

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DE
TRABAJOS DE ESTIMULACION DE POZOS DE BAJO POTENCIAL.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**



MARTA LILIANA BALLESTAS TEJEDA

YENNY CAROLINA ARAMBULA BECERRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DE
TRABAJOS DE ESTIMULACION DE POZOS DE BAJO POTENCIAL.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**

**MARTA LILIANA BALLESTAS TEJEDA
YENNY CAROLINA ARAMBULA BECERRA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestra gratitud a todas las personas y entidades que hicieron posible el desarrollo de este trabajo, en especial a:

Al Ing. M.Sc Fernando Enrique Calvete, nuestro director, por sus aportes y orientación.

Al Ing. Cesar Augusto Pineda y la Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino, calificadores del proyecto por su colaboración y disposición durante todo este tiempo

A Universidad Industrial de Santander, a la escuela de Ingeniería de Petróleos y a cada uno de sus profesores por la contribución a nuestro crecimiento personal y profesional.

Al Campo Escuela Colorado por brindarnos los recursos y la colaboración necesaria para el desarrollo del proyecto con éxito.

Y finalmente a todas aquellas personas que de una u otra manera sirvieron de inspiración para culminar esta primera etapa, de una carrera que apenas comienza, entre ellos Alejandro Restrepo y Alejandro Rubio, guías en nuestra practica empresarial en BP.

DEDICATORIA

*Porque fuiste mi base y mi pilar,
Dios espero con mi vida abonar
a la deuda eterna de toda tu bondad,*

*a ti madre, dedico todo mi esfuerzo
con tu amor abnegado e incomparable
me inspiras un esfuerzo inagotable*

*con una tierna mirada de Cata
siento q nada más en el mundo me hace falta
y con su divertida sonrisa me lleva a un mundo de fantasía*

*A mis hermanitos Nabih y Aleja, a Gustavo, míche
y demás familiares un gracias incalculable por tanto apoyo y
paciencia, nada fácil admito con mucha vehemencia.*

*para colmo de la buena suerte.. me cruzo en la vida con una
compañera laboriosa, parsera inseparable, amiga fabulosa,
March! Quien junto a carlos, nestícor, will y demás amigos.*

Hicieron de la Universidad, un relajo sin igual!

Dedico a todos uds este triunfo.

YENNY CAROLINA ARAMBULA BECERRA

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la sabiduría y fortaleza necesaria para que fuera posible alcanzar esta meta, por acompañarme en los momentos de dificultad y cuidar de mi familia en las horas de ausencia.

A ti papí, a ti mamá por su confianza y apoyo durante toda esta etapa. Gracias por soportar estos años de lejanía y por ser mis amigos incondicionales. Con todo el amor del mundo este trabajo es de ustedes y es solo una pequeña retribución de lo que me han brindado.

A mis hermanos por ser ejemplos de perseverancia y esfuerzo. Gracias por sus inconmensurables consejos.

A Elkyn por su constante motivación, apoyo y amistad. Gracias por haber estado a mi lado, sin tu ayuda las cosas hubieran sido más difíciles.

A mi amiga y compañera Carolina por transmitirme tanta alegría y positivismo. Fue un orgullo haber trabajado contigo. Muchos éxitos.

A mi tía Gessuris, mi tío Otto, mi prima Johanna y demás familiares que siempre me apoyaron y han estado pendiente de mí en todo momento.

A todos mis amigos entrañables que estuvieron a mi lado en las buenas y en las malas, mil gracias, nunca los olvidaré.

“El futuro pertenece a quienes creen en la belleza de sus sueños”

Eleanor Roosevelt

MARTHA LILIANA BALLESTAS TEJEDA

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	1
1. DAÑO DE FORMACION.	2
1.1 DEFINICION DE DAÑO DE FORMACION.	2
1.2 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACION.	3
1.3 MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACION.	3
1.4 SKIN.	10
1.5 PARAFINAS.	12
1.5.1 Problemas de las parafinas.	13
1.5.2 Teoría básica de las parafinas.	15
1.5.3 Mecanismos de depositación de parafinas.	17
1.5.4 Área de depositación de las parafinas.	18
1.5.5 Opciones para solucionar el problema.	19
1.6 CALCULO DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCION.	26
1.6.1 Índice de productividad.	26
1.6.2 IPR para pozos con gas en solución.	29
1.7 ANALISIS NODAL.	40
1.7.1 Análisis nodal aplicado a sistemas de pozos fluyendo naturalmente.	42
1.7.2 Análisis nodal aplicado a sistemas de levantamiento por bombeo mecánico.	46
2. ESTIMULACION.	50
2.1 ESTIMULACION DE LA MATRIZ.	50
2.2 ACIDIFICACION DE LA MATRIZ.	50
2.3 METODOS DE ACIDIFICACION Y PROPOSITOS.	51
2.3.1Propósitos de la acidificación.	52
2.3.2 Descripción de los tratamientos con ácidos.	52
2.4 ESTADO DEL ARTE DE LA ACIDIFICACION.	55
2.5 SOLUCIONES EMPLEADAS EN TRATAMIENTOS CON ACIDO.	56

2.5.1 Sistemas ácidos.	57
2.6 QUIMICOS DE LA ACIDIFICACION.	62
2.7 DIAGNOSTICO PARA HACER LA ACIDIFICACION.	65
2.8 DISEÑO DE LA ESTIMULACION DE LA MATRIZ.	68
2.9 DISEÑO DE LOS FLUIDOS.	71
2.9.1 Factores de diseño basados en la permeabilidad.	73
2.9.2 Factores de diseño basados en la porosidad.	75
2.9.3 Consideración del diseño de los fluidos.	78
2.9.4 Ejecución y evaluación de una acidificación.	88
2.10 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	90
2.11 RAZONES PARA FRACTURAR.	92
2.12 CONSIDERACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	95
2.12.1 Propiedades de la roca.	95
2.12.2 La fuente para la caracterización de las fracturas hidráulicas.	96
2.13 DISEÑO DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	97
2.13.1 Mini-frac.	98
2.13.2 Condiciones de contorno.	99
2.13.3 Análisis de penetración optima.	100
2.13.4 Contraste entre las propiedades del yacimiento y el material de soporte.	101
2.13.5 Incremento de la productividad y costos del tratamiento.	102
2.14 PARAMETROS VARIABLES DEL DISEÑO.	103
2.14.1 Selección del fluido de fractura.	103
2.14.2 Selección del material de soporte.	104
2.14.3 Selección del caudal.	106
2.14.4 Dimensión del tratamiento.	107
2.14.5 Ajuste del diseño.	108
2.14.6 Programa de bombeo	108
2.15 TECNICAS PARA REALIZAR EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO TIPICO.	116
2.15.1 Ecuación del ancho de fractura de Perkins-Kern (PKN).	117

2.15.2 Ecuación de la anchura de Khristianovich-Zhel'tov-Geertsing-Deklerk (KGD).	120
2.15.3 Ecuación de anchura radial (Forma Penny).	121
2.15.4 Datos requeridos para implementar la técnica con el modelo tradicional de PKN:"INPUT".	124
3. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.	129
3.1 DATOS BASICOS DEL YACIMIENTO.	132
3.2 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO COLORADO.	134
4. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DE TRABAJOS DE ESTIMULACION EN POZOS DE BAJO POTENCIAL EN EL CAMPO COLORADO.	137
4.1 SELECCIÓN.	143
4.1.1 Preselección.	143
4.1.2 Historia del pozo.	145
4.1.3 Estado mecánico.	153
4.1.4 Análisis nodal.	156
4.1.5 Selección de candidatos a implementar trabajos de estimulación.	180
4.2 ANÁLISIS DE LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA.	182
4.2.1 Selección de los candidatos para estimulación química.	183
4.3 ANÁLISIS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	185
4.3.1 Selección de los candidatos para fracturamiento hidráulico.	185
5. DISEÑO DE TRABAJOS DE ESTIMULACION.	187
5.1 DISEÑO DE LA ESTIMULACIÓN QUÍMICA.	187
5.1.1 Diagnostico.	187
5.1.2 Selección de los fluidos.	192
5.1.3 Programa de bombeo.	200
5.1.4 Predicción de la producción.	204
5.2 DISEÑO DE LA FRACTURA HIDRAULICA.	208
5.2.1 Determinación de las condiciones asociadas al yacimiento.	208
5.2.2 Selección del tratamiento.	211
5.2.3 Selección de las variables de la operación de fracturamiento.	213
5.2.4 Predicción de la geometría obtenida.	215

5.2.5 Predicción de la producción.	220
6. ANALISIS ECONOMICO DE LOS DISEÑOS DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION.	223
6.1 METODOS DE FLUJO DE CAJA.	223
6.1.1 Periodo de retorno o "Payback".	224
6.1.2 Tasa de recuperación (TIR).	226
6.2 METODOS DE FLUJOS DE CAJA DESCONTADO.	226
6.2.1 Valor actual neto (NPV).	228
6.2.2 Tasa interna de retorno (TIR).	229
6.3 CRITERIO DE RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C).	230
6.4 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETROLEO.	230
6.5 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA.	232
6.5.1 Regalías.	232
6.5.2 Impuestos de renta.	233
6.6 ANALISIS ECONOMICO DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION PREVIAMENTE DISEÑADOS DEL CAMPO COLORADO.	243
6.6.1 Costos de operación.	234
6.6.2 Precio del petróleo en los próximos meses.	236
6.6.3 Flujo de caja.	238
7. CONCLUSIONES.	246
8. RECOMENDACIONES.	248
9. BIBLIOGRAFÍA.	249

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Zona de daño.	2
Figura 2. Mecanismos de daño.	4
Figura 3. Minerales de areniscas y arcillas.	7
Figura 4. Factor de daño (skin).	11
Figura 5. Cadenas de bajo peso molecular (C ₁₅ o menos).	16
Figura 6. Cadena ramificada.	16
Figura 7. Cadena cíclica.	16
Figura 8. Formas comunes de los cristales de parafinas.	24
Figura 9. Caudal contra el cambio de presión o abatimiento.	28
Figura 10. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo.	28
Figura 11. Grafica de Pwf contra caudal.	30
Figura 12. IPR en función del OOIP recuperado.	31
Figura 13. IPR para yacimientos con gas en solución.	33
Figura 14. Gráfica Log-Log método de Fetkovich.	40
Figura 15. Análisis nodal.	42
Figura 16. Análisis nodal por bombeo mecánico.	47
Figura 17. Acidificación en areniscas.	50
Figura 18. Agujeros de canales generados por el acido.	64
Figura 19. Los 5 pasos esenciales en el diseño de un trabajo de acidificación de la matriz.	70
Figura 20. Volumen de tratamiento recomendado de HCl:HF en galones por pie cuadrado de espesor.	75
Figura 21. Galones por pie de fluidos de tratamiento para diferentes porosidades.	77
Figura 22. Volumen de preflujos recomendado en galones de HCl al 15% por pie de espesor neto para varios radios.	80

Figura 23. Tasas de inyección (sin fracturar) dentro de formaciones permeables a varias presiones diferenciales.	87
Figura 24. Conductividad de fractura para varios propantes.	105
Figura 25. Proceso de fracturamiento.	110
Figura 26. Localización campo Colorado.	130
Figura 27. Columna estratigráfica del valle del Magdalena Medio.	131
Figura 28. Estructura del campo colorado.	132
Figura 29. Historia de producción del campo Colorado.	135
Figura 30. Facilidades actuales de producción en el campo Colorado.	136
Figura 31. Criterios de selección de candidatos.	137
Figura 32. Algoritmo de la metodología de selección, diseño y ejecución de trabajos de estimulación de pozos de bajo potencial.	139
Figura 33. Trabajos de acidificación en el campo Colorado.	146
Figura 34. Trabajos de fracturamiento en el campo Colorado.	146
Figura 35. IIOR de las estimulaciones en el campo Colorado.	147
Figura 36. Comportamiento del fracturamiento en el pozo COL38.	150
Figura 37. Comportamiento del WOR, GOR y RGL en el pozo COL38.	150
Figura 38. Eficiencias de flujo obtenidas de las estimulaciones en Colorado.	152
Figura 39. Curva IPR C-3.	163
Figura 40. Curva IPR C-12.	164
Figura 41. Curva IPR C-36.	165
Figura 42. Curva IPR C-37.	166
Figura 43. Curva IPR C-38.	167
Figura 44. Curva IPR C-45.	168
Figura 45. Curva IPR C-49.	169
Figura 46. Curva IPR C-55.	170
Figura 47. Curva IPR C-58.	171
Figura 48. Curva IPR C-67.	172
Figura 49. Curva IPR C-69.	173

Figura 50. Curva IPR C-70	174
Figura 51. Curva IPR C-75	175
Figura 52. Comparación de los pozos candidatos a estimulación a diferentes eficiencias de flujo.	178
Figura 53. Estado Mecánico COL38.	191
Figura 54. Pickling del pozo COL38.	192
Figura 55. Estado termodinámico de precipitación de parafinas Arena B Campo Colorado.	195
Figura 56. Preflujo del pozo COL38.	197
Figura 57. Tratamiento principal del pozo COL38.	198
Figura 58. Post-flujo del pozo COL38.	199
Figura 59. Caudal antes y después del fracturamiento de COL38.	207
Figura 60. Estado Mecánico COL37.	211
Figura 61. Fractura radial en 2D del pozo COL37.	214
Figura 62. Tasa de bombeo Vs tasa de inyección de COL37.	220
Figura 63. Caudal antes y después del fracturamiento de COL37.	222
Figura 64. Diagrama de flujo de caja.	224
Figura 65. Pronóstico del petróleo WTI.	237
Figura 66. VPN Vs TIR para la campaña de acidificación.	243
Figura 67. VPN Vs TIR para la campaña de fracturamiento.	244
Figura 68. Flujo de caja de campaña para la acidificación.	245
Figura 69. Flujo de caja de campaña para la fracturamiento.	245

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2. Componentes de diferentes arcillas y partículas finas.	8
Tabla 2. Componentes del crudo.	15
Tabla 3. Procedimiento de análisis nodal de pozo fluyendo naturalmente.	44
Tabla 4. Guía de ácidos para areniscas .	71
Tabla 5. Volúmenes de tratamiento basado en la permeabilidad.	74
Tabla 6. Guía para el dióxido de carbono y nitrógeno.	84
Tabla 7. Programa “escalonado” aplicando Nolte.	116
Tabla 8. Soluciones a los modelos de fractura básicos.	122
Tabla 9. Parámetros de entrada del modelo.	125
Tabla 10. Parámetros de entrada adicionales del modelo PKN.	127
Tabla 31. Datos básicos del yacimiento.	133
Tabla 42. Datos básicos de propiedades de las arenas.	133
Tabla 53. Pozos activos de Campo Colorado.	144
Tabla 64. Pozos inactivos de Campo Colorado.	144
Tabla 75. Estado mecánico de pozos preseleccionados.	155
Tabla 86. Datos pozos preseleccionados.	157
Tabla 97. Valor skin de pozos preseleccionados.	159
Tabla 108. Datos pozos preseleccionados del campo Colorado.	177
Tabla 119. Candidatos a estimulación en el campo colorado.	179
Tabla 20. Pozos candidatos para los trabajos de estimulación en el campo Colorado.	181
Tabla 21. Posibles trabajos de estimulación a realizarse en los pozos seleccionados del campo Colorado.	186
Tabla 22. Descripción de los fluidos.	203
Tabla 23. Programa de bombeo COL38.	204

Tabla 24. Datos de salida del modelo PKN.	215
Tabla 25. Parámetros variables con el tiempo durante el bombeo de COL37.	218
Tabla 26. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.	232
Tabla 27. Costos de operación de la campaña de acidificación del campo Colorado.	235
Tabla 28. Costos de operación de la campaña de fracturamiento del campo Colorado.	236
Tabla 29. Ajustes al precio del WTI.	238
Tabla 30. Datos para curva de declinación pozos candidatos.	240
Tabla 31. Flujo de caja de la campaña de acidificación.	241
Tabla 32. Flujo de caja de la campaña de fracturamiento.	242

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Datos pozos preseleccionados, eventos y observaciones.

Anexo B. Curvas inflow y outflow de pozos preseleccionados.

Anexo C. Datos curvas outflow.

Anexo D. Análisis económico.

Anexo E. Datos estimulaciones pasadas y graficas IOR.

Anexo F. Presiones de fractura, datos skin reportados y radio de daño.

Anexo G. Diseños trabajos de estimulación de los candidatos.

Anexo H. Hoja de cálculos con las ecuaciones de PKN.

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE ESTIMULACION DE POZOS DE BAJO POTENCIAL. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.*

AUTORES: MARTA LILIANA BALLESTAS TEJEDA
YENNY CAROLINA ARAMBULA BECERRA**

PALABRAS CLAVES: Daño de formación, parafinas, estimulación química, fracturamiento hidráulico, campo maduro.

DESCRIPCIÓN

En el presente proyecto se desarrolló una metodología para la selección, diseño y ejecución de trabajos de estimulación; con el fin de remover el daño de formación y aumentar la producción de pozos de bajo potencial. Por ello se comienza con el estudio de los mecanismos de daño (profundizando en el problema de precipitación de parafinas) y el estudio e identificación de las principales técnicas de estimulación que apliquen en cada caso.

A continuación, se dan las generalidades del campo Colorado donde se implementará la metodología que se desarrolló.

Después se propone la metodología comenzando con la selección de candidatos. La selección de candidatos es una etapa muy importante ya que determina a partir de criterios operacionales, de potencial de producción, y análisis de costos, los pozos más idóneos para implementar los diseños de acidificación y fracturamiento hidráulico.

Posteriormente, se dan los criterios de diseño de los trabajos de estimulación mencionados y se implementa la metodología desarrollada, en los pozos de bajo potencial del Campo Colorado. Proponiendo los trabajos de estimulación que más aplican en cada pozo seleccionado y definiendo los diseños de los mismos. Por último se realiza el análisis económico de los trabajos propuestos y se hace las recomendaciones finales referentes a su ejecución y a normas de trabajo seguro en campo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE SELECTION, DESIGN AND IMPLEMENTATION OF STIMULATION JOBS IN LOW POTENTIAL WELLS. APPLICATION: COLORADO FIELD.*

AUTHORS: MARTA LILIANA BALLESTAS TEJEDA
YENNY CAROLINA ARAMBULA BECERRA**

KEY WORDS: Formation damage, paraffin, chemical stimulation, hydraulic fracturing, mature field

DESCRIPTION

In the present study a methodology was developed for selecting, designing and implementing stimulation jobs to remove the formation damage and to positively impact low potential wells productivity. The first step for developing the strategy is to study the damage mechanisms (mainly the problems caused by paraffin's precipitation) and several methods for wax removal and prevention are discussed.

Subsequently, the Colorado Field Data is established. In this Mature Field the methodology will be developed.

After that, the methodology is purposed. The first and one of the most critical stages is the candidate selection, due establishing "the best wells" for implementing the acidizing and hydraulic fracturing design, based in deployment, production and costs criteria.

Even, it is considered the design criteria for the stimulation jobs mentioned, and the methodology for low potential wells of Colorado Field is deployment. To continuation the most adequate stimulation jobs for each well are purposed and carried out. In the last part it is realized the economic analysis and the finals recommendations in deployment and safety job are established.

* Theses

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

INTRODUCCION

Los pozos de bajo potencial son una fuente de reservas de hidrocarburos nada despreciable para la actual demanda de crudo en el mercado mundial. Las diferentes técnicas de estimulación ofrecen posibilidades para aprovechar este recurso. Una estimulación química o un fracturamiento hidráulico brindan soluciones puntuales para disminuir o remediar una de las principales causas de la caída de producción, el daño de formación. Es entonces el estudio del problema el primer paso para alcanzar las posibles soluciones.

De manera que es paso a paso y reuniendo la información necesaria como se hace el estudio de las alternativas con las que se cuentan, en otras palabras, las posibles técnicas de estimulación a implementar.

Pero la información involucrada en la selección, diseño y ejecución de los trabajos de estimulación puede llegar a ser interminable, y todos los criterios que ofrece la literatura no siempre son útiles, es por eso que se hace necesario establecer una metodología para manejar eficientemente toda la información necesaria y enfocada además, en buscar la economía para pozos de bajo potencial pero sin descuidar considerar todos los factores que involucra un trabajo exitoso.

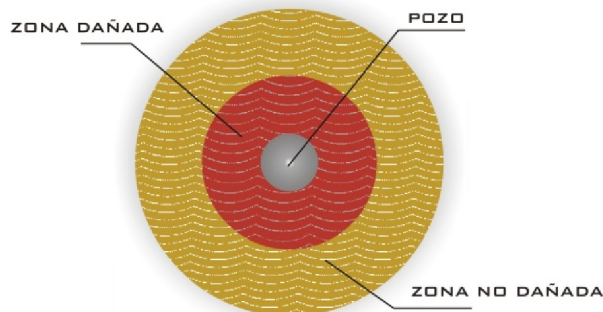
Con el presente trabajo los autores pretenden entregar al campo escuela de la Universidad, una metodología que incluya todos los criterios necesarios para mejorar la producción del Campo Colorado, dentro de un marco teórico y con su respectiva aplicación a los pozos seleccionados.

1. DAÑO DE FORMACION

1.1 DEFINICION DE DAÑO DE FORMACION¹. Es todo proceso que causa una reducción en la productividad original de una formación de petróleo ó gas, así mismo a una reducción en la inyectividad de un pozo inyector de agua ó gas.

También se puede definir como una caída de presión adicional originada en la cara del pozo, que ocurre cuando se crean barreras al flujo en las regiones cercanas al wellbore debido a una alteración en las propiedades originales del yacimiento principalmente un cambio en la permeabilidad, dando como resultado un índice de productividad menor al de la zona no invadida.

Figura 12. Zona de daño.



Fuente: RESTREPO, Alejandro. Daño de Formación: curso 4. En: CURSO DE DAÑO DE FORMACIÓN. (4: 2008: Bogotá). Memorias del IV Curso de Daño de Formación. Bogotá: BP Colombia, 2008.

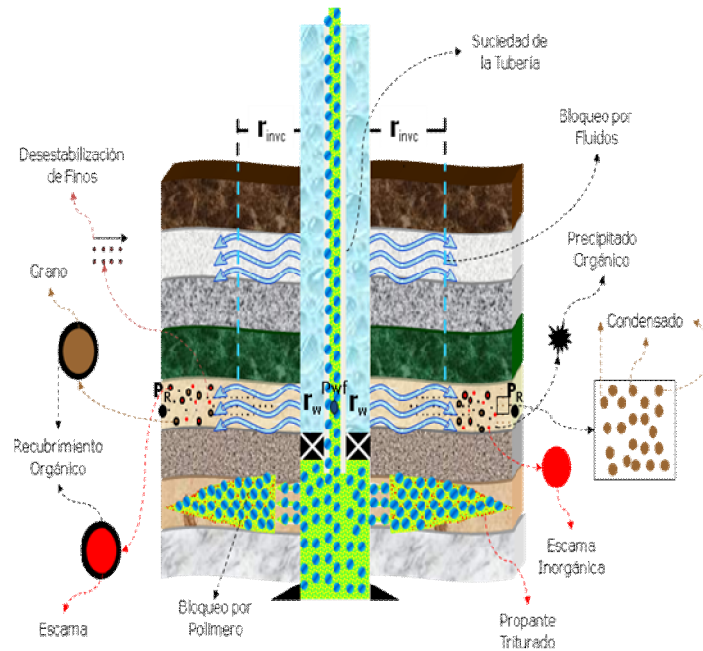
¹ RESTREPO, Alejandro. Daño de Formación: curso 4. En: CURSO DE DAÑO DE FORMACIÓN. (4: 2008: Bogotá). Memorias del IV Curso de Daño de Formación. Bogotá: BP Colombia, 2008.

1.2 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACION. El origen del daño de formación se puede presentar en cualquier fase del desarrollo del pozo, a continuación se muestran algunos ejemplos de los daños y sus etapas.

- **Perforación** Invasión de sólidos del lodo, invasión del filtrado del lodo.
- **Cementación** Invasión del filtrado con altos efectos del PH.
- **Cañoneo** Compactación de zonas perforadas, formaciones friables.
- **Producción** Bloqueo por escamas inorgánicas, migración de finos.
- **Workover** Invasión de sólidos, hinchamiento de arcillas.
- **Estimulación** Precipitación de sólidos formados de reacciones secundarias, daño por polímeros, alteraciones de la mojabilidad de la formación.

1.3 MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACION. Existen varios mecanismos de daño de formación que se pueden presentar en las diferentes operaciones de un pozo.

Figura 2. Mecanismos de daño.



Fuente: RESTREPO, Alejandro. Daño de Formación: curso 4. **En:** CURSO DE DAÑO DE FORMACIÓN. (4: 2008: Bogotá). Memorias del IV Curso de Daño de Formación. Bogotá: BP Colombia, 2008.

Los mecanismos de daño de formación más conocidos en la literatura² se presentan a continuación:

- *Escamas orgánicas:*

Las escamas orgánicas son hidrocarburos de alto peso molecular (Parafinas o Asfaltenos) que precipitan cuando hay cambios en las condiciones termodinámicas del crudo. Este mecanismo de daño se localiza generalmente en la tubería de producción, en las perforaciones, en las fracturas si existen o en su defecto en la formación. Las fracciones de hidrocarburos pesados una vez ya cristalizados no son solubles en el petróleo, el efecto de la precipitación

² KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

de los depósitos orgánicos tiende a incrementarse si se inyectan fluidos o tratamientos a la formación, ya que estos van fríos, ocasionando así una disminución de temperatura y brindando un ambiente propicio para la depositación de estos compuestos. Dependiendo del tipo de orgánico, uno u otro mecanismo tendrá mayor influencia en su depositación, por ejemplo los asfaltenos precipitan principalmente por disminución de la presión y por la introducción de fluidos incompatibles, mientras que las parafinas se presentan con el enfriamiento del crudo, lo cual hace que se depositen mayormente en el tubing. Hay que aclarar además que todos los crudos tienen presentes estos compuestos en su composición, pero el problema no se presenta hasta que los orgánicos se precipitan y se pegan a las gargantas de los poros o a las tuberías, causando problemas de taponamiento. Pero este tema será tratado más adelante con mayor profundidad por ser las parafinas el principal problema del Campo Colorado.

De otro lado los depósitos orgánicos no deben ser confundidos con otro tipo de depósitos conocidos como *Sludge*³. Los *Sludge* son emulsiones muy viscosas que se producen por la reacción entre el crudo y un ácido inorgánico fuerte (HCl, HF) o una Salmuera bombeada. Estos precipitados no son fáciles de remover y su tratamiento es complejo.

- *Escamas Inorgánicas:*

Las Escamas Inorgánicas son compuestos que se encuentran solubles en el agua y que precipitan como respuesta a cambios en las condiciones fisicoquímicas del ambiente en el que se encuentran o debido a una mezcla incompatible de aguas. Estas pueden estar presentes en la tubería de producción, en las perforaciones y/o en la formación. Los tipos de escamas más comunes son: Carbonato de Calcio, Sulfato de Calcio, Sulfato de Bario y Sulfato de Estroncio. El agua de producción de un campo cualquiera puede ser

³ RESTREPO, Op. cit., p. 2

estable a condiciones de yacimiento, pero puede empezar a estar sobresaturada de iones a medida que la presión disminuye, permitiendo que el dióxido de carbono (CO_2) se libere. La precipitación de escamas está influenciada por caídas de presión, temperatura, gases disueltos, sitios que permitan nucleación de escamas y cualquier componente que afecte el equilibrio de la solución.

La remoción de estas escamas es muy complicada, aunque existen métodos químicos para disolver las escamas de carbonato, las escamas de sulfato son mucho más complicadas de remover puesto que éstas no se disuelven fácilmente en los ácidos, pero si se requiere remover, se pueden emplear métodos mecánicos.

- *Migración de Finos:*

El daño de formación también puede ocurrir como consecuencia de la migración de partículas en el fluido producido. Las partículas pueden bloquear las gargantas de los poros en las regiones vecinas al pozo, reduciendo así la productividad del mismo.

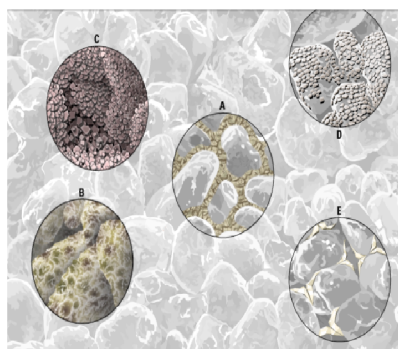
El motivo por el cual estos finos se depositan en la cara de la formación es porque allí es donde se presentan las mayores caídas de presión y por ende las mayores velocidades de flujo, siendo los fluidos capaces de arrastrar los finos, los cuales si tienen un radio mayor al de la garganta del poro lo bloqueará, o si viajan conglomerados también suelen ocasionar una pérdida de permeabilidad de la formación. Cuando las partículas que producen el daño provienen de la roca del yacimiento se hace referencia a Finos.

Esta Migración de Finos puede ser una variedad de diferentes materiales que pueden ser arcillosos o no arcillosos. Hay varios tipos de arcillas entre los que se incluyen illita, clorita, smectita o montmorillonita (la cual genera un grave

problema de taponamiento al hincharse por incompatibilidad con el agua dulce), la caolinita (también genera graves problemas de taponamiento por su amplia área superficial, pero no obstante es una de las arcillas migrables mas comunes) y otras arcillas menos comunes pero que también pueden estar presentes.

Los finos provenientes de material no arcilloso hacen referencia principalmente a los triturados de la roca que hacen parte de la formación, tales como cuarzo y feldespatos. En la figura se pueden ver los siguientes minerales: caolinita (A), illita fibrosa (B), sobrecrecimientos de carbonatos (C), feldespatos (D), y el cemento de cuarzo (E).

Figura 3. Minerales de areniscas y arcillas



Fuente: SYED, Ali., et al. "Pruebas Virtuales: La Clave de un Proceso de Estimulación". Oilfield Review, volumen 15, número 1, (2004).

Las arcillas también pueden actuar como material cementante manteniendo así los granos de la matriz juntos. Como están cementando, estas arcillas pueden reaccionar con algunos fluidos como ácidos y agua, causando así una desagregación de la formación. Si el cemento de arcilla está protegido por sobrecrecimientos de cuarzo, como ocurre normalmente en muchas areniscas, la arcilla no será reactiva. Solamente las arcillas autigénicas sin protección de

cemento de arcillas y unas cuantas arcillas detríticas en el medio poroso son consideradas de importancia como mecanismo de daño potencial.

Tabla 1. Componentes de diferentes arcillas y partículas finas.

Mayoría de componentes de varias arcillas y partículas finas		
Partícula Mineralógica	Componentes	Área superficial (m ² /g)
Cuarzo	Si, O	0,000015
Kaolinita	Al, Si, O, H	22
Clorita	Mg, Fe, Al, Si, O, H	60
Ilita	K, Al, Si, O, H	113
Smectita	Na, Mg, Ca, Al, Si, O, H	82

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. "Reservoir Stimulation". 3ª Edition. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, 1987.

La microscopía electrónica de barrido (Scanning Electron Microscopy (SEM)) es generalmente utilizada para determinar el tipo de arcillas que están migrando, sin embargo, el reconocimiento del tipo de arcilla mediante los análisis SEM no debe ser tomado como la última palabra, pues se debe corroborar con un análisis de dispersión de rayos X (Difracción Ray X (DRX)) que es mucho más confiable. Una vez identificado el tipo de arcilla, se debe continuar con pruebas de flujo en corazones que son las que finalmente van a determinar si las arcillas dentro de los canales de flujo son reactivas a algún tipo de fluido dado.

- *Daño Inducido:*

Este mecanismo de daño es el resultado de operaciones como Perforación, Completamiento, trabajos de reacondicionamiento, tratamientos de estimulación y operaciones de inyección. Dentro de los tipos de daño que se pueden inducir en una formación encontramos: el taponamiento de la formación

por partículas sólidas ó polímeros, además de cambios de mojabilidad causados por la inyección de fluidos, o la utilización de lodos de perforación base aceite. El daño inducido es un mecanismo que se evalúa según el tipo de tratamiento realizado y lo que en él se emplee. Los principales mecanismos de daño inducido son: Filtrado del lodo de perforación, Bloqueo por Fluidos, taponamiento por Polímero de Fractura y Trituramiento del propante.

- *Bloqueo por Condensado:*

Este daño aplica a ciertos campos de Gas, puesto que en un yacimiento de gas retrogrado con fluido composicional se caracteriza por tener una composición que varía en función de la profundidad. Un factor muy importante para este daño es la presión de saturación, una vez la presión del yacimiento caiga por debajo de este valor el condensado empieza a aparecer y genera cambios en las permeabilidades relativas, pues la saturación de aceite residual tiende a incrementarse. Adicional a esto el condensado inunda las gargantas de los poros, bloqueando así el flujo de gas del interior del yacimiento hacia el pozo, lo que se refleja en la disminución de la producción.

- *Otros:*

Otros tipos de daños que podemos encontrar en las formaciones productoras son ocasionados por falta de limpieza en las tuberías o un recubrimiento orgánico a las partículas móviles como lo son los finos y las escamas minerales. Además recientemente se han empezado a hacer estudios del factor geomecánico, del cual no se conoce mucho pero se cree tiene una componente importante en el daño de formación de yacimientos naturalmente fracturados, ya que con el tiempo los efectos de overburden hacen que estas fracturas que antes aportaban un importante porcentaje de permeabilidad a la

formación, se cierran generando caídas de producción, y por tanto se considere un tipo de daño de formación.

Una vez identificado el tipo o los tipos de daño que afectan una formación productora, es importante cuantificarlo, y para ello se habla del factor skin, el cual será definido a continuación.

1.4 SKIN

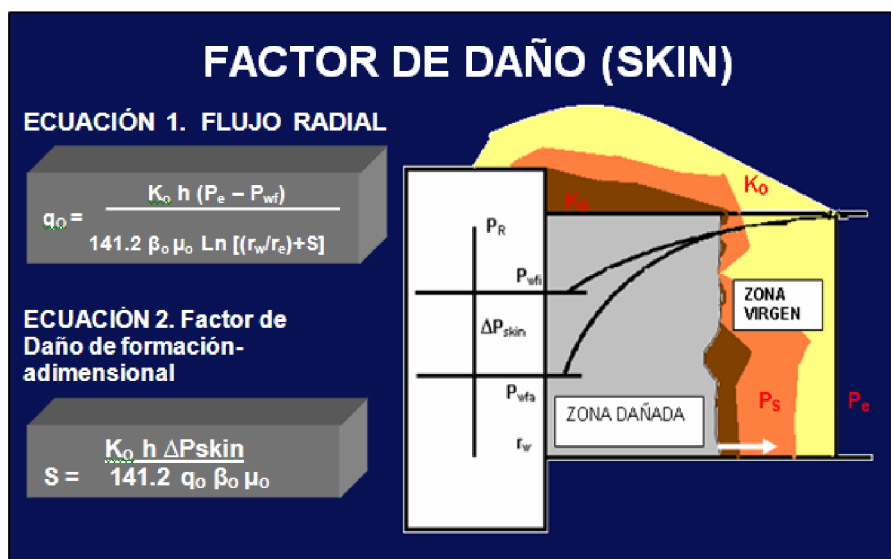
Factor de daño de formación. Analíticamente se llama daño de pozo a un factor adimensional, que trata de cuantificar la desviación de la ley de Darcy en las vecindades del pozo⁴.

Es importante identificar este factor, el cual puede ser determinado al comienzo de una prueba de pozo. El factor de daño es positivo cuando la caída de presión es alta en las vecindades del pozo, y la productividad será menor en comparación con éste si no estuviera dañado; el factor de daño es negativo cuando la productividad es mayor en comparación con el mismo sin daño. Se denota con la letra "S" y es una relación del cambio de permeabilidad dentro de la zona afectada por los fluidos presentes en el pozo.

La figura 4 muestra el factor de daño, asumiendo la ecuación de flujo radial y la relación de permeabilidades en las diferentes zonas de la formación productora.

⁴ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. "Reservoir Stimulation". 3ª Edition. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, 1987.

Figura 4. Factor de daño (skin).



Fuente: CASTRO, Ever. Estimulación de Pozos: seminario 4. En: SEMINARIO DE ESTIMULACIÓN DE POZOS. (1:2004: Bogotá).Memorias del I Seminario de Estimulación de Pozos. Bogotá: BP Colombia, 2008.

Donde:

q_o = Caudal de aceite (BOPD).

K_o = Permeabilidad de la zona de aceite (mD).

h = Espesor neto (pies).

P_e = Presión de yacimiento (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi).

β_o = Factor volumétrico del petróleo (rb / stb).

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp).

r_w = Radio del pozo (pies).

r_e = Radio del yacimiento (pies).

S = Factor de daño de formación (adimensional).

El factor Skin se produce debido a uno o a la combinación de varios de los mecanismos de daño⁵ vistos anteriormente, y mide la pérdida de productividad

⁵ RESTREPO, Op. cit., p. 2

del pozo a partir de su productividad ideal, por medio de la ecuación de Darcy. Es importante tener un diagnóstico apropiado del daño que afecta la formación para así poder hacer un control del daño, ya sea por medio de un tratamiento de remediación como una estimulación química o un fracturamiento hidráulico como se verá más adelante. Para finalmente tratar de llevar el valor del skin hasta cero o un valor negativo y aumentar la productividad del pozo.

El valor de Skin se puede calcular mediante pruebas de presión: PBU (*Prueba de ascenso de presión*) – PDD (*prueba de caída de presión*). En estas pruebas el daño se presenta como una caída adicional de presión debido a la reducción de la permeabilidad en cercanías a la cara del pozo. La interpretación de un valor numérico del factor de daño se puede resumir como:

1. Un factor de daño positivo indicando una restricción al flujo (por ejemplo, daño en la cara del pozo); a mayor valor del factor de daño más crítica será la restricción.
2. Un factor de daño negativo indicando que hay estimulación; entre mayor sea el valor absoluto del factor de daño, la estimulación es más efectiva

Uno de los tipos de daño que más interesa para el desarrollo de este trabajo es el producido por la precipitación de parafinas, es necesario entender muy bien cada uno de los parámetros que lo afectan, para finalmente buscar remediarlo.

1.5 PARAFINAS

Durante la producción de crudos parafínicos se pueden presentar serios problemas operativos debido a la cristalización de parafinas, fenómeno que puede ocurrir dentro del yacimiento o en un punto cualquiera entre el yacimiento y las facilidades de superficie o durante el transporte por ductos

hacia las refinerías o centros de despacho. El punto de cristalización⁶, es decir, la temperatura a una presión dada en donde precipita el primer cristal de parafinas, depende principalmente de la concentración o contenido de ceras parafínicas, de la presión y de la temperatura.

La precipitación y depositación de ceras parafínicas es un problema que ha afectado al Campo Colorado durante su vida productiva.⁷ El hecho de conocer las condiciones y factores bajo las cuales se presenta el fenómeno de precipitación, ayuda para la implementación de un método que brinde una solución adecuada.

1.5.1 Problemas de las parafinas

Tanto el aceite crudo como el gas condensado contienen componentes parafínicos. Las parafinas naturalmente están compuestas por moléculas orgánicas de carbono e hidrógeno. Ellas tienen la fórmula general C_nH_{2n+2} y pueden existir estructuralmente como una cadena lineal (n-alcanos), ramificadas, o compuestos cíclicos. Los rangos de concentración, estructura y peso molecular de esas parafinas pueden variar considerablemente de un hidrocarburo a otro. Las parafinas tienen una solubilidad limitada en el crudo a menos que la temperatura del crudo este por encima de la temperatura aparente de las parafina. La temperatura aparente de la parafina (también llamada punto de nube), es la temperatura a la cual la parafina comienza a cristalizar⁸.

⁶ ARIZA L; Emiliano. "Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado". Tesis de grado Maestría en Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de petróleos, 2008.

⁷ Ibid; p, 13.

⁸ NALCO. "OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual". Bogotá: 2008. Chapter 5: Paraffin.

Se asume que bajo condiciones de yacimiento, o a temperaturas por encima de la temperatura de cristalización, la parafina esta en solución. Sin embargo, si estas condiciones son alteradas, la parafina puede precipitar del crudo y adherirse a la superficie del sistema. Se define el Wax como un depósito compuesto de parafinas y otros hidrocarburos que están atrapados con la matriz de la parafina. Esos otros hidrocarburos pueden incluir aceite crudo y asfaltenos. A continuación se enumeran los factores más importantes que influyen la precipitación de parafinas:

- Cuando la temperatura de los fluidos producidos está por debajo de la temperatura de cristalización en el proceso de ir al pozo e introducirse a las facilidades las parafinas pueden llegar a salirse de solución y formar depósitos de wax en el tubing y en las paredes de la tubería.
- Como la composición de los hidrocarburos líquidos cambia (por mezclas con otras sustancias o pérdida de componentes volátiles), entonces la precipitación puede ocurrir.
- Rugosidades, poros o superficies irregulares pueden incrementar la depositación.

El wax puede restringir la producción ya que forma depósitos en la cara de la formación, tubing, y líneas de flujo. Esto puede traer como consecuencia el taponamiento o pérdida de capacidad de volumen, lo cual resulta tanto en pérdidas de producción como en aumento de los costos por los trabajos de workover que se necesitan para remover las parafinas.

Los depósitos de wax pueden además formar depósitos en los equipos de separación y en los tanques, lo cual puede causar problemas con el aceite que se busca tratar. Estos depósitos frecuentemente se remueven de manera mecánica, esto también aumenta los costos de operación.

Las parafinas además están asociadas con un problema de emulsiones. Las parafinas pueden formar un gel de wax en el aceite, previniendo la coalescencia de las gotas de agua y reduciendo la efectividad de los rompedores de las emulsiones.

Un crudo que contenga wax puede desarrollar altas viscosidades durante su transmisión a través de la línea y eventualmente llegar a un punto que se comporte como un gel y no se pueda bombear. La temperatura a la cual el crudo deja de fluir es conocida como el “punto de fluidez”. Si la temperatura del crudo cae por debajo del punto de fluidez y tapona la tubería, lograr que este vuelva a fluir puede ser casi imposible.

1.5.2 Teoría básica de las parafinas

Todos los crudos contienen componentes parafínicos. La siguiente tabla muestra los componentes del petróleo.

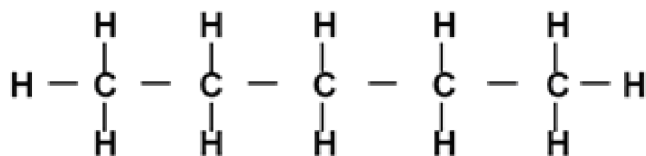
Tabla 2. Componentes del crudo

C Número	Tipo	Ejemplo
C ₁ - C ₄	Gases Naturales	Metano, propano,
C ₅ - C ₈	Líquidos con bajo punto de ebullición (40 -120 °C)	Éter, nafta liviano,
C ₉ - C ₁₂	Líquidos con punto de ebullición más alto (120 -	Queroseno
C ₁₃ - C ₁₇	Líquidos con punto de ebullición muy altos (210 -	Combustible diesel
C ₁₈ - C ₃₄	Líquidos no volátiles, alcanos con cadenas largas	Parafina, aceites
C ₃₅₊	Sólidos no volátiles, alcanos con cadenas muy	Asfaltenos, coke,

Fuente: NALCO. “OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual”. Bogotá: 2008. Chapter 5: Paraffin.

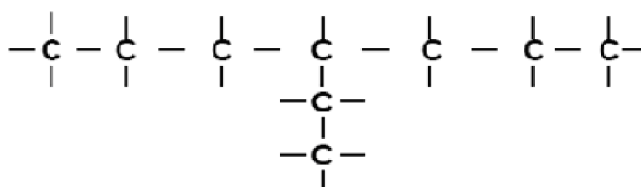
El crudo contiene tres tipos de parafinas que son líquidas y no suelen causar problemas de deposición: las cadenas de bajo peso molecular, las cadenas ramificadas y las parafinas cíclicas.

Figura 5. Cadenas de bajo peso molecular (C₁₅ o menos).



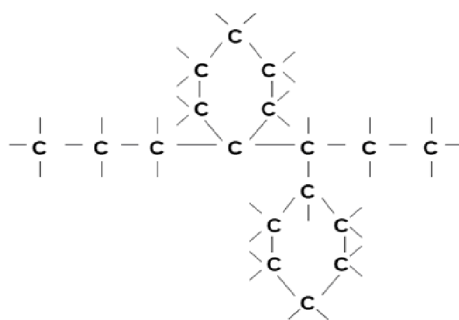
Fuente: NALCO. "OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual". Bogotá: 2008. Chapter 5: Paraffin.

Figura 6. Cadena ramificada.



Fuente: NALCO. "OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual". Bogotá: 2008. Chapter 5: Paraffin.

Figura 7. Cadena cíclica.



Fuente: NALCO. "OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual". Bogotá: 2008. Chapter 5: Paraffin.

Las cadenas lineales de parafinas (o n-alcános) de C₁₆ en adelante son sólidos bajo condiciones normales, que disminuyen la solubilidad e incrementa su punto de fusión así como su número de carbonos. Las ramas pueden tener

una mejor influencia en el punto de fusión de la parafina. Una parafina alcano C16 tendrá un punto de nube relativamente bajo. Luego las parafinas de interés en un campo petrolero, son aquellas que tengan de compuestos C16 en adelante.

1.5.3 Mecanismos de depositación de las parafinas

Debido a que las parafinas son inertes y no reaccionan con otros componentes, ellas retienen sus propiedades físicas dentro en la mezcla del crudo dentro de la cual se encuentra. Como consecuencia de esto, la temperatura a la cual la parafina cristaliza no se ve afectada significativamente por la influencia de acciones químicas.

Las condiciones bajo las cuales la parafina se encuentra expuesta, determinan si ésta cristaliza o no. Entre las condiciones físicas, la que genera mayor influencia en la parafina, es la temperatura. Una vez el crudo se enfría lo suficiente para permitir la cristalización de la parafina, no hay nada que pueda hacerse para detener la formación de dichos cristales. El mejor remedio es modificar aquello que produce la cristalización, la parafina además de estar presente y precipitarse, necesita una superficie a la cual adherirse, entonces, cuando está precipitándose del crudo, ella no se incrustará y aglomerará a menos que encuentre superficie donde depositarse.

Si una línea de flujo se opera bajo régimen laminar, la depositación se incrementará cuando la velocidad del aceite disminuya. En el peor escenario, el aceite se solidificará en las paredes de la tubería y ésta rápidamente empezará a causar restricción del flujo allí.

1.5.4 Áreas de depositación de las parafinas

La historia de operaciones del campo inmediatamente indica si existe un problema de parafinas⁹. Y existen cuatro áreas donde la depositación de parafinas es muy común:

- Las perforaciones: El bloqueo con parafinas, depósitos inorgánicos u otras suciedades, reduce la capacidad total de producción de un yacimiento. Las parafinas que se depositan alrededor de las perforaciones limitarán la entrada de fluido dentro del pozo y causan una restricción de flujo. Las parafinas generalmente tienen un punto de fluidez de alrededor de 120° a 140°F, los pozos con altas temperaturas de fondo (BHT) naturalmente mantendrán el fluido parafínico en la formación. En estos casos, el bloqueo de la formación no es probable que ocurra.
- Tubing: La depositación de parafinas en el tubing pueden ocurrir por variadas razones. Como los fluidos se producen hacia superficie, hay un enfriamiento de la temperatura en unas zonas más que en otras en el pozo. Si hay escape de gas, éste también ayuda a hacerlas cristalizar. En cualquier caso, la depositación de parafinas dentro del tubing en el pozo provoca graves restricciones, además de que pueden dañar una bomba si llegan a ella unas de alto peso molecular.
- Líneas de flujo: Aquí el problema de depositación es de más cuidado bajo condiciones de climas fríos, pero puede ocurrir bajo cualquier condición de clima si se deja en reposo un crudo parafínico dentro de la línea. Un indicador de la presencia de estos orgánicos allí, es el aumento de presión, además del flujo lento a través de las líneas ayuda a que se depositen más

⁹ Ibid., p. 14.

fácilmente. Esta restricción por parafinas en las líneas de flujo no sólo disminuye la producción, además causa el daño de algunos equipos.

- Fondo de los tanques: Se pueden formar grandes depósitos en estos sitios si el crudo permanece sin agitación por largo tiempo. La ubicación de las parafinas en el fondo del tanque hace que estos pierdan capacidad y su remoción física eleva los costos considerablemente.

Aunque es importante saber que si se re-solubilizan estas parafinas, podrían darle un valor adicional al crudo que la contienen.

1.5.5 Opciones para solucionar el problema¹⁰

Un operador con problemas de parafinas tiene varias opciones:

- Calentar los depósitos en la tubería.
- Diluir los depósitos con crudo que se disponga con poco o nada de contenido de parafinas.
- Hacer un marraneo dentro de la tubería que elimine mecánicamente los depósitos.
- Implementar técnicas que eviten la depositación en las etapas de producción.
- Adicionar aditivos químicos que prevengan o disuelvan los depósitos en el pozo.

¹⁰ Ibid., p. 14.

Frecuentemente es necesario una, o la combinación de varias de estas acciones.

Calentar los depósitos de parafinas en la tubería¹¹:

Los depósitos de parafinas pueden ser licuados aplicando calor. El calor puede ser aplicado continuamente al sistema usando calentadores de línea o de fondo de pozo. Estos métodos tienen la ventaja de ser simples, pero la desventaja de incrementar los costos de energía comparado con otras opciones.

En operaciones onshore, el calor es más comúnmente aplicado usando un aceite caliente. Este proceso es conocido como "hot oiling". Líquidos tales como el crudo caliente o agua caliente, se bombean por el anular del pozo para remover los depósitos de wax. La ventaja de este tipo de disolución es que es simple, tiene bajo costo y da resultados inmediatos. Pero este procedimiento puede causar daño a la formación, a menos que los fluidos estén limpios y libres de parafinas.

Limpieza de depósitos de parafinas con Wireline:

La presión del pozo es el factor más importante en la decisión de hacer un lavado al pozo. En ocasiones las altas presiones del pozo no permiten que se use un crudo caliente, como por ejemplo en offshore donde esta práctica sería muy complicada. Entonces bajar herramientas con cable que permitan lavar el pozo es una buena opción. Esta técnica tiene la ventaja de que al remover físicamente las parafinas sin necesidad de calentar, se evita la re-depositación, pero puede causar bloqueo. Además, cuando los depósitos son muy duros, se puede ayudar a remover poniendo un químico en remojo.

¹¹ Ibid., p. 14.

Tratamiento químico:

Además de las técnicas mecánicas que usan aceite caliente y los lavados, existen mayores oportunidades en la aplicación de químicos que pueden mejorar el beneficio.

Los químicos controladores de parafinas están clasificados como: solventes, dispersantes, inhibidores de parafinas y depresantes del punto de fluidez.

Solventes:

Los solventes remueven los depósitos de parafinas por disolución¹². En el pasado se han usado muchos tipos de solventes. Estos incluían condensado, gasolina, pentano, gas, aceite liviano, xileno, tolueno, tetra-cloruro de carbono, di-sulfuro de carbono y terpenos entre otros.

Los solventes usados más comúnmente por muchos años fueron los hidrocarburos: tetra-cloruro de carbono, tricloroetileno y pentacloroetileno. Ellos eran relativamente económicos, tenían una alta densidad, y eran no inflamables. Sin embargo, el crudo tratado con esos productos causaba problemas en la refinería, y fue por esta razón que su uso fue discontinuado. Actualmente esos solventes no son utilizados ni deberían serlo en un campo petrolero.

Para apreciar los beneficios de un solvente de remoción comparado con los aceites calientes, debería reconocerse que los aceites calientes remueven depósitos de parafinas por métodos totalmente diferentes físicamente a los de un solvente. Cuando se usa aceite caliente, éste lo que hace es introducir calor en la tubería lo cual hace que la parafina se disuelva y salga en el aceite

¹² Ibid., p. 14.

producido de forma líquida. El aceite caliente remueve por disolución las parafinas fácilmente, pero requieren un grado de calor para ello. Así que si estas no son removidas completamente, ellas se acumularán y lentamente irán reduciendo el diámetro interno de la tubería hasta retardar la producción.

Como en cualquier proceso con solventes, la efectividad del solvente se incrementa con la temperatura y la agitación. Aquí no es necesario usar calor, pero tanto el calor como la agitación, agilizan el proceso de disolución. Los solventes calientes disuelven las parafinas más rápidamente que los solventes fríos, pero la energía necesaria para mejorar el poder de solvencia de los solventes es mucho menor que la que se necesita para el aceite caliente.

Debido a que los solventes por si mismos remueven los depósitos de parafinas, es necesario usar un volumen suficiente de solvente para completar el poder de disolución. Consecuentemente, cuando se usan solventes, se necesita una gran cantidad de volumen. Lo cual puede resultar económicamente no tan atractivo.

Para hacer que el trabajo con solvente sea viable económicamente, no se necesita sino bombear el fluido al nivel donde los depósitos existen y entonces permitir un período de remojo para disolver dicho depósito.

Los solventes también pueden ser efectivos para remover el bloqueo en líneas de flujo, pero esto depende del grado de bloqueo. Si la línea está:

- Bloqueada totalmente; aquí los solventes pueden ser poco efectivos, en este caso, los solventes simplemente disuelven las parafinas en la cara de los depósitos.
- Bloqueada parcialmente; los solventes pueden penetrar y eventualmente disolver los depósitos. Una vez más se aclara que el calor será de gran beneficio para la acción del solvente.

Dispersantes:

Los solventes perderán efectividad si hay mucha agua asociada al crudo. En general los dispersantes proveerán mas efectividad cuando hay un corte de agua presente superior al 20%¹³.

Los dispersantes cumplen una función diferente y se aplican de manera diferente a la de los solventes. Los dispersantes no hacen el trabajo de remover los depósitos, y no se usan en las mismas concentraciones como se utilizan los solventes. Los dispersantes son utilizados en los tratamientos en concentraciones de ppm¹⁴, y son cargados en el fluido que remueve la parafina.

El fluido que contiene el dispersante puede ser un solvente parafínico, un crudo caliente o agua caliente. Los dos últimas requieren introducir calor en el pozo para disolver la parafina.

Los dispersantes no removerán parafinas cuando se inyectan en una base continua. Se insiste entonces, en que los dispersantes deben ser utilizados para prevenir los depósitos de parafinas en sistemas que han sido limpiados por medios mecánicos, térmicos o químicos.

Inhibidores de parafinas:¹⁵

El número, el tamaño y la concentración de los cristales de parafinas determinan la tendencia de éstas a incrementar la viscosidad del crudo, y por lo tanto a formar geles y depósitos que taponan. Las tres forman más comunes en que se forman los cristales son:

¹³ Ibid., p. 14.

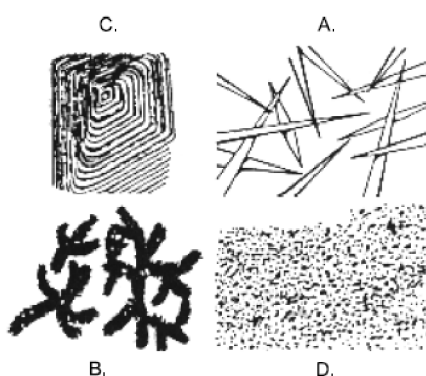
¹⁴ ppm: partes por millón. Técnicamente, 1 ppm corresponde a 1 µg/g, 1 mg/kg o (en el caso del agua) 1 mg/L.

¹⁵ NALCO, Op. cit., 14

- a. Agujas.
- b. Cristales.
- c. Platos.

Un cuarto tipo, llamado microcristales de wax son encontrados en los residuos de las refinerías, pero ellos no se hallan en los depósitos de wax del crudo o en sus precipitados.

Figura 8. Formas comunes de los cristales de parafinas



Fuente: NALCO. "OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual". Bogotá: 2008. Chapter 5: Paraffin.

Los inhibidores de parafinas o también llamados modificadores del cristal de parafina, son usualmente materiales poliméricos. Esos materiales son adecuados para prevenir la depositación de parafinas, haciendo una co-cristalización y modificación del cristal de wax. Ellos cambian la forma del cristal de parafina cuando ésta sale de solución, evitando que se conglomere y precipite, logrando que se mueva con la porción líquida del crudo.

Los cristales de wax se forman por la adición de moléculas individuales de parafina a un núcleo de cristal¹⁶, lo que hacen los inhibidores es modificar los

¹⁶ Ibid., p. 24.

cristales de wax ya que tienen una estructura que en parte es similar a la del wax. Ellos cristalizan con el wax, y toman lugar en la molécula de parafina interfiriendo con la adecuada acomodación de nuevas moléculas de parafinas, que no se conglomerarán, y así estas tendrán que permanecer en suspensión en el crudo.

Es importante notar, que el inhibidor actúa en la formación de los cristales de parafina, es decir en el punto de nube. Estos modificadores pueden incluso cambiar un poco su punto de nube.

Para ser efectivo, los modificadores de cristales de wax deben ser mezclados en el crudo cuando el aceite está por encima del punto de nube. Ya que una vez formados, los inhibidores tendrán poco o ningún efecto.

PPD (Pour Point Depressant). Disminuidores del punto de fluidez:¹⁷

Los PPD son modificadores del cristal de wax, y se define así por su función, la cual no es un proceso químico¹⁸. En un crudo, un PPD trabaja como un reductor del punto de fluidez, y en otro crudo puede prevenir la depositación; mientras que en un tercer crudo puede cumplir las dos funciones. El PPD puede aplicarse en crudos donde el punto de fluidez del crudo es relativamente alto. Además, el PPD puede ser mezclado dentro del aceite a una temperatura por encima de la del punto de nube para ser más efectivo.

¹⁷ Ibid., p. 24.

¹⁸ Ibid., p. 24..

1.6 CALCULO DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCION

1.6.1 Índice de productividad

Se conoce como el abatimiento al cambio de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo, es decir, abatimiento = $P_s - P_{wf}$. Por otra parte la relación que existe entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento, se denomina índice de productividad - IP, el cual se simboliza con la letra J; si la producción q está en Bbls/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/ in², el IP se expresa de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad (1)$$

A menos que se especifique otra cosa el IP se basa en la producción neta de líquidos (aceite y agua).

El IP específico J_s es el número total de de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/in de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora, es decir,

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \quad (2)$$

La ecuación anterior se puede definir para el flujo radial de la producción de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme, de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_o * \mu_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3)$$

Donde:

q=Caudal de líquido en Bbls/d

P_s=Es la presión estática del yacimiento en Psi

P_{wf}= Es la presión de fondo fluyendo en Psi

K= Permeabilidad md

h= Espesor ft

B_o = Factor Volumétrico RB/STB

μ= Viscosidad C_p

r_e =radio de drenaje ft

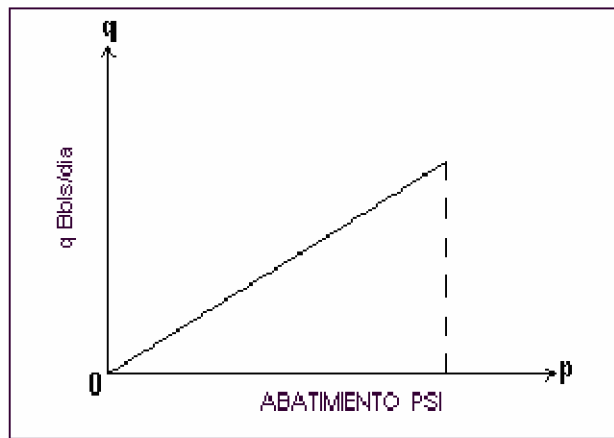
r_w = radio del pozo ft

De igual manera se puede expresar el índice de productividad específico para un flujo radial.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0.007082kh}{B_o * \mu_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (4)$$

Si el valor del IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede decir que q=J*ΔP, en la que ΔP es el abatimiento. Así es evidente que la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J (Ver figura 9).

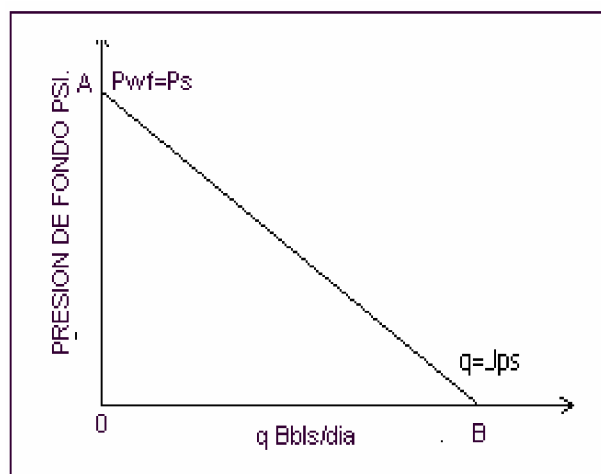
Figura 9. Caudal contra el cambio de presión o abatimiento



Fuente: NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Editorial Limusa, 1987.

En un momento particular de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta, como se observa en la figura 10.

Figura 10. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo



Fuente: NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Editorial Limusa, 1987.

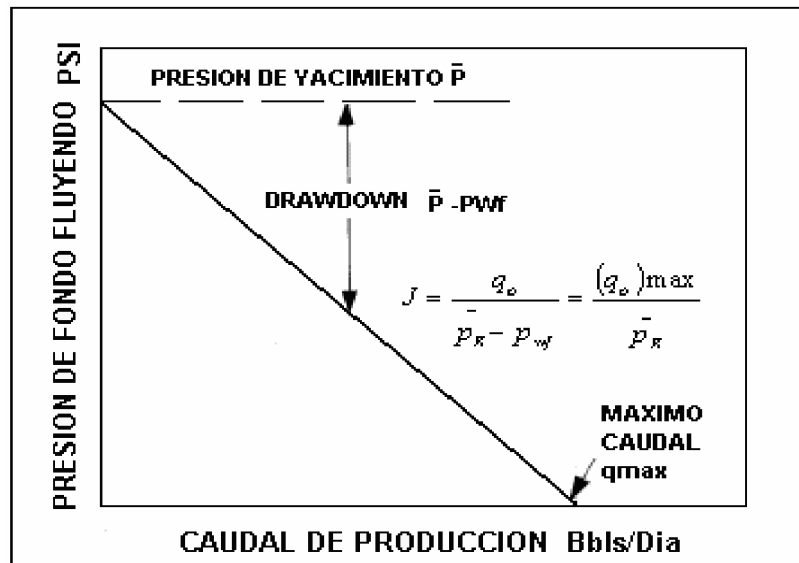
El valor de q en el punto B, es decir, J_{PS} , se conoce como el potencial del pozo y se representa con el símbolo q . Se debe hacer énfasis que lo anterior se refiere al comportamiento de la formación, es decir a la relación de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, luego se está hablando realmente del potencial de la formación, el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la P_{wf} es cero.

1.6.2 IPR para pozos con gas en solución

En los cálculos de producción de pozos de petróleo es común suponer que el flujo que ingresa al pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la cara del pozo. La constante de proporcionalidad de esta relación se conoce como el índice de productividad J .

Para los casos en los cuales esta relación se mantiene, al graficar la presión versus la tasa de producción se deriva una línea recta como se observa en la figura 11.

Figura 11. Grafica de Pwf contra caudal



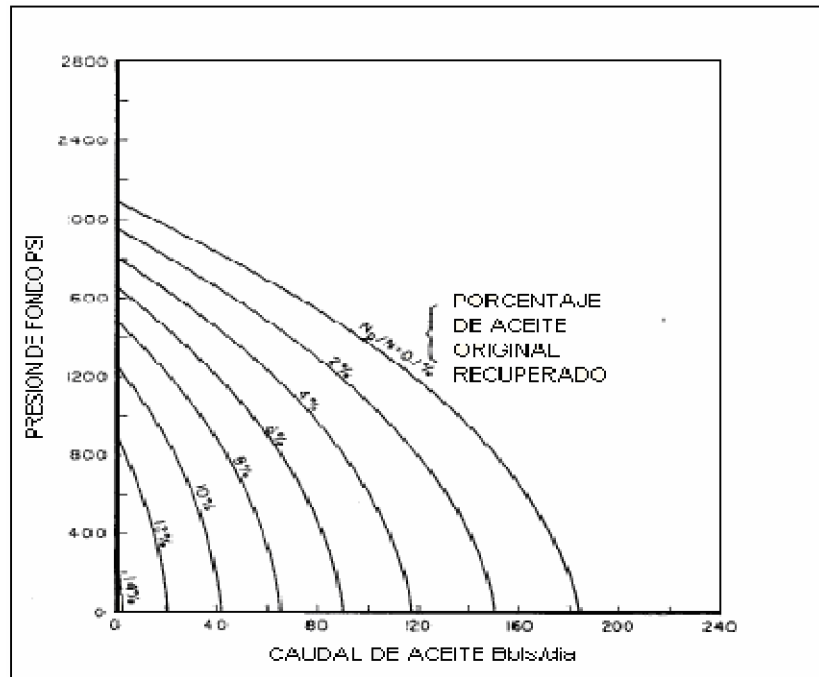
Fuente: NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Editorial Limusa, 1987.

Sin embargo, Muskat plantea que: "Cuando existen dos fases en el yacimiento, la anterior relación ya no se mantendría, y en lugar de la línea recta existiría una curva debido a que en cada punto el valor de la pendiente J variará con respecto a un cambio de presión entre el yacimiento y la cara del pozo"¹⁹.

La producción en un pozo con gas en solución decrece principalmente porque la presión del yacimiento se reduce y porque el incremento del gas en solución ocasiona una resistencia al flujo de aceite hacia la cara del pozo, estas dos causas hacen que las curvas IPR cada vez corten el eje X en un valor menor, lo que hace que el valor del caudal máximo cada vez se reduzca, como se observa en la figura 12.

¹⁹ EVINGER, H.H. and MUSKAT, M. "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) **146**, 126-139.

Figura 12. IPR en función del OOIP recuperado



Fuente: VOGEL, J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well". SPE (July 1968). SPE 1476.

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado algunos métodos empíricos que buscan correlacionar la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo. Estos métodos serán presentados en esta sección. La mayoría de estos métodos requieren de, por lo menos, un valor de q y de P_{wf} obtenidos de una prueba de presión. Una de las consideraciones importantes que se hacen en estos métodos es que la presión media del yacimiento (\bar{P}_R) se asume constante.

- **Método de Vogel²⁰**

Vogel propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos drenando yacimientos con empuje de gas en solución.

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0.20 * \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P}\right)^2 \quad (5)$$

Donde:

q_o = Caudal de aceite del pozo

$q_{o\max}$ = Caudal máximo del pozo

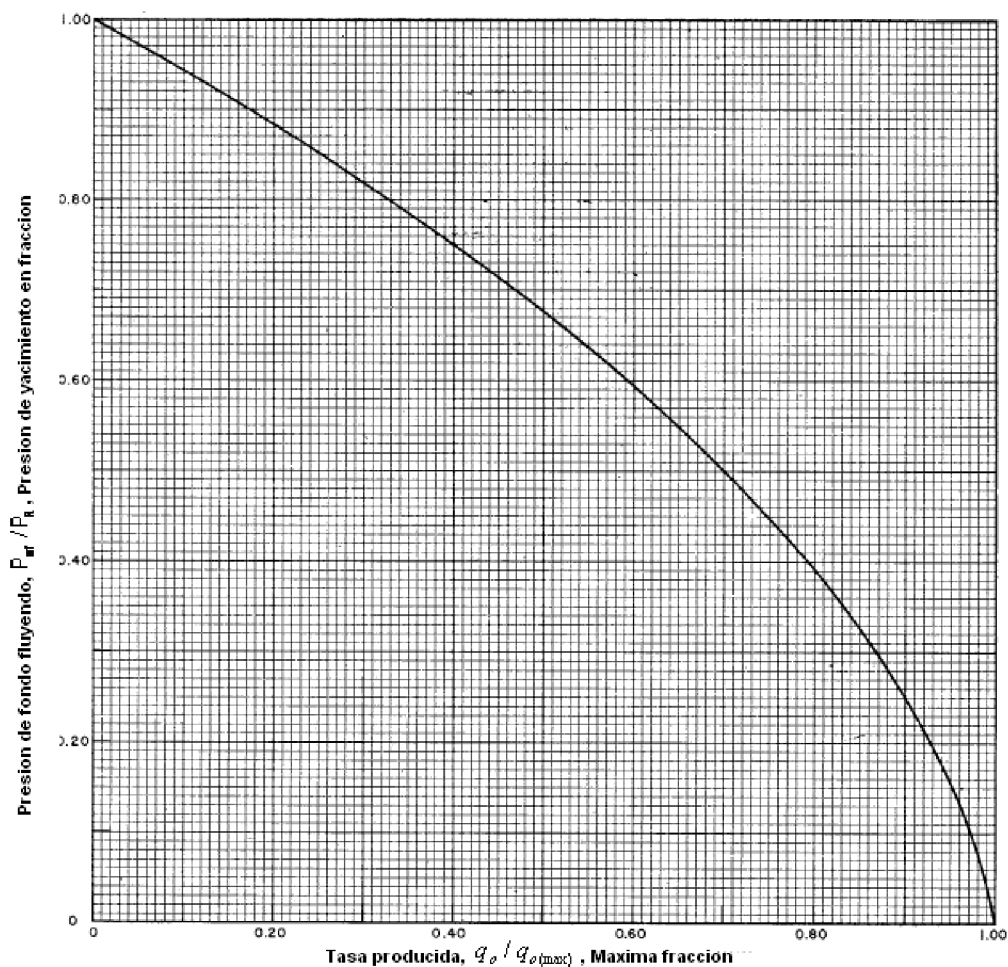
P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P = Presión promedio del yacimiento

Vogel consideró que no había daño en la formación, es decir, $S = 0$. Además construyó una gráfica como se muestra en la figura 13, para el IPR de presiones adimensionales Vs. razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la presión promedio del yacimiento, P_{wf} / \bar{P}_R . La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de P_{wf} dado y q_{\max} que se refiere a la tasa de flujo a la cual P_{wf} es cero.

²⁰ VOGEL, J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well". SPE (July 1968). SPE 1476.

Figura 13. IPR para yacimientos con gas en solución



Fuente: VOGEL, J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well". SPE (July 1968). SPE 1476.

Aunque este método fue propuesto solo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumente con la caída de presión.

- Yacimientos saturados con factor de daño cero. Para desarrollar la curva IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular $q_{m\acute{a}x}$ utilizando una prueba de presión en la ecuación 5 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de $q_{m\acute{a}x}$ correspondientes utilizando también la ecuación 5. Estos datos también se pueden obtener usando la figura 13.

- Yacimientos subsaturados con factor de daño cero. En este tipo de yacimientos se pueden considerar dos casos específicos: el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja y el segundo caso para cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja.

Para el primer caso se debe calcular primero J usando una prueba de presión en la ecuación 1, luego se calcula q_b reemplazando J y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (6)$$

Con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ se utilizan los datos ya calculados y se reemplazan en la siguiente ecuación:

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (7)$$

Considerando ahora el segundo caso, los primeros cálculos que se deben hacer son el de J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 7 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J (\bar{P}_R - P_b) \quad (8)$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 7

En un análisis posterior Standing²¹ propuso considerar condiciones de flujo donde la eficiencia de flujo sea diferente de uno (1), es decir, para cuando la formación presente daño o esté estimulada. La eficiencia de flujo está definida así:

$$FE = \frac{\bar{P} - P_{wf}}{\bar{P} - P'_{wf}} \quad (9)$$

Donde $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ y ΔP_s es la pérdida de presión debido al daño o a la estimulación, el cual es positivo cuando hay daño y es negativo cuando la formación esta estimulada. Este ΔP_s está definido como:

$$\Delta P = S \frac{q\mu}{2\pi kh} \quad (10)$$

Donde:

$S \geq 0$ Cuando la formación presenta daño.

$S = 0$ Cuando la permeabilidad K de la formación es constante y $EF = 1$.

$S \leq 0$ Cuando la formación está estimulada.

Utilizando el análisis previo sobre eficiencia de flujo, Standing rescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

²¹ CAMACHO V.R.G., RAGHAVAN, Rajagopal U. "Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs". SPE (May 1989). SPE 16204-PA

$$\frac{q}{q_{(\max)FE=1}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \quad (11)$$

Donde $q_{(\max) FE = 1}$ es la mayor producción que se puede obtener si $EF = 1$ y P'_{wf} es la presión de fondo fluyendo para la cual también $EF = 1$.

La siguiente ecuación relaciona P_{wf} , P'_{wf} y EF :

$$\frac{P_{wf}}{P_R} = 1 - EF - EF\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) \quad (12)$$

Combinando las ecuaciones 11 y 12 se obtiene lo siguiente:

$$\frac{q}{q_{(\max)FE=1}} = 1.8(EF)\left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8(EF)^2\left(1 + \frac{P_{wf}}{P_R}\right) \quad (13)$$

Para valores de $EF \geq 1$ una relación aproximada entre el actual q_{\max} y $q_{(\max) FE = 1}$ es:

$$q_{\max} = q_{(\max) FE=1} (0.624 + 0.376EF) \quad (14)$$

Ahora bien, es posible modificar la ecuación 7 y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$q = J(\bar{P}_R - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right] \quad (15)$$

Teniendo en cuenta que existen dos casos específicos para estos yacimientos, se pueden seguir el siguiente procedimiento para desarrollar el IPR para cualquier valor de EF incluyendo EF = 1.

Lo primero es calcular J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 1, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ ó $P_{wf} \leq P_b$ usando el valor de EF actual en la ecuación 15. El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal.

Se puede realizar el mismo procedimiento para otros valores de EF así predecir el comportamiento de el IPR. Para esto el nuevo valor de J para una nueva EF puede ser calculado como sigue:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{(EF)_2}{(EF)_1} \right) \quad (16)$$

- **Método de Jones Blount y Glaze²²**

Jones y Blount modificaron la ley de Darcy para un yacimiento horizontal homogéneo con flujo radial y turbulento. El flujo turbulento en un pozo normalmente se presenta cuando la producción de aceite es muy alta. La ecuación desarrollada es como sigue:

$$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (17)$$

²² JONES, Loyd G., BLOUNT E.M and GLAZE C.E. "Use of Short Term Multiple Rate Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence". SPE of AIME (October 1976). SPE 6133,

Donde C es el coeficiente de flujo laminar estándar o de Darcy y D es el coeficiente de turbulencia y se definen como sigue:

$$C = \left[\ln\left(0.472 \frac{re}{rw}\right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} kh_p} \quad (18)$$

$$D = \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} kh_p} \quad (19)$$

Donde h_p es el espesor del intervalo perforado y β es un factor de turbulencia definido como:

$$\beta = \frac{2.33 * 10^{10}}{K^{1.201}} \quad (20)$$

Dividiendo la ecuación 15 entre q se obtiene:

$$\frac{\bar{P} - P_{wf}}{q} = C + Dq \quad (21)$$

- **Método de Fetkovich²³**

MJ. Fetkovich demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C * (P_s - P_{wf}) * n \quad (22)$$

Donde:

q_o = Caudal máximo de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = Caudal máximo de aceite cuando la P_{wf} es igual a cero

P_{ws} = Presión de Fondo estática.

P_{wf} = presión de fondo fluyendo

C = coeficiente de la curva

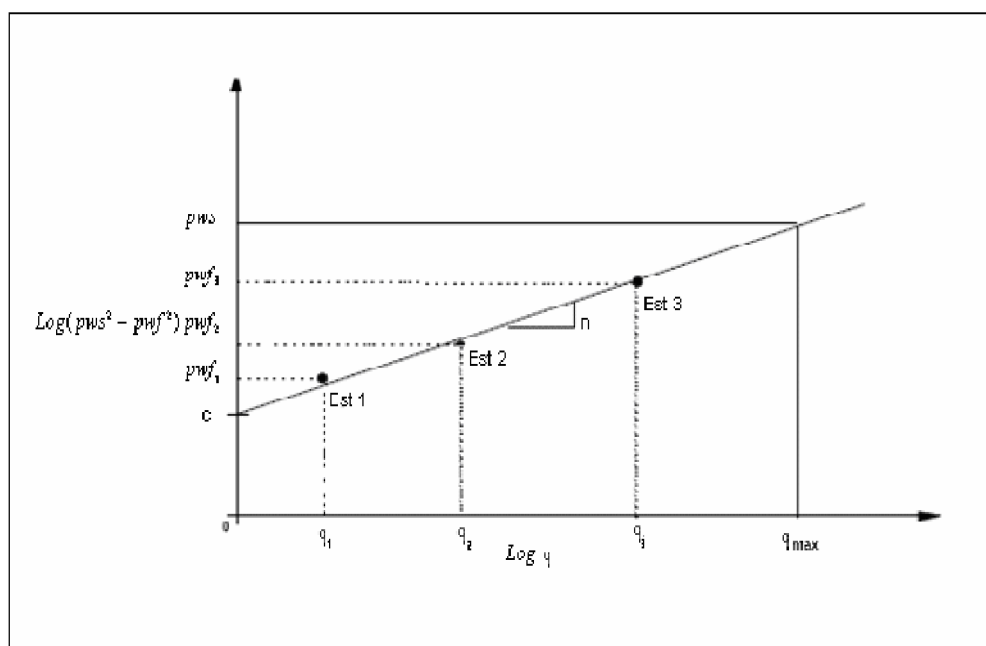
n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

Para aplicar el método de Fetkovich, es necesario determinar los valores de C y de n. Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado.

²³ NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Editorial Limusa, 1987.

En escala log – log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta. El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene interceptando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto, como se observa en la figura 14.

Figura 14. Gráfica Log-Log método de Fetkovich



Fuente: NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Editorial Limusa, 1987.

1.7 ANALISIS NODAL²⁴

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de

²⁴ BEGGS, H. Dale. "Production Optimization Using NODAL™ Analysis". Tulsa: OGCI-Petroskills, 1991.

hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos.
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

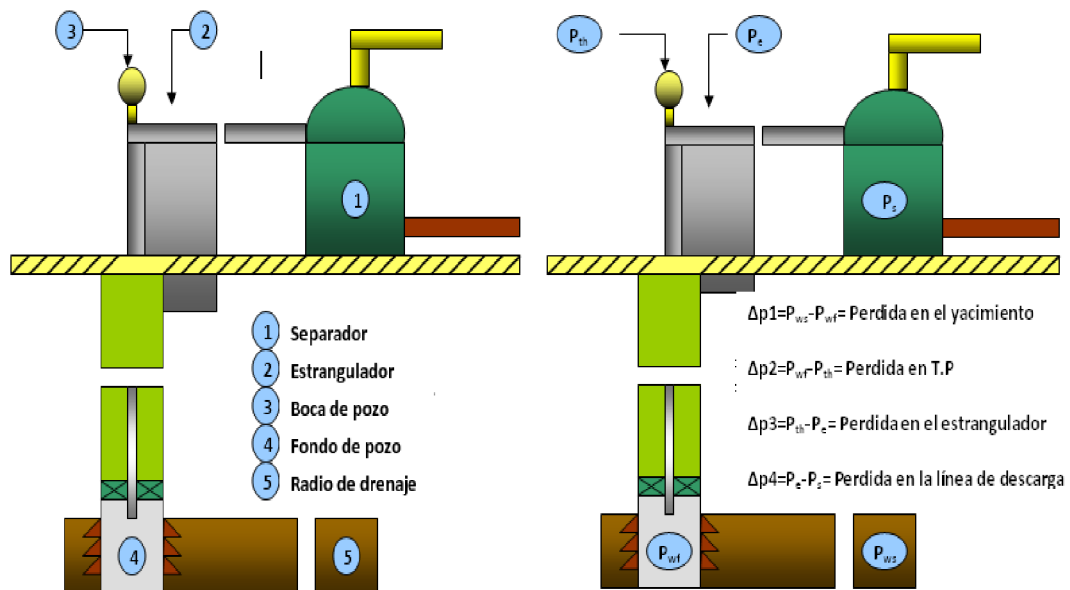
Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos. Para la obtención de las caídas de presión, se deben de asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción (Figura 15) por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se determina la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo de solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, siendo estas la presión del separador (P_{Sep}) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}). Por lo tanto teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio. La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudarnos a la solución de problemas; en donde se incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales y de fondo.
- Diámetros de tuberías de producción.
- Válvulas de seguridad, etc.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de

condiciones, sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

Figura 15. Análisis nodal



Fuente: Los autores. Basados en BEGGS, H. Dale. "Production Optimization Using NODAL™ Analysis". Tulsa: OGCI-Petroskills, 1991.

1.7.1 Análisis nodal aplicado a sistemas de pozos fluyendo naturalmente²⁵

Para entrar a evaluar los sistemas de producción que incluyen algún tipo de levantamiento artificial, como es el caso del campo Colorado, es de gran ayuda comprender primero como es el comportamiento de pozos fluyendo naturalmente.

²⁵ DIAZ, Ricardo J. "Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

En un pozo que produce por flujo natural, las variables que influyen sobre la rata de producción, se pueden clasificar en dos grupos: aquellas que pueden ser controladas, y aquellas que tienen poco o ningún control. El primer grupo incluye el diámetro y longitud de la tubería de producción, el diámetro y longitud de la línea de flujo, restricciones de superficie y posible presión del separador. El segundo grupo lo constituye la presión estática del yacimiento, las propiedades del fluido y el índice de productividad, sin considerar los tratamientos de estimulación que ha recibido el pozo.

En esta sección se ilustran las diferentes posiciones que pueden considerarse como nodo solución para desarrollar el respectivo análisis.

Para cada posición solución se sigue un procedimiento, basado en el cálculo de la curva IPR y en la determinación de las pérdidas de presión a través del sistema de tubería por medio de las curvas de gradiente de presión para flujo de aceite y gas.

A continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

Tabla 3. Procedimientos de análisis nodal de pozos fluyendo naturalmente

PROCEDIMIENTO PARA APLICAR A SISTEMAS DE POZOS FLUYENDO NATURALMENTE	
<p>NODO SOLUCION EN EL FONDO DE POZO</p> <p>Procedimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Construir la curva IPR correspondiente. 2. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, usando una correlación de flujo multifásico apropiada. 3. Usando las mismas tasas de flujo supuestas el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada. 4. Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma gráfica de la curva IPR. La intersección de estas curvas determina la tasa a la cual el pozo producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR. 	<p>NODO SOLUCION EN LA CABEZA DEL POZO</p> <p>Procedimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Suponer varias tasas de flujo. 2. Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el nodo 1 (separador) hasta el nodo 3 (cabeza de pozo). Ver figura 15. 3. Utilizando las mismas tasas de flujo supuestas y empezando desde \bar{P}_R, encontrar las presiones de flujo (P_{wf}) correspondientes para producir estas tasas. 4. Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para las tasas supuestas. 5. Representar las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 y las determinadas en el paso 4, contra las tasas de flujo supuestas. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

NODO SOLUCION EN EL SEPARADOR	NODO SOLUCION EN EL MEDIO POROSO
<p>Procedimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Suponer varias tasas de flujo. 2. Empezar por la posición final (\bar{P}_R) y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir de las relación de capacidad de afluencia más apropiada. 3. Con el valor obtenido de P_{wf}, como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico. 4. Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante. 5. Representar gráficamente la presión del separador vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo. 	<p>Procedimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Suponer varias tasas de flujo. 2. Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador. 3. Determinar los valores de presión de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 a las tasas de flujo supuestas. 4. Partiendo de los valores de presión de entrada al tubing hallados en el paso 3, encontrar los valores de \bar{P}_R requeridos para cada tasa de flujo supuesta, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo. 5. Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior vs la tasa de flujo, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

Fuente: DIAZ, Ricardo J. "Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

1.7.2 Análisis nodal aplicado a sistemas de levantamiento por bombeo mecánico²⁶

La aplicación de esta teoría para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más complicada que para pozos fluyendo naturalmente como ya se trató en los apartados anteriores, pero a su vez ofrece ventajas y oportunidades de mejora. Como es sabido, el descubrimiento de nuevos y grandes yacimientos que aporten a las actuales reservas de crudo, es escaso, por esta razón es imperativo extender el análisis nodal a pozos que requieren de algún sistema de levantamiento artificial, en yacimientos en los cuales la presión decrece rápidamente.

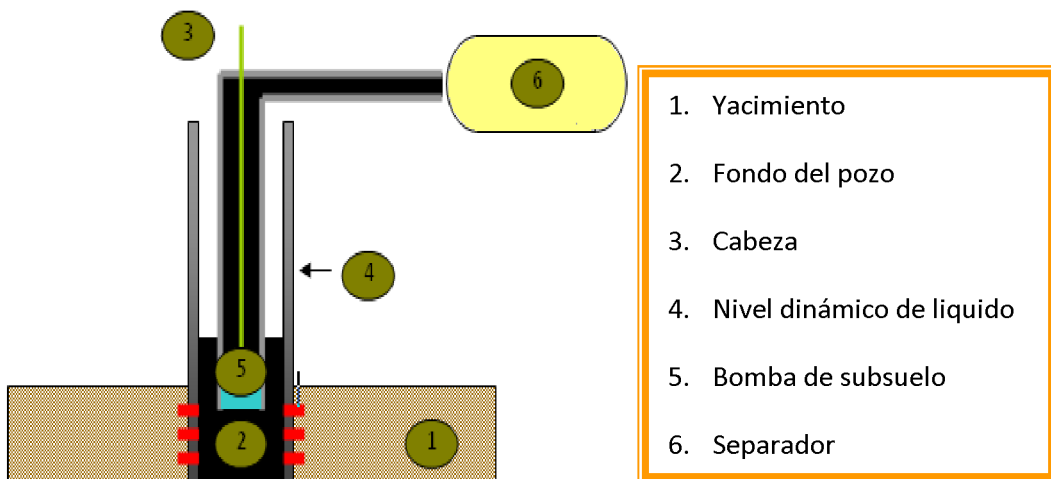
En el caso de un sistema de bombeo por varillas como el de la figura 16, las únicas características no comunes con el sistema de producción de un pozo fluyente naturalmente, son la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo de superficie. Debido al espacio anular existente, están disponibles dos trayectorias para el movimiento de los fluidos hasta la superficie. Una de estas es la sarta de producción a través de la cual son levantados los fluidos con ayuda de la bomba de subsuelo. La otra trayectoria disponible es el espacio anular, en el cual los fluidos se levantan hasta un nivel dinámico sobre el que existe una columna de gas. En el fondo del pozo estas trayectorias convergen en el mismo punto (ver nodo 2 en la figura 16); por tanto las presiones ejercidas por cada subsistema en este punto deben ser iguales.

Como resultado de esta condición, a diferencia de un pozo fluyente, existen dos maneras de calcular las presiones en el fondo de pozos con bombeo mecánico: a través de la sarta de tubing y a través del espacio anular. Por

²⁶ DIAZ, Ricardo J. "Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

tanto el nivel líquido dinámico es un indicador muy importante de la presión del fondo del pozo.

Figura 16. Análisis nodal por bombeo mecánico



Fuente: Los autores basados en DIAZ, Ricardo J. "Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

Para un pozo asistido por bombeo mecánico en el cual se desea evaluar el performance operativo del equipo de subsuelo y superficie, se sugeriría utilizar como nodo para el análisis, la posición de entrada a la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el inflow y outflow del pozo. Considerando como nodo la posición de entrada a la bomba, y el pozo sujeto a flujo en dos fases se tiene:

Inflow:

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf} \tag{23}$$

Outflow:

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf} \quad (24)$$

Donde:

ΔP_{res} : Drawdown del yacimiento.

P_{wh} : Presión en el cabezal del pozo, psi.

ΔP_{ft} : Caída de presión por fricción, varillas y tubería, psi.

F_o : Carga de fluido, lbs.

A_p : Sección transversal del pistón, pulg².

El Inflow es determinado por la ecuación de Vogel o cualquier otro método para calcular el IP e IPR que aplique para el caso, mientras que el outflow requerirá establecer correlaciones con el inventario de información de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída total de presión por fricción, la presión de fondo fluyendo y su dependencia con la tasa de flujo. La solución óptima del sistema sería obtenida al interceptar las curvas Inflow y outflow. La información de las mediciones físicas de pruebas realizadas al pozo comprende:

- **Caudal, Q (STB/día)**
- **Presión de Cabeza, Pwh (psi)**
- GOR
- Niple de asiento, NA (pies)
- **Pwf, PIP (psi)**

- **Carga de fluido (libras)**
- **Diámetro del pistón (pul)**
- **Presión de la carga de fluido, Pfo (psi)**
- Presión de descarga, PDP (Pfo + PIP)
- Golpes por minuto (GPM)
- Desplazamiento del pistón (STB/día)
- Llenado de la cámara del barril (%)

Los ítems en negrita destacados anteriormente, son la mínima información requerida para poder elaborar la curva de performance para el sistema de bombeo. Una vez recopilada esta información, se emplea la ecuación 24 para determinar los valores de Pwf y se obtienen los puntos para la gráfica de rendimiento. Este procedimiento es basado en la norma API RP 11L²⁷

²⁷ LABRADOR, Laura., SANCHEZ, Jhon. "Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

2. ESTIMULACIONES

2.1 ESTIMULACION DE LA MATRIZ

Cuando se tiene una baja producción en un campo que tiene un yacimiento de alta permeabilidad, en lo primero que piensa el operador es en un tratamiento de la matriz. Esto comúnmente requiere bombear ácido en la región de la cara del pozo para remediar el daño de formación y crear nuevos canales de flujo. Este capítulo revisa el estado del arte de los principales trabajos de estimulación: la acidificación de la matriz (y con ella se discute cómo los avances técnicos están ayudando a optimizar los trabajos de acidificación) y el fracturamiento hidráulico (del cual se muestra principalmente las consideración a tener en cuenta para llevarlo a cabo).

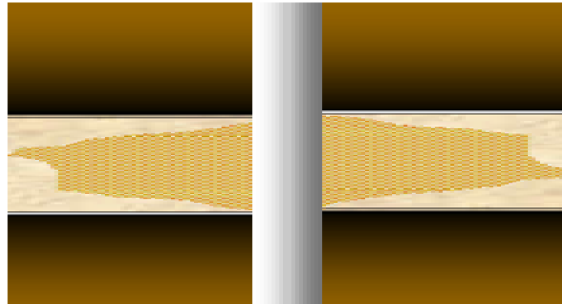
2.2 ACIDIFICACION DE LA MATRIZ

El objetivo de una acidificación²⁸, es sencillamente mejorar la producción, reducir el skin en lenguaje de ingeniería de yacimientos por medio de la disolución de compuestos que ocasionan el daño o la creación de nuevos canales de flujo de muchas pulgadas a un pie o dos, alrededor del pozo. Esto se hace bombeando el tratamiento a una presión relativamente baja, evitando fracturar la formación, comparada con las altas presiones que maneja el fracturamiento, la operación de acidificación además maneja bajos volúmenes y bajos costos de operación.

²⁸ ECONOMIDES, Michael y NOLTE, Kenneth G. "Reservoir Simulation". Houston-Texas: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1989.

2.3 METODOS DE ACIDIFICACION Y PROPOSITOS²⁹

Figura 17. Acidificación en areniscas



Fuente: RESTREPO, Alejandro. Daño de Formación: curso 4. En: CURSO DE DAÑO DE FORMACIÓN. (4: 2008: Bogotá). Memorias del IV Curso de Daño de Formación. Bogotá: BP Colombia, 2008.

Los ácidos derivan su utilidad en estimulación de pozos de su habilidad para disolver minerales de formación y, material extraño proveniente de lodos de perforación y operaciones de Workover.

En forma general lo que se hace es inyectar ácido con ayuda de un equipo especial en superficie (camión de almacenamiento y transporte de ácido, bomba y tanques de almacenamiento de residuos) el cual almacena y bombea el ácido a través del tubing hacia la zona de interés que se encuentra aislada mediante empaques.

Antes de realizar procesos de acidificación a la formación se debe limpiar la cara del pozo y el tubing para así llevar a superficie todas las partículas y residuos que se encuentran en estos.

²⁹ KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

2.3.1 Propósitos de la acidificación³⁰

Además de disolver los minerales de la formación para así aumentar la productividad de la formación, los ácidos se emplean para los siguientes propósitos:

- Como un prelavado cuando se está fracturando para disolver partículas finas formadas en los procesos de cañoneo, permitiendo de este modo que el fluido fracturante penetre todas las perforaciones.
- Para romper emulsiones en la formación cuando la emulsión es sensible a una reducción del PH o está estabilizada por partículas finas que el ácido puede disolver.
- Para romper un gel viscoso sensible al ácido usado en tratamiento de fracturamiento si este no se rompe después del tratamiento.
- Como un prelavado antes de una cementación remedial (Squeeze).

2.3.2 Descripción de los tratamientos con ácido

La manera en la cual la disolución de estos materiales aumentará la productividad del pozo depende de un número de factores, como son: la escogencia del método de acidificación, la penetración del ácido, la existencia de canales de flujo, la selección del ácido, la litología y la solubilidad de la formación.

³⁰ Ibid., p, 53

Las técnicas de acidificación normalmente empleadas caen dentro de cuatro categorías básicas³¹:

1. Lavado con ácido.
2. Acidificación a través de la matriz.
3. Acidificación a través de la fractura.
4. Fracturamiento con ácido.

1. Lavado con ácido:

Operación diseñada para remover costras solubles en ácido presentes en la pared del pozo o para abrir perforaciones. En forma general este proceso puede implicar nada más que salpicar una pequeña cantidad de ácido en el lugar de la pared del pozo y se presenta una reacción, lo que conlleva a la solubilidad de la costra y posteriormente el ácido se circula de regreso y hacia fuera a través de las perforaciones o la cara de la formación.

La circulación puede acelerar el proceso de disolución por aumento de la tasa de transferencia de ácido no gastado en la pared del pozo.

2. Acidificación a través de la matriz:

Se define como la inyección de ácido dentro de los poros naturales y canales de flujo de la formación a una presión de fondo del pozo menor a la presión de fractura. El propósito es el de lograr más o menos penetración radial del ácido

³¹ ECONOMIDES, Op. cit., p. 52

dentro de la formación aumentando así la permeabilidad y porosidad de esta. La estimulación se realiza usualmente eliminando el efecto de reducción de la permeabilidad de la formación cerca de la pared del pozo, agrandando el espacio poroso y disolviendo las partículas que están taponando esos espacios. La acidificación a través de la matriz es frecuentemente más útil donde el fracturamiento con ácido no se puede aplicar, puesto que una rotura de lutita u otros linderos de flujo natural se deben evitar para minimizar o prevenir la producción de agua o gas.

Cuando se ejecuta exitosamente, la acidificación a través de la matriz aumentará la producción de petróleo sin aumentar el porcentaje de agua o gas producidos.

3. Acidificación a través de la fractura:

En este método de estimulación ácida, el ácido se inyecta a través de fracturas naturales de la formación o inducidas a presiones que exceden usualmente la presión de fractura de la formación. Este tipo de estimulación agranda o crea canales de flujo de la formación a la pared del pozo.

En los dos tipos anteriores de acidificación la efectividad de la estimulación depende de la penetración en la formación productora con una amplia cadena de canales que servirán como un sistema de recolección para transportar el petróleo de la roca de baja permeabilidad del pozo.

4. Fracturamiento con ácido:

Es la inyección de ácido dentro de la formación a una presión suficientemente alta para fracturarla o abrir fracturas existentes. La estimulación se consigue cuando un canal de flujo altamente conductivo permanece abierto después del

tratamiento. Este canal se forma por la reacción ácida en las paredes de la fractura solubles en ácido.

Después del tratamiento puede existir una alta conductividad de la fractura si las caras de la fractura cincelada no sellan al tiempo que se alivia la presión y se sella la fractura.

La longitud de la fractura conductiva creada en el fracturamiento con ácido se determina por una combinación de la tasa de reacción del ácido y la tasa de pérdida de fluido de la fractura a la formación. Esta longitud de la fractura conductiva es el factor limitante de la estimulación.

2.4 ESTADO DEL ARTE DE LA ACIDIFICACION³²

La acidificación de la matriz es al menos tan antigua como la misma perforación. Una patente estándar para la acidificación de calizas con ácido clorhídrico (HCl) data de 1896, y la técnica fue utilizada por primera vez un año antes por la Compañía: "Ohio Oil". Se reportan aumentos en producción de tres veces, en pozos de aceite, y se cuadruplicaba la producción en pozos de gas. Desafortunadamente mostró una gran desventaja, que el ácido corroyó fuertemente el revestimiento del pozo. Entonces la técnica declinó en su popularidad y fue abandonada por cerca de treinta años.

Entonces en 1937, el Dr. John Grebe de la compañía: "Dow Chemical" descubrió que el arsénico inhibía la acción del HCL en el metal. El siguiente año la compañía "Michigan", basado en el requerimiento de la compañía "Ohio Oil" asistida por la compañía: "Dow Chemical", bombeó 500 galones de HCL dentro de una formación de calizas, productora usando arsénico como inhibidor. El pozo que inicialmente estaba muerto empezó a producir 16 barriles de aceite por día, de esta manera el interés por la acidificación tuvo un nuevo

³² CROWE; Curtis et al. "Trends in Matrix Acidizing". Oil Field Review Magazine, Volumen 4. (1994).

comienzo. Dow formó una subsidiaria después llamada: “Dowell” para manejar los nuevos negocios.

Tres años después, Halliburton Oil Well Cementing Co. también comenzó a proveer un servicio comercial de acidificación.

“La acidificación de areniscas con ácido fluorhídrico (HF)”, fue patentada por la compañía: “Standard Oil” en 1933, ya que el ácido clorhídrico no reacciona con minerales silicatos, esto fue descubierto en experimentos en Texas el mismo año por un investigador independiente de la técnica. El uso comercial del HF espero hasta 1940, cuando Dowell impulsó la idea de combinarlo con el HCl para reducir la posibilidad de que las reacciones secundarias produjeran precipitados y estos bloquearan la formación. La mezcla, llamada “lodo ácido”, fue por primera vez aplicada en la costa del Golfo para remover el daño por la torta de lodo.

2.5 SOLUCIONES EMPLEADAS EN TRATAMIENTOS CON ACIDO³³

La primera etapa en la planeación de un tratamiento de acidificación es la selección de la solución ácida de tratamiento apropiada para el trabajo de estimulación así como la selección de las técnicas de acidificación. Para esto es necesario conocer las ventajas y limitaciones de los ácidos de los que se disponga.

Para la estimulación de pozos solo son apropiados cuatro ácidos: clorhídrico, fluorhídrico, acético y fórmico.

Antes de seleccionar un tipo de ácido, se deben tener en cuenta factores químicos como: estequiometría, equilibrio y tasa de reacción.

³³ ECONOMIDES, Op. cit., p. 52

- Estequiometría: Relaciona la razón molecular entre reactantes y productos de reacción. Cuando ya se conoce la estequiometria se puede calcular la cantidad de material disuelto por volumen de ácido.
- Equilibrio: Las consideraciones de equilibrio controlan la precipitación de los productos de reacción. El equilibrio se alcanza en la reacción de los ácidos orgánicos con formaciones de calizas y dolomitas.
- Tasa de reacción: La tasa de reacción entre un ácido en particular y los materiales de la formación fija el tiempo requerido para que reaccione el ácido. Con dicho tiempo se puede estimar la distancia de penetración del ácido a lo profundo del pozo, y por lo tanto el alcance que logra la estimulación.

2.5.1 Sistemas ácidos

A continuación se enumeran los principales ácidos, así como sus características y aplicaciones.

1. Ácidos minerales

- Ácido Clorhídrico (HCl)
 - La solución acuosa de HCl reacciona con todos los metales comunes y con la mayoría de compuestos metálicos, incluyendo carbonatos de calcio y magnesio que abarcan la mayor porción de las formaciones de petróleo y gas.

- Las soluciones acuosas de ácido clorhídrico se encuentran disponibles en concentraciones por encima de 23,5 °BE (en la escala de Baumé).
- Este ácido se debe manejar con cuidado ya que sus vapores son irritantes para la piel y membranas mucosas y pueden llegar a causar quemaduras.
- Es fácil de obtener comercialmente en grandes cantidades, debido a que su costo es relativamente bajo y es fácil de manejar.
- Tiene una tasa de reacción excelente en formaciones de caliza y dolomita.
- No forma precipitados insolubles.
- Su principal desventaja es su efecto de alta corrosividad en los equipos del pozo.
- **Ácido Fluorhídrico**
 - Se encuentra como un líquido o en forma de anhídridos o en solución acuosa.
 - Se debe mantener en recipientes a presiones especiales cuando se usa en forma de anhídridos, debido a que tiene un bajo punto de ebullición (66.9 °F).
 - En estimulación de pozos, se usa normalmente en combinación con el ácido clorhídrico.

- Ataca la sílice y los silicatos.
- Ácido Clorhídrico – Fluorhídrico

Esta mezcla se usa casi exclusivamente para estimulación de areniscas.

Frecuentemente se usa HCl del 15% y se añade suficiente bi-fluoruro de amonio para crear una solución que contenga 3% de HF.

2. Ácidos orgánicos

- Ácido Acético
 - Es soluble en agua en alguna proporción y en la mayoría de solventes orgánicos.
 - La tasa de corrosión de este ácido es más baja que la de los ácidos clorhídrico y fluorhídrico. Por lo tanto se utiliza donde se deben proteger las superficies de aluminio, magnesio y cromo. También se recomienda donde el ácido debe permanecer en contacto con el casing por muchas horas.
 - Es más costoso que el clorhídrico o el fórmico.
- Ácido Fórmico
 - Es completamente miscible con el agua.
 - Tiene el peso molecular más bajo y también el costo más bajo por volumen de roca disuelta.

- Es sustancialmente más fuerte que el ácido acético, aunque mucho más débil que el ácido clorhídrico.
- En solución forma un ácido más fuerte que el acético.
- En estimulación de pozos de petróleo se utiliza más frecuentemente en combinación con el ácido clorhídrico como un ácido retardador para pozos de alta temperatura.
- Se debe manejar con cuidado, debido a que tiene el poder de formar ampollas.
- La principal ventaja del ácido fórmico sobre el acético es el costo.
- Aunque es más corrosivo que el ácido acético, el ácido fórmico corroe uniformemente y con menos picado que el ácido clorhídrico.
- Dispone de inhibidores efectivos para su uso a temperaturas tan altas como 400 °F.

3. Ácidos orgánicos en estado pastoso

- Ácido Sulfámico y ácido Cloroacético

- Son polvo blanco cristalino fácilmente soluble en agua.
- Generalmente se mezclan con agua en ó cerca de la localización del pozo.
- Son sustancialmente más costosos que el ácido clorhídrico.

- El ácido cloroacético es más fuerte y más estable que el ácido sulfámico y se prefiere cuando un ácido fuerte es apropiado.
- El ácido sulfámico se descompone a 180 °F y no se recomienda en aplicaciones donde temperaturas de formación están por encima de 160 °F.

4. Mezclas de ácidos

- Ácidos acético – clorhídrico y fórmico – clorhídrico
 - Son útiles en carbonatos.
 - Designados para aprovechar la economía en el poder de disolución del ácido clorhídrico mientras se logra la baja corrosividad de los ácidos orgánicos.
 - Su aplicación es casi exclusiva en formaciones a altas temperaturas donde los costos de inhibición de la corrosión afectan considerablemente los del tratamiento.
- Ácidos fórmico – fluorhídrico

Esta mezcla útil en areniscas se emplea en aplicaciones a altas temperaturas debido a que es menos corrosiva que la mezcla de ácidos inorgánicos.

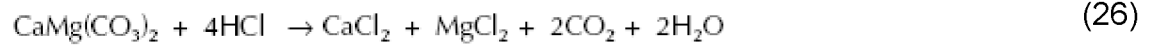
5. Sistemas de ácidos retardados

- Ácidos gelificados
 - Se usan para retardar la tasa de reacción ácida en tratamientos de fracturamiento. Como la viscosidad del fluido aumenta, se reduce la tasa de transferencia del ácido a las paredes de la fractura.
 - Su uso se limita en formaciones a baja temperatura debido a que la mayoría de los agentes disponibles se degradan rápidamente en soluciones ácidas a temperaturas por encima de 130 °F.
- Ácidos retardados químicamente
 - El uso de estos ácidos requiere frecuentemente inyección continua de petróleo durante el tratamiento. Pero permiten alcanzar mayores radios de penetración en la formación.

2.6 QUIMICA DE LA ACIDIFICACION³⁴

La acidificación de la matriz de “carbonatos” y “silicatos” son palabras apartes. Las rocas carbonatadas, comprenden predominantemente las calizas y dolomitas, estas se disuelven rápidamente en HCl y crean productos de la reacción que son rápidamente solubles en agua:

³⁴ CROWE, Op. cit., p. 57



Donde:

CaCO_3 : Caliza

$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$: Dolomita

CaCl_2 : Cloruro de calcio

MgCl_2 : Cloruro de magnesio

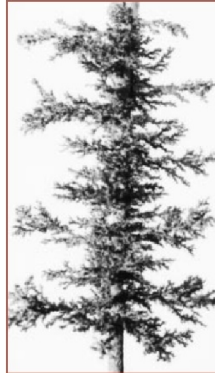
HCl : Ácido clorhídrico

CO_2 : Dióxido de carbono

H_2O : Agua

La tasa de disolución es limitada principalmente por la velocidad con la cual el ácido puede ser contactado con la superficie de la roca. Como resultado se generan rápidamente irregularidades en forma de canales, llamados agujeros de canales (figura 18). El ácido incrementa la producción por la creación de canales alrededor del daño, más allá de simplemente removerlo.

Figura 18. Agujeros de canales generados por el ácido.



Fuente: CROWE; Curtis et al. "Trends in Matrix Acidizing". Oil Field Review Magazine, Volumen 4. (1994).

Haciendo una comparación con el HCl, la reacción entre el HF y las areniscas es mucho más lenta.

El fluido de acidificación busca desbloquear los caminos existentes para la producción de fluidos por medio de la disolución del daño en la cara de la formación y disolviendo además los minerales que llenan el espacio poroso intersticial, en lugar de crear nuevos canales de flujo. El HF reacciona principalmente con los minerales asociados a las areniscas, tales como el cuarzo. La reacción que el ácido causa en otros minerales asociados como las arcillas, feldespatos y micas, da un beneficio adicional, ya que estos pueden ser también la causa del bloqueo. Gran parte de los diseños de los trabajos de estimulación ácida, tienen como objetivo prevenir este tipo de bloqueo.

El procedimiento usual en la práctica es enviar primero un pre-flujo de HCl a la formación, para disolver los minerales asociados al carbonato. Si estos llegasen a reaccionar con HF, producirían un precipitado de fluoruro de calcio (CaF_2), el cual precipita fácilmente. Entonces, se inyecta el tratamiento principal que consiste en el lodo HF-HCl. Finalmente a la formación se le envía un post-flujo que contiene HCl débil, hidrocarburo o cloruro de amonio (NH_4Cl). Una de las tareas de este post-flujo es que si se generan productos de reacción, sea en la zona lejana a la cara del pozo, así si ocurre precipitación, la producción no se ve afectada cuando el pozo comienza de nuevo a producir.

Otro peligro de bloqueo, son las partículas de finos, nativas de las areniscas, disgregadas por el ácido pero no disueltas por el mismo. Para minimizar esta eventualidad, Shell en 1974 propuso bajas tasas de bombeo - menores a las que son capaces de desestabilizar los finos -, y más importante aún, propuso un sistema químico que no contiene HF explícitamente, en vez de eso, crea una cadena de reacciones dentro de la formación. En un principio, esto permite alcanzar una mayor profundidad de penetración y alargar los tiempos de reacción para maximizar la disolución de finos, desde entonces, muchos otros sistemas que se generan -in situ- son llamados retardadores – y se han propuestos muchos más sistemas de ácidos. Recientemente, Dowell Schlumberger³⁵ introdujo un sistema de ácido retardador usando ácido fluobórico (HBF₄). Éste se hidroliza en agua para formar: HF:4



Donde:

HBF₃OH: Ácido hidroxyfluobórico.

2.7 DIAGNOSTICO PARA HACER LA ACIDIFICACION³⁶

Si el principio de la acidificación de la matriz parece sencillo, en la práctica es un campo minado de decisiones complejas. Las compañías de servicios ofrecen una amplia selección de sistemas ácidos y divergentes, y poca gente diseñaría el mismo trabajo y de la misma forma. Adicionalmente, los trabajos de acidificación de la matriz son poco atractivos, ya que además de riesgosos

³⁵ Ibid., p. 65

³⁶ Ibid., p. 65

son costosos, luego hay que prestarle mucha atención a la planeación, ya que frecuentemente los trabajos debido a la poca atención a este tema llegan a ser más costosos de los que se había previsto. La acidificación de la matriz frecuentemente es llevada a cabo usando las reglas locales por defecto. Los trabajos fallidos han sido pobremente evaluados.

La pregunta que debería ser hecha siempre antes de cualquier trabajo es: “¿por qué está el pozo produciendo menos?” y entonces, “¿la producción se incrementará con la estimulación de la matriz?” la producción puede estar reducida por una razón u otra relacionada al daño en la cara del pozo. La única forma para saberlo es conociendo el análisis de presión del fondo hasta la cabeza del pozo, usando la historia de producción, las pruebas y el análisis de la presión de fondo fluyendo del pozo, tal como lo provee el análisis nodal.

El logro de obtener el máximo crudo que se espera de la acidificación de la matriz en un pozo con skin positivo no siempre se alcanza, de hecho, tiene muchas excepciones. También bajar la densidad de perforación, el flujo multifásico y el flujo de gas turbulento, son algunos factores que causan un skin positivo en pozos que de otra forma posiblemente no estaría dañado.

El análisis nodal, el cual predice la presión de producción, es estudiado más adelante en este capítulo.

Como introducción al diseño del tratamiento, se debe tener muy claro que un pozo buen candidato para estimular, es aquel que tiene un skin o zona de daño, ya que de él se puede obtener un incremento en la productividad o en su inyectividad; el pozo y el tratamiento sin embargo deberían ser seleccionados con cuidado y las condiciones de yacimientos deberían ser adecuadas para asegurar un impacto económico positivo.

Seleccionar el tratamiento correcto frecuentemente no es una tarea fácil.

La siguiente información puede ser de mucha ayuda en dicho trabajo.

Información a tener en cuenta en la selección de un buen tratamiento:³⁷

- Tipo de formación y composición mineralógica de la misma.
- Tipo y cantidad de daño.
- Tiempo de contacto disponible para el tratamiento químico.
- Limitaciones físicas del equipo del pozo.
- Presión y temperatura del fondo del pozo.
- Posibles contaminantes como agua, lodo, filtrado de cemento y bacterias.
- Compatibilidad de los fluidos del tratamiento con los contaminantes presentes y los fluidos del yacimiento.
- Propiedades de la formación tales como la solubilidad del ácido, permeabilidad y porosidad.

Un completo estudio que contenga toda la información mencionada, es posible llevarlo a cabo si se dispone de datos de campo y de trabajos relacionados al daño de formación.

Una vez la información enumerada ha sido analizada, ciertas consideraciones son importantes para empezar con la preparación del diseño:³⁸

³⁷ BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

³⁸ CROWE, Op. cit., p. 57

- Si el daño de formación no existe, entonces probablemente la acidificación de la matriz no será económicamente viable.
- El potencial de producción debe ser determinado, porque si aunque existe daño el potencial es muy pequeño entonces probablemente el tratamiento no sea económicamente viable.
- Obtener información acerca de las características físicas de la formación y las propiedades químicas de la misma (pruebas en corazones y experiencias previas).
- Obtener información acerca de las propiedades de los fluidos (análisis de aguas y tendencia escamante).
- Determinar la causa y el tipo de daño de formación.
- Diseñar el tratamiento para limpiar el daño y prevenir daño con el mismo tratamiento
- El tratamiento debe ser ubicado apropiadamente. La técnica de divergencia permite direccionar exclusivamente los fluidos hacia zonas de baja permeabilidad (ó aquellas que se quiera estimular) utilizando herramientas como coiled tubing acompañadas de empaques.

2.8 DISEÑO DE UNA ESTIMULACION DE LA MATRIZ³⁹

Se necesita un programa general de diseño para diagnosticar el grado y tipo de daño, para esperar la tasa de tratamiento y presión se requiere además un programa de bombeo y todo esto junto es clave para finalmente predecir el

³⁹ Ibid., p. 70

impacto económico del tratamiento. El programa debe ser realizado con la poca información de pozos con la que generalmente se cuenta, por los márgenes económicos del mismo. Una parte clave del diagnóstico, es el tipo de predicción en el grado de daño que se tiene basado en la mineralogía de la formación, la composición de los fluidos de la formación y la química del fluido inyectado para la estimulación.

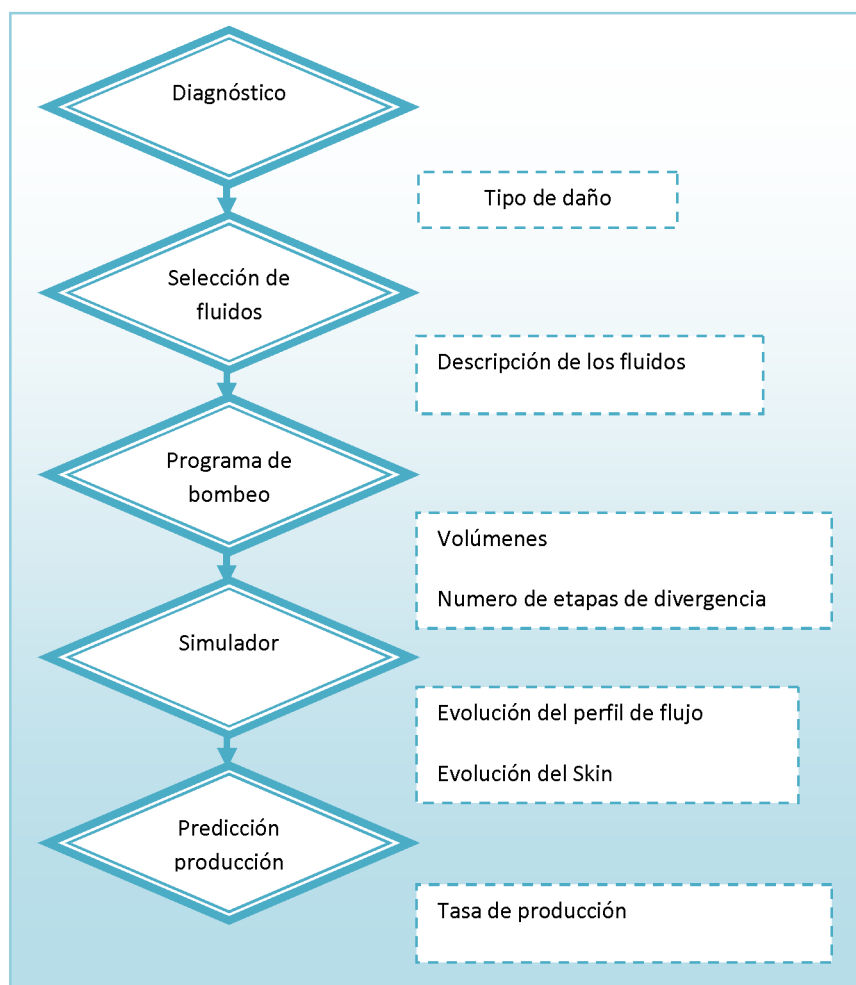
Determinar la naturaleza del daño es difícil porque las evidencias directas del daño están frecuentemente ocultas. El ingeniero debe usar toda la información que tenga disponible, como: la historia del pozo, los resultados de pruebas de laboratorio, y la experiencia ganada en operaciones previas en el yacimiento.

El objetivo inicial, por supuesto es seleccionar el fluido de tratamiento. Después, el programa de bombeo –volúmenes, tasas, número de etapas de divergencia- debe ser elaborado. Desde que la acidificación de carbonatos con HCl terminó generando daños en lugar de beneficios, el principal desafío de la selección de fluidos es enteramente de la acidificación de areniscas en las cuales el daño debe ser removido con este mismo fluido de base. Las pruebas de laboratorio en corazones y en aceite pueden posiblemente asegurar que un sistema de lodo ácido HF-HCl mejorará como es deseado – esto es particularmente cierto cuando se está trabajando en un nuevo pozo. Estas pruebas primero examinan la mineralogía de la roca para ayudar a planear el fluido del tratamiento. Entonces, las pruebas de compatibilidad, realizadas entre los fluidos de tratamiento y el aceite, aseguran que la mezcla de estos productos no resulte en emulsión o formen sludges.

Finalmente una curva de respuesta al ácido se obtiene por inyección del fluido del tratamiento dentro de un plug de un corazón limpio, bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento, y monitoreando los resultados en el cambio de mojabilidad. La respuesta de la curva del ácido indican los efectos del fluido del tratamiento en la matriz de la roca –el diseño ingenieril debe estar enfocado a un alto incremento de la permeabilidad.

La metodología general para hacer el diseño se muestra en el siguiente diagrama (Figura 19).

Figura 19. Los 5 pasos esenciales en el diseño de un trabajo de acidificación de la matriz⁴⁰



Fuente: CROWE; Curtis et al. "Trends in Matrix Acidizing". Oil Field Review Magazine, Volumen 4. (1994).

El primer paso consiste en el diagnóstico del problema, el cual requiere una excelente caracterización del daño de formación, para hacer esta primera parte, ya se hizo un estudio de los diferentes tipos de daño en el primer capítulo, por lo cual se prosigue a la selección de los fluidos.

⁴⁰ Ibid., p. 70

2.9 DISEÑO DE LOS FLUIDOS⁴¹

La mayoría de la selección de los fluidos del tratamiento para una acidificación de la matriz construyen unas recomendaciones establecidas según cada compañía. La escogencia es entre las diferentes ventajas de las combinaciones de HCl-HF y depende de la permeabilidad de la formación, tipos de arcilla que contenga y contenidos de sal (tabla 4).

Tabla 4. Guía de ácidos para areniscas

Guía de ácidos para areniscas				
1983				
Condiciones		Ácido principal		Preflujo
Solubilidad del HCl ($\geq 20\%$)		Usar únicamente HCl		
Permeabilidad alta (≥ 100 md)				
Abundante cuarzo (80%), poca arcilla ($\leq 5\%$)		12% HCl, 3% HF		15% HCl
Abundante Feldespato ($\geq 20\%$)		13.5% HCl, 1.5% HF		15% HCl
Abundante arcilla ($\geq 10\%$)		6.5% HCl, 1% HF		15% HCl
Abundante arcilla clorita de hierro		3% HCl, 0.5% HF		15% HCl
Baja permeabilidad (≤ 10 md)				
Poca arcilla ($\leq 5\%$)		6% HCl, 1.5% HF		7.5% HCl o 10% ácido acético
Abundante clorita		3% HCl, 0.5% HF		5% ácido acético
1990				
Mineralogía		Permeabilidad		
Cuarzo ($\geq 80\%$), arcilla ($\leq 10\%$) Arcilla ($\geq 10\%$), sal ($\leq 10\%$) Arcilla ($\geq 10\%$), sal ($\geq 10\%$) Arcilla ($\geq 10\%$), sal ($\geq 10\%$)	$\leq 200^\circ\text{F}$	≥ 100 md	20 a 100 md	≤ 20 md
		12% HCl, 3% HF	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1% HF
		7.5% HCl, 3% HF	6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0.5% HF
		10% HCl, 1.5% HF	8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0.5% HF
	$\geq 200^\circ\text{F}$	12% HCl, 1.5% HF	10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0.5% HF
		10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1.5% HF	6% HCl, 0.1% HF
		6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0.5% HF	4% HCl, 0.5% HF
		8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0.5% HF	6% HCl, 0.5% HF
		10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0.5% HF	8% HCl, 0.5% HF

Fuente: CROWE; Curtis et al. "Trends in Matrix Acidizing". Oil Field Review Magazine, Volumen 4. (1994).

⁴¹ Ibid., p. 70

El tratamiento principal va a depender además, de la solubilidad que tenga éste con los minerales presentes, como se observó en la tabla 3. Generalmente las concentraciones a usar son, para cuando no se cuenta con la suficiente información, las siguientes:⁴²

Formaciones con permeabilidades > 100 mD

Cuarzo > 80%, Arcillas < 5% ==> 12% HCl - 3% HF

Arcilla < 8%, Feldespato < 10% ==> 7.5% HCl - 1.5% HF

Feldespato > 15% ==> 13.5% HCl - 1.5% HF

Arcillas > 10% ==> 6.5% HCl - 1% HF

Feldespato > 15%, Arcillas > 10% ==> 9% HCl - 1% HF

Presencia de hierro, Clorita > 8% ==> 10% CH₃COOH - 0.5% HF

Formaciones con permeabilidades 20 - 100 mD

Arcilla > 5% ==> 6% HCl - 1.5% HF

Arcilla < 7% ==> 9% HCl - 1% HF

Feldespato > 10% ==> 12% HCl - 1.5% HF

Feldespato > 10%, Arcilla > 10% ==> 9% HCl - 1% HF

Presencia de hierro, Clorita > 8% ==> 10% CH₃COOH - 0.5% HF

Permeabilidades < 20 mD

Sol. HCl < 10%, Arcillas < 5% ==> 5% HCl - 1.5% HF

⁴² BJ SERVICES, Op. cit., p.69

Arcillas > 8% ==> 3% HCl - 0.5% HF

Clorita > 5% ==> 10% CH₃COOH - 0.5% HF

Feldespatos > 10% ==> 9% HCl - 1% HF

Sin embargo, a continuación se consideran los factores de diseño de cálculo de volúmenes basados en información más certera, tal como permeabilidades medidas, porosidades de la arena productora e incluso solubilidades halladas mediante pruebas de laboratorio. Estas últimas son muy útiles, aunque pocas veces se cuenta con ellas.

2.9.1 Factores de diseño basados en la permeabilidad⁴³

Como ya se observó anteriormente a partir de la permeabilidad de la roca se pueden determinar las concentraciones de los ácidos, pero adicionalmente se debe utilizar esta propiedad de la formación para calcular volúmenes de fluidos. A continuación se da la guía según la cual se puede y deberían basar los volúmenes de diseño.

Guía de los volúmenes de tratamiento:

- Los volúmenes del ácido se encuentran en la tabla 5.
- Si la permeabilidad es inferior a 120 md la tensión superficial del ácido se reduce a 30 dinas/cm² o menos para prevenir bloqueos por agua.

⁴³ Ibid., p. 75

- Si hay múltiples permeabilidades, se deben considerar realizar el diseño por etapas, para un apropiado control de los volúmenes.

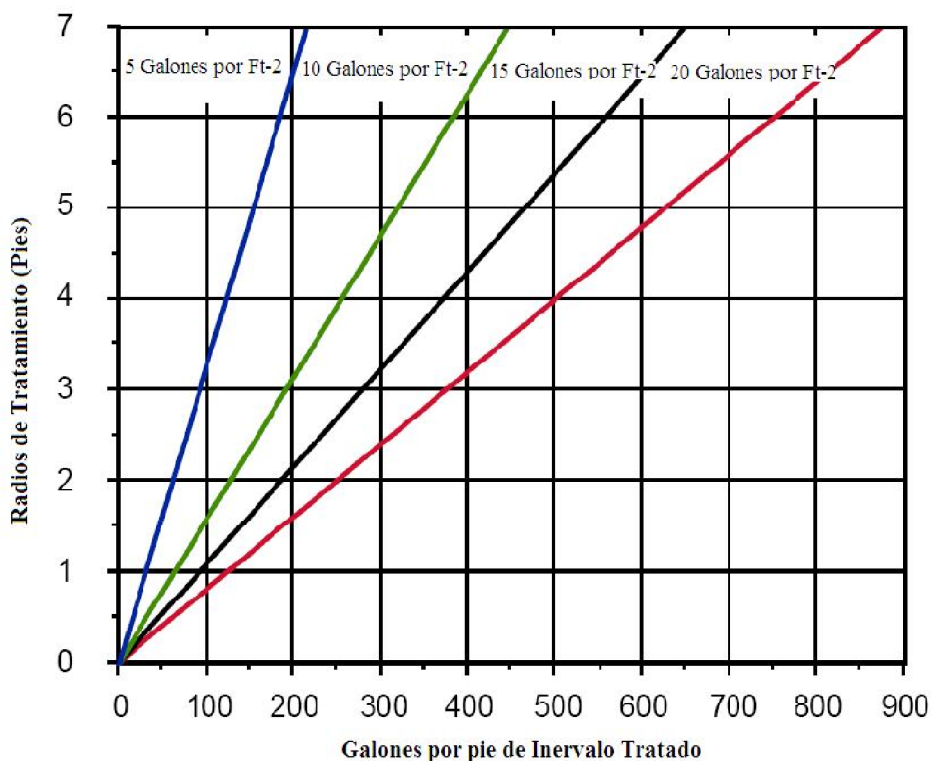
Tabla 5. Volúmenes de tratamiento basados en la permeabilidad

Permeabilidad promedio	Rango de HCl en gal/ft	Rango de HCl:HF e gal/ft
≤0.1 md	15-25	No se recomienda
0.1-1.0 md	25-50	35-50
1.0-10 md	35-75	75-100
10-50 md	50-100	100-150
≥50 md	50-100	100-200

Fuente: BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

El volumen de tratamiento también puede ser determinado por medio de la geometría de la formación, si se cuenta con información confiable de ésta. Lo cual genera otra forma de obtener un radio de penetración del tratamiento y con ello su cantidad. A partir de la siguiente figura se puede determinar los volúmenes de tratamiento en función del espesor de la formación.

Figura 20. Volumen de tratamiento recomendado de HCl:HF en galones por pie cuadrado de espesor



Fuente: BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. **En:** ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

2.9.2 Factores de diseño basados en la porosidad⁴⁴

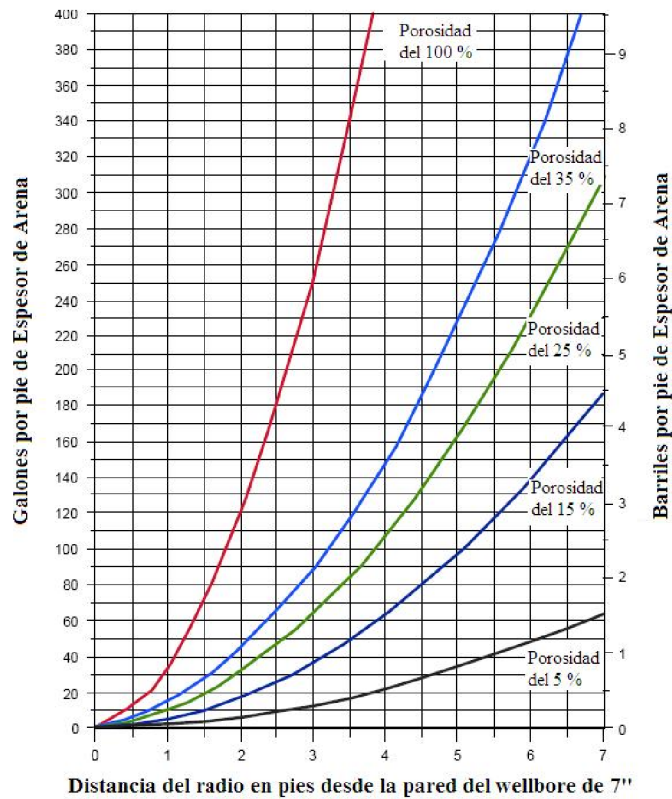
La porosidad es otra propiedad de la formación que sirve de guía en el cálculo de volúmenes de tratamiento, y puede ser muy útil si este valor es homogéneo y no se tiene clara la permeabilidad. El volumen de post-flujo debe ser calculado para formaciones que se quiere llegar a una penetración radial de 4 a 5 pies, dicho cálculo basado en la porosidad.

⁴⁴ Ibid., p. 75

- La porosidad puede ser utilizada para determinar la penetración del HCl vivo si la solubilidad de la formación en HCl es conocida. Si la solubilidad del HCl es mayor o igual al 10%, entonces el volumen de HCl estándar no será la mitad de el lodo de HCl:HF.
- Si el volumen de HCl está basado únicamente en la solubilidad. El volumen de HCl del preflujo debería ser suficiente para remover toda el materia soluble en él, en unos dos pies de radio del pozo.
- El volumen de HCl-HF requerido debe ser calculado basado en el tiempo de contacto. Un largo tiempo de contacto con la cara de la formación puede derrumbarla.

Cuando el daño de formación está dentro de los dos primeros pies, un estimativo del volumen de tratamiento del ácido requerido puede ser leído de la figura 21 basándose en el radio de tratamiento y la porosidad de la formación.

Figura 21. Galones por pie de fluidos de tratamiento para diferentes porosidades.



Fuente: BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

Cuando se sabe que el daño es profundo (superior a 2 pies) la siguiente ecuación puede ser utilizada para estimar el volumen de ácido requerido:

$$volumen\ de\ poro = 3.142 \times R^2 \times H(P) \times 7.4806 \quad (28)$$

Donde:

R = radio de tratamiento en pies.

H = espesor de la formación en pies.

P = porosidad expresada como un decimal.

2.9.3 Consideraciones del diseño de los fluidos⁴⁵

1. Consideraciones de diseño para el pickling:
 - a. Cuando no se dispone de un software o guías de análisis especializados, se puede utilizar 50 galones de xileno por 1000 pies de tubing.
 - b. Usar 100 galones de 15% de HCl por 1000 pie de tubing si el tubing es nuevo o ha sido utilizado con anterioridad en inyección de agua.
 - c. Circular el xileno en cabeza del ácido por dentro del tubing y por fuera del anular.
 - d. Si la presión del yacimiento es muy baja para la circulación se debe energizar el ácido y desplazar el fluido.
 - e. El tratamiento del pickling podría no ser necesario si se hace una estimulación selectiva.
 - f. Repetir el tratamiento del pickling en pozos productores es innecesario, pero puede serlo en pozos inyectoros.
 - g. Si no es posible hacer un pickling, un preflujo de HCl podría ser circulado.
 - h. Alternadamente, si el pickling no se puede hacer un “spearhead” de xileno en secuencia del HCl pueden hacer una limpieza efectiva.

⁴⁵ Ibid., p. 75

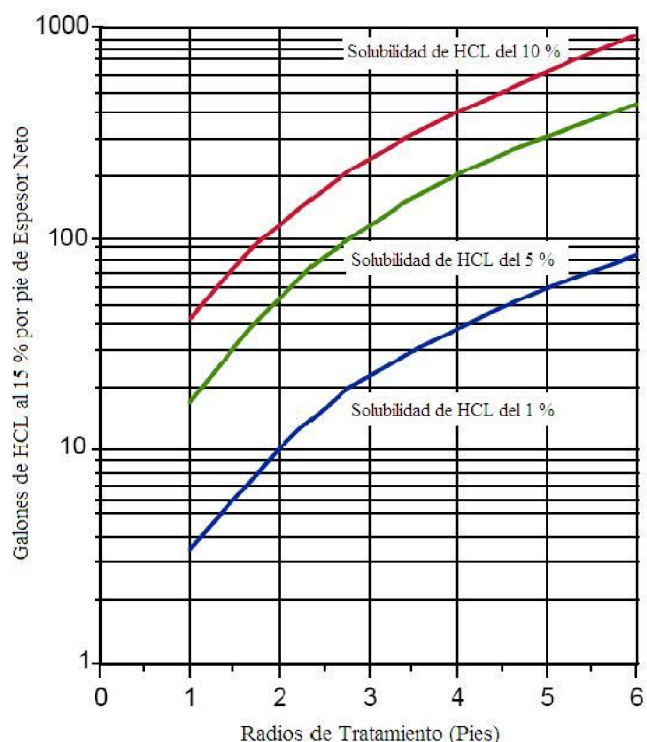
PREFLUJO: Los preflujos son frecuentemente utilizados para encabezar el tratamiento, para preparar o acondicionar la formación, así se asegura que la formación aceptará el ácido en las secciones favorables y sin crear daños adicionales. Como regla general cuando no se cuenta con mucha información, se puede usar como se muestra a continuación.⁴⁶

- Desplazamiento del crudo (solvente) 10-75 gal/pie
- Desplazamiento del agua de formación 12-25 gal/pie
- Preflujo de ácido acético para limpieza 25-100 gal/pie
- Preflujo de HCl con el objetivo de evitar reacciones secundarias 25-200 gal/pie

Pero si se cuenta con información de solubilidad entonces se puede utilizar la figura 22 para calcular un volumen de preflujos en galones de HCl al 15% por pie de espesor neto para varios radios.

⁴⁶ Ibid., p. 75

Figura 22. Volumen de preflujos recomendado en galones de HCl al 15% por pie de espesor neto para varios radios



Fuente: BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

Otros preflujos incluyen:

- Solventes aromáticos y diesel para remover los depósitos de hidrocarburos o para llevar los fluidos retardadores de ácidos y agentes anti-sludges.
- Los solventes mutuales y alcoholes, ayudan para la prevención y remoción de los bloqueos por agua, mejora la limpieza y la humectabilidad al agua así como remueve el agua de donde pueden haber arcillas hinchables presentes.

2. Consideraciones del diseño del preflujo

- a. Cuando se acidifica areniscas, los aditivos de control de hierro son más importantes aquí ya que los minerales que ahí se presentan son más altamente solubles en HCl.
- b. Los aditivos de control de hierros también son importantes porque el preflujo removerá cualquier escama de hierro de los tubulares y puede llevarla a la formación.
- c. Si los asfaltenos están presentes es importante usar aditivos anti-sludges.
- d. Un solvente limpiador en la cabeza del preflujo de HCl puede ser necesario para controlar los sludges (xileno, tolueno, diesel).
- e. Si se han depositado escamas de carbonato en la matriz, el preflujo debería ser un solvente o un dispersor de ácido.
- f. Usar un preflujo de ácido clorhídrico cuando el tratamiento principal en areniscas sea un lodo ácido (HF).
- g. Como regla general, el volumen de preflujo de HCl debería ser la mitad del volumen del tratamiento principal, si la solubilidad del HCl es menor del 10%. Si la solubilidad del HCl es del 10 al 18%, el volumen debería ser calculado para la remoción de todo el material soluble en HCl dentro de 2 pies de radio del pozo.

3. Criterios de diseño y opciones de divergencia

Para obtener los mejores resultados en la mayoría de los trabajos de estimulación es importante que el ácido sea distribuido sobre todo el intervalo productor o inyector.

Si no se utiliza alguna técnica de divergencia en los trabajos, los ácidos se irán por las zonas más permeables y frecuentemente por las secciones menos productivas de la formación, dejando partes de la zona productora sin estimular. En lo posible se debe usar divergencia mecánica cuando sea posible. Cuando sea una sola formación la que está expuesta o el tipo de daño sea característicamente homogéneo, una divergencia no sería necesaria.

4. Consideraciones del diseño del post-flujo.⁴⁷

- a. Usar cloruro de amonio a una concentración que sea compatible con la formación (de 2 a 4%).
- b. Si no hay una influencia de daño por los productos de la reacción, se podría considerar un post-flujo de HCl al 3% para mayor control del pH.
- c. Usar de un 5 a un 10% de solvente mutuo para controlar la mojabilidad de la roca, esto es muy importante cuando se usa altas concentraciones de inhibidores de corrosión.
- d. El post-flujo previene la formación de mezclas de la salmuera de desplazamiento con el ácido.
- e. Usar un volumen suficiente para sobre-desplazar el tratamiento ácido (de 4 a 5 pies radialmente).

⁴⁷ Ibid., p. 75

POST-FUJO: Es el fluido encargado de hacer el desplazamiento de la solución de tratamiento ácido con una cantidad mayor al fluido requerido para limpiar el tubing y el casing. Este procedimiento es considerado frecuentemente deseable y necesario.

5. Consideraciones del diseño del tratamiento principal

Detección de fluidos en el wellbore: Se considera un tipo de problema especial cuando se necesita poner inmerso el ácido en áreas específicas del pozo, esto se hace principalmente cuando:

- Se necesita remover el daño en la permeabilidad causado por la torta de lodo filtrada ó los depósitos de escamas en la cara de la formación o en los túneles de los perforados.
- Se necesita desatascar la tubería.
- Disolver suciedad en el agujero.

Cuando se detectan fluidos en el anular, se debe resolver esto utilizando técnicas de balance hidrostático.

- Método de las columnas balanceadas:

Cuando es necesario balancear las columnas de fluidos, se debe determinar el peso para ser llenado con ácido o con solvente y calcular además el volumen de fluido. Cuando este volumen ha sido bombeado dentro del pozo, se deben mantener las columnas llenas y balanceadas, es decir que tanto con los ácidos o solventes se tenga el mismo nivel adentro que afuera de la sarta.

- Método de las columnas des-balanceadas:

Cuando el fondo del tubing está más abajo del área de tratamiento, el volumen del tratamiento debe ser tal que baje todo el anular y luego suba hasta la localización deseada. Normalmente esta detección de fluidos resulta en una condición de desbalance entre los fluidos en el tubing y casing.

6. Consideraciones en la presión del diseño⁴⁸

- a. Cuando se está haciendo la acidificación de la matriz, se debe asegurar que la presión de fractura de fondo (BHFP) no sea excedida. (la presión de fractura disminuye con la presión de yacimiento). BHFP y la presión de superficie del tratamiento (STP) deben ser determinadas. Así mismo por seguridad todo el personal envuelto en la operación debe ser informado de dichas presiones para que no se excedan.
- b. El control de la tasa de inyección debería mantenerse para bajas presiones de yacimiento usando nitrógeno o una válvula de control.
- c. Si el tratamiento se hace con el método de columnas sobre-balanceado, materiales sólidos deberían ser utilizados tales como resinas solubles en crudo o ácido benzoico.
- d. Si el tratamiento es llevado a cabo sub-balanceado, sería efectivo usar nitrógeno en conjunto con espumas o algún sólido.

A continuación se presenta una guía del uso de nitrógeno y dióxido de carbono para areniscas (tabla 6).

⁴⁸ Ibid., p. 75

Tabla 6. Guía para el dióxido de carbono y el nitrógeno.

Tipo de yacimiento	Nitrógeno	Dióxido de carbono
Gas	Si	Si
Gas de baja presión	Si	No
Aceite subsaturado	No	Si
Aceite saturado	Si	Si
Inyección de agua	No	No

Fuente: BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

7. Tasa de inyección y la presión de superficie del tratamiento

La tasa de inyección de un tratamiento ácido puede influenciar enormemente la ubicación del ácido y por ello el éxito del tratamiento. El tipo de trabajo ácido (matriz, fracturas naturales o fracturamiento ácido) usualmente determinan la tasa de inyección natural.

- Bajas tasas de inyección

Las tasas de bombeo que se producen inferiores a la requerida para fracturar la formación usualmente ubican el ácido en las cercanías a la cara del pozo, dentro de la matriz de la roca y en las fracturas naturales. Las bajas tasas son recomendadas para reparar daño por skin, daños superficiales o donde simplemente no se quiere fracturar la formación, como ocurre en zonas con alta saturación de agua.

Factores que influyen la tasa de bombeo:

- Altas presiones de formación.

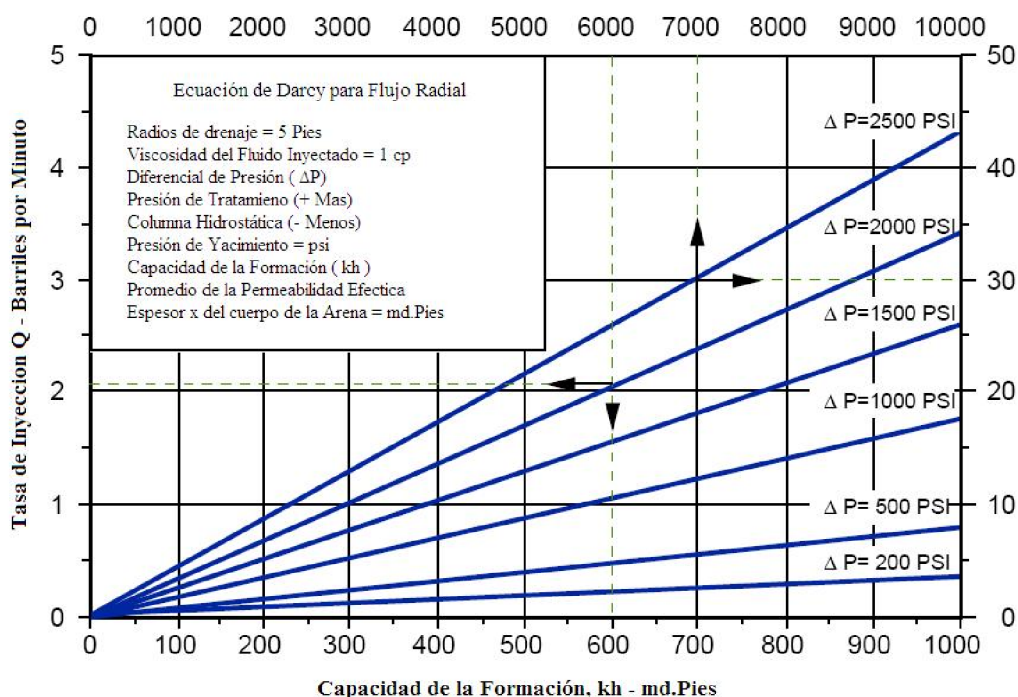
- Limitaciones de presión en los tubulares.
- Limitaciones de presión en otros equipos.
- Altas tasas de inyección

Debido a las altas tasas de reacción del ácido clorhídrico con los carbonatos presentes en la formación, se requieren altas tasas de inyección para aumentar la penetración del ácido vivo. Desde que las altas tasas acostumbran envolver altas presiones, se ha visto que muchas formaciones tienden a ser fracturadas.

Establecimiento de la tasa de bombeo y la presión de superficie del tratamiento:

Los tratamientos de acidificación de areniscas son desarrollados a presiones menores que las de fractura. Si la formación es fracturada, los fluidos de estimulación toman el camino que oponga menor resistencia al flujo a través de la fractura y no hará un contacto uniforme con el intervalo de tratamiento deseado. Esto resulta en un canal de drenaje menor y solo un leve aumento de la productividad. La figura 23 es utilizada para establecer la máxima tasa de bombeo permisible que no fracturará la formación.

Figura 23. Tasas de inyección (sin fracturar) dentro de formaciones permeables a varias presiones diferenciales.



Fuente: BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.

La máxima presión de bombeo superficial del tratamiento a la tasa de bombeo permisible es calculada como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
 \text{Máxima presión de superficie del tratamiento} = & \\
 & (\text{Gradiente de fractura} \times \text{TVD}) + \text{Presión de fricción} - \text{Hidrostática} - \\
 & 300 \text{ psi} \qquad \qquad \qquad (29)
 \end{aligned}$$

Nota: los 300 psi son un factor de seguridad arbitrario para asegurar que el yacimiento no será fracturado.

8. Tiempos de cierre

El tiempo de cierre empieza después de que un trabajo de estimulación ha sido completado y dura hasta que inicia el tiempo de "back-flow". Este tiempo es

determinado por el tipo de ácido usado y por factores de fondo, tales como el tipo de formación, la temperatura y presión de fondo.

Después de que la solución ácida ha sido neutralizada por la reacción con la formación, no hay mucho fluido de estimulación. Sin embargo, éste puede derrumbar la formación si se deja remanente en fondo.

9. Opciones para el tratamiento de depósitos orgánicos.⁴⁹

1. Bombear de 25 a 50 galones por pie de xileno y/o tolueno combinado con los solventes comerciales apropiados. Acompañado de las previas pruebas de laboratorio, frecuentemente se requieren tiempos de remojo para este tipo de prácticas.
2. Si se necesita divergencia⁵⁰ o bombear un tratamiento usando un ácido auxiliar se deben incluir dispersantes de parafinas y solventes de asfáltenos

2.9.4 Ejecución y evaluación de una acidificación⁵¹

La planeación sofisticada es sólo una parte del camino al aseguramiento del éxito de la operación de la acidificación de la matriz que se quiere realizar. En un estudio de 650 trabajos de estimulación de la matriz hecho a nivel mundial⁵² se demostró que el 12% fueron fallidas, y el 73% de estas fallaron debido a la mala implementación en campo, tan sólo el 27% de las fallas fue causada por

⁴⁹ Ibid., p. 75

⁵⁰ Divergencia: separar o aislar las formaciones por medios químicos o mecánicos para evitar su contaminación con fluidos no compatibles durante un trabajo de pozo.

⁵¹ BJ SERVICES, Op. cit., p.69

⁵² CROWE, Op. cit., p. 57

la selección incorrecta de los fluidos y sus aditivos. El éxito y las fallas fueron variadamente definidos dependiendo del pozo.

Las razones para una pobre operación de campo, se concentra en la técnica de Bullheading, en la cual el ácido es bombeado dentro del pozo desde la cabeza pasando por un tubing sucio y entrando en contacto con fluidos fuera del empaque, empujándolos directamente adentro de la formación.

El bombeo desde cabeza puede ser evitado usando el Coiled Tubing para desplazar el ácido a la profundidad exacta requerida evitando además pasar por suciedad y fluidos que están presentes en el pozo.

Los expertos recomiendan usar Coiled Tubing siempre que sea posible.

Adicionalmente se recomienda monitorear cada trabajo, particularmente la evolución del skin con el tiempo. El problema inicialmente fue la pobre calidad de las mediciones, se usaban entonces cartas de gráficas de presión muy sencillas.

Entonces en 1983 se introdujo los medidores digitales en cabeza. Hoy en día, la densidad de los fluidos, las tasas de inyección, las presiones en cabeza y anulares son grabadas y analizadas en la cabina de la compañía de servicios.

A lo largo de la historia tres métodos han sido propuestos para el monitoreo del skin. En 1969, McLeod y Coulter sugirieron analizar los trasientes que se crean antes y después de la inyección de los fluidos de tratamiento. Los análisis de los trabajos fueron desarrollados después de la ejecución de los trabajos y entonces no se intentó utilizar una técnica en tiempo real. En 1979, Paccaloni formuló un método que asumía estado estable e ignoraba los trasientes, pero que proveía una estimación continúa del skin en tiempo real. Más recientemente, Laurent Prouvost y Michel Economides propusieron un método que tiene en cuenta los trasientes en tiempo real. Este método toma la medición de la tasa de inyección de flujo, usando teoría de trasiente, calculando la presión de fondo fluyendo si el skin fuera sostenido y constante. Éste generalmente se toma cero. Este es continuamente comparado con la

actual presión de fondo. Cuando las dos presiones convergen entonces se puede asumir que el pozo está limpio. Finalmente la diferencia en presiones es utilizada para calcular el skin. La forma detallada en la que se hacen estos cálculos y otros cuando no se cuenta con la información necesaria será estudiada más adelante.

De los datos de producción disponibles, el análisis Nodal puede revelar el nuevo skin del pozo. Este puede ser comparado con las nuevas predicciones que se obtiene por la simulación del trabajo actual -esto es utilizando tasas de flujo y medidas de presión mientras que se bombean los fluidos del tratamiento- la total comprensión de las discrepancias entre el diseño y su ejecución es esencial para optimizar los trabajos futuros en el campo.

2.10 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Generalidades

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación más exitosas a nivel mundial, consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o la fractura de la misma. Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

Al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico en un yacimiento se mejora la capacidad de flujo de los pozos, se logra sobrepasar el daño de formación en la cara y se lleva a cabo el control del arenamiento, todo con el fin de optimizar la productividad de cada pozo.

Con el fracturamiento hidráulico se han hecho contribuciones significativas a la

industria del petróleo y gas por ser el método más utilizado para incrementar las reservas y tasas de producción de un campo. Desde que esta técnica fue introducida por Stanolind (AMOCO) en 1947, alrededor de un millón de tratamientos de fracturas han sido efectuados y actualmente cerca del 40% de los nuevos pozos perforados son estimulados usando el tratamiento de fracturamiento hidráulico⁵³.

La idea de fracturar hidráulicamente una formación para aumentar la tasa de producción de aceite y gas fue concebida por Floyd Farris (miembro de la compañía Stanolind Oil and Gas) después de un extensivo estudio de las presiones encontradas en los squeez de cementación para aislar las formaciones que contenían crudo de las que contenían agua.

El primer tratamiento experimental desarrollado intencionalmente para fracturar hidráulicamente un pozo y estimular su producción fue llevado a cabo por Stanolind en el pozo Klepper número uno (1) del campo de gas de Hugoton en el condado de Grant, Kansas (USA), en Julio de 1947.

Aunque la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, sí lo han hecho los significativos avances tecnológicos que han sido ejecutados durante más de cuatro décadas desde que se desarrolló el primer tratamiento comercial. Después de los primeros trabajos, el promedio de los tratamientos de fracturas consistían alrededor de 750 galones de fluido y de 400 libras de arena. Hoy en día, el promedio de los tratamientos está alrededor del rango de 43000 galones de fluido con 68000 libras de material de soporte, y grandes tratamientos que exceden un millón de galones de fluido y tres millones de libras de material de soporte. Esto refleja los continuos avances aportados por la industria petrolera en la teoría y en la práctica, la gran variedad de fluidos que están disponibles para todo tipo de situaciones, los equipos más refinados, los últimos adelantos en informática. Ahora se dispone de modelos de simulación, técnicas de control y evaluación, equipos para el diseño que van

⁵³ ECONOMIDES, Michael y NOLTE, Kenneth G. "Reservoir Simulation". Houston-Texas: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1989.

transformando la técnica de fracturamiento hidráulico, haciendo que deje de ser un arte para convertirse en una ciencia.

2.11 RAZONES PARA FRACTURAR⁵⁴

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en la gran mayoría de los pozos, una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores:

- Pérdida de energía del yacimiento.
- Daño de formación.
- Re- distribución de las áreas de drenaje.
- Conificación del agua en la cara de la formación.
- Alta producción de agua.
- Avance de la capa de gas.
- Re- organización de los modelos de inyección - producción, etc.

Y es precisamente la pérdida de producción la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, al desarrollo de metodologías, a la implementación de soluciones tecnológicas y al análisis del comportamiento de

⁵⁴ BJ SERVICES COMPANY S.A. "Handbook Hydraulic Fracturing". Indonesia: Orsa Press, 1986.

los pozos, que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar su producción y en general la del campo productor, tratando de asegurar el éxito. Adicionalmente, durante este proceso se debe generar un balance entre los costos de los trabajos y las ganancias generadas, de tal manera que haga que las recomendaciones sean económicamente rentables para los inversionistas.

El fracturamiento hidráulico, adicionalmente, en campos con crudos asfálticos, es una práctica muy frecuente ya que al realizar este tipo de tratamiento de estimulación se remueve el material orgánico que se precipita en la cara de la formación y que obstruye el flujo de hidrocarburos.

A continuación se listan algunas ventajas por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo:⁵⁵

- **Sobrepaso del daño de formación.** Al realizar la fractura hidráulica se mejora la conexión entre el pozo y el yacimiento creando un canal de alta conductividad que permita incrementar la producción (acelerar o incorporar reservas) y mejorar la economía del pozo incrementando su VPN⁵⁶.
- **Arenamiento.** Los últimos avances tecnológicos han permitido desarrollar trabajos de fracturamiento hidráulico tipo Screenless, cuya función ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos, lo cual se ha cumplido exitosamente.
- **Aumento del régimen de producción.** Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace

⁵⁵ ECONOMIDES, Op. cit., p. 94

⁵⁶ VPN: Valor Presente Neto

más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

- **Aumento del recobro final.** Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Gracias al fracturamiento hidráulico es posible extender el tiempo antes de llegar al límite económico, lo cual permite que la recuperación final de un pozo sea incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos. La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.
- **Mejor uso de la energía del yacimiento.** Una pérdida notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Disminuyendo la presión de la formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de la energía del yacimiento. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que sí existe un bloqueo de la

permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo de manera significativa.

- **Aumento del régimen de inyección.** En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector.

2.12. CONSIDERACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Las consideraciones a tener en la implementación de un fracturamiento hidráulico evalúan de manera preliminar aquellos criterios que intervienen desde el principio del proceso y avanzan un paso en el tema del diseño.

2.12.1 Propiedades de las rocas

La dirección de los esfuerzos de la formación son determinantes para decidir si el fracturamiento hidráulico además de viable será efectivo.

La presión necesaria para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Por lo tanto, las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Esta iniciación y propagación de la fractura, significa que el material está respondiendo de una forma plástica y que cambios irreversibles están ocurriendo en él. No obstante, el comportamiento lineal de la elasticidad es una herramienta útil cuando se estudian fracturas,

debido a que el esfuerzo y la deformación pueden ser todavía descritas por la teoría elástica.

Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas que pueden ser determinadas en forma estática o dinámica por cargas experimentales aplicadas.

2.12.2 La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas

Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permiten a los equipos a cargo de los activos de las compañías operadoras aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos. Si bien los métodos sísmicos de caracterización de fracturas hidráulicas existen desde hace varios años, los nuevos equipos y técnicas de procesamiento sísmico hacen que este tipo de monitoreo sea hoy más efectivo que en el pasado.

Finalmente con esta técnica se debe tener cuidado ya que todos los pozos parecieran ser buenos candidatos para implementarla, pero en realidad hay que hacer el estudio adecuado de cuales pozos no lo son. En este estudio intervienen diferentes técnicas y ecuaciones, propias de un estudio a fondo que requiere las herramientas necesarias para finalmente establecer unos criterios de diseño.

2.13 DISEÑOS DE TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO⁵⁷

Para un ingeniero, el diseño de un fracturamiento hidráulico en esencia se reduce a seleccionar:

- El equipo mecánico a usar (empaques, tuberías, bombas, etc.).
- El tipo de material soporte usado.
- El tipo de fluido fracturante (propiedades).
- El tipo de fluido desplazante.
- El régimen de flujo de la mezcla (fluido fracturante + material de soporte) dentro la tubería usada.
- El gradiente de fractura de la formación.
- El tamaño de las perforaciones.

La secuencia utilizada para la selección se puede esquematizar en cuatro etapas:

- Determinación de las propiedades del yacimiento y demás condiciones de contorno.

⁵⁷ BJ SERVICES COMPANY S.A, Op. cit., p. 95

- Selección de los parámetros variables de la operación (planteo de diversas alternativas).
- Predicción de la geometría obtenida y los resultados probables de cada alternativa.
- Selección del tratamiento económicamente más ventajoso.

2.13.1 Mini-Frac

Esta operación previa al tratamiento de fractura, consiste en realizar una prueba de inyektividad a la formación mediante el incremento de la tasa de bombeo para determinar la presión inicial de ruptura de las capas (gradiente de fractura), la presión de propagación y cierre de la fractura.

Si el volumen bombeado para crear la fractura es mínimo, la alteración de la presión de poro será despreciable y por lo tanto la presión de cierre de la fractura será equivalente al esfuerzo horizontal mínimo.

En formaciones no permeables no se puede esperar una disipación de la presión en la formación, por lo que es necesario abrir el pozo a producción con un caudal constante. Este caudal deberá ser por regla del dedo gordo un máximo del 25% del caudal que se usó para el bombeo.

Para poder evaluar el *mini-frac* y el tratamiento de fractura, normalmente se registran las presiones, caudales, y dosificaciones de material de soporte, con los correspondientes equipos e instrumental.

En esta parte del proyecto se revisan algunos criterios, conceptos y técnicas para enfrentar el problema de un fracturamiento hidráulico.

2.13.2 Condiciones de contorno

- Yacimiento y pozo. Las características del yacimiento (tipo de formación, porosidad, permeabilidad, etc.), las propiedades de la formación (propiedades elásticas, área de drenaje, gradiente de fractura, etc.), y las condiciones de pozo (diámetro del pozo, tuberías, perforaciones, etc.) hacen parte de los datos que hay que tener en cuenta al momento de diseñar un fracturamiento hidráulico.

Es importante destacar el siguiente aspecto: el principal recaudo con este conjunto de datos es obtener valores confiables en las estimaciones hechas por el diseño. Por lo tanto, la calidad de la información disponible afecta y limita directamente la confiabilidad de los resultados obtenidos.

La obtención de valores confiables puede ser más o menos difícil, y su incidencia en el análisis y los resultados da mayor o menor importancia.

- Altura de la fractura. La altura de la fractura creada probablemente sea entre todos los datos, el que tenga una incidencia más dramática en las estimaciones del diseño. Su valor gobierna las dimensiones de la geometría creada, y en consecuencia, la ubicación final del material de soporte y el correspondiente incremento de productividad.

Estrictamente no es un “dato”, ya que durante el tratamiento la grieta se puede extender verticalmente según la presión desarrollada y las propiedades de los estratos superior e inferior que restringen su desarrollo. Sea como “dato” único más o menos definido, o como función de la presión, su valor se puede obtener con diversos perfiles y técnicas. El más utilizado es el perfil de temperatura. También son frecuentes los registros de rayos gamma, empacadores impresores, y hasta equipos de TV o fotografía, pero son menos frecuentes.

- Permeabilidad. La estimación del incremento de productividad es sensible a la permeabilidad. Los valores de permeabilidad obtenidos ensayando núcleos de formación en laboratorio tienen limitaciones importantes: carácter puntual, frecuentemente medidas con gas, etc.
- Gradiente de fractura. Errores en la estimación del gradiente de fractura se reflejan en la presión de tratamiento y la potencia hidráulica necesaria. En operaciones con fluidos de fractura convencionales, la diferencia entre potencia estimada y potencia real representa una modificación en el margen de seguridad disponible con el número de equipos de bombeo llevado a la locación. En cambio, si se utilizan espumas, debido a su carácter compresible, valores distintos de gradiente de fractura exigen proporciones correspondientes de gas para que el fluido tenga las propiedades deseadas.
- Propiedades elásticas. Los valores de propiedades elásticas se pueden determinar experimentalmente ensayando en laboratorio núcleos de formación.

2.13.3 Análisis de penetración óptima

El punto de partida ideal de un diseño es la experiencia previa en el yacimiento, ya sea para optimizar según esa experiencia previa, o bien para comenzar el análisis cuando ella no existe. Por lo tanto, en el diseño de una fractura hidráulica surge el siguiente interrogante: ¿cuál es la penetración óptima a obtener en el diseño?

Por penetración de la fractura se entiende a la fracción del radio de drenaje que alcanza la longitud empaquetada. La penetración óptima involucra un equilibrio adecuado entre propiedades de la formación y características de la fractura, en

última instancia se reduce a un análisis económico (beneficios versus costo)⁵⁸.

El modelo económico cuantifica los beneficios derivados del incremento de producción y evalúa los costos asociados con diversas alternativas. En definitiva, se reduce el análisis a una curva “beneficio neto” Vs. “longitud de fractura”, o parámetros más o menos equivalentes, como el tiempo de retorno, razón beneficios/inversión, tasa interna de retorno, valor presente neto, etc.

Además de las complicaciones y limitaciones descritas, los análisis de esta naturaleza son imprescindibles cuando se pretende estimular formaciones de muy baja permeabilidad y espesores productivos muy grandes, en estos casos se obtienen penetraciones elevadas con tratamientos muy voluminosos. La aplicación de fracturamientos hidráulicos masivos representa costos de estimulación del mismo orden de magnitud que el resto de la perforación y completamiento del pozo, por lo que se exige agotar los recursos para optimizar el diseño.

En cambio, las áreas donde los tratamientos de fractura constituyen una fracción reducida del costo total del pozo, se prueban sucesivamente diversas alternativas de tratamiento (fluidos, volúmenes, programas de bombeo), que se optimizan según resultados hasta alcanzar criterios estándar.

2.13.4 Contraste entre las propiedades del yacimiento y el material de soporte.

Una primera posibilidad de análisis en la existencia de un valor óptimo en la penetración de fractura empaquetada, surge al contrastar la permeabilidad del yacimiento con la conductividad de la fractura creada por el material de

⁵⁸VIZCAINO, Heidy., DORIA, Linda. “Selección de Pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento en el Campo Santa Clara”. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo, 2008

soporte. La idea propuesta por Smith, consiste en adoptar una determinada cantidad de material de soporte y “distribuirla” en el área de fractura correspondiente a penetraciones crecientes, desde el 10% hasta el 100% del radio de drenaje.

A cada penetración definida de esa manera, corresponderá un conjunto de valores para una concentración superficial del material de soporte, ancho empaquetado, conductividad de fractura y relación del índice de productividad.

El valor máximo de relación del índice de productividad orienta sobre el valor óptimo de penetración.⁵⁹

2.13.5 Incremento de productividad y costos del tratamiento⁶⁰

Para obtener penetraciones grandes se requieren mayores volúmenes de fluido. En el costo total del tratamiento existen valores independientes del volumen con un peso considerable (potencia, cargos básicos, etc.) que inciden notablemente el costo del fluido de fractura, particularmente cuando se requieren geles reticulados para alcanzar penetraciones elevadas.

Es indudable que incrementos pequeños en el costo redundan en aumentos sustanciales de la relación de productividad, pero para penetraciones mayores la relación se invierte, es decir, la relación de productividad crece lentamente mientras el aumento de los costos se acelera.

⁵⁹ SMITH, Miller., HAGA, J. “Tip Screenout Fracturing: a Technique for Soft, Unstable Formations”. SPE (May 1984). SPE 13273.

⁶⁰ VIZCAINO, Heidi., DORIA, Linda. “Selección de Pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento en el Campo Santa Clara”. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo, 2008

2.14 PARAMETROS VARIABLES DEL DISEÑO⁶¹.

Ya se ha mencionado que el núcleo del proceso de diseño consiste en seleccionar tipo y volumen de fluido de fractura, tipo y cantidad de material de soporte, y caudal de inyección. Los criterios para realizar esa selección se aplican en la etapa de análisis de penetración óptima. No existen lineamientos de aplicación universal, pero es posible puntualizar algunas ideas que ilustran el tipo de consideraciones recomendadas.

2.14.1 Selección del fluido de fractura

La expresión “fluido de fractura”, estrictamente se refiere a un sistema de composición y propiedades características

- **Viscosidad.** Si la formación sometida a estimulación es de alta permeabilidad y la penetración óptima es reducida, puede ser aceptable la elección de un fluido de baja viscosidad. El material de soporte sedimenta rápidamente, formando un banco de poca penetración y alta conductividad. En cambio, cuando se pretenden penetraciones mayores, es necesario incrementar la capacidad de transporte, ó sea la viscosidad. Esto también facilita crear fracturas más amplias y mezclar en superficie mayores concentraciones de material de soporte. Así es posible obtener una conductividad de fractura elevada aún cuando el material de soporte no forme banco.

Penetraciones muy altas exigen el empleo de los fluidos más viscosos disponibles, sin embargo, esto puede ser contraproducente si consideramos la fricción desarrollada. La mayor fricción en tubería incrementa el costo

⁶¹ *Ibíd.*, p. 106

(potencia necesaria), y además puede elevar la presión de tratamiento por encima del valor permisible. Viscosidades muy grandes generan también fricción elevada en el seno de la fractura, generando que la presión pueda superar algún valor crítico, induciendo fracturas secundarias.

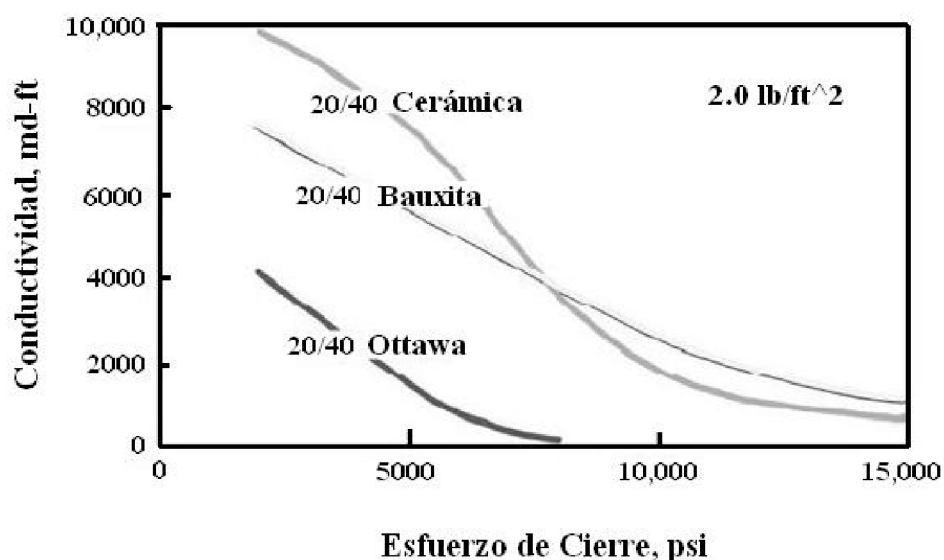
- Filtrado. El control de filtrado es crítico para la eficiencia en los tratamientos de gran volumen con fluidos costosos (penetración considerable). Al igual que la viscosidad, influye también en la posibilidad de arenamiento, incrementada con el uso de concentraciones elevadas de material de soporte. Conviene destacar, que el valor del coeficiente de filtrado tiene gran influencia en las estimaciones del diseño, su estimación confiable tiene importancia comparable con la altura de la fractura creada.

2.14.2 Selección del material de soporte

La generación de una fractura de dimensiones adecuadas sin dañar la formación, el transporte del material de soporte y su distribución óptima, son aspectos importantes del diseño. No obstante, el material de soporte es el único elemento que queda en la fractura luego de la estimulación, y responsable en definitiva del incremento de productividad. De allí que la selección del tipo y cantidad de material de soporte sea de esencial importancia.

- Conductividad de fractura. Definido el valor de longitud empaquetada que se pretende alcanzar, existe un rango ideal de conductividad. Cualquier esfuerzo destinado a aumentar el valor de conductividad por encima de ese valor ideal, carece de sentido porque no se traduce en un incremento de productividad sustancial. La siguiente gráfica muestra los diferentes valores para 3 tipos de propantes.

Figura 24. Conductividad de fractura para varios propantes



Fuente: ECONOMIDES, Michael et al; "Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

- Tipo de material de soporte. El uso de arena limpia de buena calidad ha resultado exitoso en todo tipo de yacimiento. La arena ofrece ventajas importantes: más económica que otros materiales de soporte y de fácil disponibilidad en muchas arenas.

Sus desventajas principales se derivan de la reducción de conductividad cuando se cierra la fractura. La selección del material de soporte requiere como primer paso disponer de curvas de conductividad en función de la presión de confinamiento, a diversas concentraciones superficiales y obtenidas con núcleos de formación.

- Tamaño del material de soporte. El tamaño del material de soporte incide en la permeabilidad de empaquetamiento, cuanto más grande y uniforme son los granos mayor es la conductividad obtenida. Esta afirmación pierde validez según se incrementa la presión de confinamiento, debido a que los

granos mayores son los que más fácilmente se rompen y por lo tanto disminuye su conductividad.

- Combinación de materiales de soporte. La conductividad mejora cuanto más uniformes sean los granos en tipo y tamaño. Resulta improductivo y nada recomendable, la mezcla de distintos materiales de soporte. Sin embargo, hay operaciones que emplean dos materiales de soporte que no se inyectan simultáneamente, sino uno a continuación del otro. Por ejemplo, se comienza con el bombeo de un tamaño reducido para prevenir arenamientos, y cuando las dimensiones de la fractura lo permita se continua con un tamaño mayor que mejora la conductividad.

Otro argumento utilizado a favor de esta técnica, es que permite ubicar el material de soporte más permeable en las cercanías del pozo, donde precisamente tiene más importancia una buena conductividad. Esta afirmación es valedera si en el proceso predomina el transporte del material de soporte en suspensión.

2.14.3 Selección del caudal

El caudal adoptado resulta de la relación existente entre los distintos efectos que pueden ocasionar los requerimientos de volumen, transporte, y limitaciones de presión y potencia.

- Requerimientos de volumen. Aumentando el caudal se reduce el tiempo durante el cual el fluido está expuesto al filtrado; es decir, el volumen de filtrado es menor y aumenta la eficiencia del fluido. También se incrementa el ancho creado, lo que significa que el volumen finalmente almacenado al finalizar el tratamiento es mayor. Vale decir, que para reducir el volumen

necesario para alcanzar una determinada longitud, se deberá incrementar o disminuir el caudal según predomine el efecto del filtrado ó del volumen final de la fractura creada. Es frecuente que convenga incrementar el caudal para reducir el filtrado si la eficiencia es menor del 60-70%.

- Transporte del material de soporte. El aumento de la velocidad del fluido permite que los granos de material de soporte alcancen distancias mayores, en este caso predomina la componente de arrastre sobre el efecto de sedimentación. También, se reduce el tiempo de degradación de propiedades reológicas del fluido por acción de la temperatura del yacimiento, ó sea que un mayor caudal demanda menos viscosidad del fluido de fractura.
- Presiones y potencia. Incrementos de caudal provocan incrementos aún mayores en la fricción desarrollada. La presión permisible por tubería y equipos en boca de pozo limitan entonces el caudal de diseño. El dramático aumento de la potencia hidráulica necesaria también impone limitaciones por la exigencia de mayor cantidad de equipos de bombeo y el costo asociado. Sí existe una presión crítica que no se debe superar para confinar el desarrollo vertical de la fractura ó la zona de interés, ó evitar inducir fracturas secundarias, también se debe restringir el valor del caudal.

2.14.4 Dimensiones del tratamiento

En resumen, hasta este punto se ha definido una longitud empaquetada deseada, se ha preseleccionado el fluido y material de soporte, y posteriormente la conductividad de la fractura dependiendo de la concentración superficial del material de soporte, y en consecuencia la cantidad que conviene utilizar. El diseño continúa con la selección del fluido de tratamiento.

Dimensionar el volumen de fluido significa estrictamente definir dos valores distintos: el volumen destinado como colchón y el volumen utilizado para mezcla y transporte del material de soporte; ó lo que es equivalente al volumen total de fluido y la fracción de colchón. El volumen adoptado debe satisfacer dos tipos de requerimientos: corresponder con la longitud de fractura deseada, y permitir la mezcla y transporte del material de soporte.

2.14.5 Ajuste del diseño

Grillas de sensibilidad. El medio apto para realizar el ajuste, es la confección de grillas de sensibilidad para analizar la incidencia de los parámetros variables del diseño en los resultados estimados.

La idea básica consiste en que una vez preseleccionado un valor para un determinado parámetro, estudiar qué sucede si se aumenta o se disminuye ese valor. Además de analizar posibles modificaciones que mejoren los resultados, estas grillas permiten verificar la mayor o menor probabilidad de que aparezcan problemas: arenamientos, excesivo desarrollo de presión, etc.

2.14.6 Programa de bombeo

El programa de bombeo consiste en la secuencia de inyección de fluidos y la dosificación de material de soporte, siendo punto crítico para la exitosa ejecución del tratamiento.⁶²

⁶² VIZCAINO, Heidy., DORIA, Linda. "Selección de Pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento en el Campo Santa Clara". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo, 2008

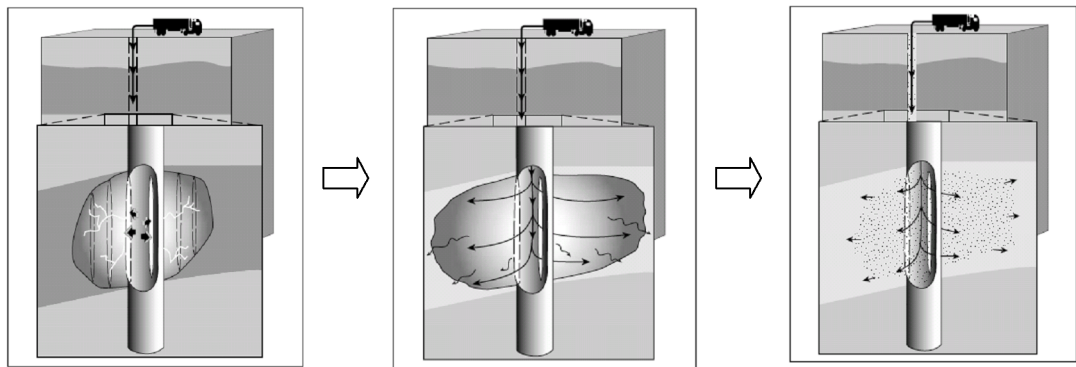
A continuación se muestran separadamente cada uno de los componentes de un programa de bombeo.

- Colchón o pad: Ahora se mencionan las diversas funciones que cumple el colchón (fluido de fractura que se inyecta inicialmente sin material de soporte) vinculadas a la prevención de diversas posibilidades de arenamiento:

- Generar una fractura con ancho suficiente para permitir el ingreso de material de soporte.
- Absorber las pérdidas mayores por fricción.
- Reducir las pérdidas de filtrado del fluido con material de soporte.
- Mantener los granos de material de soporte alejados de la zona de rápido estrechamiento.

Los factores que influyen en determinar el volumen de colchón son la viscosidad, la eficiencia del fluido y la experiencia. En la práctica, el volumen de colchón es una fracción del volumen total de fluido que varía entre el 20% y 60%. Obviamente, la magnitud en concreto depende de la operación. Con fluidos de alta viscosidad y buena capacidad de transporte, el aspecto crítico es evitar arenamientos iniciados cerca de la punta de la fractura o arenamientos por concentraciones, y cuando se emplea un fluido de baja viscosidad y predomina la formación de banco, el aspecto crítico es el ancho generado en la pared del pozo.

Figura 25. Proceso de fracturamiento.



Fuente: ECONOMIDES, Michael y NOLTE, Kenneth G. "Reservoir Simulation". Houston-Texas: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1989.

- Dosificación del material de soporte: El material de soporte se mezcla en sucesivas etapas de concentraciones crecientes con la idea de obtener en primer lugar una distribución uniforme.

Las primeras etapas del bombeo pierden más fluido que las últimas por dos razones: Mayor tiempo de exposición y mayor velocidad de filtrado. En consecuencia, las primeras fracciones se concentran más y al mezclarlas con menor cantidad de material de soporte finalmente se obtendrá un perfil de concentración más homogéneo.

El uso de fluidos de baja viscosidad y los equipos de mezcla disponibles, limitó durante años la concentración máxima a un valor de 2-3 lb/gal con incrementos entre etapas de 0.5 lb/gal. El desarrollo de sistemas de fluidos de muy alta viscosidad, dosificación de aditivos en línea y equipos optimizados para la mezcla, ha ampliado notablemente las posibilidades de aumentar las concentraciones del material de soporte. En ciertas circunstancias, hoy es posible mezclar en superficie concentraciones superiores a 20 lb/gal.

Para definir el programa de bombeo de un tratamiento, tradicionalmente se han utilizado la experiencia previa, "reglas del dedo gordo", limitaciones operativas,

etc. Sin embargo, en los últimos años se han propuesto diversos enfoques para introducir consideraciones técnicas y optimizar los tratamientos.

El siguiente procedimiento es recomendado por Nolte para calcular el programa de bombeo de un tratamiento⁶³:

- Volumen de colchón:

$$V_{col} = f_p * V \quad (30)$$

Donde,

V: volumen inyectado (volumen de fluido + volumen de material de soporte), galones.

f_p : fracción de volumen correspondiente al colchón (se calcula en función de la eficiencia del fluido e_f), adimensional.

$$f_p = (1 - e_f)^2 + f_d \quad (31)$$

El factor de corrección f_d se introduce para compensar hipótesis simplificadoras, Nolte sugiere un valor de 0.05.

- Dosificación del Material de soporte. Para el cálculo se utiliza una concentración adimensional C_D , definida como el cociente entre la concentración de material de soporte mezclada en cada instante t y la concentración en la fractura C_f (obtenida al final del bombeo). La evolución

⁶³ ECONOMIDES, Op. cit., p. 94

de C_D en función de t desde que se inicia el bombeo y está dada por:

$$C_D = \left(\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^\varepsilon \quad (32)$$

Donde,

t_{col} : tiempo de bombeo del colchón, min.

t_t : tiempo de bombeo total, min.

El exponente ε (adimensional) se calcula con:

$$\varepsilon = 1 - e_f - \frac{f_d}{e_f} \quad (33)$$

Cabe destacar que la concentración utilizada es libras de material de soporte por galón total (es decir volumen ocupado por el líquido y por el material de soporte), tiene que ser convertida a la unidad de concentración usual de lb/gal de líquido C_L .

$$C_L = \frac{C_T}{1 - \frac{C_T}{9.344 * \rho_P}} \quad (34)$$

Donde:

C_L : Concentración de material de soporte base fluido, lb/gal.

C_T : Concentración de material de soporte base lechada, lb/gal.

ρ_P : Densidad del material de soporte, g/cm³.

Se puede reformular la expresión de Nolte para utilizar los parámetros habitualmente definidos: cantidad total de material de soporte prop w (libras) y volumen total inyectado V (recuerde que también incluye material de soporte, galones).

$$C_p = \left[\frac{w_p * (1 + \varepsilon)}{V - V_{col}} \right] * \left[\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right]^\varepsilon \quad (35)$$

$$V = V_L + \frac{w_{prop}}{8.344 * \rho_p} = 42 * Q * t \quad (36)$$

Donde,

V_L : Volumen total líquido, galones.

Q : Caudal total de tratamiento, bbl/min.

C_p : Concentración de material de soporte, lb/gal.

Se demuestra que la cantidad de arena mezclada al tiempo t está dada por:

$$w_t = w_{prop} * \left(\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^{1 + \varepsilon} \quad (37)$$

Aplicando estas ecuaciones se puede realizar el programa de bombeo.

- Programa de bombeo “Escalonado” aplicando Nolte. El método de Nolte requiere un Minifrac previo de calibración y produce programas distintos de los convencionales (variación continua de concentración no escalonada). No obstante, es posible aplicar sus ideas en cualquier tipo de diseño.

La eficiencia de fractura se puede estimar en el cálculo de geometría dinámica. En la medida de que no se mide con un tratamiento de calibración, es aconsejable usar un valor de eficiencia más reducido que el calculado como margen de seguridad para prevenir arenamientos.

El perfil de variación continuo de concentración se puede sustituir por uno escalonado si se prefiere el esquema clásico. Basta para ello definir límites superior e inferior de concentración para cada “escalón” de dosificación a una cierta concentración media.

Un procedimiento de cálculo que se puede aplicar es el siguiente:

- Con datos de eficiencia, caudal, cantidad de material de soporte y volumen de líquido, calcular parámetros de Nolte (f_p y ε), volúmenes y tiempo de colchón total.
- Para cada etapa, definir concentración de mezcla y el rango equivalente de la curva continua de Nolte.
- Convertir el límite máximo de concentración de lechada a lb/gal de volumen total.
- Calcular el tiempo de bombeo según :

$$t = t_{col} + (t_t - t_{col}) * \left[\frac{C_p * (V - V_{col})}{(1 + \varepsilon) * W_{prop}} \right]^{1/\varepsilon} \quad (38)$$

- Calcular la cantidad de arena acumulada según distribución continua:

$$W_{ac} = W_{prop} * \left(\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^{1+\varepsilon} \quad (39)$$

- Calcular el volumen de líquido acumulado según distribución continua:

$$V_{ac} = 42 * Q * t - \frac{W_{ac}}{8.344 * \rho_p} \quad (40)$$

- Redondear el volumen de líquido acumulado, y por diferencia con el anterior calcular el volumen de la etapa.
- Calcular la cantidad de la etapa.
- Repetir el proceso para todas las etapas hasta finalizar.

La tabla 7 ilustra la aplicación del método para los siguientes valores:

$$e_f = 0.5 \quad Q = 12\text{BPM} \quad w_p = 45 \text{ lb de arena} \quad V_L = 22500 \text{ gal}$$

Tabla 7. Programa “escalonado” aplicando Nolte.

Conc. Etapa lb/gal	Conc. Max. lb/gal	Conc. Max. Lb/gal	Tiempo (min)	Arena acum. (lb)	Vol. acum. Gal (L)	Diseño (valores adoptados)			
						Vol. acum. Gal (L)	Vol. parc. Gal (L)	Ar. parc. Lb	Ar. acum. Gal Lb
Colchón	0	0	14,60	0	7360	7500	7500	0	0
1	1,5	1,405	17,70	1564	8348	9000	1500	1500	1500
2	2,5	2,246	24,60	8084	12034	12000	3000	6000	7500
3	3,5	3,022	35,59	22831	16906	17000	5000	15000	22500
4	4,5	3,739	Total	45000	22500	22500	5500	22000	44500

Fuente: BJ SERVICES COMPANY S.A. “Handbook Hydraulic Fracturing”. Indonesia: Orsa Press, 1986.

2.15 TÉCNICAS PARA REALIZAR EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO TÍPICO.⁶⁴

Las técnicas del experto en fracturamiento Michael Economides, consisten en unas ecuaciones básicas para realizar un diseño tradicional en 2D (para formaciones con permeabilidad moderada y rocas duras) y para tratamientos de fractura frac&pack (con permeabilidad más alta y rocas blandas).

La técnica se aplica para construir diseños de fractura de geometrías básicas. Los modelos utilizados contienen ecuaciones de ingeniería que dependen de la geometría del yacimiento (más adelante se explicará como predicen la propagación de una fractura hidráulica, combinando variables como la

⁶⁴ ECONOMIDES, Michael et al; “Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice”. Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

elasticidad y el flujo, las cuales están contenidas en un balance de materia, y en algunos casos, otros criterios de propagación adicionales). Un buen modelo debe predecir la evolución con el tiempo de las dimensiones de la fractura además de la presión del pozo basándose en la historia del fluido de inyección

Para el propósito del diseño, una descripción aproximada de la geometría es suficiente, los modelos sencillos que predicen la longitud y el ancho promedio de la fractura al final del bombeo son muy útiles. Si se supone que la fractura se propagará de una manera radial, es decir, que la altura no es fijada, el modelo se considera todavía 2D (siendo las dos dimensiones el ancho y radio de la fractura).

Una simplificación adicional ocurre si podemos relacionar la longitud de la fractura y su ancho, asumiendo que la fractura se desarrolla en dos flancos iguales, perpendicular para la tensión mínima principal de la formación. Debido a que la tensión mínima principal es usualmente horizontal (excepto para formaciones poco profundas), la fractura será vertical.

A continuación se describen los tres modelos para geometrías sencillas.

2.15.1 Ecuación del ancho de fractura de Perkins-Kern (PKN)⁶⁵

El modelo de PKN asume que la condición del plano de esfuerzo se sujeta en cada plano vertical normal a la dirección de propagación; sin embargo, a diferencia de la situación del plano de esfuerzo riguroso, la condición de tensión y de esfuerzo no son exactamente la misma en planos posteriores, y el plano de referencia es vertical, normal a la dirección de propagación. Olvidando la variación de la presión a lo largo de la coordenada vertical, la presión neta, p_n , se considera como un función de la coordenada lateral x . La presión verticalmente es constante a un punto lateral dado da elevación a una sección transversal elíptica. La ecuación del ancho máximo de la elipse está dada por:

⁶⁵ Ibid., p. 121

$$w_o = \frac{2h_f p_n}{E'} \quad (41)$$

Perkins y Kern postuló en 1961 que la presión neta es cero al pico de la fractura, y aproximaron la velocidad lineal promedio al fluido en un punto basado sobre la tasa de inyección (q_i) de un flanco dividido por el área de sección transversal. Ellos obtuvieron la ecuación de pérdida de presión en la forma:

$$\frac{dp_n}{dx} = -\frac{4\mu q_i}{\pi w_o^3 h_f} \quad (42)$$

Combinando las ecuaciones (41) y (42), e integrando con la condición de presión neta cero en el pico, se obtiene el perfil de anchura:

$$w_o(x) = w_{w,o} \left(1 - \frac{x}{x_f}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (43)$$

Donde el ancho máximo de la elipse en el pozo (figura 23) está dada por:

$$w_{w,o} = 3.57 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (44)$$

En realidad, la tasa de flujo en la fractura es menor que la tasa de inyección debido al incremento del ancho con el tiempo que “consume” una parte del fluido inyectado. De hecho, lo que es más o menos constante a lo largo de la coordenada lateral a un tiempo de instante dado, no es la tasa de flujo, sino más bien la velocidad de flujo u_{avg} . Sin embargo, repetir la derivación de

Perkins-Kern con una suposición de velocidad de flujo constante tiene muy poco efecto sobre el resultado final.

La ecuación (44), muestra el efecto de la tasa de inyección, viscosidad sobre el ancho de la fractura, una vez es alcanzada la longitud de la fractura dada. Conociendo el ancho máximo del pozo, se puede calcular el ancho promedio, multiplicando este por el factor de forma constante, γ :

$$\hat{W} = \gamma W_{w,o} \quad (45)$$

$$\gamma = \frac{\pi}{4} \frac{4}{5} = \frac{\pi}{5} = 0.628 \quad (46)$$

El factor de forma contiene dos elementos. El primero es $\frac{\pi}{4}$, el cual tiene en cuenta que la forma vertical es una elipse. El segundo elemento es $\frac{4}{5}$, el cual representa la variación vertical en la anchura máxima.

En la industria del petróleo, es más frecuente una versión de la ecuación (45) con una constante levemente diferente, y es mencionada como la ecuación de anchura de Perkins-Kern-Nordgren (PKN) (Nordgren, 1972).

$$W_{w,o} = 3.27 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (47)$$

2.15.2 Ecuación de anchura de Khristianovich-Zheltoy-Geertsma-deklerk (KGD)⁶⁶

El primer modelo de fracturamiento hidráulico, elaborado por Khristianovich y Zheltoy (1955), conceptualiza una fractura con el mismo ancho a cualquier coordenada vertical dentro de la altura fijada, h_f . La hipótesis física fundamental es que la cara de la fractura se desliza libremente al tope y al fondo del estrato, dando como resultado de la sección transversal de la fractura un rectángulo. El ancho es considerado como una función de la coordenada x . Esto se determina de la suposición del plano de esfuerzo, ahora aplicado en el plano horizontal. Otra suposición interesante contenida en el modelo de Khristianovich y Zheltoy es la existencia de una zona no húmeda cerca al tope de la fractura. Geertsma y deklerk en 1969 aceptaron la suposición principal de Khristianovich y Zheltoy y redujeron el modelo dentro de una formula de anchura explicita. La ecuación de anchura de KGD es:

$$w_w = \left(\frac{336}{\pi}\right)^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{\frac{1}{4}} = 3.22 \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (48)$$

En este caso, el factor de forma, relaciona el ancho del pozo al ancho promedio, y no tiene componente vertical. Entonces, debido a la forma elíptica horizontal, se obtiene:

$$\hat{w} = \gamma w_w \quad (49)$$

$$\gamma = \frac{\pi}{4} = 0.785 \quad (50)$$

⁶⁶ Ibid., p. 121

La adición de Daneshy en 1978 al modelo KGD considera una distribución de la presión no constante a lo largo de la longitud de la fractura, y el fluido de fracturamiento es no Newtoniano cuyas propiedades pueden cambiar con el tiempo y la temperatura.

Para fracturas cortas, donde $2x_f < h_f$, la suposición del plano de esfuerzo horizontal (geometría KGD) es más apropiada, y para $2x_f > h_f$, la suposición del plano de esfuerzo vertical (geometría PKN) es físicamente más convincente. Para el caso especial cuando la altura y la longitud de la fractura total son equivalentes, las dos ecuaciones dan básicamente el mismo promedio de ancho, y por lo tanto, el volumen de la fractura.

2.15.3 Ecuación de anchura radial (Forma de Penny)⁶⁷

Esta situación corresponde a fracturas horizontales desde pozos verticales, las fracturas verticales se extienden desde los pozos horizontales, o cuando se fractura formaciones homogéneas relativamente gruesas desde un intervalo de perforación homogéneo en todos los casos. Mientras los cálculos del ancho de fractura son sensibles a como los fluidos entran en la fractura (un punto de origen verdadero podría dar ascenso a presión infinita), un modelo razonable puede ser postulado por analogía, el cual resulta en el mismo ancho promedio como la ecuación de Perkins-Kern donde $R_f = x_f = \frac{h_f}{2}$.

El resultado es:

$$\hat{W} = 2.24 \left(\frac{\mu q_i R_f}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (51)$$

La tabla 8 proporciona una comparación directa entre los modelos de fractura.

⁶⁷ Ibid., p. 121

Tabla 8. Soluciones a los modelos de fractura básicos

Modelo	Perkins y Kern	Geertsma y deklerk	Radial
Extensión de la fractura	$x_f = c_1 t^{\frac{4}{5}}$ $c_1 = c'_1 \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^4} \right)^{\frac{1}{5}}$ $c'_1 = \left(\frac{625}{512\pi^3} \right)^{\frac{1}{5}} = 0.524$	$x_f = c_1 t^{\frac{2}{3}}$ $c_1 = c'_1 \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{\frac{1}{6}}$ $c'_1 = \left(\frac{16}{21\pi^3} \right)^{\frac{1}{6}} = 0.539$	$R_f = c_1 t^{\frac{4}{9}}$ $c_1 = c'_1 \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu} \right)^{\frac{1}{9}}$ $c' = 0.572$
Ancho	$w_{w,0} = c_2 t^{\frac{1}{5}}$ $c_2 = c'_2 \left(\frac{q_i^2 \mu}{E' h_f} \right)^{\frac{1}{5}}$ $c'_2 = \left(\frac{2560}{\pi^2} \right)^{\frac{1}{5}} = 3.04$ $\hat{w} = \gamma w_{w,0}$ $\gamma = 0.628$	$w_w = c_2 t^{\frac{1}{3}}$ $c_2 = c'_2 \left(\frac{q_i^3 \mu}{E' h_f^3} \right)^{\frac{1}{6}}$ $c'_2 = \left(\frac{5376}{\pi^3} \right)^{\frac{1}{6}} = 2.36$ $\hat{w} = \gamma w_w$ $\gamma = 0.785$	$w_{w,0} = c_2 t^{\frac{1}{9}}$ $c_2 = c'_2 \left(\frac{q_i^3 \mu^2}{E'^2} \right)^{\frac{1}{9}}$ $c' = 3.65$ $\hat{w} = \gamma w_{w,0}$ $\gamma = 0.533$
Presión neta	$P_{n,w} = c_3 t^{\frac{1}{5}}$ $c_3 = c'_3 \left(\frac{E'^4 \mu q_i^2}{h_f^6} \right)^{\frac{1}{5}}$ $c'_3 = \left(\frac{80}{\pi^2} \right)^{\frac{1}{4}} = 1.52$	$P_{n,w} = c_3 t^{\frac{1}{3}}$ $c_3 = c'_3 (E'^2 \mu)^{\frac{1}{3}}$ $c'_3 = \left(\frac{21}{16} \right)^{\frac{1}{3}} = 1.09$	$P_{n,w} = c_3 t^{\frac{1}{3}}$ $c_3 = c'_3 (E'^2 \mu)^{\frac{1}{3}}$ $c'_3 = 2.51$

Fuente: ECONOMIDES, Michael et al; Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice. Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

Las técnicas de Economides basadas en los modelos de fractura en dos dimensiones antes mencionados son 3, las cuales muestran su aplicación a continuación:

1. La técnica para diseño de fracturas en dos dimensiones basada en el modelo PKN tiene su aplicación en los siguientes diseños:

- El diseño tradicional con el modelo PKN (Perkins-Kern-Nordgren), es usada para diseños de fracturamientos en pozos de aceite.
- El diseño TSO por sus siglas en inglés (tip screen-out) con el modelo PKN es utilizado para diseños de fracturamientos en pozos de gas.
- El diseño con CDM por sus siglas en inglés (Continuum Damage Mechanics) es una versión del modelo PKN, y se usa para diseños de fracturamientos que tienen en cuenta los efectos de flujo no-Darcy.

2. La técnica para diseño de fracturas en dos dimensiones basada en el modelo GDK tiene su aplicación en los siguientes diseños:

- El diseño tradicional con el modelo GDK (Geertsma-deKlerk)
- El diseño TSO por sus siglas en inglés (tip screen-out) con el modelo GDK

3. La técnica para diseño de fracturas en dos dimensiones para pozos de gas basada en el modelo PKN

- El diseño TSO por sus siglas en inglés (tip screen-out) con el modelo PKN está acoplado con el cálculo de flujo no-Darcy.

Cuando se requiere hacer un diseño especial y se cuenta con la información necesaria, existe una modificación a esta última técnica. En esta modificación el modelo se acopla con una ecuación de producción de gas y la permeabilidad efectiva del propano es modificada teniendo en cuenta el efecto de flujo no-Darcy en la fractura.

Un diseño tradicional empieza considerando la cantidad de propano disponible. Luego se determinan las dimensiones óptimas de la fractura. Finalmente, el programa del tratamiento se calcula tal cual se vaya a realizar el desplazamiento más óptimo del propano. Si existen restricciones que no permiten el desplazamiento óptimo, se diseña un desplazamiento semi-óptimo. El ingeniero, no debería aceptar automáticamente el diseño “sub-óptimo”. Preferiblemente, debería hacer un análisis y considerar seleccionar otra opción (por ejemplo Tip Screen-Out).

Los resultados incluyen los requerimientos del propano y del fluido de fractura, también las tasas de inyección, las concentraciones del propano y adicionalmente información de la evolución de las dimensiones de la fractura.

2.15.4 Datos requeridos para implementar la técnica con el modelo tradicional de PKN: “INPUT”

La siguiente tabla contiene la descripción de los parámetros de entrada al diseño.

Tabla 9. Parámetros de entrada del modelo.

Parámetro de entrada	Observación
Masa de propante	Esta es la variable más decisiva del proceso de diseño
Material propante de grav Sp (agua=1)	Depende de la formación, el valor típico de densidad para las arenas es 2.65, y para los carbonatos 0.1.
Porosidad del propante	La porosidad del propante varía con el esfuerzo de cierre.
Permeabilidad del propante, md	La permeabilidad incluyendo residuos de fluidos y los efectos del esfuerzo de cierre, podría ser reducida hasta 10 veces en caso de que exista flujo no-Darcy en el fracturamiento. La permeabilidad real del propante debería estar en el rango de 10,000 a 100,000 md para condiciones de flujo in-situ. Valores proporcionados por los fabricantes tales como 500,000 md para una "Resistencia alta" del propante deberían ser considerados con precaución.
Diámetro máximo del propante, Dpmax, pulgadas	Es el tamaño de la malla, se tienen varias referencias para los diferentes propantes dependiendo de la conductividad que se desee.
Permeabilidad de la formación, md	Permeabilidad efectiva de la formación
Espesor permeable (leakoff), ft	Este parámetro se usa para calcular el índice de productividad (como espesor neto)
Radio del pozo, ft	Necesario para calcular el factor de skin
Radio de drenaje del pozo, ft	Necesarios para el diseño óptimo. (No subestimar la importancia de este parámetro)
Factor de skin	Factor de daño, esto no influye en el diseño de la fractura ya que se está rompiendo la formación.
Altura de la fractura, ft	Usualmente más grande que la altura permeable de la formación. Es uno de los parámetros de diseño más críticos. Se puede obtener de la información litológica, o puede ser ajustado iterativamente por el usuario.
Módulo de tensión superficial, E' (psi)	Definido como módulo de Young dividido por uno menos el coeficiente de Poisson al cuadrado. $E' = E / (1 - \nu^2)$ es casi el mismo módulo de Young, y es alrededor de dos veces el módulo de cizalla, debido a que el coeficiente de Poisson tiene efecto sobre éste. Para rocas duras este

	debe ser 10^6 psi, para rocas blandas 10^5 psi o menos.
Tasa de inyección de la lechada (dos concentraciones, liq+ prop), bpm	La tasa de inyección se considera constante. Esto incluye tanto el fluido fracturante como el propante. Cuanto más se añade propante, menos será la tasa de inyección de líquido calculado. Un valor típico es 30 bpm.
Reología, $K' (lbf/ft^2)*s^n$	Consistencia de la ley de energía del fluido fracturante.
Reología, n'	Índice del comportamiento de flujo de la ley de energía
Coefficiente de Leakoff en el estrato permeable, $ft/min^{0.5}$	El coeficiente de leakoff fuera del estrato permeable se considera cero. Si la altura de la fractura comparada con la proporción del estrato permeable es alta, el cálculo del coeficiente de leakoff aparente de éste dato de entrada va a ser mucho más bajo que el dato de entrada para este parámetro. Si el leakoff está afuera significativamente del espesor neto, se puede ajustar este parámetro cuando ajuste el alto de la fractura.
Coefficiente de pérdida de impulso, $Sp, gal/ft^2$	La pérdida de impulso en el estrato permeable. Fuera del estrato permeable la pérdida de impulso se considera cero.
Concentración máxima posible añadida de propante, $lbm/galón$ de fluido (ppga)	La restricción más importante del equipo. Frecuentemente no es necesario ir arriba de la máxima concentración posible.
Factor Multiplicador de la longitud	El parámetro de diseño puede ser usado para el diseño sub-óptimo. Si la longitud óptima es muy pequeña (y el ancho de la fractura es muy grande), se usa un valor mayor que uno. Si la longitud óptima es muy grande (y el ancho de la fractura muy pequeña), puede ser útil un valor fraccionario.
Factor Multiplicador del colchón.	De acuerdo con la recomendación de Nolte, el exponente del programa de concentración del propante y la fracción de colchón (relativa al total de volumen inyectado) son llevados a ser iguales. Esto ocurre si este parámetro de diseño se encuentra en su valor por defecto, el cual es un 1. El usuario puede experimentar con otros valores. El programa ajusta el programa del propante consecuentemente, para asegurar la cantidad requerida de propante inyectado.

Fuente: ECONOMIDES, Michael et al. Unifies Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice .Texas: Orsa Press, 2002.

Tabla 10. Parámetros de entrada adicionales del modelo PKN.

Criterios del TSO Wdry/Wwet	. Especifica la proporción entre la ancho de las zonas secas (asumiendo únicamente que el propano "seco" es dejado en la fractura) con el ancho de las zonas húmedas (dinámicamente alcanzado durante el bombeo).
Presión de cierre, psi	La presión de cierre es irrelevante para el diseño tradicional PKN y PKN, sin embargo, este valor es un parámetro de entrada para el diseño PKN-CDM debido a que la velocidad de propagación de fractura del modelo de mecanismos de daño continuo se ve afectado por el valor absoluto de la tensión mínima.
El modelo del mecanismo de daño continuo (« CDM » por sus siglas en inglés) [CI², ft²/(psi-seg)]	Este parámetro CDM combinado (junto con la presión de cierre) va a influenciar la velocidad de propagación de la fractura. Si este valor es "grande" t no hay retardación de la propagación de la fractura y esencialmente el modelo se comporta como un modelo tradicional PKN. Si este valor es menor de 1, entonces la propagación de la fractura se retarda.

Fuente: ECONOMIDES, Michael et al. Unifies Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice .Texas: Orsa Press, 2002.

A continuación se muestra la nomenclatura que se debe utilizar en el modelo.

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite, RB/STB.

C_{fD} = Conductividad adimensional de la fractura.

C_L = Coeficiente de leakoff, ft/min^{1/2}

H = Espesor pago, ft.

h_p = Espesor neto pago, espesor permeable, ft.

h_f = Altura de la fractura, ft.

I_x = Radio de penetración, calculado para un área de drenaje cuadrada.

J = Índice de productividad, BOPD/psi.

J_D = Índice de productividad adimensional.

E' = Módulo de tensión simple, psi.

K = Permeabilidad de la formación efectiva, md.

k_f = Permeabilidad del paquete de propante efectivo, md.

K' = Índice de consistencia de la ley de energía, $lb/(ft^2 \cdot sec)$.

n' = Índice del comportamiento de flujo de la ley de energía.

N_{prop} = Número de propante.

\bar{P} = Presión del yacimiento promedio, psi.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi.

Q = Tasa de flujo de aceite, STB/D.

q_i = Tasa del fluido de inyección, bpm.

r_p = Proporción de área total permeable.

r_w = Radio del pozo, ft.

r'_w = Radio equivalente del pozo debido a la fractura, ft.

R_f = Radio de la fractura creada, ft.

s_f = Factor de pseudo skin debido a la fractura.

t_e = Tiempo de bombeo, min.

V_i = Volumen inyectado, ft^3

V_p = Volumen soportado por los dos costados contenidos en el estrato productor, ft^3

V_r = Volumen drenado: altura neta por el área de drenaje, ft^3

x_f = Longitud media de la fractura, ft.

x_e = Tamaño del área de estudio en la dirección x.

y_e = Tamaño del área de estudio en la dirección y.

w = Ancho de la fractura soportada, ft.

3. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y =1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares, como se ilustra en la figura 26.

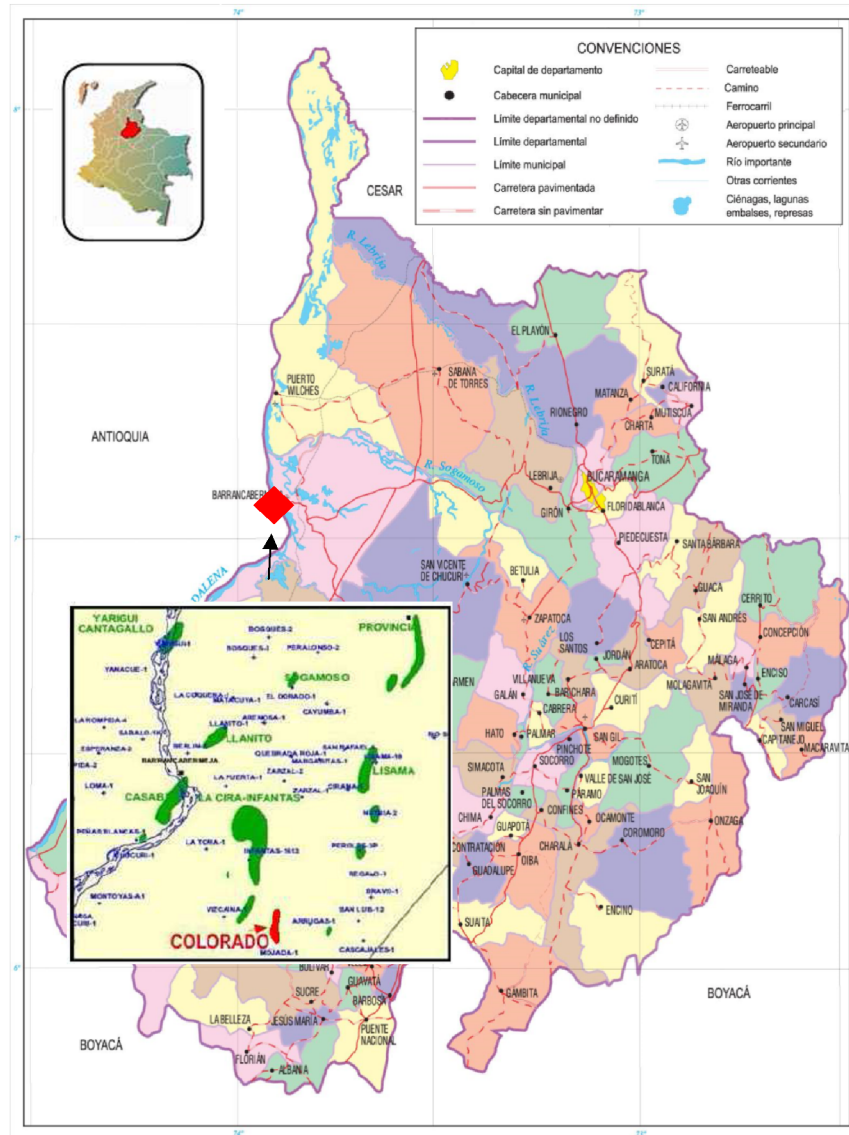
En cuanto a sus fases de desarrollo y explotación. La exploración se inició en 1923, la empresa Troco perforó 15 pozos entre 1953 y 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos, se alcanza la máxima producción en 1961 con 1771 BOPD, declinando rápidamente hasta llegar a 467 BOPD en 1966. El máximo número de pozos productores o activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Desde 1966-1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD, sin embargo en 1976 la declinación aumentó pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 en 1989.

Actualmente se estima una producción (a partir de los pozos Col 38 y Col 70) promedio de 23 BOPD, la declinación se debe primordialmente a la caída de presión del yacimiento y a los problemas de precipitación de orgánicos

El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales como se ilustra en la figura 27.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos.

Figura 26. Localización campo Colorado⁶⁸.



Fuente: Los autores. Basados en ADMINISTRACION MUNICIPAL DE SANTANDER. Mapa Santander, Bucaramanga, Colombia. <<http://www.elquacamayosantander.gov.co/sitio.shtm?apc=m1m1-&x=1962813>>

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies,

⁶⁸ “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

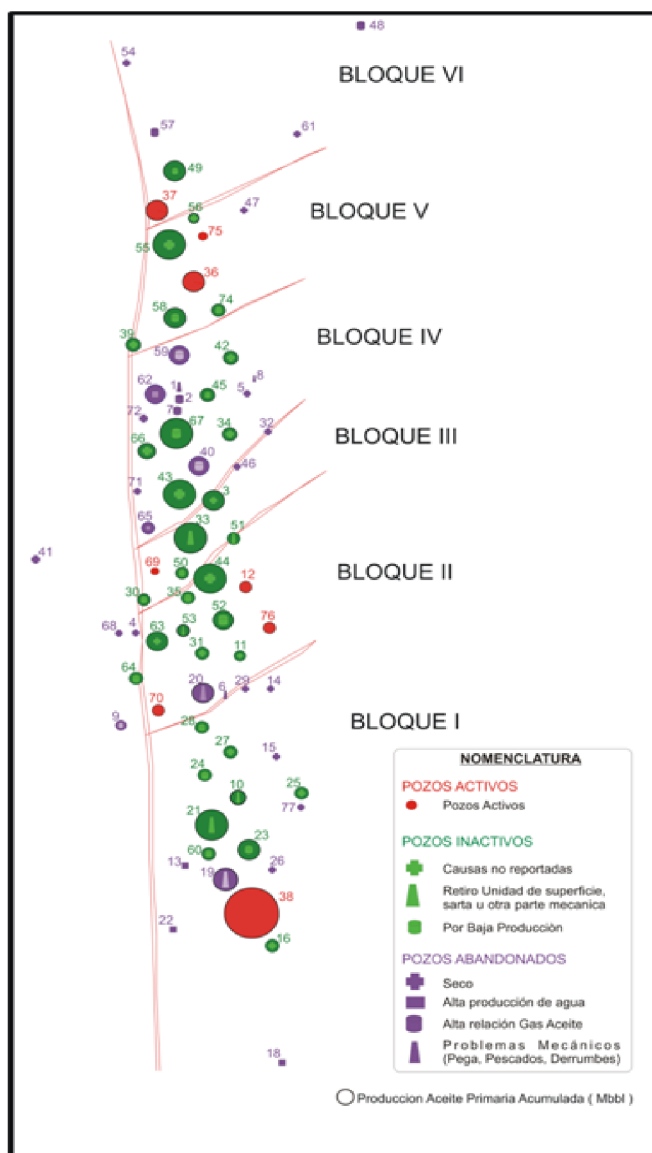
Figura 27. Columna estratigráfica del valle del Magdalena Medio.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
		ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO	LA LUNA	
	CONIACIANO		
	TURONIANO		
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Fuente: "Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado". ECOPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

La estructura del campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico, que el campo esta compartimentalizado, como se ilustra en la figura 28.

Figura 28. Estructura del campo colorado.



Fuente: PINEDA, Cesar. “Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos”. [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

3.1 DATOS BASICOS DEL YACIMIENTO

En el campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en la tabla 11 y 12.

Tabla 11. Datos básicos del yacimiento

Parámetro	Unidad
Espaciamiento/Pozo	20-30 Acres
Pozos perforados	75
Pozos activos	7
Pozos produciendo	4
Aceite original estimado. OOIP	59MMBIs
Reservas primarias producidas,	8.59 MMBIs
Factor de recobro, %FR	14.60%

Fuente: PACHANO, Karen L. "Cuarto Informe de Yacimientos Campo Colorado". [Informe No4]. Bucaramanga, 2007.

Tabla 12. Datos básicos de propiedades de las arenas.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	ft
Presión de burbuja, P_b	648	2078	2958	2958	psia
Viscosidad @ P_b	1.64	0.462	0.441	0.441	cp
B_o @ P_b	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
S_{wi}	40	40	50	50	%
Aceite original	20.062	37.336	0.507	1.157	MMBIs
R_{sb}	140	648	667	667	Pc/BIs
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	ft
Área	634	1083	---	---	Acres

Fuente: CAMACHO, Jorge. "Campo Colorado Calculo de Reservas". [Informe No 1]. Bucaramanga. 1978.

3.2 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO COLORADO⁶⁹

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD. Como se muestra en la figura 29.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

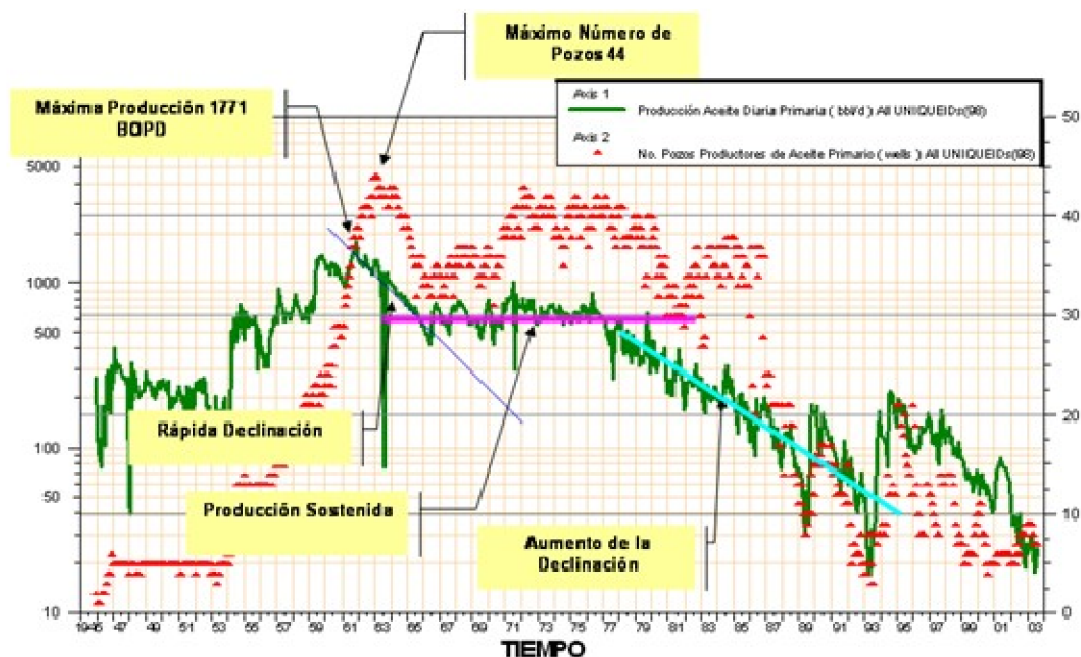
Las producciones iniciales de los pozos oscilan entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. En ese sentido, la mayoría de los pozos perforados han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBIs con un factor de recobro actual de 14.6 %. En la actualidad, el campo tiene 4 pozos activos con una

⁶⁹ Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos COL 38, COL 70, COL 75, y COL 37 realizando campañas de reacondicionamiento de pozo recuperando la producción del área.

Figura 29. Historia de producción del campo Colorado.



Fuente: Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado". Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

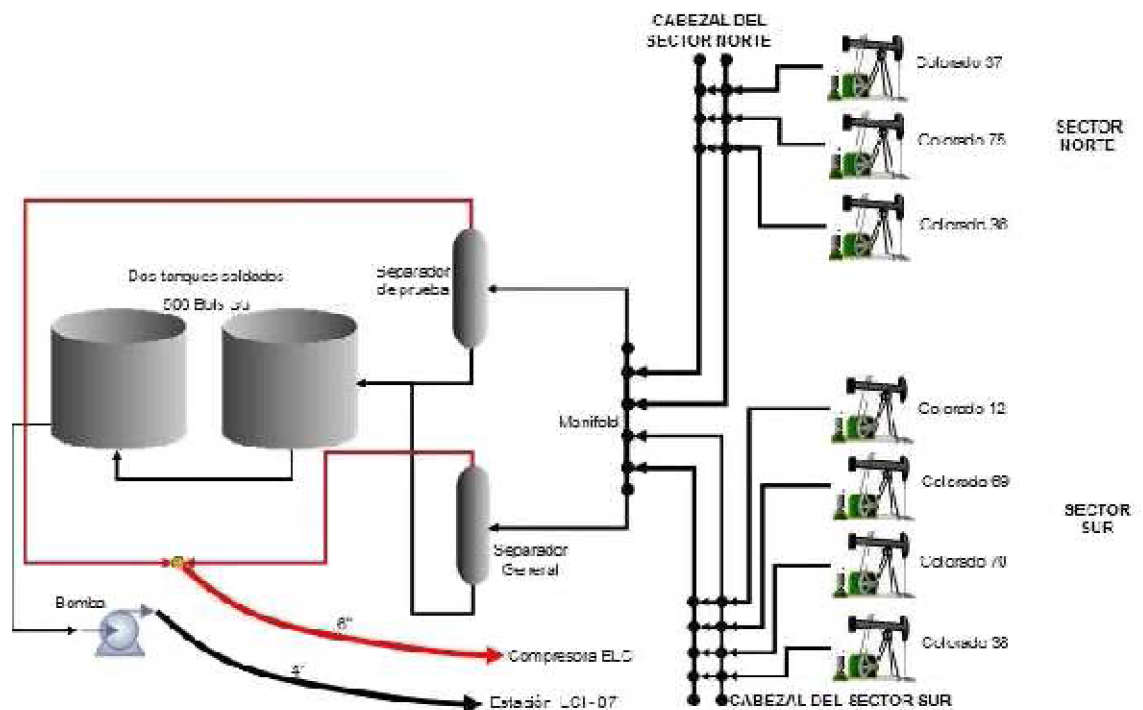
El sistema de producción actual del campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo, como se ilustra en la figura 30.

En resumen, este campo está catalogado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es enormemente baja comparada con su tasa inicial.

- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Para este caso, gas en solución).
- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

Figura 30. Facilidades actuales de producción en el campo Colorado



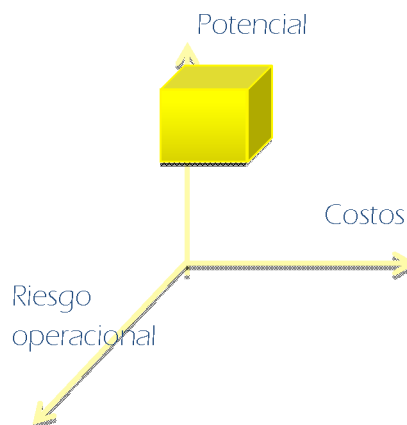
Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

4. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DE TRABAJOS DE ESTIMULACION EN POZOS DE BAJO POTENCIAL EN EL CAMPO COLORADO

El proceso de selección de los pozos que mejor respondan a los trabajos de estimulación, es un trabajo que necesita una planeación especial y que además no es el mismo para dos campos diferentes. Es por esto que se hace necesario establecer un orden para manejar eficientemente toda la información.

En este capítulo se propone una metodología que contempla desde la selección de pozos candidatos hasta las principales consideraciones de diseño y ejecución de los trabajos de estimulación más comunes en pozos de bajo potencial. Con ella se pretende seleccionar pozos que ofrezcan un beneficio en producción, pero que además cumplan con unos mínimos requisitos operacionales. Tal objetivo lo cumplen pozos que estén dentro del cuadro amarillo de la figura 31.

Figura 31. Criterios de selección de candidatos



Fuente: Los autores.

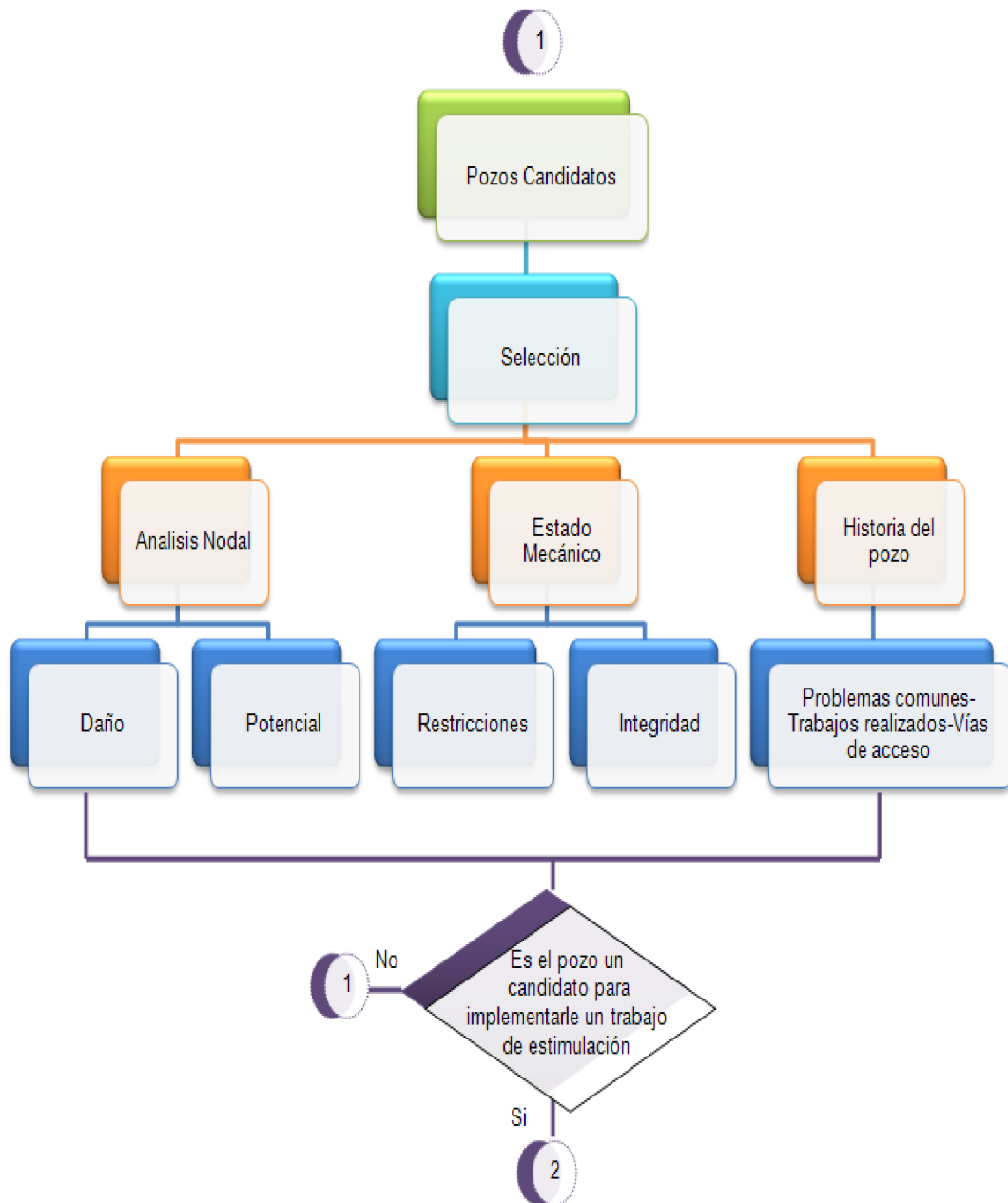
El análisis de potencial y riesgo operacional están incluidos en dicha selección, pero buscar minimizar costos está entre las consideraciones del diseño, el cual

es la siguiente parte en la metodología. En el diseño de los trabajos de estimulación, se busca obtener la mejor relación entre las condiciones del pozo, las propiedades del yacimiento y la reducción de costos mencionada para pozos de bajo potencial.

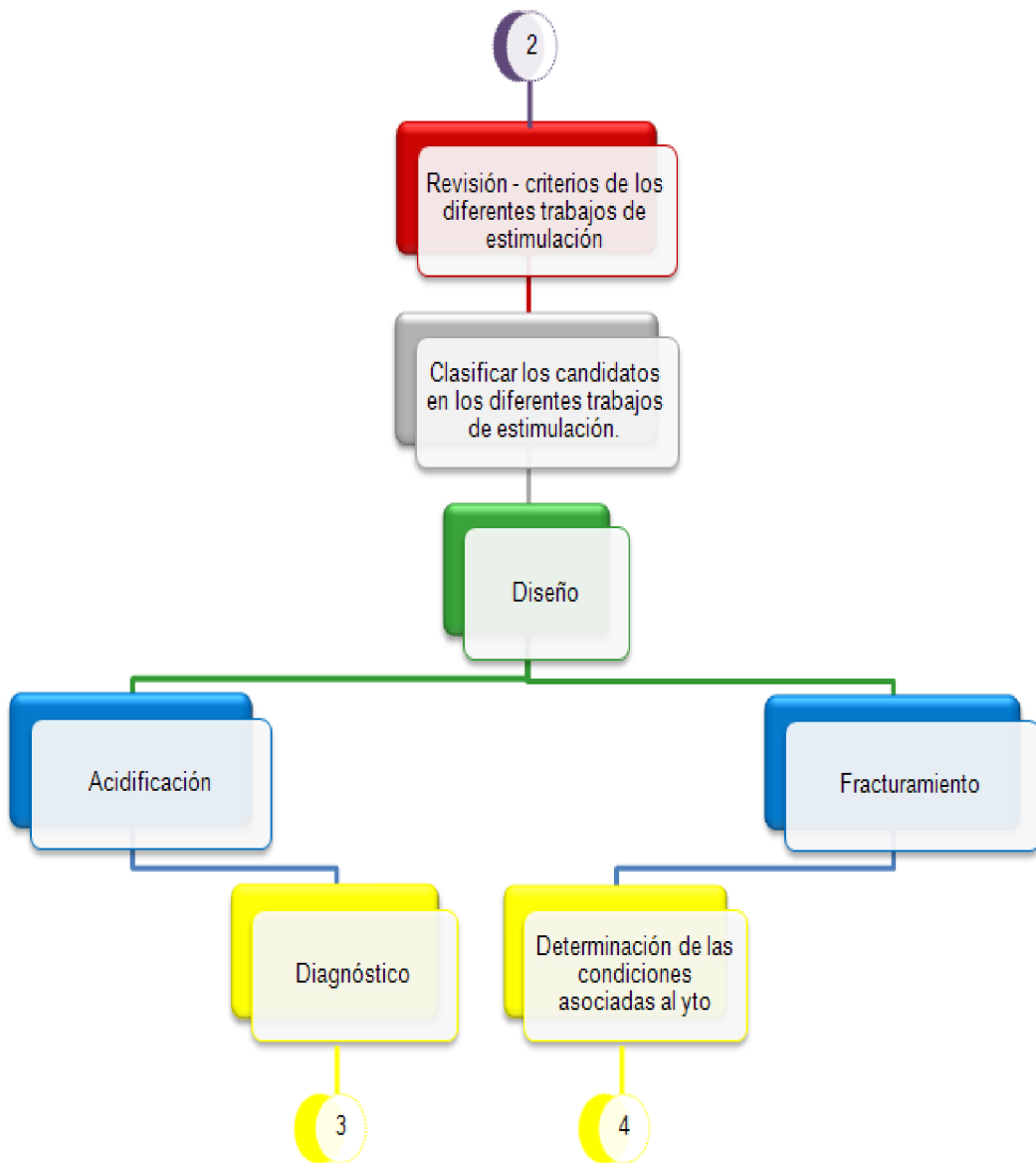
Por último la metodología define los criterios a considerar en la ejecución del trabajo, donde se recomiendan entre otras cosas los análisis económicos y estudios adicionales que deben llevar todo proyecto.

Con el fin de explicar paso a paso la metodología, ésta será implementada a unos pozos preseleccionados del campo Colorado.

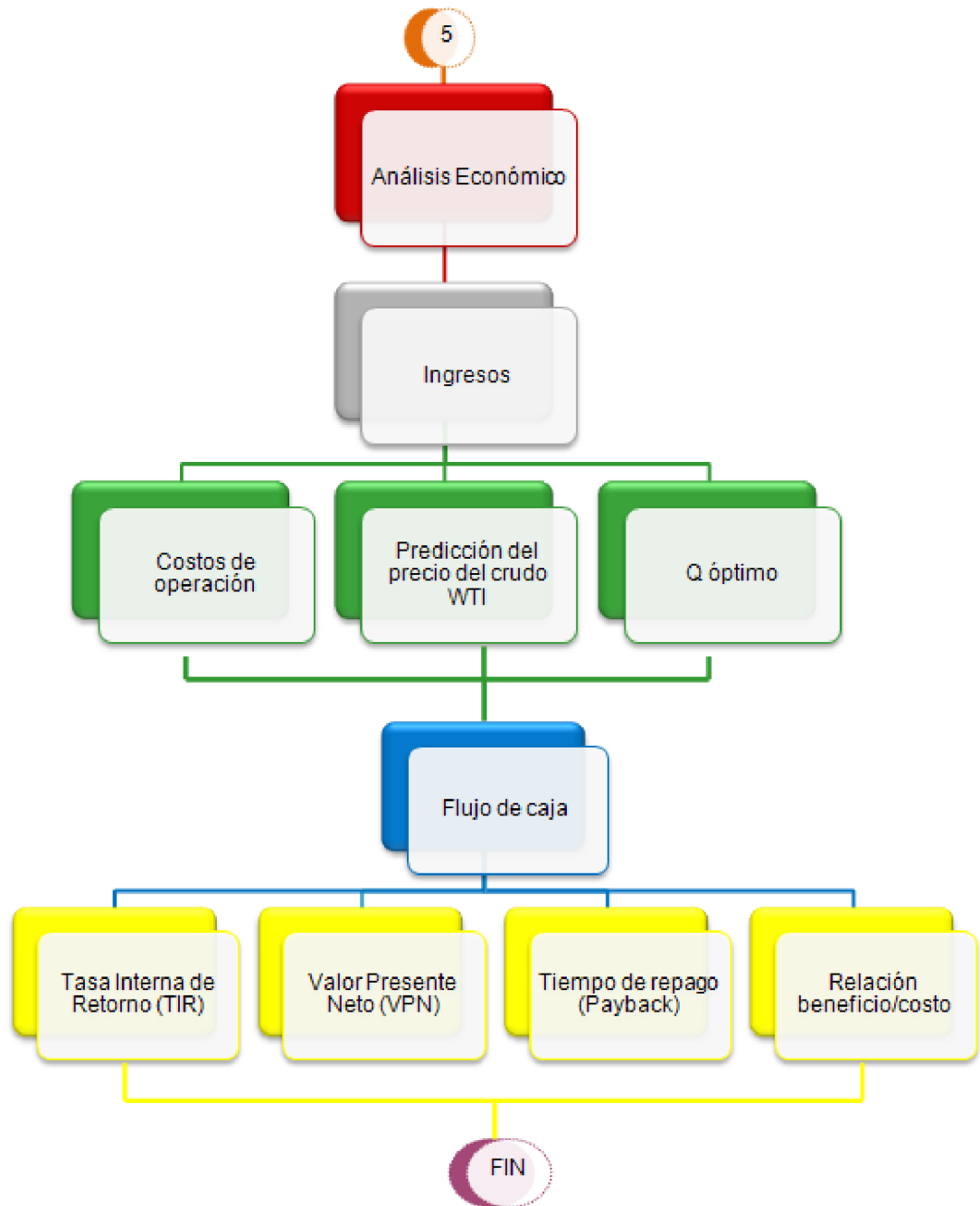
Figura 32. Algoritmo de la metodología de selección, diseño y ejecución de trabajos de estimulación de pozos de bajo potencial⁷⁰.



⁷⁰ Los autores. Basados en BJ SERVICES. "Acidizing Concepts and Design": seminar 8. En: ACIDIZING SEMINAR (8º: 2002: Indonesia). Memory of VIII Acidizing Seminar. Indonesia.







En esta sección como se mencionó al inicio del capítulo se explicará paso a paso la metodología mediante su implementación al campo Colorado.

La primera parte consiste en la selección de los candidatos a estimulación basándose en criterios de potencial de producción y estado mecánico para a continuación poder definir los trabajos que se realizarán en los pozos que se seleccionaron.

La siguiente parte en la metodología consiste en establecer los parámetros de diseños para acidificación y fracturamiento; y culminar el capítulo con las consideraciones que se deben tener para realizar el análisis económico.

4.1 SELECCIÓN

4.1.1 Preselección

Preseleccionar los pozos según los siguientes criterios:

- Pozos activos: El campo Colorado cuenta actualmente con 7 pozos activos, los cuales se encuentran distribuidos en los diferentes bloques en que se divide el campo. A continuación en la tabla 13 se muestran algunas características de estos pozos.

Tabla 13. Pozos activos de Campo Colorado

Pozo	Zona	Prod. Bruta (BIs)	BSW(%)	Prod. Neta(BIs)
12	ED	4	5	3
36	B	8	0	7
37	CB	8	10	7
38	CB	18	20	14
69	CB	3	15	3
70	B	4	25	3
75	C	2	0	2
Total		46	13%	40

Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

- Pozos inactivos: Seleccionados por un estudio realizado previamente por ingenieros del campo, con el fin de definir cuales pozos podrían ser candidatos a reactivación. De este estudio se concluyó que seis pozos tienen posibilidades importantes de producción. A continuación en la tabla 14 se muestran dichos pozos.

Tabla 14. Pozos Inactivos del Campo Colorado

Pozo	Bloque	Reservas(MBIs)	Qf reporte(bbl/dia)	Q reactivar-Ecopetrol (bbl/dia)
C-3	III	260	3.03	10
C-45	IV	282.291	6	10
C-49	VI	161.143	7.19	15
C-55	V	447.111	7	10
C-58	V	350.536	7.3	10
C-67	IV	457.374	6.6	8

Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

4.1.2 Historia del pozo⁷¹

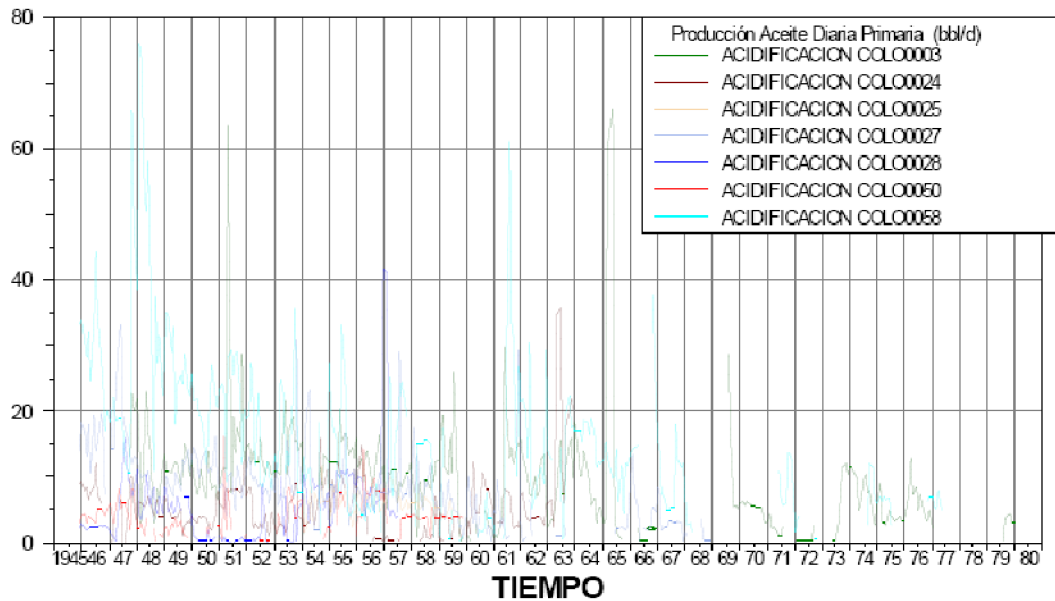
Los archivos de cada pozo contienen la información de su historia desde la planeación y perforación hasta el registro de los eventos organizados cronológicamente. En esta sección se revisarán aquellos trabajos que tengan alguna incidencia en las futuras estimulaciones. Lo primero que se debería revisar es si el campo cuenta con estudios de daño de formación, los cuales son una guía importante ya que son la base para cualquier diagnóstico del daño y por lo tanto de la forma de removerlo.

Para el caso particular del campo Colorado, éste no cuenta con dichos estudios, pero es un campo maduro y como todos ellos, tiene la ventaja de que por la experiencia de los años de producción se sabe que el principal problema que se genera es por precipitación de parafinas. A continuación se revisará los resultados concernientes a los trabajos de estimulación realizados en el campo Colorado, específicamente los de acidificación y fracturamiento, ya que son los principales como se dijo en el capítulo 2 y su teoría está contenida en el mismo.

La figura 33 contiene las campañas de acidificación anteriores, y la figura 34 los trabajos de fracturamiento.

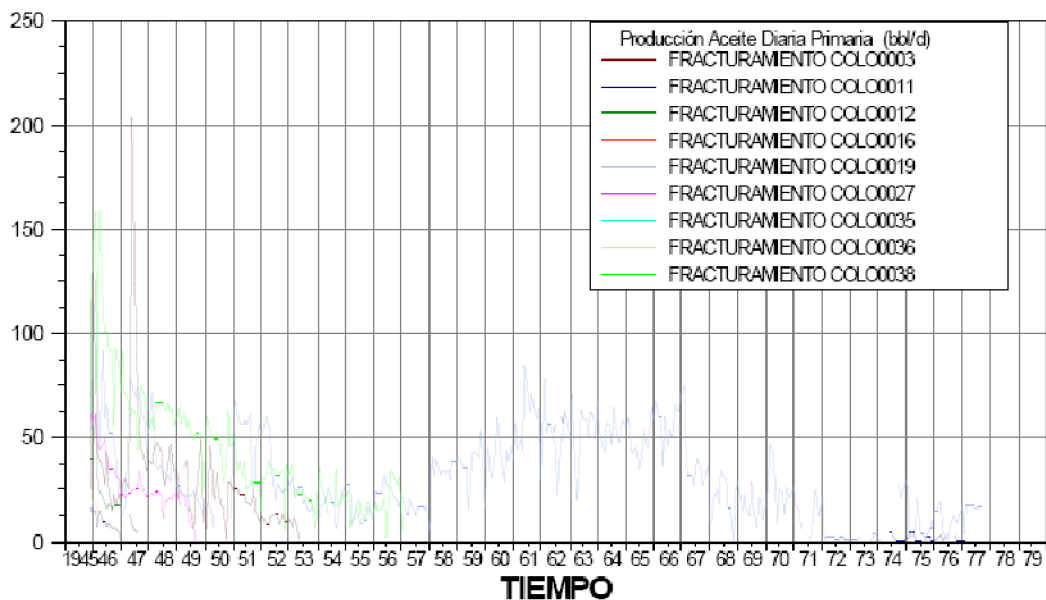
⁷¹ ECOPETROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia.
Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

Figura 33. Trabajos de acidificación en el campo Colorado



Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

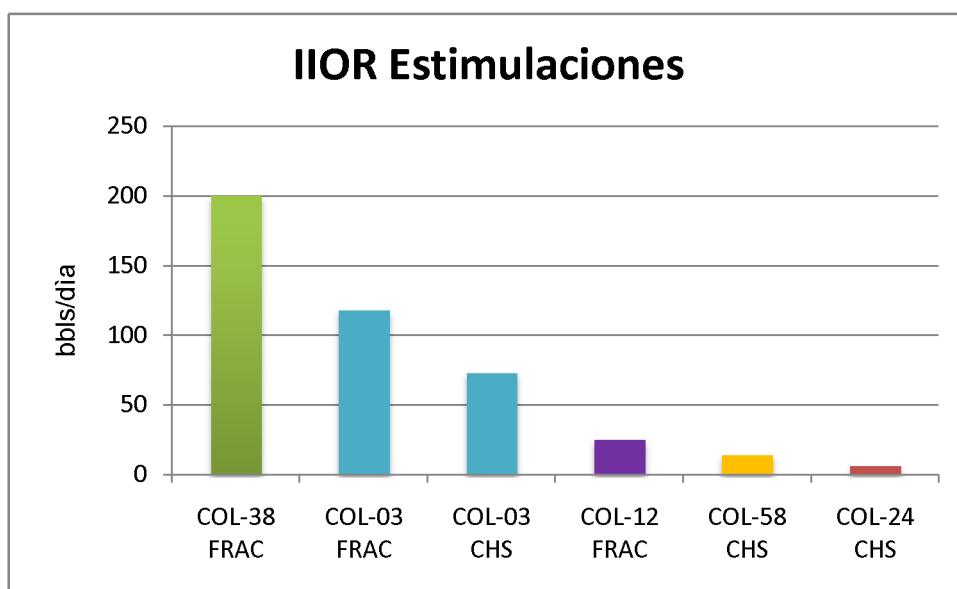
Figura 34. Trabajos de fracturamiento en el campo Colorado



Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

Para realizar el análisis de los resultados de las estimulaciones en el campo Colorado se hizo una gráfica de los IOR⁷² de las estimulaciones que contaban con datos confiables y que además mostraron beneficios.⁷³ Estos trabajos son claves para conocer el comportamiento que han tenido en el pasado las estimulaciones en el campo y su aporte a la producción. Además para determinar en cuanto variaron las eficiencias de flujo con dichas estimulaciones (Las abreviaturas FRAC y CHS son usadas para los fracturamientos y las estimulaciones químicas respectivamente).

Figura 35. IOR de las estimulaciones en el campo Colorado.



Fuente: Los autores. Basados en datos de TORRES, Jorge., RANGEL, William. "Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

⁷² IIR: Instant Incremental Oil Rate, aumento instantáneo de la producción después de un trabajo al pozo.

⁷³ FRANCO, C., RESTREPO, A., ACOSTA, L.G., and JUNCA, E. "SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields--A War Story". SPE (February 2006). SPE 98136-MS.

Para realizar la anterior gráfica fue necesario hacer un control de calidad a los datos utilizados, comparando los encontrados en las distribuciones de producción⁷⁴, con los de los archivos de pozo y las gráficas de producción⁷⁵. (La información de producción utilizada de las diversas fuentes está contenida en el anexo E).

Con la gráfica 35 se pueden hacer ciertas anotaciones. Para ellas es necesario definir antes si se puede calcular el AIOR⁷⁶ y los factores que lo influyen, de esta manera se podrá determinar si se puede hallar de manera confiable para el campo Colorado.

Para un cálculo confiable de AIOR se necesita⁷⁷:

- Tener la curva de producción base del pozo a un tiempo mínimo de un año; esto determina la tendencia que trae la producción antes de los trabajos.
- Los eventos que ocurrieron en el pozo durante el periodo de estudio, adicionales al trabajo que se desea evaluar. (re-cañoneos, cierres de formaciones u otros trabajos de pozo)

⁷⁴ TORRES, Jorge., RANGEL, William. "Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

⁷⁵ PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

⁷⁶ AIOR: Annual Incremental Oil Rate. Incremento en la producción anual debido a un trabajo de estimulación.

⁷⁷ FRANCO, C., RESTREPO, A., ACOSTA, L.G., and JUNCA, E. "SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields--A War Story". SPE (February 2006). SPE 98136-MS.

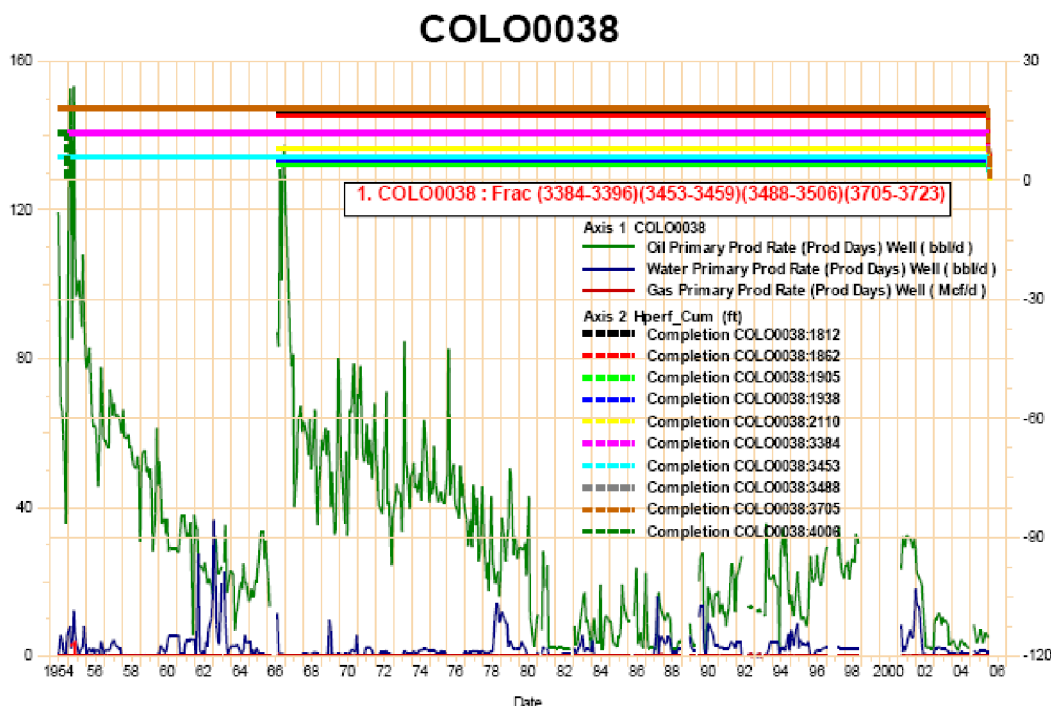
- La descripción del evento que se desea evaluar, su producción en intervalos de tiempo menores o iguales a un día.
- La predicción de la producción del pozo en cuanto a la influencia de factores externos, tales como inyecciones en pozos cercanos o en el mismo, acuíferos, cambios de producción o cierres ya sean temporales o definitivos de pozos que se tenga certeza de comunicación entre las arenas productoras y factores relacionados al fluido. Entre estos últimos están considerados cambios de fases.

Con base en una revisión de estos factores se puede diferir que los trabajos no tuvieron sostenibilidad en el tiempo, (aunque no se pudo hacer un cálculo cuantitativo de AIOR debido a que no hubiera sido un valor representativo ya que no se tienen con certeza los otros factores que inciden en la producción de cada pozo estudiado en el periodo de un año), pero se observa en las gráficas de declinación de cada pozo que el único que no bajo su producción bruscamente fue el COL-24 en su acidificación.

En cuanto al GOR y al WOR tampoco presentaron variaciones significativas después de los trabajos.⁷⁸ Dicha observación se puede ver a continuación en las gráficas del comportamiento del WOR, GOR y RGL para el COL 38, donde no muestra cambio en estas variables en enero de 1955, fecha en la que se realizó el fracturamiento. (El historial de la producción tanto de gas como de agua para las fechas de las intervenciones de todos los pozos estudiados también se encuentran en el anexo E).

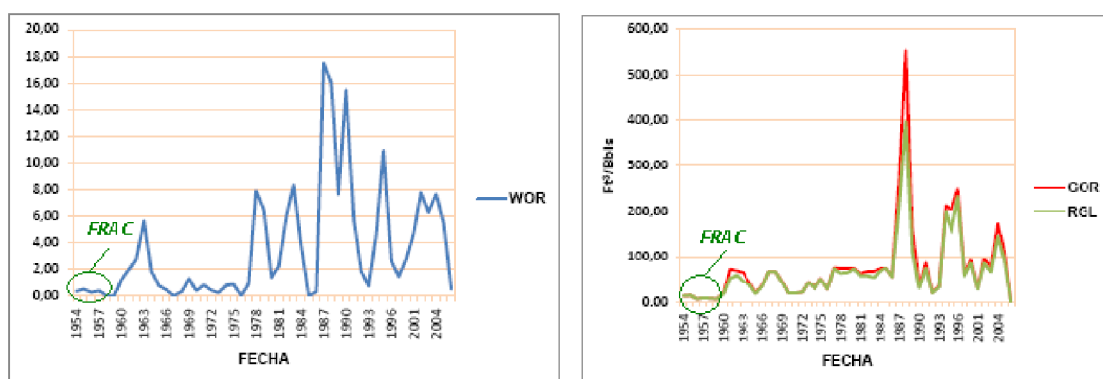
⁷⁸ TORRES, Jorge., RANGEL, William. "Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

Figura 36. Comportamiento del fracturamiento en el pozo COL38.



Fuente: TORRES, Jorge., RANGEL, William. “Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado”. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

Figura 37. Comportamiento del WOR, GOR y RGL en el pozo COL38.



Fuente: TORRES, Jorge., RANGEL, William. “Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado”. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

Todo esto hace sospechar que se pueden estar presentando problemas adicionales a las parafinas tales como desestabilización de finos. Pero esto requiere de un estudio de daño de formación para su confirmación. Además, la respuesta instantánea de trabajos como el fracturamiento del COI-38 hace pensar que la poca sostenibilidad del beneficio no esté amarrada solo al propante como se pudo considerar antes⁷⁹ sino a otros aspectos, por ejemplo la forma en que se choca el pozo después de que se pone en producción nuevamente en el caso de que existiera el problema de finos.

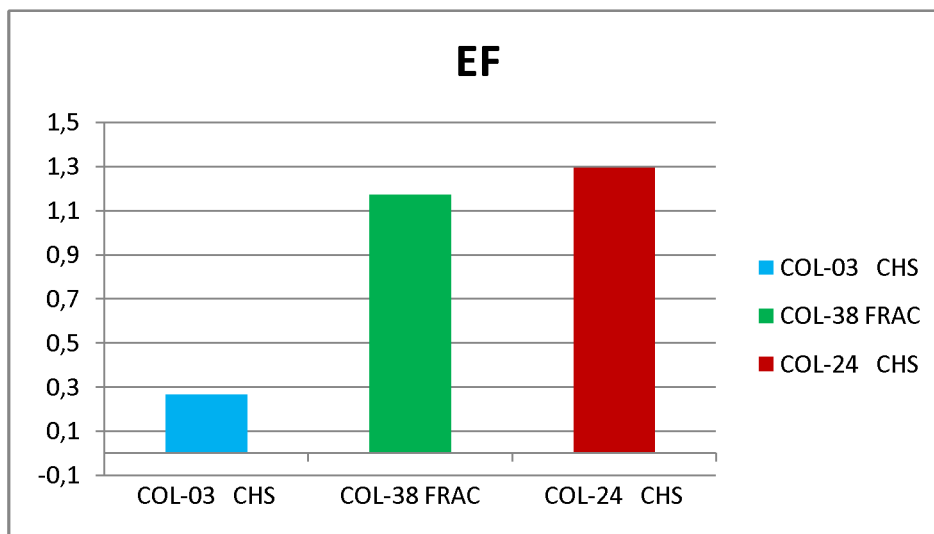
En esa medida hay consideraciones que son particulares al tipo de trabajo que se quiera realizar, éstas se irán estableciendo a medida que se realice los diseños de acidificación y fracturamiento.

Los cambios en las eficiencias de flujo que tuvieron dichas estimulaciones fueron calculados con base en la variación de la producción del antes y después del trabajo (@ 1 mes debido a que los reportes⁸⁰ encontrados no tienen intervalos de tiempo inferiores a éste). Las EF se muestran en la gráfica a continuación:

⁷⁹ ECOPETROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

⁸⁰ TORRES, Jorge., RANGEL, William. “Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado”. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

Figura 38. Eficiencias de flujo obtenidas de estimulaciones en Colorado



Fuente: Los autores. Basados en datos de TORRES, Jorge., RANGEL, William. "Ánalysis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

De la anterior gráfica se puede inferir que históricamente los pozos de Colorado no han aumentado su eficiencia de flujo en más de 1.4 después de un trabajo de estimulación.

Además de los trabajos en los registros históricos de los pozos de Colorado fue encontrado que dos de ellos poseen problemas con sus vías de acceso⁸¹, ellos son C-03 y C-58. Esto podría no evitar que se realice un trabajo de estimulación, pero debe considerarse ya que si puede aumentar los costos de implementarlo.

De la revisión de la historia de los pozos preseleccionados no se descarta hasta este punto ninguno, pero se obtuvo información útil para análisis posteriores.

⁸¹ ECOPETROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

4.1.3 Estado mecánico

Revisar los siguientes puntos en los pozos preseleccionados con el fin de determinar si poseen los mínimos requisitos para ser estimulados

- La Integridad y el tipo de completamiento.
- Los problemas mecánicos como pescados o restricciones que puedan entorpecer el trabajo de estimulación.

Observando los estados mecánicos de los pozos preseleccionados del campo Colorado se encontró que la mayoría está completado con casing de superficie de 9 5/8" e intermedio de 6 5/8" de grado J-55, además todos excepto C-03 fluyen con levantamiento artificial (Bombeo mecánico). En la tabla 15 se reportan el tipo de bomba y la profundidad a la que se encuentran para dichos pozos.

Se determinó que en cuanto al completamiento no presentaban problemas de integridad, esto quiere decir que muy posiblemente pueden resistir las altas presiones de la estimulación sin colapsar, sin embargo en el capítulo 5 cuando se obtenga la presión de bombeo para fracturamiento y acidificación, se comparará con las presiones de estallido que se encuentran en la tabla 15, con el fin de asegurar que el trabajo se desarrolle sin problemas.

También se observa que en los pozos preseleccionados no hay ningún pescado o restricción que impida que la operación se realice, en C-67 hay un pescado a 5098'-5184' y en C-55 hay una restricción a 5518' pero ninguno de los dos problemas impide el acceso a zonas de interés.

El sistema de levantamiento (Bombeo mecánico) al momento de implementar la estimulación debe ser retirado. En el caso de que la unidad de bombeo esté

parafinada, una buena opción podría ser circular aceite caliente con el fin de sacar la parafina líquida por el tubing y descargarla en superficie.

Aunque no se descartó ningún pozo en la revisión previa del estado mecánico se debe tener cuenta la información recopilada para análisis posteriores.

A continuación en la tabla 15 se muestra una breve descripción del estado mecánico de los pozos preseleccionados

Tabla 15. Estado mecánico de pozos preseleccionados

Pozo	Revestimiento (in)	Grado	Lb/ ft	P estallido (PSI)	Tipo de Bomba
C-03	9 5/8 @ 616'	J55	40	3950	No reporta ningun tipo levantamiento artificial
	6 5/8 @ 5915'	J55	20	4180	
C-12	13 3/8 @ 277'	J55	54,5	2730	RHBC 2"X1 1/4"X8'X10'(5358'- 5368')
	6 5/8 @ 4987'	J55	24	5110	
C-36	9 5/8 @ 609'	J55	40	3950	RHBC 2"X1 1/4"X8'X10'(2278'- 2288')
	6 5/8 @ 5979'	N80	24	7440	
C-37	9 5/8 @ 600'	J55	40	3950	RHBC 2"X1- 1/4"X8'X10'(4466'- 4476')
	6 5/8 @ 6449'	N80	24	5110	
C-38	9 5/8 @ 461'	J55	40	3950	RWBC 2"X 10' (2450'- 2460')
	6 5/8 @ 4212'	J55	20	4180	
C-45	9 5/8 @ 603'	J55	40	3950	RWBC 2"X 1 1/2'X10' (3840'-3850')
	6 5/8 @ 4749'	J55	20	4180	
C-49	9 5/8 @ 423'	J55	40	3950	RHBC 2"X1- 1/4"X8'X10'(5074'- 5084')
	5 1/2 @ 6500'	J55	15,5	4810	
C-55	8 5/8 @ 501'	J55	32	3930	RHBC 2"X1- 1/4"X10'(4554'-4564')
	5 1/2 @ 5608'	J55	15,5	4810	
C-58	8 5/8 @ 512'	J55	24	2950	RWTC 2"X1- 1/16"X10'(5302'-5312')
	5 1/2 @ 5864'	J55	15,5	4810	

C-67	9 5/8 @ 478'	J55	40	3950	RHBC 2"X1 1/4X10'(2770'-2780')
	5 1/2 @ 5213'	J55	15,5	4810	
C-69	8 5/8 @ 506'	J55	24	2950	RWTC 2"X1- 1/4"X8'X10'(4981'- 4991')
	5 1/2 @ 6381'	J55	15,5	4810	
C-70	9 5/8 @ 503'	J55	40	3950	RHBC 2"/1-1/4"X8'X10' (3349'-3359')
	5 1/2 @ 3603'	J55	15,5	4810	
C-75	8 5/8 @ 507'	J55	24	2950	RHBC 2"/1 1/4"X8'X10' (4995'-5005')
	5 1/2 @ 5631'	J55	15,5	4810	

Fuente: Los autores. Basados en PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

4.1.4 Análisis nodal

Para realizar el análisis nodal es necesario reunir la información de cada pozo. Estos datos se ingresan a una hoja de cálculo (se encuentra en el anexo A) con la finalidad de organizarlos y tenerlos disponibles para calcular el skin, los índices de productividad y graficar las curvas IPR de cada pozo preseleccionado. Estos datos se muestran a continuación:

Tabla 16. Datos pozos preseleccionados

Pozo	C-03	C-12	C-36	C-37	C-38	C-45	C-49	C-55	C-58	C-67	C-69	C-70	C-75
Bloque	III	II	V	VI	I	IV	VI	V	V	IV	III	II	V
Zona productora	C	ED	B	CB	CB	CB	C	C	C	C	CB	B	C
K(md)	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002	0.015	0.015	0.001	0.001	0.02	0.002	0.001	0.001
Ps(psi)	1800	1480	1960	1300	980	1400	2000	1740	1960	2000	995	566	980
Bo(Bbl/STB)	1.401	1.373	1.091	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.091	1.401
μo(cp)	0.462	0.441	1.64	0.462	0.462	0.462	0.462	0.462	0.462	0.462	0.462	1.64	0.462
h(ft)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
rw(ft)	0.35938	0.35938	0.359	0.359	0.3594	0.359	0.359	0.359375	0.359375	0.359375	0.359375	0.359375	0.359375
re(ft)	280.64	50.03	136.20	120.26	254.46	116.07	239.39	131.02	143.51	92.40	229.73	168.50	85.70
Pwf(psi)	500	520	920	600	475.9	660	1090	660	840	940	730	359.5	689
q(bbl/día)	3	4	8	8	18	6	7	7	7.3	14.84	3	4	2
Tiros/pie	2	2	2	2	2	2	2	2	2		2	2	164.54
Cañon	Desinte-grable de 1 11/16 "	Desinte-grable de 1 11/16 "	Lane wells 15/32"	Lane wells 15/32"	Cañon modelo E de 4 "	Lane wells 15/32"	Lane wells 15/32"	Capsule Shaped Charge, Desinte-grable de 1 11/16	Capsule Shaped Charge, Desinte-grable de 1 11/16	Capsule Shaped Charge, Desinte-grable de 1 11/16	Capsule Shaped Charge, Desinte-grable de 1 11/16	Capsule Shaped Charge, Desinte-grable de 1 11/16	Capsule Shaped Charge, Desinte-grable de 1 11/16
API	39	40	32.4	39	40	40	40	40	40	40	39	40	40

Fuente: Los autores. Basados en PACHANO, Karen L. "Cuarto Informe de Yacimientos Campo Colorado". [Informe No4]. Bucaramanga, 2007. ECOPEPETROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

Los datos mostrados previamente se encontraron en:

- Informes de campo Colorado⁸²
- Reportes de pruebas de nivel de fluido y dinagramas realizados en diferentes fechas para el campo.
- Estado mecánico de los pozos⁸³.
- Trabajos de grado previos⁸⁴.

1. Determinar si el pozo presenta daño, el primer criterio que guía el estudio de la factibilidad de ejecutar trabajos de estimulación, es el valor del skin, en la literatura se enfatiza que no se puede esperar un beneficio al estimular un pozo que no está dañado, así que se debe conocer su valor y clasificar los pozos como:

- Dañado skin > 0
- Estimulado skin < 0
- Sin alterar skin = 0

⁸² PACHANO, Karen L. "Cuarto Informe de Yacimientos Campo Colorado". [Informe No4]. Bucaramanga, 2007.

⁸³PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

⁸⁴ DE LA HOZ., Matty M. y ORTIZ, Diana P. "Metodología para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2009.

Con el fin de estar seguros que los pozos preseleccionados se encuentran dañados, los valores de skin fueron tomados del trabajo de grado “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación campo Colorado”⁸⁵

Tabla 17. Valor de skin de pozos preseleccionados

Pozo	Skin
C-03	10,38
C-12	7,80
C-36	4,60
C-37	1,14
C-38	3,97
C-45	6,97
C-49	6,01
C-55	6,45
C-58	7,15
C-67	8,73
C-69	8,09
C-70	17,08
C-75	13,60

Fuente: Los autores. Basados en DE LA HOZ., Matty M. y ORTIZ, Diana P. “Metodología para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado”. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2009.

2. Este punto es clave, el calcular los valores de IP y AOF permite comparar la capacidad de producción del pozo con su producción actual. Con esto se puede determinar si el pozo es capaz de producir más de lo que actualmente está produciendo para luego hacer una predicción, simulando que el pozo

⁸⁵ DE LA HOZ., Matty M. y ORTIZ, Diana P. “Metodología para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado”. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2009.

esta estimulado. De este modelamiento se puede obtener un valor de incremento de producción, siendo un criterio de selección importante al momento de escoger los pozos candidatos para trabajos de estimulación.

La descripción del cálculo de IP y AOF se muestra a continuación:

- *Calculo de IP.* El cálculo de IP se hizo con la ecuación 1. Los datos que se utilizaron para hallar este dato se encuentran en la tabla 16. El valor obtenido de IP se encuentra en cada una de las tablas reportadas en esta misma sección para cada pozo.
- *Construcción de la curva IPR:* En la construcción de las curvas IPR se consideró que la presión de todos los pozos estaba por debajo del punto de burbuja (intervienen dos fases, gas y aceite), por lo cual fue posible utilizar la metodología planteada por Standing-Vogel, para cuatro valores de eficiencias de flujo que simulan ambiente de daño, estimulación y skin=0.

Es importante aclarar que los caudales máximos hallados por cada valor de eficiencia, por medio del método antes nombrado, es después de haber implementado el trabajo de estimulación.

- a. Debido a que cuando se realiza un trabajo de estimulación no se tiene certeza en cuanto se va a reducir el daño, se decidió hacer una sensibilidad a las eficiencias de flujo que permitiera observar cual sería el comportamiento del pozo para diferentes escenarios. Como se observó anteriormente en la figura 38 la máxima eficiencia de flujo que se ha tenido en pozos del campo Colorado después de un trabajo de estimulación es de 1.4, de manera que se puede establecer una sensibilidad máxima de 1.5, la cual se empieza a variar hasta un valor de 0.5 (EF=0.5, EF=0.8, EF=1, EF=1.1, EF=1.5).

- b. Se define un punto de prueba futuro, este se obtuvo de los caudales producción⁸⁶ esperados al realizar una estimulación en el campo.
- c. Se calcula el índice de productividad con $EF=1$ con la ecuación 15. Para hallar el valor de IP se toma el punto de prueba definido en el ítem b y los datos de yacimiento consignados en la tabla 16.
- d. Con el valor de J y la ecuación 15, se varían los valores de P_{wf} y se obtienen un conjunto de datos con los cuales se procede a construir la curva IPR. Los cuales se muestran en el anexo B.
- e. Graficar la curva IPR con los datos obtenidos en el ítem d.
- f. Con los datos de EF y J usados en el ítem c, se procede a calcular los valores de índice de productividad para cuatro valores de eficiencias de flujo ($EF=0.5$, $EF=0.8$, $EF=1.1$ y $EF=1.5$) con la ecuación 16. Luego se repiten los ítem d, e, y f.
- g. La construcción de las curvas outflow son de especial importancia en el modelamiento de producción de un pozo porque nos permiten establecer una relación entre el caudal y las pérdidas de presión a través de la sarta de producción; es decir nos ayudan a encontrar el punto de operación óptimo. Para desarrollar estas curvas se debe tener cuenta si el yacimiento fluye naturalmente o tiene levantamiento artificial como se mostró en la sección 1.7 del capítulo 1.

⁸⁶ DIAZ, Ricardo J. "Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

- h. Las curvas outflow fueron construidas en base a los datos reportados en la tesis “Análisis nodal en la optimización de producción de los pozos del campo Colorado”⁸⁷.
- i. Graficar curva IPR con puntos óptimos de operación y con sensibilidad a las eficiencias de flujo para todos los pozos preseleccionados. Las curvas IPR se muestran a continuación:

⁸⁷ DIAZ, Ricardo J. “Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado”. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

Figura 39. Curva IPR C-3

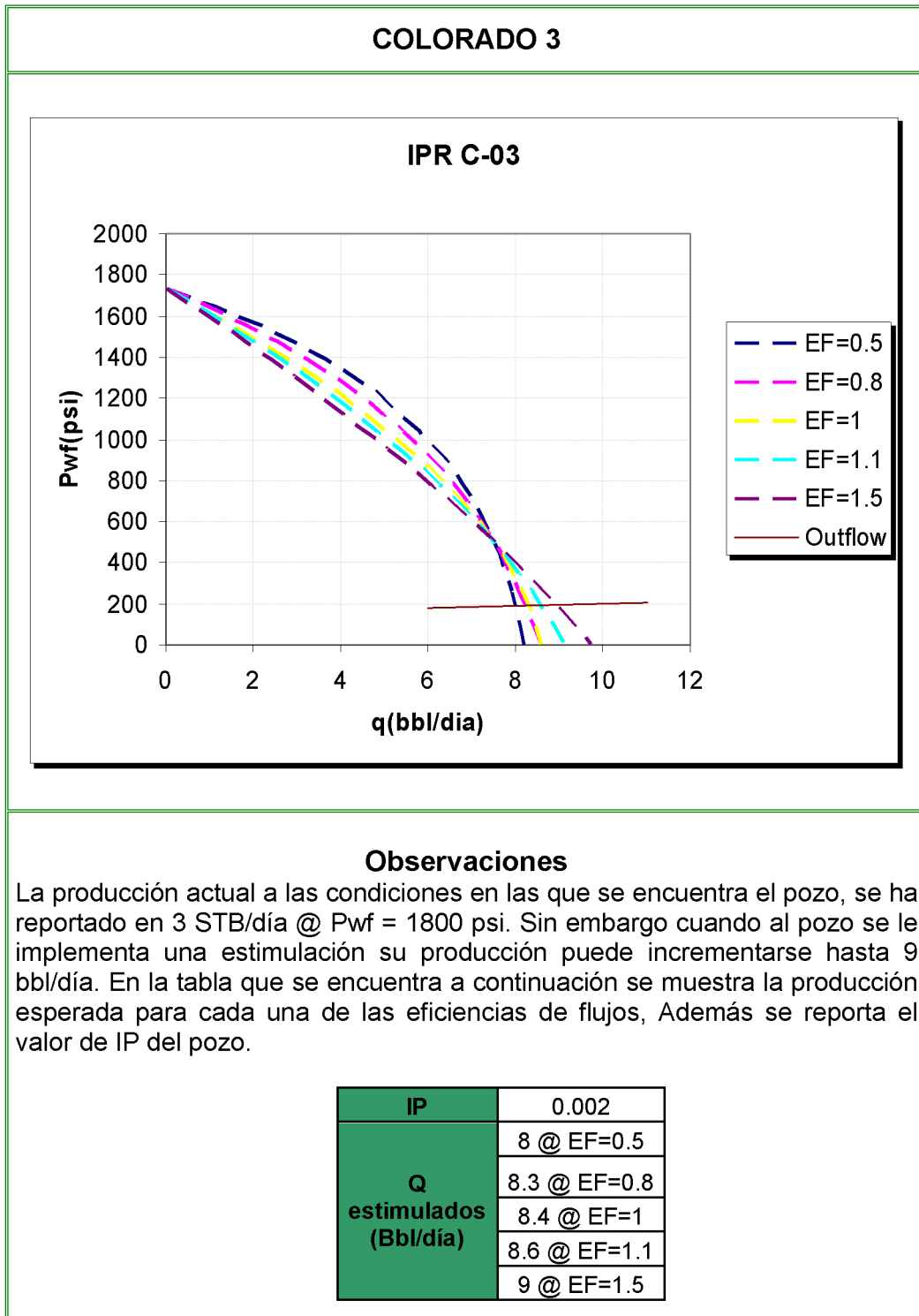


Figura 40. Curva IPR C-12

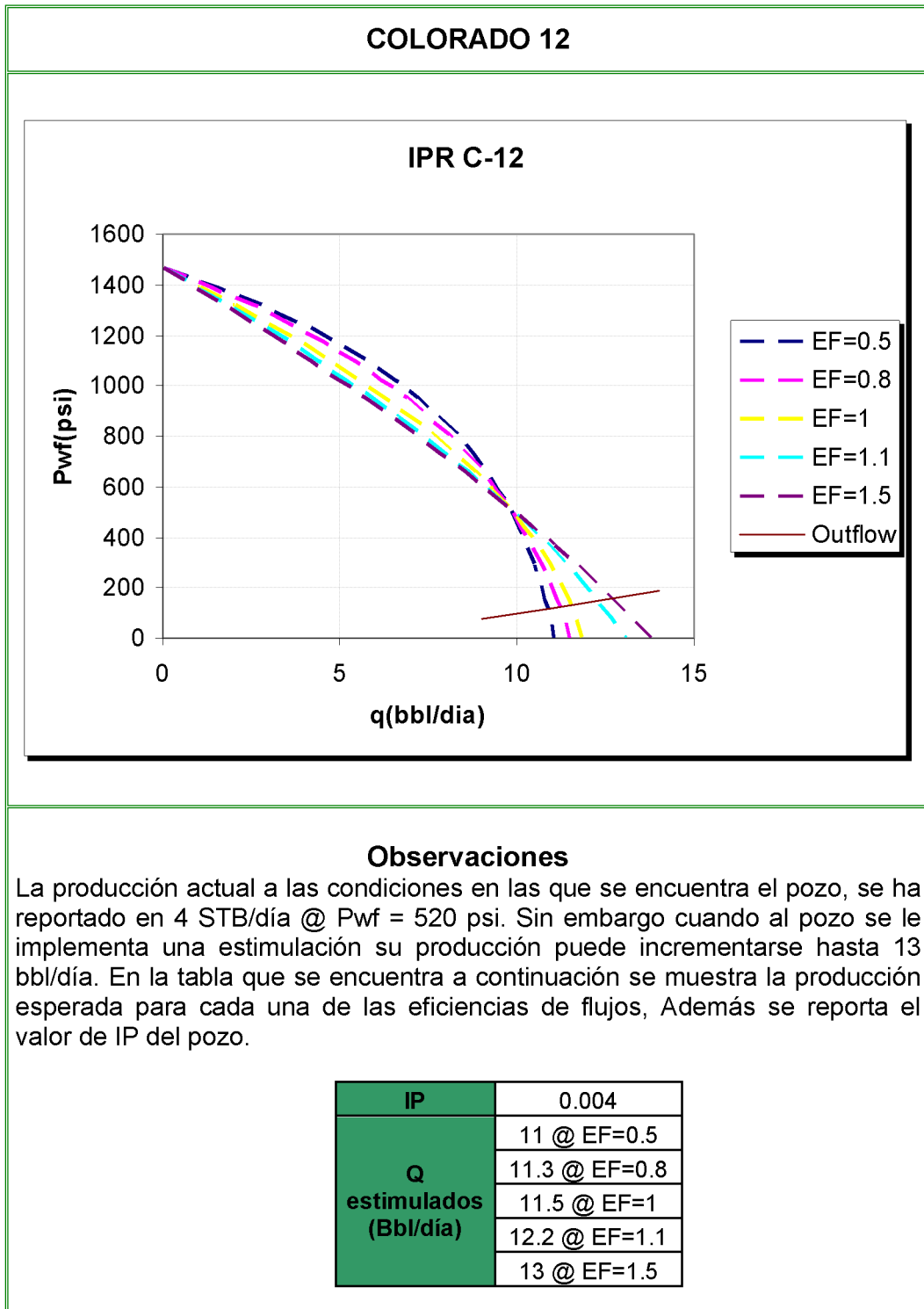


Figura 41. Curva IPR C-36

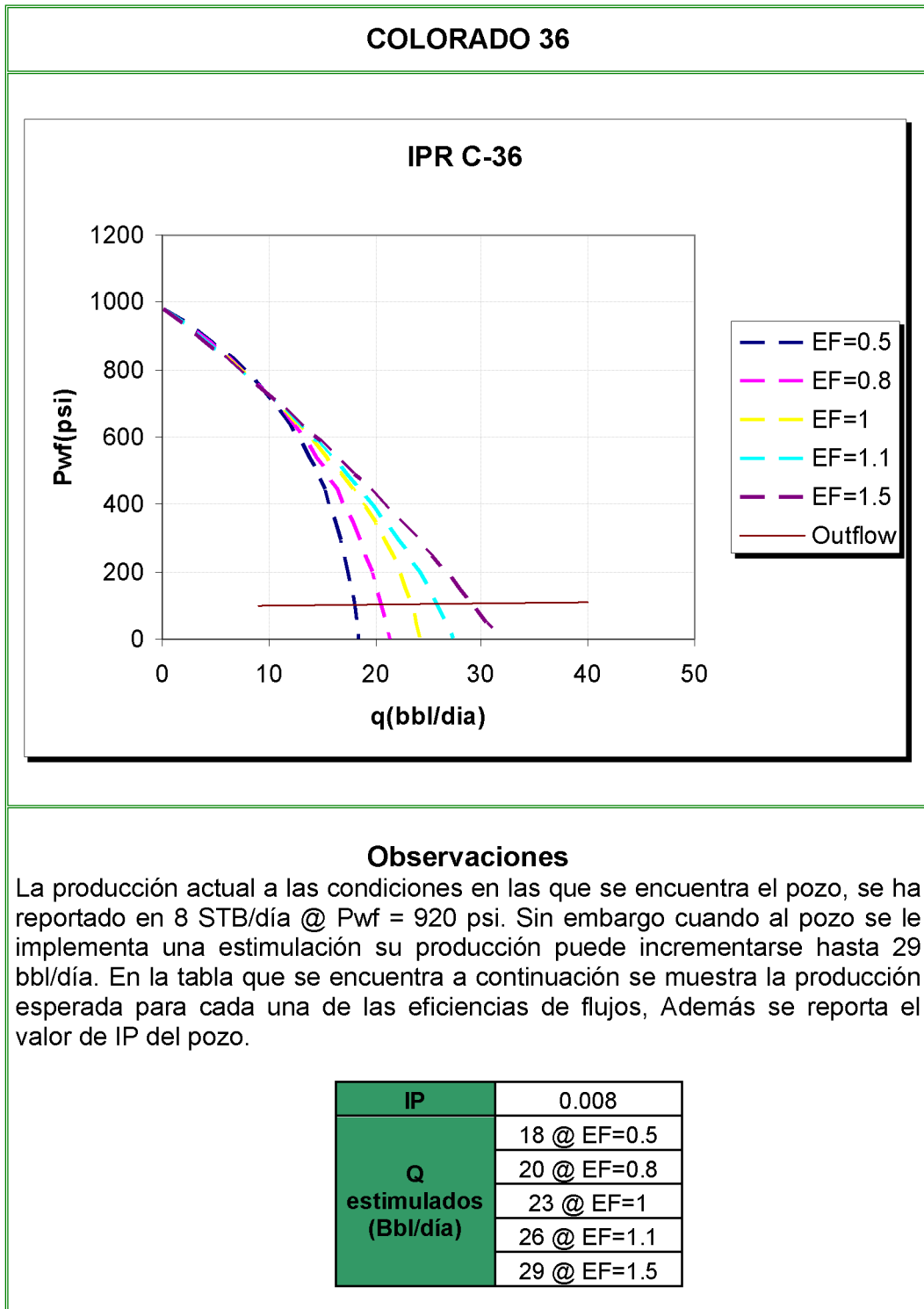


Figura 42. Curva IPR C-37

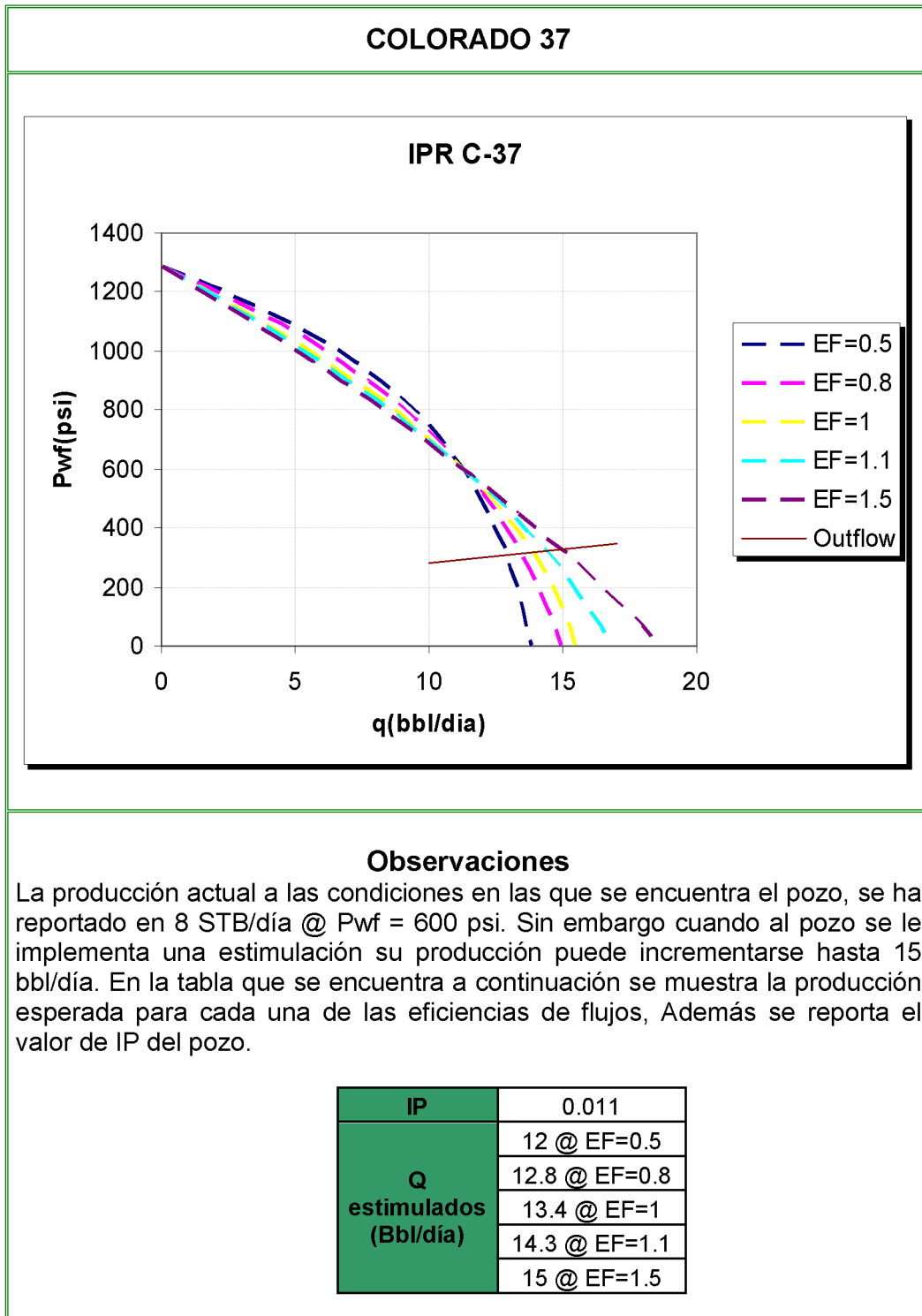


Figura 43. Curva IPR C-38

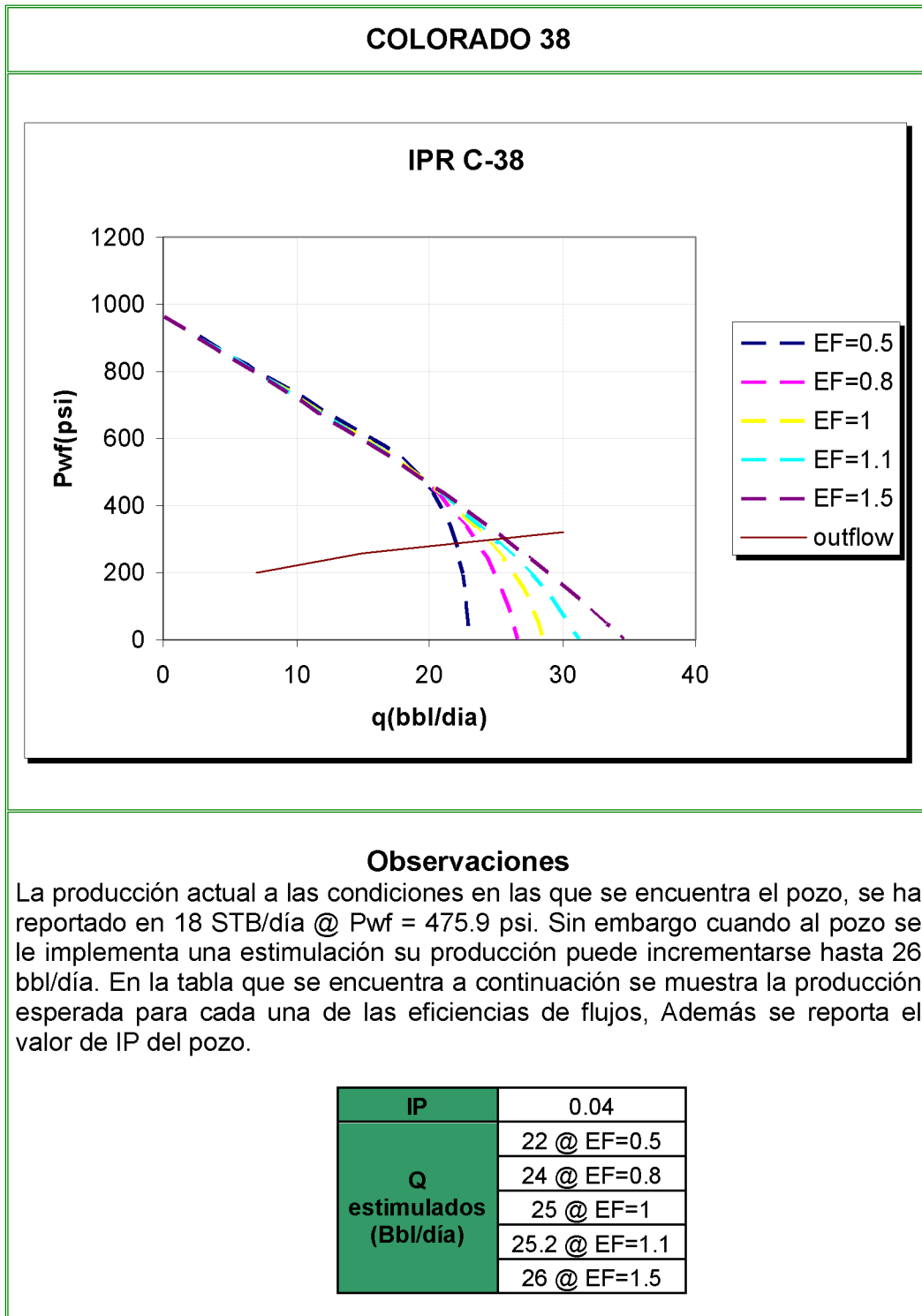


Figura 44. Curva IPR C-45

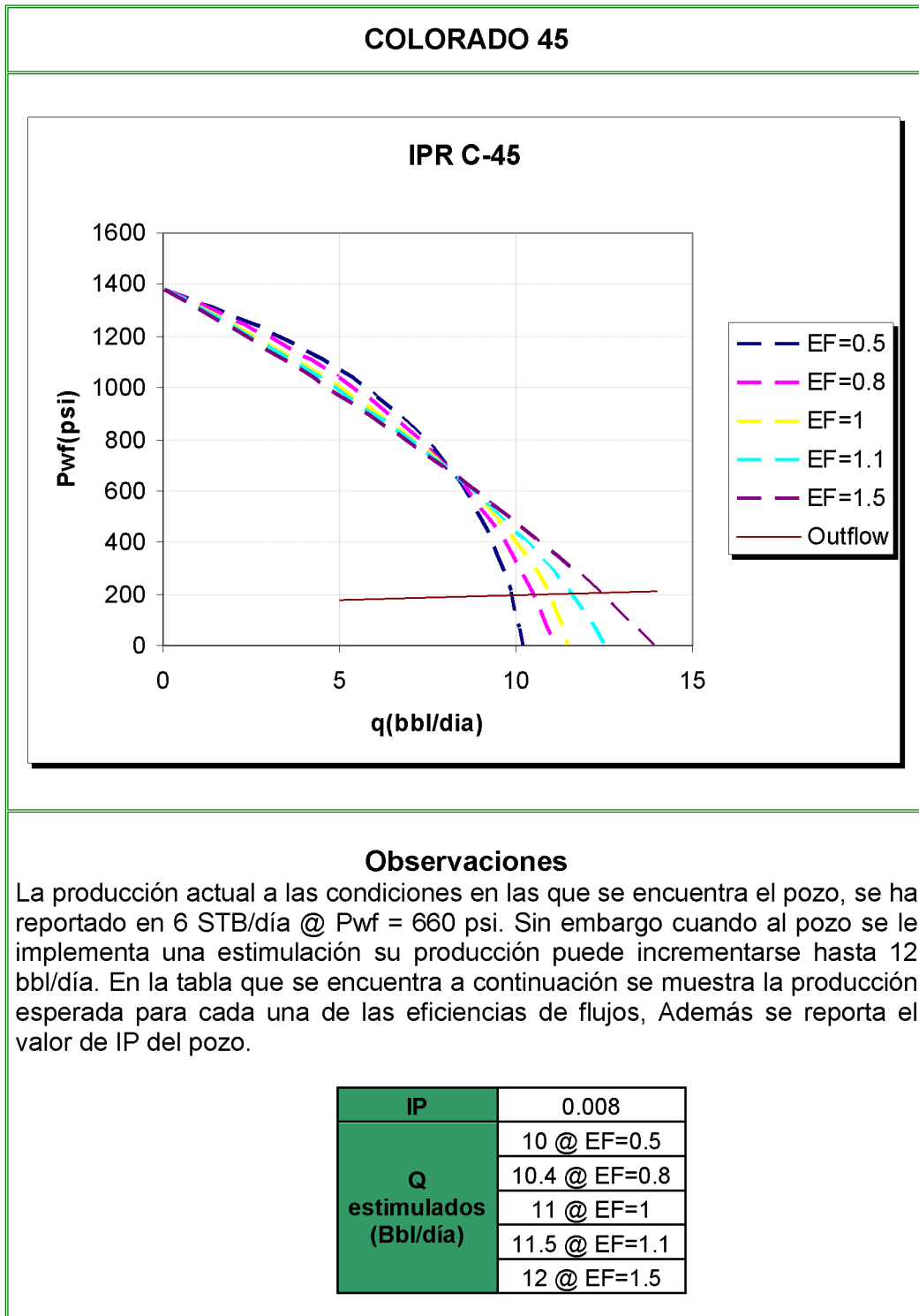


Figura 45. Curva IPR C-49

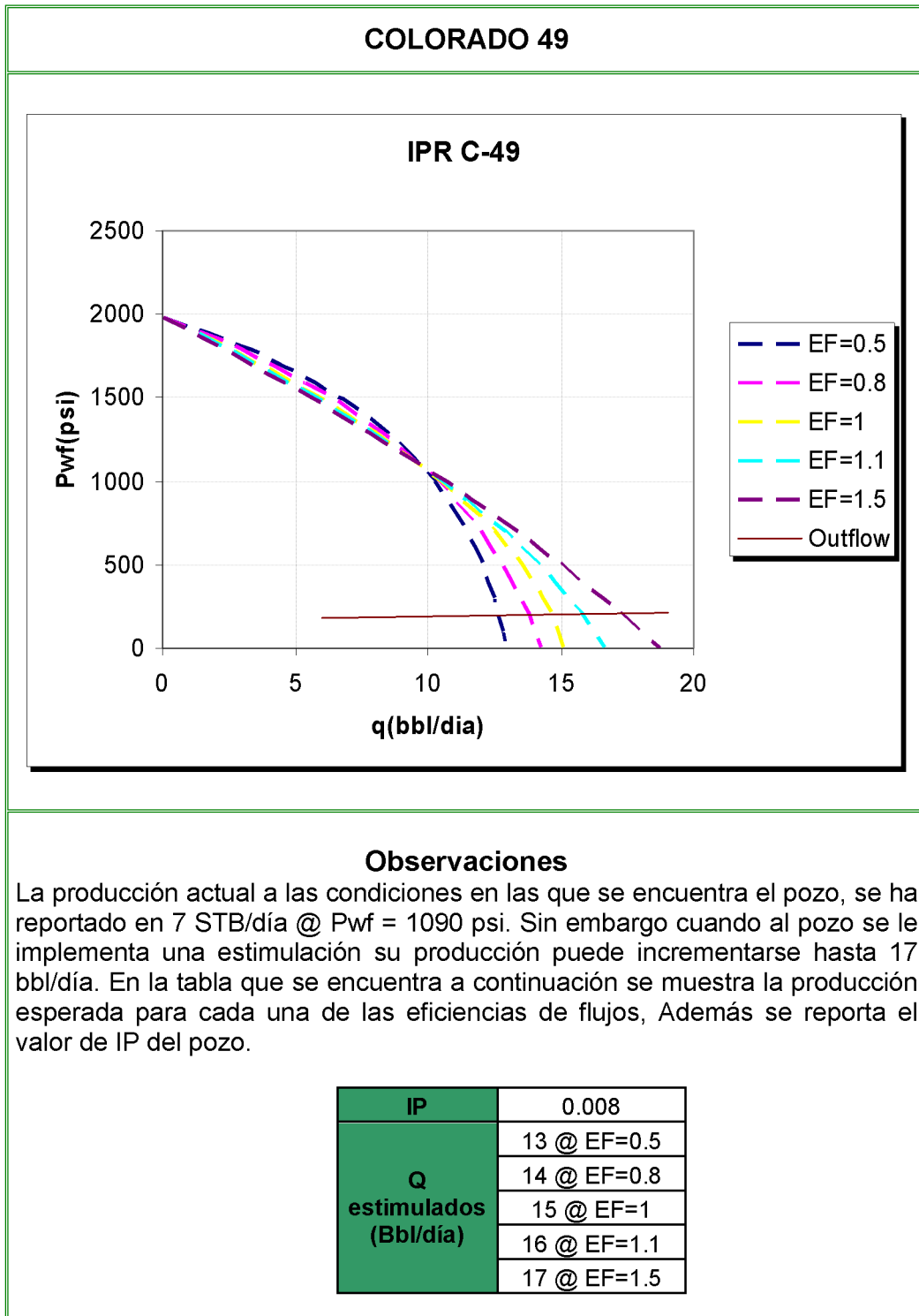


Figura 46. Curva IPR C-55

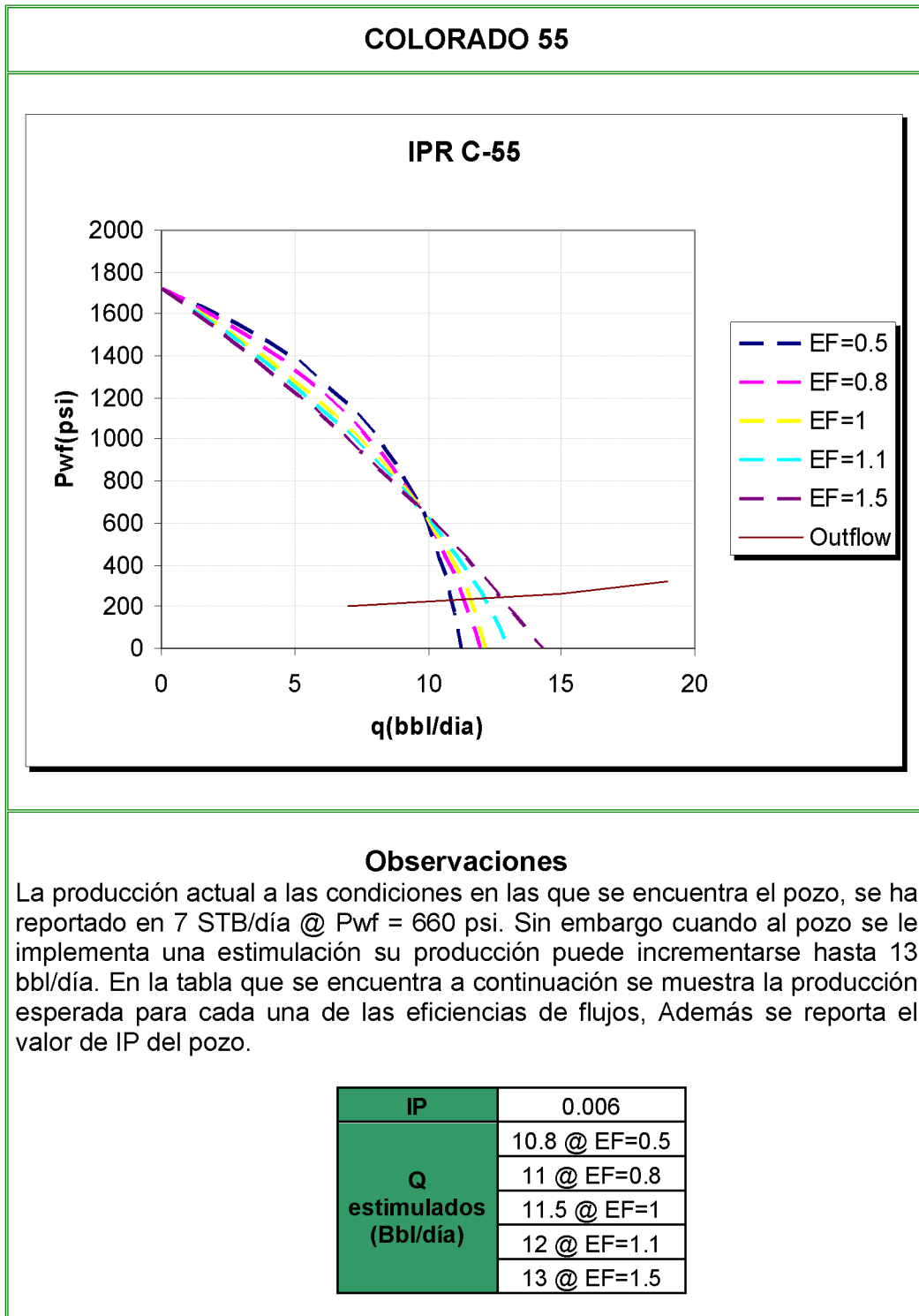


Figura 47. Curva IPR C-58

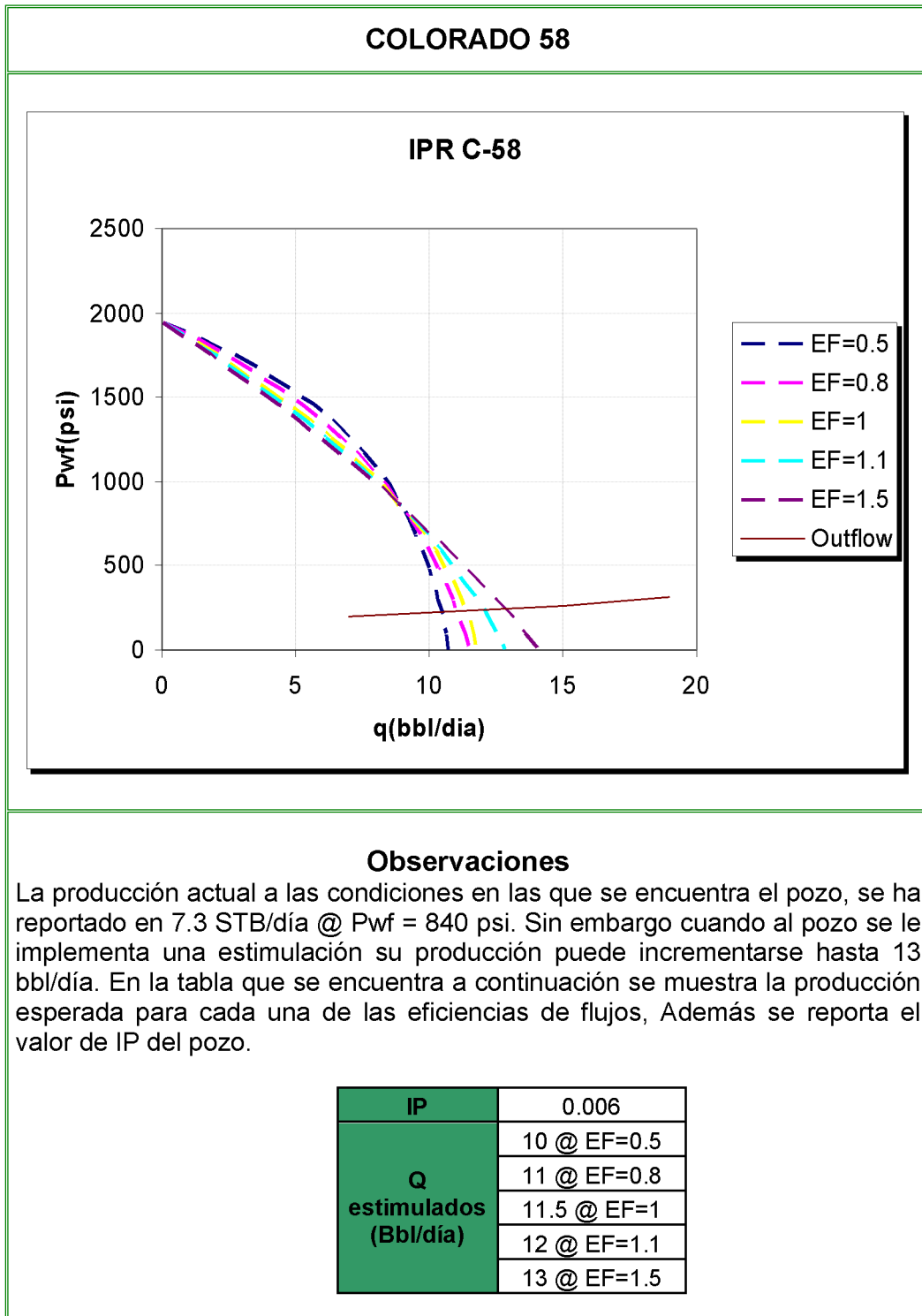

Observaciones

Figura 48. Curva IPR C-67

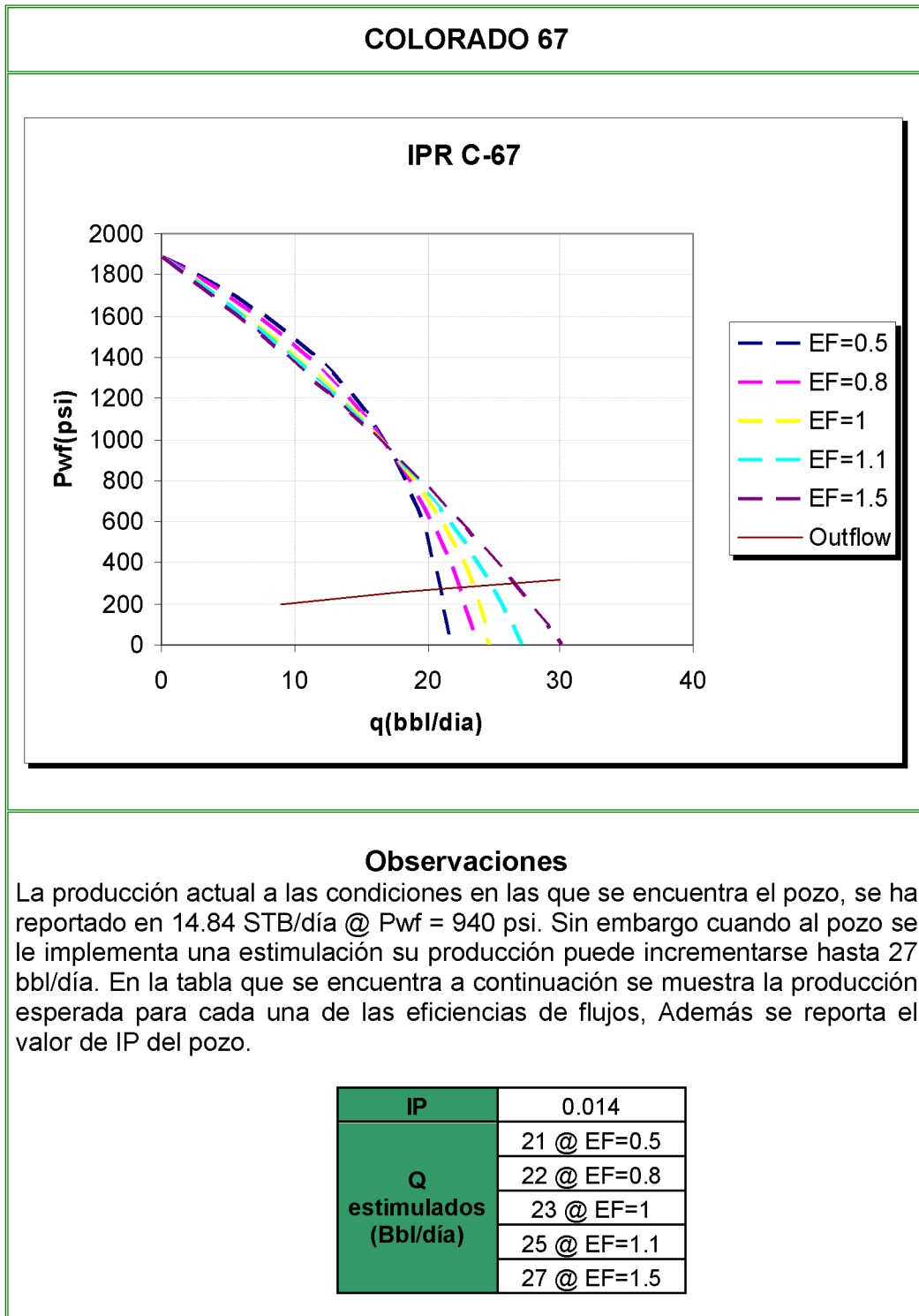


Figura 49. Curva IPR C-69

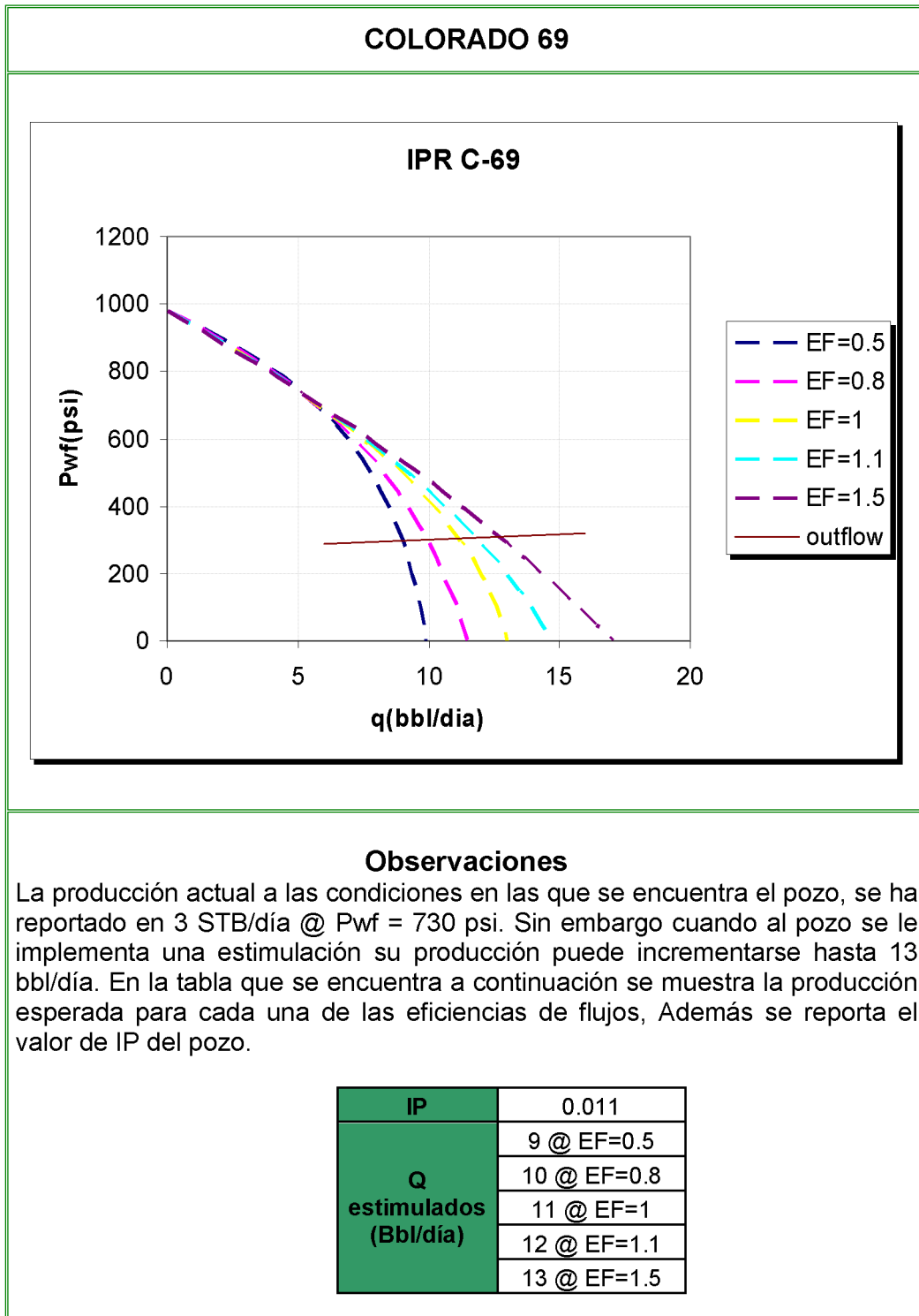


Figura 50. Curva IPR C-70

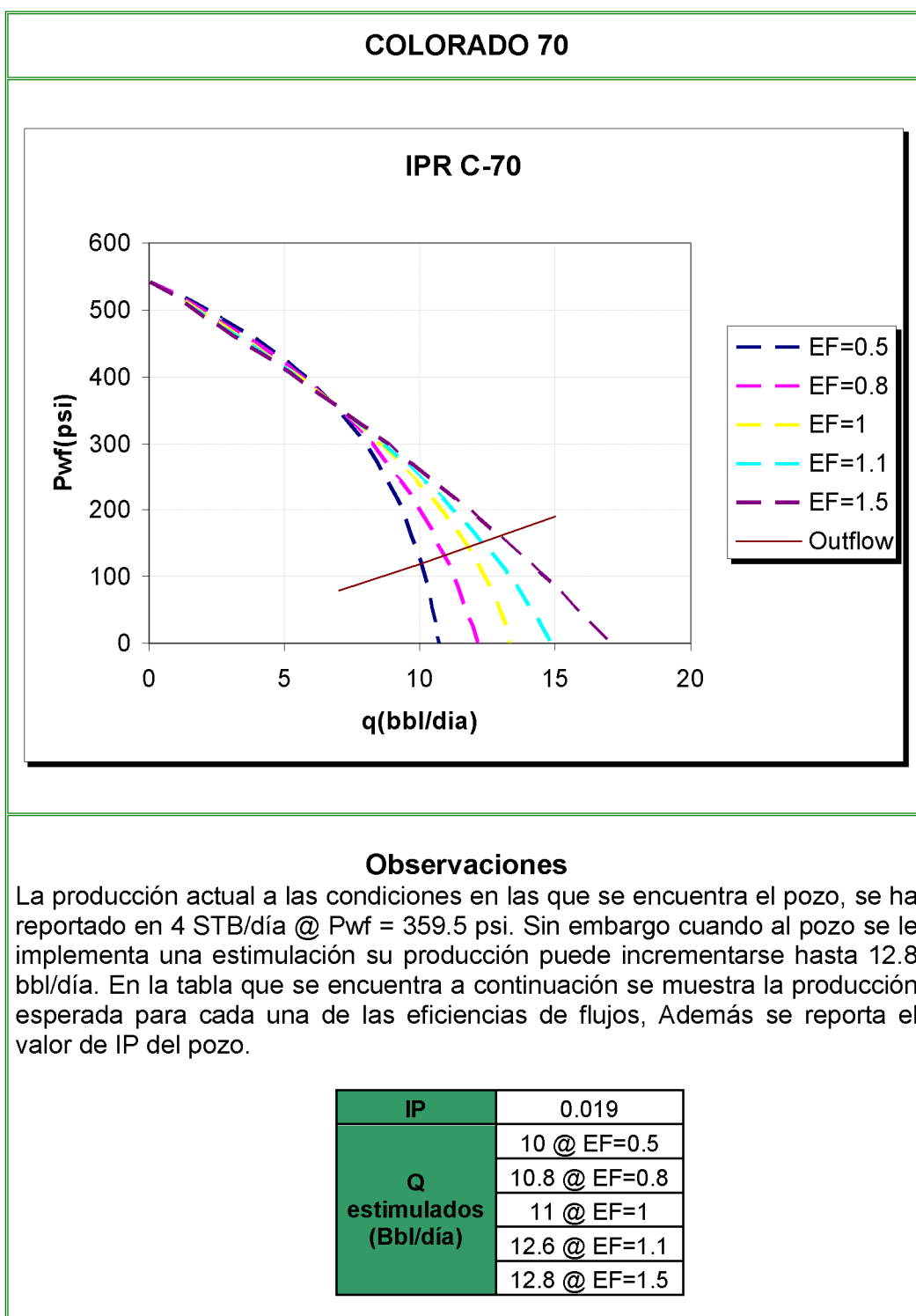
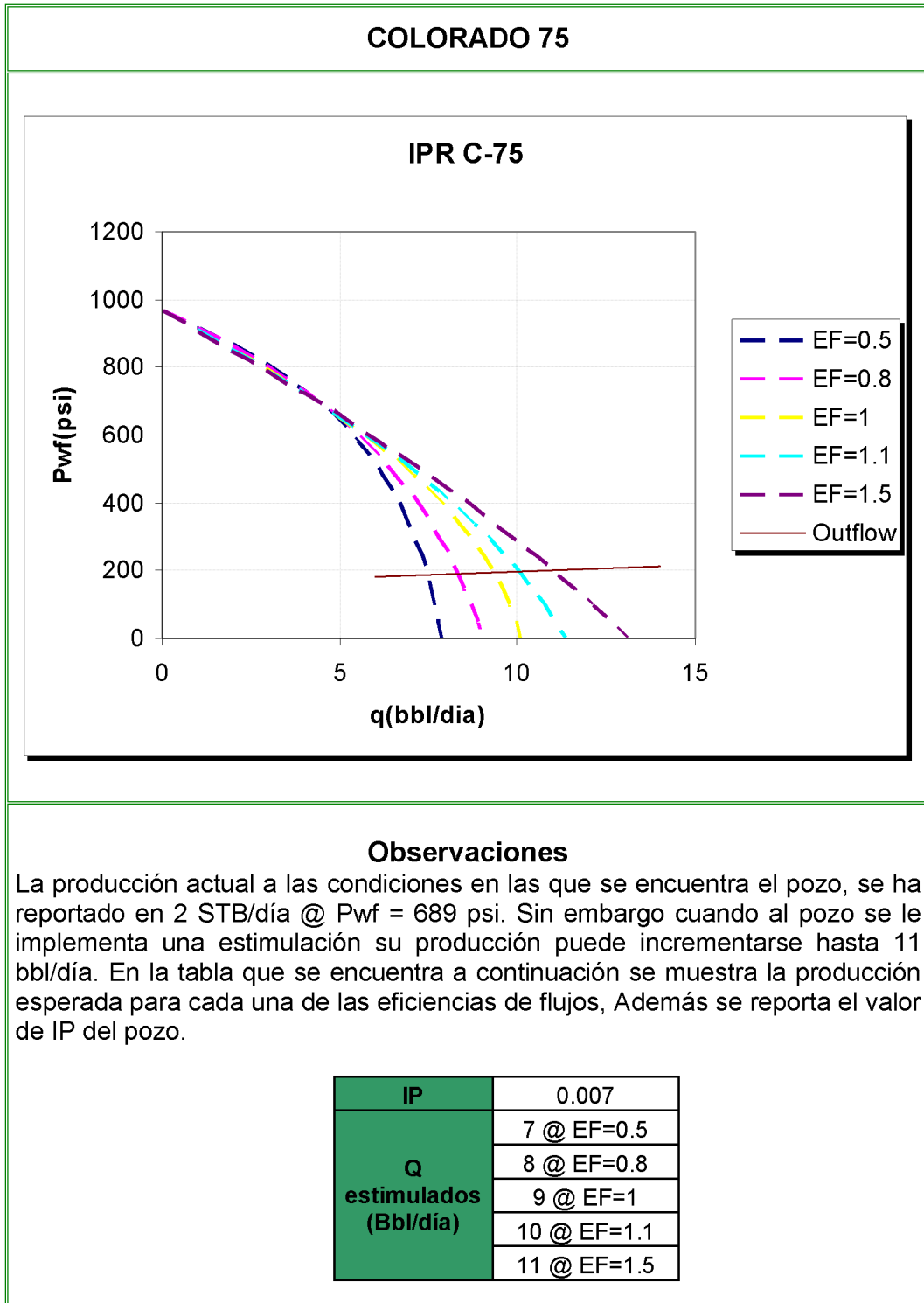


Figura 51. Curva IPR C-75



3. Con los valores de “Q óptimo” encontrados previamente para cada uno de los pozos preseleccionados, se construyó una gráfica de Q óptimo Vs Eficiencia de flujo con el fin de observar para que pozos cambia el caudal significativamente en comparación con los demás pozos a medida que aumenta la eficiencia (este criterio se establece con base en la gráfica y las variaciones que muestre; para los pozos de colorado se hace más adelante)

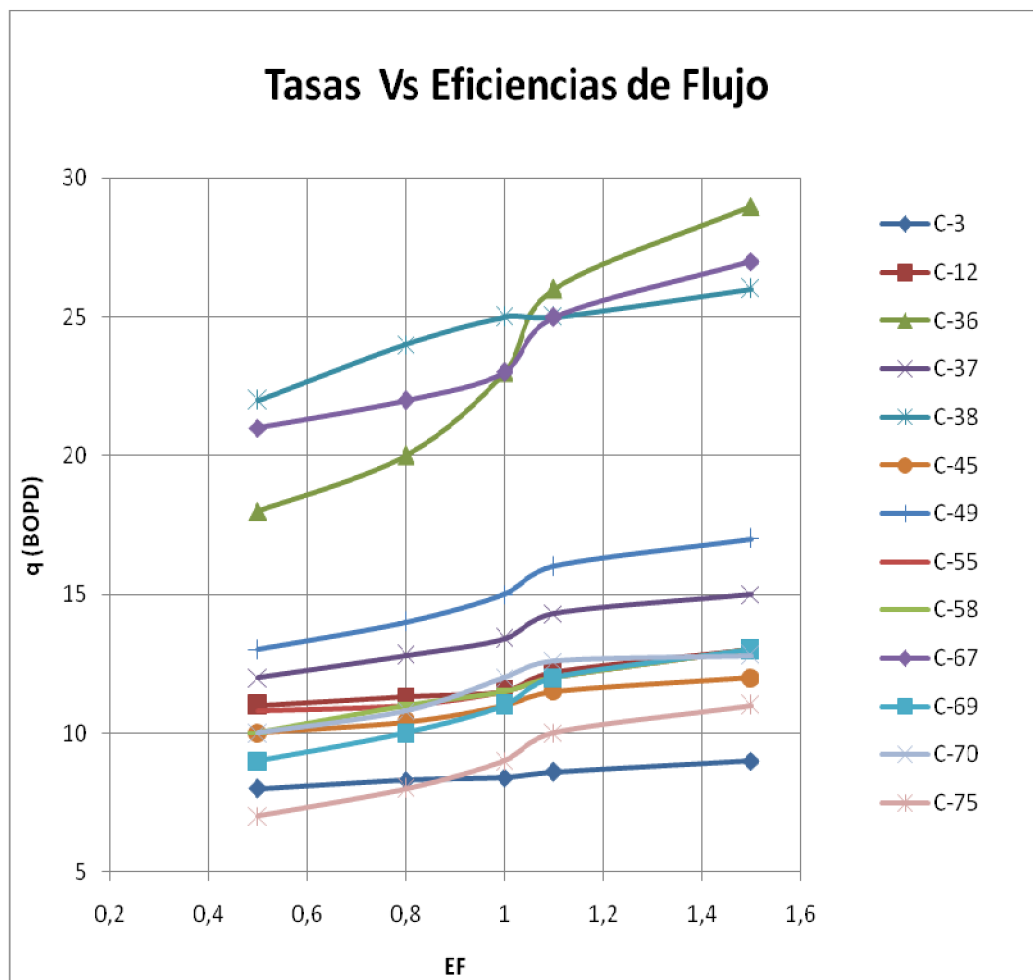
En la siguiente tabla se resumen algunos datos encontrados previamente con los cuales se realiza la gráfica 52.

Tabla 18. Datos pozos preseleccionados del campo Colorado

Pozo	Skin	IP	q actual (bbbls/día)	q Calculados (bbbl/día)					Observaciones
				EF=0.5	EF=0.8	EF=1	EF=1.1	EF=1.5	
C-3	10.38	0,002	3	8	8,3	8,4	8,6	9	Fracturado(1960/1970)-Acidificado(1967)- Limpieza de parafina
C-12	7.80	0,004	4	11	11,3	11,5	12,2	13	Fracturado(1960)-Inyección de aceite caliente- Limpieza de parafina
C-36	4.60	0,008	8	18	20	23	26	29	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente
C-37	1.14	0,011	8	12	12,8	13,4	14,3	15	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente
C-38	3.97	0,04	18	22	24	25	25	26	Fracturado(1955)-Limpieza de arena-Limpieza de parafina- Inyección de aceite caliente
C-45	6.97	0,008	6	10	10,4	11	11,5	12	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente
C-49	6.01	0,008	7	13	14	15	16	17	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente
C-55	6.45	0,006	7	10,8	11	11,5	12	13	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente
C-58	7.15	0,006	7,3	10	11	11,5	12	13	Acidificado(1977)-Limpieza de parafina- Inyección de aceite caliente
C-67	8.73	0,014	15	21	22	23	25	27	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente
C-69	8.09	0,011	3	9	10	11	12	13	Inyección de aceite caliente
C-70	17.08	0,019	4	10	10,8	12	12,6	12,8	Acidificado(1962)
C-75	13.70	0,007	2	7	8	9	10	11	Limpieza de parafina-Inyección de aceite caliente

Fuente: Los autores. Basados en PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

Figura 52. Comparación de los pozos candidatos a estimulación a diferentes eficiencias de flujo.



Fuente: Los autores.

Como se dijo anteriormente, una vez observada la gráfica se puede establecer un criterio basado en la variación del caudal obtenido para las diferentes eficiencias, teniendo en cuenta que interesan pozos que aumenten su caudal a medida que se aumenta la eficiencia de flujo, en caso contrario de que no ocurra variación, el pozo deberá descartarse ya que no refleja una respuesta a un trabajo que se le ejecute con el fin de aumentar su producción.

Para decidir el criterio bajo el cual se determina si el pozo aumenta su producción, se calcula la diferencia de los caudales para diferentes eficiencias. La primera es la diferencia de caudal entre la eficiencia variando desde 0.5 hasta 0.8, y después variando desde la eficiencia actual hasta 0,5 (teniendo en cuenta que ningún pozo de Colorado sobrepasa este valor).

$$q1 = q (EF = 0,8) - q (EF = 0,5) \quad (52)$$

$$q2 = q (EF = 0,5) - q (actual) \quad (53)$$

Se tomaron estos valores debido a que así se puede comparar el comportamiento del pozo entre su caudal actual hasta una eficiencia de 0.8, después de la cual ningún pozo aumenta su caudal en más de 1 barril.

En la tabla a continuación están los pozos que mostraron una variación mínima de 0.8 barriles, que son en total 7.

Tabla 19. Candidatos a estimulación en el campo Colorado.

Pozo	q1	q2
	BOPD	BOPD
C-36	2	10
C-38	2	4
C-67	1	6
C-49	1	6
C-69	1	6
C-70	0,8	6
C-37	0,8	6

Fuente: Los autores

En esta parte de la metodología se propone graficar los valores de la tabla anterior, lo cual puede ofrecer criterios útiles de selección cuando la variación

entre los caudales difieren en cantidades de miles, para el caso de los pozos de Colorado, se considera que dicha representación no es necesaria pues no varían en más de 2 barriles el uno del otro.

4.1.5 Selección de candidatos a implementar trabajos de estimulación

En este punto, ya se han revisado las diferentes consideraciones que se deben tener para saber si un pozo candidato se le puede implementar o no una estimulación. Según la historia del pozo, el análisis nodal y el estado mecánico, ya se descartaron varios pozos, ahora se nombrarán cuales fueron los candidatos escogidos para a continuación empezar a seleccionar a partir de los diferentes criterios cuál es (o son) el trabajo más adecuado para cada uno.

Tabla 20. Pozos candidatos para los trabajos de estimulación en el campo Colorado.

Pozo	Historia del pozo	Estado Mecánico	Análisis Nodal	Es candidato?
C-03	★	★	★	No
C-12	★	★	★	No
C-36	★	★	★	Si
C-37	★	★	★	Si
C-38	★	★	★	Si
C-45	★	★	★	No
C-49	★	★	★	Si
C-55	★	★	★	No
C-58	★	★	★	No
C-67	★	★	★	Si
C-69	★	★	★	Si
C-70	★	★	★	Si
C-75	★	★	★	No

Fuente: Los autores

★: Aprobó el criterio de selección.

★: No aprobó el criterio de selección.

Ya seleccionados los candidatos con las mejores condiciones a estimular, se procede a revisar los criterios de acidificación y fracturamiento para de esa manera determinar cuál es más adecuado para cada pozo.

4.2 ANALISIS DE LA ESTIMULACION QUIMICA

Con la información de los pozos candidatos reunida, se puede determinar preliminarmente a cuales se les debería implementar una estimulación química.

Para ello se empezará por hacer las siguientes preguntas para los pozos en estudio:

- ¿Se conoce si la baja productividad es debido a daño de formación?
- ¿Se conoce el tipo y cantidad de daño?
- ¿Se puede dicho daño remover con ácido?

Según la tesis “Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo Colorado”⁸⁸, las propiedades del crudo del campo Colorado no varían significativamente de un pozo a otro. Esta información es valiosa en la medida que se puede manejar un tipo de fluido para los pozos candidatos, en especial cuando los pozos COL37 y COL38 participaron en el muestreo para las pruebas que arrojaron dichos resultados.

Parte de las pruebas realizadas al crudo es el análisis S.A.R.A. (análisis composicional donde se clasifican las partes del crudo en Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos.) donde se confirma lo que históricamente se ha visto en el campo, y es la inestabilidad coloidal que hace que se precipiten las parafinas. Durante años las parafinas han sido el principal problema que

⁸⁸CRISTANCHO. Diana; HOYOS. Jorge Mario. “Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado”. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

generan no sólo daño a la formación, sino además, problemas de taponamiento en las líneas, bombas y otros elementos en las facilidades.

Lo anterior responde a la primera pregunta y en parte a la segunda porque se conoce el tipo de daño de formación, o por lo menos el principal. Aunque no hay que desmeritar lo atroz que ha sido la despresurización del campo y en algunas ocasiones las malas prácticas empleadas en él, en su rápida caída de producción.

Para terminar de responder a la segunda pregunta se tiene la tabla 17 que nos proporciona el valor del skin para cada pozo. Y finalmente se le da un “sí” a la tercera citando la sección 1.3 donde se muestra que el daño por escamas orgánicas de tipo parafínicas es removible con ácido. Aunque es necesario hacer la aclaración de que las parafinas se pueden precipitar en radios muy grandes en el yacimiento y la zona que se puede limpiar es la vecindad del pozo a unos cuantos pies, lo que de todas formas facilita el flujo en el área más crítica del yacimiento, si se logra remover.

4.2.1 Selección de los candidatos para estimulación química

Pero para diagnosticar la acidificación es necesario conocer cuales entonces han sido los pozos que mostraron fuertemente el problemas de parafinas, revisando el anexo A donde se encuentra el registro de las observaciones de cada pozo, se puede ver que hay pozos que fueron abandonados exclusivamente por este asunto y que aun algunos de los que están produciendo lo presentan. A continuación se listan dichos pozos:

COL49: Inactivo por problema de parafinas

COL36: Activo, FRAC y con problemas de parafinas

- COL 37: Activo, ha tenido inyección de aceite caliente
- COL38: Activo, FRAC y con problemas de parafinas
- COL67: Inactivo por problema de parafinas
- COL69: Activo, problemas de parafinas
- COL70: Activo.

El pozo COL49 es un candidato indiscutible, el COL36 presentó una rápida declinación después de su fractura por lo cual también sería una opción para acidificar y buscar otro tipo de beneficio, el COL38 tiene un registro similar al del COL36, el COL67 y el COL69 también tienen las características para estimularlos con una limpieza ácida a nivel de matriz y buscar reactivar su producción.

El anterior análisis arroja 5 candidatos para acidificación: COL49, COL36, COL38, COL67 y COL69. Por ser los candidatos que responderían mejor en producción, también poseen un fluido de características similares⁸⁹ y finalmente sus condiciones de estado mecánico cumplen los mínimos requisitos para implementarles una acidificación

⁸⁹CRISTANCHO. Diana; HOYOS. Jorge Mario. "Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

4.3 ANALISIS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico como ya se estableció, se implementa para aumentar la permeabilidad en una zona que sobrepase el radio de daño, el cual se conoce para el campo Colorado. Esta técnica es una buena alternativa para pozos que presentan el problema de manera aguda y tienen el potencial para costearlo.

4.3.1 Selección de los candidatos para fracturamiento hidráulico

Después de los análisis de selección y acidificación no es difícil conocer los pozos en que sería potencialmente más viable un trabajo de fracturamiento. El COL37 es un pozo que tiene de los más altos potenciales y que además está produciendo con el problema de parafinas presente y agudizado por las inyecciones de aceite caliente; el COL69 es otro pozo activo candidato para fracturamiento con el segundo IP más alto y con el problema de orgánicos.

En la tabla 21 se muestra entonces los trabajos recomendados para cada pozo candidato según la metodología estudiada. Esto sin descartar por supuesto otros posibles que se les podrían realizar, como re-fracturamientos o fracturamientos ácidos entre otros.

Tabla 21. Posibles trabajos de estimulación a realizarse en los pozos seleccionados del campo Colorado.

Pozo	Trabajos propuestos
C-38	CHS
C-67	CHS
C-37	Fracturamiento
C-36	CHS
C-49	CHS
C-69	CHS, Fracturamiento
C-75	CHS

Fuente: Los autores

La siguiente parte en la metodología es la implementación de los diseños, ésta se hará en el capítulo 5 ya que es un tema integral del libro que abarca todo el estudio para acidificación y fracturamiento; así mismo la parte final de la metodología que involucra el análisis económico se realizará en el capítulo 6.

5. DISEÑOS DE TRABAJOS DE ESTIMULACION

El diseño de los trabajos de estimulación en general requiere de la perspectiva del ingeniero a cargo, él a partir de toda la información de la que dispone, puede seleccionar los criterios que le aseguran el éxito del trabajo.

En esta sección se hará uso de los conceptos vistos en el capítulo 2 para determinar los mejores criterios de diseño basados en la metodología vista, tanto para la acidificación como para el fracturamiento de los pozos que se seleccionaron en el capítulo 4.

5.1 DISEÑO DE LA ESTIMULACIÓN QUIMICA

El diseño como ya se mencionó se hará para los pozos: COL38, CO36, COL49, COL67, COL69 y COL75; en la siguiente sección se implementará paso a paso para el COL38, para los demás se encuentra en el anexo G.

Para el diseño se hará uso de la metodología donde muestra unos pasos generales para realizarlo. Dicha técnica se implementa a continuación:

5.1.1 Diagnóstico.

Para hacer un diagnóstico del problema al que se está enfrentando es necesario en primer lugar reunir alguna información relevante para el pozo COL38.

El pozo COL38 produce de las arenas B y C, inicialmente estas formaciones produjeron por gas en solución y actualmente se encuentran bajo el mecanismo de levantamiento artificial del bombeo mecánico. No se tienen evidencias de la presencia de algún acuífero por la baja producción de agua

que ha mostrado históricamente el campo ($\leq 0.04\%$ en peso) y el BS&W es de 0.26%. Otras propiedades se muestran a continuación:

Propiedades promedio de la formación⁹⁰:

- Espesor neto : 50 ft
- Permeabilidad absoluta: 0.002 md
- Radio de pozo: 0.3593 ft
- Radio de yacimiento: 254,46 ft
- Profundidad máxima del pozo: 4220 ft

Propiedades promedio del fluido⁹¹:

- Gravedad: 38.3° API @ 79°F
- Factor volumétrico: 1,091

⁹⁰ DE LA HOZ., Matty M. y ORTIZ, Diana P. "Metodología para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo, 2009.

⁹¹ CRISTANCHO. Diana; HOYOS. Jorge Mario. "Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

- Viscosidad del aceite: 1.64 cp
- Caudal actual: 18 BOPD
- Punto de fluidez: -1°C
- Puntos de chispa y de fuego $\leq 0^\circ\text{C}$
- Tiene un bajo contenido de metales y azufre

El análisis de esta información conlleva a que sea factible realizar en éste pozo una estimulación ácida en areniscas debido al tipo de formación, para la disolución de las escamas orgánicas de tipo parafínicas, que han demostrado ser el principal problema que allí se presenta, pero con el cuidado de evitar la precipitación de asfaltenos que como se dijo antes puede presentarse en los pozos de Colorado y con poca incidencia de reacciones secundaria con hierro, ya que este mineral no demostró en los análisis de fluidos realizados estar presente en cantidades importantes⁹², además que se planearía un pickling de limpieza inicial. Otra información referente al completamiento del pozo se muestra a continuación.

⁹² ARIZA, Emiliano. “Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado”. Tesis de grado Maestría en hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

Información del pozo y del casing COL38:

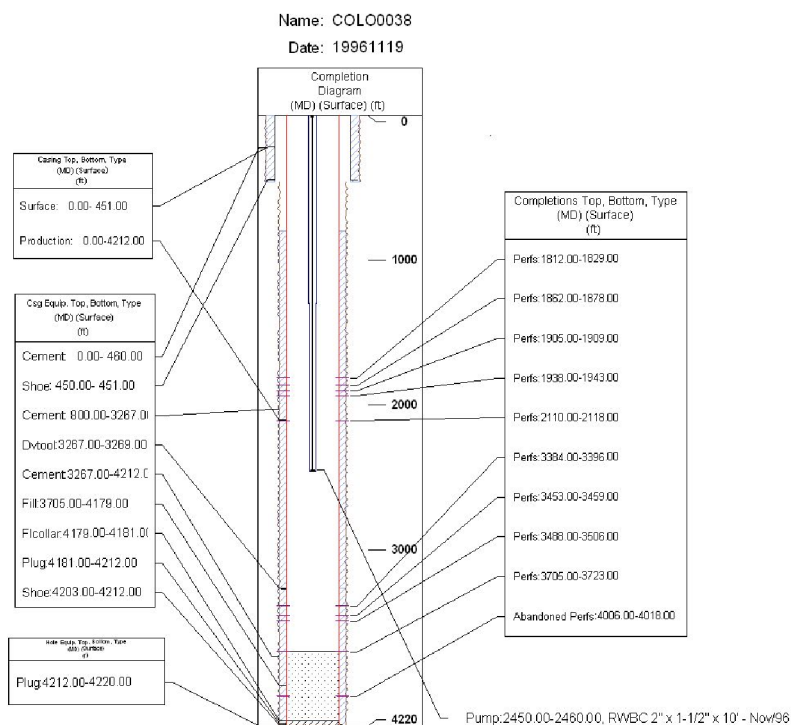
Tamaño Casing:	Talla	Función	Peso	Grado	Fondo
	2 7/8"	Producción	6.4	J55	4,212
	6 5/8"	Producción	20	J55	2,535
	9 5/8"	Superficie	40	J55	451
Capacidad Casing:	9 5/8"	40,0 Lb/ft	=	0.07580	Bbls/ft.
	6 5/8"	20.0 Lb/ft	=	0.03550	Bbls/ft.
Capacidad Tubería de trabajo:	2 7/8"		=	0.005790	Bbls/ft.

Volumen Anular: 143,9 bbls (Desde la superficie hasta el fondo @ 4,212 ft).

Volumen Tubería de trabajo: 14,68 bbls (2 7/8").

Esta información fue calculada con base en el estado mecánico del pozo el cual fue descrito en la tabla 15 y se muestra en la figura a continuación.

Figura 53. Estado mecánico de COL38



Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

La estimulación debe requerir primero una limpieza de la tubería para evitar contaminar la formación con suciedad que se encuentre en ella, así que la primera parte del diseño consistirá en los fluidos del pickling desde cabeza y hasta la cara de la formación. Inmediatamente después se debe bombear algún disolvente como xileno para acondicionar la formación, luego el tratamiento principal enfocado a la disolución de orgánicos hacia adentro de la formación y finalmente un post flujo que ayude a alcanzar un mayor radio de penetración y que además contenga tenso-activos que mejoren la movilidad de los fluidos de tratamiento hacia afuera de la arena una vez se cumplan los tiempos de remojo.

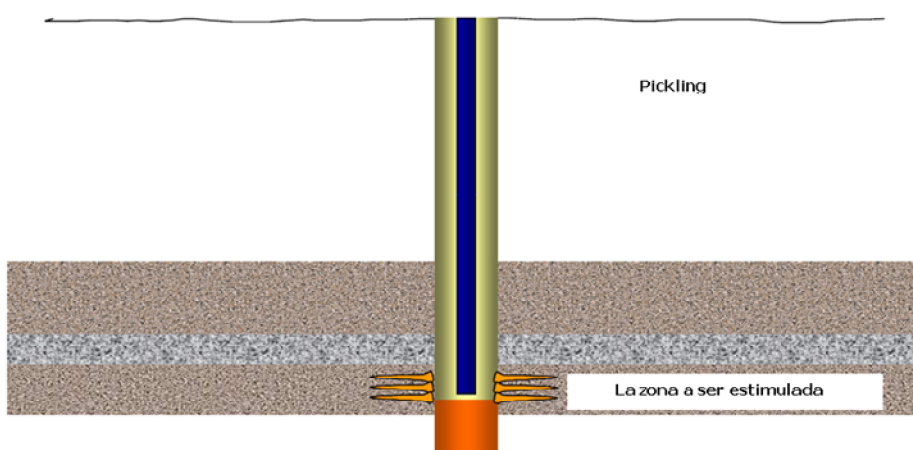
En la sección 5.1.2 se hará la selección y secuencia de los fluidos.

5.1.2 Selección de los fluidos

- **Pickling**

Esta limpieza de la tubería solo se hace desde la cabeza del pozo hasta la cara de la formación y tiene la finalidad de evitar la contaminación del tratamiento principal con impurezas y que éstas sean arrastradas al wellbore. Como se observó en la sección 2.9.3 el fluido a utilizarse para este fin es el xileno, acompañado de un inhibidor de corrosión, y un agente controlador de hierros. Actualmente las compañías de servicios recomiendan Diesel formulado como fluido de pickling, al cual se le realizan previamente pruebas de compatibilidad con la formación y con los fluidos del mismo yacimiento.

Figura 54. Pickling del pozo COL38



Fuente: Los autores. Basados en KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

- **Preflujo**

El fluido del preflujo que se bombea antes del tratamiento principal tiene como propósito acondicionar la formación para el tratamiento principal y que además evite la formación de emulsiones.

Aquí se asume una consideración adicional, y es el radio que el tratamiento debe alcanzar, éste valor debe sobrepasar mínimo el radio en el cual esta disminuida la permeabilidad original de la roca, también llamado “radio de daño”. Este radio se puede calcular con base en la siguiente ecuación⁹³:

$$rw' = rw * e^{-s} \quad (54)$$

Donde

rw' : Radio de daño

rw : Radio del pozo

s : Skin

Aplicando esta ecuación al pozo COL38 resulta:

$$rw' = 0,35938 * e^{-3,97} \quad (55)$$

$$rw' = 0,00678273 \text{ ft} \quad (56)$$

⁹³ ESCOBAR, Freddy H. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. 1ª edición. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2003.

Para este caso, este valor es muy pequeño y se considera que no es representativo probablemente debido a la incertidumbre asociada a los datos con los cuales se determinó el skin, el cual fue el mismo motivo por el cual en el capítulo 4 se usaron eficiencias de flujo.

Por ello es necesario buscar fuentes adicionales de información que ayuden a determinar un valor más certero de radio de daño; para dicho fin se cita de nuevo la tesis de maestría “Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado”⁹⁴ :

“A las condiciones de presión original de las arena B (805 psia) y la temperatura máxima de las arenas B (114 °F), (con la composición actual del fluido de yacimiento) ya se había pasado el umbral de precipitación y probablemente se presentó el problema de precipitación y depositación de parafinas en la formación cerca de la cara del pozo por la cristalización de parafinas, igualmente dentro de la tubería de producción”

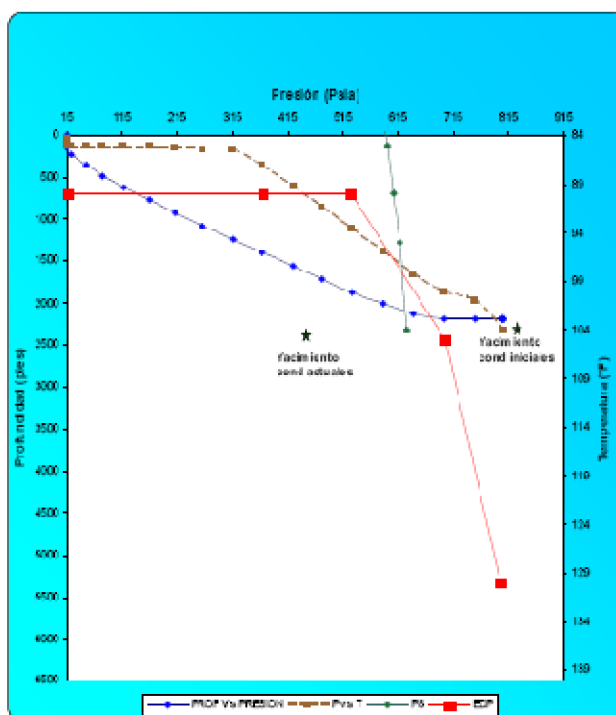
Y más adelante:

“A las condiciones actuales de producción (por debajo del punto de burbuja) con presiones inferiores a 440 psia (tomada en Nov/1996 Col-70 a 3450’ arenas B), seguramente no se continúa presentando precipitación de parafinas dentro del yacimiento pero si en la tubería de producción a la profundidad en donde el fluido alcance el umbral de cristalización.”

A continuación la gráfica de estado termodinámico del mismo autor citado anteriormente resuelve la inquietud de si las parafinas están depositadas a nivel de yacimiento para el pozo COL-38 que produce principalmente de esta zona.

⁹⁴ ARIZA, Emiliano. “Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado”. Tesis de grado Maestría en hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

Figura 55. Estado termodinámico de precipitación de parafinas Arena B Campo Colorado.



**** Zona de cristalización a la derecha y arriba de la envolvente de precipitación (EOP)**

Fuente: ARIZA, Emiliano. “Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado”. Tesis de grado Maestría en hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

Teniendo en cuenta que ésta es la información más cercana con la que se cuenta, es un buen indicio para determinar que el problema se ha generado más intensamente en la tubería y a uno pocos pies de la cara de la formación, sin tener radios calculados de depositación representativos, lo cual hace tomar una consideración adicional, y es el hecho de que si bien las parafinas no se están depositando más, el objetivo de la estimulación es limpiar la cara de la formación para quitar las obstrucciones en esta importante zona del pozo, lo cual lleva a proponer un radio de penetración de 3 pies⁹⁵. Lo más recomendable sería realizar pruebas de radio crítico de depositación de las

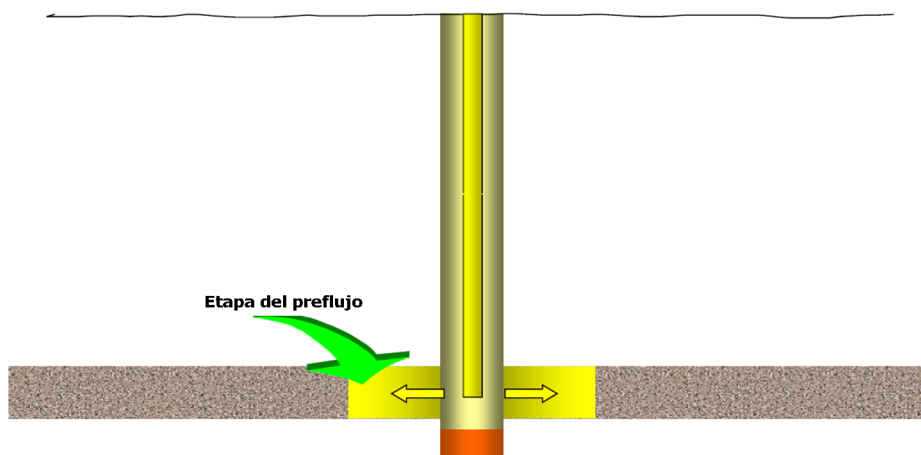
⁹⁵ KALFAYAN; Leonard. “Production Enhanced with Acid Stimulation”. 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

parafinas a nivel de laboratorio, pero en vista que no se cuenta con dicha prueba, la suposición propuesta es un punto de partida basada en un criterio de yacimientos.

Entonces una vez establecido el radio de penetración, es necesario establecer el programa de aditivos y siguiendo las consideraciones de la sección 2.9.3 del capítulo 2 se tiene:

- Se debe utilizar un controlador de hierros cuando la formación es de areniscas
- Como es un fluido inestable, como en este caso, es deseable usar aditivos anti-sludges
- El preflujo además de proteger la formación debe facilitar el flowback de los fluidos, de manera que es conveniente adicionar un tenso-activo a la formulación.
- El tratamiento es una solución a base de HCl y no de HCl:HF por la baja permeabilidad de la formación. Lo cual se espera no genere mayores inconvenientes, ya que no se tienen altas temperaturas, ni otras consideraciones que se deben tener con él. (explicadas en la sección 2.5.1).
- La solución a usarse por las características de la formación y siguiendo la guía de la sección 2.9 es HCl al 5%, mas xileno.

Figura 56. Preflujo del pozo COL38



Fuente: Los autores. Basados en KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

- **Tratamiento principal**

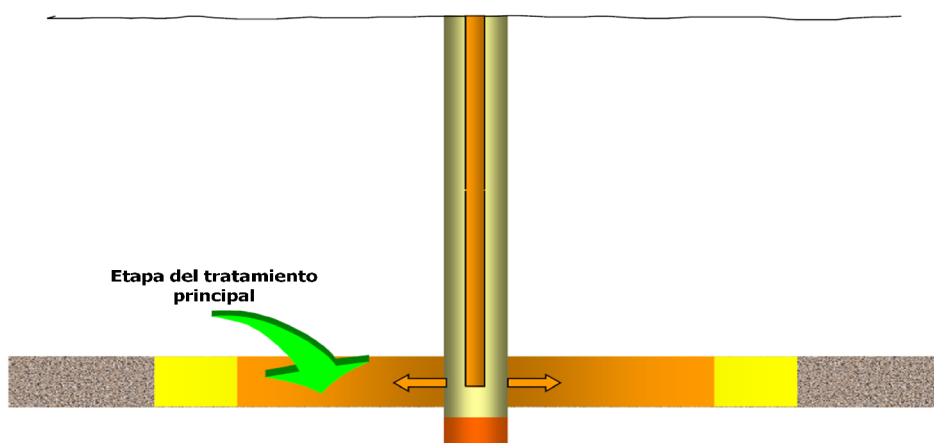
El tratamiento principal es quien en mayor medida se encarga de disolver las escamas orgánicas que taponan la cara de la formación y en cierta medida, culpables de la baja productividad del pozo. Para seguir la guía del capítulo dos, se empieza por aclarar que se desconoce si hay alguna bolsa de filtrado u otro fluido en la formación, por ello no se implementan métodos de columnas, pero se hace la aclaración que uno de los aditivos a usarse (surfactante) que se utiliza con otros fines, puede ayudar a prevenir este inconveniente, si se presentara.

Para la finalidad del tratamiento es indispensable utilizar solvente de parafinas, tienen una buena efectividad ya que este pozo tiene un corte de agua muy bajo, y es más económico que los dispersantes. Se pensaría que una inhibición es una alternativa atractiva para pozos con este tipo de problema, pero si se analiza bien se llega a la conclusión de que los inhibidores funcionan mejor en pozos que no hayan alcanzado su punto de nube. De repente podría pensarse en utilizar en lugar de ellos, un dispersante del punto de fluidez.

Para seguir con la selección de los fluidos a incluir en el tratamiento principal se debe considerar que la cantidad de aditivos que se pueden incluir en esta solución es innumerable⁹⁶, pero vale la aclaración de que se pretende **un diseño sencillo**, para que sea además económicamente viable cuando se realice su estudio.

El tratamiento principal debe entonces contar con un solvente aromático (xileno) como solvente principal, un disolvente de asfaltenos o ante-sludges, un surfactante, preferiblemente base aceite, un solvente mutual y con ácido HCl al 5%, como se recomienda en permeabilidades menores de 20 md en la sección 2.9.

Figura 57. Tratamiento principal del pozo COL38



Fuente: Los autores. Basados en KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

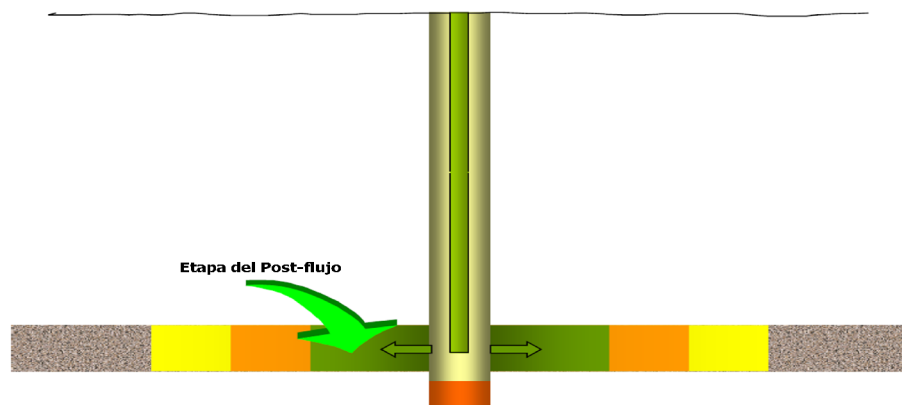
⁹⁶ KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

- **Post-flujo**

Este simplemente es un colchón de fluido con unas características que especialmente en el COL38 debe tener, por ser un pozo de bajo potencial y energía agotada.

- Debe contener un surfactante y/o solvente mutual que son fluidos de baja tensión interfacial para ayude a salir los fluidos de la formación.
- Debe contener además solvente mutual para ayudar a evitar que se formen emulsiones con el fluido de formación.
- Finalmente cumple la función de ayudar a desplazar y aumentar el radio de penetración, así que su base sigue siendo solvente, ésta como en las otras etapas se escoge introducir xileno.

Figura 58. Post-flujo del pozo COL38



Fuente: Los autores. Basados en KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

5.1.3 Programa de bombeo

En esta sección se calcularán los volúmenes y las tasas de inyección.

A partir de la información básica de petrofísica y el completamiento del pozo se puede determinar los volúmenes máximos que se pueden manejar, así como la tasa de bombeo.

Asumiendo un yacimiento cilíndrico de radio 3 ft con una porosidad homogénea del 12%⁹⁷ y un espesor neto de 50 ft perforados, se tiene:

$$V_{max} = V_{formación} \quad (57)$$

$$V_{max} = (\pi \times 3^2 \times 50 \times 0.12) = 1090 \text{ galones} \quad (58)$$

- **Pickling**

En el capítulo 2, sección 2.9.3 se hacen varias recomendaciones para el pickling, la más adecuada es la primera: “usar 50 galones de xileno por cada 1000 pies de tubería de trabajo”, entonces se tiene:

$$3500 \text{ ft} \times \frac{50 \text{ gal}}{1000 \text{ ft}} = 175 \text{ gal} \quad (59)$$

⁹⁷ RIOS, Julio y CASTILLO, Aldemar. “Caracterización Petrofísica a partir de Núcleos de Perforación Y Registros de Pozo para las Areniscas de la Formación Mugrosa del Campo Colorado Bloques I y II”. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

Entonces 175 galones será el volumen de xileno con HCl al 5%, más otros componentes antes definidos que conforman el pickling.

Es conveniente aclarar en esta parte, que las proporciones en que van los aditivos son establecidos por la compañía de servicios a partir de las formulaciones que cada una maneja. Las cuales están basadas en pruebas especiales y son de carácter privado. Sin embargo, mas adelante en esta sección se resume en una tabla los fluidos que se establecieron para todas las etapas.

- **Preflujo**

El volumen se determina con ayuda de la figura 22, la cual arroja un valor de 6 galones por pie de formación.

$$6 \frac{gal}{ft} \times 50 ft = 300 gal \quad (60)$$

Este ácido va adelante acondicionando la formación, por ello el ácido debe ir en mayor proporción y el xileno en menor concentración, por regla general se toma una proporción de 70/30.

- **Tratamiento principal**

Este fluido es principalmente xileno, más otros aditivos, y se maneja el doble de volumen que en el preflujo, es decir 600 galones.

- **Post-flujo**

Según las consideraciones en el diseño del post-flujo hechas en el capítulo 2, este debe tener el volumen suficiente para que ayude a desplazar el tratamiento hasta el radio deseado. Se tiene hasta ahora 900 galones de fluido, lo cual indica que hacen falta ± 200 galones de fluido de post-flujo. Cantidad que alcanza a entrar en el primer pie de la formación para ayudar a cumplir su otro objetivo de ayudar a salir los fluidos de la arena con sus aditivos. Por tanto se recomendó en el capítulo 2 utilizar el mismo fluido del tratamiento principal más de un 5 a un 10% de solvente mutual para controlar la mojabilidad de la roca, recordando que esto es muy importante cuando se usa altas concentraciones de inhibidores de corrosión.

Tabla 22. Descripción de los fluidos

Fluidos Pickling con xileno y HCl al 5%	<ul style="list-style-type: none"> - Inhibidor de corrosión - Surfactante - Controlador de pH - Acido - Secuestrante de oxígeno
Preflujo base Xileno	<ul style="list-style-type: none"> - Inhibidor de corrosión - Surfactante - Controlador de pH - Acido - Secuestrante de oxígeno - Solvente mutual - Solvente aromático
Pad ácido	<ul style="list-style-type: none"> - Solvente aromático - Acido 70% - Disolvente de parafinas especial - Inhibidor de parafinas especial - Surfactante base aceite
Postflujo	<ul style="list-style-type: none"> - Solvente mutual - Solvente aromático - Acido 70% - Disolvente de parafinas especial - Inhibidor de parafinas especial - Surfactante base aceite

Fuente: Los autores. Basados en KALFAYAN; Leonard. "Production Enhanced with Acid Stimulation". 2ª Edition. Houston. Texas: BJ Services, 2001.

- **Tasa de bombeo**

Según la figura 23 del segundo capítulo y además basándose en la experiencia de trabajos anteriores realizados en los pozos del Campo Colorado mostrados en la figura 33, la tasa de bombeo determinada es de 1.1 bpm.⁹⁸ (@ presiones no superiores a 1500 psi. (Las presiones de fractura fueron promediadas por formación en el anexo F)

⁹⁸ bpm: barriles por minuto.

A continuación se resume toda la información anterior en la Tabla 23.

Tabla 23. Programa de bombeo COL38

Etapa	Fluido	Volumen	Tasa
Pickling	HCl 5%	175 gal	1.1 bpm
Preflujo	Pad ácido (70% HCl5%- 30%xileno)	300 gal	1.1 bpm
Principal	Xileno	600 gal	1.1 bpm
Post-flujo	Xileno 90% - 10% tenso-activos	200 gal	1.1 bpm

Fuente: Los autores

Para concluir esta parte, es necesario considerar para el cálculo económico que además del tiempo que se demora el bombeo de fluidos, se debe sumar el tiempo que demora el equipo de workover en sacar la equipo de levantamiento e instalar el equipo y tubería de trabajo y así mismo lo que demorará en dejar el pozo con el sistema artificial que quede produciendo, lo que en total dura no menos de tres días.

Comparando las condiciones de estado mecánico con las de la tabla 15, se puede concluir que la tubería actual no tendría problemas por presiones de estallido, ya que la presión de bombeo es muy inferior a su valor máximo permisible.

5.1.4 Predicción de la producción

Para conocer cuánto quedará produciendo el pozo después de la estimulación se debe conocer el daño antes y después del trabajo, para así restar esa caída de presión que generaba la obstrucción y calcular el nuevo caudal en

superficie. Una ecuación mediante la cual se puede calcular el daño a partir del cambio que la estimulación genera en la permeabilidad es la siguiente⁹⁹.

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) Ln \frac{r_s}{r_w} \quad (61)$$

Donde

k = Permeabilidad sin alterar, md

k_s = Permeabilidad de la zona de daño, md

r_s = Radio de daño, ft

r_w = Radio de pozo, ft

Una vez conocido el nuevo skin con el que queda el pozo después del trabajo, se puede determinar el caudal con el que quedará produciendo mediante la ecuación de Darcy¹⁰⁰

$$q = \frac{7.08kh (Pe - Pw)}{\mu * Ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s} \quad (62)$$

Donde:

r_e = Radio de drenaje, ft

⁹⁹ ESCOBAR, Freddy H. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". 1ª edición. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2003.

¹⁰⁰ ESCOBAR, Freddy H. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". 1ª edición. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2003.

P_e = Presión de yacimiento, psi

P_w = Presión de fondo fluyendo, psi

h = Espesor de la formación, ft

μ = Viscosidad del fluido, cp

Para el campo Colorado como se mencionó antes no se tiene certeza de los valores de permeabilidad, entonces para todos los pozos en el capítulo 4 se hizo un análisis nodal donde se evaluó el comportamiento del caudal para diferentes eficiencias. Si se toma un escenario optimista para la acidificación del COL38 se tomaría la eficiencia de 1.5 para decir con cuanto queda produciendo el pozo, si en cambio se asume un valor pesimista se escogería una eficiencia de 0,5 (siempre asumiendo que es un trabajo exitoso), para efectos del cálculo económico se propone mirar un panorama intermedio con la eficiencia de flujo de 0,8, además que en el análisis resultó que los caudales no varían sensiblemente entre las diferentes eficiencias.

Si se quiere implementar este paso de la metodología en otro campo, es importante determinar la forma más acertada de calcular el nuevo valor de caudal, y si la incertidumbre es grande, lo aconsejable como se hizo para Colorado es mirar diferentes escenarios y analizar las sensibilidades para no sub o sobre-estimar la producción con la que quedará el pozo en estudio. Aquí finalmente el nuevo caudal con el que se hagan los cálculos económicos está en manos del ingeniero que está haciendo la predicción.

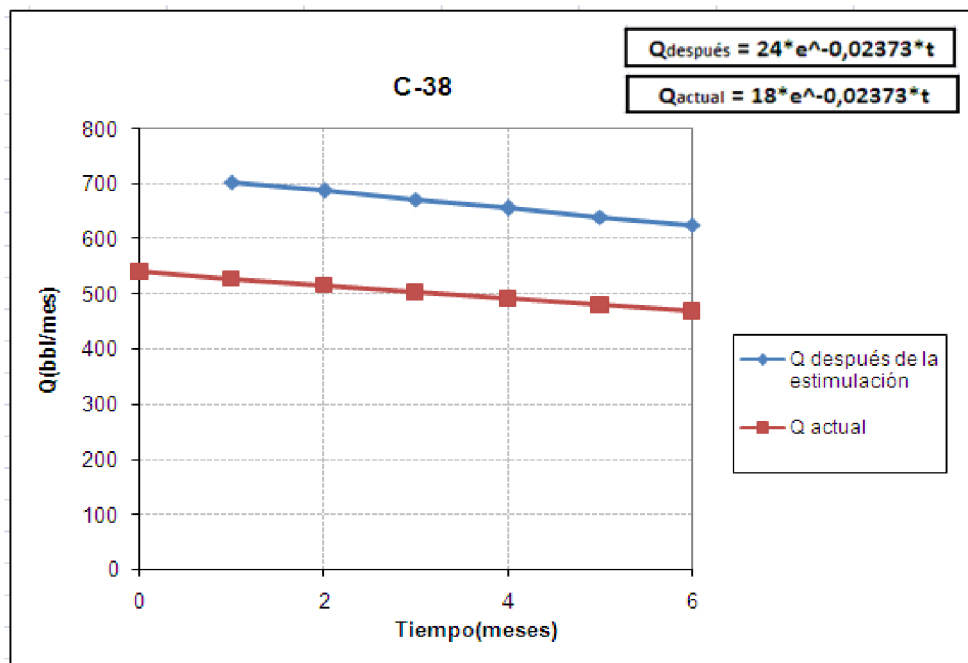
Para un EF de 0.8 el valor de caudal es de 24 bls/ día (como se mostró en la figura 43).

- Caudal antes de la acidificación, $Q_i = 18$ bls/día.
- Incremental de la tasa, IOR = 6 bls/día.
- Caudal después de la estimulación, $Q_o = 24$ bls/día

- IOR (@ 1 mes)=180 bls/mes

La siguiente gráfica contiene la declinación actual del pozo hasta la fecha de hoy, y de ahí en adelante continúa dicha curva y se adiciona la de la producción si se le realizara la estimulación y el resultado fuera un EF = 0.8. La curva de declinación está para un periodo de 6 meses.

Figura 59. Caudal antes y después de la acidificación del COL38



Fuente: Los autores. Basados en datos de PINEDA, Cesar. “Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos”. [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

En esta parte cabe la aclaración de que el comportamiento que se muestra en la gráfica es ideal, ya que por experiencia se sabe que el pozo inmediatamente se pone a producir después de la estimulación aumenta bruscamente el caudal y luego se estabiliza, generalmente con la tasa de declinación que traía antes del trabajo.

5.2 DISEÑO DE LA FRACTURA HIDRAULICA

Los pozos seleccionados para implementarles fracturamiento hidráulico son el COL37 y el COL69. A continuación se mostrará el paso a paso propuesto en la metodología para el COL37, el del COL69 está en el anexo G.

5.2.1 Determinación de las condiciones asociadas al yacimiento

Para comenzar con el diseño es necesario aclarar que el pozo no cuenta con la información necesaria de petrofísica o de registros para hacerle un estudio de geomecánica que entregue la geometría de fractura óptima.

El pozo COL37 particularmente produce de las arenas B, D y E, inicialmente por gas en solución y actualmente se encuentra bajo el mecanismo de levantamiento artificial del bombeo mecánico. Otras propiedades se muestran a continuación:

A. Propiedades promedio de la formación¹⁰¹:

- Espesor neto : 50 ft

- Permeabilidad absoluta: 0.002 md

- Radio de pozo: 0.3593 ft

¹⁰¹ DE LA HOZ., Matty M. y ORTIZ, Diana P. "Metodología para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo, 2009.

- Radio de yacimiento: 120,26 ft
- Profundidad máxima del pozo: 7069 ft

El gradiente de fractura está determinado por formación con base en datos de presiones usadas en trabajos de estimulación anteriores, (esto esta adjunto en el anexo F) para la zona de interés del COL 37, en las arenas CB se tiene una presión de fractura entre 2900 y 3000 psi. Esta sería la mínima presión con la cual se entraría a fracturar.

B. Propiedades promedio del fluido¹⁰²:

- Gravedad: 36 API @ 77.5°F
- Factor volumétrico: 1,091
- Viscosidad del aceite: 1.64 cp
- BS&W: 0.26%
- Caudal actual: 8 BOPD
- Punto de fluidez: 5°C
- Puntos de chispa y de fuego $\leq 0^\circ\text{C}$

¹⁰² CRISTANCHO. Diana; HOYOS. Jorge Mario. "Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado". Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

- Tiene un bajo contenido de metales y azufre

Otra información del pozo se muestra a continuación:

Información del pozo y del casing COL37.¹⁰³

Tamaño Casing:	Talla	Función	Peso	Grado	Fondo
	2 3/8"	Producción	4.6	J55	7,069
	6 5/8"	Producción	20	J55	4,000
	9 5/8"	Superficie	40	J55	620
Capacidad Casing:	9 5/8"	40,0 Lb/ft	=	0.07580	Bbls/ft.
	6 5/8"	20.0 Lb/ft	=	0.03550	Bbls/ft.
Capacidad Tubería de trabajo:	2 3/8"		=	0.003870	Bbls/ft.

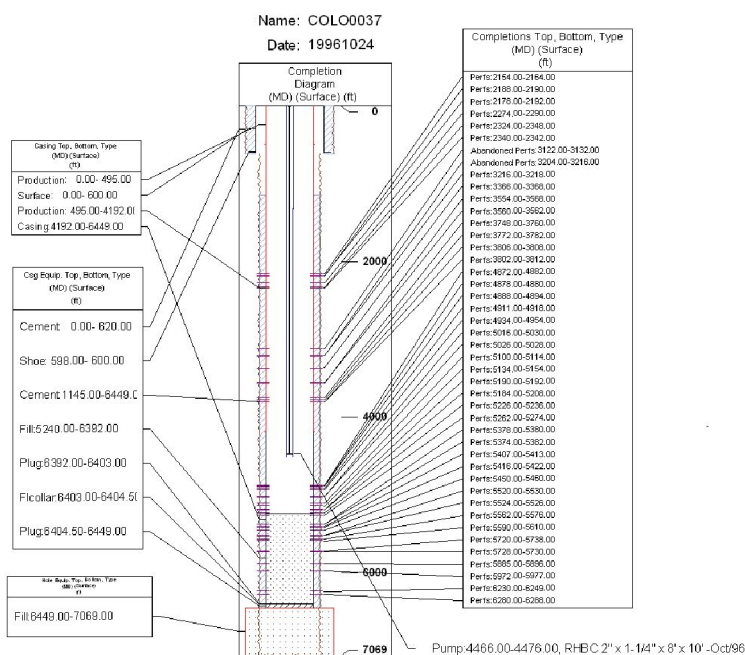
Volumen Anular: 229,3 bbls (Desde la superficie hasta el fondo @ 7,069 ft).

Volumen Tubería: 15,45 bbls (2 3/8").

Esta información fue calculada con base en el estado mecánico del pozo el cual fue descrito en la tabla 15 y se muestra en la figura a continuación.

¹⁰³ ECOPETROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

Figura 60. Estado mecánico de COL37



Fuente: PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

5.2.2 Selección del tratamiento

La selección del tratamiento incluye la información concerniente a etapas y fluidos. Según lo estudiado en el capítulo 2 se recomienda para iniciar un trabajo de fracturamiento en el pozo COL-37, empezar por un lavado de los perforados, para lo que se aconseja hacer un pickling antes de la fractura. Luego vendría el bombeo del Pad, con un fluido que no produzca un daño mayor a la formación, el KCl por sus propiedades se aconseja utilizarlo. Este colchón corresponde el 20% del fluido principal. La tasa de bombeo es tal que garantiza la primera fractura a la formación.

En la siguiente etapa se bombean las libras de propante con un fluido con las propiedades reológicas, de capacidad de arrastre y fricción dados para un

yacimiento con las características de Mugrosa; anteriormente se usó crudo para este fin, el cual no tiene una gran capacidad de arrastre pero tiene los requerimientos mínimos y es económico. Además tiene la ventaja que como no contiene polímero asegura el 100% de la permeabilidad retenida, sin nombrar que operativamente es lo más sencillo.

Finalmente se debería enviar un overflush de desplazamiento compatible con los fluidos utilizados anteriormente, como se especifica en el capítulo 2.

Revisando el material utilizado en los trabajos de fracturamiento anteriores la arena Ottawa fue el propante bombeado en los pozos de Colorado debido a que sus propiedades, tales como conductividad y resistencia a las profundidades manejadas en este campo, la hacen el material de fractura por excelencia, además de ser la más económica. Para efectos de este diseño dichas consideraciones aún aplican.

Si bien se han desarrollado nuevos materiales sintéticos más resistentes y conductivos, como la carbolita,¹⁰⁴ la cual es un material muy resistente para profundidades promedio inferiores a 10000 pies, más efectivo que la arena por lograr mayor conductividad y más económica que la bauxita, la cual es otro tipo de material resistente pero así mismo más costoso, se utiliza en yacimientos profundos (≥ 10000 pies) para las propiedades de la formación Mugrosa, la arena basta. La figura 24 muestra las propiedades de la arena Ottawa comparada con otros materiales como bauxita y cerámica, dicha información es de utilidad para cuando se establezcan los parámetros de diseño.

¹⁰⁴ ECONOMIDES, Michael. "Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

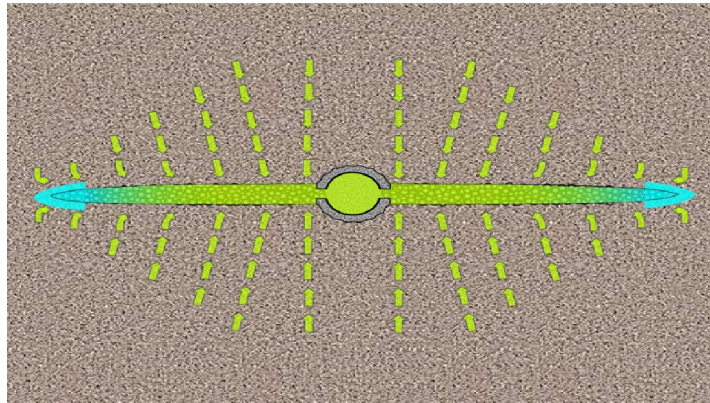
5.2.3 Selección de los parámetros variables de la operación de fracturamiento.

En esta parte es necesario revisar los modelos de diseño de fractura basados en las características del yacimiento y sus fluidos, así como en la geometría de fractura. Colorado es un yacimiento formado por areniscas de baja permeabilidad¹⁰⁵, con aceite, gas y agua en sus intersticios. El objetivo de esta parte es buscar un modelo sencillo que prediga la longitud y el ancho promedio de la fractura que se propagará de manera radial (modelo de geometría más simple) en dos dimensiones y aplicarlo al campo.

La técnica para el diseño básico en 2D de una fractura pequeña basado en el modelo de PKN (Perkins-Kern-Nordgren) parece cumplir con dichas características de Colorado, además que tiene consideraciones adicionales, como que la fractura será vertical desarrollándose en dos flancos iguales, perpendicular para la tensión mínima principal de la formación. Los resultados de estas ecuaciones incluyen los requerimientos del propano y del fluido de fractura, también las tasas de inyección, las concentraciones del propano y adicionalmente información de la evolución de las dimensiones de la fractura.

¹⁰⁵ RIOS, Julio y CASTILLO, Aldemar. "Caracterización Petrofísica a partir de Núcleos de Perforación Y Registros de Pozo para las Areniscas de la Formación Mugrosa del Campo Colorado Bloques I y II". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

Figura 61. Fractura radial en 2D del pozo COL37



Fuente: los autores. Basados en ECONOMIDES, Michael. "Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

Los resultados de la técnica de Michael Economides¹⁰⁶ mencionada, contienen las dimensiones de fractura óptima, seguidos de las dimensiones de fractura alcanzadas teniendo en cuenta las limitaciones (máxima concentración de propante añadido posible). Las principales características de la fractura, tales como longitud media, ancho promedio y concentración del área de propante determinan el rendimiento del pozo fracturado, lo cual es obtenido en términos de índice de productividad adimensional y también como factor de pseudo-skin.

Los requerimientos del propante y fluido son dados en términos acumulativos y la tasa de inyección del fluido y la concentración de propante añadida se presentan como función del tiempo.

¹⁰⁶ ECONOMIDES, Michael. "Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

Tabla 24. Datos de salida del modelo PKN .

t, min	Tiempo transcurrido desde que empieza el bombeo
qi_liq, bpm	Tasa de inyección de líquido
cum liq, gal	Líquido inyectado acumulado hasta el momento t
cadd, lbm/gal	Propante añadido para un galón de líquido, en otras palabras ppga
cum prop, lbm	Propante inyectado acumulado hasta el momento t
x_f, ft	Longitud media de la fractura en el tiempo t
w_{ave}, in.	Ancho promedio de la fractura en el tiempo t
w_{ave} / D_{pmx}	La proporción del ancho promedio de la fractura a el máximo diámetro del propante, debería ser al menos 3

Fuente: ECONOMIDES, Michael. "Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

5.2.4 Predicción de la geometría obtenida

Una vez se conocen las condiciones del pozo, se ha seleccionado los fluidos y se tiene las ecuaciones que modelan las variables de la operación, se puede hacer la predicción de la geometría obtenida. Cargando las ecuaciones estudiadas en el capítulo 2 para el modelo de Perkins-Kern-Nordgren a una hoja en Excel se pueden obtener los datos de salida antes vistos.

Con base en las propiedades de la arena Ottawa y con la experiencia de los trabajos previamente realizados, se pueden hacer los cálculos del volumen de propante requerido¹⁰⁷.

¹⁰⁷ "Application of Integrated Reservoir Management and Reservoir Characterization to Optimize Infill Drilling™". NORTH ROBERTSON UNIT DEPARTMENT OF ENERGY. [4º Report]. USA: 1997.

Volumen de Propante =

$$(2 \text{ alas})(\text{espesor}_{\text{neto}})(0,006545\text{ft})(\text{intervalo}_{\text{frac}}) \left(7,48 \frac{\text{gal}}{\text{ft}^3}\right) \quad (63)$$

$$\text{Volumen de Propante} = (2)(50\text{ft})(0,006545\text{ft})(100\text{ft}) \left(7,48 \frac{\text{gal}}{\text{ft}^3}\right)$$

$$\text{Volumen de Propante} = 490 \text{ gals}$$

Para una porosidad (ϕ) del propante = 0,38:

$$\text{Propante, Lbm} = (\text{volumen})(SG \text{ propante})(\text{densidad H2O})(1 - \phi) \quad (64)$$

$$\text{Propante, lbm} = (490\text{gals})(2,65) \left(\frac{8,34\text{lbm}}{\text{gal}}\right) (1 - 0,38)$$

$$\text{Propante, lbm} = 7000$$

Los demás datos de entrada al modelo son los siguientes:

Masa del propante, lbm	7.000
Sp del propante	2,65
Porosidad del propante	0,38
Permeabilidad del propante, md	180.000

Diámetro max. del propante, pulgs	0,02543
Permeabilidad de la formación, md	1
Espesor permeable, ft	50
Radio de pozo, ft	0,36
Radio de drenaje, ft	120,26
Skin antes del tratamiento	1,14
Altura de fractura, ft	100,0
Módulo de tensión superficial 'E, psi	2,00E+06
Tasa de inyección de la lechada, bpm	3,0
Reología, K' (lbf/ft ²)*s ^{n'}	0,0180
Reología, n'	0,65
Coefficiente de Leakoff en el estrato permeable, ft/min ^{0.5}	0,00400

Los parámetros de salida del modelo considerando un desplazamiento óptimo sin restricciones, fueron:

PI adimensional	1,44
Conductividad de la fractura óptima, Cf	5,7
Longitud media óptima, xfopt, ft	103,6
Skin después del tratamiento, sf	-4,37

La presión necesaria para fracturar a la profundidad media de los perforados, reportada en el anexo F es 4750 psi, la cual comparada con la tabla 15 de los

estados mecánicos resulta menor que la que puede soportar el casing, lo cual garantiza que por estado mecánico se puede hacer el trabajo.

Los tiempos reportados, son los que demora el bombeo de los fluidos, además de ellos para efectos de un cálculo económico se deben tener presentes otros tiempos, como el que demoran los fluidos en re-circular el pozo y así eliminar el material de soporte que no entró a la fractura, además de los periodos de subida y bajada de tubería y contando también la adecuación de los equipos de workover, lo cual en total puede llevar en promedio 3 días.

Los principales parámetros variables con el tiempo calculado durante el bombeo se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 25. Parámetros variables con el tiempo durante el bombeo de COL37

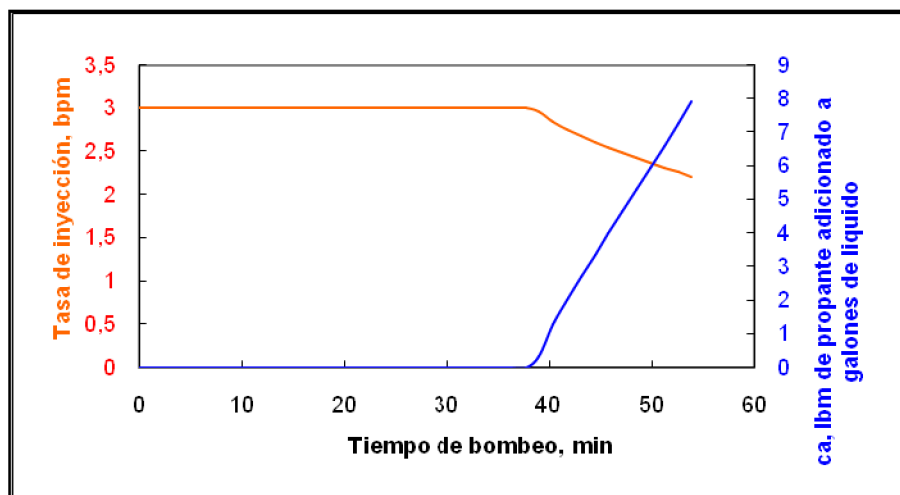
t, min	cum liq, gal	xf, ft
0,00	0	0,0
1,72	216	11,4
3,44	433	17,8
5,15	649	22,8
6,87	866	27,2
8,59	1.082	31,2
10,31	1.299	34,8
12,02	1.515	38,1
13,74	1.732	41,2
15,46	1.948	44,2
17,18	2.164	47,0
18,90	2.381	49,7
20,61	2.597	52,3
22,33	2.814	54,7
24,05	3.030	57,1
25,77	3.247	59,5

27,48	3.463	61,7
29,20	3.679	63,9
30,92	3.896	66,0
32,64	4.112	68,1
34,36	4.329	70,1
36,07	4.545	72,1
37,79	4.762	74,0
39,51	4.978	75,9
41,23	5.195	77,7
42,94	5.411	79,6
44,66	5.627	81,3
46,38	5.844	83,1
48,10	6.060	84,8
49,82	6.277	86,5
51,53	6.493	88,2
53,25	6.708	89,8
54,97	6.913	91,4
56,69	7.112	93,0
58,40	7.304	94,6
60,12	7.490	96,1
61,84	7.671	97,7
63,56	7.847	99,2
65,28	8.017	100,7
66,99	8.183	102,1
68,71	8.345	103,6

Fuente: Los autores. Basados en ECONOMIDES, Michael. "Unified Fracture Design: Bridging the gap between theory and practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

Al graficar el tiempo de bombeo vs la tasa de inyección, se obtiene la figura 62.

Figura 62. Tasa de bombeo Vs Tasa de inyección de COL37



Fuente: Los autores. . Basados en ECONOMIDES, Michael. "Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice". Houston, Texas: Orsa Press, 2002.

En esta gráfica idealmente se mantiene la tasa de bombeo constante hasta cuando se acerca al final de esta etapa, el tiempo total previsto para la inyección de las libras totales de propano es de aproximadamente una hora. Es importante anotar que durante la operación pueden ocurrir situaciones que no ayuden a mantener esta tasa constante, en cuyo caso los ingenieros o técnicos de la operación variarán ligeramente la presión para intentar estabilizar, y lograr los tiempos previstos.

5.2.5 Predicción de la producción.

Como se dijo para la estimulación química, para conocer cuánto quedará produciendo el pozo después de la estimulación se debe conocer el daño antes y después del trabajo, para así restar esa caída de presión que generaba la obstrucción y calcular el nuevo caudal en superficie.

Una ventaja directa que da el modelo PKN, es que predice el valor del skin para la longitud de fractura diseñada (en este caso la óptima) con el que

quedará produciendo el pozo después de la fractura hidráulica. La siguiente ecuación¹⁰⁸ relaciona el valor del skin con la eficiencia de flujo directamente, con la cual se puede calcular luego la nueva tasa.

$$EF = \frac{7}{s+7} \quad (65)$$

$$EF = \frac{7}{7 - 4,37}$$

$$EF = 2,66$$

Como se observa en la figura 38, históricamente el campo Colorado nunca ha tenido una eficiencia por encima de 1.4, motivo por el cual se asume tomar la máxima eficiencia calculada en el análisis nodal del capítulo 4. Sin embargo; si la eficiencia diera un valor representativo, la ecuación que permite relacionarla con el nuevo caudal en la misma que antes se había usado:

$$EF = Q_{real}/Q_{ideal} \quad (66)$$

Donde Q_{ideal} y EF son valores conocidos, y la Q_{real} será la tasa con la que quedará produciendo el pozo.

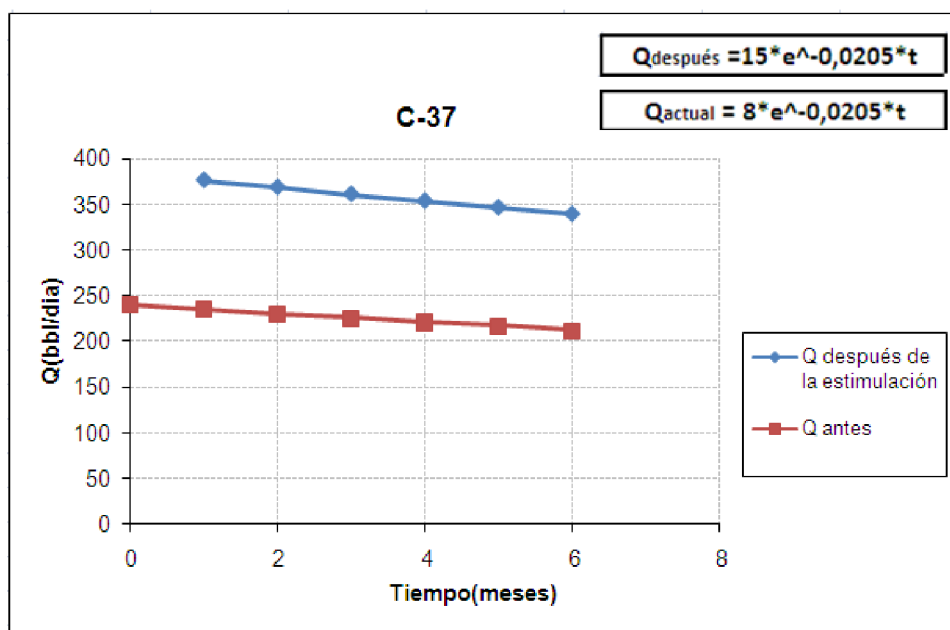
Continuando la aplicación al COL37, el valor de caudal a un EF de 1.5 es de 15 bls/ día (como se mostró en la figura 42). En resumen:

- Caudal antes del fracturamiento, $Q_i = 8$ bls/día
- Incremental de la tasa, IOR = 7 bls/día
- Caudal después de la estimulación, $Q_o = 15$ bls/día
- IOR (@ 1 mes)= 210 bls/mes

¹⁰⁸ GOLAN, Michael and WHITSON Curtis. "Well Performance". Norway: Kluwer academic publisher,1985

La siguiente gráfica contiene la declinación actual del pozo hasta la fecha de hoy, y de ahí en adelante continúa dicha curva y se adiciona la de la producción si se le realizara la estimulación y el resultado fuera un EF = 1.5. La curva de declinación está para un periodo de 6 meses.

Figura 63. Caudal antes y después del fracturamiento del COL37



Fuente: Los autores. Basados en datos de PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

En esta parte como se dijo antes se aclara que el comportamiento que se muestra en la gráfica es ideal, ya que por experiencia se sabe que el pozo inmediatamente se pone a producir después de la estimulación aumenta bruscamente el caudal y luego se estabiliza, generalmente con la tasa de declinación que traía antes del trabajo.

6. ANALISIS ECONOMICO DE LOS DISEÑOS DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION

La viabilidad económica de un proyecto viene dada, en un determinado periodo por la obtención de un beneficio o ahorro a consecuencia de su realización.

Para la evaluación de un plan de trabajo se tienen que estudiar los costos de inversión e ingresos o ahorros generados, así como los periodos de amortización¹⁰⁹.

En este capítulo, lo que se busca es mostrar la rentabilidad de los trabajos de estimulación propuestos previamente, con el fin de medir cuanto es la bondad económica de este proyecto de inversión.

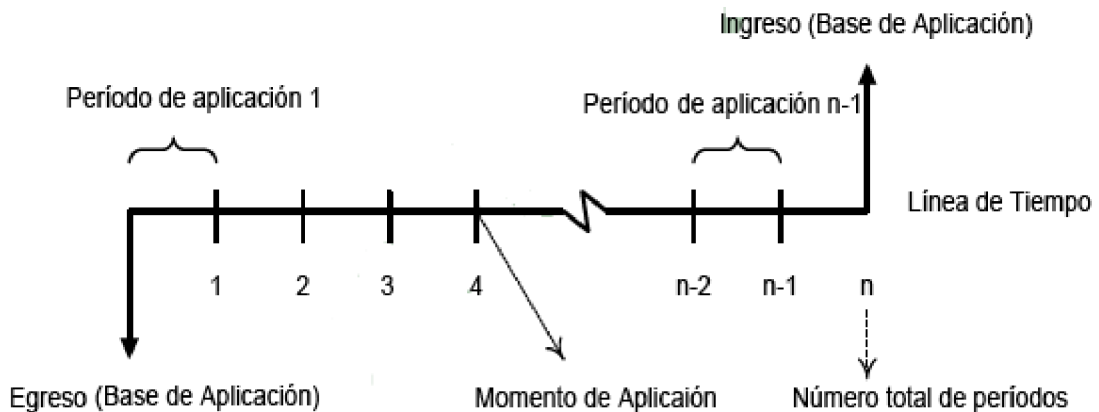
Para realizar la evaluación económica de una determinada inversión, se han desarrollado una serie de métodos, en los que se distinguen aquellos de carácter estático y dinámico (los que tienen en cuenta el precio del dinero). A continuación se muestran algunos de estos métodos.

6.1 METODOS DE FLUJO DE CAJA

Para evaluar la rentabilidad de una determinada actividad se emplea lo que se conoce como flujo de caja (FC) o “cash flow”, que no es más que la contabilización de los flujos monetarios generados en cada fecha (ejercicio) a lo largo del periodo en estudio, siendo su resultado el coste o beneficio de la actividad. A continuación en la figura 64 se muestra un ejemplo de flujo de caja

¹⁰⁹ La amortización es el valor de la inversión recuperado.

Figura 64. Diagrama de flujo de caja



Fuente: SAMUELSON, P. A. and NORDHAUS, W. D. "Economía". Buenos Aires: McGraw Hill, 1998.

Como indicadores en el estudio de flujo de caja, se establecen el periodo de retorno y la tasa de recuperación

6.1.1 Periodo de retorno o "payback"

Es el tiempo necesario para recuperar la inversión a través de los flujos de cajas generados por el proyecto. Hay dos formas de calcular el tiempo de recuperación. La primera forma es el tiempo de recuperación simple y la segunda forma es el tiempo de recuperación ajustado.

- **Tiempo de recuperación simple:** Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Es decir que no tiene en cuenta que cantidades iguales de dinero no tienen el mismo valor si se encuentran en puntos diferentes en el tiempo y si la tasa de interés es mayor que cero. Esto se convierte en una desventaja ya que es importante reconocer que un peso que se recibe en el futuro valdrá menos que un peso que se tenga actualmente, debido a que el dinero puede ganar un cierto

interés¹¹⁰ cuando se invierte por un periodo determinado. Además este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, puesto que únicamente indica cuando se recupera esa inversión.

Con la ecuación 67 Se puede calcular este tiempo de recuperación simple.

$$\textit{payback simple} = \frac{\textit{Inversion inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}} \quad (67)$$

- Tiempo de recuperación ajustado: Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Con la ecuación se puede calcular el tiempo de recuperación ajustado.

$$\textit{payback ajustado} = \frac{\textit{Valor presente inversion inicial}}{\textit{Valor presente flujo efectivo anual}} \quad (68)$$

¹¹⁰ Interés es la retribución pagada o recibida por el uso del dinero.

6.1.2 Tasa de recuperación (TR)

Es el porcentaje de la inversión que se recupera cada año. Este método relaciona el flujo anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento del proyecto. La ecuación 69 se utiliza para hallar la TR.

$$TR = \frac{\text{Flujos de cajas}}{\text{Inversión inicial}} \quad (69)$$

6.2 METODOS DE FLUJO DE CAJA DESCONTADO

Dado que el dinero tiene distinto valor según el momento en el que disponga de el, no tiene sentido sumar cantidades de dinero en distintas fechas, por ellos se realiza lo que se conoce como flujo de caja descontado (FCD).

En el FCD cada cantidad se lleva a una fecha fija, normalmente la fecha de decisión, según su valor equivalente en ese momento. Así se tienen las cantidades que generarían los flujos de caja del proyecto si se hubiese dispuesto desde el inicio según una determinada tasa de descuento.

De este modo, el valor real de un ingreso o un gasto, teniendo en cuenta el coste de oportunidad¹¹¹, que vendrá dado por un tipo de interés compuesto¹¹² (i), será tal que:

$$C_f = C_i(1 + i)^t \quad (70)$$

¹¹¹ El coste de oportunidad es el coste que supone la renuncia a las alternativas que no se han escogido al hacer una elección.

¹¹² Interés compuesto es el capital inicial mas cualquier suma de interés acumulado al principio del periodo.

Donde,

C_f = Capital final.

C_i = Capital inicial.

i = Interés.

t = Tiempo.

Donde el capital final (C_f) es igual al capital inicial (C_i) más los intereses que genera dicha cantidad hasta la fecha.

Así tenemos que el flujo de caja (FC) en un determinado representa un valor actual menor, siendo este el FCD. Ya que es el valor de la cantidad que junto a los intereses genera el flujo de caja, siendo:

$$FCD = Fd * FC \quad (71)$$

$$Fd = \frac{1}{(1 + i)^t} \quad (72)$$

Donde,

Fd = Factor de descuento.

FC =Flujo de caja.

i = Interés.

t = Tiempo.

Finalmente, se tiene que los dos indicadores del estudio basado en flujo de caja descontado (FCD) son: el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

6.2.1 Valor actual neto (NPV)¹¹³

El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (*i*), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el NPV refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afectan el proyecto durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. La fórmula que permite realizar una estimación del NPV es:

$$NPV = \frac{S}{(1 + i)^n} \quad (73)$$

Donde

NPV: Valor presente neto, del flujo de caja realizado.

S: Valor de flujo de caja en un determinado período.

i: Interés de capitalización del dinero por período

n: Número de períodos existentes entre el período descontado y el presente.

Para la toma de decisiones se debe tener en cuenta que:

¹¹³ SAMUELSON, P. A. and NORDHAUS, W. D. "Economía". Buenos Aires: McGraw Hill, 1998.

- Si el $NPV > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido.
- Si el $NPV < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que necesariamente no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.
- Si el $NPV = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger otras alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.

6.2.2 Tasa interna de retorno (TIR)¹¹⁴

Índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier período, aún continúan invertidos en el proyecto. Un trabajo tiene un TIR bueno siempre y cuando este supere el valor de la tasa de interés mínima a la cual la empresa está dispuesta a invertir.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{S}{(1+i)^n} \quad (74)$$

Donde,

C: Inversión inicial.

S: Flujo de caja

¹¹⁴ ZAPATERO, Juan. "Lecciones de Microeconomía: Consumo, Producción y Costes". Madrid: Nerea, 1998

i: Interés de capitalización del dinero por período.

n: Número de períodos existentes entre el período descontado y el presente.

6.3 CRITERIO RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)

Este índice se apoya en el método del VPN, aunque en algunas ocasiones puede producir resultados inconsistentes con los arrojados por el NPV. Debido a la relación que existe entre NPV, NFV¹¹⁵ y VAN¹¹⁶, el índice B/C, podemos hallarlo también con base en estos métodos. La relación B/C indica la cantidad que se recibe por cada peso que se invierte y se calcula hallando primero el valor presente, futuro o anual de ingresos, luego se calcula el valor presente, futuro o anual de egresos y se establece la relación entre los valores de ingresos y los de egresos dividiendo la primera cantidad por la segunda.

$$B/C = \text{Ingresos} / \text{Egresos} \quad (75)$$

6.4 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO¹¹⁷

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas

¹¹⁵ NFV: Valor futuro.

¹¹⁶ VAN: Valor actual neto

¹¹⁷ AFANADOR, Carlos y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008.

predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún período y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticos como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5%, y ácido si sobrepasa el 0.5%.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos el West Texas Intermediate (WTI), Brent Blend, Dubai y el Cesta OPEP.

Cabe notar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI.

6.5 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

6.5.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 26. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 26. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.

ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS CRUDOS LIVIANOS Y SEMI-LIVIANOS	
Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8 %
Para una producción >5 KBPD y ≤125 KBPD.	X %**
Para una producción >125 KBPD ≤400 KBPD	20 %
Para una producción >400 KBPD y ≤600 KBPD	Y %**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25 %

Fuente: Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756. Ley de Regalías. Bogotá D. C., 2002.

**Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

**Donde $Y = 20 + (\text{producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

6.5.2 Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un período determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

6.6 ANALISIS ECONOMICO DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION PREVIAMENTE DISEÑADOS DEL CAMPO COLORADO

Para realizar la evaluación económica del proyecto, se llevan a cabo los siguientes pasos:

1. Se determinan las necesidades operacionales requeridas para la realización del proyecto. La inversión total es la suma de todos los elementos mencionados en la Tabla 27 y 28, los cuales dan un total de \$1'515130.4 USD

2. Establecer el precio del barril de petróleo y la producción anual para el cálculo de los ingresos. Este precio es ajustado, usando como referencia el WTI, con respecto a ciertos parámetros como lo son la calidad, costos de transporte, impuesto de exportación y costos por tratamiento. Los ingresos se estiman en la producción que tendría el campo mensualmente durante el proyecto, que para el caso se hará a 7 meses.
3. Se calculan los flujos de efectivo mensual, con los cuales se determina el flujo de caja para el proyecto.
4. Se realiza la evaluación teniendo en cuenta los indicadores económicos: VPN, TIR, PAYBACK y Relación Costo/Beneficio.

6.6.1 Costos de operación

Inicialmente se debe determinar el valor de la inversión del Proyecto, con el fin de obtener el tiempo en el cual ésta se recupera.

La inversión comprenderá tanto los costos del volumen de los fluidos de estimulación calculados en los diseños del capítulo 5 como el costo del equipo de workover.

Es importante anotar que después de realizar el diseño para la acidificación se determinó que los equipos de workover duraban no menos de tres días en cada trabajo; así mismo durante el diseño del fracturamiento se estableció 3 días para completarlo. En la sección se propusieron los trabajos para los 7 pozos seleccionados, los cuales suman una campaña de 6 acidificaciones más 2 fracturamientos.

A continuación se presenta la relación de costos para la implementación de dichas campañas.

Tabla 27. Costos de operación de la campaña de acidificación del campo Colorado.

Producto	Costo \$USD /Unidad	Cantidad	Total \$USD
Equipo de Workover ¹¹⁸	53333/día	1	959994/ 18 días de campaña
Fluido Pickling (HCL 5%)	330.61/bbl	25.2 bbl	8331.4
Fluido de Preflujo (70% HCL5%-30%xileno)	550.62/bbl xileno 330.61/bbl HCL5%	12.84 bbl de xileno 30 bbl de HCL5%	16988.3
Fluido de tratamiento principal (xileno)	550.62/bbl	85.68/bbl	47117.1
Fluido de Postflujo (xileno 90%-10% tensoactivos)	550.62/bbl xileno 666.54/bbl tensoactivos	25.8 bbl de xileno 3 bbl de tensoactivos	16205,6

Fuente: Los autores. Basados en PORTELA, F. "Programa de estimulación". Bogotá: BJ Services. 2009.

La inversión de la campaña de acidificación es de \$1'048636.4 USD y la de fracturamiento (costos de operación en la tabla 28) es de \$ 466494 USD. El costo total del proyecto de estimulación es de \$1'515130.4 USD

¹¹⁸DE LA HOZ, Matty y ORTIZ, Diana." Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación Campo Colorado". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

Tabla 28. Costos de operación de la campaña de fracturamiento del campo Colorado.

Producto	Costo/unidad \$ USD	Cantidad	Total \$USD
Equipo de Workover	53333/día	1	319998/6 días de campaña
Fluido de primera etapa (Soda Caustica)	1680/bbl	60 bbl	100800
Fluido de segunda etapa(Propante)	49/bbl	384bbl	18816
Fluido de tercera etapa(Soda caustica)	1680/bbl	16bbl	26880

Fuente: Los autores. Basados en PORTELA, F. "Programa de estimulación". Bogotá: BJ Services. 2009.

6.6.2 Precio del petróleo en los próximos meses

La variación del precio del crudo WTI¹¹⁹ es un dato importante en el análisis económico de este proyecto; porque nos permite determinar cuánto será nuestra ganancia al implementar este plan de trabajo a partir de la fluctuación del precio del petróleo.

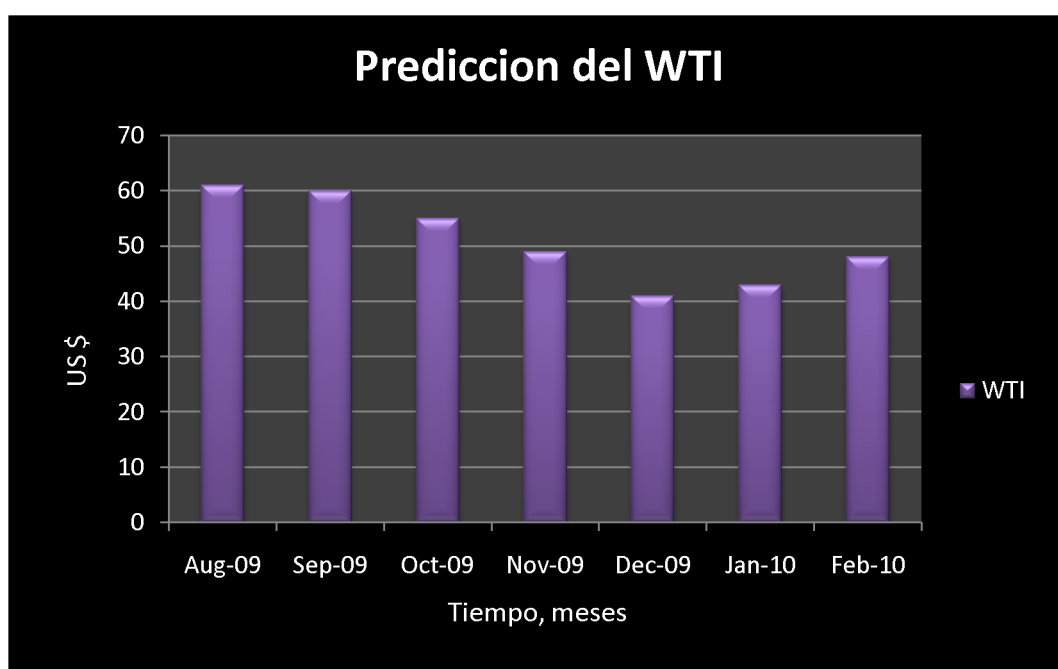
La combinación de la oferta, la demanda, reservas probadas y probables, la situación política y el costo de producción determinan el precio momentáneo del crudo en el mercado internacional.

¹¹⁹ WTI es el crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos, se cotiza en la bolsa de Nueva York. Es un crudo ligero con 39.6 grados API y dulce con un contenido de azufre de sólo 0.24%.

¹¹⁹ FINANCIAL FORECAST CENTER TM. Crude Oil & Gas Price Forecasts [en línea]. Oklahoma USA. [Consulta: 11 de Agosto de 2009]. Disponible en:< <http://forecasts.org/oil.htm>>

Para determinar el precio del crudo se toma como base el crudo de referencia para Colombia, el WTI. La predicción del WTI para los 7 meses en que se evaluó el proyecto fue tomada de la página web de la compañía FINANCIAL FORECAST CENTER ^{TM120} Quienes realizaron una predicción un poco conservadora, que para el caso se considera ideal debido que reduce en gran medida el riesgo del proyecto. A continuación se muestra la predicción del WTI.

Figura 65. Pronóstico petróleo WTI



Fuente: FINANCIAL FORECAST CENTER TM. Crude Oil & Gas Price Forecasts [en línea]. Oklahoma USA. [Consulta: 11 de Agosto de 2009]. Disponible en:< <http://forecasts.org/oil.htm>>

A partir de este valor base del WTI se ajustó el precio del crudo de Caño limón que es base de referencia para los ajustes del crudo de Colorado.

¹²⁰ FINANCIAL FORECAST CENTER TM. Crude Oil & Gas Price Forecasts [en línea]. Oklahoma USA. [Consulta: 11 de Agosto de 2009]. Disponible en:< <http://forecasts.org/oil.htm>>

Los ajustes aplicados se hicieron por calidad, transporte, tratamiento y por exportación. En la siguiente tabla se observan los ajustes realizados para obtener el precio del crudo de Campo Escuela Colorado.

Tabla 29. Ajustes al precio del WTI

Meses		1	2	3	4	5	6	7
Precio Prom WTI (US\$/Bbl)		61	60	55	49	41	43	48
Precio Prom Crudo Caño limón (US\$/Bbl)	0,96	58,57	57,61	52,80	47,04	39,36	41,28	46,08
Ajuste por Calidad	1,16	59,73	58,77	53,96	48,20	40,52	42,44	47,24
Tarifa de Transporte								
Galán - Ayacucho	-0,64	59,09	58,13	53,32	47,56	39,88	41,80	46,60
Ayacucho - Coveñas	-1,73	57,36	56,40	51,59	45,83	38,15	40,07	44,87
Impuesto de Transporte								
Galan - Ayacucho	-0,03	57,33	56,37	51,56	45,80	38,12	40,04	44,84
Ayacucho - Coveñas	-0,09	57,24	56,28	51,47	45,71	38,03	39,95	44,75
Tarifa por Tratamiento	-0,60	56,64	55,68	50,87	45,11	37,43	39,35	44,15
Tarifa por Exportación	-1,50	55,14	54,18	49,37	43,61	35,93	37,85	42,65
Precio Crudo Colorado (US\$/Bbl)		55,14	54,18	49,37	43,61	35,93	37,85	42,65

Fuente: Campo Escuela Colorado

6.6.3 Flujo de caja

En esta sección establece el flujo de efectivo mensual, con lo que se determinan las utilidades netas para cada campaña (acidificación y fracturamiento) y su viabilidad económica; utilizando como parámetros de evaluación el VPN y el Payback que se calcularon con respecto a una tasa de interés de oportunidad (TIO), que es la tasa de interés mínima a la que una

empresa está dispuesta a invertir o a poner a producir su dinero. La tasa de interés de oportunidad corporativa dispuesta por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. y tomada para el proyecto, es de 12%.¹²¹. Además con base en la tabla de la sección el % de regalías que se tomó fue del 20%

Para el cálculo de los flujos de caja es necesario tener en cuenta la declinación del pozo. Esta fue realizada con la ecuación 73, que modela una curva exponencial.

$$Q = Q_i * e^{-bt} \quad (76)$$

Donde

Q_i = Tasa Inicial del pozo en bbl/día que para nuestro caso será la q optima después de la estimulación.

t = Tiempo en meses. Para este caso serán 7 meses que es el tiempo en el cual se evalúa el proyecto de estimulación.

b^{122} = Constante basada en el ritmo de declinación histórico del pozo.

Los datos utilizados para realizar dichas curvas se muestran a continuación:

¹²¹ Gerencia de Yacimientos ECOPETROL S. A. Inyección de Agua para el Campo Lisama por la Formación Mugrosa, Arenas B y C, Análisis Financiero. Reporte interno ECOPETROL S.A. 2008.

¹²² PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

Tabla 30. Datos para curva de declinación pozos candidatos

Pozo	Q optima después de la estimulación	b
36	20	0,0063
37	13	0,0205
38	24	0,02373
49	14	0,0632
67	22	0,00708
69	10	0,00468
70	11	0,01651

Fuente: Los autores. Basados en datos de PINEDA, Cesar. "Servicio de Producción Bajo Riego para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena: Frente de Caracterización de Yacimientos". [Informe No1]. Bucaramanga, 2006.

Los datos obtenidos con la ecuación para cada pozo se encuentran en el anexo D.

A continuación en las tabla 31 y 32 se presenta el flujo de caja para la campaña de acidificación y fracturamiento respectivamente.

Tabla 31. Flujo de caja de la campaña de acidificación

TIO (Anuales)	12%
TIO (Mensual)	0,95%
Regalías(Anuales)	20%
Regalías(Mensuales)	1,53%
CAPEX (\$ USD)	1'048.636,4

VPN \$ USD	-(\$ 217.733,97)
TIR	-5%
B/C	0,819967164

n	Mes	Produccion estimada(bbl/mes)	Regalías(bbl/mes)	Produccion Neta (bbl/mes)	Ingresos \$ USD
1	Ago-09	3024,00	46,30	2977,70	159724,05
2	Sep-09	2910,65	44,56	2866,09	150985,40
3	Oct-09	2857,04	43,74	2813,30	134672,85
4	Nov-09	2805,35	42,95	2762,40	116324,86
5	Dic-09	2755,48	42,18	2713,29	93418,72
6	Ene-09	2707,33	41,45	2665,88	96904,87
7	Feb-09	2660,83	40,74	2620,09	107816,67

Fuente: Los autores.

Tabla 32. Flujo de caja de la campaña de fracturamiento

TIO (Anuales)	12%
TIO (Mensual)	0,95%
Regalías(Anuales)	20%
Regalías(Mensuales)	1,53%
CAPEX (\$ USD)	\$466.494

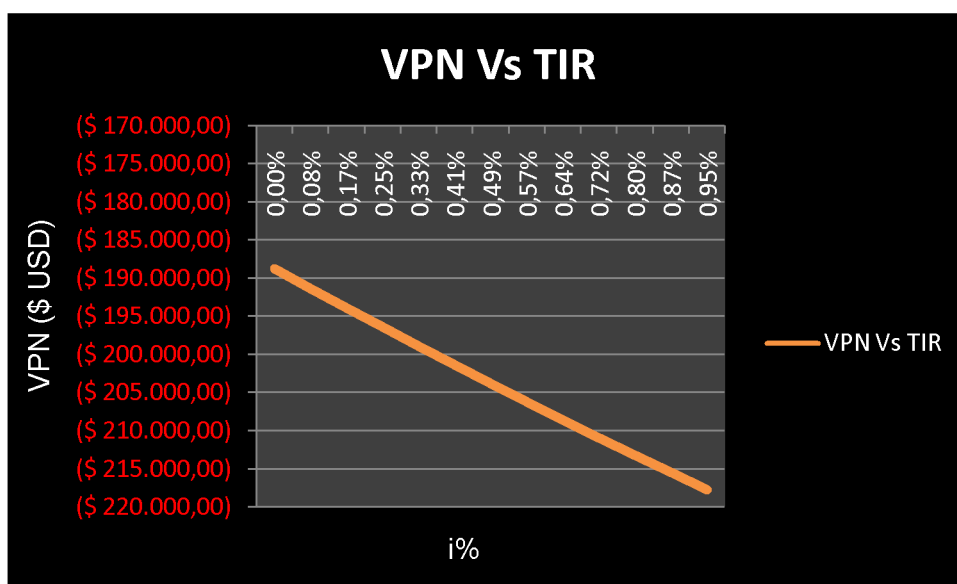
VPN \$ USD	-(\$ 239.365,70)
TIR	-15%
B/C	0,504408164

n	Mes	Produccion estimada(bbl/mes)	Regalías(bbl/mes)	Produccion Neta (bbl/mes)	Ingresos \$ USD
1	Ago-09	684,00	10,47	673,53	36128,06
2	Sep-09	818,29	12,53	805,76	42447,55
3	Oct-09	807,72	12,37	795,36	38073,68
4	Nov-09	797,34	12,21	785,13	33061,94
5	Dic-09	787,14	12,05	775,09	26686,33
6	Ene-09	777,12	11,90	765,22	27815,84
7	Feb-09	767,27	11,75	755,53	31089,99

Fuente: Los autores.

En las figuras 66 y 67 se mostrará el comportamiento del Valor Presente Neto (VPN) para diferentes Tasas Internas de Retorno (TIR) correspondientes a las campañas de acidificación y fracturamiento respectivamente, esto con el fin de ilustrar mejor la viabilidad económica del proyecto en un periodo de 7 meses.

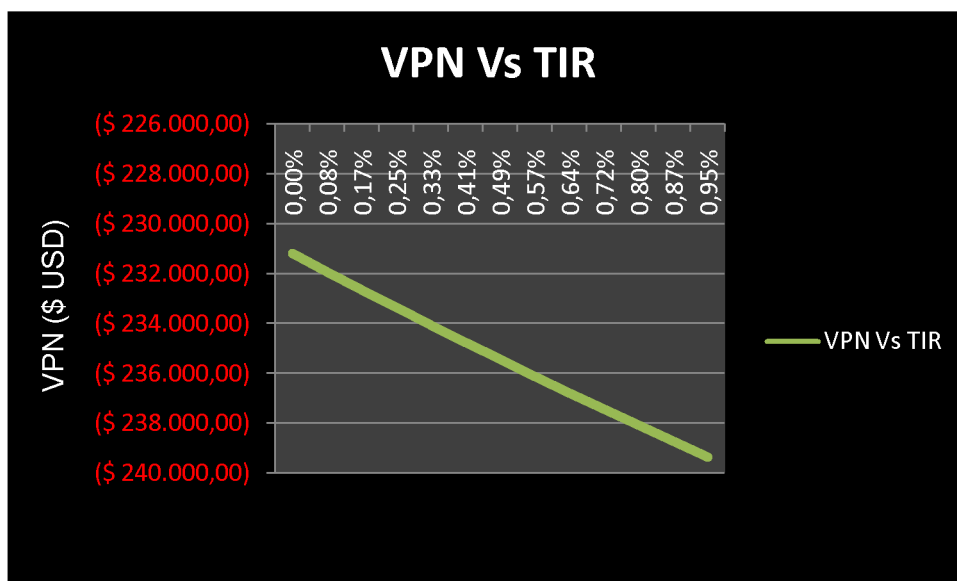
Figura 66. VPN Vs TIR para la campaña de acidificación



Fuente: Los autores

Los valores en color rojo en las graficas 66 y 67 son negativos.

Figura 67. VPN Vs TIR para la campaña de fracturamiento



Fuente: Los autores

Según los resultados obtenidos en el análisis económico se puede apreciar que las campañas de estimulación, bajo la estimación realizada de la producción, el precio del crudo y la tasa de interés de oportunidad (TIO) que establece ECOPETROL S. A., no son viables, puesto que la VPN es negativo y la relación beneficio costo es menor a 1 para las dos campañas, es decir que el dinero invertido es mayor al dinero recibido y obviamente en el periodo de evaluación del proyecto (7 meses) no se obtiene ningún beneficio. Si se analiza por la parte del tiempo de repago (PayBack), no resulta favorable para ninguna de las dos campañas (acidificación y fracturamiento) ya que siendo un proyecto a 7 meses la inversión no se recupera en este tiempo.

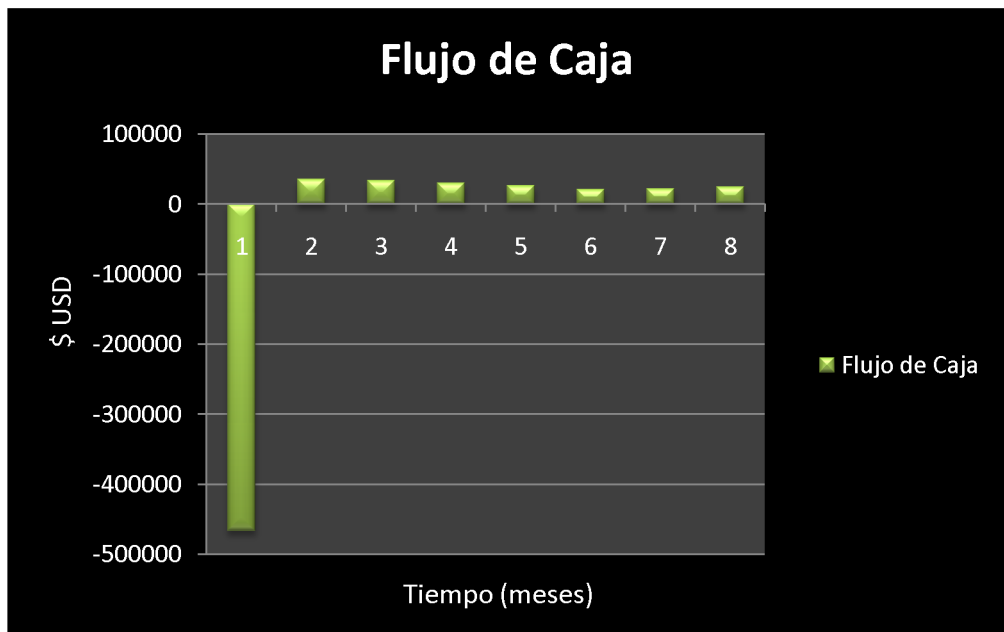
A continuación se presentan los diagramas de flujo de caja para cada campaña, los cuales indican los ingresos y los egresos obtenidos a lo largo de la vida de cada una. Cabe resaltar que los ingresos que se observan en el flujo de caja son las utilidades netas de cada mes, es decir, que ya pasaron por los ajustes y descuentos por impuestos.

Figura 68. Flujo de caja para la campaña de acidificación



Fuente: Los autores.

Figura 69. Flujo de caja para la campaña de fracturamiento



Fuente: Los autores.

7. CONCLUSIONES

- Ⓢ Los pozos de bajo potencial son una fuente de hidrocarburos por explotar y las técnicas de estimulación les ofrecen alternativas viables y efectivas para aumentar su producción.
- Ⓢ Lo ideal en un campo que presenta problemas de parafinas es a partir de estudios de daño de formación identificarlas para así implementar a tiempo técnicas de inhibición, ya que una vez precipitadas, las técnicas de remediación serán costosas y no darán una solución definitiva.
- Ⓢ La metodología propuesta permite seleccionar los pozos que responderían mejor a un trabajo de estimulación, a partir de criterios operacionales, de potencial y de costos.
- Ⓢ La metodología discretiza y organiza eficientemente toda la información disponible en cuanto a trabajos de acidificación y fracturamiento aplicables a campos maduros, además deja abierta la posibilidad de que el ingeniero a cargo implemente criterios propios que optimicen cada etapa de su desarrollo.
- Ⓢ Al implementar la metodología propuesta, los pozos candidatos para un posible trabajo de estimulación son: COL-36, COL-37, COL-38, COL-67, COL-49, COL-69, COL-70.
- Ⓢ La campaña de acidificaciones estuvo enfocada a remediar únicamente el daño por parafinas de los pozos candidatos de Colorado, dicho daño se presenta únicamente en la cara del pozo y a lo largo de las tuberías de producción y facilidades.
- Ⓢ Los diseños de fractura en los pozos COL37 y COL69 muestran de manera preliminar que además de ser trabajos no costeables son de alto riesgo.

④ El proyecto de estimulación en el campo escuela Colorado no es atractivo financieramente; esto se aprecia en los resultados del estudio económico que demuestran que la inversión no se recupera en el tiempo de evaluación (7 meses) y el valor presente neto es negativo para las dos campañas; es decir que con respecto a la tasa de interés de oportunidad (TIO) que establece ECOPETROL S. A (12%) se pierden $VPN_{CHS} = -\$ 217.733,97$ y $VPN_{FRAC} = -\$239.365,70$ para acidificación y fracturamiento respectivamente.

8. RECOMENDACIONES

- ④ Desarrollar un estudio de daño de formación que identifique los problemas que afectan la cara del pozo y su radio de incidencia.
- ④ Implementar software especializados para realizar cálculos más precisos y detallados en los diseños de estimulación y fracturamiento.
- ④ Para los pozos inactivos antes de considerar implementar trabajos de estimulación y reactivarlos, hacerles una revisión de las bombas, varillas y demás equipos de subsuelo.
- ④ Realizar pruebas a nivel de laboratorio de los fluidos a introducir en la formación, en cualquiera de los trabajos que se ejecutan en los pozos, tales como test de compatibilidad fluido-fluido y fluido-roca entre otros.
- ④ Realizar una minifrac que ayude a determinar la presión de fractura real que se debe implementar en el fracturamiento hidráulico como tal.
- ④ Reunir y organizar toda la información relativa al yacimiento, en bases de datos por bloques, formaciones y pozos.
- ④ En la ejecución de trabajos de pozo, asegurarse de que cumplan con las normas de seguridad ambiental y protección al personal que haga parte de las operaciones.
- ④ Antes, durante y después de los trabajos, hacer un seguimiento que permita encontrar las causas del éxito o fracaso de cada etapa, con el fin de generar lecciones aprendidas.

9. BIBLIOGRAFÍA

- ④ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. : Reservoir Stimulation. Houston, Texas. Schlumberger Educational Services, 1987 3ª Edition.
- ④ ECONOMIDES, Michel et al; UNIFIED FRACTURE DESIGN – Bridging the gap between theory and practice – Copyright 2002 by Orsa Press.
- ④ ECONOMIDES, Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Simulation. Houston, Texas. 1989.
- ④ CROWE; Curtis et al. TRENDS IN MATRIX ACIDIZING. 1994, Volumen 4 – Número 4.
- ④ Acidizing seminar: ACIDIZING CONCEPTS AND DESIGN. BJ Company; Indonesia.
- ④ PRUEBAS VIRTUALES: LA CLAVE DE UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN. Oilfield Review. Summer 2004, - Volumen 15, Número 1.
- ④ PRODUCTION ENHANCED WITH ACID STIMULATION. KALFAYAN; Leonard, *BJ Services*
- ④ BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.
- ④ OFC Technical Certification System Oil Field Chemical Manual. Chapter 5: Paraffin. Nalco 2008
- ④ RESTREPO; Alejandro. CURSO DE DAÑO DE FORMACIÓN. Bogotá, 2008

- Ⓔ SEMINARIO DE ESTIMULACIÓN DE POZOS. BP., Bogotá-2004
- Ⓔ T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, Editorial Limuza, Mexico 1987
- Ⓔ Evinger, H.H. and Muskat, M: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) **146** 126-139.
- Ⓔ Vogel J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well" Shell Oil Co. Bakersfield California.1968. SPE 1476
- Ⓔ Camacho V.R.G., raghavan, Rajagopal, U. of Tulsa. Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs. SPE 16204-PA
- Ⓔ JONES, Loyd G., E.M. BLOUNT and C.E. Glaze. Use of Short Term Multiple Rate Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. SPE Paper # 6133, SPE of AIME, October 1976.
- Ⓔ CALVETE G. Fernando; PINEDA G. Cesar; "Información Técnica Campo Escuela Colorado". UIS, Bucaramanga, 2008.
- Ⓔ DIAZ, Ricardo J. Análisis nodal en la optimización de producción de los pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2009
- Ⓔ GARZON, Fredy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003.
- Ⓔ Informe campo Colorado. Calculo de reservas, Ing. Jorge Camacho, Junio 1978.

- ② VISCAINO; Heidy; DORIA; Linda. Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento en el campo Santa Clara. Tesis de Grado. UIS. 2008
- ② ARIZA L; Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo Del campo Colorado. UIS. Bucaramanga, 1984
- ② CORREA JAIMES, Fabio Ricardo; “Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Heraamientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado”. UIS, Bucaramanga, 2008.
- ② Presentación; CAMPO ESCUELA COLORADO – Convenio UIS-Ecopetrol S.A. – Dirección ejecutiva; Bucaramanga, 2007.
- ② CRISTANCHO. Diana; HOYOS. Jorge Mario. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. UIS. 2008
- ② DE LA HOZ, Maty M. y ORTIZ, Diana P. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.
- ② GARCIA; Jaime A. Matemática financiera con ecuaciones diferenciales finitas. Cuarta edición., 2000.