

ANÁLISIS DE TRABAJOS CRÍTICOS DE ESTIMULACIÓN REALIZADOS EN LAS
CAMPAÑAS 2015-2017 EN LOS POZOS Z Y C DEL CAMPO YAGUARÁ,
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

WILLIAM ALEJANDRO MORENO AGUDELO
LAURA MARCELA PÉREZ ACEVEDO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C
2019

ANÁLISIS DE TRABAJOS CRÍTICOS DE ESTIMULACIÓN REALIZADOS EN LAS
CAMPAÑAS 2015-2017 EN LOS POZOS Z Y C DEL CAMPO YAGUARÁ,
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

WILLIAM ALEJANDRO MORENO AGUDELO
LAURA MARCELA PÉREZ ACEVEDO

Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
ANGY CAROLINA TABORDA VELASQUEZ
Ingeniero de Petróleos

Asesor Técnico
IVAN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C
2019

Nota de aceptación

Iván Eduardo Peñaloza Cristancho

Juan David Rengifo Medina

Alexander López Castro

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García

Vicerrectora Académica y de Posgrado

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería de Petróleos (E)

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Para mi familia que me ha apoyado durante todo este proceso, que tenía como objetivo convertir el sueño de ser Ingeniero en realidad.

Para mi compañera Laura: Gracias totales.

William Alejandro Moreno Agudelo

*A Dios y a mis padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy.
A ti abuelita infinitas gracias, ha sido un orgullo y un privilegio ser tu nieta.*

Laura Marcela Pérez Acevedo

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a la empresa operadora ECOPETROL S.A. Quien creyó y nos apoyó en el desarrollo de nuestro proyecto.

A nuestro director de trabajo de grado la ingeniera Angy Carolina Taborda Velasquez quien con su apoyo y conocimiento orientó nuestras ideas y entregó la mejor disposición para cumplir satisfactoriamente nuestros objetivos. De igual manera por su apoyo desinteresado y sin ánimo diferente a contribuir al proceso de aprendizaje de los autores, sus valiosas asesorías, lecciones y tiempo dedicado al proyecto. Su aporte técnico fue fundamental en el alcance efectivo de los objetivos planteados.

Al ingeniero de la Vicepresidencia Técnica de Desarrollo, especialista en Daño de Formación/Estimulación/Producción Jorge Enrique Duarte Olarte, quien compartió de su tiempo e información para el progreso de nuestro trabajo.

Al ingeniero Iván Eduardo Peñaloza Cristancho, quien con sus ideas y colaboración aclaro cada una de nuestras dudas para el mejor entendimiento en la investigación. De igual manera, por la paciencia y dedicación aportada a los estudiantes.

A la geóloga Rosa Amelia Parra Cartagena quien aportó de su tiempo y conocimiento para la investigación y desarrollo del proyecto.

Al economista Gonzalo De Jesus Jiménez quien brindó conocimiento, asesoría y tiempo para el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

	pág
RESUMEN	36
INTRODUCCIÓN	37
OBJETIVOS	38
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ	39
1.1 HISTORIA DEL CAMPO YAGUARÁ	39
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ	40
1.3 MARCO GEOLÓGICO	42
1.3.1 Estratigrafía	42
1.3.1.1 La Formación Saldaña	42
1.3.1.2 Formación Yaví	42
1.3.1.3 Formación Caballos	42
1.3.1.4 Formación Villeta	43
1.3.1.5 Formación Monserrate	43
1.3.1.6 Formación Guaduala	44
1.3.1.7 Grupo Chicoral	44
1.3.1.8 Formación Potrerillo	45
1.3.1.9 Formación Doima	45
1.3.1.10 Formación Barzaloza	45
1.3.1.11 Grupo Honda	45
1.3.1.12 Formación Gigante	46
1.3.1.13 Lahar de Altamira	46
1.3.1.14 Formación Guacacallo	46
1.3.2 Geología estructural	48
1.3.3 Geología del petróleo	48
1.3.3.1 Roca Generadora	49
1.3.3.2 Roca Reservorio	49
1.3.3.4 Roca Sello	49
1.3.3.5 Trampa	49

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	50
1.4.1 Método de producción	50
1.4.2 Tiempo de producción	50
1.4.3 Número de pozos	53
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	53
1.4.5 Gráfica de presiones	55
1.4.6 Características del yacimiento	56
1.4.6.1 Presión	57
1.4.6.2 Temperatura	57
1.4.6.3 Porosidad	57
1.4.6.4 Permeabilidad	57
1.4.6.5 Saturación inicial de agua	58
2. GENERALIDADES DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	59
2.1 DAÑO DE FORMACIÓN	59
2.1.1 Migración de Finos	60
2.1.2 Hinchamiento de Arcillas	60
2.1.3 Escamas	61
2.1.3.1 Carbonato de calcio	61
2.1.3.2 Yeso	62
2.1.3.3 Sulfato de bario	62
2.1.4 Depósitos orgánicos	63
2.1.4.1 Parafinas	63
2.1.4.2 Asfáltenos	63
2.1.5 Emulsiones	63
2.1.6 Daños de Formación Causados por Bacterias	64
2.1.7 Bloqueo por Agua	64
2.1.8 Cambios de humectabilidad	65
2.1.9 Daño causado por cañoneo	65
2.2 ESTIMULACIÓN	66
2.2.1 Estimulación matricial	67
2.2.1.1 Fractura acidificada	71

2.2.1.2 Acidificación	71
2.2.1.3 Lavado ácido	72
2.2.1.4 Tratamientos orgánicos	72
2.2.2 Fracturamiento hidráulico	72
2.2.2.1 Conceptos básicos	74
2.2.2.2 Mecánica de rocas	75
2.2.2.3 Geometría de la fractura	75
2.2.2.4 Fluidos de fracturamiento hidráulico	77
2.3 DAÑOS Y ESTIMULACIONES EN EL CAMPO YAGUARÁ	77
3. ANÁLISIS NODAL PREVIO A LAS ESTIMULACIONES EN LOS POZOS Z Y C	83
3.1 ANÁLISIS NODAL	83
3.1.1 Curvas IPR	89
3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PROSPER	91
3.2.1 Paso a paso del programa PROSPER	91
3.2.1.1 Sección Sumario	92
3.2.1.2 Sección de información de equipos	93
3.2.1.3 Sección de Datos PVT	98
3.2.1.4 Sección de análisis	102
3.2.1.5 Sección de Datos IPR	103
3.3 DATOS GENERALES DE PRODUCCIÓN POZO Z Y C	110
3.3.1 Datos de producción a la fecha óptima de los pozos Z y C	115
3.3.2 Datos de producción a la fecha previa de las estimulaciones	121
4. MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS Z Y C	127
4.1 DISEÑO DE FRACTURA POZO Z	127
4.1.1 Módulo de Young (E)	128
4.1.2 Razón de Poisson	129
4.1.3 Gradiente de cierre	129
4.1.4 Análisis de registros eléctricos	130

4.1.5	Diseño inicial de fractura	131
4.1.6	Diseño de fluidos	135
4.2	DISEÑO ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO C	138
4.2.1	Diseño de fluidos	141
4.2.2	Procedimiento de trabajo	143
4.2.2.2	Pickling no ácido	144
4.2.2.3	Diseño estimulación orgánica	144
4.2.2.4	Diseño Inhibición de incrustaciones	144
4.2.2.5	Diseño estimulación matricial ácida con divergencia	144
5.	ANÁLISIS NODAL POSTERIOR A LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS Z Y C	147
5.1	DESCRIPCIÓN DE TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN	147
5.1.1	Estimulación Pozo Z	147
5.1.2	Estimulación Pozo C	148
5.2	DATOS DE PRODUCCIÓN POSTERIORES A LAS ESTIMULACIONES	148
6.	ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DE LOS TRATAMIENTOS REALIZADOS Y LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE OTRAS ALTERNATIVAS DE ESTIMULACIÓN	154
6.1	ANÁLISIS POZO Z POST-FRACTURA	154
6.1.1	Fractura realizada	156
6.1.2	Comparación análisis nodal	161
6.2	ANÁLISIS DE TRATAMIENTOS POZO C	167
6.2.1	Desarrollo de la operación	170
6.2.1.1	Prueba de presión de líneas de superficie	170
6.2.1.2	Estimulación ácida con divergencia química (Intervalo B20-B30)	170
6.2.1.3	Estimulación ácida- intervalo B10	172
6.2.1.4	Estimulación ácida con divergencia química- Intervalo A30-A60	173
6.2.2	Comparación análisis nodal	174
7.	ANÁLISIS FINANCIERO	184
7.1	ANÁLISIS DE INVERSIÓN	185

7.2 ANÁLISIS DE INGRESOS	187
7.3 ANÁLISIS DE COSTOS	189
7.4 FLUJO DE CAJA	193
7.5 RELACIÓN BENEFICIO – COSTO	194
7.6 CONCLUSIONES FINANCIERAS	196
8. CONCLUSIONES	197
9. RECOMENDACIONES	199
BIBLIOGRAFIA	200

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Localización del Campo Yaguará, Valle Superior del Magdalena, Colombia.	41
Figura 2. Columna estratigráfica de la Sub-cuenca de Neiva, Cuenca del Valle Superior del Magdalena	47
Figura 3. Sección estructural Campo Yaguará.	48
Figura 4. Dispersión de Arcillas	60
Figura 5. Tipos de Emulsiones	64
Figura 6. Disminución de permeabilidad por fluido sucio	65
Figura 7. Tipos de tratamientos de estimulación.	67
Figura 8. Tipos de ácidos estimulación.	69
Figura 9. Acidificación matricial en areniscas y agujeros gusano en carbonatos.	70
Figura 10. Fractura ácida.	71
Figura 11. Etapas fracturamiento hidráulico. a). Fractura inducida b). Bombeo de apuntalante c). Producción de fluidos	74
Figura 12. Esfuerzos principales en la roca, mediante Fracturamiento Hidráulico.	75
Figura 13. Orientación vertical y horizontal de la fractura.	76
Figura 14. Geometría de la fractura. Altura (h_f), longitudinal (X_f) y ancho (W_f)	77
Figura 15. Patrones composicionales del agua de formación Campo Yaguará	78
Figura 16. Componentes del sistema de producción.	85
Figura 17. Trayectoria de los fluidos en un sistema de producción	86
Figura 18. Presiones y caídas de presión en en el sistema de producción	87
Figura 19. Representación de casos de nodos a). Nodo en el fondo del pozo y b). Nodo en la cabeza del pozo.	89
Figura 20. Representación gráfica de una curva IPR.	90
Figura 21. Sección Sumario de los datos en PROSPER. Pozo Z	92
Figura 22. Sección de Información de Equipos en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	93
Figura 23. Desviación del Pozo en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	94
Figura 24. Equipo de Superficie en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	95
Figura 25. Equipo de Fondo en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	95
Figura 26. Estado Mecánico tubería mojada en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	96
Figura 27. Gradiente Geotérmico en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	98
Figura 28. Sección Datos PVT en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.	99
Figura 29. Tabla de datos PVT en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.	100

Figura 30. Regresión de datos PVT. Correlaciones en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	100
Figura 31. Presión vs Factor de volumen de petróleo (FVF) PVT Campo Yaguará	101
Figura 32. Presión vs Relación Gas-Aceite(GOR) PVT Campo Yaguará.	101
Figura 33. Sección de Gradiente, entrada de datos en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará	102
Figura 34. Cálculo del gradiente transversal y de presión en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.	103
Figura 35. Selección del modelo de yacimiento en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.	105
Figura 36. Datos capa a capa en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.	106
Figura 37. Ingreso de datos PVT e IPR capa a capa en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.	107
Figura 38. Tasa de líquido y Presión de Fondo capa a capa. Pozo Z Campo Yaguará.	108
Figura 39. Curva IPR. Pozo Z Campo Yaguará.	109
Figura 40. Estado Mecánico Pozo Z	112
Figura 41. Estado Mecánico Pozo C.	113
Figura 42. Registro Eléctrico Pozo Z	131
Figura 43. Datos usados para análisis FOI	132
Figura 44. Geometría esperada de la Fractura	134
Figura 45. Geometría de Fractura realizada.	160

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Número de pozos Yaguará.	53
Tabla 2. Características del Aceite Campo Yaguará.	57
Tabla 3. Características de la Formación Caballos Campo Yaguará.	58
Tabla 4. Análisis de escamas minerales los pozos seleccionados en el estudio de daño de formación.	79
Tabla 5. Análisis de Escamas Orgánicas para los pozos seleccionados en el estudio de daño de formación.	80
Tabla 6. Factor de daño	106
Tabla 7. Datos PVT del Campo Yaguará	110
Tabla 8. Datos PVT del Campo Yaguará	111
Tabla 9. Profundidades MD y TVD Pozo C.	114
Tabla 10. Profundidades MD y TVD Pozo Z.	114
Tabla 11. Fechas de realización del análisis nodal del pozo Z y del pozo C.	115
Tabla 12. Datos de producción Mayo 10 del 2015. Pozo C	116
Tabla 13. Datos de producción Junio 14 de 2015. Pozo Z	116
Tabla 14. Datos representativos de cada capa del Pozo C, Mayo 10 de 2015	117
Tabla 15. Datos representativos de cada capa del Pozo Z, Junio 14 2015	117
Tabla 16. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo C, Mayo 10 de 2015	118
Tabla 17. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo Z, Junio 14 2015	118
Tabla 18. Factor de daño. Mayo 10 de 2015 Pozo C.	120
Tabla 19. Factor de daño. Junio 14 de 2015 Pozo Z.	121
Tabla 20. Datos de producción Agosto 13 del 2015. Pozo C	121
Tabla 21. Datos de producción. Septiembre 28 de 2015. Pozo Z	122
Tabla 22. Datos representativos de cada capa del Pozo C, Agosto 13 del 2015	122
Tabla 23. Datos representativos de cada capa del Pozo Z, Septiembre 28 de 2015	123
Tabla 24. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo C, Agosto 13 de 2015	123
Tabla 25. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo Z, Septiembre 28 de 2015	123
Tabla 26. Factor de daño. Agosto 13 de 2015 Pozo C.	125
Tabla 27. Factor de daño. Septiembre 28 de 2015	126
Tabla 28. Datos básicos Pozo Z	128
Tabla 29. Parámetros de presión.	130
Tabla 30. Propiedades petrofísicas promedio.	131
Tabla 31. Parámetros esperados geometría de fractura.	134
Tabla 32. Esquema de bombeo diseñado	136
Tabla 33. Intervalos del tratamiento	138

Tabla 34. Historial de producción Pozo C.	138
Tabla 35. Intervalos a cañonear Pozo C.	140
Tabla 36. Descripción de componentes Fluido 1	142
Tabla 37. Descripción de componentes Fluido 2.	142
Tabla 38. Descripción de componentes Fluido 3.	143
Tabla 39. Intervalos a cañonear	143
Tabla 40. Volúmenes por fluido en etapas pozo C.	144
Tabla 41. Datos necesarios para la presión máxima de cierre en superficie.	146
Tabla 42. Datos de producción Octubre 18 del 2016. Pozo C	149
Tabla 43. Datos de producción Diciembre 12 de 2015. Pozo Z	149
Tabla 44. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo C, Octubre 18 de 2016	150
Tabla 45. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo Z, Diciembre 12 de 2015	150
Tabla 46. Factor de daño. Octubre 18 de 2016 Pozo C.	152
Tabla 47. Factor de daño. Diciembre 12 de 2015 Pozo Z.	153
Tabla 48. Intervenciones pozo Z	155
Tabla 49. Esquema de bombeo ejecutado	158
Tabla 50. Parámetros reales geometría de fractura.	161
Tabla 51. Datos de análisis nodal pozo Z	162
Tabla 52. Historial de intervenciones	169
Tabla 53. Datos curvas IPR.	175
Tabla 54. Caudales simulados y reales.	181
Tabla 55. Daños a cada fecha	182
Tabla 56. Ingresos por venta de aceite producido Pozo C	188
Tabla 57. Ingresos por venta de aceite producido Pozo Z	189
Tabla 58. Costos de producción y tratamiento	190
Tabla 59. Flujo de caja pozo C	193
Tabla 60. Flujo de Caja pozo Z	194

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Historia de producción pozo Yaguará-1	51
Gráfica 2. Historia de producción pozo Yaguará-2.	52
Gráfica 3. Historia de producción pozo Yaguará-3.	52
Gráfica 4. Historia de producción del Campo Yaguará	54
Gráfica 5. Historia de presiones Campo Yaguará. 1988-2009	55
Gráfica 6. Historia de presiones Campo Yaguará. 1985-2017	56
Gráfica 7. Comportamiento del CaCO ₃ con temperatura.	61
Gráfica 8. Comportamiento de la Anhidrita con temperatura.	62
Gráfica 9. Análisis SARA Formación Caballos.	80
Gráfica 10. Distribución Fuentes de daño Campo Yaguará.	81
Gráfica 11. Curva IPR Pozo C. Mayo 10 de 2015	119
Gráfica 12. Curva IPR del pozo Z, Junio 14 2015	120
Gráfica 13. Curva IPR del pozo C, Agosto 13 de 2015	124
Gráfica 14. Curva IPR del pozo Z, Septiembre 28 de 2015.	125
Gráfica 15. Comportamiento del FOI vs Longitud de Fractura	133
Gráfica 16. Presiones esperadas durante la realización de la fractura.	137
Gráfica 17. Curva IPR Condiciones previas a la estimulación Pozo C	139
Gráfica 18. Curva IPR. Simulación con daño de 0 Pozo C	139
Gráfica 19. Curva IPR Simulación daño 0, operación de cañoneo y estimulación	141
Gráfica 20. Curva IPR del pozo C, Octubre 18 de 2016	151
Gráfica 21. Curva IPR del pozo Z, Diciembre 12 de 2015	152
Gráfica 22. Intervenciones realizadas al pozo Z	155
Gráfica 23. Producción posterior al Fracturamiento hidráulico Pozo Z.	156
Gráfica 24. Parámetros de bombeo y presión, Minifrac	157
Gráfica 25. Presiones encontradas durante bombeo de fluido de control de agua.	157
Gráfica 26. Parámetros de bombeo y presiones obtenidas durante el fracturamiento.	159
Gráfica 27. Curva IPR. Producción de líquido	163
Gráfica 28. Curva IPR. Producción de aceite	163
Gráfica 29. FOI vs Longitud de fractura arena A-55	164
Gráfica 30. FOI vs Longitud de fractura arena A-65	164
Gráfica 31. FOI vs Longitud de fractura arena B10	165
Gráfica 32. FOI vs Longitud de fractura arena B20	166
Gráfica 33. FOI vs Longitud de fractura arena B30	166
Gráfica 34. Historia de producción con estimulaciones pozo C	168

Gráfica 35. Prueba de presión de líneas	170
Gráfica 36. Prueba de Inyectividad. Estimulación Orgánica-Etapa 1	171
Gráfica 37. Bombeo Estimulación ácida con divergencia-Etapa 1	172
Gráfica 38. Prueba de inyectividad- Bombeo fluido 1-Etapa 2	172
Gráfica 39. Prueba de inyectividad- Bombeo Fluido 1- Etapa 3	173
Gráfica 40. Bombeo inhibición. Estimulación divergente- Etapa 3	173
Gráfica 41. Curva IPR, Fecha óptima y previa	176
Gráfica 42. Curva IPR BLPD. Fecha óptima, previa y posterior	177
Gráfica 43. Curva IPR BOPD. Fecha óptima, previa y posterior	178
Gráfica 44. Curva IPR BLPD. Fecha óptima, previa, posterior y cañoneo	179
Gráfica 45. Curva IPR BOPD. Fecha óptima, previa, posterior y cañoneo	180
Gráfica 46. Historial de producción	182
Gráfica 47. Variación del precio del Peso y Brent respecto al dólar.	184
Gráfica 48. Producción de aceite post-estimulación Pozo C	186
Gráfica 49. Producción de aceite post-estimulación Pozo Z	187
Gráfica 50. Producción mensual de agua y aceite Pozo C.	190
Gráfica 51. Producción mensual de agua y aceite pozo Z	191
Gráfica 52. Suma de costos Pozo C (Dólares)	192
Gráfica 53. Suma de costos Pozo Z (Dólares)	192

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Presión total del sistema de producción	87
Ecuación 2. Caída de presión en el yacimiento (IPR)	87
Ecuación 3. Caída de presión en el completamiento	88
Ecuación 4. Caída de presión en el pozo	88
Ecuación 5. Caída de p en la línea de flujo	88
Ecuación 6. Gradiente geotérmico (G.G)	97
Ecuación 7. Temperatura de formación (Tfor)	97
Ecuación 8. Ley de Darcy	104
Ecuación 9. Presión al datum de cada capa.	106
Ecuación 10. Distribución de producción por capa	108
Ecuación 11. Módulo de Young	128
Ecuación 12. Razón de Poisson	129
Ecuación 13. Presión de cierre, por el método de Eaton	129
Ecuación 14. Gradiente de presión de cierre	130
Ecuación 15. Punto medio de perforados	145
Ecuación 16. Presión de cierre en fondo	145
Ecuación 17. Presión hidrostática	145
Ecuación 18. Presión máxima de cierre	146
Ecuación 19. Relación beneficio-costo	195
Ecuación 20. Relación beneficio-costo pozo c	195
Ecuación 21. Relación beneficio-costo pozo z	195

ABREVIATURAS

°	Grados
°API	Grados API
°F	Grados Fahrenheit
μg	Viscosidad del gas
μo	Viscosidad del aceite
A	Área
AOF	Flujo abierto completamente (Absolute open flow)
BFPD	Barriles de fluido por día
Bg	Factor volumétrico
Bgi	Factor volumétrico del gas inicial
BHT	Temperatura de fondo
BIs	Barriles
Bo	Factor volumétrico
Boi	Factor volumétrico del petróleo inicial
Bopd	Barriles de aceite por día
Bpd	Barriles por día
bpm	Barriles por minuto
BSW	Contenido de agua y sedimento
Bwpd	Barriles de agua por día
CDL	Compensated Density Log
Cp	Centipoise
Csg	Casing
ESP	Bombeo electrosumergible
FOI	Folds of increase
GE	Gravedad específica
GOR	Relación gas aceite

GR	Gamma ray
Hz	Hertz
IPR	Índice de productividad
K	Permeabilidad
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados
Lb	Libras
Lpca	Libras por pulgada cuadrada
m	Metros
m²	Metros cuadrados
mD	Milidarcys
MMbn	Millones de barriles netos
MMpcd	Millones de pies cúbicos por día
MMpcn	Millones de pies cúbicos netos
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar
NE	Norte-Este
OGIP	Gas original en sitio (Original gas in place)
OOIP	Aceite original en sitio (Original Oil in place)
Pb	Presión de burbuja
PCP	Bombeo por cavidades progresivas
PMP	Punto medio de perforados
ppg	Libras por galón
ppm	Partes por millón
Psep	Presión del separador en superficie
Psi	Libra por pulgada cuadrada
Psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta
Psig	Libra por pulgada cuadrada de manómetro

Pwf	Presión de fondo fluyente
Pyto	Presión de yacimiento
Q	Caudal
Qg	Caudal de gas
Qo	Caudal de aceite
RB	Barriles de reservorio
RP	Razón de Poisson
RPM	Revoluciones por minuto
Rs	Gas en solución
RSB	Gas en solución en el punto de burbuja
SARA	Saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos
SCF	Pies cubicos estándar
Sg	Saturacion de gas
SLA	Sistema de levantamiento artificial
So	Saturacion de aceite
SO	Sur-Oeste
STB	Barril de aceite en superficie
Sw	Saturación de agua
Sx	Sacos
TIR	Tasa interna de retorno
TVDss	Profundidad vertical verdadera submarina
USD	Dolares Estadounidenses
β_g	Factor volumétrico del gas
β_o	Factor volumétrico del aceite
μ	Viscosidad del fluido
Φ	Porosidad
σ	Esfuerzo

σ_x	Esfuerzo en eje X
σ_y	Esfuerzo en eje y
σ_z	Esfuerzo en eje z

GLOSARIO

AGENTE BUFFER: es una mezcla de ácido y su base conjugada, que tienen la propiedad de mantener estable el pH de una disolución, frente a cantidades no tan altas de ácidos o bases fuertes.

AGENTE QUELANTE: sustancia capaz de formar complejos fuertes con iones de metales pesados, este agente evita que los metales pesados puedan reaccionar con otras sustancias.

AMBIENTE CONTINENTAL: son los ambientes que están dominados por la erosión y la deposición asociada a corrientes, como lo pueden ser vientos en regiones áridas, o masas de hielo glacial en regiones frías.

AMBIENTE LITORAL-DE PLAYA: es un ambiente de transición, situado en las zonas de costas que no han sido afectadas por desembocaduras fluviales, están formados por acumulaciones arenosas que crecen a expensas del arrastre por deriva litoral.

AMBIENTE MARINO: son todos los ambientes en que la energía por la cual se transportan los sedimentos que son depositados es dada por la dinámica marina, y en donde los sedimentos llegan a través de los ambientes de transición.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: es un punto geográfico en el cual por la combinación de procesos geológicos y condiciones ambientales se acumulan los sedimentos, esto quiere decir que algunos de los sedimentos acumulados se pudieron formar en el punto geográfico y otros fueron transportados hasta el punto geográfico.

AMBIENTE TRANSICIONAL: son los ambientes de depositación situados en la zona en que limita el continente con el mar, por lo tanto, los sedimentos que se acumulan son tanto de tipo marino como continental.

ANÁLISIS NODAL: diseño realizado para seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto, buscando realizar una relación entre las presiones aguas arriba y aguas abajo del nodo.

ANÁLISIS SARA: es un método de caracterización de crudos pesados basado en el fraccionamiento, por el cual se separa una muestra del fluido en cantidades más pequeñas, en este método se fracciona el petróleo en cuatro clases de solubilidad; saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos.

ANTICLINAL: estructura geológica consistente en un pliegue de capas de rocas convexas hacia arriba. Las rocas más antiguas se encuentran en el centro del núcleo.

ARCILLA: es un material terroso de grano fino, que se plastifica al ser mezclado con agua, el tamaño de este material es de 0.004 mm de diámetro.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria clástica de origen detrítico, con tamaño de grano fino menor a 4 micras que está formada por partículas del tamaño arcilla, es compacta y sin fisilidad.

ARENA: termino que se le asigna a materiales o partículas, producto de la desintegración natural o artificial de rocas preexistentes, cuyo tamaño oscila entre los 0.0625 y 2 mm de diámetro.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena, compuesta de un mínimo de 85% de materiales tamaño arena, generalmente granos de cuarzo, que pueden sedimentados por materiales arcillosos, calcáreos y silíceos. Son rocas comunes y constituyen uno de los componentes esenciales en numerosas series estratigráficas.

ASFÁLTENOS: material orgánico formado por compuestos de anillos aromáticos y nafténicos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno, estos componentes hacen parte de los pesados y son causantes de daño de formación en pozos en los que se produce petróleo pesado y extra pesado.

BASAMENTO: corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovic, y se depositó durante un ciclo anterior al de la secuencia estratigráfica suprayacente, generalmente se encuentra compuesto de rocas ígneas y metamórficas.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: sistema de levantamiento artificial que usa la energía eléctrica y la convierte en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta superficie.

BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS: es un sistema de levantamiento artificial que tiene una varilla de succión, además de un rotor y un estator, y por medio de la rotación de las varillas gracias a la acción de un motor eléctrico hace que el fluido contenido en las cavidades fluya hacia arriba.

BUZAMIENTO: ángulo de inclinación que forma una estructura o capa rocosa con un plano horizontal medido perpendicularmente a la dirección o rumbo de la estructura.

CALIZA: roca sedimentaria generalmente de origen orgánico, que contiene al menos un 50% de calcita, y que puede estar acompañada de dolomita, aragonito y siderita.

CAÑONEO: proceso en el cual se crean orificios en el revestimiento mediante disparos que pasan a través de la capa de cemento y se extienden dentro de la

formación para establecer una comunicación efectiva entre la zona productora y el pozo.

CAPA DE GAS: es un mecanismo de producción que se produce cuando hay gas acumulado libre y se encuentra por encima del petróleo y por debajo del techo de la trampa y el gas genera una energía que empuja el petróleo hacia los pozos.

CAMPO: área delimitada, en la cual se llevan a cabo operaciones de perforación de pozos a altas profundidades, para la posterior extracción de hidrocarburos existentes en el subsuelo.

CAPAS LAMINADAS: capas de poco espesor que generan una secuencia, estas generalmente son más pequeñas que la estratificación por capas y se puede observar en estructuras planas de un centímetro o menos.

CARBONO ORGÁNICO TOTAL: es la concentración total de material orgánico presente en las rocas generadoras, este material orgánico debe ser suficiente para generar hidrocarburos y para poder ser sometida al proceso de pirólisis.

CHERT: es una roca sedimentaria microcristalina, dura, de una densidad muy alta, constituida por cristales de cuarzo entrelazados menores de 30 micrones, puede contener sílice amorfa, calcita, óxido de hierro y otros organismos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la forma de representar de representar gráficamente los datos más relevantes de la secuencia geológica expuesta o del subsuelo. Representa los distintos tipos de roca y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico.

COMPLETAMIENTO: es el diseño, selección e instalación de tuberías, empaque y equipos dentro del pozo con el objetivo de producir el pozo de manera segura, controlada y rentable

CONCENTRACIÓN: es la proporción o relación que hay entre la cantidad de soluto y la cantidad de disolvente en una mezcla.

CONDUCTIVIDAD: propiedad de la roca de unir sus poros para generar canales por los cuales pueden atravesar los fluidos, esta propiedad es la que se busca mejorar cuando se realiza un fracturamiento hidráulico.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria compuesta por fragmentos redondeados de tamaño grava, que varían entre los 2-76 mm.

CONTACTO: es la superficie que separa cuerpos de rocas de distintas litologías, esta característica nos muestra como se ha modificado la secuencia horizontal y ayudan a los geólogos a reconstruir la estratigrafía.

CONTACTO CONCORDANTE: es el contacto que separa dos materiales paralelos entre sí, que son consecutivos en tiempo geológico.

CONTACTO DISCORDANTE: es el contacto que separa dos materiales no paralelos entre sí, y que no tienen continuidad temporal.

CONTACTO PARACONCORDANTE: es una falsa concordancia, dada por la no depositación o por la erosión de una capa, dejando a las capas infra y suprayacentes en un contacto paralelo.

CONTACTO TRANSICIONAL: es un contacto en el que la litología de la unidad de abajo cambia de una forma gradual respecto a la unidad de arriba, este contacto muestra generalmente el cambio entre ambientes de depositación.

COSTOS: inversión realizada por una empresa en la producción de un bien, producto o servicio, estos costos pueden ser de tres elementos: materias primas, mano de obra y costos generales de producción.

CUARZO: mineral compuesto de sílice, este es uno de los componentes principales en las areniscas, además de ser el segundo mineral más común en la corteza terrestre.

CUENCA: son las zonas deprimidas en la corteza terrestre, que fue formada por la tectónica de placas en la cual se producen los procesos de sedimentación y erosión.

CURVA IPR: herramienta matemática utilizada para evaluar el rendimiento del pozo al representar matemáticamente la tasa de producción contra la presión de fondo de pozo.

DATACIÓN ISOTÓPICA: es la medición de la edad de una roca, mediante la medición de elementos químicos presentes y como estos se han ido desintegrando en el tiempo.

DECLINACIÓN DE PRESIÓN: caída en la presión en un yacimiento a causa del desgaste por la salida de los fluidos a pozo cuando no hay otro fluido que pueda reemplazar al fluido extraído.

DEPOSITO FLUVIAL: son los depósitos que han sido acumulados a partir de la actividad de los ríos, y los procesos de deslizamiento por gravedad.

DEPOSITO INORGÁNICO: es un tipo de daño en el cual los hidrocarburos pesados se precipitan cuando se reduce la temperatura o la presión. Estos depósitos se forman generalmente en las tuberías, empaquetamientos, zonas cañoneadas y en la cara del pozo.

DETRITOS: partículas sólidas que son arrastradas y depositadas en una cuenca a la desde un punto exterior a la misma.

DRENAJE GRAVITACIONAL: es un mecanismo de producción en el cual la fuerza de gravedad empuja a los hidrocarburos desde el yacimiento hacia los pozos, esto depende mucho del buzamiento y de la alta permeabilidad en el yacimiento.

EDAD GEOLÓGICA: escala de tiempo para referirse a un periodo en el cual se depositó o formó un cuerpo de roca, estas se establecen según características y eventos geológicos reales registrados en la roca.

EMULSIONANTE: sustancia que ayuda que dos sustancias poco miscibles se puedan mezclar, esta se agrega a la sustancia generando una emulsión, haciendo que estas dos sustancias se dispersen casi completamente una en la otra.

EROSIVO: conjunto de fenómenos de descomposición y desintegración, por acciones mecánicas o químicas que quitan todo o parte de los materiales existentes modificando el relieve.

ESCAMAS: depósitos orgánicos formados por alta saturación de sales en el pozo o mezcla de fluidos incompatibles.

ESTABILIZADOR DE FINOS: polímero líquido que actúa sobre las arcillas generando una barrera que evita la hidratación, luego de posteriores lavados, esta sustancia inhibe y estabiliza arcillas y disminuye el movimiento de finos.

ESTIMULACIÓN: tratamiento realizado con el propósito de mejorar o restaurar la productividad de un pozo, estos se dividen en dos: Estimulaciones matriciales y Fracturamientos hidráulicos.

ESTRATIFICACIÓN: disposición que tienen los sedimentos a formarse en capas, de forma subsecuente.

EXPANSIÓN ROCA-FLUIDOS: mecanismo de producción presente en todos los yacimientos, en el cual cuando la presión cae, la presión neta se confina, haciendo que aumente la presión disminuyendo el volumen poroso, ayudando a la salida de los hidrocarburos.

EXPLORACIÓN: es la etapa en la que se comienza la búsqueda de los hidrocarburos, tanto subterráneos como submarinos.

EXPLOTACIÓN: proceso mediante el cual se extraen los hidrocarburos, desde la capa de roca hasta la superficie.

FACILIDAD DE PRODUCCIÓN: conjunto de equipos y tuberías mediante los cuales se realiza la separación de las tres o dos fases de un campo, además de realizar un tratamiento para que estos fluidos puedan ser comercializados.

FACTOR DE FORMA DE DIETZ: constante de la posición y distribución de un pozo situado en el centro de un área de drenaje circular.

FACTOR DE RECOBRO: es el porcentaje de petróleo o gas in situ en un yacimiento que puede ser retirado por técnicas primarias o secundarias.

FALLA: es una fractura sobre la cual se produce un movimiento diferencial entre dos bloques rocosos adyacentes.

FALLA INVERSA: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo mayor o igual a 45° , con respecto a la horizontal, en el cual el bloque colgante se encuentra por encima del bloque yacente. Se genera por esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo mayor o igual a 45° , con respecto a la horizontal, en el cual el bloque colgante se encuentra por debajo del bloque yacente. Se genera por esfuerzos de tensión.

FLUJO DE CAJA: es la representación ordenada de los flujos de entrada y salida de efectivo en una empresa con el fin de conocer ganancias y pérdidas durante un periodo de tiempo.

FLUJO PIROCLÁSTICOS: fragmentos de rocas volcánicas calientes de diversos tamaños suspendidos en una fase gaseosa.

FORMACIÓN: es un cuerpo de roca, identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica, es la unidad lito-estratigráfica fundamental.

FÓSIL: son los restos o moldes de un organismo conservados mediante procesos químicos y geológicas en una roca sedimentaria.

GAS EN SOLUCIÓN: mecanismo de producción en el cual no existe una capa de gas o empuje por agua, en este el gas disuelto en el líquido se expande convirtiéndose en energía que favorece al movimiento de los fluidos del yacimiento a los pozos.

GRADIENTE: es la variación de una magnitud en función de la distancia, estos gradientes generalmente se dan en presión y temperatura en función de una distancia en pies.

GRADIENTE DE CIERRE: presión a la cual se puede generar una fractura en la formación, cuando la presión de la fractura es mayor a la presión de cierre, la fractura estará abierta, cuando es inferior la fractura estará cerrada.

GUIJARROS: roca de tamaño pequeño y redondeada a causa de la erosión, estas se encuentran generalmente a las orillas ambientes fluviales.

HIDROCARBURO: compuestos orgánicos conformados por carbono e hidrogeno, formados por procesos naturales, por la descomposición de materia orgánica en condiciones especiales de presión y temperatura, se pueden encontrar en estado líquido y gaseoso.

HINCHAMIENTO DE ARCILLAS: tipo de daño en el cual la permeabilidad de la formación se reduce debido a la alteración del equilibrio de las arcillas, este se produce cuando los fluidos base agua se filtran en la formación.

INGRESO: cantidad de dinero que recibe una empresa por la venta de productos y servicios, estos son incrementos en el patrimonio neto de la empresa.

INVERSIÓN: son los recursos proporcionados por la empresa para generar un bien o servicio con el cual se quieren aumentar los ingresos a lo largo del tiempo, las inversiones pueden ser iniciales o periódicas.

INYECCIÓN DE AGUA: proceso por el cual se trata de mejorar el recobro de un yacimiento, en este se inyecta agua por pozos productores de forma periférica o dispersa y se busca que el agua que se inyecte desplace al hidrocarburo hacia los pozos.

LEAK-OFF: es la magnitud de presión ejercida sobre una formación, que permite que el fluido ingrese a la formación, esta presión se determina con una prueba usada para determinar la resistencia de la roca a la presión que puede ejercer un fluido.

LIDITA: roca sedimentaria silíceo, con cemento de calcedonia, formada por microorganismos que viven en las aguas superficiales del mar, y que a su muerte caen al fondo del mar, se acumulan y forman lodo de radiolarios.

LITOLOGÍA: conjunto de caracteres petrofísicos de un conjunto de rocas.

LODOLITA: lodo endurecido, normalmente masivo, no laminar, que se también se constituye de arcilla y limo.

LUTITA: roca sedimentaria con granos de tamaño arcilla, que tiene laminación y que está compuesta por una alta cantidad de illita, además de feldespatos, clorita y cuarzo.

MATERIA ORGÁNICA: es aquella materia que está conformada por moléculas orgánicas, resultantes de los seres vivos, esta es la que genera los hidrocarburos, gracias a condiciones específicas de presión y temperatura.

MATRIZ: fracción fina de una roca en la que se depositan granos o clastos de mayor tamaño.

MECANISMO DE PRODUCCIÓN: son aquellos que aportan la energía necesaria para que los fluidos presentes en el yacimiento fluyan a una presión menor a la de yacimiento de forma natural.

MIEMBRO: unidad lito estratigráfica inferior a la formación y que siempre hace parte de la formación.

MIGRACIÓN: es el proceso que involucra el movimiento del hidrocarburo de su roca madre de grano fino a las rocas reservorio permeables de grano grueso.

MINERAL: sustancia natural de composición química definida, generalmente sólida e inorgánica, las rocas están compuestas por uno o varios minerales.

MONOCLINAL: porción de una estructura de capas de rocas, horizontales o ligeramente inclinadas que cambian bruscamente a una fuerte inclinación.

NIVEL DE FLUIDO: profundidad con respecto a la superficie, que alcanza, en condiciones estáticas el fluido en un pozo incapaz de producir naturalmente.

NODO: punto que se toma como fijo para la realización de un análisis nodal, en este punto la suma de la presión aguas arriba y la presión aguas abajo debe ser igual a cero.

OLEODUCTO: tubería que se encarga del transporte de petróleo, desde el lugar de producción hasta una refinería u otro punto de descarga.

PARAFINAS: compuesto de hidrocarburo que a menudo precipita en los componentes de producción, como resultado de los cambios de presión y temperatura en el sistema de producción, estos generan daños de formación especialmente en yacimientos agotados.

PERFORACIÓN: consiste en realizar pozos de gran profundidad hasta llegar a la capa de roca donde posiblemente se encuentren depositados hidrocarburos.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca para que un fluido fluya a través de ella.

PÍLDORA DE FLUIDO: cualquier cantidad inferior a 200 bls de una mezcla de fluido, utilizada para ejecutar una tarea especial que otros tipos de fluidos no pueden realizar.

POROSIDAD: es la medida de los espacios huecos presentes en una roca y que son capaces de almacenar fluidos, esta característica es fundamental para que la roca actúe como almacén.

POZO: es un agujero que se perfora en la tierra con el fin de alcanzar la profundidad en la cual se espera encontrar los hidrocarburos, o en el cual se quiere inyectar fluidos al yacimiento para mejorar la extracción.

PROPANTE: partículas de determinado tamaño, que son mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico, estos pueden ser la arena natural, la arena natural cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia.

PRUEBA PVT: pruebas realizadas a una muestra de hidrocarburo con el fin de relacionar los volúmenes de hidrocarburos presentes en el reservorio a condiciones de presión y temperatura del mismo, con los volúmenes de la misma mas a condiciones de presión y temperatura estándar.

REGISTROS ELÉCTRICOS: cualquier registro obtenido utilizando un cable eléctrico, independientemente de que mida una magnitud eléctrica o no, este es útil para determinar muchas de las características del subsuelo.

RELACIÓN BENEFICIO-COSTO: indicador financiero utilizado para comparar de forma directa los beneficios y costos de realizar un proyecto.

RESERVAS: son los volúmenes de hidrocarburos que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas desde una fecha en adelante.

RESISTIVIDAD: valor obtenido de registros eléctricos, esta es fundamental para evaluar la cantidad de hidrocarburos presentes en una formación, ya que los hidrocarburos no conducen la electricidad y el agua sí, por lo que hay una gran diferencia entre la resistividad de rocas rellenas con hidrocarburos y las rellenas con agua.

REVESTIMIENTO: tubería de gran diámetro que baja a un agujero abierto y se cementa en el lugar, este se usa para que tolere fuerzas de aplastamiento, explosión y fallas por tracción.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica, que con condiciones de temperatura suficiente generara petróleo o gas, normalmente lutitas o calizas.

ROCA ÍGNEA: roca que se forma cuando el magma se enfría y se solidifica.

ROCA METAMÓRFICA: rocas que resultan de la transformación de una roca preexistente que han sufrido ajustes estructurales y mineralógicos.

ROCA SELLO: es una roca relativamente impermeable, que forma una barrera sobre y alrededor de la roca reservorio, ayudando a que los fluidos que migraron no puedan fluir más allá.

ROCA RESERVORIO: son rocas que tienen buena porosidad y permeabilidad, capaces de almacenar y permitir el flujo a través de la misma.

SEDIMENTO: partículas sólidas de rocas, minerales y materiales terrestres que son arrastrados por otros fluidos, y se depositan formando las rocas sedimentarias en diferentes cuencas sedimentarias o en los cauces de cuerpos de agua.

SHALE: rocas sedimentarias siliclásticas de grano fino, compuesta principalmente de partículas más pequeñas, de 63 micrones.

SINCLINAL: estructura geológica consistente en un pliegue de capas de rocas convexas hacia arriba. Las rocas más recientes se encuentran en el centro de las capas, generalmente presenta las capas de los flancos con inclinación hacia el eje.

SÍSMICA: método geofísico que permite determinar la profundidad, forma y disposición de las unidades litológicas, mediante la detección de ondas acústicas, producidas por una fuente artificial.

SOLVENTE: sustancia en la cual se disuelve un soluto, normalmente es el componente con mayor cantidad.

SUMERGENCIA: profundidad a la que una bomba de un sistema de levantamiento artificial está inmersa en el fluido dinámico, esta se debe monitorear constantemente para ajustar la tasa de flujo y evitar el daño de la bomba por falta de fluidos.

SURFACTANTE: agentes químicos, que cuando se disuelven en agua generan una interface ejerciendo funciones como humedecer, emulsificar, dispersar y solubilizar una mezcla, estos favorecen o impiden la formación de espuma.

SURVEY: tabla de orientación y desviaciones en las cuales se especifica la profundidad y el ángulo de desviación de un pozo, con ayuda de este se pueden establecer en tres dimensiones la trayectoria de un pozo.

UTILIDAD NETA: es la cantidad de dinero resultante después de restar ingresos y costos, a partir de esta se deben analizar las ganancias generadas por un proyecto.

TASA INTERNA DE RETORNO: tasa de rentabilidad que ofrece una inversión, es decir, el beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado de un proyecto.

TENSIÓN INTERFACIAL: propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles, esta se produce en dos fluidos líquidos cuando una molécula cerca a la interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar.

TENSIÓN SUPERFICIAL: energía libre superficial que existe entre un líquido y el aire, esta se puede observar como un menisco curvado en un tubo pequeño con el líquido, esta barrera impide que un líquido se mezcle espontáneamente con el aire generando una espuma.

TRATAMIENTO DE CRUDO: son todas las acciones realizadas al hidrocarburo para que este sea comercial, se pueden realizar métodos químicos y físicos, generalmente usados para separar el crudo de componentes indeseables presentes en el mismo.

VALOR PRESENTE NETO: es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión, este permite determinar si una inversión cumple con el objetivo de maximizar la inversión.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos que se describe como la resistencia que tienen las moléculas que conforman el fluido a fluir.

YACIMIENTO: cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos, las rocas sedimentarias son los componentes principales de un yacimiento porque poseen más porosidad que otros tipos de rocas.

YACIMIENTO SATURADO: la presión en este tipo de yacimiento se encuentra por debajo o es igual a la presión de burbuja, esto hace que el yacimiento sea bifásico, teniendo una parte de gas liberado y otra de líquido.

YACIMIENTO SUBSATURADO: yacimientos en los cuales la presión inicial se encuentra por encima del punto de burbuja, e inicialmente solo se encuentra la fase líquida en el yacimiento, el gas en solución presente se libera cuando se alcanza este punto de burbuja.

RESUMEN

La necesidad de mejorar la productividad de los pozos en el Campo Yaguará, lleva a la operadora, en este caso ECOPETROL S.A a implementar distintos tratamientos en la campaña 2015-2017 que mejoren la producción de petróleo en diversos pozos del campo, implementando procesos operativos acordes a la empresa.

Para ejecutar estos tratamientos, más conocidos como estimulaciones, fue necesario comprender conceptos básicos acerca de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico. Además de conocer la razón de su implementación, es decir, el por qué fue vital hacer uso de estos en el Campo Yaguará. La razón principal de llevar a cabo estos trabajos, fue la existencia de daño de formación presente en los pozos Z y C, lo cual se resume en una disminución de los canales de flujo y por ende en la producción.

Por lo anterior, fue necesario recopilar información del Campo Yaguará, de sus características petrofísicas, historial de producción y estimulaciones en años anteriores, con el propósito de ejecutar un análisis que permitiera identificar si las estimulaciones implementadas en los pozos tuvieron el efecto esperado o, por el contrario, se obtuvieron resultados desfavorables en el aumento de la producción de crudo.

El respectivo análisis se hizo mediante análisis nodal en el software PROSPER, modelos de simulación de productividad, y reportes operacionales de los pozos. Esto permitiendo identificar la efectividad de los tratamientos, comparar resultados esperados vs obtenidos, reconocer el factor de daño antes y después de la estimulación y, por supuesto, cuantificar la productividad del pozo luego de implementar las estimulaciones.

Finalmente, se realizó un análisis financiero que permitió identificar si los trabajos de estimulación habían sido viables económicamente, mediante una relación beneficio-costos.

PALABRAS CLAVE: Estimulación, daño, Formación, análisis nodal, Campo Yaguará, Cuenca Valle Superior Magdalena

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de la industria petrolera es extraer la mayor cantidad de barriles de petróleo a la superficie, esto se consigue mediante la exploración, perforación, completamiento y producción de un pozo; actividades implementadas con el fin de poner el pozo a producir a su máximo caudal. Sin embargo, al ejecutar las actividades en el pozo, se generan problemas en la productividad, puesto que se generan obstrucciones en los canales de flujo que no permiten el paso de los fluidos del pozo a la superficie.

Estas obstrucciones se conocen como daños de formación, los cuales no permiten que el pozo produzca petróleo a su máxima expresión. Estos daños pueden ser generados por cambios en las condiciones de presión y temperatura, alteraciones en la compatibilidad de aguas presentes, o por malas actividades ejecutadas en el pozo.

Con el propósito de reducir el daño de formación se implementan trabajos de estimulación para incrementar la conductividad de los canales de la formación, y de esta forma destapar y eliminar obstrucciones que permitan producir los fluidos presentes en fondo.

Existen distintos trabajos de estimulación, los cuales se implementan dependiendo de las características petrofísicas de cada yacimiento, por un lado están las estimulaciones matriciales capaces de reducir daños de formación por depósitos orgánicos, inorgánicos, taponamiento, hinchamiento de arcilla, y por otro lado se encuentra el fracturamiento hidráulico capaz de crear y conectar canales de flujo en la formación aumentando la permeabilidad de la zona para mejorar la producción de petróleo.

En el presente proyecto de grado se analizará la efectividad de los trabajos de estimulación matricial y de fracturamiento hidráulico de las campañas 2015-2017 en los pozos Z y C del Campo Yaguará, con el fin de verificar si la implementación del proyecto fue exitosa o si, por el contrario, no fue óptima y no incrementó la productividad de los pozos, siendo este el objetivo principal.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar trabajos críticos de estimulación realizados en las campañas 2015-2017 en los pozos Z y C del Campo Yaguará, mediante simulación numérica

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Yaguará.
2. Definir conceptos básicos de estimulación realizados en las campañas 2015-2017 en el Campo Yaguará.
3. Realizar análisis nodal previos a los trabajos de estimulación a los pozos Z y C
4. Realizar modelo de simulación para la evaluación del comportamiento de los trabajos de estimulación en los pozos Z y C.
5. Realizar un análisis nodal a los pozos estimulados para la evaluación de la producción de hidrocarburos posterior al tratamiento.
6. Analizar la efectividad de los tratamientos realizados y la viabilidad de la implementación de otras alternativas de estimulación en los pozos Z y C.
7. Analizar financieramente la viabilidad en la aplicación de los trabajos de estimulación mediante el indicador de beneficio/ costo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ

En el presente capítulo se detallarán aspectos importantes del Campo Yaguará, tales como su reseña histórica, localización con vías de acceso, seguidamente se describirá el modelo geológico, las propiedades petrofísicas del yacimiento y la historia de producción del mismo.

1.1 HISTORÍA DEL CAMPO YAGUARÁ

El Campo Yaguará inició con el contrato de asociación “Hobo” firmado entre las empresas Huila Exploration (HUILEX) Y ECOPETROL en el año 1984.

El Campo Yaguará fue descubierto en el mes de marzo del año 1987, cuando se realizó la primera perforación del pozo Yaguará-1 alcanzando una profundidad final de 3115 pies, este obtuvo inicialmente 170 BPD de un crudo mediano con 23,8° API. Posteriormente, para confirmar este descubrimiento se perforaron dos pozos Yaguará 2 y 3 localizados aproximadamente dos kilómetros al Sur y Norte respectivamente del pozo Yaguará-1. Estos últimos pozos con resultados satisfactorios al no resultar secos.

Con base en la información geológica y geofísica obtenida de los pozos anteriormente perforados se analizó y se presentó una propuesta de comercialidad a Ecopetrol en abril 25 de 1988, la cual fue aceptada ese mismo año. A finales del año 1988 se iniciaron las fases de desarrollo y montaje de las facilidades de producción, tratamiento, almacenamiento y transporte. En esta etapa se perforaron 25 pozos de desarrollo adicionales, a su vez se construyó el oleoducto Yaguará-Tenay y se adelantaron estudios técnicos de geología y yacimientos, todo esto con el propósito de obtener un estimado de las reservas del yacimiento.

Con ayuda de los estudios geológicos se confirmó que la producción del Campo Yaguará es proveniente principalmente de la Formación Caballos con un estimado de reservas aproximadas de 18,5 millones de barriles de petróleo y un área de producción de 3100 Acres.

En el año 1991, se solicitó la autorización para iniciar la explotación del Campo Yaguará, la cual fue aceptada por el Ministerio de Minas y Energías en el mes de diciembre del mismo año. A partir de la fecha, se iniciaron las campañas de producción del campo.

Desde el año 1991 hasta el presente año 2018, el Campo Yaguará ha venido creciendo notablemente en todo el bloque, teniendo 122 pozos perforados, de los cuales 61 se encuentran produciendo actualmente. La empresa Ecopetrol

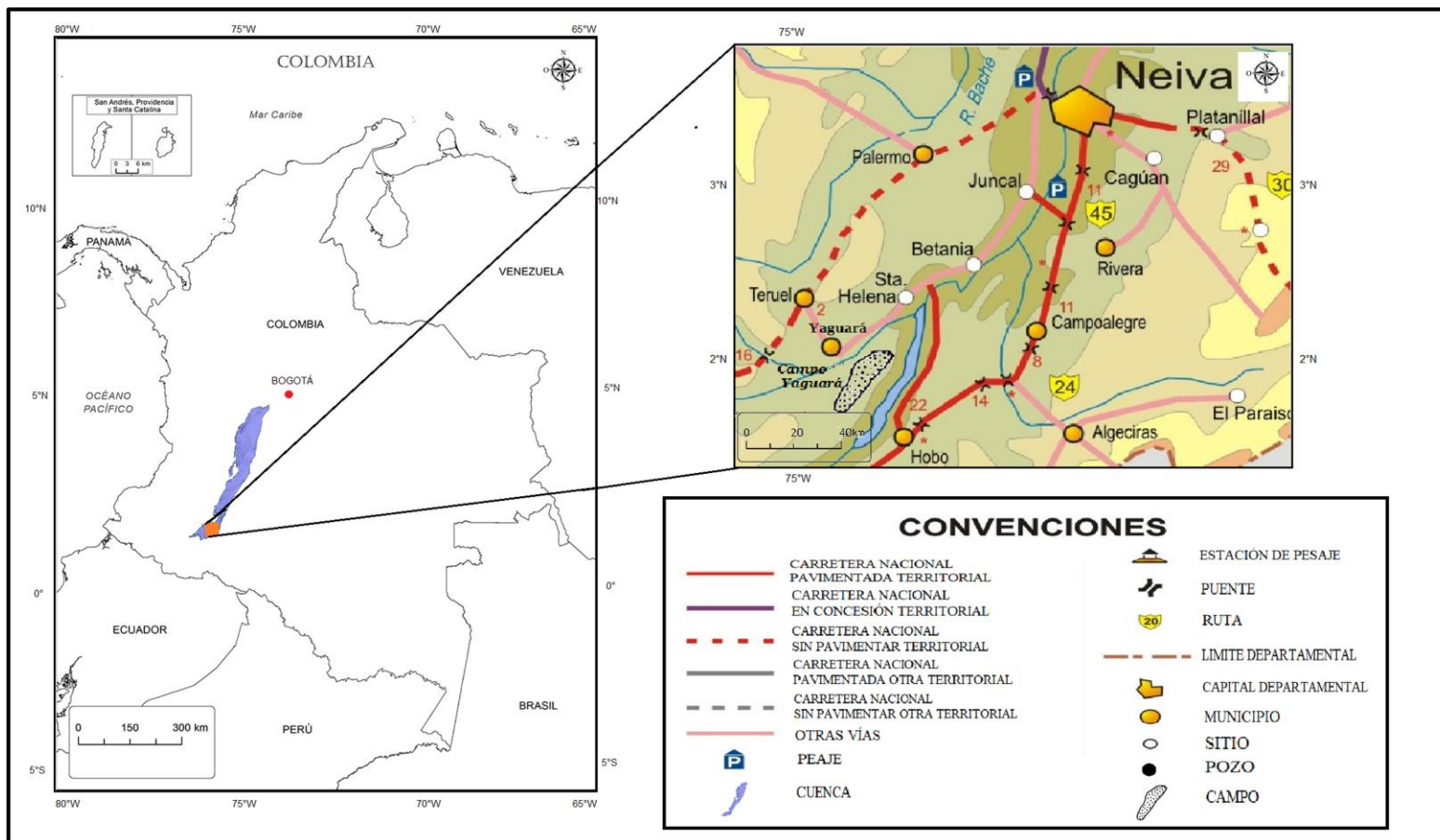
operadora del campo, ha venido realizando trabajos de estimulación-fracturamiento y campañas de recobro secundario como inyección de agua desde que empezó la producción, con el fin de aumentar y/o mantener la presión y por consiguiente mejorar la producción del campo.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ

El Campo Yaguará se encuentra en el departamento de Huila, Colombia, en el municipio de Yaguará, en el Valle Superior del Magdalena respectivamente en la sub-cuenca de Neiva, a una distancia de 53,3 Km. al Suroeste de la ciudad de Neiva y a 7,7 Km. del municipio de Yaguará. Se encuentra posicionado al lado Occidental del Embalse de Betania y al Sur de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) con un área de 6 Km. de longitud y 3 Km. de ancho, y aproximadamente a 366 Kilómetros al Suroeste de Bogotá.

Para acceder al Campo Yaguará desde la ciudad de Neiva, se toma la Ruta Nacional 43 hacia el Sur, hasta llegar a la vía departamental Yaguará y Hobo, esta ruta atraviesa por el Municipio de Palermo, pasando por los corregimientos de Yolanda, Chircal, El Cardo, el Juncal y el Embalse de Betania paralelo al Río Magdalena, hasta llegar al municipio de Yaguará. Posteriormente se toma la Carrera 6ta del Municipio de Yaguará saliendo por la vía alterna para llegar al Campo Yaguará. (Ver **Figura 1**).

Figura 1. Localización del Campo Yaguará, Valle Superior del Magdalena, Colombia.



Fuente: ANH Colombia. EPIS Map (En línea). Disponible en Internet en: <http://mipeg.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se presentará la descripción geológica presente en el Campo Yaguará, ubicado en el Valle Superior del Magdalena, en la sub-cuenca de Neiva, en el municipio de Yaguará en el Departamento de Huila, Colombia.

1.3.1 Estratigrafía. La cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) se encuentra dividida en dos subcuencas: la subcuenca de Girardot y la subcuenca de Neiva. Esta última posee una forma alargada, con un ancho y una longitud de 45Km y 200km respectivamente, además es allí donde se encuentra presente el Campo Yaguará. La **Figura 2** presenta la columna estratigrafica de la sub-Cuenca de Neiva, en la cual se resumen la principales características litológicas de las unidades presentes.

1.3.1.1 La Formación Saldaña. se encuentra por debajo de la Formación Yaví en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, sin embargo, la zona basal presente en el Campo Yaguará comienza en la Formación Yaví, y los pozos perforados en el mismo no llegan a la profundidad en la cual se encuentra esta formación.

1.3.1.2 Formación Yaví. Vergara y Prossl¹ indican que la Formación Yaví pertenece al Barremiano-Aptiano, y está conformada por una sucesión de capas de conglomerados polimícticos, con intercalaciones de areniscas sucias y arcillolitas hacia la base, estos conglomerados están conformados por guijarros de vulcanitas. El espesor de la Formación Yaví es muy variable a lo largo de la sub-Cuenca de Neiva, sin embargo, en el campo tiene un espesor promedio de 150 pies.

Esta roca fue depositada en un ambiente fluvial durante Berramiano, y tiene un contacto superior transicional rápido con la Formación Caballos, que cambia de arenitas arcósicas a areniscas silíceas.

1.3.1.3 Formación Caballos. Es la unidad productora del Campo Yaguará, Corrigan² le asigna una edad del Albiano perteneciente al Cretácico inferior, y está compuesto por tres zonas, la Zona-A esta compuesta de intercalaciones de calizas areniscas, arenas y en menor cantidad lutitas y limolitas, el espesor promedio de esta zona en el campo es de 250 pies. La Zona-B, está compuesta en la parte superior de arenas con intercalaciones delgadas de arcilla, en la parte inferior la

¹ VERGARA, L.; PRÖSSL, K. 1994. Dating the Yavi Formation (Aptian, Upper Magdalena Valley, Colombia.), Palynological results. En: Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena. XVIII-1 - XVIII-14. Santa Fe de Bogotá.

² CORRIGAN, H. T. 1967. Guidebook to the geology of Upper Magdalena Basin (Northern portion). En: Geological Field Trips, Colombia, 1958-1978. Col. Soc. Petrol. Geol. and Geophys., 8 Field Trip, 40 p. Bogotá. p. 221-249

Zona-B está compuesta de arenas con intercalaciones de limolitas y areniscas. Por último, la Zona Basal, se presenta en la parte superior una toba re trabajada de color gris, con abundantes fragmentos de cuarzo, y en la zona media e inferior se encuentra una lutita limolítica. El espesor de la Zona-B incluyendo la Zona Basal de 280 pies.

La Formación Caballos se depositó, en un ambiente de litoral-playa durante el Albiano medio, el contacto inferior de la Formación Caballos es erosivo, pero concordante sobre la Formación Yaví y el contacto superior es concordante neto con la Formación Villeta que se ve marcado en el techo de la capa arenítica más alta de la formación.

1.3.1.4 Formación Villeta. Beltrán y Gallo³ referencian a la Formación Villeta como la unidad geológica que se encuentra por encima de la Formación Caballos, sin embargo, otros autores como Patarroyo⁴ toman una nomenclatura diferente y se refieren a esta unidad como Formación Hondita y Loma Gorda.

Esta unidad cubre las edades desde el Albiano medio, hasta el fin del Santoniano, según Beltrán y Gallo, y se compone en su parte inferior por una secuencia de lodolitas fisiles y limolitas arenosas con cemento calcáreo y silíceo, en la parte superior se encuentra una secuencia monótona de lodolitas grises oscuras, con partición en láminas hacia el tope, y lodolitas calcáreas, calizas micriticas y cuarzo arenitas en la parte media formación, en el Campo Yaguará la formación tiene un espesor en promedio de 1500 pies.

La formación se depositó en un ambiente marino de plataforma durante el Albiano superior, y cuenta con un contacto inferior concordante neto con la Formación Caballos, y el contacto superior es concordante neto con la Formación Monserrate.

1.3.1.5 Formación Monserrate. Según Vergara⁵ la edad de esta unidad esta entre el Campaniano y el Maastrichtiano, este conjunto está conformado de tres conjuntos, conocidos como Lidita Inferior, Nivel de Lutitas y Arenas y Lidita Superior.

La Lidita Inferior consta de capas delgadas de chert negro y gris, intercaladas con capas de calizas arenosas con concreciones calcáreas y piritosas, el Nivel de Lutitas

³ BELTRAN, N.; GALLO, J. 1968. Guidebook to the geology of the Neiva Sub - basin, Upper Magdalena Basin (Southern Portion). En: Geological Field Trips, Colombia, 1958- 1978. Col. Soc. Petrol. Geol. and Geophys.,p. 253-276. Bogotá.

⁴ PATARROYO, P., 1993. Las Formaciones cretácicas Hondita y Loma Gorda a propósito de la nomenclatura estratigráfica del Valle Superior del Magdalena, Colombia. Trabajo presentado al VI Congreso Colombiano de Geología. Medellín

⁵ VERGARA, L. E. 1994. Stratigraphic, micropaleontologic and organic geochemical relations in the Cretaceous of the Upper Magdalena Valley, Colombia. Gießener Geol. Schriften, 50: 157 p. Giessen.

y Arenas, está conformado por capas de cuarzo arenitas de grano medio a fino, intercaladas con lodolitas bien laminadas y la Lidita Superior es el más delgado de los tres conjuntos y consiste en capas de chert gris intercalados con capas de areniscas fosfóricas. Los tres conjuntos unidos tienen un espesor en el campo de 150 pies en promedio.

El Miembro Inferior se depositó en un ambiente marino de plataforma externa durante el Santoniano y el Miembro Superior se depositó en un ambiente marino de plataforma interna durante el Campaniano inferior y el Nivel de Lutitas y Arenas, se depositó en un ambiente transicional, los contactos tanto inferior como superior son concordantes netos y corresponden con la primera y última capa de chert de las Liditas Inferior y Superior.

1.3.1.6 Formación Guaduala. Según De Porta (En Julivert⁶) la edad asignada para esta formación es del Maastrichtiano-Paleoceno, está constituida en su parte inferior por arcillolitas limosas, y en la parte superior se presentan capas gruesas de areniscas líticas de grano fino, bien cementadas, el espesor promedio de la formación en el campo es de 500 pies.

Se depositó en un ambiente continental durante el Paleoceno, el contacto inferior de la formación es con la Formación La Tabla, siendo concordante neto a gradacional, el contacto superior es discordante y está marcado por la aparición de la primera capa de areniscas conglomeráticas de tono rojizo pertenecientes al Grupo Chicoral.

1.3.1.7 Grupo Chicoral. Según Beltrán y Gallo⁷, citan una edad del Eoceno medio-tardío para el Grupo Chicoral, que está conformado por dos conjuntos conglomeráticos (Palermo y Tesalia) y uno arcilloso (Baché), los conglomerados de las Formaciones Palermo y Tesalia son polimícticos y capas muy gruesas, intercalados de arenitas cuarzosas de tamaño medio y capas delgadas de arcillolita y lodolitas, por su parte, la Formación Baché consta de arcillolitas y lodolitas rojizas, con algunas capas de conglomerados y arenitas líticas y cuarzosas. El espesor en promedio en el campo del Grupo es de 1800 pies.

Todos los miembros del Grupo Chicoral fueron depositados en un ambiente continental durante el Eoceno tardío, y se tiene un contacto discordante en la parte

⁶ JULIVERT, M. 1968. Lexique Stratigraphique International. Amerique Latine, Colombie (premiere partie) - Precambrien, Paleozoique, Mesozoique et intrusions d'age Mesozoique-Tertiaire. 5(4a) :1-651. Centre Nat. Rech. Sci. Paris

^{7,8} BELTRAN, N.; GALLO, J. 1968. Guidebook to the geology of the Neiva Sub - basin, Upper Magdalena Basin (Southern Portion). En: Geological Field Trips, Colombia, 1958- 1978. Col. Soc. Petrol. Geol. and Geophys.,p. 253-276. Bogotá.

inferior con la Formación Guaduala y el contacto superior es concordante neto con la Formación Potrerillo.

1.3.1.8 Formación Potrerillo. Según Beltrán y Gallo⁸, datan la Formación en el Eoceno tardío, la unidad está compuesta por intercalaciones de arcillolitas, arenitas y lodolitas, hacia la base se tienen algunas capas conglomeráticas, esta formación cuenta con un espesor de 800 pies en promedio en el campo.

El ambiente de depositación de la formación es continental durante el Eoceno tardío, y cuenta con un contacto concordante neto con el Grupo Chicoral en la parte inferior y con la Formación Doima este es discordante.

1.3.1.9 Formación Doima. Según Beltrán y Gallo⁹ la Formación Doima pertenece a una edad entre el Oligoceno al Mioceno inferior, esta está compuesta por conglomerados masivos con matriz arcillo-limosa y compuestos de chert negro, cuarzo areniscas y fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, intercaladas con delgadas capas de limolitas y arenitas, y cuenta con un espesor de 500 pies en la zona del Campo Yaguará.

La formación se depositó durante el Oligoceno en un ambiente continental y tiene un contacto inferior discordante con la Formación Potrerillo y concordante transicional en la parte superior con el Grupo Honda.

1.3.1.10 Formación Barzaloz. Beltrán y Gallo¹⁰ datan la Formación Barzaloz en el Mioceno, esta unidad la componen una unidad de conglomerados en la parte inferior, seguido por arcillolitas abigarradas con intercalaciones de conglomerados y en la parte superior se encuentran arcillolitas intercaladas con areniscas, el espesor promedio de esta unidad en el campo es de 600 pies.

La unidad se depositó en un ambiente lacustre y de llanuras aluviales durante el Mioceno, y tiene un contacto inferior concordante con la Formación Doima y discordante en la parte superior con el Grupo Honda.

1.3.1.11 Grupo Honda. El Grupo Honda tiene una edad Miocena media según Guerrero¹¹, y está constituido por una alternancia de capas de arcillolitas plásticas en capas gruesas que varían lateralmente a limolitas, con cuarzo arenitas y

^{9,10} BELTRAN, N.; GALLO, J. 1968. Guidebook to the geology of the Neiva Sub - basin, Upper Magdalena Basin (Southern Portion). En: Geological Field Trips, Colombia, 1958- 1978. Col. Soc. Petrol. Geol. and Geophys.,p. 253-276. Bogotá.

¹¹ GUERRERO, J. 1993. Magnetostratigraphy of the upper part of the Honda Group and Neiva Formation. Miocene Uplift of the Colombian Andes. Tesis PhD, Duke Univ., 108 p.

litoarenitas de grano medio, el espesor máximo de esta unidad es de 3000 pies en la sub-Cuenca de Neiva.

El Grupo Honda fue depositado en un ambiente fluvial durante el Mioceno medio, y tiene un contacto inferior con la Formación Doima de tipo discordante y un contacto superior paraconcordante con el Grupo Huila.

1.3.1.12 Formación Gigante. Según dataciones realizadas por van de Wiel¹², la Formación Gigante tiene una edad del Mioceno tardío, y está compuesta por dos Formaciones; Neiva y Gigante. La Formación Neiva está conformada por paquetes gruesos de conglomerados compuestos de guijos de rocas ígneas y metamórficas, con matriz areno limosa, intercaladas con capas de arenitas y niveles delgados de lodolitas y ceniza volcánica. La Formación Gigante está constituida de intercalaciones de arcillolitas, arenitas tobaceas y conglomerados en paquetes gruesos. El espesor de la formación en la SubCuenca de Neiva es de 2800 pies.

El Grupo Huila, se depositó en un ambiente continental vulcano-sedimentario durante el Mioceno tardío, y cuenta con un contacto inferior paraconcordante con el Grupo Honda y discordante con el Lahar de Altamira.

1.3.1.13 Lahar de Altamira. Se asume una edad del Plioceno, aunque no se conocen dataciones isotópicas, la unidad consiste en flujo de detritos volcaniclásticos e intercalaciones de depósitos fluviales, y según Velandia¹³ et al., el espesor es de 120 pies.

Se considera que se originó por actividad volcánica en la zona de Los Coconucas, en la cima de la Cordillera Central, y que descendió por el valle del río Magdalena, el Lahar cubre discordantemente al Grupo Honda y es cubierto por los depósitos volcánicos y volcaniclásticos de la Formación Guacacallo.

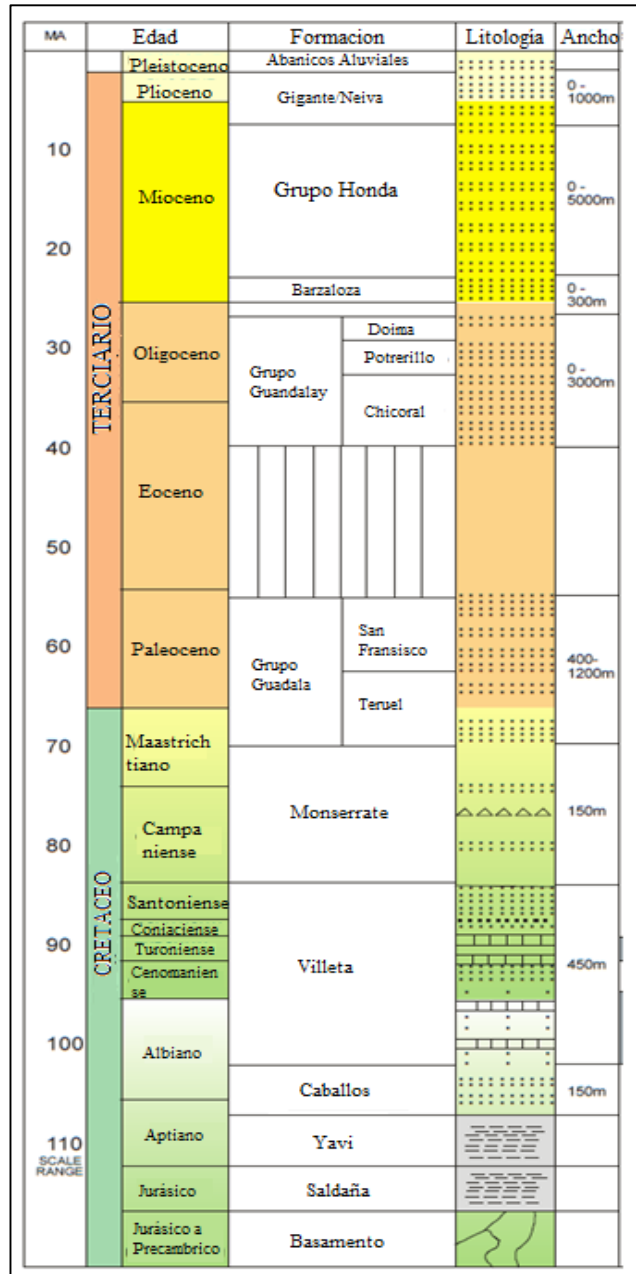
1.3.1.14 Formación Guacacallo. Dataciones realizadas por van der Wiel¹⁴, ubican a la formación en el Plioceno tardío, la formación está construida por flujos piroclásticas con soldamiento bajo bien consolidados, porosos y permeables, el espesor de la formación es variable debido a sus características de acumulación y posterior erosión, y está entre los 400 a 1000 pies.

^{12, 14} Van der WIEL, A. M. 1991. Uplift and volcanism of the SE Colombian Andes in relation to Neogene sedimentation in the Upper Magdalena Valley. Tesis PhD, Agriculture Univ. Wageningen. Amsterdam. The Netherlands.

¹³ VELANDIA, F.; FERREIRA, P.; RODRIGUEZ, G.; NÚÑEZ, A. 1996. Memoria explicativa levantamiento geológico de la Plancha 366 Garzón. Ingeominas, Informe 1321, 122 p. Santa Fe de Bogota.

La formación se depositó en un ambiente continental vulcano-sedimentario durante el Plioceno-Pleistoceno y reposa sobre los flujos fluvi volcánicos del Lahar de Altamira.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Sub-cuenca de Neiva, Cuenca del Valle Superior del Magdalena



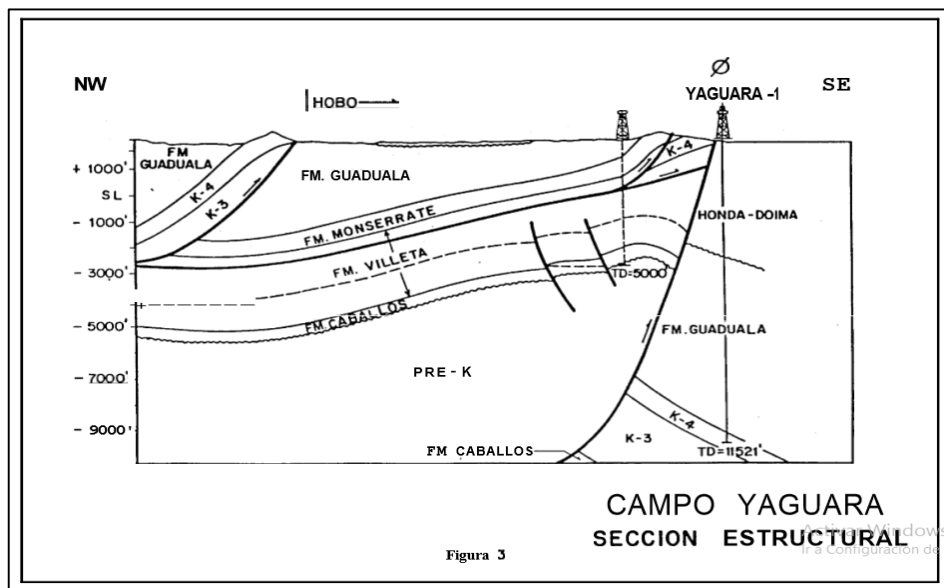
Fuente: ANH Colombia. Informe Ejecutivo. Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuenca Colombianas. Abril, 2009. Modificado por los autores.

1.3.2 Geología estructural. Según CANTILLO¹⁵ El Campo Yaguará se encuentra en la parte alta de un anticlinal fallado definido mediante control de geología de superficie e información sísmica y control de pozos. En superficie, la estructura al tope de la Formación Monserrate es un monoclinal buzando al Norte. El eje de la estructura está orientado paralelo al trazo superficial de la Falla inversa de San Jacinto que limita la estructura al Oriente y cuya dirección es NE-SO, Al nivel de la Formación Caballos, el anticlinal tiene cierre estructural contra la Falla de San Jacinto en su lado alto, como se ilustra en la **Figura 3**. El anticlinal tiene una longitud aproximada de 9 Km. y un ancho máximo de 3 Km. El área máxima de cierre estructural es de 5300 acres con un relieve de 2500 pies en el tope de la Formación Caballos.

El fallamiento en el campo es principalmente de tipo inverso, interpretados como de alto ángulo, con una dirección general NNE. El salto de las fallas varía entre 35 y 200 pies en los bloques Central y Sur Central y entre 35 y 422 pies en los bloques Norte Central y Norte. En la parte Sur del campo se presentan fallas normales con saltos que varían entre 150 y 250 pies y otras de menor tamaño y salto.

1.3.3 Geología del petróleo. A continuación, se describe brevemente el sistema petrolífero que conforma el Campo Yaguará.

Figura 3. Sección estructural Campo Yaguará.



Fuente: ECOPETROL. Contrato de Asociación Hobo Campo Yaguará iniciación de la explotación. 1991. 110.p

¹⁵ CANTILLO, Luis., Comercialidad Campo Yaguará. Contrato Hobo-Esso Colombiana. Bogotá:1991. 9 p.

1.3.3.1 Roca Generadora. La Formación Villeta es de gran importancia en el área, puesto que, sus sedimentos son considerados como las rocas generadoras de hidrocarburo más importantes de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, al contener estos sedimentos un alto contenido de materia orgánica, evidenciado en el color oscuro de las lutitas presentes, con un TOC de 7%.

1.3.3.2 Roca Reservorio. El Campo Yaguará tiene como principal roca almacenadora la Formación Caballos en el Cretácico, con un contenido abundante de areniscas color gris y de grano muy fino. Estos sedimentos presentan abundante materia orgánica en láminas. El espesor presente de esta formación en el Campo Yaguará varía entre 500 a 600 pies.

Otras rocas con potencial de reservorio se encuentran en la Formación Monserrate con un espesor promedio en el Campo Yaguará de 500 pies, y en algunos casos en la Formación Honda posicionada en el Mioceno.

1.3.3.3 Migración. El desplazamiento de petróleo del Campo Yaguará se originó a través de las rocas presentes. En un inicio se presentó la migración primaria con el movimiento del crudo desde la Formación Villeta (roca generadora) hasta la Formación Caballos (roca almacén). La migración secundaria se presentó con el desplazamiento del petróleo de la roca almacén a la trampa anticlinal donde se acumuló el crudo.

1.3.3.4 Roca Sello. El sello principal en el Campo Yaguará corresponde a las lutitas de la Formación Villeta y a las delgadas capas de calizas arcillosas que se posicionan en la Formación Caballos. El espesor, en la subcuenca de Neiva, varía de 1500 a 4000 pies.

1.3.3.5 Trampa. La estructura presente en el Campo Yaguará es un anticlinal asimétrico que se encuentra rodeado por varias fallas inversas, una de ellas es la Falla de San Jacinto considerada como la más importante puesto que, está localizada en el flanco Oriental funcionando como límite del campo. De manera perpendicular a la Falla de San Jacinto se encuentra un sistema de fallas de dirección NW- SE a E-W, buzando al SW, también de carácter inverso, atravesando en sentido transversal al Campo Yaguará, dividiéndolo así, en dos bloques importantes: Bloque Sur y Bloque Norte; en los cuales se llevaron las primeras perforaciones de la zona.

“El principal mecanismo de entrapamiento en el Campo Yaguará es estructural; sin embargo, en la zona se presenta un control estratigráfico determinado por una

variación de porosidad cuyos valores disminuyen en dirección Sur. Esta variación está dada por el aumento del cemento calcáreo en las arenas.”¹⁶

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se mencionan los diferentes métodos de producción del Campo Yaguará, el tiempo que este campo lleva operando y como ha sido el comportamiento de producción y presión con respecto a esta variable. Adicionalmente se describen las principales características del yacimiento.

1.4.1 Método de producción. Los mecanismos primarios de producción se conocen como la fuerza natural del yacimiento que permite el flujo natural de los fluidos del fondo a la superficie. Existen cinco (5) mecanismos de producción: Capa de gas, Acuífero, Gas en solución, Expansión de roca y fluidos y drenaje gravitacional.

El Campo Yaguará cuenta con tres mecanismos de producción confirmados hasta la fecha (2018), los cuales se conocen como: Acuífero, Gas en solución y expansión de roca y fluidos, este último por encima de la presión de burbuja. El mecanismo de capa de gas se descarta en el campo al encontrarse el yacimiento ligeramente por encima de la presión de burbuja. De igual forma, el efecto del empuje por drenaje gravitacional es mínimo, puesto que el ángulo de buzamiento de la Formación Caballos se encuentra entre 10 y 140° hacia el flanco Occidental.

En la actualidad, los sistemas de levantamiento artificial predominantes en el Campo Yaguará son dos: el sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) y el Bombeo electrosumergible (ESP), los cuales se implementan en su momento para proporcionar energía al yacimiento cuando este no es capaz de producir por flujo natural, o para incrementar la producción del mismo.

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Yaguará realizó su descubrimiento con el pozo Yaguará-1 en el mes de marzo de 1987, pero no fue sino hasta finales del año 1991 que empezó la producción de este pozo, y por ende del campo.

Como se puede evidenciar en la **Gráfica 1** el pozo Yaguara-1 empezó su producción en 1991, produciendo hidrocarburo y gas por un periodo aproximado de 6 años, con un total acumulado de 18000 BIs de petróleo y 12,15 MMSCF de gas, de igual forma en la gráfica se muestra que la producción de agua fue nula. Al agotar sus reservas de petróleo paso a funcionar como pozo inyector en el año 1996.

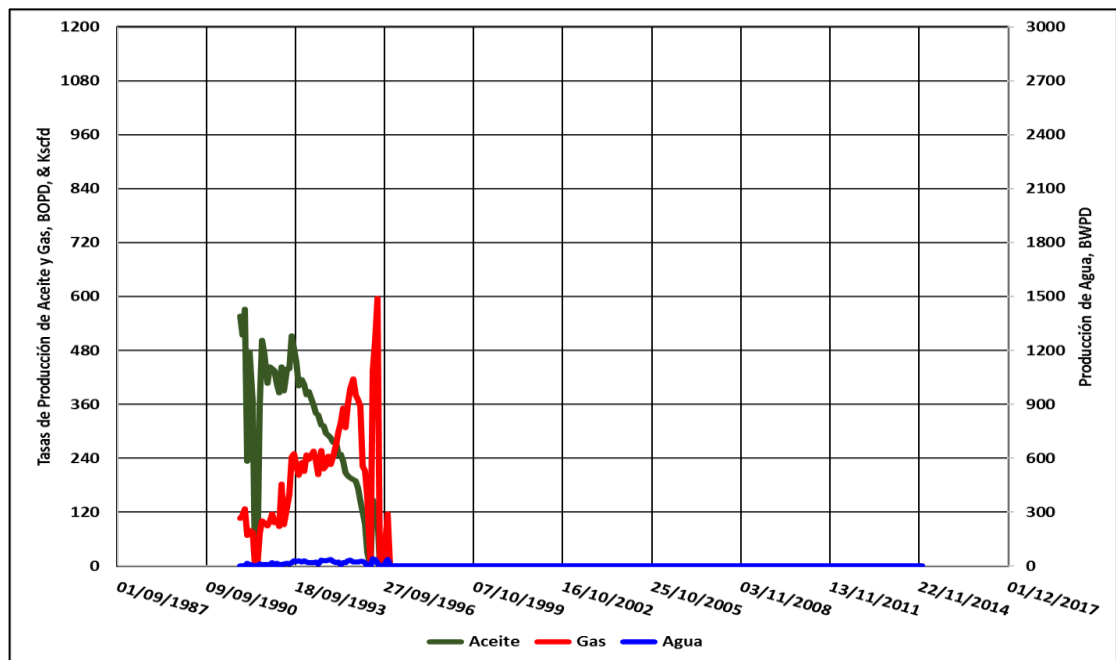
¹⁶ CANTILLO, Luis., Comercialidad Campo Yaguará. Contrato Hobo-Esso Colombiana. Bogotá:1991. 9 p.

Adicionalmente, se puede evidenciar el historial de producción de los pozos Yaguara-2 (**Gráfica 2**) y Yaguará-3 (**Gráfica 3**) desde el año 1991 hasta el año 2017.

El pozo Yaguará-2 empezó su vida productiva en 1991 con un total acumulado de 31456 Bls de petróleo y 14,06 MMSCF de gas, el comportamiento de estos dos fluidos ha venido disminuyendo con el tiempo. Asimismo, en la **Gráfica 2** se muestra que el pozo empezó a producir agua desde el año 1996 con un acumulado de 93580 Bls hasta el presente año.

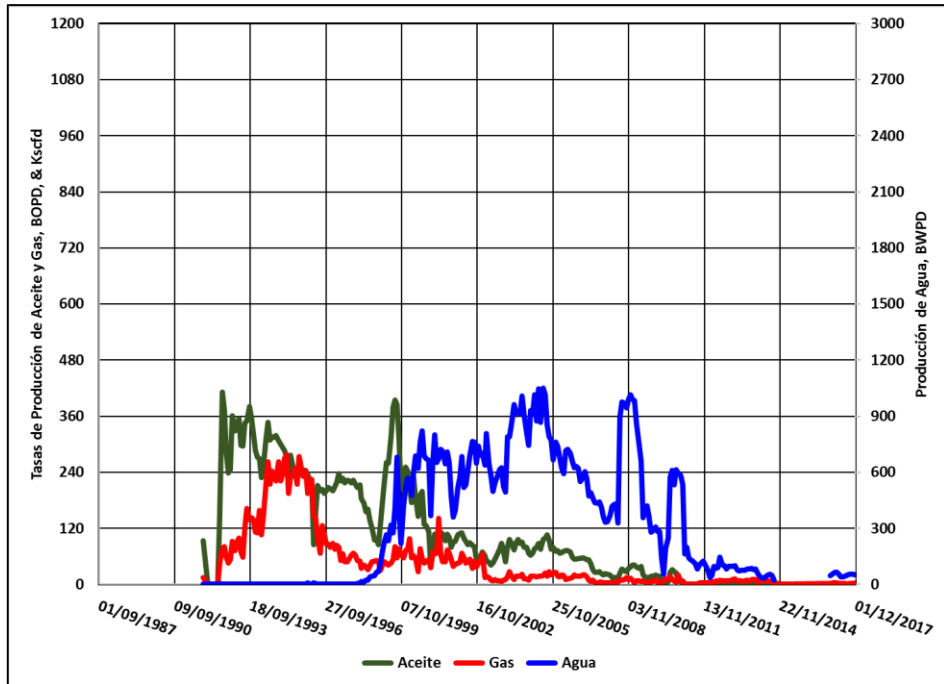
El pozo Yaguará-3 al igual que los pozos anteriores empezó a producir en el año 1991; produciendo petróleo, agua y gas por un periodo de siete (7) años, luego de esto se detuvo por un periodo de seis (6) años y volvió a retomar su producción para tener un total acumulado de 34443 Bls de petróleo y 7,53 MMSCF de gas, de igual forma en la **Gráfica 3** se puede evidenciar que el pozo comenzó a producir agua en el año 2005 hasta el presente año con un acumulado de 73292 Bls hasta el presente año.

Gráfica 1. Historia de producción pozo Yaguará-1



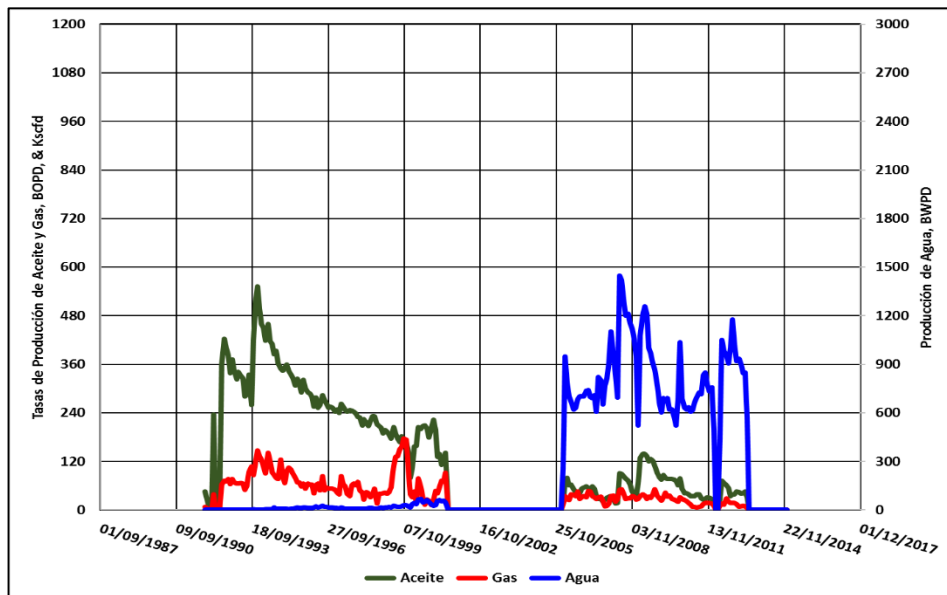
Fuente: ECOPETROL. Historia de producción Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2018.

Gráfica 2. Historia de producción pozo Yaguará-2.



Fuente: ECOPETROL. Historia de producción Campo Yaguará. Bogota D.C: 2018.

Gráfica 3. Historia de producción pozo Yaguará-3.



Fuente: ECOPETROL. Historia de producción Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2018.

1.4.3 Número de pozos. El Campo Yaguará ha venido creciendo notablemente en todo el bloque, realizando desde el descubrimiento (1987) hasta el presente año (2018) operaciones de perforación, explotación, y campañas de mantenimiento de pozos dando como resultado, el desarrollo de 122 pozos perforados, de los cuales 61 pozos se encuentran produciendo, 31 funcionando como inyectores, 16 fueron abandonados y 14 pozos permanecen inactivos. **Tabla 1.**

Tabla 1. Número de pozos Yaguará.

TIPOS DE POZOS	N° POZOS
Productores	61
Inyectores	31
Abandonados	16
Inactivos	14
Total de pozos	122

Fuente: ECOPETROL. Historia de producción Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2018.

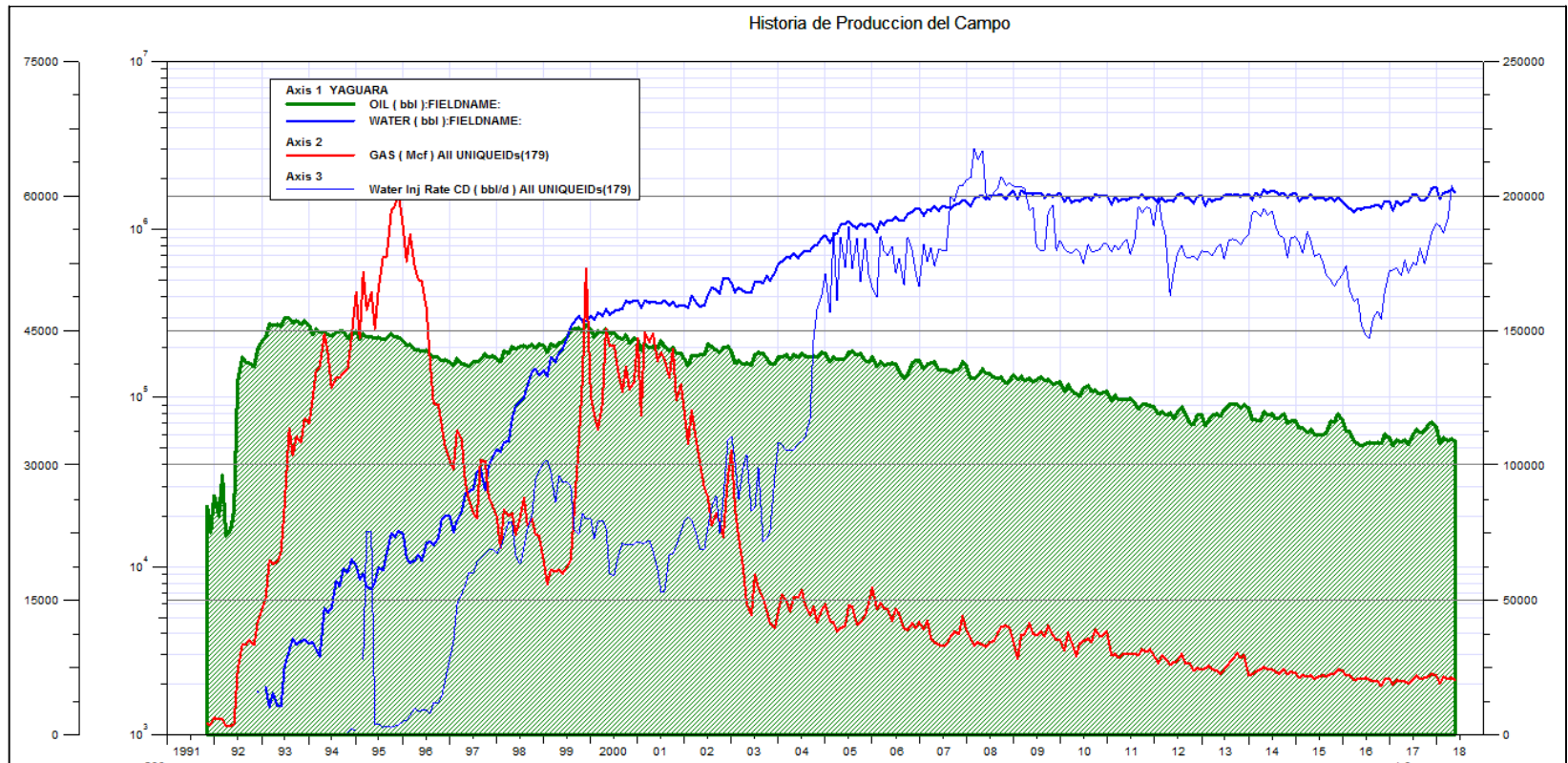
1.4.4 Gráfica de producción acumulada. En la **Gráfica 4**, se evidencia la producción del Campo Yaguará desde el año 1991 hasta el presente año 2018. El comportamiento del petróleo a lo largo del tiempo ha sido constante, aunque tiene una tendencia a disminuir, lo que es normal puesto que la presión del yacimiento va declinando a medida que se produce.

Adicionalmente, la inyección de agua ha aumentado con el fin de mantener la presión del yacimiento. Por otro lado, la producción del gas ha disminuido notablemente, esto se debe a que se están agotando las reservas del gas y a que el yacimiento no ha alcanzado la presión de burbuja y, por lo tanto, no ha permitido la expulsión del gas en solución. La producción de agua ha venido aumentando proporcional a la inyección de agua en el yacimiento.

La producción acumulada en el Campo Yaguará a febrero de 2017 es de 47,04 MBIs de petróleo, la producción del campo es de 1.847 BOPD, 669 KSCFD y 46827 BWPD. La tasa de inyección del campo es de 51770 BWPD. cumpliendo 93,1 % POP y 108.8 % P-50.

A la misma fecha se cuenta con 122 pozos: 61 productores, 31 inyectores (41 Sartas), 16 abandonados y 14 inactivos. El BSW promedio de los pozos productores del campo es del 96,2%. El Factor de Recobro Actual del Campo Yaguará es de 28%.

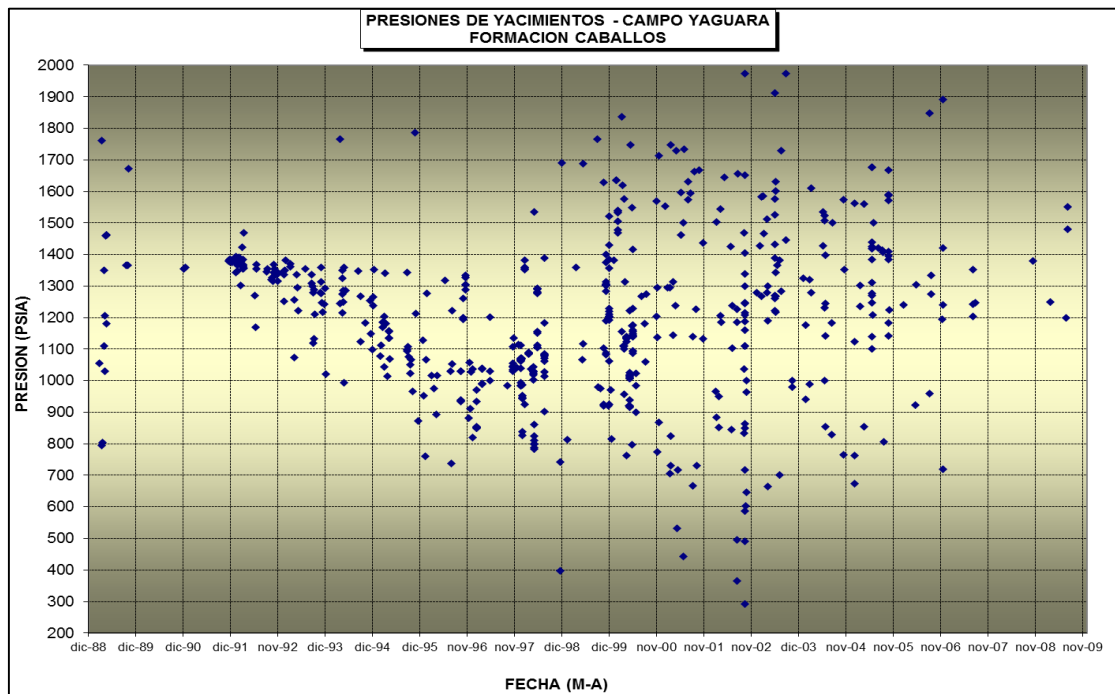
Gráfica 4. Historia de producción del Campo Yaguará



Fuente: ECOPETROL. Historia de producción del Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2018.

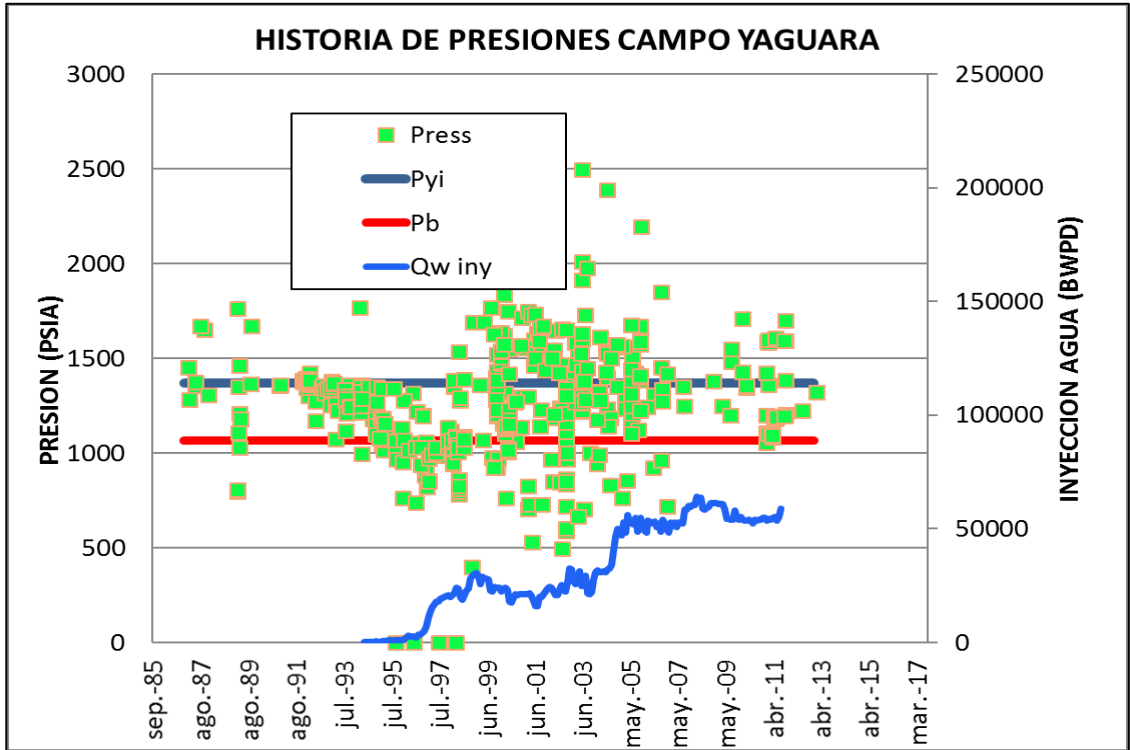
1.4.5 Gráfica de presiones. Como se puede evidenciar en la **Gráfica 5** y **Gráfica 6**, la presión fue declinando desde el inicio de la explotación del Campo (1987) hasta el año 1996, luego de esta fecha, se ve un incremento considerable en esta variable que se encuentra directamente relacionado con el inicio de la inyección de agua en el campo. Por consiguiente, se puede afirmar que el recobro secundario de inyección de agua ha sido efectivo, al lograr un aumento y luego un mantenimiento de la presión como se muestra en la **Gráfica 6**. Siendo los puntos un demostrativo de la presión promedio del yacimiento en cada año.

Gráfica 5. Historia de presiones Campo Yaguará. 1988-2009



Fuente: ECOPEPETROL. Historia de presiones Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2009

Gráfica 6. Historia de presiones Campo Yaguará. 1985-2017



Fuente: ECOPETROL. Historia de presiones Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2017.

1.4.6 Características del yacimiento. El Campo Yaguará produce principalmente de la Formación Caballos, tiene dos arenas productoras conocidas como A y B, con un espesor promedio de 250 pies. La temperatura del yacimiento se encuentra alrededor de 117-120 °F con una presión actual de 1100 psi por encima del punto de burbuja, considerándose como un yacimiento subsaturado. El crudo presenta una gravedad API entre 20-24°, una viscosidad de 10.7 cp, un factor volumétrico de 1.07 (RSB/STB) y un factor de recobro actual de 24,2%. Estos datos se pueden evidenciar en la **Tablas 2** y **Tabla 3**.

Tabla 2. Características del Aceite Campo Yaguará.

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Gravedad API (°API)	22-24
Gravedad específica del gas	0.645
Relación Gas-Aceite (SCF/STB)	150
Viscosidad (cp)	10.7
Factor de recobro actual (%)	24.2
Factor volumétrico Boi/Bgi (RB/STB)	1.07

Fuente: ECOPETROL. Historia de producción Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2018.

1.4.6.1 Presión. La presión inicial del yacimiento se encontraba alrededor de 1370 lpc @ 522 TVDss, la cual fue disminuyendo como consecuencia de la producción del campo. Actualmente, se cuenta con una presión de 1100 pies, ligeramente por encima de la presión de burbuja la cual es de 1068psi. La presión del yacimiento se ha restaurado a lo largo del tiempo de producción, gracias a la implementación de sistemas de levantamiento artificial y al recobro secundario, principalmente inyección de agua.

1.4.6.2 Temperatura. La temperatura promedio del Campo Yaguará es de 118°F con un gradiente de 1,27°F/100 pies y una temperatura de superficie aproximada de 90°F.

1.4.6.3 Porosidad. Según CANTILLO, Luis¹⁷ las porosidades se calcularon a partir del registro de densidad (CDL), indicando valores distintos para las dos arenas A y B, obteniéndose resultados para la arena A entre 6 y 10%, mientras que para la arena B entre 13-16% representada principalmente por porosidad intergranular en las muestras con poco contenido de arcilla y como micro porosidad en las muestras con alto contenido de arcilla.

1.4.6.4 Permeabilidad. Las pruebas de laboratorio arrojaron valores de permeabilidad para la arena A entre 10-80 mD, mientras que para la arena B entre 100-200 mD, siendo esta última catalogada como la arena más productora al permitir con mayor facilidad el flujo de los fluidos.

¹⁷ CANTILLO, Luis., Comercialidad Campo Yaguará. Contrato Hobo-Esso Colombiana. Bogotá:1991. 9 p.

1.4.6.5 Saturación inicial de agua. A partir de los registros eléctricos realizados en el Campo Yaguará se obtuvo un rango de saturación inicial de agua para la arena A entre 25 a 40% y para la arena B entre 10 y 20%.

Tabla 3. Características de la Formación Caballos Campo Yaguará.

CARACTERÍSTICAS	ARENA A	ARENA B
Porosidad (%)	6-10	13-16
Permeabilidad (md)	10-80	100-200
Temperatura (°F)	118	118
Saturación inicial de agua (%)	25-40	10-20

Fuente: ECOPETROL. Historia de producción Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2018.

2. GENERALIDADES DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN

La industria petrolera tiende a catalogar los pozos en dos tipos, pozos ideales y pozos no ideales, el pozo petrolero ideal es aquel que posee la energía suficiente para llevar los fluidos presentes en él a superficie sin necesidad de implementar algún tratamiento o técnica que ayude a esto y que además no presente ningún tipo de problema a lo largo de su vida productiva. No obstante, la realidad es que la mayoría de los pozos en la actualidad sean nuevos o maduros son considerados como pozos no ideales, lo anterior debido a que necesitan de alguna técnica o tratamiento para permitir la producción de fluidos. Algunos pozos requieren de la instalación de un sistema de levantamiento artificial para restituir en una pequeña proporción la presión y luego encargarse de mantener en lo posible un nivel estable de esta variable. Por otro lado, existen pozos que a medida que van produciendo hidrocarburo presentan restricciones en el flujo (daño de formación), los cuales se tratan con diversas estimulaciones que permitan retirar el daño y restaurar la producción.

Este capítulo presenta de manera general el concepto de daño de formación y los diferentes tipos de daños que se presentan en los pozos. Adicionalmente describe las técnicas de estimulación existentes, enfocándose principalmente en los diversos daños y en las técnicas más usadas en el Campo Yaguará.

2.1 DAÑO DE FORMACIÓN

El daño es una alteración de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. Desde la primera etapa de un pozo, se generan obstrucciones en la formación por el simple hecho de intervenir en ella, en ciertos casos se producen como consecuencia de actividades como perforación, producción y/o completamiento en el pozo. Adicionalmente, se presentan como producto de producir los fluidos de fondo a superficie y generar alteraciones en la cara del pozo o en las propiedades de la formación.

El daño de formación es causado por interacciones entre los poros, las partículas presentes y deformaciones mecánicas de la formación con procesos fisicoquímicos, biológicos, hidrodinámicos y térmicos. Dichas obstrucciones generan una disminución en la permeabilidad de la formación, ocasionando problemas operacionales y económicos. El control, evaluación y remoción del daño de formación deben ser resueltos de forma adecuada para una explotación efectiva de los yacimientos de hidrocarburos.

Existen varios tipos de daño de formación que pueden generar problemas en el pozo. Estos se pueden dividir en dos grupos principalmente: daños naturales y daños inducidos.

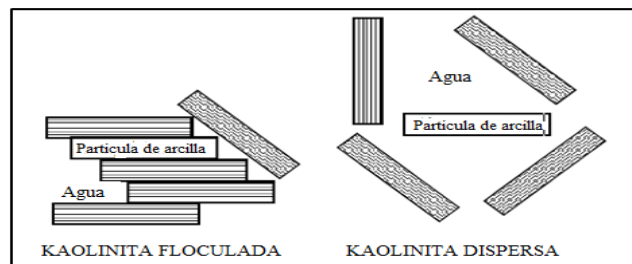
A continuación, se describen los principales **daños naturales**, aquellos que son producto de producir los fluidos del yacimiento.

2.1.1 Migración de Finos. Durante la producción de un pozo, el fluido extraído tiene partículas que se depositan en las gargantas porales de la zona cercana al pozo, reduciendo así la productividad del mismo. Estas partículas provienen de formaciones poco consolidadas o inestables que generalmente son de un tamaño muy reducido de grano como lo pueden ser las arcillas y los limos. Las arcillas que migran con mayor facilidad son la caolinita y la illita por ser tan reactivas. Si el fluido que está entrando al pozo no es compatible con el presente en la formación las arcillas reaccionarán y generarán una obstrucción en las gargantas porales.

2.1.2 Hinchamiento de Arcillas. Las arcillas son bastante reactivas cuando las salinidades de los fluidos caen demasiado por debajo de la concentración crítica, también son muy sensibles a los intercambios de iones entre ellas y el fluido, cuando estas reaccionan tienden a hincharse, haciendo que arcillas como la esméctica aumenten su volumen hasta un 600%. El hinchamiento de las arcillas reduce la permeabilidad, ocupando las gargantas porales de un diámetro significativo generando una barrera casi impenetrable para el fluido.

El potencial que tenga una formación para generar hinchamiento de arcillas no depende de la cantidad de arcilla presente en la formación, sino, depende de la estructura química de la arcilla al momento del contacto con los fluidos, las diferentes reacciones generadas por la química de la arcilla (**Figura 4**) no solo afectan los mecanismos de flujo, sino que afecta la selección del fluido que se debe usar en el pozo si se quiere retirar el daño.

Figura 4. Dispersión de Arcillas



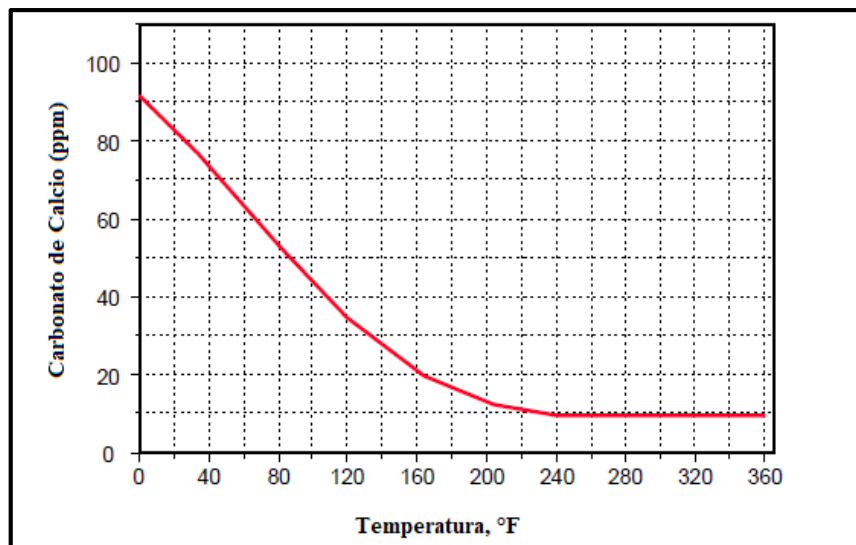
Fuente: BJ SERVICES. Formation Damage Manual. Pág.78. Modificado por los autores

2.1.3 Escamas. Los cambios de presión, temperatura o aguas incompatibles a la formación producen que compuestos químicos solubles en agua se precipiten, formando partículas de gran tamaño que obstruyen el paso de los fluidos, generalmente estos se depositan en el tubing, los perforados y la formación.

Las escamas se forman cuando el equilibrio del agua está alterado por condiciones externas como la caída de presión, temperatura, gases disueltos en el fluido, viscosidad de flujo y tipos de metales presentes. Las escamas también se pueden formar en pozos de inyección en los cuales se está inyectando agua que no es compatible con la presente en el yacimiento haciendo que se precipite los diferentes compuestos químicos presentes en el agua del yacimiento, las escamas más comunes son

2.1.3.1 Carbonato de calcio. Se forma cuando la presión se reduce y se libera dióxido de carbono de agua que tienen una alta cantidad de iones de calcio y bicarbonato de calcio. El CO_2 que se liberó aumenta el pH haciendo que la solubilidad de los carbonatos disminuya y que el bicarbonato que es más soluble se vuelva menos soluble en el agua, produciendo una mayor cantidad de precipitados que forman las escamas. Otra característica importante es que el carbonato de calcio disminuye su solubilidad con el aumento de la temperatura, como se puede observar en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Comportamiento del CaCO_3 con temperatura.

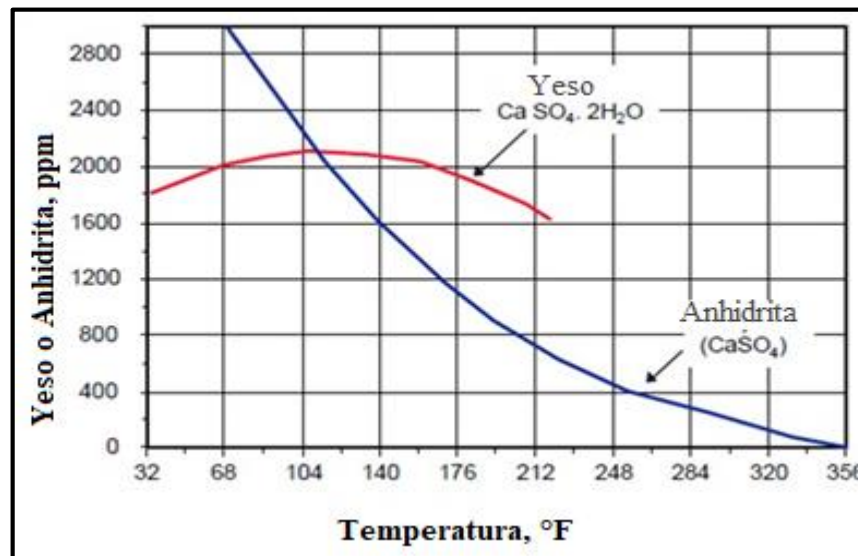


Fuente: BJ SERVICES. Formation Damage Manual. p.150.
Modificado por los autores

2.1.3.2 Yeso. Es una de las escamas más comunes en la industria petrolera. El yeso se forma por una disminución de la presión, que ocasiona una disminución en la solubilidad del sulfato de calcio creando precipitados.

Generalmente estas escamas se forman por una mezcla de aguas que son incompatibles y que tienen iones tanto de sulfato como de calcio, generalmente la mezcla de estas aguas se genera por pobre cementación o por fugas en el revestimiento. Cuando la temperatura varía, cambia la solubilidad del sulfato de calcio y su tendencia a precipitarse aumenta como se muestra en la **Gráfica 8**.

Gráfica 8. Comportamiento de la Anhidrita con temperatura.



Fuente: BJ SERVICES. Formation Damage Manual. p.153.
Modificado por los autores.

2.1.3.3 Sulfato de bario. Las escamas de sulfato de bario se producen en pozos maduros en los cuales el volumen de producción de agua ha aumentado y también ha aumentado la probabilidad de que el agua contenga minerales de baja solubilidad como el Bario, este tipo de daño se genera cuando se inyecta agua que no es compatible con el agua de la formación, además que el agua de formación contiene iones de bario y el agua inyectada contiene iones sulfato, haciendo que el agua se sature de los iones y mientras la temperatura es reducida por el movimiento del fluido hacia el pozo los precipitados se forman y generan las escamas que se depositan en la zona cercana al pozo causando una alta reducción en la permeabilidad

Las escamas de Sulfato de Bario son prácticamente imposibles de remover por métodos químicos, ya que los solventes actuales son poco eficientes contra este tipo de escamas. Para remover esta escama se deben usar métodos mecánicos.

2.1.4 Depósitos orgánicos. Los desechos orgánicos provienen de hidrocarburos pesados que se precipitan cuando la presión o temperatura es reducida, estos depósitos generalmente se ubican en zonas de la tubería de producción, perforados y en la formación y se dividen en dos grupos:

2.1.4.1 Parafinas. Son hidrocarburos que sólo están compuestos de moléculas de 16 hasta 60 átomos de carbono que por la disminución de presión y temperatura se cristalizan y forman los depósitos. La cantidad de parafinas que se deposite y la localización de estos depósitos depende de la cantidad original de parafina que esté en solución en el crudo además de la forma en la cual la presión y la temperatura del crudo se reduzcan. Las parafinas aparecen primero en las líneas de flujo en superficie y después van apareciendo en las zonas cercanas al pozo hasta producir un taponamiento en la cara de la formación haciendo que el flujo se reduzca significativamente.

2.1.4.2 Asfáltenos. Los asfáltenos son cadenas aromáticas y nafténicas que contienen nitrógeno, sulfuros y oxígeno, además de los componentes de los hidrocarburos que son carbono e hidrógeno. Esta es la parte orgánica del crudo que no es soluble en solventes como el pentano y hexano, y existen como partículas coloidales suspendidas en el crudo que son estabilizadas por las resinas de malteno. Si la tasa entre moléculas asfálticas y resinas es menor a 1:1 estas son inestables y se precipitarán durante la producción, entonces la precipitación de estos asfáltenos no depende de la cantidad de asfáltenos presentes en el crudo, sino de la relación entre los asfáltenos y las resinas.

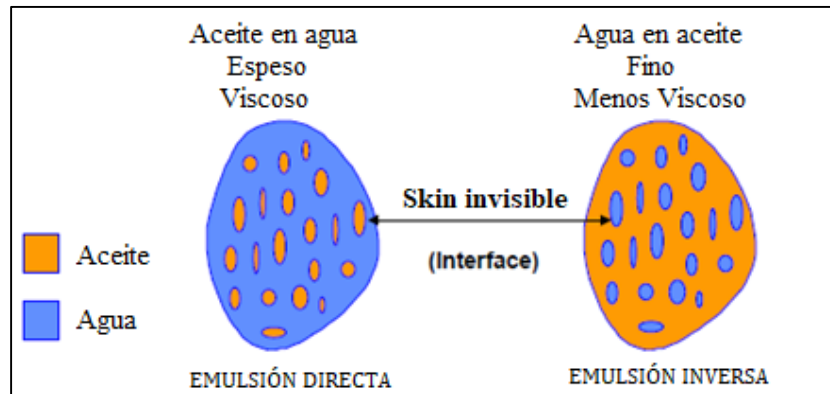
La precipitación de asfáltenos aumenta con la caída de presión y temperatura en el crudo, ya que esto vuelve al asfálteno menos soluble permitiendo que se formen los depósitos, además si hay una gran cantidad de iones ácidos que reduzcan el pH, la relación entre la cantidad de asfáltenos y resinas disminuirá.

A continuación, se describen los **daños inducidos**, que resultan de una operación externa, como la perforación, completamiento, estimulación o inyecciones.

2.1.5 Emulsiones. Las emulsiones se forman cuando dos fluidos inmiscibles normalmente agua y aceite, se mezclan por la adición de una energía externa, estas mezclas son de dos tipos. Por un lado, se encuentra la emulsión directa, donde la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite, mientras que en la emulsión inversa la fase continua es el aceite y el agua la fase dispersa, como se muestra en la **Figura 5**. Generalmente esta energía está asociada a procesos de inyección o producción, si la fuente que genera la energía se retira, las emulsiones se romperán rápidamente pero si no se retira esta fuente, las emulsiones continuarán juntas generando un incremento en la viscosidad del

fluido en el área afectada, lo que reducirá la productividad del pozo, para que una emulsión no se rompa también se requiere de estabilizadores que generalmente son partículas de arcillas u otros materiales como asfáltenos y surfactantes.

Figura 5. Tipos de Emulsiones



Fuente: BJ SERVICES. Formation Damage Manual. P.37.
Modificado por los autores

2.1.6 Daños de Formación Causados por Bacterias. Las bacterias pueden crecer en diferentes condiciones de presión, temperatura, salinidad y pH, esto hace que el daño generado por las bacterias sea uno de los más difíciles de tratar en el pozo. Hay varios tipos de bacterias que causan problema en la formación, principalmente las bacterias que reducen los sulfatos generando sulfuros y produciendo ácido sulfhídrico, este ácido incrementa la corrosión de los fluidos presentes, reduciendo la tasa de flujo en pozos de inyección y en las formaciones productoras, además esta corrosión genera Sulfuro de Hierro que no es soluble en agua y genera taponamientos en la formación.

También hay otras bacterias como la de Hierro, que en presencia de oxígeno tiene la capacidad de oxidar hierro férrico soluble en agua y convertirlo en hierro ferroso insoluble, que bloquea el flujo de fluidos en la formación y en las líneas de producción. Por último, la bacteria de limo, que tiene la capacidad de producir una gran cantidad de limos que pueden generar taponamientos severos en la formación, este daño se genera por la mezcla de agua dulce, con agua de la formación que no es compatible.

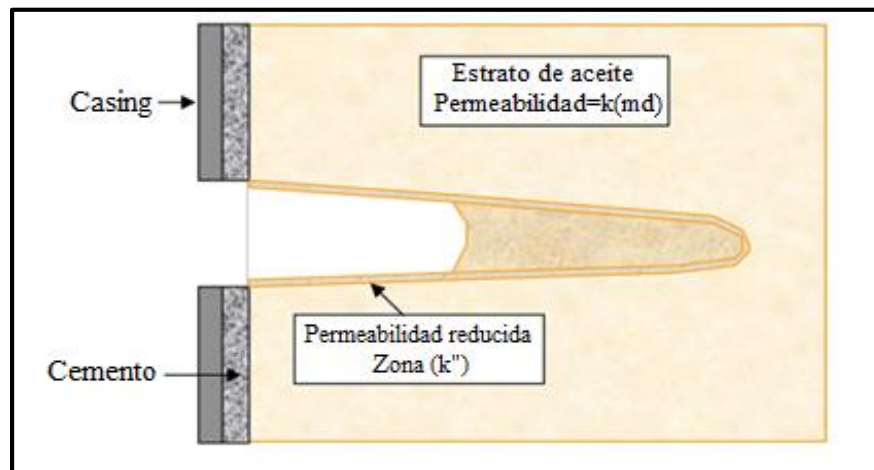
2.1.7 Bloqueo por Agua. La saturación de agua se incrementa en la zona cercana al pozo generando obstrucciones de agua que afectan la permeabilidad de la formación, ya que el agua comienza a ocupar los espacios porales que normalmente el hidrocarburo usa para desplazarse hacia el pozo y debido a la movilidad y viscosidad de los fluidos, el hidrocarburo no es capaz de desplazar al agua de los poros, disminuyendo la producción. Los casos más severos de

bloques por agua se observan en formaciones con baja presión, baja permeabilidad y en formaciones que producen gas.

2.1.8 Cambios de humectabilidad. Cuando se tienen dos fluidos inmiscibles, uno de estos tiende a adherirse más que el otro a la roca, se espera que la roca este humectada al agua, ya que el petróleo va a fluir con mayor facilidad en el medio poroso; sin embargo, se puede generar un cambio en la humectabilidad de la roca, como resultado de fluidos de perforación, fluidos para workover o tratamientos de pozo que contienen materiales surfactantes catiónicos, causando una reducción en la permeabilidad de hasta un 85%, disminuyendo significativamente la producción del pozo, y afectando de una manera negativa el yacimiento.

2.1.9 Daño causado por cañoneo. La zona compactada es la zona que se encuentra alrededor de cada cañoneo realizado en la roca, la permeabilidad en esta zona se reducirá en un 10-25%, haciendo que la productividad del pozo sea solo de un 80% de su potencial original; además si en los perforados se encuentra fluido sucio como puede ser lodo, la permeabilidad en esta zona se reducirá hasta un 5% de su permeabilidad original **Figura 6**, reduciendo el potencial máximo de productividad hasta un 45%.

Figura 6. Disminución de permeabilidad por fluido sucio



Fuente: BJ SERVICES. Formation Damage Manual. Pág.49. Modificado por los autores.

2.2 ESTIMULACIÓN

Una alternativa para disminuir el efecto del daño de formación son los tratamientos de estimulación, los cuales, al ser implementados en el pozo, eliminan en un gran porcentaje el daño presente removiendo obstrucciones localizadas en la cara del pozo. Adicionalmente, estas técnicas de estimulación permiten alterar de manera positiva la característica petrofísica principal del pozo que permite que sea posible la extracción de fluidos en fondo; la permeabilidad. En yacimientos con permeabilidades muy bajas, es recomendable aplicar ciertas estimulaciones con el fin de crear un sistema extensivo de canales en la roca productora del yacimiento y de esta forma incrementar la producción actual del pozo.

En resumen, los tratamientos de estimulación son operaciones realizadas en los pozos para el mantenimiento ó incremento de la producción de aceite y gas, además de favorecer en la recuperación de las reservas. La estimulación también se aplica como medida preventiva para evitar o retardar los problemas relacionados con la productividad, como la producción de arena, el movimiento de finos de la formación, y el depósito de incrustaciones y elementos orgánicos.¹⁸

Las principales causas por las que se requiere estimular un pozo, son dos; la primera causa se presenta cuando la zona cercana al pozo se encuentra obstruida o dañada, en este caso es necesario remover el daño y poder restituir el flujo de fluidos mediante una estimulación. La segunda causa se da cuando la permeabilidad del yacimiento es tan baja que no permite que los fluidos sean extraídos sin implementar una técnica de estimulación.

Para implementar cualquier tratamiento de estimulación es vital comprender e identificar de manera clara el mecanismo de daño y las fuentes de baja productividad en los pozos. Adicional a esto, es necesario diseñar tratamientos de estimulación que consideren tipos de roca y fluidos presentes en fondo, entre otros. Con el fin de que la estimulación sea económica y exitosa.

Para la selección de un tipo de estimulación se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Tipo de daño
- Permeabilidad
- Presión del yacimiento
- Porosidad
- Mineralogía de la formación
- Densidad de los fluidos de la formación

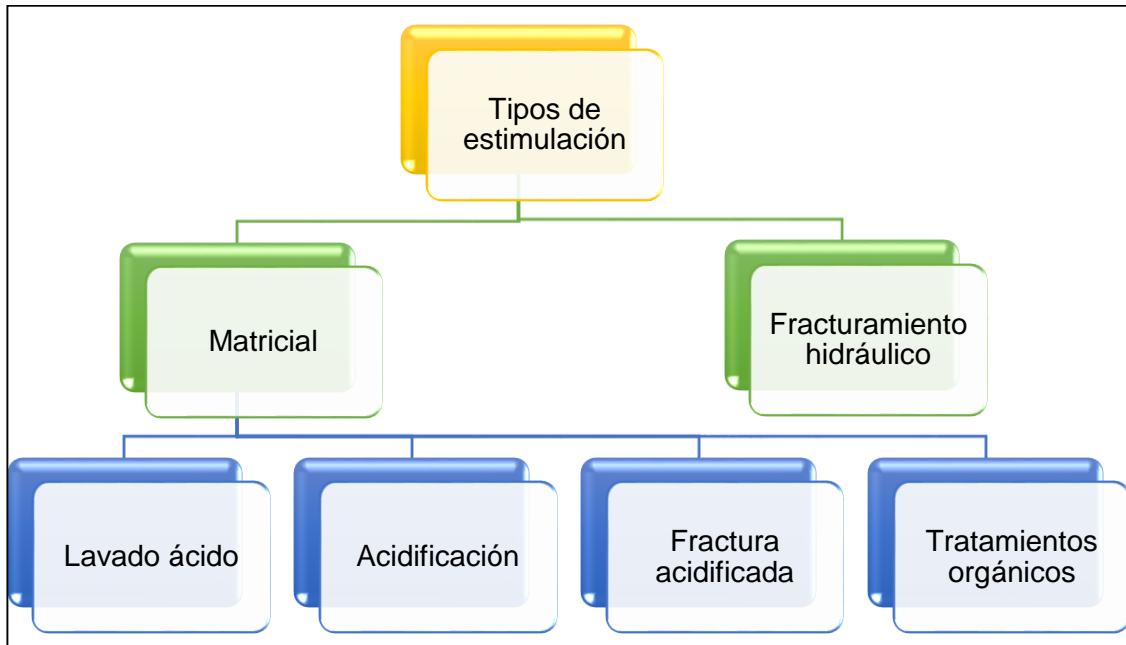
¹⁸ ECONOMIDES, Michael, NOLTE, Kenneth. Reservoir Stimulation. Ed. Wiley. Third edition. P. 815.

- Saturación de los fluidos de formación
- Temperatura del yacimiento
- Profundidad de la formación
- Factor de daño

Realizando una evaluación minuciosa de cada factor se determina cual es la mejor estimulación para implementarse en el pozo, y de esta manera evitar aumentar el daño presente.

Los tipos de estimulación se dividen principalmente en dos grupos: tratamientos de acidificación y fracturamiento (Figura 7). Los tratamientos de acidificación se realizan a una presión inferior a la presión de fractura del yacimiento, mientras que el fracturamiento se realiza a una presión superior a la de fractura con el fin de crear una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo.¹⁹

Figura 7. Tipos de tratamientos de estimulación.



Fuente. PETROBLOGGER. Acidificación de pozos. 2010. Modificados por los autores.

2.2.1 Estimulación matricial. La estimulación matricial es una técnica en la que se inyecta ácido, solvente y tratamientos químicos en la formación para disolver algunos de los daños presentes y, por lo tanto, recuperar o aumentar la permeabilidad en la región cercana al pozo. Dichos tratamientos se llaman tratamientos de matriz porque el disolvente se inyecta a presiones inferiores a la

¹⁹ SCHLUMBERGER. Estimulación. Disponible en internet: www.glossary.oilfield.slb.com.

presión de fractura de la formación, de modo que no se crean fracturas.

El objetivo de acidificar la matriz es lograr una mayor penetración en la formación. La estimulación generalmente se logra eliminando el efecto de una reducción de la permeabilidad de la formación cerca del pozo ampliando los espacios de poro y disolviendo las partículas que obstruyen estos espacios. La acidificación matricial es más útil en el tratamiento de formaciones altamente permeables pero dañadas o en casos menos ventajosos donde no se puede arriesgar a la fractura ácida porque se debe mantener una ruptura de esquisto u otros límites de flujo natural para minimizar o prevenir la producción de agua o gas. Cuando se realiza con éxito, la acidificación de la matriz a menudo aumentará la producción de petróleo sin aumentar el porcentaje de agua o gas producido.²⁰

Esta técnica consiste en inyectar ácido de forma radial en la formación, por debajo de la presión de fractura de la misma. Luego de esto, la solución entra uno o dos pies más allá de la cara del pozo.

El objetivo de un tratamiento matricial es diferente en areniscas que, en carbonatos, puesto que en formaciones de areniscas el ácido reacciona a aproximadamente un (1) pie del pozo, mientras que en carbonatos alcanza un máximo hasta de diez (10) pies del pozo.

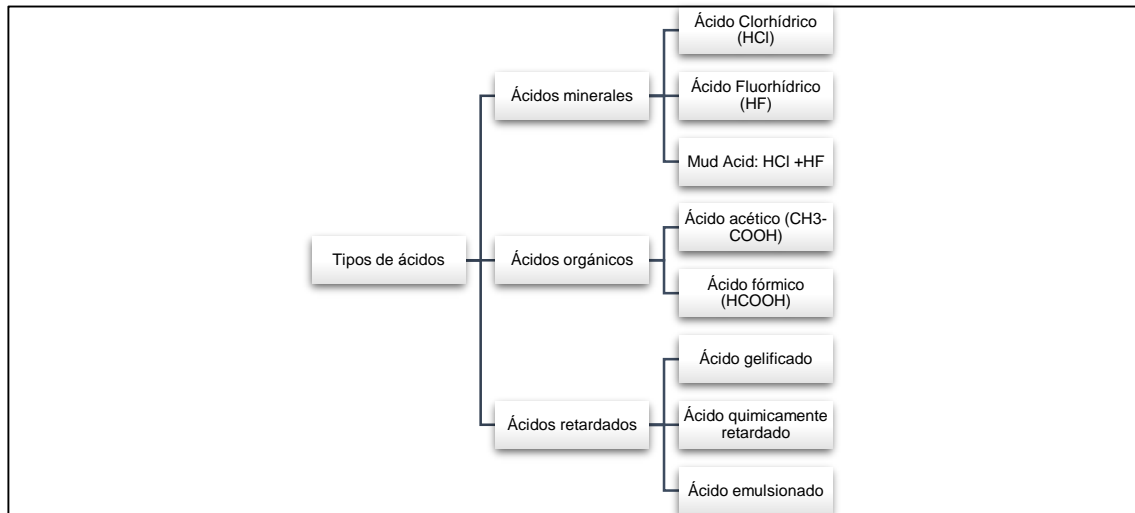
Existen requisitos para que los ácidos en las estimulaciones sean apropiados, los cuales son:

- Reaccionar dando productos solubles.
- Ser posible de inhibirlo ante reacciones con materiales férricos.
- Ser posible de transportarlo sin peligro.
- Ser de bajo costo y fácil de obtención.

Los tipos de ácidos más comunes implementados en la estimulación matricial se encuentran descritos en la **Figura 8**.

²⁰ GARAICOCHA, Francisco. Apuntes de estimulación de pozos. Universidad Nacional Autónoma de México. México: 2012. P. 2010.

Figura 8. Tipos de ácidos estimulación.



Fuente. PETROBLOGGER. Acidificación de pozos. 2010. Modificados por los autores.

Como se mencionaba con anterioridad el tipo de estimulación matricial implementada en formaciones carbonatadas, no es la misma que en formaciones de areniscas, puesto que presentan diferentes minerales que pueden ser o no disueltos con el ácido. En la **Figura 9** se evidencia como se propaga el ácido a través de los espacios porosos presentes en la formación. A continuación, se definirán de manera breve:

➤ **Estimulación matricial en Formaciones de areniscas:** un tratamiento ácido típico en areniscas consiste en la inyección de un pretratamiento de HCl, con 50 gal/pie de formación, aproximadamente con concentraciones del 5 al 15%. Este ácido desplaza el agua del pozo y el agua congénita de la cercanía del pozo, disminuyendo así el contacto directo entre iones de sodio y potasio presentes, puesto que de no ser así pueden llegar a precipitarse fluorosilicatos insolubles de sodio o potasio.

Seguido de esto, se inyecta 50 a 200 gal / pie de mezcla HCl-HF (3% de HF y 12% de HCl). El HF se encarga de reaccionar con las arcillas, el lodo de perforación y la arena para mejorar la permeabilidad, mientras que el HCl funciona como un estabilizador de pH, para mantenerlo bajo y evitar de nuevo precipitaciones.

Por último, se circula una carga de diesel, salmuera o HCl dependiendo del funcionamiento de los pozos (Inyectores, productores de agua y aceite), con el fin de aislar el HF que ha reaccionado. Una vez que se completa el tratamiento, el ácido gastado debe producirse inmediatamente de nuevo para minimizar el daño

por la precipitación de los productos de reacción.

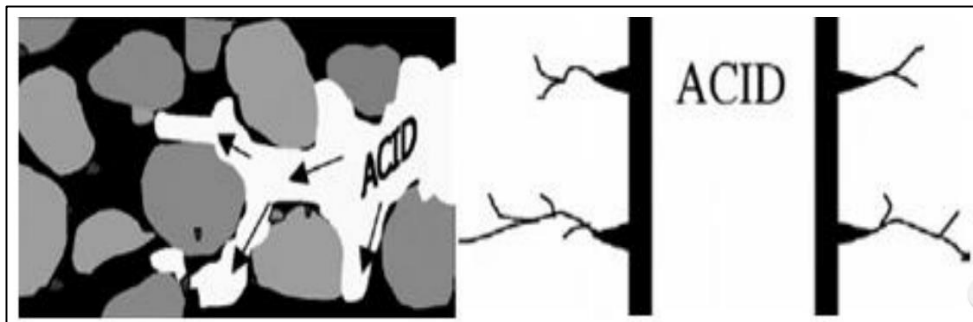
Si la solubilidad de HCl de una roca es inferior al 20%, lo más probable es que se aplique un tratamiento de arenisca con una mezcla de HCl-HF, como la mencionada anteriormente.

➤ **Estimulación matricial en Formaciones de carbonatos:** las formaciones compuestas en gran parte por calcita o dolomita, que incluyen tizas y margas, son en gran medida solubles en HCl y son candidatas para la acidificación de carbonato usando HCl sin HF. La acidificación del carbonato con HCl no se complica por la tendencia a la formación de precipitados, como es el caso de la acidificación de la arenisca.

Cuando se inyecta ácido a una formación carbonatada, a presiones inferiores a la de fracturamiento, el ácido fluye preferentemente por sus poros más grandes, sus cavernas o sus fracturas naturales. La reacción del ácido origina la formación de largos canales de flujo, denominados agujeros de gusano. La creación de agujeros de gusano se favorece cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción.

La longitud de los agujeros de gusano, que puede alcanzar varios pies, se controla por el ritmo de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. La longitud de un agujero de gusano puede reducirse aumentando el ritmo de pérdida de fluido a la formación e incrementarse sustancialmente reduciendo el ritmo de pérdida de fluido.²¹

Figura 9. Acidificación matricial en areniscas y agujeros gusano en carbonatos.



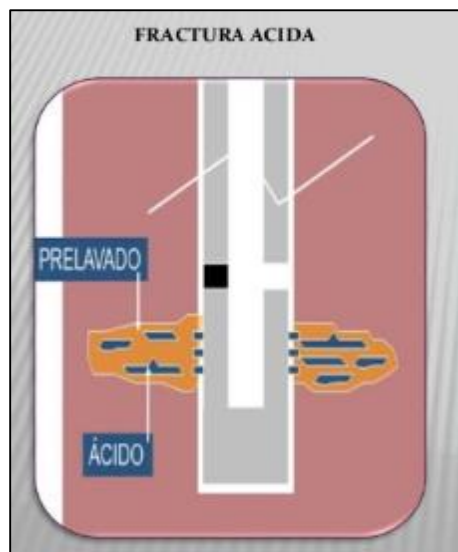
Fuente: CORAL. Diana. Metodología de elección y modelo de diseño de tratamientos ácidos para remediar daño de formación por finos en areniscas. Medellín: 2017. P..237

²¹ GARAICOCHA, Francisco. Apuntes de estimulación de pozos. Universidad Nacional Autónoma de México. México: 2012. P. 2010.

2.2.1.1 Fractura acidificada. El funcionamiento de este tipo de estimulación consiste en inyectar ácido dentro de fracturas creadas mediante un bombeo a alta presión, lo suficiente para abrir las fracturas naturales que presenta la formación. Como se evidencia en la **Figura 10**. El caudal de inyección tiene que ser lo suficientemente alto y la permeabilidad de la formación lo suficientemente baja para que la pérdida de fluido no sea excesiva de manera que la presión pueda incrementar lo suficiente para fracturar la formación y abrir las fracturas naturales existentes.²²

La fractura que se ejecuta queda como un canal de flujo que permite el paso de los fluidos a la cara del pozo con facilidad.

Figura 10. Fractura ácida.



Fuente: PETROBLOGGER.
Fracturamiento ácido. 2010

2.2.1.2 Acidificación. La acidificación es el método más usado en la industria para remover los daños de formación. Este método consiste en inyectar tratamientos químicos de ácido capaces de disolver partículas que generan restricciones en el flujo a una presión menor a la presión a la que se puede abrir una fractura.

En función del nivel de daño que presente la formación se usan dos diferentes tratamientos de acidificación. El primero es el lavado ácido, que consiste en inyectar un solvente capaz de remover impurezas presentes en la cara del pozo y

²² PETROBLOGGER. Fracturamiento ácido. Internet: www.ingenieriadepetróleo.com. 2010.

en la tubería de forma superficial. Mientras que el segundo se conoce como acidificación/estimulación matricial, que al igual que en el lavado ácido se inyecta un solvente con la diferencia que en este caso, el ácido inyectado es capaz de entrar más allá de la cara del pozo y remover el daño de forma más exhaustiva y perdurable.

2.2.1.3 Lavado ácido. Consiste en inyectar una pequeña cantidad de ácido entre 25 y 50 Bls aproximadamente, luego de haber realizado etapas de perforación y/o cañoneo, con el propósito de limpiar el pozo, removiendo los sólidos presentes en el pozo y de esta manera reducir y/o prevenir el daño de formación. Este procedimiento por lo general se realiza solo para limpiar de manera superficial la cara del pozo y la tubería. Cabe resaltar que al inyectar el fluido a nulas o bajas presiones no se sobrepasa la presión de fractura y por lo tanto el ácido no llega a ir más allá de la cara del pozo.

El tiempo de duración del tratamiento es aproximadamente una hora, al terminar la circulación del ácido el pozo es puesto en producción, luego de haber removido el ácido y los restantes.

2.2.1.4 Tratamientos orgánicos. En este caso los fluidos utilizados para la estimulación no reaccionan químicamente con los materiales o minerales de la roca. Generalmente, se usan soluciones de surfactantes a base de hidrocarburos o acuosas, con aditivos químicos orgánicos e inorgánicos que actúan en la interfaz (superficie interfacial) o en la superficie del medio. Ello hace posible la modificación de las condiciones existentes, gobernadas por la tensión superficial e interfacial. Este tipo de estimulación se emplea para remover daños causados por bloqueo de agua, bloqueo de emulsión, pérdida de circulación de lodo, depósitos orgánicos y / o inorgánicos.²³

➤ **Surfactantes:** son compuestos de moléculas orgánicas que se absorben en una superficie interfacial, siendo su función principal vencer la tensión interfacial, pudiendo así modificar la humectabilidad de la roca. Generalmente, se desea que la roca pase a estar mojada el agua para permitir el flujo de petróleo por los poros más grandes de la roca. Los surfactantes están constituidos principalmente por un fluido base y un aditivo.

2.2.2 Fracturamiento hidráulico. El proceso de fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de fluidos a una presión lo suficientemente alta para

²³ PIZZARELLI, Sergio. Estimulación matricial para el mejoramiento del factor de recobro de producción en pozos de crudo pesado con inyección alterna de vapor combinadas con químicos térmicos en el Campo Bachaquero Lago del Lago de Maracaibo. Maracaibo: TAU, 2014. P. 6

causar una fractura en la formación. Esta fractura tiene una permeabilidad mucho mayor a la de la formación permitiendo que los fluidos presentes se puedan mover con facilidad hacia el pozo. La fractura que se genera tiende a ser muy delgada, pero de gran magnitud, ya que el ancho promedio de una fractura es de 0.25 pulgadas y su longitud efectiva puede llegar a ser de 3000 pies.

Se debe realizar estudios para determinar si un pozo es adecuado para realizar trabajos de fracturamiento, en estos estudios se debe tener toda la información referente a las características del yacimiento y el estado mecánico del pozo, además de conocer el potencial de producción del pozo.

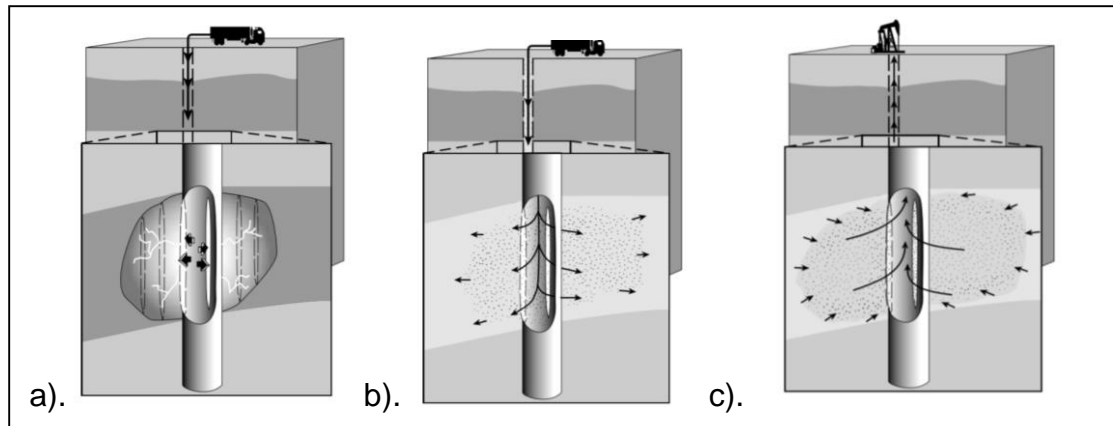
Los pozos con bajas permeabilidades son los candidatos principales para la realización de un fracturamiento hidráulico, ya que al tener poca permeabilidad el fluido presente en la roca no podrá fluir con facilidad. Por lo tanto, al generar fracturas se creará un camino para que el fluido salga, y de esta manera aumentar la producción del pozo rápidamente. La característica más importante en este tipo de pozos es la longitud de la fractura, para permitir el flujo de fluidos sin ningún tipo de restricción.

Por el contrario, si se tiene un yacimiento con una permeabilidad alta y se quiere realizar un proceso de fracturamiento hidráulico la propiedad más importante de la fractura a realizar no será el tamaño, sino, el radio de la fractura ya que una alta conductividad se verá reflejada en un flujo a mayor velocidad.

Para que la fractura realizada perdure y sea útil para el mejoramiento de la producción del pozo se debe usar un agente capaz de mantener la apertura de la fractura, mediante un apuntalante con un tamaño y propiedades apropiadas para el tipo de fractura realizado. El agente propulsor es generalmente arena o un sustituto granular de gran resistencia.

En la **Figura 11** se describe de manera gráfica las etapas del fracturamiento hidráulico, iniciando por la inyección del fluido de fractura, y como este crea rupturas en la formación. Por otro lado, se tiene el bombeo del apuntalante, el cual irrumpe en las fracturas impidiendo su cierre, y por último se muestra como los fluidos del subsuelo empiezan a fluir a superficie por medio de las fracturas creadas.

Figura 11. Etapas fracturamiento hidráulico. a). Fractura inducida b). Bombeo de apuntalante c). Producción de fluidos



Fuente: ECONOMIDES. Michael. Reservoir Stimulation. Houston: WILEY, Ed. 3,1987. P. 143

2.2.2.1 Conceptos básicos. Se deben tener en cuenta los siguientes conceptos para entender de forma clara el trabajo de fracturamiento hidráulico

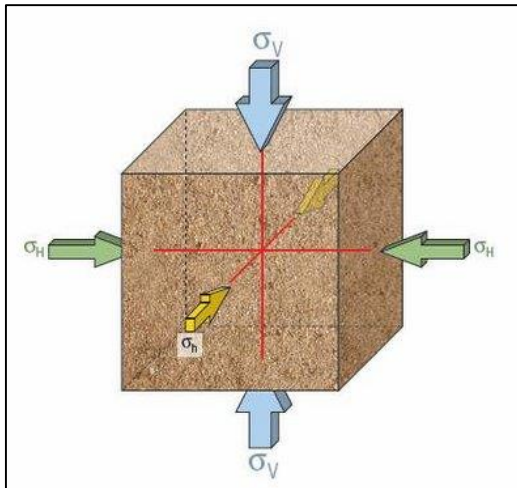
- **Presión de rotura:** la presión a la cual la formación no permite más presión y se rompe.
- **Presión de propagación:** luego de estar fracturada la formación, se sigue bombeando fluido a caudal constante a esta presión con el fin de mantener la ruptura abierta.
- **Presión neta:** es la energía que se necesita para mantener la fractura abierta, además de propagar el tamaño de la fractura a través de la roca e incrementar el ancho, esta presión multiplicada por la fractura nos da la cantidad de energía que se tiene en cualquier punto para que la fractura crezca.
- **Tortuosidad:** restricción contra la cual se topa el fluido de fracturamiento mientras atraviesa una región de flujo restringido entre los perforados y las fracturas.
- **Presión de cierre:** es la presión que es generada por el agente sostén dentro de la fractura, también es la presión mínima requerida dentro de la fractura para evitar su cierre.

➤ **Presión de extensión:** es la presión requerida dentro de la fractura para hacer que esta pueda aumentar su tamaño en la roca, la presión de extensión no es una constante y puede variar con la geometría de la fractura.

➤ **Presión del fluido de fractura:** es la presión del fluido de fracturamiento dentro de la fractura, después de haber pasado a través de las perforaciones y cualquier tortuosidad, esta presión no es constante en toda la fractura debido a efectos de fricción presentes en la roca.

2.2.2.2 Mecánica de rocas. Las formaciones se encuentran bajo condiciones de alta tensión, en un ambiente geológicamente estable se pueden identificar tres esfuerzos principales: dos (2) horizontales y uno (1) vertical como se muestra en la **Figura 12**, la dirección de la fractura coincidirá con la dirección en la que se genere el menor estrés puesto que el fluido inyectado va a desplazarse a través del esfuerzo que genere la menor resistencia en la roca.

Figura 12. Esfuerzos principales en la roca, mediante Fracturamiento Hidráulico.

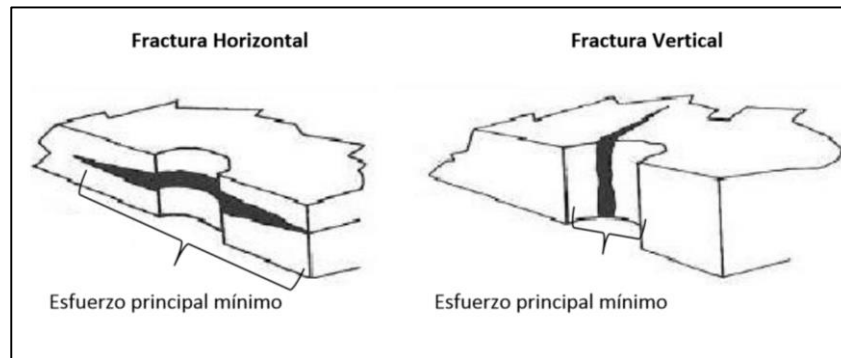


Fuente: PETROBLOGGER. Geomecánica de Yacimientos Petroleros

2.2.2.3 Geometría de la fractura. A continuación, se presentan los diversos factores para tener en cuenta en el momento de realizar una fractura, con el fin de obtener el mejor resultado. (**Figura 14**)

➤ **Orientación de Fractura.** Las fracturas siempre se van a propagar a través del camino que tenga la menor resistencia, esto significa que la fractura se propagará paralelamente al mayor esfuerzo en la roca, y perpendicularmente al menor. Generalmente el menor esfuerzo es horizontal, esto genera que las fracturas se propaguen en el plano vertical. (**Figura 13**).

Figura 13. Orientación vertical y horizontal de la fractura.



Fuente: ECONOMIDES, Michael, MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. Houston: 2007, p. 97. Modificado por los autores.

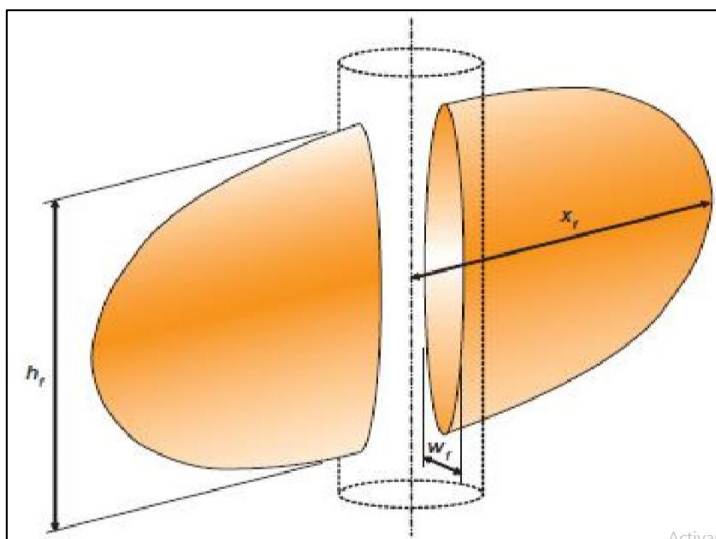
➤ **Altura de la Fractura.** Los modelos de diseño convencionales de dos dimensiones requieren un valor de altura de la fractura para que el ancho y la longitud puedan ser calculados con estimaciones de volumen y flujo. Algunos complejos modelos tridimensionales calculan la altura de fractura, pero en algunos casos se requiere información adicional para desarrollar el cálculo de la altura de la fractura.

➤ **Ancho de la Fractura.** El modelo que diseña la fractura va a determinar el ancho de la misma, sin embargo, este diseño puede ser modificado por esfuerzos en diferentes direcciones.

La elasticidad de la roca muestra que en cualquier formación el ancho de la fractura está controlado por la caída de presión a lo largo de la misma, además, en el punto final de la fractura la presión que se ejerce es igual a la presión de cierre, y va aumentando conforme se va acercando a la pared del pozo, por esto el ancho de la fractura llega hasta su punto máximo en la pared del pozo.

➤ **Forma de la Fractura.** Existen dos modelos que representan la forma en la que la fractura puede crecer, una es de forma radial, que es directamente proporcional y se produce cuando el fluido de fracturamiento ingresa a través de un único punto formando la fractura y generando una forma circular en la misma, el segundo tipo es de forma elíptica, que se forma cuando el fluido de fracturamiento entra a través de una línea, de la cual se forman dos semi-elipses que tiene el mismo ancho y altura cuando se encuentra en el plano horizontal por el cual se propaga la fractura.

Figura 14. Geometría de la fractura. Altura (h_f), longitudinal (x_f) y ancho (w_f)



Fuente: ECONOMIDES. Michael, MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. Houston: 2007, p. 97. Modificado por los autores.

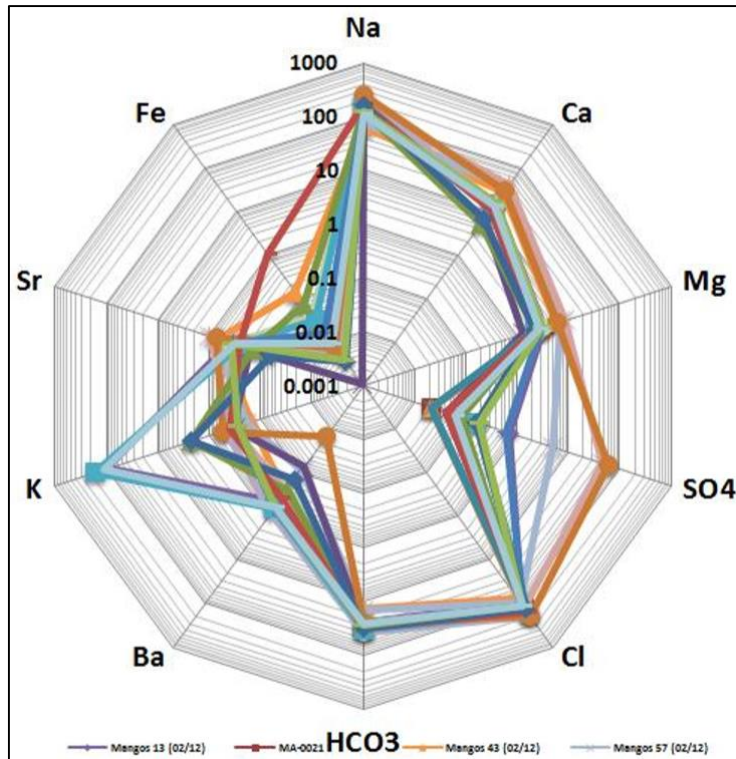
2.2.2.4 Fluidos de fracturamiento hidráulico. El fluido de fractura se encarga de transmitir presión hidráulica, mediante bombeo en superficie. Este es el encargado de crear las fracturas en la formación con ayuda de los materiales disueltos en él. Se usan diversos fluidos en esta técnica, dependiendo de las características que se tengan en fondo, estos son base agua, base aceite y en algunos casos base ácido. Los fluidos base aceite son claves en formaciones con mucho contenido de arcilla puesto que, si se inyectara un fluido base agua, las arcillas se hincharían y causarían un daño de formación. En los fluidos base agua se tiende a usar el agua de formación para evitar cualquier daño por salinidades.

2.3 DAÑOS Y ESTIMULACIONES EN EL CAMPO YAGUARÁ

En el Campo Yaguará se realizaron estudios de daño de formación con el objetivo de identificar las fuentes principales de daño que interactúan en el sistema total de producción y asimismo cuantificar dichas fuentes para determinar la contribución de cada una de ellas en el factor de daño total del Campo en la Formación Caballos. Estos estudios se realizaron en los pozos más representativos y con mayor calidad de información de todo el campo.

Inicialmente, se inició con el estudio de daño por Escamas, obteniendo una muestra de agua de formación con un patrón típico Sodio-Cloruro, predominando en concentración iones de Bicarbonato, Calcio y Magnesio como se puede evidenciar en la **Figura 15**.

Figura 15. Patrones composicionales del agua de formación Campo Yaguará



Fuente: ECOPETROL. Estudio de daño de formación Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2015

Esta muestra de agua se simuló con diferentes minerales (CaCO_3), (FeS_2), (BaSO_4) para de esta forma identificar que la Calcita (CaCO_3) es la escama que presenta una mayor tasa de depositación con valores que oscilan entre las 5 y 75 Toneladas depositadas en el yacimiento. En la **Tabla 4** se evidencia la cantidad de incrustaciones de Calcita (Ton) en algunos pozos representativos, de igual forma la cantidad de escamas minerales como Barita y Pirita

Tabla 4. Análisis de escamas minerales los pozos seleccionados en el estudio de daño de formación.

Escamas minerales					
Pozo	Calcita (Ton)	Barita (Ton)	Pirita (Ton)	Espesor (pies)	S
Yg-80	5.98	0.07	0.11	1.33	15.04
Yg-57	41.5	0.5	0.72	6.64	14.41
Yg-43	5.28	0.06	0.09	1.37	9.15
Yg-13	29.33	0.36	0.52	4.67	8.94
Yg-108	51.24	0.59	0.86	4.04	0.97

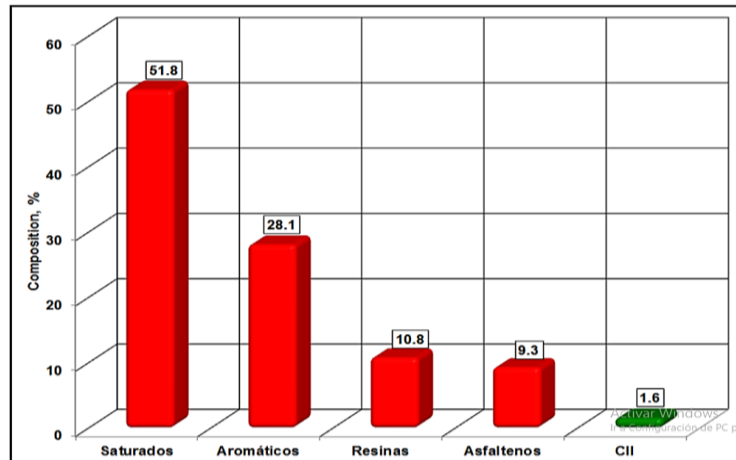
Fuente: ECOPETROL. Estudio de daño de formación Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2015. Modificado por los autores.

Por dichos valores, se puede presumir que la depositación de escamas minerales representa uno de los daños más significativos para esta formación y por ende para el campo, debido a que las masas de depositación de escamas están fuertemente relacionadas a la producción de agua, pues entre más presencia de agua incrustante exista, mayores son las posibilidades de que se formen escamas inorgánicas. Es importante resaltar que los radios de penetración están entre 1ft y 5ft mostrando así la relevancia que tiene esta fuente de daño.

Por otro lado, se realizó el análisis de depósitos orgánicos específicamente el análisis SARA, con el fin de conocer de manera cuantitativa el valor de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos presentes en la Formación Caballos obteniendo así el porcentaje más alto para los saturados, siendo este el daño de formación principal en el Campo Yaguará, como se evidencia en la **Gráfica 9**.

Adicionalmente, se realizaron modelos para simular la estabilidad de compuestos orgánicos, obteniendo como resultado que las escamas de asfáltenos son las más inestables y por lo tanto más frecuentes en los pozos con una magnitud de depositados entre 0.1 y 13 Toneladas y con unos radios de penetración del daño que varían entre 0.4 y 2 pies (**Tabla 5**).

Gráfica 9. Análisis SARA Formación Caballos.



Fuente: ECOPETROL. Estudio de daño de formación Campo Jaguará. Bogotá D.C: 2015.

Tabla 5. Análisis de Escamas Orgánicas para los pozos seleccionados en el estudio de daño de formación.

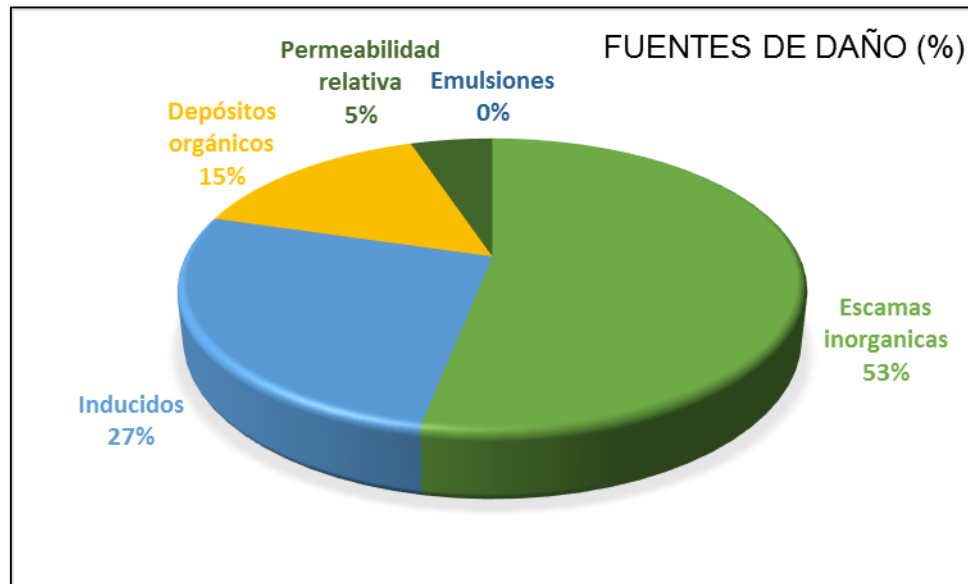
Pozo	Asfáltenos (Ton)	Parafinas (Ton)	Hidratos (Ton)	Espesor (pies)	S
Yg-80	14.4	0	0	1.9	35.4
Yg-57	4	0	0	0.8	4.5
Yg-43	0.2	0	0	0.4	4.9
Yg-13	9.7	0.1	0	1.3	0.3
Yg-108	0.6	0	0	0.5	0.1

Fuente: ECOPETROL. Estudio de daño de formación Campo Jaguará. Bogotá D.C: 2015. Modificado por los autores.

Por otro lado, se realizó una comparación entre el factor de daño inicial y el factor de daño tomado luego de realizar operaciones de perforación, completamiento y Workover, y se determinó un porcentaje de daño inducido aproximadamente de 26% en todo el campo.

En general, el daño por depósitos orgánicos en el Campo Jaguará representa junto con los depósitos inorgánicos y los daños inducidos las principales fuentes de daño de formación en el Campo Jaguará. En la **Gráfica 10** se muestra las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos.

Gráfica 10. Distribución Fuentes de daño Campo Yaguará.



Fuente: ECOPETROL. Estudio de daño de formación Campo Yaguará. Bogotá D.C: 2015. Modificado por los autores.

El Campo Yaguará lleva implementando trabajos de estimulación a lo largo de su vida productora, con el fin de disminuir los daños de formación presentes. Por lo anterior, se han implementado dichos tratamientos, con el propósito de mejorar o mantener la producción de barriles de petróleo o en algunos casos de agua y gas.

En el Campo Yaguará se han aplicado diversos tipos de estimulación. Primordialmente la estimulación matricial con ácido y con solventes orgánicos y el fracturamiento hidráulico han sido los más usados en el campo.

La solución que se ha implementado en el Campo Yaguará con el fin de disminuir o eliminar los daños presentes ha sido la estimulación. La estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico son los dos tipos de tratamientos que más se han implementado a lo largo de la vida productiva del campo, esto debido a que son los más efectivos para mitigar los problemas y alteraciones presentes en la formación.

En las campañas 2015-2017 del Campo Yaguará, se realizaron tratamientos de estimulación en aproximadamente quince (15) pozos con el propósito de eliminar cualquier obstrucción presente y de esta forma aumentar la producción del campo.

En este proyecto se pretende analizar los respectivos tratamientos realizados en dos pozos (Z y C) los cuales se encuentran posicionados en la Formación Caballos, con intervalos abiertos en las arenas B y M.

En el pozo Z fue necesario realizar fracturamiento hidráulico en el año 2015 debido a que las arenas mencionadas anteriormente poseen bajas propiedades petrofísicas y se requiere de fracturas para incrementar el área de flujo en las dos arenas. Con respecto al pozo C se implementó la estimulación ácido orgánica, puesto que se tenía daño de formación por depósitos orgánicos e inorgánicos, y se pretendía remover en su totalidad dicho daño.

Con la información correspondiente a cada uno de los pozos se realiza un análisis nodal previo a los tratamientos de estimulación, determinando con esto restricciones de flujo que puedan afectar parámetros de presión y producción con ayuda del Software Prosper. Haciendo uso del Software Frackpro se realiza un modelamiento de fractura del pozo Z en el cual se implementó fracturamiento hidráulico, esto para evidenciar la producción del pozo esperada al realizar dicha fractura. De igual forma, se realiza un modelamiento de lo que se espera obtener en producción al implementar la estimulación matricial en el pozo C.

Adicionalmente se realiza un análisis nodal para cada pozo, pero esta vez con la data obtenida después de los trabajos de estimulación, con el fin de encontrar los parámetros de presión y producción y así ejecutar la comparación de los pozos antes y después de ser intervenidos.

Por otro lado, se realizan simulaciones de otros tipos de estimulaciones que hubieran sido posibles de implementar en cada pozo, con el propósito de conocer si la efectividad de los tratamientos realizados fue la mayor que se pudo obtener, o si otro tipo de estimulación hubiera sido más adecuada para ser implementada en el pozo.

Este análisis se realiza con el fin de conocer los cambios obtenidos en los pozos, identificado si en el momento de ser implementadas las estimulaciones, estas fueron capaces de disminuir los daños de formación presentes y como resultado evidenciar si hubo un aumento de la producción de hidrocarburos, si se mantuvo igual o si en su defecto disminuyó.

3. ANÁLISIS NODAL PREVIO A LAS ESTIMULACIONES EN LOS POZOS Z Y C

En el presente capítulo se identifica de manera clara el concepto de análisis nodal, el cual permite detectar restricciones al flujo y cuantificar el impacto que tiene sobre la capacidad de producción de cada uno de los pozos. Adicionalmente, se establecen los conceptos básicos y las diversas caídas de presión que se presentan en un sistema de producción, lo anterior con la finalidad de comprender el procedimiento del análisis nodal previo a las estimulaciones, por medio de capturas de pantalla. En definitiva, el análisis nodal en este capítulo permitirá identificar las condiciones que existían antes de implementar algún trabajo de estimulación y los componentes del sistema que estaban siendo afectados por dichas condiciones dando como resultado una reducción considerable de producción en los pozos Z y C. Este análisis nodal se llevará a cabo mediante el simulador PROSPER.

Es importante mencionar que el análisis nodal a realizar en este proyecto de grado, solo abarcará el procedimiento necesario para la obtención de las Curvas IPR, sin tener en cuenta la realización de Curvas VLP o puntos óptimos de operación que hacen parte de un análisis nodal completo. Asimismo, al realizar las curvas IPR se tomó como nodo principal la cara de la formación sin tener en cuenta pérdidas de presión en la facilidad de producción.

Lo anterior debido a que, el análisis de efectividad de las estimulaciones, se realizará únicamente con los resultados de los comportamientos obtenidos en las curvas IPR previas y posteriores a los trabajos.

3.1 ANÁLISIS NODAL

Los yacimientos petrolíferos tienen como finalidad producir los fluidos acumulados en el subsuelo hasta la superficie, esto pasando por ciertas restricciones presentes en la formación, en la tubería y/o en superficie. Los yacimientos presentan diversas formas de desplazar los fluidos a superficie, una de ellas es por flujo natural que se da cuando la energía del yacimiento es capaz de movilizar dichos fluidos a superficie. No obstante, existen algunos yacimientos que no cumplen con esta característica, y es necesario realizar un modelo que permita analizar la energía presente y de esta forma identificar el comportamiento de los fluidos.

Con base a lo anterior se puede evidenciar que es de vital importancia diseñar un sistema de producción que pueda sostener la capacidad requerida del mismo, es decir que sea capaz con la energía presente o en algunos casos suministrada de

producir los fluidos acumulados en fondo. Esto implica identificar y acoplar los diversos componentes presentes en la trayectoria del flujo desde el yacimiento hasta el punto de entrega con el fin de garantizar el caudal máximo a una caída de presión determinada o la caída de presión mínima a un caudal determinado.

Para realizar una optimización exitosa de un sistema de producción existe el Análisis Nodal, aquel que permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor. De igual forma detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema tanto en pozos con flujo fluyente, pozos inyectores, como en pozos que tengan implementado algún sistema de levantamiento artificial.

Según Socorro Gabriel, lo define como “el proceso que se encarga de analizar, mediante las caídas de presión, el proceso de transporte de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador”²⁴. Dicho análisis combina varios componentes del sistema de producción en un pozo para estimar los caudales de producción dividiendo este sistema en nodos de solución para calcular las caídas de presión.

Para entender bien el concepto de análisis nodal es necesario reconocer la definición de nodo común y nodo funcional.

Nodo común: este es el nombre que recibe una sección determinada de un sistema donde se produce una caída de presión, producto de la interrelación entre componentes o nodos.

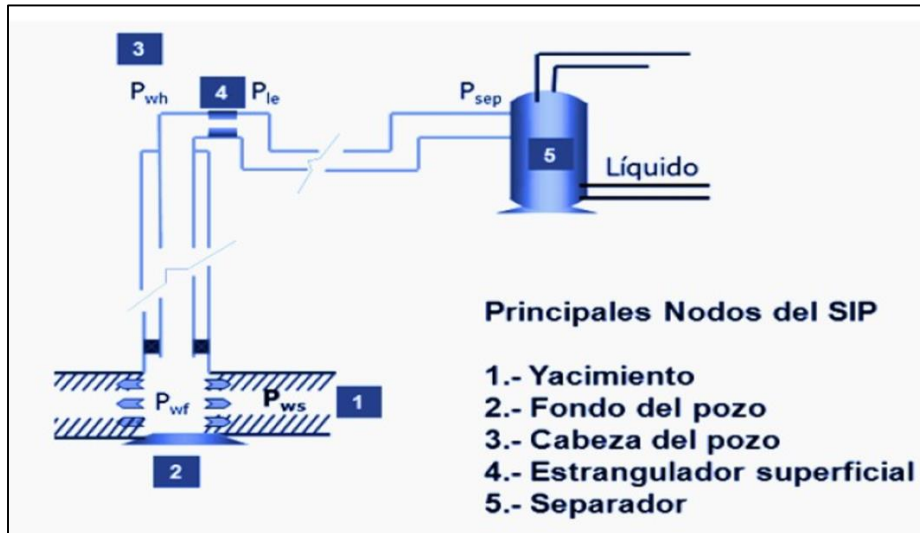
Nodo funcional: cuando una presión diferencial existe a través del nodo, dicho nodo es funcional puesto que la caída de presión o caudal puede representarse mediante una función física o matemática. Se puede advertir algunos parámetros comunes de un sistema los cuales son funcionales. Como así también se debe tener en cuenta que hay otros componentes de superficie y de fondo y otros sistemas de terminación que podrían crear caídas de presión en los caudales.²⁵

Para realizar un análisis nodal se requieren conocer los (5) cinco nodos principales del sistema integral de producción (desde el yacimiento hasta el separador) los cuales se evidencian en la **Figura 16**.

²⁴ SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 8. Disponible en línea: <<http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-material-de-clase-1>> [Citado 10 de marzo de 2014].

²⁵ CRESPO, Andrés, GUEVARA, Brenda, HURTADO, Jhoana. Análisis Nodal. Cochabamba: EMI, 2016. P. 23

Figura 16. Componentes del sistema de producción.



Fuente: CRESPO, Andres. GUEVARA, Brenda. Análisis Nodal. Cochabamba: EMI, 2016. P. 23

En la **Figura 16**, se puede identificar que el sistema de producción puede prácticamente dividirse en tres (3) componentes según la trayectoria de fluidos:

1 Trayectoria en el medio poroso, aquel incluye los componentes del yacimiento y fondo del pozo. “El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e (radio de drenaje) del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación y entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} ”. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

2 Trayectoria en la tubería de producción (vertical), incluye cabeza del pozo o en algunos casos partes de tuberías que tengan adicionado válvulas, estranguladores o empaques puesto que estos se consideran como una restricción al flujo. “Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .”²⁶ Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

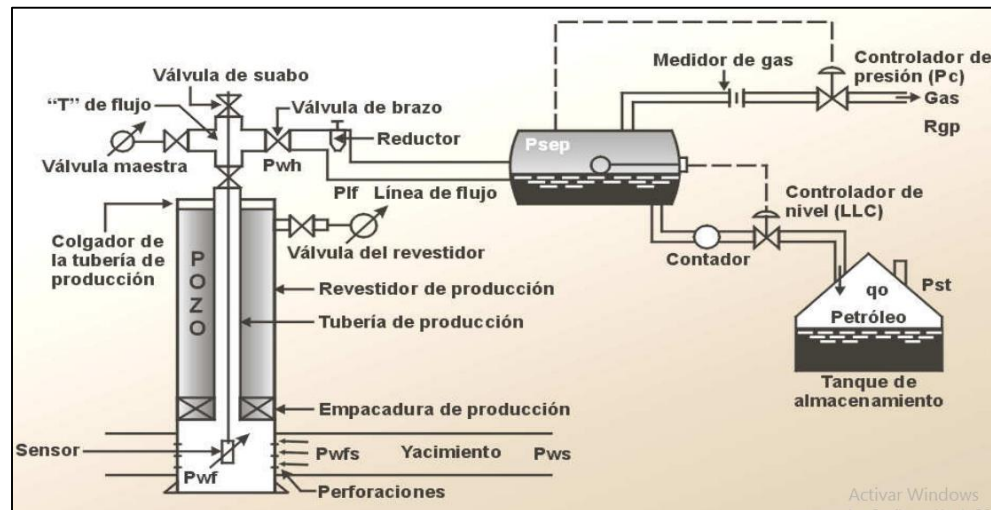
3 Trayectoria en la tubería de superficie, incluye los componentes del estrangulador de superficie y separador que también se considera como un impedimento al flujo de fluidos. “Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en

²⁶ MAGGILOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 110

el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.²⁷ Generalmente, constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.

Para predecir de forma exitosa el comportamiento de los fluidos, se debe calcular la caída de presión en cada componente, asignando nodos en varios puntos claves del sistema de producción. En la **Figura 17**, se identifica el recorrido que realizan los fluidos en un yacimiento, desde fondo hasta llegar a superficie, se evidencia las presiones presentes en cada nodo y las posibles pérdidas de presión, al pasar por una restricción.

Figura 17. Trayectoria de los fluidos en un sistema de producción



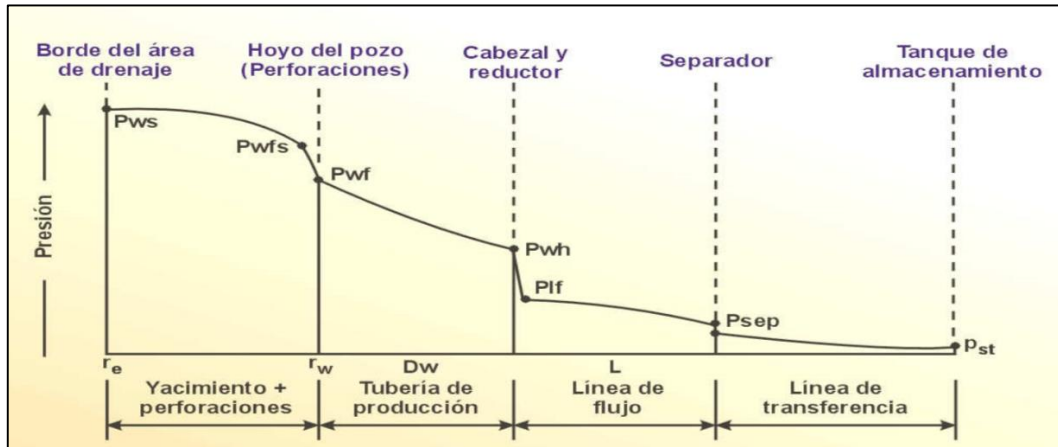
Fuente: MAGGILO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente.²⁸ (**Figura 18**). De esta forma, la capacidad de aporte de energía del yacimiento debe encontrarse en un balance con respecto a la capacidad de demanda de energía de los equipos instalados en el pozo para el transporte de los fluidos.

²⁷ MAGGILO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 110

²⁸ MAGGILO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 110.

Figura 18. Presiones y caídas de presión en el sistema de producción



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Según la **Ecuación 1** el balance de energía del proceso se da entre la presión P_{ws} y entre la P_{sep} , puesto que estas dos presiones son consideradas constantes para fines de cálculo. Entre estos dos puntos considerados como la presión total del sistema se encuentran cuatro (4) caídas de presión, aquellas que determinan el comportamiento a nivel energético de la trayectoria de los fluidos.

Ecuación 1. Presión total del sistema de producción

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Donde:

Ecuación 2. Caída de presión en el yacimiento (IPR)

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$$

Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Donde:

ΔP_y : Es la caída de presión del yacimiento

P_{ws} : Es la presión inicial de yacimiento

P_{wfs} : Es la presión de entrada del yacimiento

Ecuación 3. Caída de presión en el completamiento

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$$

Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Donde:

ΔP_c : Es la caída de presión en completamiento

P_{wfs} : Es la presión de entrada del yacimiento

P_{wf} : Es la presión en la cara de la formación.

Ecuación 4. Caída de presión en el pozo

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$$

Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Donde:

ΔP_p : Es la caída de presión en tubería

P_{wf} : Es la presión en la cara de la formación.

P_{wh} : Es la presión en la cabeza del pozo.

Ecuación 5. Caída de p en la línea de flujo

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$$

Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Donde:

ΔP_l : Es la caída de presión en la línea de flujo

P_{wh} : Es la presión en cabeza del pozo

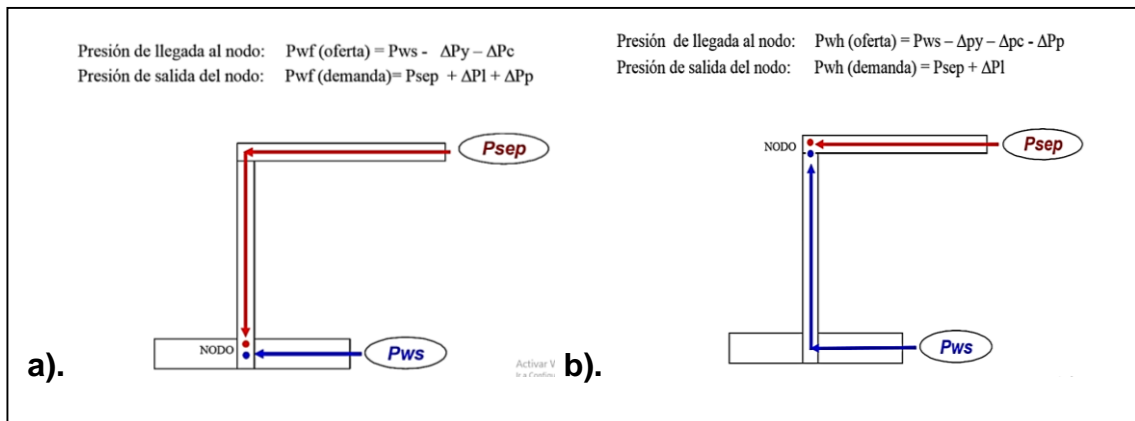
P_{sep} : Es la presión del separador en superficie

La selección del nodo depende del componente del sistema de producción que se desea evaluar, para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión

requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .²⁹

Por ejemplo, en la **Figura 19** se evidencia la representación de los dos casos más recurrentes cuando se posa el nodo en el fondo del pozo y cuando se posa un nodo en la cabeza del pozo. Adicionalmente, muestran en balance de presiones respectivamente

Figura 19. Representación de casos de nodos a). Nodo en el fondo del pozo y b). Nodo en la cabeza del pozo.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11

Los resultados de este análisis permiten identificar los cambios en las variables o parámetros que afectan el comportamiento del sistema, adicionalmente se puede cuantificar la capacidad de producción de un pozo a condiciones determinadas.

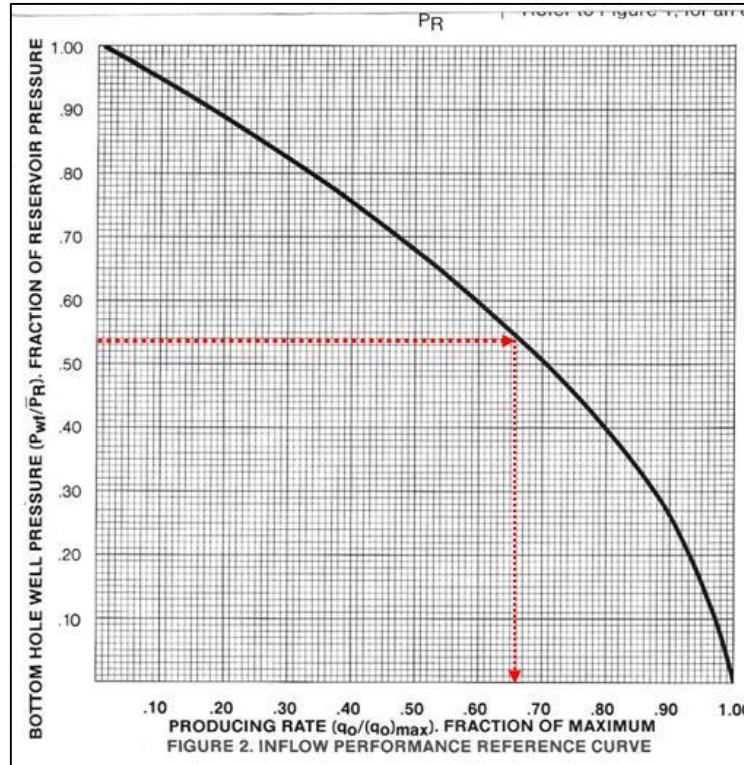
3.1.1 Curvas IPR. Las curvas IPR con siglas IPR por sus términos en inglés Inflow Performance Relationship, están definidas como la representación gráfica de la relación entre la presión fluyente de un pozo conocida como P_{wf} y la tasa de producción de líquido que el yacimiento aporta a dicho pozo para cada una de las presiones anteriormente mencionadas **Figura 20**.

La curva IPR representa la capacidad del aporte del yacimiento hacia un pozo en un momento específico de su vida productiva y es habitual que dicha capacidad disminuya a través del tiempo. Esta curva se ve afectada por diversos factores tales como; los mecanismos de producción del yacimiento, la reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua, el incremento de la viscosidad del petróleo debido a la disminución de la presión y

²⁹ MAGGILOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. Maracaibo: 2008, p. 11.

del gas en solución, además de la reducción de petróleo a causa del gas en solución cuando la presión disminuye, entre otras.

Figura 20. Representación gráfica de una curva IPR.



Fuente: COMUNIDAD PETROLERA. Bombeo electrosumergible de petróleo, 2017. Disponible en internet:

<<<https://www.lacomunidadpetrolera.com>>>

No se deben confundir las siglas IPR con las siglas IP (índice de productividad), debido a que este último es el primer diferencial de la curva IPR cuando se presenta un comportamiento igual o cercano a una línea recta.

Es importante mencionar que el índice de productividad es una medida del potencial del pozo en su capacidad de producir fluidos, este, simboliza la razón entre la tasa de producción de aceite y la presión diferencial (diferencia entre presión de yacimiento y presión de fondo fluyente).

Se puede concluir entonces, que la curva de IPR y el IP cambian con la producción acumulada y dependen del tipo de yacimiento.

Otro término importante al hablar de curva IPR es el potencial absoluto de flujo o AOF Absolut Open Flow por sus siglas en inglés, este se refiere a la máxima tasa

de flujo de un pozo y teóricamente se puede proporcionar a partir de una presión cero en la cara del yacimiento. Dicho AOF se puede obtener por medio de las pruebas de pozo, en vista de que no puede ser medido directamente.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PROSPER

El modelamiento de los pozos Z y C se realiza en el software PROSPER, mediante el cual se realizan análisis nodales que permitan optimizar diseños de pozos existentes y evaluar los efectos de cambios futuros en los parámetros del sistema, de igual manera puede ayudar al ingeniero de producción o de yacimientos a predecir el sistema hidráulico de tuberías

PROSPER está diseñado para permitir la construcción de modelos de pozo confiables y consistentes, con la capacidad de abordar cada aspecto de la visualización de modelado de pozo; PVT (caracterización de fluidos), correlaciones de VLP (para el cálculo de la pérdida de presión de la línea de flujo y de la tubería) e IPR (entrada del reservorio).³⁰

Para el presente trabajo de grado, se hace uso del programa PROSPER, con la finalidad de realizar análisis nodales previos y posteriores a trabajos de estimulación, esto con el objetivo de poder analizar el comportamiento de flujo de fluidos en el sistema de producción, identificar variables o componentes afectados y corroborar de esta forma daños de formación presentes en cada uno de los pozos. Permitiendo al software que pueda modelar todas las condiciones de cada pozo y arrojar curvas IPR que permitirán posteriormente realizar un análisis minucioso de todas las condiciones.

En este capítulo se modelarán dos condiciones previas a los trabajos de estimulación de los pozos Z y C, la primera condición se tomará en una fecha donde el pozo se encontraba produciendo fluidos a una tasa óptima (producción de referencia), mientras que la segunda condición se tomará a una fecha a la cual los pozos tenían un daño de formación que restringía de esta forma la producción de fluidos. Lo anterior con el fin de poder en el Capítulo 6 analizar de forma detallada si las estimulaciones que se implementaron en los pozos Z y C fueron exitosas, verificando si este trabajo fue capaz de retornar la producción en ese momento a la producción de referencia.

3.2.1 Paso a paso del programa PROSPER. A continuación, se describirán los pasos desarrollados en el programa, con sus respectivas capturas de pantallas y con los datos necesarios para realizar el análisis nodal de los pozos Z y C.

³⁰ PETROBLOGGER, Prosper Software. Ingeniería de producción de petróleo, software petrolero, 2011. Disponible en internet: < <http://www.ingenieriadepetroleo.com/prosper-software/> >

3.2.1.1 Sección Sumario. Esta sección constituye todos los datos de inicialización para la simulación, añade información del tipo de fluido, tipo de pozo e información del pozo. Adicionalmente, se añaden los modelos de predicción para realizar los cálculos del análisis nodal (**Figura 21**).

Figura 21. Sección Sumario de los datos en PROSPER. Pozo Z

The screenshot shows the 'System Summary (untitled)' window with the following settings:

Section	Parameter	Value
Fluid Description	Fluid	Oil and Water
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Emulsions	No
	Hydrates	Disable Warning
	Water Viscosity	Use Default Correlation
	Viscosity Model	Newtonian Fluid
Well	Flow Type	Tubing Flow
	Well Type	Producer
Artificial Lift	Method	None
Well Completion	Type	Cased Hole
	Sand Control	None
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Gas Coning	No
User information	Company	Ecopetrol
	Field	Yaguará
	Location	Huila
	Well	Pozo Z
	Platform	
	Analyst	William Moreno-Laura Pérez
Date		sábado, 6 de octubre de 2018
Comments (Ctrl-Enter for new line)		

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

El modelo del fluido a usar es el de Black Oil, no se tienen emulsiones entre los fluidos (Agua-Aceite), y se usan las correlaciones generales para la viscosidad del agua y el modelo Newtoniano como el modelo de viscosidades. El pozo Z produce a través de Tubing mientras que el pozo C a través del tubing y del anular.

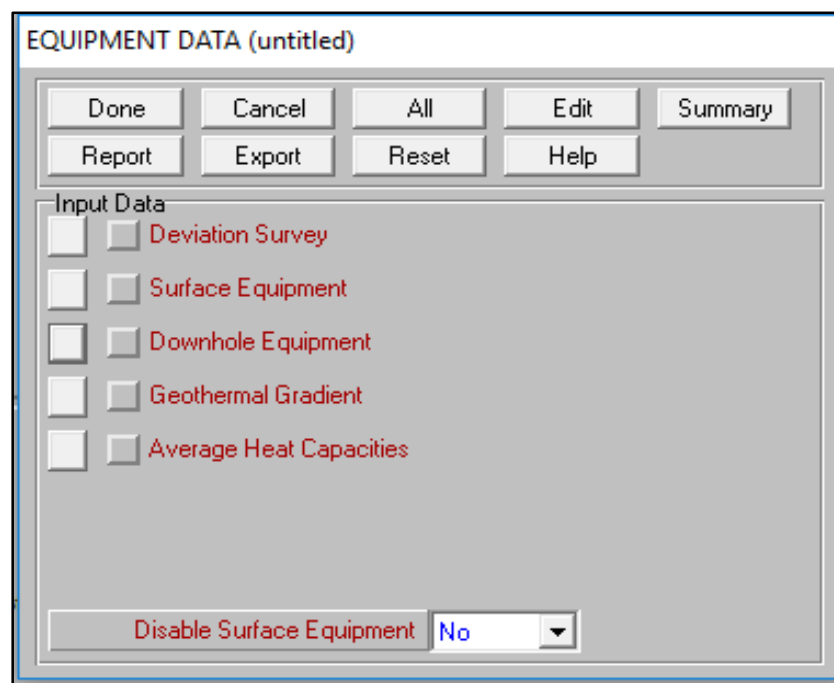
En la simulación se va a tener en cuenta que los pozos fluyen naturalmente, por esta razón no se selecciona ningún tipo de sistema de levantamiento artificial. Posteriormente, se añaden los datos del pozo, la compañía operadora, el campo, su localización, nombre del pozo y analistas que realizarán la simulación.

Los pozos se encuentran en tierra, por tanto, se selecciona la presión y temperatura “on land”, y se espera que los cálculos se realicen con una aproximación, además de que se muestren todos los datos calculados en el rango de todo el sistema.

Por último, se requiere añadir el tipo del completamiento del pozo, en este caso los pozos están completados con revestimiento, y se añade el tipo de yacimiento que se tiene.

3.2.1.2 Sección de información de equipos. Configura todos los datos relevantes acerca de la información del pozo, como la desviación, equipos de superficie y fondo, gradiente geotérmico y capacidades caloríficas promedio (**Figura 22**).

Figura 22. Sección de Información de Equipos en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

➤ **Desviación (Deviation Survey)**

Se inicia añadiendo los datos de desviación del pozo, las profundidades verticales verdaderas (TVD) y las profundidades medidas (MD), con esta información, el programa calcula el ángulo de desviación del pozo respecto a la vertical en grados ($^{\circ}$), y calcula el desplazamiento acumulativo del pozo, contra la vertical (**Figura 23**).

Figura 23. Desviación del Pozo en PROSPER. Pozo Z
Campo Yaguará

DEVIATION SURVEY (untitled)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth	True Vertical Depth	Cumulative Displacement	Angle
	(feet)	(feet)	(feet)	(degrees)
1	0	0	0	0
2	333	332	25.7876	4.44144
3	517	516	25.7876	0
4	667	666	25.7876	0
5	759	758	25.7876	0
6	853	852	25.7876	0
7	943	942	25.7876	0
8	1034	1032	39.2412	8.50189
9	1198	1193	70.4662	10.9759
10	1379	1364	129.796	19.1345
11	1567	1539	198.491	21.4321
12	1756	1710	278.989	25.2088
13	1945	1878	365.574	27.266
14	2134	2039	464.569	31.5863
15	2242	2131	521.138	31.5863
16	2353	2225	580.172	32.1296
17	2478	2330	647.995	32.8599
18	2602	2436	712.338	31.2581
19	2695	2683	0	0
20	2747	2734	10.1489	11.2547

Copy Cut Paste Insert Delete All Invert Plot Import Export

MD <-> TVD

Calculate

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

➤ **Equipo de superficie (Surface equipment)**

El equipo de superficie se puede añadir para realizar el análisis nodal, sin embargo, no es necesario para este análisis, ya que este se realizará hasta el cabezal de producción, y no hasta las facilidades (**Figura 24**).

Figura 24. Equipo de Superficie en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará

SURFACE EQUIPMENT (untitled)							
Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Plot							
Input Data							
	Label	Type	Pipe Length (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Inside Diameter (inches)	Pipe Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Manifold		0			
2							
3							

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

➤ **Equipos en fondo (Downhole Equipment)**

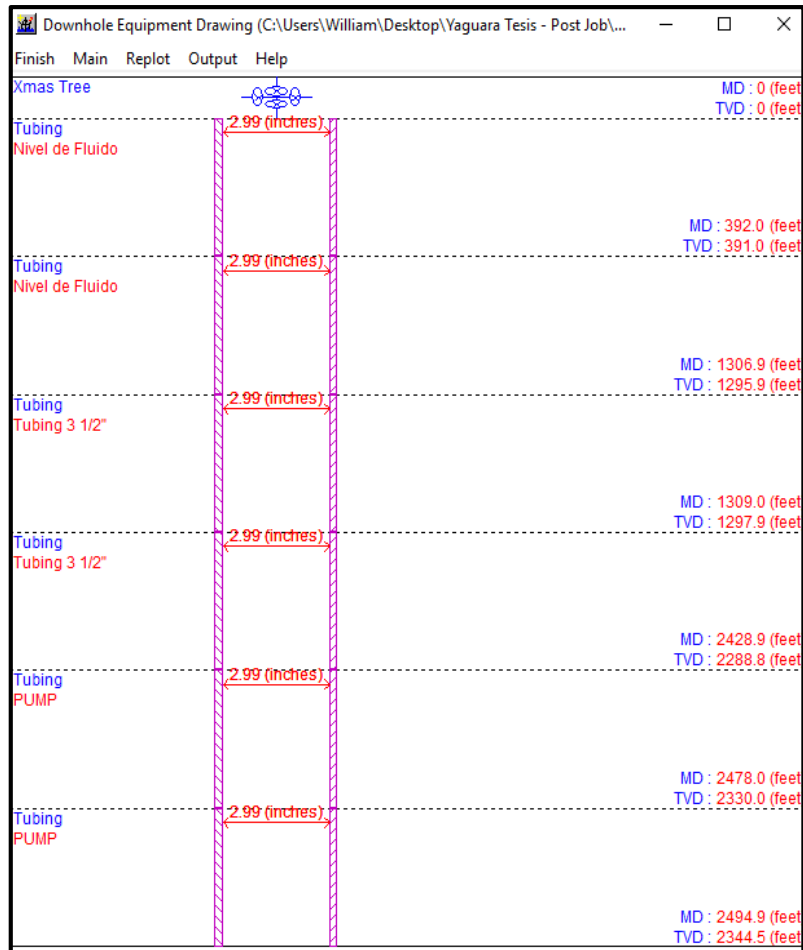
En este ítem se añaden datos de los equipos en fondo de pozo, el completamiento y la tubería de producción, insertando todos los datos correspondientes, como el asentamiento de estas tuberías, diámetros internos y externos, además de la rugosidad de la tubería (**Figura 25**), con esto se puede conseguir un estado mecánico del pozo arrojado por el software (**Figura 26**).

Figura 25. Equipo de Fondo en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará

DOWNHOLE EQUIPMENT (Pozo 72st.Out)										
Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment										
Input Data										
	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2	Nivel de Fluido	Tubing	1307	2.992	0.0006					1
3	Tubing 3 1/2"	Tubing	2429	2.992	0.0006					1
4	PUMP	Tubing	2495	2.992	0.0006					1
5										
6										
7										
8										

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Figura 26. Estado Mecánico tubería mojada en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

➤ **Gradiente Geotérmico (Geothermal Gradient)**

En este ítem se añaden los datos de información del gradiente geotérmico presentes en el pozo, añadiendo la distancia medida (MD) y la temperatura de formación (**Ecuación 7**) la cual se obtiene con ayuda del gradiente geotérmico (**Ecuación 6**). Para el cálculo del gradiente geotérmico de este análisis, la temperatura de superficie asumida es 90°F @30ft (asumiendo la altura de la mesa rotaria) y la temperatura de referencia del campo es 119°F a la profundidad de referencia de cada pozo en TVD. También se añade el coeficiente de transferencia de calor que por defecto es 13,5

BTU/h/ft²/F (**Figura 27**). Estos valores ayudan a que el simulador determine el gradiente, y pueda correlacionar temperatura y presión.

Ecuación 6. Gradiente geotérmico (G.G)

$$G.G = \frac{T_{ref} - T_{sup}}{P_{ref} - P_{sup}}$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales.. 2017

Donde

T_{ref}: Temperatura de referencia de cada pozo (°F)

T_{sup}: Temperatura de superficie (°F)

P_{ref}: Profundidad de referencia de cada pozo (ft)

P_{sup}: Profundidad de superficie (ft)

Ecuación 7. Temperatura de formación (Tfor)

$$T_{for} = TVD * G.G + T_{sup}$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales. 2017

Donde

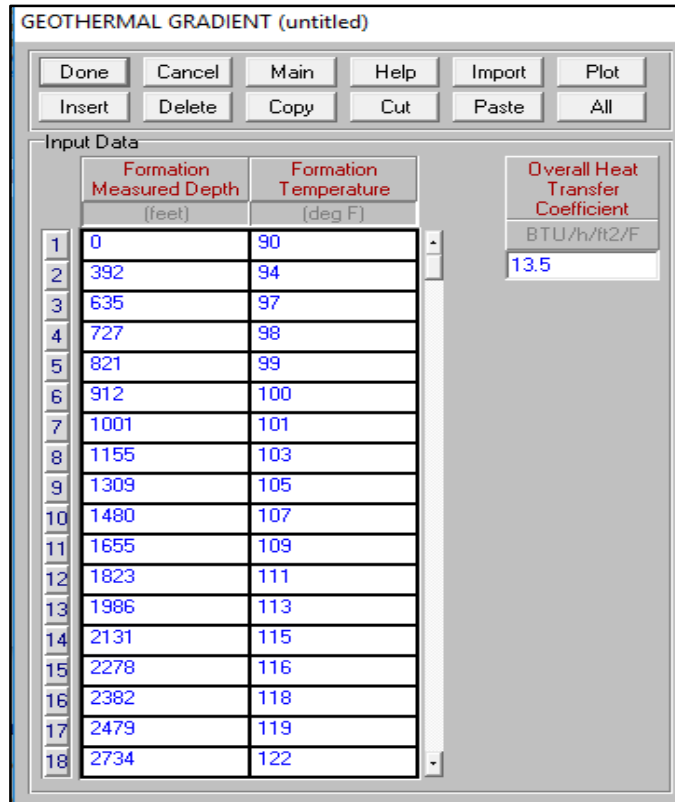
T_{for}: Temperatura de formación (°F)

G.G: Gradiente geotérmico

T_{sup}: Temperatura de superficie (°F)

TVD: Profundidad vertical verdadera (ft)

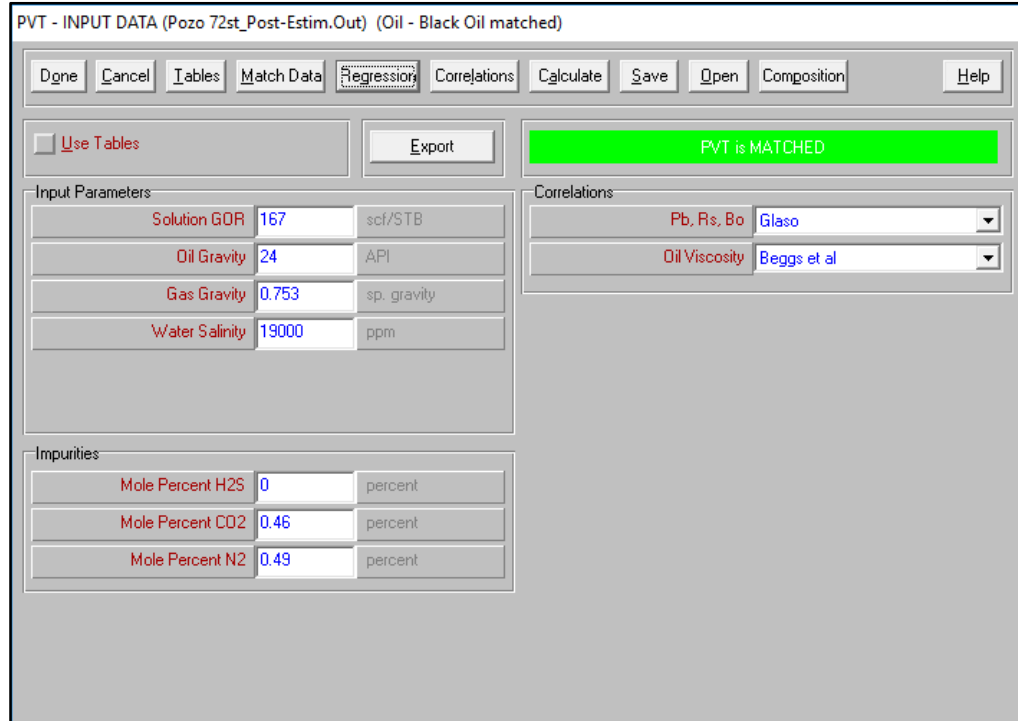
Figura 27. Gradiente Geotérmico en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

3.2.1.3 Sección de Datos PVT. Con la información obtenida de pruebas PVT, se tiene la información requerida para insertar en la sección, se agregan todos los datos relacionados con el fluido, como lo son GOR, gravedad API del aceite, gravedad específica del gas, salinidad del agua, y las impurezas presentes en el fluido (**Figura 28**).

Figura 28. Sección Datos PVT en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.



Input Parameters		
Solution GOR	167	scf/STB
Oil Gravity	24	API
Gas Gravity	0.753	sp. gravity
Water Salinity	19000	ppm

Correlations	
Pb, Rs, Bo	Glaso
Oil Viscosity	Beggs et al

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.46	percent
Mole Percent N2	0.49	percent

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Posteriormente se agregan los datos de presión, GOR para cada una de esas presiones antes del punto de burbuja, factor de volumen de formación del aceite y la viscosidad del aceite (**Figura 29**), para que el programa pueda realizar regresiones con el fin de determinar cuál es la mejor correlación para nuestras condiciones como se muestra en la **Figura 30**.

Cuando se hayan realizado las correlaciones correspondientes, los datos de todas las correlaciones son mostrados por el programa, y este con ayuda de la desviación estándar escoge la correlación que mejor se acomode a los datos presentados, sin embargo, el usuario puede usar otras correlaciones que considere que se ajustan mejor a estos datos

Para verificar que las correlaciones seleccionadas por el software sean las que mejor se ajusten a los datos ingresados, el programa permite visualizar gráficos de presión vs un parámetro PVT, de esta forma se comprueba si la correlación escogida para dicha variable abarca en su mayoría los puntos de la información suministrada. En la **Figura 31** y **Figura 32** se evidencia lo mencionado anteriormente, donde se representa el GOR (Gas Oil Ratio) y el Factor de volumen de petróleo (Oil FVF) vs la Presión.

Figura 29. Tabla de datos PVT en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.

PVT - Match Data (untitled) (Oil - Black Oil matched)

Done Main Cancel Reset Copy Clip Import PVTP Import Transfer Plot Help

PVT Match data

Table 1

Temperature 119 deg F
Bubble Point 1068 psig

	Pressure psig	Gas Oil Ratio scf/STB	Oil FVF RB/STB	Oil Viscosity centipoise
1	0	0	1.025	25.31
2	100	20	1.034	19.21
3	250	48	1.045	16.7
4	400	72	1.053	15.22
5	550	95	1.06	14.01
6	700	117	1.066	12.96
7	850	138	1.073	12
8	1068	167	1.081	10.7
9	1354		1.079	11.3
10	1500		1.078	11.8
11	2000		1.064	13.07
12	3000		1.069	15.6
13	4000		1.063	18.11
14	5000		1.058	20.59
15				

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Figura 30. Regresión de datos PVT. Correlaciones en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará

PVT - Regression (Pozo 72st_Post-Estim.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done Main Match Match All Parameters Plot Help

Match On: All/None

Bubble Point
 Gas Oil Ratio
 Oil FVF
(Above Bubble Point)
 Oil Viscosity

Match Statistics

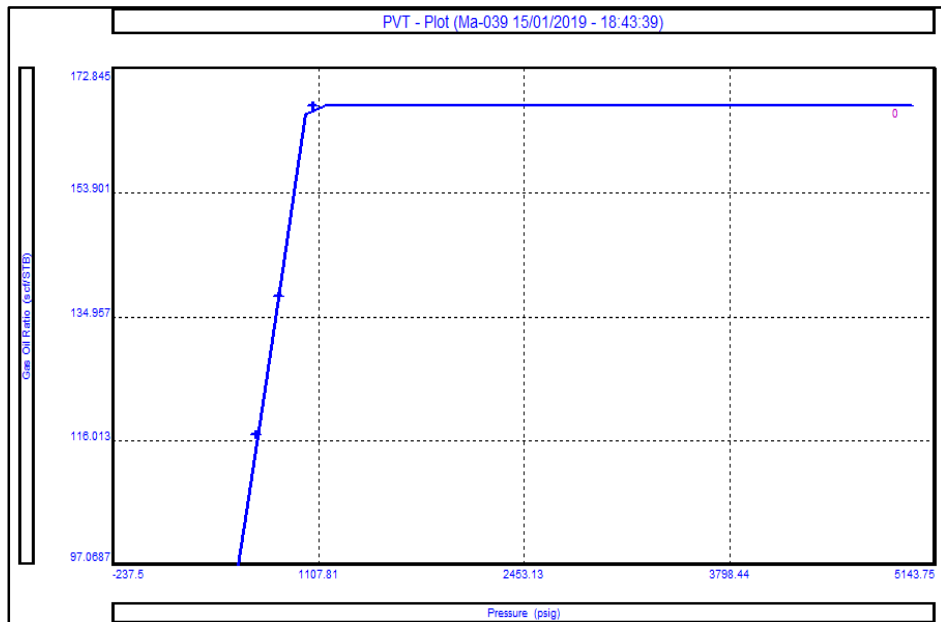
Standard Deviation	Parameter 1	Parameter 2
0	0.92979	-87.4013
3.11278	1.23336	-4.30993
0.0048828	1.15294	-0.14833
	1	2.69606
1.78029	0.90424	5.85048

Correlations: Pb,Rs,Bo

 Oil Viscosity

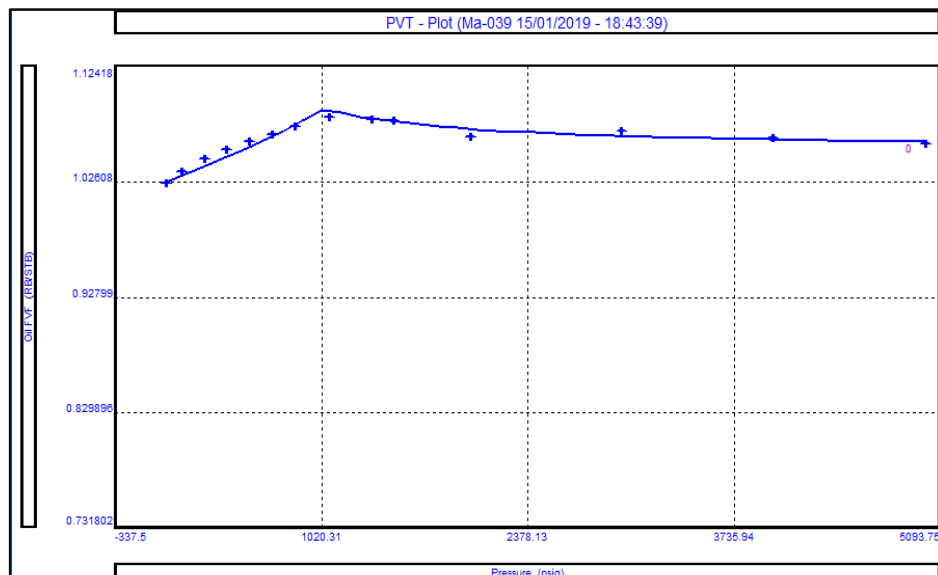
Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Figura 31. Presión vs Factor de volumen de petróleo (FVF) PVT Campo Yaguará



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Figura 32. Presión vs Relación Gas-Aceite(GOR) PVT Campo Yaguará.



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

3.2.1.4 Sección de análisis. En esta sección se especifican datos de presión en el nodo inicial, para este caso se usa como nodo inicial el fondo del tubing, y como nodo final el árbol de navidad que se encuentra en superficie, además de la información del corte de agua, GOR total, tasa de líquido, y el tipo de tasa que se está usando para realizar el análisis, en este caso tasa de líquido total (**Figura 33**).

Figura 33. Sección de Gradiente, entrada de datos en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará

Gradient traverse - data entry (Pozo 72st_PRE-STIM.Out) (M...

Continue Cancel Help

Input Parameters

First Node Pressure	255	psig
Water Cut	91.525	percent
Total GOR	167	scf/STB
Rate	118	STB/day
Rate Type	Liquid Rates	
First Node	36 Tubing 2494.95 (feet)	
Last Node	1 Xmas Tree 0 (feet)	

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Con la presión del nodo inicial el programa realiza el cálculo de las presiones de cada nodo, usando un gradiente de presión para cada punto que se encuentre después del nivel de la columna como se muestra en la **Figura 34**. De allí se extraen valores de presión (pwf) para cada profundidad deseada.

Figura 34. Cálculo del gradiente transversal y de presión en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.

Gradient traverse - calculations (Pozo 72st_PRE-STIM.Out) (Matched PVT)

Done Calculate Plot Main Report Export Help Options Layout

Barea Criteria No Yes

Input Data

Liquid Rate 118.0 STB/day

Pipeline Correlation Beggs and Brill

Tubing Correlation Petroleum Experts 4

Slug Method Brill

Variables

Gradient Results

	Label	Bottom Measured Depth	True Vertical Depth	Pressure	Temperature	Gradient	Holdup	Regime	Heat Transfer Coefficient
		feet	feet	psig	deg F	psi/ft			BTU/h/ft ² /F
1	PUMP	2494.9	2344.5	256.00	119.10				
2	PUMP	2493.0	2342.8	255.28	119.10	0.36164	0.9742	Slug (Normal)	13.5000
3	PUMP	2491.0	2341.1	254.56	119.10	0.36163	0.97416	Slug (Normal)	13.5000
4	PUMP	2489.0	2339.4	253.84	119.10	0.36161	0.97412	Slug (Normal)	13.5000
5	PUMP	2487.0	2337.7	253.12	119.10	0.3616	0.97408	Slug (Normal)	13.5000
6	PUMP	2485.0	2336.0	252.40	119.10	0.36158	0.97405	Slug (Normal)	13.5000
7	PUMP	2483.0	2334.3	251.67	119.10	0.36157	0.97401	Slug (Normal)	13.5000
8	PUMP	2481.0	2332.6	250.95	119.10	0.36155	0.97397	Slug (Normal)	13.5000
9	PUMP	2479.0	2330.9	250.23	119.10	0.36153	0.97393	Slug (Normal)	13.5000
10	PUMP	2478.5	2330.4	250.05	119.10	0.36148	0.97391	Slug (Normal)	13.5000
11	PUMP	2478.0	2330.0	249.87	119.10	0.36147	0.9739	Slug (Normal)	13.5000
12	PUMP	2476.0	2328.4	249.17	119.10	0.35535	0.97422	Slug (Normal)	13.5000
13	PUMP	2474.1	2326.7	248.48	119.10	0.35533	0.97419	Slug (Normal)	13.5000
14	PUMP	2472.1	2325.1	247.78	119.09	0.35532	0.97415	Slug (Normal)	13.5000
15	PUMP	2470.2	2323.4	247.08	119.09	0.3553	0.97411	Slug (Normal)	13.5000
16	PUMP	2468.2	2321.8	246.39	119.09	0.35529	0.97407	Slug (Normal)	13.5000
17	PUMP	2466.2	2320.1	245.69	119.09	0.35527	0.97403	Slug (Normal)	13.5000
18	PUMP	2464.3	2318.5	244.99	119.08	0.35526	0.974	Slug (Normal)	13.5000
19	PUMP	2462.3	2316.8	244.29	119.08	0.35524	0.97396	Slug (Normal)	13.5000
20	PUMP	2460.3	2315.2	243.60	119.08	0.35523	0.97392	Slug (Normal)	13.5000

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

3.2.1.5 Sección de Datos IPR. El modelo del yacimiento para los pozos Z y C es multicapas, aunque PROSPER permite seleccionar otros tipos de modelos de yacimiento como se ve en la **Figura 35**. El modelo multicapas se caracteriza según las propiedades de yacimiento y de pozo, donde se identifica la presión de yacimiento, permeabilidad y espesor de las capas, además, del radio de pozo. Cada uno de estos datos se deben agregar para que se simulen completamente las condiciones del pozo y las curvas reales de IPR en el campo.

Los análisis nodales a realizar en este proyecto se basaron en el modelo de Darcy, el cual describe las características de los fluidos a través de un medio poroso, como se expresa en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Ley de Darcy

$$q = \frac{7,08 \times 10^{-3} * kh * (P_y - p_{wf})}{\beta * \mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Fuente: OIL PRODUCTION. Conceptos de well performance. Argenticna: 08

Donde

q : caudal (ft/m³)

k : permeabilidad (mD)

h : espesor (ft)

P_y : Presión de yacimiento (psi)

p_{wf} : presión de fondo fluyente (psi)

β : factor volumétrico (RB/STB)

μ : viscosidad (cp)

r_e : radio de drenaje (ft)

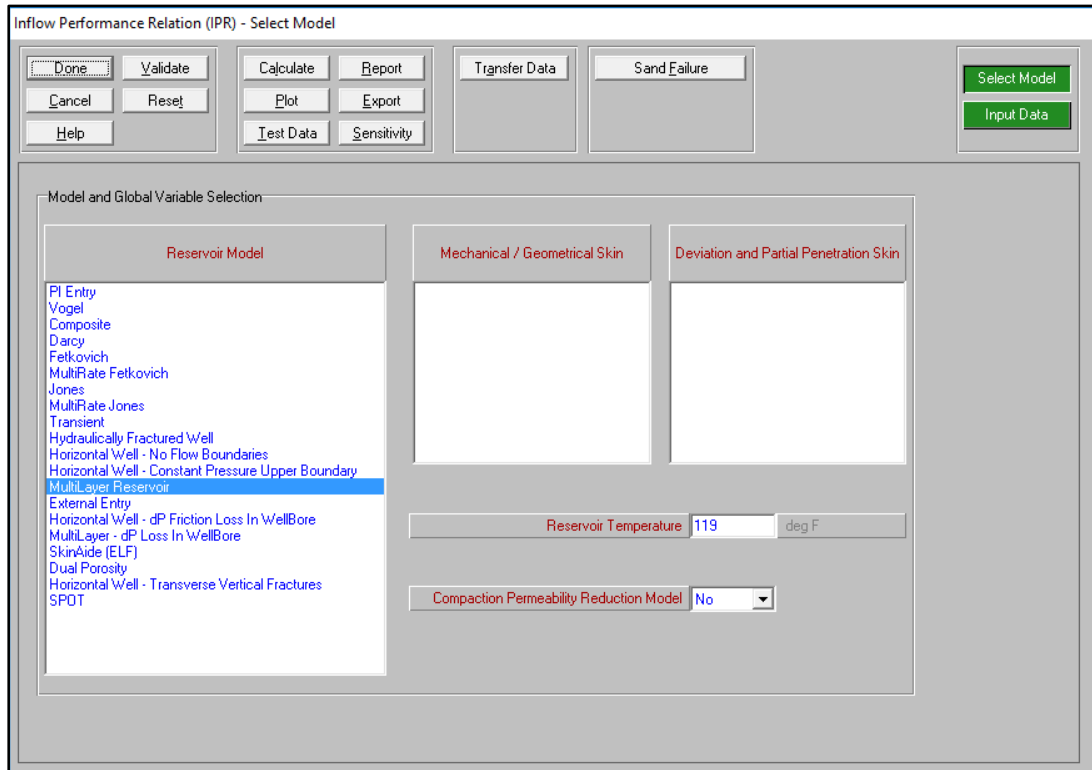
r_w : radio del pozo (ft)

Si bien es cierto, el modelo de Darcy no tiene en cuenta el volumen de gas producido; sin embargo, para estos análisis nodales se considera dicho volumen, teniendo en cuenta valores de GOR, presión de burbuja y valores de CHP utilizados en el desarrollo de este proyecto. Lo anterior debido a que, para un análisis final eficiente se realizará el procedimiento multicapas, con el propósito de determinar el caudal aportado por cada una.

La forma más apropiada de realizar este análisis es mediante el modelo de Vogel, el cual toma en cuenta el gas. No obstante, éste no permite hacer un análisis multicapas que nos permita cuantificar la producción de cada una y verificar presencia de daño en dichas profundidades.

Aun sabiendo que el uso de modelo de Darcy y la inclusión del gas, podría arrojar valores sobrestimados, se puede realizar de esta forma debido a que el volumen de gas producido en los pozos era muy bajo y no llegaría a alterar los resultados de caudal necesarios para realizar el análisis final de las estimulaciones. En caso de haber tenido valores altos de producción de gas, estos resultados serían erróneos y afectarían el objetivo del proyecto.

Figura 35. Selección del modelo de yacimiento en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Inmediatamente de esto, se realiza el ingreso del número de capas presentes, adicionando a estos, el modelo a usar que para este caso es Darcy, datos de presión, espesores y factor de daño de cada una, este último hallado mediante iteraciones en la curva IPR (**Figura 36**).

Es necesario mencionar que el factor de daño es una variable adimensional que funciona como indicador para determinar la eficiencia de la producción de un pozo mediante la comparación de las condiciones reales con las condiciones teóricas o ideales, de esta forma se identifica si existe o no un problema en el pozo.

Al obtener valores de daño se puede clasificar el pozo como: óptimo, dañado o estimulado. Valores positivos, indican que el pozo se encuentra dañado, entre más grande sea este valor, más problemas se tienen en el pozo, valores negativos indican un mejoramiento de la productividad, resultado de un trabajo de estimulación **Tabla 6**.

Tabla 6. Factor de daño

<i>Estado del pozo</i>	<i>Factor de daño</i>
Óptimo	0
Dañado	>1
Estimulado	<0

Fuente: SCHLUMBERGER. Factor de daño. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com>

La presión de cada capa se calculó mediante la **Ecuación 9**, teniendo en cuenta el gradiente del agua que es 0,433psi/ft.

Ecuación 9. Presión al datum de cada capa.

$$PD = P_i + \nabla f * (\Delta H)$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael, MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. Houston: 2007, p. 97. Modificado por los autores

Donde:

PD: Presión al Datum (psig)

P_i: Presión inicial (psig)

∇f : Gradiente 0,433psi/ft

ΔH : Diferencial de profundidades (ft)

Figura 36. Datos capa a capa en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.

Layer	Layer Model	Layer Pressure psig	Layer Height feet	Layer Skin	Layer Data
1	Darcy	1401	10	6.9	Layer 1 Data
2	Darcy	1406	10.1	7	Layer 2 Data
3	Darcy	1433	11.8	8	Layer 3 Data
4	Darcy	1439	11.8	6.8	Layer 4 Data
5					
6					
7					
8					

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Adicionalmente, en esta sección se introducen datos tomados del PVT, como GOR, gravedad API del aceite, gravedad específica del gas, corte de agua de cada pozo y se agregan datos para la realización de las curvas IPR (Permeabilidad de la capa, área de drenaje, factor de forma de Dietz y radio del pozo), para cada una de las capas. (**Figura 37**).

Los valores para el área de drenaje, factor de forma de Dietz y radio del pozo, se tomaron de forma estándar para su uso en los dos pozos a evaluar. Obteniendo valores para el área de drenaje de 20 acres, de 31,62 para el factor de forma de Dietz, tomando como forma un círculo y 0,3542ft para el radio del pozo.

Figura 37. Ingreso de datos PVT e IPR capa a capa en PROSPER. Pozo Z Campo Yaguará.

Layer Data - Darcy			
Done	Cancel	Validate	Help
PVT Data			
Formation GOR	167	scf/STB	
Oil Gravity	24	API	
Gas Gravity	0.753	sp. gravity	
Water Cut	95.082	percent	
IPR Data			
Reservoir Permeability	11.5	md	
Drainage Area	20	acres	
Dietz Shape Factor	31.62		
WellBore Radius	0.3542	feet	

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

A continuación, con ayuda de las pruebas de producción en una fecha puntual, se agregan las tasas de producción de líquido para cada capa, la cual se calcula usando el potencial de permeabilidad horizontal de cada capa y la producción de líquido total del pozo durante la prueba de producción y posteriormente se realiza una normalización. Como se aprecia en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Distribución de producción por capa

$$BLPD_{(por\ capa)} = \frac{kh}{Tasa\ líquida\ total}$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales. 2017

Donde:

kh: Permeabilidad horizontal

$$kh = h * k$$

h: Espesor de la capa

k: Permeabilidad de la capa

Esto debido a que no se cuenta con registros PLT que permitan conocer el caudal de líquido producido por cada una de las capas.

Adicionalmente, se adicionan datos de presión o pwf obtenidas del cálculo de presiones arrojado por el software (**Figura 34**) a cada profundidad de cada capa (**Figura 38**).

Figura 38. Tasa de líquido y Presión de Fondo capa a capa. Pozo Z Campo Yaguará.

IPR - TEST DATA (Pozo 72st_PRE-STIM.Out)				
Done Cancel Import Help Export Report Enable Disable Plot Labels: No				
Test Data				
	Date	Comment	Liquid Rate (STB/day)	Pressure (FBHP) (psig)
1	28/09/2015	Total	118	494
2	28/09/2015	A65	24	447
3	28/09/2015	A70	25	453
4	28/09/2015	B10	6	479
5	28/09/2015	B20	62	484
6				
7				
8				
9				

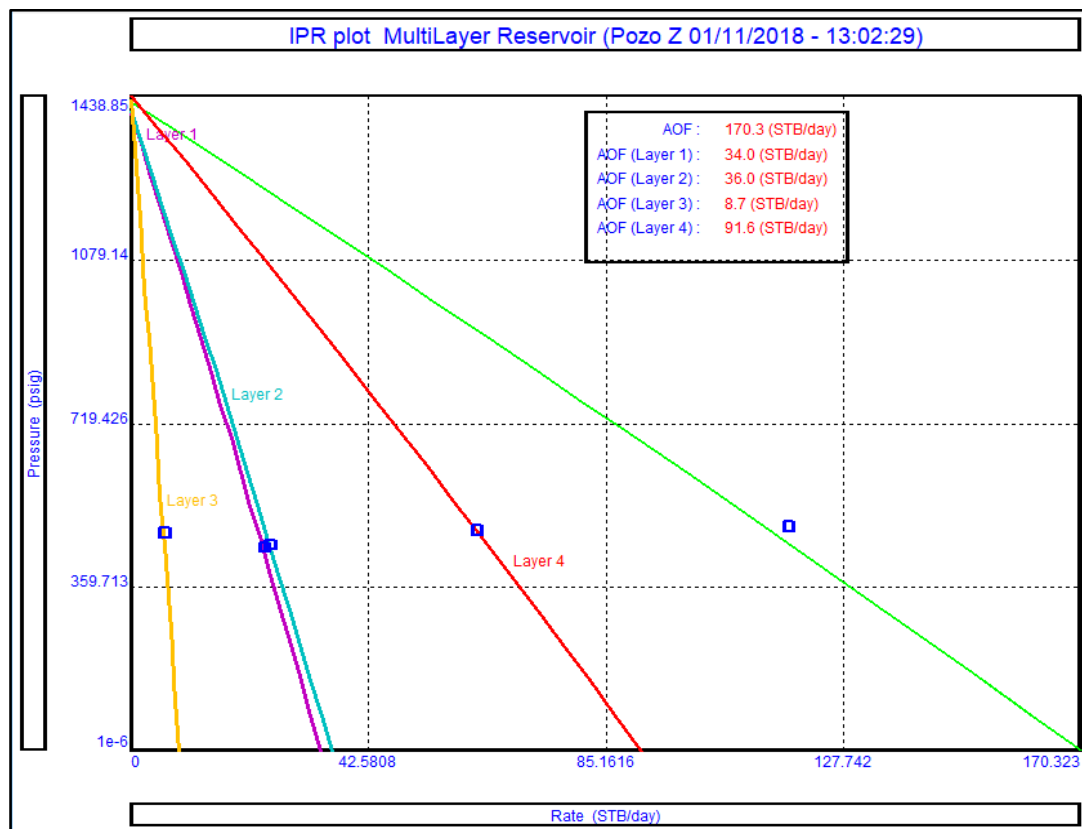
Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Con toda la información adquirida PROSPER se encarga de generar la curva IPR para todo el pozo, teniendo en cuenta valores de p_{wf} y caudal total, adicionalmente genera las respectivas curvas IPR para cada capa. En esta curva se evidencia el máximo caudal (AOF) a una p_{wf} de 0 de cada una de las capas del pozo. Cada capa se ve representada en la Curva IPR de un color distinto, cortando en el eje X el caudal máximo aportado por cada capa y en el eje Y la variación de p_{wf} con respecto al caudal de líquido (**Figura 39**).

Como se mencionaba anteriormente, con ayuda de la curva IPR se pueden iterar distintos valores de daño hasta coincidir con la respectiva curva, de esta manera se identifica el factor de daño presente en cada capa.

Es importante aclarar que el factor de daño pudiese ser calculado mediante ecuaciones que permitan obtener un valor más confiable y exacto, sin embargo, para el presente proyecto de grado se tomará el daño como una propiedad cualitativa que se ve reflejada en la pérdida de barriles de petróleo y al final el análisis esperado se realizará en base a la producción y no al daño como tal.

Figura 39. Curva IPR. Pozo Z Campo Yaguará.



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

3.3 DATOS GENERALES DE PRODUCCIÓN POZO Z Y C

A continuación, se presentan los datos necesarios de cada uno de los pozos, los cuales se introdujeron en el software PROSPER para la obtención de las Curvas IPR finales.

Para desarrollar el análisis nodal en el software PROSPER fue necesario añadir los datos de entrada de la **Tabla 7** y la **Tabla 8**, donde se encuentran datos de Gravedad API del crudo, Relación gas-aceite, salinidad del agua, presión en el punto de burbuja, temperatura promedio del yacimiento, entre otros. Los cuáles serán útiles para la sección de datos PVT del programa.

Estos valores se obtienen del análisis PVT generalizado del Campo Yaguará, por lo tanto, serán los mismos para los dos pozos y para los diferentes análisis a realizar previos y posteriores a los trabajos de estimulación.

Tabla 7. Datos PVT del Campo Yaguará

<i>DATOS PVT Campo Yaguará</i>	
<i>Gravedad API aceite (°)</i>	24
<i>GOR (scf/STB)</i>	167
<i>Salinidad del agua (ppm)</i>	19000
<i>Gravedad gas</i>	0,753
<i>Presión Punto de burbuja (psig)</i>	1068
<i>Temperatura (°F)</i>	119

Fuente: ECOPELROL. Análisis PVT del Campo Yaguará. 2015

Tabla 8. Datos PVT del Campo Yaguará

<i>Datos PVT Campo Yaguará</i>			
<i>Presión (psig)</i>	<i>FVF Aceite (RB/STB)</i>	<i>RS (scf/STB)</i>	<i>Viscosidad (centipoise)</i>
0	1,025	0	25,31
100	1,034	20	19,21
250	1,045	48	16,7
400	1,053	72	15,22
550	1,06	95	14,01
700	1,066	117	12,96
850	1,073	138	12
1068	1,081	167	10,7
1354	1,08		11,3
1500	1,078		11,8
2000	1,064		13,07
3000	1,069		15,6
4000	1,0637		18,11
5000	1,058		20,59

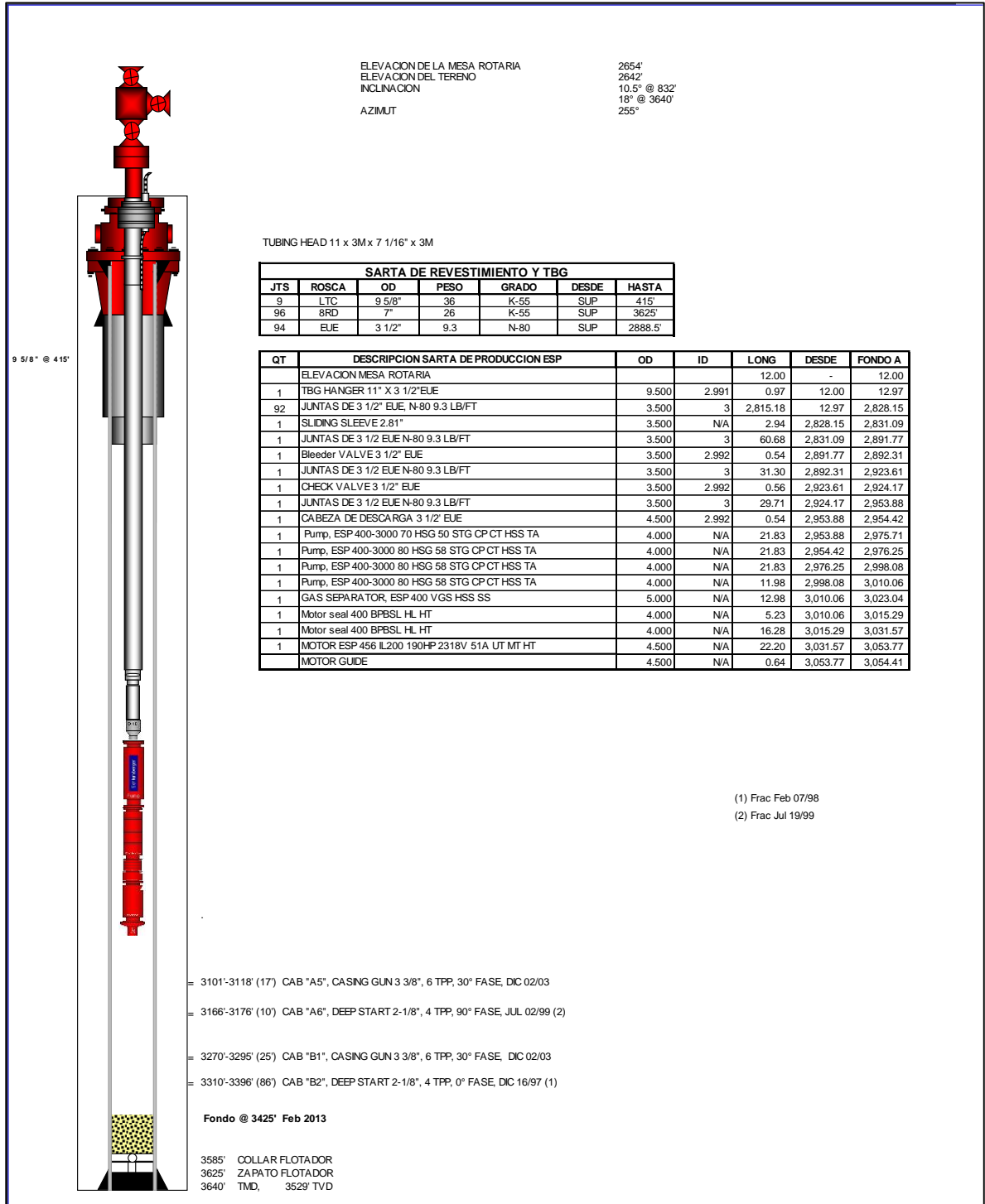
Fuente: ECOPETROL. Análisis PVT del Campo Yaguará. 2015

En la **Tabla 9** y **Tabla 10** se evidencian las profundidades de cada pozo, identificándose valores de profundidad medida (MD) y profundidad vertical verdadera (TVD). Estos datos se ingresan en el programa en la sección de información de equipos, en el ítem de desviación.

Por otra parte, en la **Figura 40** y **Figura 41** se evidencia parte del estado mecánico de cada pozo, donde se extrajeron valores de profundidad de tubería mojada. Allí, se tiene en cuenta la profundidad de los medios perforados (PMP), si el fluido entró en contacto con el casing, el tubing o si se presentaron ambas condiciones. En el estado mecánico del Pozo C se muestra que la tubería mojada abarca parte del casing y del tubing, mientras que en el Pozo Z solo el tubing.

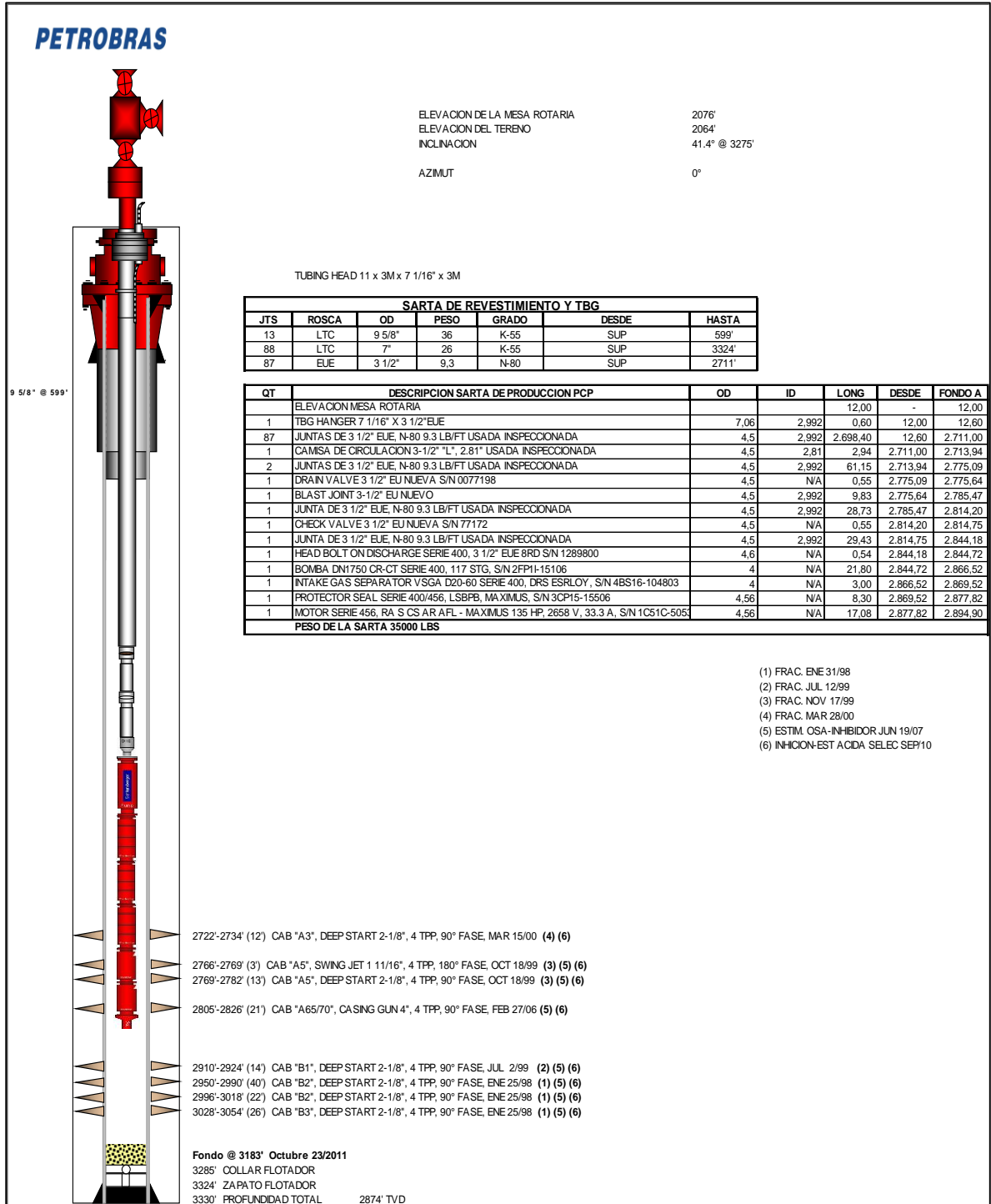
Apesar de no tener en cuenta el sistema de levantamiento artificial en este análisis nodal, es necesario mencionar que el Pozo Z cuenta con un SLA por Bomba de Cavidades Progresivas (PCP) y el pozo C con un SLA por Bombeo Electrosumergible (ESP), debido a que de allí se extrajeron valores de profundidad de bombas para introducirlos junto con los valores de tubería mojada en la sección de información de equipos, en el ítem de equipos en fondo.

Figura 40. Estado Mecánico Pozo Z



Fuente: ECOPETROL. Estado mecánico pozo Z del Campo Yaguará, 2015

Figura 41. Estado Mecánico Pozo C.



Fuente: ECOPETROL. Estado mecánico pozo C del Campo Yaguará, 2015

Tabla 9. Profundidades MD y TVD Pozo C.

<i>MD (ft)</i>	<i>TVD (ft)</i>
0	0
422	421,97
545	544,9
651	650,26
803	798,58
923	912,37
1043	1023,92
1167	1137,49
1291	1248,44
1414	1354,72
1539	1458,2
1757	1632,21
2130	1927,85
2471	2197,67
2655	2345,14
2902	2544,81
3002	2623,5
3138	2728,58
3272	2830,27
3330	2873,78

Fuente: ECOPETROL.
Survey pozo C del Campo
Yaguará, 2015

Tabla 10. Profundidades MD y TVD Pozo Z.

<i>MD (ft)</i>	<i>TVD (ft)</i>
0	0
333	332,96
517	516,83
667	666,72
759	758,71
853	852,62
943	942,29
1034	1032,54
1198	1193,1
1379	1364,96
1567	1539,94
1756	1710,83
1945	1878,35
2134	2039,65
2242	2131,45
2353	2225,18
2478	2330,6
2602	2436,08
2695	2683,21
2747	2734,88

Fuente: ECOPETROL. Survey
pozo Z del Campo Yaguará,
2015

Para realizar el respectivo análisis nodal, específicamente para la sección de análisis y la sección de datos IPR, es necesario conocer la fecha a la cual se va a realizar dicho análisis, puesto que de esta fecha se sacan datos de producción y condiciones a las que se encuentra el pozo en ese momento (**Tabla 11**). Lo anterior con el fin de adicionarle al software la información necesaria para que esté en condiciones de arrojar daños presentes y las respectivas curvas IPR de cada capa.

Tabla 11. Fechas de realización del análisis nodal del pozo Z y del pozo C.

<i>Fecha de análisis nodal</i>		
	<i>Pozo C</i>	<i>Pozo Z</i>
<i>Óptima</i>	Mayo-10-2015	Junio-14-2015
<i>Pre-Estimulación</i>	Agosto-13-2015	Septiembre -28-2015
<i>Estimulación</i>	Septiembre-09-2015	Octubre-09-2015
<i>Post-Estimulación</i>	Octubre-18-2016	Diciembre-12-2015

Fuente: ECOPETROL. Copia de intervenciones 2012-2016 Campo Yaguará. Modificado por los autores.

3.3.1 Datos de producción a la fecha óptima de los pozos Z y C. Para los pozos Z y C se tomó una fecha de referencia o fecha óptima previamente a la estimulación, con la cual se realizará la comparación en el capítulo 6 luego de implementar los respectivos trabajos.

Adicionalmente en la **Tabla 12** y **Tabla 13** se evidencian los datos de producción de cada pozo en dicha fecha. (Volumen de líquidos y de gas, gravedad API y contenido de agua y sedimentos). Asimismo, está plasmado el nivel de sumergencia, el cual hace referencia a que tanto se encuentra la bomba sumergida en el fluido, por ende, es necesario conocer la altura del nivel del fluido y la profundidad de la bomba.

Por otro lado, es necesario conocer el valor de CHP (Casing Hole pressure), puesto que en la tubería por lo general existe una columna de gas, y esta al igual que la columna de fluidos ejerce una presión que debe tenerse en cuenta al momento de introducir los datos al software. Este valor debe ser sumado posteriormente a la pwf. Estos datos se introdujeron al software para obtener el análisis nodal a una fecha óptima.

Tabla 12. Datos de producción Mayo 10 del 2015.
Pozo C

<i>Mayo 15 de 2015</i>	<i>Prueba punto de amarre</i>
<i>BOPD (STB/día)</i>	31
<i>BWPD (STB/día)</i>	585
<i>SCFD (KPCD)</i>	17
<i>BLPD (STB/día)</i>	616
<i>BSW (%)</i>	95
<i>API (°)</i>	21,9
<i>Profundidad de Bomba (ft)</i>	2869
<i>Sumergencia (ft)</i>	360
<i>Nivel de fluido (ft)</i>	2509
<i>Presión de yacimiento (psig)</i>	1626 @520TVDss
<i>CHP</i>	89

Fuente: ECOPETROL. Información de producción del pozo C, 2015.

Tabla 13. Datos de producción Junio 14 de 2015.
Pozo Z

<i>Junio 14 de 2015</i>	<i>Prueba punto de amarre</i>
<i>BOPD (STB/día)</i>	113
<i>BWPD (STB/día)</i>	329
<i>SCFD (KPCD)</i>	7
<i>BLPD (STB/día)</i>	441
<i>BSW (%)</i>	74,5
<i>API (°)</i>	21,9
<i>Profundidad de Bomba (ft)</i>	3015
<i>Sumergencia (ft)</i>	711
<i>Nivel de fluido (ft)</i>	2304
<i>Presión de yacimiento (psig)</i>	1000 @520TVDss
<i>CHP</i>	49

Fuente: ECOPETROL. Información de producción del pozo Z, 2015.

Para que el programa sea capaz de arrojar datos de daño y curvas IPR, es necesario que cada pozo este dividido en capas que representen secciones de las arenas presentes, las cuales tienen valores distintos de permeabilidad, porosidad, espesor y presión. Las capas también fueron divididas según su profundidad, nombrándolas

de manera que hicieran mención a la arena proveniente, es decir si era arena A, B o M y adicionándoles un número correspondiente (**Tabla 14**).

La presión de cada capa se calculó mediante la **Ecuación 9**, mientras que los datos de permeabilidad, porosidad y espesor se obtuvieron de estudios petrofísicos realizados tiempo atrás en cada uno de los pozos. Estos datos (**Tabla 14** y **Tabla 15**) se ingresaron al software en la sección de datos IPR.

Tabla 14. Datos representativos de cada capa del Pozo C, Mayo 10 de 2015

<i>Capas</i>	<i>Profundidad MD (ft)</i>	<i>Presión (psig)</i>	<i>Espesor TVD (ft)</i>	<i>Porosidad (%)</i>	<i>Permeabilidad (mD)</i>
A30	2744-2757	1545,5	12,8	0,154	8,58
A55	2757-2770	1561,0	13,0	0,165	118,53
A60	2793-2814	1574,1	21,0	0,054	35,61
B10	2898-2912	1606,5	14,0	0,117	8,93
B20	2938-3006	1623,2	62,0	0,101	51,78
B30	2016-3042	1645,4	26,0	0,118	73,31

Fuente: ECOPETROL. Petrofísica del Campo Yaguará pozo C. 2015

Tabla 15. Datos representativos de cada capa del Pozo Z, Junio 14 2015

<i>Capas</i>	<i>Profundidad MD (ft)</i>	<i>Presión (psig)</i>	<i>Espesor MD (ft)</i>	<i>Porosidad (%)</i>	<i>Permeabilidad (mD)</i>
A55-M581	3101-3118	935	16.2	0,118	4.89
A65-M583	3166-3176	960.1	10	0,141	12.89
B10	3270-3295	1005.4	25	0,109	62.21
B20	3310-3350	1034.8	40	0,138	156.73
B30	3350-3396	1044.9	45.8	0.118	53.41

Fuente: ECOPETROL. Petrofísica del Campo Yaguará pozo Z. 2015

Adicionalmente, para completar la información requerida por el software se introdujeron valores de Pwf de cada nodo y valores de tasa líquida de cada una de las capas (**Tabla 16** y **Tabla 17**). Los valores de Pwf de cada nodo se obtuvieron de la sección de análisis (**Figura 34**), identificándose cada uno con respecto a la profundidad media de cada capa adicionándole el valor de CHP. Cabe resaltar que esta imagen es distinta para cada análisis que se haga.

Tabla 16. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo C, Mayo 10 de 2015

<i>Capas</i>	<i>Pwf (psig)</i>	<i>Pwf + CHP (psig)</i>	<i>Tasa líquida (STB/día)</i>
A30	59,15	148,2	8,8
A55	68,09	157,1	125,1
A60	80,27	169,3	60,2
B10	113,22	202,2	10,1
B20	136,58	225,6	258,4
B30	153,1	229,0	153,4
Total	158	247	616,0

Fuente: ECOPETROL. Datos de pruebas de pozo. Pozo Z 2015

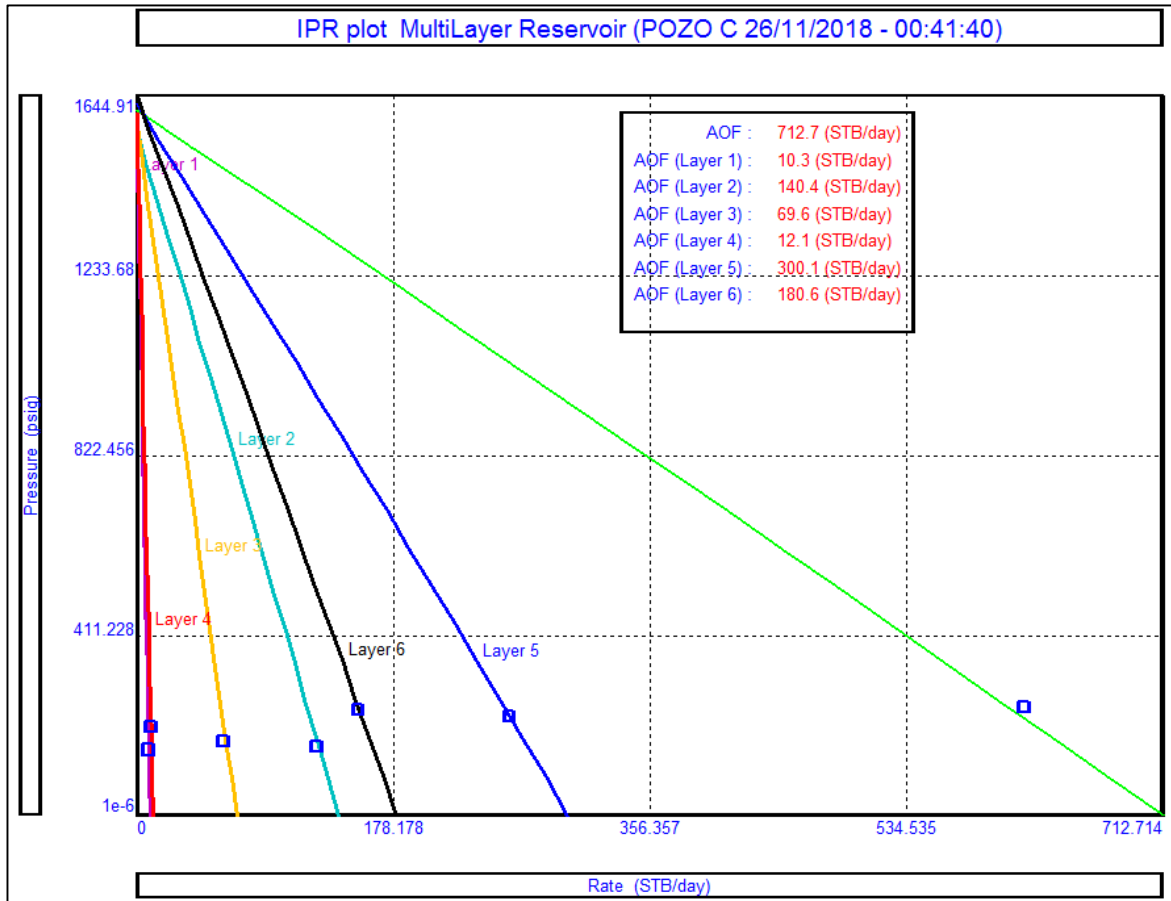
Tabla 17. Datos de Pwf y tasa líquida del pozo Z, Junio 14 2015

<i>Capas</i>	<i>Pwf (psig)</i>	<i>Pwf + CHP (psig)</i>	<i>Tasa líquida (STB/día)</i>
A55-M583	197.91	249.91	3.5
A70-M584	222.89	274.89	5.5
B10	262.82	314.82	65.4
B20	278.43	330.43	263.4
B30	294.06	346.06	103.2
Total	312	442	441

Fuente: ECOPETROL. Datos de pruebas de pozo. Pozo Z 2015

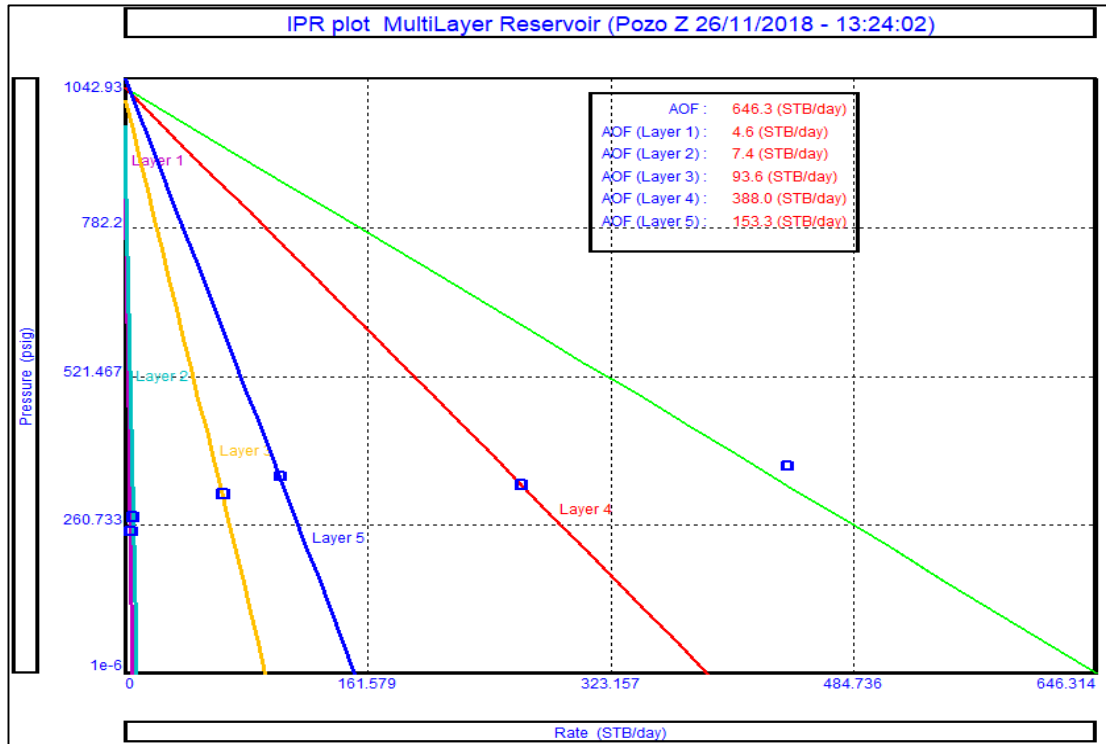
Luego de ingresar los datos anteriores al software y de realizar un ajuste en las curvas IPR con el objetivo de identificar el daño presente en las fechas óptimas, se obtuvieron las curvas finales de IPR (**Gráfica 11** y **Gráfica 12**), donde se evidencian las tasas de líquido máximas (AOF) de cada una de las capas a una pwf de 0 de cada pozo.

Gráfica 11. Curva IPR Pozo C. Mayo 10 de 2015



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Gráfica 12. Curva IPR del pozo Z, Junio 14 2015



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Los factores de daño se obtuvieron iterando con el fin de que se posicionaran encima de la curva IPR (cuadros azul), y de esta forma asumir que el daño obtenido era muy cercano al presente en formación. Los valores de daños se encuentran plasmados en la **Tabla 18** y **Tabla 19**.

Tabla 18. Factor de daño. Mayo 10 de 2015 Pozo C.

Capas	Factor de daño
A30 (Layer 1)	2,4
A55 (Layer 2)	2,6
A60 (Layer 3)	2,4
B10 (Layer 4)	2,4
B20 (Layer 5)	2,6
B30 (Layer 6)	2,6

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Tabla 19. Factor de daño. Junio 14 de 2015 Pozo Z.

Capas	Factor de daño
<i>A55-M583 (Layer 1)</i>	2
<i>A70-M584 (Layer 2)</i>	2
<i>B10 (Layer 3)</i>	2
<i>B20 (Layer 4)</i>	2
<i>B30 (Layer 5)</i>	2.1

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

3.3.2 Datos de producción a la fecha previa de las estimulaciones. Para identificar de manera precisa como se encontraban los pozos a la fecha de las estimulaciones con respecto al factor de daño, al comportamiento de presiones y a la producción de tasa líquida, fue necesario realizar el procedimiento paso a paso en el programa PROSPER como se especificó anteriormente, ingresando mismos valores de PVT del campo, modificando todos los datos de producción y adicionando los existentes en la fecha previa a la estimulación de cada pozo.

Las siguientes tablas (**Tabla 20** y **Tabla 21**) representan los datos de producción a una fecha previa a los trabajos de estimulación, evidenciando distintos valores de volúmenes de líquido y de gas, de profundidad de sumergencia y de nivel de fluido con respecto a la fecha óptima de los pozos.

Tabla 20. Datos de producción Agosto 13 del 2015. Pozo C

<i>Agosto 13 de 2015</i>	<i>Pre-Estimulación</i>
<i>BOPD (STB/día)</i>	31
<i>BWPD (STB/día)</i>	401
<i>SCFD (KPCD)</i>	15
<i>BLPD (STB/día)</i>	432
<i>BSW (%)</i>	93
<i>API (°)</i>	22
<i>Profundidad de Bomba (ft)</i>	2869
<i>Sumergencia (ft)</i>	409
<i>Nivel de fluido (ft)</i>	2460
<i>Presión de yacimiento (psig)</i>	1626 @520TVDss
<i>CHP</i>	114

Fuente: ECOPETROL. Información de producción del pozo C, 2015.

Tabla 21. Datos de producción. Septiembre 28 de 2015. Pozo Z

<i>Septiembre 28 de 2015</i>	<i>Pre-Estimulación</i>
<i>BOPD (STB/día)</i>	39
<i>BWPD (STB/día)</i>	117
<i>SCFD (KPCD)</i>	8
<i>BLPD (STB/día)</i>	159
<i>BSW (%)</i>	74.5
<i>API (°)</i>	21,9
<i>Profundidad de Bomba (ft)</i>	3015
<i>Sumergencia (ft)</i>	69
<i>Nivel de fluido (ft)</i>	2946
<i>Presión de yacimiento (psig)</i>	1000 @520TVDss
<i>CHP</i>	61

Fuente: ECOPETROL. Información de producción del pozo Z, 2015.

La **Tabla 22** y la **Tabla 23** representan los datos petrofísicos de las capas de cada uno de los pozos, con sus respectivos valores de porosidad, permeabilidad, espesor y presión a la fecha previa a los trabajos de estimulación. Cabe resaltar que los valores presentes en estas tablas, son los mismos que se usaron en el análisis nodal óptimo o de referencia, puesto que son características propias de cada capa.

Tabla 22. Datos representativos de cada capa del Pozo C, Agosto 13 del 2015

<i>Capas</i>	<i>Presión (psig)</i>	<i>Espesor TVD (ft)</i>	<i>Porosidad (%)</i>	<i>Permeabilidad (mD)</i>
<i>A30</i>	1545,5	12,8	0,154	8,58
<i>A55</i>	1561,0	13,0	0,165	118,53
<i>A60</i>	1574,1	21,0	0,054	35,61
<i>B10</i>	1606,5	14,0	0,117	8,93
<i>B20</i>	1623,2	62,0	0,101	51,78
<i>B30</i>	1645,4	26,0	0,118	73,31

Fuente: ECOPETROL. Petrofísica del Campo Yaguará pozo C. 2015

Tabla 23. Datos representativos de cada capa del Pozo Z, Septiembre 28 de 2015

Capas	Presión (psig)	Espesor MD (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
A55-M581	935	16.2	0,118	4.89
A65-M583	960.1	10	0,141	12.89
B10	1005.4	25	0,109	62.21
B20	1034.8	40	0,138	156.73
B30	1044.9	45.8	0.118	53.41

Fuente: ECOPETROL. Petrofísica del Campo Yaguará pozo Z. 2015

Luego de realizar paso a paso el procedimiento mostrado con anterioridad, se obtienen valores de P_{wf} obtenidos del cálculo de presiones en la sección de análisis arrojado por el software, a estos valores de presión se le adiciona el valor de CHP en esa fecha, con el propósito de ingresarlos al programa con la respectiva tasa líquida de cada capa a la fecha previa de estimulación **Tabla 24** y **Tabla 25**.

Tabla 24. Datos de P_{wf} y tasa líquida del pozo C, Agosto 13 de 2015

Capas	P_{wf} (psig)	$P_{wf} + CHP$ (psig)	Tasa líquida (STB/día)
A30	70,6	184,6	6,2
A55	79,61	193,6	87,7
A60	91,87	205,9	42,2
B10	125,06	239,1	7,1
B20	148,51	262,5	181,2
B30	165,08	279,08	107,6
Total	170	284	432

Fuente: ECOPETROL. Datos de pruebas de pozo. Pozo Z 2015

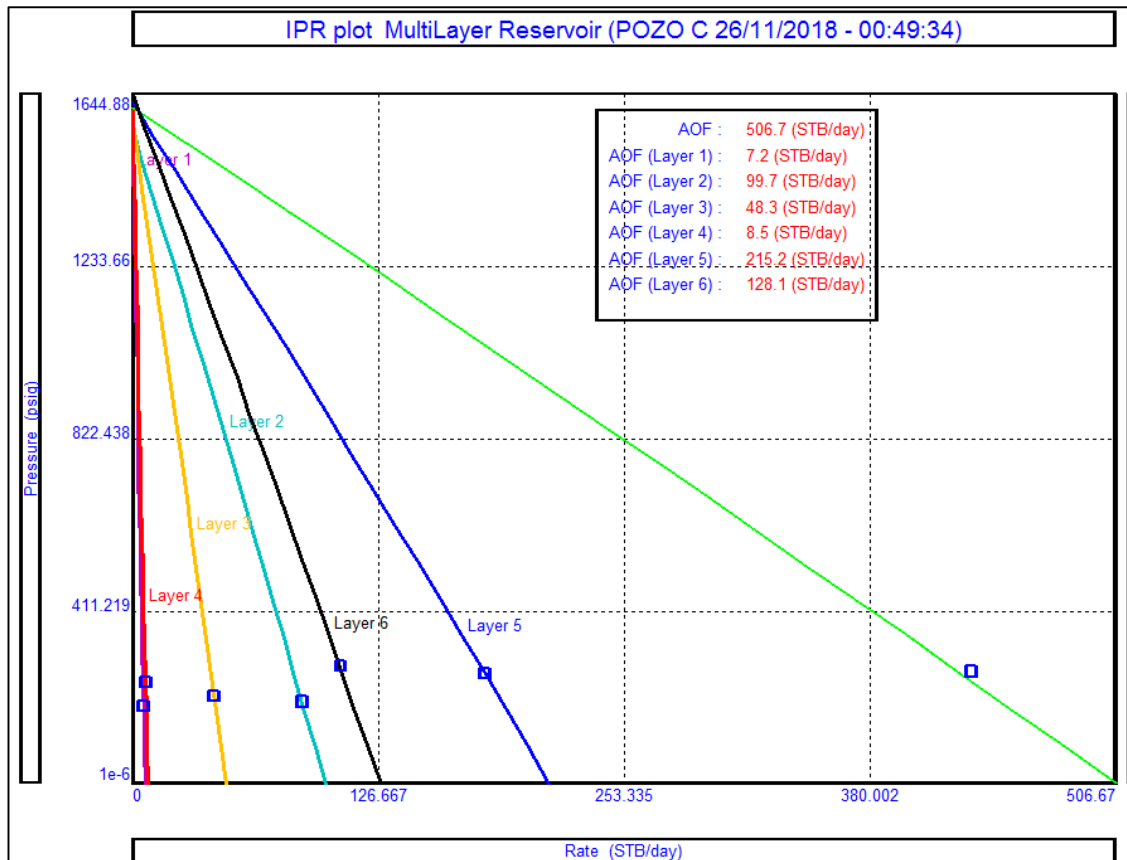
Tabla 25. Datos de P_{wf} y tasa líquida del pozo Z, Septiembre 28 de 2015

Capas	P_{wf} (psig)	$P_{wf} + CHP$ (psig)	Tasa líquida (STB/día)
A55-M583	45.83	106.83	1.2
A70-M584	70.93	131.93	1.9
B10	111.18	172.18	23.1
B20	126.97	187.97	93.2
B30	142.81	203.81	36.5
Total	168	222	156.0

Fuente: ECOPETROL. Datos de pruebas de pozo. Pozo Z 2015

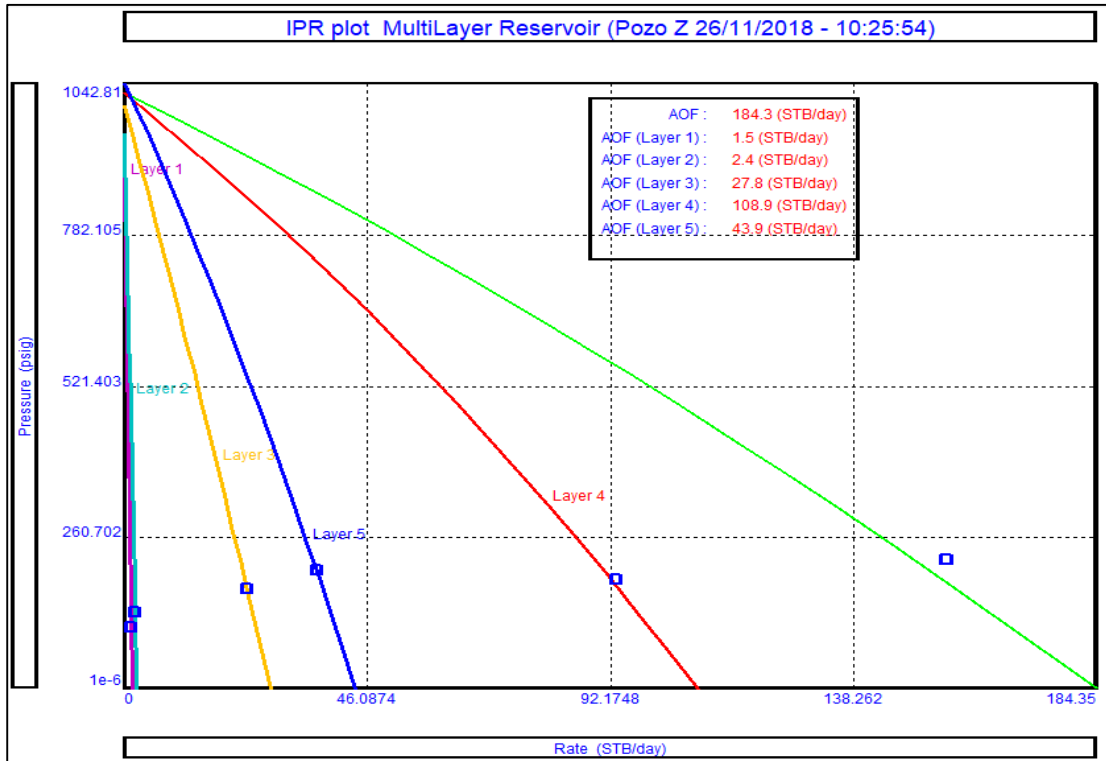
Luego de ingresar los datos anteriores al software y de realizar un ajuste en las curvas IPR con el objetivo de identificar el daño presente en las fechas previas, se obtuvieron las curvas finales de IPR (**Gráfica 13** y **Gráfica 14**), donde se evidencian las tasas de líquido máximas (AOF) de cada una de las capas a una pwf de 0 de cada pozo.

Gráfica 13. Curva IPR del pozo C, Agosto 13 de 2015



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Gráfica 14. Curva IPR del pozo Z, Septiembre 28 de 2015.



Fuente: PROSPER 11.5 Petroleum Experts Limited. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores.

Los factores de daño se obtuvieron iterando con el fin de que se posicionaran encima de la curva IPR (cuadros azules), y de esta forma asumir que el daño obtenido era muy cercano al presente en formación. Los valores de daños se encuentran plasmados en la **Tabla 26** y **Tabla 27**.

Tabla 26. Factor de daño. Agosto 13 de 2015 Pozo C.

Capas	Factor de daño
A30	6,4
A55	6,25
A60	6,25
B10	6,3
B20	6,13
B30	6,28

Fuente: PROSPER 11.5 Petroleum Experts Limited. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo C. 2018. Extraído por los autores.

Tabla 27. Factor de daño. Septiembre 28 de 2015

<i>Capas</i>	<i>Factor de daño</i>
<i>A55-M583</i>	20
<i>A70-M584</i>	21
<i>B10</i>	22
<i>B20</i>	18.5
<i>B30</i>	20

Fuente: PROSPER 11.5 Petroleum Experts Limited. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores.

4. MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS Z Y C

En el presente capítulo se expone el modelo de fractura esperado en el pozo Z, aquí se plasman características del fluido de fractura, volumen de fluido a usar, longitud de fractura, espesores selectivos para implementarse la fractura, entre otros datos. El anterior modelo se realizó en el software FRACPRO, el cual permite simular de forma teórica el comportamiento futuro de la fractura a realizar. Del software mencionado anteriormente, se extraerán esquemas y gráficos que permitirán la visualización y la evaluación del modelo de fractura esperado en el pozo Z.

Adicionalmente, se expondrá un modelo de estimulación matricial para el pozo C, que permitirá visualizar el proyecto a realizar de forma detallada. En esta sección se plasmarán cantidades de ácidos, inhibidores y demás fluidos a usar en este tratamiento.

Cabe resaltar que los modelos presentados a continuación, son modelos conceptuales que se realizan antes de los tratamientos, con el propósito de identificar y evaluar de forma conceptual los resultados que posiblemente se obtendrán posterior a la implementación de las estimulaciones. No obstante, variedad de factores presentes en los pozos pueden modificar drásticamente los resultados esperados, siendo estos favorables o desfavorables. Por lo anterior, en el capítulo 6 se analizarán los factores que afectaron, o en dicho caso los parámetros que no se tomaron en cuenta en el modelo luego de implementar la estimulación.

4.1 DISEÑO DE FRACTURA POZO Z

Para obtener el mejor diseño de fractura en el pozo Z es necesario conocer la altura, el espesor, la longitud y la cantidad de propante que se requiere para realizar la fractura, por lo tanto, fue necesario realizar un análisis completo del pozo, donde se tuvieron en cuenta datos de pruebas de laboratorio y registros eléctricos. La **Tabla 28** muestra la información usada para la realización del diseño de la fractura.

Tabla 28. Datos básicos Pozo Z

<i>Intervalo De Interés</i>	Caballos: 3101'-3118' (17'), 3120'-3135' (15'), 3135'-3150' (15'), 3150'-3165' (15'), 3166'-3176- (10')
<i>Litología</i>	Areniscas
<i>Estado Mecánico Formación De Interés</i>	Sí
<i>Espesor Neto</i>	128 ft
<i>Espesor Total</i>	131 ft
<i>Temperatura De Yacimiento</i>	115°F
<i>Presión Inicial De Yacimiento</i>	950
<i>Pwf</i>	NR
<i>Rango De Permeabilidad</i>	Caballos A: 0.13-13 mD, Caballos B: 53-157 Md
<i>Porosidad Promedio De La Formación</i>	10%
<i>Rango De Porosidad</i>	5-14%
<i>Gravedad Api Del Aceite</i>	25 °API
<i>Salinidad Agua De Formación</i>	3000-5000 ppm

Fuente: ECOPETROL. Pruebas de producción campo Yaguará. 2016, Modificado por los autores.

A partir de los datos anteriores, se realizó un modelo geomecánico en el cual se determinaron los parámetros de presión necesarios para realizar el fracturamiento hidráulico en la Formación Caballos, en este modelo se calcularon parámetros como el gradiente de cierre, módulo de Young y la razón de Poisson.

4.1.1 Módulo de Young (\check{E}). Es la relación entre el estrés aplicado sobre un material en un eje y la deformación que se genera en el mismo, tiene unidades de presión y se determina a través de la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Módulo de Young

$$\check{E} = \frac{\rho(V_s)^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales. 2017

$$\text{Donde } V_p = \frac{1}{DTC} \text{ y } V_s = \frac{1}{DTS}$$

DTC: tiempo de onda compresional

DTS: el tiempo de onda shear

4.1.2 Razón de Poisson. Es una constante elástica que proporciona una medida del estrechamiento de sección de un material elástico lineal e isótropo cuando se estira longitudinalmente y se adelgaza en direcciones perpendiculares al estiramiento, esta se determina a partir de la **Ecuación 12**

Ecuación 12. Razón de Poisson

$$v = \frac{Vp^2 - 2Vs^2}{2(Vp^2 - Vs^2)}$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales. 2017

Donde:

$$Vp = \frac{1}{DTC} \text{ y } Vs = \frac{1}{DTS}$$

DTC: Tiempo de onda compresional(seg)

DTS: Tiempo de onda Shear(seg)

4.1.3 Gradiente de cierre. Es el esfuerzo mínimo horizontal que se debe tener para que la fractura se pueda generar, cuando la presión de fractura es mayor a la presión de cierre, la fractura estará abierta, de lo contrario la fractura estará cerrada. Analíticamente se puede calcular mediante el método de Eaton (**Ecuación 13**).

Ecuación 13. Presión de cierre, por el método de Eaton

$$PCF = \left[\frac{v}{1-v} * \{Sv - (\alpha Pp)\} \right] + \alpha Pp$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales. 2017

Donde:

PCF: Presión de cierre de fractura

v: Relación de Poisson

α : Constante elastica de Biot

Sv: Esfuerzo Vertical(psi)

Pp: Presion de Poro(psi)

Por último, para el cálculo del gradiente de presión se usa la **Ecuación 14**, que tiene en cuenta la presión de cierre de fractura, en la que se da el límite de presión para la apertura o cierre de la fractura y la profundidad en TVD sobre la que se encuentra la formación a fracturar.

Ecuación 14. Gradiente de presión de cierre

$$GPCF = \frac{PCF}{TVD}$$

Fuente: SINOPEC Argentina E&P. Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales. 2017

Donde:

GPCF: Gradiente de presión de Cierre de Fractura(psi)

PCF: Presión de Cierre de Fractura(psi)

TVD: Profundidad vertical de la formación(ft)

Con las ecuaciones anteriores se determinan los datos de presión que serán útiles para realizar el diseño de la fractura (**Tabla 29**)

Tabla 29. Parámetros de presión.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
<i>Gradiente de Cierre</i>	0.85 psi/ft
<i>Módulo de Young</i>	2.2E06 psi
<i>Razón de Poisson</i>	0.3021

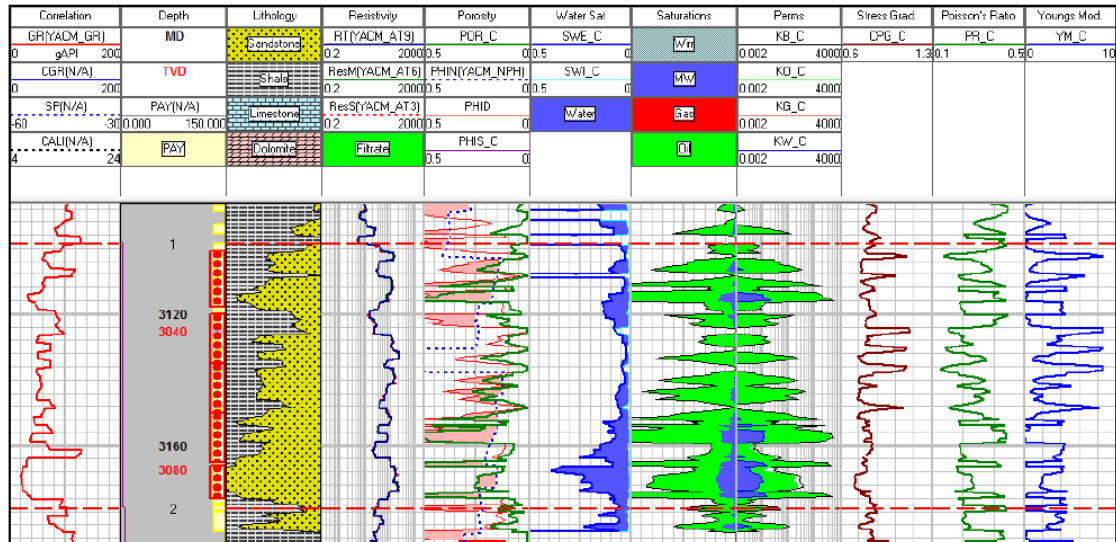
Fuente: ECOPETROL. Modelo geo mecánico pozo Z. 2016

4.1.4 Análisis de registros eléctricos. Los registros (**Figura 42**) contienen curvas GR, Densidad/Porosidad, Densidad/Neutrón, Resistividad somera y Densidad de la matriz. Con estos registros se pueden identificar condiciones contra las cuales se realizará la fractura, como la consolidación de la roca, la cantidad de arcillas presentes en la formación, los fluidos presentes en la formación, sus saturaciones, entre otras propiedades petrofísicas usadas para realizar el diseño de la fractura.

Se encuentran las propiedades de todo el intervalo en el que se desea realizar el fracturamiento, desde 3101 ft hasta 3176, se observa como el registro de Gamma Ray, encuentra una litología compuesta en su mayoría por areniscas, con

intercalaciones de arcilla. Las areniscas presentes evidencian una buena porosidad en las zonas inferiores donde se encuentra la arenisca más limpia. Los registros de resistividad indican altas saturaciones de hidrocarburos en la formación.

Figura 42. Registro Eléctrico Pozo Z



Fuente: ECOPELROL. Registros Eléctricos pozo Z. 2016

Con ayuda de los registros anteriores, se tomaron valores de propiedades petrofísicas de la formación, con el propósito de obtener un promedio de ellas y de esta forma ejecutar el diseño de la fractura. Estos datos se evidencian en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Propiedades petrofísicas promedio.

<i>Profundidad promedio (MD)</i>	3140.3 ft
<i>Profundidad promedio (TVD)</i>	3054.1 ft
<i>GR Promedio (API)</i>	61.2
<i>Resistividad promedio</i>	94.4 ohm-m
<i>Porosidad promedio</i>	19%
<i>Saturación de Agua promedio</i>	0.09 %
<i>Permeabilidad promedio</i>	126.49mD
<i>Temperatura de Yacimiento</i>	115 °F
<i>Presión de cierre</i>	2434 psi

Fuente: ECOPELROL. Registros Eléctricos pozo Z, 2016

4.1.5 Diseño inicial de fractura. Este diseño se realizará a partir del análisis FOI (folds of increase), el cual determina el incremento en el índice de productividad, a

partir de diferentes longitudes de fractura con propantes de distintas clases. Además, permite realizar un análisis de sensibilidad de los datos para obtener una longitud optima de fractura, y de esta forma disminuir costos al realizar la fractura obteniendo los mejores resultados.

Para el análisis FOI se deben tener datos de permeabilidad de la formación, espesor de los perforados realizados, área de drenaje y radio del pozo, además de tener la presión de cierre y datos de PVT (Gravedad específica del gas, relación gas-aceite, Temperatura de formación y gravedad API del aceite) (**Figura 43**).

Figura 43. Datos usados para análisis FOI

Parameter	Value
TVD Max Frac Height (999 for Radial) (ft)	202.9
MD Perf Ht. (ft)	16.2
TVD Net Pay Ht. (ft)	16.2
Drainage Area (acres)	40.0
Wellbore Radius (ft)	0.35
Effective Frac Length (fraction)	1.00
Permeability (md)	4.890
Prop Lost to Embedment (lb/ft ²)	0.00
Max Possible Prop Coverage (lb/ft ²)	1.55
Pre-Frac Skin	3.0
Closure Pressure (psi)	2630
Bottom Hole Flowing Pres (psi)	500.0
Proppant Damage Factor	0.7500
Separator SGg(AIR=1)(unitless)	0.753
Separator GOR (SCF/BBL)	167.0
Separator P (psi)	100.0
Separator T (°F)	119.0
Stock Tank Oil API Gravity	24.00
Reservoir Gas mu (cP)	11.250
Reservoir Gas Co (e-6 1/psi)	108.00
Reservoir Gas Bo (RB/STB)	1.063

Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan, Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016, Modificado por los autores

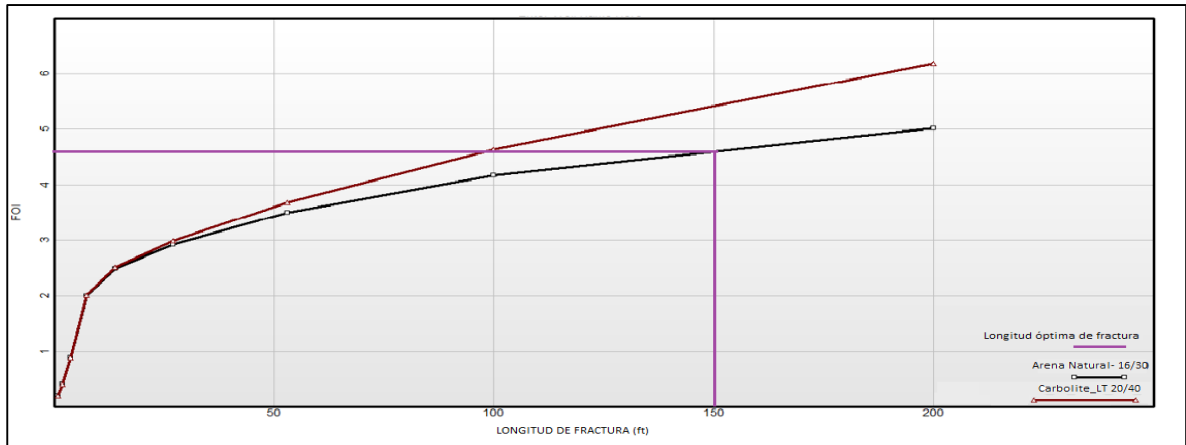
Es de vital importancia aclarar, que el aumento de la longitud de fractura no indica un aumento proporcional en la producción de líquidos del pozo. Es decir, en un pozo se puede generar una fractura de hasta 500ft o más, pero esto no asegura un aumento considerable en la producción. Por lo anterior, un diseño de fractura debe considerar esto, para evitar aumentos innecesarios de costos, tiempo y personal.

La **Grafica 15** muestra el comportamiento del FOI vs Longitud de Fractura y el comportamiento de la fractura con propantes diferentes (propante natural y propante sintético) teniendo en cuenta que el propante a usar en este modelo es el natural, y que se gráfica el sintético con el fin de verificar su efectividad con respecto al otro.

Según la **Gráfica 15**, al ingresar datos de permeabilidad de la capa A-55 con una permeabilidad de 4.89 mD, se recomienda que la longitud optima sea de 150 ft y con esto se pueda alcanzar hasta 4 veces la producción que se estaba obteniendo con el pozo dañado.

Las líneas de color violeta que cruzan la curva de color azul (Arena Natural), expone la longitud óptima de la fractura, ya que, aunque el FOI puede incrementar un poco más si alarga la fractura, este incremento de producción no se vería justificado si se tiene que realizar una inversión mayor para realizar el fracturamiento.

Gráfica 15. Comportamiento del FOI vs Longitud de Fractura



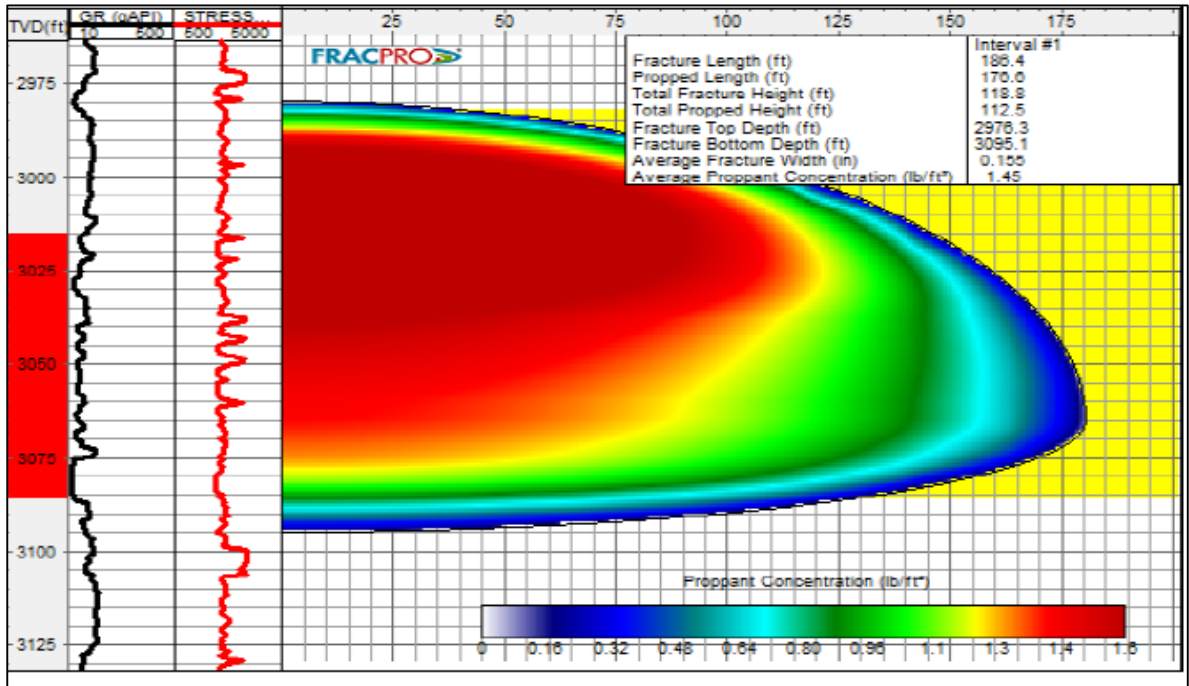
Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan, Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016, Modificado por los autores

Para realizar el modelamiento de la fractura en FracPro se deben añadir datos de desviación del pozo, gradientes de presión y temperatura, datos de completamiento, condiciones petrofísicas de la formación y perforados realizados en el pozo, con el fin de obtener la mejor fractura posible. Adicionalmente, se deben tener en cuenta datos obtenidos de los registros eléctricos; ya que se espera que la fractura se encuentra entre capas de arena que tienen la característica de sello (arcillas) en la parte superior e inferior de estas, con el fin de detener la propagación de la fractura, y delimitar de cierta forma el espesor.

En el momento de obtener los datos anteriores, se inicia con el modelamiento de la fractura en el software FRACPRO, este indica la cantidad de propante que se va a penetrar a través de la fractura y como se distribuye en ella. **(Figura 44)**

La **Figura 44** muestra cómo el software espera que el propante se distribuya a través de la fractura, indicando el color azul la menor concentración de propante, mientras que el rojo la mayor. Además de indicar cuales son las concentraciones esperadas en cada punto, indica la longitud de la fractura propuesta y su espesor en el intervalo de la Formación Caballos que va desde 3101 ft-3176 ft (MD). Estos datos se encuentran en la **Tabla 31**.

Figura 44. Geometría esperada de la Fractura



Fuente: CARBO CERAMICS INCS. Fracpro Fracture Software. Diseño de Fractura Pozo Z, 2016.

Tabla 31. Parámetros esperados geometría de fractura.

<i>Tope Fractura (ft) TVD</i>	2976.3
<i>Base de Fractura (ft) TVD</i>	3095
<i>Longitud de fractura total (ft)</i>	186.4
<i>Longitud de fractura con Propante (ft)</i>	176.6
<i>Espesor Total de Fractura (ft)</i>	118.8
<i>Espesor de fractura con propante (ft)</i>	112.5
<i>Concentración areal de propante (lb/ft²)</i>	1.45

Fuente: ECOPETROL. Programa de fracturamiento pozo Z, 2016.

Estas son las condiciones que se tomaron para diseñar el fracturamiento hidráulico del Pozo Z, a partir de acá se debe realizar un esquema de bombeo con las cantidades adecuadas de fluido a inyectar, con el fin de tener pre-establecido las cantidades de propante, fluido y equipos que se requieren para realizar un buen trabajo de fracturamiento.

4.1.6 Diseño de fluidos. Se determinó usar como propante una arena natural que no tiene unos costos tan elevados como otros tipos de propante, además de que no se requieren otras características que puedan ofrecer propantes cerámicos, o sintéticos dadas las presiones que se esperan en la zona de interés, también se usaran otros componentes que permitirán abrir la fractura y controlar el agua, estos son:

➤ **Fluido de Fracturamiento:** es un sistema que funciona en pozos con temperaturas de 120 a 200°F, este fluido usa menos goma guar que fluidos convencionales, dejando menor cantidad de residuos insolubles en el pozo, además maneja presiones de fricción bajas, que requieren menor potencia y bajas presiones de cabeza en superficie. Genera una buena conductividad en la formación debido a la reducción en los restos dejados por la goma guar.

➤ **Fluido de Control de Agua:** es un sistema que cuenta con polímeros modificadores de permeabilidad relativa, este fluido ayuda a realizar el control de agua, mientras ayuda a incrementar la producción de hidrocarburos en la zona fracturada.

Este fluido de control puede ser usado en pozos con temperaturas entre los 80-350 °F sin perder sus características, no genera daño en zonas productoras de hidrocarburos, además de que mejora la eficiencia del fluido de fractura y es aplicable en permeabilidades de 0.01 a 5000 Md.

➤ **Agente Propante:** es el agente sostén que se usara para mantener la arena abierta, en este caso se utilizará, una arena natural 16/30 la cual será añadida con el fluido de fracturamiento en concentraciones crecientes para que la fractura no se cierre, y la conductividad de fluidos de yacimiento al pozo sea muy alta.

➤ **Gel Lineal:** son controladores de pérdida de fluido en formaciones de baja permeabilidad y tienen una alta capacidad para transportar el propante, sin embargo, puede generar daño en la formación cuando se tiene una alta permeabilidad.

A partir de los datos conocidos del pozo, de la formación y con el gradiente de cierre obtenido de la **Ecuación 14** que fue de 0.85 psi/ft, se genera un esquema de bombeo adecuado para generar la fractura. Este esquema busca llevar una tasa constante de inyección para evitar generar daños a la formación, además de ir incrementando la concentración de propante en cada una de las etapas de bombeo (**Tabla 32**).

Inicialmente, se realiza enviando el fluido de fractura sin propante para realizar el Minifrac, bombeando 3360 gal (80BIs), esperando tomar datos de gradiente de

fractura, gradiente de cierre y eficiencia de fluidos para ajustar el plan de fracturamiento.

Posteriormente, se bombean 2100gal (50Bls) de fluido de control de agua como pre-flujo con gel lineal a caudal de fractura. Finalmente, se bombea el fluido de fractura con propante, aumentando progresivamente la concentración de este, con el fin de iniciar con el fracturamiento hidráulico.

Se diseña una fractura con 492 sacos de propante (Arena Natural) con una concentración máxima de 6.0 ppg, un caudal de bombeo de 18 bpm y 480 bbl de fluido activado (Fluido de fractura). El programa de bombeo propuesto se presenta en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Esquema de bombeo diseñado

<i>Etapa</i>	<i>Tipo de Fluido</i>	<i>Caudal de Bombeo (bpm)</i>	<i>Volumen Limpio (gal)</i>	<i>Concentración Propante</i>	<i>Acumulado de Propante (Sacos)</i>
1	Fluido de Fractura (MiniFrac)	18	3360	-	-
2	Fluido de control de agua	18	2100	-	-
3	Fluido de Fractura	18	3600	-	-
4	Fluido de Fractura+Propante	18	1200	0.5	6
5	Fluido de Fractura+Propante	18	1344	1	19
6	Fluido de Fractura+Propante	18	1200	1.5	37
7	Fluido de Fractura+Propante	18	1480	2	67
8	Fluido de Fractura+Propante	18	1300	2.5	100
9	Fluido de Fractura+Propante	18	2400	3	172
10	Fluido de Fractura+Propante	18	2800	4	284
11	Fluido de Fractura+Propante	18	2000	5	384
12	Fluido de Fractura+Propante	18	1800	6	492
13	Gel lineal	18	966	-	-
13	Shut-in	-	-	-	-

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2014

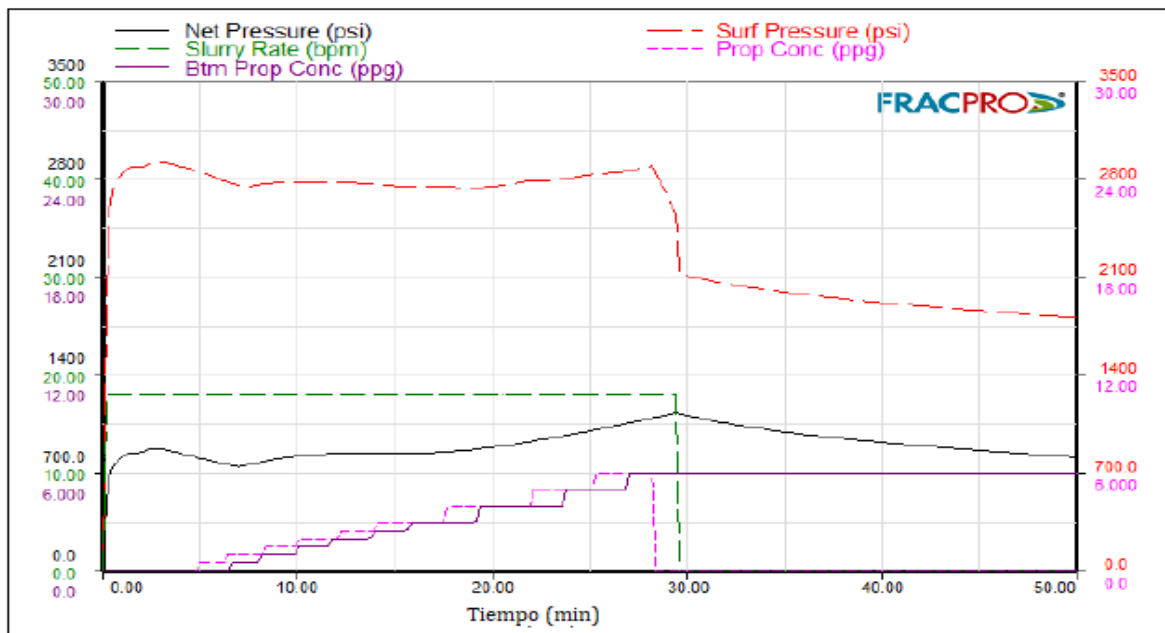
Usando las cantidades de fluido y propante pre-establecidas se espera obtener una fractura que tenga un largo no menor a los 150 ft, la cual será capaz de aumentar la conductividad de la formación de manera considerable.

Las presiones que se esperan encontrar durante la ejecución del fracturamiento son las que se muestran en la **Gráfica 16**, evidenciando una presión en superficie máxima de 2800psi y una presión neta máxima de 1050 psi, con una tasa de

bombeo de fluido de 18bpm. Además, se evidencia que la concentración de propante debe ser de 6ppg.

Posteriormente, al terminar de bombear se debe esperar una declinación de presión hasta que la presión en superficie y la neta sean cero, si no, se debe realizar un relajamiento de presión controlada a través del choke manifold a una tasa inferior a 1 bpm. Lo anterior con el fin de obtener resultados satisfactorios en la ejecución de la fractura.

Gráfica 16. Presiones esperadas durante la realización de la fractura.



Fuente: CARBO CERAMICS INCS. Fracpro Fracture Software. Diseño de Fractura Pozo Z. 2017.

Cuando se esté realizando el trabajo de fracturamiento hidráulico, se deben verificar las presiones netas y de superficie, con la concentración de propante. Este control se debe hacer minuto a minuto, para de esta manera controlar el tamaño de la fractura que se esté realizando y el volumen de propante que se está bombeando en la fractura para mantenerla abierta, sino se realiza esta verificación, se puede generar un daño en la formación, a causa de la presión excesiva a la que se expone la formación, o por el contrario la fractura no se generará como se espera, al no sobrepasar la presión de cierre, haciendo que se genere una fractura que no será de mucha utilidad para aumentar la conductividad de la formación, y por lo tanto, no se obtendrá un aumento en la producción de aceite.

4.2 DISEÑO ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO C

El propósito de implementar el tratamiento en el pozo C es mejorar la producción de hidrocarburos, mediante un trabajo de estimulación ácido orgánica, enfocado a incrementar la transmisibilidad del yacimiento al pozo y a remover el daño de formación en los intervalos expuestos, causados por depósitos orgánicos e inorgánicos. Para esto se ejecutará la operación mediante la técnica de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale.

Se desea que el tratamiento intervenga en las arenas A y B de la Formación Caballos, específicamente en los intervalos 2655' - 2675' (20ft); 2722' - 2734' (12 ft); 2,766' - 2,769' (3 ft); 2,769' - 2,782' (13 ft); 2,805' - 2,826' (21 ft); 2,910' - 2,924' (14 ft); 2,950' - 2,990' (40 ft); 2,996' - 3,018' (22 ft); 3,028' - 3,054' (26 ft); 3,055' - 3,065' (10 ft); 3,084' - 3,094' (10 ft). En la **Tabla 33** se resumen el tope y la base que se van a tratar, según a la arena que pertenecen.

Tabla 33. Intervalos del tratamiento

<i>Formación</i>	<i>Base</i>	<i>Tope</i>
<i>Caballos B30/B20</i>	3094	2990
<i>Caballos B10</i>	2924	2910
<i>Caballos A60/A65/A30</i>	2826	2675

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

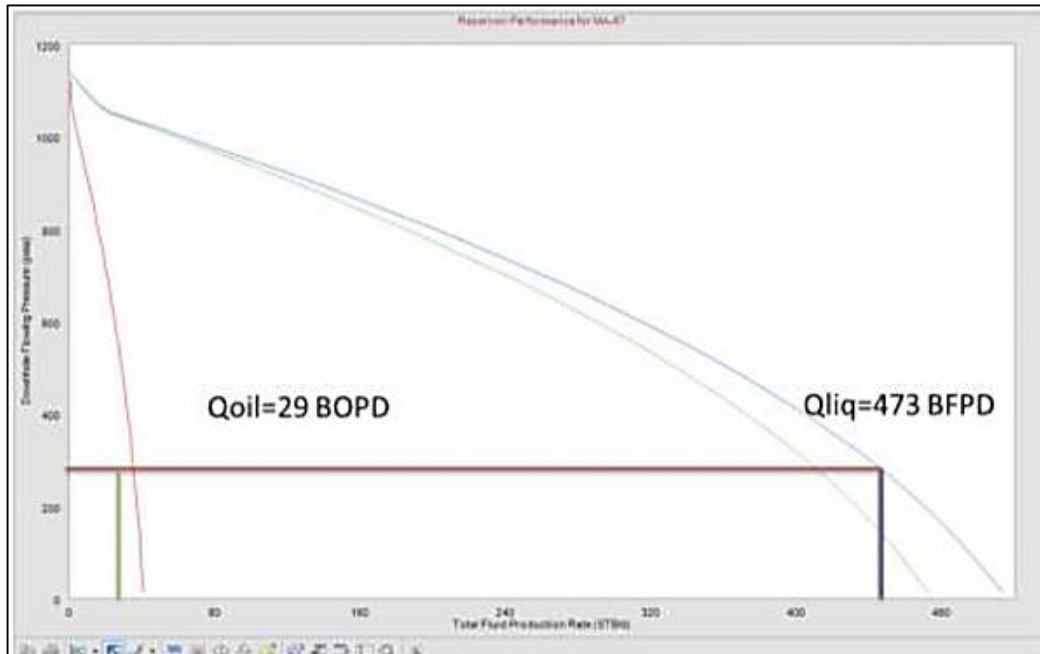
Con ayuda del historial de producción (**Tabla 34**) antes de la implementación de la estimulación, se obtuvo el promedio del caudal de líquido y por consiguiente el caudal de petróleo producido en esa fecha previa, con un daño de 6.2 (**Gráfica 17**).

Tabla 34. Historial de producción Pozo C.

<i>Fecha</i>	<i>BOPD</i>	<i>BWPD</i>	<i>BLPD</i>	<i>API</i>
<i>01/08/2014</i>	38	735	773.00	22
<i>01/09/2014</i>	34	633	667.00	23
<i>01/10/2014</i>	29	570	599.00	24
<i>01/11/2014</i>	27	542	569.00	25
<i>01/12/2014</i>	27	484	511.00	26
<i>01/01/2015</i>	30	481	511.00	27
<i>01/02/2015</i>	35	604	639.00	28
<i>01/03/2015</i>	35	597	632.00	29
<i>01/04/2015</i>	34	589	623.00	30
<i>01/05/2015</i>	32	592	624.00	31
<i>01/06/2015</i>	29	538	567.00	32
<i>01/07/2015</i>	29	468	497.00	33
<i>01/08/2015</i>	30	418	448.00	34

Fuente: ECOPETROL. Historia de producción pozo C. 2015

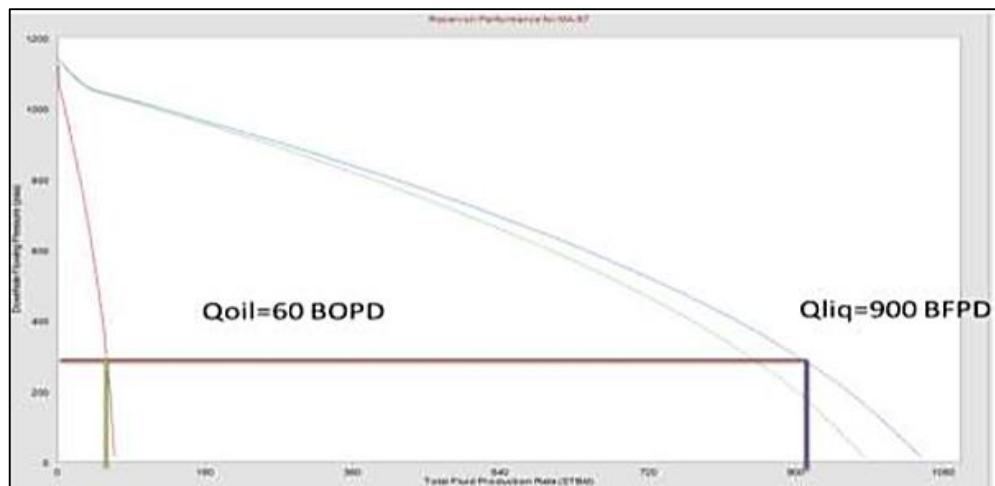
Gráfica 17. Curva IPR Condiciones previas a la estimulación Pozo C



Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

Al realizar una simulación con un valor de daño de 0, se obtienen valores de caudal de líquido y por ende de petróleo, mayor que el obtenido a la fecha previa de la estimulación (**Gráfica 18**).

Gráfica 18. Curva IPR. Simulación con daño de 0 Pozo C



Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

Adicionalmente, se realiza otro caso de simulación donde se tienen en cuenta trabajos de cañoneo a zonas adicionales, con una disminución de daño de 0. (**Tabla 35**) Esto con el fin de verificar si al realizar esta operación, existe un aumento considerable en los caudales y de esta forma tomar la decisión de además de estimular matricialmente, realizar trabajos de cañoneo.

Tabla 35. Intervalos a cañonear Pozo C.

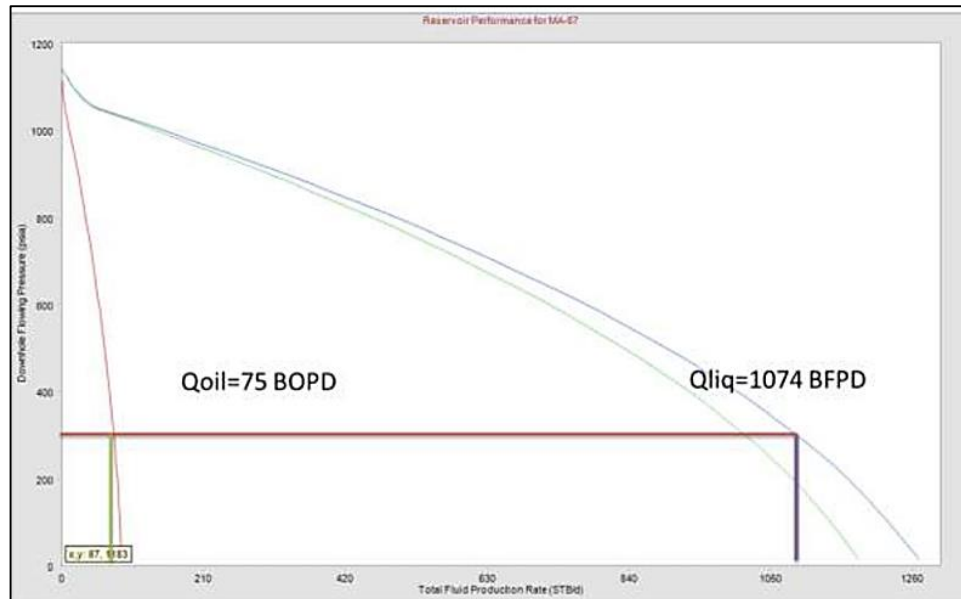
<i>Intervalos a cañonear</i>		
<i>Tope</i>	<i>Base</i>	<i>Pies</i>
2655	2675	20
3055	3065	10
3084	3094	10
<i>Total</i>		40

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

Como se evidencia en la **Gráfica 19** se obtiene un resultado favorable en la simulación de la operación de cañoneo y estimulación.

Lo que da pie, para implementar la alternativa de estimulación matricial que permita eliminar el daño reduciéndolo a un valor de 0, y por consiguiente aumentando considerablemente la producción de líquidos. Por otro lado, se evidencia que es viable realizar operaciones de cañoneo en las zonas mencionadas anteriormente, porque el comportamiento de la producción (visualizado en graficas), alcanza a dar un valor alto de caudal de líquido.

Gráfica 19. Curva IPR Simulación daño 0, operación de cañoneo y estimulación



Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

Es importante tener en cuenta que los resultados anteriormente simulados, son los que se esperarían obtener al momento de realizar los tratamientos. Es decir, que de la estimulación matricial se esperaba obtener un caudal de 900BLPD (60BOPD) y del cañoneo y la estimulación de 1074BLPD (75BOPD). Lo anterior con un daño de 0.

4.2.1 Diseño de fluidos. Para determinar los fluidos a utilizar en este trabajo, se realizaron pruebas de laboratorio con el fin de conocer la concentración y los aditivos adecuados a usar. Dando como resultado, tres (3) fluidos de composición y función diferentes para implementarse en el pozo C.

➤ Fluido 1. Tiene una base de solventes orgánicos. La sinergia de los solventes, solvente mutual y surfactantes permiten obtener buenas características de humectabilidad y bajos valores de tensión interfacial. Efectivo en formaciones con residuos de asfáltenos, puesto que remueve en una sola operación residuos y contaminantes de depósitos orgánicos.

Su composición se encuentra descrita en la **Tabla 36**

Tabla 36. Descripción de componentes Fluido 1

<i>Descripción de componentes</i>
Solvente Orgánico (Varsol)
Inhibidor de asfáltenos
Solvente Mutual
Surfactante

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

➤ Fluido 2. Es un sistema de divergencia química basado en la tecnología de polímeros modificadores de la permeabilidad relativa. Es diseñado para realizar divergencia en trabajos de estimulación matricial y hacer que los sistemas ácidos alcancen aquellas zonas de más baja permeabilidad o de interés en términos de producción y lograr los objetivos de la estimulación. Adicionalmente, es un tratamiento aplicado Bullheading o con Coiled Tubing, alternando etapas de ácido y agente divergente.

Su composición se encuentra descrita en la **Tabla 37**.

Tabla 37. Descripción de componentes Fluido 2.

<i>Descripción de componentes</i>
Fluido base (Agua)
Control de arcillas
Polímero
Agente Buffer
Surfactante

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

➤ Fluido 3. Es un sistema donde la fase ácida y orgánica son bombeadas en una sola etapa brindando una alta capacidad de remoción de parafinas y asfáltenos, mejorando así la reacción de la fase ácida sobre los precipitados de scale y material inorgánico que desbloquean los canales de flujo y estimulan así las arenas basales.

Este sistema cuenta en su formulación con un agente reductor de tensión interfacial tipo micro-emulsión, el cual mejora la mojabilidad de la roca y disminuye las

presiones capilares de los fluidos de estimulación en la formación mejorando el recobro de los fluidos posterior a la estimulación.

Su composición se encuentra descrita en la **Tabla 38**.

Tabla 38. Descripción de componentes Fluido 3.

<i>Descripción de componentes</i>
Fluido base (Agua)
Inhibidor de corrosión
Buffer ácido
Agente Quelante
Ácido inorgánico (HCl)
Solvente mutual
Estabilizador de finos
Secuestrante de oxígeno
Surfactante
Emulsificante
Solvente orgánico

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

4.2.2 Procedimiento de trabajo. El tratamiento o modelo propuesto para este pozo, está determinado por secuencias o etapas de desplazamiento de fluidos según las arenas a tratar. Se realizará primero una estimulación orgánica, seguida por una inhibición de incrustaciones y finalizando con una estimulación ácida con divergencia.

4.2.2.1 Cañoneo. Inicialmente, se deben armar los equipos para cañoneo, probar unidad de wire line y poleas, y cañonear los intervalos de la **Tabla 39**, basándose en registros Gamma Rey-CCL para correlacionar

Tabla 39. Intervalos a cañonear

<i>Intervalos a cañonear</i>		
<i>Tope</i>	<i>Base</i>	<i>Pies</i>
2655	2675	20
3055	3065	10
3084	3094	10
<i>Total</i>		40

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015

4.2.2.2 Pickling no ácido. Inicialmente, se debe realizar la limpieza de tubería con ayuda de un ácido limpiador bombeado en dos etapas. Para realizar la limpieza de tubería en el pozo C, se requieren en total 7 bbl de fluido bombeado en dos etapas.

4.2.2.3 Diseño estimulación orgánica. Se procede a circular el fluido 1 en conjunto con la salmuera de pre-flujo en tres etapas, lo anterior con un radio de penetración de 2ft, de tal forma que el tratamiento quede en la cara de la formación donde se presenta la mayor precipitación de asfáltenos y parafinas. Teniendo en cuenta que antes de circular se debe realizar la prueba de presión de las tuberías a 3000psi por 10 minutos.

4.2.2.4 Diseño Inhibición de incrustaciones. Se bombean los volúmenes de la salmuera pre-flujo, la píldora para la inhibición de incrustaciones y de nuevo la salmuera post-flujo, de igual manera en tres etapas.

4.2.2.5 Diseño estimulación matricial ácida con divergencia. Se bombea el fluido 3 utilizando etapas espaciadoras del fluido 2 para crear el efecto de divergencia en el intervalo mientras se bombea el fluido 3. Incluyendo una salmuera de control con un radio de penetración de 3ft.

Para calcular los volúmenes necesarios para bombear al pozo, es necesario identificar la petrofísica de cada intervalo y las profundidades de este mismo. Obteniendo un volumen necesario a circular de cada componente para cada etapa como se muestra en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Volúmenes por fluido en etapas pozo C.

<i>Tratamiento</i>	<i>Fluido</i>	<i>Etapas #1 B30/B20</i>	<i>Etapas #2 B10</i>	<i>Etapas #3 A60-A30</i>	<i>Total (Bbl)</i>
<i>Pickling no ácido</i>	<i>Ácido limpiador</i>	-	7	-	7
<i>Estimulación orgánica</i>	<i>Fluido 1</i>	37	-	25	67
	<i>Salmuera pre-flujo</i>	36	-	34	70
<i>Inhibición de incrustaciones</i>	<i>Píldora inhibidora</i>	50	-	30	80
	<i>Salmuera post-flujo</i>	162	-	237	399
<i>Estimulación matricial ácida con divergencia</i>	<i>Fluido 2</i>	60	-	45	105
	<i>Fluido 3</i>	75	10	50	135
	<i>Fluido de control</i>	26	25	24	75

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015.

Para el cálculo de la presión máxima de bombeo en superficie se estableció un gradiente de cierre de 0.7psi/ft y una densidad de tratamiento de 8.2 ppg. Adicionalmente, se hicieron diversos cálculos, iniciando por el punto medio de

perforados, que se calculó mediante la **Ecuación 15**, donde el tope y la base dependen de cada arena a tratar. (Los Topes y bases se pueden encontrar en la **Tabla 39**, teniendo en cuenta que deben ser en TVD). Luego se realiza el cálculo de la presión de cierre mediante la **Ecuación 16** y el cálculo de la presión hidrostática mediante la **Ecuación 17**, teniendo en cuenta la densidad del tratamiento.

Ecuación 15. Punto medio de perforados

$$\Delta = \frac{\text{Base} - \text{Tope}}{2} \qquad \text{PMP} = \text{Tope} + \Delta$$

Fuente: SCHECHTER, Robert. Oil well stimulation. The university of Texas. Texas Raeia Maes. 1992

Donde:

PMP: Punto medio de perforados TVD (ft)

Ecuación 16. Presión de cierre en fondo

$$P. \text{ cierre} = \Delta_{\text{cierre}} * \text{PMP}$$

Fuente: SCHECHTER, Robert. Oil well stimulation. The university of Texas. Texas Raeia Maes. 1992

Donde:

P. cierre = Presión de cierre de fondo (psi)

Δcierre: Gradiente al cierre (psi/ft)

Ecuación 17. Presión hidrostática

$$P. \text{ hidrostática} = 0.052 * \rho * \text{PMP}$$

Fuente: SCHECHTER, Robert. Oil well stimulation. The university of Texas. Texas Raeia Maes. 1992

Donde:

P. hidrostática: Presión hidrostática (psi)

ρ: Densidad del tratamiento (ppg)

Por último, se realiza el cálculo de la presión máxima de cierre (**Ecuación 18**), teniendo en cuenta la presión de cierre y la presión hidrostática calculada anteriormente.

Ecuación 18. Presión máxima de cierre

$P. \text{ máxima} = P. \text{ cierre} - P. \text{ hidrostática}$

Fuente: SCHECHTER, Robert. Oil well stimulation. The university of Texas. Texas Raeia Maes. 1992

Donde:

P. máxima = Presión máxima de cierre (psi)

Los datos calculados con las ecuaciones anteriores, se encuentran plasmados en la **Tabla 41**. La presión máxima de bombeo para la etapa #1 es de 700 psi, etapa #2 de 650 psi y para la etapa #3 de 600 psi. Es necesario tener en cuenta que no se deja el valor exacto obtenido por el cálculo, sino un poco menos, con el fin de no llegar a sobrepasar la presión máxima de bombeo, porque puede llegar a fracturarse la formación, ocasionando problemas de operación y control.

Tabla 41. Datos necesarios para la presión máxima de cierre en superficie.

<i>Datos</i>	<i>Etapa #1</i>	<i>Etapa #2</i>	<i>Etapa #3</i>
<i>Gradiente al cierre</i>	0.7	0.7	0.7
<i>Punto medio de perforaciones</i>	2690	2544	2398
<i>Presión de cierre de fondo</i>	1883	1781	1679
<i>Densidad del tratamiento</i>	8.20	8.20	8.20
<i>Presión hidrostática</i>	1147	1085	1023
<i>Presión máxima en superficie</i>	736	696	656
<i>P. Máxima de bombeo en superficie</i>	700	650	600

Fuente: ECOPETROL. Programa de Estimulación Matricial e Inhibición de Scale pozo C, 2015.

5. ANÁLISIS NODAL POSTERIOR A LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS Z Y C

El presente capítulo expone los trabajos de estimulación realizados en los pozos Z y C del campo Yaguará los cuales se implementaron a causa del daño de formación evidenciado en la baja productividad de los pozos. El pozo Z y el pozo C fueron sometidos a distintos trabajos de estimulación debido a las diferencias de propiedades petrofísicas que presentaba cada pozo.

El objetivo del actual capítulo se centra en presentar los datos obtenidos después de dichos tratamientos, exhibiendo datos de productividad como curvas IPR, factor de daño de formación, comportamiento de presiones, entre otros. La importancia de dichos datos se basa en ser comparados en el siguiente capítulo junto con los datos de productividad del caso óptimo y de la productividad previa a la estimulación realizada para cada pozo, analizando de esta manera la eficiencia de las estimulaciones realizadas.

Para la realización de este capítulo fue necesario realizar un análisis nodal cuyo objetivo se basó en revisar el desempeño de cada pozo luego de haber implementado trabajos de estimulación. Dicho procedimiento estará expuesto en el capítulo por medio de capturas de pantalla, asimismo, se presentarán datos de petrofísica, análisis PVT y datos de productividad de cada pozo con el propósito de identificar reducción de daño y obtener curvas IPR, que posteriormente permitan un análisis minucioso de los resultados.

5.1 DESCRIPCIÓN DE TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN

Para realizar un análisis nodal exitoso, se debe identificar de manera previa por qué se realiza, es decir, se debe conocer la causa que lleva a hacer cualquier tipo de análisis para cuando se obtenga cualquier tipo de resultado, se pueda evaluar y a la vez entender que está ocurriendo y de esta forma conseguir una alternativa o una solución para ser implementada. En este caso el análisis nodal se realiza con el fin de conocer el comportamiento de los pozos a una fecha determinada, identificando previamente daños de formación presentes.

Adicionalmente, es necesario identificar y conocer a fondo los trabajos de estimulación que se implementaron en cada uno de los pozos, para de esta forma realizar una conclusión minuciosa que permita verificar si la estimulación realizada fue exitosa, y si abarco todos los parámetros que necesitaban ser mejorados.

5.1.1 Estimulación Pozo Z. El pozo Z se encuentra ubicado en el bloque 4S del Campo Yaguará, con intervalos abiertos en la Formación Caballos en las arenas A y B completados en forma parcial. De acuerdo con los análisis petrofísicos, la mayor

cantidad de aporte de fluidos lo proporcionan las arenas B y en menor proporción las arenas A. Por su ubicación en la estructura, el pozo Z es de los pocos pozos productores de este bloque, y se requiere drenar el yacimiento de forma eficiente, por tal razón fue necesario realizar Fracturamiento hidráulico con el fin de generar canales conductivos y mejorar la producción de hidrocarburos, incrementando la transmisibilidad del yacimiento al pozo.

El Fracturamiento Hidráulico intervino en las Arenas A55, A65: 3101'-3118' (17 ft); 3166'-3176'(10 ft). A los otros intervalos no se les realizó fracturamiento hidráulico porque no era apropiado para estos, ya que su permeabilidad es bastante alta, no obstante, un factor a tener en cuenta es que la zona se encontraba despresurizada lo que podría ocasionar una disminución en la eficiencia de este trabajo de estimulación.

5.1.2 Estimulación Pozo C. El pozo C está ubicado en el bloque 3N del Campo Yaguará, con intervalos abiertos en la Formación Caballos arenas A y B. En el año 2015 se observó que el fluido total aportado por el pozo fue disminuyendo drásticamente, lo que conllevó a la reducción de producción de petróleo. Se quería incrementar la producción actual del pozo removiendo el daño de formación en los intervalos expuestos, causados por depósitos orgánicos e inorgánicos, implementando una estimulación ácido orgánica con el propósito de incrementar la transmisibilidad del yacimiento al pozo

La estimulación ácido orgánica intervino en las profundidades 2950' - 3094' (144 ft), 2910' - 2924' (14ft) y 2655' – 2826' (171 ft). Adicionalmente, como se mencionó en el capítulo 4, el modelo propuesto de estimulación incluía realizar operaciones de cañoneo en los intervalos 3055' – 3065' (10 ft) y 3084' – 3094' (10 ft) lo cual se terminó por realizar, obteniendo mayores espesores productores.

5.2 DATOS DE PRODUCCIÓN POSTERIORES A LAS ESTIMULACIONES

A continuación, se presentan los datos de producción obtenidos en los pozos luego de haber sido intervenidos por los trabajos de estimulación, estos datos se tomaron a una fecha donde la producción de fluidos se había estabilizado, lo anterior debido a que al tomar una fecha inmediata a la intervención se obtienen valores sobreestimados, que no permiten un análisis de eficiencia verídico.

En la **Tabla 42** y **Tabla 43** se encuentran plasmados valores de volumen de líquido diarios (Agua y petróleo), volumen de gas, contenido de agua y sedimentos, la gravedad API del crudo, profundidad de bomba, de sumergencia, de nivel de fluido y presiones a la fecha posterior de la estimulación.

Tabla 42. Datos de producción Octubre 18 del 2016. Pozo C

<i>Octubre 18 del 2016</i>	<i>Prueba punto de amarre</i>
<i>BOPD (STB/día)</i>	135
<i>BWPD (STB/día)</i>	706
<i>SCFD (KPCD)</i>	15
<i>BLPD (STB/día)</i>	841
<i>BSW (%)</i>	83,948
<i>API (°)</i>	22
<i>Profundidad de Bomba (ft)</i>	2869
<i>Sumergencia (ft)</i>	91
<i>Nivel de fluido (ft)</i>	2778
<i>Presión de yacimiento (psig)</i>	1626 @520TVDss
<i>CHP</i>	133

Fuente: ECOPETROL. Información de producción del pozo C, 2016.

Tabla 43. Datos de producción Diciembre 12 de 2015. Pozo Z

<i>Diciembre 12 del 2015</i>	<i>Prueba punto de amarre</i>
<i>BOPD (STB/día)</i>	38
<i>BWPD (STB/día)</i>	114
<i>SCFD (KPCD)</i>	6
<i>BLPD (STB/día)</i>	152
<i>BSW (%)</i>	75
<i>API (°)</i>	21,9
<i>Profundidad de Bomba (ft)</i>	3015
<i>Sumergencia (ft)</i>	380
<i>Nivel de fluido (ft)</i>	2635
<i>Presión de yacimiento (psig)</i>	1000 @520TVDss
<i>CHP</i>	49

Fuente: ECOPETROL. Información de producción del pozo Z, 2016.

Como se mencionaba anteriormente, para realizar el análisis nodal fue necesario dividir los pozos en capas con propiedades petrofísicas distintas, obteniéndole a cada una sus respectivos valores de presión, espesor, porosidad y permeabilidad. Estas variables se mantienen constantes al ser características propias de cada capa

de arena, por lo tanto, para realizar el análisis posterior a los trabajos de estimulación se tomaron los valores dados en el capítulo 3 en la **Tabla 14 y Tabla 15** del pozo Z y pozo C respectivamente.

Al realizar la sección de análisis, el simulador arroja una lista de gradiente transversal distinta para cada análisis que se haga, como ejemplo la **Figura 34**, con la cual se extrajeron datos de *pwf* de cada capa y posteriormente se le sumó el valor de CHP obtenido a esa fecha, con sus respectivos volúmenes de tasa líquida (**Tabla 44 y Tabla 45**).

Tabla 44. Datos de *Pwf* y tasa líquida del pozo C, Octubre 18 de 2016

Capas	<i>Pwf</i> (psig)	<i>Pwf</i> + CHP (psig)	Tasa líquida (STB/día)
A30	0	133	12
A55	0	133	170,8
A60	2,98	136	82,2
B10	19,62	152,6	13,7
B20	38,48	171,5	352,8
B30	62,12	195,12	209,5
Total	72	205	841

Fuente: ECOPETROL. Datos de pruebas de pozo. Pozo Z 2016

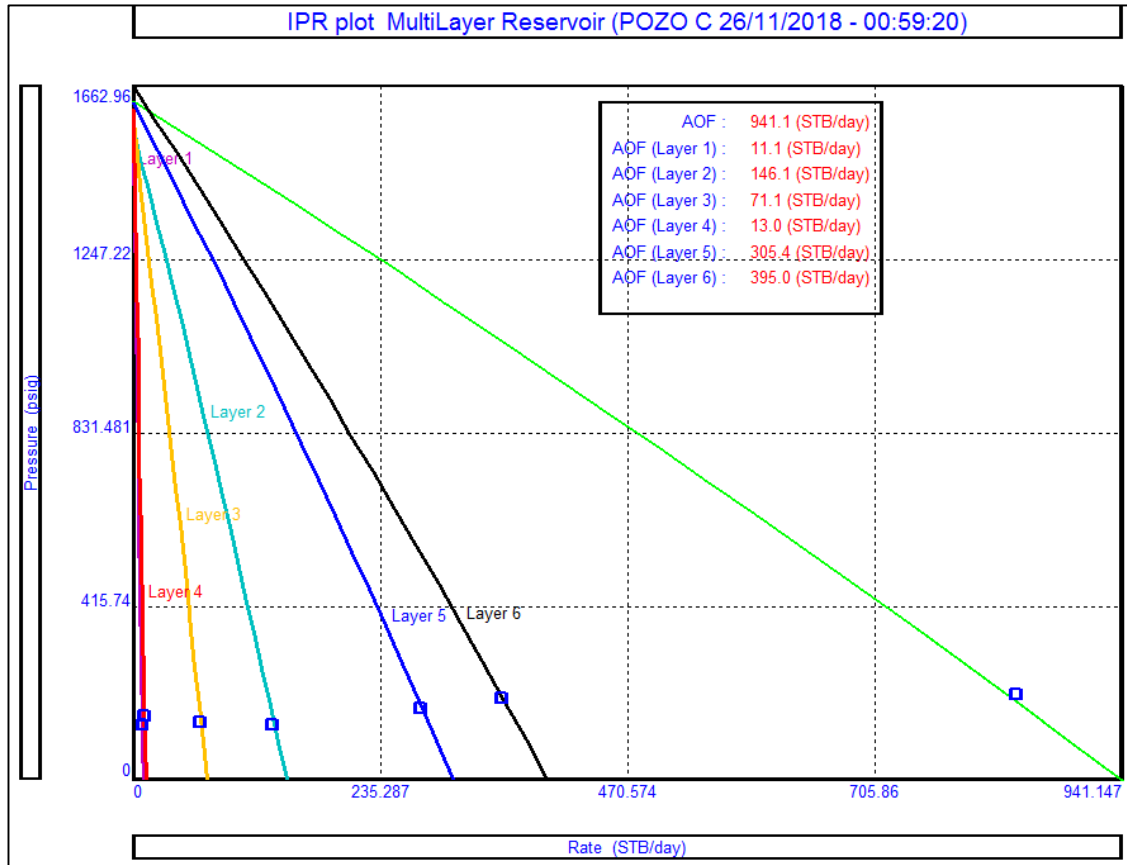
Tabla 45. Datos de *Pwf* y tasa líquida del pozo Z, Diciembre 12 de 2015

Capas	<i>Pwf</i> (psig)	<i>Pwf</i> + CHP (psig)	Tasa líquida (STB/día)
A55-M583	143.78	195.78	1.21
A70-M584	168.87	220.87	1.88
B10	210.66	262.66	22.53
B20	226.65	278.65	90.80
B30	242.65	294.65	35.58
Total	30	172	152

Fuente: ECOPETROL. Datos de pruebas de pozo. Pozo Z 2016

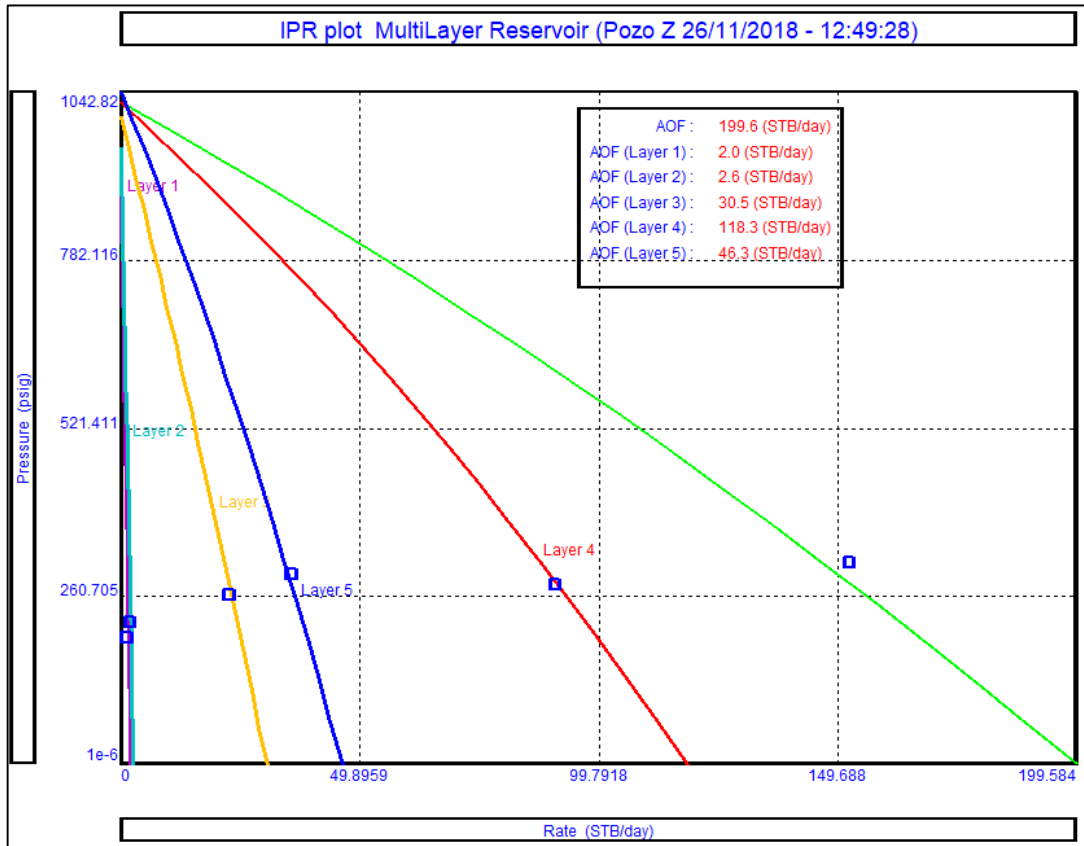
Luego de ingresar los datos anteriores a PROSPER y de realizar el respectivo ajuste en las curvas IPR con el objetivo de identificar el daño presente en las fechas posteriores, se obtuvieron las curvas finales de IPR de cada pozo (**Gráfica 20 y Gráfica 21**), donde se evidencian las tasas de líquido máximas (AOF) de cada una de las capas a una *pwf* de 0 de cada pozo.

Gráfica 20. Curva IPR del pozo C, Octubre 18 de 2016



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Gráfica 21. Curva IPR del pozo Z, Diciembre 12 de 2015



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Los factores de daño que se obtuvieron de las Curvas IPR para cada capa de cada pozo a una fecha posterior de los trabajos de estimulación se encuentran plasmados en la **Tabla 46** y **Tabla 47**.

Tabla 46. Factor de daño. Octubre 18 de 2016 Pozo C.

Capas	Factor de daño
A30	1,9
A55	1,9
A60	1,9
B10	1,9
B20	2,1
B30	2,2

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Tabla 47. Factor de daño. Diciembre 12 de 2015 Pozo Z.

<i>Capas</i>	<i>Factor de daño</i>
<i>A55-M583</i>	19
<i>A70-M584</i>	19
<i>B10</i>	19
<i>B20</i>	16.5
<i>B30</i>	18

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

6. ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DE LOS TRATAMIENTOS REALIZADOS Y LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE OTRAS ALTERNATIVAS DE ESTIMULACIÓN

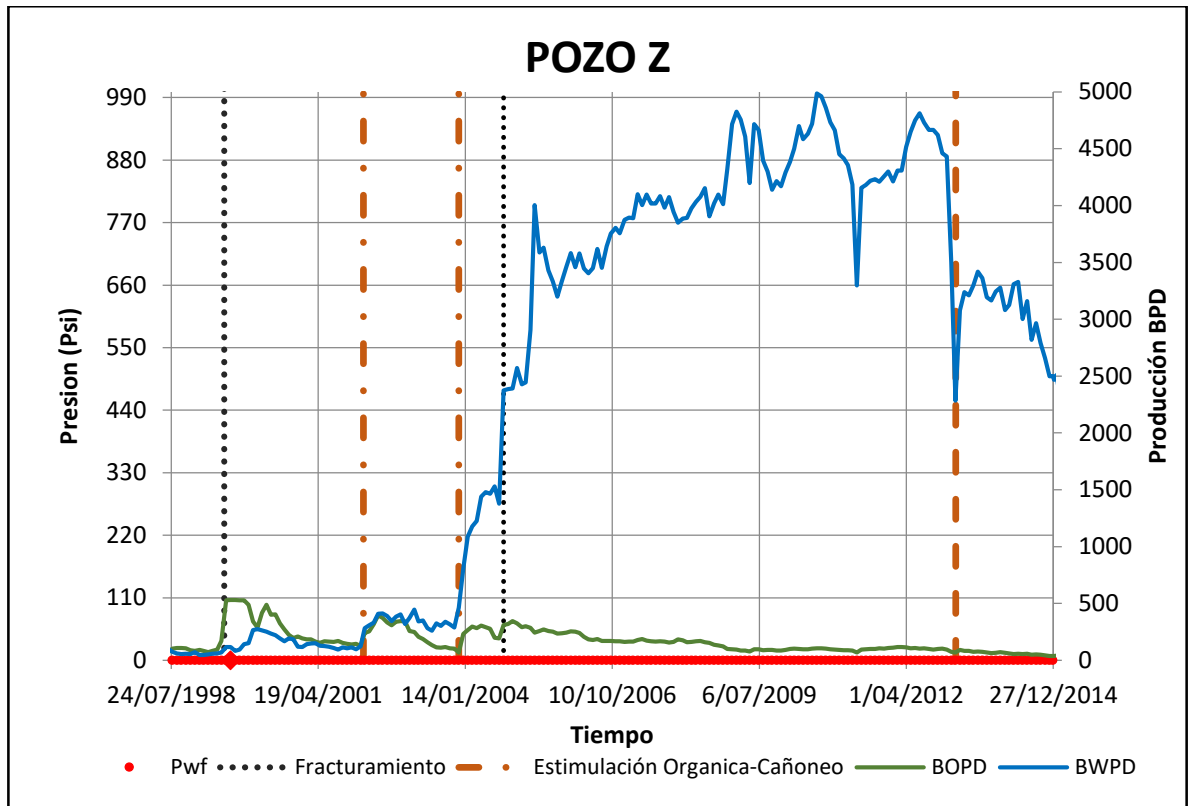
En el presente capítulo se expondrán los procedimientos ejecutados en los pozos, enfocándose en los resultados obtenidos de los reportes post-operacionales para realizar los respectivos análisis, esto se realizará mediante gráficos de historial de producción y de diferentes pruebas que se realizaron en el instante de la operación. Adicionalmente, se identificarán los fluidos que se implementaron en las operaciones y cómo fue su comportamiento a lo largo de los tratamientos

Los análisis plasmados en este capítulo permitirán identificar si la estimulación realizada en los pozos Z y C fue efectiva teniendo en cuenta el modelo pre-operacional expuesto en el capítulo 4, los análisis nodales realizados en PROSPER y, por último, los reportes post-operacionales proporcionados por la compañía. De igual manera, se evaluarán las prácticas que tal vez se llegaron a realizar de manera deficiente y las variables que fueron afectadas en este proceso.

6.1 ANÁLISIS POZO Z POST-FRACTURA

En el pozo Z se han realizado varias intervenciones a través de los años como se muestra en la **Gráfica 22**, esto con el fin de aumentar o mantener los caudales de petróleo producidos, algunos de estos trabajos han sido de gran utilidad para mantener el caudal, sin embargo, otros no han tenido el mismo éxito, por ejemplo, los fracturamientos hidráulicos (líneas negras verticales) realizados en 1998 fueron muy útiles para aumentar la producción de aceite, sin embargo, otros tratamientos como las estimulaciones orgánicas (línea naranja) realizados en 2003 y 2013 no fueron de mucha ayuda a la hora de producir aceite (**Tabla 48**).

Gráfica 22. Intervenciones realizadas al pozo Z



Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

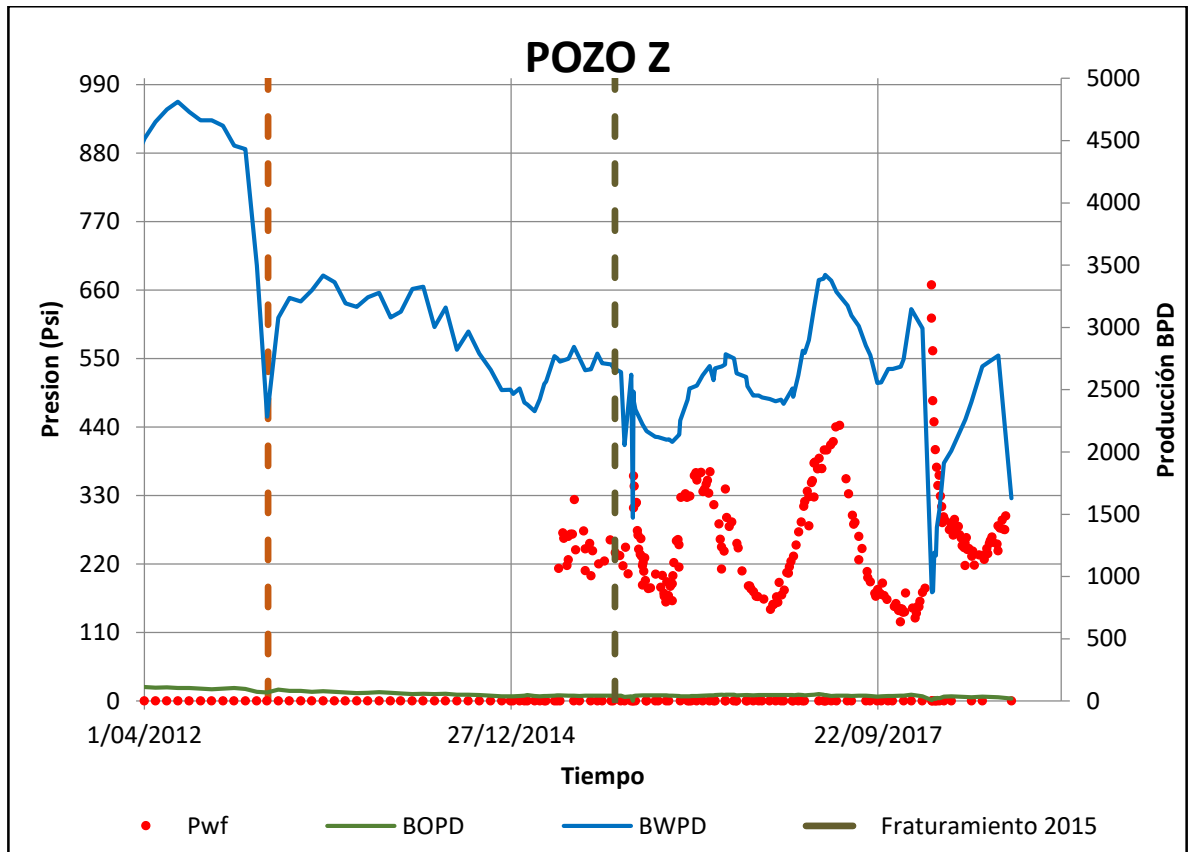
Tabla 48. Intervenciones pozo Z

<i>Intervenciones</i>	
7/02/1998	Fracturamiento Hidráulico
19/07/1999	Fracturamiento Hidráulico
20/02/2002	Workover
2/12/2003	Cañoneo
30/09/2004	Workover
4/03/2013	Estimulación Acida-Orgánica

Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

Lo que se buscaba realizar con la ejecución de este trabajo era realizar una fractura que significara un aumento en la producción de aceite como se logró en años anteriores; ya que las estimulaciones orgánicas no fueron tan efectivas, así que se propone realizar un fracturamiento hidráulico. En la **Gráfica 23** se observa el comportamiento de la producción después de la realización de la fractura, a partir de estos datos se realizará el análisis de la efectividad del trabajo.

Gráfica 23. Producción posterior al Fracturamiento hidráulico Pozo Z.

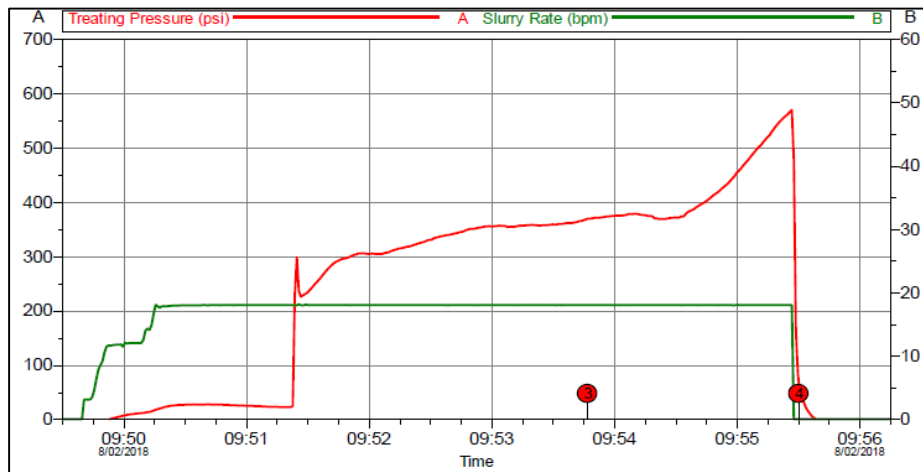


Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

La producción de petróleo posterior al fracturamiento hidráulico no aumentó, ni siquiera cuando se tenían presiones de fondo fluyente de 110 psi, esto representa lo sucedido en el pozo durante varios trabajos de estimulación ejecutados que no funcionaron, además exhibe un yacimiento altamente depletado incapaz de producir cantidades altas de hidrocarburos.

6.1.1 Fractura realizada. Durante los trabajos de fracturamiento se produjeron muchos problemas que impidieron la realización de un trabajo óptimo, se observó que la formación se encuentra muy depletada durante el trabajo de Minifrac en el cual se bombearon 2940gal (70Bl), llegando hasta una presión máxima 570 psi (**Gráfica 24**), además cuando el bombeo se detuvo, la presión declino rápidamente, lo que no permitió efectuar un análisis de presión para estimar un gradiente de cierre y eficiencia de fluido.

Gráfica 24. Parámetros de bombeo y presión, Minifrac

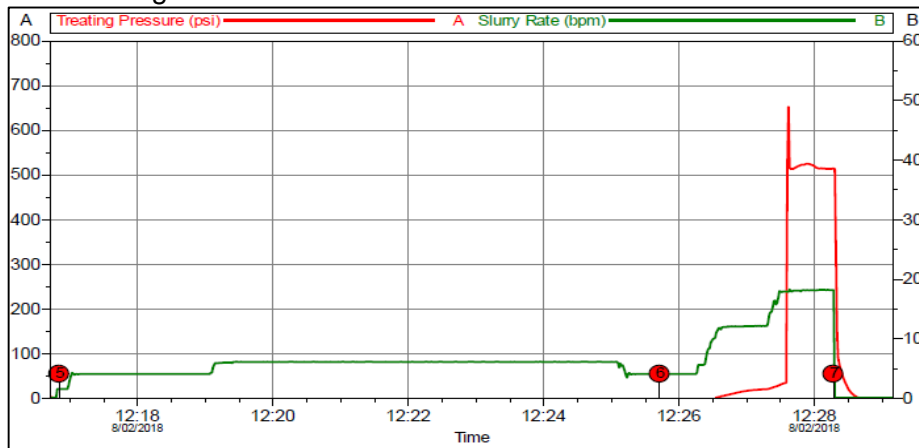


Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional fracturamiento hidráulico pozo Z. 2018

Al no realizar un análisis de declinación de presión, no se pudo determinar el leak-off, se debió trabajar con mucha precaución ya que no se conocía la presión con la cual se podía trabajar en la formación para realizar el fracturamiento hidráulico deseado.

Posteriormente se bombearon 2100 gal (50Bls) de fluido de control de agua, el cual busca evitar la irrupción de agua durante el fracturamiento hidráulico, y de este se obtuvo una presión máxima de 650 psi evidenciada en la **Gráfica 25**, sin embargo, la presión declinó de forma inmediata al igual que en la prueba de minifrac, evitando la realización de un análisis de la declinación de presión.

Gráfica 25. Presiones encontradas durante bombeo de fluido de control de agua.



Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional fracturamiento hidráulico pozo Z. 2018

Continuando con el trabajo, se inició con el fracturamiento hidráulico en las arenas A55-60 bombeando 19068 gal (454 bbl) de fluido activado, 225 sacos de propante, quedando en formación 208 sacos (Fluido de fractura + Propante + Gel lineal). A un caudal máximo de 18 bpm, la presión máxima observada fue de 2875 psi. La concentración en fondo final del propante fue de 3 ppg. La operación terminó antes de lo propuesto debido a la tendencia empacante en la presión Neta. Obteniendo un esquema de bombeo como en la **Tabla 49**

Tabla 49. Esquema de bombeo ejecutado

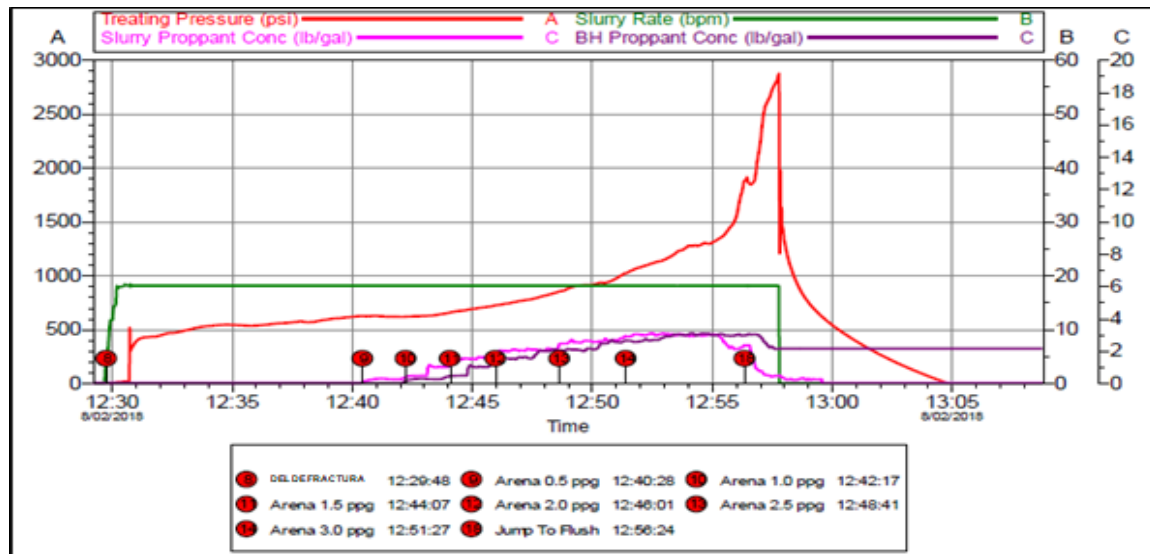
<i>Etapa</i>	<i>Tipo de Fluido</i>	<i>Caudal de Bombeo (bpm)</i>	<i>Volumen Limpio (gal)</i>	<i>Concentración Propante (ppg)</i>	<i>Acumulado de Propante (Sacos)</i>
1	Fluido de Fractura	18	3360	0	0
2	Fluido de control de agua	18	1200	-	-
3	Fluido de Fractura	18	3600	0	0
4	Fluido de Fractura+Propante	18	1344	0.5	7
5	Fluido de Fractura+Propante	18	1344	1	20
6	Fluido de Fractura+Propante	18	1344	1.5	40
7	Fluido de Fractura+Propante	18	1848	2	77
8	Fluido de Fractura+Propante	18	1890	2.5	125
9	Fluido de Fractura+Propante	18	3318	3	225
10	Gel Lineal (Desplazamiento)	18	1050	-	-
11	Shut-in	-	-	-	-

Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional fracturamiento hidráulico pozo Z. 2018

Con un caudal constante de inyección de 18 bpm, se alcanzó una presión máxima de 2875 psi, sin embargo, no se pudo realizar la operación como se tenía planeada debido a la tendencia empacante de la formación, esto generó que el ancho de la fractura no fuera el esperado, sino, muy inferior, ya que el espesor de los intervalos expuestos para el fracturamiento era muy alto, esto hizo que las etapas con concentraciones de propante superiores a 2.5ppg no pudieran ingresar, también se tuvo poca eficiencia del fluido de fractura, ya que durante el Minifrac no se pudieron realizar pruebas de presión.

Con el esquema de bombeo ejecutado se generaron las presiones mostradas en la **Gráfica 26**, estas muestran que se alcanzó la presión máxima de 2875 psi como estaba previsto, sin embargo, el incremento en la presión se dio precipitadamente cuando no se había realizado toda la inyección del fluido, por esto se tuvo que detener la inyección de fluido y por ende la fractura generada no llegó a la longitud que se esperaba.

Gráfica 26. Parámetros de bombeo y presiones obtenidas durante el fracturamiento.

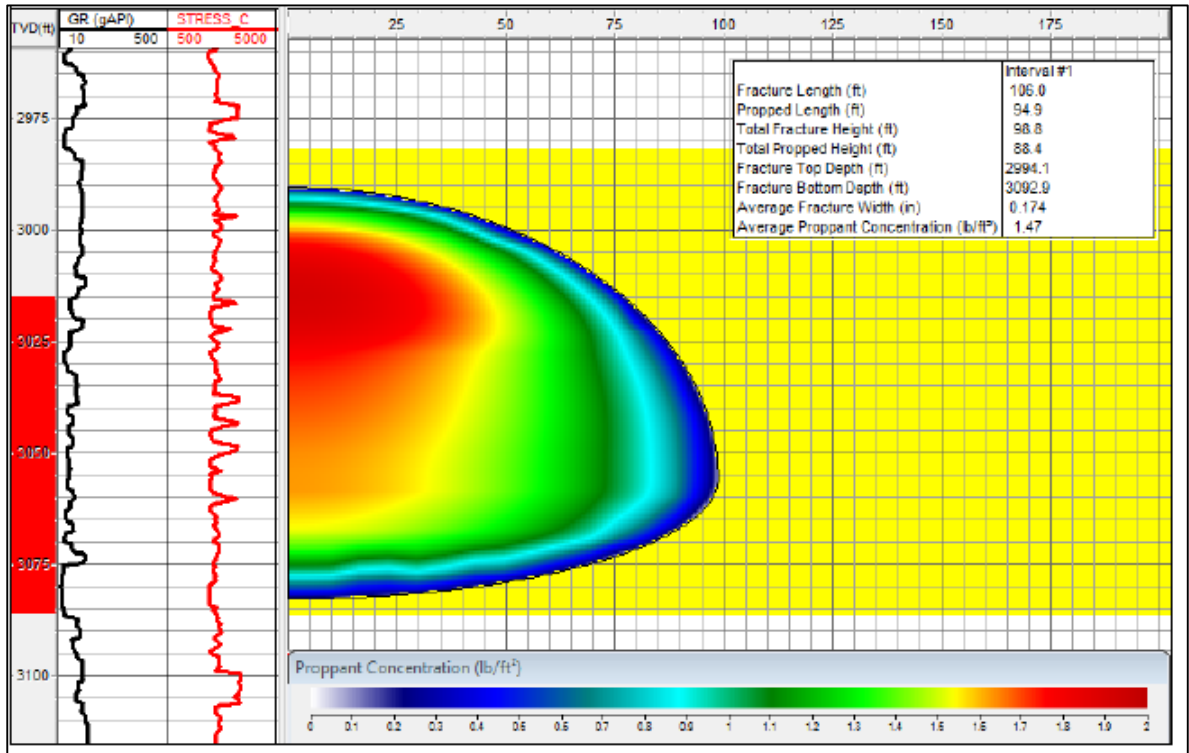


Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional fracturamiento hidráulico pozo Z. 2018

La fractura planeada no se pudo realizar por los contratiempos que se tuvieron al ejecutar los trabajos, al no tener datos de presión, se tuvo que realizar un trabajo “a ciegas” en el cual, solo se llegó a un porcentaje de lo planeado, se tuvo que hacer un ajuste en la presión neta observada, tomando un gradiente de cierre de 0.36psi/ft.

A partir del ajuste realizado al gradiente de cierre, y al aumento de la presión en un punto en el cual el fluido inyectado no era el esperado se realizó una fractura que tiene las características mostradas en la **Figura 45**.

Figura 45. Geometría de Fractura realizada.



Fuente: CARBO CERAMICS INCS. Fracpro Fracture Software. Fractura realizada en el pozo Z. 2016

Esta figura muestra como el trabajo real, no se asemeja al trabajo diseñado plasmado en el capítulo 4, ya que el ancho de la fractura, su longitud y la concentración promedio de propante en la fractura (**Tabla 50**), son muy inferiores respecto a lo planeado. Desde una perspectiva general, se espera entonces que la cantidad de fluidos producidos no llegue ni siquiera hasta el punto de producción óptimo.

Tabla 50. Parámetros reales geometría de fractura.

<i>Tope Fractura (ft) TVD</i>	2994
<i>Base de Fractura (ft) TVD</i>	3093
<i>Longitud de fractura total (ft)</i>	106
<i>Longitud de fractura con Propante (ft)</i>	94.9
<i>Espesor Total de Fractura (ft)</i>	98.8
<i>Espesor de fractura con propante (ft)</i>	88.4
<i>Concentración areal de propante (lb/ft²)</i>	1.47

Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional fracturamiento hidráulico pozo Z.

6.1.2 Comparación análisis nodal. A través de los análisis nodales se puede determinar qué tan útil fue el trabajo de fracturamiento en el pozo Z, esto se puede realizar a través de un análisis de curvas, determinando cuanto fue el incremental de producción antes y después de la realización del fracturamiento, y posteriormente se hará un análisis de porqué el fracturamiento no funciono y qué se debe realizar en el pozo para mejorar la producción del mismo que ha declinado bastante en los últimos años.

En los **Gráficos 27 y 28**, se muestran las curvas del índice de productividad a partir de los análisis nodales realizados previamente, la **Gráfica 27** muestran la cantidad de fluidos que se producen en el pozo a condiciones óptimas, con el pozo dañado y posterior al fracturamiento, también la **Gráfica 28** expone la producción de aceite en el pozo, en etapas optimas, previas y post-fractura, estos gráficos son de gran utilidad a la hora de efectuar un análisis porque ayudan a comprender que tanto aumento o disminuyo la producción en el pozo.

En los casos del pozo dañado y post estimulado no se observa un cambio significativo, lo que evidencia que el trabajo realizado no funcionó, ya que los caudales de fluido producido no aumentaron, sino que, se mantuvieron similares, se esperaba que por lo menos la producción fuera similar a lo que se estaba extrayendo antes de que el pozo se dañara; sin embargo, esto no sucedió.

Los datos tomados para realizar gráficos de análisis nodal, fueron extraídos de los análisis realizados en Prosper que otorgaron los datos como se muestra en la **Tabla 51**.

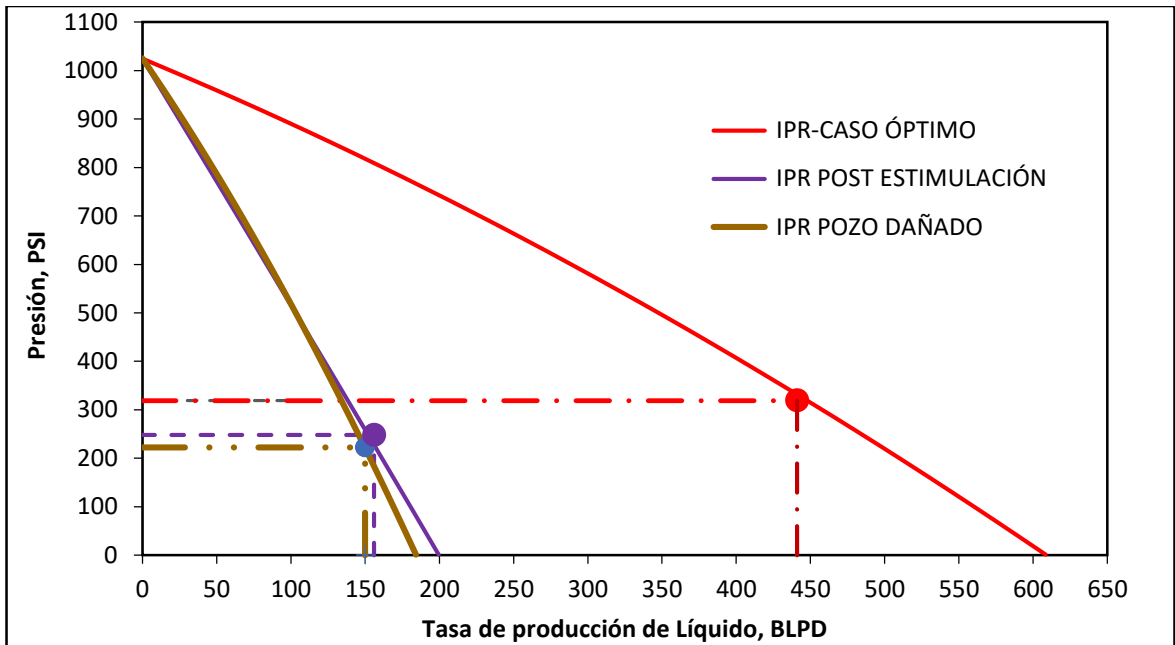
Tabla 51. Datos de análisis nodal pozo Z

Óptimo			Pre- Estimulado			Post- Estimulado		
Daño		2.5	Daño		20	Daño		18.5
BSW(%)		74.5	BSW(%)		75	BSW(%)		74
Py(psi)		1024.8	Py(psi)		1024.8	Py(psi)		1024.8
Qo	Pwf	Ql	Qo	Pwf	Ql	Qo	Pwf	Ql
112	255	441	40	200	155	40	200	155

Qo	Pwf	Ql	Qo	Pwf	Ql	Qo	Pwf	Ql
0.0	1024.8	0.001	0.0	1025.0	0.001	0.0	1025.0	0.001
7.6	983.18	29.8	2.5	981.28	9.7	2.5	981.28	9.7
15.2	940.2	59.5	4.9	936.31	19.4	4.9	936.31	19.4
22.8	895.85	89.3	7.4	890.18	29.1	7.4	890.18	29.1
30.3	850.13	119	9.9	842.89	38.8	9.9	842.89	38.8
37.9	803.03	148.8	12.4	794.47	48.5	12.4	794.47	48.5
45.5	754.56	178.6	14.8	744.91	58.2	14.8	744.91	58.2
53.1	704.72	208.3	17.3	694.22	67.9	17.3	694.22	67.9
60.7	653.52	238.1	19.8	642.41	77.6	19.8	642.41	77.6
68.3	600.96	267.8	22.3	589.51	87.3	22.3	589.51	87.3
75.9	547.03	297.6	24.7	535.51	97	24.7	535.51	97
83.5	491.75	327.4	27.2	480.41	106.7	27.2	480.41	106.7
91.1	435.12	357.1	29.7	424.22	116.4	29.7	424.22	116.4
98.7	377.14	386.9	32.2	366.95	126.1	32.2	366.95	126.1
106.2	317.8	416.6	34.6	308.61	135.8	34.6	308.61	135.8
113.8	257.12	446.4	37.1	249.2	145.5	37.1	249.2	145.5
121.4	195.1	476.2	39.6	188.73	155.2	39.6	188.73	155.2
129.0	131.74	505.9	42.0	127.2	164.9	42.0	127.2	164.9
136.6	67.03	535.7	44.5	64.62	174.6	44.5	64.62	174.6
144.2	1	565.4	47.0	1	184.3	47.0	1	184.3

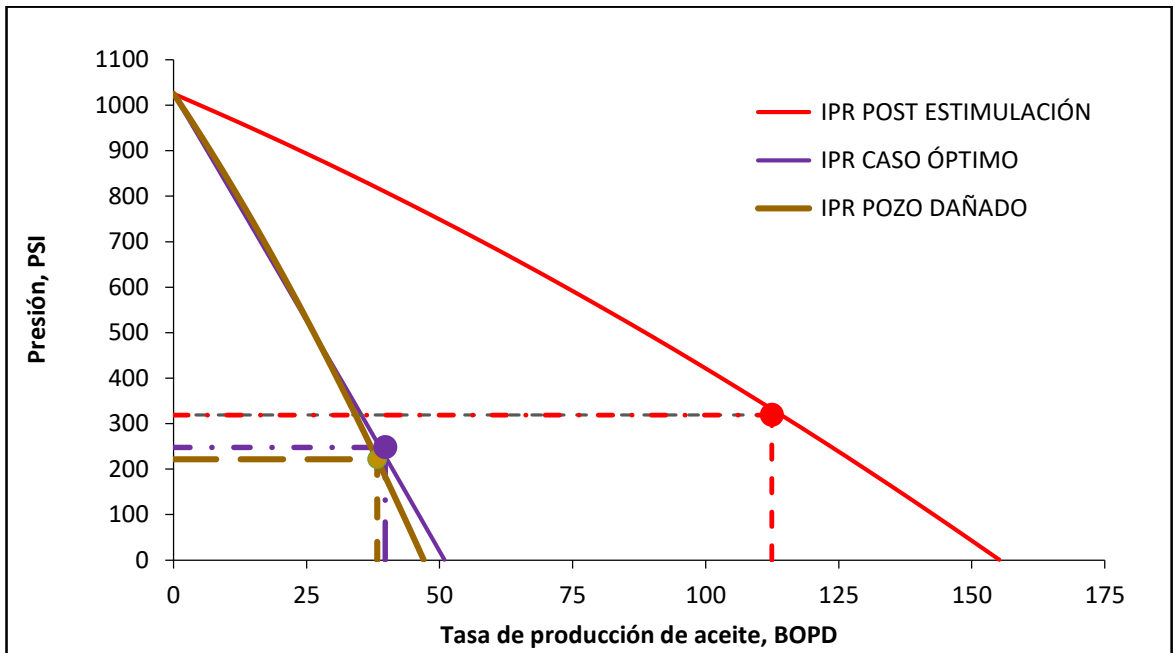
Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Gráfica 27. Curva IPR. Producción de líquido



Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

Gráfica 28. Curva IPR. Producción de aceite

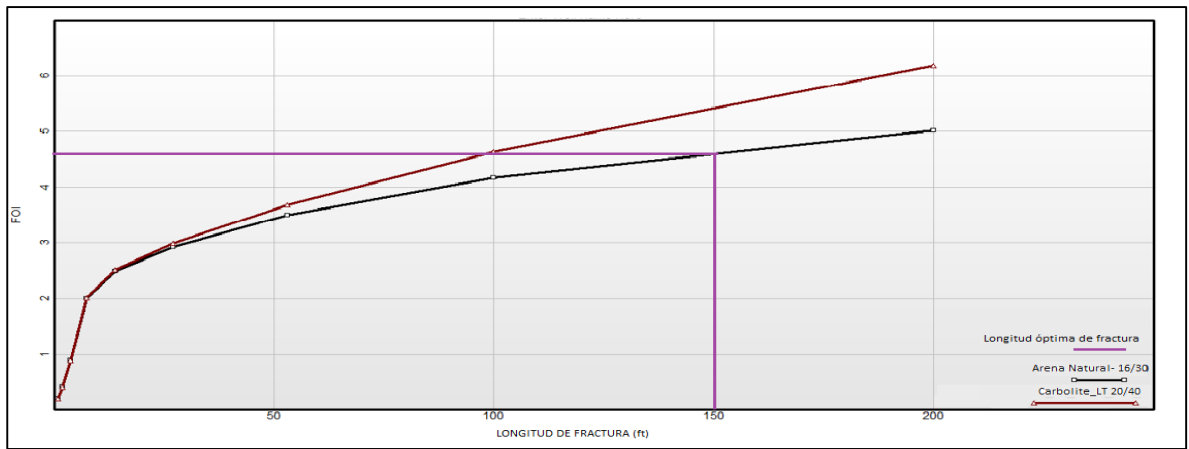


Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

Los datos tomados para realizar gráficos de análisis nodal, fueron extraídos de los análisis realizados en Prosper que otorgaron lo siguientes datos.

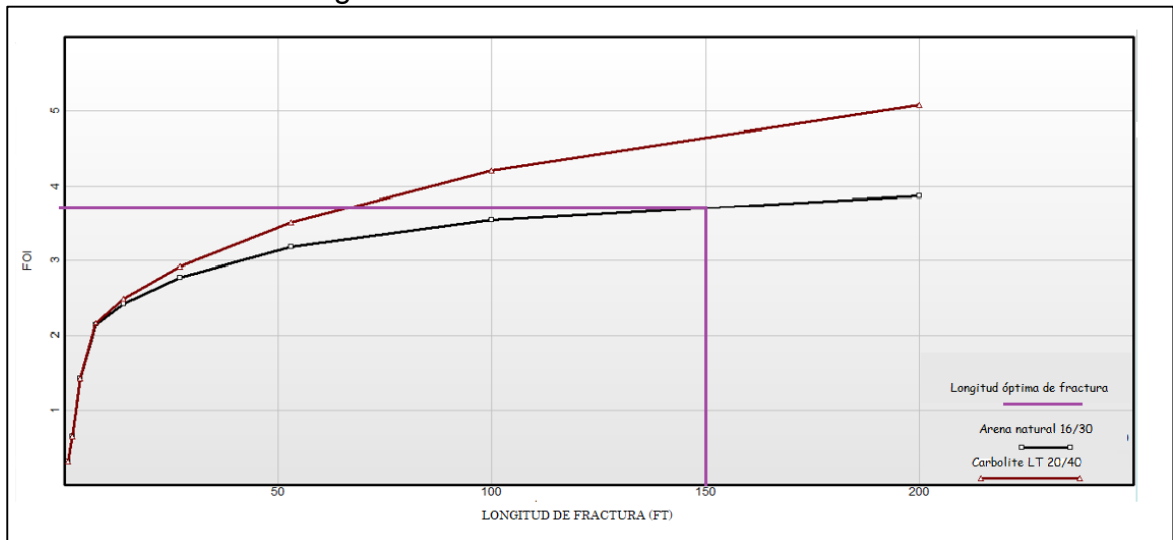
Se esperaba que la productividad aumentara de forma considerable, ya que se estaban ejecutando estos trabajos en los intervalos de menor permeabilidad, si se hubiera realizado un trabajo eficiente se esperaba que la producción aumentara hasta 4 veces, esto se determinó con el análisis FOI, realizado para cada uno de los intervalos los cuales se iba a fracturar. (**Gráficos 29-30**)

Gráfica 29. FOI vs Longitud de fractura arena A-55



Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan. Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016. Modificado por los autores.

Gráfica 30. FOI vs Longitud de fractura arena A-65



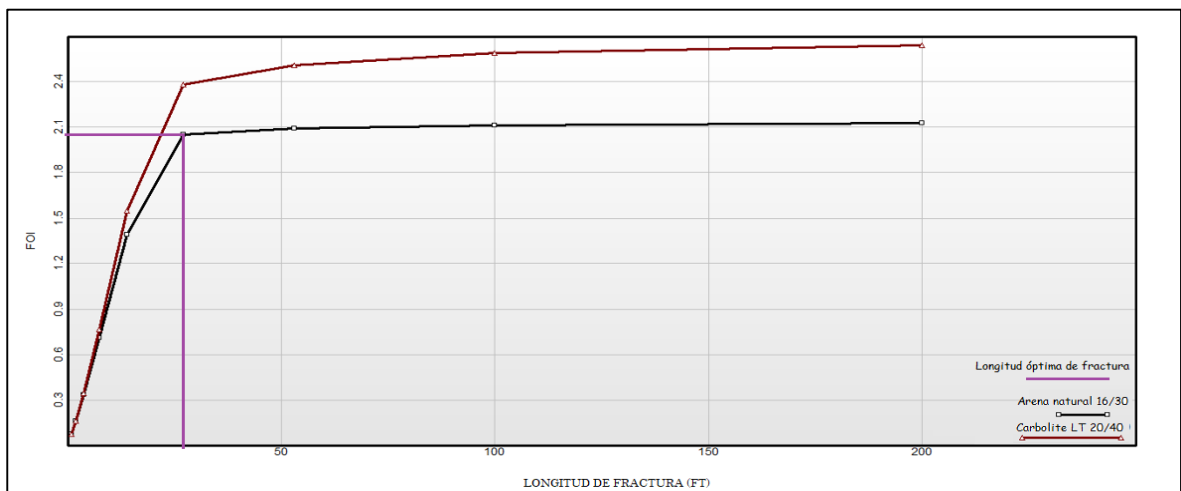
Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan. Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016. Modificado por los autores.

Aunque la fractura no fue del tamaño esperado, si se generó una fractura de 106 ft sin embargo, la producción no aumento en ningún momento, esto se debe a varios factores. Para empezar la presión de yacimiento es muy baja, lo que supone un riesgo elevado a la hora de fracturar, ya que la formación se puede colapsar si se excede demasiado la presión, además el propante que se inyectó no se logró propagar a través de toda la fractura, y no se distribuyó de manera adecuada, lo que supone que la fractura no permanecería abierta por mucho tiempo y la conductividad de estas arenas no iba a mejorar, dejando casi que el mismo potencial inicial de producción para cada una. de ellas

Posteriormente a la inyección del propante el pozo se areno, ya que se inyectaron 225 sacos, de los cuales 17 no quedaron en la formación, quedando en el fondo del pozo generando un problema de taponamiento que supuso mayores problemas en la producción, aunque posteriormente se superó realizando una limpieza del mismo.

Realizar un fracturamiento en los otros intervalos de la formación no hubiera sido muy útil, al tener estas arenas buenos canales de flujo y contar con permeabilidades de hasta 156 mD, sin embargo, a estas arenas también se les realizó un análisis del FOI (**Gráficas 31-32**) para determinar si efectuar un fracturamiento en estos intervalos era rentable, o si por el contrario no incrementaría significativamente la producción.

Gráfica 31. FOI vs Longitud de fractura arena B10

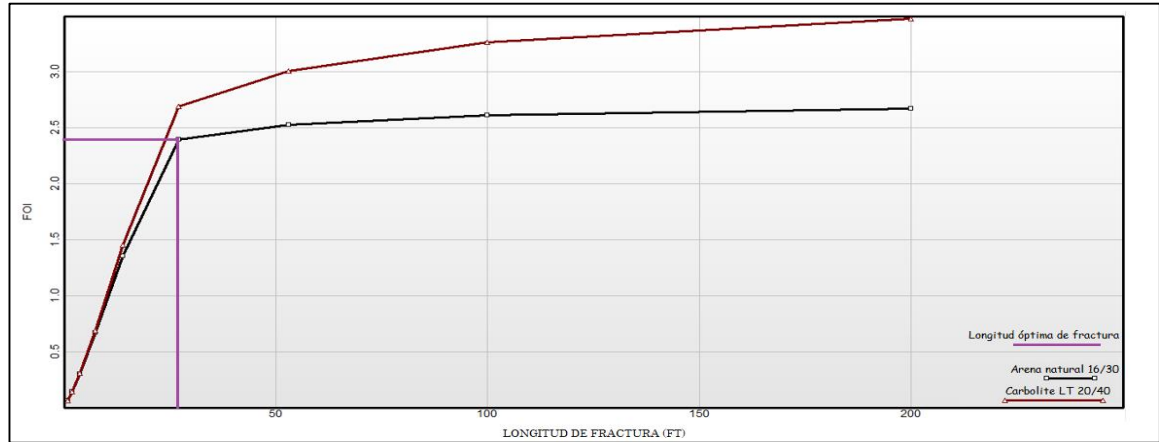


Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan. Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016. Modificado por los autores.

Se observó que la longitud de la fractura no incrementaría mucho la cantidad de fluido que se produce en el pozo, esto se debe a que, con una permeabilidad alta, no se requiere tener una fractura demasiado larga, sino, es más útil una fractura con

un espesor lo suficientemente alto para mejorar la conductividad horizontal de la formación.

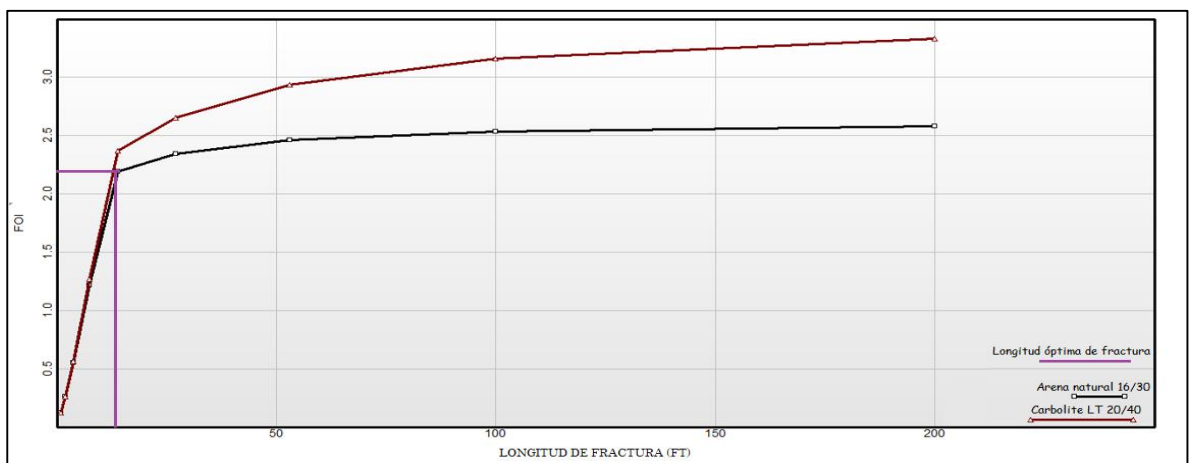
Gráfica 32. FOI vs Longitud de fractura arena B20



Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan. Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016. Modificado por los autores.

Además, el FOI no hubiera aumentado de forma considerable realizando las fracturas con la longitud óptima ya que solo hubiera llegado al doble de la cantidad de producción previa a la realización del fracturamiento, esto indica que no es rentable realizar un fracturamiento en estos intervalos, sino, sería más útil realizar una estimulación orgánica que permita remover el daño de formación que tiene cada capa aumentando la capacidad de producción. (Gráfica 33)

Gráfica 33. FOI vs Longitud de fractura arena B30



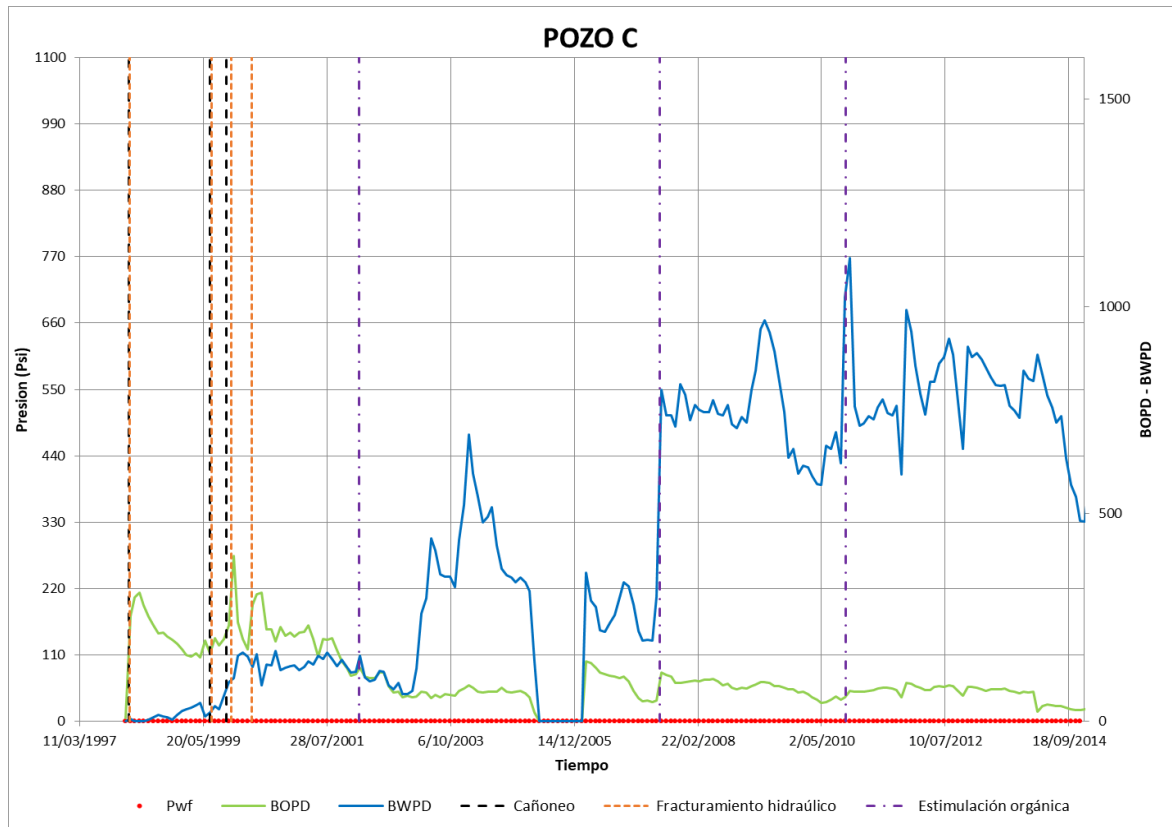
Fuente: NSI TECHNOLOGIES, LLC. Stimplan. Modelo FOI vs Longitud de fractura, 2016. Modificado por los autores.

El principal problema del yacimiento es su baja presión, esto indica que se requiere plantear un sistema de recobro secundario para darle presión al yacimiento, sin embargo, se encuentra fuera del alcance del proyecto realizar una propuesta para ejecutar otros trabajos de estimulación en un yacimiento que no tiene la energía suficiente para extraer el hidrocarburo del yacimiento, este factor también fue uno de los principales por los cuales la fractura no se pudo realizar de forma completa, por esto sería inútil recomendar algún trabajo que posiblemente no se pueda ejecutar de la mejor forma y genere una inversión de capital que no pueda ser recuperada en forma de ganancias de producción en el pozo.

6.2 ANÁLISIS DE TRATAMIENTOS POZO C.

La principal razón por la que se implementó la estimulación matricial en el pozo C, fue la de reducir el daño de formación presente en la formación, logrando así un aumento considerable en la producción de líquidos especialmente de petróleo. En el modelo presentado en el capítulo 4, donde se simuló la producción de petróleo a una condición de daño 0 y a una operación de cañoneo, se logró identificar que, al realizar estos trabajos, se podía obtener un caudal mayor de líquidos (**Gráfica 34**). Esto se afianzó con el historial de producción que se tenía en el pozo, el cual mostró resultados satisfactorios en la variable de caudal al realizar operaciones como las mencionadas anteriormente. Esto se puede evidenciar en la **Grafica 34**, del historial de producción, donde es notorio los picos de petróleo, posteriormente de haber implementado estimulaciones matriciales y/o cañoneos.

Gráfica 34. Historia de producción con estimulaciones pozo C



Fuente: ECOPETROL. Historial de producción Pozo C. 2015

Donde cada línea punteada vertical de color morado, indica un trabajo de estimulación matricial realizado en el pozo, la de color naranja, fracturamiento hidráulico y las líneas de color negro, cañoneos. De esta forma, se evidencia que previo a las líneas, la producción de petróleo estaba cayendo y al momento de implementar alguno de estos trabajos la producción incrementó (**Tabla 52**).

Tabla 52. Historial de intervenciones

<i>Intervenciones</i>	
25/01/1998	Cañoneo
31/01/1998	Fracturamiento hidráulico
02/07/1999	Cañoneo
14/07/1999	Fracturamiento hidráulico
18/10/1999	Cañoneo
18/11/1999	Fracturamiento hidráulico
15/03/2000	Cañoneo
28/03/2000	Fracturamiento hidráulico
22/02/2002	Estimulación matricial
<i>Intervenciones</i>	
01/03/2006	Cañoneo
21/06/2007	Estimulación matricial
05/10/2010	Estimulación matricial

Fuente: ECOPEL. Historial de intervenciones pozo C. 2015

Esto se presenta de forma más visible, en los trabajos de cañoneo y fracturamiento del año 2000, en el cañoneo del año 2006 y en la estimulación matricial del año 2007, donde la producción de petróleo tuvo un aumento instantáneo. Este historial de intervenciones fue necesario para evidenciar el comportamiento del pozo al ser intervenido con diferentes trabajos, resumiendo que el cañoneo y los dos tipos de estimulación pueden llegar a ser efectivos en el pozo C.

No obstante, haber obtenido buenos resultados anteriormente no garantiza una respuesta favorable al implementar las mismas estimulaciones o viceversa. Un claro ejemplo es la estimulación matricial del año 2002, la cual fue la primera en realizarse en el pozo, y de la cual no se obtuvieron buenos resultados, posiblemente porque no se tenían referencias de este tratamiento. Es decir, que haber realizado el mismo diseño de ese año en otro tiempo, probablemente hubiera sido una operación fallida. Sin embargo, cinco años después se implementa de nuevo una estimulación matricial con un nuevo diseño, y de la cual se obtienen buenos resultados. Esto debido a que el volumen de fluido bombeado fue superior al del año 2002 y, por ende, el radio de penetración fue superior, alcanzando a eliminar los daños por depósitos orgánicos e inorgánicos.

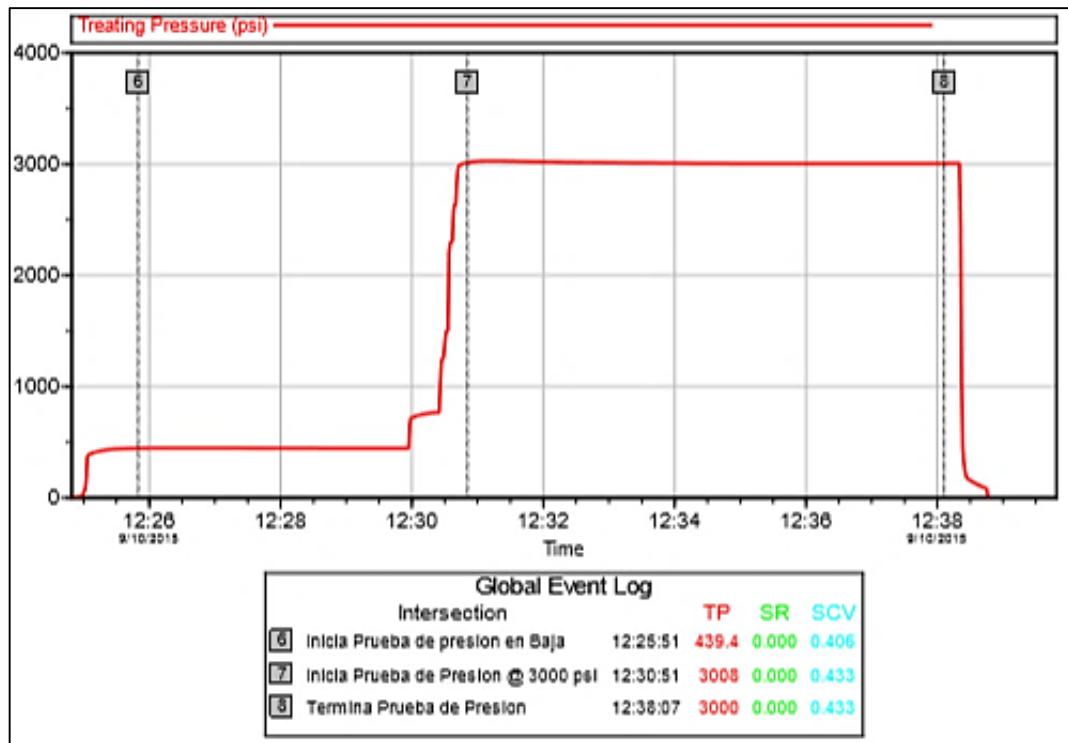
Por lo anterior, la compañía decidió implementar nuevamente una estimulación matricial y un cañoneo de nuevas zonas, esperando que se obtuviera una respuesta igual de favorable a las conseguidas en trabajos anteriores. Consiguiendo por lo menos volver a producir lo que se producía a la fecha óptima del pozo.

6.2.1 Desarrollo de la operación. A continuación, se realiza una breve explicación de los resultados obtenidos por medio de gráficos, luego de realizar los tratamientos de estimulación.

El desarrollo de la operación inició con el cañoneo de las nuevas zonas, las cuales fueron mencionadas en el diseño previo a la estimulación. Este fue un trabajo satisfactorio, en el sentido de que se pudo realizar lo plasmado de manera exitosa sin ningún tipo de inconveniente.

6.2.1.1 Prueba de presión de líneas de superficie. Previo al bombeo de tratamientos de estimulación se realizó la prueba de presión de líneas de superficie a 3000 psi durante 10 minutos, con el propósito de verificar que la tubería fuera capaz de soportar la presión de bombeo de los fluidos. Dando un resultado como el evidenciado en la **Gráfica 35**.

Gráfica 35. Prueba de presión de líneas



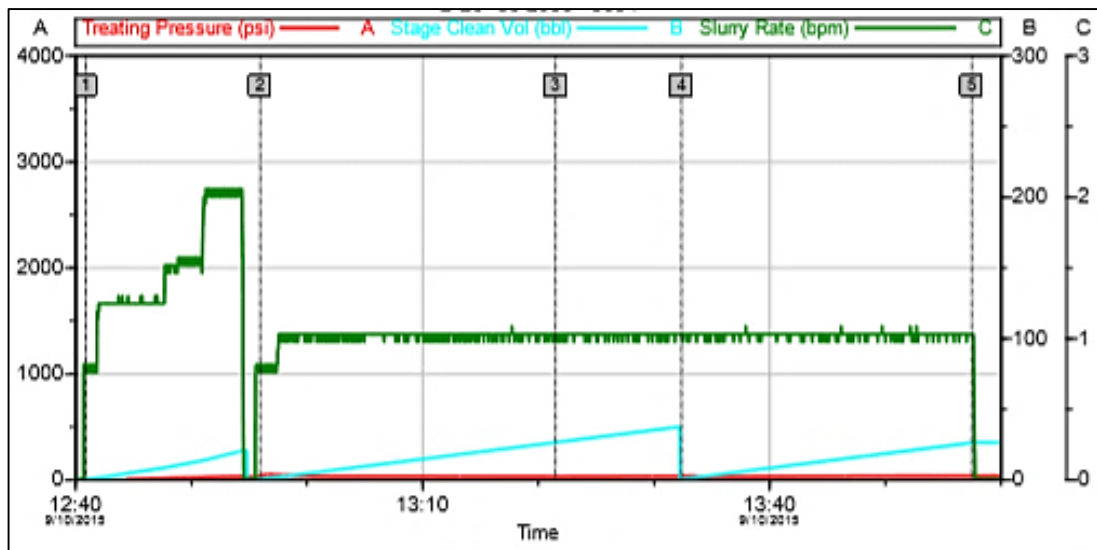
Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional estimulación ácida con Divergencia Química pozo Z. 2015

6.2.1.2 Estimulación ácida con divergencia química (Intervalo B20-B30). Se procedió a realizar una prueba de inyección en la formación, dando como resultado

una admisibilidad de 2.0 bpm con 26 psi evidenciado en la **Gráfica 36** (línea verde), esto se relaciona con la cantidad de barriles bombeados admisibles por minuto.

Posteriormente, se inició a bombear el tratamiento orgánico (Fluido 1), con el fin de remover en una sola etapa los depósitos orgánicos posibles. En esta parte, no se ve ningún cambio en la presión, sin embargo, en la sección 4 del gráfico, cuando inicia el desplazamiento del fluido, la variable de volumen de etapa limpio (Línea azul) tiene una caída abrupta, indicando una buena remoción de daño.

Gráfica 36. Prueba de Inyectividad. Estimulación Orgánica-Etapa 1

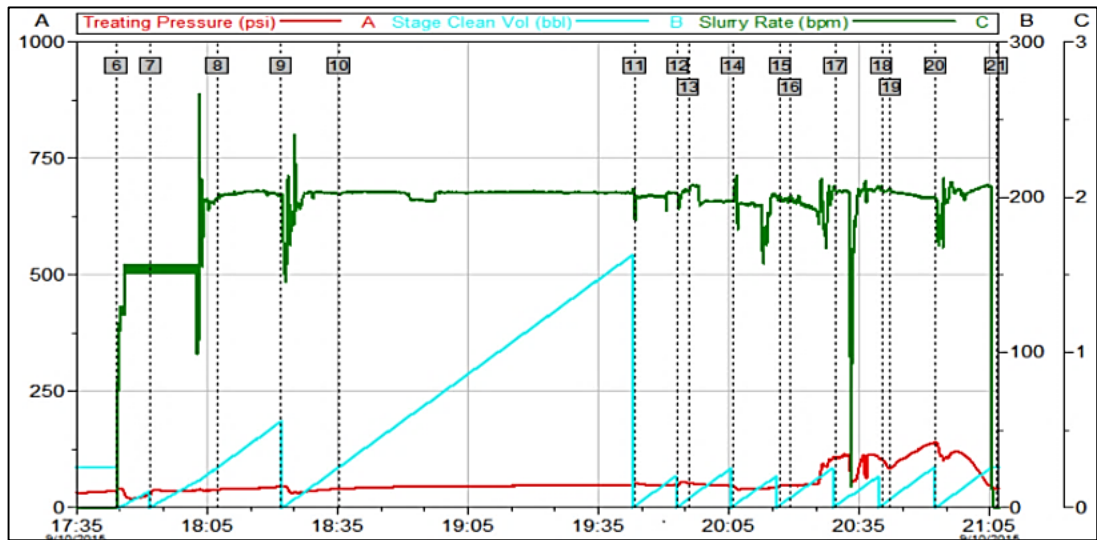


Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional estimulación ácida con Divergencia Química pozo Z. 2015

Luego de esperar las tres (3) horas de tiempo de remojo, se procedió a bombear la píldora inhibidora y a desplazar los fluidos 2 y 3. Al seguir el comportamiento de la línea azul, la cual indica el volumen limpio de etapa, se puede evidenciar que cada vez que se bombean los fluidos en punta de tubería y este llega a la formación esta característica tiene una caída brusca, indicando que el tratamiento fue teniendo éxito y que fue removiendo el daño presente.

Haciendo énfasis en la etapa 17 lo mencionado anteriormente no es la excepción, puesto que al bombear los fluidos 2 y 3 se evidencia una caída brusca en el volumen limpio de la etapa y un aumento en la variable de presión. Esto indica que el tratamiento tuvo éxito, al cumplir la función de remover parafinas y asfaltenos según lo evidenciado en la **Gráfica 37**.

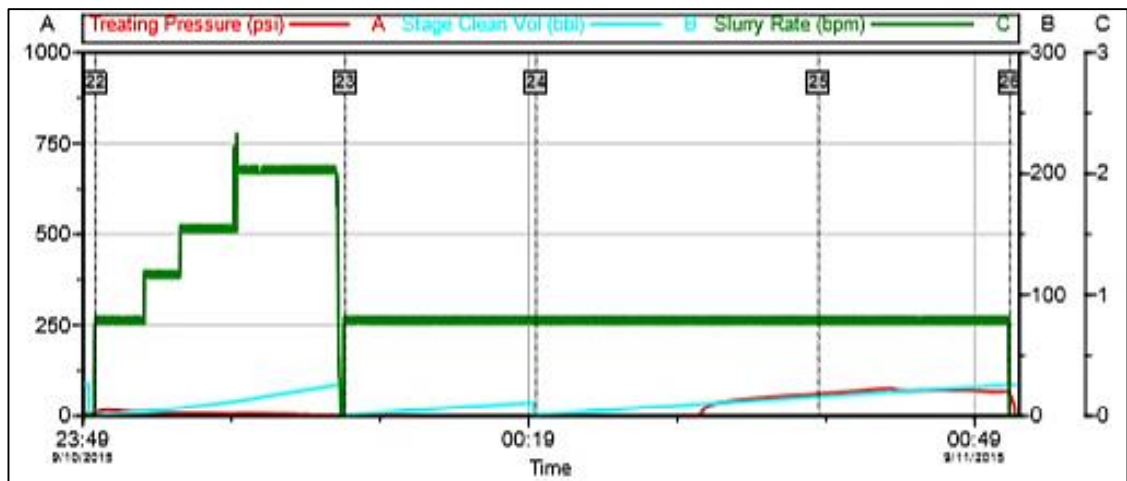
Gráfica 37. Bombeo Estimulación ácida con divergencia-Etapa 1



Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional estimulación ácida con Divergencia Química pozo Z. 2015

6.2.1.3 Estimulación ácida- intervalo B10. Se realizó prueba de inyección, dando como resultado una admisibilidad de 2 bpm con 13 psi como se evidencia en el **Gráfico 38**. Posteriormente se procedió a bombear 10 Bbl del fluido 3 y a desplazar con la capacidad de la tubería.

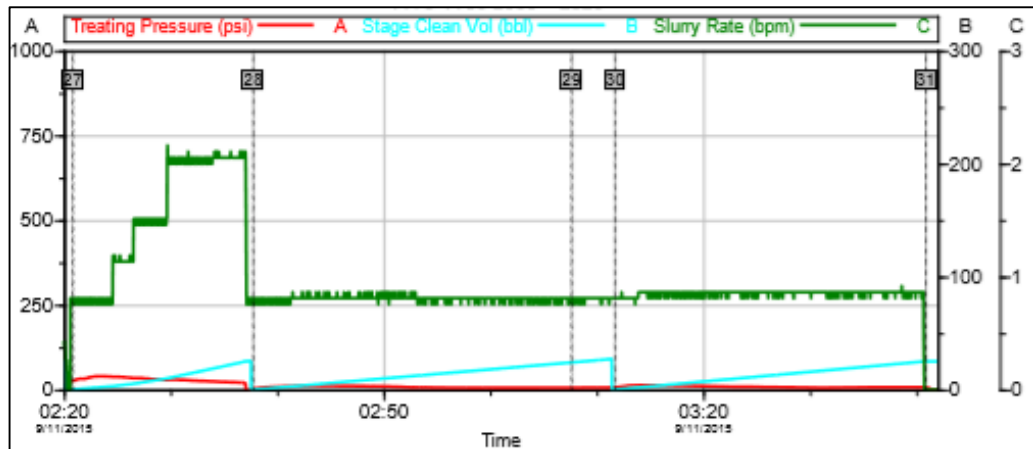
Gráfica 38. Prueba de inyectividad- Bombeo fluido 1-Etapa 2



Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional estimulación ácida con Divergencia Química pozo Z. 2015

6.2.1.4 Estimulación ácida con divergencia química- Intervalo A30-A60. Con válvula de cabeza abierta para bombear en directa (tubing), se realizó prueba de inyección dando como resultado una admisibilidad de 2.0 bpm con 39 psi. Posteriormente se procedió a bombear el fluido 1 y a desplazar con la capacidad de la tubería siguiendo los parámetros de la **Gráfica 39**.

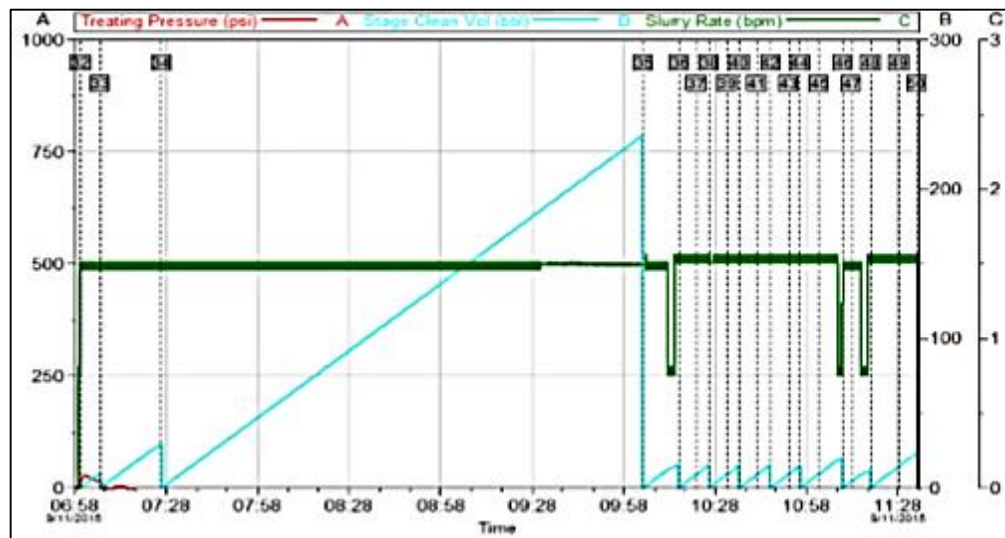
Gráfica 39. Prueba de inyectividad- Bombeo Fluido 1- Etapa 3



Fuente: ECOPETROL. Reporte post operacional estimulación ácida con Divergencia Química pozo Z. 2015

Después de 3 horas de tiempo de remojo se procedió a bombear la píldora inhibidora, la salmuera post-flujo y a realizar la estimulación divergente **Gráfica 40**.

Gráfica 40. Bombeo inhibición. Estimulación divergente- Etapa 3



Del procedimiento anterior, se puede concluir que pudo seguirse el modelo realizado de manera similar, obteniendo los resultados que se esperaban. Esto evidenciado en las gráficas, donde se demostraba que a medida que se iban inyectando fluidos, estos iban removiendo el daño de formación, destapando canales de flujo.

Por otro lado, se demuestra que al realizar la estimulación por etapas se obtienen mayores resultados, ya que el volumen bombeado en cada etapa es capaz de penetrar el mayor radio posible al estar en contacto con solo una o dos arenas máximo. Mientras que, si la estimulación matricial se realiza sin etapas, los fluidos bombeados solo penetraran las zonas con mayor permeabilidad removiendo el daño de forma muy superficial y dejando a un lado las arenas de baja permeabilidad, sin poder ni siquiera tocar el daño presente en ellas.

6.2.2 Comparación análisis nodal. Para lograr conocer la efectividad de los trabajos mencionados anteriormente, se realizó un gráfico de P_{wf} vs Caudal de líquido a la fecha óptima y a la fecha previa a la estimulación con el propósito de evidenciar como se encontraba produciendo el pozo a esas fechas y de esta forma evidenciar fácilmente los cambios producidos.

Es necesario resaltar que los gráficos presentados a continuación, se obtuvieron de los análisis nodales realizados en el capítulo 3, donde se extrajo únicamente la curva IPR, para conocer a ciencia cierta los valores de p_{wf} y de caudal total del pozo a esas fechas.

El software PROSPER, proporcionó el conjunto de los valores mencionados anteriormente (**Tabla 53**), con los cuales se realizó la gráfica.

Tabla 53. Datos curvas IPR.

Óptimo		
<i>Daño</i>		2.5
<i>BSW</i>		95
<i>Py</i>		1609.6
<i>Qo</i>	<i>Pwf</i>	<i>Ql</i>
31	229	616

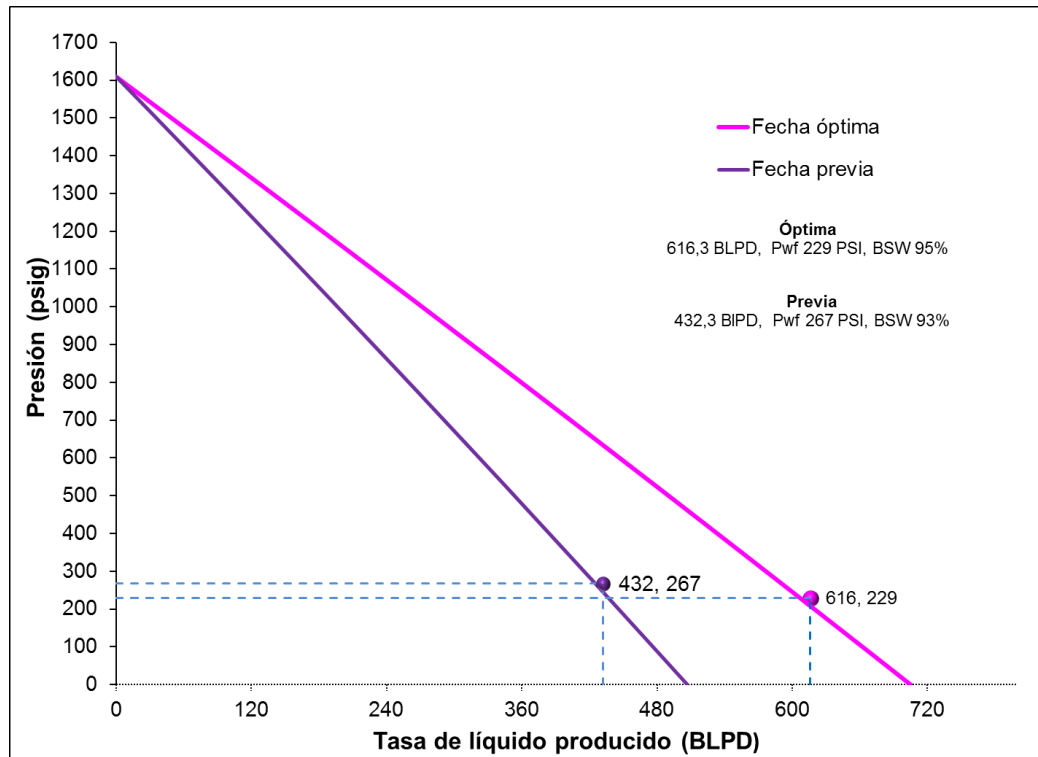
Pre- Estimulado		
<i>Daño</i>		6.27
<i>BSW</i>		93
<i>Py</i>		1609.7
<i>Qo</i>	<i>Pwf</i>	<i>Ql</i>
30	267	432

<i>Qo</i>	<i>Pwf</i>	<i>Ql</i>
0.00	1609.61	0.0
1.86	1527.21	37.1
3.71	1444.59	74.2
5.57	1361.71	111.3
7.42	1278.57	148.4
9.28	1195.18	185.5
11.13	1111.54	222.6
12.99	1027.64	259.7
14.84	943.49	296.8
16.70	859.08	334.0
18.56	774.42	371.1
20.41	689.50	408.2
22.27	604.33	445.3
24.12	518.90	482.4
25.98	433.22	519.5
27.83	347.28	556.6
29.69	261.09	593.7
31.54	174.65	630.8
33.40	87.95	667.9
35.25	1.00	705.0

<i>Qo</i>	<i>Pwf</i>	<i>Ql</i>
0.00	1609.66	0.0
1.87	1528.02	26.7
3.73	1446.07	53.3
5.60	1363.77	80.0
7.47	1281.14	106.7
9.33	1198.17	133.3
11.20	1114.86	160.0
13.07	1031.21	186.7
14.93	947.22	213.3
16.80	862.89	240.0
18.67	778.23	266.7
20.53	693.22	293.3
22.40	607.88	320.0
24.27	522.19	346.7
26.13	436.17	373.3
28.00	349.81	400.0
29.87	263.12	426.7
31.73	176.08	453.3
33.60	88.7	480.0
35.47	1	506.7

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Gráfica 41. Curva IPR, Fecha óptima y previa



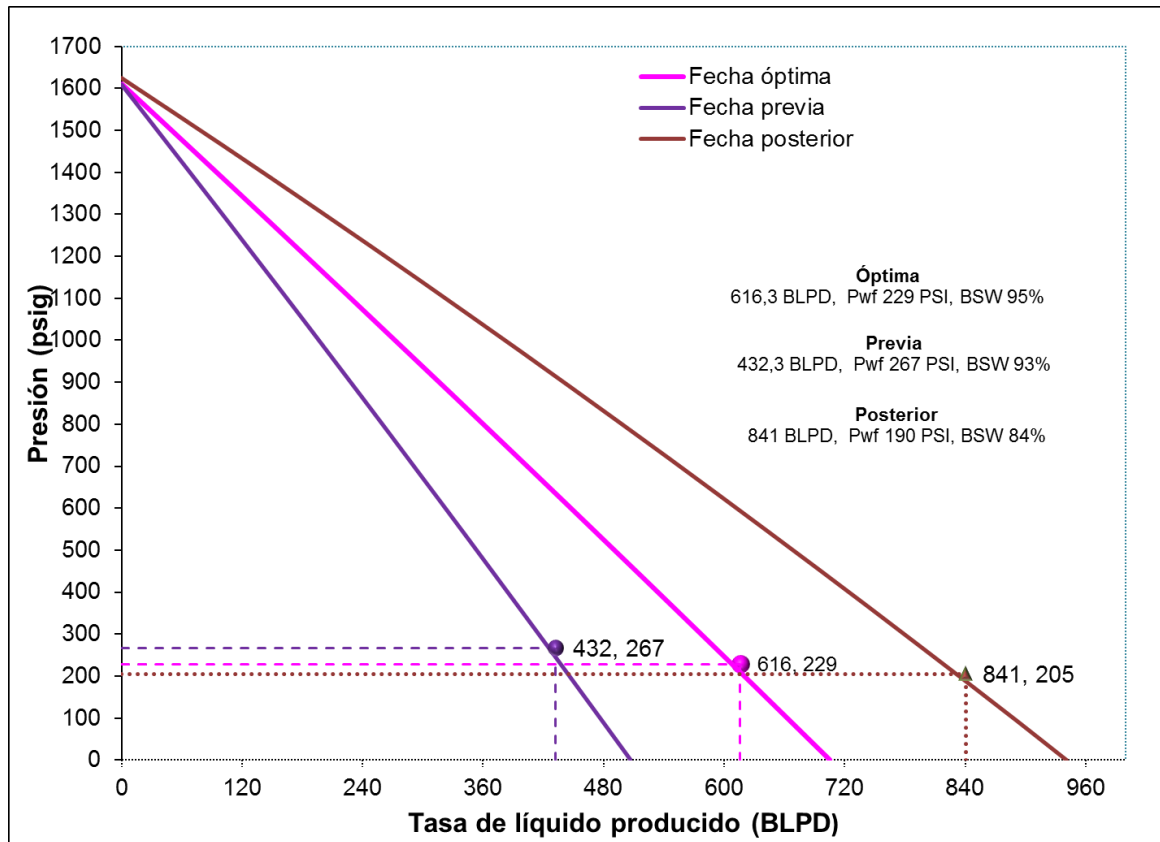
Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

En la **Gráfica 41**, se evidencia que a la fecha óptima del pozo se contaba con una producción de 616 BLPD de los cuales 31 bls eran de petróleo a una pwf de 229 psi y que, a la fecha previa, es decir un mes antes de la estimulación, se contaba con un caudal de 432 BLPD (30 BOPD) a una pwf de 267 psi. De lo anterior, se puede afirmar que hubo una disminución considerable en la producción, de casi 200 Barriles, esto debido al aumento del daño en ese momento, pasando de un valor promedio de daño de 2.6 (Fecha previa) a un valor de 6.2 (Fecha previa).

No obstante, es necesario tener en cuenta que a pesar de que a la fecha óptima se producía mayor cantidad de líquido, lo producido de petróleo no era superior a lo producido en la fecha previa. Esto indicando que el aumento de producción solo respondía al agua

Por lo tanto, la mejor decisión fue implementar la estimulación matricial y el cañoneo con el fin de incrementar en mayor proporción el caudal de petróleo, obteniendo los siguientes resultados.

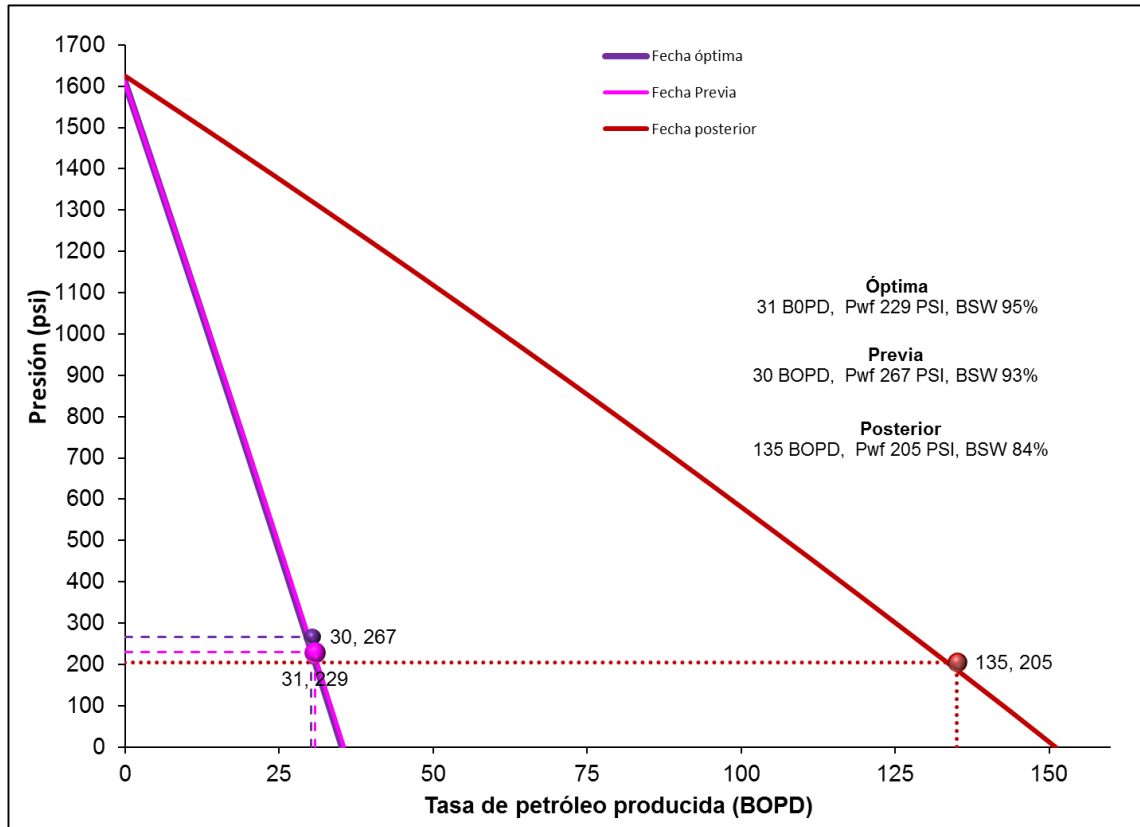
Gráfica 42. Curva IPR BLPD. Fecha óptima, previa y posterior



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Lo que se puede deducir de la **Gráfica 42**, es que luego de implementar la estimulación y el cañoneo, hubo un aumento considerable de volumen de líquido en el pozo, produciendo a la fecha posterior un poco más del doble de barriles de los producidos a la fecha previa de los trabajos, es decir, que, mirándolo por el lado del aumento de barriles de líquido, se puede decir que la estimulación fue exitosa. Sin embargo, el objetivo de cualquier pozo petrolero, es aumentar la producción de petróleo, mas no de agua. Por lo tanto, se realizó el mismo análisis previo, pero evaluando solo el caudal de petróleo.

Gráfica 43. Curva IPR BOPD. Fecha óptima, previa y posterior



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

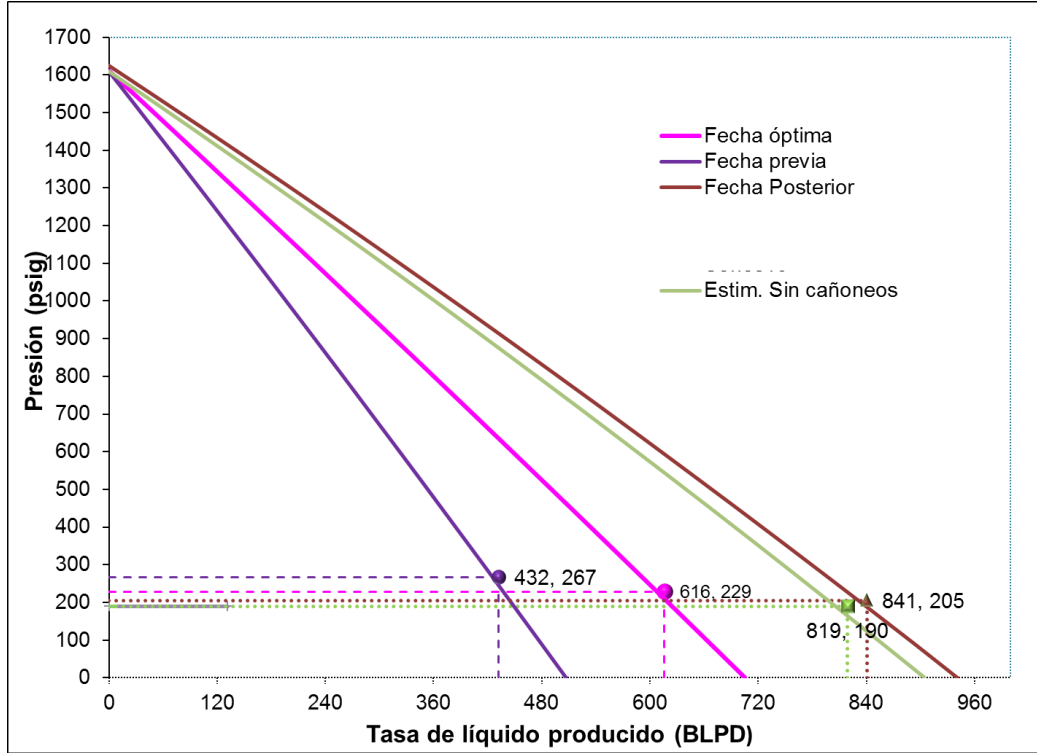
Como se puede observar en la **Gráfica 43**, la producción de petróleo a la fecha óptima y a la fecha previa es casi la misma, produciendo alrededor de 30 barriles por día. Según el gráfico anterior, se puede deducir que la estimulación matricial y el cañoneo realizados en el pozo C, fueron exitosos puesto que, incrementaron 4 veces el volumen de petróleo, reduciendo significativamente el daño con respecto a la fecha previa.

Sin embargo, para identificar que actividad (Est. Matricial o cañoneo) fue la que ocasionó más impacto al incremento de barriles de petróleo en esa fecha, fue necesario realizar un análisis nodal suprimiendo las capas del cañoneo y el volumen producido por ellas, con el fin de obtener la curva IPR de este caso, y de esta forma poder discretizar cuál de las operaciones tuvo mayor éxito.

En la **Gráfica 44**, se evidencia claramente la producción obtenida con la estimulación y el cañoneo y también la curva IPR donde no se tuvo en cuenta la operación de cañoneo. Dando una diferencia mínima de 22 BLPD, y pudiendo

asegurar que, aunque el cañoneo aumentó la producción, el mayor porcentaje de este incremento, se debió a la estimulación matricial realizada.

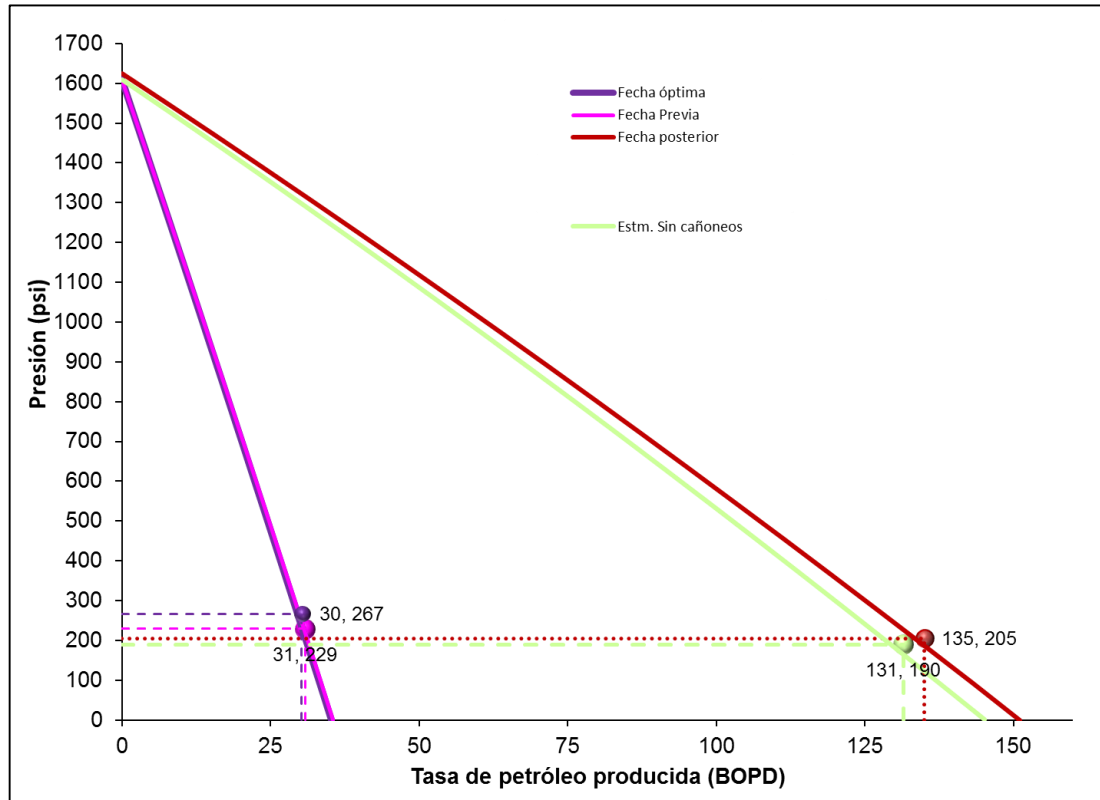
Gráfica 44. Curva IPR BLPD. Fecha óptima, previa, posterior y cañoneo



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

En la **Gráfica 45**, se puede afirmar lo dicho anteriormente, puesto que el aumento de producción de petróleo gracias a la operación de cañoneo, fue de tan solo 3 BOPD, un volumen que no retribuye ni en una pequeña parte, el costo total de la operación.

Gráfica 45. Curva IPR BOPD. Fecha óptima, previa, posterior y cañoneo



Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Por lo obtenido anteriormente, se puede afirmar que el tratamiento de estimulación matricial realizado en el pozo C, fue 100% eficiente al superar 4 veces el volumen producido anteriormente, teniendo en cuenta el caudal de líquido y por consiguiente el del petróleo.

Por otro lado, en el modelo realizado en el capítulo 4, se simuló obtener un caudal de 900BLPD (60BOPD) luego de implementar la estimulación matricial, reduciendo el daño a 0. Al igual que se obtuvo una simulación donde al cañonear, estimular matricialmente y reducir el daño del pozo a 0 se iba a obtener un caudal de 1074BLPD (75BOPD). (**Tabla 54**)

Tabla 54. Caudales simulados y reales.

<i>Operación</i>	<i>Estimulación sin cañoneos</i>		<i>Estimulación con cañoneos</i>	
	<i>Simulado</i>	<i>Real</i>	<i>Simulado</i>	<i>Real</i>
BLPD	900	819	1074	841
BOPD	60	131	75	135

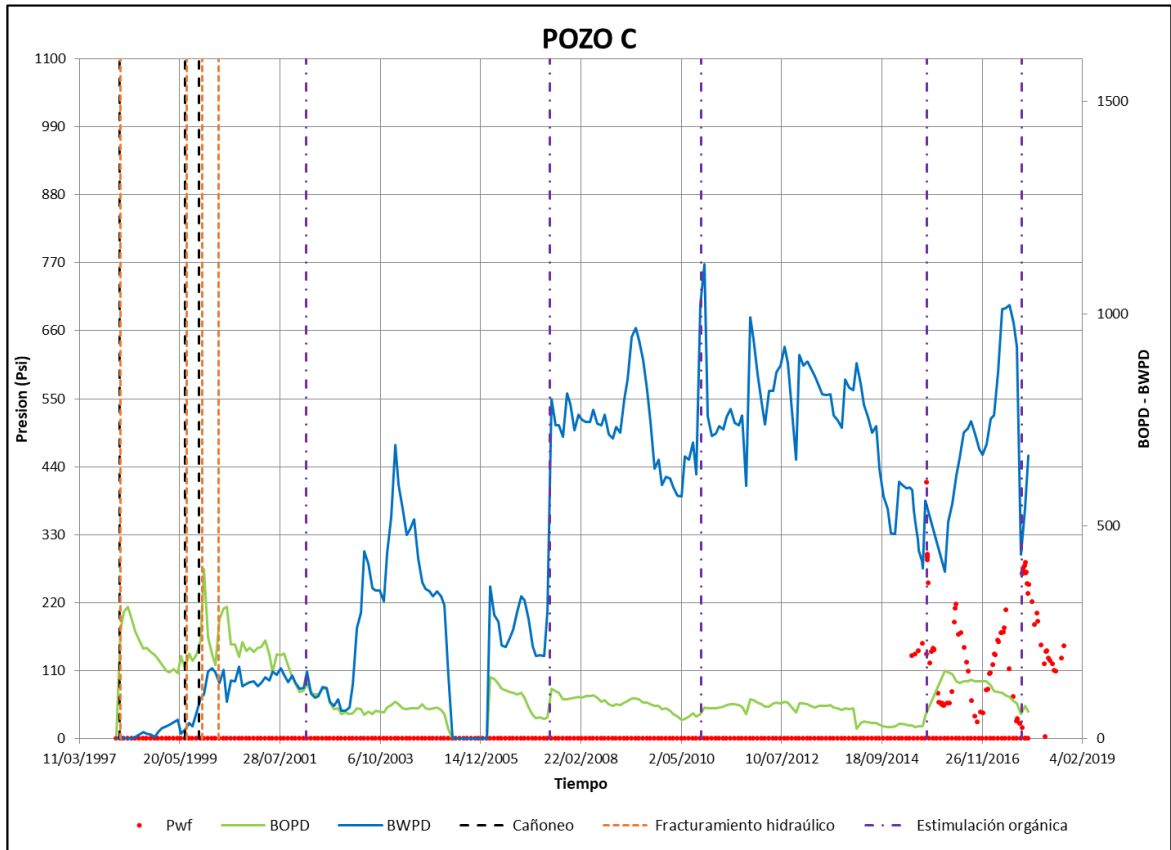
Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Como se evidencia en la **Tabla 54**, al hacer la comparación de los valores simulados con los valores realmente obtenidos luego de ejecutar los trabajos, se llega a la conclusión que, si bien no se alcanzó a llegar al caudal de líquido en ninguno de los dos casos, el caudal de petróleo obtenido posteriormente, si sobrepaso en un gran porcentaje lo que se esperaba del modelo simulado y al fin de cuentas la variable importante en este caso es el petróleo. Es decir, que nuevamente se comprueba que la estimulación matricial fue efectiva aumentando la productividad del pozo y superando las expectativas en un 100%.

En la **Gráfica 46**, se observa todo lo mencionado anteriormente, donde en el instante posterior a la implementación de la estimulación del 2015, se evidencia un aumento considerable en la producción de aceite, alcanzando un punto tope de caudal que no se alcanzaba desde la estimulación realizada en el año 2000. Esto reafirma que el modelo ejecutado y la operación como tal se hicieron de manera eficiente.

Adicionalmente, es notorio que la p_{wf} en el momento que se realiza una estimulación, tiende a aumentar esto es un aspecto bueno, puesto que esto genera un drawdown más alto y por ende una productividad más alta.

Gráfica 46. Historial de producción



Fuente: ECOPETROL. Historia de producción pozo C. 2015

Otra variable a analizar es el factor de daño, una variable cualitativa que se ve reflejada en el aumento o en la disminución del caudal de líquido. Estos valores se obtuvieron de los análisis nodales realizados anteriormente y son evaluados con el propósito de identificar en qué proporción la estimulación matricial fue capaz de remover el daño.

Tabla 55. Daños a cada fecha

Estado del pozo	Daños
<i>Óptimo</i>	25
<i>Previo</i>	6.27
<i>Posterior más cañoneos</i>	1.9
<i>Posterior sin cañoneos</i>	0.3

Fuente: PETROLEUM EXPERTS LIMITED. Prosper 11.5. [software licenciado por Ecopetrol] Análisis Nodal Pozo Z. 2018. Extraído por los autores

Como se observa en la **Tabla 55**, el daño obtenido luego de ejecutar los trabajos de estimulación matricial y de cañoneo fue de 1.9 reduciendo 5 veces el daño que se tenía previamente a estos trabajos, esto indica una remoción casi total de los depósitos orgánicos e inorgánicos y, por consiguiente, un resultado satisfactorio de la estimulación.

Sin embargo, se esperaba obtener un factor de daño de 0 que significara una remoción total del daño, esto no fue posible debido a los trabajos de cañoneo realizados, posiblemente porque al momento de hacerlos no se realizó una limpieza adecuada que eliminará todo el material particulado proveniente de esta actividad, esto ocasionó un incremento de daño por taponamiento, el cual no se tenía previsto en el modelo, y por lo que no pudo ser removido con la estimulación. Lo anterior se comprueba con el valor de daño obtenido al simular la estimulación sin tener en cuenta el cañoneo, dando un factor muy cercano a 0 (0.3)

Se concluye que el pozo C, responde de manera satisfactoria a la estimulación matricial, removiendo el daño y, por ende, aumentando la productividad del mismo. Esto es gracias a varios factores, iniciando por los fluidos inyectados y aún más a la cantidad de volumen bombeado, un factor a resaltar es haber realizado el procedimiento de bombeo por etapas, puesto que permitió mayor penetración de fluidos en la cara de la formación. De igual forma, los cálculos de presión ayudaron a que la formación pudiese llegar a ser penetrada por los fluidos sin sobrepasar la presión de fractura y ocasionar una ruptura indeseada.

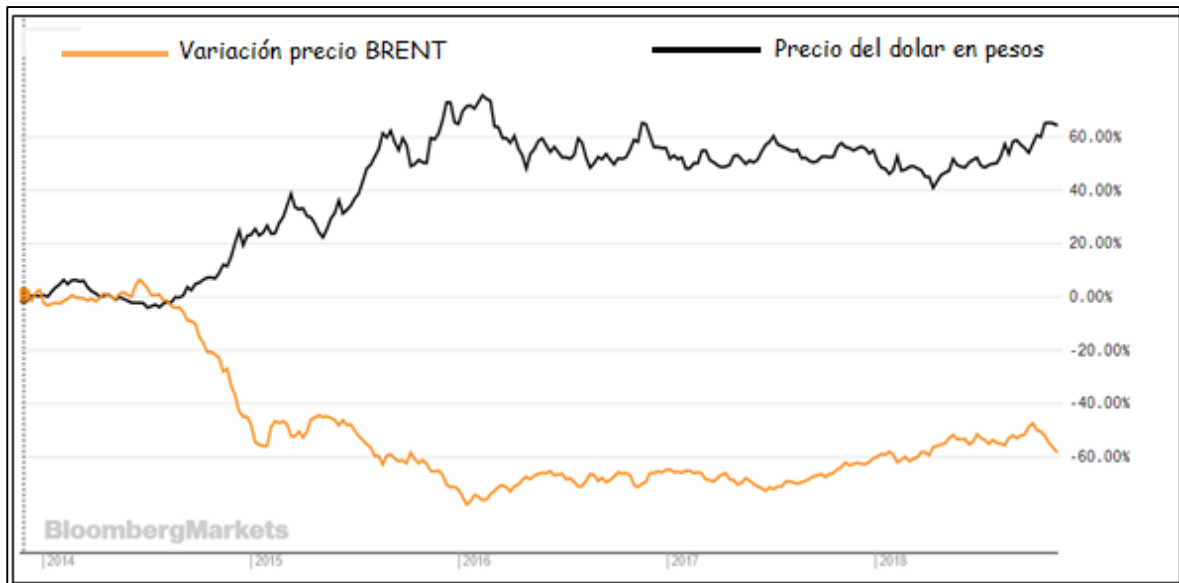
Adicionalmente, se tiene un buen conocimiento del tipo de daño presente en el pozo, y se tiene identificado como debe ser tratado o removido, sin ocasionar daños peores en el pozo.

Otra estimulación no se recomienda en este momento, debido a que el pozo responde de buena manera a las estimulaciones matriciales y tal vez implementar una diferente podría no dar los mismos resultados y si ocasionar daños al pozo.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

A partir del desplome de precios del petróleo en el 2015, el valor del peso colombiano respecto al precio del dólar disminuyó de forma considerable (**Gráfica 47**), perdiendo casi el 50% de su valor, esto hizo que las empresas petroleras tuvieran mucho menos capital para invertir en la realización de trabajos de exploración, mantenimiento y adecuación en campos petroleros, al mantener un flujo de caja sin generación de utilidades. En el periodo que el precio del barril de petróleo empezó a aumentar, las compañías operadoras de campos petroleros en Colombia tuvieron la oportunidad de realizar inversiones para aumentar la producción de crudo en sus campos.

Gráfica 47. Variación del precio del Peso y Brent respecto al dólar.



Fuente: BLOOMBERG L.P. Indicadores financieros. 2018. Disponible en línea: <https://www.bloomberg.com/>

Estas inversiones no solo están en perforar nuevos pozos petroleros, sino, también está en realizar trabajos a pozos ya perforados que por diferentes motivos (daño de formación-daño en equipos-cambio de sistemas de levantamiento) han disminuido su producción, pero que aún cuentan con suficiente potencial para producir y es técnica y económicamente rentable realizar una inversión en ellos.

Los yacimientos con un daño de formación asociado a asfáltenos y parafinas, tienden a producir hasta un 80% menos de su capacidad real, esto hace que sea necesario readecuar la zona cercana al pozo, para retirar el daño en la formación, haciendo que la producción del pozo retome su caudal original o aumente de forma

significativa. Estos trabajos pueden ser realizados inyectando químicos a la formación (estimulación matricial) o mediante fracturamiento hidráulico.

El análisis financiero se realizará a partir de la inversión inicial realizada para ejecutar los trabajos de estimulación, también se tomarán en cuenta los ingresos de venta de cada barril de crudo extraído, los precios de referencia mes a mes y los costos serán la suma del costo de extracción de cada barril y el costo de tratamiento del agua extraída.

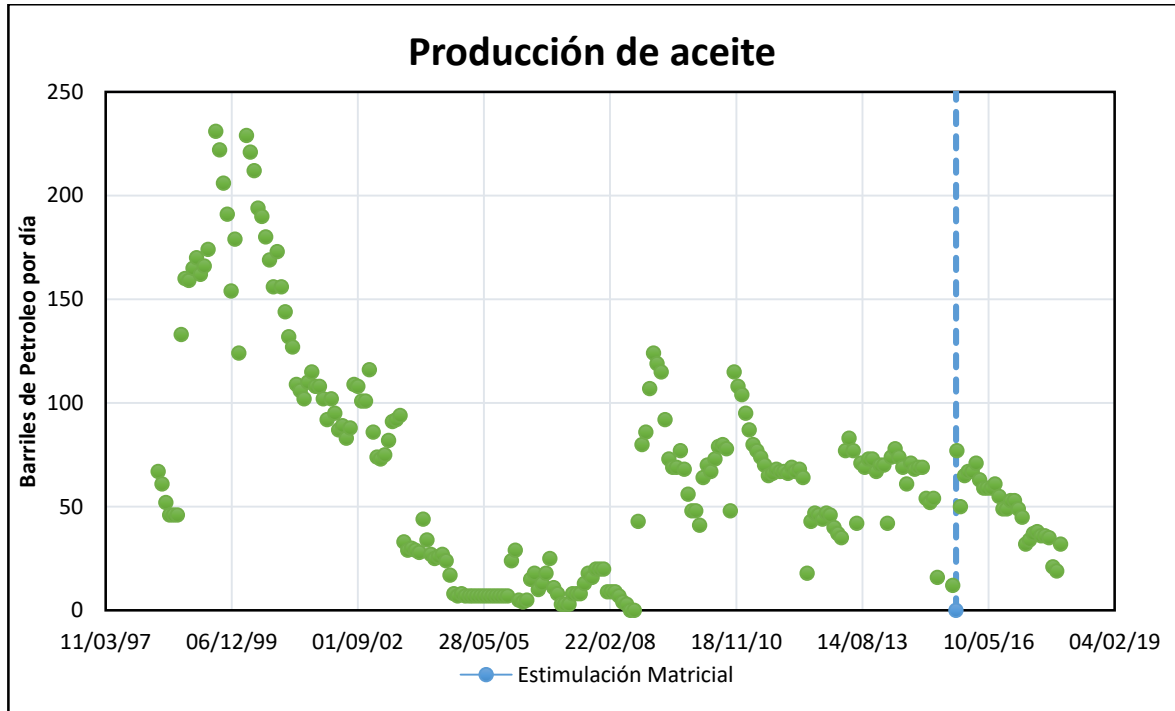
7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

Al realizar una estimulación matricial (Pozo C) se deben estudiar todos los factores que afectan al pozo, como el tipo de ácido a utilizar, la penetración del ácido en la formación, y factores externos que puedan afectar la formación por el uso de estos componentes. Adicionalmente, se debe tener en cuenta la disponibilidad de los materiales con los que se va a realizar la estimulación y las pérdidas de producción por cierre del pozo a causa de la implementación de los tratamientos. Estos factores son necesarios a tener en cuenta en el momento de iniciar una inversión.

La inversión para el tratamiento en este pozo fue de 174.155 dólares (proporcionado por ECOPEPETROL), los cuales se invirtieron en la compra de químicos usados para la remoción del daño, en los equipos usados para la implementación del tratamiento y, por último, para las pérdidas de producción causadas por el cierre del pozo.

Este tratamiento se implementó en el mes de Julio del 2015, y como se puede observar en la **Gráfica 48**, en el periodo posterior a la implementación del tratamiento, se ve un aumento instantáneo en la producción de crudo.

Gráfica 48. Producción de aceite post-estimulación Pozo C

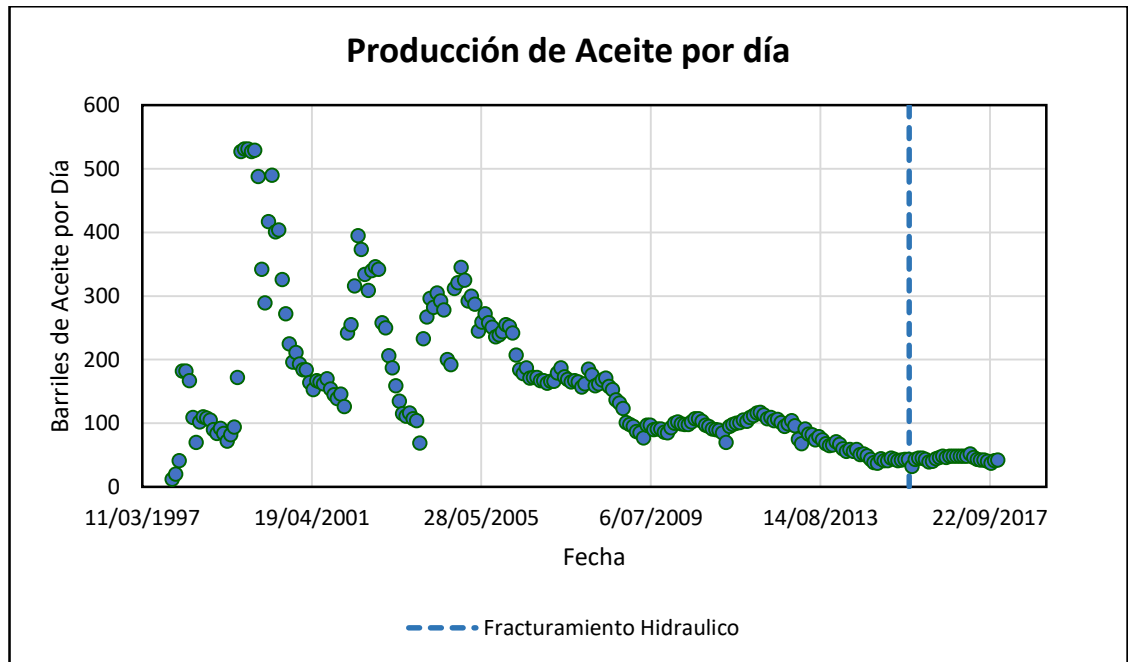


Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

Una estimulación por fracturamiento hidráulico requiere una gran cantidad de trabajo iniciando por el diseño de la fractura, hasta la aplicación de la misma. Para realizar la fractura se debe usar un material propante adecuado para el tipo de formación que sea capaz de mantener la fractura abierta por un largo periodo de tiempo.

El trabajo de fracturamiento en el Pozo Z se realizó en el mes de octubre de 2015 y como se puede evidenciar en la **Gráfica 49** en ese periodo posterior a la estimulación la producción aumentó considerablemente después de la realización de la fractura. Sin embargo, después de un año la producción volvió a disminuir, hasta llegar a una cantidad similar a la que se tenía previa al fracturamiento del pozo.

Gráfica 49. Producción de aceite post-estimulación Pozo Z



Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

La inversión en el Pozo Z fue de 317518 dólares, usados para la compra del material propante, equipos para la apertura de la fractura, y pérdidas de producción ocasionadas por el cierre del pozo.

7.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para realizar el respectivo análisis se cuentan con datos de pruebas de producción realizadas mes a mes, antes y después de la ejecución de los trabajos realizados en cada uno de los pozos, por lo anterior, el análisis se basará en la cantidad de barriles de aceite que se produjeron en cada pozo después de la estimulación, usando valores promedio de venta mensuales de petróleo brindados por Ecopetrol.

En la **Gráfica 48**, se hace referencia al incremental de producción después de la estimulación matricial realizada en el pozo C en el mes de octubre del 2015, la cantidad de barriles producidos por día regreso a los valores que se producían antes de que la formación tuviera daño de formación, aunque la tendencia de la producción a disminuir continuó en los siguientes meses, hasta obtener una cantidad de barriles producidos muy baja.

El trabajo de fracturamiento en el Pozo Z se realizó en agosto del 2015 (**Gráfica 49**), en este punto se puede observar como la producción aumentó

considerablemente después de la realización de la fractura, sin embargo, después de un año la producción volvió a decrecer, hasta llegar a un volumen similar al que se tenía previa al fracturamiento de la formación.

Las **Tablas 56 y 57** muestran la información de la producción de aceite después de las intervenciones realizadas a los pozos C y Z, además muestran los valores de promedio de venta que el productor recibe por cada barril de petróleo, en este valor está excluido el IVA que se tiene que pagar por la venta de cada barril. Adicionalmente, se encuentran los ingresos mensuales por concepto de ventas.

Tabla 56. Ingresos por venta de aceite producido Pozo C

<i>Fecha</i>	<i>Producción De Aceite Mensual(Barril/Mes)</i>	<i>Precio De Venta Promedio Por Mes(Según Ecopetrol) Usd/Bl</i>	<i>Ingreso Por Venta (Usd)</i>
nov-15	1950	28,7400	56043
dic-15	2010	27,5000	55275
ene-16	2010	26,0000	52260
feb-16	2130	26,0000	55380
mar-16	1890	26,0300	49196,7
abr-16	1770	32,7700	58002,9
may-16	1770	35,3300	62534,1
jun-16	1770	32,4900	57507,3
jul-16	1830	28,4900	52136,7
ago-16	1650	34,9400	57651
sep-16	1470	33,7100	49553,7
oct-16	1470	35,0000	51450
nov-16	1590	32,2600	51293,4
dic-16	1590	41,2400	65571,6
ene-17	1470	40,9700	60225,9
feb-17	1350	41,8800	56538
mar-17	960	38,3100	36777,6
abr-17	1020	39,1400	39922,8
may-17	1110	39,4700	43811,7
jun-17	1140	34,6300	39478,2
jul-17	1080	41,0500	44334
ago-17	1080	42,4900	45889,2
sep-17	1050	44,2800	46494
oct-17	630	48,2700	30410,1
nov-17	570	54,4900	31059,3
dic-17	960	54,5600	52377,6

Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

Tabla 57. Ingresos por venta de aceite producido Pozo Z

<i>Fecha</i>	<i>Producción de aceite mensual(barril/mes)</i>	<i>Precio de venta promedio por mes (según ecopetrol) usd/bl</i>	<i>Ingreso por venta (usd)</i>
<i>ene-16</i>	1350	26,0000	35100
<i>feb-16</i>	1350	26,0000	35100
<i>mar-16</i>	1290	26,0300	33578.7
<i>abr-16</i>	1170	32,7700	38340.9
<i>may-16</i>	1200	35,3300	42396
<i>jun-16</i>	1320	32,4900	42886.8
<i>jul-16</i>	1380	28,4900	39316.2
<i>ago-16</i>	1440	34,9400	50313.6
<i>sep-16</i>	1380	33,7100	46519.8
<i>oct-16</i>	1440	35,0000	50400
<i>nov-16</i>	1440	32,2600	46454.4
<i>dic-16</i>	1440	41,2400	59385.6
<i>ene-17</i>	1440	40,9700	58996.8
<i>feb-17</i>	1440	41,8800	60307.2
<i>mar-17</i>	1440	38,3100	55166.4
<i>abr-17</i>	1560	39,1400	61058.4
<i>may-17</i>	1380	39,4700	54468.6
<i>jun-17</i>	1290	34,6300	44672.7
<i>jul-17</i>	1260	41,0500	51723
<i>ago-17</i>	1260	42,4900	53537.4
<i>sep-17</i>	1200	44,2800	53136
<i>oct-17</i>	1110	48,2700	53579.7
<i>nov-17</i>	1230	54,4900	67022.7
<i>dic-17</i>	1260	54,5600	68745.6

Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

7.3 ANÁLISIS DE COSTOS

Para la extracción del crudo se requiere tener facilidades de producción, sistemas de levantamiento artificial, operarios y equipos que traten el agua producida junto con el aceite, todos estos son costos que se deben tener en cuenta a la hora de realizar el análisis financiero.

Cada empresa tiene valores base para la producción de un barril de crudo y valores del tratamiento del agua como se muestra en la **Tabla 58**.

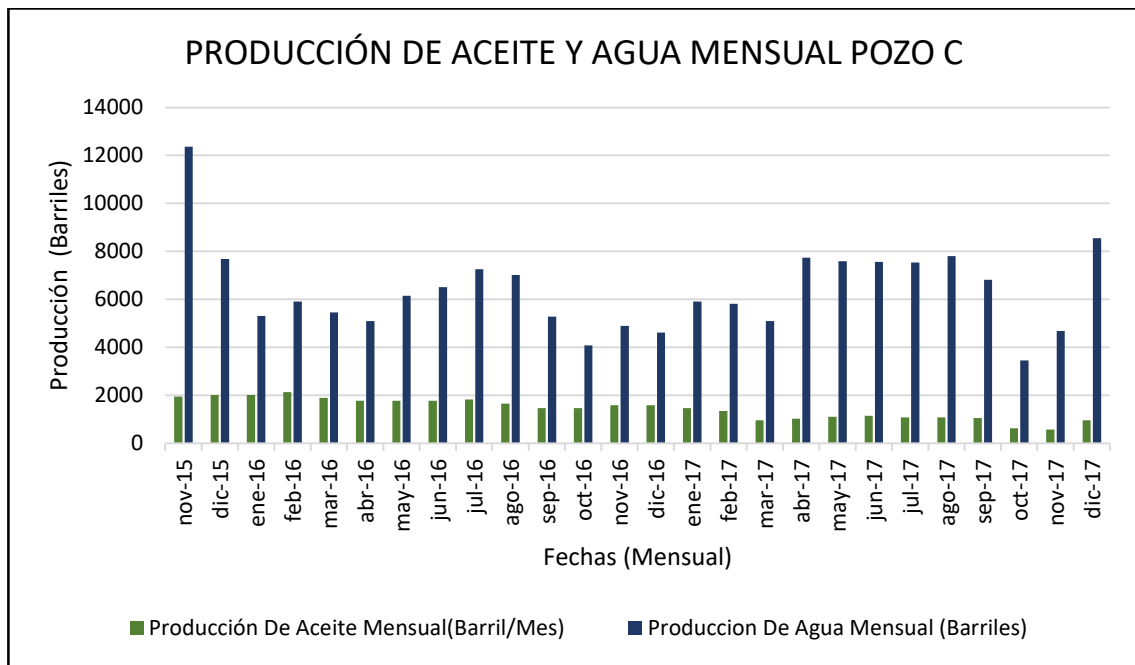
Tabla 58. Costos de producción y tratamiento

<i>Costo extracción de un barril</i>	20 USD/BL
<i>Costo de tratamiento del agua producida</i>	3 USD/BL

Fuente: ECOPETROL. Costos de producción pozo Z. 2018

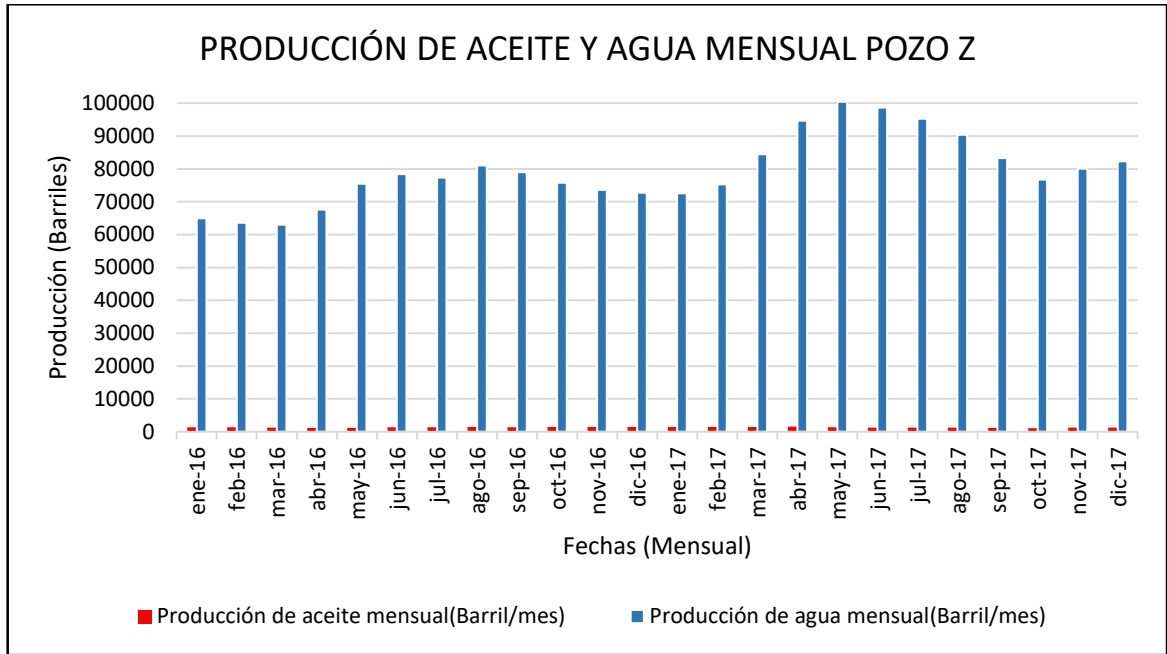
Cada uno de estos costos se multiplicará por la producción mensual de petróleo y agua que están referenciadas en las **Gráficas 50-51**, estos valores son la producción promedio de cada mes, multiplicada por la cantidad de días del mes.

Gráfica 50. Producción mensual de agua y aceite Pozo C.



Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

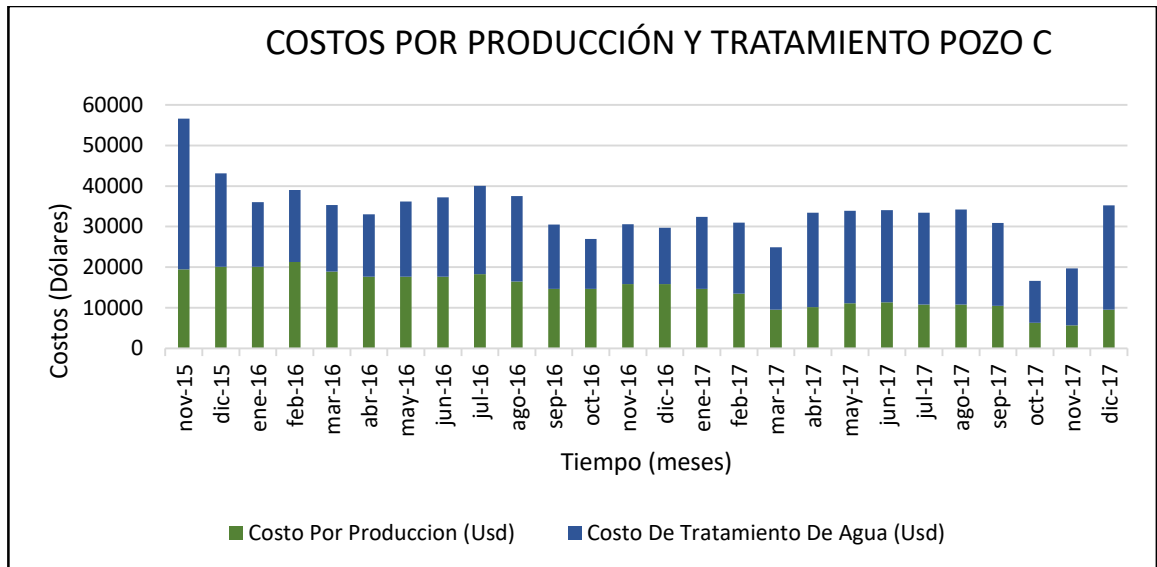
Gráfica 51. Producción mensual de agua y aceite pozo Z



Fuente: ECOPETROL. Datos de producción pozo Z. 2018

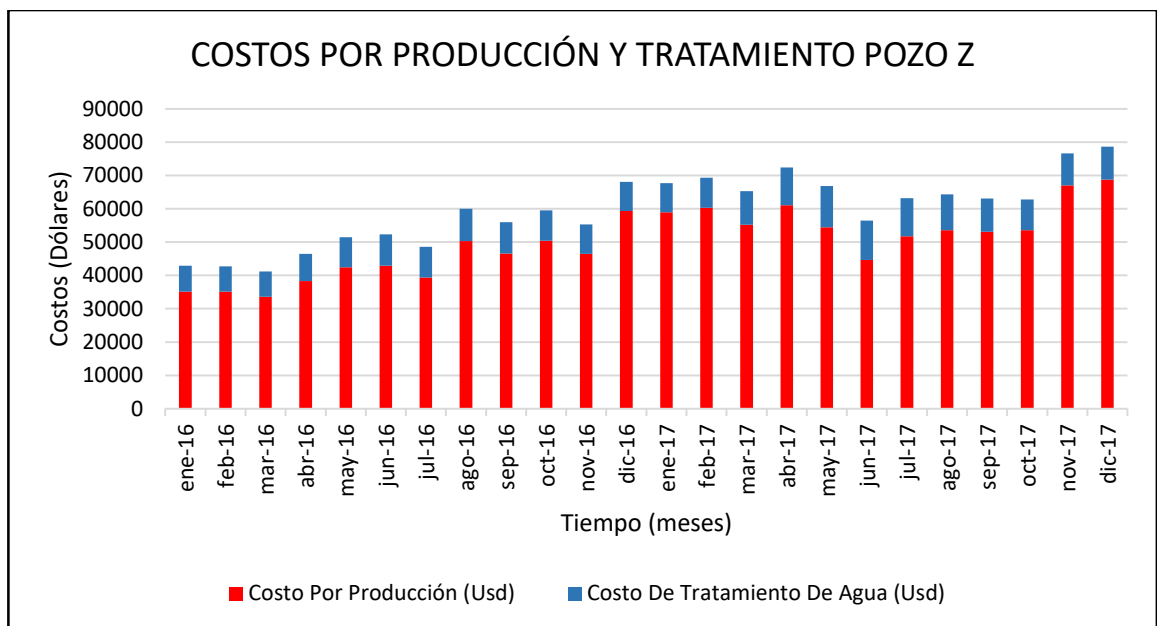
Posteriormente se tomarán los costos por extracción de barril de aceite, y los costos de tratamiento de agua, en el caso del pozo Z el costo de tratamiento de agua disminuye, ya que esta agua proviene de un pozo inyector y volverá al reinyectarse, los costos que se usarán en los flujos de caja asociados para cada pozo, como se muestra en las **Gráficos 52 y 53**.

Gráfica 52. Suma de costos Pozo C (Dólares)



Fuente: ECOPELROL. Datos de producción pozo Z. 2018

Gráfica 53. Suma de costos Pozo Z (Dólares)



Fuente: ECOPELROL. Datos de producción pozo Z. 2018

7.4 FLUJO DE CAJA

Un flujo de caja es necesario para organizar los valores de costos, ingresos e inversiones, con el fin de medir la rentabilidad del proyecto realizado. El flujo de caja ayuda a realizar de forma simple un análisis con indicadores financieros, como lo es la relación beneficio-costos. Las **Tablas 59 y 60** muestran los análisis financieros para cada uno de los pozos.

Tabla 59. Flujo de caja pozo C

Periodo (mes)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos (USD)		56043	55275	52260	55380	49197	58003	62534	57507
Costos (-) (USD)		56580	43140	36030	39030	35280	33000	36150	37230
Inversión (USD)	-174154.95								
Flujo caja neto (USD)	-174154.95	-537	12135	16230	16350	13917	25002	26384	20277

Periodo(mes)	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingreso (USD)	52137	57651	49554	51450	51293	65572	60225.9	56538	36777
Costo (-) (USD)	40080	37560	30540	26940	30570	29760	32430	30960	24900
Inversión (USD)									
Flujo caja neto (USD)	12056	20091	19014	24510	20723	35812	27795.9	25578	11877

Periodo (mes)	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Ingreso (USD)	39922	43812	39478	44334	45889	46494	30410	31059	52377
Costo (-) (USD)	33420	33870	34080	33390	34200	30930	16650	19740	35250
Inversión (USD)									
Flujo caja neto (USD)	6502	9941	5398	10944	11689	15564	13760	11319	17127

Fuente: Elaboración propia

Tabla 60. Flujo de Caja pozo Z

Periodo (mes)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos (USD)		35100	35100	33578.7	38340.9	42396	42886.8	39316.2	50313.6
Costo (-) (USD)		34797.6	34632	33363.6	31507.2	33054	35810.4	36873.6	38527.2
Inversión (USD)	-317518.15								
Flujo de caja neto (USD)	-317518.15	302.4	468	215.1	6833.7	9342	7076.4	2442.6	11786.4

Periodo (mes)	9	10	11	12	13	14	15	16
Ingresos (USD)	46519.8	50400	46454.4	59385.6	58997	60307.2	55166.4	61058.4
Costo (-) (USD)	37082.4	37897	37630.8	37533.6	37508	37836	38926.8	42554.4
Inversión (USD)								
Flujo de caja neto (USD)	9437.4	12503	8823.6	21852	21488	22471.2	16239.6	18504

Periodo (mes)	17	18	19	20	21	22	23	24
Ingresos (USD)	54468.6	44673	51723	53537.4	53136	53579.7	67022.7	68745.6
Costo (-) (USD)	39922.8	37633	36633.6	36043.2	33994	31408.8	34201.2	35078.4
Inversión (USD)								
Flujo de caja neto (USD)	14545.8	7040	15089.4	17494.2	19142	22170.9	32821.5	33667.2

Fuente: Elaboración propia

7.5 RELACIÓN BENEFICIO – COSTO

A partir del flujo de caja, se realizará un análisis financiero a partir del indicador de relación beneficio-costo, este indicador toma los ingresos y egresos presentes en el flujo de caja neto (**Ecuación 19**), se llevan a valor presente neto y se dividen, todos estos valores deben estar en valor absoluto. Si la relación beneficio-costo toma valores por encima de 1, indica que los beneficios superan los costos y que el proyecto es viable, si el indicador toma un valor igual a 1, muestra que los beneficios fueron iguales a los costos o si por el contrario toma un valor inferior a 1 se infiere que el proyecto no dio los resultados esperados y hubo pérdidas en la realización del mismo.

Ecuación 19. Relación beneficio-costo

$$\text{Relación } \frac{B}{C} = \frac{\text{Valor presente neto (ingresos)}}{\text{Valor presente neto (ingresos + costos)}}$$

Fuente: CARBONEL, Juan. Formulación y evaluación de proyectos de inversión, Editorial Macro. 2015.

A continuación, está la relación beneficio-costo para cada uno de los pozos (**Ecuación 20** y **Ecuación 21**)

Ecuación 20. Relación beneficio-costo pozo c

$$\text{Relación } \frac{B}{C} = \frac{570338,36}{567428,69} = 1,0051$$

Fuente: CARBONEL, Juan. Formulación y evaluación de proyectos de inversión, Editorial Macro. 2015.

Para el pozo C se usó una tasa del 8%, cercana a la TIR que se obtiene del flujo de caja neto que es del 8.18%.

En el pozo Z la tasa propuesta fue del 10% efectivo mensual y 0.8 nominal mensual, ya que la tasa interna de retorno para este proyecto es de 9%, a partir de estos datos se puede conocer la relación beneficio costo y realizar un análisis de los datos.

Ecuación 21. Relación beneficio-costo pozo z

$$\text{Relación } \frac{B}{C} = \frac{1080376,54}{1106148,9} = 0,9767$$

Fuente: CARBONEL, Juan. Formulación y evaluación de proyectos de inversión, Editorial Macro. 2015.

Los valores de beneficios generados con las estimulaciones realizadas, no generaron valores altos de ganancias, puesto que se tenía una producción baja de petróleo y un costo de venta muy bajo. Además, que los costos de tratamiento de agua fueron bastante elevados, esto ocasionó que el indicador de beneficio-costo fuera muy cercano a 1.

7.6 CONCLUSIONES FINANCIERAS

- El pozo C obtuvo los mejores resultados a partir del indicador beneficio-costo, esto se da puesto que la inversión realizada en este pozo no fue tan alta a comparación de la inversión en el pozo Z, además que se obtuvieron mejores resultados en cuanto a ganancia de producción en el pozo C.
- Generar un fracturamiento hidráulico es mucho más costoso que una estimulación matricial, puesto que el trabajo que se debe realizar es más complejo. Adicionalmente, los materiales usados para generar la fractura son más costosos y los equipos usados son más especializados, haciendo que se requiera de una inversión inicial mayor.
- El pozo Z produce grandes volúmenes de agua, generando un problema a la hora del tratamiento, ya que estos caudales generan costos muy elevados.
- Aunque el pozo C, tiene una relación Beneficio-Costo por encima de 1 solo supero ese umbral por poco, mostrando que, aunque si hubo ganancias no fueron tan elevadas como inicialmente se esperaban.

8. CONCLUSIONES

- ✓ Mediante el análisis de la muestra de agua del Campo Yaguará, se demuestra que la depositación de escamas especialmente la Calcita (CaSO_3), representa uno de los daños de formación más significativos en el campo.
- ✓ Con ayuda del análisis SARA, se pudo identificar que existe mayor presencia de saturados en el Campo Yaguará, estableciendo que los compuestos con mayor inestabilidad en la formación son los asfáltenos.
- ✓ La estimulación matricial en el pozo C demostró ser efectiva, al pasar de 30 BOPD a 131 BOPD luego de ejecutar el trabajo, evidenciando un incremento de casi 4 veces la productividad del pozo. De esta forma, se demuestra que el pozo C responde favorablemente ante una estimulación matricial ácida.
- ✓ Se comparó el modelo simulado con los resultados obtenidos después del tratamiento del pozo C, pasando de 75BOPD a 135 BOPD posterior al trabajo de estimulación. Superando las expectativas y demostrando que la estimulación matricial fue efectiva en un 100%.
- ✓ El tratamiento ejecutado en el pozo C, fue capaz de remover el daño de formación presente, pasando de un valor de 6 a 1.9.
- ✓ El cañoneo realizado en conjunto con la estimulación matricial en el pozo C, ayudó con el aumento de la producción de agua, más no con la producción de hidrocarburo. Demostrando que fue ineficiente el trabajo de cañoneo en esas zonas.
- ✓ La producción de aceite que se esperaba luego de implementar el fracturamiento hidráulico en el pozo Z era de 110 BOPD, siendo esta la producción de la fecha óptima antes de tener daño en la formación, sin embargo, la producción obtenida luego del tratamiento fue alrededor de 40 BOPD, esto debido a que el proceso de realización del fracturamiento hidráulico no fue el adecuado, haciendo que estas fracturas no tuvieran la longitud, ni el espesor adecuado.
- ✓ Una concentración de 3ppg de propante no es suficiente para mantener abierta una fractura en una zona, de arenas se tiene en la litología del pozo Z, esto género que la fractura no perdurara y el aumento en la producción fuera mínimo e insatisfactorio.
- ✓ La disminución del daño en el pozo Z, no fue el esperado, ya que paso de tener un valor de 20 fecha previa al fracturamiento hidráulico, a uno valor de 18.5, en una fecha posterior, esto indica que el daño no disminuyo de una forma

considerable, y la fractura no fue capaz de evadir el daño, debido a los problemas durante la ejecución del trabajo.

- ✓ El pozo Z al efectuar el fracturamiento hidráulico permaneció en la misma producción tanto de aceite, como de agua que a la fecha previa a la estimulación, concluyendo que el pozo no respondió a un tratamiento de este tipo.
- ✓ La longitud esperada en el modelo de simulación fue de 186,4 ft y la obtenida luego de implementar el fracturamiento hidráulico fue de 106ft, deduciendo que no se alcanzó la longitud óptima debido a que no se pudo determinar presiones de cierre y eficiencia de fluidos por la falta de análisis de declinación de presión durante el MiniFrac.
- ✓ El pozo C obtuvo los mejores resultados a partir del indicador beneficio-costo, esto se da puesto que la inversión realizada en este pozo no fue tan alta a comparación de la inversión en el pozo Z, además que se obtuvieron mejores resultados en cuanto a ganancia de producción en el pozo C.
- ✓ Generar un fracturamiento hidráulico es mucho más costoso que una estimulación matricial, puesto que el trabajo que se debe realizar es más complejo. Adicionalmente, los materiales usados para generar la fractura son más costosos y los equipos usados son más especializados, haciendo que se requiera de una inversión inicial mayor.
- ✓ El pozo Z produce grandes volúmenes de agua, generando un problema a la hora del tratamiento, ya que estos caudales generan costos muy elevados.
- ✓ Aunque el pozo C, tiene una relación Beneficio-Costo por encima de 1 solo supero ese umbral por poco, mostrando que, aunque si hubo ganancias no fueron tan elevadas como inicialmente se esperaban.

9. RECOMENDACIONES

- ✓ Ejecutar la estimulación matricial mediante etapas, genera mayor radio de penetración en la arena a tratar, puesto que tiene más volumen de fluido y tiempo para remover el daño en la cara de la formación.
- ✓ Ejecutar pruebas efectivas para determinar presiones de cierre y fractura durante el minifrac, es de vital importancia para realizar un buen trabajo de fracturamiento, ya que sin estos valores no se pueden determinar buenos parámetros de bombeo para fracturar de forma óptima.
- ✓ Plantear un esquema de inyección en el pozo Z, con el fin de aumentar la energía que tiene el yacimiento, ya que este se encuentra altamente depletado y sin un esquema de recobro secundario el pozo podría dejar de producir.
- ✓ Actualizar la base de datos para mantener un registro de las presiones de yacimiento, ya que esta información es muy útil para realizar una evaluación de posibles fracturamientos hidráulicos futuros.
- ✓ Realizar trabajos de estimulación matricial en las arenas B-10, B-20 y B-30 del pozo Z sería muy útil para tratar el daño de formación presente en estas formaciones. Debido a que tienen valores de permeabilidad altos y por ende la posibilidad de producir con mayor facilidad, a diferencia de las arenas A55 y A65.
- ✓ Debido a la gran cantidad de trabajos que se le han realizado al pozo Z a lo largo de su historia, se debe plantear la posibilidad de abandonar el pozo, ya que los tratamientos realizados no en los últimos años no han estado respondiendo adecuadamente, generando pérdidas a la empresa.

BIBLIOGRAFIA

- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. United States of America; ELSEVIER, 2006. 1377 .p
- ANDRADE, Miguel, BARRETO, Hector, TOVAR, María. Esquema de ordenamiento territorial municipio: Yaguará, Huila. Alcaldía de Yaguará. 2000. 175.p
- BAYONA, Zora, ACOSTA, Jhon. Desarrollo de una metodología que permita optimizar la interpretación de las pruebas SDT SRT Y MINIFRAC en trabajos de fracturamiento hidráulico aplicado al Campo Yariguí- Cantagallo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2011. 219 .p
- BP EXPLORATION. Well Engineering and operations. Near Wellbore performance Manual. United States of America; WEO-X23. 2012. 1000 .p
- CARBONEL, Juan. Formulación y evaluación de proyectos de inversion. Editorial Macro, 2015. 393 .p
- CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Texas: Gulf Publishing Company, 2000. 760 .p
- CRESPO, Andrés, GUEVARA, Brenda, HURTADO, Jhoana. Análisis Nodal. Cochabamba: Escuela Militar de Ingeniería. 2016. 23 .p
- ECONOMIDES, Michael, HILL, Daniel, EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum production systems. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1994. 311 .p
- ECONOMIDES, Michael, HILL, Daniel. Petroleum Production Systems. Houston: Prentice Hall, 1994. 730 .p
- ECONOMIDES, Michael, MARTIN, Tony. Modern fracturing: Enhancing natural Gas Production. Houston: ET publishing, 2007. 536 .p
- ECOPETROL. Programa de Fracturamiento Hidráulico Pozo Z. Production Enhancement. Bogotá: 2015. 38. p
- ECOPETROL. Programa operacional Estimulación ácida con divergencia Pozo C. Production Enhancement. Bogotá: 2015. 25. p
- ECOPETROL. Reporte Post Operacional Estimulación ácida con divergencia Pozo C. Production Enhancement. Bogotá: 2015. 18. P
- ECOPETROL. Reporte Post Operacional Fracturamiento Hidráulico Pozo Z. Production Enhancement. Bogotá: 2015. 17. P
- ECOPETROL. Topes y petrofísica Yaguará. Bogotá: 2015. 20. p

GONZALEZ, Mario, MIER, Ricardo, CRUZ, Luis, VASQUEZ, Mauricio. Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Universidad Industrial de Santander- ANH. 2009. 219.p

HANAFY, Ahmed, ALI, Abdalla, HEIDARI, Zoya. Evaluating the effects of acid stimulation treatment before and after fines migration on petrophysical properties in sandstone reservoirs. Qatar: IPTC International Petroleum Technology Conference, 2015. 24 .p

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. Oil Production. Net, 2009. 9.p

INDA, Lizeth. Estimulación de pozos petroleros mejorados de la conductividad en arenas. México: Instituto Politécnico Nacional: Escuela Superior de Ingeniería y arquitectura ciencias de la tierra. 2010. 59 .p

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMA TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LEGUÍZAMO, Andrés, CARDENAS, José. Evaluación de los resultados de fracturamiento hidráulico y análisis de los tratamientos de modificadores de permeabilidad relativa (RPM) en el Campo Yaguará. Bogotá: Fundación Universidad de América. 2008. 129 .p

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Astro Data S.A., 2001. 210 .p

PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Venezuela: CIED Centro Internacional de educación y desarrollo, 1997. 220 .p

PUNTES, Camilo, SALGUERO, Nicolás. Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico para remover bancos de condensados mediante simulación numérica en la Formación La Paz del Campo Opón. Bogotá: Fundación Universidad de América. 2015. 337 .p

RESTREPO, A, DUARTE, J, SÁNCHEZ, Y. A Multiparameter methodology for skin factor characterization: Applying Basic Statistics to formation damage Theory. Texas: SPE International, 2007. 11 .p

ROSS, David, O'DRISCOOL, Kieran. Formation damage manual. Abu Dhabi: BJ services, 2000. 31.p

SCHLUMBERGER. Fluid selection and damage identification. 36 .p

SGC, Memoria Explicativa Mapa Geológico del Departamento de Huila Ministerio de Minas y Energía. Bogotá. 2001. 154.p

SHUAI, Li, BO, Cai, YUNHONG, Ding, YONGJUN, Lu, CHUNMING, He. Damage of fracture face skin in massive hydraulic fracture stimulation. Singapore: SPE, 2016. 10 .p