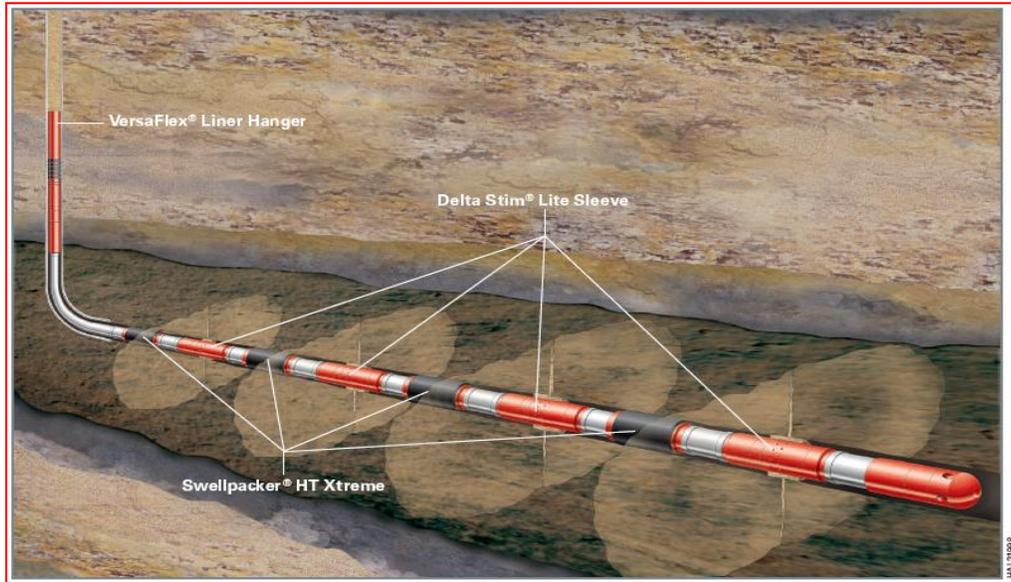


La apertura de estas camisas permite la estimulación de la zona a través de la camisa activada, desviando el flujo de fluido a través de los puertos. Después de las estimulaciones, la limpieza del pozo es asistida mediante la fluida de todas las zonas tratadas simultáneamente.

Algunos de los beneficios que brinda este servicio son:

- Ayuda a reducir los tiempos de terminación y mejora la producción
- Permite la colocación y aislamiento de las zonas estimuladas
- Permite el bombeo continuo de tratamiento de múltiples etapas.
- Ayuda a eliminar los costos de la perforación

En la figura que a continuación se muestra, ilustra de manera esquemática la terminación Delta Stim con las camisas y empacadores para el fracturamiento en etapas múltiples del pozo.



Delta Stim Completion

Las técnicas convencionales de fracturamiento de este tipo de arquitectura de pozo, como son: Disparar, fracturar, asentar tapones, limpiar el agente sostén para cada intervalo puede requerir días o semanas de demora en la puesta en marcha del pozo lo que implica dejar durante largos periodos el fluido de fractura en el pozo, lo que incrementa la posibilidad de daño, posponer la venta de producción y aumento de los costos del proyecto haciendo que muchos proyectos no sean económicamente posibles.

6 Terminación

6.1 Objetivo y Alcance

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

REGIÓN:	NORTE
ACTIVO:	INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

NOMBRE DEL POZO

Nombre:	PRESIDENTE ALEMAN	Número:	1565	Letra:	-	No. de conductor:	1
Clasificación:	DE DESARROLLO, 07-07-01-01 PRODUCTOR DE ACEITE						
Plataforma:	Presidente Alemán 1565			Equipo:	PM 205		

OBJETIVO

Especificar claramente las metas a lograr al término de la intervención.

Obtener producción comercial de hidrocarburos de la arena FPR-20 de la formación Chicontepec en el campo Presidente Alemán- Remolino, mediante la perforación de un pozo horizontal de máximo contacto con arquitectura avanzada; en los intervalos preliminares (1) 3216-3105 m, (2) 3058 -2963 m, (3) 2901-2812 m, (4) 2756-2665 m, (5) 2619-2539 m, (6) 2482-2382 m y (7) 2327-2223 m, para incrementar la producción acumulada con 400 bpd, el factor de recuperación y evaluar la tecnología de pozos horizontales multi-fracturados (COBRAMAX).

Tipo de terminación.

Tipo Sistema de Explotación	FLUYENTE
-----------------------------	----------

UBICACIÓN

Estado:	Veracruz	Municipio:	Papantla
Referencia Topográfica	La localización del pozo Presidente Alemán PA-1565 se ubica en el campo Presidente Alemán, al Sur del Campo Poza Rica y al Oriente del Campo Furbero. Se encuentra situado aproximadamente a 485 m, S 4°45' del pozo Presidente Alemán 241.		
Tipo de Pozo	Marino() Terrestre (X) Lacustre ()		

Pozos terrestres

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	53.5 m
--	--------

Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m)	6.5 m	
Coordenadas UTM conductor:	X= 675,925.0	Y= 2,253,778.0
Coordenadas geográficas del conductor:	Lat.= 20° 22' 31.0" N	Long = 97° 18' 51.77" W
Coordenadas de fondo:		
Coordenadas objetivo entrada Horizontal:	X= 676,575.09	Y= 2,253,730.87
Coordenadas objetivo salida Horizontal:	X= 677,300.81	Y= 2,253,665.75

6.2 ANTECEDENTES DEL POZO A INTERVENIR

6.2.1 Resumen de la perforación por etapas.

La perforación del pozo Presidente Alemán 1565 se llevó a cabo con el equipo PM-205 utilizando 50 días para perforar hasta una profundidad total de 3271 (m.d.b.m.r.), 2421 m.v.b.m.r. la TR de 7 5/8" se asentó a 2336 m.d. y no se registraron eventos sobresalientes. Se terminó con una densidad de 1.73 gr/cc, alcanzó una máxima inclinación de 87° 16' a 3178 m MD. El liner de producción de 4 ½" se asentó a una profundidad de 3266 m.d.

Etapas: **TR 10-3/4"** Tipo lodo: **HYDROGUARD Base Agua** (1 al 12 de Julio de 2011)

Intervalo (m)	Densidad (gr/cc)	Operación (Fase de 14-3/4")
23 – 500	1.17 – 1.43	Inicio perforación de la etapa con barrena de 14 ¾". Perforo hasta 69 m y observo perdida de circulación. Mezclo y relleno hueco del Kelly con 5 sxs de cemento. Espero fraguado de cemento en hueco. Perfora con Bna. Tricónica de 14 ¾" perfora de 69m hasta 147 metros donde observo perdida de lodo 10 m3. Observo abundante comunicación de lodo en hueco del Kelly y suspende perforación observando perdida de lodo de 20 m3. Bombeo y desplazo 6.5 m3 de material anti pérdida de lodo para reposar. Realizo cementación forzada en 2 intentos espero fragüe bajo sarta realizo prueba de circulación sin observar perdida de lodo. Continúo perforando hasta 500m. Corrió TR 10 ¾". Con zapata flotadora, 1 tramo de TR, 1 cople flotador + 39 tramos de TR hasta 496 metros. Se utilizaron 10 centradores y cemento TR 10 ¾".

Etapa: **TR 7 5/8"** Tipo lodo: **INTEGRADE Base Aceite** (periodo: 12 al 29 de Julio de 2011).

Intervalo (m)	Densidad (gr/cc)	Operación (Fase de 9-1/2")
500 - 2337	1.40 – 1.73	<p>Con Barrena de 9 ½" rebaja tapones, cople flotador y cemento de 482.1 a 492m, probó hermeticidad de la TR 10 ¾" con 500 psi por 15 minutos. Rebajo zapata y cemento de 492m a 500 m. Perfora 5 metros de formación a 505 metros. Realizo prueba de densidad equivalente de circulación a 505 m, con peso de lodo de 1.40 gr/cc y una presión estabilizada de 425 para una densidad equivalente de 2.0 gr/cc.</p> <p>Con sarta navegable, perfora de 505 a 2023 m donde saco barrena para cambio de BHA, por problemas de construcción de ángulo. Bajo BHA navegable y perforo con barrena PDC a la profundidad de asentamiento 2,337m. Circulo con barrena a 2,337 m homogenizando columna de lodo 1.73 gr/cc. Saco barrena a superficie evaluó desgaste de la barrena 0- 1- WT- T- X- I- NO- TD. Tomo los registros de :(HRI) Inducción de alta resolución. (EWS) Sónico de porosidad, Caliper de 2316.8 a 496 temperatura de fondo: 96° C. Volumen Anular: 33.9 M3 Volumen de pozo: 88.2 M3. Corrió TR 7 5/8". Bajo TR con zapata, 2 tramos y cople flotador a la profundidad de 2327, homogenizo columnas a 1.73 gr/cc, efectuó cementación de TR 7 5/8".</p>

Etapa: **LN 4 1/2"** Tipo lodo: **INTEGRADE base aceite** (29 de Julio a 22 de Agosto de 2011).

Intervalo (m)	Densidad (gr/cc)	Operación (Fase de 6-3/4")
2384 - 3271	1.73	<p>Perforo etapa de producción con barrena de 6 3/4" desde 2384 m hasta 3271 m con peso de lodo de 1.73 gr/cc, Circulo tiempo de atraso y recupero muestra de fondo con personal de Mud Logging, y se analizo la muestra con personal de geología de Pemex, Halliburton y Mud Logging. Y se determina recortar la PT del pozo por haber alcanzado el objetivo. Realizo viaje corto de 3100 y regreso a fondo sin observar arrastres. Levanto barrena a superficie sin problema.</p> <p>Realizo plática de seguridad y pre operacional sobre la toma de registros geofísicos con TLC.</p> <p>Bajo sonda de registros con tubería hasta 3267, levanto tubería registrando hasta 2,450 m. Observo problema con el registro de caliper el cual no se pudo tomar. Continúo sacando sarta por lingadas llenando pozo por tanque de viajes.</p> <p>Realizo junta de seguridad y bajo sarta simulada para viaje de calibración, donde observo fricción al ir bajando a 3136 de 5 a 10 tons. Repaso con Top-Drive hasta acondicionar agujero, continuo bajando hasta 3271m. Circulo tiempo de atraso hasta homogenizar columnas a 1.73 gr/cc. Bombeo bache testigo con 10m3 de BAROLIFT dando como resultado un agujero en calibre.</p> <p>Saco sarta quebrando tramo por tramo hasta 2,426 m. Posteriormente saco por lingadas.</p> <p>Instalo equipo para correr Liner de 4 1/2" 15.1 #/Pie, P-110, HDLX, y con supervisión de Tenaris procedió a la bajada del liner hasta 1155 m (87 tramos totales). NOTA: se instalaron 124 centradores CENTEK 4 1/2" X 6 1/8" Y 12</p> <p>Centradores de PROTECH CRB 4 1/2" X 6 3/4" de 2103 A 3266 M.</p> <p>Personal de Cia. Halliburton instalo Colgador de Liner "VERSAFLEX" y continuo bajando liner con lingadas llenando tubería cada 200 m, bajando hasta 3,266m, circula para</p>

		homogenizar columnas a 1.73 gr/cc.
--	--	------------------------------------

6.2.2 Información del Yacimiento.

Datos del Yacimiento

Nombre del Pozo:	Presidente Alemán 1565
Formación:	FPR-20 ~ FPR-10 y FPR-5 (Chicontepec)
Presión de Yacimiento Estimada:	407 kg/cm ² ~ 5,800 psi a 2,365 mTVD (0.75 psi/ft)
Temperatura Estática de Fondo:	221 °F @ 2,365 mTVD
Fluido del Reservorio Esperado:	Aceite 12 - 20 °API
Porosidad Promedio:	10%
Permeabilidad Promedio:	2 mD
Saturación de Agua:	23%
Gradiente de Fractura:	0.95 psi/ft
Gradiente de Cierre:	0.84 psi/ft
<u>Máxima Presión Esperada:</u>	
Superficie:	5,750 psi
Fondo:	3,950 psi
Máxima Presión de Tratamiento:	8,500 psi
KB:	6.7 m
PI:	2,421 mTVD / 3,266 mMD (Cople Flotador)
Liner de Producción:	4-1/2", 15.1 #/pie, P-110, desde 2,103 m hasta 3,266 m MD
Factor de Capacidad del Liner:	0.01422 bls/pie
Casing Intermedio:	7-5/8", 29.7 #/pie, N-80, hasta 2,336 m MD (2,245 m TVD)
Factor de Capacidad del Casing:	0.04591 bls/pie
Capacidad Total del Pozo:	371 bls @ 3,266 mMD
Registro de Desviación:	Pozo Horizontal (Ver Reporte de Desviación)
MD:	3,266 m MD
TVD:	2,421 m TVD

Perforación Abrasiva:

Tres (3) cluster de 1 jeteo cada uno por etapa

Estado mecánico Actual.

Presidente Aleman-1565

Seccion Horizontal: 822 m
Ang. Horizontal 86.91 Grados
V sec: 1152 m

Cabezal 5M

10 3/4" 5M x 7 5/8" x 2 7/8"

Programa de Lodos:

Hoyo 14 3/4" Base Agua = 1.17 -137 gr/cc

Hoyo 9 1/2" E. Inversa= 1.40- 1.73 gr/cc

Hoyo 6 3/4" E. Inversa = 1.73 gr/c

Registros Geofísicos:

Agujero 9 1/2":

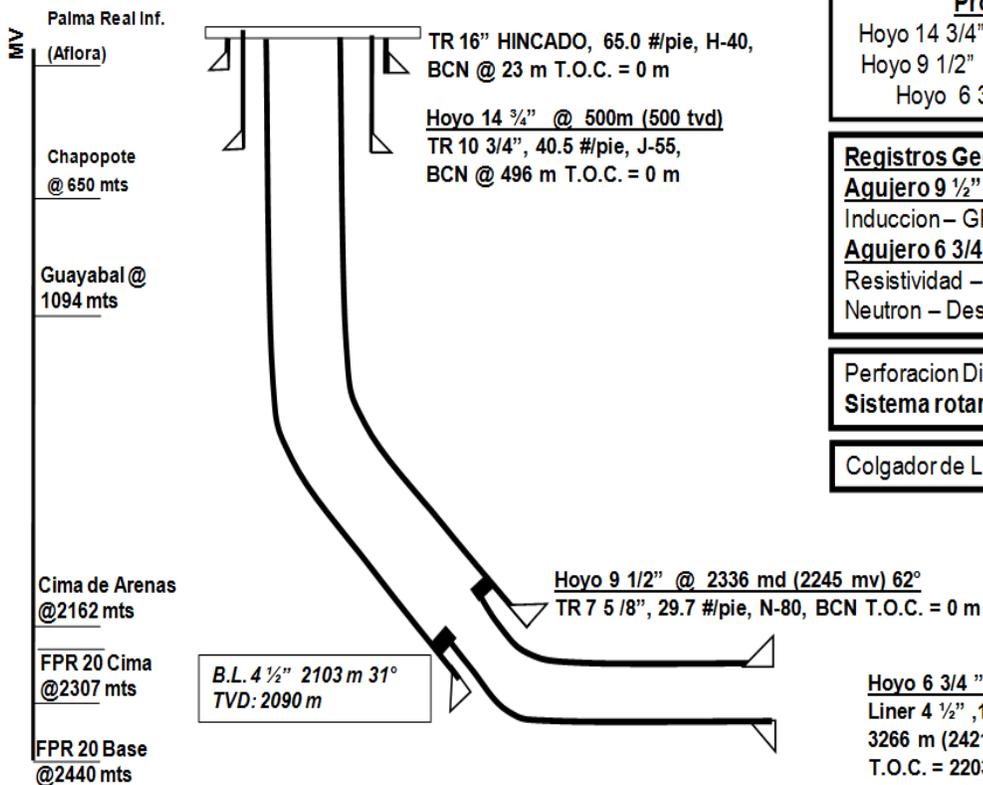
Induccion- GR - Sonico - Desviacion-CBL

Agujero 6 3/4":

Resistividad - GR - Litodensidad - Sonico -
Neutron - Desviacion-

Perforacion Direccional : Seccion Horizontal
Sistema rotario dirigido Geo-Pilot®

Colgador de Liner: **VERSAFLEX®**



6.2.3 Distribución del aparejo de producción actual.

Diám. Ext.	Grado	Peso lb/pie	Conexión	Diám. Int.	Drift (pg)	Resist. Presión	Resist. Colapso	Resistencia Tensión (lbx1000)	Distribución (m.d.b.m.r.)
------------	-------	-------------	----------	------------	------------	-----------------	-----------------	-------------------------------	---------------------------

(pg)				(pg)		Interna (psi)	(psi)	Cuerpo	Junta	de	a
10-3/4	J-55	40.5	BCN	10.05	9.894	3130	1580	629	819	0	497
7-5/8	N-80	29.7	BCN	6.875	6.75	6890	4790	414	580	0	2336
4 1/2	P-110	15.1	HDSLX	3.826	3.701	10480	11090	397	345	2236	3266

6.2.4 Registros de las Zonas de interés.

6.2.4.1 Registro de Rayos Gamma (RG).

El registro de Rayos Gamma naturales es una medida de la cantidad de radioactividad natural de la roca, la cual se lleva a cabo mediante un detector de centelleo. Los elementos radioactivos se encuentran en mayor concentración en las rocas arcillosas, en tanto que en rocas limpias, se tiene bajo contenido de radioactividad (arenas, areniscas, calizas, dolomías). Este registro se puede tomar simultáneamente con otros, en agujeros vacíos o llenos de lodo o en pozos entubados, en este último no se deben de tomar en cuenta sus valores para fines de cálculos.

Los factores que afectan la respuesta de los Rayos Gamma son:

- a) Diámetro del pozo: Mientras mayor sea el diámetro del agujero, menor es la intensidad de la radioactividad del registro.
- b) Peso del lodo: A mayor densidad del lodo menor intensidad de las radiaciones registradas.
- c) Tubería de revestimiento: La tubería reduce la intensidad de la señal que recibe el detector.

Aplicaciones del registro: Correlación con SSP. Para definir horizontes geológicos, detección de zonas de alto riesgo en la perforación, distinguir formaciones

arcillosas y limpias, evaluación del grado de arcillosidad, análisis de minerales radioactivos y detección de coples de la tubería de revestimiento.

6.2.4.2 Registro sónico compensado (BHC).

Cuando un transmisor es activado por un pulso, este genera una onda de sonido, que penetra a la formación midiendo el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes. Los transmisores son activados alternativamente y los valores de Delta t son promediados automáticamente en la superficie.

Aplicaciones del registro: Para determinar la porosidad principalmente en arenas ya que nos indica las zonas gasíferas y la litología (arenas y lutitas), detección de presiones anormales durante la perforación.

6.2.4.3 Registro doble inducción (DIL).

La sonda de doble inducción, usa un dispositivo inductivo de investigación (ILD) similar al de inducción, otro de investigación mediana (ILM). Además otro dispositivo cuyo radio de investigación es somero (SFL).

Aplicaciones del registro: Proporciona el valor de la resistividad en la zona no contaminado por el lodo (R_t) y en la zona lavada (R_{xo}), área inmediata a la pared del pozo afectada por el lodo.

6.2.4.4 Registro de litodensidad (LDT).

Es obtenido por una herramienta en la que simultáneamente mide el índice de absorción de captura fotoeléctrica (P_{ef}) y la densidad de la formación. El factor fotoeléctrico se obtiene de los rayos gamma y puede ser utilizado en la detección de fracturas.

Aplicaciones del registro: Densidad de formación y detección de fracturas.

6.2.4.5 Neutrón compensado (CNL).

La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrógeno) contenido en los poros de la roca y por tanto, de la porosidad.

La herramienta es útil como indicador de gas, esto es porque mide el índice de hidrógeno y el gas contiene un bajo índice, entonces la porosidad aparente medida será baja.

6.2.4.6 Espectroscopia de Rayos Gamma (NGT).

La respuesta de una herramienta de Rayos Gamma depende del contenido de arcilla de una formación. La herramienta de rayos Gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radiactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis de las cantidades de torio y potasio en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcilla. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

6.2.4.7 Registro giroscópico (GST).

Cuenta con un giroscopio móvil montado sobre una plataforma de inercia. El eje del giroscopio se mantiene en dirección horizontal orientada hacia el norte u otra dirección de referencia. El azimut y la desviación del pozo se calculan por medio de detectores de posición del giroscopio y de un acelerómetro.

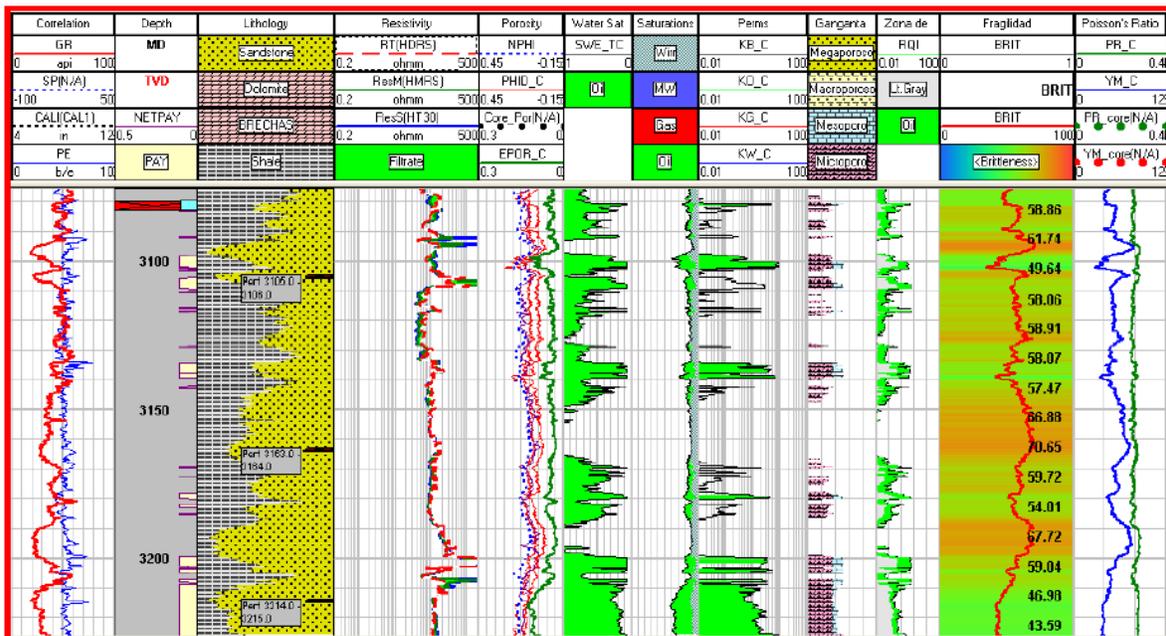
Aplicaciones del registro: Desviación y dirección del pozo.

6.2.5 Intervalos seleccionados

Para la terminación del pozo se seleccionaron seis intervalos los cuales se encuentran dentro de la arena 20 y 10, mismos que se presentan a continuación:

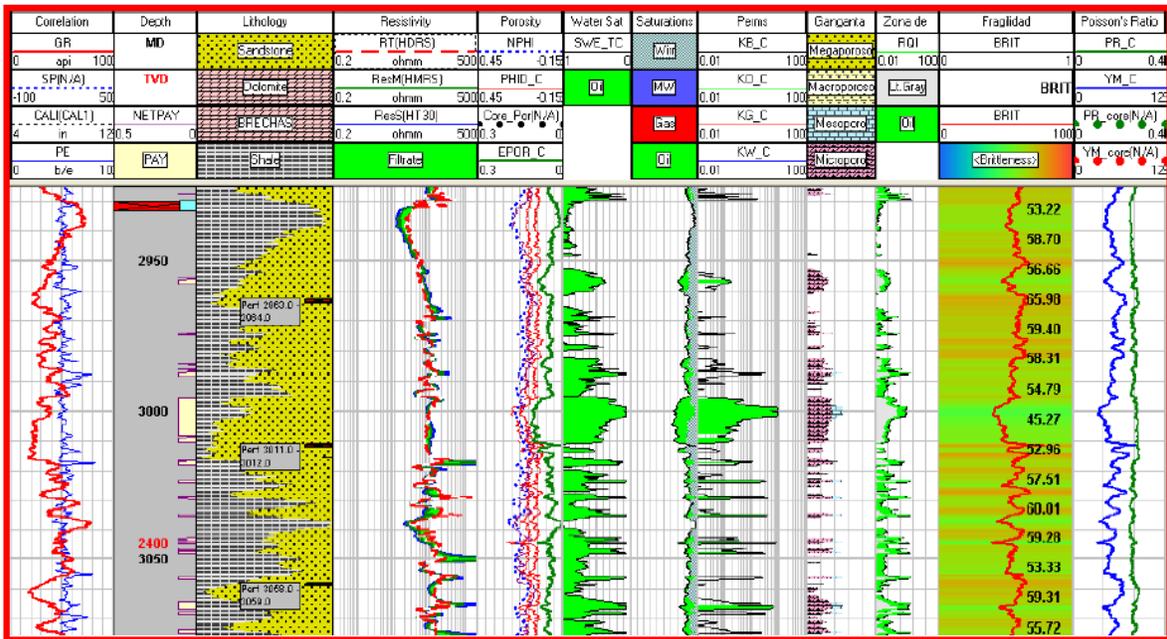
6.2.5.1 Primera etapa.

Intervalo: 3216 – 3163 – 3105. Formación: FPR–20. Litología: Arenisca y Lutita. Hidrocarburo: Aceite.



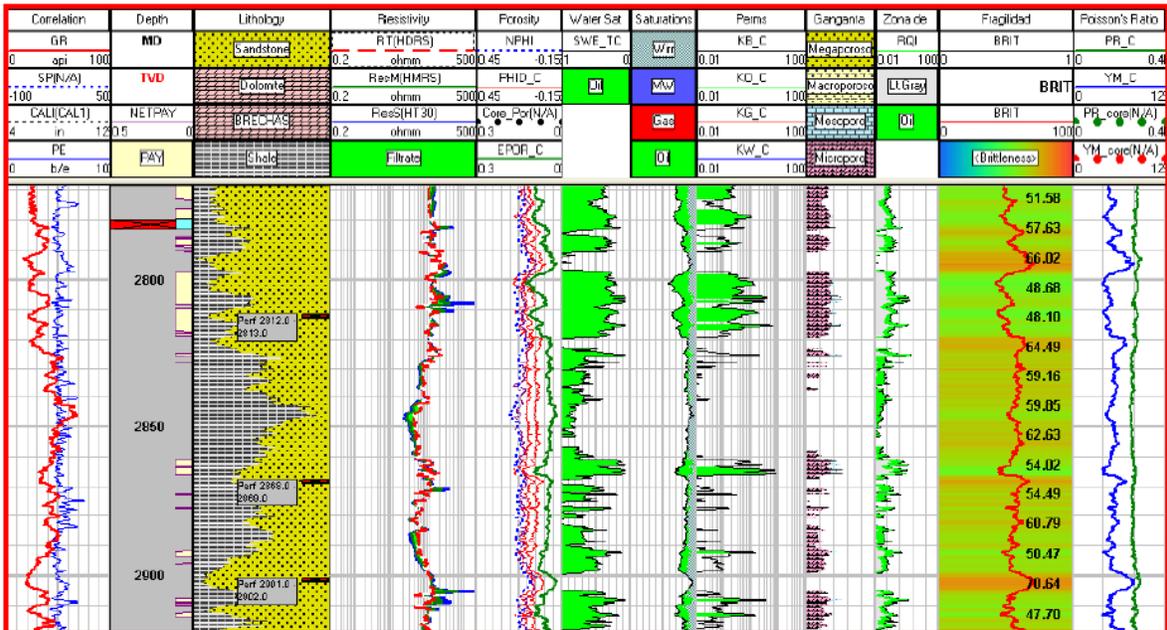
6.2.5.2 Segunda etapa.

Intervalo: 3058 – 3011 – 2963. Formación: FPR–20. Litología: Arenisca y Lutita. Hidrocarburo: Aceite.



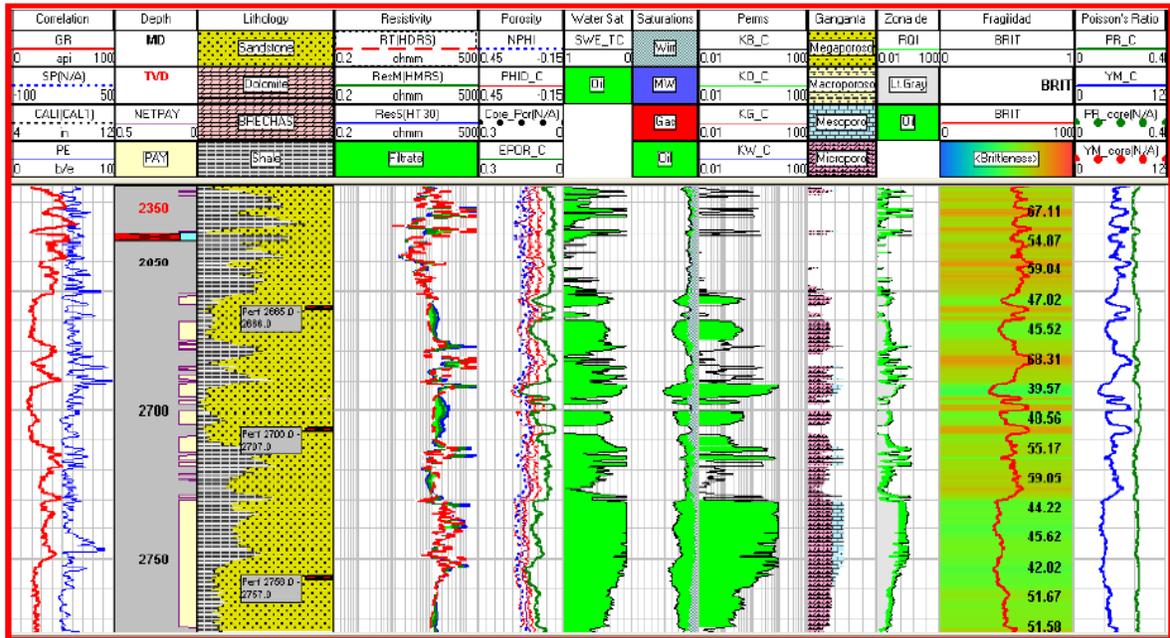
6.2.5.3 Tercera etapa.

Intervalo: 2901 – 2868 – 2812. Formación: FPR–20. Litología: Arenisca y Lutita.
Hidrocarburo: Aceite.



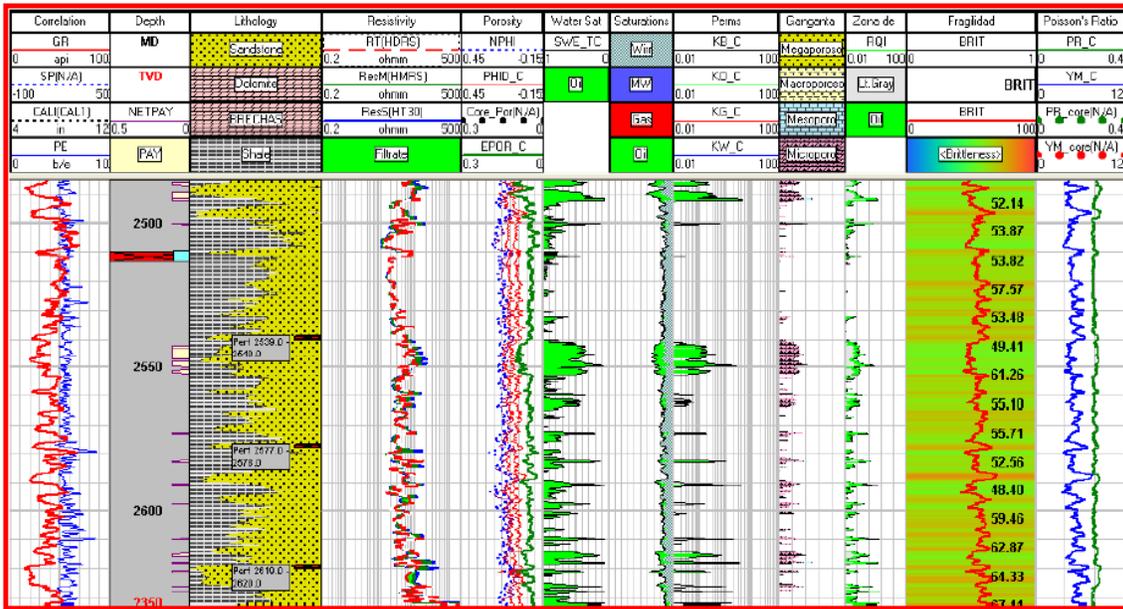
6.2.5.4 Cuarta etapa.

Intervalo: 2756 – 2706 – 2665. Formación: FPR–20. Litología: Arenisca y Lutita.
 Hidrocarburo: Aceite.



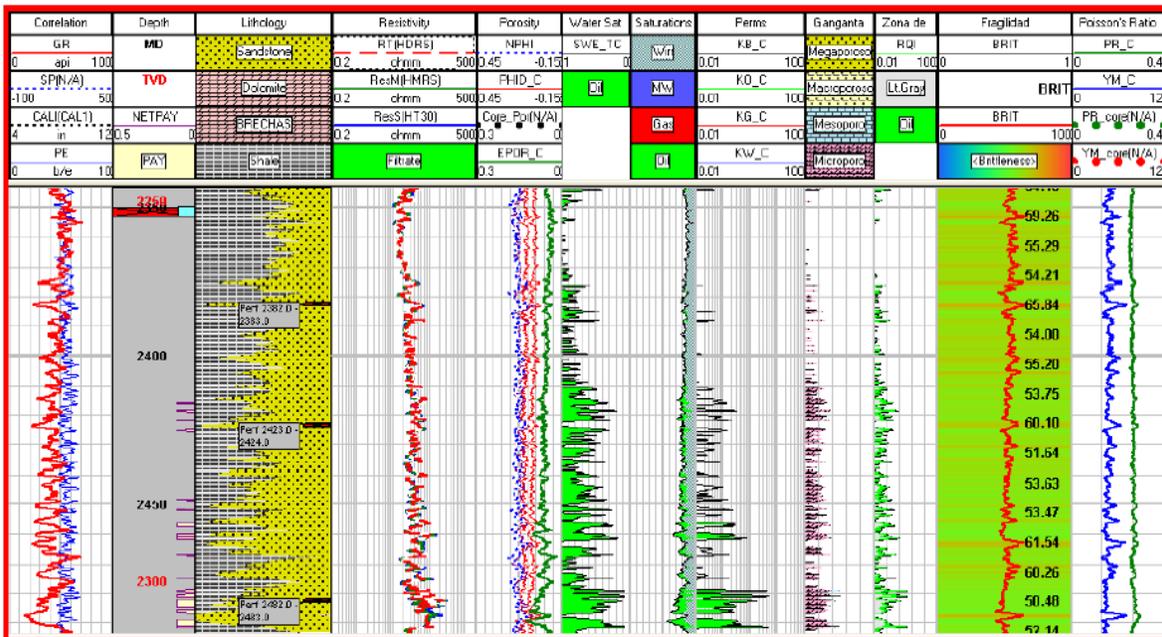
6.2.5.5 Quinta etapa.

Intervalo: 2619 – 2577 – 2539. Formación: FPR–20. Litología: Arenisca y Lutita.
 Hidrocarburo: Aceite.



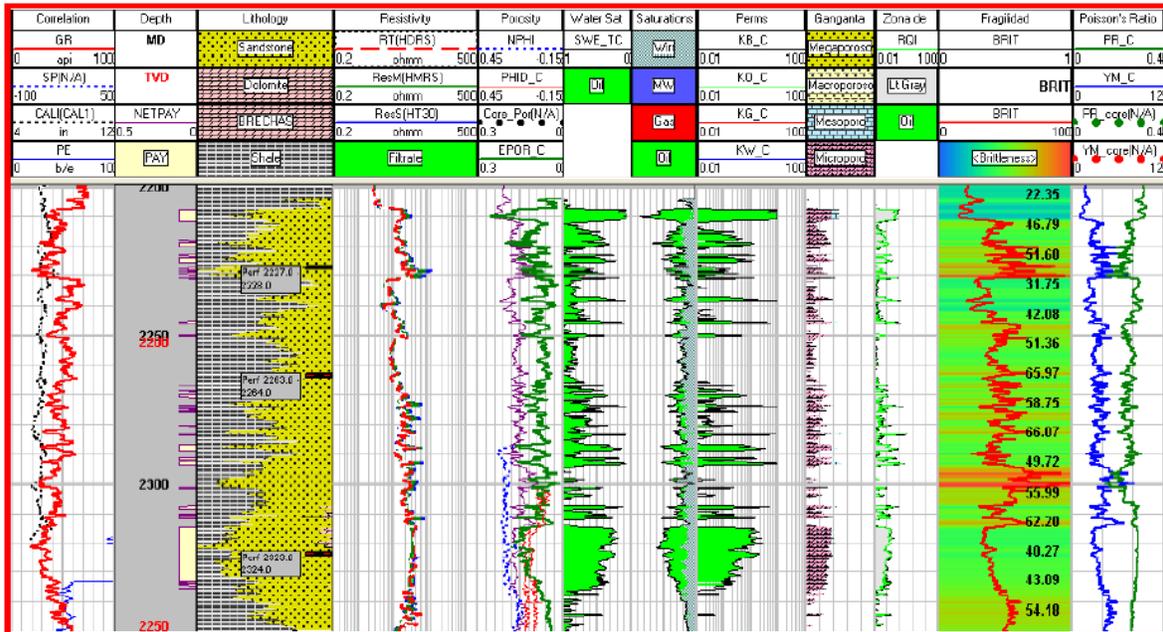
6.2.5.6 Sexta etapa.

Intervalo: 2482 – 2423 – 2382. Formación: FPR-10. Litología: Arenisca y Lutita.
 Hidrocarburo: Aceite.



6.2.5.7 Séptima etapa.

Intervalo: 2323 – 2263 – 2227. Formación: FPR-5. Litología: Arenisca y Lutita.
 Hidrocarburo: Aceite.



De los seis intervalos seleccionados únicamente se presentarán las fracturas de los intervalos tres y cinco debido a que son los que cuentan con la información más completa de diseño, ejecución y respuesta de microsísmica, el resto de los eventos se diseñaron y ejecutaron de manera similar con la diferencia que no se pudo captar la respuesta de micro sísmica en el pozo vecino debido a la distancia con la que quedo posicionada la sonda en el pozo receptor con respecto al pozo productor, el flujo de trabajo establecido para la ejecución de los trabajos de terminación se muestra en la figura 6.1

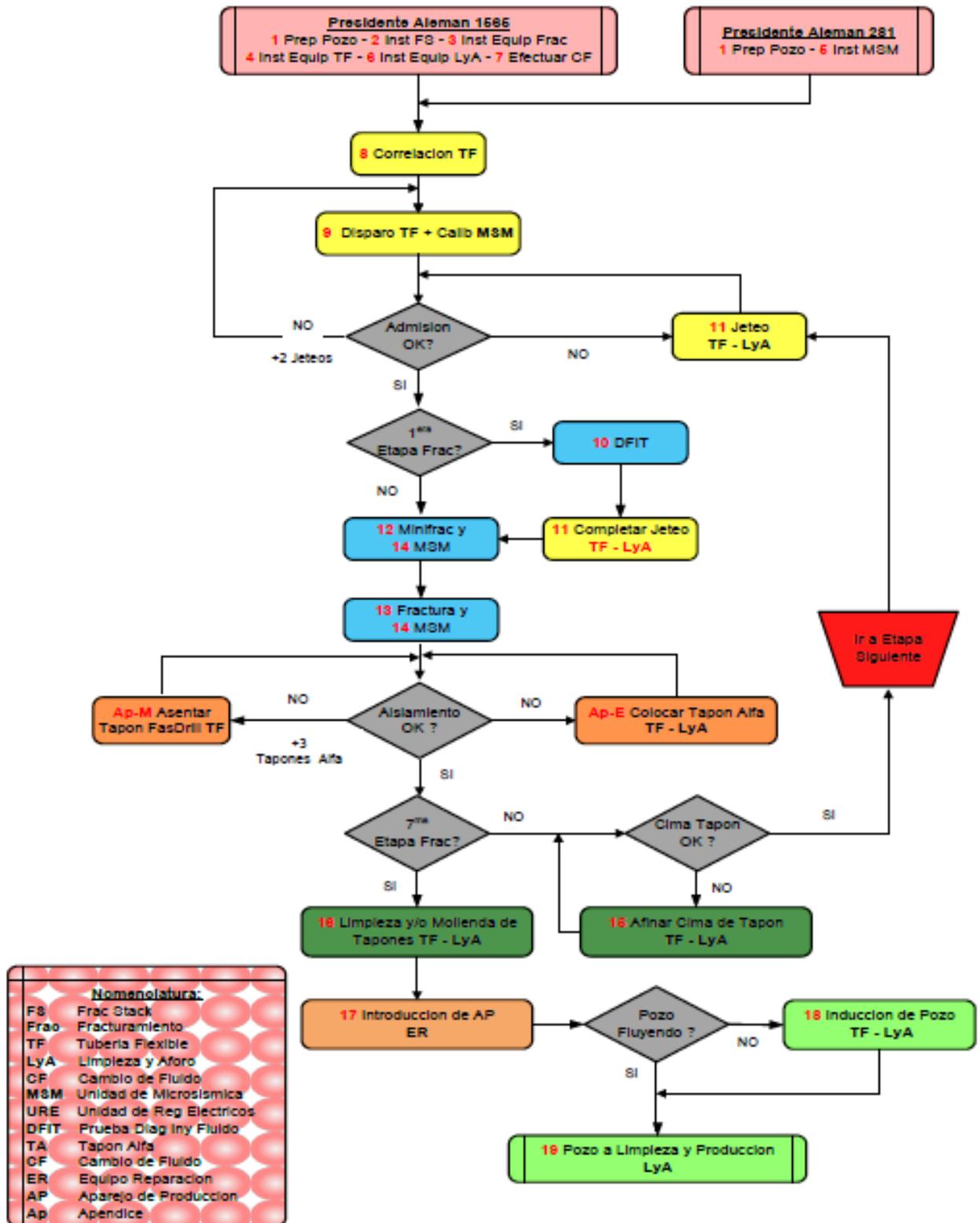


Figura 6.1 Flujo de trabajo para la ejecución de los trabajos de terminación.

6.3 Diseño y ejecución de los fracturamientos hidráulicos.

Resumen ejecutivo, Etapa Numero 3

Se presenta el Reporte Post Operativo del Fracturamiento Hidráulico con Sistema de Baja carga polimérica, sistema mejorador de conductividad y controlador de retorno de apuntalante “Expedite”, correspondiente a la tercera etapa que se efectuó al intervalo 2,792 – 2,756 – 2,741 m, del pozo Presidente Alemán 1565, en la formación FPR-20 el día 08 de noviembre del 2011. La etapa anterior se aisló con tapón mecánico tipo Fas Drill a 2,804 m. En este reporte aparecen los parámetros de diseño y los parámetros reales obtenidos en la operación del tratamiento principal (fractura hidráulica). En total se efectuaron 3 cluster con perforación abrasiva para esta etapa de fractura.

Etapa de Fractura No.3

Detalles de la Pistola: HydraJet Tool Fase 120°

Cima Intervalo (m)	Base Intervalo (m)	Longitud (m)	Densidad (cpm)	Número de Agujeros
2792	2792	----	HydraJet	3
2756	2756	----	HydraJet	3
2741	2741	----	HydraJet	3

El tratamiento fue completado al 100%, siendo el programa diseñado y el ejecutado los siguientes:

Etapa	Fluido	Diseño	Trabajo	Unidades
Corte	Gel Lineal 20#/mgal + Arena Ottawa 20/40	45	88	Sacos
Pre-Colchón	Gel Lineal 25 #mgal	3500	5066	Gals
	Acido Clorhídrico a 15%	16	16	M ³
Fractura	Colchón: Sirocco 30#/mgal	40,000	40,236	Gals
	Etapas Arena: Sirocco 30#/mgal	82,500	94,080	Gals
	Econoprop 20/40	1,620	1,830	Sacos
	Carbolite 16/30	1,070	1,295	Sacos

Tabla 6.1 Volúmenes de fluidos y apuntalantes programado vs real etapa 3

El tratamiento se inició con el bombeo de un pre-colchón de 966 gal de Gel Lineal 25# a un gasto y presión promedio de 5 bpm y 2,659 psi respectivamente, esto con la finalidad de verificar los parámetros de inyección del pozo una vez efectuadas las perforaciones. Seguidamente, se bombea un bache de 16 m³ del Sistema Acido HCL @ 15% a un gasto y presión promedio de 5 bpm y 3,525 psi respectivamente para tratar de mejorar las condiciones de inyecciones del pozo, que nos permitan alcanzar de manera segura el gasto de fractura deseado para el tratamiento principal correspondiente a la fractura hidráulica. De esta manera, se bombearon 4,242 gal de Sistema Acido Clorhídrico al 15% (16 m³). Posteriormente se bombearon 4,100 gal de un bache espaciador de Gel Lineal 25#, en esta etapa de la operación el gasto de inyección se fue aumentando de manera progresiva desde 5 – 10 – 15 – 22 – 28 y 33 bpm, alcanzándose una presión máxima de bombeo en superficie de 5,197 psi.

Una vez que el sistema ácido fue desplazado a través de las perforaciones se observó una disminución en la presión de bombeo en superficie desde 6,130 psi hasta 4,598 psi, es decir, una caída de presión en el orden de 1,532 psi, condiciones esta, que permitió aumentar progresivamente el gasto de inyección desde 42 a 63 bpm durante el colchón de la fractura. Las presiones observadas en superficie durante el colchón fueron de 6,130 – 4,950 psi. El volumen total de colchón bombeado fue de 40,236 gal (958 bls). Se bombearon 2 baches de arena dentro del colchón con el objetivo de visualizar la repuesta del pozo a medida que los mismos pasaran por las perforaciones. En el primero de los baches fueron 32 sacos a 0.5 lpg, mientras que en el segundo fueron 56 sacos a 1 lpg. Una vez completado el colchón requerido, se dio inicio al bombeo de las etapas de arena en etapas de medias libras desde 1 lpg hasta 5.5 lpg en fondo a un gasto de fractura de 61 bpm. Después de haber bombeado 1,700 sacos de Econoprop Malla 20/40, se inició el bombeo de la resina Expedite. Al final se lograron resinar 130 sacos de Econoprop Malla 20/40 + 1,295 sacos de Carbolite Malla 16/30. Durante el bombeo de las etapas de arena la presión de superficie fue desde 4,830 psi hasta 3,918 psi. En total se bombearon 3,125 sacos (Econoprop 20/40+ Carbolite 16/30). Se logró desplazar el tratamiento al 100%. En total la operación duró 95 min. En el espacio anular 7-5/8" x 10-3/4" se mantuvo una presión promedio de 1,000 psi durante el tratamiento.

El análisis de las presiones y gastos de bombeo durante y después del fracturamiento hidráulico registrados en las figuras 6.2 y 6.3 se efectuó usando el simulador de fractura FracPro PT, el cual indica que se alcanzaron los objetivos de geometría de las fracturas generadas:

Parámetros	Diseño	Trabajo	Microsísmica
Longitud de Fractura (m)	113	181.1	NE: 170/ SW: 175 (Azimuth: N 40° E)
Altura de Fractura	83	95.2	90
Complejidad o Ancho de Red (m)	---	---	70
Conductividad Adimensional (FCD)	17.2	4.96	---
Concentración Areal (lb/pg ²)	2.24	1.11	---
Permeabilidad (mD)	2.67	2.67	---

Tabla 6.2 Parámetros de fractura diseñados vs real etapa 3

Los valores de conductividad y permeabilidad son de carácter referencial por lo que deberán ser estimados por ajuste de historia de producción y presiones con el simulador numérico QuikLook.

En el reporte se incluyen los parámetros de diseño y los parámetros reales obtenidos en la operación de fracturamiento (Tablas 6.1 y 6.2), así como los gráficos y tablas correspondientes (figuras 6.2 y 6.3). Asimismo, se incluye un resumen del desarrollo del trabajo, y las conclusiones y recomendaciones.

	Presidente Aleman 1565	FPR-20
Temp. Yacimiento Presión Yacimiento	221 °F 5,890 psi	Permeabilidad 2.67 mD
Intervalos	2,792- 2,756- 2,741 m	Porosidad 7.7%
Fecha de Operación	8/Noviembre/2011	Liner 4-1/2"; 15.1#/ft; P- 110

Pre-Colchón	
Fluidos	Gel Lineal 25#
Volumen (gls)	5,066
Fluido	HCl a 15%
Volumen	16
Gasto Promedio (bpm)	4 – 32
Presión Promedio (psi)	4,292
ISIP (psi)	N/A
Gradiente de Fractura (psi/ft)	N/A
Fricciones por Tortuosidad (psi)	N/A
Fricciones por Perforados (psi)	N/A
Factor Beta	N/A

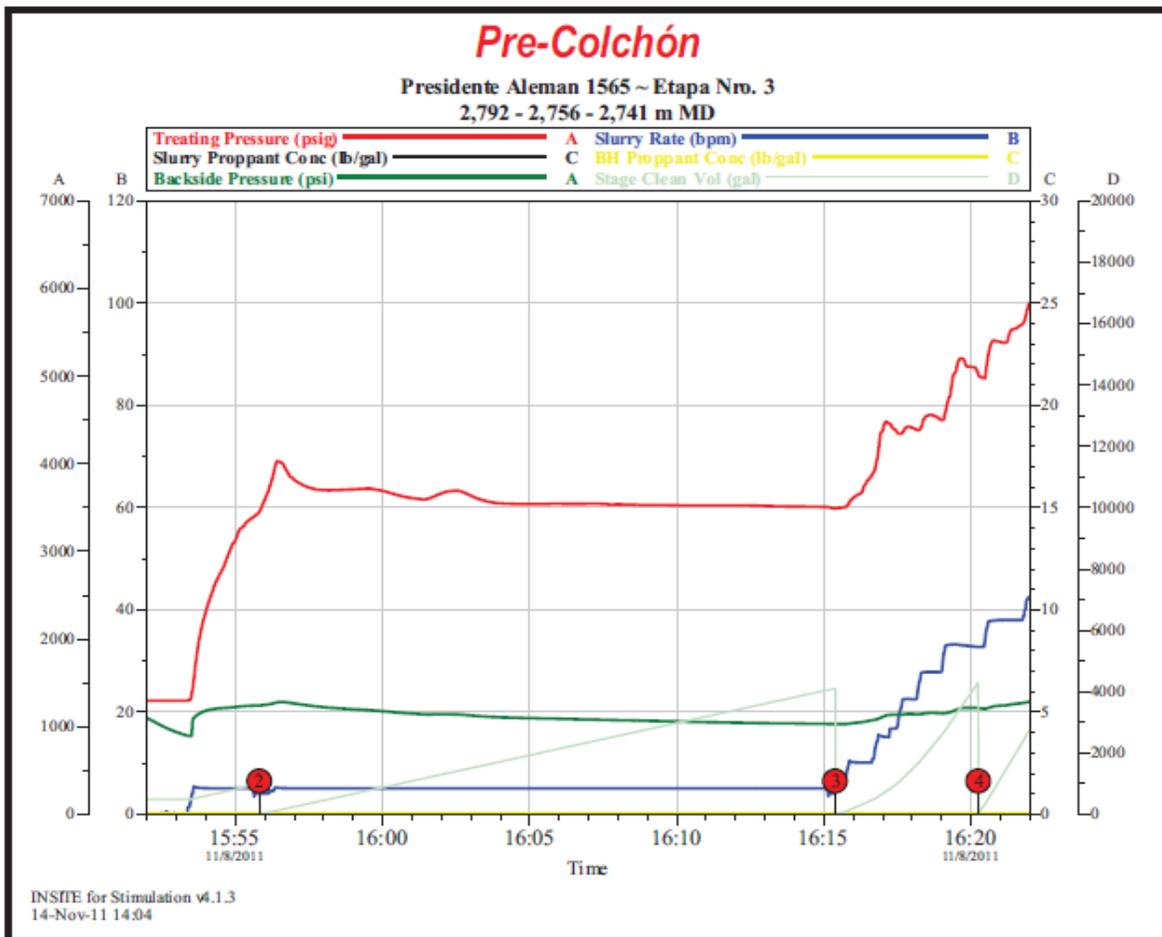


Figura 6.2 Comportamiento de presiones durante el Pre-colchón de la etapa no. 3

Fractura Hidráulica		
Parámetros de Fractura	Diseño	Trabajo
Fluido	Sirocco 30#	Sirocco 30#
Pad (gls)	40,000	40,236
Gel Arena (gals)	82,500	94,080
Desplazamiento (gals)	14,290	---
Conc. Arena (ppg)	1 – 5.5	1 – 5.5
Econoprop 20/40	1,620	1,830
Carbolite 16/30	1,070	1,295
Gasto Promedio (bpm)	60	61
Presión Promedio (psi)	5,423	4,613
Presión Máxima (psi)	6,010	6,128
Long. Frac. Apint. (m)	113	181.1
Ancho Promedio (in)	0.24	0.13
Altura de Fractura (m)	83	95.2
Conc. Areal Prom. (lb/ft ²)	2.24	1.11
Conduc. Prom. (mD-ft)	6,801	3,851
FCD	17.2	4.96

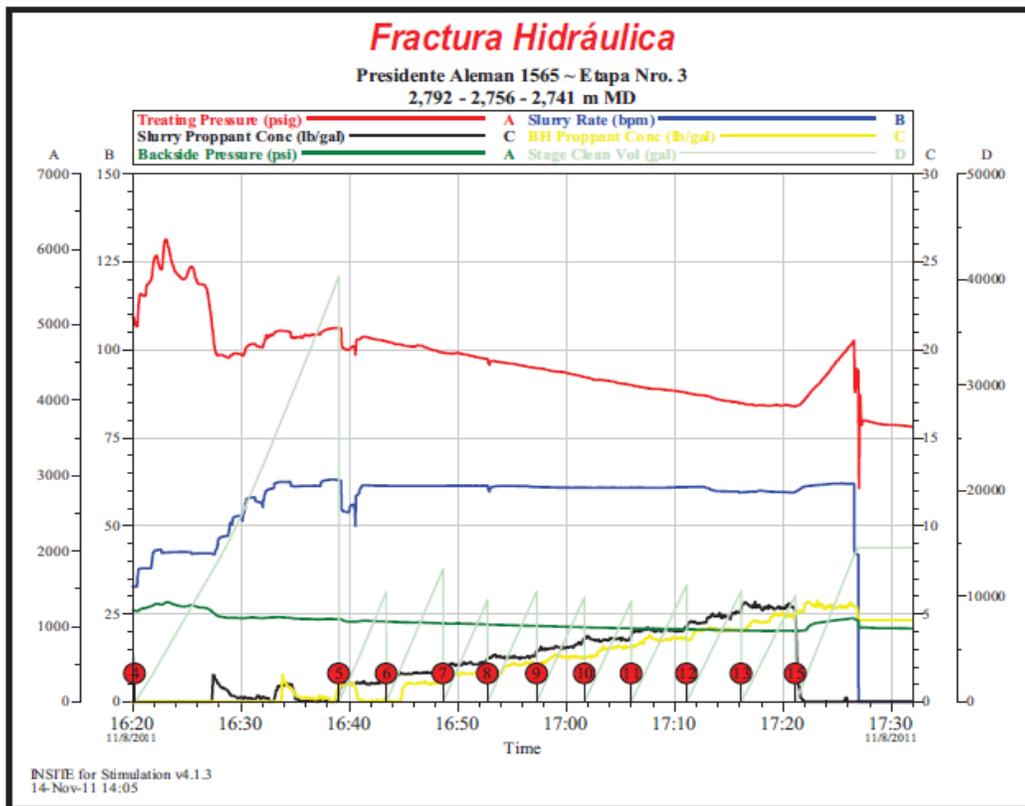


Figura 6.3 Comportamiento de presiones durante el bombeo de ácido y apuntalante de la etapa 3

Análisis de la Operación

- En total se bombearon 88 sacos de Arena Blanca Ottawa Malla 20/40 para la ejecución de las perforaciones abrasivas + 1,830 Sacos de Econoprop Malla 20/40 en etapas de 1 a 4 lpg + 1,295 Sacos de Carbolite Malla 16/30 en etapas de 4 a 5.5 lpg.
- Se bombearon 16 m3 de Sistema Acido HCL @ 15% con el objetivo de mejorar las condiciones de inyección del pozo, una vez desplazado el acido a través de las perforaciones se observo una mejora en las condiciones de inyección del pozo de +/- 1,530 psi, condición esta, que permitió aumentar el gasto de inyección y poder alcanzar los gastos deseados de fractura.
- Los últimos 130 Sacos de Econoprop Malla 20/40 + 1,295 Sacos Carbolite Malla 16/30 del tratamiento fueron bombeados con la resina Expedite (1.5%), con el objetivo de mejorar la conductividad del empaque de arena en las adyacencias del pozo y además evitar en la fase productiva del pozo el retorno de apuntalante a superficie y por ende el cierre o pérdida de la fractura colocada.
- Una vez detenido el bombeo después del fracturamiento se logro registrar un valor de ISIP en el orden de 3,747 psi, adicionalmente finalizado el tratamiento, se dejo el pozo cerrado por espacio de 6 hrs para permitir el curado y consolidación de la resina Expedite.
- Durante todo el tratamiento, se manejo una presión de respaldo en el anular 7-5/8" x 10-3/4" de aproximadamente 1,000 psi, esto con el objetivo de ayudar a mantener la integridad del sistema.
- El tratamiento se logro desplazar y colocar al 100%.

- La geometría de fractura (figura 6.4) obtenida después del acople de presiones netas en el simulador de fractura fue validado con los datos reales del modelaje microsísmico observados y adquiridos en esta etapa a través del mapeo efectuado en el pozo observador Presidente Alemán 281.

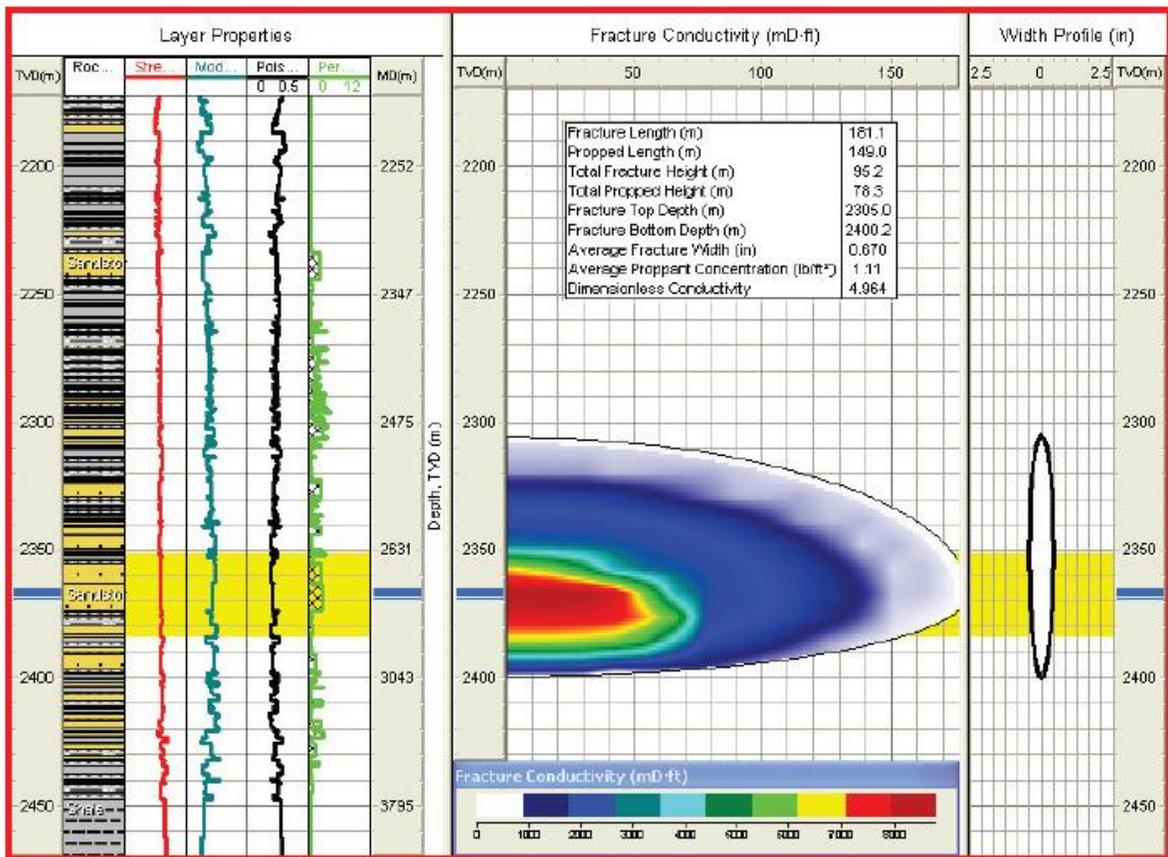


Figura 6.4 Geometría de la Fractura de la etapa 3.

Resumen ejecutivo, Etapa Numero 5

Se presenta el Reporte Post Operativo del Fracturamiento Hidráulico con Sistema de Baja carga polimérica, sistema mejorador de conductividad y controlador de retorno de apuntalante "Expedite", correspondiente a la quinta etapa que se efectuó al intervalo 2,619 – 2,577 – 2,539 m, del pozo Presidente Alemán 1565, en la formación FPR-10 el día 16 de noviembre del 2011. La etapa anterior se aisló con tapón de arena a 2,628 m. En este reporte aparecen los parámetros de diseño y los parámetros reales obtenidos en la operación del tratamiento principal (fractura hidráulica). En total se efectuaron 3 cluster con perforación abrasiva para esta etapa de fractura.

Etapa de Fractura No.5

Detalles de la Pistola: HydraJet Tool Fase 60°

Cima Intervalo (m)	Base Intervalo (m)	Longitud (m)	Densidad (cpm)	Número de Agujeros
2,619	2,619	----	HydraJet	6
2,577	2,577	----	HydraJet	6
2,539	2,539	----	HydraJet	6

El tratamiento fue completado al 100%, siendo el programa diseñado y el ejecutado los siguientes:

Etapa	Fluido	Diseño	Trabajo	Unidades
Corte	Gel Lineal 20#/mgal + Arena Ottawa 20/40	45	85	Sacos
Pre-Colchón	Gel Lineal 25 #mgal	3,500	10,095	Gals
	Acido Clorhídrico a 15%	16	16	M ³
Fractura	Colchón: Sirocco 30#/mgal	40,000	40,345	Gals
	Etapas Arena: Sirocco 30#/mgal	82,500	107,855	Gals
	Econoprop 20/40	1,620	1,825	Sacos
	Carbolite 16/30	1,070	1,588	Sacos

Tabla 6.3 Volúmenes de fluidos y apuntalantes programado vs real etapa 5

El tratamiento se inició con el bombeo de un pre-colchón de 356 gal de Gel Lineal 25# a un gasto y presión promedio de 5 bpm y 4,335 psi respectivamente, esto con la finalidad de verificar los parámetros de inyección del pozo una vez efectuadas las perforaciones. Seguidamente, se bombea un bache de 16 m³ del Sistema Acido HCL @ 15% a un gasto y presión promedio de 5 bpm y 4,478 psi respectivamente para tratar de mejorar las condiciones de inyecciones del pozo, que nos permitan alcanzar de manera segura el gasto de fractura deseado para el tratamiento principal correspondiente a la fractura hidráulica. De esta manera, se bombearon 4,242 gal de Sistema Acido Clorhídrico al 15% (16 m³). Posteriormente se bombearon 9,739 gal de un bache espaciador de Gel Lineal 25#, en esta etapa de la operación el gasto de inyección se fue aumentando de manera progresiva desde 5 – 8 – 11 – 16 – 20 – 26 – 31 – 36 – 41 y 47 bpm, alcanzándose una presión máxima de bombeo en superficie de 5,776 psi. Una vez

que el sistema ácido fue desplazado a través de las perforaciones se observó una disminución en la presión de bombeo en superficie desde 6,359 psi hasta 5,198 psi, es decir, una caída de presión en el orden de 1,160 psi, condiciones estas, que permitió aumentar progresivamente el gasto de inyección desde 47 a 62 bpm durante el colchón de la fractura. El volumen total de colchón bombeado fue de 40,345 gal (960 bls). Se bombearon 2 baches de arena dentro del colchón con el objetivo de visualizar la repuesta del pozo a medida que los mismos pasaran por las perforaciones. En el primero de los baches fueron 24 sacos a 0.5 lpg, mientras que en el segundo fueron 39 sacos a 1 lpg. Una vez completado el colchón requerido, se dio inicio al bombeo de las etapas de arena en etapas de medias libras desde 1 lpg hasta 5.5 lpg en fondo a un gasto de fractura de 61 bpm. Al final de las etapas de arena se bombeó un bache de arena, en el cual la concentración de apuntalante fue aumentada de manera súbita desde 5.5 a 10 lpg en 3,032 gal de fluido sin activadores, con el objetivo de lograr el arenamiento del pozo cuando este pasara a través de las perforaciones. Después de haber bombeado 1,600 sacos de Econoprop Malla 20/40, se inició el bombeo de la resina Expedite. Al final se lograron resinar 225 sacos de Econoprop Malla 20/40 + 1,488 sacos de Carbolite Malla 16/30. Durante el bombeo de las etapas de arena la presión de superficie fue desde 4,959 psi hasta 4,062 psi. Se observó un incremento en la presión de bombeo en superficie una vez que el apuntalante con Expedite alcanzó las perforaciones, alcanzándose un incremento en el orden de las 800 psi. En total se bombearon 3,413 sacos (Econoprop 20/40+Carbolite 16/30). Se logró desplazar el tratamiento al 100%. En total la operación duró 97 min. En el espacio anular 7-5/8" x 10-3/4" se mantuvo una presión promedio de 1,000 psi durante el tratamiento.

El análisis de las presiones y gastos de bombeo medidos durante y después del fracturamiento hidráulico representados en las figuras 6.5 Y 6.6 se efectuó usando el simulador de fractura FracPro PT, el cual indica que se alcanzaron los objetivos de geometría de las fracturas generadas:

Parámetros	Diseño	Trabajo	Microsísmica
Longitud de Fractura (m)	113	160	NW: 50 & SE: 170 (Azimuth: N 25° E)
Altura de Fractura	83	104	175
Complejidad o Ancho de Red (m)	---	---	65
Conductividad Adimensional (FCD)	17.2	3.82	---
Concentración Areal (lb/pg ²)	2.24	1.22	---
Permeabilidad (mD)	0.55	0.55	---

Tabla 6.2 Parámetros de fractura diseñados vs real etapa 5

Los valores de conductividad y permeabilidad son de carácter referencial por lo que deberán ser estimados por ajuste de historia de producción y presiones con el simulador numérico QuikLook.

En el reporte se incluyen los parámetros de diseño y los parámetros reales obtenidos en la operación de fracturamiento (tablas 6.3 y 6.4), así como los gráficos y tablas correspondientes. Asimismo, se incluye un resumen del desarrollo del trabajo, y las conclusiones y recomendaciones.

	Presidente Aleman 1565	FPR-10	
Temp. Yacimiento	221 °F	Permeabilidad	0.55 mD
Presión Yacimiento	5,890 psi		
Intervalos	2,619- 2,577- 2,539 m	Porosidad	7.7%
Fecha de Operación	16/Noviembre/2011	Liner	4-1/2"; 15.1#/ft; P-110

Pre-Colchón	
Fluidos	Gel Lineal
Volumen (gls)	25#
Fluido	10,095
Volumen (m ³)	HCl a 15%
Gasto Promedio (bpm)	16
Presión Promedio (psi)	4 – 41
ISIP (psi)	4,335
Gradiente de Fractura (psi/ft)	N/A
Fricciones por Tortuosidad (psi)	N/A
Fricciones por Perforados (psi)	N/A
Factor Beta	N/A

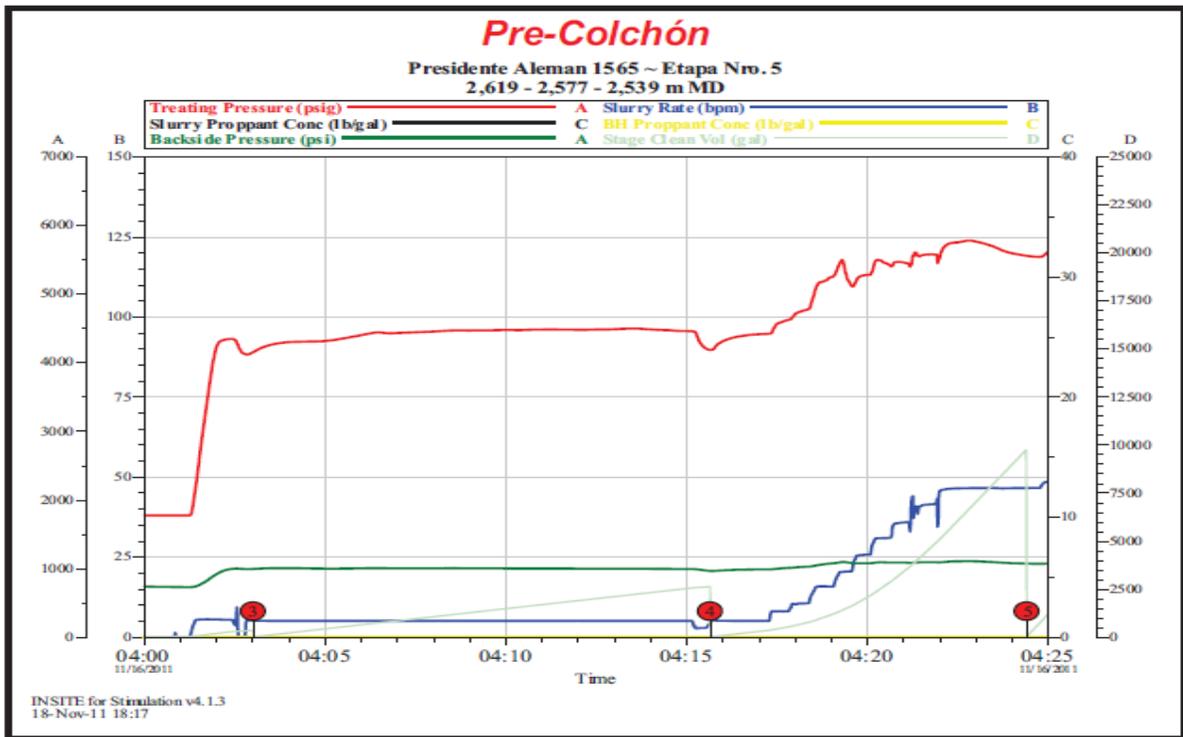


Figura 6.5 Comportamiento de presiones durante el Pre-colchón de la etapa no. 5

Fractura Hidráulica		
Parámetros de Fractura	Diseño	Trabajo
Fluido	Sirocco 30#	Sirocco 30#
Pad (gls)	40,000	40,345
Gel Arena (gals)	82,500	107,855
Desplazamiento (gals)	14,290	---
Conc. Arena (ppg)	1 – 5.5	1 – 5.5
Econoprop 20/40	1,620	1,825
Carbolite 16/30	1,070	1,588
Gasto Promedio (bpm)	60	61
Presión Promedio (psi)	5,423	4,850
Presión Máxima (psi)	6,010	6,363
Long. Frac. Apint. (m)	113	160
Ancho Promedio (in)	0.24	0.14
Altura de Fractura (m)	83	104
Conc. Areal Prom. (lb/ft²)	2.24	1.22
Conduc. Prom. (mD-ft)	6,801	2,529
FCD	17.2	3.83

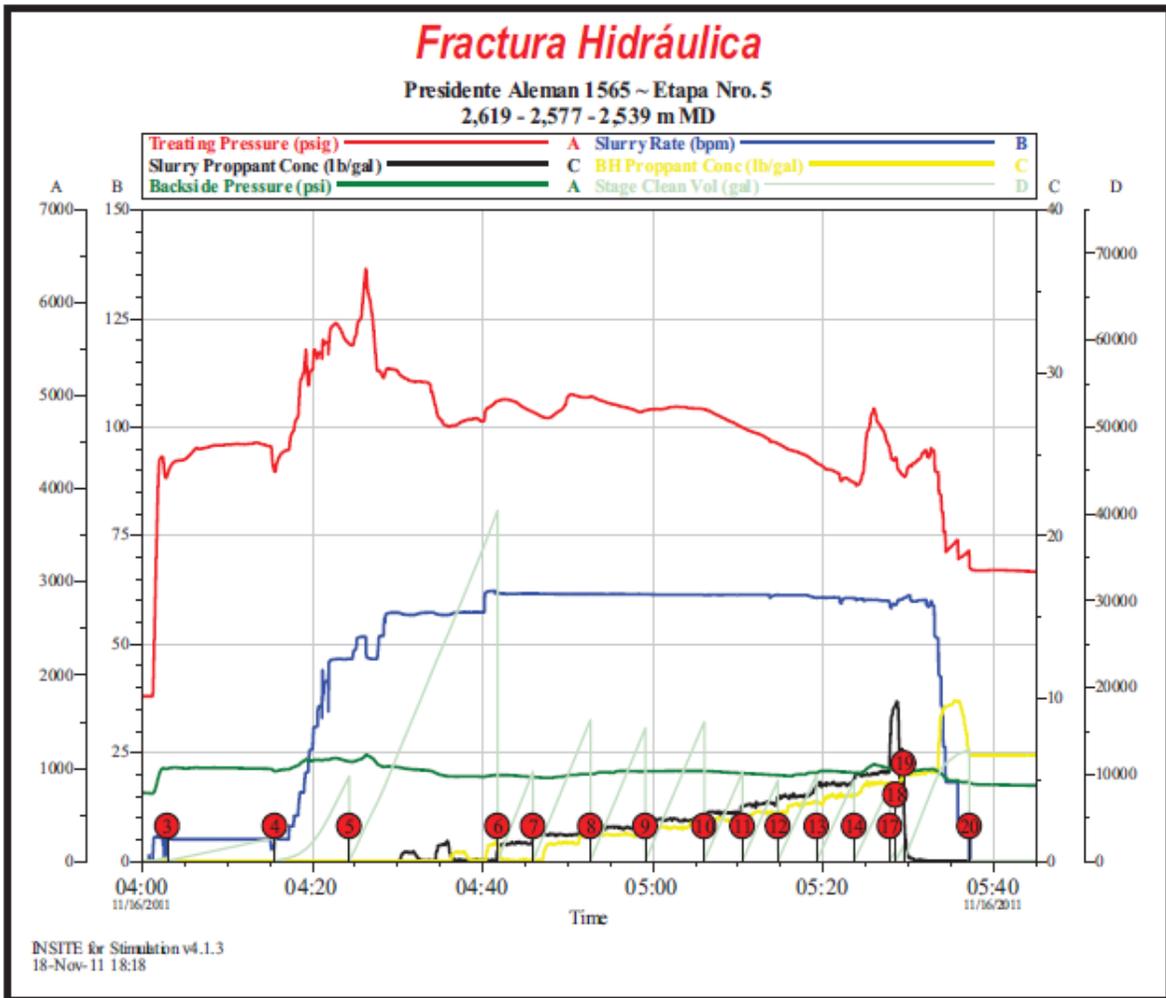


Figura 6.6 Comportamiento de presiones durante el bombeo de ácido y apuntalante de la etapa 5

Análisis de la Operación

- En total se bombearon 85 sacos de Arena Blanca Ottawa Malla 20/40 para la ejecución de las perforaciones abrasivas + 1,825 Sacos de Econoprop Malla 20/40 en etapas de 1 a 4.5 lpg + 1,588 Sacos de Carbolite Malla 16/30 en etapas de 4.5 a 5.5 lpg.

- Se bombearon 16 m³ de Sistema Acido HCL @ 15% con el objetivo de mejorar las condiciones de inyección del pozo, una vez desplazado el acido a través de las perforaciones se observo una mejora en las condiciones de inyección del pozo de +/- 1,160 psi, condición esta, que permitió aumentar el gasto de inyección y poder alcanzar los gastos deseados de fractura.
- Los últimos 225 Sacos de Econoprop Malla 20/40 + 1,488 Sacos Carbolite Malla 16/30 del tratamiento fueron bombeados con la resina Expedite (1.5%), con el objetivo de mejorar la conductividad del empaque de arena en las adyacencias del pozo y además evitar en la fase productiva del pozo el retorno de apuntalante a superficie y por ende el cierre o perdida de la fractura colocada.
- Al final del desplazamiento se observo un empaquetamiento del pozo al momento de pasar por las perforaciones una concentración de 10 lpg. Una vez detenido el bombeo, se observo un valor de ISIP de 3,125 psi, declinando hasta 3,030 psi en un lapso de 30 min. Finalmente, se dejo el pozo cerrado por espacio de 4 hrs para permitir el curado y consolidación de la resina Expedite.
- Durante todo el tratamiento, se manejo una presión de respaldo en el anular 7-5/8" x 10-3/4" de aproximadamente 1,000 psi, esto con el objetivo de ayudar a mantener la integridad del sistema.
- El tratamiento se logro desplazar y colocar al 100%.
- La geometría de fractura (figura 6.7) obtenida después del acople de presiones netas en el simulador de fractura fue validado con los datos

reales del modelaje microsísmico observados y adquiridos en esta etapa a través del mapeo efectuado en el pozo observador Presidente Alemán 281.

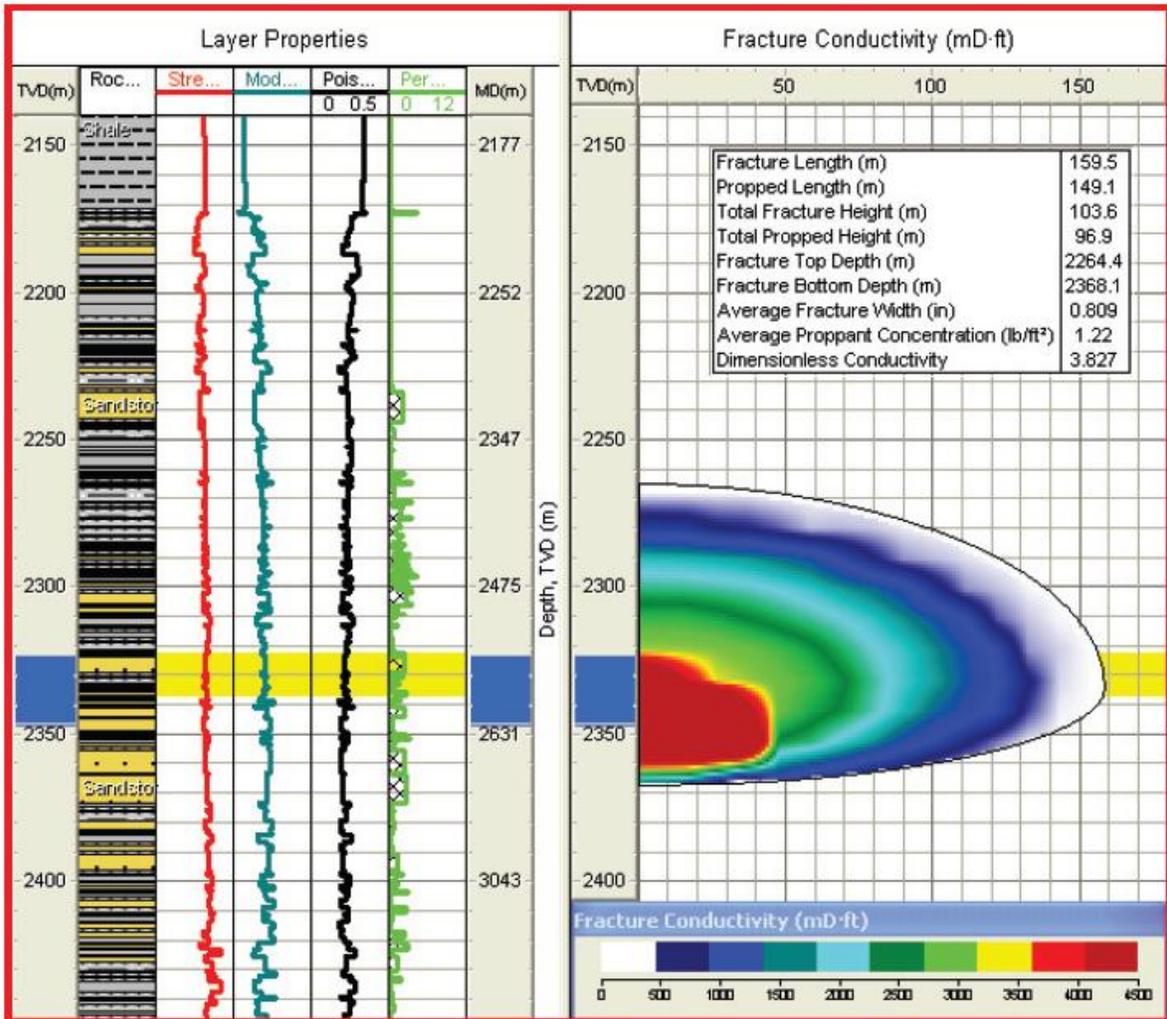


Figura 6.7 Geometría de la Fractura de la etapa 5.

6.3.1 Respuesta de microsísmica.

Resultados de la microsísmica en la etapa 3 y 5 (fracturamientos hidráulicos).

Como ya se menciona en capítulos anteriores, el pozo presidente Alemán 281 fue utilizado para introducir los geófonos para recibir la señal de microsísmica y cuyo proceso de mapeo se muestra en la figura 6.8

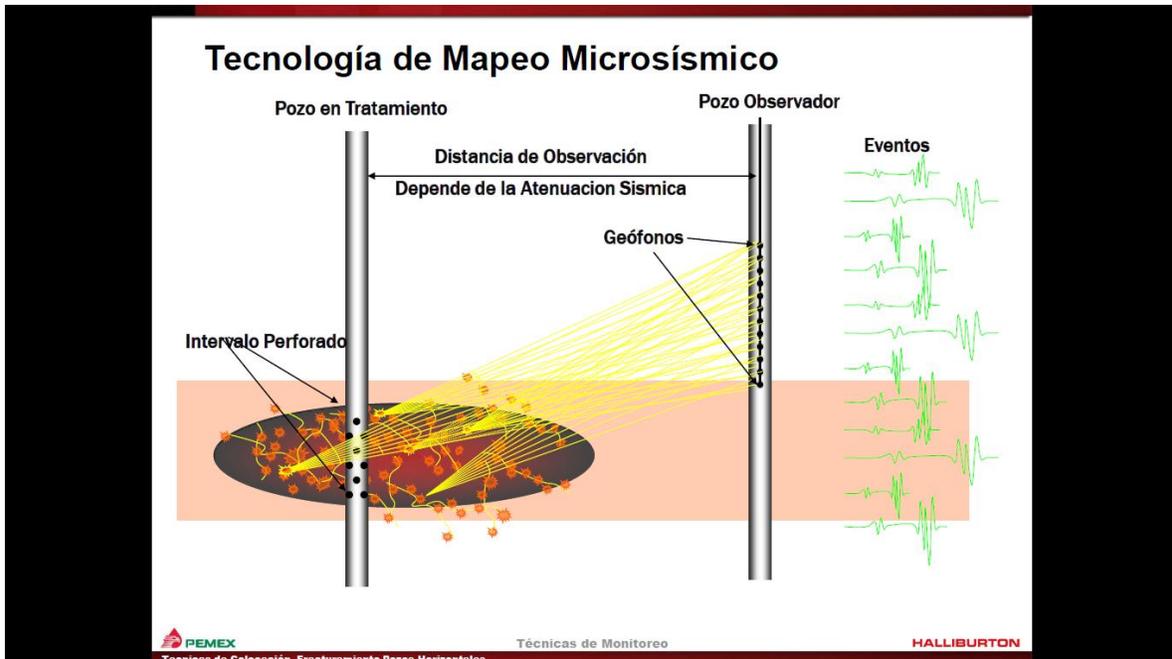


Figura 6.8 Tecnología de mapeo microsísmico

En el resumen de eventos de microsísmica de las etapas 3 y 5 donde se confirma que la dirección de las fracturas de NE-SW representadas en las figuras 6.9 y 6.10 tal y como se presentaron en los campos Coyotes, Coapechaca y Tajín, cabe aclarar que la dirección del pozo perforado fue en la dirección del mínimo esfuerzo, tal y como fue planeado con los datos que se analizaron en la documentación de la perforación del pozo.

Resumen de Comentarios	Mediciones del Mapeo Preliminares		
<p>La mayor parte de los eventos fueron detectados en el ala SW.</p> <p>Las formaciones contactadas por esta etapa fueron la FPR-20 y FPR-10.</p> <p>Se observa un comportamiento con poca complejidad en esta etapa, los eventos abarcaron de los disparos de la etapa 4 a los de la etapa 5.</p> <p>Se bombeo el tratamiento de acuerdo a diseño</p>	Extensión NW	210	m
	Extensión SE	100	m
	Ancho de Red	65	m
	Altura	135	m
	Dirección Principal	NE	
	Dirección Secundaria		
	Azimut Principal	N35°E	
	Azimut Secundario		
	Asimetría	No	
	Complejidad	No	
Echado de Fractura	No		

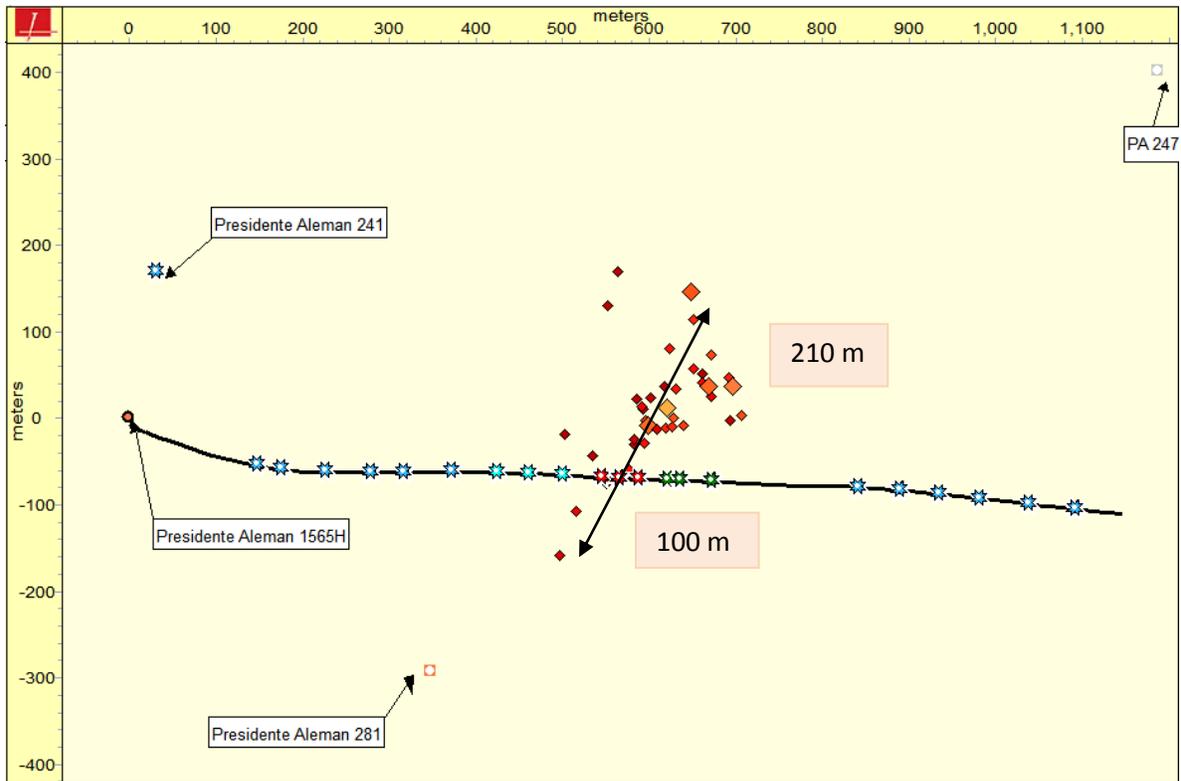


Figura 6.9 Vista de planta etapa 3

Resumen de Comentarios	Mediciones del Mapeo Preliminares		
<p>Eventos detectados mayormente en el ala NE.</p> <p>Mayoría de los eventos detectados en FPR-20 y FPR-10.</p> <p>Se observó un plano de fractura.</p> <p>La etapa se bombeó de acuerdo a diseño.</p>	Extensión NW	135	m
	Extensión SE	125	m
	Ancho de Red	30	m
	Altura	135	m
	Dirección Principal	NE	
	Dirección Secundaria		
	Azímüt Principal	N25°E	
	Azímüt Secundario		
	Asimetría	No	
	Complejidad	No	
Echado de Fractura	No		

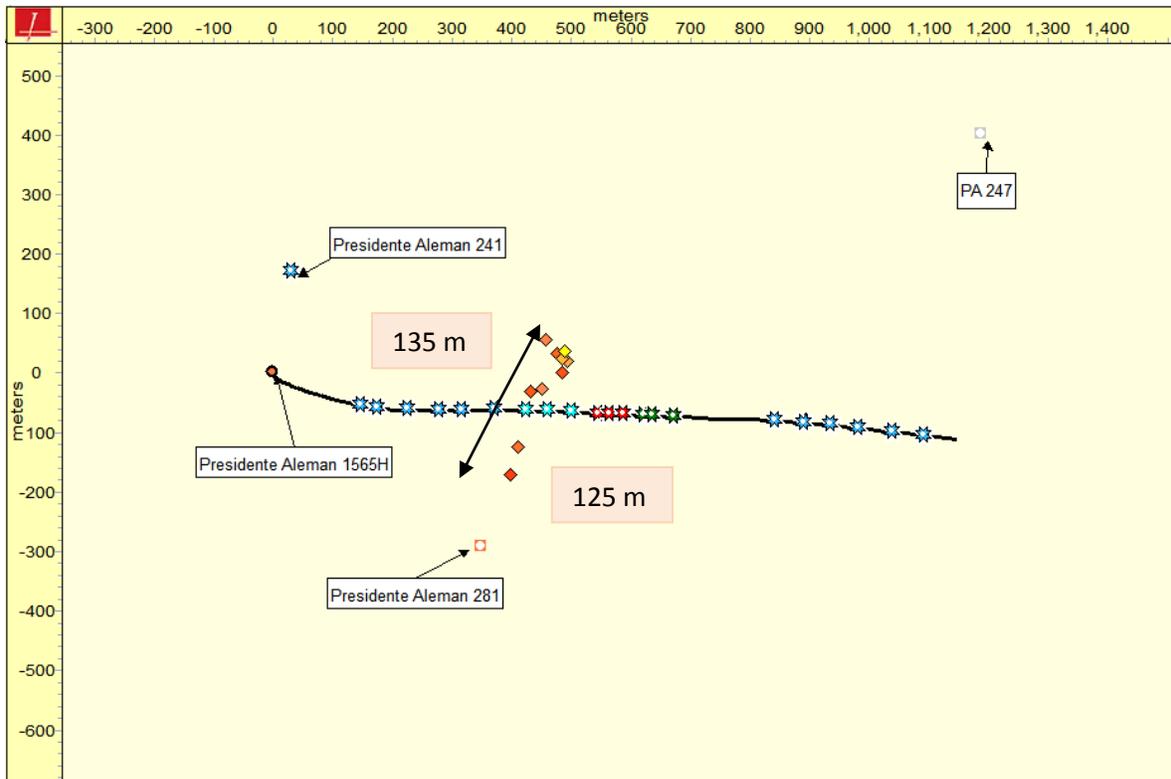


Figura 6.10 Vista de planta etapa 5

6.4 Respuesta de producción.

El pozo finalmente quedo con aparejo de producción fluyente con una tubería de 2 7/8" A 2100 m justo en la boca del liner de 4 1/2" como se muestra en el estado mecánico de la figura 6.11.

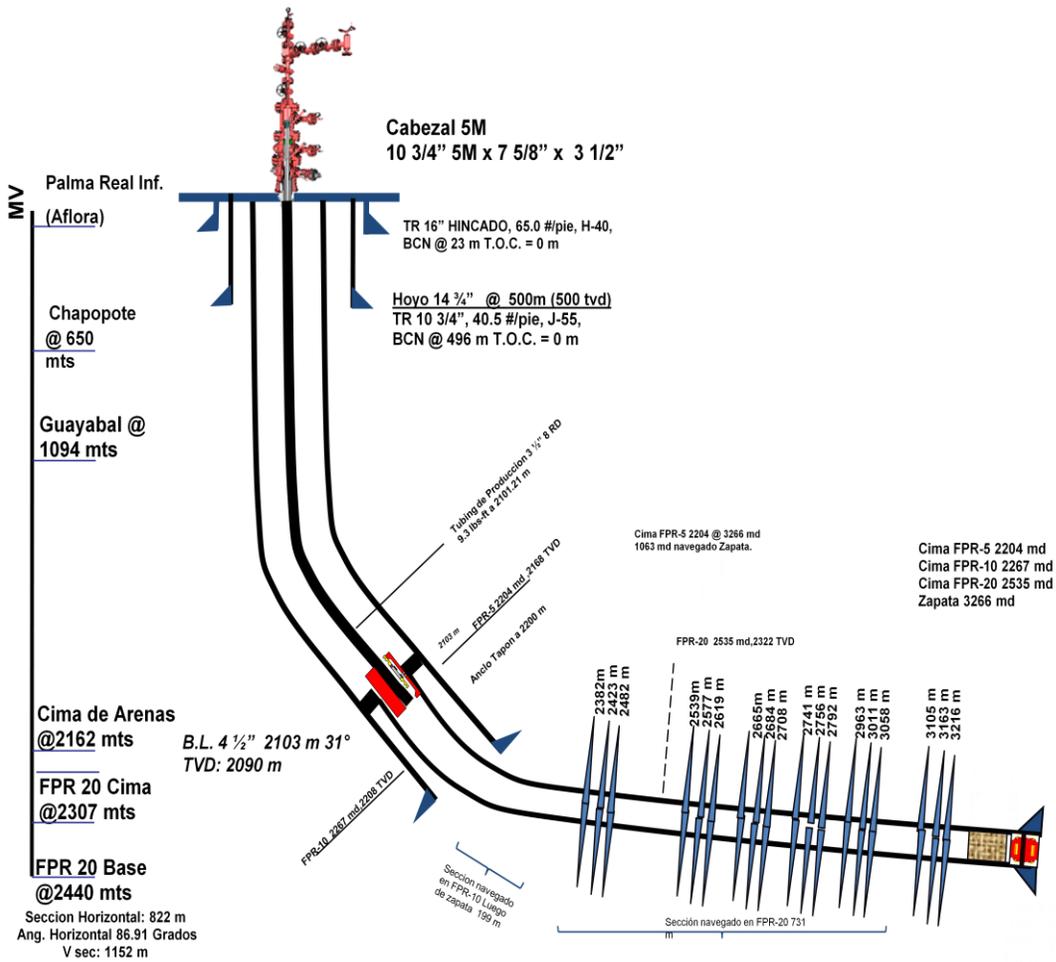


Figura 6.11 Estado mecánico final del pozo PA 1565

En la gráfica de la figura 6.12 se muestra el comportamiento de la presión-producción del pozo Presidente Alemán 1565.

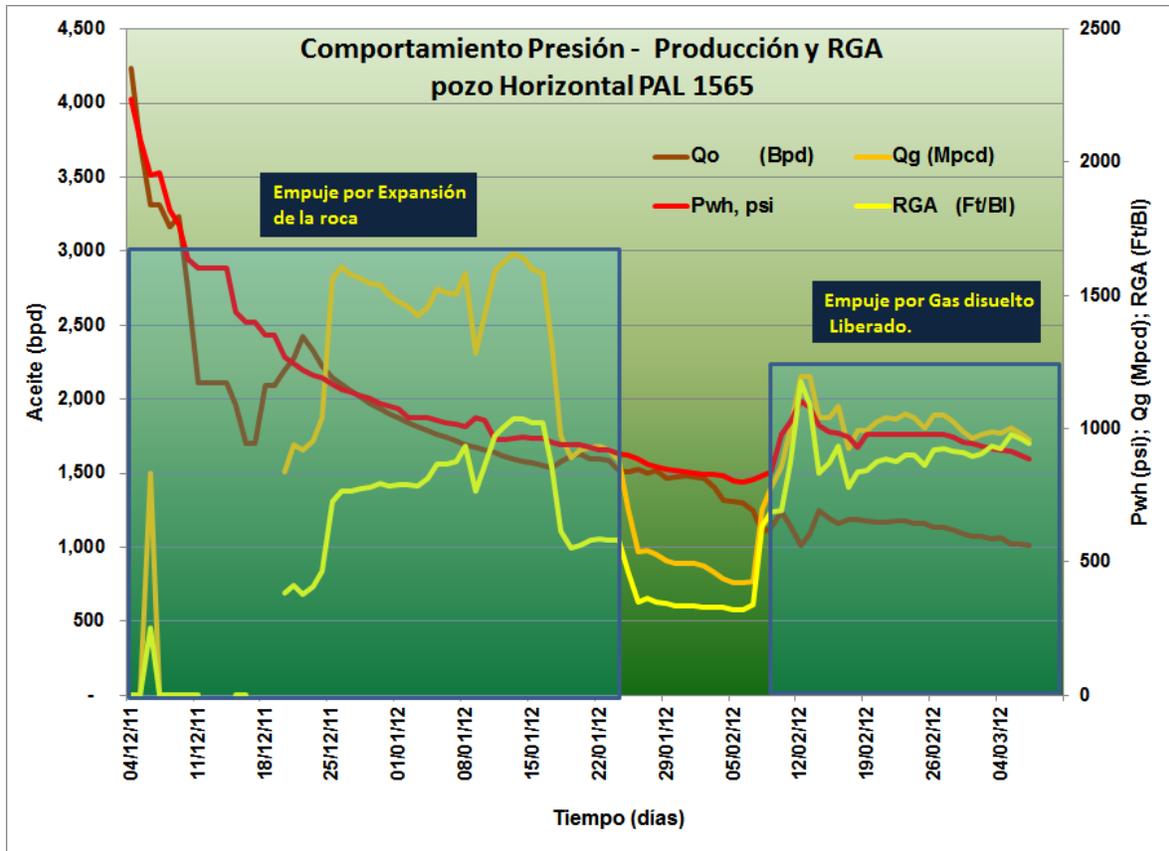


Figura 6.12 Comportamiento presión-producción PA-1565

Como se puede observar en el grafico anterior, la respuesta de producción del pozo de máximo contacto fue de 4294 barriles por día, en comparación con los pozos tradicionales perforados en el campo los cuales presentaron un gasto promedio inicial de 50 barriles por día y en los mejores casos hasta de 300 barriles por día, por lo que se puede concluir que este pozo fue un éxito en su perforación y terminación.

Tomando en cuenta que el costo total del pozos (perforación + terminación), fue de \$ 76,619,539 y el precio del barril en el mercado de 100 USD/bl, a un tipo de cambio de 13 pesos/dólar, con una producción acumulada de 59,350 barriles queda pagada la inversión, sucediendo esto en el día 23 después de su puesta en producción.

El área de yacimientos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo realizo un estudio para hacer una predicción del comportamiento de producción del pozo la cual se muestra en el gráfico de la figura 6.13.

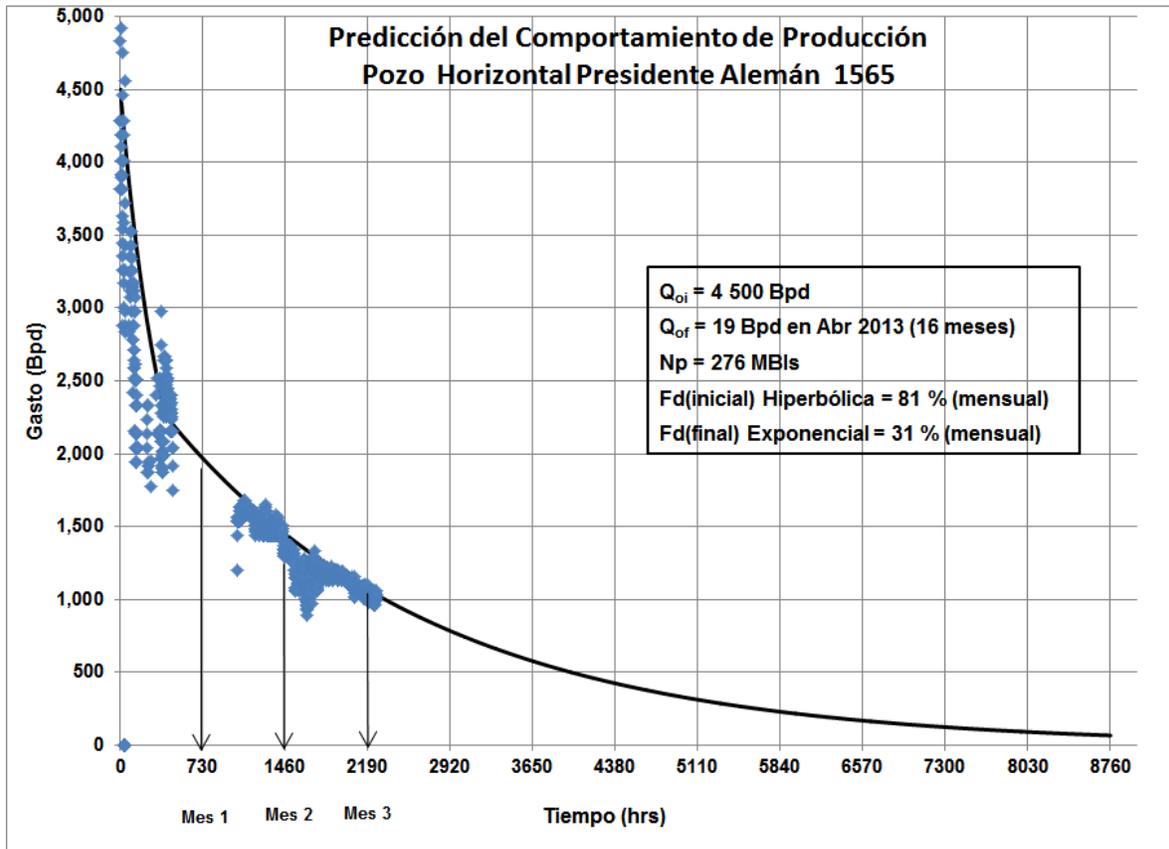


Figura 6.13 Comportamiento de producción PA-1565

De acuerdo a esta grafica se pronostica que en 16 meses de producción, esta bajaría a 19 bpd con una producción acumulada de 276 mbls y después de este tiempo considerar un aparejo de sistema artificial para continuar su explotación.

Conclusiones y Recomendaciones.

Dados los resultados de producción, la selección del pozo para perforarse y terminarse dentro de las areniscas 20 y 10 resultó un éxito, ya que se alcanzó una producción que no se había obtenido en pozos horizontales anteriormente perforados

La ubicación del pozo dentro del campo así como la selección de las areniscas a explotar es un factor clave para el éxito de la producción del pozo.

Es necesario continuar con el estudio del campo para probar diferentes tipos de pozos de máximo contacto así como su técnica de terminación, la cual contemple fracturas múltiples y/o fracturamientos multietapas los cuales consideren la incorporación de varios horizontes arenosos de forma simultánea.

Dadas las características del Paleocanal Chicontepec, se requiere discretizar las zonas para poder seleccionar donde es conveniente aplicar esta técnica de terminación de pozos de máximo contacto y desechar las áreas que ofrezcan pobre respuesta para darles un tratamiento diferente.

El pozo PA-1565 presenta una fuerte declinación en su productividad debido a la baja Transmisibilidad (kh / μ_o) y alta anisotropía (k_v / k_h) que se tiene en este yacimiento, por lo que es muy probable, que se tenga una relación de permeabilidades de 0.1. Adicional a esto, para la primera etapa de producción

donde se observa una caída de producción mucho mayor es atribuible a la influencia de la fractura hidráulica.

Dada la rápida declinación en el campo Presidente Alemán, se recomienda estudiar qué sistemas artificiales pueden introducirse de origen para maximizar la producción.

Con las características presentes en el Paleocanal Chicontepec se recomienda ver la factibilidad de realizar pozos horizontales paralelos y realizar fracturamientos múltiples que nos permita comunicar varias zonas en el área de influencia de los mismos.

Se recomienda continuar con la búsqueda de tecnologías aplicada en campos similares en el mundo para probarlos en el paleocanal, ya que el éxito depende del uso de varias tecnologías o alternativas de terminación para su explotación.

Bibliografía

Análisis, diseño y perforación del pozo de máximo contacto Presidente Alemán 1565.

Laboratorio de campo remolino Pemex-Halliburton-

Documento propuesta pozo horizontal Coyotes 423H.

laboratorio de campo Coyotes-Horcones

Informe final de la perforación pozo Presidente Alemán 1565

Laboratorio de campo Remolino AIATG

Procedimientos de terminación pozo Presidente Alemán 1565

Laboratorio de campo Remolino AIATG

Mapeo de fracturamiento con microsísmica-Resultado de campo

Laboratorio de campo (Pinnacle)

Retos y avances en el desarrollo y operacion de un yacimiento no convencional, "Chicontepec"

Antonio Narváez Ramírez

Predicción del comportamiento de producción pozo presidente Alemán 1565

Diseño de Explotación sección Yacimientos AIATG

Comportamiento de presión producción pozo presidente Alemán 1565

Diseño de explotación sección Yacimientos AIATG

Microseismic fracture mapping

Techpetrol-Coyotes 423D

Optimization in completion wells with packerless, multistage fracture stimulation method using CT perforating and annular path pumping in Argentina.

SPE 121557, Juan Bompace, Federico Kovalenco.

Pinpoint Fracturing Technologies: A review of successful evolution of multistage fracturing in the last decade.

SPE 130580, M.Satojocic, O. Jaripatke, A. Sharma.

Cobra Max Fracturing Services
Halliburton

Fracturamiento Hidráulico de Pozos Petroleros
M.I. Carlos Islas Silva