

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA  
TECNOLOGÍA HIDROACUSTICA H.A.T EN UNA PRUEBA PILOTO  
EFECTUADA EN POZOS PRODUCTORES E INYECTORES EN EL CAMPO  
TIBÚ.**

**JONATHAN MAURICIO PÉREZ CAMARGO  
LEONARDO TORRES ARDILA**



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

**2013**

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA  
TECNOLOGÍA HIDROACUSTICA H.A.T EN UNA PRUEBA PILOTO  
EFECTUADA EN POZOS PRODUCTORES E INYECTORES EN EL CAMPO  
TIBÚ.**

**JONATHAN MAURICIO PÉREZ CAMARGO  
LEONARDO TORRES ARDILA**

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

**Director:**

**M.Sc Fernando Calvete**

**CoDirector:**

**Ing. Javier Hernando Vargas Florez**

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

**2013**

## **DEDICATORIA**

*Quiero entregar todo mi esfuerzo y mi logro a ese ser que me lo ha dado todo en mi vida, quien se ha desvelado y preocupado por mi bienestar, quien me conoce y de quien gozo tanto de su compañía, quien con sus oraciones y ayuda de mi Dios ha estado tan pendiente de mí, a mi hermosa madre Ana Mercedes, má este trabajo, este título, y todo lo que venga en mi vida en logros tómalos tuyos, sin tu apoyo no llegaría a ningún lado, gracias por ser tú quien esta conmigo.*

*“No pidas oportunidades a la vida si no estas dispuesto a afrontar retos.”*

**Leonardo Torres Ardila**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a todas esas personas que han estado a mi lado, me han brindado su apoyo y su colaboración, A mi madre, mi hermana Sthella, mi hermano Yovanny.

A los maestros que he tenido en la universidad: Sterlin castañeda, Arturo plata, Claude ewert, quien me impartieron conocimiento y las bases de mi carrera. Fernando Calvete, Erick Montes, Edelberto Hernandez Trejos “el Paisa” de quienes obtuve la mejor guía en mis materias de carrera.

Al Ing. Javier Vargas de Ecopetrol quien por su grandiosa gestión me permitió conocer este gran proyecto y dar mis primeros pasos en campo.

A Mars Sufiyarov, quien me enseñó sobre esta gran tecnología y me guió para dar un buen resultado de mi proyecto.

Y a todos esos grandes amigos que han estado en mi camino de aprendizaje, trasnochado y han dejado grandes cosas buenas en mi vida con su compañía y recuerdos: Andres Rossi, Diana Catherine, Oscar Ebratth “negro ñoño”, Don Guss, Oscar Leon “Master” y el resto del combo DOTA, mono, shiny, Lucho, Fabio, Eisen, Tantan, El viejo jacob, Nelly en final de proyecto, y los demás que en este momento se me escapan, a todos ud’s mil gracias por estos momentos de compañía en la U y espero que vengan muchos mas en la vida profesional.

**Leonardo Torres Ardila**

## **DEDICATORIA**

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre Adriana.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre Narciso.

Por los ejemplos de perseverancia, constancia y responsabilidad que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis hermanos, abuelos y familiares.

Por su apoyo, acompañamiento y ayuda durante este proceso, por estar buscando la manera de enseñarme a hacer mejor las cosas y superar cada inconveniente presentado.

Finalmente a los maestros.

Aquellos que marcaron cada etapa de nuestro camino universitario, y que me ayudaron en asesorías y dudas presentadas.

**Jonathan Mauricio Perez Camargo**

## **AGRADECIMIENTOS**

La presente Tesis es un esfuerzo en el cual, directa o indirectamente, participaron varias personas leyendo, opinando, corrigiendo, dando ánimo, acompañando en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad.

Primeramente me gustaría agradecer a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño anhelado.

Me complace de sobre manera exteriorizar mi sincero agradecimiento a mis padres, hermanos y familiares que de forma incondicional, entendieron mis ausencias y mis malos momentos. A la Universidad Industrial de Santander, y en ella a los distinguidos docentes quienes con su profesionalismo aportaron a el desarrollo y formación profesional para dar por culminada esta primera etapa. Gracias también a mis compañeros, que me apoyaron y me permitieron entrar en su vida durante mi permanencia en esta universidad.

Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que me encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

Para ellos: Muchas gracias y que Dios los bendiga

**Jonathan Mauricio Perez Camargo**

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>29</b>
<b>1. CAMPO TIBÚ</b>	<b>31</b>
1.1. GENERALIDADES . . . . .	31
1.2. HISTORIA . . . . .	32
1.3. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO . . . . .	35
1.3.1. UBICACIÓN GEOLÓGICA . . . . .	35
1.3.2. ESTRATIGRAFÍA . . . . .	36
1.3.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE CAMPO TIBÚ	37
<b>2. SISTEMA DE PRODUCCIÓN</b>	<b>38</b>
2.1. ESQUEMA DE PRODUCCIÓN . . . . .	38
2.2. CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN . . . . .	41
2.3. FLUJO EN TUBERÍAS Y CAÍDAS DE PRESIÓN . . . . .	43
2.3.1. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS . . . . .	43
2.3.2. PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA . . . . .	49
2.4. GRADIENTE DE PRESIÓN . . . . .	55

2.4.1.	CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MODELOS MECÁNISTICOS	57
2.4.2.	CAÍDAS DE PRESIÓN PARA POZOS ASISTIDOS POR BOMBEO MECÁNICO . . . . .	63
2.5.	COMPORTAMIENTO DE POZOS . . . . .	65
2.5.1.	POZOS PRODUCTORES IPR . . . . .	65
2.5.2.	METODO DE SUKAMO . . . . .	70
2.5.3.	POZOS INYECTORES INDICE DE INYECTIVIDAD . . . . .	73
2.6.	COMPORTAMIENTO POZOS DEL PILOTO HAT . . . . .	74
2.6.1.	POZOS PRODUCTORES DEL PILOTO HAT . . . . .	74
2.6.2.	POZOS INYECTORES DEL PILOTO HAT . . . . .	88
<b>3.</b>	<b>TECNOLOGÍA HIDROACUSTICA H.A.T</b>	<b>99</b>
3.1.	ANTECEDENTES VIBRO-ESTIMULACIÓN . . . . .	100
3.1.1.	INVESTIGACIONES EN RUSIA . . . . .	100
3.1.2.	ESTUDIOS EN CHINA . . . . .	102
3.1.3.	INFORMES DE INVESTIGACIONES EN ESTADOS UNIDOS .	103
3.2.	DAÑO EN POZO . . . . .	104
3.2.1.	ESTIMULACIONES CONVENCIONALES DE POZO . . . . .	105

3.3. ESTIMULACIONES HIDROACÚSTICA . . . . .	107
3.3.1. EVIDENCIAS EXPERIMENTALES DE LA LIMPIEZA ACÚSTICA	107
3.4. PARÁMETROS DE APLICACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS PARA ESTIMULACIÓN H.A.T. . . . .	119
3.5. CONFIGURACIÓN DE EQUIPO . . . . .	121
3.5.1. CONFIGURACIÓN TRATAMIENTO HIDROACÚSTICO . . . . .	123
3.6. METODOLOGÍA DE TRABAJO . . . . .	126
3.7. ANÁLISIS TÉCNICO OPERACIONES POZOS H.A.T . . . . .	128
3.7.1. OPERACIONES POZOS PRODUCTORES H.A.T . . . . .	128
3.7.2. OPERACIONES POZOS INYECTORES H.A.T . . . . .	135
3.7.3. LECCIONES APRENDIDAS OPERACIONAL . . . . .	140
<b>4. ANÁLISIS FINANCIERO</b>	<b>142</b>
4.1. CONCEPTOS FINANCIEROS . . . . .	142
4.1.1. INGRESOS: . . . . .	143
4.1.2. EGRESOS: . . . . .	143
4.1.3. INDICES DE RENTABILIDAD . . . . .	146
4.2. CURVAS DE DECLINACIÓN: . . . . .	149

4.2.1. DECLINACIÓN EXPONENCIAL . . . . .	149
4.2.2. POZOS PRODUCTORES . . . . .	155
4.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS . . . . .	177
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>190</b>
<b>6. RECOMENDACIONES</b>	<b>192</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>193</b>

## LISTA DE FIGURAS

1.	Anticlinales de Tibú y Socuavó. . . . .	31
2.	Subdivision Campo Tibú. . . . .	34
3.	Historial Producción Campo Tibú. . . . .	34
4.	Ubicación geológica campo Tibú. . . . .	35
5.	Columna estatigráfica cuenca del catatumbo. . . . .	37
6.	Esquema de producción . . . . .	39
7.	Perfil de presiones . . . . .	41
8.	Patrones flujo Estratificado . . . . .	50
9.	Patrones de flujo Intermitente . . . . .	51
10.	Patrones de flujo Anular . . . . .	51
11.	Patrón de flujo burbuja . . . . .	52
12.	Patrón de flujo burbuja vertical . . . . .	53
13.	Patrón de flujo Tapón . . . . .	53
14.	Patrón de flujo Transición . . . . .	54
15.	Patrón de flujo Neblina . . . . .	55
16.	Pozo asistido con bombeo mecánico . . . . .	63

17. IPR . . . . .	66
18. IPR Bifásico . . . . .	68
19. IPR Ecuación de Vogel . . . . .	69
20. IPR T-379 Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	82
21. IPR T-379 Pos-Estimulación H.A.T. . . . .	88
22. IIR T-18 Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	92
23. Diagrama de Moody . . . . .	93
24. IIR T-18 Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	95
25. IIR T-256 Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	96
26. IIR T-256 Pos-Estimulación H.A.T. . . . .	98
27. Configuración celda lineal . . . . .	108
28. Recuperación de permeabilidad . . . . .	109
29. Limpieza de núcleo con daño de fluido de perforación con controlador de filtrado . . . . .	110
30. Limpieza de núcleo con daño de fluido de perforación sin controlador de filtrado . . . . .	110
31. Limpieza acústica en estado estático y dinámico. . . . .	111
32. Diferencia en el consumo de energía de la limpieza acústica en estado estático y dinámico. . . . .	112

33.	Configuración Hele-Shaw para desplazamiento viscoso. . . . .	113
34.	Patrones de desplazamiento viscoso. . . . .	114
35.	Cambios de permeabilidad destrucción mud cake 1-2 . . . . .	117
36.	Cambios de permeabilidad destrucción mud cake 3-4 . . . . .	118
37.	Cambios de permeabilidad destrucción mud cake 5-6 . . . . .	118
38.	Configuración general equipos y BHA H.A.T. . . . .	121
39.	Configuración general equipos y H.A.T. . . . .	122
40.	Esquemas ISS H.A.T. . . . .	124
41.	Esquemas IS-R Presión, Esquemas IS-R depresión H.A.T. . . . .	125
42.	Comparativo IPR Pre y Pos Estimulación H.A.T. . . . .	128
43.	Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T. . . . .	130
44.	Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T. . . . .	131
45.	Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T. después de 2 días de reposo . . . . .	132
46.	Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T. . . . .	132
47.	Avance de mancha de aceite fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T. . . . .	133
48.	Material sólido en línea de superficie T-490 . . . . .	134

49. Comparativo IIR Pre y Pos T-18 Estimulación H.A.T. . . . . .	136
50. Muestra de fluido de retorno T-18 Estimulación H.A.T. . . . . .	136
51. Vista al estereoscopio muestra T-18 Estimulación H.A.T. . . . . .	138
52. Comparativo IIR Pre y Pos T-256 Estimulación H.A.T. . . . . .	139
53. Muestra de partículas de daño T-256 Estimulación H.A.T. . . . . .	139
54. Taponamiento linea de superficie por cerrado de pozo . . . . .	140
55. Taponamiento de bomba de chorro por escamas de corrosión . . . . .	141
56. Curva de Producción vs Tiempo . . . . .	150
57. Curva de Producción vs Producción acumulada . . . . .	151
58. Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo . . . . .	154
59. Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y lineas promedio Pre- Estimulación . . . . .	157
60. Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y lineas promedio Pos- Estimulación . . . . .	159
61. Tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pre- Estimulación. . . . .	161
62. Tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pos- Estimulación. . . . .	162
63. Tendencias de la producción de aceite y agua pre y pos estimulación	163

64.	Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y líneas promedio Pre-Estimulación T-490 . . . . .	170
65.	Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y líneas promedio Pos-Estimulación T-490 . . . . .	171
66.	Tendencia promedio de la producción de Aceite Pre-Estimulación T-490.	173
67.	Tendencia promedio de la producción de Agua Pre-Estimulación T-490.	173
68.	Tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pos-Estimulación T-490. . . . .	174
69.	Tendencias de la producción de aceite y agua pre y pos estimulación T-490 . . . . .	175
70.	Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-490. . . . .	180
71.	Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-379. . . . .	183
72.	Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-18. . . . .	185
73.	Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-256. . . . .	187
74.	Costos planeado ejecutado. . . . .	188

## LISTA DE TABLAS

1.	Reservas Campo Tibú . . . . .	33
2.	Características de los yacimientos del campo Tibú . . . . .	37
3.	Desempeño de algunos modelos para calculo de gradiente de presión. . . . .	58
4.	Valores de constantes para flujo hacia arriba . . . . .	61
5.	Valores de constantes para flujo hacia abajo . . . . .	61
6.	Constantes “a” para ecuación de Sukamo Perforación sobre-balanceada. . . . .	73
7.	Constantes “a” para ecuación de Sukamo Perforación sub-balanceada. . . . .	73
8.	Datos propiedades de fluidos T-379 Pre-Estimulación H.AT. . . . .	75
9.	Ecuaciones variables y valores pre uso Beggs and Brill Tramo horizontal Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	76
10.	Ecuaciones variables y valores Beggs and Brill Tramo Horizontal Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	77
11.	Variables y valores pre uso Beggs and Brill Tramo Vertical Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	78
12.	Variables y valores Beggs and Brill Tramo Vertical Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	78

13.	Datos Pre-Estimulación H.A.T. para calculo de caída de presión en tubería de pozos asistidos por bombeo mecánico . . . . .	79
14.	Valores ecuación general de gradiente de presión Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	79
15.	Propiedades fluido PVT para balance de masa calculo Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	80
16.	Datos prueba producción para calculo IPR con ecuación de Vogel Pre-Estimulación H.A.T. . . . .	80
17.	Datos calculo IPR Pre-Estimulacion H.A.T. con ecuación de Vogel . . . . .	81
18.	Datos prueba producción para calculo IPR Pre-Estimulación H.A.T. con Método de Sukamo . . . . .	81
19.	Datos Constantes calculo IPR Pre-Estimulación H.A.T. Método de Sukamo . . . . .	82
20.	Datos calculo IPR Pre-Estimulacion H.A.T. con Método de Sukamo . . . . .	82
21.	Datos propiedades de fluidos T-379 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	83
22.	Variables y valores pre uso Beggs and brill Tramo horizontal Pos-Estimulación H.A.T. . . . .	83
23.	Variables y valores Beggs and Brill Tramo Horizontal Pos-Estimulación H.A.T. . . . .	84
24.	Variables y valores pre uso Beggs and Brill Tramo Vertical Pos-Estimulación H.A.T. . . . .	84

25. Variables y valores Beggs and Brill Tramo Vertical Pos-Estimulación H.A.T. . . . . .	85
26. Datos Pos-Estimulación H.A.T. para calculo de caída de presión en tubería de pozos asistidos por bombeo mecánico . . . . .	85
27. Valores ecuación general de gradiente de presión Pos-Estimulación H.A.T. . . . . .	86
28. Propiedades fluido PVT para balance de masa calculo Pos-Estimulación H.A.T. . . . . .	86
29. Datos prueba producción para calculo IPR con ecuación de Vogel Pos-Estimulación H.A.T. . . . . .	86
30. Datos calculo IPR Pos-Estimulacion H.A.T. con ecuación de Vogel . . . . .	87
31. Datos prueba producción para calculo IPR Pos-Estimulación H.A.T. con Método de Sukamo . . . . .	87
32. Datos Constantes calculo IPR Pos-Estimulación H.A.T. Método de Sukamo . . . . .	87
33. Datos calculo IPR Pos-Estimulacion H.A.T. con Método de Sukamo . . . . .	88
34. Datos propiedades de fluidos T-18 Pre-Estimulación H.A.T. . . . . .	89
35. Datos Inyección de agua T-18 Pre-Estimulación H.A.T. . . . . .	91
36. Datos IIR Inyección de agua T-18 Pre-Estimulación H.A.T. . . . . .	91
37. Datos propiedades de fluidos T-18 Pos-Estimulación H.A.T. . . . . .	92

38.	Datos Inyección de agua T-18 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	94
39.	Datos IIR Inyección de agua T-18 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	94
40.	Datos propiedades de fluidos T-256 Pre-Estimulación H.AT. . . . .	95
41.	Cálculos delta de presión T-256 Pre-Estimulación H.AT. . . . .	95
42.	Datos Inyección de agua T-256 Pre-Estimulación H.AT. . . . .	96
43.	Datos IIR Inyección de agua T-256 Pre-Estimulación H.AT. . . . .	96
44.	Datos propiedades de fluidos T-256 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	97
45.	Cálculos delta de presión T-256 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	97
46.	Datos Inyección de agua T-256 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	97
47.	Datos IIR Inyección de agua T-256 Pos-Estimulación H.AT. . . . .	97
48.	Propiedades de los núcleos sintéticos usados en diferentes experi- mentos . . . . .	116
49.	Propiedades de los núcleos sintéticos usados en diferentes experi- mentos . . . . .	117
50.	Aplicación y condiciones para el uso de la tecnología H.A.T . . . . .	119
51.	Requisitos típicos para la implementación de un proceso de tecno- logía H.A.T . . . . .	120
52.	Plan de trabajo Configuración <i>ISS</i> de un proceso de tecnología H.A.T	126
53.	Plan de trabajo Configuración <i>IS-R</i> de un proceso de tecnología H.A.T	127

54.	Composición global aproximada de la muestra libre de crudo T-490, establecida a partir de los análisis realizados. . . . .	134
55.	Composición global aproximada de la muestra libre de crudo T-18, establecida a partir de los análisis realizados. . . . .	137
56.	Costos de levantamiento de fluido en campo Tibu. . . . .	145
57.	Pruebas de producción Pre-Estimulación T-379 campo Tibú. . . . .	156
58.	Valores de $Ln(Q_o)$ y $Ln(Q_w)$ Pruebas de producción T-379 campo Tibú.	156
59.	Pruebas de producción Pos-Estimulación T-379 campo Tibú. . . . .	158
60.	Valores de $Ln(Q_o)$ y $Ln(Q_w)$ Pruebas de producción T-379 campo Tibú.	159
61.	Valores promedio producción Aceite y Agua Pre-Estimulación T-379 campo Tibú. . . . .	161
62.	Valores promedio producción Aceite y Agua Pos-Estimulación T-379 campo Tibú. . . . .	162
63.	Valores Incrementales de Aceite y Agua Punto de intersección T-379 campo Tibú. . . . .	166
64.	Valores Producción estimada de Aceite y Agua T-379 campo Tibú. . .	167
65.	Pruebas de producción Pre-Estimulación T-490 campo Tibú. . . . .	168
66.	Valores de $Ln(Q_o)$ y $Ln(Q_w)$ Pruebas de producción T-490 campo Tibú.	169
67.	Pruebas de producción Pos-Estimulación T-490 campo Tibú. . . . .	171

68.	Valores de $Ln(Q_o)$ y $Ln(Q_w)$ Pruebas de producción T-490 campo Tibú.	171
69.	Valores promedio producción Aceite y Agua Pre-Estimulación T-490 campo Tibú. . . . .	172
70.	Valores promedio producción Aceite y Agua Pos-Estimulación T-490 campo Tibú. . . . .	174
71.	Valores Incrementales de Aceite y Agua Punto de intersección T-490 campo Tibú. . . . .	177
72.	Valores Producción estimada de Aceite y Agua T-490 campo Tibú. . .	177
73.	Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-490 . . . . .	178
74.	Flujo de caja T-490 . . . . .	179
75.	Resultado Indicadores económicos H.A.T T-490 . . . . .	179
76.	Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-379 . . . . .	181
77.	Items Analisis financiero . . . . .	181
78.	Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-379 . . . . .	182
79.	Resultado Indicadores económicos H.A.T T-379 . . . . .	182
80.	Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-18 . . . . .	184
81.	Costos Inyeccion Campo Tibú T-18 . . . . .	185
82.	Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-256 . . . . .	186
83.	Costos Inyeccion Campo Tibú T-256 . . . . .	187

84. Costos Barril inyectado en J-25 Tibú 18 . . . . .	188
85. Costos Barril inyectado en M-24 Tibú 256 . . . . .	188

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA TECNOLOGÍA HIDROACUSTICA H.A.T EN UNA PRUEBA PILOTO EFECTUADA EN POZOS PRODUCTORES E INYECTORES EN EL CAMPO TIBÚ. \*

**AUTORES:** JONATHAN MAURICIO PÉREZ CAMARGO  
LEONARDO TORRES ARDILA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estimulación, Campo Tibú, Estimulación Hidroacústicas, HAT, Remoción de finos, Descolmatación, Aumento en la producción.

### DESCRIPCIÓN:

El incremento en la producción de un campo se ve determinada por los proyectos de producción y de inyección, más aun, cuando se trata de un campo maduro como es el caso de campo Tibú. La implementación de nuevas tecnologías para mejorar la producción e inyección de este campo, hace necesaria la ejecución de una prueba piloto para evaluar la respuesta a los pozos intervenidos y su posible aplicación al campo en general.

La aplicación de la tecnología Hidroacústica H.A.T en la prueba piloto en el campo Tibú, busca establecer si la respuesta de los pozos productores e inyectores intervenidos es positiva o negativa, contemplando los escenarios de producción antes y después de la estimulación efectuada en dichos pozos, y así usar esta información y las experiencias como soporte de la posible implementación futura para todo el campo.

En el presente proyecto se hace una breve recopilación de estudios realizados en diferentes partes del mundo, donde se trata de soportar los efectos que causa la estimulación acústica, que incurren en un aumento en la producción de los pozos de aceite y aumento de inyectividad en pozos de inyección de agua, los componentes, equipos y procedimientos para realizar una intervención de pozo con la tecnología Hidroacústica H.A.T. Así mismo, se expone una guía para realizar una selección de pozos candidatos, las experiencias encontradas en las aplicaciones realizadas en el piloto de campo Tibú y una análisis financiero de las operaciones realizadas.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos.  
Director: M.Sc.Fernando Calvete, Co-Director: Ing. Javier Hernando Vargas Florez.

## ABSTRACT

**TITLE:** FEASIBILITY STUDY OF TECHNICAL AND FINANCIAL OF HYDROACOUSTIC TECHNOLOGY HAT IN PILOT TEST DONE IN PRODUCERS AND INJECTION WELLS IN TIBU'S FIELD\*

**AUTHORS:** JONATHAN MAURICIO PÉREZ CAMARGO  
LEONARDO TORRES ARDILA\*\*

**KEYWORDS:** Stimulation, Field Tibu, Hydroacoustic Stimulation, Fines removal, Increased production.

The oil field's production enhance is determined by production and injection projects, nay, when it's a mature field such as field Tibu. The implementation of new technologies to improve the production and injection of this field requires the implementation of a pilot project, to evaluate to well's response under H.A.T's intervention and it's possible application to the field in general.

The Hydroacoustic technology H.A.T's application in Tibu's field test, seeks to establish whether the response of production and injection operated wells was positive or negative, contemplating the production and injection scenarios, before and after of the stimulation made in these wells, and use this information and experiences in support of the possible's future implementation in entire field.

This project has a brief compilation of studies conducted in different parts of the world, where it is to try to show the effects of acoustic stimulation that causes the increase in the production of oil wells and increase water injection in injection wells, components, equipment and procedures to perform a well's intervention with Hydroacoustic technology (HAT). Also, to show a guide for a selection of candidate wells, the experiences that were found in Tibu field's pilot and financial's analysis of operations performed.

---

\*Degree Work.

\*\*Physical-Chemical Engineering School.Petroleum Engineering School.  
Advisers: M.Sc.Fernando Calvete, Co-Advisers: Eng. Javier Hernando Vargas Florez.

## INTRODUCCIÓN

El incremento en la producción de un campo se ve determinada por los proyectos de producción y de inyección, más aun, cuando se trata de un campo maduro como es el caso de campo Tibú. La implementación de nuevas tecnologías para mejorar la producción e inyección de este campo, hace necesaria la ejecución de una prueba piloto para evaluar la respuesta a los pozos intervenidos y su posible aplicación al campo en general. La aplicación de la tecnología Hidroacústica H.A.T en la prueba piloto en el campo Tibú, busca establecer si la respuesta de los pozos productores e inyectores intervenidos es positiva o negativa, contemplando los escenarios de producción antes y después de la estimulación efectuada en dichos pozos, y así usar esta información y las experiencias como soporte de la posible implementación futura para todo el campo.

En el capítulo 1 se presenta las características del campo Tibú, su historial de producción, y parte de su historia de concesión y manejo por parte de las operadoras involucradas a lo largo de su desarrollo.

El capítulo 2 presenta las generalidades del sistema de producción, características y metodología para hacer el cálculo de caídas de presión en tubería con generalidades de flujo multifásico en tuberías, también se presenta la metodología usada para el análisis técnico de la intervención de la tecnología Hidroacústica H.A.T. Este análisis determina el beneficio o no de la intervención, mediante la comparación de las curvas IPR para los pozos productores y el índice de inyecctividad IIR para los pozos inyectores correlacionando valores de pruebas pre y pos estimulación.

La historia, los estudios y pruebas de laboratorio realizadas para sustentar los mecanismos de limpieza de la tecnología Hidroacústica se hacen presentes en el capítulo 3, donde también se puede ver los avances de investigación realizados

al tema en los países más importantes involucrados. Además, se presentan las características de selección para pozos candidatos, configuraciones de BHA, configuración de equipo y metodología de trabajo implementada en el campo Tibú en la intervención de pozos con H.A.T.

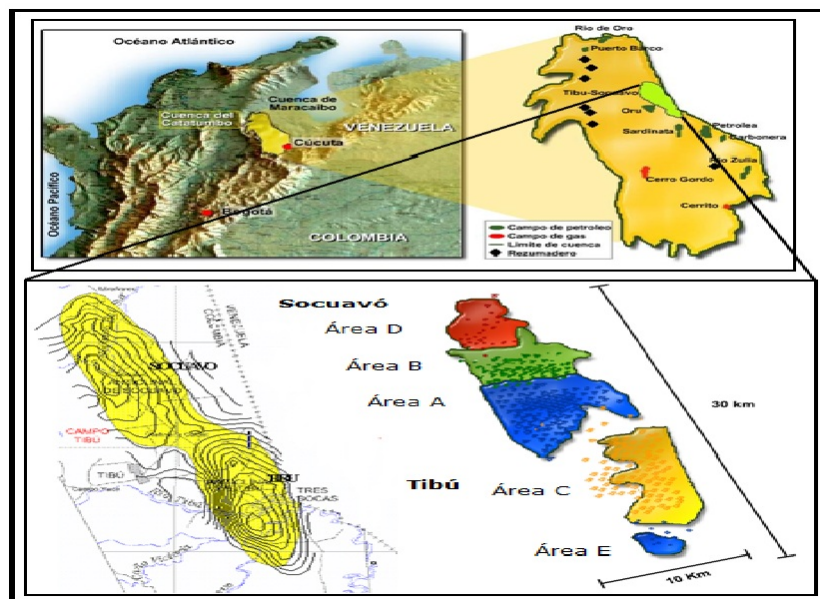
Para finalizar, se realiza un análisis financiero teniendo en cuenta el aceite incremental, el agua producida, el costo de la inyección de agua, los costos asociados en la estimulación H.A.T, para lograrlo se muestra un método para calcular comportamientos promedio de producción en los pozos inyectoros, basados en datos de producción de un año antes de la intervención, sin embargo el estudio muestra un panorama un tanto diferente en cuanto a la declinación de las curvas de producción pos-estimulación, ya que en este caso, la tendencia no es de aumento súbito y caída inmediata, por el contrario, se presenta un panorama de caída de producción inicial y un aumento gradual. Hasta el tiempo de este estudio no se ha observado la declinación de la producción nuevamente, por lo tanto, en el análisis no se tiene en cuenta un panorama más extenso a un año, ya que se carece de datos de producción que determine si está estabilizada o los pozos han comenzado a declinar. En el caso de los pozos inyectoros se carece de datos que permitan observar conectividad de arenas y la influencia directa en el aumento de niveles de pozos cercanos a los inyectoros, causados por el aumento o no de la inyección, por lo tanto, el panorama financiero se desarrolla observando el aumento o disminución en el valor del barril de agua inyectado.

# 1. CAMPO TIBÚ

## 1.1 GENERALIDADES

El Campo Tibú está ubicado a 120 Km al Norte de la Ciudad de Cúcuta. Está localizado en la cuenca del Catatumbo, en los anticlinales de Tibú y Socuavó.

Figura 1. Anticlinales de Tibú y Socuavó.



Fuente: ICP, Informe de Campo Tibú - Estudio de daño a la formación Campo Tibú. Bucaramanga, 2010.

La producción proviene de las formaciones Carbonera, Barco, Catatumbo y Grupo Uribante. La de mayor producción es la formación Barco que se encuentra a una profundidad promedio de 4500 (ft). El campo Tibú cuenta con un total de 528 pozos perforados, 144 pozos productores activos, 40 pozos inyectores activos,

5 abastecedores activos, 88 pozos productores inactivos, 71 inyectores inactivos, 4 abastecedores inactivos, 148 pozos productores abandonados, 25 inyectores abandonados y 3 pozos observadores/Temperatura abandonados. De acuerdo con los estudios realizados y la información obtenida, se actualizó el plan de desarrollo para el campo Tibú, centrándose principalmente en la Formación Barco debido a que esta formación presenta el 80 % del aceite in-situ y las reservas remanentes, por lo que la estrategia de desarrollo plantea el incremento del volumen de agua inyectado y la optimización de los perfiles de inyección, además de la perforación de nuevos pozos con reducción de espaciamiento.

## **1.2 HISTORIA**

<sup>1</sup> El campo Tibú tiene su origen hacia el año 1939 por la compañía americana COLPET. El campo empezó a ser desarrollado en el año 1944 bajo la Concesión de Barco, contrato celebrado mediante el sistema de Concesión hasta 1976 y en 1984 todos los derechos fueron pasados a Ecopetrol con la reversión de la Concesión Barco a la nación. Campo Tibú tiene un área de 300 Km<sup>2</sup>, el Pozo descubridor fue Tibú-01 en el Anticlinal Tibú. Su producción inicio mediante el mecanismo de gas en solución, lo que ocasionó la implementación de sistemas de levantamiento artificial para lograr extraer la mayor cantidad de crudo posible. En el año de 1951 el campo alcanzó su máximo pico de producción primaria de 12500 BOPD, después comenzó su declinación; por lo tanto en 1955 se dio inicio a los estudios para la implementación de inyección de agua, que después dieron origen al proyecto en 1959 en el área C del Campo. Su máxima producción alcanzada fue de 22000 BOPD en 1963, desde entonces se ha implementado la inyección de

---

<sup>1</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO-ICP. Informe De Campo Tibú-“Estudio de Daño a la Formación Campo Tibú”. Bucaramanga. 2010

agua como método para mantener el recobro. Entre 2007- 2010 se celebró Contrato Colaboración Empresarial entre Ecopetrol S.A. & Petrobras. En el 2010 Petrobras se retira del Proyecto de Desarrollo adicional del campo Tibú y Ecopetrol S.A. decide continuar la ejecución del Proyecto en forma independiente. La producción acumulada es de 209MBO. Actualmente, se inyectan alrededor de 40000 BWPD para producir 2400 BOPD, como plan estratégico se inició una campaña de perforación y de workover desde el 2010 para incrementar la producción a 25000 BOPD al 2015. Recientemente se han perforado 15 pozos nuevos a los cuales se les realizó Fracturamiento Hidráulico como parte del completamiento inicial a la Formación Barco y se implementó como sistema de levantamiento el bombeo por cavidades progresivas. La producción promedio, para el año 2011 fue de 1900 BOPD, y actualmente el promedio de producción es de 2400 BOPD, 1.5 MSCFD y un corte de agua del 88.8 % BS&W. Algunos de los pozos del Campo Tibú producen mediante PCP y Plunger Lift y la gran mayoría mediante Bombeo Mecánico.

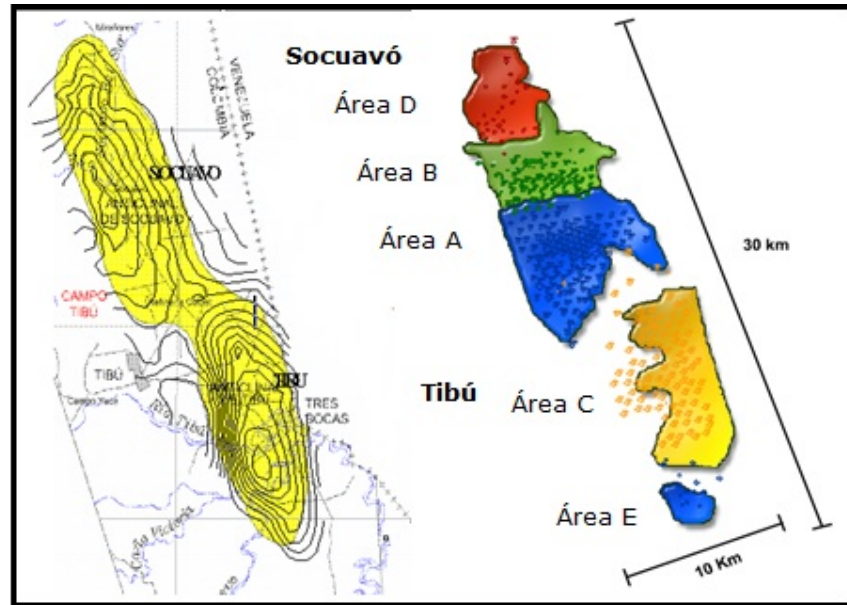
**Tabla 1.** Reservas Campo Tibú

<b>RESERVAS</b>	
OOIP (MMSTB)	1272
Reservas Probadas (MMbls @ 2004)	256.95
Np (MMSTB) @ Mayo 2012	247.9
F.R (%)	19.49

**Fuente:**Departamento de Ingeniería y Confiabilidad - SOT-GCO ECOPETROL S.A

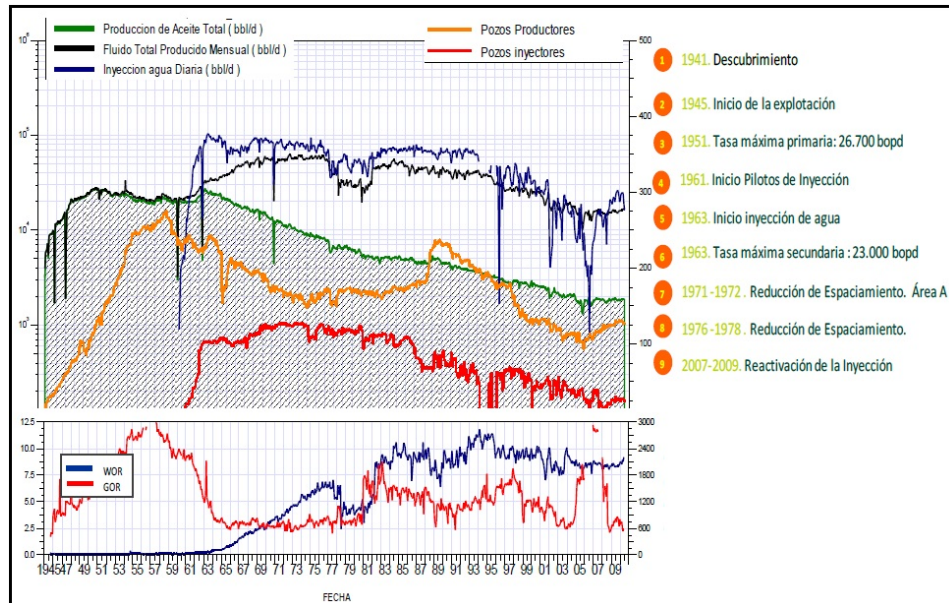
El campo fue dividido en cinco áreas, A, B, C, D y E, siendo el área A la que presenta mejor comportamiento de producción y reservas. El anticlinal Socuavó ha sido dividido en las áreas A, B y D, mientras que el anticlinal Tibú en las áreas C y E. El agua para el proceso de recuperación secundaria proviene de pozos abastecedores completados en la Formación Mirador. En el área A esta el mayor desarrollo del proceso de inyección.

**Figura 2.** Subdivision Campo Tibú.



Fuente: ICP, Informe de Campo Tibú - Estudio de daño a la formación Campo Tibú. Bucaramanga, 2010.

**Figura 3.** Historial Producción Campo Tibú.



Fuente: ICP, Informe de Campo Tibú - Estudio de daño a la formación Campo Tibú. Bucaramanga, 2010.

## 1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

### 1.3.1. UBICACIÓN GEOLÓGICA

El área bajo contrato o bloque TIBU se encuentra ubicado en la parte central de la Cuenca del Catatumbo. La estructura del Campo Tibú se encuentra ubicada en el flanco oriental de la cuenca. El campo puede ser definido desde el punto de vista estructural como dos estructuras independientes de tipo anticlinal asimétrico, con rumbo N-S, y limitados en el flanco occidental por fallas inversas de alto ángulo que buzcan hacia el este. Los yacimientos principales se encuentran en la Formación Barco de Edad Paleógena, y el Grupo Uribante de Edad Cretácica. Como yacimientos secundarios, se encuentran la Formación Catatumbo de Edad Paleógena y la Formación Carbonera de Edad Neógena.

**Figura 4.** Ubicación geológica campo Tibú.



Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOT-GCO. ECOPETROL S.A

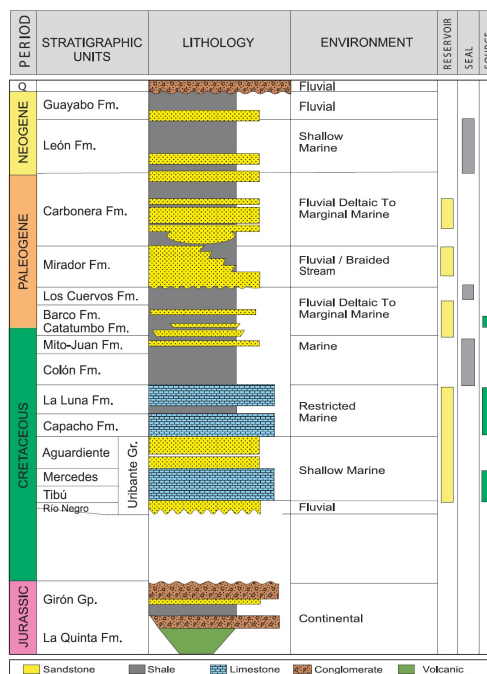
### 1.3.2. ESTRATIGRAFÍA

Los Yacimientos del Campo Tibú se clasifican en:

- Yacimientos Principales: Formación Barco perteneciente al Terciario, a 4500ft TVDSS, Arenisca de grano fino a medió y arcillolita gris interestratificada. Porosidad: 15 %, K = 100 md, API= 32, Rs = 450 scf/stb. Grupo Uribante (Aguardiente, Mercedes, Tibú) a 9000 ft TVDSS que pertenece al Cretácico. Arenisca glauconítica con intercalaciones de caliza, caliza cristalina fosilífera densa, porosidad: 6-8 %, K = fracturas, API = 42-52, Rs = 7000 scf/st.
- Yacimientos Secundarios: Se encuentran las Formaciones Carbonera, Los Cuervos y Catatumbo. Son del Terciario.

El mecanismo de producción inicial del yacimiento fue el empuje por gas en solución, razón por la cual fue necesario recurrir muy pronto a métodos de levantamiento artificial para la recuperación primaria de sus reservas. La presión inicial del yacimiento fue de 2210 psi y antes de la inyección de agua había descendido en algunas partes del yacimiento hasta 500 psi. La recuperación de presión, aunque no ha sido uniforme, ha logrado mantenerse en 2000 psi en promedio.

**Figura 5.** Columna estratigráfica cuenca del catatumbo.



Fuente: ANH Colombia Sedimentary Basins 2007, pag 60.

### 1.3.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE CAMPO TIBÚ

**Tabla 2.** Características de los yacimientos del campo Tibú

Características	Formación Barco	Grupo Uribante
Porosidad Promedio	13 %	4-8 %
Permeabilidad Absoluta Promedio	50 mD	Fracturas
Saturación de Agua Inicial Promedio	30 %	40-50 %
Profundidad Promedio	-4500 ft	-8990 ft
Espesor Total Promedio	500 ft	1000 ft
Espesor Neto Promedio	80 ft	120 ft
Hidrocarburo	Parafínico	Parafínico
Gravedad API	32	42-52
Viscosidad Petroleo a Presión Inicial	1.5 cP	1.9 cP
Relación Gas Petroleo Inicial	450 SCF/STB	7000 SCF/STB
Factor Volumetrico de Petroleo Inicial	1.23 Rb/STB	1.9 Rb/STB
Presión Inicial	2150 psi	4250 psi
Presión de Burbuja	1650 psi	4250 psi
Mecanismo de Producción	Gas en Solución	Gas en Solución
Recuperación Secundaria	Inyección de Agua	- - -

Fuente: Información Campo Tibú - Carta petrolera 2005.ECP

## 2. SISTEMA DE PRODUCCIÓN

<sup>2</sup>El sistema de producción de un pozo básicamente esta conformado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de superficie. El yacimiento como tal es una estructura de origen natural, mientras que la completación, el pozo y las líneas de superficie son infraestructuras realizadas por el hombre.

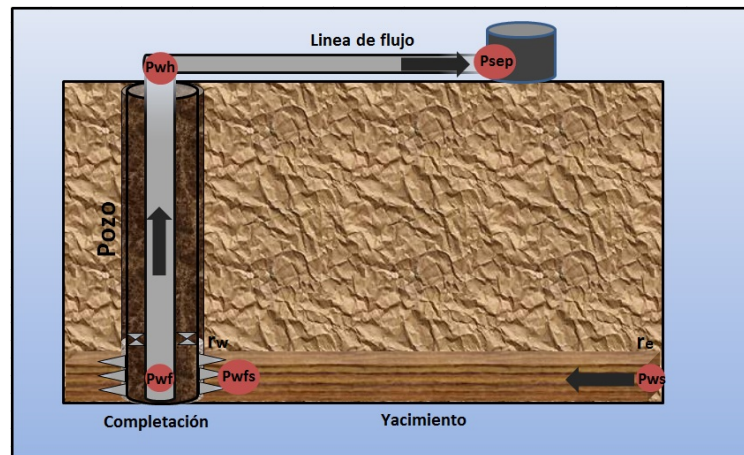
### 2.1 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN

Durante la producción, el fluido proveniente del yacimiento debe realizar un recorrido para poder llegar a superficie. Dicho recorrido comienza en los límites del radio de drenaje del pozo y termina en el separador. La presión inicial con la que el fluido en yacimiento comienza su desplazamiento es la presión estática  $P_{ws}$  y termina en la presión del separador  $P_{sep}$ . En la **figura 6** se muestra el recorrido de los fluidos de yacimiento, donde además se puede observar algunos componentes como: yacimiento, Completación, Pozo, línea de superficie y Separador.

---

<sup>2</sup>MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capítulo 1, El sistema de Producción, 2008.

**Figura 6.** Esquema de producción



Fuente: Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

## RECORRIDO DE LOS FLUIDOS

### Movimiento en el yacimiento

- Los fluidos comienzan su movimiento en las fronteras del radio de drenaje a una distancia  $r_e$  del pozo, en este punto la presión es  $P_{ws}$ , viaja a través del medio poroso hasta la cara de la arena o  $r_w$  donde la presión es  $P_{wfs}$ ; En este trayecto, el fluido pierde energía y la cantidad depende de la capacidad de flujo, que esta dada por la permeabilidad y el espesor de la arena ( $K * h$ ), las restricciones que se encuentren en su paso tales como el daño en la cara del pozo  $S$ , y la resistencia que pueda presentar el fluido  $\mu$ . En este punto es importante tener en cuenta que entre mas grande sea el hoyo mayor capacidad de flujo tendrá.

## **Movimiento en las perforaciones**

- Cuando los fluidos aportados por el yacimiento llegan a la cara del pozo deben atravesar la completación, esta completación depende de las condiciones de la arena que se posean. Si la arena es consolidada, una técnica y si no la mas usada, es completación con hoyo revestido cementado y cañoneado, o empaque con grava en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la perdida de energía se debe a que la formación ha sido triturada y compactada en la cara del pozo y a la longitud de la perforación del cañoneo; En el segundo caso se debe a la poca cara de arena expuesta al flujo. Al atravesar la completación los fluidos llegan al fondo del pozo con una presión  $P_{wf}$ .

## **Movimiento en el Pozo**

- Una vez los fluidos han entrado en el pozo, la perdida de energía se presenta en el momento que el fluido asciende y vence la fuerza de gravedad y la fricción que presenta por el contacto con las paredes de la tubería, la cual depende en gran medida de la rugosidad de la tubería y de la misma  $\mu$  del fluido. Los fluidos llegan luego a la cabeza del pozo con una presión  $P_{wh}$ .

## **Movimiento en lineas de superficie**

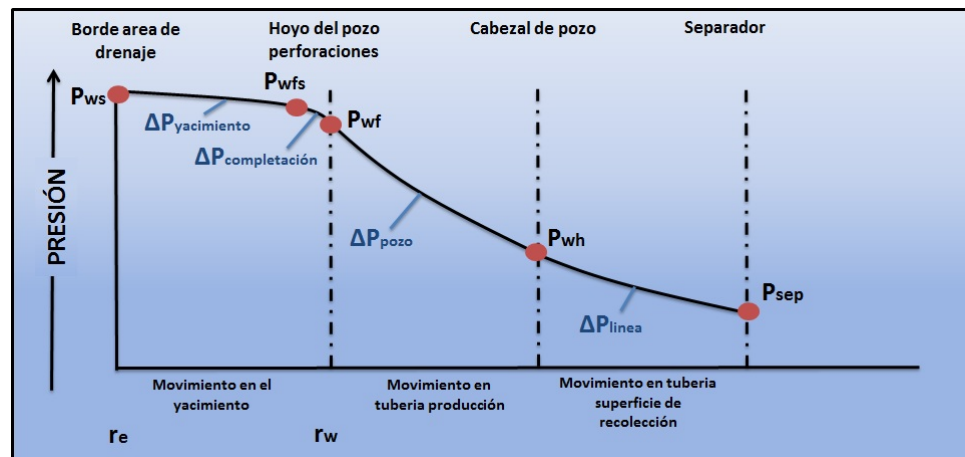
- Luego de salir del pozo, los fluidos son transportados mediante lineas de superficie, donde la perdida de presión se presentará por la interacción con las paredes internas de la tubería, la fricción que se produzca y la topografía que tenga el terreno. Después de este recorrido llegan al separador con una presión  $P_{sep}$ . En esta parte se separa la mayor cantidad del gas del petroleo.

Nota: las pérdidas de presión pueden aumentar dependiendo de la clase de accesorios que se posean en las líneas de flujo, “válvulas, choques, codos, etc.”

## 2.2 CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

La pérdida de energía en forma de presión en cada componente, se debe a las características del fluido y al caudal transportado. A continuación se observa de forma más detallada la caída de presión en cada una de las etapas del movimiento de los fluidos, desde las fronteras del radio de drenaje  $r_e$  hasta el separador en un perfil de presiones.

Figura 7. Perfil de presiones



Fuente: Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

$$P_{ws} - \Delta P_{yacimiento} - \Delta P_{completación} = \Delta P_{pozo} + \Delta P_{linea} + P_{sep} \quad (1)$$

Donde:

- \*  $P_{ws}$ : presión estática del yacimiento.
- \*  $\Delta P_{yacimiento}$ : Caída de presión debido al movimiento de los fluidos en el medio poroso, (*IPR*).
- \*  $\Delta P_{completacion}$ : Caída de presión que depende del tipo de completación que se halla implementado en el pozo, (*SUKAMO*).
- \*  $\Delta P_{pozo}$ : caída de presión en el pozo que depende de las características de la sarta de producción, (*CORRELACIÓN FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL*).
- \*  $\Delta P_{linea}$ : caída de presión en la línea de superficie que depende de las características de la tubería en superficie y la inclinación del terreno, (*CORRELACIÓN FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL*).
- \*  $P_{Separador}$ : Presión de separador.

La capacidad de producción de transporte resulta de un balance entre la cantidad de energía de aporte por el yacimiento, y la energía que demanda las instalaciones para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma total de todas las pérdidas de energía en forma de presión en todos los componentes es igual a a la diferencia entre la presión de entrada al sistema  $P_{ws}$  y la presión final del sistema  $P_{sep}$ .

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_{yacimiento} + \Delta P_{completación} + \Delta P_{pozo} + \Delta P_{linea} \quad (2)$$

## **2.3 FLUJO EN TUBERÍAS Y CAÍDAS DE PRESIÓN**

La mezcla de los fluidos de fondo de pozo es una mezcla de Gas, Aceite y Agua. A medida que los fluidos de yacimiento se transportan desde fondo a superficie, por interacción física con la tubería de producción y la tubería de superficie, tiene pérdidas de energía. Estas pérdidas se deben estimar a fin de conocer según los caudales producidos en batería, en pruebas de producción de pozo, cuanto es el caudal en fondo en la cara del pozo. Las fuentes de estas pérdidas se deben en gran medida a efectos de la gravedad en el pozo, a la fricción en el pozo, la línea de superficie y cambios en la energía cinética.

### **2.3.1. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS**

Debido a que el flujo que se transporta desde fondo de pozo hasta batería es una mezcla compleja, básicamente de 3 fluidos Gas, Aceite y Agua. El fluido que se transporta tiene unas características de densidad y viscosidad multifásica, entre otras. Estimar las pérdidas de energía a través de su paso por la tubería, depende de las propiedades multifásicas, que a su vez dependen de la composición y cantidad de cada uno de los fluidos presentes en la mezcla.

Para el cálculo de las pérdidas de presión en medios multifásicos existen varias correlaciones, ecuaciones empíricas y modelos mecanísticos. La selección de una u otra depende entonces de los rangos de aplicación y las condiciones del sistema. Entre las correlaciones de flujo multifásico que cubren un amplio número de tasas de producción, se encuentran para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns

& Ros, Orkiszewski, Beegs & Brill, Ansari, etc. <sup>3</sup>

<sup>4</sup>Cuando 2 o mas fases fluyen simultáneamente en las tuberías, el comportamiento de los fluidos es mucho mas complejo que en una sola fase. Las fases tienden a separarse por la diferencia de densidades. Los esfuerzos de corte en las paredes de la tubería son diferentes para cada fase, producto de las diferentes densidades y viscosidades. La expansión del gas por ser un fluido muy compresible con la disminución de la presión, hace que su volumen aumente dentro de la linea, como resultado el gas y el liquido no viajan a la misma velocidad dentro de la tubería. Para flujos verticales ascendentes, la baja densidad, mayor compresibilidad y menor viscosidad del gas, hace que esta fase se mueva mas rápido que el liquido, causando un fenómeno conocido como deslizamiento. Por otra parte, si el flujo es descendente el liquido suele moverse mas rápido que el gas.

**CONCEPTOS BÁSICOS FLUJO MULTIFÁSICO** <sup>5</sup>Teniendo en cuenta que el fluido que se transporta por tubería es en si una mezcla, se hace necesario calcular ciertas variables propias del flujo multifásico.

**Hold up:** Se define como la fracción de la sección transversal de la tubería que esta ocupado por el liquido.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de Liquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (3)$$

---

<sup>3</sup>MAGGIOLO. Op. cit.,Capitulo 3.

<sup>4</sup>JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Capítulo 3, Richardson, Texas, 1999.

<sup>5</sup>Ibid.,

La fracción de **Hold up** varia en la medida que varia la cantidad presente en el flujo. Si la fracción de gas aumenta el **Hold up** disminuye. El remanente del segmento de tubería se refiere al **Hold up** de gas y hace referencia al segmento ocupado por el gas.

$$H_g = 1 - H_L \quad (4)$$

**Fracción del liquido sin deslizamiento:** En el caso que el liquido y el gas se muevan a la misma velocidad en la tubería, la fracción de liquido se calcula en condiciones de no deslizamiento mediante la siguiente ecuación.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (5)$$

Donde:

- \*  $q_L$ : Suma de caudal de aceite y agua
- \*  $q_g$ : Caudal de gas
- \*  $V_{sL}$ : Velocidad superficial del liquido
- \*  $V_{sg}$ : Velocidad superficial del liquido

El **Hold up** sin deslizamiento para el gas es definido por:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (6)$$

**Fracción de aceite:** <sup>6</sup> Cuando agua y aceite fluyen simultáneamente en la tubería, con o sin gas, es posible que se genere deslizamiento entre estas dos fases. Este deslizamiento es normalmente pequeño comparado con lo que ocurre entre el líquido y el gas, sin embargo, puede ser de gran importancia cuando la velocidad es baja. Asumiendo que no hay deslizamiento la forma de calcular la fracción de aceite se calcula por :

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (7)$$

Así mismo la fracción de agua se define como:

$$f_w = 1 - f_o \quad (8)$$

**Velocidades:** Solo en algunos casos de alta turbulencia, patrón de flujo de burbuja dispersa y alta velocidad, flujo anular, en cada uno existe una mezcla homogénea donde esencialmente la velocidad es igual. La velocidad superficial es asumida como si solo dicha fase fluyera sola a través de toda el área transversal de la tubería.

- Velocidad superficial del gas:

$$V_{Sg} = \frac{q_g}{A} \quad (9)$$

Donde:

---

<sup>6</sup>JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Capítulo 3, Richardson, Texas, 1999.

A es el área transversal de la tubería

- Velocidad superficial del Líquido:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (10)$$

- Las velocidad real del gas y del líquido se calcularían respectivamente con:

$$V_g = \frac{q_g}{A * H_g} \quad (11)$$

$$V_L = \frac{q_L}{A * H_L} \quad (12)$$

- Las ecuaciones en unidades de campo se convierten en:

Para líquido

$$V_{SL} = \frac{5,615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86400 * A_t} \quad (13)$$

Para Gas

$$V_{Sg} = \frac{(q_L * RGL - q_o * R_s) * B_g}{86400 * A_t} \quad (14)$$

Donde

\*  $V_{SL}$  y  $V_{Sg} = \text{pie}/\text{seg}$

\*  $q_o$  y  $q_w = \text{STB}/D$

\*  $B_o$  y  $B_w = \text{bbl}/\text{STB}$

\*  $A_t = \text{pie}^2$

- Velocidad superficial bifásica:

$$V_m = V_{SL} + V_{Sg} \quad (15)$$

**PROPIEDADES MULTIFÁSICAS** <sup>7</sup>Independientemente si se usa un modelo de *aceite negro* o *composicional*, es posible calcular densidad, viscosidad para cada una de las fases y la tension superficial entre gas-aceite y gas-agua.

**Líquidos:** Se puede estimar la densidad, tension superficial y viscosidad respectivamente del liquido utilizando un promedio ponderado por volumen entre las propiedades del aceite y del agua, asumiendo que no existe deslizamiento entre el agua libre 'en caso que exista' y el aceite.

$$\rho_L = \rho_o * f_o + \rho_w * f_w \quad (16)$$

$$\sigma_L = \sigma_o * f_o + \sigma_w * f_w \quad (17)$$

Donde

$\sigma_o$ : Tensión superficial del aceite.

$\sigma_w$ : Tensión superficial del agua.

$$\mu_L = \mu_o * f_o + \mu_w * f_w \quad (18)$$

**Líquidos y gas:** Aunque numerosas ecuaciones han sido propuestas para estimar las propiedades físicas de una mezcla liquido gas. En general se basan en si hay o no deslizamiento entre las fases, o sea que dependen de si se aplica o no *Hold Up* con deslizamiento o sin deslizamiento:  $H_L$  o  $\lambda_L$  para el calculo de las propiedades.

---

<sup>7</sup>JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Capítulo 3, Richardson, Texas, 1999.

- Viscosidad sin deslizamiento y con deslizamiento respectivamente:

$$\mu_m = \lambda_L * \mu_L + \lambda_g * \mu_g \quad (19)$$

$$\mu_s = H_L * \mu_L + \mu_g * (1 - H_L) \quad (20)$$

- Densidad sin deslizamiento y con deslizamiento respectivamente:

$$\rho_n = \lambda_L * \rho_L + \rho_g * (1 - \lambda_L) \quad (21)$$

$$\rho_s = H_L * \rho_L + \rho_g * (1 - H_L) \quad (22)$$

### 2.3.2. PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA

La determinación del patrón de flujo es de gran importancia ya que las variables de diseño del flujo dependen de el patrón de flujo que se tenga. Este patrón de flujo se presenta dependiendo de la distribución espacial del gas y del liquido en la tubería, esto a su vez le da una configuración determinada.

<sup>8</sup>Shoham en (1982) intento definir un grupo aceptable de patrones de flujo, teniendo en cuenta diferencias en los datos experimentales adquiridos sobre un amplio rango de inclinación, es decir, flujo horizontal, vertical hacia arriba, vertical hacia abajo e inclinado hacia arriba y hacia abajo.

**Patrones de flujo horizontal o cercanos a la horizontal:** Se pueden clasificar como:

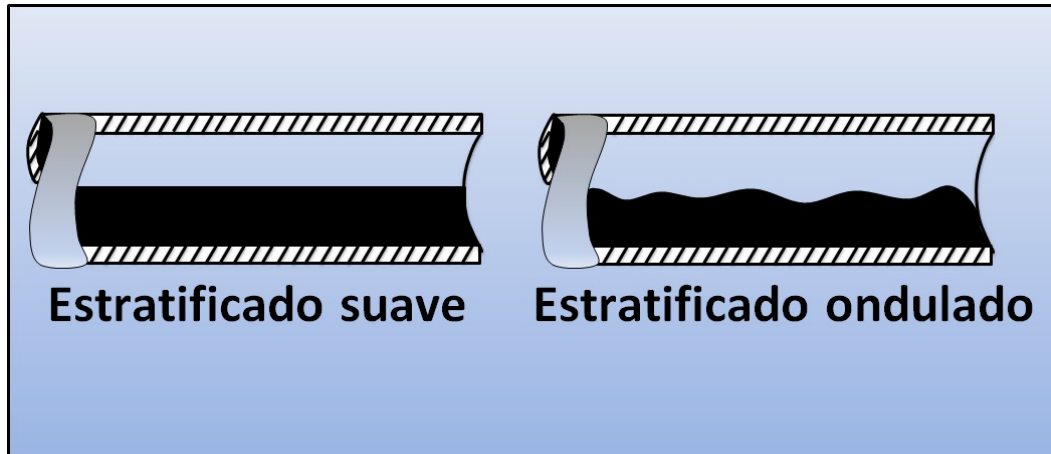
- **Flujo estratificado:** Ocurre en tasas de flujo de gas y liquido relativamente bajas. Las dos fases se separan por la gravedad y la fase liquida fluye por el

---

<sup>8</sup>MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capitulo 3, 2008.

fondo de la tubería mientras la fase gaseosa lo hace por el tope. Se subdivide en *estratificado suave*: donde la interfaz gas-liquido es lisa y *estratificado ondulado*: presente a tasas de gas altas, donde en la interfaz gas-liquido se generan ondas estables.

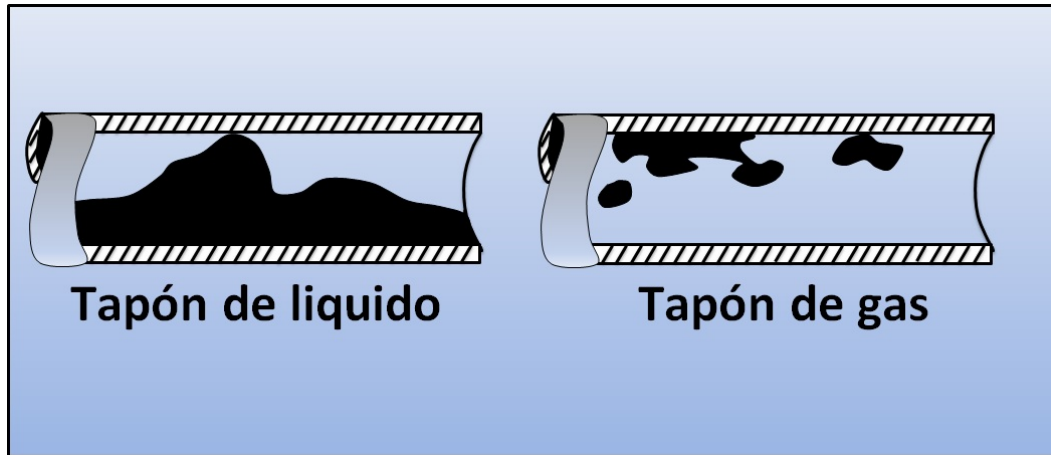
**Figura 8.** Patrones flujo Estratificado



**Fuente:** Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

- **Flujo Intermitente:** Es caracterizado por existir flujo alternado de gas y de líquido. Bloques de líquido que llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas. Existen los tapones de líquido y tapones de gas, sin embargo ya que el comportamiento de flujo entre los dos es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, generalmente ninguna distinción se hace entre ellos.

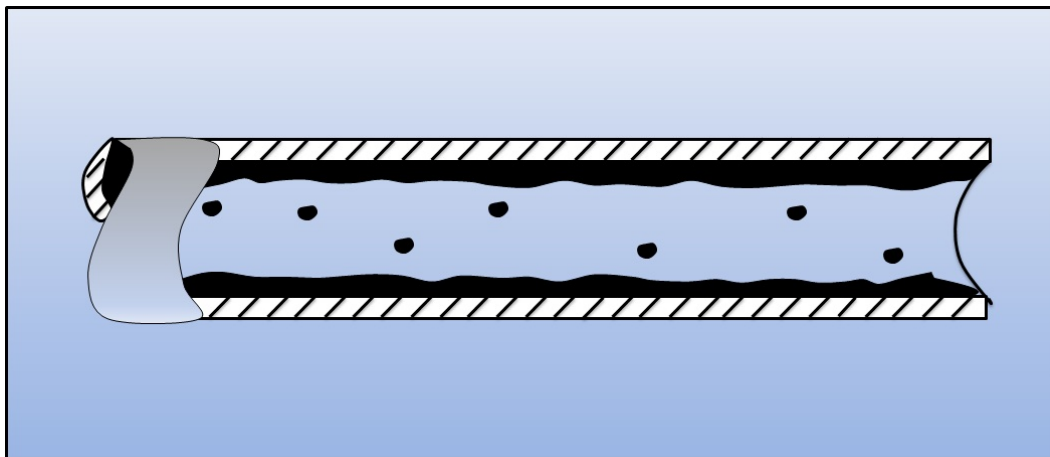
**Figura 9.** Patrones de flujo Intermitente



Fuente: Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

- **Flujo Anular:** Se presenta a tasas de gas muy altas. La fase gaseosa fluye en el centro de la tubería mientras que la fase líquida lo hace a modo de una delgada capa alrededor de la pared interna de la tubería. El flujo gaseoso central puede arrastrar pequeñas gotas de líquido.

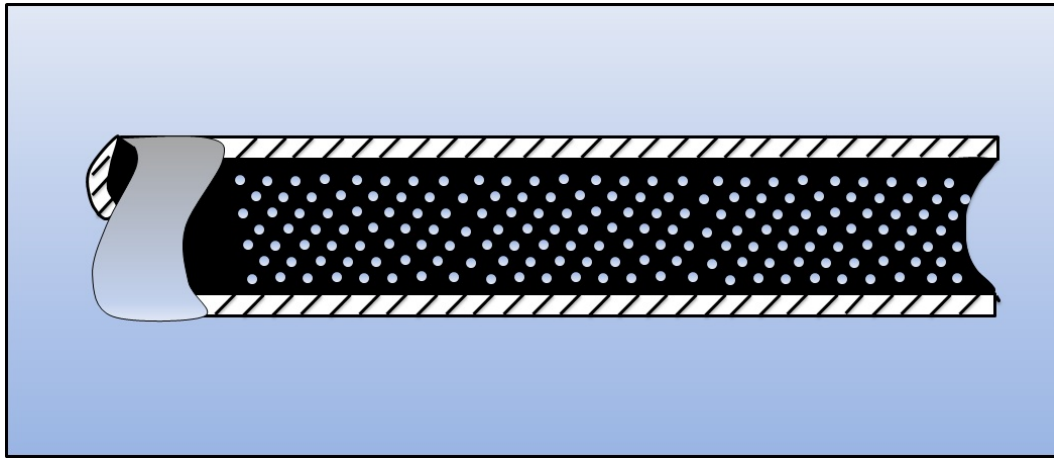
**Figura 10.** Patrones de flujo Anular



Fuente: Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

- **Burbujas dispersas:** Se presenta a altas tasas de liquido, donde la fase continua es el liquido y la gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas, que son arrastradas por la corriente liquida. Debido a que las dos fases se mueven a la misma velocidad, el flujo resultante es un flujo homogéneo, donde no existe deslizamiento entre las fases.

**Figura 11.** Patrón de flujo burbuja

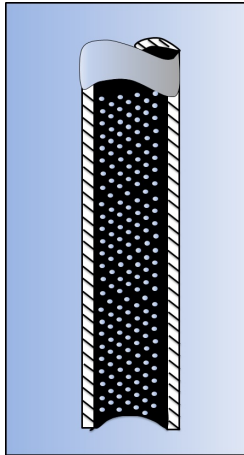


**Fuente:** Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

**Patrones de flujo vertical o muy inclinados:** Se pueden clasificar como:

- **Flujo Burbuja:** Es similar al caso del flujo horizontal, donde pequeñas burbujas se dispersan de forma discreta y casi homogénea a través de la sección transversal de la tubería.

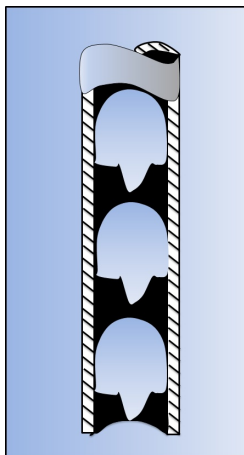
**Figura 12.** Patrón de flujo burbuja vertical



**Fuente:** Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

- **Flujo tapón:** Este perfil de flujo es simétrico alrededor del eje de la tubería donde la mayoría de la fase gaseosa se encuentra localizada en bolsillos de gas en forma de bala con un diámetro casi igual al de la tubería. Son sucesivas burbujas de gas separadas por tapones de líquido.

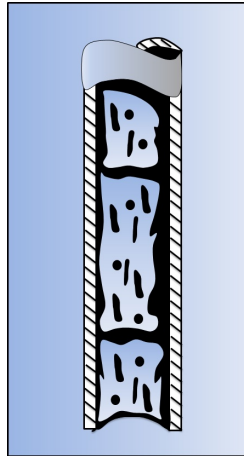
**Figura 13.** Patrón de flujo Tapón



**Fuente:** Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

- **Flujo Transición:** Este patrón de flujo se caracteriza por tener un movimiento oscilatorio, los límites no se encuentran bien definidos entre las fases. Se presenta a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería puede llegar a ser corto y espumoso.

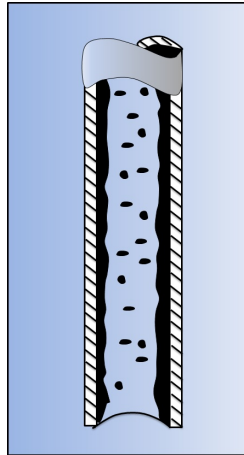
**Figura 14.** Patrón de flujo Transición



**Fuente:** Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

- **Flujo anular neblina:** Debido a la simetría de flujo, el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Se presenta un rápido movimiento del gas en el centro, la interfase líquida se mueve como una película alrededor de la pared de la tubería con una velocidad más baja y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondulada.

**Figura 15.** Patrón de flujo Neblina



**Fuente:** Modificado de ESP OIL, Engineering Consultants, OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

## 2.4 GRADIENTE DE PRESIÓN

El gradiente de presión es una medida de que tanta presión se pierde tras mover un fluido de determinadas características en un tramo de tubería. Esta pérdida también depende de la inclinación que pueda llegar a tener dicha tubería, rugosidad y otros parámetros. Para determinar el  $\frac{\Delta P}{\Delta L}$  es necesario identificar que tipo de flujo se esta moviendo dentro de la tubería. Para el caso de un flujo constituido por agua, aceite y gas; La determinación de esta caída de presión se debe hacer mediante un método que se ajuste al flujo multifásico, ya que son 3 fases las que se mueven. Estos métodos para calcular el gradiente de presión pueden ser:

- Correlaciones empíricas.
- Modelos mecánicos.

Diferentes correlaciones de Flujo Multifásico tienen como punto de partida la ecuación general del gradiente de presión, la cual es:

$$\text{Gradiente Total (psi/ft)} = \frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} * \left( \frac{g * \rho * \text{Sen}\theta}{g_c} + \frac{fm * \rho * V^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) \quad (23)$$

Siendo

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{\text{elev.}} = \frac{g * \rho * \text{Sen}\theta}{144 * g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad (80-90 \%)}.$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{\text{fric.}} = \frac{fm * \rho * V^2}{144(2 * g_c * d)} = \text{gradiente de presión por fricción (5-20 \%)}.$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{\text{acel.}} = \frac{\rho * V^2}{144(2 * g_c * \Delta Z)} = \text{gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración.}$$

La componente de la aceleración es despreciable a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 psi).

Donde:

- \*  $\theta$  = ángulo que forma la dirección del flujo con la horizontal, (0° para flujo horizontal, 90° para flujo vertical).
- \*  $\rho$  = densidad de la mezcla multifásica, lbm/ft<sup>3</sup>.
- \*  $V$  = velocidad de la mezcla multifásica, ft/seg.
- \*  $g$  = aceleración de la gravedad, 32.2 ft/seg<sup>2</sup>.
- \*  $g_c$  = constante para convertir lbm a lbf.
- \*  $fm$  = factor de fricción de Moody, adimensional.
- \*  $d$  = diámetro interno de la tubería, ft.

### 2.4.1. CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MODELOS MECÁNISTICOS

**Correlaciones empíricas** <sup>9</sup>Existen varias correlaciones que pueden ayudar a determinar gradientes de presión. Estas correlaciones empíricas se clasifican en:

**Correlaciones tipo A:** Considera que no existe deslizamiento entre las fases y no establece patrones de flujo. Ejemplo: *Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y fancher & Brown.*

**Correlaciones tipo B:** Consideran que existe deslizamiento entre las fases sin tener en cuenta patrones de flujo. Ejemplo: *Hagedorn & Brown.*

**Correlaciones tipo C:** Consideran que existe deslizamiento entre las fases y tienen en cuenta patrones de flujo. Ejemplo: *Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.*

**Modelos mecánicos:** <sup>10</sup>Muchos de los modelos mecánicos que predicen el comportamiento en tubería de un flujo en 2 fases lo hacen para un mecanismo aislado, por ejemplo: Espesor de película, o la velocidad de ascenso de burbujas de gas en una columna de líquido. Algunos de estos modelos mecánicos son: *Ansa-ri, Hasan & Kabir, HTFS Homogeneous, HTFS Liquid Slip, Olgas 2000, Tulsa.*

Algunos métodos han sido desarrollados exclusivamente para tuberías horizontales y otros son exclusivos para tuberías verticales, sin embargo existen algunos que se pueden usar para tubería horizontal y vertical.

---

<sup>9</sup>MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capítulo 3, 2008.

<sup>10</sup>JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Capítulo 3, Richardson, Texas, 1999.

En la **tabla 3** a continuación, se describen algunos de los métodos y para cual tipo de tubería se puede usar.

**Tabla 3.** Desempeño de algunos modelos para calculo de gradiente de presión.

Modelo	Flujo Horizontal	Flujo Vertical	Holdup de liquido
<i>Aziz, Govier &amp; Fogarasi</i>	No	Si	Si
<i>Baxendell &amp; Thomas</i>	Uso con cuidado	Si	No
<i>Beggs &amp; Brill</i>	Si	Si	Si
<i>Duns &amp; Ros</i>	No	Si	Si
<i>Gregory, Aziz, Mandhane</i>	Si	Uso con cuidado	Si
<i>Hagedorn &amp; Brown</i>	No	Si	Si
<i>HTFS Homogeneous</i>	Si	Si	No
<i>HTFS Liquid Slip</i>	Si	Si	Si
<i>Olgas 2000</i>	Si	Si	Si
<i>Orkisewski</i>	No	Si	Si
<i>Pottman &amp; Carpenter</i>	No	Si	No
<i>Tulsa</i>	No	Si	Si

Fuente: HYSYS Pdf's tutorials

**Descripción método *Beggs & Brill*:** <sup>11</sup>Primer método en predecir el comportamiento de un flujo en todos los ángulos de inclinación. Método desarrollado con tuberías de acrílico con diámetros de 1 a 1,5 pulgadas y con la posibilidad de darle cualquier inclinación, las tasas de aire y agua que fueron los fluidos de trabajo, se disponían de tal manera que se pudiera ver los diferentes patrones de flujo en cada inclinación. En total 584 pruebas se realizaron para llegar a la caracterización del método.

Según los autores el gradiente de presión es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{g}{144 * g_c} * \rho_{tp} * Sen\theta\right) + \left(\frac{f_{tp} * \rho_{ns} * V_m^2}{144 * 2 * g_c * d}\right)}{(1 - EK)} \quad (24)$$

Donde:

<sup>11</sup>JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Capítulo 3, Richardson, Texas, 1999.

$$\rho_{ns} = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L) \quad (25)$$

con  $\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m}$

$$\rho_{tp} = \rho_L * H_{L(\phi)} + \rho_g * (1 - H_{L(\phi)}) \quad (26)$$

Para delimitar los patrones de flujo se determinan los parámetros  $L_1, L_2, L_3$  y  $L_4$

$$L_1 = 316 * \lambda_L^{0,302} \quad (27)$$

$$L_2 = 0,0009252 * \lambda_L^{-2,4684} \quad (28)$$

$$L_3 = 0,10 * \lambda_L^{-1,4516} \quad (29)$$

$$L_4 = 0,5 * \lambda_L^{-6,738} \quad (30)$$

adicionalmente se requiere el Numero de Fraude

$$NFR = \frac{V_m^2}{g * d} \quad (31)$$

Los limites para los patrones de flujo horizontal son :

- Segregado:

$$\lambda_L < 0,01 \text{ y } NFR < L_1 \text{ ó } \lambda_L \geq 0,01 \text{ y } NFR < L_2$$

$$H_{L(0)} = \frac{0,98 * \lambda_L^{0,4846}}{NFR^{0,0868}} \quad (32)$$

Donde  $H_{L(0)}$  es el factor de entrapamiento del liquido para flujo horizontal

- Intermitente:

$$0,01 \leq \lambda_L < 0,4 \text{ y } L_3 < NFR \leq L_1 \text{ ó } \lambda_L \geq 0,4 \text{ y } L_3 < NFR < L_4$$

$$H_{L(0)} = \frac{0,854 * \lambda_L^{0,5351}}{NFR^{0,0173}} \quad (33)$$

- Distribuido:

$$\lambda_L < 0,4 \text{ y } NFR \geq L_1 \text{ ó } \lambda_L \geq 0,4 \text{ y } NFR > L_4$$

$$H_{L(0)} = \frac{1,065 * \lambda_L^{0,5824}}{NFR^{0,0609}} \quad (34)$$

- Transición:

$$\lambda_L \geq 0,01 \text{ y } L_2 \leq NFR \leq L_3$$

$$\text{Siendo: } H_{L(0)} \geq \lambda_L$$

Cuando el flujo cae en el patrón de transición,  $H_{L(0)}$ , debe ser calculado usando las ecuaciones de flujo segregado e intermitente, y luego interpolando se usan los siguientes factores de peso:

$$H_{L(0)_{TRANSICION}} = A * H_{L(0)_{SEGREGADO}} + B * H_{L(0)_{INTERMITENTE}} \quad (35)$$

Donde:

$$A = \frac{L_3 - NFR}{L_3 - L_2} \quad (36)$$

y

$$B = 1 - A \quad (37)$$

Luego,

$$H_{L(\phi)} = H_{L(0)} * \Psi \quad (38)$$

Donde  $\Psi$  es el factor de corrección de  $H_{L(0)}$  por efecto de la inclinación de la tubería.

$$\Psi = 1 + C * [Sen(1,8 * \phi) - 0,333 * Sen^3(1,8 * \phi)] \quad (39)$$

$\phi$  es el ángulo de la tubería respecto a la horizontal. Para tubería vertical hacia arriba  $\phi = 90^\circ$  y,

$$\Psi = 1 + 0,300 * C \quad (40)$$

Donde

$$C = (1 - \lambda_L) * Ln(D * \lambda_L^E * NLV^F * NFR^G) \quad (41)$$

$$NLV = 1,938 * V_{SL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{0,25} \quad (42)$$

Los valores de estas constantes D, E, F y G dependen del patrón de flujo y la dirección del flujo.

**Tabla 4.** Valores de constantes para flujo hacia arriba

Patrón	D	E	F	G
<b>Segregado</b>	0.011	-3.768	3.539	-1.614
<b>Intermitente</b>	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
<b>Distribuido</b>	No se corrige C=0			

Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capitulo 3, 2008

**Tabla 5.** Valores de constantes para flujo hacia abajo

Patrón	D	E	F	G
<b>Cualquier</b>	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056
Con la restricción que $C \geq 0$				

Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capitulo 3, 2008

El cálculo del factor de fricción bifásico,  $f_{tp}$ :

$$f_{tp} = f_{ns} * e^S \quad (43)$$

$$f_{ns} = \left[ 2 * \text{Log} \left( \frac{N_{Re}}{4,5223 * \text{Log}(N_{Re}) - 3,8215} \right) \right]^{-2} \quad (44)$$

Donde:

$$N_{Re} = \frac{1488 * V_m * d + \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \quad (45)$$

$$\mu_{ns} = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * (1 - \lambda_L) \quad (46)$$

y

$$S = \frac{X}{-0,0523 + 3,182 * X - 0,8725 * X^2 + 0,1853 * X^4} \quad (47)$$

Con:

$$X = \text{Ln}(Y) \quad (48)$$

$$Y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(0)}]^2} \quad (49)$$

Si  $1 < Y < 1,2$

$$S = \text{Ln}(2,2 * Y - 1,2) \quad (50)$$

El gradiente de presión total sera:

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left( \frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{elev.} + \left( \frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{fric.}}{(1 - EK)} \quad (51)$$

y

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{elev.} = \left( \frac{g}{144 * g_c} * \rho_{tp} * \text{Sen}\theta \right) \quad (52)$$

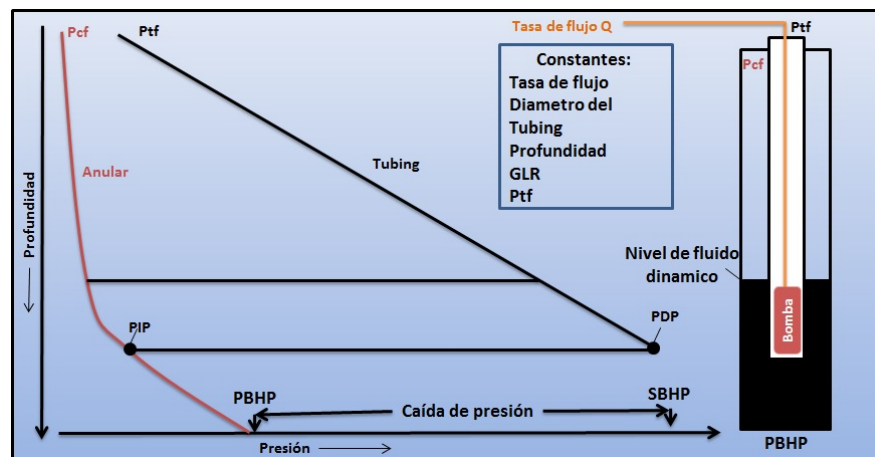
$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{fric.} = \left( \frac{f_{tp} * \rho_{ns} * V_m^2}{144 * 2 * g_c * d} \right) \quad (53)$$

$$EK = \frac{\rho_{tp} * V_m * V_{sg}}{144 * g_c * P} \quad (54)$$

## 2.4.2. CAÍDAS DE PRESIÓN PARA POZOS ASISTIDOS POR BOMBEO MECÁNICO

<sup>12</sup>En un pozo asistido por bombeo mecánico, las únicas características no comunes son la ausencia de empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del casing. Por esta razón se generan dos trayectorias desde fondo de pozo, una por el espacio anular entre la sarta de producción "Tubing", donde los fluidos alcanzan un nivel dinámico y sobre el cual existe una columna de gas y la otra trayectoria es dentro del Tubing, donde los fluidos son levantados hasta la superficie por la bomba de subsuelo. Puesto que las dos trayectorias de flujo están conectadas en el fondo, la presión ejercida en el fondo por cada subsistema deben ser iguales. El sistema se muestra en la gráfica a continuación y el punto de equivalencia es la entrada a la bomba (PIP).

Figura 16. Pozo asistido con bombeo mecánico



Fuente: Modificado de Ticlla, Juan Et al. Uso de análisis nodal para optimización de la producción por Bombeo Mecánico en campos maduros. Universidad de Texas: Austin, 2005.

<sup>12</sup>Ticlla, Juan et al. Uso de análisis nodal para optimización de la producción por Bombeo Mecánico en campos maduros. Universidad de Texas: Austin, 2005.

Los fluidos comienzan su recorrido con una presión **SBHP** o presión estática, tras su recorrido en el medio poroso, llegan a la cara del pozo donde poseen una presión **PBHP** o presión de fondo de pozo en producción. Posteriormente, continúan su desplazamiento y pierden presión hasta llegar a la entrada de la bomba con una presión **PIP**. En este punto es donde toma la trayectoria por el anular, donde las pérdidas de presión marcan un perfil como se ilustra en la **figura 16** pasando de esta presión **PIP** hasta la presión de cabeza **Pcf**, o toman el camino del Tubing, ingresando a la bomba donde esta aumentara la presión, la cual sera igual a **PDP** que es la presión de descarga de la bomba y donde las pérdidas de presión tras el movimiento dentro de la tubería marca una tendencia lineal hasta llegar a la presión de cabeza **Ptf**.

Las pérdidas de presión en un pozo que es asistido por bombeo mecánico establece la siguiente ecuaciones físico-matemática. Considerando como nodo la posición al ingreso de la bomba, y el pozo sujeto a flujo bifásico de petróleo y gas.

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf} \quad (55)$$

Donde

- \*  $P_{wh}$ : Presión en el cabezal del pozo (psi).
- \*  $\Delta P_{ft}$ : Caída total de presión por fricción, varillas y tubería, (psi).
- \*  $F_o$ : Carga de fluido, (Lbs).
- \*  $A_p$ : Sección transversal del pistón (in<sup>2</sup>).

## 2.5 COMPORTAMIENTO DE POZOS

El comportamiento de un pozo varia dependiendo del tipo de fluido que este maneje. Los pozos pueden ser pozos productores o pozos inyectores. Los pozos productores pueden ser a su vez de *aceite, gas, agua* o una *mezcla multifásica* de estas tres. Por otra parte, un pozo inyector puede ser de *agua, gas...* dependiendo del método de recobro que se este usando en el campo.

### 2.5.1. POZOS PRODUCTORES IPR

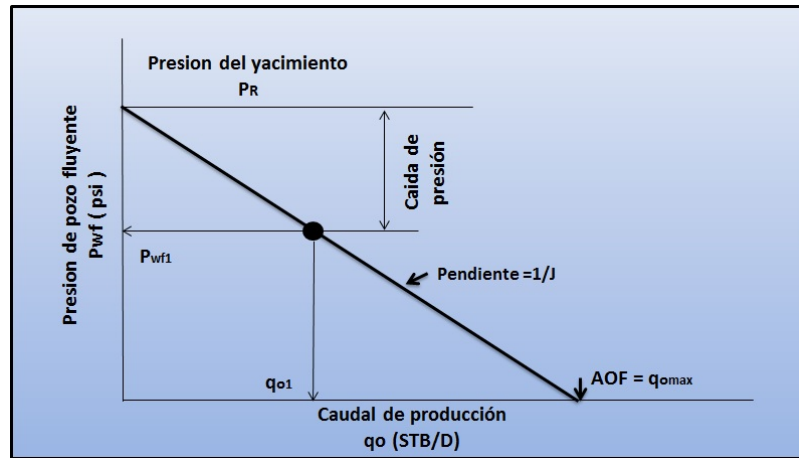
<sup>13</sup>El desarrollo de un sensor de presión de fondo en 1920 permitió la practica de medir simultáneamente la presión en fondo y la producción en superficie. La razón obvia de esta prueba es determinar, que caudal de producción se alcanzaría si se disponía de cierta contra presión en cabeza. Desde los primeros días de estas pruebas de pozo, muchos esfuerzos se dieron para hallar una forma simple, que mediante, una ecuación se expresara la relación entre el caudal de superficie y la presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$ , sobre rangos de condiciones habituales o practicas de producción. El *IPR* habitualmente hace referencia a la relación que existe entre el caudal de aceite en superficie y la  $P_{wf}$ . La presión de fondo fluyendo usada en el *IPR* es usualmente localizada a la profundidad en medio de los perforados. Sin embargo el uso mas simple y común de la ecuación de *IPR* es una linea como se muestra a en la **figura 17** a continuación, que establece el caudal como una relación directamente proporcional a la caída de presión del yacimiento; *AOF* es el caudal máximo o caudal que se alcanzaría si no existiera restricción alguna en el fondo

---

<sup>13</sup>Goal, Michael, et al. Well Performances. 2 Ed. Trondheim, Norway:Tapir, 1996. p 29

$P_{wf} = 0$ , aunque operacionalmente no se pueda llegar a este valor, es comúnmente usado para medir el potencial de varios pozos en el mismo campo.

Figura 17. IPR



Fuente: Modificado de Goal michle. well performances

La constante de proporcionalidad es llamada *Índice de productividad*,  $J$ , definida como la razón de caudal con la cual cae la presión en el yacimiento. El *IPR* lineal se puede derivar de usando la ley de Darcy y ciertas suposiciones simplificadas de las propiedades de la roca y fluido. Las observaciones en campo muestran concluyentemente que funciona bien para pozos de aceite subsaturado y pozos de agua. La ecuación esta definida como:

$$q_o = J(P_R - P_{wf}) \quad (56)$$

Donde

- \*  $P_R$ : Presión promedio volumetrica del yacimiento (psi)
- \*  $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo (psi)

\*  $J$ : Índice de productividad (STB/psi)

\*  $q_o$ : Caudal de aceite ( STB)

El índice de productividad es un concepto muy usado en la industria, dentro de este se combinan todas las propiedades de la roca y fluido, así como las consideraciones geométricas del pozo. Al agrupar estas propiedades en una única constante se hace innecesario considerar cada una de forma individual, haciendo la ecuación mas simple en su uso.

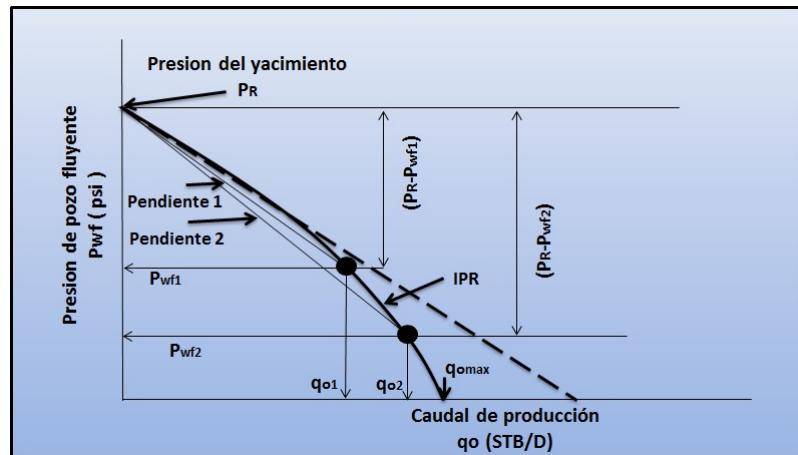
Es importante para realizar el concepto de **IPR** estable y **J** constante en particular, asumir la condición de estado pseudoestable (*pss*). *En pocas palabras, (pss) representa la condición cuando el volumen de drenaje completo de un pozo contribuye a la producción*<sup>14</sup>. Para alcanzar dicho estado pseudoestable es necesario cierto tiempo. Sin embargo, en formaciones con alta permeabilidad, el estado pseudoestable se alcanza casi instantáneamente, mientras que en formaciones de baja permeabilidad, el estado pseudoestable puede que no se alcance en años.

Una limitación del método del IPR lineal, es asumir que el aceite es subsaturado y que es ligeramente compresible y esto obviamente no aplica para pozos de gas o pozos de aceite saturado los cuales incrementan su producción de gas. El efecto de la compresibilidad del gas y flujo en bifásico en el **IPR** fue observado en 1920 y 1930 durante pruebas en campo. En lugar de aumentar linealmente la tasa de producción con la caída de presión, se observó que se requería una caída mas grande que la estimada linealmente para alcanzar un incremento en la tasa de producción. En términos de productividad, **J** decrece con el aumento de la caída de presión, en la **figura 18** se puede observar la continua variación de **J** con la caída de presión.

---

<sup>14</sup>Goal, Michael, et al. Well Performances. 2 Ed. Trondheim, Norway:Tapir, 1996. p 33

**Figura 18. IPR Bifásico**



Fuente: Modificado de Goal michle. well performances

Se puede observar que  $J$  no es representado por la recta tangente a la curva de caudal vs presión, pero se define como:

$$J = \frac{q_o}{(p_R - p_{wf})} \quad (57)$$

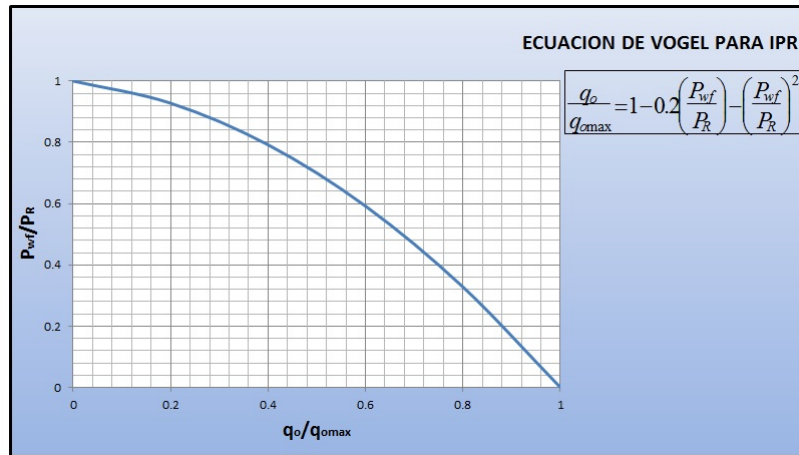
Varias ecuaciones han sido sugeridas para representar la variación del  $IPR$  no lineal, resultado por el gas y el flujo en 2 fases. Un método tradicional usado para describir este comportamiento en pozos de aceite saturado es usar la ecuación de Vogel (1968) definida como:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (58)$$

Donde  $q_{omax}$  es la máxima tasa de aceite ( $AOF$ ) cuando la presión  $P_{wf} = 0$ . La ecuación de Vogel es la mejor aproximación que se ajusta a un gran numero de comportamiento de pozo. La **figura 19** muestra una gráfica cartesiana de la

ecuación de Vogel y aunque no hay verificaciones en campo dadas por Vogel, el método si resulta fácil de usar.

**Figura 19.** IPR Ecuación de Vogel



Fuente: Modificado de Goal michle. well performances

<sup>15</sup>Ahora, si se tiene en cuenta que:

$$q_{o,max} = \left( \frac{1}{1,8} \right) \left( \frac{k_o h P_R}{141,2 B_o \mu_o [\ln(0,472 r_e / r_w) + S]} \right) \quad (59)$$

donde

$$J = \left( \frac{k_o h}{141,2 B_o \mu_o [\ln(0,472 r_e / r_w) + S]} \right) \quad (60)$$

entonces se puede considerar la expresión para un caudal a cualquier  $P_{wf}$  como:

$$q_o = \left( \frac{J * P_R}{1,8} \right) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \quad (61)$$

Para hallar el valor de  $J$  entonces:

<sup>15</sup>ECONOMIDES, Michael J. Petroleum Production System. New Jersey, USA: Prentice Hall, Inc. 1994. Pg 52

$$J = \frac{1,8q_o}{P_R \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]} \quad (62)$$

Donde

- \*  $J$ : Índice de productividad (STB/psi)
- \*  $q_o$ : Caudal de aceite de la prueba de producción ( STB)
- \*  $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo de la prueba (psi)
- \*  $P_R$ : Presión promedio volumetrica del yacimiento (psi)

### 2.5.2. METODO DE SUKAMO

En el calculo del potencial de influencia de un pozo productor, se suele dar poca relevancia al efecto que produce la técnica del completamiento. El completamiento es la forma como se realiza la conexión entre la formación y el pozo, los fluidos entonces al moverse del yacimiento al pozo, tendrán cierta caída de presión, que dependerá del tipo de completamiento que se halla usado. Cuando un pozo es completado mediante un cañoneo, este genera ciertas restricciones, que pueden variar la forma de como se mueven los fluidos dentro de estas aperturas en comparación, por ejemplo, de un completamiento a hoyo abierto.

**Completamiento hoyo abierto** <sup>16</sup>Son completamientos donde existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones altamente consolidadas y naturalmente fracturadas.

<sup>16</sup>MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capitulo 3, 2008.

**Completamiento cañoneo convencional** <sup>17</sup>Son completamientos donde se perfora o cañonea la tubería de revestimiento *Casing*, el cemento y la formación productora para crear un canal de comunicación entre el yacimiento y el pozo, normalmente se usa en formaciones consolidadas.

**Método Pudjo Sukamo** <sup>18</sup>En la estimación del *IPR*, la mayoría de las ecuaciones no toma en cuenta el efecto de los perforados en el completamiento del pozo, *Pudjo Sukamo* y colaboradores, desarrollaron un método donde se puede hacer una mejor estimación del aporte de un pozo de aceite con empuje por gas disuelto, teniendo en cuenta la técnica de perforación *sobre-balance* o *bajo-balance* y geometría de los perforados en un pozo con completamiento por cañoneo convencional.

El desarrollo del modelo se realizó dentro de una gran ventana de valores en las propiedades de yacimiento, técnicas y tamaños de perforados y obteniendo una correlación entre el flujo de aceite y la presión de fondo fluyente teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

- Daño en la zona alrededor del pozo, no considerado.
- Flujo en estado estable e isotérmico.
- Flujo perpendicular a lo largo de los perforados
- Gas y Aceite fluyen simultáneamente en el perforado.
- El caudal que fluye por cada perforado es el mismo y es igual al caudal total dividido entre el número de perforados.

---

<sup>17</sup>MAGGILO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, Capítulo 3, 2008.

<sup>18</sup>Sukamo, P. et al.: "Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir", SPE 29312, Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Kuala Lumpur, Mar 1995.

- La presión afuera del límite del área triturada es constante.
- La permeabilidad relativa en la zona triturada, es una función de la saturación, es la misma permeabilidad relativa de la formación.
- El efecto de la gravedad y de la presión capilar es despreciable.

Luego de hacer un gran número de combinaciones de propiedades y basados en los resultados de los cálculos, pudieron concluir que:

- Para densidades de tiros por pie mayores a 12 la caída de presión en los perforados llega a ser despreciable y el completamiento tiene un comportamiento muy similar al completamiento con hoyo abierto.
- Para longitudes de perforados entre el rango de 3.03 - 12.33 pulgadas (*in*) el efecto del largo de los perforados es despreciable.

Finalmente la ecuación, a la cual da lugar y que se puede usar con los datos de una prueba de presión y producción, y permite trazar el *IPR* de una forma similar al procedimiento que se hace cuando se usa la ecuación de *IPR* de Vogel es:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (63)$$

Donde

- \*  $a_0, a_1$  y  $a_2$  Son constantes que dependen del radio del perforado, cantidad de perforados y la técnica de perforación.
- \*  $Q_{max}$ : Es el caudal máximo de producción sin perforados.
- \*  $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo.

\*  $P_r$ : Presión de yacimiento.

**Tabla 6.** Constantes “a” para ecuación de Sukamo Perforación sobre-balanceada.

Radio perforado (in)	Densidad de perforados	$a_0$	$a_1$	$a_2$
>0.30	16	0.91995	0.08072	-0.97117
	12	0.90482	0.08881	-0.96534
	8	0.87333	0.10715	-0.98364
	4	0.77503	0.12529	-0.87781
	2	0.61710	0.26632	-0.86983
≤0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283
	12	0.79505	0.14935	-0.91988
	8	0.73507	0.11547	-0.82687
	4	0.57857	0.09956	-0.65332
	2	0.33247	0.20784	-0.52487

**Fuente:**Sukamo, P. et al.:Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir, SPE 29312, Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Kuala Lumpur, Mar 1995.

**Tabla 7.** Constantes “a” para ecuación de Sukamo Perforación sub-balanceada.

Radio perforado (in)	Densidad de perforados	$a_0$	$a_1$	$a_2$
≥0.190	16	0.95146	0.06546	-0.98175
	12	0.93806	0.05464	-0.95875
	8	0.92006	0.05473	-0.94102
>0.30	4	0.91196	0.07855	-0.95974
	2	0.85540	0.06302	-0.88678
≤0.30	4	0.79507	0.15189	-0.91899
	2	0.64374	0.22082	-0.83782

**Fuente:**Sukamo, P. et al.:Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir, SPE 29312, Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Kuala Lumpur, Mar 1995.

### 2.5.3. POZOS INYECTORES INDICE DE INYECTIVIDAD

<sup>19</sup> Se usa en pozos durante la recuperación secundaria o mantenimiento de la presión. Se define como la razón del caudal de inyección en barriles por día al exceso de presión por encima de la presión del yacimiento que causa dicho caudal de inyección. La ecuación que la define es:

<sup>19</sup>B.C CRAFT and M.F HAWKINS .Applied Petroleum Reservoir Engineering. New Jersey : Prentice Hall PTR, Englewood Cliffs. 1991.p 247

$$I = \frac{Q_{Wsc}}{P_{wf} - P_{ws}} \quad (64)$$

Donde

- \*  $Q_{Wsc}$ : Caudal de inyección (Bl/s)
- \*  $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo.
- \*  $P_r$ : Presión de yacimiento.

## 2.6 COMPORTAMIENTO POZOS DEL PILOTO HAT

### 2.6.1. POZOS PRODUCTORES DEL PILOTO HAT

El cambio en el índice de productividad **IPR** de un pozo, tras una intervención en un pozo productor, puede tomarse como un indicador de el beneficio o daño que tiene dicha intervención (en este caso, la estimulación realizada con la tecnología hidroacústica H.A.T).

Puesto que la información de caudales de fluido están dados en superficie, se hace necesario usar una ecuación multifásica para poder saber cual es el caudal de aceite en fondo, y de esta forma poder desarrollar las curvas **IPR** para el comportamiento PRE y POS Estimulación. Según las condiciones que se poseen en cuanto a fluido y características de flujo, la ecuación multifásica que se determino para implementar y de esta forma encontrar el valor del caudal en fondo es la ecuación de **Beggs & Brill**, las características como se observaron en una sección anterior, es que esta ecuación permite trabajar con flujo multifásico en tubería

horizontal, vertical y tienen en cuenta patrones de flujo y no existe el deslizamiento entre las fases.

A continuación se presentan los datos Pre-Estimulación.

**Tabla 8.** Datos propiedades de fluidos T-379 Pre-Estimulación H.AT.

<b>Aceite</b>			
$Q_o$ (STB/D)	$B_o$ (bbl/STB)	$\mu_o$ (cp)	$\gamma_o$
33	1.2377	1.58	0.8654
<b>Agua</b>			
$Q_w$ (STB/D)	$B_w$ (bbl/STB)	$\mu_w$ (cp)	$\gamma_w$
12	1.0196	0.44	1.0021
<b>Gas</b>			
$Q_g$ (SCF/D)	$B_g$ (ft <sup>3</sup> /SCF)	$\mu_g$ (cp)	$\gamma_g$
8000	0.015	0.013	0.9600
<b>TUBERÍA Tramo Horizontal</b>			
Longitud (ft)	10018.9	Di (in)	3.284
<b>TUBERÍA Tramo Vertical</b>			
Longitud (ft)	4570	Di (in)	2.441
<b>Datos adicionales</b>			
Presión Separador (psi)	Presión en cabeza (psi)	Pwf (psi)	
30	110	82.3	

**Fuente:**Loas Autores. Departamento de producción campo Tibú, Ecopetrol S.A.

Para realizar el calculo de perdidas de presión en el tramo horizontal, se utilizan las ecuaciones de la numero 3 a la 19. En la **tabla 9** se presenta el numero de la ecuación implementada, la variable encontrada y su valor para este caso.

**Tabla 9.** Ecuaciones variables y valores pre uso Beggs and Brill Tramo horizontal Pre-Estimulación H.A.T.

Ecuación	Variable	Valor
$\pi * [(d_{in}/12)^2]/4$	Area ( $ft^2$ )	0.05882117
$(Q_o * B_o) + (Q_w * B_w)$	ql ( $bbl/D$ )	53.0793
# 9	$V_{Sg}$ ( $pie/seg$ )	0.02361
# 10	$V_{SL}$ ( $pie/seg$ )	0.05864
# 15	$V_m$ ( $pie/seg$ )	0.08225
# 5	$\lambda_L$	0.71295
# 7	$f_o$	0.769
# 8	$f_w$	0.231
$\gamma_o * 62,33$	$\rho_o$ ( $lbm/pie^3$ )	53.9431
$\gamma_w * 62,33$	$\rho_w$ ( $lbm/pie^3$ )	62.462
$\gamma_g * 0,07367$	$\rho_g$ ( $lbm/pie^3$ )	0.07072
# 16	$\rho_L$ ( $lbm/pie^3$ )	55.9068
# 18	$\mu_L$ ( $cp$ )	1.3172
# 19	$\mu_m$ ( $cp$ )	0.9521
$37,5 - 0,2571 * API$	$\sigma_L$ ( $dinas/cm$ )	22.718

Fuente: Los autores

Para hallar el  $\Delta P$  teniendo en cuenta que la caída de presión sobre la línea horizontal es de 40 ( $psi$ ), se procede a calcular la caída de presión, mediante el gradiente de presión calculado por el método de **Beggs & Brill**, el método fue descrito en la sección 2.4.1 y consta de las ecuaciones 24 a la 54. Los resultados de cada ecuación se encuentran consignados en la **tabla 10**.

**Tabla 10.** Ecuaciones variables y valores Beggs and Brill Tramo Horizontal Pre-Estimulación H.A.T.

Ecuación	Variable	Valor
# 26	$\rho_{ns} (lbm/ptc^3)$	39,87882
# 28	$L1$	285,30557
# 29	$L2$	0,00213
# 30	$L3$	0,16342
# 31	$L4$	4,88735
	$NFR$	0,00077
Perfil de flujo Segregado		
	$H_L(0)$	1,55005
	$NLV$	0,14235
	$C$	0,41338
39	$\Psi$	1,00986
	$H_L(\phi)$	1,56535
# 46	$\mu_{ns} (cp)$	0,95211
	$N_{Re}$	1402,98074
	$Y$	0,29673
	$X$	-1,21493
	$S$	0,23519
	$\rho_{tp} (lbm/ptc^3)$	87,47344
	$f_{ns}$	0,05512
	$f_{tp}$	0,06974
	$(\Delta P/\Delta H)_{elev.}$	0,00805
	$(\Delta P/\Delta H)_{fric.}$	$7,42*10^{-6}$
	$EK$	$4,24*10^{-8}$
	$(\Delta P/\Delta H)_T$	0,00806

Fuente: Los autores

Con el valor del gradiente de presión y teniendo en cuenta la longitud de la tubería horizontal, se encuentra que la caída de presión en esta línea sería de 80,8 *psi* valor muy aproximado al valor de la caída real en la línea de 80 *psi* según los datos suministrados.

Posterior a corroborar las caídas de presión en la línea horizontal y teniendo las propiedades multifásicas en cabeza se procede a encontrar las caídas de presión en el tramo vertical realizando el mismo procedimiento de **Beggs & Brill** partiendo de los siguientes datos

**Tabla 11.** Variables y valores pre uso Beggs and Brill Tramo Vertical Pre-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
Area ( $ft^2$ )	0.0324985
ql ( $bbl/D$ )	53.0793
qg ( $bbl/D$ )	120
$V_{Sg}$ ( $pie/seg$ )	0.04274
$V_{SL}$ ( $pie/seg$ )	0.10614
$V_m$ ( $pie/seg$ )	0.14888
$\lambda_L$	0.71295
$f_o$	0.769
$f_w$	0.231
$\rho_o$ ( $lbm/pie^3$ )	53.9431
$\rho_w$ ( $lbm/pie^3$ )	62.462
$\rho_g$ ( $lbm/pie^3$ )	0.07072
$\rho_L$ ( $lbm/pie^3$ )	55.9068
$\mu_L$ ( $cp$ )	1.3172
$\mu_m$ ( $cp$ )	0.9521
$\sigma_L$ ( $dinas/cm$ )	22.718

Fuente: Los autores

**Tabla 12.** Variables y valores Beggs and Brill Tramo Vertical Pre-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$\rho_{ns}$ ( $lbm/pie^3$ )	39,87882
$L1$	285,30557
$L2$	0,00213
$L3$	0,16342
$L4$	4,88735
$NFR$	0,00339
Intermitente	
$H_L(0)$	0,78625
$NLV$	0,25765
$C$	0,29633
$\Psi$	1,08890
$H_L(\phi)$	0,85615
$\mu_{ns}$ ( $cp$ )	0,95211
$N_{Re}$	1887,50051
$Y$	1,15327
$X$	0,14260
$S$	0,29057
$\rho_{tp}$ ( $lbm/pie^3$ )	47,87490
$f_{ns}$	0,05006
$f_{tp}$	0,06694
$(\Delta P/\Delta H)_{elev.}$	0,33246
$(\Delta P/\Delta H)_{fric.}$	$3,14*10^{-5}$
$EK$	$7,61*10^{-8}$
$(\Delta P/\Delta H)_T$	0,3324

Fuente: Los autores

Con el valor del gradiente de presión y teniendo en cuenta la longitud de la tubería en el tramo vertical, se halla una caída de presión que es igual a 1519,50psi.

Este valor se puede hallar por el método descrito en la sección 2.4.2, que indica un método para calcular caídas de presión cuando un pozo es asistido por bombeo mecánico. Para este fin se debe contar con la siguiente información.

**Tabla 13.** Datos Pre-Estimulación H.A.T. para calculo de caída de presión en tubería de pozos asistidos por bombeo mecánico

Variable	Valor
<i>Carga del fluido (lbm)</i>	6106
<i>Pwf (psi)</i>	82.3
<i>Pwh (psi)</i>	110
<i>DiTub (in)</i>	2.25
<i>Area del piston ft<sup>2</sup></i>	3.9761

Fuente: Base de datos Echometer, Departamento de producción Campo Tibú. Ecopetrol S.A

Aplicando la ecuación 55 el delta de presión es 1508 *psi*. Al comparar este valor con el metodo de **Beggs & Brill** se puede observar que los valores son muy parecidos, lo cual indica que el valor a sido casi corroborado. A continuación, se calcula el potencial de aceite en fondo, aplicando la ecuación general del gradiente de presión, teniendo en cuenta las propiedades multifásicas calculadas y el delta de presión, se calcula el caudal de fluido en fondo.

**Tabla 14.** Valores ecuación general de gradiente de presión Pre-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$\Delta P$ (psi)	1520
<i>ftp</i>	0.067
<i>Di (in)</i>	2.441
$\mu$ cp	0.638
$\rho_{tp}$ (lb/ft <sup>3</sup> )	47.875
$\rho_{ns}$ (lb/ft <sup>3</sup> )	39.879
<i>Longitud<sub>tuberia</sub> ft</i>	4570
<i>g (ft/seg)</i>	32.174

Fuente: Los autores

Ahora teniendo en cuenta los valores de la **tabla 15**, se hallan los barriles de aceite en fondo:

**Tabla 15.** Propiedades fluido PVT para balance de masa calculo Pre-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$GOR (SCF/STB)$	242
$RS (SCF/STB)$	210
$B_o (bbl/STB)$	1.135
$B_w (bbl/STB)$	1.0196
$WOR (STB/STB)$	0.36
$B_g (ft^3/SCF)$	0.015

Fuente:Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

El potencial de Aceite del pozo en fondo es  $37,4 STB$  a una  $P_{wf} = 82,3 psi$ , para poder obtener toda la curva IPR se aplica el método de Vogel. Método previamente descrito en la sección 2.5.1.

Partiendo de los siguientes valores y teniendo en cuenta, que la presión estática en el yacimiento es  $864 (psi)$  y esta por debajo de la presión de punto de burbuja que es  $P_b = 1510 (psi)$ . Se aplica la ecuación 62.

**Tabla 16.** Datos prueba producción para calculo IPR con ecuación de Vogel Pre-Estimulación H.A.T.

$P_{wf} (psi)$	$P_R (psi)$	$q_o (STB)$
82.3	864	37.4

Fuente:Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

Para estas condiciones el valor del indice de productividad  $J = 0,079995 (STB/psi)$ . Ahora se aplica la ecuación 61 para hallar la curva IPR. los datos se muestran en la **tabla 17**.

**Tabla 17.** Datos calculo IPR Pre-Estimulacion H.A.T. con ecuación de Vogel

$P_{wf}$ (psi)	$Q_o$ (STB)
864	0.00
800	4.95
750	8.58
700	12.01
650	15.23
600	18.25
550	21.06
500	23.67
450	26.07
400	28.26
350	30.25
300	32.03
250	33.60
200	34.97
150	36.14
100	37.10
50	37.85
0	38.40

**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

Sukamo por otra parte, al proponer su método previamente descrito en la sección 2.5.2, hace una corrección a estos valores ya que tiene en cuenta la densidad de los perforados en el completamiento. Al aplicar el método de Sukamo, los resultados para el IPR son:

**Tabla 18.** Datos prueba producción para calculo IPR Pre-Estimulación H.A.T. con Método de Sukamo

$P_{wf}$ (psi)	864
$P_{wf}$ (psi)	82.3
$Q_o$ (STB)	37.4
Densidad de perforados (SPF)	4
Radio del perforado (Rp) inches	0.34
Perforación sobre-balanceada? (Y or N)	Y

**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 19.** Datos Constantes calculo IPR Pre-Estimulación H.A.T. Método de Sukamo

$P_{wf}/P_r$	0.09525
Ao	0.77503
A1	0.12529
A2	-0.87781
$Q_o^{max}$ (STB)	47.99

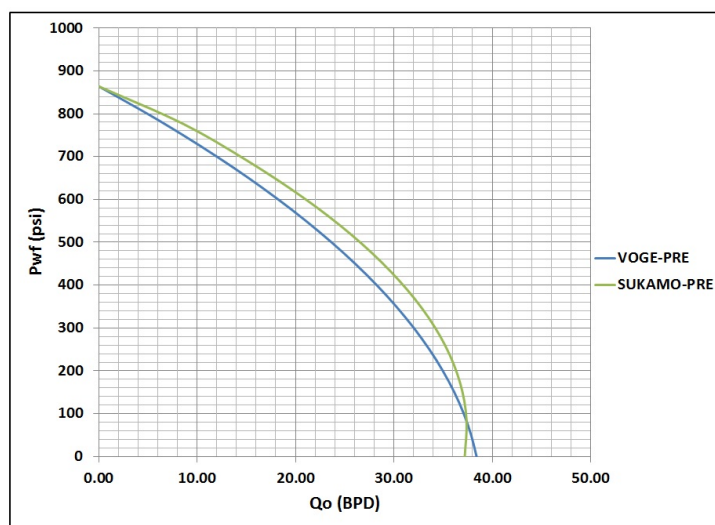
Fuente: Los Autores

**Tabla 20.** Datos calculo IPR Pre-Estimulación H.A.T. con Método de Sukamo

$P_{wf}$ (psi)	$Q_o$ (STB)
864	0.00
777.6	8.48
691.2	15.04
604.8	20.76
518.4	25.64
432	29.67
345.6	32.86
259.2	35.21
172.8	36.71
86.4	37.38
0	37.20

Fuente: Los Autores

**Figura 20.** IPR T-379 Pre-Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Para hallar el potencial Pos-Estimulación H.A.T. se realizan los mismos pazos del caso anterior. A continuación se presentan los datos Pos-Estimulación H.A.T.

**Tabla 21.** Datos propiedades de fluidos T-379 Pos-Estimulación H.AT.

<b>Aceite</b>			
$Q_o$ (STB/D)	$B_o$ (bbl/STB)	$\mu_o$ (cp)	$\gamma_o$
41	1.2377	1.58	0.8654
<b>Agua</b>			
$Q_w$ (STB/D)	$B_w$ (bbl/STB)	$\mu_w$ (cp)	$\gamma_w$
30	1.0196	0.44	1.0021
<b>Gas</b>			
$Q_g$ (SCF/D)	$B_g$ (ft <sup>3</sup> /SCF)	$\mu_g$ (cp)	$\gamma_g$
4000	0.015	0.013	0.9600
<b>TUBERÍA Tramo Horizontal</b>			
Longitud (ft)	10018.9	Di (in)	3.284
<b>TUBERÍA Tramo Vertical</b>			
Longitud (ft)	4570	Di (in)	2.441
<b>Datos adicionales</b>			
Presión Separador (psi)	Presión en cabeza (psi)	Pwf (psi)	
30	120	119.7	

Fuente:Loas Autores. Departamento de producción campo Tibú, Ecopetrol S.A.

**Tabla 22.** Variables y valores pre uso Beggs and brill Tramo horizontal Pos-Estimulación H.A.T.

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Area (ft <sup>2</sup> )	0.05882117
ql (bbl/D)	81.3337
$V_{Sg}$ (pie/seg)	0.01181
$V_{SL}$ (pie/seg)	0.08986
$V_m$ (pie/seg)	0.10167
$\lambda_L$	0.88388
$f_o$	0.624
$f_w$	0.376
$\rho_o$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	53.9431
$\rho_w$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	62.462
$\rho_g$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	0.07072
$\rho_L$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	57.1468
$\mu_L$ (cp)	1.15127
$\mu_m$ (cp)	1.03058
$\sigma_L$ (dinas/cm)	22.718

Fuente:Los autores

**Tabla 23.** Variables y valores Beggs and Brill Tramo Horizontal Pos-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$\rho_{ns}$ ( $lbm/pt^3$ )	50,51896
$L1$	304,43688
$L2$	0,00125
$L3$	0,11962
$L4$	1,14864
$NFR$	0,00117
Perfil de flujo Segregado	
$H_L(0)$	1,65807
$NLV$	0,21932
$C$	0,17142
$\Psi$	1,00986
$H_L(\phi)$	1,00409
$\mu_{ns}$ ( $cp$ )	1,03058
$N_{Re}$	2029,45652
$Y$	0,32150
$X$	-1,13475
$S$	0,23861
$\rho_{tp}$ ( $lbm/pt^3$ )	95,09421
$f_{ns}$	0,04892
$f_{tp}$	0,0621
$(\Delta P/\Delta H)_{elev.}$	0,00876
$(\Delta P/\Delta H)_{fric.}$	$1,27*10^{-5}$
$EK$	$2,85*10^{-8}$
$(\Delta P/\Delta H)_T$	0,00877

Fuente: Los autores

Caída de presión total en el tramo Horizontal 87,9 ( $psi$ ), valor muy aproximado a la caída en la línea de 90 ( $psi$ ) según los datos suministrados.

**Tabla 24.** Variables y valores pre uso Beggs and Brill Tramo Vertical Pos-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
Area ( $ft^2$ )	0.0324985
$q_l$ ( $bbl/D$ )	81.3337
$q_g$ ( $bbl/D$ )	60
$V_{Sg}$ ( $pie/seg$ )	0.02137
$V_{SL}$ ( $pie/seg$ )	0.16265
$V_m$ ( $pie/seg$ )	0.18401
$\lambda_L$	0.88388
$f_o$	0.62392
$f_w$	0.37608
$\rho_o$ ( $lbm/pt^3$ )	53.9430
$\rho_w$ ( $lbm/pt^3$ )	62.462
$\rho_g$ ( $lbm/pt^3$ )	0.07072
$\rho_L$ ( $lbm/pt^3$ )	57.1467
$\mu_L$ ( $cp$ )	1.1513
$\mu_m$ ( $cp$ )	1.0301
$\sigma_L$ ( $dinas/cm$ )	22.718

Fuente: Los autores

**Tabla 25.** Variables y valores Beggs and Brill Tramo Vertical Pos-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$\rho_{ns}$ ( $lbm/pt^3$ )	50,51896
$L1$	304,43688
$L2$	0,00125
$L3$	0,11962
$L4$	1,14864
$NFR$	0,00517
Perfil de flujo Segregado	
$H_L(0)$	0,87563
$NLV$	0,39697
$C$	0,10985
$\Psi$	1,03295
$H_L(\phi)$	0,90449
$\mu_{ns}$ ( $cp$ )	1,03058
$N_{Re}$	2730,32987
$Y$	1,15278
$X$	0,14217
$S$	0,28976
$\rho_{tp}$ ( $lbm/pt^3$ )	51,6956
$f_{ns}$	0,04461
$f_{tp}$	0,05960
$(\Delta P/\Delta H)_{elev.}$	0,359
$(\Delta P/\Delta H)_{fric.}$	$5,41 \cdot 10^{-5}$
$EK$	$5,08 \cdot 10^{-8}$
$(\Delta P/\Delta H)_T$	0,3591

Fuente: Los autores

Con el valor del gradiente de presión y teniendo en cuenta la longitud de la tubería en el tramo vertical, se halla una caída de presión de 1640,9 ( $psi$ ).

**Tabla 26.** Datos Pos-Estimulación H.A.T. para calculo de caída de presión en tubería de pozos asistidos por bombeo mecánico

Variable	Valor
Carga del fluido ( $lbm$ )	6691
$P_{wf}$ ( $psi$ )	119.7
$P_{wh}$ ( $psi$ )	120
$Di_{Tub}$ ( $in$ )	2.25
Area del piston $ft^2$	3.9761

Fuente: Base de datos Echometer, Departamento de producción Campo Tibú. Ecopetrol S.A

El valor de la caída de presión por este método es 1682,5 ( $psi$ ), comparado con el valor previamente calculado por Beggs & Brill. 1641 ( $psi$ ), son valores muy cercanos.

**Tabla 27.** Valores ecuación general de gradiente de presión Pos-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$\Delta P$ (psi)	1641
$ftp$	0.0596
$Di$ (in)	2.441
$\mu$ cp	0.638
$\rho_{tp}$ (lb/ft <sup>3</sup> )	51.696
$\rho_{ns}$ (lb/ft <sup>3</sup> )	50.519
Longitud <sub>tuberia</sub> ft	4570
$g$ (ft/seg)	32.174

Fuente: Los autores

**Tabla 28.** Propiedades fluido PVT para balance de masa calculo Pos-Estimulación H.A.T.

Variable	Valor
$GOR$ (SCF/STB)	220
$RS$ (SCF/STB)	210
$Bo$ (bbl/STB)	1.135
$Bw$ (bbl/STB)	1.0196
$WOR$ (STB/STB)	0.73
$Bg$ (ft <sup>3</sup> /SCF)	0.015

Fuente: Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

El potencial de Aceite del pozo en fondo es 45,3 STB a una  $P_{wf} = 119,7$  psi.

**Tabla 29.** Datos prueba producción para calculo IPR con ecuación de Vogel Pos-Estimulación H.A.T.

$P_{wf}$ (psi)	$P_R$ (psi)	$q_o$ (STB)
119.7	864	45.3

Fuente: Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

Para estas condiciones el valor del indice de productividad  $J = 0,098653$  (STB/psi).

**Tabla 30.** Datos calculo IPR Pos-Estimulacion H.A.T. con ecuación de Vogel

$P_{wf}$ (psi)	$Q_o$ (STB)
864	0.00
800	6.11
750	10.59
700	14.81
650	18.79
600	22.51
550	25.97
500	29.19
450	32.14
400	34.85
350	37.30
300	39.50
250	41.44
200	43.13
150	44.57
100	45.75
50	46.68
0	47.35

**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 31.** Datos prueba producción para calculo IPR Pos-Estimulación H.A.T. con Método de Sukamo

$P_{wf}$ (psi)	864
$P_{wf}$ (psi)	119.7
$Q_o$ (STB)	45.3
Densidad de perforados (SPF)	4
Radio del perforado (Rp) inches	0.34
Perforación sobre-balanceada ? (Y or N)	Y

**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 32.** Datos Constantes calculo IPR Pos-Estimulación H.A.T. Método de Sukamo

$P_{wf}/P_r$	0.13854
Ao	0.77503
A1	0.12529
A2	-0.87781
$Q_{o,max}$ (STB)	58.43

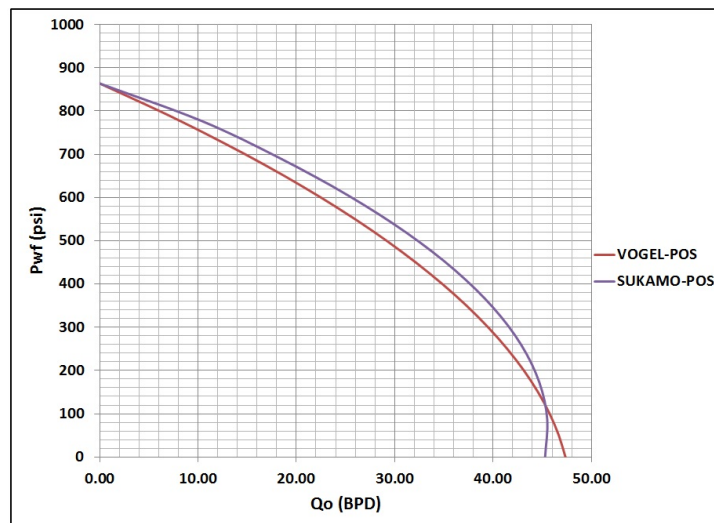
**Fuente:** Los Autores

**Tabla 33.** Datos calculo IPR Pos-Estimulacion H.A.T. con Método de Sukamo

$P_{wf}$ (psi)	$Q_o$ (STB)
864	0.00
777.6	10.33
691.2	18.32
604.8	25.28
518.4	31.21
432	36.12
345.6	40.01
259.2	42.86
172.8	44.70
86.4	45.50
0	45.28

Fuente: Los Autores

**Figura 21.** IPR T-379 Pos-Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

## 2.6.2. POZOS INYECTORES DEL PILOTO HAT

El cambio en el índice de inyectividad **IIR** de un pozo, tras una intervención, puede tomarse como un indicador de el beneficio o daño que tiene dicha intervención (en este caso, la estimulación realizada con la tecnología hidroacústica H.A.T).

Puesto que la información de caudales de fluido están dados en cabeza de pozo, se hace necesario usar una ecuación para conocer la presión en fondo, y de esta forma poder desarrollar las curvas IIR para el comportamiento Pre y Pos Estimulación. Según las condiciones que se poseen en cuanto a fluido, este calculo se realizara mediante la ecuación de perdidas de presión para flujo monofásico.

A continuación se presentan los datos T-18 Pre-Estimulación H.AT.

**Tabla 34.** Datos propiedades de fluidos T-18 Pre-Estimulación H.AT.

$q_{iny\text{promd}} (STB)$	25
$Ph (psi)$	2700
$Longitud_{Tub} (ft)$	4503
$ID (in)$	2.441
$\rho_w (lbm/ft^3)$	62.462
$\mu_w (cp)$	0.47
$\xi$	0.0015

Fuente: Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

La velocidad promedio en la tubería es:

$$v = \frac{q_w (STB) * 5,615 (ft^3/STB)}{\frac{\pi}{4} \left( \frac{Di (in)}{12} \right)^2 * 86400 (bbl/STB)} \quad (65)$$

$$v = \frac{25 (STB) * 5,615 (ft^3/STB)}{\frac{\pi}{4} \left( \frac{2,441 (in)}{12} \right)^2 * 86400 (bbl/STB)} = 0,05 ft/seg$$

Se obtiene el numero de Reynolds para identificar el régimen de flujo:

$$N_{Re} = \frac{\rho_w \text{ (lbm/ft}^3\text{)} * v \text{ (ft/seg)} * \left(\frac{Di \text{ (in)}}{12}\right)}{\frac{\mu_w \text{ (cp)}}{1488}} \quad (66)$$

$$N_{Re} = \frac{62,462 \text{ (lbm/ft}^3\text{)} * 0,05 \text{ (ft/seg)} * \left(\frac{2,441 \text{ (in)}}{12}\right)}{\frac{0,47 \text{ (cp)}}{1488}} = 2011,3$$

Debido a que el valor de  $N_{Re} \approx 2000$  el flujo es laminar, el factor de fricción  $f$  se calcula con:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (67)$$

$$f = \frac{64}{2011,3} = 0,0318$$

Teniendo en cuenta que se desprecian los valores de caídas de presión por efecto de la aceleración o energía cinética, debido a que no existe fase compresible a baja presión. La ecuación de gradiente total de presión es:

$$\frac{d_p}{d_L} = \left(\frac{-6 * f * \rho_w * v^2}{Di * g}\right)_{fricc} - \left(\frac{\rho_w * g[\text{sen}(\theta)]}{g}\right)_{elev} \quad (68)$$

$$\frac{d_p}{d_L} = \left(\frac{-6 * 0,0318 * 62,462 * 0,05^2}{2,441 * 32,2}\right)_{fricc} - \left(\frac{62,462 * 32,2[\text{sen}(-90)]}{32,2}\right)_{elev}$$

$$\frac{d_p}{d_L} = 62,46 \text{ (psf/ft)} = \frac{62,46}{144} \text{ (psi/ft)}$$

$$\Delta P = 0,4338 \text{ (psi/ft)} * 4503 \text{ ft} = 1953,4 \text{ psi}$$

$$P_{wfi} = Ph + \Delta P = 2700 + 1953,4 = 4653,4 \text{ psi}$$

Las condiciones de inyección Pre-Estimulación H.A.T. en fondo son entonces:

**Tabla 35.** Datos Inyección de agua T-18 Pre-Estimulación H.AT.

$q_{inyeccion} \text{ (STB)}$	25
$P_{wfi} \text{ (psi)}$	4653.4
$P_r \text{ (psi)}$	680

**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

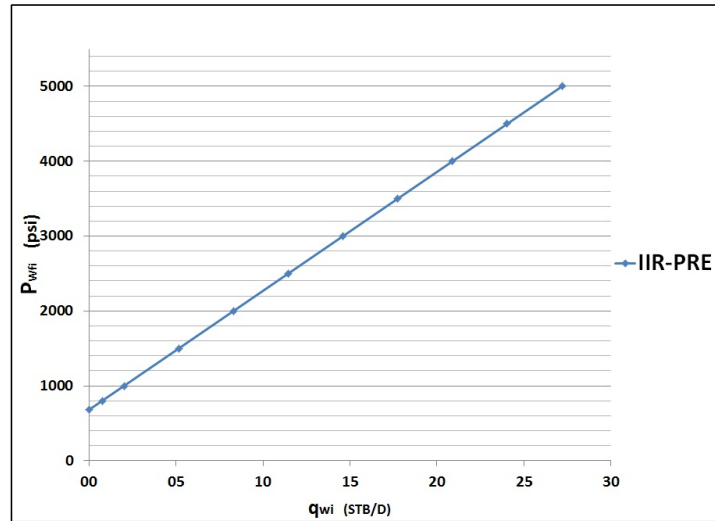
Aplicando la ecuación 64 se encuentra el valor para la Pre- Estimulación HAT y se realiza la curva de Inyectividad.

**Tabla 36.** Datos IIR Inyección de agua T-18 Pre-Estimulación H.AT.

$I \text{ (STB/psi)}$	0.006292
$P_{wfi} \text{ (psi)}$	$q_{wi} \text{ (STB/D)}$
680	0.0
800	0.8
1000	2.0
1500	5.2
2000	8.3
2500	11.5
3000	14.6
3500	17.7
4000	20.9
4500	24.0
5000	27.2

**Fuente:** Los Autores.

**Figura 22.** IIR T-18 Pre-Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

A continuación se presentan los datos T-18 Pos-Estimulación H.AT.

**Tabla 37.** Datos propiedades de fluidos T-18 Pos-Estimulación H.AT.

$q_{inypromd}$ (STB)	1080
$P_h$ (psi)	650
$Longitud_{Tub}$ (ft)	4503
$ID$ (in)	2.441
$\rho_w$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	62.462
$\mu_w$ (cp)	0.47
$\xi$	0.0015

Fuente: Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

La velocidad promedio en la tubería es:

$$v = \frac{1080 \text{ (STB)} * 5,615 \text{ (ft}^3\text{/STB)}}{\frac{\pi}{4} \left( \frac{2,441 \text{ (in)}}{12} \right)^2 * 86400 \text{ (bbl/STB)}} = 2,16 \text{ ft/seg}$$

Se obtiene el numero de Reynolds para identificar el régimen de flujo:

$$N_{Re} = \frac{62,462 \text{ (lbm/ft}^3\text{)} * 2,16 \text{ (ft/seg)} * \left(\frac{2,441 \text{ (in)}}{12}\right)}{\frac{0,47 \text{ (cp)}}{1488}} = 8,689 * 10^4$$

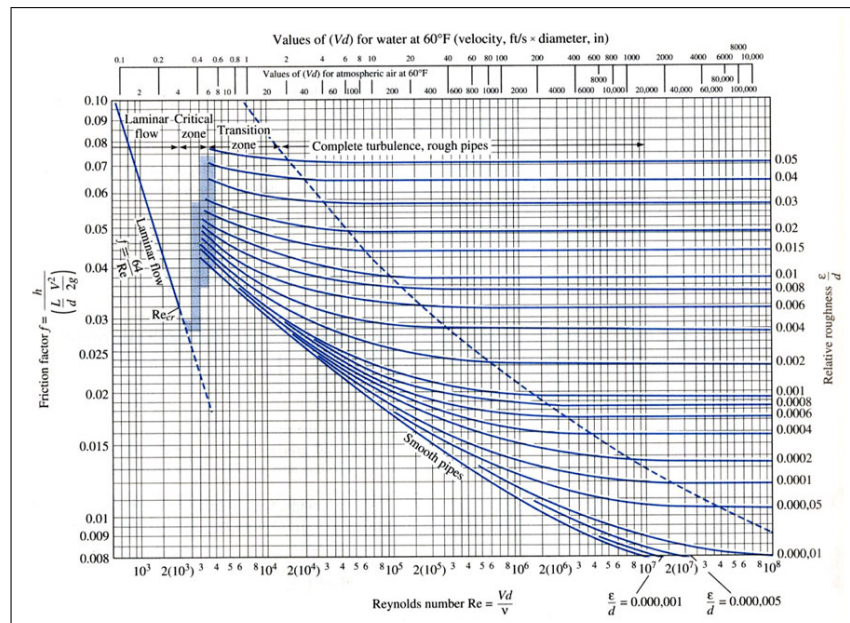
Debido a que el valor de  $N_{Re} > 2000$  el flujo es turbulento. La rugosidad relativa de la tubería es

$$\frac{\xi}{Di \text{ (in)}} \tag{69}$$

$$\frac{0,0015}{2,441 \text{ (in)}} = 0,000614$$

El factor de fricción  $f$  se calcula mediante el diagrama de **Moody**

**Figura 23.** Diagrama de Moody



Fuente: Modificado de JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Capítulo 2, Richardson, Texas, 1999.

Del diagrama de **Moody** el factor de fricción  $f = 0,034$

$$\frac{d_p}{d_L} = \left( \frac{-6 * 0,034 * 62,462 * 2,16^2}{2,441 * 32,2} \right)_{fricc} - \left( \frac{62,462 * 32,2[\text{sen}(-90)]}{32,2} \right)_{elev}$$

$$\frac{d_p}{d_L} = 61,71 \text{ (psf/ft)} = \frac{61,71}{144} \text{ (psi/ft)}$$

$$\Delta P = 0,4285 \text{ (psi/ft)} * 4503 \text{ ft} = 1929,5 \text{ psi}$$

$$P_{wfi} = Ph + \Delta P = 650 + 1929,5 = 2579,5 \text{ psi}$$

Las condiciones de inyección Pos-Estimulación H.A.T. en fondo son entonces:

**Tabla 38.** Datos Inyección de agua T-18 Pos-Estimulación H.AT.

$q_{inyeccion} \text{ (STB)}$	1080
$P_{wfi} \text{ (psi)}$	2579.5
$P_r \text{ (psi)}$	680

Fuente: Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

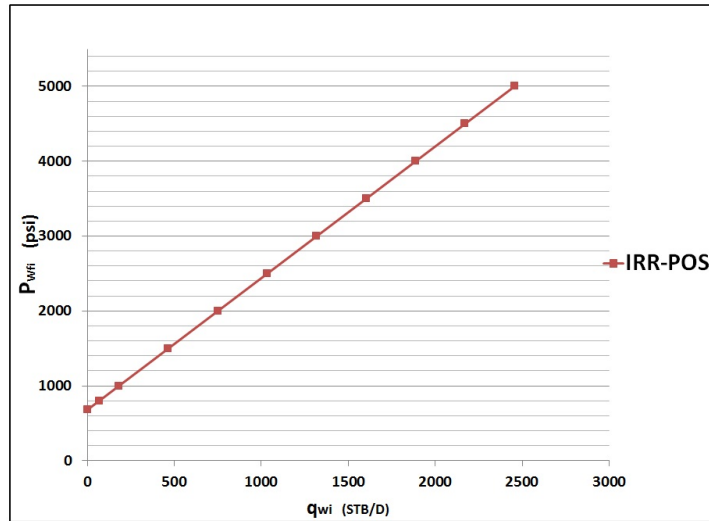
Aplicando la ecuación 64 se encuentra el valor para la Pos- Estimulación HAT y se realiza la curva de Inyectividad.

**Tabla 39.** Datos IIR Inyección de agua T-18 Pos-Estimulación H.AT.

$I \text{ (STB/psi)}$	0.568560
$P_{wfi} \text{ (psi)}$	$q_{wi} \text{ (STB/D)}$
680	0.0
800	68.2
1000	181.9
1500	466.2
2000	750.5
2500	1034.8
3000	1319.1
3500	1603.4
4000	1887.7
4500	2171.9
5000	2456.2

Fuente: Los Autores.

**Figura 24.** IIR T-18 Pre-Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Teniendo en cuenta la el procedimiento anterior, se realizan los mismos pazos y cálculos para las condiciones del pozo inyector T-256 y a continuación se presentan los resultados

**Tabla 40.** Datos propiedades de fluidos T-256 Pre-Estimulación H.AT.

$q_{inypromd}$ (STB)	240
$P_h$ (psi)	2790
$Longitud_{Tub}$ (ft)	4590
$ID$ (in)	2.441
$\rho_w$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	62.462
$\mu_w$ (cp)	0.47
$\xi$	0.0015

Fuente: Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 41.** Cálculos delta de presión T-256 Pre-Estimulación H.AT.

$v$	$N_{Re}$	Regimen	rugosidad relat.
0.48	19306	Turbulento	0.007374
$f$ Moody	$dp/dL$ (psi/ft)	$\Delta P$	$P_{wf_i}$
0.038	0.4335	1989.6	4779.6

Fuente: Los Autores

**Tabla 42.** Datos Inyección de agua T-256 Pre-Estimulación H.AT.

$q_{inyeccion} (STB)$	240
$P_{wfi} (psi)$	4779.6
$P_r (psi)$	900

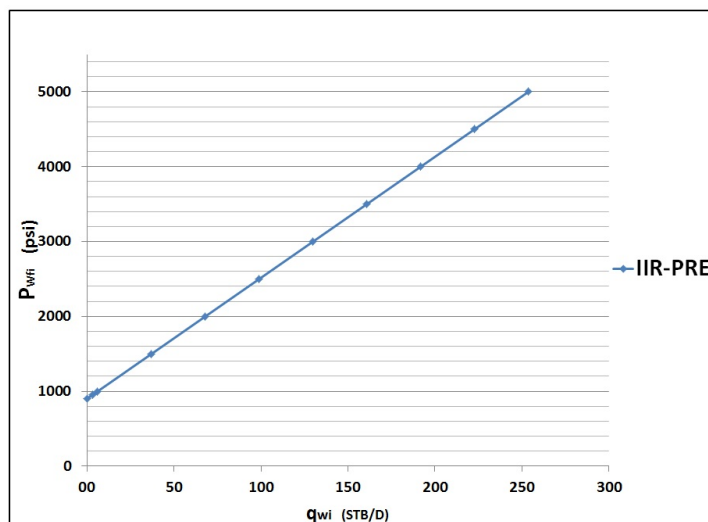
Fuente: Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 43.** Datos IIR Inyección de agua T-256 Pre-Estimulación H.AT.

$I (STB/psi)$	0.061861
$P_{wfi} (psi)$	$q_{wi} (STB/D)$
900	0.0
950	3.1
1000	6.2
1500	37.1
2000	68.0
2500	99.0
3000	129.9
3500	160.8
4000	191.8
4500	222.7
5000	253.6

Fuente: Los Autores.

**Figura 25.** IIR T-256 Pre-Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

A continuación se presentan los datos T-256 Pos-Estimulación H.AT.

**Tabla 44.** Datos propiedades de fluidos T-256 Pos-Estimulación H.AT.

$q_{inypromd}$ (STB)	540
$Ph$ (psi)	2430
$Longitud_{Tub}$ (ft)	4590
$ID$ (in)	2.441
$\rho_w$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	62.462
$\mu_w$ (cp)	0.47
$\xi$	0.0015

**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 45.** Cálculos delta de presión T-256 Pos-Estimulación H.AT.

$v$	$N_{Re}$	<i>Regimen</i>	<i>rugosidad relat.</i>
1.08	43438	<i>Turbulento</i>	0.007374
$f$ Moody	$dp/dL$ (psi/ft)	$\Delta P$	$P_{wfi}$
0.036	0.4324	1984.6	4414.6

**Fuente:** Los Autores

**Tabla 46.** Datos Inyección de agua T-256 Pos-Estimulación H.AT.

$q_{inyeccion}$ (STB)	540
$P_{wfi}$ (psi)	4414.6
$P_r$ (psi)	900

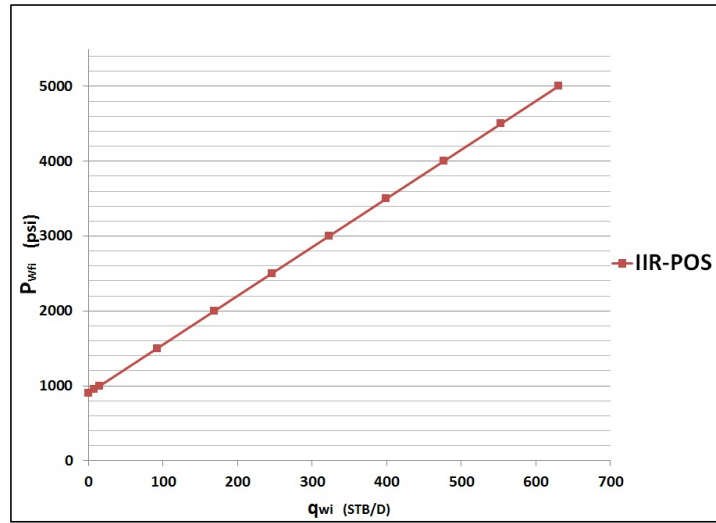
**Fuente:** Los Autores, Departamento de producción, Campo Tibú. Ecopetrol S.A.

**Tabla 47.** Datos IIR Inyección de agua T-256 Pos-Estimulación H.AT.

$I$ (STB/psi)	0.153645
$P_{wfi}$ (psi)	$q_{wi}$ (STB/D)
900	0.0
950	7.7
1000	15.4
1500	92.2
2000	169.0
2500	245.8
3000	322.7
3500	399.5
4000	476.3
4500	553.1
5000	629.9

**Fuente:** Los Autores.

**Figura 26.** IIR T-256 Pos-Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

### 3. TECNOLOGÍA HIDROACUSTICA H.A.T

<sup>20</sup>En el siglo 19, algunos dueños de empresas que operaban los pozos de petróleo en los EE.UU. para sus trabajos realizaban excavaciones en las cuales se colocaba pólvora cerca a los pozos, después de las explosiones las tasas de flujo eran a menudo más grandes. Posteriormente investigadores estudiaron la influencia de las vibraciones sísmicas en los yacimientos de petróleo producidas por terremotos, que tenían influencia sobre la producción de yacimientos de gas y petróleo, ya que esta estimulación natural provocaba un cambio de presión en el mismo, luego de analizar el comportamiento de los campos inmediatamente después de producido el sismo, por ejemplo, en California en el año 1952 donde después del terremoto se evidenció un aumento de diez veces la presión de los pozos que producían en flujo natural, la cual se mantuvo durante dos semanas. En el campo Novogroznensky durante los terremotos de 1950 y 1955, la intensidad alcanzo 6 a 7 puntos en la escala de Richter, también provoco un aumento de la presión del yacimiento evidenciada en la producción de petróleo. Durante el terremoto en Daguestán en 1970, la producción de petróleo aumentó en los pozos a menos de 200 kilómetros del epicentro, con un aumento de mas de 900 toneladas de petroleo por día.

El Instituto de Física de la Tierra de la URSS y el Kuban State University, entre el año 70 y 80 realizaron un seguimiento sistemático a largo plazo de la actividad sísmica de las diferentes partes de la Tierra que pudieran afectar los campos petroleros, y basados en esto, propusieron la posibilidad de enviar un impacto sísmico desde la superficie de los yacimientos de petróleo.

---

<sup>20</sup>VP DYBLENKO, RN KAMALOV, RJ SHARIFULLIN, A TUFANOV: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias. Moscú, Nedra. Centro de negocios, 2000

El trabajo sobre los efectos sismo-acústicos en los pozos para aumentar su producción de petróleo en Rusia, se llevan a cabo en el Instituto de Física de la Tierra, Instituto de Petróleo, Instituto de Investigación Nuclear de Geofísica y Geoquímica, así como en los EE.UU. En los años sesenta, en los campos petrolíferos de la Unión Soviética comenzaron a aplicar el efecto de vibraciones elásticas, llevándolos a desarrollar herramientas de fondo que estuvieran en capacidad de generar ondas de baja frecuencia para la estimulación localizada de los pozos. Dando como resultado la integración de principios basados en la hidráulica y el efecto vibratorio de las ondas elásticas, y de esta manera dando paso a HAT. La tecnología Hidroacústica, HAT, estimula los pozos basados en la teoría del vibro-fracturamiento, esta generación de ondas afectan tanto la roca como los fluidos presentes en el yacimiento, resultando en un aumento casi inmediato en la producción que puede durar hasta 6 meses según las condiciones de operación y de las características de la formación. La tecnología estimula las zonas en el fondo del pozo por medio de vibraciones tipo elásticas, y sus resultados se pueden combinar con otros métodos de recobro mejorado, como inyección de químicos y agentes de transferencia de calor.

### **3.1 ANTECEDENTES VIBRO-ESTIMULACIÓN**

#### **3.1.1. INVESTIGACIONES EN RUSIA**

<sup>21</sup>El interés de en la investigación de las vibraciones elásticas en comparación con las no elásticas tales como las producidas por explosiones se remota a la década de 1950. y se muestra de gran manera en el artículo de Beresnev y Johnson,

---

<sup>21</sup>R.V. Westermark et al.: "Enhanced Oil Recovery with Downhole Vibration Stimulation", SPE 67303, SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 24-27 March 2001.

en donde los autores informan sobre el rango completo de las investigaciones realizadas tanto en URSS y USA. Esta recopilación es de mas de un centenar de investigaciones sobre el efecto de las vibraciones provocadas por el hombre dentro de la gama ultra sonica de 5 MHz a penas audible, y de gama baja de 1 Hz donde incluye las inducciones sísmicas del trafico. Los efectos de los terremotos en la producción también fueron revisados, sin embargo los resultado de las explosiones nucleares y convencionales no se tomaron en cuenta. De esta mayor cantidad de reportes que fue trabajo realizado por cuatro instituciones Soviéticas, cada una producía numerosos reportes técnicos de estudios en laboratorio y campo. Cada grupo presentó descripciones generales de los mecanismos y efectos de las vibraciones en los fluidos de un medio saturado. En un esfuerzo de explicar los cambios observados en las características del flujo de fluidos, las teorías abundan, donde cubren los efectos de la gravedad y las fuerzas capilares tales como:

- Cambios en la fase mojante y espesor de la misma.
- Alteración de la permeabilidad relativa.
- Coalescencia o dispersion de las gotas de aceite.
- Efectos en la salinidad del agua congénita.
- Reducción de la viscosidad.
- Incremento en la temperatura.
- Dependencia de la frecuencia y/o intensidad.
- Aplicación constante o intermitente de ondas energéticas
- Efectos elásticos y/o inelásticos
- Frecuencias resonantes y/o dominantes.

- Estimulación sísmica superficial y/o eficacia de la estimulación en fondo de pozo.

V.N Nikolaevsky, et al.<sup>22</sup> propone que las oscilaciones ultrasónicas son generadas por las ondas sísmicas. Durante el uso de Vibro-estimuladores de superficie, se realizaron mediciones en fondo indicando que la energía de las ondas sísmicas son convertidas en frecuencias dominantes, independientemente de la frecuencia de la fuente. El explica investigaciones teóricas y de campo de los fenómenos sugieren que las vibraciones pueden influir sustancialmente la permeabilidad relativa al agua o aceite que parece ser parcialmente reconstituido a saturaciones que normalmente prohíbe el flujo de una fase en particular”. Algunos resultados de pruebas de laboratorio y un piloto en campo de la tecnología de vibro-sísmica muestran tanto un incremento en el recobro de aceite y una reducción en la relación agua petróleo *WOR*. V.N. Belonenko informa que las ondas elásticas causan aceleración de los efectos en el proceso de filtración, la intensificación en la acumulación de aceite disperso y burbujas de gas, y aceleración en la segregación gravitacional de gas, aceite y agua.

### **3.1.2. ESTUDIOS EN CHINA**

Una serie de documentos, de varios institutos se han publicado, donde se realizan investigaciones de la estimulación con vibraciones acústicas. Estas pruebas han girado en torno de la investigación de los efectos de la vibración en el desempeño de las pruebas de inundación de núcleos. Mingyuan informa que la humectabilidad de un núcleo saturado de aceite se puede cambiar a una condición mas humectable con agua, bajo estimulación vibro-acústica, lo que resultaría en un aumento en la tasa de recuperación de aceite por inyección de agua con vibración

---

<sup>22</sup>Nikolaevskiy, V.N. et al.: Residual Oil Reservoir Recovery With Seismic Vibrations,”SPE Production & Facilities, (May 1996) 89.

acústica. un intento teórico para producir un modelo de propagación de ondas en medios porosos acoplado con vibraciones artificiales fue presentado por Wenfei, et al. Wenfei, Z. et al.<sup>23</sup>

### **3.1.3. INFORMES DE INVESTIGACIONES EN ESTADOS UNIDOS**

El laboratorio nacional de investigaciones de los Alamos, motivado por el trabajo de reseñado de Bersenev y Johnson<sup>24</sup>, inicio un proyecto conjunto de la industria, financiado por la Oficina de Ciencias del DOE. Oficina de Ciencias Básicas de la Energía, División de Proyectos Avanzados de Energía, para estudiar los fundamentos de la vibro-estimulación. Esta investigación fue iniciada por Peter M. Roberts en los Alamos en 1995. Este proyecto se convirtió en el inicio de la actual “Estimulación Sísmica para el aumento en la producción de yacimientos de petróleo”. Los Alamos se asociaron con el Laboratorio Nacional de Lawrence Berkeley y la Universidad de California en Berkeley, para realizar en laboratorio, estimulaciones a escala de núcleos de pruebas de flujo, para supervisar las pruebas de campo llevadas a cabo por los socios industriales del proyecto, y desarrollar marcos teóricos para describir el fenómeno del flujo estimulado. La parte experimental de laboratorio en este proyecto ha contado con una celda de ensayo en núcleos, con un accionador magnetoestrictivo que aplica excitación por tensión mecánica a muestras de núcleos de areniscas con flujos de una y dos fases. Un número alentador de pruebas se han realizado en núcleos<sup>25</sup>. Los resultados indican que la excitación por estrés mecánico a 100 Hz e inferior, pueden influenciar fuertemente el comportamiento del flujo de fluidos en dos fases en la

---

<sup>23</sup>Shi You Zuan Cai Gong Yi, “Coupling Wave Propagation Model Through Porous Media In Artificial Vibration Oil Producing,”(1997) Vol. 19 No. 1, 60.

<sup>24</sup>Beresnev, I.A. et al.: “Elastic-wave stimulation of oil production: A review of methods and results,”*Geophysics*, (June 1994) 59, No. 6, 1000.

<sup>25</sup>Roberts, P.M. et al.: “Low-Frequency Acoustic Stimulation of Fluid Flow in Porous Media,”*J. Acoust. Soc. Am.*, (1999) 1052, Pt. 2: 1385..

arenisca de Berea bajo condiciones estáticas o simulación de inyección. Algunas interpretaciones preliminares de esos resultados muestran que la mojabilidad puede ser un mecanismo de control dominante, en el aumento de la producción de aceite. También se observó que las arcillas y finos pueden ser movilizados, lo cual genera un incremento en la permeabilidad absoluta de la roca. El proyecto también involucra monitoreo de pruebas de estimulación en campo, en el Valle Central de California. Las pruebas iniciales han demostrado un aumento en el corte del aceite, que se correlaciona directamente con el tratamiento de la estimulación. En la universidad de Stanford, Yan Pan en su tesis doctoral, investigó el concepto de usar excitaciones con frecuencias intermedias, analizando el desempeño del yacimiento. Desarrolló cinco modelos de flujo, en los cuales incorporó tanto la ley de Darcy como la teoría de Biot como casos especiales en el segundo y tercer modelo respectivamente. Sin investigar específicamente la vibro-estimulación, ella concluyó que “las vibraciones elásticas de los sólidos tienen efectos positivos en el flujo de fluidos dentro de un medio poroso, si la señal que lo perturba está dentro de un rango intermedio”. Es posible la estimulación de pozos productores aplicando frecuencias armónicas óptimas en yacimientos bajo condiciones compatibles.

### **3.2 DAÑO EN POZO**

La reducción en la producción de hidrocarburos en un pozo, es comúnmente asociada al daño en las cercanías a la cara del pozo. Por ende, el predecirlo, evaluarlo, prevenirlo y mitigarlo es importante dentro del área de producción. Los daños en la formación pueden surgir de diferentes actividades: Durante la perforación, terminación y producción. Uno de los mecanismos más dominantes es el que tiene que ver con el taponamiento u obstrucción de los poros y/o gargantas de poro, por partículas sólidas o colmatan. Estas partículas pueden ser arrastradas

y depositadas por inundación de fluidos en la etapa de perforación y terminación del pozo, o posteriormente durante la producción por arrastre de finos a causa del movimiento de fluidos dentro del medio poroso. Debido a que no siempre se puede prevenir completamente el daño, existen ciertas técnicas que ayudan a removerlo o mitigarlo.

### 3.2.1. ESTIMULACIONES CONVENCIONALES DE POZO

La estimulación de pozos ya sea por la afectación de matriz o por fractura hidráulica, implican el bombeo de fluidos especiales, resultando en técnicas invasivas y que claramente hacen tratar temas importantes como:

- Compatibilidad de fluidos inyectados con los fluidos de formación y con la roca, tubería y equipos de superficie.
- Ubicación de los fluidos dentro de la formación, desviación y penetración.
- Salud seguridad y Medio ambiente (HSE) aspectos de la manipulación de mezclas químicas complejas, inyección, trabajo a altas presiones.

**Acidificación.** Dentro de la técnica de estimulación por acidificación, la interacción de la roca y el ácido a menudo genera precipitados no deseados que reducen aun mas la permeabilidad de la formación. Si bien existen numerosas formulaciones que proponen o minimizar el impacto negativo de estos, hay que tener en cuenta que las areniscas poseen heterogeneidades litológicas que no siempre lo hacen fácil.<sup>26</sup> Hay que notar que el volumen que se necesita para estimular una sección de hoyo puede llegar a ser grande. Según la regla del dedo gordo son 150 gal de ácido por ft de

---

<sup>26</sup>Wong, S.W. et al.: "Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves", SPE 82198, SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, May 2003.

intervalo de arena<sup>27</sup>; un hoyo abierto horizontal de 2000 *ft* puede necesitar 300000 *gal* de ácido, mas de 1000 *m*<sup>3</sup>.

Por otra parte, dentro de estas técnicas se requieren bombear múltiples etapas de diferentes ácidos y hacer un diseño cuidadoso de el pre flujo y desplazamiento post-acidificación. El pre-flujo disuelve cualquier carbonato o dolomita que pueda estar presente y la post-acidificación es esencial para desplazar el ácido principal en el fondo, dentro de la formación, disolviendo cualquier precipitado indeseado, generando como resultado un lodo ácido de la disolución de la roca con el ácido. Ahora bien, otro tema en consideración es la aplicación de inhibidores de corrosión para las tuberías y equipos, lo cual genera gastos adicionales en la estimulación ácida.

**Fracturamiento hidráulico.** Esta técnica busca en yacimientos apretados aumentar el área de drenaje, pero las variaciones conocidas como “ Skin Frac” y “ Frac & pack” generan canales de alta permeabilidad mediante una fractura y de esta manera atraviesa el daño y controlan arena en los yacimientos de alta y mediana permeabilidad. Esta técnica también debe tratar el tema de compatibilidad aunque en menor medida del fluido inyectado y el fluido de formación y la roca. Teniendo en cuenta que el daño post-fractura debe ser minimizado, se hace necesario gastar en el diseño particular del fluido y en particular, en controladores de filtrado<sup>28</sup>. Teniendo en cuenta que las fracturas generadas se deben mantener y evitar su cierre, es necesario inyectar con el fluido de fractura un material apuntalante o de sostén, el cual es erosivo y además de ello se debe contar con grandes mezcladoras en superficie y una óptima capacidad de bombeo para generar las presiones en fondo que se requieren. Esto da una idea de lo costoso que puede resultar una operación de este tipo.

---

<sup>27</sup>Gidley, J.L. et al.: “Study of the Field Applications of Sandstone Acidizing”, JPT, Sept. 1976.

<sup>28</sup>Cikes, M. et al.: “Damage Prevention by Using an Oil-Based Fracturing Fluid in Partially Depleted Oil Reservoirs of Western Siberia”, SPE 39430, SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 18-19 Feb 1998

### 3.3 ESTIMULACIONES HIDROACÚSTICA

El uso de ondas acústicas para la estimulación del pozo evita la necesidad de diseñar fluidos o el uso de ácidos complejos, de esta manera se eliminan los problemas asociados por la implementación de las técnicas convencionales mencionadas en secciones anteriores. La aplicación de esta técnica permite dejar de un lado el uso de químicos agresivos que pueden tener reacciones adversas dentro del medio poroso, producto de la interacción con los fluidos de la formación y con la misma roca.

#### 3.3.1. EVIDENCIAS EXPERIMENTALES DE LA LIMPIEZA ACÚSTICA

**Permeabilidad y limpieza:** <sup>29</sup>Importantes estudios sobre la limpieza acústica se han llevado a cabo respecto a la estimulación de pozos. Precisar el mecanismo responsable de la limpieza es algo complejo y aun es tema de estudio. Uno de los primeros temas que hay que tratar es el impacto de la presión del fluido en la eficiencia de la limpieza, ya que en los procesos de limpieza estándar el mecanismo se asocia a la cavitación pero a condiciones típicas de pozo la presión sobre pasa la presión de cavitación y la evitan. En muchos experimentos se ha aplicado suficiente presión al fluido para superar la cavitación y aun dentro de estas condiciones, se ha podido observar claramente el efecto de limpieza.<sup>30</sup>

---

<sup>29</sup>Wong, S.W. et al.: "High Power/High Frequency Acoustic Stimulation - A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology", SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

<sup>30</sup>Wong, S.W. et al.: "Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves", SPE 82198, SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, May 2003.

En el trabajo de Wong, S.W. et al.<sup>31</sup> Se dispuso de la configuración de una celda (ver **figura 27**), dentro de este experimento, se estudio la eficiencia de la limpieza acústica, para ello la geometría radial de la formación de la cara del pozo fue modelada por el uso de una muestra de núcleo cilíndrico.

**Figura 27.** Configuración celda lineal



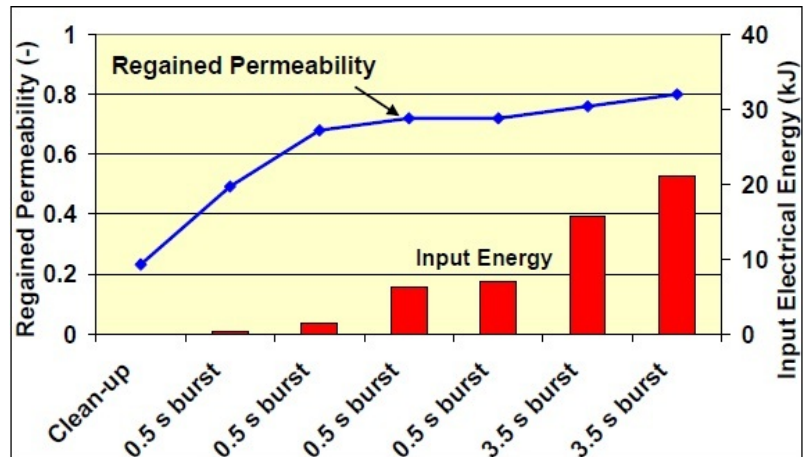
**Fuente:** Modificado de Wong, S.W. et al.: "Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves", SPE 82198, SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, May 2003.

Dentro de este experimento los autores pudieron observar que bajo altas frecuencias acústicas la temperatura roca/fluido podría incrementarse significativamente (por encima de los 25 °C), esto daría como resultado que la viscosidad del fluido disminuya. Dentro de una de sus pruebas probaron la eficiencia de remover la torta de lodo en la muestra. Lo que pudieron observar es que si hacían una circulación sin la estimulación acústica, se podía recuperar menos del 25 % de la permeabilidad inicial, sin embargo una vez la estimulación acústica era suministrada, la recuperación de la permeabilidad alcanzaba valores de hasta 80 % de la permeabilidad tal como se muestra en la **figura 28**.

---

<sup>31</sup>Wong, S.W. et al.: "Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves", SPE 82198, SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, May 2003.

**Figura 28.** Recuperación de permeabilidad

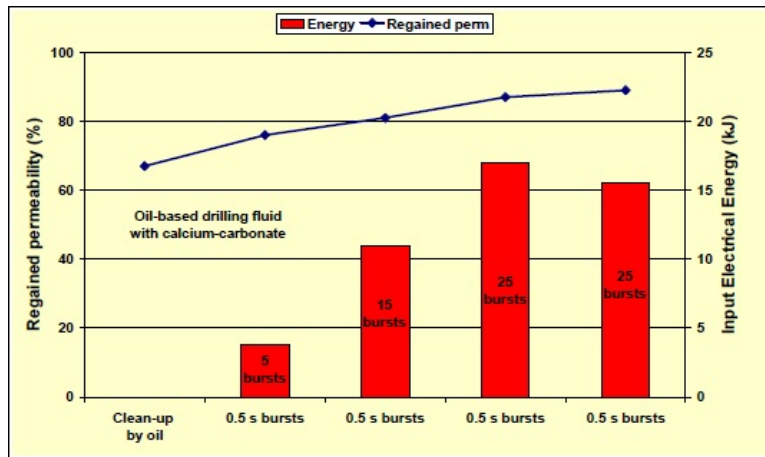


Fuente: Wong, S.W. et al.: "High Power/High Frequency Acoustic Stimulation - A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology", SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

Por otra parte Bass, F. et al.<sup>32</sup> Muestra resultados de otras pruebas realizadas, en las cuales se evidencia la limpieza bajo estimulación acústica usando un núcleo con 100% aceite y dañado con un fluido de perforación que contiene partículas de carbonatos de calcio, las cuales se usan para controlar eficientemente las pérdidas de filtrado, resulta en un bajo daño a la permeabilidad dejando el núcleo con 70% de la permeabilidad inicial. Posteriormente tras la limpieza bajo acción de la estimulación acústica, se puede observar una recuperación del 90% de la permeabilidad inicial como se muestra en la **figura 29**.

<sup>32</sup>Bass, F. et al.: "Acoustic Stimulation to Mitigate Near-Wellbore Damage", SPE 90356, SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, September 2004

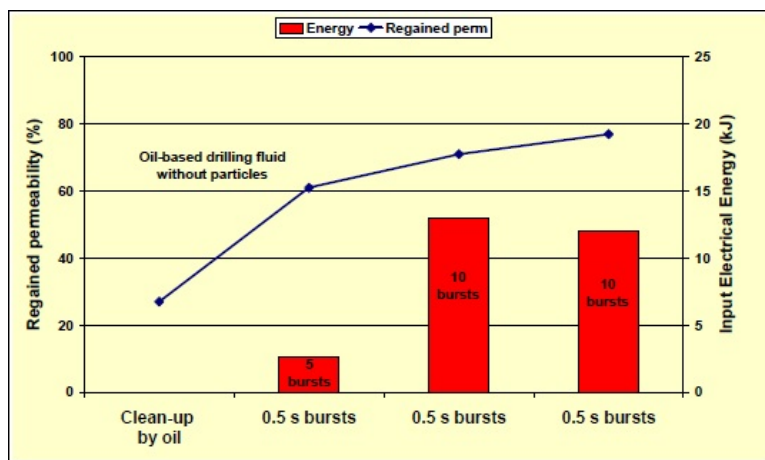
**Figura 29.** Limpieza de núcleo con daño de fluido de perforación con controlador de filtrado



**Fuente:**Bass, F. et al.: "Acoustic Stimulation to Mitigate Near-Wellbore Damage", SPE 90356, SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, September 2004.

En otro experimento, los autores utilizaron un fluido de perforación sin controladores de filtrado. La permeabilidad del núcleo fue de 30 % antes de la limpieza acústica y posterior a ella se observa un incremento hasta el 80 % de la permeabilidad inicial. Esto se observa en la **figura 30**.

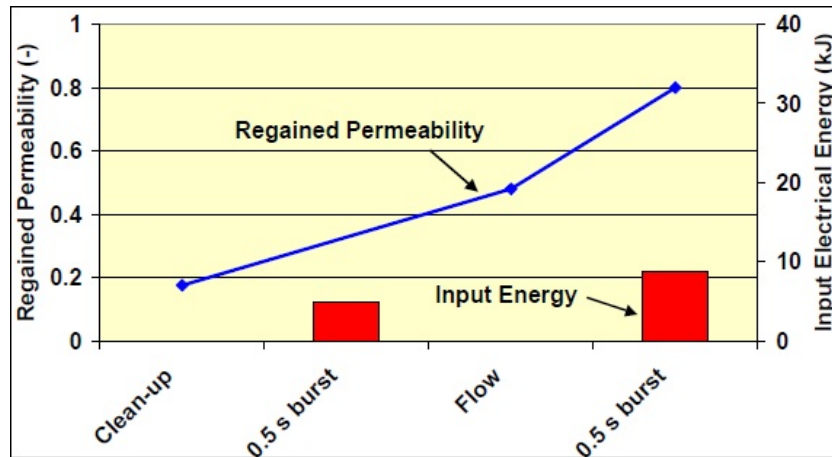
**Figura 30.** Limpieza de núcleo con daño de fluido de perforación sin controlador de filtrado



**Fuente:**Bass, F. et al.: "Acoustic Stimulation to Mitigate Near-Wellbore Damage", SPE 90356, SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, September 2004.

El efecto del estado estático o dinámico del pozo también tiene un efecto visible, esto fue plasmado en el trabajo de Wong, S.W. et al.: “High Power/High Frequency Acoustic Stimulation - A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology”<sup>33</sup> mediante una de sus pruebas los autores pudieron observar que la eficiencia de la limpieza se llevaba a cabo en mejor manera si las condiciones eran dinámicas. En esta prueba ellos detuvieron el flujo, realizaron la estimulación acústica y posteriormente reanudaron el flujo. Lo que observaron es que tras una permeabilidad inicial del 20% de la original en la muestra, luego de la estimulación se había logrado un 50% de restauración. Posteriormente se realizó nuevamente una estimulación acústica pero en condiciones de flujo, con lo cual lograron recuperar el 80% de la permeabilidad original tal como se muestra en la **figura 31**.

**Figura 31.** Limpieza acústica en estado estático y dinámico.



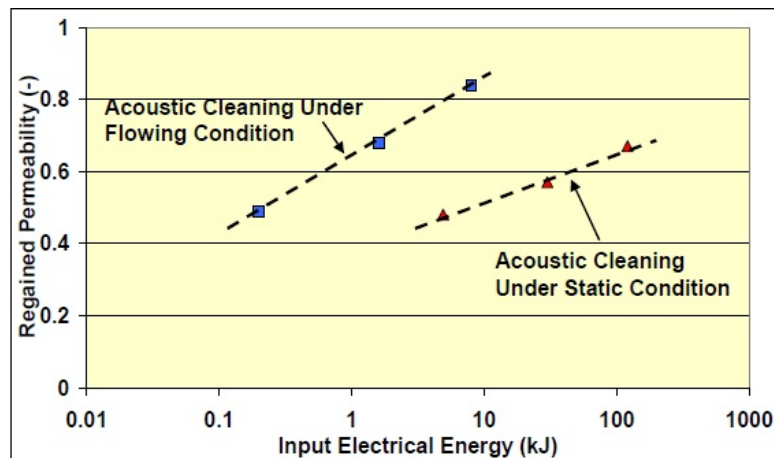
Fuente: Wong, S.W. et al.: “High Power/High Frequency Acoustic Stimulation- A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology”, SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

<sup>33</sup>Wong, S.W. et al.: “High Power/High Frequency Acoustic Stimulation- A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology”, SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

Con ello muestran que la estimulación acústica es posible incluso en condiciones estáticas, aparentemente las partículas son primero aflojadas por las ondas acústicas y posteriormente se retiran cuando el flujo comienza<sup>34</sup>.

También pudieron comparar la limpieza en estado estático y observaron que a parte de tener una menor eficiencia, tenía un mayor consumo de energía comparado con un estado dinámico de flujo tal como se muestra en la **figura 32**.

**Figura 32.** Diferencia en el consumo de energía de la limpieza acústica en estado estático y dinámico.



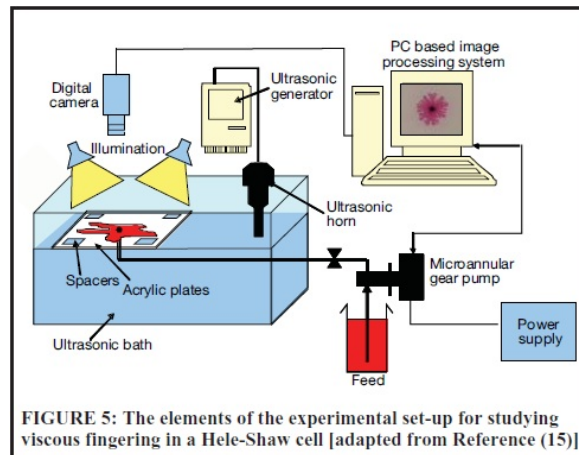
Fuente: Wong, S.W. et al.: "High Power/High Frequency Acoustic Stimulation- A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology", SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

**Tensión interfacial:** La imbibición es un proceso suave y que depende primordialmente de la mojabilidad y de la tensión interfacial. Existe una fuerte evidencia de que las ondas ultrasonicas afectan la presión capilar y por tanto la interfaz liquido-liquido. Cuando se inyecta un fluido de baja viscosidad en uno de alta, la inestabilidad interfacial genera digitacion viscosa. Mediante una inyección de agua en un medio saturado con aceite, Los autores HAMIDA, T. et.:al, infirieron que al existir un cambio de patrón bajo la influencia de las ondas, en comparación con el caso base (sin

<sup>34</sup>Wong, S.W. et al.: "High Power/High Frequency Acoustic Stimulation- A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology", SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

estimulación acústica), este sería dado por una alteración de la inestabilidad frontal y ya que dejaron todos los parámetros de la prueba de forma constante, un cambio en la tensión interfacial sería la responsable de mayor o menor inestabilidad. La prueba se realizó según el modelo de **Hele-Shaw** tal como se muestra en la **figura 33**.

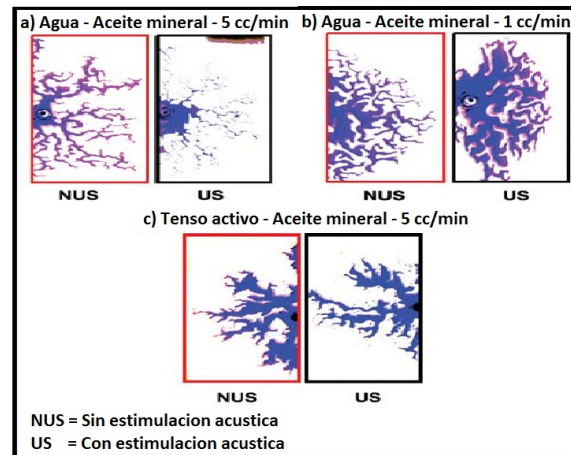
**Figura 33.** Configuración Hele-Shaw para desplazamiento viscoso.



Fuente: HAMIDA, T. et al. Investigations on Capillary and Viscous Displacement Under Ultrasonic Waves

En la siguiente gráfica de desplazamientos viscosos, los autores pudieron observar dedos más finos y una mayor eficiencia de barrido cerca del inyector, al aplicar la estimulación. Con una tasa de inyección menor de agua, los dedos frontales se ensanchan, se hacen más cortos y tienden a ramificarse de dedos más grandes. Caso contrario si existe un tenso-activo. Por lo que concluyeron que el grado de inestabilidad en la parte delantera depende de la tensión interfacial entre la fase acuosa y el aceite. La aplicación de Ultrasonido estabiliza la inestabilidad en frentes de líquidos de alta tensión interfacial, pero desestabiliza la interface cuando la tensión interfacial es baja.

**Figura 34.** Patrones de desplazamiento viscoso.



Fuente: HAMIDA, T. et al. Investigations on Capillary and Viscous Displacement Under Ultrasonic Waves

**Mecanismos de limpieza** <sup>35</sup>Una posible alternativa plausible sobre el mecanismo de limpieza, es la transferencia micro acústica, el flujo del fluido referente a la matriz de la roca es resultado de la propagación de la onda en el medio poroso. Cuando la potencia acústica es suficientemente alta, el paso de la onda genera una fuerza de arrastre que supera las fuerzas de atracción que tienen las partículas en el medio poroso. Por consiguiente, estas partículas que se encuentran sujetas a las paredes de los poros y de las gargantas de poro, se desprenden y su remoción se lleva a cabo por el posterior flujo de producción. Sin embargo se consideran otros tipos de mecanismos tales como<sup>36</sup> :

- Aumento de la permeabilidad relativa de las fases.

<sup>35</sup>Wong, S.W. et al.: "High Power/High Frequency Acoustic Stimulation - A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology", SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003.

<sup>36</sup>T. HAMIDA & T. BABADAGLI.: "Investigations on Capillary and Viscous Displacement Under Ultrasonic Waves", PETSOC-06-02-TN2-P, Journal of Canadian Petroleum Technology, Alberta, Feb 2006.

- Reducción de la película de adherencia de la fase mojante en la matriz de la roca, debido a los efectos acústicos no lineales tales como; la turbulencia poral, transferencia acústica, cavitación, y la perturbación de presiones locales.
- Reducción de la tensión superficial, densidad y viscosidad como consecuencia del calentamiento por radiación ultrasonica.
- Alteración de las propiedades reológicas de los fluidos no newtonianos
- Aumento de la movilización de gotas de aceite debido a la vibración mecánica de las paredes de los poros (transporte de fluidos peristáltica) por el cual el fluido es “exprimido” de los poros adyacentes.
- Micro-emulsión de aceites en presencia de tenso activos naturales o introducidos
- La coalescencia y dispersión de gotas de aceite debido a las fuerzas **Bjerknes**
- Aumento en la permeabilidad de la roca y la porosidad debido a la deformación de los poros, y eliminación de finos arcillas, cera de parafina, y asfaltenos.

La mayoría de los mecanismos antes mencionados son controladas por las fuerzas capilares y viscosas, y puede depender de factores adicionales, tales como, el rango de frecuencia, la intensidad, la elasticidad de la roca, las propiedades del fluido, la porosidad, la cementación, y el contenido de arcilla. La percepción de los mecanismos gobernantes es vital para optimizar cualquier aplicación en el campo, y para evaluar las limitaciones y viabilidad.

**Remoción de la torta de lodo “Mud Cake”** Vakiliina B. en su trabajo titulado “Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal

and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation”<sup>37</sup> Realiza pruebas de limpieza en núcleos sintéticos que han sido dañados con lodos de perforación, a fin de disminuir la permeabilidad y observar si se genera algún tipo de beneficio al aplicar un tratamiento ultra sonico. Utilizan diferentes pesos de lodo y contenido de sólidos en cada experimento para poder medir el efecto del tratamiento de las ondas ultrasonicas. en el primer experimento usaron un lodo de peso 80  $lbm/ft^3$  luego hacen fluir el lodo dentro del núcleo generando una torta de lodo a causa de la permeación del agua dentro del medio poroso. el mismo procedimiento se realiza para pruebas con lodo de peso 110 y 120  $lbm/ft^3$  respectivamente. Las propiedades de cada uno de los núcleos sintéticos usados se presentan a continuación:

**Tabla 48.** Propiedades de los núcleos sintéticos usados en diferentes experimentos

NUMERO EXPERIMENTO	PESO DEL LODO (pcf)	CONTENIDO DE SOLIDOS (% Vol)	POROCIDAD (%)	PERMEABILIDAD D
1	80	8	40	35.64
2	80	10	38	34.57
3	110	15	37	33.26
4	110	13	39	35.07
5	120	20	38	34.72
6	120	23	40	35.48

Fuente: Autor

Después de la exposición de la onda ultrasónica a la torta de lodo sobre 10 seg en condiciones de no flujo, en los seis experimentos, se midió que la radiación de las ondas de ultrasonidos dispersa las partículas de la torta de lodo y la destruye completamente. Al comenzar el flujo de agua a través del medio poroso, se mide los cambios de permeabilidad y los cambios del daño producto de la exposición ultrasonica. A pesar que se destruye la torta de lodo, estas partículas impregnan el medio poroso y producen una saturación de sólidos en el medio poroso, generando una reducción de la permeabilidad al comienzo de la estimulación. Posteriormente

<sup>37</sup>Vakilinia B. “Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation”, SPE 160918, SPE International Student Paper Contest, Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012.

al seguir la estimulación en condiciones de flujo, se observa una recuperación y aumento en la permeabilidad sobre todo en la zona de daño.

a continuación se muestran los resultados de los experimentos y el cambio en la permeabilidad obtenida por la aplicación de la estimulación ultrasónica.

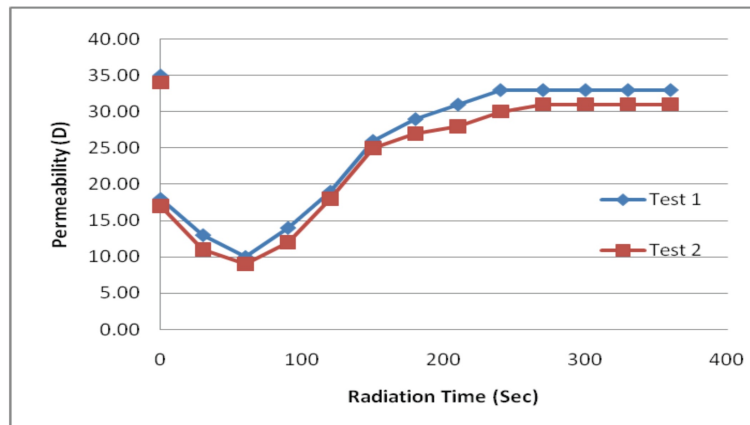
**Tabla 49.** Propiedades de los núcleos sintéticos usados en diferentes experimentos

NUMERO EXPERIMENTO	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4	Test 5	Test 6
Mud Cake Thickness (mm)	4	5	6	5	7	6
Radiating Time (Sec)	360	360	360	360	360	360
Peremability of Clean System (D)	35.64	34.57	33.26	35.07	34.72	35.48
Damaged Permeability (D)	18.32	17.41	14.83	16.17	10.02	12.19
Improved Permeability (D)	33.45	31.09	29.23	31.07	28.41	30.12

Fuente: Autor

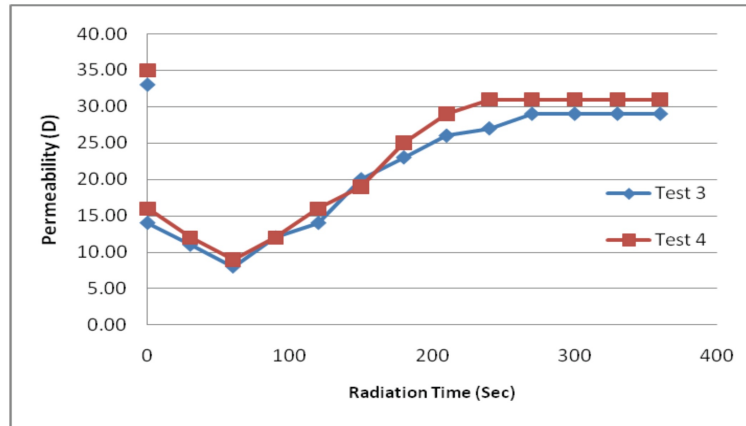
A continuación se observa las gráficas resultado de estas pruebas

**Figura 35.** Cambios de permeabilidad destruccion mud cake 1-2



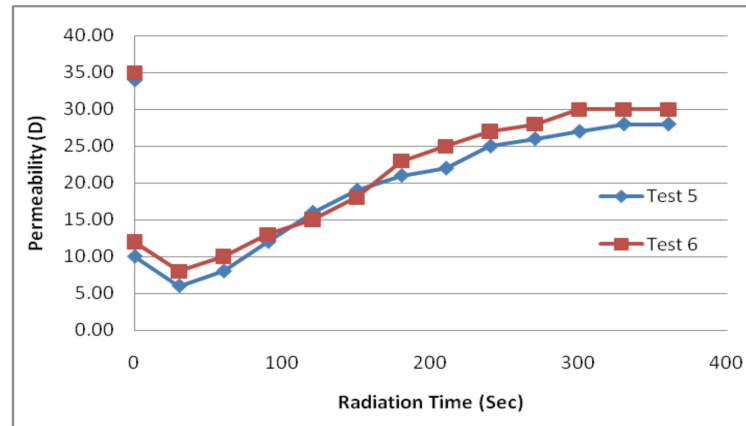
Fuente: Vakilinia B. "Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation"

**Figura 36.** Cambios de permeabilidad destrucción mud cake 3-4



Fuente: Vakilinia B. "Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation"

**Figura 37.** Cambios de permeabilidad destrucción mud cake 5-6



Fuente: Vakilinia B. "Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation"

En las gráficas se puede apreciar que, a tiempos tempranos de la estimulación se genera una reducción de la permeabilidad, producto de la destrucción de la torta de lodo y posterior impregnación del medio poroso, sin embargo, tiempo mas adelante se puede observar una recuperación de la permeabilidad casi en un 80 % de la permeabilidad original del núcleo.

### 3.4 PARÁMETROS DE APLICACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS PARA ESTIMULACIÓN H.A.T.

**Tabla 50.** Aplicación y condiciones para el uso de la tecnología H.A.T

<p><b>Pozos</b> -Profundidad de 32 a 16000 (ft).  -Diámetros de casing 4 <math>\frac{1}{2}</math> a 9 <math>\frac{5}{8}</math> (in).</p>	<p><b>Según diseño:</b> - Vertical  - Inclinado - Horizontal - Sidetracks en pozos existentes.  <b>Completamiento:</b> -Cementado y cañoneado. -Cañoneado y empaquetado. -Liner empaquetado. -Hueco abierto.</p>	<p><b>Por tipo:</b> -Productor  -Inyector</p>	<p><b>Según Objetivo:</b> -Incrementar la capacidad de respuesta y la eficiencia.  -Limpieza después de la perforación. -Limpieza una inyección de agua. -Alineación del perfil de influjo.  -Limitar la entrada de agua o gas. -Eliminación de bloqueos temporales.</p>		
<p><b>Formación</b></p>	<p><b>Tipo</b>  -Terrígeno    -Carbonatado</p>	<p><b>Por Composición</b>  -Arenisca -Arena y limo -Areniscas arcillosas  -Poros fracturados -Poros cavernosos -Poros cavernosos fracturados</p>	<p><b>Porosidad %</b>  mínimo 14-15    mínimo 5-7</p>	<p><b>Permeabilidad mD</b>  Por encima de 10    Por encima de 5</p>	<p><b>Saturación de aceite inicial %</b>       mínimo 45</p>
<p><b>Fluidos de Formación</b></p>	<p>-Aceite  -Agua</p>	<p>-Viscosidad 40-60 cP  -Fresca -Mineralizada</p>	<p>No hay otras restricciones</p>		
<p><b>Colmatan</b></p>	<p><b>Organicos:</b> -Asfáltenos -Parafinas  -Desechos de Bacterias -Filtrado de lodo. -Taponamiento por cemento.</p>	<p><b>Inorganicos:</b> -Arcillas -Deposiciones de sal. -Productos de corrosión.</p>	<p><b>Otros</b>  -Productos de reacción después de tratamiento químico.  -Sistema Estructurado de carácter antropogénico y biogénico.</p>		

Fuente:VP DYBLENKO, et.:al: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias. Capitulo 10

**Tabla 51.** Requisitos típicos para la implementación de un proceso de tecnología H.A.T

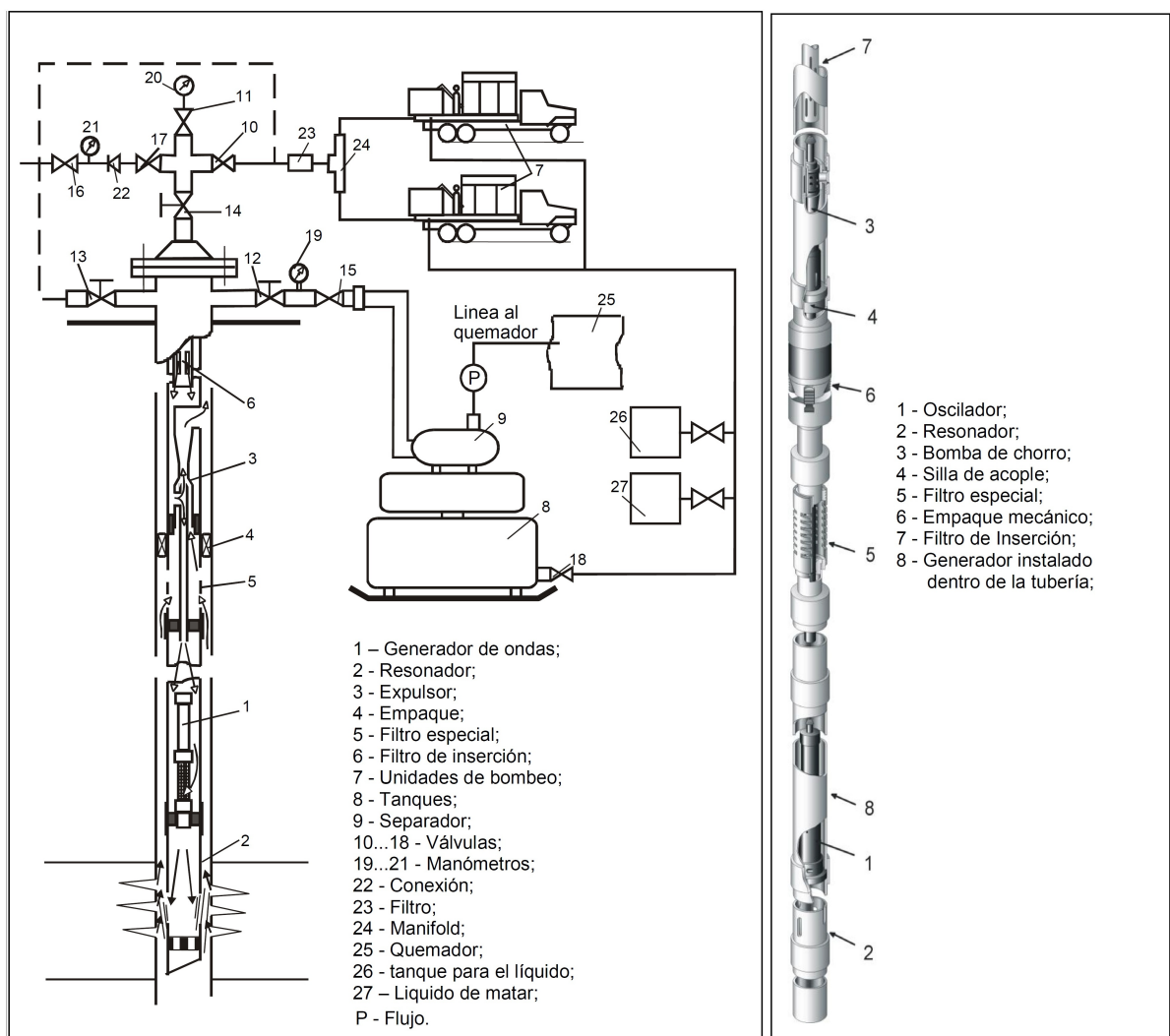
1	Para profundidades hasta 19600(ft) la presión debe ser al menos del 20-30 % de la presión del yacimiento. Para profundidad de 6500(ft), la presión del intervalo puede ser menor, y para áreas específicas deben establecerse empíricamente.
2	La capa productora deberá ser una roca no propensa a la fractura, La presión en fondo no puede ser menor a 1450(psi) por debajo de la presión del yacimiento. (no se recomienda en roca friable).
3	La porosidad y la permeabilidad de las zonas productivas no debe estar por debajo del valor crítico para el campo y deben tener una conexión hidrodinámica a los pozos circundantes.
4	Debe haber una buena calidad de cemento del revestimiento en las perforaciones y un buen sello en los intervalos improductivos. El nivel del cemento detrás del revestimiento debe ser mayor a la columna de la zapata y no hallan comunicación con zonas de aporte de agua.
5	El diámetro interno del Casing debe ser al menos de $3\frac{1}{2}$ (in). La desviación del pozo no puede exceder 2° por cada 390(ft).
6	La temperatura a la profundidad del asentamiento del empaque no debe exceder los 212°F
7	El intervalo efectivo cañoneado debe tener un espesor mínimo de 6.5(ft), y por debajo de este debe existir un espacio no menor a 16(ft) para permitir estudios geofísicos.
8	Cuando se selecciona un pozo productor, Se da preferencia a aquellos que están en la zona de influencia de los pozos de inyección, cuando su productividad ha disminuido en 3 o más veces, y no se han logrado efectos positivos de tratamiento o han sido muy cortos.
9	El corte de agua no debe ser mayor a 60 %. Sin embargo, si la producción se da en lentejones, el corte de agua puede ser superior a 60 %, si bien se ha establecido que no hay flujo en al menos uno de ellos a causa de una mal control de filtrado durante la perforación o en el periodo de producción.
10	Para los pozos productores que poseen capas inferiores donde ya ha ocurrido producción de agua, las condiciones son las siguientes: -Disposición y ubicación de intervalos aun rentable en el pozo. -Se ha tenido una tendencia de reducción de la cantidad agua con la disminución de fluidos de producción. -Reducción constante de la producción por contaminación del fondo de pozo.
11	Al elegir pozos de inyección, se da preferencia a los que han tenido disminución constante del índice de inyektividad con la disminución del espesor de absorción (perfil de inyección),y para multicapas con baja conexión en los intervalos de inyección.
12	AL seleccionar pozos que se han planeado para ser cambiados de productores a inyectoras, se da preferencia a aquellos que han tenido una caída de producción constante, y el desempeño de la inyección en la zona ha tenido algunas dificultades.
13	No se recomienda para el tratamiento de pozos a los que se les han realizado trabajos de reparación en el revestimiento en un intervalo largo, sobre todo si son cercanas a las perforaciones.
14	Al seleccionar los pozos, se debe tener en cuenta que, al contar con una amplia experiencia en pruebas de campo, hecho importante a saber, es que la eficacia de la aplicación de la tecnología es más alta si al pozo no se le han realizado tratamientos reactivos, particularmente los asociados con la inyección de una mezcla fluorhídrica (HF) y clorhídrica (HCl).

**Fuente:**VP DYBLENKO, et.:al: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias. Capitulo 10

### 3.5 CONFIGURACIÓN DE EQUIPO

El esquema general del equipo para la aplicación de ondas hidroacusticas y el equipo del BHA se muestra a continuación:

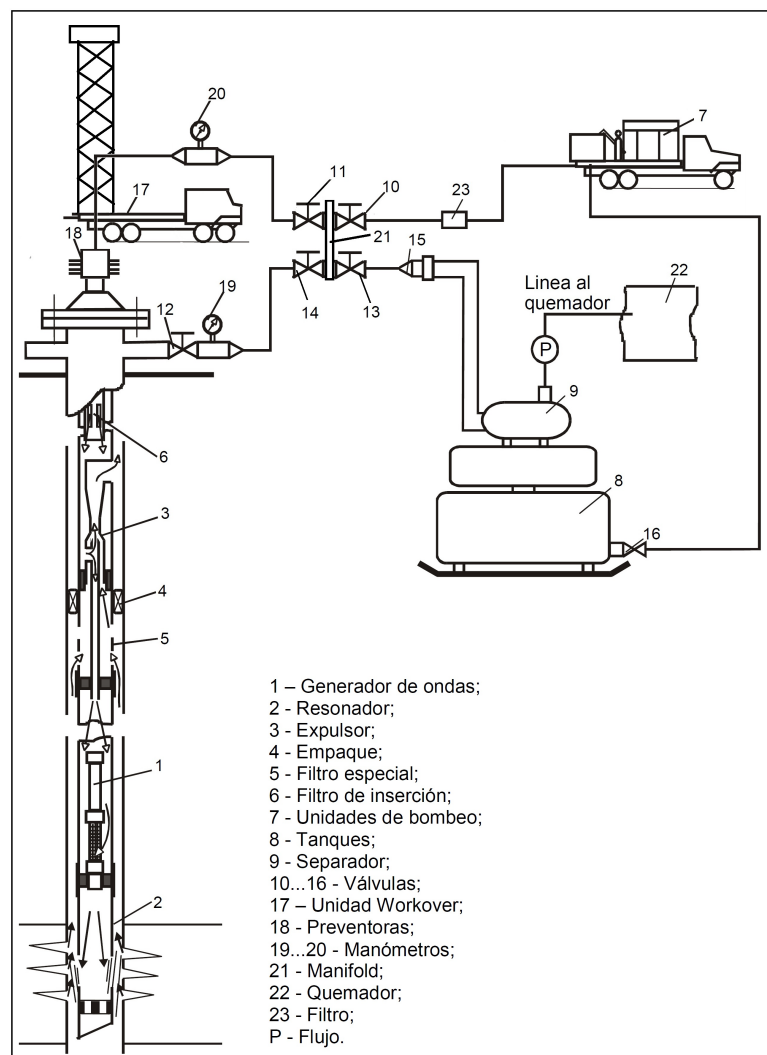
**Figura 38.** Configuración general equipos y BHA H.A.T.



**Fuente:** Modificado de VP DYBLENKO, et.: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias. Capítulo 10.

Debido a que el tratamiento H.A.T. se puede apoyar de inyección química, el esquema anterior muestra el equipo necesario para cualquier aplicación que se desee realizar, sin embargo, el utilizado dentro del piloto tubo ciertas variaciones ya que no se uso inyección de ácidos o químicos. A continuación se observa el esquema del equipo usado donde solo se tuvieron algunos cambios en el equipo de superficie y no en el BHA.

**Figura 39.** Configuración general equipos y H.A.T.



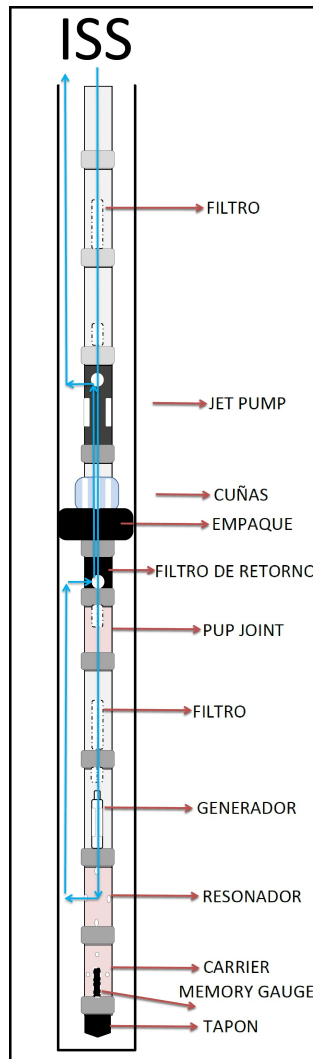
**Fuente:**Modificado de VP DYBLENKO, et.:al: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias.Capitulo 10.

### 3.5.1. CONFIGURACIÓN TRATAMIENTO HIDROACÚSTICO

Para realizar la estimulación en fondo de pozo se utilizan 2 procedimientos, esto depende de la forma como se realizaran los ciclos de presión - depresión.

**Procedimiento ISS:** El procedimiento ISS se caracteriza por realizar la estimulación mediante el ciclo de presión - depresión de forma simultanea. Para ello, el empaque de la bomba de chorro es sentado y el fluido de trabajo toma el siguiente camino: Tanque - unidad de bombeo - tubing - generador hidroacustico -resonador - orificio del filtro de arena - dispositivo de depresión - espacio anular - tanque - unidad de bombeo. En este ciclo el fluido que baja por el tubing, ingresa a la bomba de chorro y esta le inyecta la potencia hidráulica al generador de las ondas, que luego con ayuda del resonador generara la estimulación en la zona de interés. Posteriormente el fluido sube por el anular y hace un un bypass con la bomba de chorro entrando por el orificio del filtro de arena para poder pasar el empaque que cierra el anular. Cuando entra el fluido en la bomba de chorro genera un efecto venture que ayudará a extraer el fluido y dirigirlo a superficie por el anular, llegando a los tanques nuevamente y comenzando con el ciclo del fluido otra vez.

**Figura 40.** Esquemas ISS H.A.T.

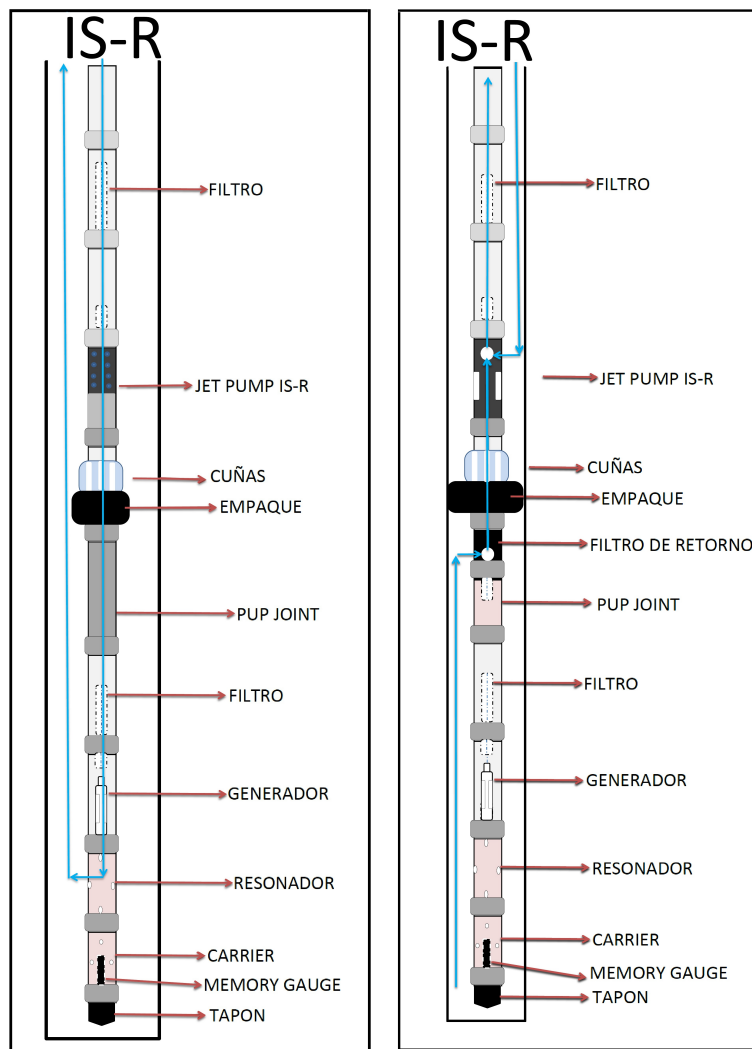


**Fuente:**Modificado de VP DYBLENKO, et.:al: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias.Capitulo 10.

**Procedimiento IS-R:** El procedimiento IS-R se caracteriza por realizar la estimulación en 2 etapas, una de ella es la etapa de presión donde se hace la estimulación acústica a todos los intervalos de interés. Para ello el fluido de trabajo toma la siguiente trayectoria: Tanque - unidad de bombeo - tubing - generador hidroacústico -resonador - espacio anular - tanque - bomba. Cabe aclarar que

primero se posiciona el resonador en el primer intervalo de interés donde es estimulado y luego se posiciona en el siguiente y así hasta terminar los intervalos a estimular. Una vez se han estimulado todos los intervalos de interés se procede a la segunda etapa o etapa de depresión, en esta etapa se sienta el empaque y se hace una inyección indirecta al pozo, es decir que el fluido de trabajo realiza la siguiente trayectoria Tanque - unidad de bombeo - espacio anular - bomba de chorro - espacio anular - Tanque - unidad de bombeo.

**Figura 41.** Esquemas IS-R Presión, Esquemas IS-R depresión H.A.T.



**Fuente:**Modificado de VP DYBLENKO, et.:al: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias.Capitulo 10.

### 3.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Se debe aclarar que las presiones y caudales establecidos en estos procedimientos, solo hacen referencia a los valores utilizados en este piloto, ya que la presión y tasas de bombeo son valores que el especialista H.A.T determina apoyado de un software que tiene en cuenta parámetros como: ID de casing y características de tubing, profundidades del pozo y tipo de generador entre otros.

**Tabla 52.** Plan de trabajo Configuración ISS de un proceso de tecnología H.A.T

1	Mover torre y re acondicionamiento a la locación.
2	Controlar pozo con agua tratada recomendada por ingeniería.
3	Sacar sarta de producción o inyección.
4	Bajar broca y scraper hasta 200 (ft) por encima del intervalo mas somero a estimular.ir hasta 100 (ft) abajo del intervalo mas profundo a estimular. Circular hasta retorno limpio.
5	Bajar BHA H.A.T y posicionar resonador en el intervalo mas somero a estimular.
6	Asentar empaque
7	Realizar well-test a una rata de bombeo de 1 - 3 barriles por minuto, presión máxima no mas de 2800 (psi).
8	Circular durante 6 - 12 hrs con fluido de trabajo limpio a través del sistema tubing - generador hidroacústico -resonador - orificio del filtro de arena - dispositivo de depresión - espacio anular - tanque - bomba - tubing, con anular abierto a una rata de 3 - 5 barriles por minuto y activar estimulación con Generador de ondas hidroacústicas. Presión de 2000-2800 (psi).
9	Recolectar pruebas del fluido de retorno cada 60 min. para determinar contenido de sólidos en suspensión.
10	durante la operación del paso 8 a cada 1-4 hrs cerrar el espacio anular y realizar la inyección del fluido a la formación con presión de admisión por espacio de 1 a 30 mint. Abrir el espacio anular y realizar el vaciado con ayuda del dispositivo de depresión circulando a través del sistema tubing-generador hidroacústico - resonador - orificio del filtro de arena - dispositivo de presión - espacio anular - tanque - Bomba - tubing. Si se presenta una fuerte absorción pasar al siguiente punto.
11	Desasentar empaque y posicionar el resonador en el siguiente intervalo de estimulación.
12	Repetir los pasos del 6 al 11 hasta terminar intervalos a tratar.
13	Controlar pozo con agua tratada recomendada por ingeniería.
14	Sacar sarta de Tratamiento Hidroacústico.
15	Bajar completamiento de producción.
16	Dar por terminada las operaciones.

**Fuente:**Los autores, Ecopetrol S.A, Operaciones piloto H.A.T Tibú.

**Tabla 53.** Plan de trabajo Configuración *IS-R* de un proceso de tecnología H.A.T

1	Mover torre y reacondicionamiento a la locación.
2	Controlar pozo con agua tratada recomendada por ingeniería.
3	Sacar sarta de producción o inyección.
4	Bajar broca y scraper hasta 200 ft por encima del intervalo mas somero a estimular, ir hasta 100 ft abajo del intervalo mas profundo a estimular. Circular hasta retorno limpio.
5	Bajar BHA H.A.T y posicionar resonador en el intervalo mas somero a estimular.
6	Realizar well-test a una rata de bombeo de 1-3 barriles por minuto, presión máxima no mas de 2800 (psi).
7	Circular durante 6 -12 hrs con fluido de trabajo limpio a través del sistema tubing - generador hidroacústico -resonador - espacio anular - tanque - bomba - tubing, con anular abierto a una rata de 1.7 - 2.2 barriles por minuto y activar estimulación con Generador de ondas hidroacústicas. presión de 1500-1800 (psi).
8	Recolectar pruebas del fluido de retorno cada 60-120 min. para determinar contenido de sólidos en suspensión.
9	Durante la operación del paso 7 a cada 1-4 hrs cerrar el espacio anular y realizar la inyección del fluido a la formación con presión de admisión por espacio de 1 a 30 mint. Abrir el espacio anular y realizar el vaciado con ayuda del dispositivo de depresión, circulando a través del sistema tubing-generador hidroacústico - resonador - orificio del filtro de arena - dispositivo de presión - espacio anular - tanque - Bomba - tubing. Si se presenta una fuerte absorción pasar al siguiente punto.
10	Posicionar el resonador en el siguiente intervalo de estimulación.
11	Repetir los pasos del 6 al 10 hasta terminar intervalos a tratar.
12	Asentar empaque.
13	Comenzar periodo de depresión: Circular durante 6 -12 hrs con fluido de trabajo limpio a través del sistema espacio anular - dispositivo de depresión - tubing - tanque - bomba con anular abierto a una rata de 1.5 - 3.0 barriles por minuto. Presión de 1800-3000 (psi).
14	Controlar pozo con agua tratada recomendada por ingeniería.
15	Desasentar empaque.
16	Sacar sarta de Tratamiento Hidroacústico.
17	Controlar pozo con agua tratada recomendada por ingeniería.
18	Bajar completamiento de producción.
19	Dar por terminada las operaciones.

**Fuente:** Los autores, Ecopetrol S.A, Operaciones piloto H.A.T Tibú.

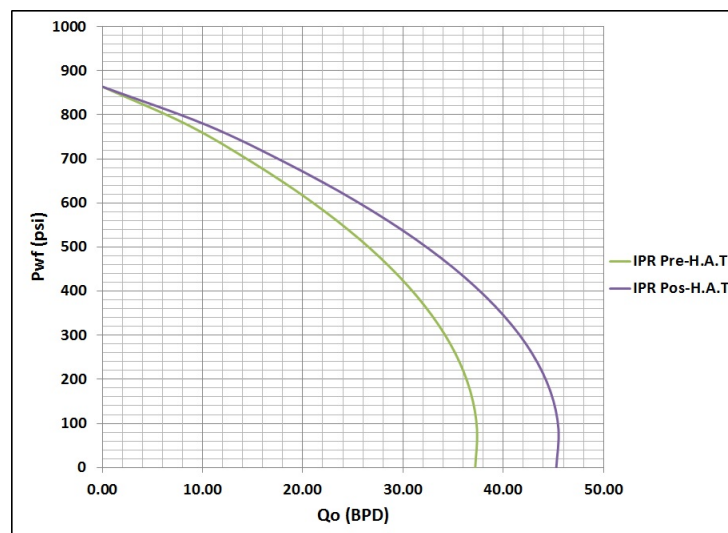
### 3.7 ANÁLISIS TÉCNICO OPERACIONES POZOS H.A.T

Dentro de las operaciones realizadas se pudieron visualizar algunos aspectos generales en la implementación de la tecnología H.A.T, así como otros individuales en cuanto a el tipo de pozo (productor o inyector).

#### 3.7.1. OPERACIONES POZOS PRODUCTORES H.A.T

Un indicativo a nivel del efecto de la estimulación con la tecnología H.A.T es el cambio de la curva IPR, su comportamiento pre y pos tratamiento determina si el efecto es positivo o negativo. A continuación se mostrara el análisis realizado para el pozo T-379, debido a que no se cuenta con la información necesaria para establecer el escenario posterior al tratamiento del pozo T-490 sin embargo de este ultimo se mostraran evidencias del daño removido.

**Figura 42.** Comparativo IPR Pre y Pos Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Al gráficar los valores de la tabla 20 y 33, se puede observar el comportamiento de la curva IPR antes y después de la estimulación.

Al analizar la curva del IPR Pos-Estimulación H.A.T, se puede establecer que el efecto fue positivo, ya que existe un aumento en los valores de producción respecto a los mismos valores de  $P_{wf}$ , de una manera mas rápida, se visualiza una amplitud de la curva Pos-Estimulación. Al analizar mas afondo los datos y tomar como base los valores del IPR Pos-Estimulación H.A.T se puede encontrar un aumento porcentual del 21.7%. Es decir que, si se toman los valores de caudal del IPR Pre-Estimulación y se multiplican por 1.217 estos valores serán igual a los obtenidos en el IPR Pos-Estimulación. Se puede concluir entonces que la estimulación aumento en un 21.7% la eficiencia de flujo.

Si bien para el T-490 no se tienen datos con los cuales se puedan establecer las condiciones pos-Estimulación, si es importante mostrar las evidencias de remoción de daño durante el tratamiento. Con el archivo fotográfico tomado durante la misma operación, se observan diferentes muestras de botellas de análisis de fluido de retorno, donde se puede visualizar el contenido de material solido suspendido en el fluido de tratamiento a su retorno a superficie.

**Figura 43.** Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

En el fondo de la botella de muestra se puede observar materia sólida decantada, esto hace parte del el daño que tiene la formación en el wellbore y que hace que la producción disminuya. Durante el tratamiento se debe hacer un análisis visual cualitativo de la concentración de sólidos en el fluido de retorno que se toman cada hora mientras dura la fase de estimulación. Dentro de la intervención del T-490 se pudo observar claramente la mejoría (al menos en forma visual) del tratamiento a medida que se iba avanzando.

**Figura 44.** Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

De izquierda a derecha se observa el avance de la estimulación en la remoción de daño. En la primera muestra se evidencia un fluido de retorno con algo de material suspendido y sin embargo poco turbio; luego el fluido de retorno cambia de características y comienza a mostrar gran cantidad de material sólido, el cual, decanta rápidamente al fondo de la botella de muestra; posteriormente las muestras salen más turbias y con algunas manchas de crudo.

A continuación las muestras de fluido de retorno con un tiempo de reposo de 2 días permiten apreciar de forma más clara el avance de la estimulación.

**Figura 45.** Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T. después de 2 días de reposo



**Fuente:** Los Autores

Luego de la muestra del centro se puede apreciar que el fluido de retorno sale mas manchado en aceite y la cual va creciendo hora a hora.

**Figura 46.** Muestra de fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T.



**Fuente:** Los Autores

**Figura 47.** Avance de mancha de aceite fluido de retorno T-490 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Una vez pasaron las operaciones al cabo de unos días se obstruyó la línea de flujo, por lo cual se realizó una inspección y se encontró con un sedimento dentro de la tubería, el mismo que se presentaba en las muestras tomadas durante la operación de estimulación.

**Figura 48.** Material solido en linea de superficie T-490



Fuente: Los Autores

Tras un análisis de laboratorio de esta muestra solida se determino la composición global de la muestra, expresada en términos de los minerales mas comunes

**Tabla 54.** Composición global aproximada de la muestra libre de crudo T-490, establecida a partir de los análisis realizados.

% Oxidos de Fe (Hematita $Fe_2O_3$ )	% Oxidos de Fe (Magnetita $Fe_3O_4$ )	% Otros	% Insolubles en ácido	
2.1	2.1	1.4	94.4	Arena fina (Cuarzo) + Minerales arcillosos + Barita

Fuente: Laboratorio de Quimica y producción; CARACTERIZACIÓN DE DOS MUESTRAS SÓLIDAS TOMADAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS TIBU-18 Y TIBU-490; Ecopetrol; 2011.

<sup>38</sup>El 4.1 % de la muestra es soluble en Diclorometano (DCM) y se atribuye a residual de crudo. Del 95.9 % restante (parte inorgánica), el 94.4 % es insoluble en ácido y corresponde principalmente, según los análisis por espectroscopia infrarroja

<sup>38</sup>Laboratorio de Quimica y producción; CARACTERIZACIÓN DE DOS MUESTRAS SÓLIDAS TOMADAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS TIBU-18 Y TIBU-490; Ecopetrol S.A; 2011.

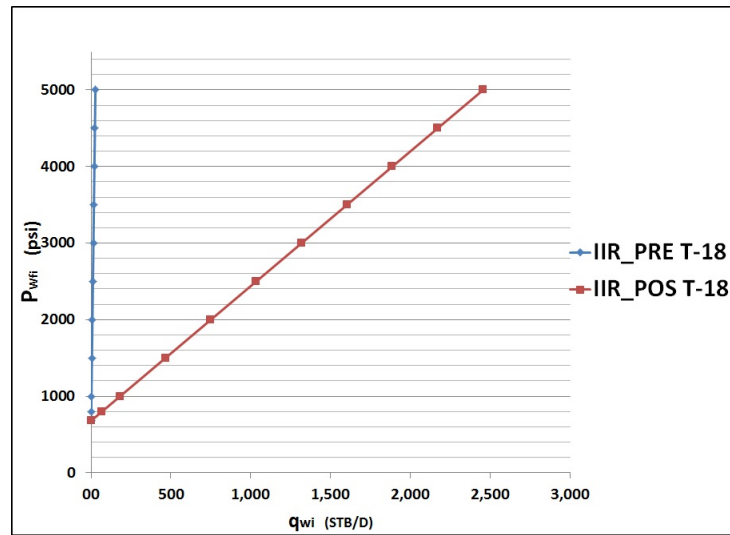
y vista estereoscópica, a una mezcla de arena (cuarzo) y barita, acompañada de minerales arcillosos en menor proporción. La parte soluble en ácido está formada 4.2% de óxidos de hierro (mezcla de Hematita+magnetita) y 1.4% de otros compuestos solubles no identificados.

La muestra tomada en el pozo Tibú-490 corresponde principalmente a una mezcla de Arena y Barita, acompañada de minerales arcillosos y óxidos de hierro en menor proporción. Los minerales arcillosos y la arena son arrastrados desde la formación productora, debido a la desestabilización de las mismas por efecto de la estimulación con la herramienta HAT. La Barita es un tipo de incrustación que se forma por la reacción de los iones Bario y sulfato disueltos en el agua y que precipita a medida que disminuye la temperatura de los fluidos producidos. Otra fuente de la Barita puede ser residual de lodo de perforación presente en el pozo.

### **3.7.2. OPERACIONES POZOS INYECTORES H.A.T**

El cambio en los índices de inyectividad IIR pueden mostrar un efecto negativo o positivo por la intervención de un pozo inyector. Es el cambio de la curva IIR, su comportamiento pre y pos tratamiento lo que determina si el efecto es positivo o negativo. A continuación se mostrara el análisis realizado para el pozo T-18 y T-256 y posterior a ello un análisis de el daño que sufría cada uno de estos pozos inyectores.

**Figura 49.** Comparativo IIR Pre y Pos T-18 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Al gráficar los valores de la tabla 36 y 39, se puede observar que el comportamiento de la curva IIR después de la estimulación aumenta, al analizar los datos se estima que el aumento es de más del 100% en la eficiencia de inyección.

**Figura 50.** Muestra de fluido de retorno T-18 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Dentro de las muestras tomadas en la operación se divisan partículas finas suspendidas en el fluido de retorno, estas partículas tienen a simple vista apariencia de finos terrosos. Posterior a la operación se enviaron muestras de fluidos de retorno a laboratorio para la realización de un análisis más detallado. Se determinó la composición global de la muestra, expresada en términos de los minerales más comunes.

**Tabla 55.** Composición global aproximada de la muestra libre de crudo T-18, establecida a partir de los análisis realizados.

% Óxidos de Fe (Hematita $Fe_2O_3$ )	% Óxidos de Fe (Magnetita $Fe_3O_4$ )	% Otros	% Insolubles en ácido	
69.4	- - - -	0.2	30.4	Minerales arcillosos + arena fina (cuarzo)

Fuente: Laboratorio de Química y producción; CARACTERIZACIÓN DE DOS MUESTRAS SÓLIDAS TOMADAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS TIBU-18 Y TIBU-490; Ecopetrol; 2011.

<sup>39</sup>El 7.5 % de la muestra corresponde a residual de crudo. Del 92.5 % restante (parte inorgánica), el 30.4 % es insoluble en ácido y corresponde según los análisis por espectroscopia infrarroja y vista al estereoscopio a una mezcla de minerales arcillosos y arena fina. La parte soluble en ácido está formada por 69.4 % de óxidos de hierro y 0.2 % de otros compuestos solubles no identificados.

Se encontró mayoritariamente óxidos de hierro y cantidades apreciables de una mezcla de minerales arcillosos y arena fina, los óxidos de hierro se producen por fenómenos de corrosión en las tuberías, los cuales son arrastrados por efecto del tratamiento aplicado, mientras que los minerales arcillosos y la arena son arrastrados desde la formación productora, debido a la desestabilización de las mismas por efecto de la estimulación con la herramienta HAT.

<sup>39</sup>Laboratorio de Química y producción; CARACTERIZACIÓN DE DOS MUESTRAS SÓLIDAS TOMADAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS TIBU-18 Y TIBU-490; Ecopetrol S.A; 2011.

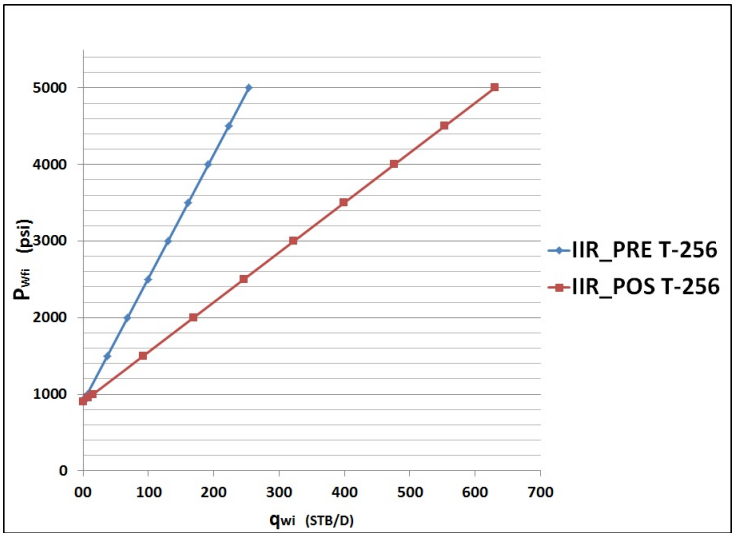
**Figura 51.** Vista al estereoscopio muestra T-18 Estimulación H.A.T.



**Fuente:**Modificado de Laboratorio de Química y producción; CARACTERIZACIÓN DE DOS MUESTRAS SÓLIDAS TOMADAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS TIBU-18 Y TIBU-490; Ecopetrol S.A; 2011

En cuanto al T-256, al graficar los valores de las tablas 43 y 47 evidencian que los valores de inyectividad Pos-Estimulación aumentaron, argumentando un efecto positivo. La eficiencia en cuanto a la inyección muestra un aumento de casi el 150 %. La mejora en la permeabilidad ayuda a que incremente el índice de inyectividad **IIR**, mediante la estimulación con H.A.T se logra mediante la remoción de colmatan, partículas de corrosión o demás finos que puedan estar obstruyendo los canales de flujo y gargantas de poro. Además según los estudios de laboratorio previamente mostrados hablan de una mejoría en el perfil de inyección logrando un mejor avance en el empuje hidráulico.

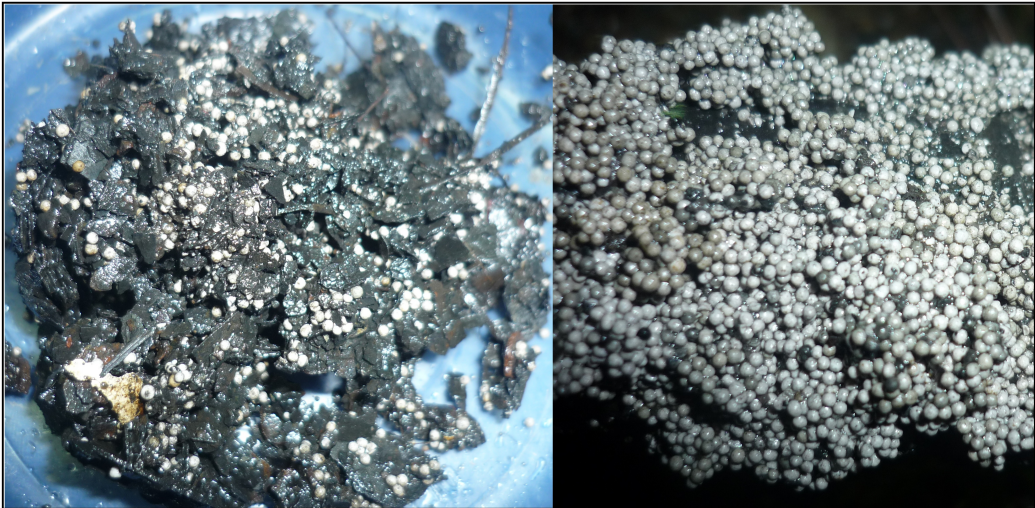
**Figura 52.** Comparativo IIR Pre y Pos T-256 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

Parte de las muestras de retorno arrojaron contenido de carbolita; La carbolita es usada como material propante dentro de las operaciones de fracturamiento hidráulico, también se encontraron restos de escamas de corrosión.

**Figura 53.** Muestra de partículas de daño T-256 Estimulación H.A.T.



Fuente: Los Autores

### 3.7.3. LECCIONES APRENDIDAS OPERACIONAL

Según las muestras estudiadas de los retornos de fluido del tratamiento mediante la tecnología H.A.T, se pudo observar que el material asociado al daño en pozos productores esta constituido, en este caso, por partículas de colmatan, que son arrastradas desde la formación, y barita, residuo posible del fluido de perforación. Debido al incidente con el pozo T-490 se recomienda, producir a tanques móviles en la locación del pozo, para observar si existe arrastre de lodo o no, antes de integrar el pozo a la líneas de producción del campo.

**Figura 54.** Taponamiento línea de superficie por cerrado de pozo



Fuente: Los Autores

La inyección de agua genera gran corrosión en las tuberías que pueden obstruir la bomba de chorro en la operación de estimulación, generando problemas operacionales.

**Figura 55.** Taponamiento de bomba de chorro por escamas de corrosión



Fuente: Los Autores

Se debe considerar el uso de tubería adecuada para la estimulación. La operación se puede llevar a cabo con la tubería de producción o inyección instalada en pozo, siempre y cuando se encuentre en optimas condiciones: Sin problemas de corrosión (escamas), integridad estructural (resistencia estallido, colapso, sin problemas de abolladuras). Para ello se recomienda analizar el tiempo de instalación de las tuberías y una optima revisión de su estado, u optar por el uso de tubería de trabajo que se pueda llevar de pozo a pozo en campañas de estimulaciones H.A.T.

## 4. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo del proyecto se pretende determinar los beneficios en la producción de cada uno de los pozos la cual repercutirá directamente sobre las utilidades para la empresa operadora en este caso ECOPETROL S.A. al realizar la estimulación de los pozos con la tecnología hidroacústica. Con esto se pretende demostrar la viabilidad del proyecto para futuras aplicaciones.

La evaluación se realizará de manera cuantitativa o cualitativa dada la dificultad para la adquisición de información que permita una estimación real de la producción incremental para los 4 pozos estimulados, 2 pozos productores y 2 pozos inyectores, y así tener parámetros del rendimiento económico de cada uno de ellos.

El desarrollo de este análisis se hace para estimar la inversión total en el desarrollo del piloto, estimar el flujo efectivo generados como consecuencia de la estimulación y establecer la eficiencia del mismo.

### 4.1 CONCEPTOS FINANCIEROS

**FLUJO DE CAJA:** <sup>40</sup>En finanzas y en economía se entiende por flujo de caja o flujo de fondos los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. Para el caso de estudio se entenderá como flujo de caja el medio por el cual se busca analizar la viabilidad del proyecto de inversión, los flujos de fondos son la base de

---

<sup>40</sup>BREALEY MYERS. Principios de Finanzas Corporativas 2008

cálculo del Valor actual neto y de la Tasa interna de retorno. La fórmula que se puede usar para obtener el flujo de caja proyectado es:

$$FLUJO DE CAJA = INGRESOS - EGRESOS - IMPUESTOS \quad (70)$$

#### 4.1.1. INGRESOS:

En el desarrollo de este proyecto, los ingresos provienen directamente de la venta del crudo, la cual es determinada por la producción del campo o pozo y su respectivo precio en el mercado. Para obtener la producción de petróleo posteriores a la estimulación se hace necesario el desarrollo de curvas de declinación que buscan predecir la producción partiendo del comportamiento histórico de la misma.

#### 4.1.2. EGRESOS:

Es todo dinero que sale de la empresa y que es necesario para llevar a cabo su actividad productiva. Incluye los costes variables y fijos.

**Inversión inicial:** <sup>41</sup>Se refiere al flujo de caja inicial que se considera debe ser necesario para la puesta en marcha del proyecto el cual se busca sea un desembolso capitalizable y recuperable en términos económicos o en términos investigativos.

Para el desarrollo de este proyecto, los costos están asociados a la operación, equipo principal, movilización, herramientas, materiales y personal que interviene

---

<sup>41</sup>Vargas Diana, Gonzales Pilar - Optimización Producción pozos con BM del campo Tibú con herramientas echometer. Bucaramanga 2011. p. 145

directamente en el desarrollo del mismo; los cuales, han sido tenidos en cuenta en el momento de asegurar la información del proyecto mediante el uso de herramientas como Open Wells. Estos costos iniciales estarán dados por la siguiente ecuación:

$$INVERSION INICIAL = AeWO + Mov + HE + COp \quad (71)$$

Donde

- \* *AeWO* : Alquiler equipo de Work Over.
- \* *Mov*: Movilización.
- \* *HE*: Herramientas especiales.
- \* *COp*: Costos de operación.

**Costos:** <sup>42</sup>Varían en función del nivel del uso o de producción. Es el esfuerzo económico que se realiza para lograr un objetivo.

Según el área donde se consumen:

- \* Costo de producción
- \* Costos de distribución
- \* Costos de administración
- \* Costos de financiamiento

---

<sup>42</sup>Vargas Diana, Gonzales Pilar - Optimización Producción pozos con BM del campo Tibú con herramientas echometer. Bucaramanga 2011. p. 149

Según su identificación:

- \* Directos
- \* Indirectos

Según control que se tiene sobre consumo:

- \* Costos controlables
- \* Costos no controlables

Según la importancia en la toma de decisiones:

- \* Costos relevantes
- \* Costos no relevantes

Estos costos representan los gastos generados por la operación del equipo, los cuales son:

- \* Costos de operación
- \* Costos de mantenimiento de equipo.

Para el flujo de caja realizado estos costos se agruparon en el ítem denominado *Costos de levantamiento*, y se muestran a continuación:

**Tabla 56.** Costos de levantamiento de fluido en campo Tibú.

Barril agua producido	13 US\$
Barril Aceite producido	22 US\$

Fuente: Ecopetrol S.A Campo Tibú.

**IMPUESTO:** <sup>43</sup>El impuesto es una clase de tributo (obligaciones generalmente pecuniarias en favor del acreedor tributario) regido por derecho público. Se caracteriza por no requerir una contraprestación directa o determinada por parte de la administración hacendaria (acreedor tributario). Los impuestos en la mayoría de legislaciones surgen exclusivamente por la "potestad tributaria del Estado", principalmente con el objeto de financiar sus gastos. Su principio rector, denominado "Capacidad Contributiva", sugiere que quienes más tienen deben aportar en mayor medida al financiamiento estatal, para consagrar el principio constitucional de equidad y el principio social de solidaridad. Los impuestos son cargas obligatorias que las personas y empresas tienen que pagar para financiar al estado. En la industria petrolera se debe contribuir a dos impuestos principalmente: las regalías que son que son el derecho que tiene el Estado sobre el producto resultante de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad, se determina sobre el porcentaje del volumen bruto explotado y el impuesto sobre la renta es de tipo nacional y se paga al Fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. De acuerdo a los datos suministrados por ECOPETROL S.A. el porcentaje de regalías que paga es del 20% para el Campo Tibú. El impuesto de renta en Colombia es del 34,5% anual, la cual se aplican al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación<sup>44</sup>.

#### **4.1.3. INDICES DE RENTABILIDAD**

**Valor presente neto** <sup>45</sup>: El valor presente neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento

<sup>43</sup>Restrepo Ana María "Impuesto de renta y complementarios" Universidad Eafit Boletín 23.

<sup>44</sup>Vargas Diana, Gonzales Pilar - Optimización Producción pozos con BM del campo tibu con herramientas echometer. Bucaramanga 2011. p. 151

<sup>45</sup>BREALEY MYERS. Principios de Finanzas Corporativas 2008

actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los futuros flujos de caja del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (72)$$

Donde

- \*  $V_t$  : Flujos de cada en cada periodo  $t$ .
- \*  $I_0$ : Inversión inicial.
- \*  $n$ : Numero de periodos considerados.
- \*  $k$ : coste de oportunidad.

Cuando se calcula el valor presente neto usando la tasa mínima de retorno (mínima rentabilidad del proyecto), el resultado es cero. Esto evidencia que los dineros invertidos en el proyecto ganan un interés idéntico a la tasa de descuento utilizada para calcular el VPN<sup>46</sup>.

---

<sup>46</sup>Vargas Diana, Gonzales Pilar - Optimización Producción pozos con BM del campo tibú con herramientas echometer. Bucaramanga 2011. p. 158

**Tasa interna de retorno (TIR)** <sup>47</sup>: Está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para reinvertir”. En términos simples en tanto, diversos autores la conceptualizan como la tasa de interés con la cual el valor presente neto VPN es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (73)$$

Donde

- \*  $F_t$  : Flujos de cada en el periodo  $t$ .
- \*  $I_0$ : Inversión inicial.
- \*  $n$ : Numero de periodos considerados.
- \*  $t$ : Periodo.

---

<sup>47</sup>Vargas Diana, Gonzales Pilar - Optimización Producción pozos con BM del campo tibu con herramientas echometer. Bucaramanga 2011. p. 159

$$TIR = \frac{Utilidad\ neta\ acumulada - I_0}{Utilidad\ neta\ acumulada * t} \quad (74)$$

La tasa de interés o de oportunidad que de Ecopetrol S.A es de 11 % anual o 0.87 % mensual.

## 4.2 CURVAS DE DECLINACIÓN:

<sup>48</sup>Las curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Dado que las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa solo por facilidad, es decir, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de aceite y gas a través de la formación. Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, un grupo de pozos de un yacimiento o todos los pozos del mismo.

### 4.2.1. DECLINACIÓN EXPONENCIAL

<sup>49</sup>El método lógico de graficar la producción es haciéndolo contra el tiempo, este fue el primer método utilizado. Luego de un periodo en el cual se estabiliza la producción, se encontró que el pozo no podía sostener este ritmo de producción

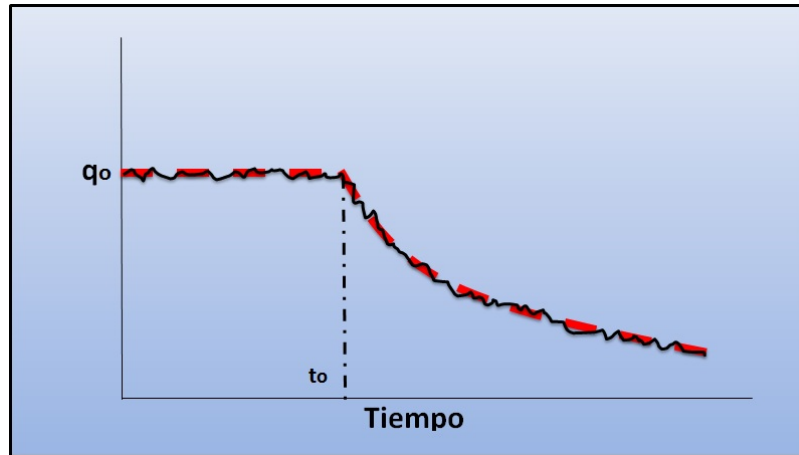
---

<sup>48</sup>Nind, T.E.W Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros - Ontario Canadá 1987 Pg. 53.

<sup>49</sup>Ibid.,p. 53.

y su capacidad comienza a decaer regularmente, es decir, comienza la declinación mes a mes. En la **figura 56** se muestra una curva típica de producción vs el tiempo en la cual una línea discontinua es una curva promedio.

**Figura 56.** Curva de Producción vs Tiempo



**Fuente:**Modificado de Nind, T.E.W Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros- Ontario Canadá 1987.

Si se pudiera dar una forma regular “matemática” a la parte curva de la línea discontinua, sería posible de esta forma extrapolar en el futuro y así predecir la producción del pozo, por ejemplo 1,2,5 o 10 años. Si se gráfica los datos de producción contra la producción acumulativa de aceite se puede observar que la parte curva que declina se puede convertir en una línea recta, la cual es fácil de extrapolar. Si  $q_o$  es producción y  $Q$  es la producción acumulativa, la ecuación de esta línea es:

$$q = mQ + c \quad (75)$$

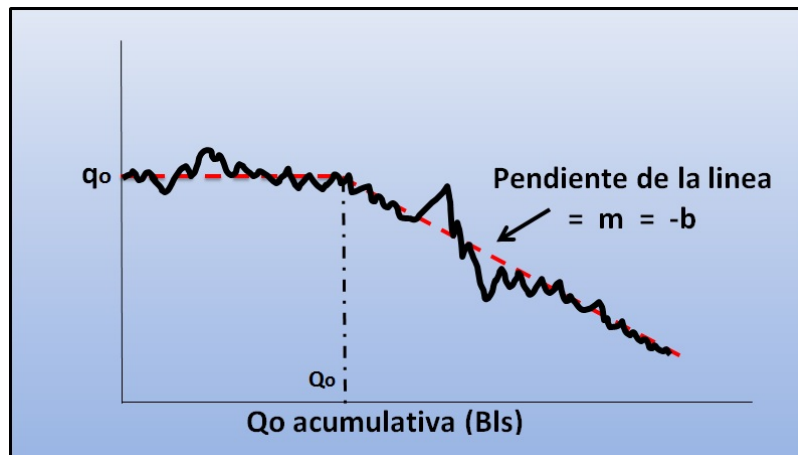
Donde  $m$  y  $c$  son constantes. Si la producción  $q$  se mantiene durante un corto tiempo  $dt$ , la producción acumulativa en ese tiempo  $qdt$ ; por lo tanto, la producción acumulativa es la suma de los productos  $q * dt$  desde el inicio de la producción al día presente (tiempo  $t$ ).

$$Q = \int_0^t q dt \quad (76)$$

$$q = \frac{dQ}{dt} \quad (77)$$

En la siguiente **figura 57** se observa que la pendiente a la línea obtenida es negativa en el periodo de declinación de la producción y  $m$  puede escribirse como  $-b$ , donde  $b$  es positiva

**Figura 57.** Curva de Producción vs Producción acumulada



**Fuente:** Modificado de Nind, T.E.W Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros- Ontario Canadá 1987.

La constante positiva  $b$  se llama *relación de la declinación de la producción continua nominal*. Entonces :

$$q = -bQ + c \quad (78)$$

Si la declinación de la producción comienza cuando la producción acumulativa del pozo es  $Q_0$  como se muestra en la **figura 57** y si la producción estabilizada antes de ese tiempo es  $q_0$ , entonces:

$$q_0 = -bQ_0 + c \quad (79)$$

$$c = -q_0 + bQ_0 \quad (80)$$

La producción acumulativa durante el periodo de declinación es igual a la diferencia entre la producción inicial y la producción actual dividida entre la relación de la declinación continua.

$$Q - Q_0 = \frac{q_0 - q}{b} \quad (81)$$

$$\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} = m \quad (82)$$

entonces

$$\frac{1}{q} * \frac{dq}{dt} = -b \quad (83)$$

o

$$\frac{dq}{q} = -bdt \quad (84)$$

al integrar esta ecuación se obtiene

$$\ln q = -bt + a \quad (85)$$

donde  $a$  es la constante de integración. Si el periodo de declinación comienza en el tiempo  $t_0$  como se muestra en la **figura 57** y si la producción estabilizada anterior a este punto fue  $q_0$ ,

$$\ln q_0 = -bt_0 + a \quad (86)$$

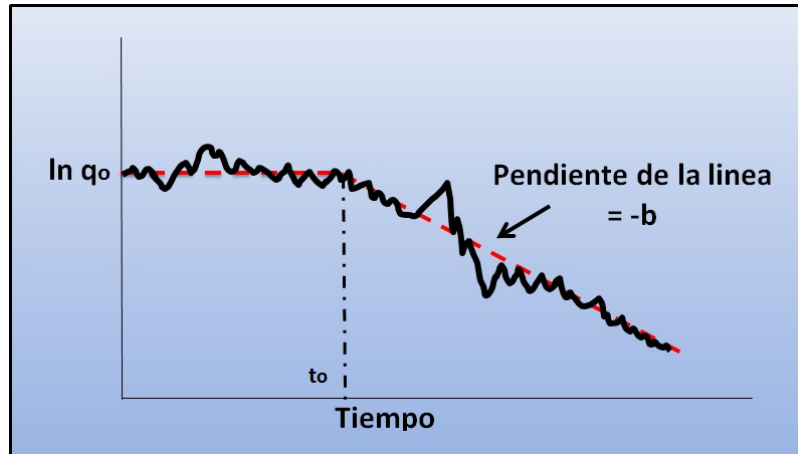
$$a = bt_0 + \ln q_0 \quad (87)$$

al realizar una sustitución de la ecuación  $a = bt_0 + \ln q_0$  en la ecuación  $\ln q = -bt + a$  se puede obtener

$$\ln q = \ln q_0 - b(t - t_0) \quad (88)$$

En la ecuación 88 se muestra que para ese tipo de declinación en la producción, la gráfica de la producción contra el tiempo en escala semilogarítmica es una línea recta, donde la pendiente de la recta es igual a  $a = -b$  tal como se muestra en la **figura 58** a continuación

**Figura 58.** Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo



**Fuente:**Modificado de Nind, T.E.W Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros- Ontario Canadá 1987.

al despejar  $q$  de la anterior ecuación se permite encontrar la producción en cualquier momento, cuando se conoce la producción inicial  $q_0$ .

$$q = q_0 \exp[-b(t - t_0)] \quad (89)$$

Suponiendo que, para simplificar, la declinación de la producción comienza tan pronto como el pozo entra en producción, de tal manera que  $t_0 = 0$ , entonces:

$$q = q_0 \exp(-bt) \quad (90)$$

#### **4.2.2. POZOS PRODUCTORES**

Para cada pozo productor se determinó la tasa de declinación basada en la regresión histórica del comportamiento de la producción, antes y después de la estimulación. Los cálculos se desarrollaron teniendo en cuenta la tendencia de producción de aceite y agua mediante datos de producción de un año atrás, hasta la fecha de estimulación, y tendencias de producción proyectadas de los meses siguientes a la estimulación.

Para tal fin, se adquiere cada data de pruebas de producción en superficie, donde se puede obtener valores de caudales de aceite y agua (en este estudio no se tendrá en cuenta las tasas de gas asociadas a las pruebas de producción).

- 1- Adquisición de pruebas de producción en superficie.

**Tabla 57.** Pruebas de producción Pre-Estimulación T-379 campo Tibú.

t	Fecha	Caudal Aceite (bbl)	Caudal Agua (bbl)	Caudal Bruto (bbl)
40625	23/03/2011	34	12	46
40645	12/04/2011	32	12	44
40663	30/04/2011	32	4	36
40664	01/05/2011	33	4	37
40665	02/05/2011	34	12	46
40687	24/05/2011	33	12	45
40702	08/06/2011	42	9	51
40741	17/07/2011	31	15	46
40765	10/08/2011	34	12	46
40766	11/08/2011	35	12	47
40767	12/08/2011	38	12	50
40797	11/09/2011	22	3	25
40818	02/10/2011	30	12	42
40819	03/10/2011	36	9	45
40820	04/10/2011	33	12	45
40826	10/10/2011	34	6	40
40827	11/10/2011	14	3	17
40876	29/11/2011	22	18	40

Fuente:Ecopetrol S.A Campo Tibú.

2- Calcular los valores de  $Ln(Q_o)$  y  $Ln(Q_w)$  Pruebas de producción.

**Tabla 58.** Valores de  $Ln(Q_o)$  y  $Ln(Q_w)$  Pruebas de producción T-379 campo Tibú.

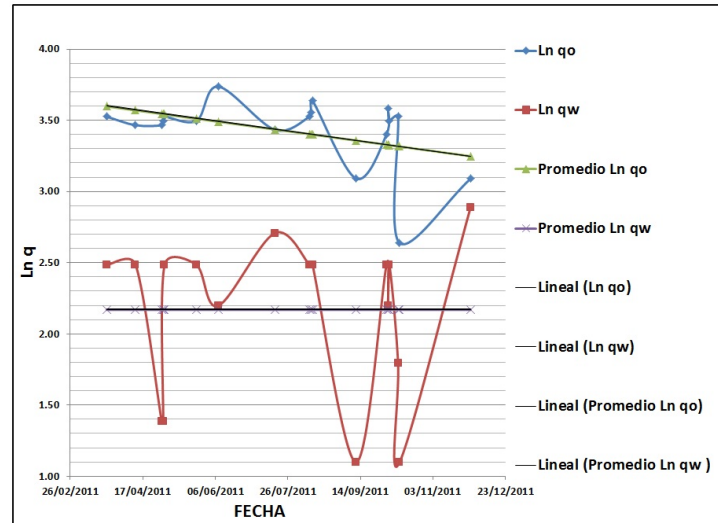
t	Fecha	$LnQ_o$	$LnQ_w$
40625	23/03/2011	3.53	2.48
40645	12/04/2011	3.47	2.48
40663	30/04/2011	3.47	1.39
40664	01/05/2011	3.50	1.39
40665	02/05/2011	3.53	2.48
40687	24/05/2011	3.50	2.48
40702	08/06/2011	3.74	2.20
40741	17/07/2011	3.43	2.71
40765	10/08/2011	3.53	2.48
40766	11/08/2011	3.56	2.48
40767	12/08/2011	3.64	2.48
40797	11/09/2011	3.09	1.10
40818	02/10/2011	3.40	2.48
40819	03/10/2011	3.58	2.20
40820	04/10/2011	3.50	2.48
40826	10/10/2011	3.53	1.79
40827	11/10/2011	2.64	1.10
40876	29/11/2011	3.09	2.89

Fuente:Los Autores.

3- Graficar y Encontrar una ecuación que correlacione con la línea promedio de estos valores logarítmicos de caudal contra el tiempo. Este método se asemeja

al propuesto en la **figura 58**, donde se busca linealizar el comportamiento de la declinación de la producción.

**Figura 59.** Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y líneas promedio Pre-Estimulación



Fuente: Los Autores

Las ecuaciones que permiten representar el comportamiento promedio de la producción base de aceite y agua para los cálculos de fluidos incrementales son:

$$\ln q_o = -0,001395 * t + 60,27 \quad (91)$$

$$\ln q_w = -0,000001 * t + 2,2095 \quad (92)$$

Para hallar la tasa de fluido en el tiempo  $t$  se despeja de cada ecuación  $q$  lo cual resultaría para el aceite y para el agua respectivamente en:

$$q_o = \exp(60,27) * \exp(-0,001395 * t) \quad (93)$$

$$q_w = \exp(2,2095) * \exp(-0,000001 * t) \quad (94)$$

4- Los ítem 1 al 3 se realiza para los valores post-Estimulación.

**Tabla 59.** Pruebas de producción Pos-Estimulación T-379 campo Tibú.

t	Fecha	Caudal Aceite (bbl)	Caudal Agua (bbl)	Caudal Bruto (bbl)
40886	09/12/2011	4	96	100
40887	10/12/2011	10	66	76
40888	11/12/2011	4	63	67
40890	13/12/2011	12	42	54
40891	14/12/2011	7	30	37
40892	15/12/2011	3	27	30
40893	16/12/2011	7	7	14
40894	17/12/2011	8	21	29
40895	18/12/2011	16	24	40
40896	19/12/2011	8	27	35
40897	20/12/2011	10	21	31
40898	21/12/2011	12	21	33
40905	28/12/2011	17	30	47
40906	29/12/2011	21	9	30
40913	05/01/2012	17	21	38
40914	06/01/2012	27	9	36
40926	18/01/2012	23	18	41
40927	19/01/2012	22	15	37
40983	15/03/2012	41	30	71
40984	16/03/2012	11	39	50
41004	05/04/2012	17	21	38
41014	15/04/2012	13	15	28
41031	02/05/2012	36	18	54
41064	04/06/2012	38	21	59
41092	02/07/2012	21	30	51
41119	29/07/2012	34	32	66
41120	30/07/2012	40	15	55
41125	04/08/2012	37	7	44

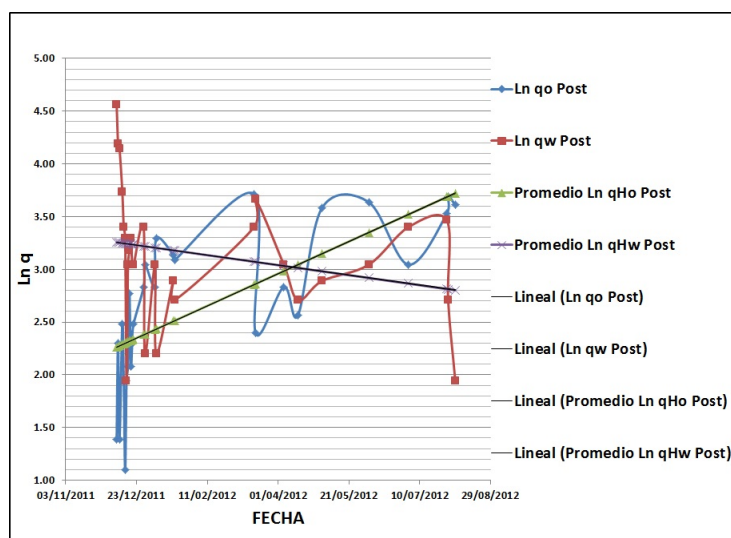
Fuente: Ecopetrol S.A Campo Tibú.

**Tabla 60.** Valores de  $Ln(Q_o)$  y  $Ln(Q_w)$  Pruebas de producción T-379 campo Tibú.

t	Fecha	$LnQ_o$	$LnQ_w$
40886	09/12/2011	1.39	4.56
40887	10/12/2011	2.30	4.19
40888	11/12/2011	1.39	4.14
40890	13/12/2011	2.48	3.74
40891	14/12/2011	1.95	3.40
40892	15/12/2011	1.10	3.30
40893	16/12/2011	1.95	1.95
40894	17/12/2011	2.08	3.04
40895	18/12/2011	2.77	3.18
40896	19/12/2011	2.08	3.30
40897	20/12/2011	2.30	3.04
40898	21/12/2011	2.48	3.04
40905	28/12/2011	2.83	3.40
40906	29/12/2011	3.04	2.20
40913	05/01/2012	2.83	3.04
40914	06/01/2012	3.30	2.20
40926	18/01/2012	3.14	2.89
40927	19/01/2012	3.09	2.71
40983	15/03/2012	3.71	3.40
40984	16/03/2012	2.40	3.66
41004	05/04/2012	2.83	3.04
41014	15/04/2012	2.56	2.71
41031	02/05/2012	3.58	2.89
41064	04/06/2012	3.64	3.04
41092	02/07/2012	3.04	3.40
41119	29/07/2012	3.53	3.47
41120	30/07/2012	3.69	2.71
41125	04/08/2012	3.61	1.95

Fuente: Los Autores.

**Figura 60.** Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y líneas promedio Pos-Estimulación



Fuente: Los Autores

Las ecuaciones que permiten representar el comportamiento promedio de la producción después de la estimulación HAT de aceite y agua para los cálculos de fluidos incrementales son:

$$\ln qH_o = 0,0061 * t - 247,14 \quad (95)$$

$$\ln qH_w = -0,0019 * t + 80,94 \quad (96)$$

Para hallar la tasa de fluido en el tiempo  $t$  se despeja de cada ecuación  $qH$  lo cual resultaría para el aceite y para el agua respectivamente en:

$$qH_o = \exp(-247,14) * \exp(0,0061 * t) \quad (97)$$

$$qH_w = \exp(80,94) * \exp(-0,0019 * t) \quad (98)$$

- 5- Se calculan las tasas de producción mes a mes y se generan las proyecciones del comportamiento base y el comportamiento post-HAT de aceite y agua.

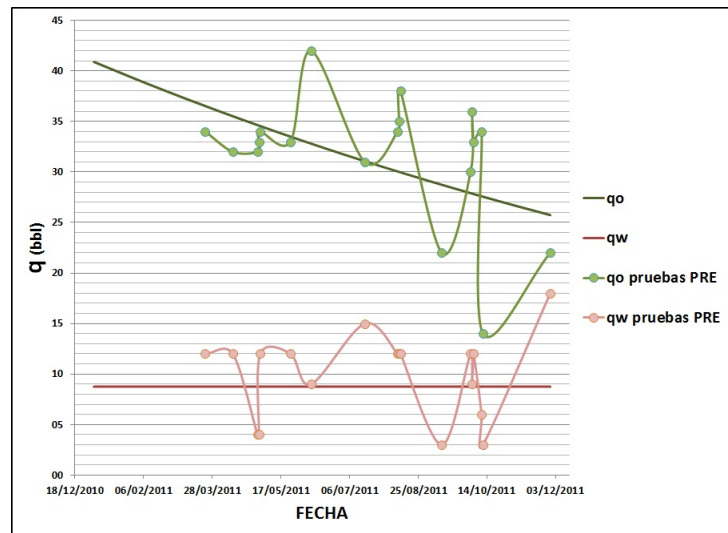
**Tabla 61.** Valores promedio producción Aceite y Agua Pre-Estimulación T-379 campo Tibú.

t	Fecha	$q_o$ (bbl)	$q_w$ (bbl)
40544	01/01/2011	40.9	8.7
40575	01/02/2011	39.2	8.7
40603	01/03/2011	37.7	8.7
40634	01/04/2011	36.1	8.7
40664	01/05/2011	34.6	8.7
40695	01/06/2011	33.1	8.7
40725	01/07/2011	31.8	8.7
40756	01/08/2011	30.4	8.7
40787	01/09/2011	29.1	8.7
40817	01/10/2011	27.9	8.7
40848	01/11/2011	26.8	8.7
40876	29/11/2011	25.7	8.7

Fuente: Los Autores

Al gráficar los valores de la tabla 47 y 61 se puede observar la tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pre-Estimulación T-379.

**Figura 61.** Tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pre-Estimulación.



Fuente: Los Autores

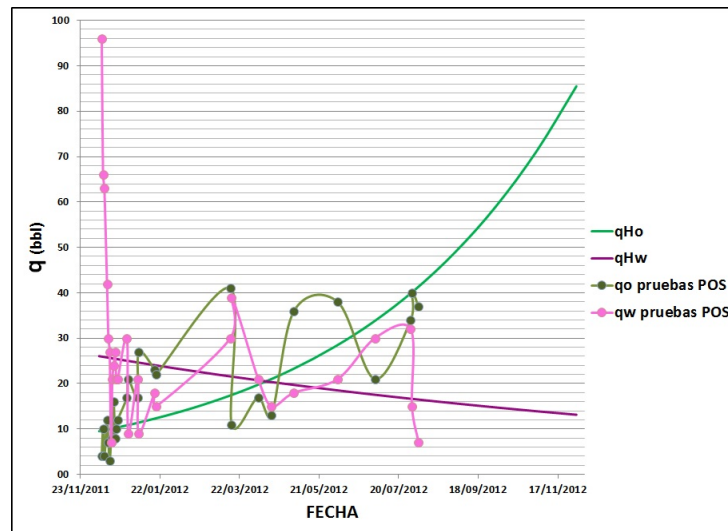
**Tabla 62.** Valores promedio producción Aceite y Agua Pos-Estimulación T-379 campo Tibú.

t	Fecha	$qH_o$ (bbl)	$qH_w$ (bbl)
40884	07/12/2011	9.5	26.1
40909	01/01/2012	11.1	24.9
40940	01/02/2012	13.4	23.4
40969	01/03/2012	16.0	22.2
41000	01/04/2012	19.3	20.9
41030	01/05/2012	23.2	19.7
41061	01/06/2012	28.0	18.6
41091	01/07/2012	33.6	17.6
41122	01/08/2012	40.6	16.6
41153	01/09/2012	49.1	15.6
41183	01/10/2012	58.9	14.8
41214	01/11/2012	71.2	13.9
41244	01/12/2012	85.5	13.1

Fuente: Los Autores

Al graficar los valores de la **tabla 59** y **tabla 62** se puede observar la tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pos-Estimulación T-379.

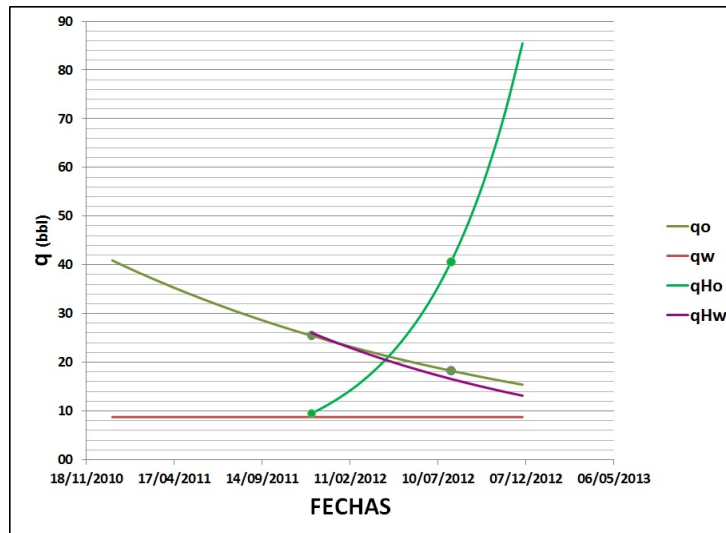
**Figura 62.** Tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pos-Estimulación.



Fuente: Los Autores

6- Graficar las tendencias de la producción de aceite y agua pre y pos estimulación. Los datos son los consignados en las **tabla 61** y **tabla 62** respectivamente

**Figura 63.** Tendencias de la producción de aceite y agua pre y pos estimulación



Fuente: Los Autores

Los puntos en la gráfica indican el rango de valores del tiempo del que tienen pruebas de producción y por lo tanto, un intervalo conocido del efecto de la estimulación en la producción, aunque estas curvas, se recuerda, son tendencias promedio de esos valores. Se puede observar que existe un punto en el cual las tendencias de producción PRE y POS se interceptan. A partir de este punto, la producción por efecto de la estimulación, es mayor que la producción base. Para hallar la cantidad de barriles incrementales de aceite o la diferencia entre una tendencia y la otra, se halla en primer lugar el punto de intersección de las curvas de aceite. Esto se puede realizar igualando las dos ecuaciones que describen el comportamiento de la producción y encontrando el valor de la fecha  $t$ .

$$q_o = qH_o \quad (99)$$

$$\exp(60,27) * \exp(-0,001395 * t) = \exp(-247,14) * \exp(0,0061 * t) \quad (100)$$

Se despeja  $t$  de la anterior ecuación, se halla el valor de intersección y el valor de  $q_o$  para esa fecha. Los valores son:  $t = 41015 = 16/04/2012$  y  $q_o = 21,2(\text{bbl})$ .

- 7- Ya que se posee las ecuaciones que describen el comportamiento promedio de la producción. La cantidad de barriles con una tendencia u otra, dependerá de el tiempo  $t_1$ , en el cual se comience el análisis y el tiempo  $t_2$ , hasta el cual se finalice. Por lo tanto se integra cada función respecto a  $t$ . Es decir:

$$\text{Barriles Aceite Base} = \int_{t_1}^{t_2} q_o dt \quad (101)$$

$$\text{Barriles Aceite Base} = \int_{t_1}^{t_2} \exp(60,27) * \exp(-0,001395 * t) dt \quad (102)$$

$$\text{Barriles Aceite Base} = \frac{\exp(60,27)}{-0,001395} * (\exp(-0,001395 * t_2) - \exp(-0,001395 * t_1)) \quad (103)$$

$$\text{Barriles Aceite HAT} = \int_{t_{H1}}^{t_2} qH_o dt \quad (104)$$

$$\text{Barriles Aceite HAT} = \int_{t_{H1}}^{t_2} \exp(-247,14) * \exp(0,0061 * t) dt \quad (105)$$

$$\text{Barriles Aceite HAT} = \frac{\exp(-247,14)}{0,0061} * (\exp(0,0061 * t_2) - \exp(0,0061 * t_{H1})) \quad (106)$$

Donde

\*  $q_o$ : tendencia aceite base

\*  $qH_o$ : tendencia aceite pos-estimulación

\*  $t_1$ : Fecha de parada del pozo = 40877 = 30/11/2011

\*  $t_{H1}$ : Fecha de reactivación del pozo = 40884 = 07/12/2011

\*  $t_2$ : Fecha de intersección de las tendencias de aceite = 41015 = 16/04/2012

Los barriles incrementales de aceite sera igual a:

$$\text{Barriles incrementales Aceite} = \text{Barriles Aceite HAT} - \text{Barriles Aceite Base} \quad (107)$$

Los cálculos para el agua incremental se realizan de forma similar al lo anteriormente planteado para el aceite. Entonces:

$$\text{Barriles Agua Base} = \int_{t_1}^{t_2} q_w dt \quad (108)$$

$$\text{Barriles Agua Base} = \int_{t_1}^{t_2} \exp(2,2095) * \exp(-0,000001 * t) dt \quad (109)$$

$$\text{Barriles Agua Base} = \frac{\exp(2,2095)}{-0,000001} * (\exp(-0,000001 * t_2) - \exp(-0,000001 * t_1)) \quad (110)$$

$$\text{Barriles Agua HAT} = \int_{t_{H1}}^{t_2} qH_w dt \quad (111)$$

$$\text{Barriles Agua HAT} = \int_{t_{H1}}^{t_2} \exp(80,94) * \exp(-0,0019 * t) dt \quad (112)$$

$$\text{Barriles Agua HAT} = \frac{\exp(80,94)}{-0,0019} * (\exp(-0,0019 * t_2) - \exp(-0,0019 * t_{H1})) \quad (113)$$

Donde

\*  $q_w$ : tendencia agua base

\*  $q_{H_w}$ : tendencia agua pos-estimulación

\*  $t_1$ : Fecha de parada del pozo = 40877 = 30/11/2011

\*  $t_{H1}$ : Fecha de reactivación del pozo = 40884 = 07/12/2011

\*  $t_2$ : Fecha de intersección de las tendencias de aceite = 41015 = 16/04/2012

Los barriles incrementales de agua sera igual a:

$$\text{Barriles incrementales Agua} = \text{Barriles Agua HAT} - \text{Barriles Agua Base} \quad (114)$$

los valores incrementales de aceite y agua hasta el punto de intersección se muestran en la **tabla 63** a continuación:

**Tabla 63.** Valores Incrementales de Aceite y Agua Punto de intersección T-379 campo Tibú.

	Base		HAT	
	FECHA	t	FECHA	t
<b>INICIO</b>	30/11/2011	40877	07/12/2011	40884
<b>INTERSECCIÓN</b>	16/04/2012	41015	16/04/2012	41015
<b>Aceite</b>	3233.7		1914.9	
<b>INCREMENTAL ACEITE</b>	-1318.8			
<b>Agua</b>	1209.9		3029.1	
<b>INCREMENTAL AGUA</b>	1819.2			

Fuente: Los Autores

8- Hallar valores de aceite y agua incremental mes a mes hasta un año de la estimulación. se repite el paso 7 tabulando de mes a mes en las ecuaciones de aceite Base, aceite HAT y agua Base, agua HAT. los resultados se muestran en la tabla **tabla 64**.

**Tabla 64.** Valores Producción estimada de Aceite y Agua T-379 campo Tibú.

<b>t</b>	40909	40940	40969	41000	41030	41061
<b>Fecha</b>	01/01/2012	01/02/2012	01/03/2012	01/04/2012	01/05/2012	01/06/2012
<b>Producción mes</b>	1	2	3	4	5	6
<b>Aceite Base</b>	804.4	745.7	669.0	685.9	636.1	629.9
<b>Aceite H.A.T</b>	256.9	378.0	424.6	545.1	635.3	790.8
<b>Aceite incremental</b>	-547.5	-367.7	-244.5	-140.8	-0.8	160.9
<b>Agua Base</b>	279.9	271.1	253.6	271.1	262.4	271.1
<b>Agua H.A.T</b>	636.3	748.1	661.1	667.5	609.6	594.5
<b>Agua incremental</b>	356.4	477.0	407.5	396.4	347.3	323.4
<b>t</b>	41091	41122	41153	41183	41214	41244
<b>Fecha</b>	01/07/2012	01/08/2012	01/09/2012	01/10/2012	01/11/2012	01/12/2012
<b>producción mes</b>	7	8	9	10	11	12
<b>Aceite Base</b>	584.2	578.5	554.0	513.8	508.9	471.9
<b>Aceite H.A.T</b>	921.7	1147.3	1386.1	1615.5	2010.9	2343.7
<b>Aceite incremental</b>	337.5	568.7	832.0	1101.6	1502.0	1871.8
<b>Agua Base</b>	262.3	271.1	271.1	262.3	271.0	262.3
<b>Agua H.A.T</b>	542.9	529.4	499.1	455.8	444.5	406.0
<b>Agua incremental</b>	280.6	258.3	228.1	193.5	173.5	143.7

Fuente: Los Autores

La metodología anterior se realiza de forma similar para encontrar datos del pozo T-490 y a continuación se presentan los resultados de cada paso

**Tabla 65.** Pruebas de producción Pre-Estimulación T-490 campo Tibú.

t	Fecha	Caudal Aceite (bbl)	Caudal Agua (bbl)	Caudal Bruto (bbl)
40300	02/05/2010	36	45	81
40301	03/05/2010	30	37	67
40368	09/07/2010	21	23	44
40369	10/07/2010	17	19	36
40413	23/08/2010	9	15	24
40423	02/09/2010	7	8	15
40424	03/09/2010	17	20	37
40431	10/09/2010	9	11	20
40445	24/09/2010	8	10	18
40447	26/09/2010	7	9	16
40463	12/10/2010	32	191	223
40472	21/10/2010	9	12	21
40484	02/11/2010	5	6	11
40504	22/11/2010	9	20	29
40526	14/12/2010	8	5	13
40554	11/01/2011	11	13	24
40555	12/01/2011	10	23	33
40581	07/02/2011	10	12	22
40582	08/02/2011	9	203	212
40619	17/03/2011	14	20	34
40629	27/03/2011	12	15	27
40653	20/04/2011	9	10	19
40654	21/04/2011	9	10	19
40690	27/05/2011	19	90	109
40702	08/06/2011	9	14	23
40715	21/06/2011	9	10	19
40729	05/07/2011	8	15	23
40742	18/07/2011	7	13	20
40816	30/09/2011	8	15	23
40817	01/10/2011	9	17	26
40818	02/10/2011	8	30	38
40819	03/10/2011	9	17	26
40855	08/11/2011	7	12	19

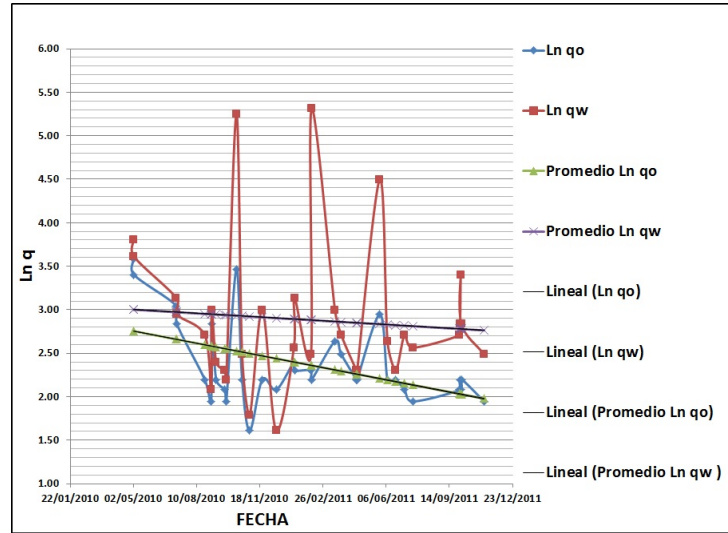
Fuente: Ecopetrol S.A Campo Tibú.

**Tabla 66.** Valores de  $Ln(Q_o)$  y  $Ln(Q_w)$  Pruebas de producción T-490 campo Tibú.

<b>t</b>	<b>Fecha</b>	$LnQ_o$	$LnQ_w$
40300	02/05/2010	3.58	3.81
40301	03/05/2010	3.40	3.61
40368	09/07/2010	3.04	3.14
40369	10/07/2010	2.83	2.94
40413	23/08/2010	2.20	2.71
40423	02/09/2010	1.95	2.08
40424	03/09/2010	2.83	3.00
40431	10/09/2010	2.20	2.40
40445	24/09/2010	2.08	2.30
40447	26/09/2010	1.95	2.20
40463	12/10/2010	3.47	5.25
40472	21/10/2010	2.20	2.48
40484	02/11/2010	1.61	1.79
40504	22/11/2010	2.20	3.00
40526	14/12/2010	2.08	1.61
40554	11/01/2011	2.40	2.56
40555	12/01/2011	2.30	3.14
40581	07/02/2011	2.30	2.48
40582	08/02/2011	2.20	5.31
40619	17/03/2011	2.64	3.00
40629	27/03/2011	2.48	2.71
40653	20/04/2011	2.20	2.30
40654	21/04/2011	2.20	2.30
40690	27/05/2011	2.94	4.50
40702	08/06/2011	2.20	2.64
40715	21/06/2011	2.20	2.30
40729	05/07/2011	2.08	2.71
40742	18/07/2011	1.95	2.56
40816	30/09/2011	2.08	2.71
40817	01/10/2011	2.20	2.83
40818	02/10/2011	2.08	3.40
40819	03/10/2011	2.20	2.83
40855	08/11/2011	1.95	2.48

Fuente: Los Autores.

**Figura 64.** Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y líneas promedio Pre-Estimulación T-490



Fuente: Los Autores

$$\ln q_o = -0,0014 * t + 59,175 \quad (115)$$

$$\ln q_w = -0,00043 * t + 20,33 \quad (116)$$

$$q_o = \exp(59,175) * \exp(-0,0014 * t) \quad (117)$$

$$q_w = \exp(20,33) * \exp(-0,00043 * t) \quad (118)$$

**Tabla 67.** Pruebas de producción Pos-Estimulación T-490 campo Tibú.

t	Fecha	Caudal Aceite (bbl)	Caudal Agua (bbl)	Caudal Bruto (bbl)
40923	15/01/2012	4	5	9
41031	02/05/2012	12	13	25
41041	12/05/2012	10	16	26
41104	14/07/2012	12	12	24

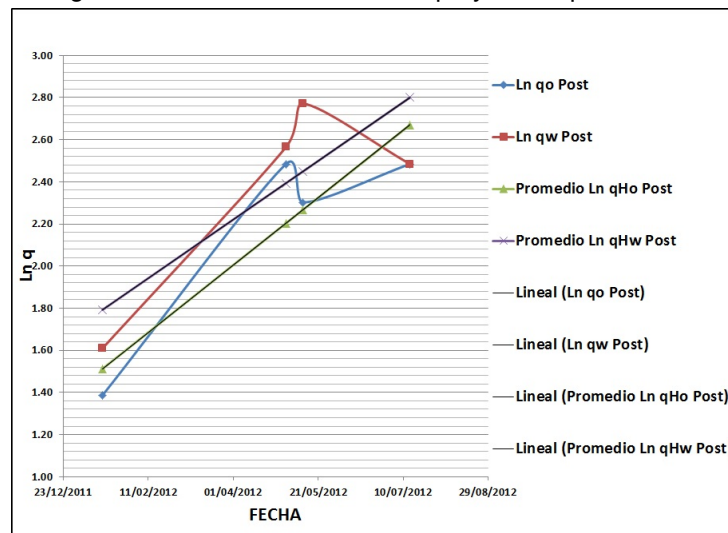
Fuente: Ecopetrol S.A Campo Tibú.

**Tabla 68.** Valores de  $Ln(Q_o)$  y  $Ln(Q_w)$  Pruebas de producción T-490 campo Tibú.

t	Fecha	$LnQ_o$	$LnQ_w$
40923	15/01/2012	1.39	1.61
41031	02/05/2012	2.48	2.56
41041	12/05/2012	2.30	2.77
41104	14/07/2012	2.48	2.48

Fuente: Los Autores.

**Figura 65.** Curva del Logaritmo de Producción vs Tiempo y líneas promedio Pos-Estimulación T-490



Fuente: Los Autores

$$\ln qH_o = 0,006396 * t - 260,2309 \quad (119)$$

$$\ln qH_w = 0,00557 * t - 226,149 \quad (120)$$

$$qH_o = \exp(-260,2309) * \exp(0,006396 * t) \quad (121)$$

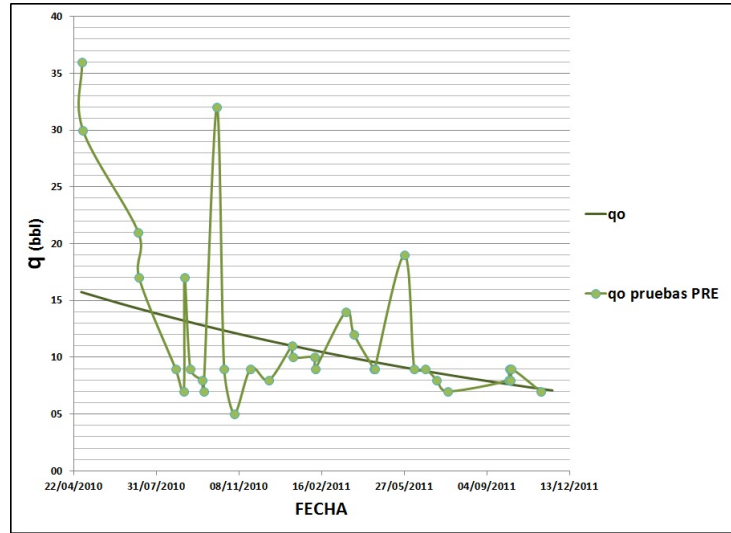
$$qH_w = \exp(0,00557 * t) * \exp(-226,149) \quad (122)$$

**Tabla 69.** Valores promedio producción Aceite y Agua Pre-Estimulación T-490 campo Tibú.

t	Fecha	q <sub>o</sub> (bbl)	q <sub>w</sub> (bbl)
40299	01/05/2010	15.7	20.1
40330	01/06/2010	15.1	19.8
40360	01/07/2010	14.5	19.6
40391	01/08/2010	13.8	19.3
40422	01/09/2010	13.3	19.1
40452	01/10/2010	12.7	18.8
40483	01/11/2010	12.2	18.6
40513	01/12/2010	11.7	18.3
40544	01/01/2011	11.2	18.1
40575	01/02/2011	10.7	17.9
40603	01/03/2011	10.3	17.6
40634	01/04/2011	9.8	17.4
40664	01/05/2011	9.4	17.2
40695	01/06/2011	9.0	17.0
40725	01/07/2011	8.7	16.7
40756	01/08/2011	8.3	16.5
40787	01/09/2011	8.0	16.3
40817	01/10/2011	7.6	16.1
40848	01/11/2011	7.3	15.9
40869	22/11/2011	7.1	15.7

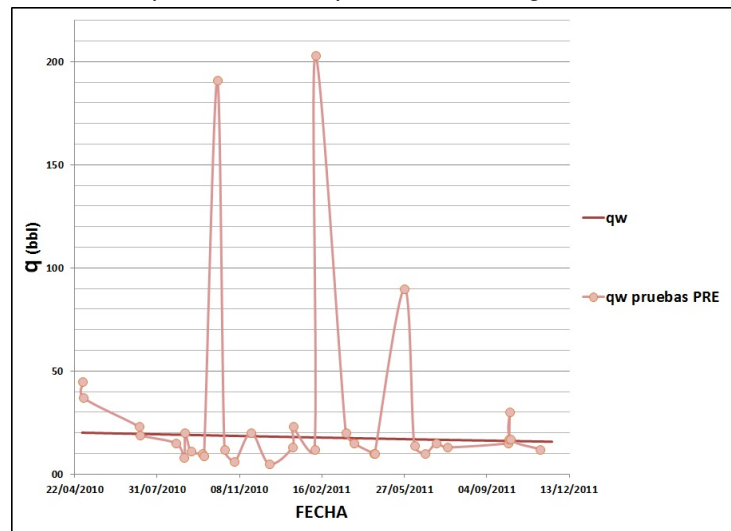
Fuente: Los Autores

**Figura 66.** Tendencia promedio de la producción de Aceite Pre-Estimulación T-490.



Fuente: Los Autores

**Figura 67.** Tendencia promedio de la producción de Agua Pre-Estimulación T-490.



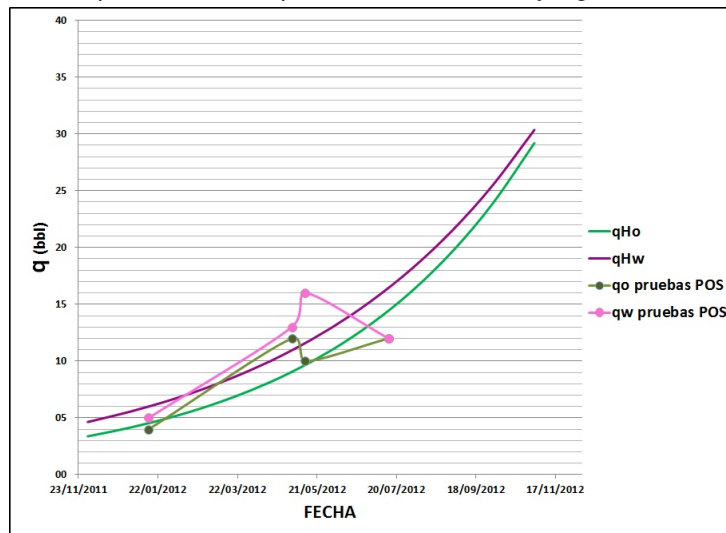
Fuente: Los Autores

**Tabla 70.** Valores promedio producción Aceite y Agua Pos-Estimulación T-490 campo Tibú.

t	Fecha	$qH_o$ (bbl)	$qH_w$ (bbl)
40877	30/11/2011	3.4	4.6
40878	01/12/2011	3.4	4.7
40909	01/01/2012	4.1	5.6
40940	01/02/2012	5.1	6.6
40969	01/03/2012	6.1	7.8
41000	01/04/2012	7.4	9.2
41030	01/05/2012	9.0	10.9
41061	01/06/2012	11.0	12.9
41091	01/07/2012	13.3	15.3
41122	01/08/2012	16.2	18.2
41153	01/09/2012	19.8	21.6
41183	01/10/2012	23.9	25.5
41214	01/11/2012	29.2	30.4
41244	01/12/2012	35.4	35.9

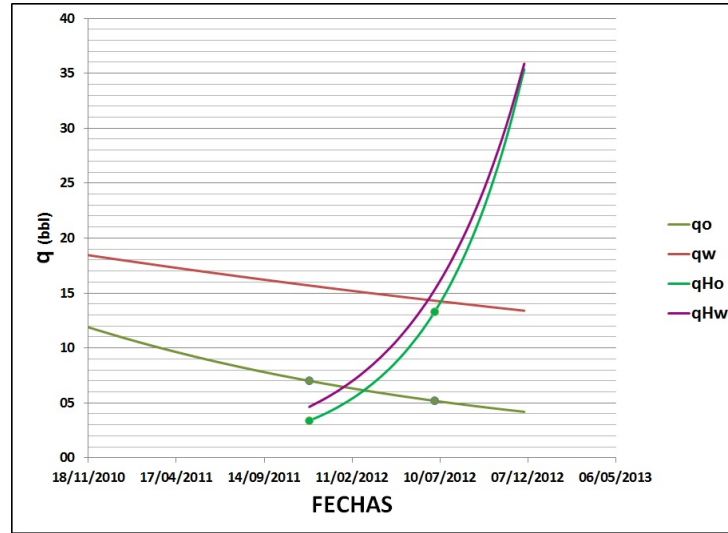
Fuente: Los Autores

**Figura 68.** Tendencia promedio de la producción de Aceite y Agua Pos-Estimulación T-490.



Fuente: Los Autores

**Figura 69.** Tendencias de la producción de aceite y agua pre y pos estimulación T-490



Fuente: Los Autores

$$q_o = qH_o \quad (123)$$

$$\exp(59,175) * \exp(-0,0014 * t) = \exp(-260,2309) * \exp(0,006396 * t) \quad (124)$$

Los valores son:  $t = 40970 = 02/03/2012$  y  $q_o = 6,1(\text{bbl})$ .

$$\text{Barriles Aceite Base} = \frac{\exp(59,175)}{-0,0014} * (\exp(-0,0014 * t_2) - \exp(-0,0014 * t_1)) \quad (125)$$

$$\text{Barriles Aceite HAT} = \frac{\exp(-260,2309)}{0,006396} * (\exp(0,006396 * t_2) - \exp(0,006396 * t_{H1})) \quad (126)$$

Donde

$q_o$ : tendencia aceite base

\*  $qH_o$ : tendencia aceite pos-estimulación

\*  $t_1$ : Fecha de parada del pozo = 40869 = 22/11/2011

\*  $t_{H1}$ : Fecha de reactivación del pozo = 40877 = 30/11/2011

\*  $t_2$ : Fecha de intersección de las tendencias de aceite = 40970 = 02/03/2012

$$\text{Barriles Agua Base} = \frac{\exp(20,33)}{-0,00043} * (\exp(-0,00043 * t_2) - \exp(-0,00043 * t_1)) \quad (127)$$

$$\text{Barriles Agua HAT} = \frac{\exp(-226,149)}{0,00557} * (\exp(0,00557 * t_2) - \exp(0,00557 * t_{H1})) \quad (128)$$

Donde

\*  $q_w$ : tendencia agua base

\*  $qH_w$ : tendencia agua pos-estimulación

\*  $t_1$ : Fecha de parada del pozo = 40869 = 22/11/2011

\*  $t_{H1}$ : Fecha de reactivación del pozo = 40877 = 30/11/2011

\*  $t_2$ : Fecha de intersección de las tendencias de aceite = 40877 = 30/11/2011

los valores incrementales de aceite y agua hasta el punto de intersección se muestran en la tabla **tabla 71**:

**Tabla 71.** Valores Incrementales de Aceite y Agua Punto de intersección T-490 campo Tibú.

	Base		HAT	
	FECHA	t	FECHA	t
<b>INICIO</b>	22/11/2011	40869	30/11/2011	40877
<b>INTERSECCIÓN</b>	02/03/2012	40970	02/03/2012	40970
<b>Aceite</b>	670.6		432.7	
<b>INCREMENTAL ACEITE</b>	-237.9			
<b>Agua</b>	1563.2		569.8	
<b>INCREMENTAL AGUA</b>	-993.4			

Fuente: Los Autores

**Tabla 72.** Valores Producción estimada de Aceite y Agua T-490 campo Tibú.

<b>t</b>	40909	40940	40969	41000	41030	41061
<b>Fecha</b>	01/12/2011	01/01/2012	01/02/2012	01/03/2012	01/04/2012	01/05/2012
<b>Producción mes</b>	1	2	3	4	5	6
<b>Aceite Base</b>	63.4	212.3	203.3	182.4	186.9	173.3
<b>Aceite H.A.T</b>	532.1	116.7	142.3	161.2	208.8	245.6
<b>Aceite incremental</b>	468.7	-95.6	-61.0	-21.1	21.9	72.3
<b>Agua Base</b>	141.4	482.9	476.5	440.0	464.4	443.5
<b>Agua H.A.T</b>	838.7	158.1	187.9	207.7	262.4	300.9
<b>Agua incremental</b>	697.3	-324.8	-288.6	-232.4	-202.0	-142.6
<b>t</b>	41091	41122	41153	41183	41214	41244
<b>Fecha</b>	01/06/2012	01/07/2012	01/08/2012	01/9/2012	01/10/2012	01/11/2012
<b>producción mes</b>	7	8	9	10	11	12
<b>Aceite Base</b>	171.6	159.2	157.6	150.9	508.9	471.9
<b>Aceite H.A.T</b>	308.5	362.8	455.7	555.7	2010.9	2343.7
<b>Aceite incremental</b>	136.9	203.7	298.1	404.8	1502.0	1871.8
<b>Agua Base</b>	452.3	432.0	440.6	434.8	271.0	262.3
<b>Agua H.A.T</b>	368.6	422.7	517.7	615.3	444.5	406.0
<b>Agua incremental</b>	-83.8	-9.3	77.1	180.5	173.5	143.7

Fuente: Los Autores

### 4.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

El análisis se se aplicará para la individualidad de los pozos estimulados dado que se hace necesario conocer la rentabilidad de la aplicación para los diferentes escenarios que se desarrollaron y posteriormente se hará un análisis general del piloto donde se puede determinar el éxito del proyecto.

Los costos de la estimulación son aquellos producto de la implementación del tratamiento y la producción que se dejó de recibir en el tiempo de la operación.

## Productor T-490

**Tabla 73.** Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-490

Common Well Name	Event	Date	Description	OPTIME	Item Cost (\$)	Unit	Qty	Amount (\$)	
TIBU 490	WORKOVER	11/22/2011	Base charge per logs and/or shooting operation	PLANNED	13571	EA	1	13571	
TIBU 490	WORKOVER	11/22/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/22/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/22/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/22/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	16	5152	
TIBU 490	WORKOVER	11/22/2011	Mobilization between wells	PLANNED	13900	EA	1	13900	
TIBU 490	WORKOVER	11/23/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/23/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/23/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/23/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	6	2514	
TIBU 490	WORKOVER	11/24/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/24/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/24/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/24/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	23	9637	
TIBU 490	WORKOVER	11/24/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	1	322	
TIBU 490	WORKOVER	11/24/2011	Completion fluid additives / control	PLANNED	35	SX	40	1400	
TIBU 490	WORKOVER	11/25/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/25/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	13	5447	
TIBU 490	WORKOVER	11/25/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/25/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/25/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	11	3542	
TIBU 490	WORKOVER	11/26/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/26/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/26/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/26/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	24	10056	
TIBU 490	WORKOVER	11/27/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/27/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/27/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	20,5	8589,5	
TIBU 490	WORKOVER	11/27/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	3,5	1127	
TIBU 490	WORKOVER	11/27/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/28/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/28/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/28/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/28/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	7	2254	
TIBU 490	WORKOVER	11/28/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	17	7123	
TIBU 490	WORKOVER	11/29/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3684,21	DAY	1	3684,21	
TIBU 490	WORKOVER	11/29/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206	
TIBU 490	WORKOVER	11/29/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240	
TIBU 490	WORKOVER	11/29/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	4,5	1449	
TIBU 490	WORKOVER	11/29/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	6,5	2723,5	
	<b>T.TOTA</b>	8 Dias						<b>TOTAL</b>	121848,7

Fuente: Base de datos Open Wells - Data analyzer campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos operativos del evento T-490

**Tabla 74.** Flujo de caja T-490

Fecha	01/12/2011	01/01/2012	01/02/2012	01/03/2012	01/04/2012	01/05/2012
<b>Periodo Producción</b>	1	2	3	4	5	6
<b>Aceite incremental</b>	-60.0	-95.6	-61.0	-21.1	21.9	72.3
<b>Agua incremental</b>	-136.7	-324.8	-288.6	-232.4	-202.0	-142.6
<b>Lifting Aceite</b>	-1319.98	-2104.1	-1342.7	-465.3	482.0	1590.0
<b>Lifting Agua</b>	-1777.69	-4222.7	-3752.3	-3020.8	-2625.4	-1853.6
<b>Entradas</b>	-2879.95	-4590.8	-2929.6	-1015.1	1051.6	3469.1
<b>Costos</b>	-3097.67	-6326.8	-5095.0	-3486.1	-2143.4	-263.6
<b>Rentabilidad Periodo</b>	217.72	1736.0	2165.4	2471.0	3195.0	3732.7
<b>Flujo de Caja después de Impuestos</b>	142.6	1137.1	1418.4	1618.5	2092.7	2444.9

Fecha	01/06/2012	01/07/2012	01/08/2012	01/09/2012	01/10/2012	01/11/2012
<b>Periodo Producción</b>	7	8	9	10	11	12
<b>Aceite incremental</b>	136.9	203.7	298.1	404.8	513.6	682.3
<b>Agua incremental</b>	-83.8	-9.3	77.1	180.5	290.4	440.7
<b>Lifting Aceite</b>	3011.2	4480.8	6559.2	8905.1	11299.0	15010.6
<b>Lifting Agua</b>	-1088.8	-121.4	1002.2	2346.5	3774.8	5729.4
<b>Entradas</b>	6569.9	9776.3	14310.9	19429.3	24652.4	32750.5
<b>Costos</b>	1922.4	4359.5	7561.4	11251.7	15073.8	20740.0
<b>Rentabilidad Periodo</b>	4647.5	5416.9	6749.5	8177.7	9578.6	12010.4
<b>Flujo de Caja después de Impuestos</b>	3044.1	3548.0	4421.0	5356.4	6274.0	7866.8

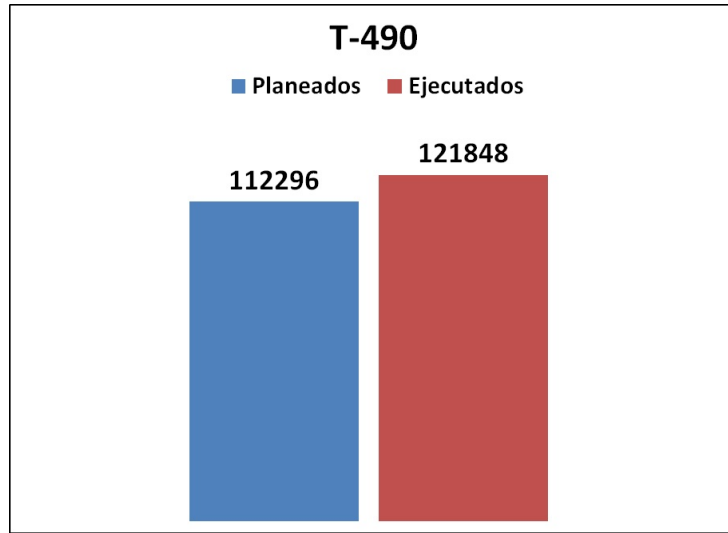
Fuente: Los autores T-490

**Tabla 75.** Resultado Indicadores económicos H.A.T T-490

T-490	
i	0.87%
VPN	(\$ 85,348.57)
TIR	-11.5%

Fuente: Los autores T-490

**Figura 70.** Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-490.



Fuente: Los Autores

Teniendo en cuenta los valores de los indicadores económicos, no se recupera la inversión. El VPN arroja un valor negativo y por lo tanto la variable TIR resulta muy por debajo de la tasa de oportunidad establecida por la compañía. Además, la ejecución sobrepasa los costos planeados.

## Productor T-379

**Tabla 76.** Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-379

Common Well Name	Event	Date	Description	OPTIME	Item Cost (\$)	Unit	Qty	Amount (\$)
TIBU 379	WORKOVER	11/30/2011	Diesel	PLANNED	3,100.00	EA	1.00	3100,00
TIBU 379	WORKOVER	11/30/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684,21
TIBU 379	WORKOVER	11/30/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206.00	EA	1.00	206
TIBU 379	WORKOVER	11/30/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	11/30/2011	Mobilization between wells	PLANNED	13,900.00	EA	1.00	13900
TIBU 379	WORKOVER	11/30/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	2.00	838
TIBU 379	WORKOVER	12/01/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684,21
TIBU 379	WORKOVER	12/01/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206.00	EA	1.00	206
TIBU 379	WORKOVER	12/01/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	1.00	322
TIBU 379	WORKOVER	12/01/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	12/01/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	20.00	8380
TIBU 379	WORKOVER	12/02/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	12/02/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	15.50	4991
TIBU 379	WORKOVER	12/02/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	8.50	3561,5
TIBU 379	WORKOVER	12/02/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206.00	EA	1.00	206
TIBU 379	WORKOVER	12/02/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684,21
TIBU 379	WORKOVER	12/03/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684,21
TIBU 379	WORKOVER	12/03/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206.00	EA	1.00	206
TIBU 379	WORKOVER	12/03/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	12/03/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	9.50	3059
TIBU 379	WORKOVER	12/03/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	14.50	6075,5
TIBU 379	WORKOVER	12/04/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	12/04/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684,21
TIBU 379	WORKOVER	12/04/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	2.00	644
TIBU 379	WORKOVER	12/04/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	22.00	9218
TIBU 379	WORKOVER	12/05/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	12/05/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	22.00	9218
TIBU 379	WORKOVER	12/05/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	2.00	644
TIBU 379	WORKOVER	12/05/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684,21
TIBU 379	WORKOVER	12/05/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA		0
TIBU 379	WORKOVER	12/06/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	EA	1.00	240
TIBU 379	WORKOVER	12/06/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1.00	3684
TIBU 379	WORKOVER	12/06/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206.00	EA	1.00	206
TIBU 379	WORKOVER	12/06/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	2.00	644
TIBU 379	WORKOVER	12/06/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	22.00	9218
	<b>T.TOTAL</b>	7 DIAS					<b>TOTAL</b>	102312,3

Fuente:base de datos Open Wells - Data analyzer campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos operativos del evento T-379

**Tabla 77.** Items Analisis financiero

Lifting cost Aceite (US\$)	Lifting cost Agua (US\$)	Venta barril Aceite (US\$)	Periodo de estudio (meses)	Regalias	Impuesto de renta
13	22	60	12	20%	34.5%

Fuente:base de datos Open Wells - Data analyzer campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos operativos del evento T-379

**Tabla 78.** Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-379

Fecha	01/01/2012	01/02/2012	01/03/2012	01/04/2012	01/05/2012	01/06/2012
<b>Periodo Producción</b>	1	2	3	4	5	6
<b>Aceite incremental</b>	-547.5	-367.7	-244.5	-140.8	-0.8	160.9
<b>Agua incremental</b>	356.4	477.0	407.5	396.4	347.3	323.4
<b>Lifting Aceite</b>	-12045.9	-8090.2	-5378.5	-3097.4	-17.5	3539.0
<b>Lifting Agua</b>	4633.1	6201.2	5296.9	5153.5	4514.5	4204.1
<b>Entradas</b>	-26281.9	-17651.3	-11734.9	-6758.1	-38.2	7721.5
<b>Costos</b>	-7412.8	-1889.0	-81.5	2056.1	4497.0	7743.1
<b>Rentabilidad Periodo</b>	-18869.1	-15762.3	-11653.3	-8814.1	-4535.2	-21.6
<b>Flujo de Caja después de Impuestos</b>	-18869.1*	-15762.3*	-11653.3*	-8814.1*	-4535.2*	-21.6*

Fecha	01/07/2012	01/08/2012	01/09/2012	01/10/2012	01/11/2012	01/12/2012
<b>Periodo Producción</b>	7	8	9	10	11	12
<b>Aceite incremental</b>	337.5	568.7	832.0	1101.6	1502.0	1871.8
<b>Agua incremental</b>	280.6	258.3	228.1	193.5	173.5	143.7
<b>Lifting Aceite</b>	7424.4	12511.8	18304.4	24236.3	33044.6	41179.4
<b>Lifting Agua</b>	3647.4	3358.5	2965.0	2515.8	2255.1	1867.5
<b>Entradas</b>	16198.6	27298.6	39937.0	52879.1	72097.2	89846.0
<b>Costos</b>	11071.8	15870.4	21269.4	26752.1	35299.7	43047.0
<b>Rentabilidad Periodo</b>	5126.8	11428.2	18667.5	26127.0	36797.6	46799.1
<b>Flujo de Caja después de Impuestos</b>	3358.1	7485.5	12227.2	17113.2	24102.4	30653.4

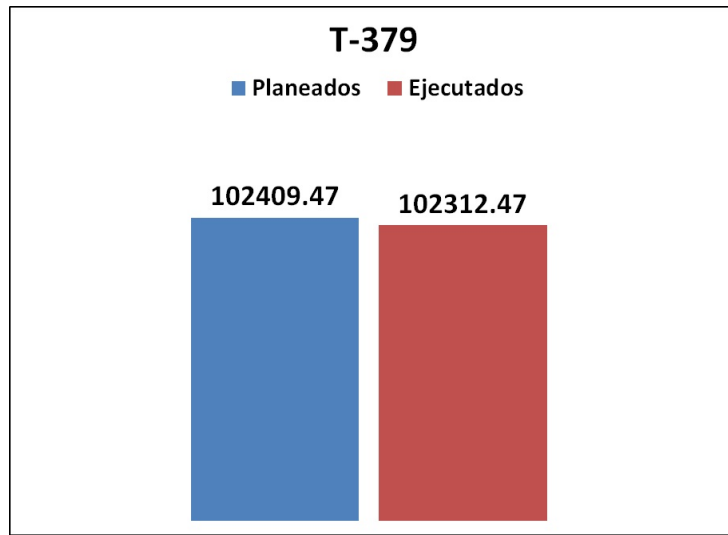
Fuente: Los autores T-379

**Tabla 79.** Resultado Indicadores económicos H.A.T T-379

T-379	
i	0.87%
VPN	(\$74,055.00)
TIR	-5.4%

Fuente: Los autores T-379

**Figura 71.** Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-379.



Fuente: Los Autores

Teniendo en cuenta los valores de los indicadores económicos, no se recupera la inversión. El VPN arroja un valor negativo y por lo tanto la variable TIR resulta muy por debajo de la tasa de oportunidad establecida por la compañía. Se presenta una pequeña disminución en los costos de la ejecución.

**Inyectores:** Debido a que; no se conoce con certeza la comunicación directa de los pozos inyectores involucrados en el piloto con los pozos productores aledaños a estos, el análisis se realizará en el cambio del precio por barril inyectado antes o después de la implementación de H.A.T.

## Inyector T-18

**Tabla 80.** Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-18

Common Well Name	Event	Date	Description	OPTIME	Item Cost (\$)	Unit	Qty	Amount (\$)
TIBU 18	WORKOVER	10/30/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	10/31/2011	Tank truck Rate	PLANNED	13,900.00	EA	1.00	13900
TIBU 18	WORKOVER	10/31/2011	Mobilization between wells	PLANNED	419.00	HR	16.50	6913,5
TIBU 18	WORKOVER	10/31/2011	Transporte de Personal	PLANNED	322.00	HR	7.50	2415
TIBU 18	WORKOVER	10/31/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	10/31/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/01/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/01/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/01/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	6.00	1932
TIBU 18	WORKOVER	11/01/2011	Rig Stand-by without personnel	PLANNED	419.00	HR	18.00	7542
TIBU 18	WORKOVER	11/02/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	322.00	HR	24.00	7728
TIBU 18	WORKOVER	11/02/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/03/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/03/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/03/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	322.00	HR	12.00	3864
TIBU 18	WORKOVER	11/03/2011	Tank truck Rate	PLANNED	419.00	HR	12.00	5028
TIBU 18	WORKOVER	11/04/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/04/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/04/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322.00	HR	18.00	5796
TIBU 18	WORKOVER	11/04/2011	Transporte de Personal	PLANNED	419.00	HR	6.00	2514
TIBU 18	WORKOVER	11/05/2011	Tank truck Rate	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/05/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	24.00	10056
TIBU 18	WORKOVER	11/05/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/06/2011	Transporte de Personal	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/06/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/06/2011	Tank truck Rate	PLANNED	322.00	HR	11.00	3542
TIBU 18	WORKOVER	11/06/2011	Transporte de Personal	PLANNED	419.00	HR	13.00	5447
TIBU 18	WORKOVER	11/07/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/07/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/07/2011	Tank truck Rate	PLANNED	322.00	HR	18.50	5957
TIBU 18	WORKOVER	11/07/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419.00	HR	5.50	2304,5
TIBU 18	WORKOVER	11/08/2011	Completion fluid additives / control	PLANNED	419.00	HR	22.00	9218
TIBU 18	WORKOVER	11/08/2011	Transporte de Personal	PLANNED	322.00	HR	2.00	644
TIBU 18	WORKOVER	11/08/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/08/2011	Tank truck Rate	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
TIBU 18	WORKOVER	11/09/2011	Tank truck Rate	PLANNED	419.00	HR	10.00	4190
TIBU 18	WORKOVER	11/09/2011	Transporte de Personal	PLANNED	322.00	HR	14.00	4508
TIBU 18	WORKOVER	11/09/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	206.00	DAY	1.00	206
TIBU 18	WORKOVER	11/09/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	240.00	DAY	1.00	240
	<b>T. TOTAL</b>	11 DIAS					<b>TOTAL</b>	107993

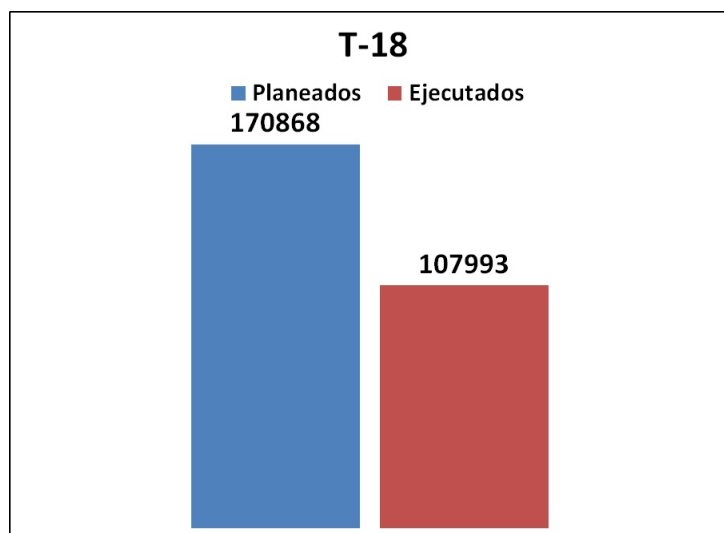
Fuente: Base de datos Open Wells - Data analyzer campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos operativos del evento T-18

**Tabla 81.** Costos Inyeccion Campo Tibú T-18

INYECCIÓN ESTACIÓN J-25 CAMPO TIBU PRE-H.A.T.								
Modelo	Capacidad actual	Inyección actual por día	Observación	Potencia HP	KW-h	Tarifa KW-h pesos	Costos (pesos)	Costos (US)
CENTRIFUGA	12500	11020	Operando	900	483408	\$311.63	\$150,644,435.04	\$83,799.36
CENTRIFUGA	12500	11020	Operando	900	483408	\$311.63	\$150,644,435.04	\$83,799.36
INYECCIÓN ESTACIÓN J-25 CAMPO TIBU POS-H.A.T.								
Modelo	Capacidad actual	Inyección actual por día	Observación	Potencia HP	KW-h	Tarifa KW-h pesos	Costos (pesos)	Costos (US)
CENTRIFUGA	12500	11560	Operando	900	483408	\$311.63	\$150,644,435.04	\$83,799.36
CENTRIFUGA	12500	11560	Operando	900	483408	\$311.63	\$150,644,435.04	\$83,799.36

Fuente: Centro de costos campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos de inyección por estaciones Campo Tibú.

**Figura 72.** Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-18.



Fuente: Los Autores

## Inyector T-256

**Tabla 82.** Costos asociados a la operación estimulación H.A.T T-256

Common Well Name	Event	Date	Description	OPTIME	Item Cost (\$)	Unit	Qty	Amount (\$)
TIBU 256	WORKOVER	11/10/2011	Basic Charge Pump	PLANNED	3,684.21	DAY	1	3684.21
TIBU 256	WORKOVER	11/10/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/10/2011	Mobilization between wells	PLANNED	13,900	EA	1	13900
TIBU 256	WORKOVER	11/10/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/10/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	10	3220
TIBU 256	WORKOVER	11/10/2011	Rig Stand-by without personnel	UNPLANNED	140	HR	6	840
TIBU 256	WORKOVER	11/11/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/11/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	17	5474
TIBU 256	WORKOVER	11/11/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/12/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	DOWNTIME	322	HR	24	7728
TIBU 256	WORKOVER	11/12/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/12/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/13/2011	Active Rig With Crew with pipe	DOWNTIME	322	HR	24	7728
TIBU 256	WORKOVER	11/13/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/13/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/14/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	DOWNTIME	322	HR	24	7728
TIBU 256	WORKOVER	11/14/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/14/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/15/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	5	1610
TIBU 256	WORKOVER	11/15/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/15/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/15/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	19	7961
TIBU 256	WORKOVER	11/16/2011	Completion fluid additives / control	PLANNED	700	EA	1	700
TIBU 256	WORKOVER	11/16/2011	Transporte de Personal	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/16/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	24	10056
TIBU 256	WORKOVER	11/16/2011	Tank truck Rate	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/17/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/17/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/17/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	13	5447
TIBU 256	WORKOVER	11/17/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	11	3542
TIBU 256	WORKOVER	11/18/2011	Diesel	PLANNED	3,100	EA	1	3100
TIBU 256	WORKOVER	11/18/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/18/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/18/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	24	10056
TIBU 256	WORKOVER	11/19/2011	Inactive Rig with Crew and pipe	PLANNED	322	HR	12	3684
TIBU 256	WORKOVER	11/19/2011	Tank truck Rate	PLANNED	206	EA	1	206
TIBU 256	WORKOVER	11/19/2011	Transporte de Personal	PLANNED	240	EA	1	240
TIBU 256	WORKOVER	11/19/2011	Active Rig With Crew with pipe	PLANNED	419	HR	12	5028
	<b>T.TOTAL</b>	10 Dias					<b>TOTAL</b>	105946

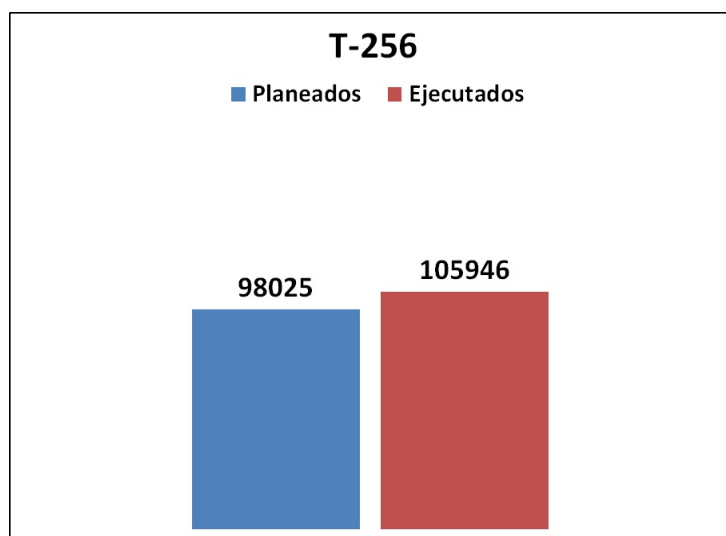
Fuente: Base de datos Open Wells - Data analyzer campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos operativos del evento T-256

**Tabla 83.** Costos Inyeccion Campo Tibú T-256

INYECCIÓN ESTACIÓN M-24 CAMPO TIBU PRE-H.A.T.								
Modelo	Capacidad actual	Inyección actual por día	Observación	Potencia HP	KW-h	Tarifa KW-h pesos	Costos (pesos)	Costos (US)
GN4000	4000	3525	Operando	300	161136	\$119.93	\$19,325,040.48	\$10,749.99
GN4000	4000	3525	Operando	300	161136	\$119.93	\$19,325,040.48	\$10,749.99
INYECCIÓN ESTACIÓN M-24 CAMPO TIBU POS-H.A.T.								
Modelo	Capacidad actual	Inyección actual por día	Observación	Potencia HP	KW-h	Tarifa KW-h pesos	Costos (pesos)	Costos (US)
GN4000	4000	3795	Operando	300	161136	\$119.93	\$19,325,040.48	\$10,749.99
GN4000	4000	3795	Operando	300	161136	\$119.93	\$19,325,040.48	\$10,749.99

Fuente: Centro de costos campo Tibú Ecopetrol 2012, Costos de inyección por estaciones Campo Tibú.

**Figura 73.** Costos Planeados vs Ejecutados Estimulación T-256.



Fuente: Los Autores

Para realizar un adecuado estudio financiero de un pozo inyector, al cual se le aplica H.A.T.; Se debería tener en cuenta el aceite incremental en los pozos productores que son afectados por la mejora en la inyección, sin embargo para ello, es necesario tener información sobre la conectividad de las arenas. Debido a que se carece de esta información para el presente estudio, el beneficio del tratamiento

de los inyectores se hace referente a la disminución del costo por barril inyectado pre y pos Estimulación, por lo tanto:

**Tabla 84.** Costos Barril inyectado en J-25 Tibú 18

Costos pre barril inyectado		Costos pos barril inyectado	
Barril inyectado	Costos batería	Barril inyectado	Costos batería
22040	\$ 167,598.72	23120	\$ 167,598.72
Costo por barril	\$ 7.60	Costo por barril	\$ 7.25
<b>Costo reducido por barril</b>		<b>\$ 0.36</b>	

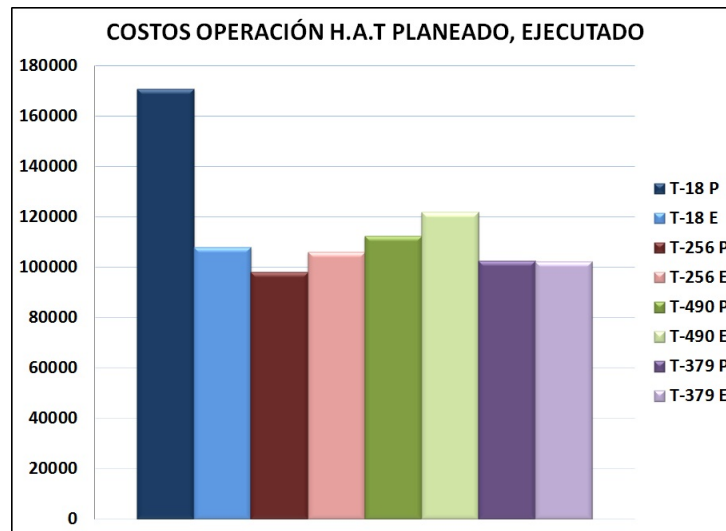
Fuente:Autores

**Tabla 85.** Costos Barril inyectado en M-24 Tibú 256

Costos pre barril inyectado		Costos pos barril inyectado	
Barril inyectado	Costos batería	Barril inyectado	Costos batería
7050	\$ 21,499.98	7590	\$ 21,499.98
Costo por barril	\$ 3.05	Costo por barril	\$ 2.83
<b>Costo reducido por barril</b>		<b>\$ 0.22</b>	

Fuente:Autores

**Figura 74.** Costos planeado ejecutado.



Fuente:Los Autores

En promedio, una estimulación de pozo con H.A.T tarda alrededor de 9 días y los costos de operación son de US\$110000, mas <sup>50</sup>US\$38545 por la estimulación de 3 zonas donde cada zona esta definida como intervalo cañoneado de un espesor máximo de 20 ft con un tiempo máximo de 20 hrs por zona.

---

<sup>50</sup>AIP; Presentacion Ecopetrol Tecnologia HAT 2011; Ecopetrol S.A; 2011

## 5. CONCLUSIONES

- La estimulación H.A.T proporciona una alternativa viable y practica, con aumentos de mas del 100 % en el indice de inyectividad (IIR) en pozos de inyección de agua.
- Para la implementación de esta tecnología en el aumento de la producción en pozos de aceite, es importante tener certeza del contacto agua aceite en el pozo a estimular.
- La implementación de la tecnología H.A.T no necesita de fluidos o equipos especiales, por lo tanto, la hace técnicamente viable en la mayoría de campos de aceite en el país.
- La caracterización de la continuidad de arenas entre pozos inyectores y productores, y la incidencia de la inyección de un pozo con la producción de los pozos aledaños, es importante para realizar un adecuado análisis financiero al aplicar la estimulación H.A.T a pozos inyectores, ya que el aumento en el nivel de los pozos productores significaría un aumento en el fluido de aporte y este incremental de producción reflejaría el beneficio de la implementación de la estimulación.
- La aplicación de la tecnología H.A.T en el pozo T-379 logró un aumento del 21.7 % en la producción de aceite según el análisis realizado a las curvas IPR.
- La eficacia de la aplicación de la tecnología H.A.T se ve afectada por las actividades pos-estimulación, según se pudo apreciar por la experiencia del pozo T-490, pues evitar el flujo del pozo genera obstrucción por los finos transportados.

- La rentabilidad del proyecto en los pozos productores, se vio afectada por el aumento en el corte de agua, este aumento, y aunque con tendencia a disminuir, pudo deberse a la estimulación de una zona de canalización de inyección de agua de algún pozo aledaño.
- Dentro de los datos obtenidos del piloto, se pudo observar un comportamiento similar en la recuperación de la permeabilidad realizado en los estudios de Vakilinia B. "Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation" donde se evidencia la destrucción de la torta de lodo y por ende una mejoría en la permeabilidad en la zona de daño.

## 6. RECOMENDACIONES

- Realizar un protocolo de monitoreo pos-estimulación H.A.T
- Realizar un estudio de la impelentación de la tecnología H.A.T apoyada en la inyección de ácidos, para mejorar la remoción de orgánicos en formaciones con problemas de presipitación de asfaltenos.
- Hacer un adecuado seguimiento pre y pos estimulación, que permita tener datos de niveles y dinagramas junto a pruebas de producción en la misma fecha.
- Identificar el contacto agua aceite y las zonas apartadoras de agua para evitar su estimulación y elevar cortes de agua.
- Realizar un monitoreo de producción en un tiempo mas extenso a un posterior tratamiento en pozos productores para determinar el tiempo de declinación del pozo intervenido.
- Realizar una metodología, que permita encontrar el tiempo del efecto de la estimulación y de esta manera realizar una nueva intervención HAT.

## BIBLIOGRAFÍA

- AIP; Presentacion Ecopetrol Tecnologia HAT 2011; Ecopetrol S.A; 2011
- BASS, , F. et al.: Acoustic Stimulation to Mitigate Near-Wellbore Damage, SPE 90356, SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, September 2004
- B.C CRAFT and M.F HAWKINS .Applied Petroleum Reservoir Engineering. New Jersey : Prentice Hall PTR, Englewood Cliffs. 1991.
- BERESNEV, , I.A. et al.: “Elastic-wave stimulation of oil production: A review of methods and results,”Geophysics, (June1994) 59, No. 6, 1000.
- BREALEY MYERS. Principios de Finanzas Corporativas 2008
- CIKES, M. et al.:“Damage Prevention by Using an Oil-Based Fracturing Fluid in Partially Depleted Oil Reservoirs of Western Siberia”,SPE 39430,SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 18-19 Feb 1998
- ECONOMIDES, Michael J. Petroleum Production System. New Jersey, USA: Prentice Hall, Inc. 1994
- GIDLEY, J.L. et al.: “Study of the Field Applications of Sandstone Acidizing”,JPT, Sept. 1976.
- GOAL, Michael, et al. Well Performances. 2 Ed. Trondheim, Norway:Tapir, 1996.
- INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO-ICP. Informe De Campo Tibú- “Estudio de Daño a la Formación Campo Tibú”. Bucaramanga. 2010

- JAME P. BRILL & HEMANTA MUKHERJEE, Multiphase flow in well, Richardson, Texas, 1999.
- LABORATORIO DE QUÍMICA Y PRODUCCIÓN; CARACTERIZACIÓN DE DOS MUESTRAS SÓLIDAS TOMADAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION DE LOS POZOS TIBU-18 Y TIBU-490; Ecopetrol S.A; 2011
- MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP International Training Group, 2008.
- NIND, T.E.W Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros - Ontario Canadá 1987
- NIKOLAEVSKIY, V.N. et al.: Residual Oil Reservoir Recovery With Seismic Vibrations,"SPE Production & Facilities, May 1996
- ROBERTS, P.M. et al.: "Low-Frequency Acoustic Stimulation of Fluid Flow in Porous Media,"J. Acoust. Soc. Am., (1999) 1052, Pt. 2: 1385.
- SHI YOU ZUAN CAV Gong Yi,"Coupling Wave Propagation Model Through Porous Media In Artificial Vibration Oil Producing,"(1997) Vol. 19 No. 1, 60.
- SUKAMO, P. et al.:"Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir", SPE 29312, Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Kualalumpur, Mar 1995.
- RESTREPO María "Impuesto de renta y complementarios" Universidad Eafit Boletín 23
- TICLLA, Juan et al. Uso de análisis nodal para optimización de la producción por Bombeo Mecánico en campos maduros. Universidad de Texas: Austin, 2005.

- T. HAMIDA & T. BABADAGLI.: "Investigations on Capillary and Viscous Displacement Under Ultrasonic Waves", PETSOC-06-02-TN2-P, Journal of Canadian Petroleum Technology, Alberta, Feb 2006
- VARGAS Diana, Gonzales Pilar - Optimización Producción pozos con BM del campo Tibú con herramientas echometer. Bucaramanga 2011.
- VAKILINIA B. "Experimental Investigation of Formation Damage Reduction: Mud Cake Removal and Mud Filtration Treatment using Ultrasonic Wave Radiation", SPE 160918, SPE International Student Paper Contest, Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012.
- VP DYBLENKO, RN KAMALOV, RJ SHARIFULLIN, A TUFANOV: Impacto de la estimulación y aumento de la productividad de pozos al aplicar ondas vibratorias. Moscú, Nedra. Centro de negocios, 2000
- R.V. Westermarck et al.: "Enhanced Oil Recovery with Downhole Vibration Stimulation", SPE 67303, SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 24-27 March 2001
- WONG, S.W. et al.: "High Power/High Frequency Acoustic Stimulation - A novel and Effective Wellbore Stimulation Technology", SPE 84118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Oct 2003
- WONG, S.W. et al.: "Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves", SPE 82198, SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, May 2003