

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS DE BAJA PERMEABILIDAD DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGÍSTER EN GESTIÓN DE
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLARROEL

jose.paz@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, enero de 2018

DECLARACIÓN

Yo, José Francisco Paz Villarroel, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

José Francisco Paz Villarroel

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLARROEL bajo mi supervisión.

Dr. Johnny Zambrano
DIRECTOR DEL TRABAJO

DEDICATORIA

A mi esposa Beatriz y mis hijos Francisco Germán y Beatriz Francisca, quienes son mi razón para salir adelante y cumplir con mis objetivos, a ellos que siempre me han apoyado y ayudado.

A mi padre Germán y la memoria de mi madre Laura.

A ellos con mucho amor, dedico este proyecto.

José Francisco Paz Villarroel

AGRADECIMIENTOS

A Jesucristo nuestro salvador por ser la luz que guía mi camino, por darme la fe necesaria para entender y creer su divina palabra.

A mi esposa Beatriz y mis hijos Francisco Germán y Beatriz Francisca, quienes han sido el pilar principal en mi vida, siempre apoyándome y dándome fuerzas para continuar cuando algún obstáculo se presentaba.

Al Doctor Johnny Zambrano quien ha sido un gran director de tesis, por su valiosa colaboración y ayuda, compartiendo sus conocimientos que han sido fundamentales para la culminación de este proyecto.

A la Empresa Pacifpetrol por su valiosa contribución con los datos técnicos de este proyecto y las facilidades brindadas durante su desarrollo.

Y a la Escuela Politécnica Nacional que ha sido el lugar correcto para cursar mi maestría.

José Francisco Paz Villarroel

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	2
CERTIFICACIÓN.....	3
DEDICATORIA.....	4
AGRADECIMIENTOS.....	5
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	6
ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
ÍNDICE DE TABLAS.....	14
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	16
ÍNDICE DE ANEXOS.....	18
RESUMEN.....	19
ABSTRACT.....	20
1. INTRODUCCIÓN.....	21
2. METODOLOGÍA.....	23
2.1. Fundamentos del Fracturamiento Hidráulico.....	23
2.1.1. Definición de fracturamiento.....	23
2.1.2. Objetivos del fracturamiento.....	25
2.1.3. Aplicaciones del fracturamiento.....	25
2.1.4. Proceso del fracturamiento hidráulico.....	26
2.1.5. Presiones usadas en el fracturamiento hidráulico.....	28
2.2. Modelos de Fractura.....	32
2.2.1. Características geométricas de la fractura.....	33

Longitud de fractura (X_f).....	34
Altura de la fractura (h_f).....	35
Ancho de la fractura (W)	36
2.2.2. Orientación de la fractura.....	36
Presión de propagación de la fractura	36
2.2.3. Esfuerzos locales.....	37
2.2.4. Efectos de la presión de poro en el estado de esfuerzos	40
2.2.5. Efectos de la temperatura en el estado de esfuerzos.....	41
2.2.6. Modelos de dos dimensiones.....	41
Modelo Radial o en forma de moneda.....	42
Modelo PKN.....	43
Modelo KGD	46
2.2.7. Modelos en 3 dimensiones y pseudo 3D.....	48
2.3. Pruebas de Calibración	49
2.3.1. Pruebas de inyección	49
Pruebas de minifracturamiento (minifrac).....	50
Prueba de step rate test (SRT).....	51
2.3.2. Uso de la función G para analizar el minifrac.....	51
Tipos de pérdidas de fluido (leakoff).....	52
2.4. Incremento de Producción por Fracturamiento Hidráulico.....	57
2.5. Selección de Candidatos	62
2.6. Diseño de Fracturamiento Hidráulico	64

2.6.1. Introducción	64
2.6.2. Selección del fluido de fracturamiento.....	65
2.6.3. Selección del apuntalante o agente de sostén	66
2.6.4. Presión máxima de tratamiento.....	67
2.6.5. Selección del modelo de fractura	68
2.6.6. Selección del tamaño del tratamiento	69
2.6.7. Proyección de producción.....	69
2.6.8. Evaluación económica	70
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	71
3.1. Caso de Estudio: Bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV); Antecedentes	71
3.2. Características de la Geología y Yacimientos del Bloque Gustavo Galindo Velasco	72
3.2.1. Descripción geológica.....	72
Formación Piñón (Jurásico- Cretácico Medio).....	73
Formación Cayo (Cretácico).....	73
Formación Santa Elena (Cretácico).....	73
Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)	74
Grupo Ancón (Eoceno).....	75
Clay Pebble Beds (CPB) (Eoceno inferior)	75
Passage Beds (PB) (capas de transición)	75
Arenisca Santo Tomás	76
Formación Socorro (Eoceno Medio temprano)	76

Formación Seca (Eoceno medio)	77
Formación Punta Ancón (Eoceno Medio a Superior).....	77
Formación Tablazo (Pleistoceno).....	77
3.2.2. Propiedades de reservorios de las formaciones productoras.....	78
3.2.3. Reservas del bloque GGV	79
3.3. Evaluación de las Últimas Campañas de Fracturamiento Hidráulico	81
3.3.1. Flujo de trabajo	81
3.3.2. Informe de propuesta de trabajo	83
Pozo ANC1863	85
3.3.3. Campaña de 2015	95
Resultados campaña 2015.....	95
Evaluación económica – campaña 2015	98
3.3.4. Campaña de 2016-1	100
Resultados campaña 2016-1	100
Evaluación económica campaña 2016-1	103
3.3.5. Campaña 2016-2	105
Resultados campaña 2016-2	105
Evaluación económica campaña 2016-2	108
3.4. Plan de Perforación de Nuevos Pozos en el Área Certeza.....	108
3.4.1. Interpretación petrofísica FM. Atlanta y Santo Tomás	110
3.4.2. Diseño de las fracturas hidráulicas.....	112
Espesores y etapas a fracturar.....	112

Selección del fluido de fractura y apuntalante	116
Datos de ingeniería de reservorios.....	117
3.4.3. Pronóstico de la producción y declinación de los pozos nuevos	119
Pozo tipo formación Santo Tomás.....	120
Pozo tipo formación Atlanta.....	124
Producción estimada después de los trabajos de fracturamiento	128
Proyección de producción del bloque considerando los pozos nuevos	129
3.4.4. Evaluación económica	130
3.5. Discusión.....	132
3.5.1. Integridad de la tubería de revestimiento	133
3.5.2. Cementación primaria	133
3.5.3. Baja presión del yacimiento	134
3.5.4. Intercalaciones de capas depletadas	134
3.5.5. Técnica de disparos Inadecuada	135
3.5.6. Perfiles de producción sobreestimados.....	135
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	140
ANEXOS.....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Presión interna fracturando un pozo vertical.	23
Figura 2.2. Sección de un pozo mostrando la propagación de la fractura.	24
Figura 2.3. Comportamiento de Parámetros durante un Trabajo de fracturamiento.	28
Figura 2.4. Modelo idealizado de la fractura y sus variables principales.	33
Figura 2.5. Crecimiento de la altura de fractura. Perfil de fractura idealizado de la relación de la geometría de la fractura con los esfuerzos en sitio.	35
Figura 2.6. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas. Los 3 esfuerzos de compresión principales (flechas rojas), son un esfuerzo vertical (σ_v) y el esfuerzo horizontal máximo y mínimo (σ_{Hmax} y σ_{Hmin}).	37
Figura 2.7. Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.	42
Figura 2.8. Modelo Geométrico PKN.	44
Figura 2.9. Modelo Geométrico KGD.	46
Figura 2.10. Minifractura, Comportamiento de Presión.	50
Figura 2.11. Prueba de Caudal por etapas (SRT) e Interpretación.	51
Figura 2.12. Pérdida de Fluido Normal. (Normal Leakoff).	53
Figura 2.13. Pérdida de Fluido dependiente de la Presión (PDL).	54
Figura 2.14. Almacenamiento Transversal o Recesión de la altura de la Fractura durante el cierre.	56
Figura 2.15. Extensión de la Punta de la Fractura.	57
Figura 2.16. Mecanismo de la producción se incrementa por FH.	58
Figura 2.17. Relación entre la Conductividad de la Fractura FCD y el Factor de daño Equiv. Sf.	61
Figura 2.18. Efecto del esfuerzo de cierre con la permeabilidad del propante.	67
Figura 3.1. Mapa de Ubicación del Bloque Ancón.	71
Figura 3.2. Columna estratigráfica del Bloque.	78

Figura 3.3. Distribución de Producción Bloque Ancón.....	80
Figura 3.4. Producciones promedio mes de los pozos punzados cercanos al ANC1863.	86
Figura 3.5. Mapa de ubicación del pozo ANC1863.	87
Figura 3.6. Sección geológica entre pozos ANC1386, ANC1863 y ANC1864.....	88
Figura 3.7. Histórico de Producción ANC1863.....	89
Figura 3.8. Declinación de Producción ANC1863.	89
Figura 3.9. Registros Eléctricos y simulación etapa I Pozo ANC1863.....	91
Figura 3.10. Producción incremental por fractura, Pozo ANC1863.	92
Figura 3.11. Diagrama Actual Pozo ANC1863.	93
Figura 3.12. Diagrama Propuesto Pozo ANC1863.....	94
Figura 3.13. Producción Antes y Después de los Trabajos. Campaña 2015.....	99
Figura 3.14. Producción Antes y Después de los Trabajos. Campaña 2016-1.....	104
Figura 3.15. Ubicación Geográfica del área de nuevos pozos.	109
Figura 3.16. Mapa Estructural con las ubicaciones de los nuevos pozos en Certeza.....	109
Figura 3.17. Interpretación Petrofísica pozo ANCC047 Fm. Atlanta.....	110
Figura 3.18. Interpretación Petrofísica pozo ANCC047 Fm. Santo Tomás.....	111
Figura 3.19. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 3210'-3230' Formación AT.....	113
Figura 3.20. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 2824'-2854' Formación AT.....	114
Figura 3.21. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 2500'-2520' Formación Santo Tomás.	114
Figura 3.22. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 2260'- 2360' Formación Santo Tomás.	115
Figura 3.23. Registro del pozo ANC1968, Intervalo 1636'- 1720' Formación Santo Tomás.	115
Figura. 3.24. Producción Real de Pozos de la Fm. Santo Tomás.	121
Figura 3.25. Curva Normalizada de Producción. Formación Santo Tomás.	121
Figura 3.26. Declinación Real de Pozos. Formación Santo Tomás.....	122

Figura 3.27. Perfil de producción Pozo tipo Fm. Santo Tomás.....	123
Figura 3.28. Producción acumulada Vs Caudal Inicial para la Fm. Santo Tomás.....	124
Figura 3.29. Producción Real de Pozos de la Fm. Atlanta.	125
Figura 3.30. Producción Normalizada promedio Fm. Atlanta.	125
Figura 3.31. Declinación Real de Pozos. Formación Atlanta.....	126
Figura 3.32. Perfil de producción tipo Fm. Atlanta.....	127
Figura 3.33. Producción Acumulada Vs Caudal Inicial para la Fm. Atlanta.	128
Figura 3.34. Proyección de Producción del Bloque GGv.....	130
Figura A4.1. Diseño de Fractura Hidráulica, Primera Etapa Fm. Atlanta.....	147
Figura A4.2. Geometría de la Fractura, Fm Atlanta, Primera Etapa.	149
Figura A4.3. Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa II Fm. Atlanta.	152
Figura A4.4. Geometría de la Fractura, Fm Atlanta. Etapa II.....	153
Figura A4.5. Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa III Fm. Atlanta.	156
Figura A4.6. Geometría de la Fractura, Fm Santo Tomás, Etapa III.....	157
Figura A4.7. Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa IV, Fm. Santo Tomás.....	160
Figura A4.8. Geometría de la Fractura, Fm Santo Tomás, Etapa IV.	162
Figura A4.9 Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa V, Fm. Santo Tomás.....	165
Figura A4.10. Geometría de la Fractura, Fm Santo Tomás, Etapa V.	166

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Rangos Típicos de valores para el módulo de Young.	39
Tabla 2.2: Comparación de los 3 modelos en 2D para Fracturamiento.	47
Tabla 3.1: Propiedades de la Roca y los Fluidos, Bloque GGV.	79
Tabla 3.2: Reservas y Recursos 2016 Bloque GGV.	80
Tabla 3.3: Pozos productores de SO y CPB cercanos al pozo ANC1863	85
Tabla 3.4: Esquema de bombeo etapa I - ANC1863.	90
Tabla 3.5: Simulación de fractura etapa I ANC1863	91
Tabla 3.6: Propuesta de Pozos – Campaña 2015.	96
Tabla 3.7: Trabajos Realizados – Campaña 2015.	97
Tabla 3.8: Resultados Pozos Exitosos – Campaña 2015.	97
Tabla 3.9: Resultados Pozos NO Exitosos – Campaña 2015.	98
Tabla 3.10: Evaluación Económica. Campaña 2015.	99
Tabla 3.11: Propuesta - Campaña 2016-1	100
Tabla 3.12: Trabajos Realizados - Campaña 2016-1	101
Tabla 3.13: Resultados Pozos Exitosos - Campaña 2016-1.	102
Tabla 3.14: Resultados Pozos No Exitosos - Campaña 2016-1	102
Tabla 3.15: Evaluación Económica. Campaña 2016-1.	104
Tabla 3.16: Propuesta - Campaña 2016-2	105
Tabla 3.17: Trabajos Realizados - Campaña 2016-2.	106
Tabla 3.18: Resultados Pozos Exitosos - Campaña 2016-2.	106
Tabla 3.19: Resultados Pozos NO Exitosos - Campaña 2016-2	107

Tabla 3.20: Parámetros Petrofísicos de las Formación. Atlanta y Santo Tomás.	112
Tabla 3.21: Etapas de las Fm. Atlanta y Santo Tomás a ser fracturadas.	113
Tabla 3.22: Datos del Apuntalante (CPVEN 2017).....	117
Tabla 3.23: Presiones de Formación – Santo Tomás y Atlanta.....	118
Tabla 3.24: Propiedades de los Fluidos, formaciones Santo Tomás y Atlanta.	118
Tabla 3.25: Radios de Drenaje y Areas.....	118
Tabla 3.26: Compresibilidades de los Fluidos y la Roca.	119
Tabla 3.27: Pozos en Fm. Santo Tomás.....	119
Tabla 3.28: Pozos en Fm. Atlanta.....	120
Tabla 3.29: Caudales iniciales estimados después de las Fracturas.....	129
Tabla 3.30: Costos de un Pozo Nuevo.....	131
Tabla 3.31: Resultados de la Evaluación Económica. Santo Tomás.....	131
Tabla 3.32: Resultados de la Evaluación Económica. Atlanta.....	132

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación (1).....	28
Ecuación (2).....	29
Ecuación (3).....	29
Ecuación (4).....	29
Ecuación (5).....	30
Ecuación (6).....	30
Ecuación (7).....	31
Ecuación (8).....	31
Ecuación (9).....	34
Ecuación (10).....	34
Ecuación (11).....	36
Ecuación (12).....	36
Ecuación (13).....	38
Ecuación (14)	39
Ecuación (15)	39
Ecuación (16).....	40
Ecuación (17).....	42
Ecuación (18).....	43
Ecuación (19).....	45
Ecuación (20)	45

Ecuación (21).....	47
Ecuación (22)	47
Ecuación (23).....	57
Ecuación (24).....	59
Ecuación (25).....	60
Ecuación (26).....	60
Ecuación (27).....	61
Ecuación (28).....	61
Ecuación (29).....	62
Ecuación (30).....	62
Ecuación (31)	62
Ecuación (32).....	67
Ecuación (33).....	68
Ecuación (34).....	68

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Evaluación de Fracturas Realizadas – Campaña 2015.....	144
Anexo 2: Evaluación de Fracturas Realizadas – Campaña 2016-1.....	144
Anexo 3: Evaluación de Fracturas Realizadas – Campaña 2016-2.....	145
Anexo 4: Simulación de las fracturas hidráulicas en pozos nuevos.....	146

RESUMEN

El presente proyecto se desarrolló con el objetivo de realizar un estudio técnico-económico para el incremento de la producción de petróleo del Bloque Gustavo Galindo Velasco aplicando la tecnología de Fracturamiento Hidráulico en pozos existentes. Se dispone de varios reservorios en el bloque, pero los principales son Atlanta, Santo Tomás y Socorro, que se caracterizan por su baja permeabilidad (menor a 1 md), y debido a su extensa vida productiva la presión ha declinado a valores mínimos.

Para esta investigación se analizaron las últimas campañas de fracturas realizadas en los años 2015 y 2016 que resultaron no exitosas especialmente las campañas de 2016, se determinó que las causas principales son: pobres condiciones en el estado mecánico de los pozos, mala calidad de la cementación primaria en las zonas en las que fueron fracturados, baja presión de los yacimientos, presencia de capas depletadas cercanas a las zonas fracturadas, información técnica incompleta de los pozos candidatos, sobreestimación de la productividad inicial de los pozos y declinación de producción subestimada en las proyecciones, por lo cual se decidió buscar zonas en el bloque donde implementar perforaciones de pozos de relleno y nuevas áreas de desarrollo.

Se seleccionó el área de Certeza en la cual se ubicaron 13 pozos nuevos que contienen entre otros los yacimientos Atlanta y Santo Tomás, el fracturamiento hidráulico inmediato después de la perforación, permitirá que el potencial real de los pozos sea logrado. Mediante la programación de 6 pozos en el 2018 y 7 pozos en el 2019, la producción de petróleo del bloque alcanzará en el año 2019 un nivel de alrededor de 1550 barriles por día, recuperando la producción actual de 1020 barriles por día, en condiciones económicas favorables para la empresa operadora.

ABSTRACT

The present project was developed with the objective of carrying out a technical-economic study to increase the oil production from the Gustavo Galindo Velasco Block by applying the Hydraulic Fracturing technology in existing wells. Several reservoirs are available in the block, but the main ones are Atlanta, Santo Tomas and Socorro, which are characterized by their low permeability (less than 1 md), and due to their extensive productive life, pressure has declined to minimum values.

For this research we analyzed the last fractures campaigns made in 2015 and 2016 that were not successful, especially the 2016 campaigns, it was determined that the main causes are: poor conditions in the wells mechanical state, cement poor quality in areas where they were fractured, low reservoir pressure, presence of depleted layers near fractured areas, incomplete technical information on candidate wells, initial wells productivity overestimation, production decline in forecast were underestimated, for which reasons it was decided to look for zones in the block where to implement infill wells and new areas for development.

The Certeza area was selected where 13 new wells containing, among others, the Atlanta and Santo Tomas reservoirs were located, immediate hydraulic fracturing after drilling will allow the real potential of the wells to be achieved. By programming 6 wells during 2018 and 7 wells in 2019, the block's oil production will reach a level of around 1550 barrels per day by 2019, recovering the current production of 1020 barrels per day in favorable economic conditions for the operating company.

1. INTRODUCCIÓN

El primer tratamiento hidráulico de fracturación se bombeó en 1947 en un pozo de gas operado por Pan American Petroleum Corporation en el campo Hugoton. Desde entonces, la fracturación hidráulica ha aumentado las reservas recuperables más que cualquier otra técnica, y se ha convertido en un tratamiento estándar para mejorar la productividad de pozos de petróleo y gas. Durante estos años, se realizaron miles de tratamientos de fracturamiento en una amplia gama de formaciones geológicas, tales como “yacimientos de baja permeabilidad, sedimentos débilmente consolidados y estructuras geométricas complejas” (Zoveidavianpoor & Gharibi, 2015, pág. 204)

La fracturación hidráulica es el proceso de bombeo de un fluido en un pozo a una tasa de inyección que es demasiado alta para que la formación acepte en un patrón de flujo radial. A medida que aumenta la resistencia al flujo en la formación, la presión en el pozo aumenta hasta un valor que excede la presión de ruptura de la formación que está abierta al pozo. Una vez que la formación se "rompe", se forma una grieta o fractura, y el fluido inyectado comienza a moverse hacia abajo de la fractura. En la mayoría de las formaciones, se crea una sola fractura vertical que se propaga en dos direcciones desde el pozo. Estas "alas" de fractura están separadas 180 grados, y normalmente se supone que son idénticas en forma y tamaño en cualquier punto en el tiempo.

El Bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV), inició su actividad en 1911, aunque formalmente la perforación masiva y producción comenzó en 1921. La geología del campo es compleja debido a que “el área fue sometida a fuertes tensiones compresionales producidas por el efecto de subducción entre las placas Nazca y Sudamericana, dando como resultado un fuerte fallamiento y fisuramiento de los reservorios existentes” (Pacifpetrol, 2011).

Los principales reservorios de este bloque presentan permeabilidades bajas (1 md), por tanto una forma de estimulación de los pozos es el Fracturamiento Hidráulico; y por el extenso tiempo de producción, ha significado una caída de la presión de los yacimientos a niveles bajos. La baja permeabilidad y la depletación de los reservorios han generado una declinación de producción constante que se sitúa actualmente en 1020 barriles por día, para todo el campo integrado por 1242 pozos productores.

En los campos del Bloque GGV se han realizado trabajos de fracturas hidráulicas desde 1958. La metodología usada ha sido siempre, que una vez perforado el pozo, se ponga en producción luego de disparar el o los intervalos a producir. Después de un tiempo de producción, alrededor de un año, se efectúan las estimulaciones a los pozos mediante fracturamiento hidráulico.

El objetivo de este trabajo de titulación es definir los lineamientos que permitan incrementar la producción del Bloque GGV mediante fracturamiento hidráulico. Para cumplir con este propósito, en el capítulo 1 de la Introducción se realiza una pequeña descripción de lo que significa esta tecnología.

El capítulo 2 se refiere a la Metodología, con la descripción del Marco Teórico de las fracturas hidráulicas, con las definiciones y conceptos básicos, así como una revisión del diseño de los trabajos y una delineación de los materiales y equipos necesarios.

El capítulo 3 detalla la aplicación de este proceso en los campos del Bloque GGV, para lo cual se evalúan los fracturamientos realizados en los 2 últimos años y se elaboró la selección de nuevos pozos para perforar y que serán fracturados antes de ingresar a producción.

Las Conclusiones y Recomendaciones de lo expuesto en el trabajo se evidencian en el capítulo 4.

2. METODOLOGÍA

2.1. Fundamentos del Fracturamiento Hidráulico

2.1.1. Definición de fracturamiento

Una fractura hidráulica es una fisura provocada por la aplicación de presión, originada por la inyección de fluido a una formación porosa y permeable. El fluido es introducido al reservorio a presiones que superan la presión de fractura; que es la presión a la cual se fragmentan las rocas. Este trabajo de estimulación permite mejorar el aporte de los hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo a través de las fracturas creadas.

La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y, en la mayoría de pozos, la fractura es vertical; ver Figura 2.1.

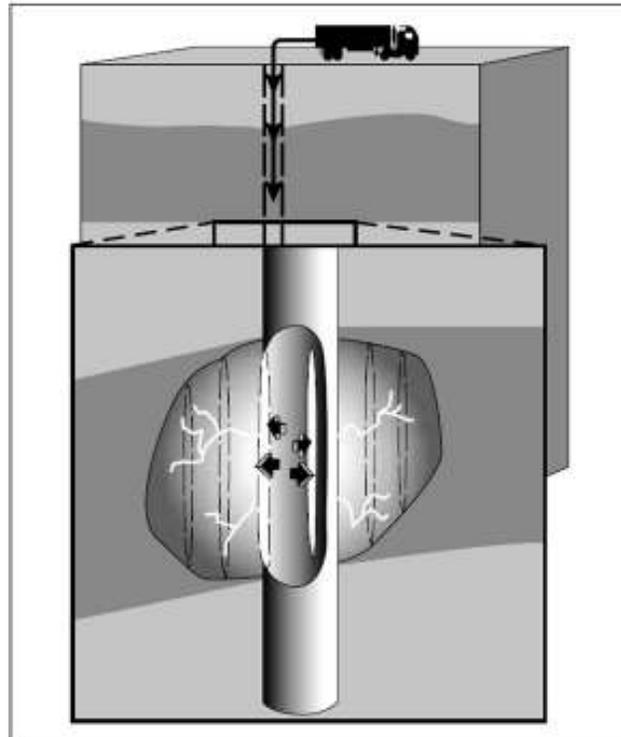


Figura 2.1. Presión interna fracturando un pozo vertical.
Fuente: (Economides & Nolte, 2000)

El rompimiento y el crecimiento temprano de la fractura exponen la nueva área de la formación al líquido inyectado, y por lo tanto la tasa de pérdida de fluido en la formación comienza a aumentar.

Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, la fractura se propaga y crece, como se observa en la Fig. 2.2. Este crecimiento continúa abriendo más área de formación. Sin embargo, aunque la fractura hidráulica aumenta el área de flujo de formación mientras se bombea, “una vez que el bombeo se detiene y los fluidos inyectados se escapan, la fractura se cerrará y la nueva área de formación no estará disponible para la producción” (Economides & Nolte, 2000, pág. 16).

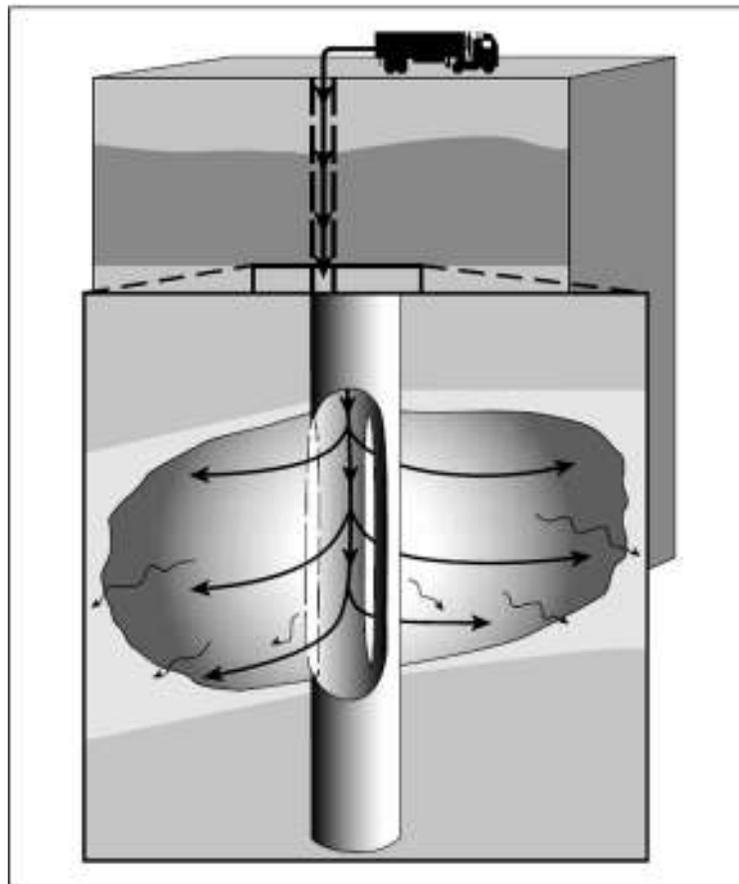


Figura 2.2. Sección de un pozo mostrando la propagación de la fractura.
Fuente: (Economides & Nolte, 2000)

2.1.2. Objetivos del fracturamiento

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de fracturamiento, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico. En muchos pozos que van a ser perforados en este tipo de formaciones, la propuesta incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de completación.

De acuerdo con lo anterior, para resolver los problemas planteados se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico para la estimulación del pozo, cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de una fractura que va desde la cara del pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con el agente de sostén; aumentando la conductividad, produciéndose el efecto equivalente de un aumento de la permeabilidad del yacimiento.

Los objetivos de un trabajo de fracturamiento hidráulico desde la perspectiva de (Holditch, 2007), son:

- a. Remover el daño cercano al pozo; una fractura a través de la zona dañada proporcionará una mejor trayectoria al flujo, aumenta su conductividad. Si se realiza un diseño apropiado de fracturamiento hidráulico, se puede eliminar una gran variedad de problemas que abarcan desde daño en la zona alrededor del pozo ocasionado por los fluidos de perforación hasta yacimientos con muy bajas permeabilidades.
- b. Incrementar la producción en un pozo productor o mejorar la inyección en un pozo inyector con el propósito de mejorar la rentabilidad (VPN) e incrementar reservas. (Una estimulación efectiva puede hacer económico un pozo que era antieconómico y más económico uno que ya era económico) (Pág. 323).

2.1.3. Aplicaciones del fracturamiento

El fracturamiento hidráulico puede tener como finalidad:

- Incrementar la tasa de flujo de petróleo y/o gas en yacimientos de baja permeabilidad.
- Incrementar la tasa de flujo de petróleo y/o gas en pozos con alto daño.

- Conectar las fracturas naturales y/o microfracturas de una formación a la cara del pozo.
- Reducir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.
- Mejorar la conductividad del yacimiento
- Reducir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar problemas con asfaltenos o decantación de parafinas.
- Incrementar el área de drenaje o la extensión de la formación en contacto con la cara del pozo, y conectar completamente la extensión vertical de un yacimiento a un pozo inclinado u horizontal.
- Incrementar la recuperación final: Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

2.1.4. Proceso del fracturamiento hidráulico

En el fracturamiento hidráulico el fluido fracturante es bombeado en una formación permeable, generando un diferencial de presión proporcional al producto de la permeabilidad * altura de la formación; $K_f \cdot h$.

Con incrementos de la tasa de inyección, el diferencial de presión entre la presión al borde de pozo y la presión original del reservorio también se incrementa. Este diferencial de presión forma un esfuerzo adicional alrededor del borde del pozo.

Como el caudal de bombeo se incrementa, la presión diferencial genera un esfuerzo que excede el esfuerzo necesario para romper la roca, y la fractura se crea, comunicando la formación con el borde del pozo.

Si las bombas se paran o la presión es liberada, la fractura se cerrará. Si esto ocurre, la roca se comportará como si no fuera fracturada y no se generará incremento alguno en producción.

Sin embargo, si se bombea algún material antes que la fractura se haya cerrado, la fractura se mantendrá apropiadamente abierta; este material usado se denomina propante, asumiendo que el propante es más fuerte que las fuerzas que tratan de cerrar la fractura.

Dentro de esta conceptualización (Martin, 2005), expone:

Si la distribución del propante presenta una porosidad significativa, entonces bajo las circunstancias correctas una vía de incremento de permeabilidad ha sido creada desde el reservorio hasta el borde del pozo. Si el tratamiento ha sido diseñado correctamente, se generará un incremento en producción (Pág. 95).

El trabajo de Fracturamiento requiere que un fluido de alta viscosidad sea inyectado al pozo con la finalidad de transportar al mismo tiempo el propante que será ubicado dentro de la fractura, utilizando en todo momento los valores de caudal y presión de diseño.

Para crear la fractura, se emplea un fluido conocido como "PAD"; en esta parte del trabajo se utilizan presiones similares a las del tratamiento propiamente dicho con la finalidad de determinar y/o ajustar las propiedades del reservorio. Etapa conocida generalmente como Mini Frac.

Una vez realizado esto, se utilizará fluido mezclado con propante en etapas determinadas en el diseño del trabajo, que serán depositados en la fractura. Finalmente, el tratamiento en conjunto es desplazado hasta la altura de las perforaciones, en una maniobra continua y sin paradas. Cuando el tratamiento culmina y se detiene el bombeo, entonces la fractura iniciará el cierre con el material propante en su interior.

La figura 2.3 muestra el comportamiento de los parámetros principales durante un trabajo de fracturamiento. La curva roja representa la Presión de tratamiento al fondo del pozo (BHTP), la curva azul representa la Presión del tratamiento medida en superficie (STP), la curva verde representa el Caudal de Flujo utilizado y la curva negra muestra la variación de la concentración de propante durante el tratamiento.

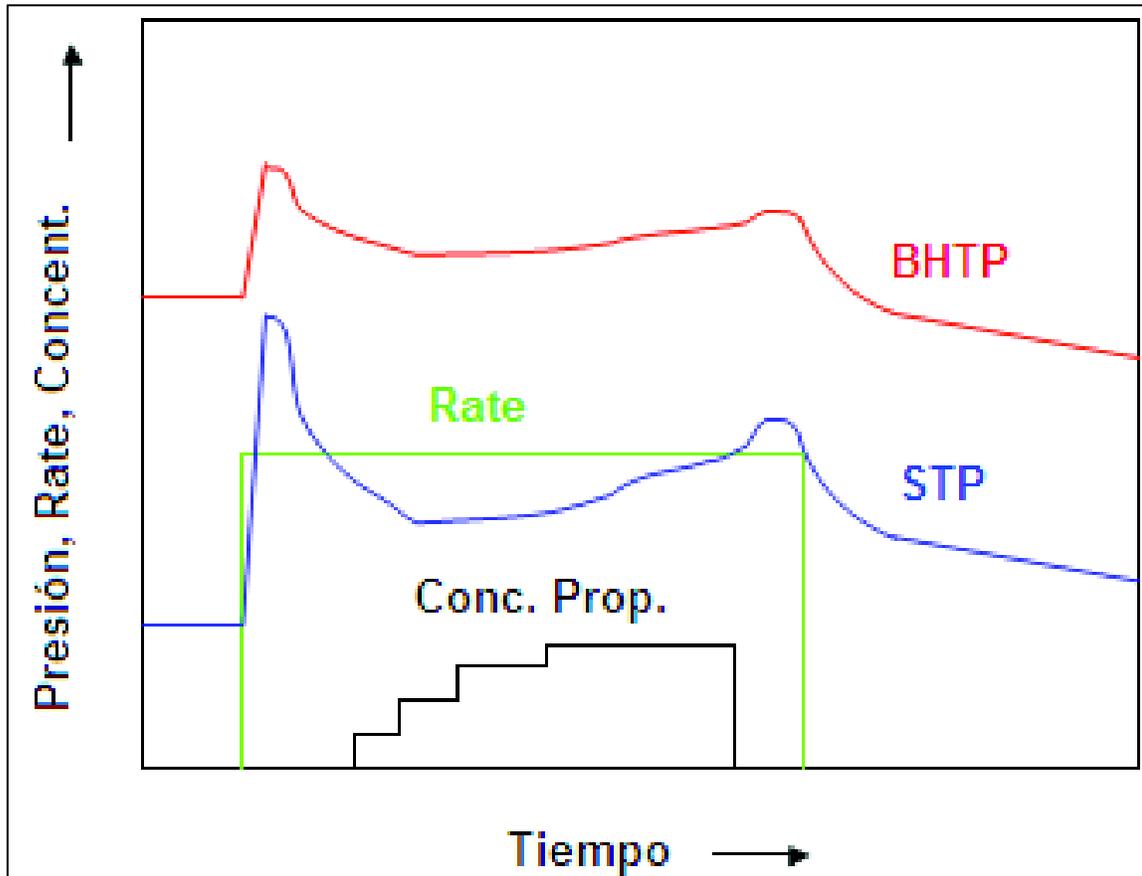


Figura 2.3. Comportamiento de Parámetros durante un Trabajo de fracturamiento.
Fuente: (Martin, 2005)

2.1.5. Presiones usadas en el fracturamiento hidráulico

Las presiones empleadas durante el fracturamiento hidráulico son:

- **Presión de tratamiento en superficie, STP.** También referida como Presión de Cabeza, Presión de Inyección, Presión de Tubing; es la presión de bombeo medida en superficie.
- **Presión hidrostática, P_{hydro} .** Es la presión al fondo del pozo debido al peso de la columna de fluido en el pozo, que depende de la densidad del fluido y la profundidad vertical; cuya expresión es:

$$P_{hydro} = 0.433 \gamma \text{ TVD} \quad (1)$$

Donde P_{hydro} es la presión hidrostática en psi, γ es la gravedad específica del fluido y TVD es la profundidad vertical verdadera en pies. Es sencillo de calcular en

condiciones estáticas, pero los trabajos de fracturamiento se dan en condiciones dinámicas y utilizando fluidos de diferentes densidades.

- **Presión de fricción, ΔP_{frict} .** La determinación de la caída de presión debida a las pérdidas por fricción en la tubería es un reto considerando la constante variación de las propiedades del fluido de fracturamiento durante el trabajo. La mejor manera es disponer de sensores de presión tanto en superficie como en el fondo del pozo.

Como esto no siempre es viable, la opción es usar Tablas de Presión por Fricción que disponen las empresas que proveen los tratamientos. Estas tablas se sustentan en datos generados empleando los fluidos de fracturamiento en un circuito de tuberías de un laboratorio, con una excelente aproximación a la situación real.

Los simuladores modernos de fracturas incorporan datos de estas pruebas en sus modelos de fluidos; por tanto, las caídas de presión por fricción estimadas con estos métodos son confiables aunque no perfectas, ya que la temperatura en el borde del pozo está en constante cambio.

Si lo anteriormente expuesto no es posible, la pérdida de presión por fricción puede ser calculada de datos del fluido empleando ecuaciones de Flujo de Fluidos en Tuberías. Según el Método de Factor de Fricción de Fanning, se tiene:

$$\Delta P_{frict} = 0.325 \frac{SG L V^2 f}{d} \quad (2)$$

Donde L es la longitud de la tubería en pies y f es el factor de fricción adimensional.

El factor de fricción es determinado usando el Número de Reynolds. Para Flujo Laminar:

$$f = 16/N_{RE} \quad (3)$$

Mientras que para Flujo Turbulento:

$$f = \frac{0.0303}{NRE^{0.1612}} \quad (4)$$

La primera etapa en el proceso de encontrar ΔP_{frict} es determinar el Número de Reynolds, luego de lo cual se determina el factor de fricción, que nos servirá para estimar las pérdidas de presión por fricción (Martin, 2005).

- **Presión de tratamiento al fondo del pozo, BHTP.** Es la presión del tratamiento medida al fondo del pozo antes de ingresar a las perforaciones, a menos que se instalen sensores de presión en el fondo, esta presión puede ser medida directamente, caso contrario es necesario calcular en base a las presiones de superficie, la presión de fricción y la presión hidrostática en condiciones dinámicas.

$$\text{BHTP} = \text{STP} + P_{\text{hydro}} - \Delta P_{\text{fricc}} \quad (5)$$

- **Presión de fricción en las perforaciones, ΔP_{perf} .** Es la caída de presión experimentada por el fluido conforme pasa a través de alguna restricción al flujo, este es el caso de las perforaciones o punzados.

$$\Delta P_{\text{perf}} = \frac{2.93 \text{ SG } (q/n)^2}{d^4} \quad (6)$$

Donde ΔP_{perf} está en psi, SG es la gravedad específica del fluido, q es el caudal del fluido en bpm, d es el diámetro de las perforaciones en pulgadas y n es el número de perforaciones.

- **Presión de fricción en el borde del pozo, ΔP_{nwb} .** Es la suma de las pérdidas de presión debidas a la Fricción en Perforaciones y las pérdidas causadas por la Tortuosidad ΔP_{tor} .
- **Caída de presión por tortuosidad (ΔP_{tor}),** también conocida como tortuosidad y es la pérdida de presión por el fluido fracturante al pasar a través de una región restringida entre las perforaciones y la fractura principal. La tortuosidad es un parámetro importante, ya que probablemente es la principal causa de arenamiento de la fractura (Economides & Martin, 2007). La tortuosidad puede presentarse bajo diversidad de circunstancias. Una muy común son los largos intervalos punzados,

ya que “pueden iniciarse varias fracturas a lo largo del intervalo punzado” (Robles, 2017).

- **Presión de cierre, P_c o $P_{closure}$.** Es la fuerza que actúa para cerrar la fractura. Bajo esta presión la fractura está cerrada; sobre esta presión la fractura está abierta. Este valor es importante en el trabajo de fracturamiento, es determinado a partir del Minifrac.

Para mantener la fractura abierta después del inicio, la presión en la fractura tiene que exceder la presión de poro por una cantidad igual al mínimo esfuerzo matricial efectivo de la roca. El gradiente de fractura es la presión de cierre de la fractura dividida por la profundidad.

- **Presión de extensión, P_{ext} .** Es la presión requerida en el fluido de la fractura durante el trabajo para generar la propagación de la fractura. Es normalmente entre 100 y 200 psi más grande que la Presión de Cierre, y esta presión diferencial representa la energía requerida para que la fractura se propague y se mantenga abierta. En formaciones duras, la Presión de Extensión de la Fractura está cerca de la Presión de Cierre. En formaciones suaves, donde grandes cantidades de energía pueden ser absorbidas por la deformación plástica a la punta de la fractura, la presión de extensión puede ser significativamente más alta que la presión de cierre. La presión de extensión de la fractura puede ser obtenida de una prueba SRT. Por definición, $P_{ext} > P_c$, ya que la fractura se debe mantener abierta para que se pueda ganar longitud, anchura y altura. La presión de extensión no es constante y varía con la geometría de la fractura.
- **Presión neta, P_{net} .** Es un valor importante empleado en los trabajos de fracturamiento, y se define como:

$$P_{net} = BHTP - \Delta P_{nwb} - P_{closure} \quad (7)$$

$$P_{net} = STP + P_{hydro} - \Delta P_{fricc} - \Delta P_{nwb} - P_{closure} \quad (8)$$

La presión neta es una medida de la cantidad de trabajo que se desarrolla en la formación. Si se analiza el comportamiento de esta presión es posible determinar cuánto la fractura está creciendo o si está encogiéndose. La Presión Neta es una

variable individual importante en el análisis de presión de una fractura. La Presión Neta está directamente relacionada a la longitud, al ancho y a la altura de la fractura. Para que la presión se propague se debe cumplir que $P_{net} > P_{ext}$, esto quiere decir que “la presión neta tiene que ser lo suficientemente alta como para inducir un esfuerzo crítico que dividida a la roca” (Robles, 2017).

- **Presión de cierre instantáneo, ISIP.** Es el valor de presión que puede ser determinada tanto en superficie como al fondo del pozo, es obtenida inmediatamente después que las bombas se paran, al inicio de la declinación de presión. Si se mide al fondo del pozo, el valor de la presión ISIP debe ser igual a BHTP, asumiendo que P_{nwb} es cero. Uno de los métodos para determinar si la P_{nwb} es significativa es “comparar el valor de ISIP con el valor de BHTP obtenido de un minifrac confiable” (Martin, 2005).

2.2. Modelos de Fractura

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora. La geometría de la fractura generada puede ser aproximada por modelos que consideren:

- a. Propiedades mecánicas de la roca.
- b. Propiedades del fluido fracturante.
- c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- d. Esfuerzo de la formación.
- e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, se evidencian tres familias:

- a. Modelos en dos dimensiones (2-D)
- b. Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D)

c. Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D)

La fractura puede propagarse lateral y verticalmente así como cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

2.2.1. Características geométricas de la fractura

Para el estudio de las fracturas creadas hidráulicamente, se ha idealizado su geometría a partir de las siguientes características:

- Longitud de la fractura (x_f)
- Altura de la fractura (h_f)
- Ancho de la fractura (w_f)

Estas características tienen relación con las particularidades del fluido fracturante y con las propiedades de la formación. Estas características geométricas se observan en la figura 2.4, estos parámetros son los que comúnmente se obtienen de los modelos de fractura.

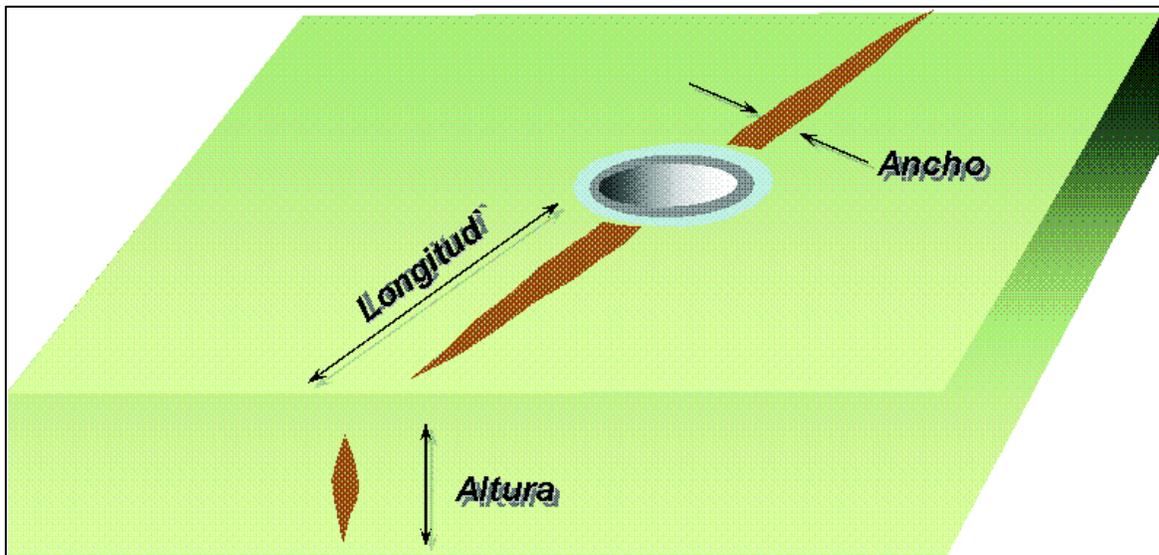


Figura 2.4. Modelo idealizado de la fractura y sus variables principales.
Fuente: (Robles, 2017)

Longitud de fractura (X_f)

Es la distancia de la fractura abierta al flujo; la fractura consiste de dos lados simétricos o medias longitudes a cada lado del pozo. Se refiere a la mitad de la longitud de la conductividad de la fractura.

Ante lo cual, (Economides & Nolte, 2000), cita:

Si se aplica la ecuación de Balance de Materia en fracturamiento hidráulico, esto significa que el volumen inyectado de fluido fracturante en el pozo, una parte ingresa dentro de la formación y otra parte está en el volumen de la fractura (longitud*ancho*altura), usando un paralelepípedo como una aproximación de lo que ocurre en la realidad (Pág. 27).

El volumen inyectado V_i , se estima mediante la ecuación:

$$V_i = q_i * t_p \quad (9)$$

Donde,

q_i = Tasa de Inyección de fluido fracturante

t_p = Tiempo de bombeo para el tratamiento o proceso de fracturamiento.

El volumen de la fractura idealizada, V_f , está dado por:

$$V_f = h_f * \bar{w} * 2X_f \quad (10)$$

Donde,

h_f = Altura de la fractura

\bar{w} = ancho promedio de la fractura sostenida.

$2x_f$ = Longitud de la fractura de extremo a extremo.

Esta ecuación considera que no existe pérdida de fluido a la formación (leakoff).

Altura de la fractura (h_f)

Esta altura está definida como la longitud de la fractura paralela al pozo. La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como h_f . La altura de la fractura es controlada por los esfuerzos en sitio, en particular por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre las diferentes formaciones geológicas.

Formalmente, la altura de la fractura está controlada por la relación de la presión neta, P_{net} , entre la diferencia de esfuerzos, $\Delta\sigma$, como se ilustra en la figura 2.5, donde " $\Delta\sigma$ es la diferencia de esfuerzos entre las zonas de arcilla y la zona de pago; σ_h = mínimo esfuerzo horizontal, σ_H = máximo esfuerzo horizontal" (Economides & Nolte, 2000)

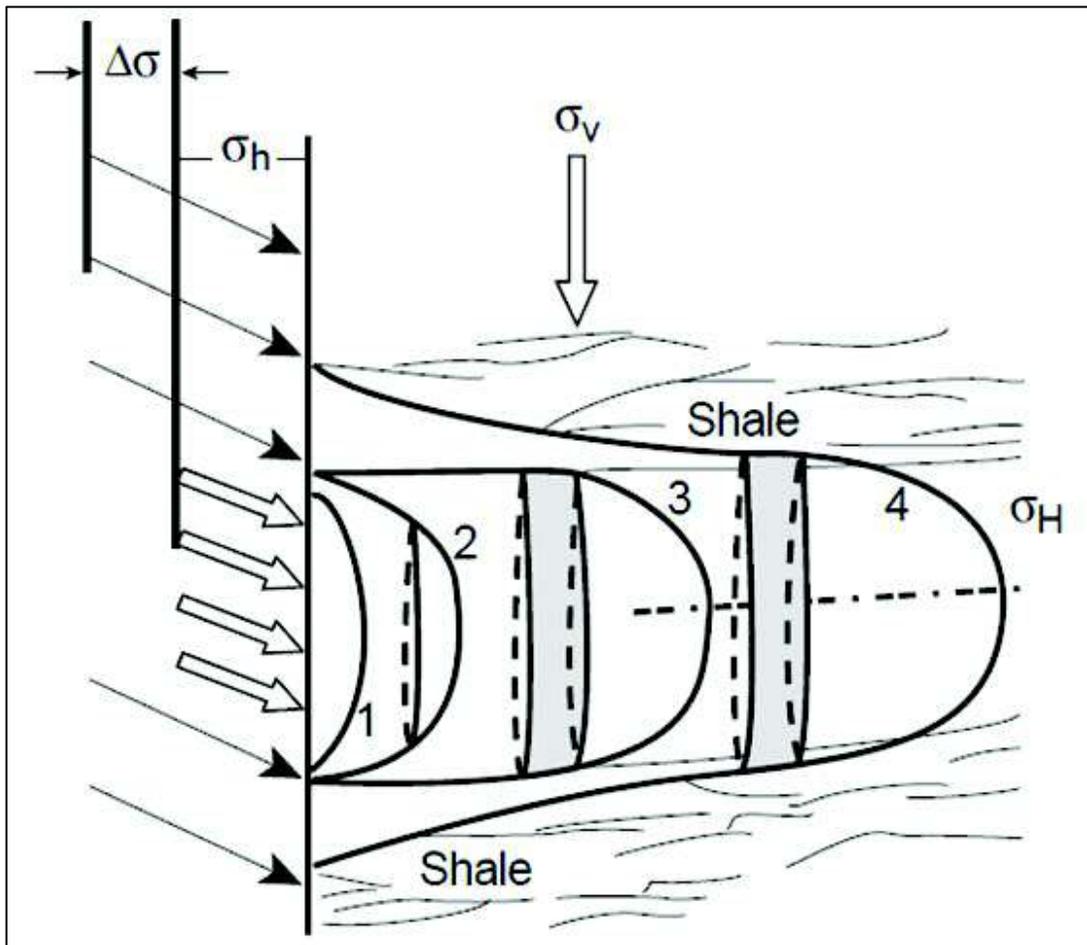


Figura 2.5. Crecimiento de la altura de fractura. Perfil de fractura idealizado de la relación de la geometría de la fractura con los esfuerzos en sitio.

Fuente: (Economides & Nolte, 2000)

Ancho de la fractura (W)

El inicio de una fractura es una grieta o abertura en la roca y esto responde al criterio de considerar que la formación productora es un medio elástico. Cuando se crea la anchura de una fractura en una formación elástica, debido a la presión interna, esta adopta una forma de sección elíptica y la ecuación de elasticidad que gobierna esta fractura es:

$$W_{max} = \frac{2 P_{net} d}{E'} \quad (11)$$

Donde,

W_{max} : Ancho máximo de la fractura

P_{net} : Presión neta

d : La menor dimensión de la fractura.

E' : Módulo del plano de deformación que es función del Módulo de Young, E , y de la relación de Poisson, ν , esta tiene un valor típico de 0.2,

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (12)$$

2.2.2. Orientación de la fractura

La fractura se propaga en dirección de un plano perpendicular al mínimo esfuerzo matricial. Generalmente el esfuerzo mínimo es horizontal, y la fractura resultante es vertical. Cuando los esfuerzos horizontales no son iguales, la fractura será preferentemente vertical. En áreas en las que se encuentran fallas o donde la erosión ha ocurrido después de la decantación, las rocas pueden estar bajo grandes esfuerzos compresivos horizontales de esfuerzos verticales de sobrecarga. Si “el esfuerzo mínimo matricial efectivo es vertical, entonces resultara una fractura horizontal” (Gidley, 1989, pág. 341).

Presión de propagación de la fractura

Cuando la fractura es extendida, la presión de la fractura en el pozo se incrementa, como resultado de la fricción del fluido fracturante. Un segundo factor que genera un

incremento en la presión de propagación es la posibilidad de que la presión de poro cerca de la fractura puede ser incrementada debido a la pérdida de fluido. Un incremento en la presión de poro o en la “presión del sistema” resulta en un incremento en la presión de cierre.

2.2.3. Esfuerzos locales

El tamaño y la orientación de una fractura, así como la presión para crearla, viene dado por el campo de esfuerzos locales de la roca. Los esfuerzos están definidos por tres esfuerzos de compresión principales que son perpendiculares entre sí (Figura 2.6).

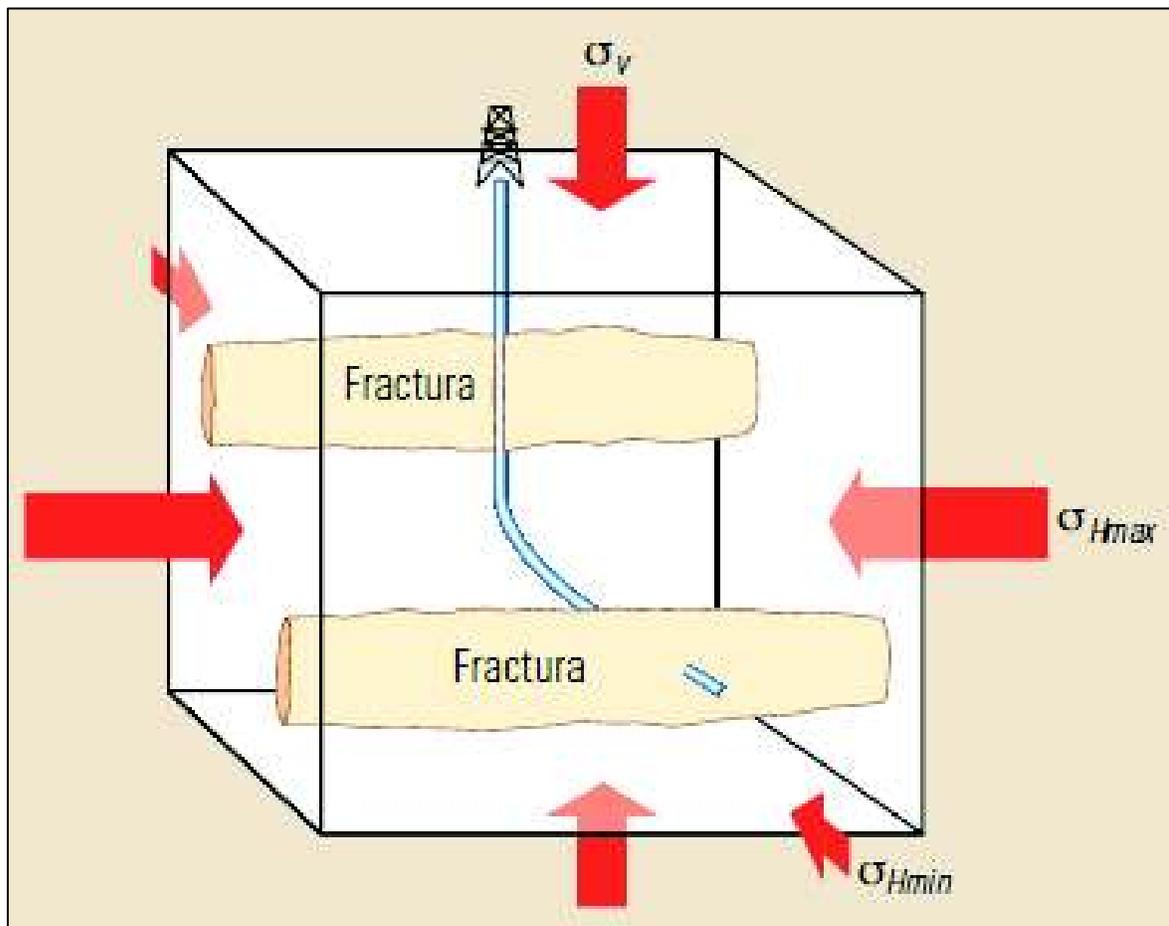


Figura 2.6. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas. Los 3 esfuerzos de compresión principales (flechas rojas), son un esfuerzo vertical (σ_v) y el esfuerzo horizontal máximo y mínimo (σ_{Hmax} y σ_{Hmin}).

Fuente: (Nolen, 2013)

Las magnitudes y orientaciones de estos 3 esfuerzos principales son determinadas por la tectónica del lugar y la profundidad, la presión de poro y las propiedades de la roca que definen como se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones. En la Fig.

2.6, “ σ_v es el esfuerzo vertical, σ_{Hmin} es el esfuerzo horizontal mínimo y σ_{Hmax} es el esfuerzo horizontal máximo” (Nolen, 2013, pág. 57).

Así, “los esfuerzos locales controlan la orientación y la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas. Estas se abren en la dirección del esfuerzo principal mínimo y se propagan en el plano de mayor esfuerzo y de esfuerzo intermedio” (Nolen, 2013, pág. 57)

Estas tensiones o esfuerzos normalmente son compresivas, anisotrópicas y no homogéneas, lo que significa que las tensiones de compresión sobre la roca no son iguales y varían en magnitud en función de la dirección.

Ante esto (Holditch, 2007), expone:

La magnitud y dirección de las tensiones principales son importantes porque controlan la presión requerida para crear y propagar una fractura, la forma y extensión vertical de la fractura, la dirección de la fractura y las tensiones que intentan aplastar y / o incrustar el agente de apoyo durante la producción (Pág. 356).

Una fractura hidráulica se propagará perpendicular al estrés principal mínimo. Para una fractura vertical, el esfuerzo horizontal mínimo se estima con:

$$\sigma_{min} \cong \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_1 - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_{ext} \quad (13)$$

Donde:

σ_{min} = esfuerzo horizontal mínimo,

ν = coeficiente de Poisson,

σ_1 = esfuerzo de sobrecarga,

α = constante de Biot,

p_p = presión de fluido del reservorio o presión del poro, y

σ_{ext} = esfuerzo tectónico.

La elección de la ecuación matemática para representar el comportamiento mecánico de la roca es determinante. Existe una variedad de modelos que pretenden explicar el comportamiento mecánico de la roca. Se dispone desde el modelo lineal elástico hasta modelos complejos, que incluyen el comportamiento inelástico de las rocas, efectos de interacciones físico-químicas del sistema roca-fluido y efectos de temperatura.

El modelo más conocido es el lineal elástico, el cual es ampliamente utilizado por ser muy simple, ya que consta solamente de dos parámetros. Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ϵ), definidos mediante la Ley de Hooke como:

$$\sigma = E * \epsilon \quad (14)$$

Donde E es el primer parámetro elástico conocido como módulo de elasticidad (Young). El segundo parámetro es la relación de Poisson (ν) que es una medida de la relación entre la expansión lateral (ϵ_l); con la contracción longitudinal o axial (ϵ_a) de la roca cuando se somete a compresión:

$$\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \quad (15)$$

La relación de Poisson se puede estimar a partir de datos de registros acústicos o de correlaciones basadas en la litología. La Tabla 2.1 presenta rangos típicos para el Módulo de Young y la Relación de Poisson. El esfuerzo de sobrecarga se puede calcular con datos de registro de densidad. Normalmente, el valor del esfuerzo de sobrecarga es de aproximadamente 1 psi / pie de profundidad. La presión del yacimiento debe medirse o estimarse. “La constante de Biot es 1,0, pero puede ser menos de 1,0 en ocasiones” (Holditch, 2007).

Tabla 2.1. Rangos Típicos de valores para el módulo de Young.

Litología	Módulo de Young (psi)	Coefficiente de Poisson
ARENA BLANDA	0.1 - 1 x 10 ⁶	0.2 - 0.35
ARENA MEDIA	2 - 5 x 10 ⁶	0.15 - 0.25
ARENA DURA	6 - 10 x 10 ⁶	0.1 - 0.15
CALIZA	8 - 12 x 10 ⁶	0.30 - 0.35
CARBÓN	0.1 - 1 x 10 ⁶	0.35 - 0.45
LUTITA	1 - 10 x 10 ⁵	0.28 - 0.43

Elaborado por: Francisco Paz
Fuente: (Holditch, 2007)

Cuando se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca en el modelo elástico, éste se convierte en un modelo poro-elástico, el cual es ampliamente utilizado en simuladores comerciales para diseño de fracturamiento hidráulico. La teoría poroelástica se utiliza a menudo para estimar el esfuerzo horizontal mínimo.

La ecuación 13 combina la teoría poroelástica con un término que toma en cuenta cualquier fuerza tectónica que actúe sobre una formación. El primer término en el lado derecho de la ecuación 13 es un término elástico lineal que convierte el esfuerzo vertical efectivo sobre los granos de roca en un esfuerzo horizontal efectivo sobre los granos de roca.

El segundo término de la ecuación 13 representa el esfuerzo generado por la presión del fluido en el espacio poroso. El tercer término es el esfuerzo tectónico, que podría ser cero en áreas tectónicamente relajadas, pero puede ser importante en áreas tectónicamente activas.

2.2.4. Efectos de la presión de poro en el estado de esfuerzos

El efecto de la presión de poro (p_p) en el esfuerzo efectivo de la roca, se evidencia con:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p_p \quad (16)$$

Donde σ' = esfuerzo efectivo

Un análisis simple de la ecuación permite verificar que mientras más grande es la presión del poro, el esfuerzo efectivo de la roca es menor. La presión del poro puede variar por 2 razones principales:

- a. por inyección de fluidos al pozo; y,
- b. por la declinación natural de la presión del yacimiento.

En el caso de la inyección, el primer fluido que se inyecta es un filtrante que ocasiona una disminución de la presión efectiva, lo que facilita el trabajo de fractura.

En el segundo caso, una disminución de la presión del poro, resultará en un incremento del esfuerzo efectivo de la roca. La declinación de la presión del poro ocurre en yacimientos de campos maduros. Llevando este concepto a la práctica, “permitiría concluir que el fracturamiento en yacimientos en etapas maduras es más difícil que en yacimientos de campos nuevos” (Pemex, 2008).

2.2.5. Efectos de la temperatura en el estado de esfuerzos

Durante un trabajo de fracturamiento se inyecta fluido fracturante a una temperatura menor a la temperatura de la formación, esto hace que haya un cambio brusco de temperatura de la roca cuyo efecto es alterar su estado de esfuerzos. La magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) varía directamente proporcional a la variación de temperatura (∂t). La disminución de temperatura de la formación por la presencia del fluido fracturante reduce el esfuerzo efectivo de la roca y facilita la fractura (Pemex, 2008).

2.2.6. Modelos de dos dimensiones

Los modelos de fractura en 2D fueron el primer intento de la industria para modelar matemáticamente el proceso de propagación de la fractura. Según los estándares actuales, son aproximaciones preliminares, sin embargo, hay dos puntos importantes a tener en cuenta. En primer lugar, para comprender cómo funcionan los modelos tridimensionales modernos, primero es necesario comprender los modelos 2-D.

En segundo lugar, hay algunas circunstancias en las que ciertos modelos 2-D pueden ser válidos. “Estos incluyen la fractura en yacimientos de metano en carbón mineral (KZD) y la fractura en formaciones masivas y uniformes (radiales)” (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados:

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo PKN: (Perkins & Kern, 1961) y (Nordgren, 1972), es una apropiada aproximación. Se considera que: $x_f \gg h_f$
- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo KGD: (Khristianovich & Zheltov, 1955) y (Geertsma & Klerk, 1969), que frecuentemente se conoció como el modelo KGD, donde: $h_f \gg x_f$
- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial. La altura de fractura utilizada aquí es el

valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura, donde: $2xf = hf$.

En la figura 2.7 se presenta el plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora.

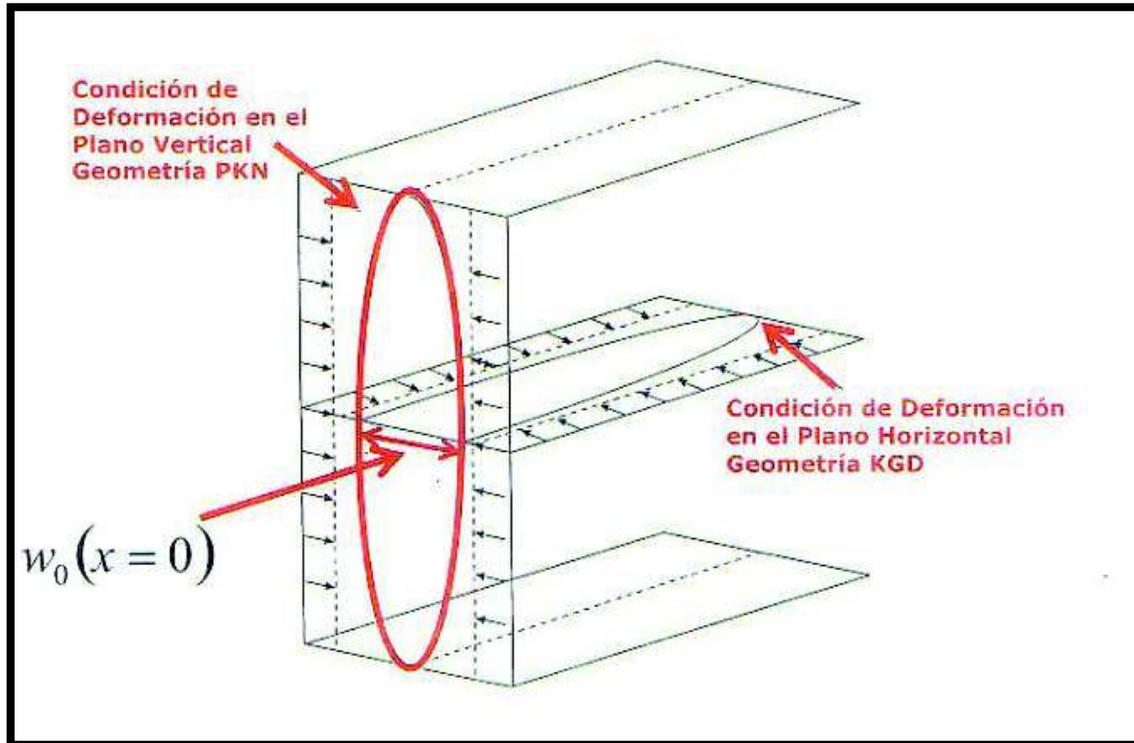


Figura 2.7. Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal
Fuente: (Pazmiño J. , 2004)

Modelo Radial o en forma de moneda

Una fractura radial simple fue presentada por primera vez por (Sneddon & Elliot, 1946), según estos autores, esto ocurre cuando no hay barreras que limitan el crecimiento de la altura de la fractura o cuando se crea una fractura horizontal. (Geertsma & Klerk, 1969) presentaron un modelo de fractura radial que muestra que la anchura de la fractura en el pozo está dada por:

$$w_w = 2.56 \left[\frac{\mu q_i (1-\nu) R}{E} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (17)$$

Donde:

w_w = ancho de la fractura al borde del pozo, pulg.

μ = viscosidad del fluido, cp

q_i = tasa de bombeo, bpm

R = el radio de la fractura, pies

E = módulo de Young, lpc.

ν = relación de Poisson

Suponiendo que el ancho de fractura cae linealmente en la dirección radial, la anchura de fractura promedio se puede expresar como:

$$\bar{w} = 0.85 \left[\frac{\mu q_i (1-\nu) R}{E} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (18)$$

Modelo PKN

El modelo PKN está representado en la Figura 2.8. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo. (Nordgren, 1972)

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud (del orden de milímetros comparado con decenas o miles de metros).
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.

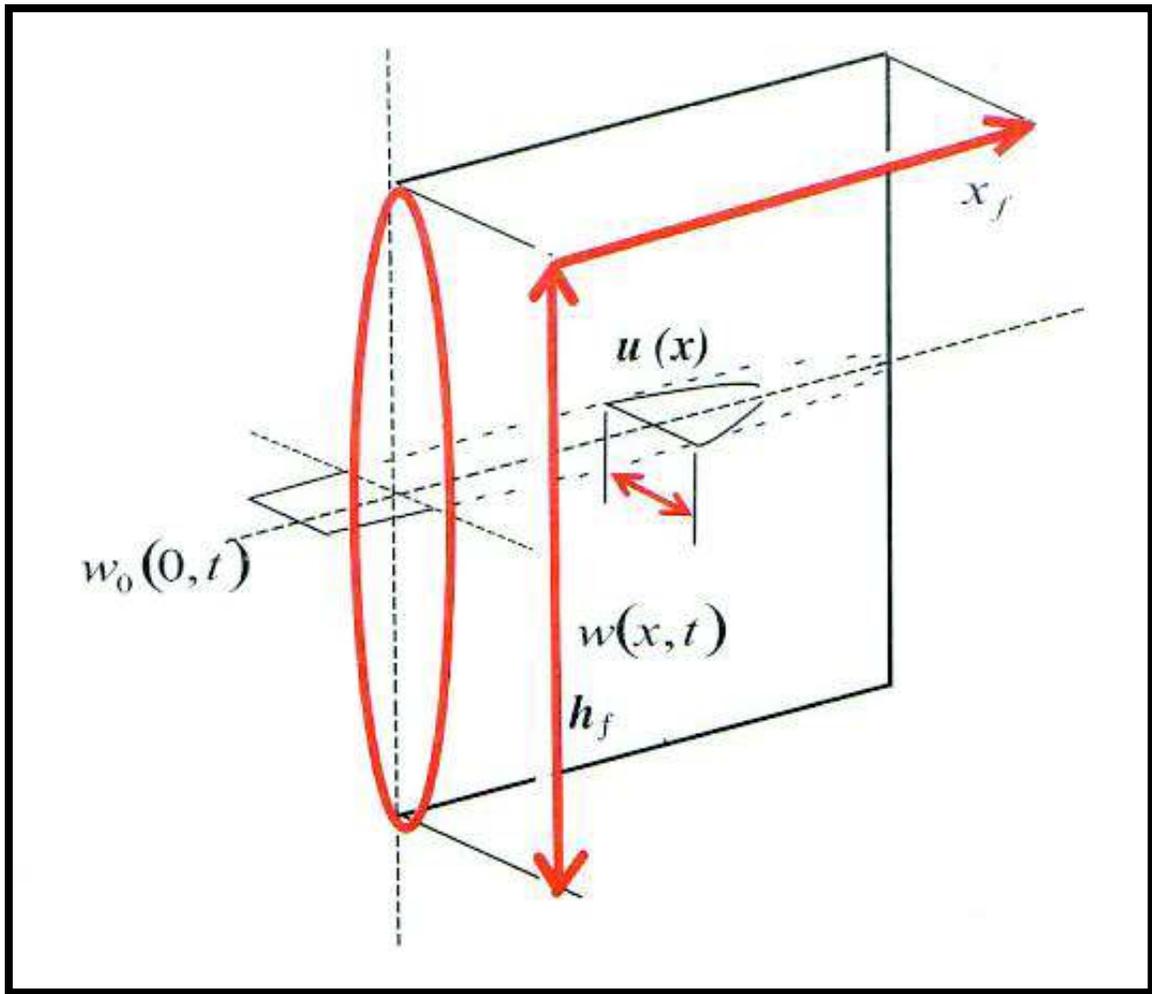


Figura 2.8. Modelo Geométrico PKN.
Fuente: (Pazmiño J. , 2004)

- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del módulo de Young de rocas de reservorio común puede variar desde 10^7 psi en arenisca y profunda hasta 2×10^5 psi, en diatomitas.

Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga.

Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta.

La geometría elíptica del modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico, el cual es aproximadamente igual a 0.75.

En unidades de campo es:

$$\bar{w} = 0,3 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (19)$$

Donde:

- \bar{w} , Ancho promedio de la fractura, pg
- Q_i , Tasa de Flujo, bpm
- μ , Viscosidad del fluido fracturante, cp,
- x_f , Longitud de Fractura, ft
- G , Módulo de Corte o Cizalla, psi

La expresión del ancho máximo de fractura con un fluido no Newtoniano, se expresa como sigue en unidades de campo:

$$w_{max} = 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0,9775}{144} \right) \left(\frac{5,61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} * \left(\frac{q_i^{n'} K' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (20)$$

Donde w_{max} , es el ancho máximo de la fractura, en pulgadas, las variables n' y k' son propiedades reológicas de un fluido fracturante:

n' = Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

k' = Índice de consistencia de fluido (lb.*seg ^{n'} /ft²)

El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el factor geométrico $\left(\frac{\pi}{4} \gamma \right)$

Modelo KGD

El modelo KGD es representado en la Figura 2.9, y es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f \gg x_f$

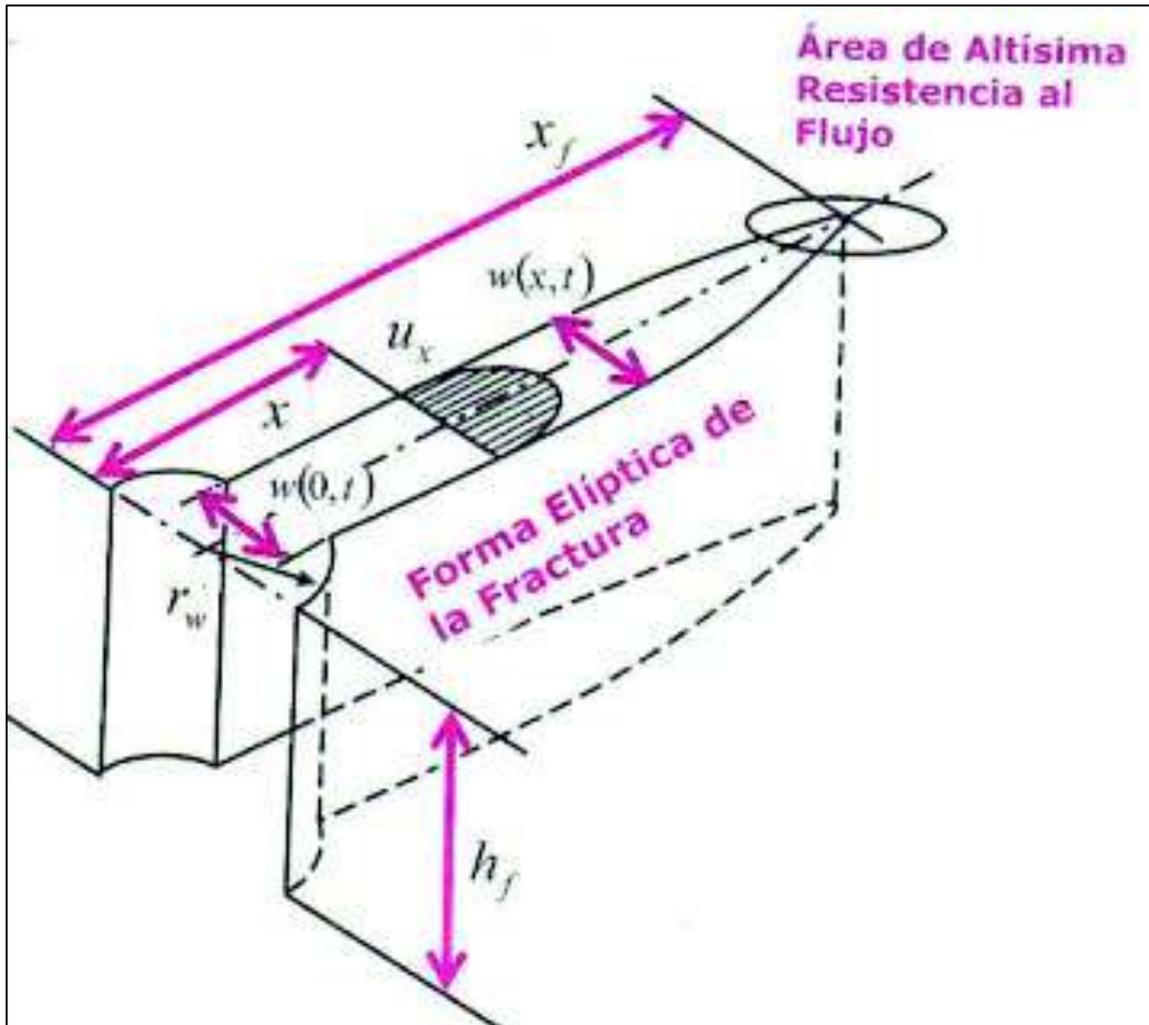


Figura 2.9. Modelo Geométrico KGD.
Fuente: (Pazmiño J. , 2004)

Así, este modelo KGD no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico. El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo, con \bar{w} , en pulgadas es simplemente.

$$\bar{w} = 0,29 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \quad (21)$$

Para la utilización del modelo KGD con fluido NO-Newtoniano se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de potencias; entonces la correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es según (Pazmiño J. , 2004).

$$W_w = (11,1)^{1/(2n+2)} * 2,24^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[\frac{1+2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left(\frac{(q_i)^n * (x_f)^2}{E * (h_f)^n} \right)^{1/(2n+2)} \quad (22)$$

La tabla 2.2, hace un balance de las características principales de los 3 modelos en 2D descritos.

Tabla 2.2. Comparación de los 3 modelos en 2D para Fracturamiento.

	Modelo PKN	Modelo KGD	Modelo tipo Moneda
Plano de Deformación	Se fractura en un plano de deformación vertical.	Se fractura en un plano de deformación horizontal.	Se fractura en un plano de deformación tanto horizontal como vertical.
Figura que se forma	Aproximación de una figura elíptica	Aproximación de una figura rectangular	Aproximación de una figura circular (moneda)
Comportamiento de la Longitud de Fractura	Comúnmente aplicada a fracturas que son largas, comparadas con la altura	Comúnmente aplicable para fracturas que son cortas comparadas con la altura	La longitud de la fractura es igual a la altura de la fractura
Comportamiento de la Presión Neta	Predice que la presión neta aumenta a medida que la longitud (L) aumenta	Predice que la presión neta disminuye a medida que la longitud (L) aumenta.	
Comportamiento del ancho de la fractura	El ancho de la fractura es función de la altura	El ancho de la fractura es función de la longitud.	El ancho de la fractura es función de la altura y la longitud de la fractura.

Fuente: (Chayres, 2017)

2.2.7. Modelos en 3 dimensiones y pseudo 3D

Los modelos planos en 2 dimensiones discutidos en la sección previa asumen algunos parámetros importantes, aunque su precisión es limitada, son útiles para comprender el crecimiento de las fracturas hidráulicas. La mayor limitación de los modelos en 2D es el requisito de especificar la altura de la fractura o asumir que se desarrollará una fractura radial.

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos como es el caso de la aplicación de elementos finitos. El poder de la computadora moderna permite que los diseños de tratamiento de rutina se hagan con modelos más complejos, que se resuelven numéricamente.

Existen dos tipos principales de modelos pseudo-tridimensionales (P3D): elípticos y basados en celdas. En los modelos elípticos, se supone que la forma de la fractura consiste en dos semielipses unidas al centro. La longitud horizontal y las extensiones de punta vertical del pozo se calculan en cada etapa de tiempo, y la forma asumida se hace para que coincida con estas posiciones. Flujo de fluido es asumido que ocurre a lo largo de líneas de corriente desde las perforaciones hasta el borde de la elipse, con la forma de las líneas de corriente derivadas de simples soluciones analíticas.

En los modelos basados en celdas, la forma de la fractura no se describe. La fractura es tratada como una serie de celdas conectadas, que están unidas sólo a través del flujo de fluido de celda a celda. En los modelos de celdas P3D, la longitud de la fractura se discretiza en las celdas a lo largo de la longitud de la fractura.

Debido a que sólo se discretiza una dirección y se supone que el flujo de fluido es esencialmente horizontal a lo largo de la longitud de la fractura, el modelo se puede resolver mucho más fácilmente que los modelos planares 3D.

Aunque estos modelos permiten el cálculo del crecimiento de la altura de la fractura, los supuestos los hacen “especialmente adecuados para fracturas razonablemente contenidas, con longitud mucho mayor que la altura” (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)

En los modelos planos 3D, la geometría de una fractura hidráulica se define por su ancho y la forma de su periferia (es decir, altura a cualquier distancia del pozo y longitud). La distribución del ancho y la forma global cambian a medida que se bombea el tratamiento y durante el cierre. Esto depende de la distribución de presión, la cual está determinada por “los gradientes de presión causados por el flujo de fluido dentro de la fractura” (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).

Sea cual fuere el tipo de modelo que se use para calcular la geometría de fractura, se dispone de datos limitados en los tratamientos para validar el modelo usado. Desde el punto de vista comercial de los tratamientos hidráulicos, la historia de presión durante el tratamiento es normalmente el único dato disponible para validar el modelo y determinar la geometría de fractura. Si un simulador incorpora el modelo correcto, éste debe coincidir tanto en la presión de tratamiento como en la geometría de la fractura.

2.3. Pruebas de Calibración

Las pruebas de calibración son inyecciones de fluido antes de un trabajo de fracturamiento, diseñadas para recoger información importante para ayudar a la calibración del simulador de fractura y de aquí proporcionar una más exacta predicción de la geometría de la fractura.

2.3.1. Pruebas de inyección

La única técnica confiable para medir los esfuerzos en el pozo es inyectando fluido al reservorio, creando una fractura, y midiendo la presión a la cual la fractura se cierra. Las pruebas de pozo usadas para medir el esfuerzo principal mínimo son pruebas de esfuerzo en sitio: Prueba de Minifracturamiento y Step Rate Test (SRT).

Para la mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico y sobre todo en yacimientos de alta complejidad como los que se tienen en el Bloque GGV, las pruebas de Minifrac y SRT son realizadas antes del tratamiento principal, de tal forma “que se

cuenta con información confiable para calibrar e interpretar las presiones medidas durante el trabajo” (Holditch, 2007).

Pruebas de minifracturamiento (minifrac)

Estas pruebas son realizadas para estimar el valor de los esfuerzos en sitio en la zona de fractura y las propiedades de pérdida del fluido de fractura (leakoff). Para la prueba de Minifrac se usa un fluido similar al fluido de fractura que será utilizado en el tratamiento principal. Una cantidad de fluido fracturante es inyectada con el propósito de crear una fractura que será similar en altura a la fractura creada en el tratamiento principal.

Durante el periodo de inyección (Figura 2.10), se inicia y se propaga la minifractura, una vez creada la minifractura las bombas se cierran y se monitorea la declinación de presión. La declinación de presión puede ser utilizada para “estimar la presión de cierre de la fractura y el coeficiente de pérdida del fluido total (leakoff)” (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)

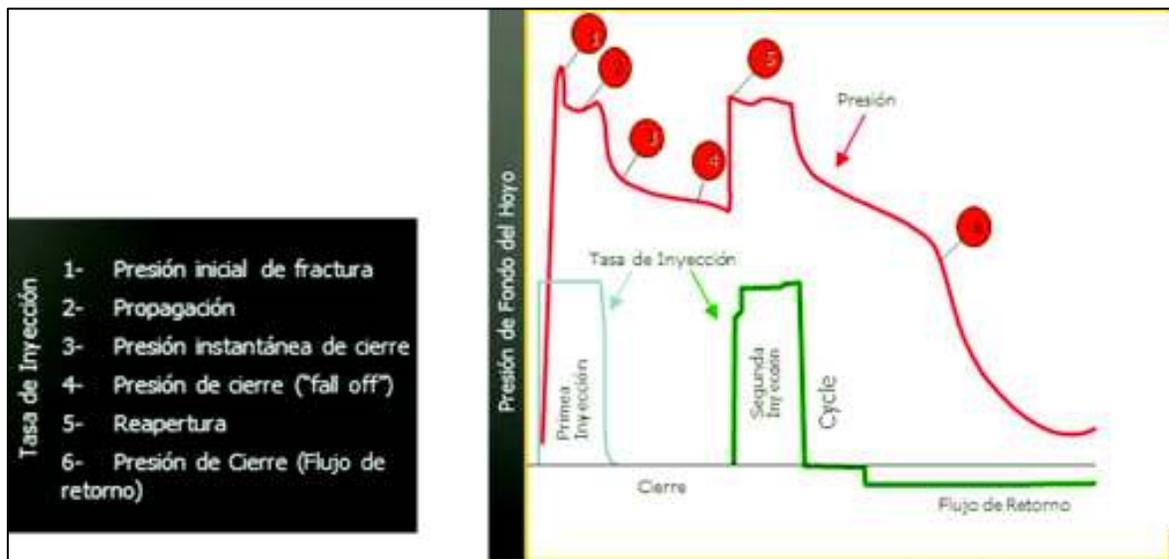


Figura 2.10. Minifractura, Comportamiento de Presión.
Fuente: (Vitoner, 2013)

ISIP: La mínima presión requerida para mantener abierta una fractura

Pf: Presión de Propagación de la Fractura

FCP: Presión de Cierre de la Fractura, Pc

Prueba de step rate test (SRT)

La prueba de step rate test es usada para estimar la presión de extensión de la fractura y sus respectivos caudales de inyección, por lo tanto determinar la potencia necesaria para desarrollar el tratamiento de fractura. Las pruebas de step rate test pueden ser de 2 tipos (ver figura 2.11): Step Up Rate Test (SURT) y Step Down Rate Test (SDRT), en la primera las tasas de inyección se incrementan y en la segunda, las tasas de inyección declinan a partir de una presión alta. Mediante las pruebas de Step Rate Test se puede determinar la Presión de Fractura por el cambio de la pendiente en un gráfico Presión de Fondo vs Tasas de Inyección.

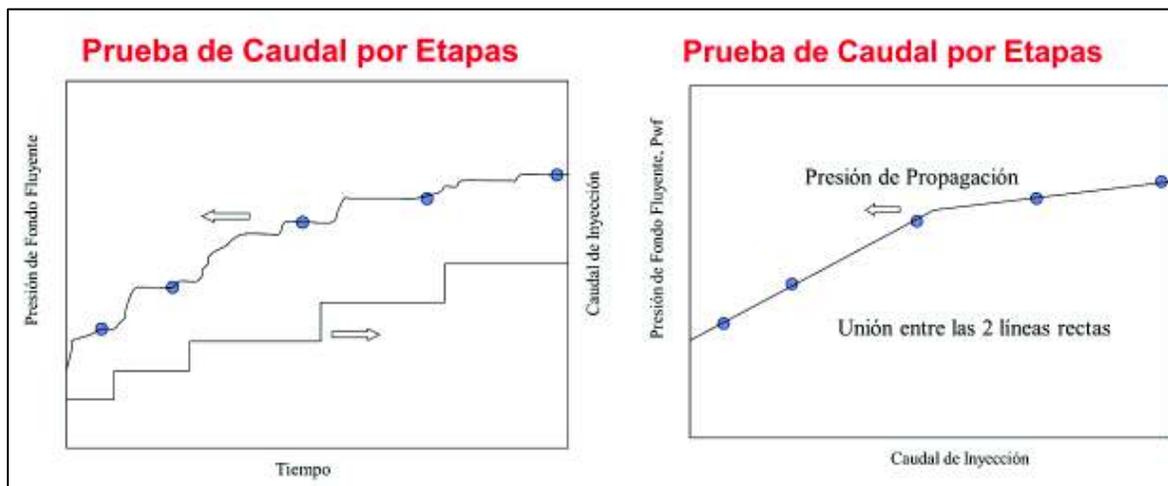


Figura 2.11. Prueba de Caudal por etapas (SRT) e Interpretación.
Fuente: (Vitoner, 2013)

2.3.2. Uso de la función G para analizar el minifrac

La función G es una función adimensional de tiempo diseñada para linearizar el comportamiento de presión durante una pérdida normal de fluido de una fractura de 2 alas. Cualquier desviación de este comportamiento puede ser usada para caracterizar otros mecanismos de pérdida de fluido. El gráfico de \sqrt{t} exhibe similar comportamiento y puede ser usado también para analizar la función G.

La presión de Cierre de la Fractura (Closure Fracture), es la presión de fluido necesaria para abrir la fractura. Esto no es lo mismo que la presión de ruptura, que es la presión de fluido requerida para iniciar una fractura en roca intacta.

La presión de cierre es igual a la tensión mínima in situ porque la presión requerida para abrir una fractura es la misma que la presión requerida para contrarrestar la tensión en la roca perpendicular a la fractura. La presión de cierre es determinada del gráfico de la función G (Gdp/dG) o del gráfico de \sqrt{t} .

Tipos de pérdidas de fluido (leakoff)

Las gráficas de Función G para cuatro tipos comunes de pérdidas de fluido y la correspondiente identificación de la Presión de Cierre de Fractura son descritas en las siguientes líneas:

Pérdida de fluido normal.

Ocurre cuando el área de fractura es constante durante el cierre y la pérdida de fluido ocurre a través de una roca homogénea.

Dos características son visibles en la curva de la Función G (ver figura 2.12):

- Una derivada de la presión constante (dP/dG) durante el cierre de fractura.
- La derivada de la Función G ($G dP/dG$) se encuentra en una línea recta que pasa a través del origen.

El punto de cierre de la fractura puede ser identificado donde la función derivada de G ($G dP/dG$) inicia a desviarse por debajo desde la línea recta. “El tiempo y la presión correspondientes a ese punto son identificados desde los set de datos” (Fekete, 2012).

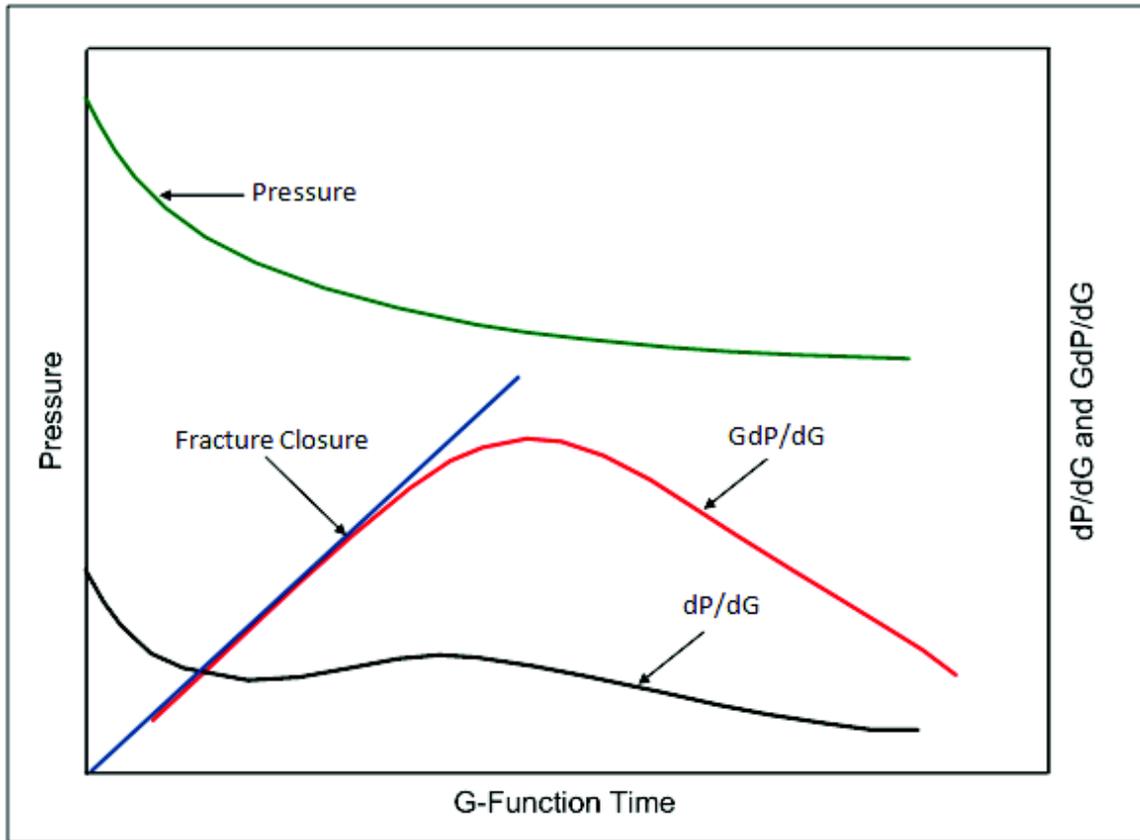


Figura 2.12. Pérdida de Fluido Normal. (Normal Leakoff).
Fuente: (Fekete, 2012)

Pérdida de fluido dependiente de la presión (PDL)

Indica la existencia de fracturas secundarias intersectando la fractura principal, y es identificada por el característico levantamiento en la función derivada G (GdP/dG) que se encuentra sobre la línea recta de una Pérdida Normal de Fluido. Este levantamiento indica que “el fluido se escapa más rápido que lo esperado para una fractura normal de 2 alas” (Fekete, 2012).

La intercepción de las fracturas secundarias, que pueden ser naturales o inducidas, facilita esta pérdida adicional de fluido que se debe al área más grande que está expuesta a la matriz. Las características principales que nos indican la Pérdida de Fluido dependiente de la Presión (PDL) son:

- a. El característico levantamiento de la Función derivada G ($G dP/dG$) que va sobre la línea recta que pasa por el origen.
- b. Posterior al levantamiento, la presión declina mostrando una Pérdida de Fluido Normal.

- c. La porción de Pérdida de Fluido Normal sigue el comportamiento de la línea recta que pasa por el origen.
- d. El final del levantamiento es identificado como la presión de apertura de la fisura.

Como se muestra en la figura 2.13, el punto de cierre de la fractura es identificado de la gráfica de la Función derivada de G ($G \frac{dP}{dG}$) donde inicia su desviación de la línea recta.

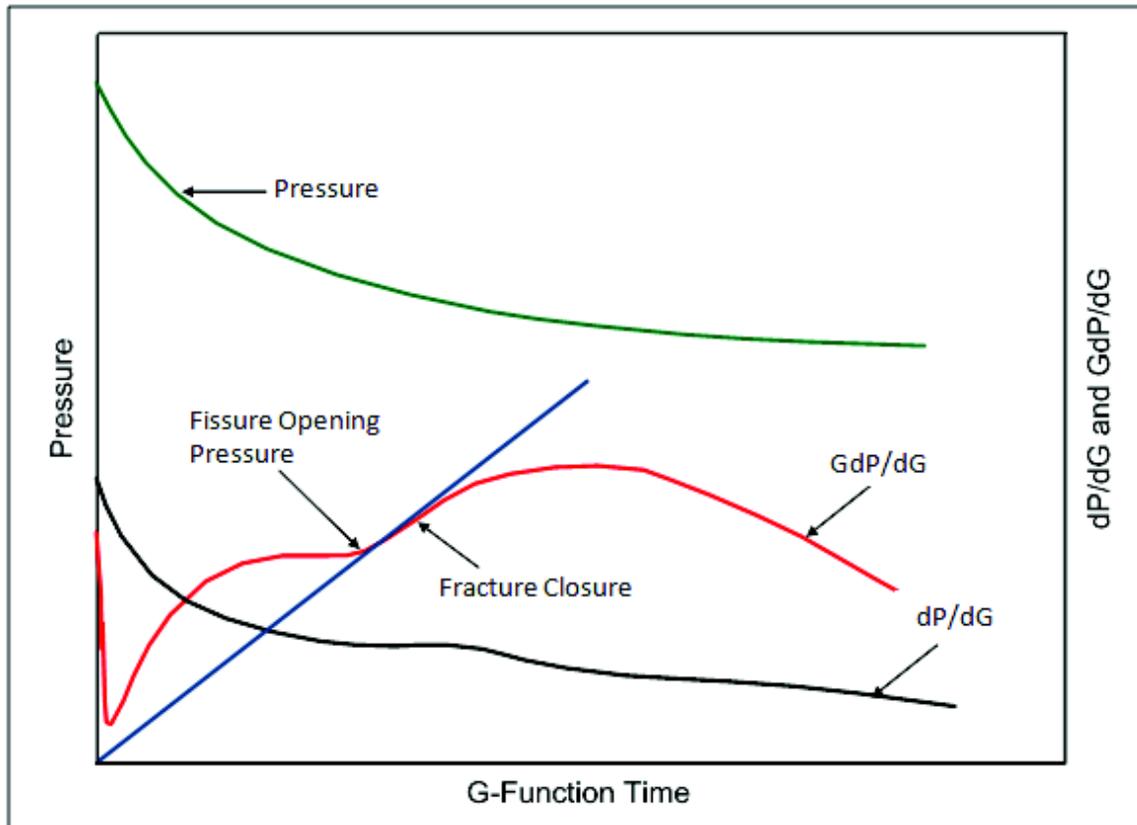


Figura 2.13. Pérdida de Fluido dependiente de la Presión (PDL).
Fuente: (Fekete, 2012)

Almacenamiento transversal o recesión de la altura de la fractura

La función derivada G ($G \frac{dP}{dG}$) puede también tener una tendencia bajo la línea recta típica de una Pérdida de Fluido Normal, exhibiendo una concavidad hacia abajo. Esto indica que el fluido se está escapando a una velocidad menor a la esperada para una Fractura Normal de dos alas, y sugiere que la fractura tiene algún soporte de presión. Dos escenarios pueden explicar esta tendencia según (Fekete, 2012).

El almacenamiento transversal ocurre cuando la fractura principal intercepta una red de fracturas secundarias, estas pueden ser naturales o inducidas. Este comportamiento difiere del caso Pérdida de Fluido dependiente de la presión (PDL) en que el efecto dominante de las fracturas secundarias es proveer soporte de presión a la fractura principal, en lugar de disponer de área adicional para la pérdida de fluido. Ver figura 2.14.

Recesión de la altura de la Fractura ocurre si durante la inyección la fractura se propaga hacia una zona impermeable vecina que puede estar sobre o debajo de la zona de pago. En el escenario de Pérdida Normal de Fluido, el fluido se puede escapar en la superficie total de la fractura. Para la Recesión de la altura de la Fractura, la pérdida de fluido puede ocurrir solamente en la porción de la fractura que está en comunicación con la zona permeable. Como resultado, la velocidad de escape de fluido es menor que un caso normal. Eventualmente, el área de fractura en la capa impermeable inicia un cierre y durante este periodo la tasa de declinación de presión se incrementa. Una vez que la altura de la fractura retrocede hasta el borde de la zona permeable, el área total de la fractura contribuye a la pérdida de fluido y se comporta como una pérdida de fluido normal.

Las tres características para recesión de altura durante el cierre son:

1. La función derivada G ($G \frac{dP}{dG}$) se muestra por debajo de la línea recta extrapolada de una Pérdida de Fluido Normal.
2. La función derivada G ($G \frac{dP}{dG}$) en este caso tiene una concavidad hacia arriba.
3. La curva de la primera derivada dP/dG también muestra una tendencia de concavidad hacia arriba.

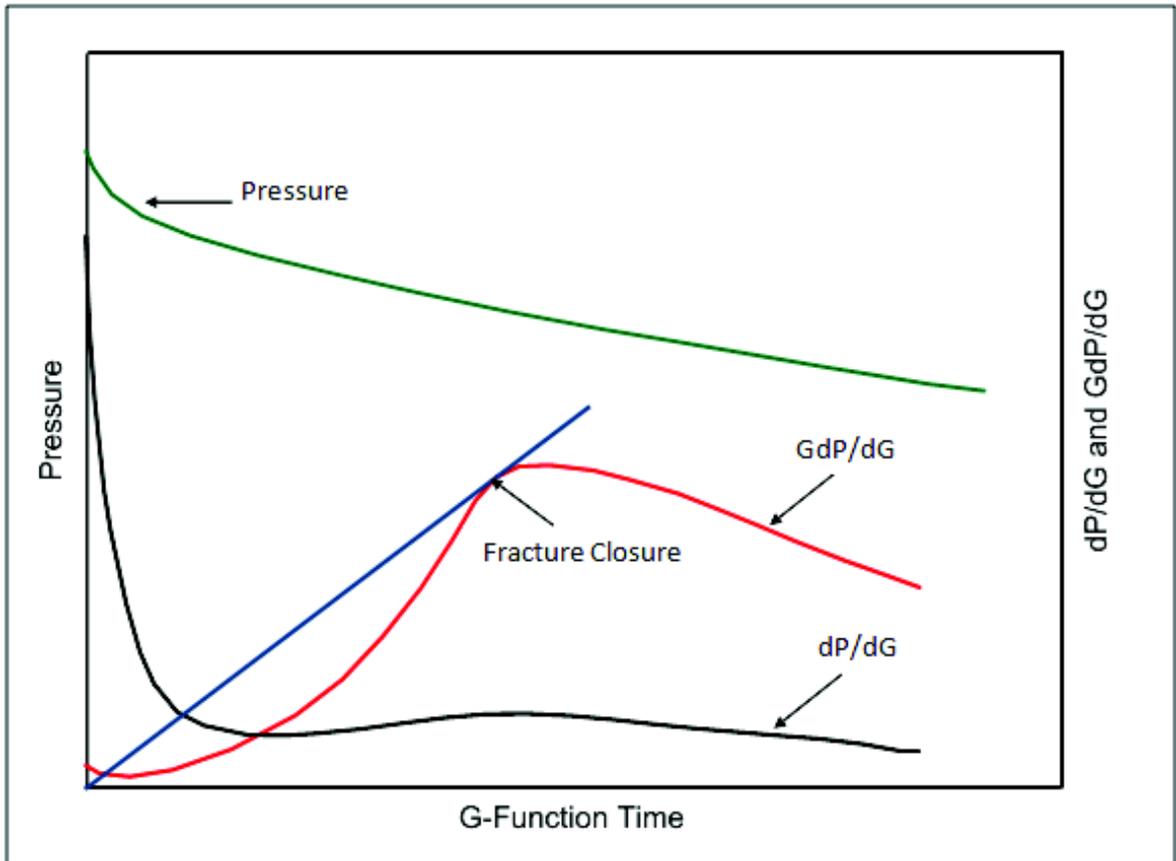


Figura 2.14. Almacenamiento Transversal o Recesión de la altura de la Fractura durante el cierre.
Fuente: (Fekete, 2012)

Extensión de la punta de la fractura

Ocurre cuando una fractura continúa creciendo aun después que la inyección se detiene y el pozo está cerrado. Este es un fenómeno que ocurre en reservorios de muy baja permeabilidad, donde la energía normalmente puede ser liberada a través de la pérdida de fluido que es “transferida al final de la fractura, resultado en una extensión de la punta de fractura” (Fekete, 2012).

Las características típicas para una Extensión de la punta de la Fractura son:

- La derivada de la Función G (dP/dG) inicialmente exhibe una pendiente positiva grande que continua a decrecer con el tiempo de cierre, produciendo una curvatura cóncava hacia abajo.
- Cualquier línea ajustada a través de la derivada de la Función G ($G dP/dG$), intersecta el eje y sobre el origen.

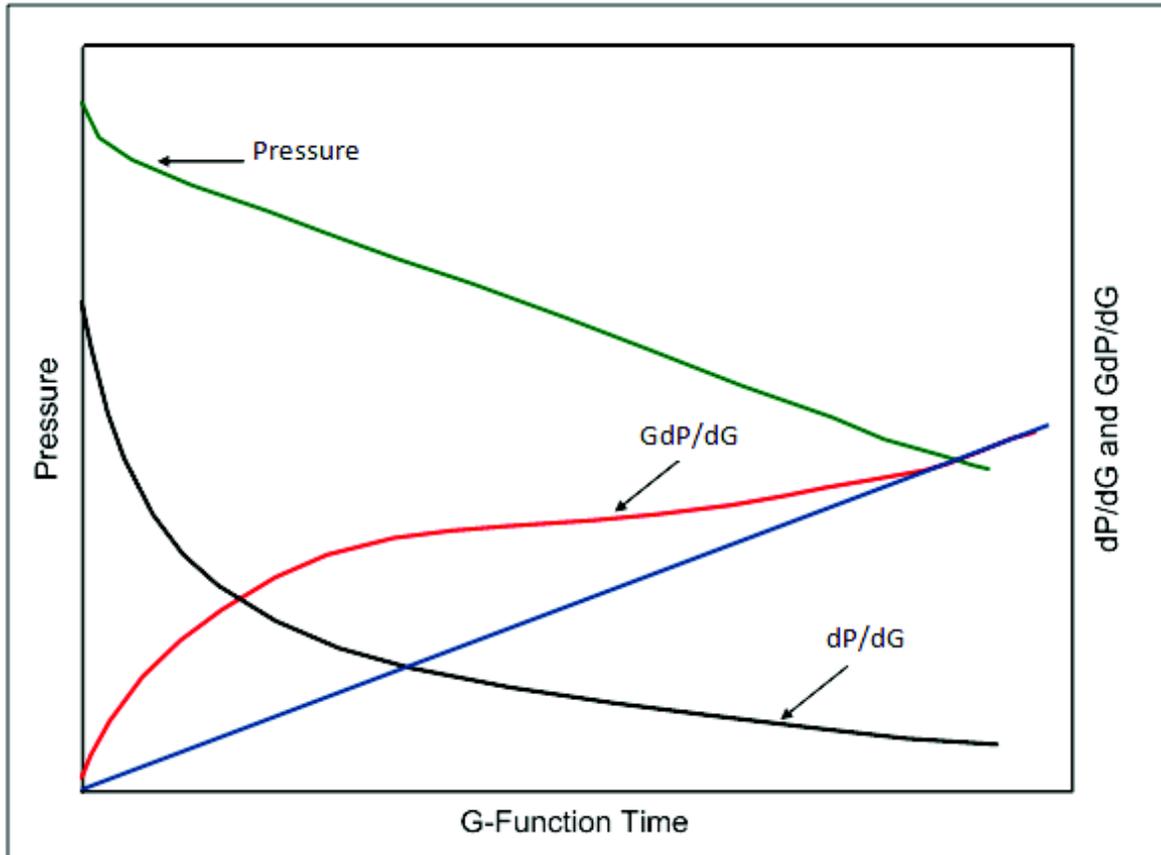


Figura 2.15. Extensión de la Punta de la Fractura.
Fuente: (Fekete, 2012)

2.4. Incremento de Producción por Fracturamiento Hidráulico

El Fracturamiento Hidráulico (FH), crea caminos altamente conductivos desde el fondo del reservorio hasta el borde del pozo y tiene como objetivo “elevar la productividad del mismo aumentando el radio efectivo del pozo, particularmente para los pozos terminados en formaciones de baja permeabilidad” (Daneshy, 2010, pág. 16). La ecuación de Darcy para flujo radial muestra que la tasa de producción de pozos (Q) puede incrementarse mediante:

$$Q = \frac{Kh(P_r - P_{wf})}{141.2\mu B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]} = \frac{Kh(P_r - P_{wf})}{141.2\mu B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)} \quad (23)$$

Donde:

$$r_w' = r_w \cdot e^{-s} = L_f / 2 \text{ (Pratt)}$$

r_w' = Radio efectivo del pozo (pies)

r_w = Radio del pozo (pies)

L_f = Longitud de un ala de fractura (pies)

S = Factor de daño.

La ecuación 23 claramente muestra que un incremento de la producción se puede lograr: 1) aumentando la capacidad de flujo de la formación ($K \cdot h$); para esto la fractura puede ampliar la altura efectiva de la formación (h) y/o conectarse con una zona de la formación con una mayor permeabilidad (K). 2) sobrepasando los efectos de flujo que aumentan el factor de daño (S), por ejemplo cerca del borde de pozo. 3) extendiendo el radio del pozo (r_w) hasta un radio de pozo efectivo (r_w') donde r_w' es una función de la longitud de fractura conductiva L_f .

El flujo radial desde el yacimiento hacia el pozo no es un régimen de flujo eficiente. A medida que el fluido se aproxima al pozo, tiene que pasar a través de áreas sucesivamente cada vez más pequeñas. Esto provoca "atascamiento" del fluido y la reducción del flujo. Si se completa el pozo de modo que el flujo radial cambie a casi lineal, entonces el cambio en el patrón de flujo aumentará la productividad del pozo. Como se muestra en la figura 2.16, un fracturamiento hidráulico correctamente diseñado y ejecutado puede cambiar el flujo de radial a casi lineal.

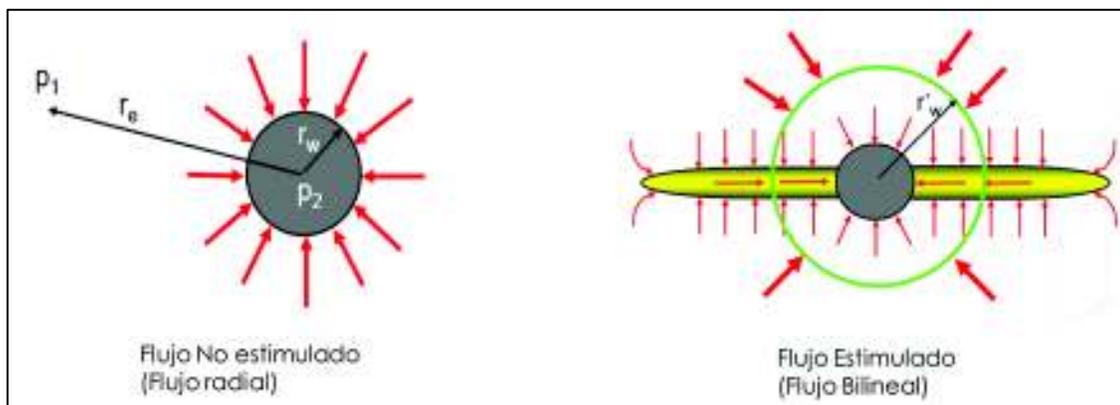


Figura 2.16. Mecanismo de la producción se incrementa por FH.
Fuente: (Daneshy, 2010)

Bajo las condiciones de producción más prometedoras, una fractura inducida con geometría apropiada minimiza las pérdidas de presión próximas al pozo de manera muy eficiente. La explicación más práctica para describir las profundas implicaciones de los bordes de pozo extendidos por FH deriva de la comprensión de las pérdidas de presión

en el área de drenaje. La ley de Darcy establece que el gradiente de presión en la dirección del flujo es directamente proporcional a la velocidad. La ecuación 24 muestra matemáticamente que:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{v\mu}{K} \quad (24)$$

donde $v = \frac{q}{A}$

Esta relación también implica que “cuanto menor sea la velocidad, menor será el gradiente de presión en la trayectoria del flujo” (Mukherjee, 1999, págs. 54-59). En drenaje radial, con velocidad volumétrica constante, la velocidad de flujo en la trayectoria de flujo radial es máxima en el borde del pozo”.

Una fractura altamente permeable necesita ser creada para un tratamiento exitoso. Esto no quiere decir que una fractura menos permeable sea ineficaz, sino que un aumento sustancial de la producción requiere una fractura muy permeable.

A medida que aumenta la permeabilidad de la formación, la permeabilidad a la fractura necesaria para conseguir una mejora significativa de la producción se vuelve mucho más grande. En la actualidad, el uso de FH es mucho más frecuente en los depósitos de baja y ultra baja permeabilidad.

En los yacimientos de baja permeabilidad, los tratamientos de fractura fueron tan exitosos en el aumento de la producción de petróleo que los operadores están perforando áreas anteriormente omitidas. Los pozos que respondieron al primer trabajo de fractura típicamente responden “al refracturamiento, a menudo con tasas de producción iguales o mayores que después de la estimulación original” (Zoveidavianpoor M. , 2012)

El éxito del tratamiento se debe a:

1. extensión del sistema de fractura existente,
2. reapertura de fracturas anteriores,
3. lavado de las caras de fractura,
4. reposición del apuntalante antiguo y
5. abriendo nuevas fracturas en áreas previamente no fracturadas

Las fracturas creadas hidráulicamente recogen fluidos de la matriz del reservorio y proporcionan canales para que el fluido fluya hacia los pozos. Aparentemente, la productividad de los pozos fracturados depende de dos pasos: (1) recibir fluidos de formación y (2) transportar el fluido recibido hacia el pozo. Normalmente uno de las etapas es una etapa limitante que controla la tasa de producción del pozo.

La eficiencia de la primera etapa depende de la dimensión de la fractura (longitud y altura) y la eficiencia de la segunda etapa depende de la permeabilidad a la fractura. La importancia relativa de cada una de las etapas se puede analizar utilizando el concepto de conductividad de la fractura definido por (Agarwal, Carter, & Pollock, 1979) y (Samaniego, 1981), como:

$$F_{CD} = \frac{K_f * W}{K * X_f} \quad (25)$$

Donde:

F_{CD} = conductividad de la Fractura, adimensional

k_f = permeabilidad de la fractura, md

w = ancho de la fractura, ft

x_f = la mitad de la longitud de la fractura, ft.

En las situaciones en las que la dimensión de la fractura es mucho menor que el área de drenaje del pozo, Se puede estimar la productividad a largo plazo del pozo fracturado asumiendo un flujo pseudo radial en el reservorio. Entonces la ecuación de caudal de entrada se puede escribir como:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.8\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S_f \right)} \quad (26)$$

Donde S_f es el factor de daño equivalente, la relación de incremento se puede expresar como:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S_f} \quad (27)$$

Donde:

J = Índice de productividad del pozo fracturado, bpd/psi

Jo = Índice de productividad del pozo sin fractura, bpd/psi.

El factor de daño efectivo S_f se puede determinar en base a la conductividad de la fractura y la figura 2.17.

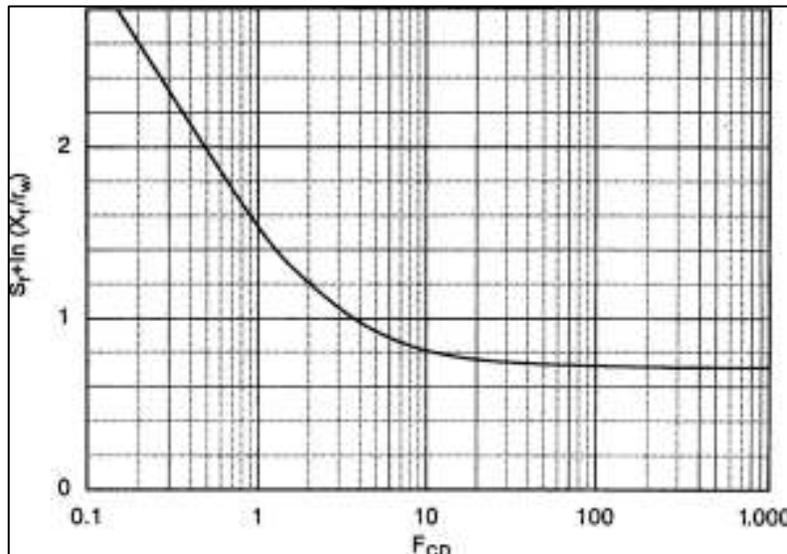


Figura 2.17. Relación entre la Conductividad de la Fractura FCD y el Factor de daño Equiv. S_f .
Fuente: (Samaniego, 1981)

Se puede determinar de la figura 2.17 que el parámetro $S_f + \ln(X_f/r_w)$ es aproximadamente un valor constante en el rango de FCD > 100; lo que resulta:

$$S_f \approx 0.7 - \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) \quad (28)$$

De la ecuación 28 se desprende que el factor de daño equivalente de los pozos fracturados depende sólo de la longitud de la fractura para las fracturas de alta conductividad, no de la permeabilidad y anchura de la fractura. Esta es la situación en la que la primera etapa es la etapa limitante. Por otro lado, la figura 2.17 indica que el parámetro $S_f + \ln(X_f/r_w)$ declina linealmente con $\log(FCD)$ en el rango de FCD < 1, por lo que:

$$S_f \approx 1.52 + 2.31 \ln(r_w) - 1.545 \log\left(\frac{k_f w}{r_w}\right) - 0.765 \ln(x_f) \quad (29)$$

La comparación de los coeficientes de los dos últimos términos en esta relación indica que el factor de daño equivalente del pozo fracturado es más sensible a la permeabilidad y ancho de la fractura que a la longitud de la fractura para fracturas de baja conductividad. Esta es la situación en la que la segunda etapa es la etapa limitante.

Los análisis previos revelan que los reservorios de baja permeabilidad, que conducen a fracturas de alta conductividad, se beneficiarían enormemente de la longitud de la fractura, mientras que los reservorios de alta permeabilidad, que conducen a fracturas de baja conductividad, requieren buena permeabilidad y anchura de fractura (Valko, Oligney, & Economides, 1997) convirtieron los datos de la Figura 2.17 la siguiente correlación:

$$S_f + \left(\ln \frac{x_f}{r_w}\right) = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.180u + 0.064u^2 + 0.05u^3} \quad (30)$$

Donde:

$$u = \ln(F_{CD}) \quad (31)$$

r_w = radio del pozo, pies

W = ancho de la fractura, pulg

2.5. Selección de Candidatos

Para que un tratamiento con FH tenga éxito, el gas o el petróleo deben producirse a un caudal mayor que antes del tratamiento. Obviamente, para que esto ocurra, el reservorio debe tener suficientes fluidos en sitio. Además, los gradientes de presión deben ser suficientes para mover los fluidos al pozo cuando se ha creado la fractura (Economides & Martin, 2010, págs. 1-13).

De acuerdo a (Economides & Martin, 2010, págs. 1-13), "el éxito o fracaso de una operación de fracturación está directamente ligado a la calidad de los pozos candidatos

seleccionados". Para elegir al mejor candidato a la estimulación, hay que tener en cuenta múltiples variables.

Entre los parámetros más influyentes para este tipo de operación se pueden mencionar:

- 1) permeabilidad de la formación;
- 2) el nivel de daño de formación, skin;
- 3) volumen de petróleo contenido en la formación;
- 4) espesor de la formación;
- 5) gradiente de presión estática;
- 6) condiciones mecánicas de los pozos;
- 7) viscosidad del petróleo.

Un reservorio es llamado de baja permeabilidad cuando tiene una alta resistencia al flujo de fluido. En muchas formaciones, ciertos fenómenos químicos y / o físicos pueden cambiar las propiedades de las rocas de un yacimiento a través del tiempo geológico. A veces estos procesos diagenéticos restringen los poros de las rocas así que reducen la capacidad de los fluidos a moverse.

Las rocas de baja permeabilidad suelen ser candidatos potenciales para procesos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Los reservorios de permeabilidad extremadamente baja no pueden producir caudales de petróleo económicamente rentable, incluso después de la estimulación y, por lo tanto, estos pozos pueden no ser buenos candidatos.

En algunas ocasiones la permeabilidad de la roca del reservorio puede verse afectada cuando el pozo se perfora o cuando la tubería de revestimiento está asentada y cementada. Este efecto se llama daño de la formación. El daño o el factor de daño, causa que la formación alrededor del pozo se obstruya (o se estimula). Como causa principal de obstrucción podemos citar la invasión de fluidos de perforación en la formación, alterando los poros y la conexión entre ellos, y también el daño causado por las cargas de disparo durante el cañoneo.

Cuando los poros están bloqueados, se reduce la permeabilidad y se puede reducir sustancialmente el flujo del reservorio en esta región. Los daños pueden ser

especialmente graves en los reservorios naturalmente fracturados. Para estimular los reservorios dañados, la fractura de conductividad corta y alta es la solución ideal.

Los mejores pozos candidatos son generalmente aquellos con volúmenes sustanciales de hidrocarburos y que necesitan aumentar su índice de productividad. A menudo, las principales limitaciones para la selección de candidatos no están relacionadas con los aspectos técnicos del reservorio y el rendimiento de la fractura.

Diferentes aspectos pueden causar el no realizar una operación de fracturamiento, algunas de estas razones expuestas por (Economides & Martin, 2010, págs. 1-13), se enumeran a continuación:

- 1) Proximidad de los contactos agua-petróleo o petróleo-gas.
- 2) Proximidad a zonas de gas para pozos de petróleo.
- 3) Limitaciones de presión al fondo del pozo.
- 4) Contracción de la tubería de producción.
- 5) Limitaciones de presión en la cabeza del pozo.
- 6) Baja calidad de las tuberías o Tuberías instaladas por largo tiempo.
- 7) Cementación de pobre calidad.
- 8) Imposibilidad de recuperar, reciclar o disponer los fluidos usados en el tratamiento.
- 9) Sensibilidad de las formaciones al fluido de tratamiento.
- 10) Aislar las zonas a intervenir.
- 11) Intervenciones previas al trabajo de fracturamiento.
- 12) Falta de Infraestructura para el trabajo.
- 13) Pozos de difícil acceso por su ubicación.
- 14) Pozos de alta temperatura y alta presión.

2.6. Diseño de Fracturamiento Hidráulico

2.6.1. Introducción

El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico consiste en hallar la mejor relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de operación y los beneficios económicos previstos de la estimulación. Los diseños de

fracturamiento hidráulico se realizan sobre la base de estudios paramétricos para maximizar los valores presentes netos (VPN) de los pozos fracturados. Un diseño de fracturamiento hidráulico desde la perspectiva de (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007), debe seguir el siguiente procedimiento:

- 1) Seleccionar un Fluido de Fracturamiento.
- 2) Seleccionar el material apuntalante o propante.
- 3) Determinar la máxima presión de tratamiento permitido.
- 4) Seleccionar un modelo de propagación de la fractura.
- 5) Seleccionar el tamaño del tratamiento (longitud de la fractura y concentración del propante).
- 6) Realizar una proyección de la producción esperada.
- 7) Realizar el análisis económico (VPN).

2.6.2. Selección del fluido de fracturamiento

El fluido de fracturación juega un papel vital en el tratamiento de fractura hidráulica porque controla la eficiencia de llevar el apuntalante y rellenar el camino de la fractura. Las propiedades para (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007), que debe cumplir un fluido fracturante son:

- Bajo coeficiente de pérdida
- Alta capacidad de transporte del apuntalante
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

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

La pérdida de fluido es una variable de diseño de fractura importante caracterizada por un coeficiente de pérdida de fluido C_L . La pérdida excesiva de fluido impide la propagación de la fractura debido a la insuficiente acumulación de volumen de fluido en la fractura.

2.6.3. Selección del apuntalante o agente de sostén

El apuntalante es el componente que impide que una fractura se cierre completamente y que garantiza una conductividad al canal recién creado. Para cumplir estos requisitos, el material debe poseer principalmente una alta resistencia a los esfuerzos, soportar la corrosión, tener una gravedad específica lo más baja posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura, además que su costo no sea caro.

El apuntalante debe seleccionarse sobre la base de condiciones de esfuerzo en sitio. Las principales preocupaciones son la resistencia a la compresión y el efecto de los esfuerzos sobre la permeabilidad del apuntalante. Para una fractura vertical, la resistencia a la compresión del apuntalante debe ser mayor que el esfuerzo horizontal efectivo.

En general, un apuntalante más grande produce una mejor permeabilidad, pero el tamaño del apuntalante debe comprobarse con respecto a los criterios de admitancia del apuntalante a través de las perforaciones y dentro de la fractura. La Figura 2.18 muestra las permeabilidades de diversos tipos de apuntalantes bajo esfuerzo de cierre de fractura como se determina en (Pemex, 2008).

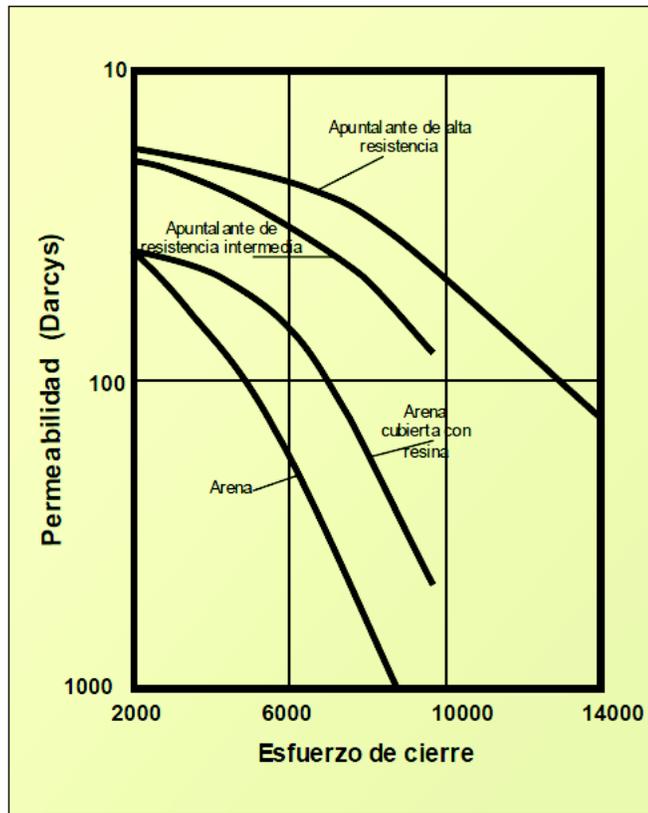


Figura 2.18. Efecto del esfuerzo de cierre con la permeabilidad del propante.
Fuente: (Pemex, 2008)

2.6.4. Presión máxima de tratamiento

Se espera que la presión máxima de tratamiento ocurra cuando la formación se rompe. La presión de fondo es igual a la presión de ruptura de la formación p_{bd} y la presión superficial esperada puede calcularse mediante (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007):

$$p_{si} = p_{bd} + \Delta p_h + \Delta p_f \quad (32)$$

Donde:

p_{si} = presión de inyección en superficie, psia

p_{bd} = presión de ruptura de la formación, psia

Δp_h = caída de presión hidrostática, psia

Δp_f = caída de presión por fricción, psia.

El segundo y el tercer término en el lado derecho de la ecuación 32 pueden ser calculados mediante la ecuación 33.

$$p_1 - p_2 = 0.433\gamma_o L \sin \theta + 1.15 \times 10^{-5} * \frac{f_M \gamma_o Q^2 L}{d^5} \quad (33)$$

Donde:

p_1 = presión de entrada, psi

p_2 = presión de salida, psi

γ_o = gravedad específica del petróleo, agua = 1.0

Q = Caudal de flujo de petróleo, bppd

d = diámetro interno de la tubería, pulg.

Sin embargo, para evitar el procedimiento de determinación del factor de fricción, se puede utilizar la siguiente aproximación para el cálculo de la caída de presión por fricción (Economides & Nolte, 2000):

$$\Delta p_f = \frac{518 \rho^{0.79} q^{1.79} \mu^{0.207}}{1,000 D^{4.79}} \quad (34)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido, g/cm³

q = caudal de inyección, bbl/min

μ = viscosidad del fluido, cp

D = diámetro de la tubería, pulg.

L = longitud de la tubería, pies.

2.6.5. Selección del modelo de fractura

Se selecciona un modelo de propagación de fractura apropiado para las características de formación y el comportamiento de la presión sobre la base de esfuerzos in situ y ensayos de laboratorio. En general, se debe seleccionar el modelo para que coincida con el nivel de complejidad requerido para la aplicación específica, la calidad y la cantidad de datos, el tiempo asignado para realizar un diseño y el nivel deseado de resultados.

El modelado con un modelo 3D planar puede llevar mucho tiempo, mientras que los resultados de un modelo 2D pueden ser simplistas. Los modelos pseudo-3D proporcionan un compromiso y se utilizan con mayor frecuencia en la industria. Sin embargo, los modelos 2D siguen siendo atractivos en situaciones en las que las condiciones del yacimiento son simples y bien comprendidas.

Los autores (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007) a modo de ejemplo citan:

Para simular una fractura corta que se creará en una arenisca gruesa, el modelo KGD puede ser beneficioso. Para simular una fractura larga a ser creada en una arenisca limitada con capas de arcillas en la parte superior e inferior, el modelo PKN es más apropiado. Para simular la fractura y empaquetamiento en una arenisca gruesa, el modelo de fractura radial puede ser adecuado (Pág. 72).

2.6.6. Selección del tamaño del tratamiento

El tamaño del tratamiento se define principalmente por la longitud de la fractura. Los volúmenes de fluido y de apuntalante están controlados por la longitud de la fractura, el caudal de inyección y las propiedades de pérdida de fluido. Se puede hacer una generalización que cuanto mayor sea la longitud de fractura y mayor el volumen de apuntalante, mayor será la tasa de producción del pozo fracturado.

Los efectos limitantes se imponen por factores técnicos y económicos, tales como la tasa de bombeo disponible y los costos de fluido y apuntalante. Dentro de estas limitaciones, la escala óptima de tratamiento debe ser idealmente determinada sobre la base del VAN máximo.

2.6.7. Proyección de producción

Todo trabajo propuesto debe incluir una proyección de producción, la información de la mitad de longitud de fractura seleccionada x_f y la anchura w_f de fractura calculada, junto con la permeabilidad de formación (k) y la permeabilidad a la fractura (k_f), pueden usarse para predecir la conductividad de fractura adimensional FCD con la ecuación 25. El factor de daño equivalente S_f se puede estimar basándose en la Fig. 2.17. Entonces, la nueva productividad del pozo fracturado se puede calcular usando la ecuación 26.

La proyección de producción del pozo fracturado se realiza usando curvas de declinación de producción que se puede estimar mediante software especializado u hojas electrónicas.

2.6.8. Evaluación económica

La evaluación económica se realizará usando el perfil de producción, con el cual se estima la producción acumulada que se logrará como efecto del trabajo de estimulación. Los costos del trabajo significan los egresos que se tienen en este modelo económico y los ingresos la cantidad que se obtenga al aplicar la tarifa establecida que tiene el Bloque GGV multiplicada por la cantidad de petróleo acumulado incremental.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Caso de Estudio: Bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV); Antecedentes

El Bloque Gustavo Galindo Velasco - “Ancón” (GGV), se localiza en la Provincia de Santa Elena a 120 km al oeste de la ciudad de Guayaquil, con un área de 1200 km², de la cual el 40% es costa afuera. Figura 3.1.



Figura 3.1. Mapa de Ubicación del Bloque Ancón.
Fuente: <http://www.santaelena.gob.ec/images/ancon.jpg>

La empresa Anglo Ecuadorian Oilfields (AEO) reinicia la actividad de perforación en 1921 con el pozo Ancon-2; permitiendo el desarrollo del campo, y la perforación de cientos de pozos adicionales. La mayor actividad en el bloque se desarrolla entre 1950 y 1970, llegando en 1956 a establecer un pico de producción de 10,000 bppd.

En el año 2002 Pacifpetrol S.A., empresa del Grupo Synergy asume la operación del Bloque; en este periodo se han perforado 5 pozos en el Área de Morrillo y registrado 68 km de sísmica 2D y 30.58 km² de sísmica 3D. La producción actual es de alrededor de 1020 bppd.

Desde hace 50 años se han realizado fracturas hidráulicas en el Bloque GGV, con resultados diversos, pero en la última década no se han realizado actividades de este tipo; pero desde el año 2015 se trata de implementar esta clase de trabajos.

En este estudio se revisan y analizan las últimas fracturas realizadas y sobre la base de los resultados, se propondrán nuevos pozos candidatos con la finalidad de mejorar la producción del campo.

3.2. Características de la Geología y Yacimientos del Bloque Gustavo Galindo Velasco

3.2.1. Descripción geológica

Se describen las formaciones geológicas del Bloque GGV considerando las principales características litológicas de las unidades presentes en la cuenca sedimentaria del Campo; el orden de las formaciones considera su antigüedad iniciando con las más antiguas (mayor profundidad), como se observa en la Figura 3.2.

El Informe de Evaluación Geológica área Certeza para el Bloque GGV realizado por (Alarcón W. , 2014), describe las formaciones existentes:

Formación Piñón (Jurásico- Cretácico Medio)

La Formación. Piñón, considerada el basamento de la región costera del Ecuador, es de origen cortical oceánico y naturaleza basáltica. Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas. La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano.

Formación Cayo (Cretácico)

Se trata de una espesa secuencia volcánica y volcano-sedimentaria cuya presencia tipo se encuentra en los alrededores de la ciudad de Guayaquil, con aproximadamente 3000 m de espesor que no aflora en el sector del Bloque. Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosas y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcanoclásticos (tobas).

Formación Santa Elena (Cretácico)

La Formación Santa Elena está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos.

El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos de diferentes órdenes y geometría. Estas estructuras definen escamas tectónicas.

Esta unidad también es conocida como Wildflisch Santa Elena, Olistostromo Wildflisch, Chert de Carolina o Chert Santa Paula. La Formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la Fm Cayo.

La base de la Formación Santa Elena y su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionable con la Fm. Guayaquil que presenta unos 400 m al NE de la Falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes.

Según información del subsuelo, el techo está cubierto discordantemente por la Formación Azúcar o Grupo Ancón (Alarcón W. , 2014).

Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)

La Formación Azúcar está estratigráficamente acotada entre la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón, constituye el principal reservorio del campo Ancón. En otras perforaciones de la zona, se reconoce un equivalente denominado Formación Atlanta (Atlanta sandstone), constituida por una arenisca gris dura con textura media a gruesa que representa el principal reservorio por sus fracturas.

El Grupo Azúcar, de acuerdo a descripciones de afloramientos, está constituido por tres formaciones que incluyen la presencia de una facie conglomerática que separa a dos facies areno-arcillosas:

- a. **Facies La Estancia:** Secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finos de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos.
- b. **Facies Chanduy:** Se trata de areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados y el tope alternancias de pelitas negras y areniscas duras. En subsuelo son las denominadas Atlanta Sandstones.
- c. **Facies Engabao:** Son areniscas castañas macizas, friables, con concreciones de tipo "bala de cañón" con intercalaciones de bancos delgados de pelitas y areniscas y conglomerados de rodados de cuarcita donde, a veces, las pelitas son localmente dominantes. Estas facies corresponderían en el subsuelo al denominado San José Shales.

Esta secuencia presenta valores diferentes de espesor: en afloramientos de Estancia se han medido 2255m, mientras que en los afloramientos de playas se han determinado valores de 644m, que se muestran más razonables.

El subsuelo de Ancón, en el pozo San Gabriel-1 se han perforado 2255m de arenas, espesor que se considera anormal debido a repeticiones estructurales y alta inclinación de los estratos. La edad de esta formación es Paleoceno - Eoceno inferior.

El autor (Alarcón W. , 2014), expone:

La porosidad medida en coronas varía de 4 a 13 % y la permeabilidad es pobre a regular variando entre 0.5 a 4.5 milidarcy, correspondiendo estos valores a la matriz del sistema fisurado. Estas arenas se comportan como un reservorio fisurado muy heterogéneo, donde las fracturas naturales mejoran la escasa permeabilidad de la matriz y sirven como vías de comunicación entre distintas capas o zonas (Pág. 15).

Grupo Ancón (Eoceno)

El Grupo Ancón comprende las rocas silicoclásticas que toman su nombre en el campo petrolero de Ancón y está compuesto por las siguientes unidades:

- a) F. Clay Pebble Beds, que contiene a su vez la arenisca Santo Tomás,
- b) F. Passage Beds
- c) F. Socorro,
- d) F. Seca y
- e) F. Punta Ancón.

Clay Pebble Beds (CPB) (Eoceno inferior)

El techo de esta unidad aflora en los acantilados de Ancón, con un espesor de 180 m totales asignados en el subsuelo. Se trata de una secuencia diamictítica maciza de matriz arcillosa, originados por el deslizamiento sin-sedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e interestratificados con turbiditas. Las asociaciones paleontológicas determinan edades Eoceno Medio.

Passage Beds (PB) (capas de transición)

Esta unidad se conoce solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1957) como la transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón, también, parte de estos niveles fueron identificados como "Atlanta Shales". Son pelitas duras con estratos delgados de areniscas, que incluyen "intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos" (Marchant, 1957, pág. 84).

Esta secuencia sobreyace en discordancia angular sobre la Fm. Azúcar/Atlanta, sobrelapándola, con una potencia variable entre 0 a 500 m. Los mayores espesores se

dan en los ejes sinclinales o labio bajos de fallas, disminuyendo hacia los altos estructurales de la Fm Azúcar/Atlanta. “Esta dependencia entre espesor y posición estructural hace sospechar en una depositación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes” (Benitez, 1995, pág. 162)

Se le asigna una edad Eoceno Inferior a Medio. Las asociaciones paleontológicas y las características litológicas indican una depositación rápida en un medio bastante profundo que recicló e involucró materiales provenientes de depósitos litorales. La porosidad de los intervalos arenosos es del orden de 13 % promedio. La resistividad de estas arenas está comprendida entre 10 a 20 ohm-m.

Arenisca Santo Tomás

La Arenisca Santo Tomás consiste de un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo en el sector homónimo, en el extremo NE del campo petrolero de Ancón. Constituye la culminación del ciclo turbidítico de la Fm Passage Beds. Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 Ohm-m.

Formación Socorro (Eoceno Medio temprano)

Constituye el reservorio de segunda importancia en Ancón, son areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la F. Clay Pebble Beds e infrayacen las pelitas de la Formación seca, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos – talud, con depósitos de lóbulos y canales de plataforma.

Son una alternancia de lutitas deleznable grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas. “El espesor medido en la localidad tipo de Ancón, es de 390 m; en el subsuelo se indica un espesor máximo perforado de 457 m.” (Alarcón W. , 2014).

Consta de una arenisca basal (saturadas de petróleo) con conglomerados erosivos y areniscas canalizados con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas. Le siguen niveles arcillo-limosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centi a decimétricas con ondulitas indicativas de turbiditas distales.

Hacia el tope se presentan areniscas limosas con deslizamientos con tendencia

granocreciente. El contenido fosilífero indica edades Eoceno Medio-Superior a Eoceno Superior. La porosidad medida en coronas varía entre 15 al 25 %.

Formación Seca (Eoceno medio)

Se dispone en concordancia sobre la anterior y constituye la roca sello de los reservorios de la Formación Socorro en el campo Ancón, está constituida por arcillitas gris verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo. Corresponden a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las facies de abanicos submarinos. El espesor promedio es 300 m. La edad se asigna al Eoceno Medio a Superior

Formación Punta Ancón (Eoceno Medio a Superior)

Son areniscas grises con base erosiva con alternancias de pelitas grises que alteran con niveles finos de color castaño e incluyen la Arenisca Blanca de Punta Ancón. “Presentan un espesor de 160 m de sección que corresponden a depósitos marinos localizados entre la plataforma externa y la parte superior del talud continental” (Benitez, 1995).

Hacia el extremo Norte de la comarca estudiada, niveles equivalentes de esta Formación están cartografiados como Formación Zapotal, nombre formacional corrientemente utilizado en la Cordillera Chongón-Colonche, el contenido paleontológico de la Fm Punta Ancón señala una edad Eoceno Medio a Superior.

Formación Tablazo (Pleistoceno)

Son niveles aterrazados marinos de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva (y angular) sobre las rocas cretácicas y paleógenas de la Península Santa Elena. Son escasamente potentes (hasta algunas decenas de metros: promedio 30 m) y se disponen sub horizontalmente.

La Figura 3.2 exhibe la columna estratigráfica de las formaciones presentes en el Bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV).

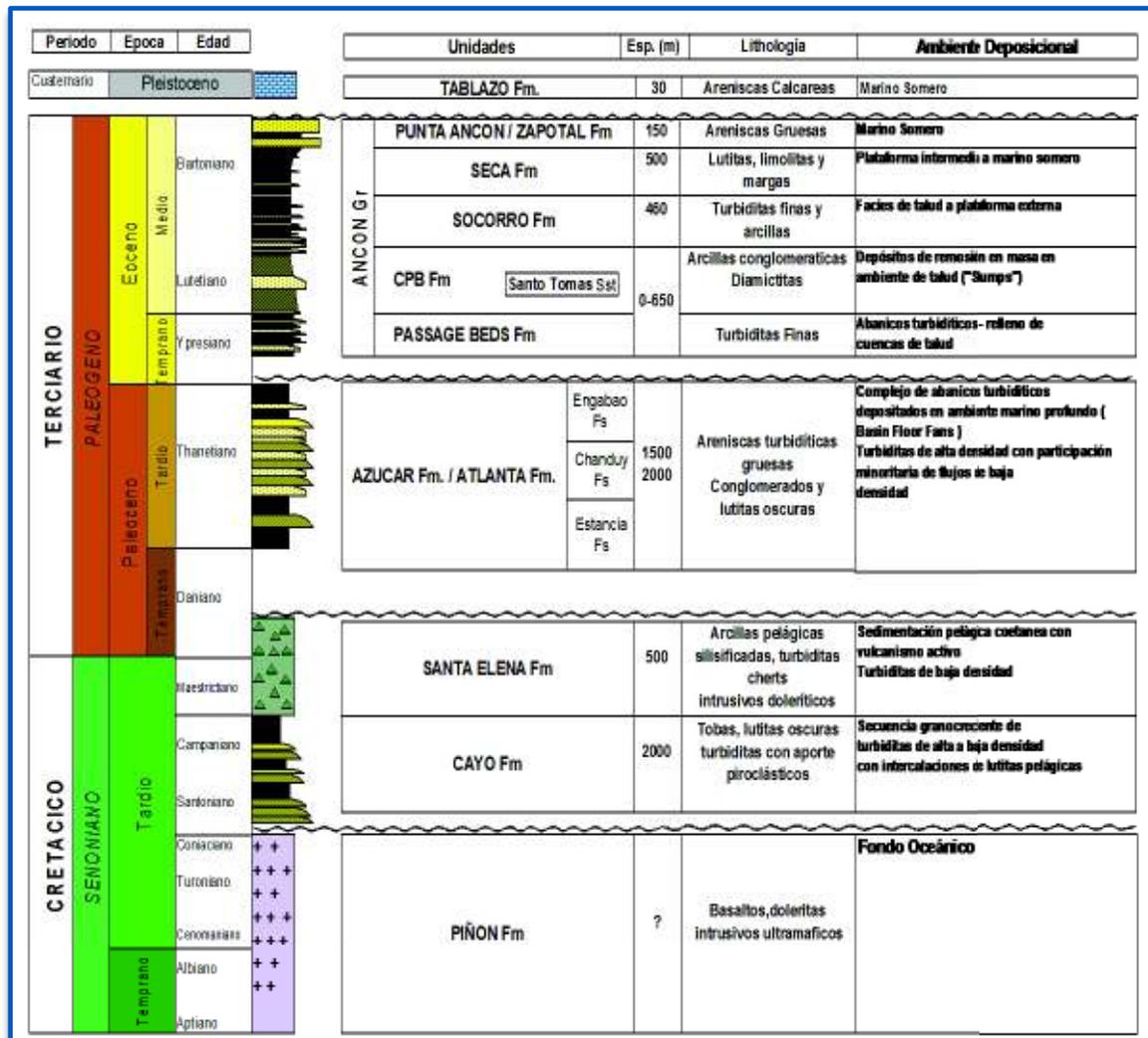


Figura 3.2. Columna estratigráfica del Bloque.
Fuente: (Alarcón W. , 2014)

3.2.2. Propiedades de reservorios de las formaciones productoras

La Tabla 3.1 adjunta muestra las Propiedades de la Roca y de los Fluidos disponibles en la Operadora Pacifpetrol para las formaciones del Bloque GGV, que se han obtenido de diferentes fuentes como núcleos, registros eléctricos y análisis de fluidos en el laboratorio.

Tabla 3.1. Propiedades de la Roca y los Fluidos, Bloque GGV.

CAMPO	YACIMIENTO	POROSIDAD (Fracción)	PERM. (md)	SW (Fracción)	°API	Bo (By/Bn)
GGV	Socorro	0,110	4	0,45	36,8	1,2
	CPB	0,100	55	0,50	39,0	1,2
	Santo Tomás	0,090	0,9	0,50	39,5	1,14
	Passage Beds	0,075	5	0,64	39,0	1,2
	Atlanta	0,100	0,7	0,50	39,0	1,16
	Santa Elena (Chert)	0,110	7,7	0,60	33,6	1,2

Elaborado por: Francisco Paz

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Para la tipificación y caracterización del sistema petrolífero del Campo Ancón, la compañía Geochemistry Services (DGSI) realizó análisis y estudios geoquímicos de siete muestras de petróleo de las formaciones Socorro, Santo Tomás, Cretácico Santa Elena y Atlanta.

Los resultados de dichos estudios fueron que los crudos del campo son petróleos livianos a medios, con un rango de gravedades API de 41° a 30°, presentan bajo contenido de sulfuros (0.030 a 0.114%). De manera general, presenta composiciones típicas de crudos muy maduros o condensados, caracterizados por un alto contenido de hidrocarburos saturados (84 a 91%), y muy bajo contenido de asfaltenos (3 a 4%).

3.2.3. Reservas del bloque GGV

Para efectuar el cálculo de Reservas Probadas Desarrolladas en Producción, se ha considerado las siguientes formaciones: Socorro, Clay Pebble Bed (CPB), Santo Tomás, Passage Beds (PB), Atlanta y Santa Elena, de esta manera las reservas al 31 de Diciembre del 2016 son 4.248 MM Bls de petróleo, habiéndose producido hasta el momento 128.204 MM Bls (producción al 31 de diciembre de 2016).

La formación Atlanta es la que más ha producido en estos campos, seguida de la formación Socorro. Las formaciones CPB y Passage Beds se incorporaron a la producción en el año 2004 en zonas nuevas del campo.

Adicional, debido a la producción marginal de los pozos del Bloque, se calcularon Recursos para después de la finalización del contrato mediante curvas de declinación, iniciando el pronóstico el 1 de enero de 2030 hasta el 31 de diciembre de 2050. Los Recursos calculados fueron de 4.236 MMbbls. La Tabla 3.2 detalla lo mencionado (Pacifpetrol, 2017)

Tabla 3.2. Reservas y Recursos 2016 Bloque GGV.

CAMPO	YACIMIENTO	POES (MMbbls)	FR (%)	Reservas Totales (MMbbls)	Np @ 31-12-2016 (MMbbls)	Reservas Probadas (MMbbls)	RECURSOS (MMbbls)
GGV	Socorro	238,065	14,6	34,72	33,40	1,31	4,24
	CPB	23,276	9,0	2,10	1,99	0,11	
	Santo Tomás	133,384	8,6	11,46	11,27	0,19	
	Passage Beds	83,792	1,6	1,37	1,28	0,09	
	Atlanta	922,545	8,2	75,74	73,72	2,02	
	Santa Elena	62,684	11,3	7,07	6,54	0,53	
TOTAL		1463,745		132,45	128,20	4,25	4,24

Elaborado por: Francisco Paz
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

En la Figura 3.3 se indican “los porcentajes con los que han aportado las formaciones a la producción acumulada hasta el 31 de diciembre del 2016” (Pacifpetrol, 2017)

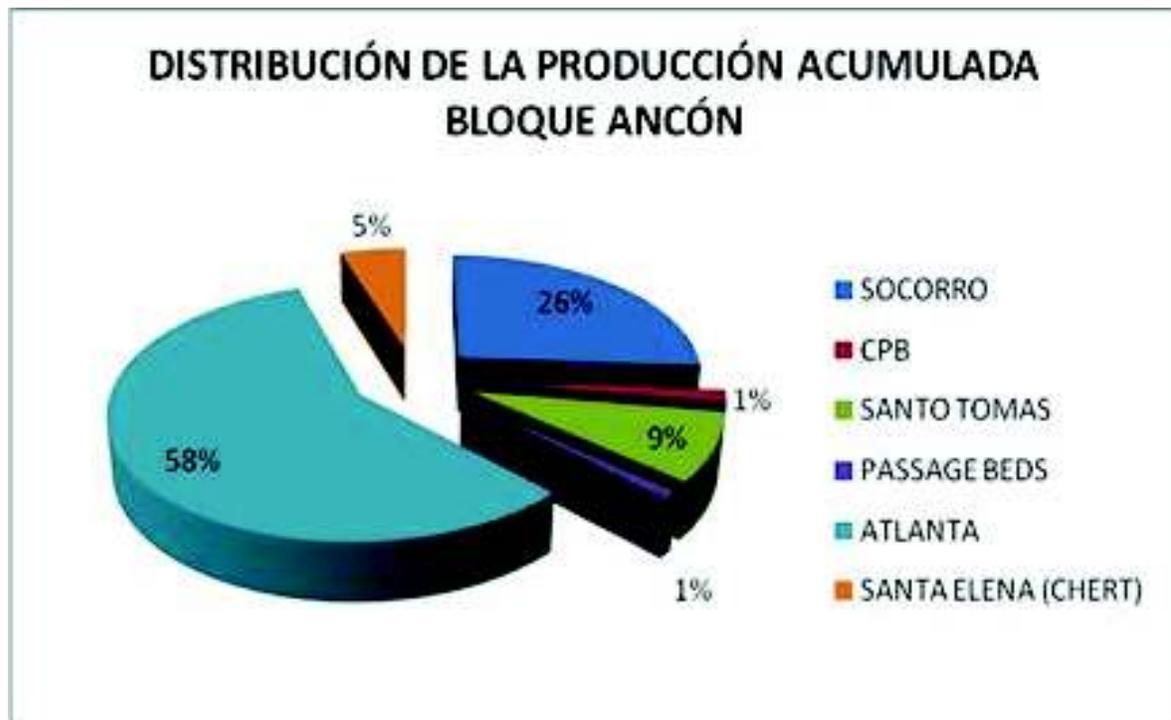


Figura 3.3. Distribución de Producción Bloque Ancón.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

3.3. Evaluación de las Últimas Campañas de Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozo cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de una fractura que va desde la cara de pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con un agente sostén, gracias a dicha fractura se aumenta la conductividad, produciendo el efecto equivalente de un aumento de permeabilidad del yacimiento.

En el bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV) desde los años 1950 se iniciaron las estimulaciones (fracturamiento hidráulico) en los grupos Azúcar y Ancón en todas las áreas del bloque obteniéndose muy buenos resultados, por lo que este tipo de trabajos de estimulación fueron considerados en adelante como una metodología con la finalidad de incrementar la producción de los pozos.

En base a estas buenas experiencias, la empresa Pacifpetrol operadora del bloque, dentro de su Plan Operativo para optimizar la producción, buscar nuevas oportunidades en sus pozos, presentó el proyecto fracturas hidráulicas para varios pozos en las formaciones del Bloque GGV.

3.3.1. Flujo de trabajo

Para las campañas de fracturamiento realizadas, (Pacifpetrol, 2015) estableció el siguiente flujo de trabajo:

- a. **Selección de los pozos candidatos:** los pozos candidatos fueron seleccionados tomando en cuenta los siguientes criterios: 1) Pozos que hayan sido intervenidos en los últimos años mediante redisparos o con disparos en nuevas zonas, y que su producción incremental haya sido rentable. 2) Pozos con producción razonable que tengan intervalos nuevos para disparar.
- b. **Selección de los espesores netos y las etapas a ser fracturadas:** para la selección de los espesores netos y las etapas en cada reservorio se analizó el registro petrofísico disponible para cada pozo donde se incluyen las siguientes curvas: Gamma Ray, porosidad, volumen de arcilla y permeabilidad.

En base a la interpretación petrofísica se seleccionaron los intervalos nuevos a disparar, así como también los espesores que están actualmente abiertos y necesitan ser fracturados. Dependiendo de los espesores a intervenir se decide realizar el trabajo de fractura en una o varias etapas.

- c. **Selección del fluido:** por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo los fluidos base agua son los más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente; sin embargo, a medida que esta se incrementa estas soluciones se adelgazan significativamente.

Para la selección del fluido se tomó en consideración:

- Un fluido con carga polimérica que permita generar la geometría de la fractura a alcanzar.
- Un fluido que tenga las propiedades reológicas suficientes que permitan transportar el apuntalante de manera eficiente.

Por estos motivos y las lecciones aprendidas de trabajos anteriores en campo, se recomienda utilizar un fluido con carga polimérica 25 ppg base agua que contiene los aditivos necesarios para su efectividad.

- d. **Selección del apuntalante:** los apuntalantes están diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se debe seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca.

La diferencia entre la presión de fractura y la de producción en el fondo proporciona un estimado del esfuerzo máximo efectivo (esfuerzo de cierre) sobre el apuntalante.

Para la selección del fluido de fractura se utilizó un apuntalante que proporcione una mayor conductividad en el empaque de la fractura, considerándose también el esfuerzo sobre el apuntalante para asegurar que este se encuentre dentro de los

valores aceptables y asegurar su integridad, para cumplir estas premisas se recomendó utilizar arena natural malla 12/20.

- e. **Diseño de las fracturas hidráulicas:** para realizar el diseño de la fractura se utilizó el software FieldPro perteneciente a la compañía de servicios CPVEN con la finalidad de obtener el programa de bombeo y las presiones tanto en la cabeza como al fondo del pozo que se obtendrán durante el trabajo programado.

De los registros de pozos disponible en el Bloque GGV se obtuvo los parámetros petrofísicos para los yacimientos objeto del estudio, y las propiedades mecánicas del reservorio fueron obtenidas con el registro sísmico disponible en algunos pozos, y en base a estos datos se realizó el diseño de la fractura para los pozos propuestos con el objetivo de obtener un incremento de la producción en el área de estudio.

Como resultado de la simulación se obtiene: diseño del programa de bombeo, presiones de tratamiento, largo y ancho de fractura, perfil de la fractura y concentración del propante entre otros.

3.3.2. Informe de propuesta de trabajo

El documento de informe de la propuesta de trabajo contiene los siguientes elementos con los cuales se justifica la inversión que se recomienda realizar en los pozos candidatos acorde a lo expuesto por (Pacifpetrol, 2015)

- a) **Antecedentes y ubicación:** se presenta el mapa de ubicación del pozo candidato con sus respectivas coordenadas, los antecedentes en producción del pozo candidato, además de los resultados de producción de los pozos vecinos luego de los últimos trabajos realizados.
- b) **Correlación geológica:** con el uso de la interpretación petrofísica se construye una correlación geológica entre el pozo candidato y los pozos vecinos, donde se muestra el grado de continuidad que tienen los reservorios de los intervalos seleccionados para los trabajos.

- c) **Historial de producción:** en esta parte se presenta los principales eventos en la vida del pozo candidato obtenidos de su historia, un gráfico de Producción vs Tiempo y el acumulado de producción. Se incluye también la producción actual.
- d) **Reservas:** en base a la historia de producción y usando el software de producción OFM, se determina la declinación del pozo que luego es utilizada para determinar las reservas existentes en cada pozo. Esta cantidad de reservas son las que justifican el nuevo evento programado.
- e) **Trabajo propuesto:** para cada fractura programada se incluye: el número de etapas de fractura en cada pozo, que depende del intervalo seleccionado para estimular; el volumen y el tipo de fluido fracturante; el volumen y el tipo de apuntalante necesarios en cada intervención. Se incluye también el cronograma de bombeo para cada evento.

Como producto resultante de la simulación de la fractura, se incluye: la altura, longitud y ancho de la fractura; la presión promedio a obtenerse durante el trabajo; el gradiente de fractura de la roca, el valor de la Conductividad de la Fractura adimensional (FCD); y, un valor de la conductividad de la fractura en md-pie.

Adicional se presentan 2 gráficos, un gráfico ubicado a la izquierda que muestra la concentración del apuntalante y el gráfico ubicado a la derecha de conductividad de la fractura.

El primer gráfico incluye 4 pistas: la primera pista de la profundidad, la siguiente con el registro Gamma Ray, la tercera que muestra el esfuerzo de cierre y la cuarta pista que representa la concentración del apuntalante.

El segundo gráfico incluye 3 pistas: la primera pista de la profundidad, la siguiente con la Conductividad de la Fractura, y la tercera pista que muestra el ancho de la fractura.

- f) **Producción incremental:** la tasa de producción a obtener luego del trabajo realizado se estima usando la metodología y ecuaciones descritas en la sección 2. La declinación de producción a usar en estos trabajos se determina en base al comportamiento de los pozos luego de los trabajos de fractura realizados en años

anteriores. Para esto todos los pozos con su producción se encuentran almacenados en la Base de Datos de la empresa. Usando el software OFM se estima la declinación de producción de cualquier pozo necesario. Como resultado de este análisis se determina el volumen de producción incremental para cada pozo candidato.

g) Condiciones de operación: en esta sección se incluye el programa operativo recomendado para cada trabajo, donde se incluye paso a paso la secuencia de eventos técnicos que se deben seguir antes, durante y después del tratamiento.

h) Diagrama de completación: de cada pozo recomendado se dispone del diagrama de completación actual que se incluye, así como el nuevo diagrama con las condiciones en las que se quedaron los pozos luego de los trabajos.

A continuación, se muestra el informe realizado para el pozo ANC1863 por (Pacifpetrol, 2015):

Pozo ANC1863

a. Antecedentes y ubicación

El pozo ANC1863 se encuentra en el Norte de campo en la sección 73 (Sector Hecotea). El pozo produce de las formaciones Socorro y CPB; varios pozos vecinos han producido de estos reservorios, como se observa en la Tabla 3.3 y la Figura 3.4.

Tabla 3.3. Pozos productores de SO y CPB cercanos al pozo ANC1863

Pozo	TD (PIES)	FORMACIONES ABIERTAS	Q inicial después de punzados 2013-2014 (BPPD)	SISTEMA DE EXTRACCION	Coordenada X	Coordenada Y	PETROLEO ACUMULADO (BLS)
ANC1386	2000	SO/CPB	8	BM	516786	9745614	5950
ANC1871	1951	SO/CPB	62	BM	516848	9745363	50487
ANC1872	2004	CPB	12	BM	516696	9745225	12724
ANC1863	2000	SO/CPB	8	BM	516977	9745498	33904
PROMEDIO	1989						25766

Elaborado por: Francisco Paz

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

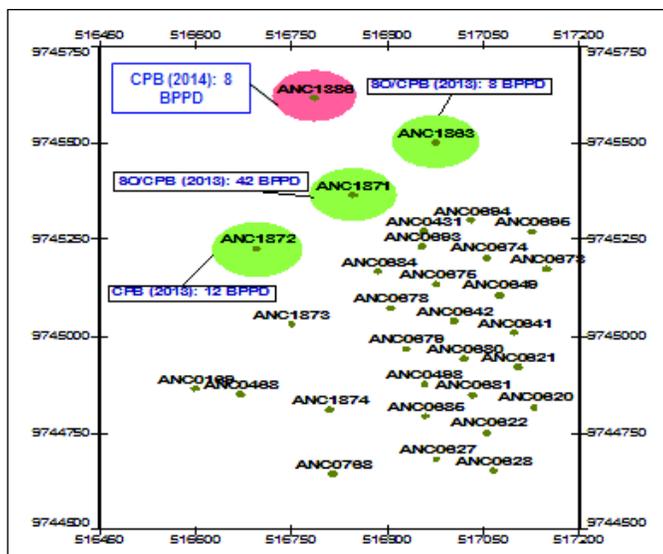


Figura 3.4. Producciones promedio mes de los pozos punzados cercanos al ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

Debido a los buenos resultados de producción obtenidos en este pozo y sus vecinos, considerando la baja permeabilidad ($K < 1\text{mD}$) que presentan las formaciones abiertas, se propone realizar fracturamiento hidráulico con la finalidad de incrementar el índice de productividad del mismo.

Las producciones iniciales en los pozos vecinos, obtenidas solamente con los trabajos de disparos realizados después de la perforación, sobre todo en el pozo ANC1871 con una producción de 62 bppd, y un acumulado de 50487 bls, evidencian que las estimulaciones mediante fracturamiento tienen un alto potencial en los pozos ubicados en esta zona del bloque.

El pozo ANC1863 se localiza en la Sección 073, correspondiente a la Zona Norte del campo. Los pozos vecinos al pozo ANC1863 son ANC1386 y ANC1871, ambos productores de las formaciones del Grupo Ancón: CPB y SO.

El pozo se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas: X: 516977; Y: 9745498; ver figura 3.5.

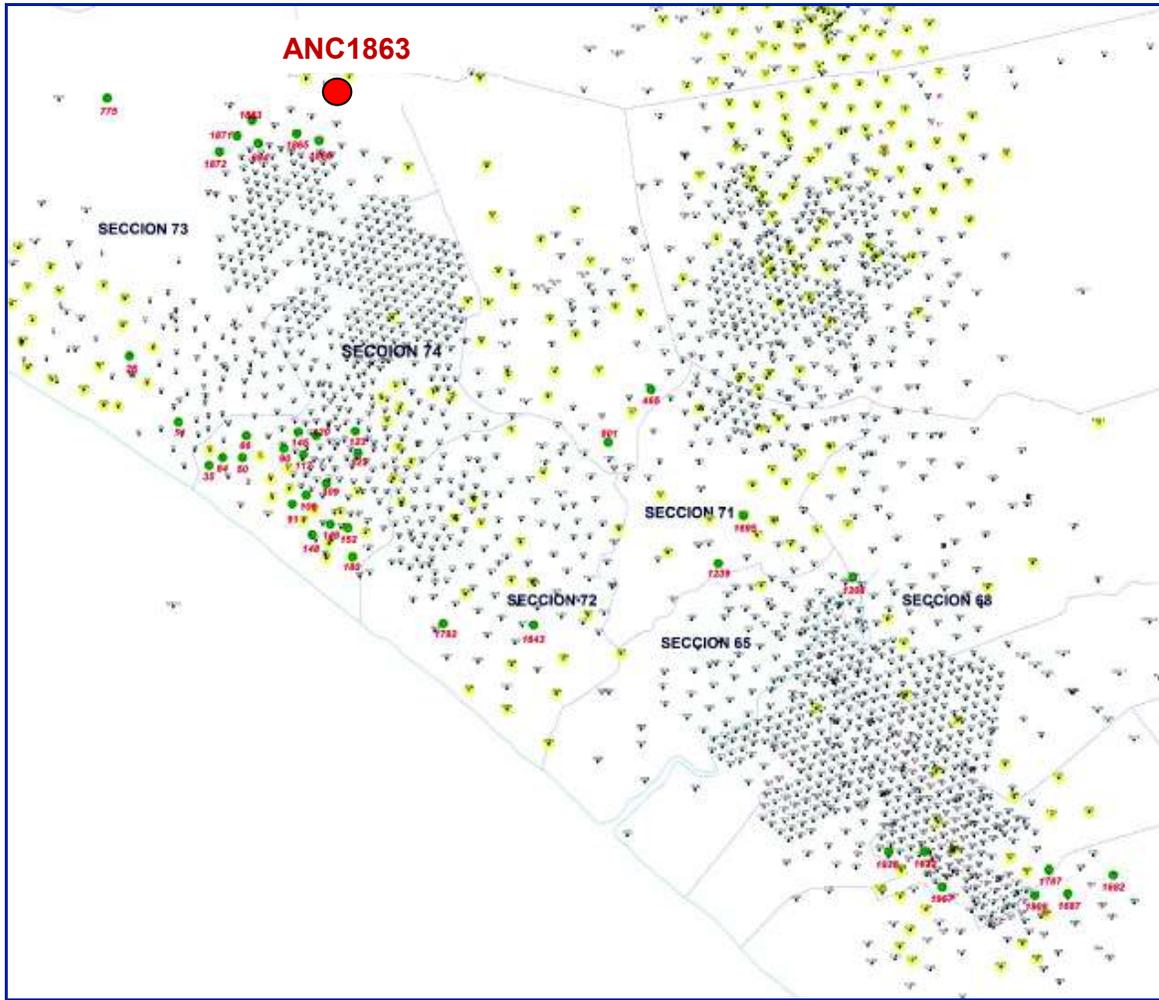


Figura 3.5. Mapa de ubicación del pozo ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

b. Correlación geológica

En base a los registros eléctricos se ha correlacionado el pozo ANC1863 con los pozos ANC1386 y ANC1864, notándose continuidad de las arenas de las formaciones del Grupo Ancón en el área de estudio, como se demuestra en la Figura 3.6.

La correlación realizada muestra que en el pozo ANC1863 se encuentra muy bien desarrolladas las arenas Socorro y CPB, considerando su extensión hacia los pozos vecinos se recomienda realizar el trabajo de fracturamiento en estos yacimientos. La continuidad avala que las reservas estimadas si se pueden obtener.

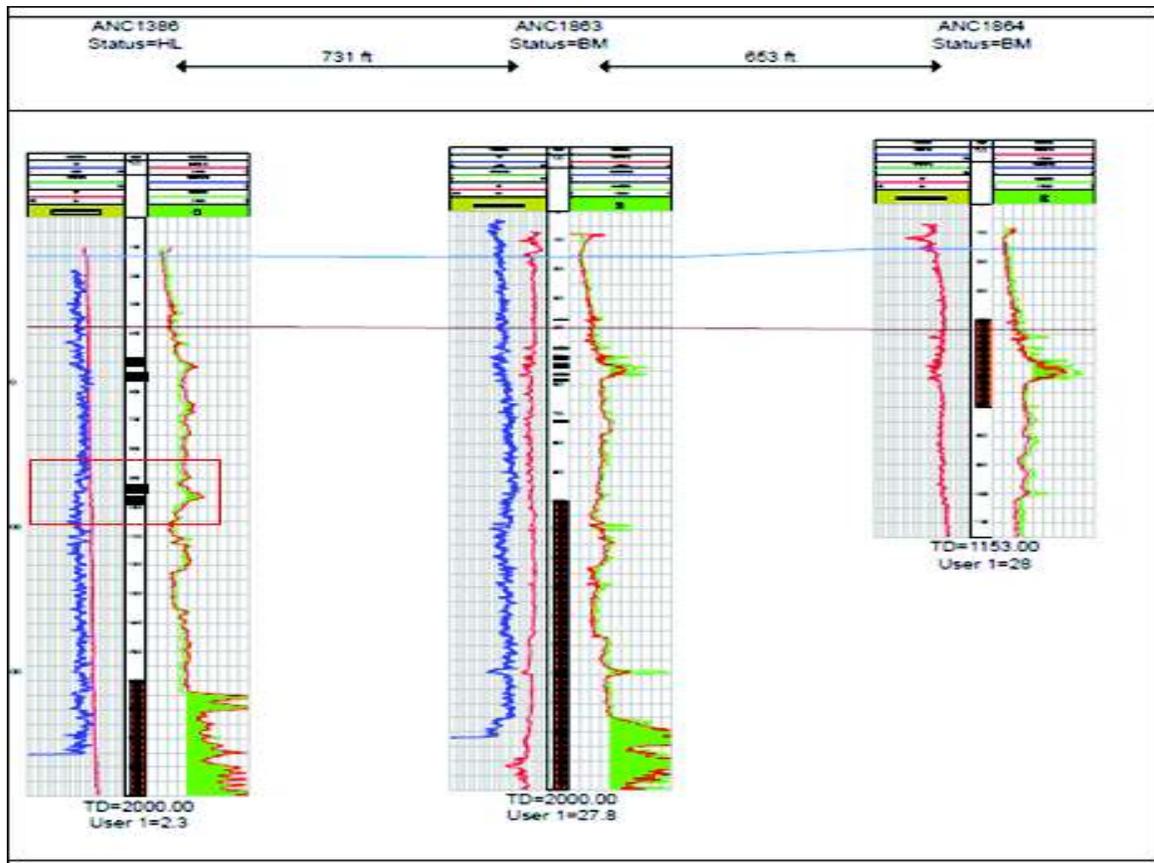


Figura 3.6. Sección geológica entre pozos ANC1386, ANC1863 y ANC1864.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

c. Historial de producción

El pozo ANC1863 produjo originalmente en noviembre de 1957 de la formación Passage Beds del intervalo con casing preperforado (1000' – 2000').

En marzo de 1958 se fractura el intervalo con casing preperforado de 1000'- 2000' en la arenisca de Passage Beds obteniendo una producción de 30 bppd respecto a la producción inicial de 12 bppd.

El octubre del 2013 se realizó en el pozo el reacondicionamiento N° 2, en el que se punzó selectivamente las formaciones del grupo Ancón en los intervalos 371'-725' obteniendo caudales iniciales de 8 bppd. El pozo actualmente se encuentra por bombeo mecánico, dando una producción de 6 bppd con una acumulada de 33904 barriles de petróleo, este comportamiento se verifica en la Figura 3.7.

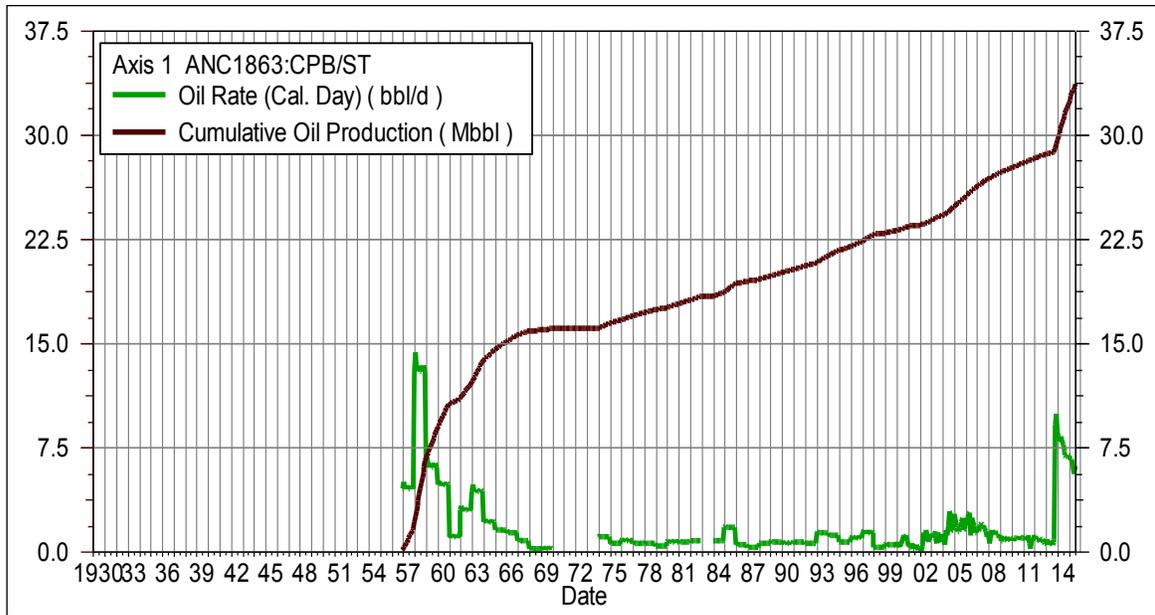


Figura 3.7. Histórico de Producción ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

d. Reservas del pozo

En la figura 3.8 se muestra la declinación de producción para estimación de reservas remanentes del intervalo productor del pozo ANC1863 (formación PB-SO).

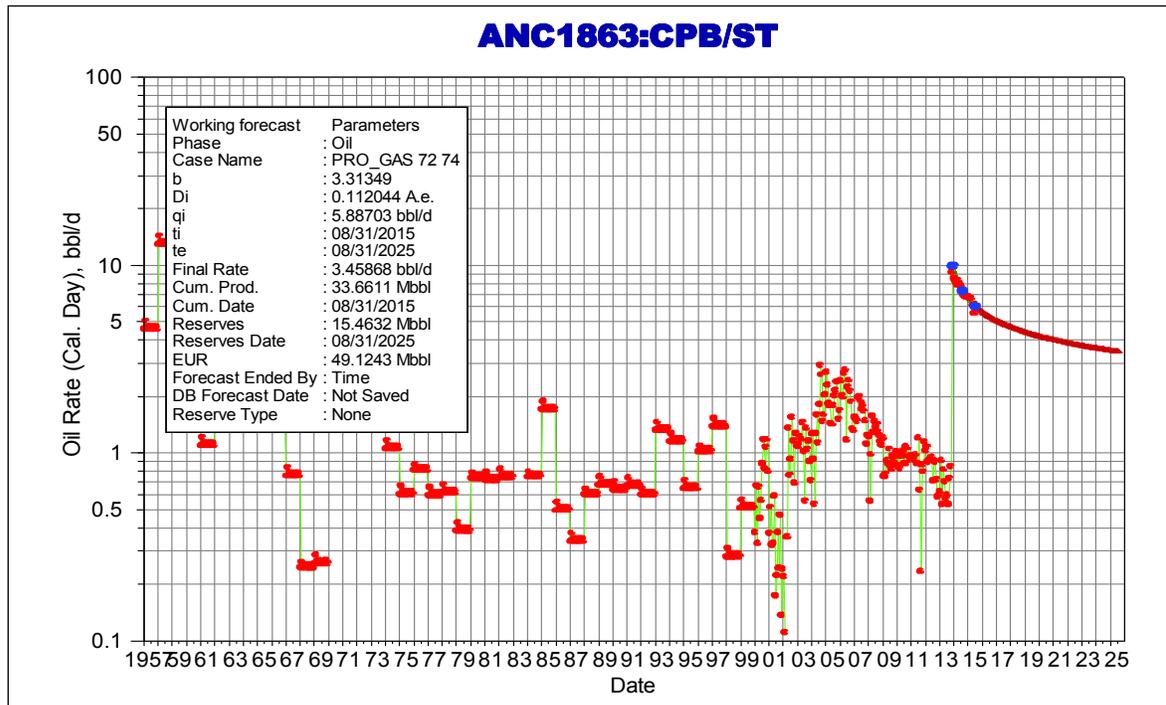


Figura 3.8. Declinación de Producción ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

e. Trabajo propuesto. Etapa e intervalos de fractura

Una vez analizados los registros eléctricos del pozo ANC1863 se propone fracturar en 1 etapa, que comprende a los siguientes intervalos:

Etapa 1: Intervalos: 467-471', 473'-477', 499'-505', 507'-511', 525'-530', 535'-539', 559'-564', 582'-586'; fracturar con volúmenes estimados de 456 Bls entre gel (SA-GELMAX-BC25#) y gel lineal, con aproximadamente 360 sacos de arena natural 12/20. El programa completo se incluye en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Esquema de bombeo etapa I - ANC1863

SCHEDULE DE DISEÑO							
	Vol. Limpio		Vol. Sucio	FLUIDO	DOSIF. (#/Gal)	TIPO	CANTIDAD (Sxs)
	(Gln)	(bbls)	(bbls)				
LLENADO	250	6	6	GEL LINEAL 25			@ 3 bpm
1 ^{ERA} RUPTURA	2100	50	50	GEL LINEAL 25			@ 16 bpm
DECLINACIÓN 30' (Presión de Superficie > 0 psi)							
COLCHÓN	3000	71	71	SA-GELMAX-BC 25#			@ 16 bpm
1ra Dosif.	2000	48	50	SA-GELMAX-BC 25#	1	Arena Imp. 12/20	20
2da Dosif.	2000	48	52	SA-GELMAX-BC 25#	2	Arena Imp. 12/20	40
3ra Dosif.	2200	52	59	SA-GELMAX-BC 25#	3	Arena Imp. 12/20	66
4ta Dosif.	2400	57	67	SA-GELMAX-BC 25#	4	Arena Imp. 12/20	96
5ta Dosif.	1400	33	41	SA-GELMAX-BC 25#	5	Arena Imp. 12/20	70
6ta Dosif.	800	19	19	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	48
BF	329	8	8	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	20
DESPLAZ.	133	3	3	GEL LINEAL 25			
							360
Acumular:	456	bbls				Sx en Formación:	340
Caudal :	16.0	bpm					

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

f. Simulación de la fractura

Utilizando el software FieldProd y los datos de propiedades de roca y fluidos, se procede a simular el trabajo de fractura, cuyos resultados se presentan en forma gráfica en la Figura 3.9 y el detalle de valores en la Tabla 3.5

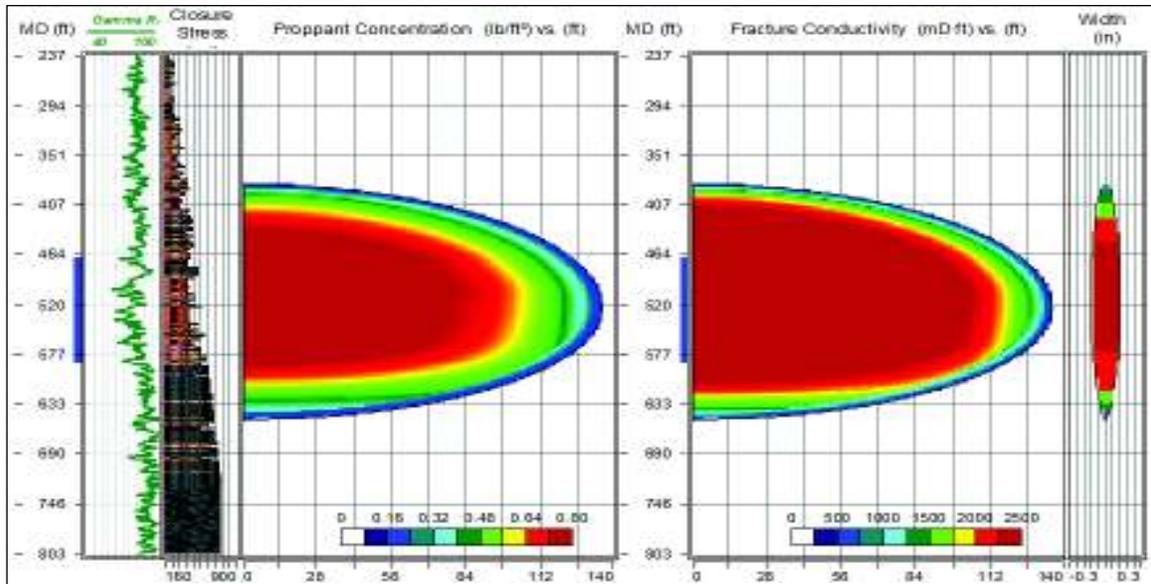


Figura 3.9. Registros Eléctricos y simulación etapa I Pozo ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

Tabla 3.5. Simulación de fractura etapa I ANC1863

Simulación de Fractura
Fractura Inicio Tope: +/- 380'
Fractura Inicio Base: +/- 640'
Longitud media de la fractura: 132'
Ancho promedio: 0.121''
Concentración Areal: 0.654 lb/ft²
Presión Promedio: 980 psi
Gradiente de Frac.: 1.03 psi/ft
FCD:7.72
Conductividad: 3914-2535 mD-ft

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

g. Producción incremental

Para este pozo se espera un incremento de 16 bppd, se estimó un comportamiento de declinación hiperbólica del pozo vecino ANC1871 que produce de la misma formación a ser fracturada, con un Di: 0.267297 M.n y un acumulado hasta final de contrato de aproximadamente 20000 bls, el perfil se muestra en la Figura 3.10.

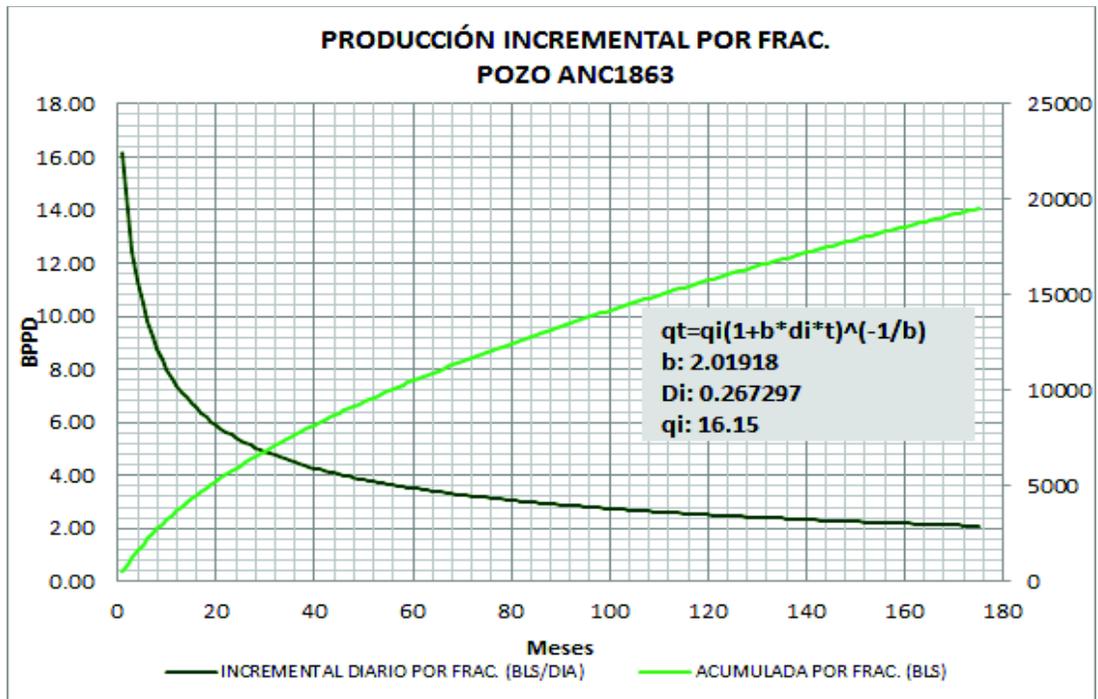


Figura 3.10. Producción incremental por fractura, Pozo ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

h. Condiciones de operación

Se tiene planificado para este pozo realizar una etapa de fractura a través de tubing, asentando empacadura a +/- 385'. El tope de cemento tras el casing de 5" se estima a +/- 200'.

El tratamiento de fractura sigue bajo el siguiente esquema:

1. Realizar reunión de seguridad donde se indicarán características de la operación, roles a desempeñar por el personal involucrado en las operaciones otros aspectos que se crean de importancia para lograr una operación segura.
2. Circular las bombas+ pruebas de líneas con 5000 psia+ calibrar apertura de válvula relief a 4500 psi.
3. Llenar pozo si lo amerita y realizar minifrac según lo especificado en la etapa.
4. Efectuar SDRT. Detener bombeo y determinar el gradiente de fractura y observar la declinación de presión por 60 minutos como mínimo.
5. Registrar los datos encontrados, realizar los ajustes respectivos y en coordinación con el company Man el cronograma del tratamiento.
6. Realizar el tratamiento verificando el comportamiento de la presión neta observada a cada instante.
7. Finalizado el desplazamiento, registrar la presión de declinación por 10 minutos.

i. Diagramas de completación

La figura 3.11 presenta el diagrama de completación del pozo ANC1863 actual.

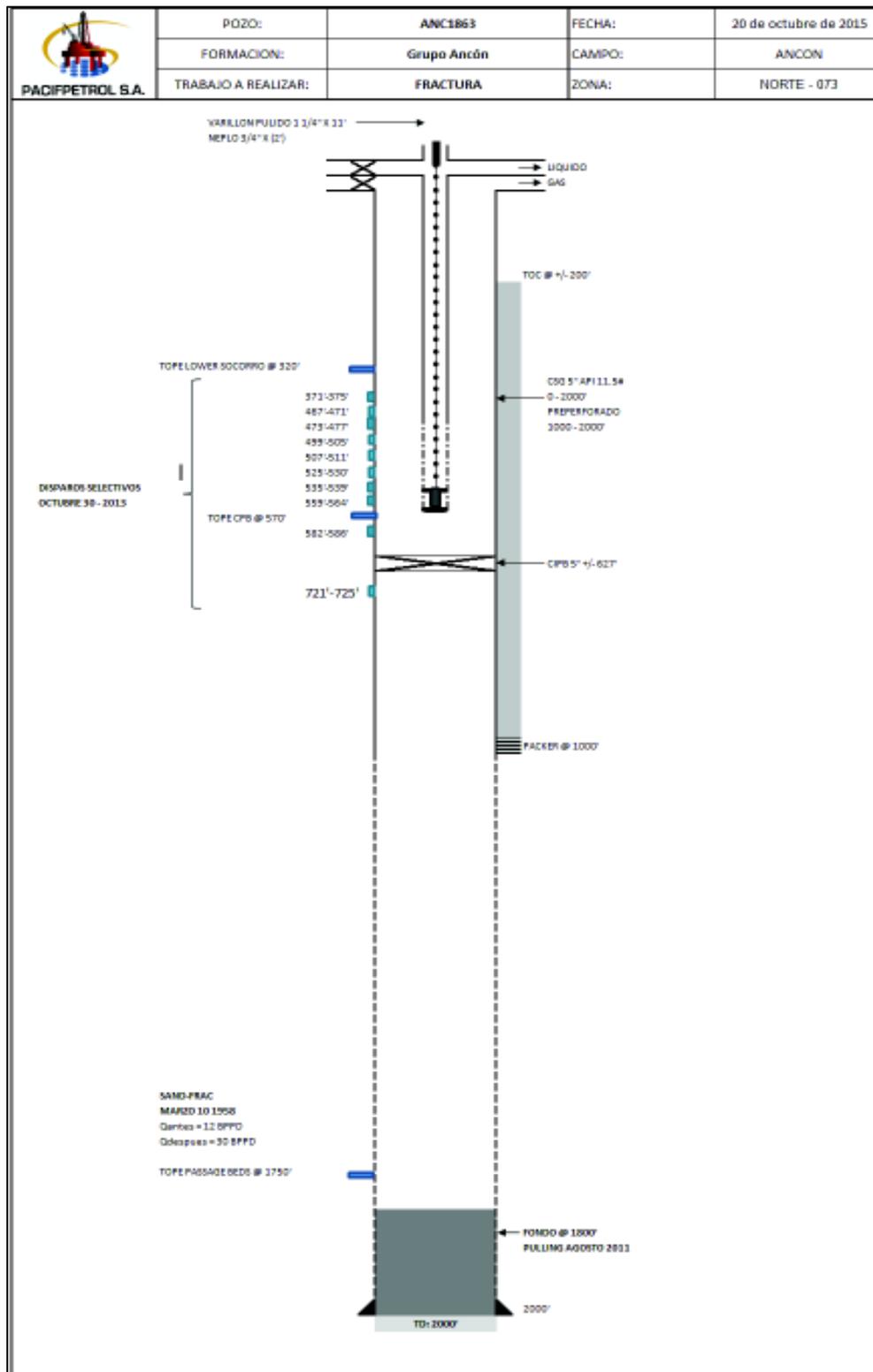


Figura 3.11. Diagrama Actual Pozo ANC1863.
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

La figura 3.12 presenta el diagrama de completación del pozo ANC1863 propuesto.

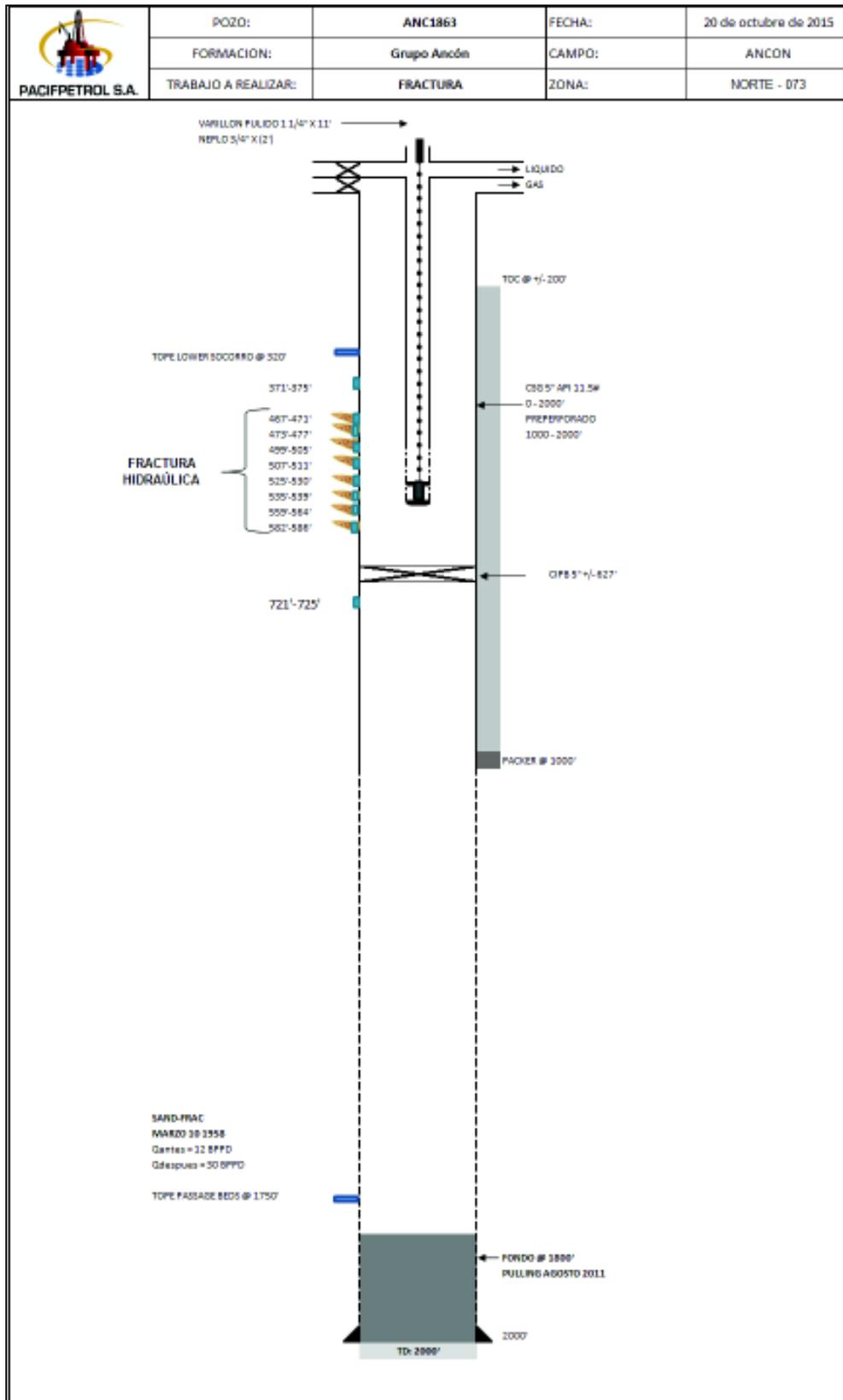


Figura 3.12. Diagrama Propuesto Pozo ANC1863.
 Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

3.3.3. Campaña de 2015

Para la realización de estos trabajos primero se recopila la información disponible en el área de estudio, así como de las áreas vecinas, se colectaron datos de pozos, estudios e informes técnicos previos, registros eléctricos de pozos, historial de producción entre otros.

Una vez revisada y analizada la información, fueron seleccionados 6 pozos candidatos, de los cuales en los 3 primeros pozos es necesario disparar nuevos intervalos, previo al trabajo de fracturamiento, y en los 3 restantes se realizará el trabajo de fractura usando los intervalos que se encuentran abiertos.

Para el caso de los tres pozos en los cuales aún no han sido abiertos se procedió a seleccionar los intervalos a ser punzados (ANC1517, ANC1878 y ANC1643) se escogió los mejores cuerpos arenosos que muestran resistividades mayores a los 4 ohm-m y además considerando las etapas de fracturas a realizar en cada uno; mientras que en los pozos (ANC1863, ANC1386, Morrillo05) se definieron las etapas de fracturas según los intervalos abiertos previamente.

Una vez definidos los intervalos y etapas de fractura se realizó la simulación en el software de CPVEN **FieldProd™** en el cual se puede estimar: diseño de bombeo, presiones de tratamiento, largo y ancho de fractura, perfil de la fractura y concentración del propante, entre otros.

Resultados campaña 2015

De los 6 pozos seleccionados para esta campaña se obtuvieron diferentes resultados. La Tabla 3.6 muestra los trabajos propuestos, la producción esperada y el acumulado de producción estimado para los pozos: ANC1863, ANC1386, Morrillo05, ANC1517, ANC1878 y ANC1643. En los 3 primeros pozos es necesario disparar nuevos intervalos, previo al trabajo de fracturamiento, y en los 3 restantes se realizará el trabajo de fractura usando los intervalos que se encuentran abiertos.

Después de realizados los 6 trabajos propuestos, se espera una producción incremental de 86 bls/día y un acumulado de producción de 106 000 bls al final del contrato.

Tabla 3.6. Propuesta de Pozos – Campaña 2015

POZO	FORMACION	AÑO DE PERFORACION	TUBERIA DE REVESTIMIENTO	Tope Cemento Estimado por volumen	INTERVALOS	Qo Incremental (BPPD)	Np a final del contrato Bls.	DETALLE OPERACIONAL
ANC1863	CPB	Nov-57	5" API 11.5# No especifica Grado	200'	467' - 586'	16	19000	1 Etapa a traves de Tubing
ANC1386	CPB	Agt-60	5 1/2" API 14#	920'	951' - 1162'	12	14000	1 Etapa a traves de Tubing
Morillo05	Socorro	Ene-05	5 1/2" API 14# K-55	1250'	1894' - 1928'	16	11000	1 Etapa a traves de Tubing
ANC1517	CPB	Jul.61	4 1/2" API 9.5#	Hasta Superficie	763' - 789'	17	20000	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de CSG
ANC1878	CPB	Oct-58	5" API 11.5# No especifica Grado. Se asume calidad baja.	Sin referencia de cemento. Verificar con registro CBL	1010' - 1032'; 620' - 813'	13	23000	Punzados + Tapon 2 Etapas a traves de Tubing
ANC1643	PB	Sep-60	5 1/2" API 14#	1950'	2989' - 3150'; 2721' - 2792'	12	19000	Punzados 2 Etapas a traves de Tubing
TOTAL						86	106000	

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

La Tabla 3.7 presenta los trabajos efectivamente realizados en el campo para cada pozo y los costos incurridos. De manera general se siguió la programación prevista con pequeñas modificaciones debido a situaciones operativas.

Luego de realizados los trabajos se obtuvieron resultados positivos en 3 pozos mediante 5 trabajos de fractura y en los 3 pozos restantes no se obtiene producción incremental en sus mediciones posteriores.

Los pozos exitosos son: ANC1863 con un trabajo de fractura, ANC1386 con 2 trabajos de fractura y ANC1878 con 2 trabajos de fractura, mientras que en los pozos Morillo05, ANC1517 y ANC1643 no se obtienen los resultados esperados.

Tabla 3.7. Trabajos Realizados – Campaña 2015.

POZO	FECHA	AREA	FORMACION	INTERVALOS	ESPESOR ABIERTO	ETAPAS DE FRACTURA	DETALLE OPERACIONAL	COSTOS REALES FINALES
ANC1863	25-11-2015	Norte	CPB	467' - 586'	36'	1 Etapa	1 Etapa de Fractura con CIBP 5" @ 627' y PKR 5" @ 405'	\$ 163 350
ANC1386	27-11-2015	Norte	CPB	1100'-1162'	18'	1 Etapa	1 Etapa de Fractura con CIBP 5 1/2" @ 1320' y PKR 5 1/2" @ 1020'	\$ 174 350
	28-11-2015	Norte	CPB	951'-981'	14'	2 Etapa	2 Etapa de Fractura con RBP 5 1/2" @ 1060' y PKR 5 1/2" @ 876'	
Morillo05	05-12-2015	Norte	Socorro	1894' - 1928'	14'	1 Etapa	1 Etapa de Fractura con CIBP 5 1/2" @ 2025' y PKR 5 1/2" @ 1726'	\$ 116 600
ANC1517	30-11-2015	Central	CPB	763' - 789'	21'	1 Etapa	Disparos + 1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1008' y PKR 4 1/2" @ 683'	\$ 130 350
ANC1878	07-12-2015	Sur	CPB	1010' - 1032'	20'	1 Etapa	Disparos + 1 Etapa de Fractura con CIBP 5" @ 1196' y PKR 5" @ 855'	\$ 174 878
	08-12-2015	Sur	Socorro	620' - 813'	51'	2 Etapa	Disparos + 2 Etapa de Fractura con RBP 5" @ 875' y PKR 5" @ 565'	
ANC1643	10-12-2015	Sur	PB	2989' - 3032'	23'	1 Etapa	Disparos + 1 Etapa de Fractura con RBP 5 1/2" @ 3100' y PKR 5 1/2" @ 2854'	\$ 145 365
TOTAL								\$ 904 893

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

La Tabla 3.8 muestra los resultados de los Pozos Exitosos, mientras que en la Tabla 3.9 se visualiza los resultados de los Pozos Sin Éxito.

Tabla 3.8. Resultados Pozos Exitosos – Campaña 2015.

Información del Pozo						RESULTADOS			
Pozo	Area	FM	Tubería de Revestimiento	Fecha de Fractura	Intervalo	Producción Antes (BPPD)	Producción Despues (BPPD)	Producción Incremental	Causas Analizadas
ANC1863	Norte	CPB	5" API 11.5# No especifica Grado	25-11-2015	467' - 586'	2	83	81	Se realiza Fractura en 1 etapa en el intervalo: 467'-586'. Trabajos de Minifrac y Fractura, exitosos.
ANC1386	Norte	CPB	5 1/2" API 14#	27-11-2015	1100'-1162'	2	29	27	Se realiza Fractura en 2 etapas en los intervalos abiertos. Trabajos de Minifrac y Fractura, exitosos. Pozo con 75 psi en superficie.
	Norte	CPB		28-11-2015	951'-981'				
ANC1878	Sur	CPB	5" API 11.5# No especifica Grado. Se asume calidad baja.	07-12-2015	1010' - 1032'	3	36	33	Se realiza Fractura en 2 etapas en los intervalos abiertos. Trabajos de Minifrac y Fractura, exitosos. Pozo con 0 psi en superficie.
		Socorro		08-12-2015	620' - 813'				
TOTAL						7	148	141	

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

Tabla 3.9. Resultados Pozos NO Exitosos – Campaña 2015.

Información del Pozo						RESULTADOS			
Pozo	Area	FM	Tubería de Revestimiento	Fecha de Fractura	Intervalo	Producción Antes (BPPD)	Producción Después (BPPD)	Producción Incremental	Causas Analizadas
Morillo05	Norte	Socorro	5 1/2" API 14# K-55	05-12-2015	1894' - 1928'	3	1	-2	Se realiza fracturamiento programado. Arenamiento prematuro del pozo. Se calcula que 200 Sacos de propante de un total de 300 ingresaron. Pozo pierde producción.
ANC1517	Central	CPB	4 1/2" API 9.5#	30-11-2015	763' - 789'	0	3	3	Se dispara el intervalo 763'-789'. No se obtienen resultados de la Fractura.
ANC1643	Sur	PB	5 1/2" API 14#	10-12-2015	2989' - 3032'	0	1	1	Se dispara el intervalo 2989'-3032'. Fracturamiento con pobres resultados. Pozo produce por pocos días.
TOTAL						3	5	2	

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

Utilizando los datos de presión y caudal obtenidos durante los trabajos de fracturamiento, se realizó un análisis de presión para cada trabajo de fractura utilizando el software FieldProd de CPVEN. La Tabla A1.1 incluida en el Anexo-1, muestra los resultados del análisis de Presión de las 5 fracturas desarrolladas en los 3 pozos con buenos resultados.

De las interpretaciones desarrolladas se obtiene que la longitud de fractura promedio es de alrededor de 120 pies, así como la altura de fractura promedio es de 120 pies. El ancho de fractura promedio se sitúa en alrededor de 0.17 pulg., la conductividad de fractura promedio de alrededor de 2200 md-pie. El factor de daño promedio (S) está en alrededor de -4,84 y la permeabilidad promedio de la formación en 0,57 md.

Evaluación económica – campaña 2015

Luego de los trabajos realizados en los meses de Noviembre y Diciembre de 2015 la producción de los pozos exitosos se incrementó, pero debido a la alta declinación existente la producción va decayendo notablemente.

Con el fin de realizar una evaluación económica de la campaña de trabajos realizados en el año 2015, se proyectó la producción real de los pozos antes de los trabajos, así como también la producción lograda luego de los trabajos de fracturamiento, la diferencia de las 2 curvas dará la producción real incremental debida exclusivamente a las fracturas.

La Figura 3.13 nos muestra las curvas obtenidas.

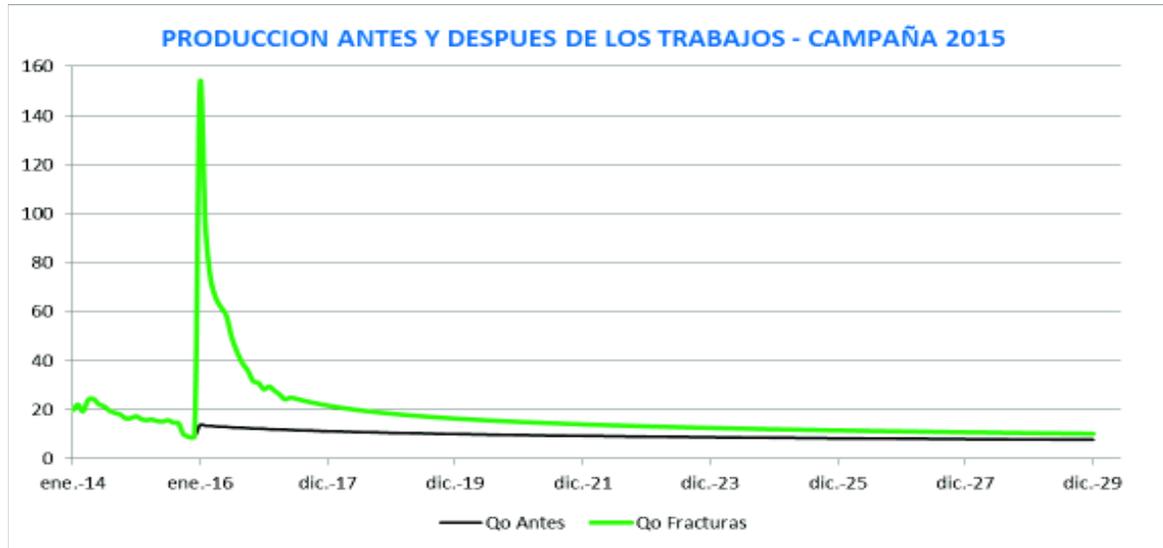


Figura 3.13. Producción Antes y Después de los Trabajos. Campaña 2015
Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

Usando la producción incremental y el costo de los trabajos realizados en la campaña 2015 se construyó un modelo económico que determina que la campaña 2015 tiene una rentabilidad mínima con valores de TIR del 13,25 % que si bien es superior a la Tasa de Descuento (12%), el Valor Actual Neto es mínimo en comparación al monto invertido, el modelo se presenta en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Evaluación Económica. Campaña 2015

<i>Período</i>	<i>Flujo de Fondos</i>		
0	-972 878	TIR	13,25%
2015	162 955	VAN	\$ 38 345
2016	534 121		
2017	178 117		
2018	123 016		
2019	96 514		
2020	80 429		
2021	69 444		
2022	61 383		
2023	55 156		
2024	50 153		
2025	46 075		
2026	42 573		
2027	39 639		
2028	37 109		
2029	34 844		

Elaborado por: Francisco Paz

3.3.4. Campaña de 2016-1

Resultados campaña 2016-1

Para la primera campaña del año 2016 se seleccionaron 15 pozos: ANC1898, ANC1894, ANC1896, ANC1890, ANC1911, ANC1874, ANC1879, ANCFA41, ANC1912, ANC1915, ANC1925, ANC1718, ANC1387, ANC1905 y ANC1913, donde el criterio de selección fue básicamente, pozos que tengan nuevos intervalos por disparar y pozos en los cuales los disparos realizados en los últimos años hayan dado resultados positivos.

La Tabla 3.11 muestra los trabajos propuestos, la producción esperada y el acumulado de producción estimado para los 15 pozos seleccionados. En los 9 primeros pozos es necesario disparar nuevos intervalos, previo al trabajo de fracturamiento, y en los 6 restantes se realizará el trabajo de fractura usando los intervalos que se encuentran abiertos.

Después de realizados los 15 trabajos, se espera una producción incremental de 338 bls/día y un acumulado de producción de 430 380 bls al final del contrato.

Tabla 3.11. Propuesta - Campaña 2016-1

Pozo	FM	Año de Perforación	Tubería de Revestimiento	Tope del Cemento Est.	Intervalo	Qo Incremental (BPPD)	Np a final del contrato Bls.	Detalle Operacional
ANC1898	CPB	Oct-63	4 1/2"	No alcanzado	1035'-1094'	20	23632	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de Tubing.
ANC1894	CPB	Agt-63	4 1/2"	588'	1263'-1409'	35	47226	Punzados + Tapon. 2 Etapas a traves de Tubing.
ANC1896	CPB	Sep-63	4 1/2"	900'	1470'-1520'	40	48314	Punzados + Tapon. 2 Etapas a traves de Tubing.
ANC1890	CPB	Sep-58	5"	754'	1163'-1324'	20	24082	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de Tubing.
ANC1911	CPB	Mar-64	4 1/2"	966'	1135'-1176'	17	24063	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de Tubing.
ANC1874	CPB	Mar-58	5"	214'	947'-987'	17	23988	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de Tubing.
ANC1879	CPB	Nov-58	5"	646'	1180'-1323'	20	23782	Punzados + Tapon. 2 Etapas a traves de Tubing.
ANCFA21	CPB	Mar-58	5"	966'	1000'-1096'	20	23707	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de Tubing.
ANC1912	ST	Mar-64	4 1/2"	1016'	1133'-1265'	20	23932	Punzados + Tapon. 1 Etapa a traves de Tubing.
ANC1915	CPB	Abr-64	4 1/2"	1754'	1809'-1847'	35	48276	1 Etapa a traves de Tubing
ANC1925	SO	Jul-64	4 1/2"	a Superficie	505'-821'	20	23857	1 Etapa a traves de Tubing
ANC1718	CPB	Sep-61	4 1/2"	a Superficie	942'-1016'	18	23913	1 Etapa a traves de Tubing
ANC1387	CPB	Nov-60	5 1/2"	144'	1064'-1097'	18	23838	2 Etapas a traves de Tubing
ANC1905	CPB	Ene-64	4 1/2"	1200'	1685'-1782'	18	23763	1 Etapa a traves de Tubing
ANC1913	ST	Abr-64	4 1/2"	500'	848'-1046'	20	24007	1 Etapa a traves de Tubing
TOTAL						338	430380	

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

La Tabla 3.12 muestra los trabajos efectivamente realizados en el campo para cada pozo y los costos incurridos. De manera general se siguió la programación prevista con pocas modificaciones debido a situaciones operativas. Un cambio importante con respecto a lo programado fue, que en todos los pozos se realizó solamente una fractura, aun cuando en la programación constaba que en 4 pozos se realizaría una segunda etapa de fractura.

Tabla 3.12. Trabajos Realizados - Campaña 2016-1

POZO	FECHA	AREA	FORMACION	INTERVALOS	ESPESOR ABIERTO	ETAPAS DE FRACTURA	DETALLE OPERACIONAL	COSTOS REALES FINALES
ANC1898	15-04-16	67	CPB	1035'-1094'	40'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1170' y PKR 4 1/2" @ 990'	\$ 91 330
ANC1894	17-04-16	67	CPB	1263'-1409'	53'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1714' y PKR 4 1/2" @ 1500'	\$ 125 464
ANC1896	19-04-16	67	CPB	1470'-1520'	32'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1864' y PKR 4 1/2" @ 1580'	\$ 138 150
ANC1890	21-04-16	67	CPB	1163'-1324'	43	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 5" @ 1350' y PKR 5" @ 1280'	\$ 117 597
ANC1911	23-04-16	67	CPB	1135'-1176'	29'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1272' y PKR 4 1/2" @ 1080'	\$ 91 785
ANC1874	25-04-16	73	CPB	947'-987'	21'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 5" @ 1031' y PKR 5" @ 880'	\$ 89 276
ANC1879	27-04-16	72	CPB	1180'-1323'	27'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 5" @ 1383' y PKR 5" @ 680'	\$ 115 798
ANCFA21	30-04-16	66	CPB	1000'-1096	34'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 5" @ 1300' y PKR 5" @ 920'	\$ 125 563
ANC1912	01-05-16	Tigre	ST	1133'-1265'	45'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1470' y PKR 4 1/2" @ 1050'	\$ 122 169
ANC1915	03-05-16	67	CPB	1809'-1847'	18'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1938' y PKR 4 1/2" @ 1720'	\$ 93 166
ANC1925	06-05-16	70	SO	505'-821'	60'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 980' y PKR 4 1/2" @ 380'	\$ 99 782
ANC1718	07-05-16	67	CPB	942'-1016'	33'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1264' y PKR 4 1/2" @ 800'	\$ 105 838
ANC1387	09-05-16	72	CPB	1064'-1097'	16'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 5 1/2" @ 1312' y PKR 5 1/2" @ 950'	\$ 108 444
ANC1905	10-05-16	67	CPB	1685'-1782'	28'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1865' y PKR 4 1/2" @ 1600'	\$ 102 471
ANC1913	15-05-16	Tigre	ST	848'-1046'	37'	I	1 Etapa de Fractura con CIBP 4 1/2" @ 1138' y PKR 4 1/2" @ 800'	\$ 129 138
TOTAL								\$ 1 655 973

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

Luego de realizados los trabajos se obtuvieron resultados positivos en 8 pozos mediante 8 trabajos de fractura y en los 7 pozos restantes no se obtiene producción incremental en las mediciones posteriores en estos pozos.

Los pozos exitosos son: ANC1898, ANC1894, ANC1896, ANC1890, ANC1879, ANCFA41, ANC1912 y ANC1925 con un trabajo de fractura cada uno; mientras que en los pozos ANC1911, ANC1874, ANC1915, ANC1718, ANC1387, ANC1905 y ANC1913 no se obtienen los resultados esperados.

La Tabla 3.13 muestra los resultados de los Pozos Exitosos. Dentro de los pozos exitosos se consideran a los pozos que obtuvieron una producción incremental, aunque no comparable con los pronósticos que se esperaban al inicio de esta campaña.

Tabla 3.13. Resultados Pozos Exitosos - Campaña 2016-1

Información General del Pozo				FRACTURAMIENTO HIDRAULICO					OBSERVACIONES
Pozo	Area	FM	Tubería de Revestimiento	Fecha de Fractura	Intervalo	Producción Antes (BPPD)	Producción Despues (BPPD)	Producción Incremental (BPPD)	
ANC1898	67	CPB	4 1/2"	15-04-16	1035'-1094'	1	32	31	Pozo Produciendo por BM
ANC1894	67	CPB	4 1/2"	17-04-16	1263'-1409'	3	19	16	Pozo Produciendo por BM. No se realizó etapa II de Fractura
ANC1896	67	CPB	4 1/2"	19-04-16	1470'-1520'	3	10	7	Pozo con tubería de Swab atrapada. Fluyente. No se realizó etapa II de Fractura
ANC1890	67	CPB	5"	21-04-16	1163'-1324'	0,5	8	7	Pozo Produciendo por BM.
ANC1879	72	CPB	5"	27-04-16	1180'-1323'	0	38	38	Pozo Produciendo por BM. No se realizó etapa II de Fractura
ANCFA21	66	CPB	5"	30-04-16	1000'-1096'	0	3	3	Pozo Produciendo por BM. No se realizó en intervalo mas prospectivo por falta de cemento
ANC1912	Tigre	ST	4 1/2"	01-05-16	1133'-1265'	1	32	31	Pozo produciendo por BM. Realizar limpieza de arena en fondo, cubre 75% de intervalos fracturados
ANC1925	70	SO	4 1/2"	06-05-16	505'-821'	0,5	17	17	Pozo produciendo por BM
TOTAL						9	159	150	

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

La Tabla 3.14 muestra los resultados de los pozos No Exitosos, los problemas principales ocurridos durante estos trabajos tienen que ver con el estado actual del pozo en su completación, en varios de ellos se detectaron posible colapso de casing, por lo que durante el tratamiento los productos se perdieron en la zona colapsada.

Tabla 3.14. Resultados Pozos No Exitosos - Campaña 2016-1

Información General del Pozo				FRACTURAMIENTO HIDRAULICO					Causas Analizadas
Pozo	Area	FM	Tubería de Revestimiento	Fecha de Fractura	Intervalo	Producción Antes (BPPD)	Producción Despues (BPPD)	Producción Incremental	
ANC1911	67	CPB	4 1/2"	23-04-16	1135'-1176'	1,5	1,2	-0,3	Trabajo NO exitoso en la FM CPB. Se correlacionó con ANC1898, exitoso. Intervalos adicionales no aportan.
ANC1874	73	CPB	5"	25-04-16	947'-987'	3,0	0,3	-2,7	Trabajo NO exitoso en la FM CPB. La fractura no aporta. Producción anterior se pierde.
ANC1915	67	CPB	4 1/2"	03-05-16	1809'-1847'	3,5	1,6	-2,0	Pozo produciendo por BM. Casing Roto, no permite limpieza de arena. Intervalos adicionales no aportan.
ANC1718	67	CPB	4 1/2"	07-05-16	942'-1016'	0,0	0,0	0,0	Produce solamente agua de formación. Posible Casing roto.
ANC1387	72	CPB	5 1/2"	09-05-16	1064'-1097'	0,0	1,1	1,1	Pozo produciendo por BM. No se realizó etapa II de fractura. Intervalos adicionales no aportan lo esperado.
ANC1905	67	CPB	4 1/2"	10-05-16	1685'-1782'	2,0	1,1	-0,9	Pozo produciendo por BM. Pendiente limpieza del pozo. Probable daño por Gel de Fractura.
ANC1913	Tigre	ST	4 1/2"	15-05-16	848'-1046'	3,0	1,6	-1,4	Pozo produciendo por BM. Fractura en FM CPB. No se realizó en el intervalo más prospectivo por falta de cemento.
TOTAL						13,0	6,9	-6,1	

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

En los otros pozos, en donde se realizaron disparos adicionales, simplemente estos nuevos intervalos no aportaron producción. En los pozos en los cuales se estimaba realizar una segunda etapa de fractura, debido a las condiciones del cemento en la primera etapa, en todos los pozos se decidió suspender la segunda etapa por este motivo.

Utilizando los datos de presión y caudal obtenidos durante los trabajos de fracturamiento, se realizó un análisis de presión para cada trabajo de fractura utilizando el software FieldProd de CPVEN. La Tabla A1.2 incluida en el Anexo-1, muestra los resultados del análisis de Presión de las 8 fracturas desarrolladas en los 8 pozos con resultados positivos.

De las interpretaciones desarrolladas se obtiene que la longitud de fractura promedio es de alrededor de 162 pies, así como la altura de fractura promedio es de 151 pies. El ancho de fractura promedio se sitúa en alrededor de 0.085 pulg., la conductividad de fractura promedio de alrededor de 2177 md-pie. El factor de daño promedio (S) está en alrededor de -5,14 y la permeabilidad promedio de la formación en 1,33 md.

Evaluación económica campaña 2016-1

Luego de los trabajos realizados en los meses de Abril y Mayo de 2016 se obtiene una regular producción inicial en los pozos exitosos, pero que declina muy rápidamente, evidenciando que la presión del yacimiento no es suficiente para aportar fluido hasta la cara del pozo.

Con el fin de realizar una evaluación económica de la campaña de trabajos realizados en el año 2016-1, se proyectó la producción real de los pozos antes de los trabajos, así como también la producción lograda luego de los trabajos de fracturamiento; la diferencia de las 2 curvas nos dará la producción real incremental debida exclusivamente a las fracturas. La Figura 3.14 nos muestra las curvas obtenidas.

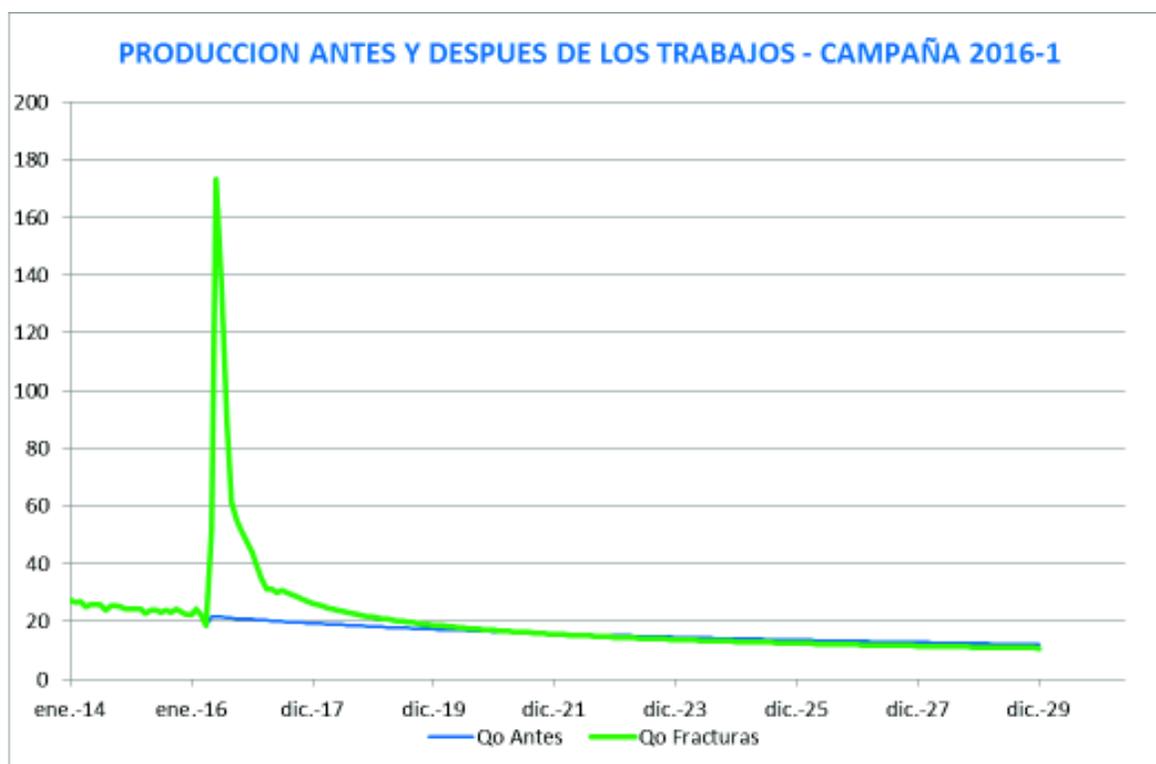


Figura 3.14. Producción Antes y Después de los Trabajos. Campaña 2016-1
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Usando la producción incremental y el costo de los trabajos realizados en la campaña 2016-1 se construyó un modelo económico que determina que la campaña 2016-1 con los resultados logrados, no fue rentable por cuanto no recuperó la inversión realizada ya que tanto el TIR como el VAN muestran resultados negativos, el modelo se presenta en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Evaluación Económica. Campaña 2016-1

<i>Período</i>	<i>Flujo de Fondos</i>		
0	-1 655 973	TIR	-32,42%
2016	601 905	VAN	-\$ 928 941
2017	146 317		
2018	65 607		
2019	30 506		
2020	12 141		

Elaborado por: Francisco Paz

3.3.5. Campaña 2016-2

Resultados campaña 2016-2

Para la segunda campaña del año 2016 se seleccionaron 7 pozos: ANC3007, ANC1987, ANC1724, ANC0504, ANC1933, ANC1253, y TIG0037, donde el criterio de selección fue básicamente, pozos que tengan nuevos intervalos por disparar y en los cuales se realizaría además el fracturamiento hidráulico. La Tabla 3.16 muestra los trabajos propuestos, la producción esperada y el acumulado de producción estimado para los 7 pozos seleccionados. En todos los pozos es necesario disparar nuevos intervalos, previo al trabajo de fracturamiento.

Después de realizados los 7 trabajos, se espera una producción incremental de 118 bls/día y un acumulado de producción de 150 123 bls al final del contrato.

Tabla 3.16. Propuesta - Campaña 2016-2

POZO	FORMACION	AÑO DE PERFORACION	TUBERIA DE REVESTIMIENTO	Tope Cemento Estimado por volumen	INTERVALOS	Qo Incremental (BPPD)	Np a final del contrato Bls.	DETALLE OPERACIONAL
ANC3007	PB	Sep-97	CSG 5" API 18#	No se dispone	2066'-2098'	25	34 632	Punzados + Tapon 2 Etapas a traves de Tubing
ANC1987	ST	Ene-67	CSG 4 1/2"	2500'	2790'-2810'	14	18 152	Punzados + Tapon 1 Etapa a traves de Tubing
ANC1724	ST	Mar-63	CSG 4 1/2"	1550'	2228'-2296'	12	16 624	Punzados + Tapon 1 Etapa a traves de Tubing
ANC0504	AT	Ago-46	CSG 4 3/4"	No se dispone	3630'-3873'	30	41 559	Punzados + Tapon 1 Etapa a traves de Tubing
ANC1933	ST	Sep-64	CSG 4 1/2"	2200'	2480'- 2569'	14	14 884	Punzados + Tapon 1 Etapa a traves de Tubing
ANC1253	AT	Sep-60	CSG 4 1/2"	3300'	3470' - 3560'	12	9 963	Punzados + Tapon 1 Etapa a traves de Tubing
TIG0037	AT	Jun-49	CSG 6 5/8"	2362'	2330' - 2620'	11	14 309	Punzados + Tapon 1 Etapa a traves de Tubing
TOTAL						118	150 123	

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

La Tabla 3.17 muestra los trabajos efectivamente realizados en el campo para cada pozo y los costos incurridos. De manera general se siguió la programación prevista con pocas modificaciones debido a situaciones operativas. Un cambio importante con respecto a lo programado fue, que en el pozo ANC3007 se realizó solamente una fractura, aun cuando en la programación constaba que se realizaría una segunda etapa de fractura en la

formación PB. Esta no se realizó por cuanto se encontró con un bajo gradiente de fractura.

Tabla 3.17. Trabajos Realizados - Campaña 2016-2

POZO	FECHA	AREA	FORMACION	INTERVALOS	ESPESOR ABIERTO	ETAPAS DE FRACTURA	DETALLE OPERACIONAL	COSTOS REALES FINALES
ANC3007	29-11-16	66	PB	2066'-2098'	30'	I	Fracturamiento en 1 etapa al intervalo 2054' - 2104'	\$ 153 778
ANC1987	04-12-16	68	ST	2790'-2810'	20'	I	Fracturamiento en 1 etapa al intervalo 2790' - 2810'	\$ 130 515
ANC1724	28-12-16	71	ST	2228'-2296'	30'	I	Fracturamiento en 1 etapa al intervalo 2228' - 2296'	\$ 144 082
ANC0504	06-01-17	66	AT	3630'-3873'	20'	NO	Se decide NO fracturar por Minifrac sin respuesta	\$ 94 799
ANC1933	30-12-16	68	ST	2480' - 2569'	10'	NO	Fracturamiento no exitoso por comunicación con superficie	\$ 81 255
ANC1253	31-12-16	67	AT	3470' - 3560'	30'	NO	Se decide NO fracturar por bajo Gradiente Gf.	\$ 104 455
TIG0037	01-01-17	Tigre	AT	2330' - 2620'	20'	NO	Se cañoneó en AT Obstrucción a 2190'.	\$ 40 359
TOTAL								\$ 749 243

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

El único pozo exitoso es el ANC3007, con un trabajo de fractura; mientras que en los pozos ANC1987, ANC1724, ANC0504, ANC1933, ANC1253 y TIG0037 no se obtienen los resultados esperados. La Tabla 3.18 muestra los resultados de los Pozos Exitosos. El pozo ANC3007 dio una producción incremental de 33 bls/día los primeros días aunque luego decrece de forma agresiva su producción.

Tabla 3.18. Resultados Pozos Exitosos - Campaña 2016-2

Información General del Pozo				Fracturamiento Hidraulico			
Pozo	Area	FM	Intervalo	Producción Antes (BPPD)	Producción Despues (BPPD)	Producción Incremental	OBSERVACIONES
ANC3007	66	PB	2066'-2098'	4	37	33	Fractura Etapa I 2066'-2098' formación PB. OK. No se realizó etapa II por bajo Gradiente. Gf = 0,51

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

La Tabla 3.19 muestra los resultados de los pozos No Exitosos, los problemas principales ocurridos durante estos trabajos tienen que ver con el estado actual del pozo en su completación, en varios de ellos se detectaron posible colapso de casing, por lo que durante el tratamiento los productos se perdieron en la zona colapsada.

Además, en dos pozos se tuvieron dificultades durante la operación que resultaron en herramientas no recuperadas del pozo, que significaron trabajos no productivos.

Tabla 3.19. Resultados Pozos NO Exitosos - Campaña 2016-2

Información General del Pozo				Fracturamiento Hidraulico	
Pozo	Area	FM	Intervalo	Producción Incremental	Causas Analizadas
ANC1987	68	ST	2790'-2810'	0	Aporte de lodo de nivel somero por posible casing roto. Establecer gradiente mínimo de fractura para intervenir un pozo en la formación ST.
ANC1724	71	ST	2228'-2296'	0	Se limpió pozo hasta RBP (2300'). Sacando RBP para evaluar pozo, se quedó pescado Overshot a 2290'. Comunicación entre CSG de 4 1/2 y 8 5/8.
ANC0504	66	AT	3630'-3873'	0	Alta admisión de fluido sin tener presión de ruptura, esto ocurre debido a que dentro del intervalo se presentan muchas intercalaciones y una de ellas con bajo gradiente (depletada).
ANC1933	68	ST	2480'- 2569'	0	Comunicación por arriba del PKR de agente propante por evidente ruptura de casing o a través del PKR
ANC1253	67	AT	3470' - 3560'	0	Se realizó minifrac con 90 bls de Gel Lineal a 22 bpm, Gf: 0.45 psi/ft. No se fractura por bajo Grad.
TIG0037	Tigre	AT	2330' - 2620'	0	Disparos a nuevo intervalo. Se detecta posible colapso a 2190'.

Fuente: (Pacifpetrol, 2016).

En uno de los pozos (ANC1933), a pesar de contar con registro de corrosión, este no fue suficiente para detectar sitios de fisuramiento del revestidor, por lo que es necesario realizar previo a los trabajos, pruebas de presión para integridad del revestimiento. En los otros pozos, en donde se realizaron disparos adicionales, al igual que en las campañas anteriores, los nuevos intervalos no aportaron producción.

En el caso del pozo ANC1253, con los resultados del minifrac donde se determina un gradiente de fractura de 0,45 psi/pie, se decide no realizar el trabajo de fracturamiento.

Utilizando los datos de presión y caudal obtenidos durante el trabajo de fracturamiento, se realizó el análisis de presión para el único trabajo de esta campaña utilizando el software FieldProd de CPVEN. La Tabla A1.3 incluida en el Anexo-1, muestra los resultados del análisis de Presión de la fractura desarrollada en el pozo ANC3007 con resultados positivos.

De las interpretaciones desarrolladas se obtiene que la longitud de fractura es de alrededor de 112 pies, así como la altura de fractura es de 36 pies. El ancho de fractura

es de 1,06 pulgadas y la conductividad es de alrededor de 17723 md-pie. El factor de daño promedio (S) está en alrededor de -4,9 y la permeabilidad promedio de la formación en este caso no se pudo determinar.

Evaluación económica campaña 2016-2

El pozo ANC3007 es el único pozo que incrementó producción en esta campaña, pues de una producción de 4 bppd, luego del trabajo de fractura en el primer mes resultó con una producción de 37 bppd que fue declinando fuertemente hasta estabilizarse en una producción de 2 bppd. Debido a estos resultados no es necesario realizar una evaluación económica pues los resultados de esta campaña son negativos totalmente.

3.4. Plan de Perforación de Nuevos Pozos en el Área Certeza

En vista de los pobres resultados obtenidos de las campañas de Fracturamiento en pozos antiguos, en los que uno de los aspectos fundamentales fue el estado mecánico de los pozos, en un trabajo conjunto con la empresa Pacifpetrol se ha decidido acelerar la campaña de perforación de nuevos pozos e implementar los trabajos de fracturamiento en los mismos, ejecutándolos inmediatamente después de la perforación para evaluar los pozos en mejor forma.

Teniendo como objetivo primordial el incrementar la producción del campo se ha preparado un plan de perforación de pozos a partir de nuevos prospectos y de pozos de relleno en áreas ya desarrolladas que permitirá además, drenar las reservas de hidrocarburos y de esta manera ampliar el plan de desarrollo de los campos. Para el inicio de la campaña, se ha seleccionado el área Certeza al sur del bloque (Figura 3.15), donde se han ubicado los nuevos pozos a perforar.

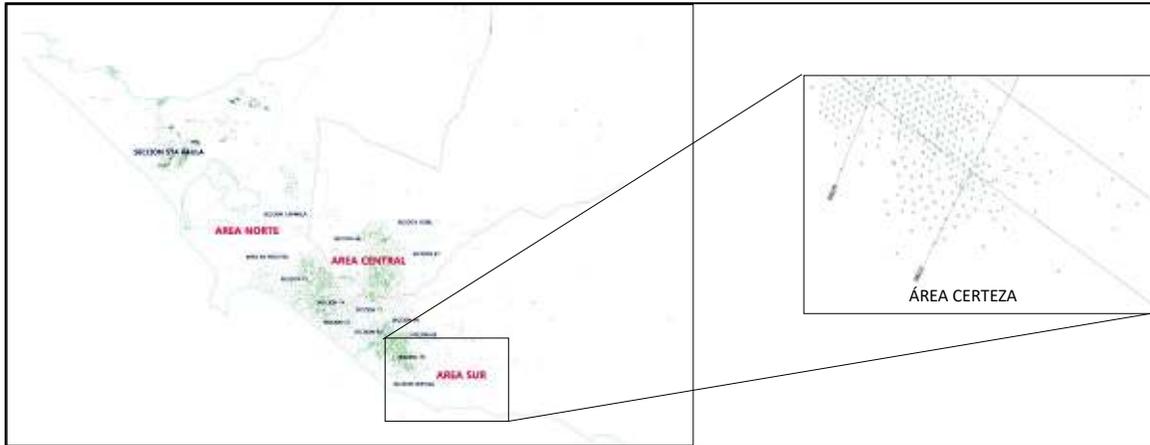


Figura 3.15. Ubicación Geográfica del área de nuevos pozos.
Fuente: (Pacifpetrol, 2014)

En la Figura 3.16 se muestra un mapa estructural con las ubicaciones de los 13 pozos seleccionados (círculos blancos). Se escogió esta área por cuanto se dispone de los reservorios Atlanta y Santo Tomás los más profundos en el bloque que han aportado con buenos resultados de producción, además que se dispone de información en la zona.

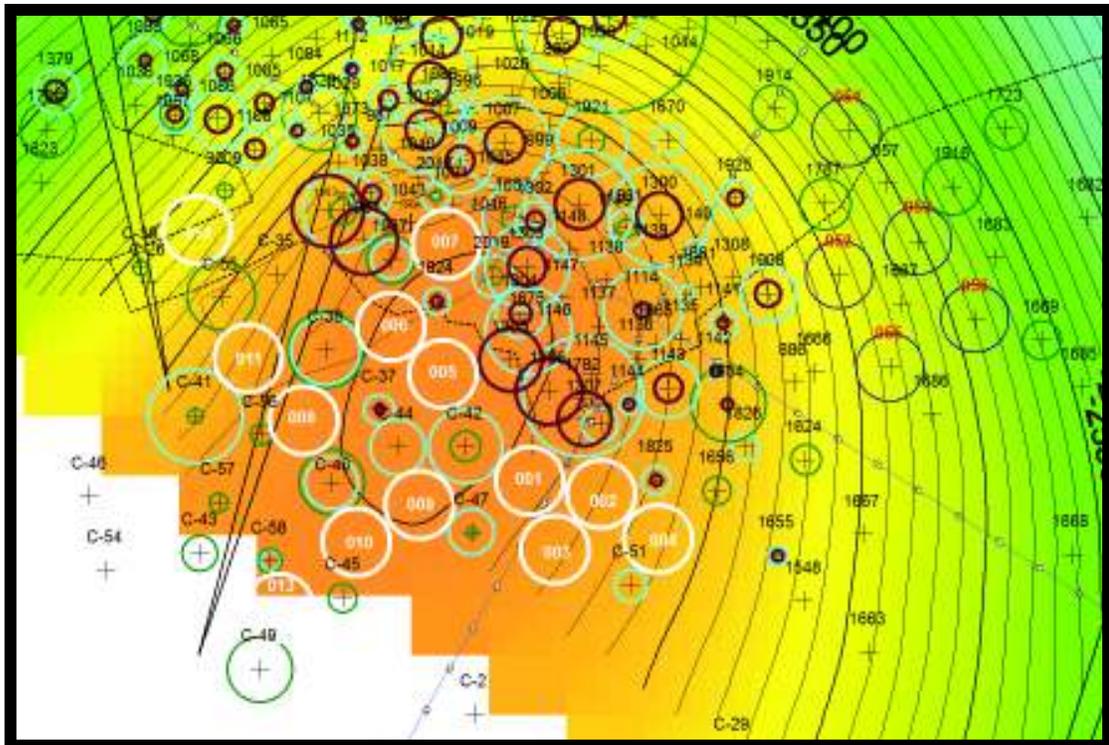


Figura 3.16. Mapa Estructural con las ubicaciones de los nuevos pozos en Certeza.
Fuente: (Pacifpetrol, 2014)

3.4.1. Interpretación petrofísica FM. Atlanta y Santo Tomás

Utilizando los registros eléctricos disponibles se elaboró la interpretación petrofísica para los reservorios Atlanta y Santo Tomás que son los objetivos en esta área. La Figura 3.17 presenta la interpretación petrofísica para la Formación Atlanta, mientras que la Figura 3.18 despliega la interpretación petrofísica para la Formación Santo Tomás.

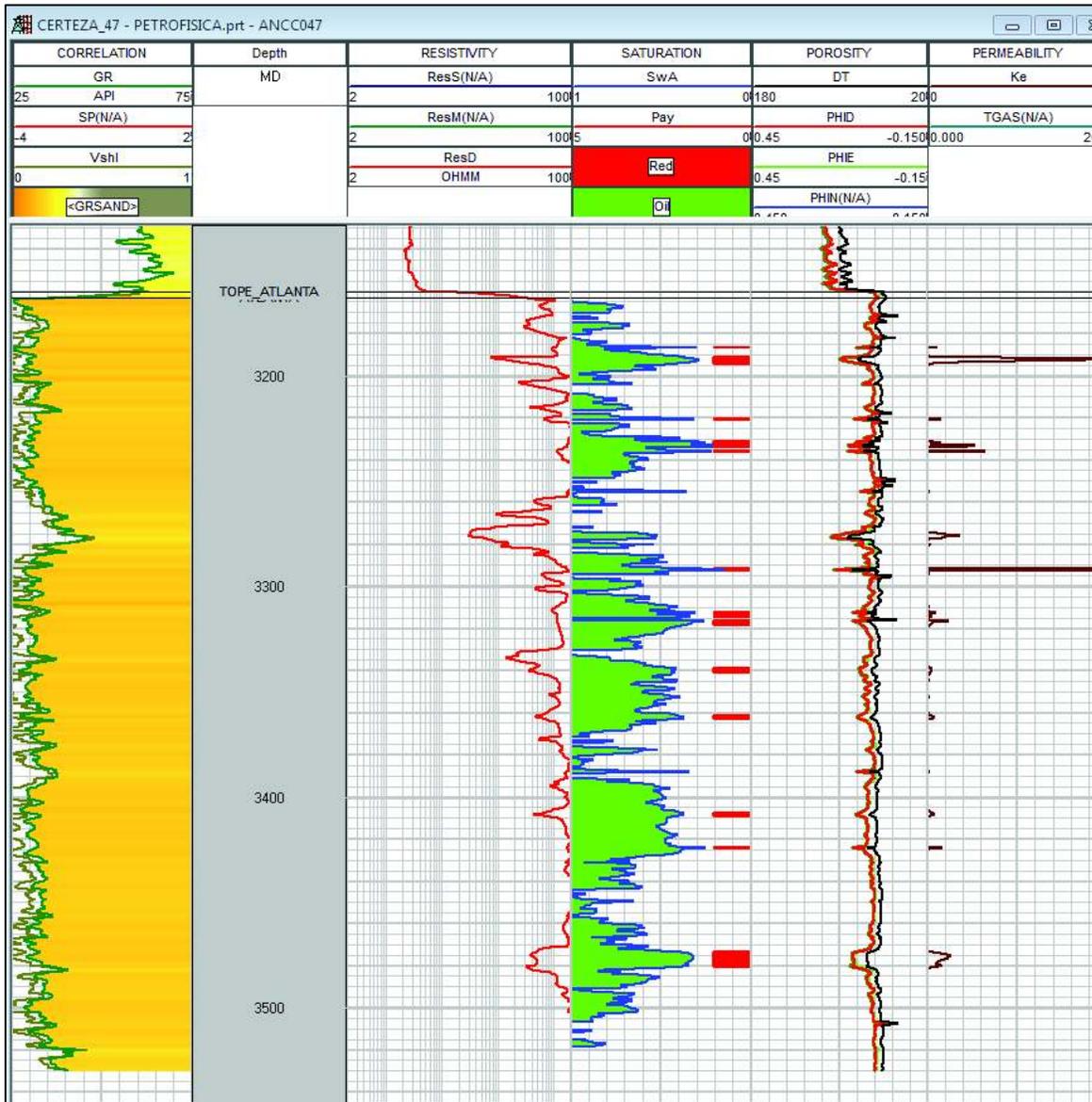


Figura 3.17. Interpretación Petrofísica pozo ANCC047 Fm. Atlanta.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

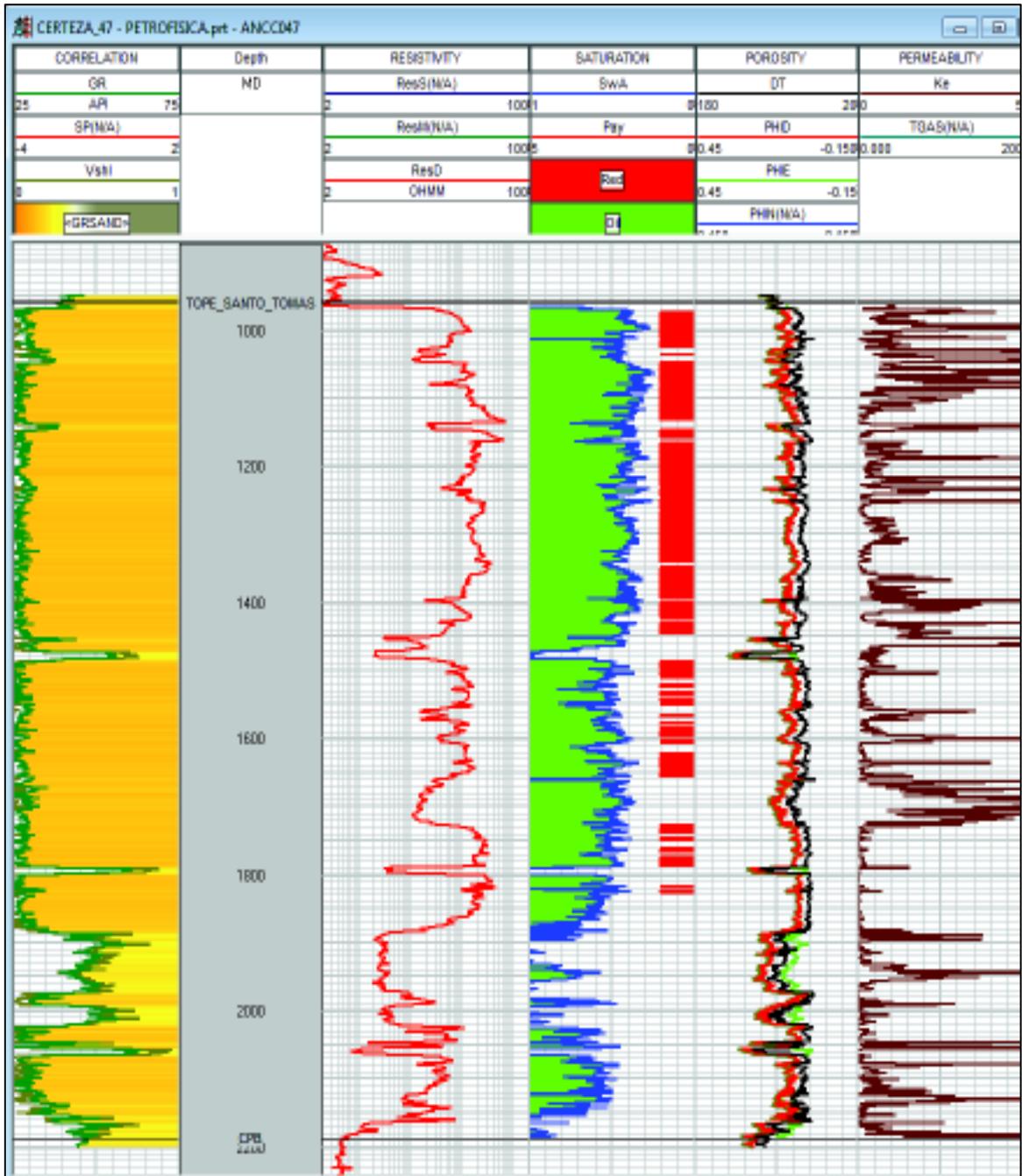


Figura 3.18. Interpretación Petrofísica pozo ANCC047 Fm. Santo Tomás.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

La Tabla 3.20 resume las propiedades petrofísicas de las Formaciones Santo Tomás y Atlanta en el área de Certeza.

Tabla 3.20. Parámetros Petrofísicos de las Formaciones. Atlanta y Santo Tomás.

Formación	Permeabilidad Ko (md)	Porosidad Φ (%)	Sat. Agua Sw (%)	Sat. Petróleo So (%)	Sat. Gas Sg (%)
Santo Tomás	0,9	9	50	49	1
Atlanta	0,7	10	50	49	1

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

3.4.2. Diseño de las fracturas hidráulicas

El objetivo de este trabajo es planificar el incremento de la producción en el Bloque GGV mediante los trabajos de fractura hidráulica, de la realización del estudio se ha determinado que para cumplir con esa meta, la forma confiable es perforar nuevos pozos y fracturarlos antes de entrar a producción.

En la zona de Certeza donde están ubicados los pozos nuevos se seleccionaron 3 pozos análogos para utilizar sus datos en el diseño de las fracturas, los pozos tipo son ANC0790 para la formación Atlanta, ANC1886, ANC1277 y ANC1968 para la formación Santo Tomás, porque se encuentran ubicados cerca a los pozos proyectados y porque muy probablemente se encontrarán los mismos espesores y reservorios que en los pozos de referencia.

El diseño de la fractura fue realizado usando el Software FieldPro para lo cual se utilizó la información de los pozos ya fracturados en el área, y a través de la interpretación de los registros eléctricos de los pozos tipo, se determinó el número de etapas que se debe fracturar por reservorio.

Espesores y etapas a fracturar

Usando la evaluación petrofísica de los pozos que se dispone en los archivos de Pacifpetrol, se seleccionaron 2 intervalos en la Fm. Atlanta y 3 en la Fm Santo Tomas, que presentan buena calidad de reservorio, con lo cual a su vez se definieron las etapas a ser fracturadas, como se muestra en la Tabla 3.21:

Tabla 3.21. Etapas de las Fm. Atlanta y Santo Tomás a ser fracturadas.

Etapas	Formación	Intervalo		Punto	Esesor
		Tope	Base	Medio	Neto
		Pies	Pies	Pies	Pies
1era	Atlanta	3210	3230	3220	20
2da	Atlanta	2824	2854	2839	30
3era	Santo Tomás	2500	2520	2510	20
4ta	Santo Tomás	2260	2360	2310	40
5ta	Santo Tomás	1636	1720	1678	38

Elaborado por: Francisco Paz

Por lo que se determina que todo el intervalo a ser cañoneado y fracturado tiene un espesor neto promedio de 148 pies, es decir que en la Fm Atlanta se va a cañonear alrededor de 50 pies y en la Fm Santo Tomas aproximadamente 98 pies.

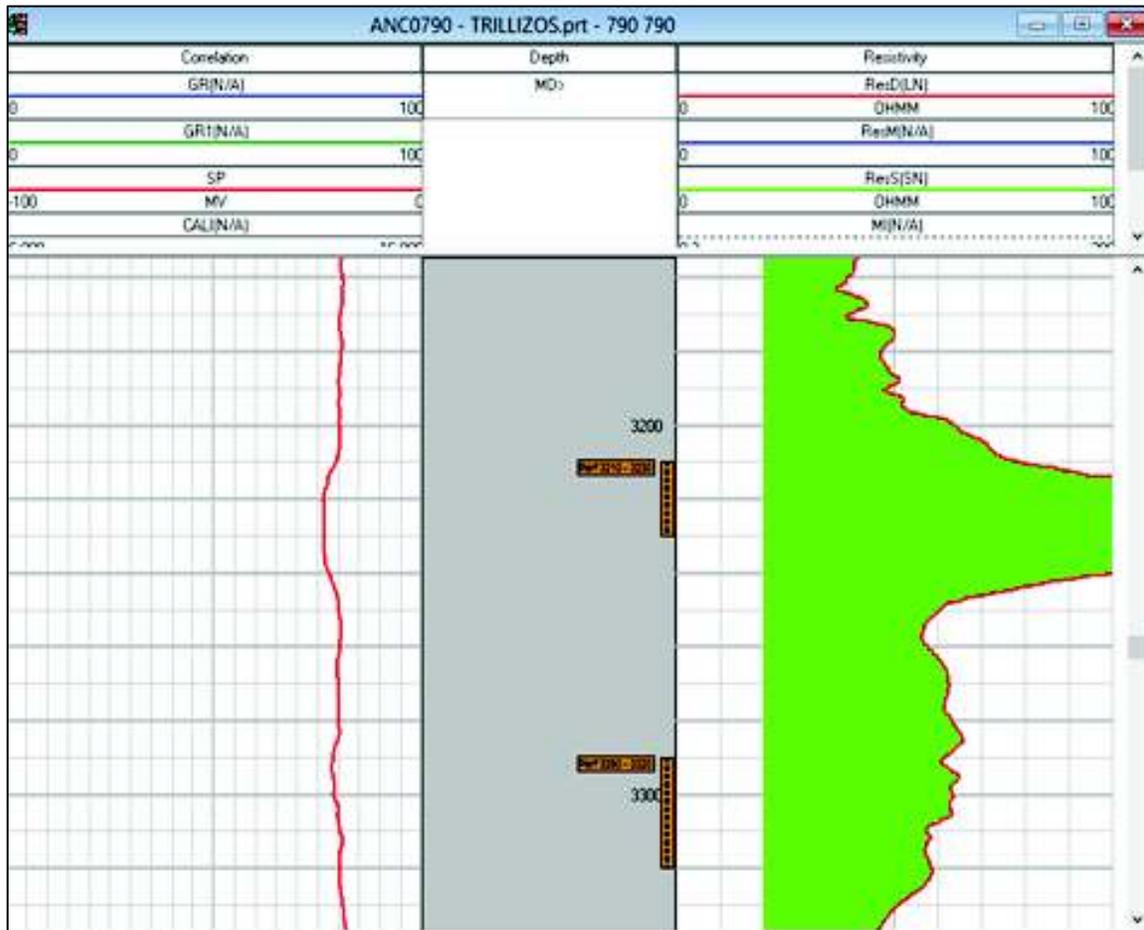


Figura 3.19. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 3210'-3230' Formación AT.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

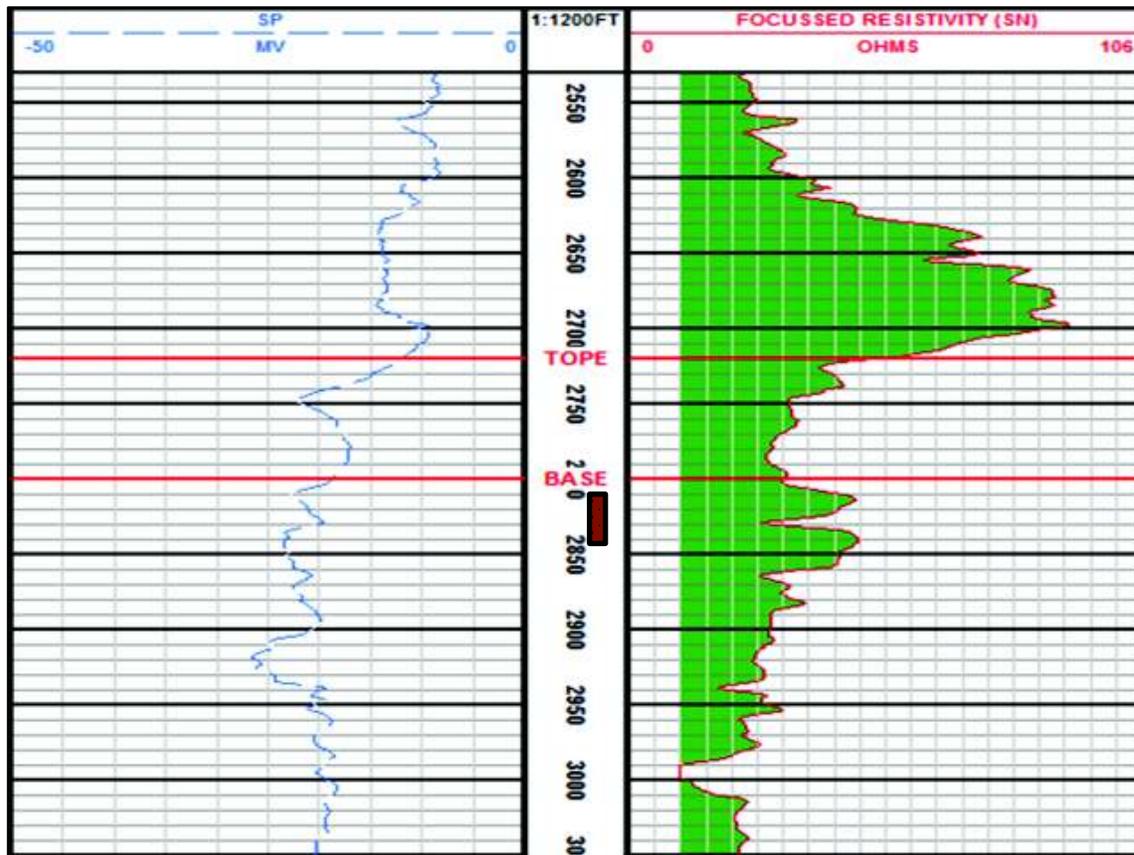


Figura 3.20. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 2824'-2854' Formación AT.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

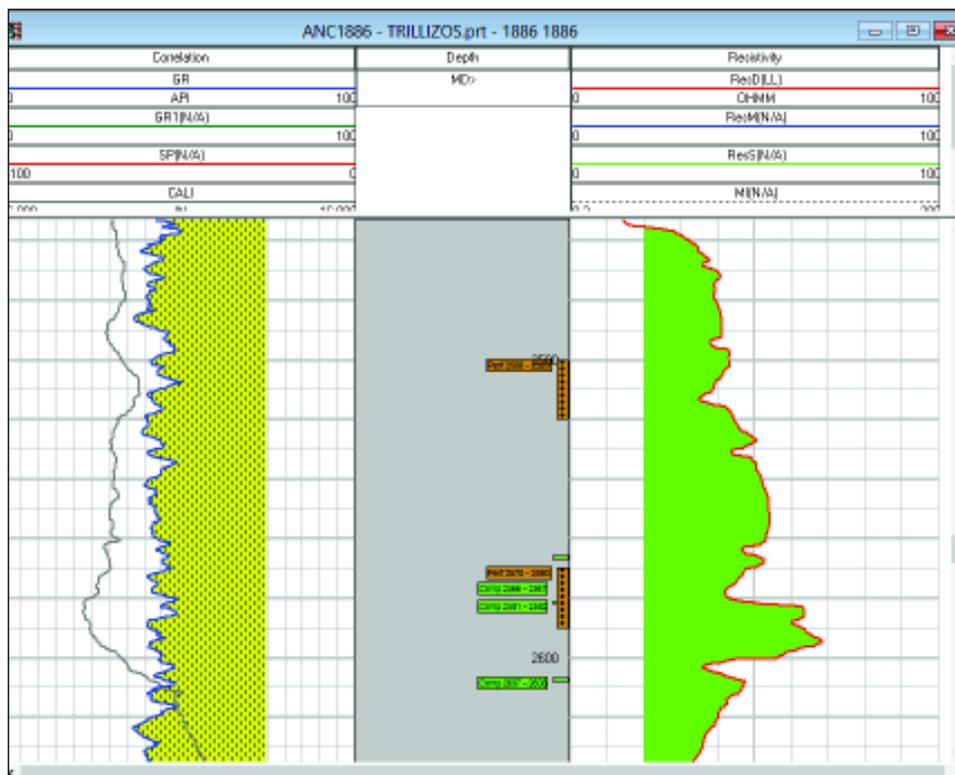


Figura 3.21. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 2500'-2520' Formación Santo Tomás.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

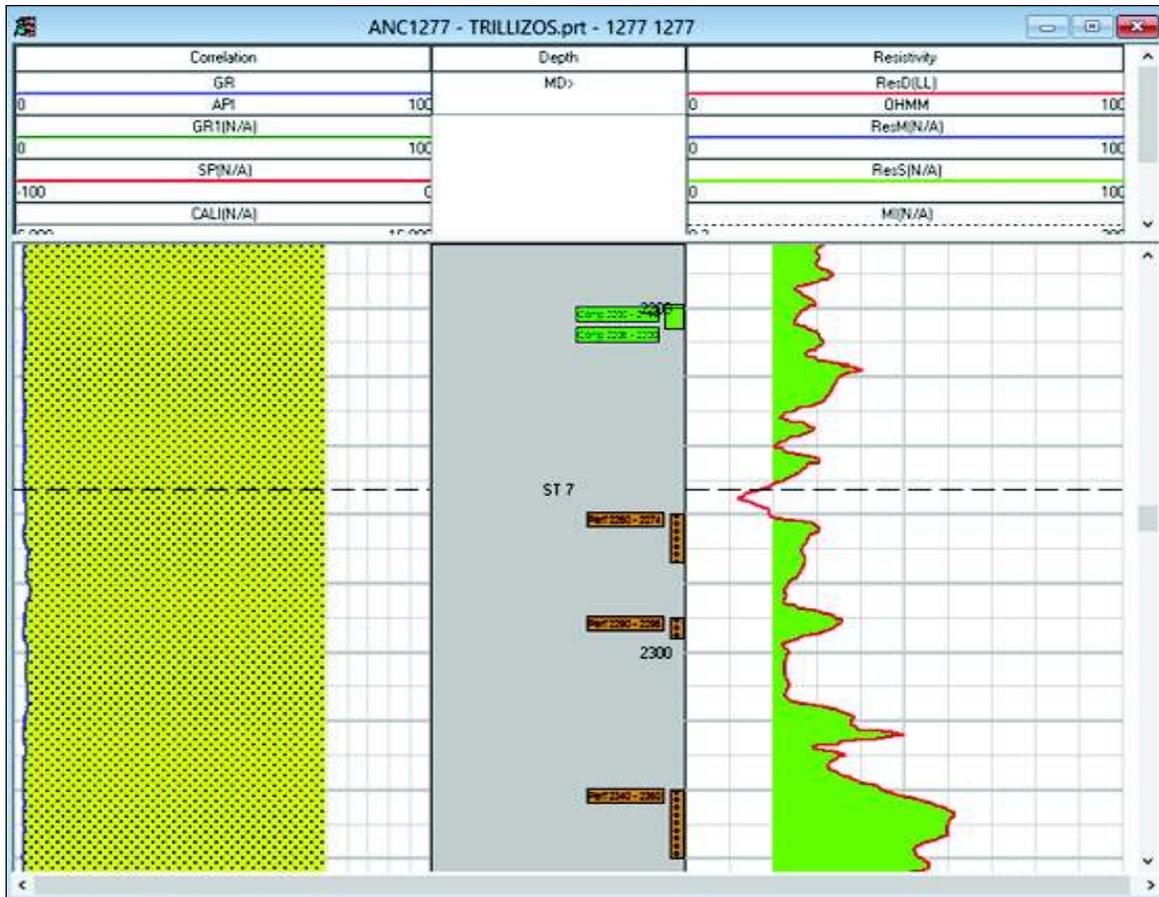


Figura 3.22. Registro del pozo ANC0790, Intervalo 2260'- 2360' Formación Santo Tomás.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

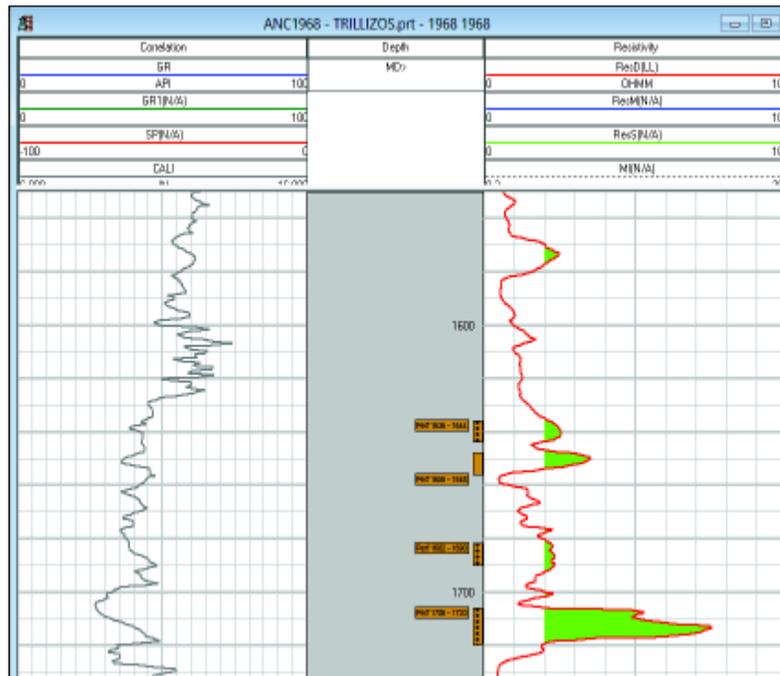


Figura 3.23. Registro del pozo ANC1968, Intervalo 1636'- 1720' Formación Santo Tomás.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

En la formación Atlanta se realizarán disparos en 2 intervalos de 20 pies y 30 pies respectivamente, mientras que en Santo Tomás se realizarán disparos en 3 intervalos con intervalos de 20, 40 y 38 pies, dando un espesor total promedio a ser disparado de 148 pies, para lo cual se utilizarán cañones de 3 1/8" a 6dpp. La interpretación petrofísica de los intervalos programados se presenta en las Figuras 3.19 y 3.20 para la Formación Atlanta y en las Figuras 3.21, 3.22 y 3.23 para la Formación Santo Tomás.

Selección del fluido de fractura y apuntalante

Se utilizará el fluido que provea la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento, además se llevarán a cabo pruebas de compatibilidad del fluido.

En vista que la temperatura de los yacimientos Atlanta y Santo Tomas son de 129°F y 141°F respectivamente, además que la permeabilidad de los reservorios, son bajas (< 1 md), se recomienda utilizar el sistema del fluido SA-GELMAX-BC25# (gel lineal crosslinkeado, con carga polimérica de 25) que es utilizado para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, además de transportar el agente de sostén a la fractura. Para la etapa del Minifrac y desplazamiento se recomienda utilizar 120 bls de Gel reticulado.

Apuntalante: De acuerdo a los trabajos realizados hasta la fecha por CPVEN se recomienda el uso de arena natural de fractura malla 12/20 para los yacimientos Santo Tomás y Atlanta. Cuando se especifica un agente de sostén, se detalla también su granulometría, o sea si se trata de una malla 12/20, 20/40, 30/70.

Una granulometría 12/20 significa que el agente de sostén pasa a través de un tamiz de 12 hilos por pulgada y es retenido sobre un tamiz de 20 hilos por pulgada.

En consecuencia, a mayor profundidad se deberá utilizar un agente de sostén de menor tamaño de malla. De las pruebas de laboratorio en este tipo de arenas se concluye que a presiones superiores a 4500 psi, por efecto de la rotura de los granos, sea cual sea la granulometría de la arena las conductividades terminan teniendo valores similares. Cuanta más gruesa es la arena de fractura más frágil es.

De la historia de trabajos de fracturamiento realizados en el área Certeza, se estima que el gradiente de fractura en el reservorio Atlanta esta entre 0,54 psi/pie y 0,95 psi/pie, dando un esfuerzo de cierre sobre el agente de sostén entre 1.998 psi y 3.515 psi aproximadamente, mientras que el gradiente de fractura en el reservorio Santo Tomas está entre 0,52 y 1,2 psi/pie, dando un esfuerzo de cierre de sobre el agente de sostén entre 1.586 psi y 3.660 psi aproximadamente, lo cual nos indica que la malla 12/20 puede resistir los esfuerzos de cierre que podamos encontrar en los reservorios Atlanta y Santo Tomas de los pozos nuevos. La Tabla 3.22 presenta los datos del apuntalante ha ser usado en los trabajos.

Tabla 3.22. Datos del Apuntalante (CPVEN 2017).

Nombre	Gravedad Específica	Diámetro (pulg)	Porosidad de Empaque (%)
Arena Natural 12/20	2,65	0,0496	38

Fuente: (CPVEN, 2017)

En base al diseño realizado para el pozo tipo ANC0790 se tiene un gradiente de fractura promedio para las dos etapas de la formación Atlanta de aproximadamente 0,68 psi/pie dando un esfuerzo de cierre sobre el propante de 2.516 psi y para la formación Santo Tomas se tiene un gradiente de fractura promedio aproximado para las tres etapas de 0,69 psi/pie dando un esfuerzo de cierre de sobre el agente sostén de 2104,5 psi, confirmando que la arena natural 12/20 pueden resistir los esfuerzos de cierre que se tendría en las dos formaciones.

Datos de ingeniería de reservorios

Tanto los diseños de los trabajos de estimulación como las predicciones de producción a obtener después de la ejecución, requieren de conocer las propiedades de la roca y los fluidos pertenecientes a las formaciones en estudio como son: Santo Tomás y Atlanta. A continuación, se presentan los datos que se han podido recuperar de los archivos de pozos de Pacifpetrol.

Datos de Presiones: La Tabla 3.23 muestra los datos de presión existentes para las Formaciones Santo Tomás y Atlanta en el área de Certeza.

Tabla 3.23. Presiones de Formación – Santo Tomás y Atlanta.

Formación	Profundidad del Datum (pies)	Presión Inicial (psi)	Presión de Saturación (psi)	Presión Actual Estimada (psi)
Santo Tomás	3050	1159	850	450
Atlanta	3700	1406	1017	750

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Análisis de fluidos: El área de Certeza no cuenta con Análisis de Fluidos PVT para ninguna de las formaciones de estudio, por lo cual se utilizan datos en base a correlaciones que constan en los archivos de Pacifpetrol.

La Tabla 3.24 muestra las propiedades de los fluidos para las Formaciones Santo Tomás y Atlanta.

Tabla 3.24. Propiedades de los Fluidos, formaciones Santo Tomás y Atlanta.

Formación	Grav. Esp. del Petróleo (γ_o)	Grav. Esp. del Gas (γ_g)	Rsi (scf/STB)	Temp. Yacim. (°F)	Presión de Saturación (psi)	β_{oi} (BY/BN)	β_o actual (BY/BN)	μ_{oi} (cp)	μ_o actual (cp)
Santo Tomás	0,83	0,75	290	129	850	1,14	1,12	1,62	1,64
Atlanta	0,83	0,75	346	141	1017	1,16	1,14	1,4	1,61

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Datos de radio de drenaje: Los radios de drenaje obtenidos en base a las producciones acumuladas de los pozos se visualizan en la Tabla 3.25.

Tabla 3.25. Radios de Drenaje y Áreas.

Formación	Radio r_e (metros)	Área (acres)
Santo Tomás	55	2,4
Atlanta	35	1

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Datos de compresibilidades: Las compresibilidades de los fluidos y la roca disponibles para las formaciones Santo Tomás y Atlanta se expresan en la tabla 3.26.

Tabla 3.26.

Compresibilidades de los Fluidos y la Roca.

FM.	C_o (1/psi)	C_g (1/psi)	C_w (1/psi)	C_f (1/psi)	C_r (1/psi)	C_{Total} (1/psi)
Santo Tomás	3,04E-05	2,22E-03	3,00E-06	3,86E-05	5,12E-06	4,88E-05
Atlanta	2,41E-05	1,33E-03	3,00E-06	2,67E-05	4,89E-06	3,15E-05

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Una vez determinados los intervalos a intervenir, el fluido de inyección y el agente sostén a usar en las diferentes fracturas, se realiza el diseño del trabajo y una simulación de la ejecución, así como de los potenciales resultados a obtener usando el software de la empresa CPVEN.

Los diseños para cada una de las etapas de estimulación se presentan en el Anexo 2.

3.4.3. Pronóstico de la producción y declinación de los pozos nuevos

Uno de los parámetros sustanciales a determinar para los pozos es el caudal de producción que tendrán al inicio los pozos nuevos y su declinación a través del tiempo. Su importancia viene establecida por cuanto de estos valores depende la rentabilidad del proyecto. Para esto se seleccionaron todos los pozos que producen de las arenas Santo Tomás y Atlanta en el área de Certeza, y el análisis se realizará para cada yacimiento.

La Tabla 3.27 presenta la selección de pozos para la arena Santo Tomás, mientras que la Tabla 3.28 despliega los pozos escogidos para el reservorio Atlanta.

Tabla 3.27. Pozos en Fm. Santo Tomás

ANC1659:ST	ANC2018:ST/AT
ANC1670:SO/AT	ANC2019:ST/AT
ANC1675:ST	ANCC037:CPB/ST/AT
ANC1782:ST	ANCC038:ST/AT
ANC1908:AT	ANCC040:ST/AT
ANC1921:ST/AT	ANCC041:CPB/ST
ANC1931:ST	ANCC042:ST/AT
ANC1967:ST	ANCC044:ST
ANC1986:ST/AT	ANCC047:ST/AT
ANC2014:ST/AT	ANCC058:CPB/ST

Elaborado por: Francisco Paz

Tabla 3.28. Pozos en Fm. Atlanta

POZOS FORMACIÓN ATLANTA	
ANC1622:ST/AT	ANC2014:ST/AT
ANC1624:ST/AT	ANC2018:ST/AT
ANC1657:ST/AT	ANC2019:ST/AT
ANC1683:AT	ANC3009:SO/CPB/AT
ANC1685:AT	ANCC038:ST/AT
ANC1686:AT	ANCC039:ST
ANC1723:SO/ST	ANCC040:ST/AT
ANC1794:ST/AT	ANCC043:ST/AT
ANC1916:ST	ANCC045:AT
ANC1936:ST/AT	ANCC049:ST/AT
ANC1967:ST	ANCC055:ST
ANC1986:ST/AT	ANCC056:SO/CPB/ST

Elaborado por: Francisco Paz

Pozo tipo formación Santo Tomás

Una vez identificados los pozos productores de la Fm. Santo Tomás, se procedió a graficar la producción real de los mismos, cabe mencionar que estos pozos son lo más cercanos en este reservorio a los pozos nuevos propuestos (Pozos utilizados: ver Tabla 3.27).

Se utiliza esta metodología con la finalidad de observar la tendencia de declinación en los primeros años de producción de los pozos, para obtener el perfil tipo, además de conocer el rango de producción inicial obtenido, para lo cual se normalizaron las curvas.

La figura 3.24 representa la producción real de los pozos completados en Santo Tomás en el área de estudio (Certeza).

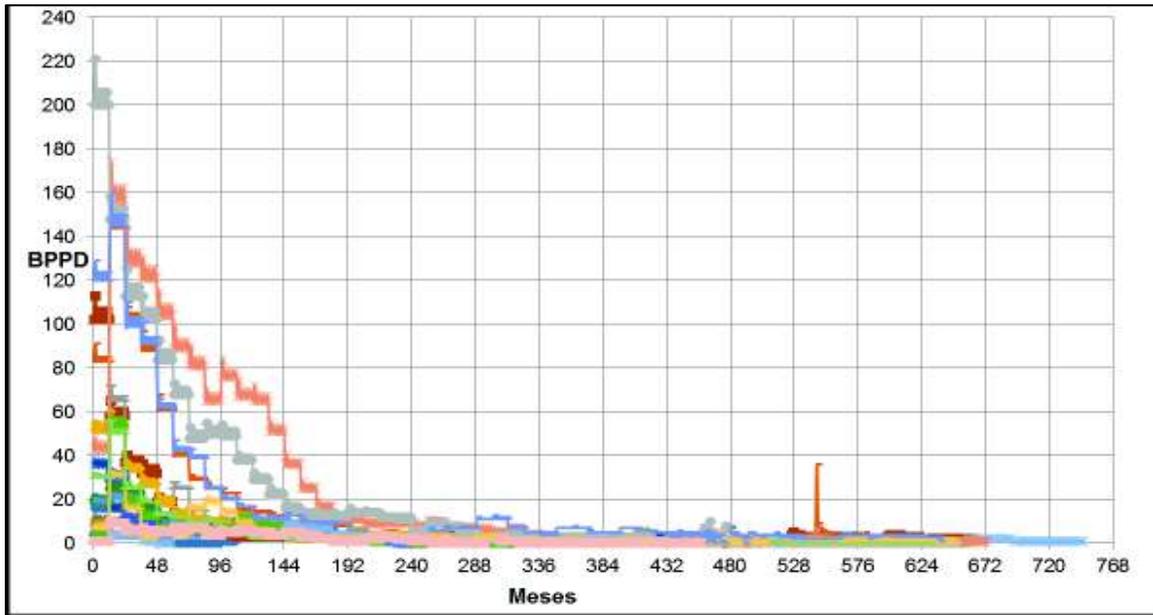


Figura 3.24. Producción Real de Pozos de la Fm. Santo Tomás.

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Como se puede ver en la gráfica, tenemos un rango muy variado de aportes iniciales que van desde 2 hasta 220 bppd, para conseguir una producción promedio se construyó un gráfico de producción normalizada promedio que relaciona todos los pozos seleccionados. La Figura 3.25 visualiza lo manifestado.



Figura 3.25. Curva Normalizada de Producción. Formación Santo Tomás.

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Como se observa en la figura 3.25, el caudal inicial promedio de los pozos en la Fm. Santo Tomás en el área Certeza está en alrededor de 55 bppd según la normalización de

las curvas de producción. A partir de este valor la producción de los pozos tiene una alta declinación que solo puede ser compensada cuando ingresan nuevos pozos o pozos con trabajos de estimulación.

Utilizando el valor de 55 bppd como producción inicial, se estima la declinación a obtener en base a la producción real de los pozos del área Certeza. En la Figura 3.26 se representan los pozos con producción inicial alrededor de 55 bppd, además de su declinación efectiva.



Figura 3.26. Declinación Real de Pozos. Formación Santo Tomás.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Con los datos reales de los pozos vecinos, se estimó la declinación de los pozos nuevos, como podemos observar en la gráfica, se ajustó la tendencia de los pozos a una declinación hiperbólica con declinación D : 0.04388 M.n. (4,39 % mensual) y un factor b : 0.625.

Con los parámetros ya definidos se generó el perfil tipo de producción para la Fm. Santo Tomás, con caudales iniciales de 55 BIs, asumiendo una declinación del tipo hiperbólica con D : 0.04388 Mn y factor b : 0.625, como se puede observar en la Figura 3.27.

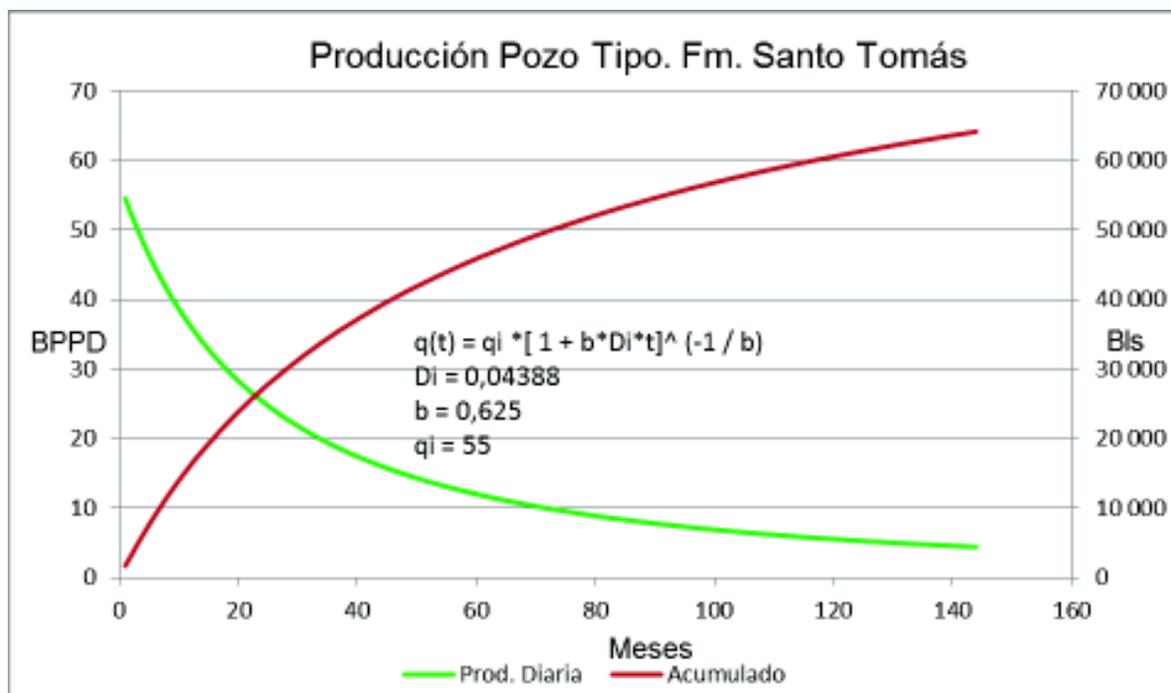


Figura 3.27. Perfil de producción Pozo tipo Fm. Santo Tomás.
Elaborado por: Francisco Paz

Se verifica que la producción acumulada del pozo tipo en este reservorio es aproximadamente 64000 bls al final de contrato (diciembre 2029), este valor se encuentra dentro del rango promedio de los pozos que han producido de Santo Tomás en el área.

Una manera de confirmar la certidumbre del perfil tipo es realizar una gráfica: Acumulado de Producción vs Producción Inicial (N_p vs Q_{oi}) para todos los pozos de la Fm. Santo Tomás, como se demuestra en la Figura 3.28 en la que para un caudal inicial de 55 Bls se obtiene una producción acumulada de 100000 bls, encontrándose el perfil del proyecto (64000 bls) que está por debajo del valor de la correlación en la Fm. Santo Tomás.

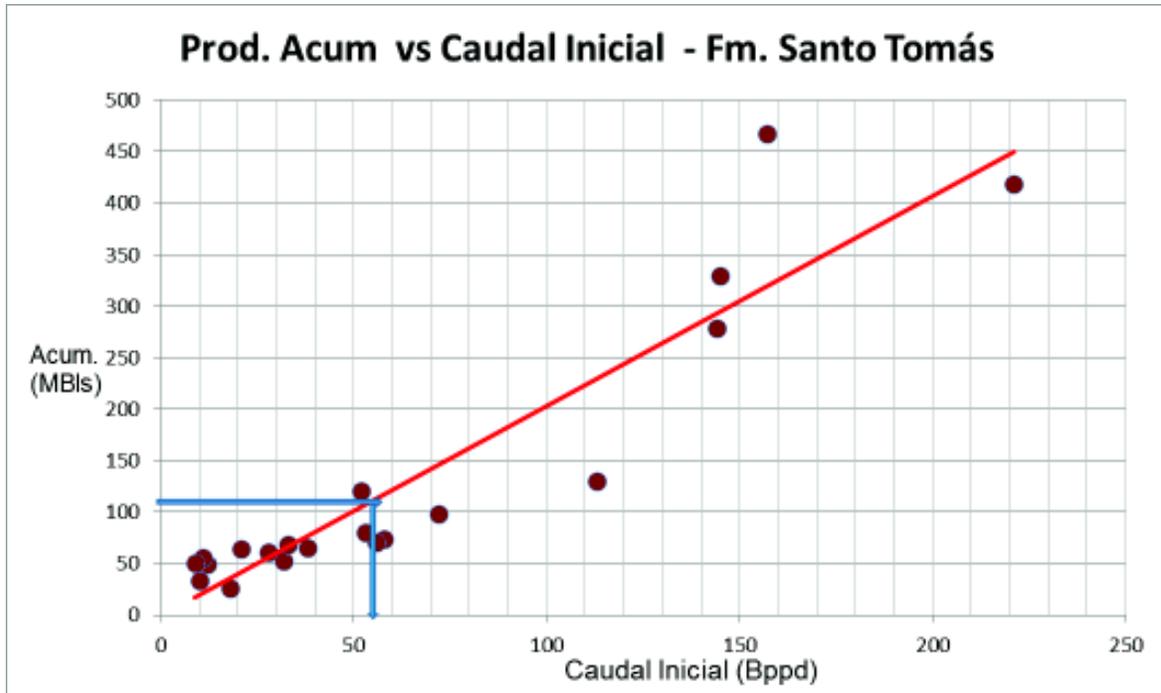


Figura 3.28. Producción acumulada Vs Caudal Inicial para la Fm. Santo Tomás.
Elaborado por: Francisco Paz

Pozo tipo formación Atlanta

La Tabla 3.28 señala los pozos que producen de la formación Atlanta más cercanos a los pozos propuestos, empleando los pozos seleccionados se grafica la producción real de cada uno en el tiempo.

Se maneja esta técnica con el propósito de verificar la tendencia de declinación en los primeros años de producción de los pozos, para obtener el perfil tipo, además de conocer el rango de producción inicial obtenido, para lo cual se normalizaron las curvas.

La figura 3.29 visualiza la producción real de los pozos con aporte del yacimiento Atlanta en la zona de Certeza.

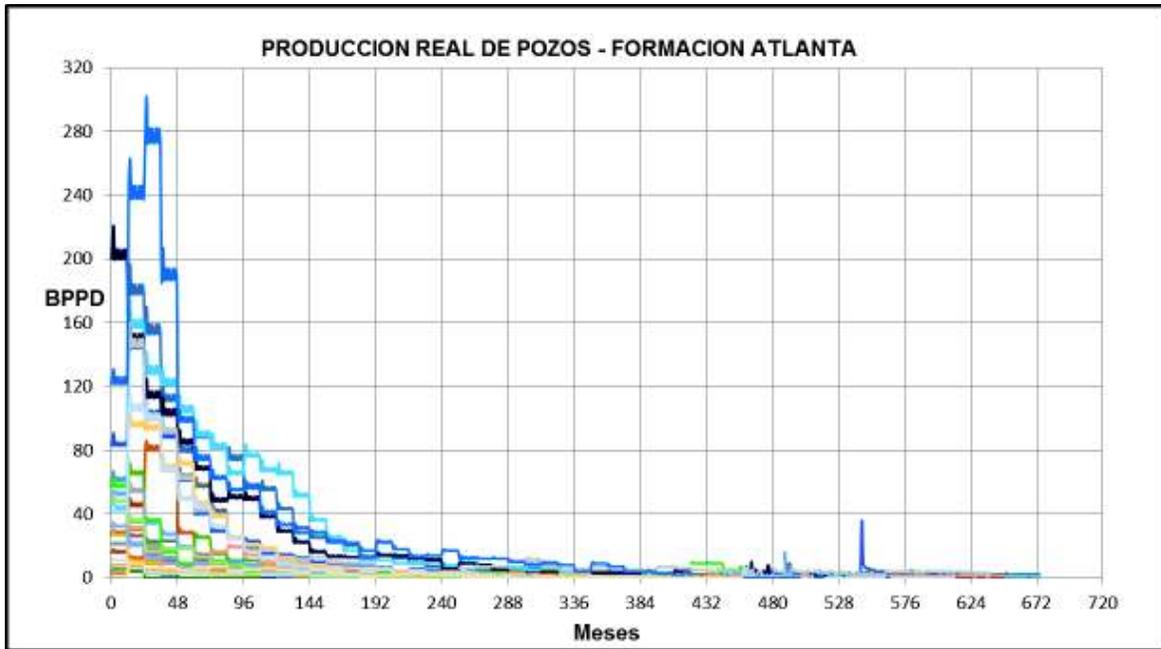


Figura 3.29. Producción Real de Pozos de la Fm. Atlanta.
 Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

De acuerdo a la figura 3.29, se tiene un rango muy diverso de producciones iniciales que van desde 1 hasta 300 bppd; para estimar una producción promedio se elaboró un gráfico de producción normalizada promedio que relaciona todos los pozos seleccionados. La Figura 3.30 representa lo mencionado.



Figura 3.30. Producción Normalizada promedio Fm. Atlanta.
 Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Como se puede ver en la Figura 3.30, el caudal inicial promedio de los pozos en la Fm. Atlanta en el área Certeza está sobre los 50 bppd según la normalización de las curvas de producción. Desde este valor, el aporte de los pozos tiene una alta declinación que se trata de solventar con el ingreso de nuevos pozos o con trabajos de estimulación.

Utilizando el valor de 50 bppd como producción inicial, se estima la declinación a obtener en base a la producción real de los pozos del área Certeza. En la Figura 3.31 se representan los pozos con producción inicial alrededor de 50 bppd, además de su declinación real.



Figura 3.31. Declinación Real de Pozos. Formación Atlanta.
Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Con los datos reales de los pozos vecinos, se pronosticó la declinación de los pozos nuevos, como podemos mirar en la gráfica 3.31; se ajustó la tendencia de los pozos a una declinación hiperbólica con declinación D : 0.04388 M.n. (4,388 % mensual) y un factor b : 0.625.

Con estas variables ya calculadas se creó el perfil tipo de producción para la Fm. Atlanta, con caudales iniciales de 50 BIs, considerando una declinación del tipo hiperbólica con D : 0.04388 Mn y factor b : 0.625, como se puede verificar en la Figura 3.32.

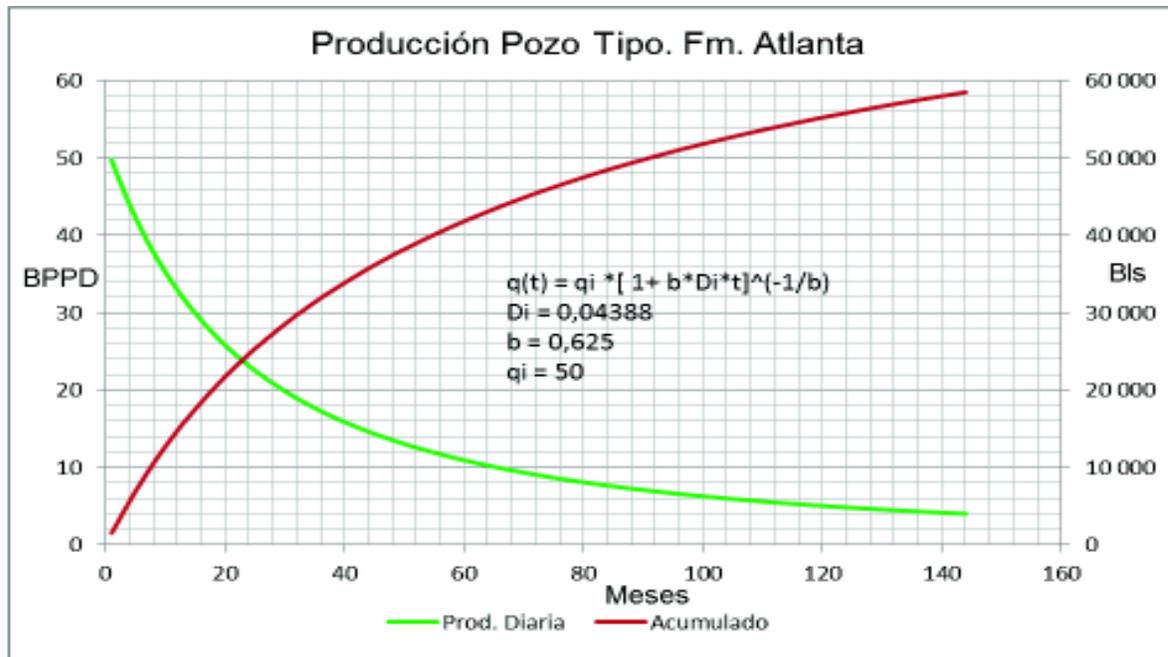


Figura 3.32. Perfil de producción tipo Fm. Atlanta.
Elaborado por: Francisco Paz

Se comprueba que la producción acumulada del pozo tipo en este reservorio es aproximadamente 58500 bls al final de contrato (diciembre 2029), este valor se encuentra dentro del rango promedio de los pozos que han producido de Atlanta en el área Certeza.

Una manera de comprobar la confianza del perfil tipo es realizar una gráfica: Acumulado de Producción vs Producción Inicial (N_p vs Q_{oi}) para todos los pozos de la Fm. Atlanta.

Como se exhibe en la Figura 3.33 en la que para un caudal inicial de 50 Bls se obtiene una producción acumulada de 100000 bls, encontrándose el perfil del proyecto en 58500 bls que está por debajo del valor de la correlación en la Fm. Atlanta.

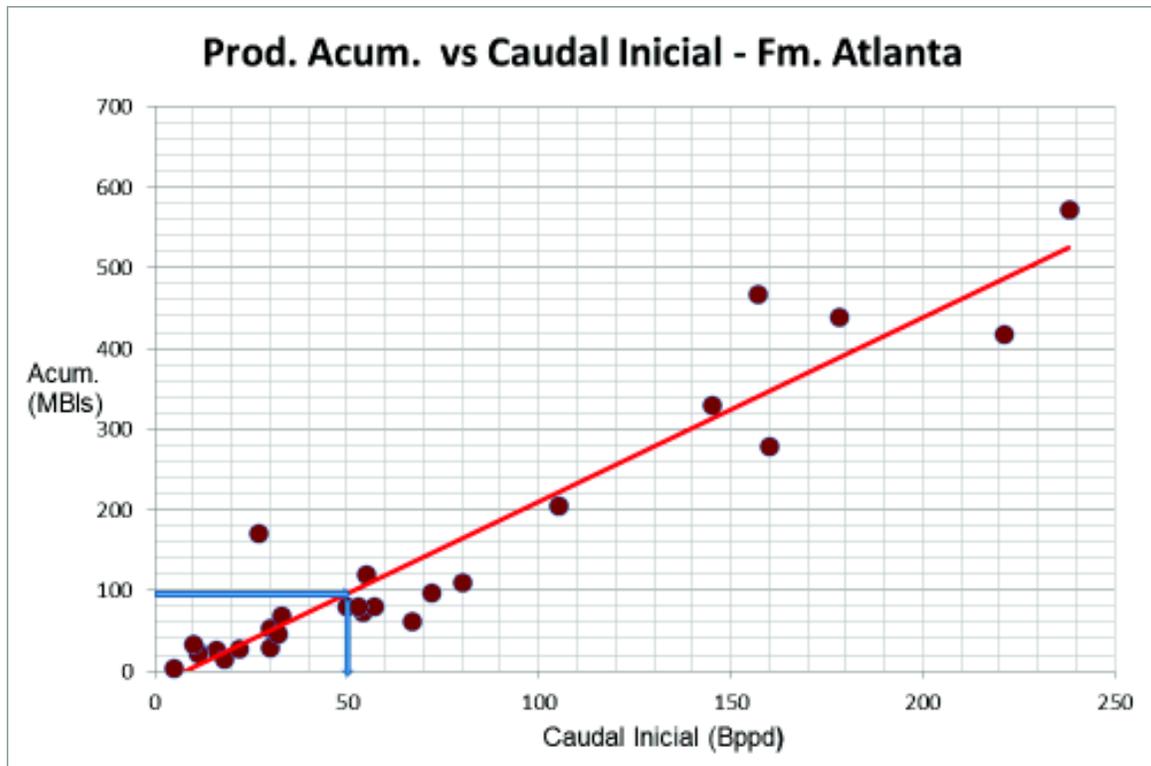


Figura 3.33. Producción Acumulada Vs Caudal Inicial para la Fm. Atlanta.
Elaborado por: Francisco Paz

Producción estimada después de los trabajos de fracturamiento

Luego de la simulación de las 5 etapas propuestas para los pozos nuevos, se dedujo la producción inicial que tendría cada intervalo sometido a la estimulación.

Para el cálculo de los caudales iniciales se utilizó la ecuación propuesta por Darcy detallada en el capítulo II. El parámetro principal modificado con las fracturas es el daño de formación, de los resultados de los trabajos exitosos realizados durante la campaña de Fracturas realizadas por Pacifpetrol, se determinó que un valor de daño ($S = -4,8$) es el más recurrente.

Considerando un factor de riesgo, se realizaron las estimaciones para 5 escenarios, conforme se detalla en la Tabla 3.29.

Las producciones iniciales obtenidas mediante los gráficos de producción, establecieron valores de 55 bppd y 50 bppd para Santo Tomás y Atlanta respectivamente, esto concuerda con el escenario 3 de la tabla 3.29, por lo que se considera que los valores

obtenidos son conservadores, pero serán usados en las proyecciones finales considerando los riesgos del proyecto.

Tabla 3.29. Caudales iniciales estimados después de las Fracturas.

Etapa	Formación	Factor de Daño obtenido por la Fractura	Escenario 1 Q inicial	Escenario 2 Q inicial	Escenario 3 Q inicial	Escenario 4 Q inicial	Escenario 5 Q inicial
			con S = 2	con S = 0	con S = - 1	con S = - 2	con S = - 3
		Adimensional	(bppd)	(bppd)	(bppd)	(bppd)	(bppd)
1	Atlanta	-4,8	15	21,5	28	39	65
2	Atlanta	-4,8	15	21,5	28	39	65
3	Santo Tomas	-4,8	10,5	14,5	18	23	33
4	Santo Tomas	-4,8	10,5	14,5	18	23	33
5	Santo Tomas	-4,8	10,5	14,5	18	23	33
Total			61,5	86,5	110	147	229

Elaborado por: Francisco Paz

Proyección de producción del bloque considerando los pozos nuevos

De los 13 pozos seleccionados como candidatos para perforar en el área de Certeza, se recomienda su ejecución en dos etapas, en la primera etapa en el año 2018 se perforarían los 6 primeros pozos de acuerdo a su orden de prioridad C1, C2, C3, C4, C5 y C6 mientras el año siguiente los 7 pozos restantes: C7, C8, C9, C10, C11, C12 y C13.

El perfil de producción pronosticado se presenta en la Figura 3.34, donde se muestra la curva base con la declinación de los pozos existentes más la producción incremental de cada pozo nuevo con ingresos cada mes.

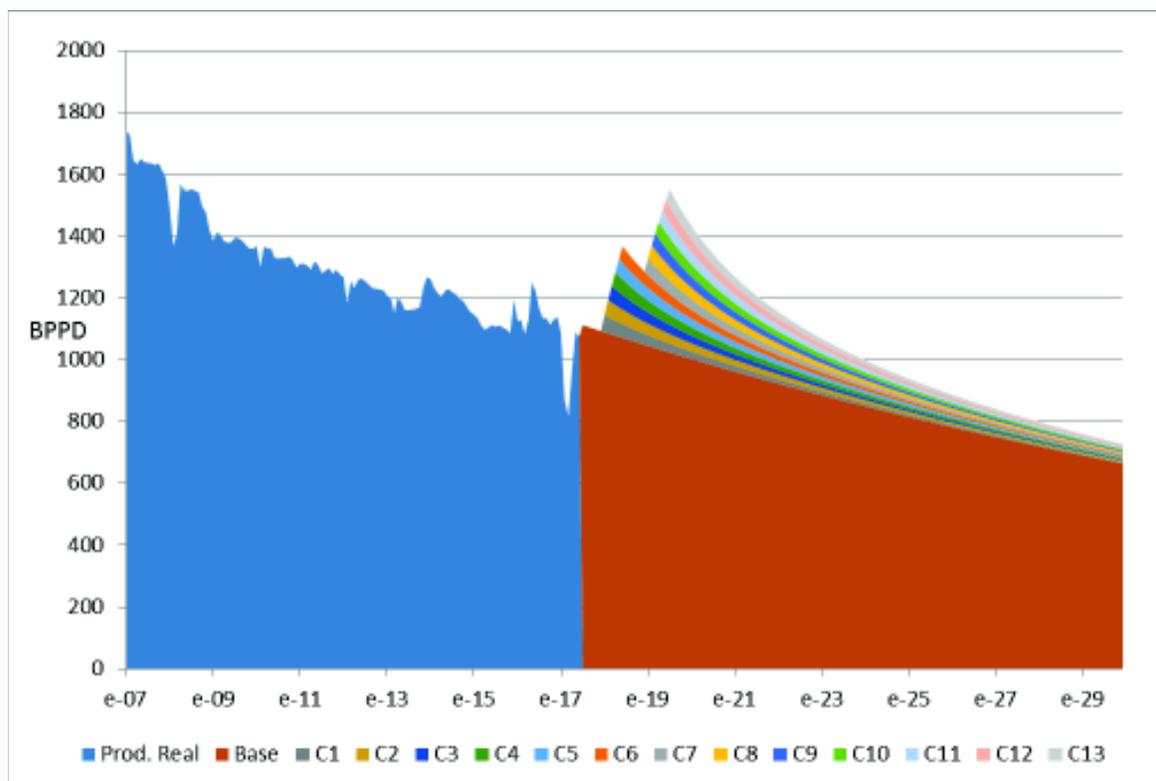


Figura 3.34. Proyección de Producción del Bloque GGV.
Elaborado por: Francisco Paz

3.4.4. Evaluación económica

El análisis económico es importante para determinar si nuestro proyecto es económicamente rentable para la compañía, para cumplir con este propósito se dispone del perfil de producción del pozo nuevo, que es quien genera los ingresos, así como de la inversión a realizar que viene determinada por el costo total de cada pozo.

Cabe mencionar que en el contrato que mantiene la empresa Pacifpetrol con la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE), existen ciertas consideraciones especiales necesarias a tomar en cuenta, como es: la fecha de fin del contrato que es el 31 de Diciembre de 2029, el valor que reconoce el Estado a la empresa es de US\$ 38 por cada barril producido y la Tasa de Descuento aplicada al proyecto (12%).

Sin embargo que en el área de estudio, la zona de Certeza se espera encontrar los reservorios Santo Tomás y Atlanta, y se disponen de los perfiles de producción para cada uno, considerando el riesgo existente la presente evaluación económica se realizará solamente con el perfil de la formación Santo Tomás.

Los costos de cada pozo nuevo se estiman de acuerdo a la tabla 3.30.

Tabla 3.30. Costos de un Pozo Nuevo.

Proceso	Costo (US\$)
Perforación	700 000
Completación	100 000
Registros	100 000
Disparos	50 000
Fracturas	150 000
TOTAL	1 100 000

Fuente: (Pacifpetrol, 2017)

Para evaluar el proyecto se utilizarán los siguientes indicadores: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), y Relación VAN/Inversión.

La Tabla 3.31 nos indica los resultados de la evaluación económica para los pozos nuevos, considerando solamente en producción, uno de los reservorios objeto del estudio, en este caso Santo Tomás.

Tabla 3.31. Resultados de la Evaluación Económica. Santo Tomás.

Período	Flujo de Fondos	TIR	28,58%
0	-1 100 000	VAN	\$ 517 273
1	615 764	VAN/Inv.	0,47
2	413 093		
3	300 409		
4	230 428		
5	183 584		
6	150 475		
7	126 090		
8	107 537		
9	93 047		
10	81 485		
11	72 089		
12	64 335		

Elaborado por: Francisco Paz

Los resultados nos muestran valores positivos para el VAN y el TIR, así como una rentabilidad de US\$ 0,47 por cada dólar invertido, lo cual hace atractivo el proyecto con todos los factores de riesgo utilizados.

La Tabla 3.32 visualiza los resultados considerando solamente la formación Atlanta en producción.

Tabla 3.32. Resultados de la Evaluación Económica. Atlanta.

Período	Flujo de Fondos	TIR	24.01%
0	-1.100.000	VAN	\$ 375.407
1	561.749	VAN/Inv.	0.34
2	376.857		
3	274.058		
4	210.215		
5	167.480		
6	137.276		
7	115.029		
8	98.104		
9	84.885		
10	74.337		
11	65.765		
12	58.692		

Elaborado por: Francisco Paz

Los resultados nos muestran valores positivos para el VAN y el TIR, así como una rentabilidad de US\$ 0,34 por cada dólar invertido, lo cual hace atractivo el proyecto con todos los factores de riesgo utilizados.

3.5. Discusión

Las fracturas hidráulicas en la mayoría de los casos mejoran la productividad de los pozos, pero también existen situaciones donde no es posible obtener el incremento deseado o los trabajos fallan completamente.

Este proceso de estimulación se entiende mejor que nunca en la actualidad, pero contando con todo ese conocimiento, hay razones que conducen al fracaso de los trabajos o resultados que están por debajo de las expectativas. (Jennings, 2001)

A continuación, se discuten las dificultades encontradas en los reacondicionamientos efectuados en el Bloque GGV y las soluciones que se proponen para que los futuros eventos de fracturamiento tengan el éxito deseado.

3.5.1. Integridad de la tubería de revestimiento

Uno de los problemas más recurrentes encontrados en las 3 campañas de Fracturamiento es la integridad de la tubería de revestimiento, esto puede parecer una consideración obvia al seleccionar a los candidatos para la fracturación hidráulica, sin embargo “ya sea por integridad inicial pobre o pérdida de integridad mecánica con el tiempo, a menudo ha complicado el potencial alcista de las campañas de fractura” (Martins & De Salvo, 2014)

En el presente caso la magnitud del efecto de la pérdida de integridad fue considerablemente subestimada. En los trabajos realizados, si bien es cierto los registros de corrosión disponibles fueron muy útiles para el fijado de herramientas, no demostraron ser determinantes en la evaluación del estado mecánico de los pozos.

En trabajos futuros además de disponer de los registros de corrosión es necesario realizar pruebas de integridad usando herramientas como empacaduras y tapones, especialmente en las profundidades de interés.

3.5.2. Cementación primaria

Otra de las razones por las que la integridad mecánica debe ser motivo de preocupación, es la calidad de la cementación primaria. Se requiere la presencia de cemento para promover el aislamiento zonal, de modo que la fractura inicie donde están las perforaciones y no en otro lugar.

“Si existe presencia de cemento de calidad tanto arriba como debajo de la zona de interés, esto es suficiente para garantizar que la fractura se desarrollará en la zona requerida” (Economides & Martin, 2007)

3.5.3. Baja presión del yacimiento

Durante los trabajos previos al fracturamiento (minifrac), se detectaron zonas con bajo Gradiente de Fractura que está relacionado con baja presión del poro por depletamiento, en esos casos se tiene alta admisión de fluido sin llegar a la presión de ruptura, por lo que se decidió no seguir con los trabajos. Además de acuerdo con (Zoveidavianpoor M. , 2012), “para una presión de reservorio insuficiente, los trabajos de FH no son exitosos en tales circunstancias”. Esto debido a que con una presión del reservorio baja, la capacidad del flujo del pozo es muy limitada.

Si las presiones de formación son demasiado bajas, existe mayor posibilidad de que los fluidos de perforación y completamiento invadan la zona de reservorio generando daño de formación.

3.5.4. Intercalaciones de capas depletadas

Otro de los problemas detectados durante los trabajos es que en los casos de fracturamiento masivo de varias capas al mismo tiempo, pueden encontrarse zonas con presión original intercaladas con capas depletadas, en estos casos el objetivo es estimular solamente la zonas de interés ya que de darse la comunicación con las zonas depletadas limitará o anulará su producción posterior.

Esto explicaría los resultados no exitosos en pozos que se lograron fracturar pero que no obtuvieron resultados de producción. Para trabajos futuros se recomienda identificar las zonas depletadas previo a los trabajos y en los diseños de trabajos de fractura evitar el crecimiento de la fractura hacia estas zonas.

Relacionado con la baja presión del poro, también está el hecho que en estos casos puede ser que la presión poral sea suficiente para que la zona pueda producir, pero no para que se produzca una correcta limpieza del fluido de fractura.

3.5.5. Técnica de disparos Inadecuada

El diseño de los disparos es un aspecto muy importante en la evolución de la geometría de la fractura. Los punzados no sólo proporcionan comunicación entre el pozo y el reservorio durante la producción, sino que también proveen un importante conducto para la entrada del fluido de fractura y el apuntalante durante el tratamiento.

El objetivo de cañonear en pozos fracturados hidráulicamente “es minimizar las pérdidas de presión cerca del pozo causadas por los efectos de borde de pozo durante la colocación de la fractura” (Mukherjee, 1999, págs. 54-59)

La operación utilizada para efectuar los disparos y conectar la formación con los pozos se efectúa usando el método convencional que emplea cañones posicionados con cable eléctrico. Sin embargo que en varios de los trabajos realizados se incluyeron intervalos nuevos, no se detectó producción de petróleo que provenga de estas zonas. Esto hace que pensar que la forma de efectuar los disparos deba ser revisada.

La explosión de la carga de perforación crea una zona triturada alrededor del túnel de disparo. En muchas formaciones, la perforación bajo balance permite que las presiones de yacimiento “reduzcan considerablemente el daño de formación ocasionado, debido a que el diferencial de presión permite remover los residuos causados durante los disparos” (Espina, 2009, págs. 1-12).

3.5.6. Perfiles de producción sobreestimados

Los pronósticos de producción a ser obtenidos después de los trabajos de fractura fueron sobreestimados, ya que se esperaba una mejor producción inicial que la lograda en el promedio de las fracturas realizadas anteriormente en los mismos reservorios. Dentro de este mismo tema la declinación usada en los pronósticos fue también sobrestimada, pues en los pozos de baja permeabilidad fracturados, la declinación inmediata después de la estimulación es mucho más grande que la que se consigue después de los primeros meses de producción.

Siendo el objetivo de este proyecto de titulación lograr el incremento de la producción en el Bloque GGV, una vez revisados los resultados de las campañas de estimulación y

entendiendo que casi la totalidad de los pozos son antiguos, donde el riesgo se incrementa, se propone la perforación de 13 pozos nuevos en los cuales se realizarán los trabajos de fracturamiento de forma inmediata después de la perforación.

Los mencionados pozos se encuentran ubicados en el área Certeza y serán completados en las arenas Atlanta y Santo Tomás.

Los pozos nuevos serán construidos eficientemente, con buen aislamiento de cemento en las zonas productivas, y se tomarán mediciones de presión de los yacimientos para ser usados en los diseños de las estimulaciones proyectadas.

El programa de perforación iniciará en Enero de 2018 y se prevé que un pozo por mes ingrese a la producción. Durante el 2018 6 pozos nuevos aportarán a la producción con lo cual el perfil llegará a 1368 bppd y en el 2019 con la contribución de 7 pozos nuevos la producción total del Bloque llegará a 1552 bppd.

Tanto con la campaña de pozos nuevos en 2018 como la de 2019 se evaluarán sus resultados, ya que a la fecha se tienen numerosas ubicaciones para futuros pozos propuestos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Una fractura hidráulica correctamente diseñada y ejecutada puede cambiar el sistema de flujo de radial a casi lineal; entonces, el cambio en el patrón de flujo aumentará la productividad del pozo.
- La permeabilidad en el área cercana al borde del pozo en la mayoría de las formaciones se reduce debido a las operaciones de perforación, cementación y completación, esta disminución de la permeabilidad provoca descensos sustanciales en las tasas de producción. La fracturación hidráulica puede extender el alcance del pozo más allá del área dañada y disminuir su efecto negativo en la producción, con lo cual el efecto neto es una reducción en el riesgo de perforar en zonas menos o no productivas.
- En la actualidad, el uso de la fracturación hidráulica es mucho más frecuente en los depósitos de baja y muy baja permeabilidad. De hecho, la mayoría de estos yacimientos ni siquiera estarían bajo consideración para el desarrollo, si no fuera por fracturar.
- La selección de candidatos juega un papel importante en el éxito o fracaso de la operación de tratamiento. Como cada pozo no es adecuado para fracturar, la identificación y la selección del pozo candidato se enfatiza porque la selección incorrecta puede conducir a resultados económicos negativos.
- El caso de estudio discutido aquí aplicado a los pozos del Bloque GGV muestra que esta técnica de estimulación se viene utilizando desde los años 60 y su aplicación sigue vigente para mejorar la producción, siempre que se efectúe una selección eficiente de candidatos y se utilicen las técnicas eficientes de fractura hidráulica disponibles.
- De las últimas campañas de fracturamiento realizadas en pozos existentes, la efectuada en el año 2015 muestra resultados positivos en los indicadores económicos: TIR = 13,25 % y VAN = US\$ 38 345; mientras que las 2 campañas desarrolladas en el año 2016 tienen resultados negativos.

- Las causas más probables por las cuales los trabajos no fueron exitosos son: pobres condiciones en el estado mecánico de los pozos debido a la antigüedad de los mismos, mala calidad de la cementación primaria en las zonas donde fueron fracturados, baja presión de los yacimientos en los intervalos intervenidos, presencia de capas depletadas cercanas a las zonas fracturadas, información técnica incompleta de los pozos candidatos, sobreestimación de la productividad inicial de los pozos después del tratamiento y declinación de producción subestimada en las proyecciones.
- En razón de los resultados obtenidos se determina que la forma más apropiada de incrementar la producción en el Bloque GGV es la perforación de pozos nuevos que sean completados con fracturamiento hidráulico inmediatamente después de perforados los pozos.
- Se recomienda la perforación de 13 pozos nuevos en el área Certeza, donde están desarrollados los yacimientos Santo Tomás y Atlanta que serán estimulados con fracturas una vez perforados.
- Mediante la integración de toda la información de geológica, petrofísica y yacimientos se, determinó que existen tres etapas de mejor prospección en la formación Santo Tomas y dos etapas bien definidas en la formación Atlanta, por lo que se recomienda implementar estos trabajos de acuerdo a los resultados de la perforación.
- La evaluación económica ejecutada nos presenta indicadores positivos considerando la completación de los pozos en uno de los yacimientos objetivo. Si se produce de Santo Tomás se obtendría un TIR = 28,6%, VAN = US\$ 517 273, y la relación VAN/Inversión = 0,47. De producirse de Atlanta, se lograría un TIR = 24%, VAN = US\$ 375 407, y la relación VAN/Inversión = 0,34. Los resultados mejoran sustancialmente si en los futuros pozos los 2 reservorios son productivos.
- Se recomienda la perforación de 6 pozos nuevos en el año 2018 y los 7 pozos restantes en el 2019. La producción inicial por pozo se estima en 55 bppd en el reservorio Santo Tomás y 50 bppd en el yacimiento Atlanta.

- Considerando que los pozos solamente aporten de una formación, la producción del campo actualmente en alrededor de 1020 bppd se incrementa hasta 1368 bppd en el año 2018 y alcanza un pico de producción de 1552 bppd en el año 2019.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agarwal, R., Carter, R., & Pollock, B. (1979). Evaluation and performance prediction of low - permeability gas wells simulated by massive hydraulic fracturing. *Journal Petroleum Technology*, 362-372.
- Alarcón, W. (2014). *Evaluación Geológica Area Certeza - Bloque Gustavo Galindo Velasco*. Quito - Ecuador: Pacifpetrol.
- Benitez, S. (1995). *Evolution geodynamique de la province cotiere sud-equatorienne au cretace superieur-tertiaire*. Grenoble: Labort. Geolog. Univ. Joseph fourier.
- Chayres, A. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimiento de gas y aceite en lutitas de México*. México D.F.: UNAM.
- CPVEN. (2017). *Datos técnicos*. Quito - Ecuador: CPVEN publicaciones.
- Daneshy, A. (2010). Hydraulic Fracturing To Improve Production. *Society of Petroleum Engineers*, 6(3), 14-17.
- Economides, M., & Martin, A. (2010). *Best practices for candidate selection, desing and evaluation of hydraulic fracture treatmens*. Houston - Estados Unidos: SPE international.
- Economides, M., & Martin, T. (2007). *Modern Facturing - Enhancing Natural Gas Production*. Houston - Estados Unidos: 464 - 468.
- Economides, M., & Nolte, K. (2000). *Reservoir stimulation* (Tercera ed.). Hoboken - Estados Unidos: John Wiley ediciones.
- Espina, C. (2009). *Case History: Hydrocarbon Production Optimization in Cerro Dragon Using Latest Formation Evaluation and Perforating Technologies*. Estados Unidos: SPE International.
- Fekete. (24 de marzo de 2012). *Leakoff Types*. Obtenido de Web de Fekete Associates Inc.: www.fekete.com
- Geertsma, J., & Klerk, F. (1969). A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulic Induced Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 1571–1581.

- Gidley, J. (1989). *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*. Estados Unidos: Richardson, Society of Petroleum Engineers.
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*. Oxford: Elsevier edition.
- Holditch, S. (2007). Hydraulic fracturing. En J. Clegg, *Petroleum engineering handbook, v. IV—Production operations engineering* (Vol. IV, págs. 323–366). Estados Unidos: Society of Petroleum Engineers.
- Jennings, A. (2001). *When fracturing doesn't work*. Estados Unidos: SPE international.
- Khristianovich, S., & Zheltov, Y. (1955). Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. *Proc., Fourth World Pet. Congress* (págs. 579–586). Roma - Italia: Amertt ediciones.
- Marchant, S. (1957). Studies in the revision of the geology of the Ancon Area. IV and V. *Reporte geológico*, 82-86.
- Martin, T. (2005). *Hydraulic Fracturing Manual*. Singapore: Services Company ediciones.
- Martins, V., & De Salvo, O. (2014). *Selecting oils wells for hydraulic fracturing: A comparison between genetic - fuzzy and neuro fuzzy systems*. Estados Unidos: American Journal of operations research.
- Mukherjee, H. (1999). Fractured well performance: key to fracture treatment success. *Journal Petroleum Technology SPE*, 54-59.
- Nolen, R. (2013). Elementos de fracturamiento hidraulico. *Oilfield Review*, 25(2), 57-58. Obtenido de Web de Schlumberger LTDA.
- Nordgren, R. (1972). Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(4), 306-314.
- Pacifpetrol. (2011). *Plan de Desarrollo del Bloque Gustavo Galindo Velasco*. Quito - Ecuador: Documento interno - Geología.
- Pacifpetrol. (2014). *Proyecto Pozos Infill Area Certeza Campo Gustavo Galindo Velasco*. Quito - Ecuador: Pacifpetrol ediciones.

- Pacifpetrol. (2015). *Archivos de Resultados de Fracturamiento*. Quito - Ecuador: Departamento de Yacimiento Pacifpetrol.
- Pacifpetrol. (2015). *Base de Datos de Producción*. Quito Ecuador: Pacifpetrol ediciones.
- Pacifpetrol. (2015). *Proyecto Fracturamiento Hidraulico Campaña 2015 – Bloque GGV*. Quito - Ecuador: Pacifpetrol ediciones.
- Pacifpetrol. (2016). *Archivos de Resultados de Fracturamiento*. Quito - Ecuador: Pacifpetrol ediciones.
- Pacifpetrol. (2017). *Base de datos de perforación*. Quito - Ecuador: Departamento de Perforación, Pacifpetrol.
- Pacifpetrol. (2017). *Base de Datos de Producción*. Quito - Ecuador: Departamento de Producción.
- Pacifpetrol. (2017). *Estudios de Yacimientos, formaciones Atlanta y Santo Tomás*. Quito - Ecuador: Departamento de Yacimientos Pacifpetrol.
- Pacifpetrol. (2017). *Informe de Reservas 2016 Bloque Gustavo Galindo Velasco*. Quito - Ecuador: Departamento de yacimientos.
- Pazmiño, J. (2004). Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico. *Petroecuador*, 439.
- Pemex. (2008). *Guía de diseño para fracturamiento hidráulico*. México: Pemex ediciones.
- Perkins, T., & Kern, L. (1961). Widths of Hydraulic Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(9), 937-949.
- Robles, J. (18 de junio de 2017). *Curso de fractura, introducción teórica*. Obtenido de Petroleros: <https://www.petroleros.com>
- Samaniego, F. (1981). Transient Pressure Analysis for fractured Wells. *JPT*, 1749-1766.
- Sneddon, I., & Elliot, H. (1946). The opening of a Griffith crack under internal pressure. *Q. appl. Math*, 262-67.
- Valko, P., Oligney, R., & Economides, M. (1997). High permeability fracturing of gas wells. *Gas TIPS*, 3, 31–40.

Vitonera, J. (2013). *Análisis Minifrac. Cálculo de la Gradiente de Fractura* . México D.F.: Dielertte ediciones.

Zoveidavianpoor, M. (2012). *A Review con Conventional Candidate - well selection for Hydraulic Fracturing in Oil ald Gas Wells*. Richardson - Estados Unidos: International Journal of Engineering an Technology.

Zoveidavianpoor, M., & Gharibi, A. (2015). Application of polymers for coating of proppant in hydraulic fracturing of subterraneous formations: a comprehensive review. *J. Nat. Gas Sci. Eng*, 24, 197-209.

ANEXOS

Anexo 1: Evaluación de Fracturas Realizadas – Campaña 2015

Información General del Pozo				Geometría de Fractura										
Fecha de Fractura	Pozo	Etapa	Intervalo	Formación	Longitud de fractura empaquetada pies	Altura total de fractura empaquetada pies	Tope fractura empaquetada pies	Base fractura empaquetada pies	Ancho promedio al cierre de fractura pulgadas	Conductividad promedio mD-pies	FCD	Concentración Areal lbs/ft2	Factor Skin	K estimada mD
25-11-15	ANC1863	I	467'-586'	CPB	148	119	488	607	0,175	1867	3,5	0,57	-5,08	0,0879
27-11-15	ANC1386	I	1100'-1162'	CPB	118	96	1124	1220	0,265	2271	5,82	0,635	-4,802	1,41
28-11-15		II	951'-981'	CPB	125	124	940	1064	0,145	1784	4,1	0,525	-4,859	0,231
07-12-15	ANC1878	I	1010'-1032'	CPB	80	80	1012	1092	0,12	2065,5	70	0,595	-4,563	-
08-12-15		II	630'-813'	SO	130	180	620	800	0,15	3117,5	9,32	0,7845	-4,898	-
	Promedio				120,2	119,8			0,171	2221	5,685	0,6219	-4,8404	0,5763

Fuente: (Pacifpetrol, 2015)

Anexo 2: Evaluación de Fracturas Realizadas – Campaña 2016-1

Información General del Pozo				Geometría de Fractura										
Fecha de Fractura	Pozo	Etapa	Intervalo	Formación	Longitud de fractura empaquetada pies	Altura total de fractura empaquetada pies	Tope fractura empaquetada pies	Base fractura empaquetada pies	Ancho promedio al cierre de fractura pulgadas	Conductividad promedio mD-pies	FCD	Concentración Areal lbs/ft2	Factor Skin	K estimada mD
15-04-16	ANC1898	I	1035'-1094'	CPB	147	123	992	1115	0,069	2289	5,8	0,62	-5,021	-
17-04-16	ANC1894	I	1263'-1409'	CPB	101	129	1208	1347	0,069	1700	10,24	0,51	-4,796	1,3
19-04-16	ANC1896	I	1470'-1520'	CPB	140	190	1390	1580	0,09	2170	17,42	0,72	-5,122	-
21-04-16	ANC1890	I	1163'-1324'	CPB	210	149	1181	1330	0,075	2166	7,5	0,61	-5,378	0,272
27-04-16	ANC1879	I	1180'-1323'	CPB	132	198	1177	1375	0,115	3100	9,2	0,815	-4,914	-
30-04-16	ANCF21	I	1000'-1096	CPB	250	66	1036	1102	0,085	1776	2,02	0,6	-5,552	0,407
01-05-16	ANC1912	I	1133'-1265'	ST	165	146	1012	1158	0,09	2050	17,02	0,565	-5,243	0,344
06-05-16	ANC1925	I	505'-821'	SO	154	204	553	757	0,087	2162	9,91	0,705	-5,068	4,35
	PROMEDIO				162	151			0,085	2177	9,9		-5,14	1,3346

Fuente: (Pacifpetrol, 2016)

Anexo 3: Evaluación de Fracturas Realizadas – Campaña 2016-2

Información General del Pozo				Geometría de Fractura										
Fecha de Fractura	Pozo	Etapas	Intervalo	Formación	Longitud de fractura empaquetada pies	Altura total de fractura empaquetada pies	Tope fractura empaquetada pies	base fractura empaquetada pies	Ancho promedio al cierre de fractura pulgadas	conductividad promedio mD-pies	FCD	Concentración Areal lbs/ft2	Factor Skin	K estimada mD
29-11-16	ANC3007	I	2066'-2098'	PB	112	36	2076	2112	1,06	17723	45,03	4,3	-4,899	-

Fuente: (Pacifpetrol, 2016)

ANEXO 4: SIMULACIÓN DE LAS FRACTURAS HIDRÁULICAS EN POZOS NUEVOS

A4.1 Etapa I: Formación Atlanta, intervalo 3210' – 3230'

A4.1.1 Intervalos a ser disparados

Una vez interpretados los registros eléctricos con los parámetros de referencia correspondientes para la formación Atlanta, se obtuvieron los siguientes intervalos, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp. La Tabla A4.1 presenta los intervalos a intervenir con sus cargas respectivas.

Tabla A4.1. Intervalos a disparar. Etapa I.

TOPE	BASE	INTERVALO (PIES)	CARGAS
3210	3230	20	80
3290	3320	30	120
TOTAL		50	200

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

A4.1.2 Programa de bombeo del tratamiento

La tabla A4.2 muestra la secuencia del programa de bombeo para la Primera Etapa de Fractura, donde se describe el volumen y tipo de fluido, así como la cantidad de agente propante a utilizar, con lo cual se espera obtener la mejor geometría de fractura.

Tabla A4.2. Programa de Bombeo para la Etapa I de Fracturamiento

	Vol. Limpio		Vol. Sucio	FLUIDO	DOSIF. (#/Gal)	TIPO	CANTIDAD (Sxs)
	(Gln)	(bbls)	(bbls)				
LLENADO	650	15	15	SA-GELMAX-BC 25#			@ 7 bpm
MINIFRAC	3000	71	71	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
DECLINACIÓN 30 min (Presión de Superficie > 0 psi)							
COLCHÓN	4200	100	100	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
1ra Dosif.	1820	43	45	SA-GELMAX-BC 25#	1	Arena Imp. 12/20	19
2da Dosif.	1500	36	39	SA-GELMAX-BC 25#	2	Arena Imp. 12/20	30
3ra Dosif.	2500	60	68	SA-GELMAX-BC 25#	3	Arena Imp. 12/20	75
4ta Dosif.	1800	43	53	SA-GELMAX-BC 25#	5	Arena Imp. 12/20	90
5ta Dosif.	1000	24	31	SA-GELMAX-BC 25#	7	Arena Imp. 12/20	70
BF	223	5	7	SA-GELMAX-BC 25#	7	Arena Imp. 12/20	16
DESPLAZ.	705	16,8	16,8	SA-GELMAX-BC 25#			
							300

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En resumen, para la primera etapa de fractura en la formación Atlanta, se usarán 71 bls de fluido para el trabajo de Minifrac, que logra un caudal máximo de 18 bpm. Una vez que se inyectan los 100 bls de colchón de fluido (SA-GEL MAX-BC-25#), se inicia el bombeo de los 311 bls de fluido de tratamiento (SA-GEL MAX-BC-25#), junto con 300 sacos de arena 12/20 usada como agente de sostén en esta primera etapa, de los cuales se estima que 284 sacos ingresen a la formación.

La dosificación que se plantea es en forma ascendente, iniciando con 1 lb/gal hasta llegar a 7 lb/gal. Finalmente, 16.8 bls de fluido de limpieza (SA-GEL MAX-BC-25#) serán usados como desplazamiento.

A4.1.3 Simulación de la ejecución del trabajo

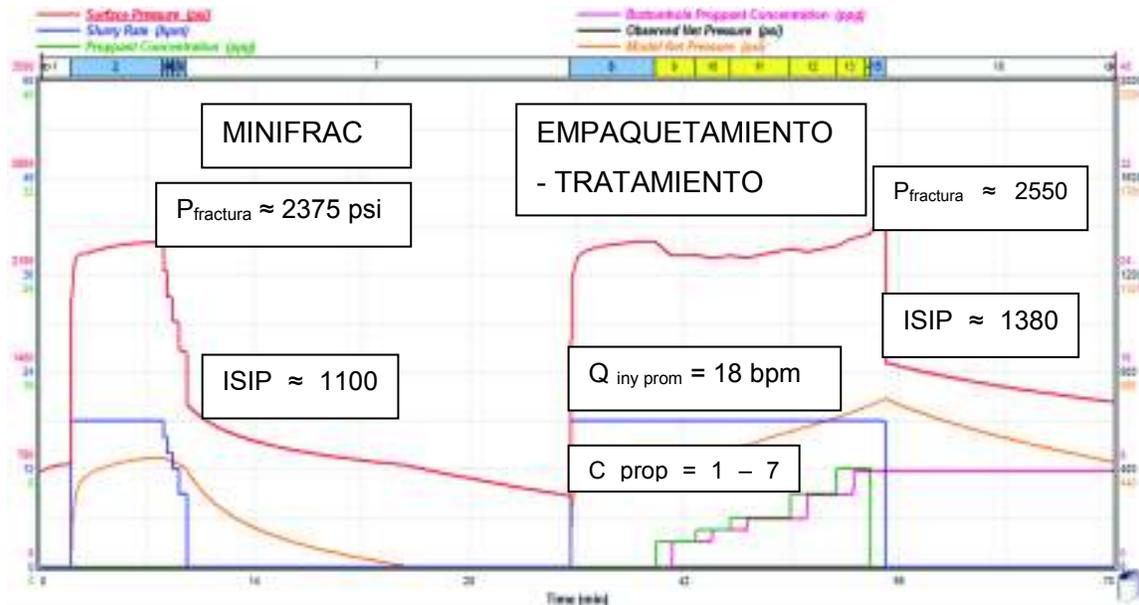


Figura A4.1. Diseño de Fractura Hidráulica, Primera Etapa Fm. Atlanta.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En la Figura A4.1 se observa que el caudal máximo que se logra en el Minifrac en la presente etapa es de 18 bpm, la presión de ruptura de la formación es de alrededor de 2375 psi, y cuando se detiene el bombeo de inyección se alcanza una Presión Instantánea de cierre

(ISIP) de 1100 psi, resultando en un gradiente de fractura de 0.77 psi/pie y con una declinación de presión del 10%.

Para el periodo del tratamiento propiamente dicho, se muestra en la Figura A4.1 que la presión de fractura ocurre a 2550 psi y se tiene un ISIP de 1380 psi aproximado, el gradiente de fractura estimado para el tratamiento es de 0,86 psi/ft. Además se representa como la formación se rellena de apuntalante (empaquetamiento) a medida que se va incrementando la concentración del propante hasta que se observa que al final del tratamiento la presión se incrementa, lo cual es una señal que posiblemente la formación ya no admite más agente de sostén, momento en el cual se suspende el bombeo para no crear un arenamiento prematuro.

Consideración especial merece la diferencia entre el ISIP del Minifrac 1100 psi que es menor al ISIP del tratamiento 1380 psi con lo cual se verifica que la fractura quedará empaquetada convenientemente y por consiguiente con una buena conductividad a lo largo de la misma.

A4.1.4. Esquema de la geometría de fractura obtenida

En la Figura A4.2 se muestra la geometría de fractura, la cual contiene las siguientes pistas:

1. Representa la profundidad del pozo, (pies)
2. Muestra el perfil de esfuerzo de cierre, (psi)
3. Presenta la curva del registro Potencial Espontaneo (SP)
4. Muestra el perfil de concentración del propante, (lb/pie²)
5. Presenta el perfil de la conductividad de la fractura, (md-pie)
6. Muestra el comportamiento del ancho de fractura, (pulg)

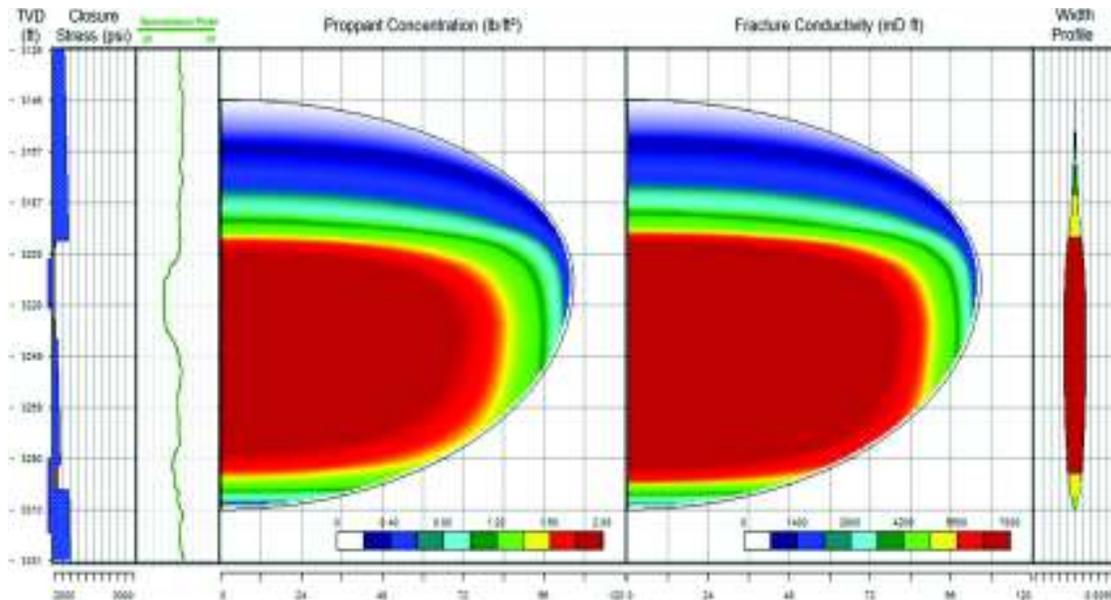


Figura A4.2. Geometría de la Fractura, Fm Atlanta, Primera Etapa.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Mediante la simulación de la fractura realizada se obtiene la geometría de la primera etapa de la Fm Atlanta con los siguientes parámetros estimados:

- Longitud de fractura de 105 (pies).
- Altura total de fractura de 164 (pies)
- Ancho de 0,207 (pulg)
- Concentración del propante promedio 1,216 (lb/pie²)
- Conductividad de la Fractura 3147 - 8060 (mD-pies)
- Conductividad adimensional FCD promedio de 32
- Centro de la fractura 3220 (pies)
- Daño de Formación luego del tratamiento $\approx -5,5$

Después de realizado el tratamiento, de acuerdo a la simulación se determina que la fractura crecerá en alto 164 pies y en longitud 105 pies debido al contraste de esfuerzos que se tiene, se ubica el centro de la fractura a 3220 pies confirmando que es el sitio donde se tiene la arena más limpia.

La Figura A4.2 nos indica también que la fractura crece más hacia la parte inferior del centro de la fractura (92 pies) por tener menor restricción de barreras lutíticas, mientras que en

la parte superior del centro de la fractura probablemente se encuentra un estrato con mayor esfuerzo por lo que la fractura crece un poco menos (72 pies), durante la simulación de la fractura se observó que se consiguió el ancho suficiente con la utilización de la arena natural tipo 12/20 ya que esta tiene la mejor granulometría para este diseño dando lugar a una mayor concentración de apuntalante.

Varias publicaciones sugieren que para asegurar de que la cantidad de agente sostén penetre dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos tres veces el diámetro del apuntalante, condición que si se cumple en este caso, ya que se tiene un ancho de fractura de 0,207 pulgadas aproximado y el diámetro de la arena natural de 0,0496 pulgadas, caso contrario se debe utilizar otro tipo de arena con granulometría diferente. La concentración areal de agente sostén promedio está en 1,216 lb/pie² lo cual nos muestra una aceptable concentración.

A4.2 Etapa II: Formación Atlanta, intervalo 2824' – 2854'

A4.2.1 Intervalos a ser disparados

Una vez evaluados los registros eléctricos con los parámetros de referencia correspondientes para la formación Atlanta, se obtuvieron los siguientes intervalos, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp. La Tabla A4.3 presenta los intervalos a intervenir con sus cargas respectivas.

Tabla A4.3. Intervalos a disparar Etapa II.

TOPE	BASE	INTERVALO (PIES)	CARGAS
2720	2740	20	80
2824	2854	30	120
2907	2927	20	80
TOTAL		70	280

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

A4.2.2 Programa de bombeo del tratamiento

La tabla A4.4 muestra la serie de eventos a seguir durante la inyección de productos para la Etapa de Fractura # 2, donde se describe el volumen y tipo de fluido, así como la

cantidad de agente propante a utilizar, con lo cual se espera obtener la mejor geometría de fractura.

Tabla A4.4. Programa de Bombeo para la Etapa II de Fracturamiento.

EVENTO	Vol. Limpio		Vol. Sucio	FLUIDO	DOSIF. (#/Gal)	TIPO	CANTIDAD (Sxs)
	(Gln)	(bbls)	(bbls)				
LLENADO	650	15	15	SA-GELMAX-BC 25#			@ 7 bpm
MINIFRAC	5050	120	120	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
DECLINACIÓN 30 min (Presión de Superficie > 0 psi)							
COLCHÓN	8400	200	200	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
1ra Dosif.	5000	119	124	SA-GELMAX-BC 25#	1	Arena Imp. 12/20	50
2da Dosif.	5000	119	130	SA-GELMAX-BC 25#	2	Arena Imp. 12/20	100
3ra Dosif.	5000	119	135	SA-GELMAX-BC 25#	3	Arena Imp. 12/20	150
4ta Dosif.	4750	113	134	SA-GELMAX-BC 25#	4	Arena Imp. 12/20	190
5ta Dosif.	2500	60	73	SA-GELMAX-BC 25#	5	Arena Imp. 12/20	125
6ta Dosif.	1920	46	60	SA-GELMAX-BC 25#	7	Arena Imp. 12/20	135
BF	223	5	7	SA-GELMAX-BC 25#	7	Arena Imp. 12/20	16
DESPLAZ.	632	15,1	15,1	SA-GELMAX-BC 25#			
							766

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En suma, para la segunda etapa de fractura en la formación Atlanta, se usarán 120 bls de fluido para el trabajo de Minifrac, que logra un caudal máximo de 18 bpm. Una vez que se inyectan los 200 bls de colchón de fluido (SA-GEL MAX-BC-25#), se inicia el bombeo de los 581 bls de fluido de tratamiento (SA-GEL MAX-BC-25#), junto con 766 sacos de arena 12/20 usada como agente de sostén en esta segunda etapa, de los cuales se estima que 750 sacos ingresen a la formación.

La dosificación que se plantea es en forma ascendente, iniciando con 1 lb/gal hasta llegar a 7 lb/gal. Finalmente, 15,1 bls de fluido de limpieza (SA-GEL MAX-BC-25#) serán usados como desplazamiento.

A4.2.3 Simulación de la ejecución del trabajo

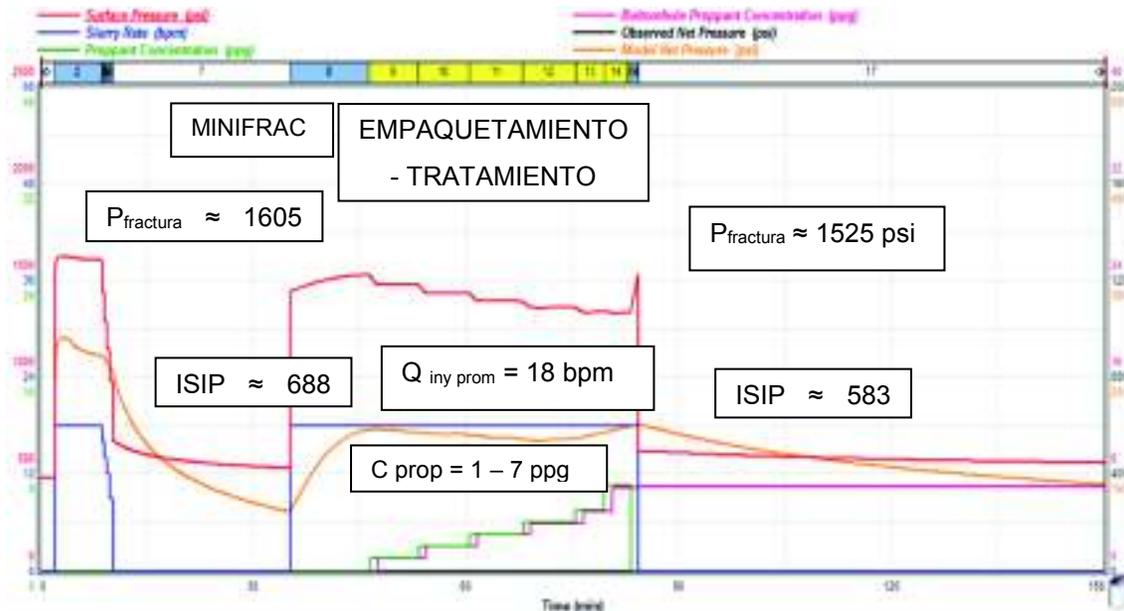


Figura A4.3. Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa II Fm. Atlanta.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En la Figura A4.3 se observa que el caudal máximo que se logra en el Minifrac en la presente etapa es de 18 bpm, la presión de ruptura de la formación es de alrededor de 1605 psi, y cuando se detiene el bombeo de inyección se alcanza una presión instantánea de cierre (ISIP) de 688 psi, resultando en un gradiente de fractura de 0.68 psi/pie y con una declinación de presión del 20%.

Para el periodo del tratamiento propiamente dicho, se muestra en la Figura A4.3 que la presión de fractura ocurre a 1525 psi y se tiene un ISIP de 583 psi aproximado, el gradiente de fractura estimado para el tratamiento es de 0,65 psi/ft. Además se representa como la formación se rellena de apuntalante (empaquetamiento) a medida que se va incrementando la concentración del propano hasta que se observa que al final del tratamiento la presión se incrementa, lo cual es una señal de que la formación se ha llenado a su capacidad del agente de sostén, situación por la cual se suspende la inyección para no tener un descontrol, con la arena ingresada.

En esta etapa, si bien el ISIP del Minifrac 688 psi es mayor al ISIP del tratamiento 583 psi que no es lo esperado para que la fractura quede empaquetada convenientemente, la diferencia es de alrededor de 100 psi que no se considera crítica y por consiguiente se estima obtener una conductividad aceptable a lo largo de la fractura.

A4.2.4 Esquema de la geometría de fractura obtenida

En la Figura A4.4 se muestra la geometría de fractura, la cual contiene las siguientes pistas:

1. Representa la profundidad del pozo, (pies)
2. Muestra el perfil de esfuerzo de cierre, (psi)
3. Presenta la curva del registro Potencial Espontaneo (SP)
4. Muestra el perfil de concentración del propante, (lb/pie²)
5. Presenta el perfil de la conductividad de la fractura, (md-pie)
6. Muestra el comportamiento del ancho de fractura, (pulg)

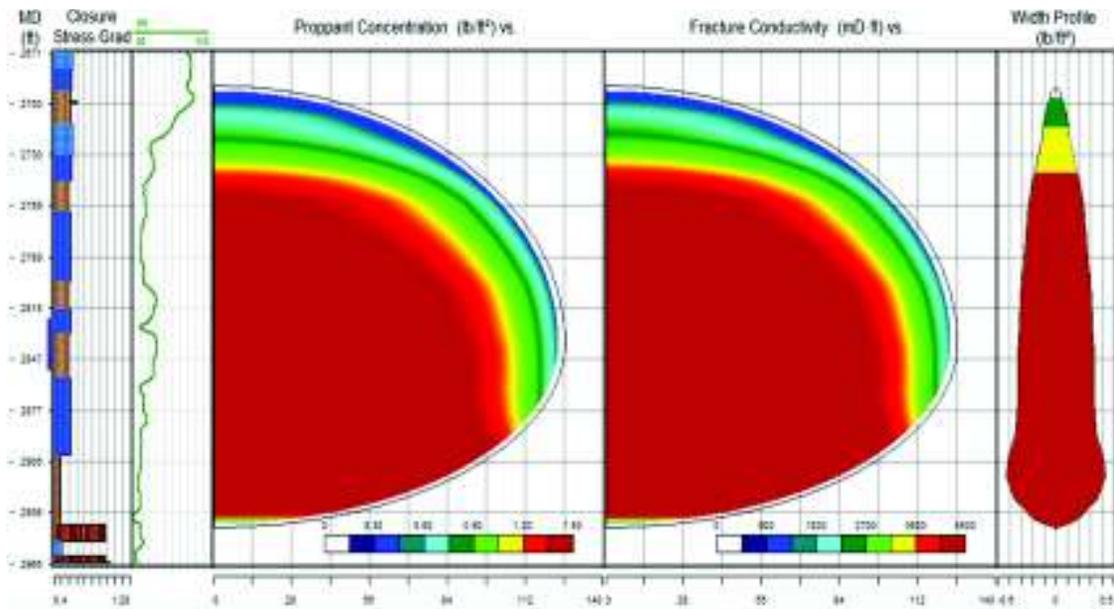


Figura A4.4. Geometría de la Fractura, Fm Atlanta. Etapa II.

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Mediante la simulación del trabajo de fractura realizada se obtiene la geometría de la segunda etapa de la Fm Atlanta con los siguientes parámetros estimados:

- Longitud de fractura de 123 (pies).
- Altura total de fractura de 252 (pies)
- Ancho de 0,274 (pulg)

- Concentración del propante promedio 1,585 (lb/pie²)
- Conductividad de la Fractura 4120 - 7010 (mD-pies)
- Conductividad adimensional FCD promedio de 23,07
- Centro de la fractura 2839 (pies)
- Daño de Formación luego del tratamiento \approx -5,6

Luego de realizado el tratamiento, de acuerdo a la simulación se determina que la fractura crece en alto 252 pies y en longitud 123 pies debido al contraste de esfuerzos que se tiene, se ubica el centro de la fractura alrededor de 2839 pies corroborando que en esta parte se tiene una zona con menor esfuerzo.

La Figura A4.4 nos indica también que la fractura crece más hacia la parte superior del centro de la fractura (147 pies) por tener mayores propiedades petrofísicas, mientras que en la parte inferior del centro de la fractura probablemente se encuentra un estrato con mayor esfuerzo por lo que la fractura crece un poco menos (105 pies); durante la simulación de la fractura se observó que se consiguió el ancho suficiente con la utilización de la arena natural tipo 12/20 ya que esta tiene la mejor granulometría para este diseño dando lugar a una mayor concentración de apuntalante.

Diferentes autores sugieren que para asegurar que la cantidad de agente sostén penetre dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos tres veces el diámetro del apuntalante, condición que si se cumple en este caso, ya que se tiene un ancho de fractura de 0,274 pulgadas aproximado y el diámetro de la arena natural de 0,0496 pulgadas, caso contrario se debe utilizar otro tipo de arena con granulometría diferente. La concentración areal de agente sostén promedio está en 1,585 lb/pie² lo cual nos muestra una buena concentración.

A4.3 Etapa III: Formación Santo Tomás, intervalo 2500' – 2520'

A4.3.1 Intervalos a ser disparados

Una vez interpretados los registros eléctricos con los parámetros de referencia correspondientes para la formación Santo Tomás, se obtuvieron los siguientes intervalos,

los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8” a 4 dpp. La Tabla A4.5 presenta los intervalos a intervenir con sus cargas respectivas.

Tabla A4.5. Intervalos a disparar Etapa III.

TOPE (pies)	BASE (pies)	INTERVALO (pies)	CARGAS
2500	2520	20	80
2570	2590	20	80
TOTAL		40	160

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

A4.3.2 Programa de bombeo del tratamiento

La tabla A4.6 muestra la sucesión de eventos en el esquema de inyección para la Etapa de Fractura # 3, donde se describe el volumen y tipo de fluido, así como la cantidad de agente propante a utilizar, con lo cual se espera obtener la mejor geometría de fractura.

Tabla A4.6. Programa de Bombeo para la Etapa III de Fracturamiento.

	Vol. Limpio		Vol. Sucio	FLUIDO	DOSIF. (#/Gal)	TIPO	CANTIDAD (Sxs)
	(Gln)	(bbbls)	(bbbls)				
LLENADO	650	15	15	SA-GELMAX-BC 25#			@ 7 bpm
MINIFRAC	5050	120	120	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
DECLINACIÓN 30' (Presión de Superficie > 0 psi)							
COLCHÓN	4200	100	100	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
1ra Dosif.	1500	36	39	SA-GELMAX-BC 25#	2	Arena Imp. 12/20	30
2da Dosif.	2000	48	54	SA-GELMAX-BC 25#	3	Arena Imp. 12/20	60
3ra Dosif.	3750	89	105	SA-GELMAX-BC 25#	4	Arena Imp. 12/20	150
4ta Dosif.	2300	55	70	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	138
5ta Dosif.	216	5	7	SA-GELMAX-BC 25#	8	Arena Imp. 12/20	18
BF	216	5	7	SA-GELMAX-BC 25#	8	Arena Imp. 12/20	18
DESPLAZ.	596	14,2	14,2	SA-GELMAX-BC 25#			
							414

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En síntesis, para la tercera etapa de fractura en la formación Santo Tomás, se usarán 120 bls de fluido para el trabajo de Minifrac, que logra un caudal máximo de 18 bpm. Una vez que se inyectan los 100 bls de colchón de fluido (SA-GEL MAX-BC-25#), se inicia el bombeo de los 238 bls de fluido de tratamiento (SA-GEL MAX-BC-25#), junto con 414 sacos de arena 12/20 usada como agente de sostén en esta tercera etapa, de los cuales se estima que 396 sacos ingresen a la formación.

La dosificación que se plantea es en forma ascendente, iniciando con 2 lb/gal hasta llegar a 8 lb/gal. Finalmente, 14,2 bls de fluido de limpieza (SA-GEL MAX-BC-25#) serán usados como desplazamiento.

A4.3.3 Simulación de la ejecución del trabajo

En la Figura A4.5 se observa que el caudal máximo que se logra en el Minifrac en la presente etapa es de 18 bpm, la presión de ruptura de la formación es de alrededor de 1429 psi, y cuando se detiene el bombeo de inyección se alcanza una presión instantánea de cierre (ISIP) de 571 psi, resultando en un gradiente de fractura de 0.66 psi/pie y con una declinación de presión del 20%.

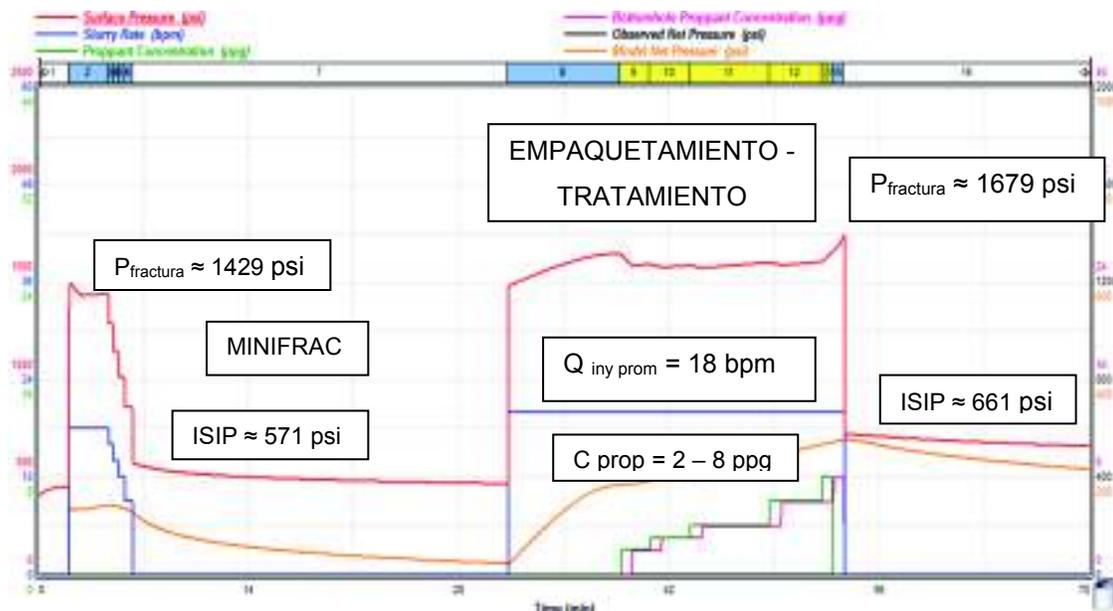


Figura A4.5. Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa III Fm. Atlanta.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Para el periodo del tratamiento propiamente dicho, se muestra en la Figura A4.5 que la presión de fractura ocurre a 1679 psi y se tiene un ISIP de 661 psi aproximado, el gradiente de fractura estimado para el tratamiento es de 0,696 psi/ft. Además se representa como la formación se rellena de apuntalante (empaquetamiento) a medida que se va incrementando la concentración del propano hasta que se observa que al final del programa la presión aumenta ostensiblemente, lo cual es un signo que el yacimiento recibió su máxima capacidad de elemento propano, situación en la cual se para la inyección para que la arena ingresada no salga de control.

Consideración especial merece la diferencia entre el ISIP del Minifrac 571 psi que es menor al ISIP del tratamiento 661 psi con lo cual se verifica que la fractura quedará empaquetada convenientemente y por consiguiente con una buena conductividad a lo largo de la misma.

A4.3.4 Esquema de la geometría de fractura

En la Figura A4.6 se muestra la geometría de fractura, la cual contiene las siguientes pistas:

1. Representa la profundidad del pozo, (pies)
2. Muestra el perfil de esfuerzo de cierre, (psi)
3. Presenta la curva del registro Potencial Espontaneo (SP)
4. Muestra el perfil de concentración del propante, (lb/pie²)
5. Presenta el perfil de la conductividad de la fractura, (md-pie)
6. Muestra el comportamiento del ancho de fractura, (pulg)

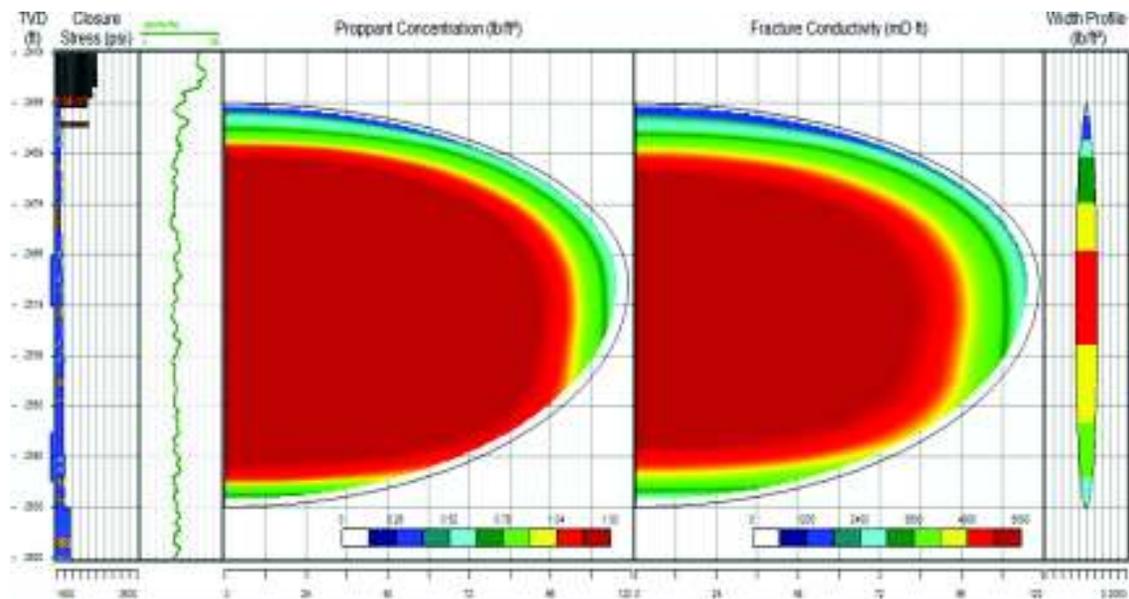


Figura A4.6. Geometría de la Fractura, Fm Santo Tomás, Etapa III.

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Mediante la simulación del trabajo de fractura realizada se obtiene la geometría de la tercera etapa de la Fm Santo Tomás con los siguientes parámetros estimados:

- Longitud de fractura de 114 (pies).
- Altura total de fractura de 160 (pies)
- Ancho de 0,249 (pulg)
- Concentración del propante promedio 1,475 (lb/pie²)
- Conductividad de la Fractura 3698 - 8114 (mD-pies)
- Conductividad adimensional FCD promedio de 70
- Centro de la fractura 2510 (pies)
- Daño de Formación luego del tratamiento \approx -5,7

Luego de realizado el tratamiento, de acuerdo a la simulación se determina que la fractura crece en alto 160 pies y en longitud 114 pies debido al contraste de esfuerzos que se tiene, se ubica el centro de la fractura a 2510 pies corroborando que en este lugar las propiedades petrofísicas son más favorables.

La Figura A4.6 nos indica también que la fractura crece más hacia la parte inferior del centro de la fractura (90 pies) por tener el reservorio una mejor calidad, mientras que en la parte superior del centro de la fractura el reservorio tiene mayor presencia de heterogeneidades lo cual hace que la apertura de la fractura sea de 70 pies; durante la simulación de la fractura se observó que se consiguió el ancho suficiente con la utilización de la arena natural tipo 12/20 ya que esta tiene la mejor granulometría para este diseño, dando lugar a una mayor concentración de apuntalante.

Diversos artículos sugieren que para asegurar que la cantidad de agente sostén penetre dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos tres veces el diámetro del apuntalante, condición que si se cumple en este caso, ya que se tiene un ancho de fractura de 0,249 pulgadas aproximado y el diámetro de la arena natural de 0,0496 pulgadas, caso contrario se debe utilizar otro tipo de arena con granulometría diferente. La concentración areal del agente sostén promedio está en 1,475 lb/pie² lo cual nos muestra una buena concentración.

A4.4 Etapa IV: Formación Santo Tomás, intervalo 2260' – 2360'

A4.4.1 Intervalos a ser disparados

Una vez analizados los registros eléctricos del reservorio Santo Tomás con los parámetros de referencia correspondientes, se obtuvieron los siguientes espesores, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp. La Tabla A4.7 muestra los cuerpos a intervenir con el número de disparos en total.

Tabla A4.7. Intervalos a disparar Etapa IV.

TOPE (pies)	BASE (pies)	INTERVALO (PIES)	CARGAS
2260	2274	14	56
2290	2296	6	24
2340	2360	20	80
TOTAL		40	160

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

A4.4.2 Programa de bombeo del tratamiento

La tabla A4.8 presenta la secuencia del esquema de inyección para la Etapa de Fractura # 4, donde se describe el volumen y tipo de fluido, así como la cantidad de agente propante a utilizar, con lo cual se espera obtener la mejor geometría de fractura.

Tabla A4.8. Programa de Bombeo para la Etapa IV de Fracturamiento.

	Vol. Limpio		Vol. Sucio	FLUIDO	DOSIF. (#/Gal)	TIPO	CANTIDAD (Sxs)
	(Gln)	(bbls)	(bbls)				
LLENADO	650	15	15	GEL LINEAL			@ 7 bpm
MINIFRAC	5050	120	120	GEL LINEAL			@ 18 bpm
DECLINACIÓN 30' (Presión de Superficie > 0 psi)							
COLCHÓN	6300	150	150	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
1ra Dosif.	3800	90	95	SA-GELMAX-BC 25#	1	Arena Imp. 12/20	38
2da Dosif.	3800	90	99	SA-GELMAX-BC 25#	2	Arena Imp. 12/20	76
3ra Dosif.	4500	107	122	SA-GELMAX-BC 25#	3	Arena Imp. 12/20	135
4ta Dosif.	2000	48	56	SA-GELMAX-BC 25#	4	Arena Imp. 12/20	80
5ta Dosif.	1200	29	35	SA-GELMAX-BC 25#	5	Arena Imp. 12/20	60
6ta Dosif.	500	12	15	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	30
BF	231	6	7	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	14
DESPLAZ.	540	12,9	12,9	GEL LINEAL			
							433

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En compendio, para la cuarta etapa de fractura en la formación Santo Tomás, se usarán 120 bls de fluido para el trabajo de Minifrac, que logra un caudal máximo de 18 bpm. Una vez que se inyectan los 150 bls de colchón de fluido (SA-GEL MAX-BC-25#), se inicia el bombeo de los 382 bls de fluido de tratamiento (SA-GEL MAX-BC-25#), junto con 433 sacos de arena 12/20 usada como agente de sostén en esta cuarta etapa, de los cuales se estima que 419 sacos ingresen a la formación.

La dosificación que se plantea es en forma de escalera, iniciando con 1 lb/gal hasta llegar a 6 lb/gal. Finalmente, 12,9 bls de fluido de limpieza (SA-GEL MAX-BC-25#) serán usados como desplazamiento.

A4.4.3 Simulación de la ejecución del trabajo

En la Figura A4.7 se observa que el caudal máximo que se logra en el Minifrac en la presente etapa es de 18 bpm, la presión de ruptura de la formación es de alrededor de 1371 psi, y cuando se detiene el bombeo de inyección se alcanza una presión instantánea de cierre (ISIP) de 572 psi, resultando en un gradiente de fractura de 0.68 psi/pie y con una declinación de presión del 20%.

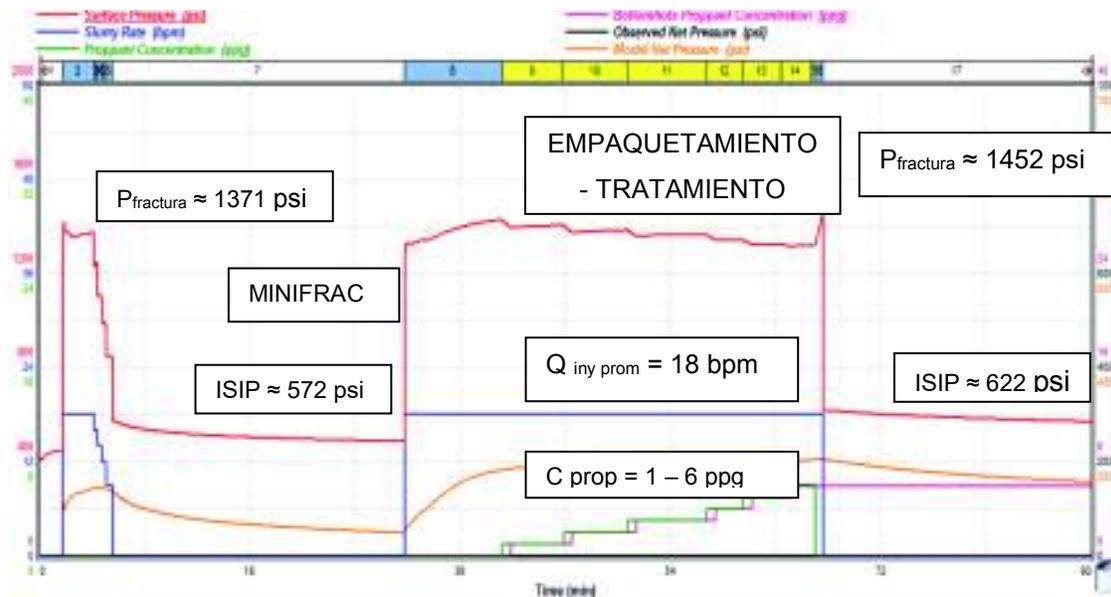


Figura A4.7. Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa IV, Fm. Santo Tomás.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Para el periodo del tratamiento propiamente dicho, se muestra en la Figura A4.4 que la presión de fractura ocurre a 1452 psi y se tiene un ISIP de 622 psi aproximado, el gradiente de fractura estimado para el tratamiento es de 0,7 psi/ft. Además se representa como la formación se rellena de apuntalante (empaquetamiento) a medida que se va incrementando la concentración del propante hasta que se observa que al fin del programa la presión sube inmediatamente, representando la respuesta del reservorio a su capacidad máxima de aceptar el apuntalante, por lo cual se deja de inyectar para no momento en el cual se suspende el bombeo para no tener un descontrol con la arena ingresada.

Consideración especial merece la diferencia entre el ISIP del Minifrac 572 psi que es menor al ISIP del tratamiento 622 psi con lo cual se verifica que la fractura quedará empaquetada convenientemente y por consiguiente con una buena conductividad a lo largo de la misma.

A4.4.4 Esquema de la geometría de fractura

En la Figura A4.8, se muestra la geometría de fractura, la cual contiene las siguientes pistas:

1. Representa la profundidad del pozo, (pies)
2. Muestra el perfil de esfuerzo de cierre, (psi)
3. Presenta la curva del registro Potencial Espontaneo (SP)
4. Muestra el perfil de concentración del propante, (lb/pie²)
5. Presenta el perfil de la conductividad de la fractura, (md-pie)
6. Muestra el comportamiento del ancho de fractura, (pulg)

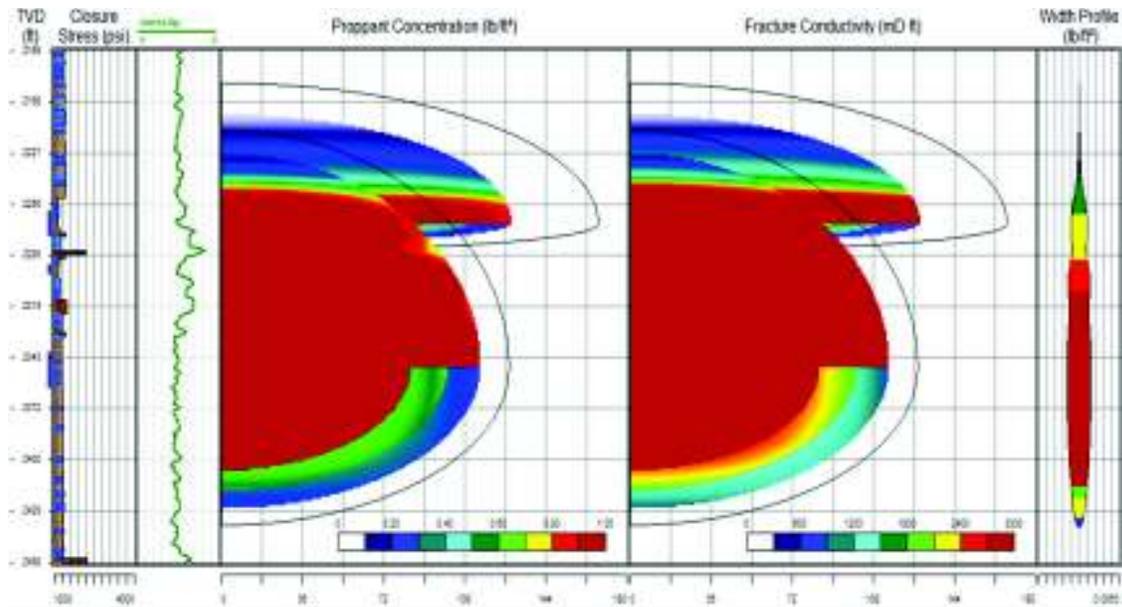


Figura A4.8. Geometría de la Fractura, Fm Santo Tomás, Etapa IV.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Mediante la simulación del trabajo de fractura realizada se obtiene la geometría de la cuarta etapa de la Fm Santo Tomás con los siguientes parámetros estimados:

- Longitud de fractura de 128 (pies).
- Altura total de fractura de 220 (pies)
- Ancho de 0,087 (pulg)
- Concentración del propante promedio 0,527 (lb/pie²)
- Conductividad de la Fractura 595 - 4349 (mD-pies)
- Conductividad adimensional FCD promedio de 27
- Centro de la fractura 2350 (pies)
- Daño de Formación luego del tratamiento $\approx -5,7$

Luego de realizado el tratamiento, de acuerdo a la simulación se determina que la fractura crece en alto 220 pies y en longitud 128 pies debido al contraste de esfuerzos que se tiene, se ubica el centro de la fractura a 2310 pies demostrando que en esta zona las propiedades de la roca yacimiento son mejores.

En vista que en esta etapa de fracturamiento el trabajo se realiza sobre 3 intervalos abiertos, la Figura A4.8 nos indica que la fractura crece más hacia la parte inferior de los

intervalos (90 pies) por tener el reservorio una mejor calidad, mientras que en la parte superior de los intervalos la litología presenta un estrato con mayor presencia de barreras al flujo lo cual hace que la fractura se abra (50 pies); durante la simulación de la fractura se observó que no se consiguió el ancho suficiente con la utilización de la arena natural tipo 12/20 por lo que se espera en esta etapa una menor concentración de apuntalante.

En condiciones ideales para asegurar que la cantidad de agente sostén penetre dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos tres veces el diámetro del apuntalante, condición que no se cumple en este caso, ya que se tiene un ancho de fractura de 0,087 pulgadas aproximado y el diámetro de la arena natural de 0,0496 pulgadas, por lo cual se verá afectada la concentración areal del agente sostén que en este caso está en 0,527 lb/pie² lo cual nos muestra una mínima concentración.

A4.5 Etapa V: Formación Santo Tomás, intervalo 1636' - 1720'

A4.5.1 Intervalos a ser disparados

Una vez valorados los registros eléctricos con los parámetros de referencia correspondientes a la formación Santo Tomás, se obtuvieron los siguientes intervalos, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp. La Tabla A4.9 muestra las zonas a perforar con el número de disparos en total.

Tabla A4.9. Intervalos a disparar Etapa V

TOPE (pies)	BASE (pies)	INTERVALO (pies)	CARGAS
1636	1644	8	32
1648	1656	8	32
1682	1690	8	32
1706	1720	14	56
TOTAL		38	152

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

A4.5.2 Programa de bombeo – Etapa V

La tabla A4.10 muestra la secuencia del programa de bombeo para la Etapa de Fractura # 5, donde se describe el volumen y tipo de fluido, así como la cantidad de agente propante a utilizar, con lo cual se espera obtener la mejor geometría de fractura.

Tabla A4.10. Programa de Bombeo para la Etapa V de Fracturamiento.

	Vol. Limpio		Vol. Sucio	FLUIDO	DOSIF. (# /Gal)	TIPO	CANTIDAD (Sxs)
	(Gln)	(bbls)	(bbls)				
LLENADO	650	15	15	SA-GELMAX-BC 25#			@ 7 bpm
MINIFRAC	5050	120	120	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
DECLINACIÓN 30' (Presión de Superficie > 0 psi)							
COLCHÓN	4000	95	95	SA-GELMAX-BC 25#			@ 18 bpm
1ra Dosif.	1500	36	37	SA-GELMAX-BC 25#	1	Arena Imp. 12/20	15
2da Dosif.	2000	48	52	SA-GELMAX-BC 25#	2	Arena Imp. 12/20	40
3ra Dosif.	2500	60	68	SA-GELMAX-BC 25#	3	Arena Imp. 12/20	75
4ta Dosif.	3500	83	98	SA-GELMAX-BC 25#	4	Arena Imp. 12/20	140
5ta Dosif.	1000	24	29	SA-GELMAX-BC 25#	5	Arena Imp. 12/20	50
6ta Dosif.	800	19	24	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	48
BF	231	6	7	SA-GELMAX-BC 25#	6	Arena Imp. 12/20	14
DESPLAZ.	365	8,7	8,7	SA-GELMAX-BC 25#			
							382

Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

En esencia, para la quinta etapa de fractura en la formación Santo Tomás, se usarán 120 bls de fluido para el trabajo de Minifrac, que logra un caudal máximo de 18 bpm. Una vez que se inyectan los 95 bls de colchón de fluido (SA-GEL MAX-BC-25#), se inicia el bombeo de los 275 bls de fluido de tratamiento (SA-GEL MAX-BC-25#), junto con 382 sacos de arena 12/20 usada como agente de sostén en esta quinta etapa, de los cuales se estima que 368 sacos ingresen a la formación.

La dosificación que se plantea es en forma de escalera, iniciando con 1 lb/gal hasta llegar a 6 lb/gal. Finalmente, 8,7 bls de fluido de limpieza (SA-GEL MAX-BC-25#) serán usados como desplazamiento.

A4.5.3 Simulación de la ejecución del trabajo

En la Figura A4.9 se observa que el caudal máximo que se logra en el Minifrac en la presente etapa es de 18 bpm, la presión de ruptura de la formación es de alrededor de 1019 psi, y cuando se detiene el bombeo de inyección se alcanza una presión instantánea de cierre (ISIP) de 464 psi, resultando en un gradiente de fractura de 0.71 psi/pie y con una declinación de presión del 20%.

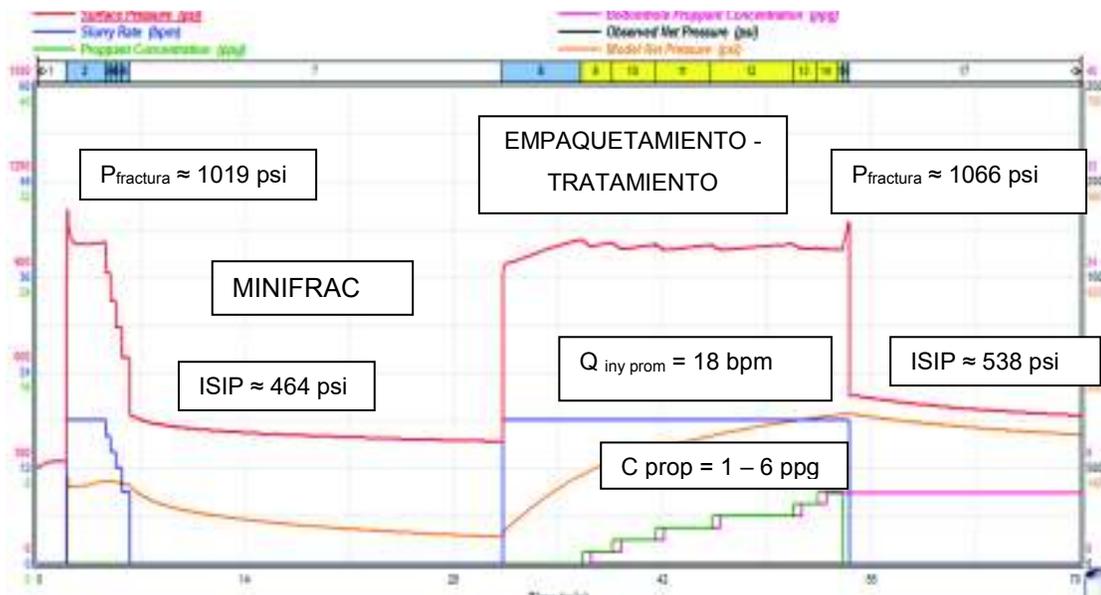


Figura A4.9 Diseño de Fractura Hidráulica, Etapa V, Fm. Santo Tomás.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Para el periodo del tratamiento propiamente dicho, se muestra en la Figura A4.9 que la presión de fractura ocurre a 1066 psi y se tiene un ISIP de 538 psi aproximado, el gradiente de fractura estimado para el tratamiento es de 0,75 psi/ft. Además se muestra cómo la formación se rellena de apuntalante (empaquetamiento) a medida que se va incrementando la concentración del propano hasta que se observa que al final del tratamiento la presión de súbito se incrementa, lo cual implica que el reservorio llegó a su capacidad máxima de admisión de apuntalante, por lo cual se detiene la inyección y evitar un posible descontrol de la arena utilizada.

Especial atención merece la diferencia entre el ISIP del Minifrac 464 psi que es menor al ISIP del tratamiento 538 psi con lo cual se verifica que la fractura quedará empaquetada convenientemente y por consiguiente con una buena conductividad a lo largo de la misma.

A4.5.4 Esquema de la geometría de fractura

En la Figura A4.10, se muestra la geometría de fractura, la cual contiene las siguientes pistas:

1. Representa la profundidad del pozo, (pies)
2. Muestra el perfil de esfuerzo de cierre, (psi)
3. Presenta la curva del registro Potencial Espontaneo (SP)
4. Muestra el perfil de concentración del propante, (lb/pie²)
5. Presenta el perfil de la conductividad de la fractura, (md-pie)
6. Muestra el comportamiento del ancho de fractura, (pulg)

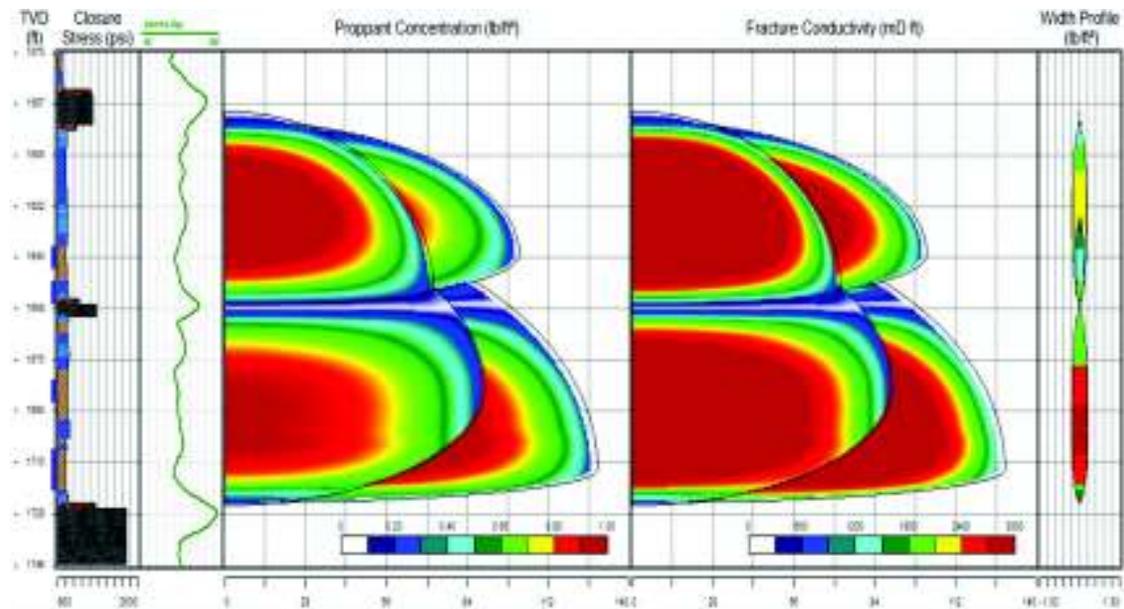


Figura A4.10. Geometría de la Fractura, Fm Santo Tomás, Etapa V.
Fuente: Archivos reacondicionamiento, departamento de producción, Pacifpetrol 2017.

Mediante la simulación del trabajo de fractura realizada se obtiene la geometría de la cuarta etapa de la Fm Santo Tomás con los siguientes parámetros estimados:

- Longitud de fractura de 120 (pies).
- Altura total de fractura de 135 (pies)
- Ancho de 0,145 (pulg)
- Concentración del propante promedio 0,873 (lb/pie²)

- Conductividad de la Fractura 2774 - 4553 (mD-pies)
- Conductividad adimensional FCD promedio de 25
- Centro de la fractura 1690 (pies)
- Daño de Formación luego del tratamiento $\approx -5,7$

Luego de realizado el tratamiento, de acuerdo a la simulación se determina que la fractura crece en alto 135 pies y en longitud 120 pies debido al contraste de esfuerzos que se tiene, se ubica el centro de la fractura a 1690 pies mostrando que en esa zona el reservorio tiene una mejor calidad.

En vista que en esta etapa de fracturamiento el trabajo se realiza sobre 4 intervalos abiertos, la Figura A4.10 nos indica que al disponer de un sello de lutitas alrededor de 1658 pies, tenemos 2 intervalos de tratamiento; la fractura crece proporcionalmente en los 2 intervalos, 68 pies en la parte superior y 67 pies en la parte inferior; durante la simulación se observó que se consiguió un ancho de fractura de 0,147 pulgadas, este no es el ancho suficiente deseado con la utilización de la arena natural tipo 12/20 por lo que se espera en esta etapa una menor concentración de apuntalante.

En condiciones ideales para asegurar que la mayor cantidad de agente sostén penetre dentro de la fractura, el ancho de la fractura debe ser por lo menos tres veces el diámetro del apuntalante, condición que se aproxima en este caso, ya que se tiene un ancho de fractura de 0,147 pulgadas aproximado y el diámetro de la arena natural de 0,0496 pulgadas, por lo cual la concentración areal del agente sostén no será la ideal ya que en este caso está en $0,873 \text{ lb/pie}^2$ lo cual nos muestra una regular concentración.