

**METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA PRODUCCION DE  
CRUDO PESADO EN FRIO CON ARENA (CHOPS) COMO ALTERNATIVA DE  
GERENCIAMIENTO DE ARENA EN CAMPOS COLOMBIANOS**

**JAIR ROBERTO MONTAÑO CAMACHO**

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

**2013**

**METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA PRODUCCION DE  
CRUDO PESADO EN FRIO CON ARENA (CHOPS) COMO ALTERNATIVA DE  
GERENCIAMIENTO DE ARENA EN CAMPOS COLOMBIANOS**

**JAIR ROBERTO MONTAÑO CAMACHO**

**Trabajo de grado como requisito para obtener el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**M.Sc. FERNANDO CALVETE**

**Co-director**

**Ing. MANUEL JAIMES**

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

**BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

A mi papá y mi mamá, soportes de mi vida, quienes me enseñaron que el sacrificio y la dedicación son recompensados con buenos resultados, me enseñaron a realizar todo con el corazón y dando lo mejor de mí, siendo ellos los primeros en darme el ejemplo.

A mi familia, que siempre estuvo a mi lado, con sus consejos, risas, y paciencia; quienes siempre han estado orgullosos por cada una de mis decisiones.

A mis grandes amigos Gerson, Naty, Cami, Diana, Pao, Kari, Jesus, Luna y los demás Canequeros quienes siempre han estado a mi lado, trasnocharon conmigo y siempre tuvieron un regaño, una palabra, una respuesta, un abrazo, una razón para celebrar, risas y lágrimas que siempre vinieron del alma.

A Jose Peñaloza, pues sin su ayuda jamás hubiera terminado este proyecto.

A mis superiores Mantilla, Rafa y JuanK, por ser más que jefes, mis amigos, enseñándome todas las herramientas para poder iniciar esta nueva etapa de mi vida.

A Landmark, por haberme recibido como su familia en estos últimos meses brindándome todo lo necesario para poder alcanzar esta última meta.

A SPE por enseñarme lo que es desarrollar mis capacidades de liderazgo y abrirme las puertas de muchas oportunidades que me fortalecieron como persona y como profesional.

## AGRADECIMIENTOS

A Fernando Calvete por todos sus consejos y recomendaciones, por su disposición y fiel colaboración.

A Jose Peñaloza por su dedicación y ejemplo, por su gran disposición como guía en este camino, y por ser más que un soporte técnico un amigo.

A Jose rivero, por estar desde el principio dando aportes significativos en el desarrollo del proyecto.

A Kellerman Novaes, por sus ideas que le dieron un valor agregado al proyecto.

A Cesar Mantilla, por su colaboración en la capacitación en el manejo de software y constante interés en este proyecto.

A Ecopetrol, por depositar en mí la confianza de poder desarrollar este tema de investigación utilizando sus bases de datos.

A Halliburton, por haber aportado todo el soporte en el modelamiento estas nuevas tecnologías.

A la Universidad Industrial de Santander por ser nucleo integrador de grandes enseñanzas tanto técnicas como de la vida, y por ser motor de conocimiento en el desarrollo de todos nuestros proyectos.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos por darnos la oportunidad de llevar una base sólida para nuestro futuro profesional.

A todos aquellos que hicieron parte de este proyecto guiándonos con sus consejos, recomendaciones, experiencias y enseñanzas que quedaron plasmados en este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	23
1. GENERALIDADES SOBRE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	24
1.1. CONDICIONES NECESARIAS PARA QUE OCURRA LA PRODUCCIÓN DE ARENA	24
1.1.1. Causas del fenómeno de Arenamiento.	25
1.1.1.1. Causas naturales	25
1.1.1.2. Causas Operacionales.	27
1.2. ASPECTOS GEOMECÁNICOS DEL ARENAMIENTO	28
1.2.1. Esfuerzos.	28
1.2.2. Estado de esfuerzos y tensor de esfuerzos.	29
1.2.3. Deformación. La deformación	31
1.2.4. Teoría de la elasticidad.	32
1.2.4.1. Módulos Elásticos.	32
1.3. GERENCIAMIENTO DE ARENA	33
1.3.1. Exclusión total.	34
1.3.2. Reducción del riesgo.	35
1.3.3. Manejo de la arena.	37
1.3.4. Estimulación de la producción de arena.	42
1.4. PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN FRÍO CON ARENA (COLD HEAVY OIL PRODUCTION WITH SAND- CHOPS)	43
1.4.1. Características típicas de un yacimiento sometido a CHOPS.	44
1.4.2. Mecanismos responsables de la mejora de producción.	45
1.4.3. Comportamiento Típico de un Pozo De CHOPS	47
1.4.4. Factores que Incrementan de la Tasa de Producción	48
1.4.5. Descripción de la Vida Productiva de un Pozo de CHOPS	49
1.4.6. Productividad De Un Campo Sometido A Procesos CHOPS	53

1.4.7. Manejo de arena en CHOPS.	55
1.4.7.1. Producción de arena en los pozos	57
2. PROCESOS FISICOS EN CHOPS	59
2.1. MECANISMOS DEL YACIMIENTO PARA MANTENER EL INFLUJO DE ARENA	59
2.1.1. Fuentes de Energía y Esfuerzos	59
2.2. MECANISMOS DE MEJORAMIENTO DE FLUJO	66
2.2.1. Incremento de la Velocidad Ed Darcy con el Influjo de Arena.	67
2.2.2. Desarrollo de la Zona de Permeabilidad Mejorada.	69
2.2.3. Comportamiento del foamy oil en aceites viscosos	71
2.2.4. Eliminación de los Efectos de Daño	75
2.2.5. Cambio de Mecanismo con el Tiempo.	76
2.3. CANALES O CRECIMIENTO DE ZONAS COMPACTAS	80
2.3.1. Conceptos del Crecimiento de la Zona Remoldeada Uniforme.	80
2.3.2. Conceptos del Crecimiento de los Canales (Aguajeros de Gusano).	83
2.3.3. Procesos de Agujeros de Gusano y Compacto y Combinado.	88
2.4. DISCUSIÓN DE ESFUERZOS	91
2.4.1. Esfuerzos en la Region del Wellbore.	91
2.4.2. Cambios de Esfuerzos a Escala del Yacimiento.	94
2.5. ESFUERZOS ALREDEDOR DEL CANAL	97
2.6. MODELAMIENTO DE CHOPS	99
2.6.1. Modelo Conceptual de Propagacion de Arenamiento	99
2.6.2. Modelos de Esfuerzo Efectivo Elastoplastico.	102
2.6.3 Modelo de Presión del Foamy Oil.	104
2.6.4. Discusión de Calculos.	106
3. CASOS DE APLICACIÓN CHOPS A NIVEL MUNDIAL	108
3.1. CHOPS EN CAMPOS CANADIENSES	108
3.1.1. Campo Luseland	108

3.1.1.1. Historia del campo Luseland	111
3.1.1.2. Pozos verticales vs pozos horizontales	115
3.1.2. Campo Lindbergh.	116
3.1.3. Campo Plover Lake.	119
3.1.4. Campo Cactus Lake	121
3.1.5. Curva de Aprendizaje en el Levantamiento de Crudo Pesado en Frío con Alto Contenido de Arena.	122
3.2. CHOPS A NIVEL MUNDIAL	125
3.2.1. Campo Fula – Sudán – 2005.	125
3.2.1.1. Historia:	126
3.2.1.2. Aplicación en campo y resultados.	132
3.2.2. Campo Taobao – China	136
3.2.2.1. Historia de producción del campo	137
3.2.2.2 campo Patos-Marinza – Albania.	144
3.2.2.3. Pruebas de laboratorio de chops para patos marianza:	147
3.2.2.4. Historia	151
3.2.3. Campo Karazhanbas – Kazajtan.	159
3.2.4. Campo Colombiano.	165
3.2.4.1. Historia del campo	166
3.2.4.2. Modelo operacional	167
3.2.4.3. Esquema CHOPS:	168
3.2.4.4. Intervenciones en el campo colombiano	171
3.3. COMPARACION DE CHOPS EN LOS CASOS DE APLICACION	173
4. METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE PRODUCCION DE CRUDO PESADO EN FRIO CON ARENA (CHOPS)	174
4.1. SELECCIÓN DEL CAMPO	174
4.1.1. Alta probabilidad de éxito:	174
4.1.2. Baja probabilidad de éxito:	175
4.2. ESTRATEGIA DE PERFORACION	180

4.2.1. Problemas durante la perforación.	180
4.2.2. Trayectoria del pozo – desviación	180
4.2.3. Problemas de la perforación de pozos infill	181
4.2.4. Resolviendo los problemas de la pérdida de circulación	182
4.2.4.1. canasto de cemento	183
4.2.5. Cementación de un pozo infill.	183
4.3. ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO	184
4.3.1. Iniciacion y Mantenimiento del Influjó de Arena.	184
4.3.2. Completamiento Con Casing Y Cañoneo	187
4.3.3. Estrategia de Completamiento con Cañoneos en Canadá en 1998	194
4.3.4. Completamiento con Casing y Cañoneos en Canadá (2004).	196
4.3.4. Perforar Múltiples Zonas	198
4.3.5. Completamientos con Liner Ranurado	204
4.4. ESTRATEGIA DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	208
4.4.1. Bombas de cavidades progresivas PCP	208
4.4.2. “Sloppy-fit” PCP.	210
4.4.3. “PCP Charge”.	211
4.5. ESTRATEGIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE	218
4.5.1. Premisas de un Diseño típico del CPF de un Campo CHOPS	220
4.6. ESTRATEGIA DE MANEJO DE DESECHOS	221
4.6.1. Proceso de operaciones limpias en un campo CHOPS	221
4.6.2. Unidad de Desorción Térmica	221
5. SELECCIÓN DEL CAMPO A EVALUAR	223
6. EVALUACION TECNICA	228
6.1. CALIDAD DE LOS DATOS DE ENTRADA.	228
6.2. APLICACIÓN DEL MODELO	228
6.2.1. Consideraciones del modelo	231

6.3. EFECTO DEL INCREMENTO DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN EL MEJORAMIENTO DE LA TASA DE ACEITE	232
6.4. CHOPS VERSUS LOS MÉTODOS DE EXCLUSIÓN Y CONTROL DE ARENA.	235
7. EVALUACION ECONOMICA	239
7.1. TIEMPO DE EJECUCIÓN:	239
7.2. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO:	240
7.2.1. Egresos.	240
7.2.2. Ingresos.	243
7.3. INDICADORES DE RENTABILIDAD	249
7.3.1. Valor Presente Neto (Vpn).	249
7.3.2. Tasa Interna de Retorno (Tir).	250
7.3.3. Relación Costo / Beneficio	251
7.3.4. Resumen De Resultados:	252
CONCLUSIONES	253
RECOMENDACIONES	255
BIBLIOGRAFIA	256

## LISTA DE TABLA

	Pág.
Tabla 1. Tipos de roca según los valores de UCS. ....	26
Tabla.2. Clasificación del crudo pesado.....	44
Tabla 3. Relación entre la producción de arena y la gravedad API del crudo. ....	53
Tabla 4. Parametros utilizados para hallar los coeficientes empíricos a y b. ....	101
Tabla 5. Comparacion de las Prodiedades del campo Luseland y la faja del Orinoco en Venezuela .....	109
Tabla 6. Pozos vertiales de la sección 25 del campo Lindbergh .....	117
Tabla 7. Comportamiento de pozos horizontales y verticales .....	120
Tabla 8. Pozos de la sección 14 y 15 del campo Cactus Lake Comportamiento de pozos horizontales y verticales .....	121
Tabla 9. Propiedades del yacimiento, variables de producción y parámetros de completamiento en el campo Fula .....	126
Tabla 10. Resultados de las pruebas de producción con control de arena y con manejo de la arena para el pozo FA del campo Fula .....	129
Tabla 11 Resultados del experimento de asentamiento de la arena .....	131
Tabla 12. Información general concerniente la aplicación de CHOPS en el campo Taobao.....	137
Tabla 13. Parámetros del yacimiento en el Campo Patos-Marinza .....	146
Tabla 14. Parámetros del yacimiento en el KBM .....	160
Tabla 15. Propiedades y parámetros del campo colombiano.....	166
Tabla 16. Propiedades de los campos CHOPS a nivel mundial. ....	173
Tabla 17. BHA típico del sistema PCP, tablas separadas muestran la sarta de producción y la sarta de varillas respectivamente .....	213
Tabla 18. a). Curva de aprendizaje del sistema PCP.....	214
Tabla 19. Propiedades del campo UIS.....	223
Tabla 20. Parametros de entrada para el modelamiento de CHOPS en el campo UIS. ....	229

Tabla 21. a). Coeficientes experimentales a y b usados en el modelamiento de CHOPS en el campo UIS.....	230
Tabla 22. Produccion de aceite en el tiempo del pozo UIS-1.....	238
Tabla 23. Produccion acumulada de petroleo en prediccion para el pozo UIS-1.....	238
Tabla 24. Tiempo de ejecución y producción de aceite.....	239
Tabla 25. Flujo de caja del proyecto .....	240
Tabla 26. Inversión inicial del proyecto .....	242
Tabla 27. Costos de operación .....	242
Tabla 28. Egresos.....	243
Tabla 29. Escenario WTI: 60 USD\$ / BO .....	244
Tabla 30. Escenario WTI: 70 USD\$ / BO .....	245
Tabla 31. Escenario WTI: 80 USD\$ / BO .....	245
Tabla 32. Flujo Neto para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO.....	246
Tabla 33. Flujo Neto para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO.....	246
Tabla 34. Flujo Neto para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO.....	247
Tabla 35. VPN para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO .....	249
Tabla 36. VPN para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO .....	249
Tabla 37. VPN para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO .....	250
Tabla 38. TIR para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO .....	250
Tabla 39. TIR para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO .....	250
Tabla 40. TIR para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO .....	251
Tabla 41. TIR para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO .....	251
Tabla 42. TIR para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO .....	251
Tabla 43. TIR para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO .....	251
Tabla 44. Resumen de resultados .....	252

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comportamiento ideal y real de la producción de arena en el tiempo.	25
Figura 2. Descomposición de fuerzas.	29
Figura 3. Componentes del tensor de esfuerzos.	30
Figura 4. Elipse de esfuerzo vs. Elipse de deformación.	31
Figura 5. Escenarios de producción de crudos pesados.	34
Figura 6. Grafica de predicción de falla en la formación.	36
Figura 7. Dirección de esfuerzos en perforaciones orientadas.	37
Figura 8. Squeeze con resinas.	39
Figura 9. Procedimiento de Squeeze Selectivos.	40
Figura 10. Fracturamiento de estrato con resina	40
Figura 11. Representación de una alta y baja densidad de cañoneo.	42
Figura 12. Factores que mejoran el proceso de producción en CHOPS.	47
Figura 13. Comportamiento típico de la producción de aceite y arena en un ciclo de un pozo CHOPS	50
Figura 14. Curvas de producción de arena y aceite en un yacimiento sometido a CHOPS.	51
Figura 15. Etapas de producción de un pozo CHOPS.	52
Figura 16. Representación del esfuerzo de los estratos superiores sobre un yacimiento sometido a CHOPS.	55
Figura 17. Fluidos de producción en CHOPS.	56
Figura 18. Gráficas del comportamiento de producción de arena de dos campos.	58
Figura 19. Esfuerzos tangencial y radial alrededor de una "cavidad", llevando al corte y la dilatación de la arena, causando un incremento de la permeabilidad periférica.	60
Figura 20. Bajas velocidades sísmicas alrededor de pozos CHOPS	62
Figura 21. "zonas" alrededor de un pozo CHOPS después de la producción de arena.	63

Figura 22. Respuesta de registro geofísico en un pozo CHOPS	65
Figura 23. Dilución y tránsito de la corriente de arena a lo largo del canal.	68
Figura 24. Mejoramiento de la permeabilidad alrededor de un pozo (rw) que ha producido arena.	70
Figura 25. Evolución del bloqueo de las burbujas de gas en las gargantas de poro, desarrollando un gradiente de presión alto y ayudando a desestabilizar la arena.	73
Figura 26. Distribución de presión alrededor de un pozo CHOPS con zona de aceite espumoso.	75
Figura 27. Complejidad de un proceso alrededor de un pozo CHOPS.	79
Figura 28. Distribución de esfuerzos alrededor de una zona de crecimiento.	82
Figura 29. Zona de homogenización a través de las concentraciones de esfuerzos locales. Modificado de Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.	82
Figura 30. Modelo de límites de canales: Patrón Detrítico y $N =$ Patrón constante.	85
Figura 31. Permeabilidad equivalente en diferentes modelos.	86
Figura 32. Dos regímenes de flujo para drenaje en los canales.	87
Figura 33. Enfoque de las líneas de flujo cercanas a una perturbación en una interfaz suave	89
Figura 34. Trayectoria de esfuerzos verticales entre pozos.	94
Figura 35. Trayectoria de esfuerzos horizontales a escala del yacimiento.	95
Figura 36. Una prueba de flujo en cabeza indica que el flujo decae en la fractura de bajos esfuerzos alrededor de un pozo CHOPS, en lugar de canal de flujo o flujo de Darcy.	97
Figura 37. Esfuerzos a pequeña escala en un canal hipotético.	98
Figura: 38. Modelo conceptual para el desarrollo del teorico.	99
Figura: 39. Observacion experimental de una muestra de roca despues del arenamiento.	100
Figura 40. Historia del campo Luseland.	110
Figura 41. Forma del yacimiento y pozos perforados y desarrollados.	111

Figura 42. Historia de producción del pozo 5-4 del campo Luseland	113
Figura 43. Historia de producción del pozo 16-18 del campo Luseland	114
Figura 44. Historia de producción del pozo 9-18 del campo Luseland	114
Figura 45. Comportamiento de un pozo CHOPS en el campo Lindbergh	117
Figura 46. Comportamiento de la producción de un buen pozo Horizontal en el campo Lindbergh	118
Figura 47. Bomba PCP Charge (2 etapas 1 de precarga y otra de producción)	123
Figura 48. Cabezal Hidráulico (izquierda) y cabezal eléctrico (derecha)	124
Figura 49. Esquema de los tres tipos de completamiento empleados en el campo Fula.	128
Figura 50. Distribución de tamaño de la arena producida y la arena de limpieza.	130
Figura 51. Correlación entre la velocidad de asentamiento de la arena y el tamaño, en el Silicon oil como medio de asentamiento.	131
Figura 52. Curva de producción del pozo FA (caso 1) .	133
Figura 53. Curva de producción del pozo FB (caso 2) .	134
Figura 54. Curva de producción del pozo FC (caso 3)	135
Figura 55. Características de la producción en pozos convencionales en el bloque Bai92 del campo Taobao	138
Figura 56. Comportamiento típico de la producción convencional en un pozo del campo Taobao	139
Figura 57. Comportamiento típico de la CSS en dos pozos del campo Taobao	140
Figura 58. Comportamiento típico en dos pozos con tecnología CHOPS en el campo Taoba	141
Figura 59. Constitución de la producción de aceite en el campo Taobao	142
Figura 60. Estrategia de completamiento aplicada en el campo Taobao	143
Figura 61. Producción CHOPS del pozo 345-M, durante la prueba preliminar	149
Figura 62. Producción CHOPS del pozo 989-M, durante la prueba preliminar	149
Figura 63. Producción CHOPS del pozo 1317--M, durante la prueba preliminar	150
Figura 64. Producción CHOPS del pozo 1524-M, durante la prueba preliminar	150

Figura 65. Producción CHOPS del pozo 3013-M, durante la prueba preliminar	151
Figura 66. Distribución de los pozos CHOPS en el campo Patos – Marinza	152
Figura 67. Respuesta de la producción durante el proyecto de CHOPS en el Campo Patos –Marinza, respuesta de todos los pozos tomados por Saxon	154
Figura 68. Respuesta de CHOPS por pozos con esta tecnología en el Campo Patos –Marinza	155
Figura 69. Respuesta de CHOPS promedio de los pozos con la tecnología	156
Figura 70. Respuesta de CHOPS con promedio Normalizado en el Campo Patos –Marinza	157
Figura 71. Gráfico de aceite acumulado vs arena acumulada en el campo KBM	162
Figura 72. Gráfico de tasa de producción de aceite vs arena acumulada en el campo KBM	163
Figura 73. Comportamiento del pozo LH – 10 con CHOPS	169
Figura 74. Problemas operacionales en el campo La Hocha	170
Figura 75. Evolución de las intervenciones en el campo La Hocha	171
Figura 76. Lifting cost \$US/BOPD en el campo colombiano	172
Figura 77. Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora.	175
Figura 78. a). Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora	176
Figura 79. Trayectoria del pozo – desviación.	181
Figura 80. Trayectoria del pozo – desviación.	182
Figura 81. Canasto de cemento	183
Figura 82 Vista transversal de los elementos que conforman un cañón.	187
Figura 83. Mecanismo de cañoneo mediante cargas moldeadas – formación del chorro o jet de carga	187
Figura 84. Efecto de la generación de un hueco extragrande en la profundidad del túnel.	188
Figura 85. Efectos del escalamiento de los perforados en la obtención de puentes de arena estables	189

Figura 86. Variables geométricas en la obtención del túnel de cañoneo	190
Figura 87. Sistema TCP	192
Figura 88 Completamiento empleado para estimular la producción de arena	195
Figura 89 Producción de arena e instalación de la bomba PCP	196
Figura 90. Estrategias para la perforación de Múltiples zonas	199
Figura 91. Esfuerzos de corte si son lo suficientemente grandes generarán el colapso del casing.	201
Figura 92. Esfuerzos de corte si son lo suficientemente grandes generarán el colapso del casing.	202
Figura 93. Subsistencia Y Pandeo.	203
Figura 94. Completamiento Recomendado Para Solucionar La Deformación Del Casing.	204
Figura 95. Completamientos a hueco abierto con liner ranurado y mallas	205
Figura 96. Arreglos geométricos en liners ranurados	205
Figura 97. Ranura recta y ranura trapezoidal	206
Figura 98. Caída de presión generada por una ranura múltiple	207
Figura 99. Optimización del sistema de levantamiento	212
Figura 100 Distribución de cargas en una sarta de varillas convencionales y co-rod.	216
Figura 101 Esquema del sistema ESPCP	218
Figura 102. Facilidades de superficie 2010 – campo Colombiano.	220
Figura 103 Elementos que conforman el modelo estático, campo Colombiano	224
Figura 104 Distribución granulométrica acumulada pasante (Q3(x)%)	225
Figura105. Composición roca total – muestra del pozo UIS-1	226
Figura 106 Composición fracción < 2 micras – muestra del pozo UIS-1	227
Figura 107. Incremento del factor de recobro con CHOPS para el pozo UIS-1.	232
Figura108. Incremento del factor de recobro con CHOPS para el pozo UIS-1.	233
Figura 109. Incremento del factor de recobro con CHOPS para el pozo UIS-1.	234
Figura 110. Predicción del acumulado del petróleo para el pozo UIS-1.	235

Figura 111.a) Definicion de parametros en NETool para el pozo UIS-1 para el escenario de empaquetamiento con grava.	236
Figura 112 Historia y Prediccion de la Produccion de aceite para el pozo UIS-1.	237
Figura 113. Predicción del acumulado del petróleo para el pozo UIS-1.	238

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Flujo Neto para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO	247
Gráfica 2. Flujo Neto para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO	248
Gráfica 3. Flujo Neto para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO	248

## RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN FRÍO CON ARENA (CHOPS) COMO ALTERNATIVA DE GERENCIAMIENTO DE ARENA EN CAMPOS COLOMBIANOS

AUTOR: MONTAÑO CAMACHO Jair Roberto \*\*

PALABRAS CLAVE: CHOPS, GERENCIAMIENTO DE ARENA, ARENAMIENTO

La producción de crudo pesado en la actualidad es tan necesaria como atractiva y la búsqueda de nuevas tecnologías para su extracción juega un papel importante en el desarrollo energético mundial. A través de casos de aplicación, (la mayoría de ellos en Canadá), Se ha demostrado que CHOPS, Producción de crudo pesado en frío con arena, no solo aplica como un proceso de gerenciamiento de arena, sino como método de recobro para la extracción de aceites de baja viscosidad en formaciones poco consolidadas. Sin embargo no se cuenta con una metodología para la aplicación de esta tecnología en campos colombianos.

En este artículo se presentan los resultados de la revisión de lecciones aprendidas de los casos de aplicación no solo en Canadá sino a nivel mundial incluyendo el caso de un campo colombiano, de la cual se pudieron determinar los parámetros claves que influyen en el éxito de esta tecnología y con base en esto se construyó la metodología para la aplicación de CHOPS, estableciendo los criterios de selección de formaciones productoras candidatas, los criterios geomecánicos que intervienen en la mejora de la producción, los mecanismos de flujo, los posibles enfoques de completamiento y levantamiento artificial bajo las cuales se puede llevar a cabo y se realizó una evaluación técnico-económica bajo uno de los esquemas definidos en la metodología, que permite demostrar los beneficios del uso de esta tecnología frente a otros enfoques de gerenciamiento de arena en la aplicación de un campo colombiano

---

\* trabajo de grado

\*\* Facultad de Físico-químicas, ingeniería de petróleos. Director: M. Sc. Fernando Calvete

## ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE IMPLEMENTATION OF COLD HEAVY OIL PRODUCTION WITH SAND (CHOPS) AS SAND MANAGEMENT ALTERNATIVE IN COLOMBIAN FIELDS<sup>\*</sup>

AUTHOR: MONTAÑO CAMACHO Jair Roberto <sup>\*\*</sup>

KEYWORDS: CHOPS, SAND MANAGEMENT, SANDING

The heavy oil production today is as necessary as attractive and the search for new technologies for extraction plays an important role in global energy development. Through application cases (most of them in Canada), has been shown to CHOPS, Cold Heavy Oil Production with Sand, not only is applied as a sand management process, but as recovery method for the extraction low viscosity oils in poorly consolidated formations. However, does not exist a methodology for the application of this technology in Colombian fields.

This article presents the results of the review of lessons learned from the applications not only in Canada but worldwide including the case of a colombian field, which is able to determine the key parameters that influence the success of this technology, and based on this, methodology was constructed for implementing CHOPS, establishing criteria for selecting candidates producing formations, geomechanical criteria involved in improving the production, flow mechanisms, possible approaches completion and lifting artificial under which can be carried out and conducted a technical and economic evaluation under one of the approach defined in the methodology, which allows to demonstrate the benefits of using this technology over other sand management approaches in the application of a colombian field.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty Physicochemical Petroleum Engineering. Director: M. Fernando Sc Calvete

## INTRODUCCION

Ante la gran demanda energética mundial, que cada día va en aumento, y las escasas reservas de petróleo actuales, se hace indispensable la creación y desarrollo de modelos de trabajo que permitan suplir la demanda de hidrocarburos. Frente a este escenario, una de las alternativas para aumentar la producción de crudo es la producción de crudo pesado en frío con arena (CHOPS), el cual permite la producción deliberada de arena junto con el petróleo, el cual logra un incremento significativo de flujo de fluidos hacia el pozo incrementando la producción del yacimiento, generando mayores ganancias para las compañías petroleras.

La aplicación del esquema de producción CHOPS, con el objetivo de aumentar la producción de crudo pesado, ha demostrado ser exitosa a nivel mundial. Sin embargo, no se cuenta con una metodología que permita decidir los campos en los cuales se pueda aplicar esta tecnología, bajo los mejores parámetros técnicos y mayor beneficio económico. Por lo tanto, analizar la factibilidad del uso de la producción de crudo pesado en frío con arena y aplicarlo en un campo colombiano, generará una propuesta de aumento de producción, sobre todo en pozos dónde los métodos de exclusión de arena son ineficientes o no resultan ser rentables.

A través de este proyecto se busca evaluar el uso de la producción de crudo pesado en frío (CHOPS) como alternativa de gerenciamiento de arena, agilizar la identificación de campos candidatos a la aplicación de esta tecnología y plantear una metodología que conduzca a su implementación en un piloto de CHOPS.

## **1. GENERALIDADES SOBRE LA PRODUCCIÓN DE ARENA**

El arenamiento<sup>1</sup> surge cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos generados por el arrastre de los fluidos, los gradientes de presión y los esfuerzos in-situ) resultan mayores que la resistencia mecánica de la formación, provocando el desprendimiento de las partículas. Cabe explicar que el proceso de desprendimiento no ocurre instantáneamente, éste es progresivo hasta llegar a un punto de estabilización.

### **1.1. CONDICIONES NECESARIAS PARA QUE OCURRA LA PRODUCCIÓN DE ARENA**

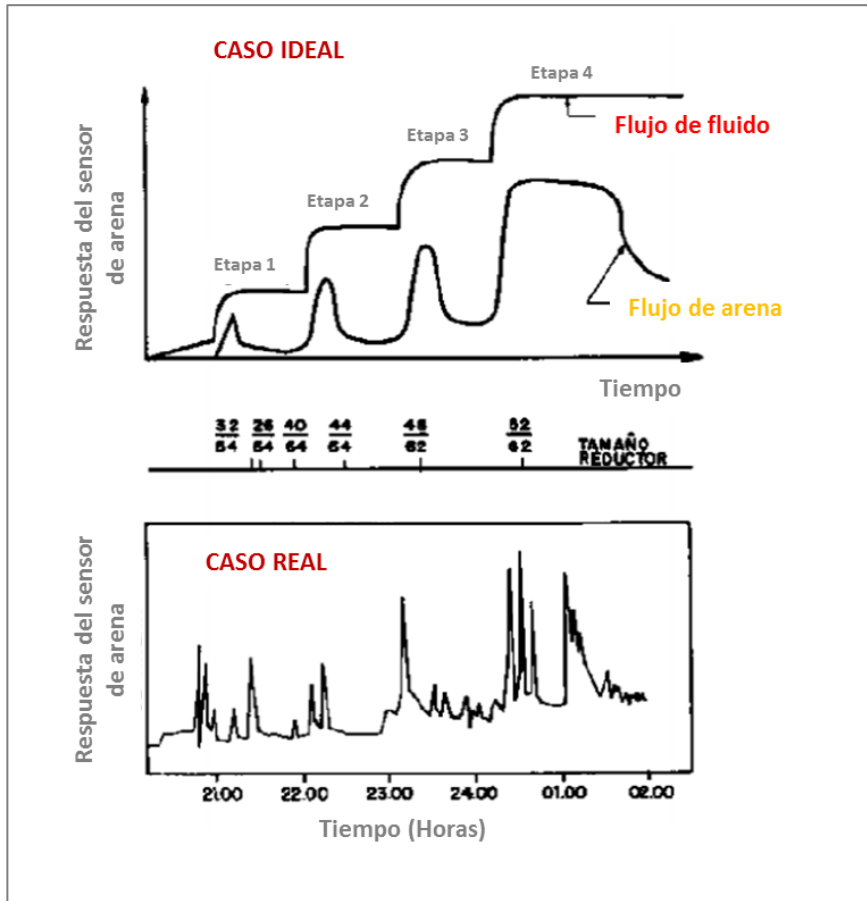
La producción de arena puede ocurrir si la roca en la vecindad de los cañones es no consolidada o ha sido fallada debido a la concentración de esfuerzos.

Aunque este estado de no consolidación es necesario, ciertamente no es una condición suficiente para que ocurra el fenómeno. Después de una etapa de producción inicial de arena, existe una estabilización de la cavidad cañoneada, es decir se genera una nueva configuración de arco, esto implica una redistribución de los esfuerzos locales lo que permite la producción de fluidos con un drawdown más alto y una cantidad de arena estable. Al aumentar una vez más el drawdown, se vuelve a desestabilizar el arco y como resultado se genera un pico en la producción de arena hasta que nuevamente ocurre la estabilización. Ver Figura 1 Cuando las condiciones exceden el límite de estabilidad de la estructura cañoneada, la arena definitivamente se producirá. La estabilidad de los arcos está controlada por los esfuerzos locales, el drawdown y la resistencia de la roca.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup>VÁSQUEZ H, Andrés r. introducción a la geomecánica petrolera. quinta edición. caracas Venezuela. centro profesional santa paula, 2001

**Figura 0. Comportamiento ideal y real de la producción de arena en el tiempo.**



Fuente: Modificado de Curso de Geomecánica; Andrés R. Velasquez H. 2001.

**1.1.1. Causas del fenómeno de Arenamiento.** Las causas frecuentes del arenamiento son:

**1.1.1.1. Causas naturales**

- Consolidación: se relaciona con la capacidad que tienen los granos de mantenerse unidos, se supone que los sedimentos más jóvenes son los que presentan menor consolidación debido a que no cuentan con la suficiente columna litológica para la acomodación de los granos. Una manera de medir la

consolidación es a partir de la resistencia uniaxial compresiva UCS. La tabla 1 muestra una de las clasificaciones según su Unconfined Compressive Strength (UCS).

**Tabla 1.1. Tipos de roca según los valores de UCS.**

Tipo de Roca	UCS	Características de la formación
	[PSI]	
Inconsolidadas	< 100	No existe túnel de perforación
		Arena fracturada en zona dilatada
Poco consolidadas	<500	No existe túnel de perforación
		Daño en perforación
Friables	>500	Existe túnel de perforación
		Probabilidad de falla en el túnel
Consolidadas	>2500	Existe túnel de perforación
		Probabilidad de falla en el túnel (Esfuerzos Extremos)

Fuente: Citado por: HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito”, a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

- El material cementante: Las rocas productoras se encuentran unidas por varios materiales cementantes, cualquier tratamiento ácido podría disolverlo dejando débil el armazón de la roca.
- Presión de poro: los fluidos que se encuentran dentro de la roca productora soportan parte del esfuerzo total aplicado sobre la formación, por tal motivo a

medida que se depleta el yacimiento, el armazón de las rocas estará expuesto a mayores esfuerzos efectivos hasta el punto que supere su resistencia.

- Permeabilidad: La heterogeneidad en la permeabilidad de un yacimiento puede generar velocidades de producción de fluidos extremadamente altas que sobrepasan la velocidad crítica y derrumban la formación, principalmente en las que son poco consolidadas.
- Tipos de fluidos producidos: Cuando existen cortes de agua asociados a la producción de aceite, se puede alterar el material cementante de la formación.
- Viscosidad de los fluidos producidos: Las fuerzas de arrastre sobre los granos de arena están relacionadas con la velocidad de flujo y la viscosidad del mismo. Altas viscosidades del fluido generan mayores fuerzas de arrastre.

**1.1.1.2. Causas Operacionales.** Las operaciones que provocan el fenómeno de arenamiento son:

- La perforación: causa daño en resistencia mecánica de la formación y es directamente proporcional a la tasa de penetración. Adicionalmente el lodo usado puede generar fracturas debido a su excesivo peso como también problemas de filtrado generando un factor skin que proporciona una caída de presión extra por perforado
- La cementación: una mala cementación crearía zonas de baja resistencia en la vecindad del pozo debido a la concentración de esfuerzos. Si se dejan canales entre la formación y el casing, estos se volverán canales preferenciales de flujo donde las velocidades serán altas.
- Cañoneo: Las actividades de cañoneo deben ser planificadas y ejecutadas para producir cavidades estables a largo plazo<sup>2</sup>. Los parámetros de diseño de las perforaciones tales como diámetro, longitud o penetración, densidad,

---

<sup>2</sup> VÁSQUEZ H, Andrés R. introducción a la geomecánica petrolera. quinta edición. caracas venezuela. centro profesional santa paula, 2001

ángulo de fase y presiones de desbalance, deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación.

- Tasas de producción: cuando se requieren mayores tasas de flujo lo que se hace es disminuir la presión de fondo fluyente. Esto puede resultar en altas caídas de presiones que llegan a superar los niveles críticos.
- Los cortes de agua: La mayoría de las rocas almacenadoras de hidrocarburos se encuentran preferiblemente mojadas por agua, parte de la cohesión de los granos está dada por la tensión interfacial liquido-grano. Cuando se empiezan a presentar altos cortes de agua las fuerzas capilares disminuyen provocando una reducción en la cohesión.

## 1.2. ASPECTOS GEOMECÁNICOS DEL ARENAMIENTO

Los principales aspectos geomecánicos del arenamiento son:

**1.2.1. Esfuerzos.** En términos generales el esfuerzo se define<sup>3</sup> como la fuerza que se aplica sobre un área; sus unidades generalmente son Pa, Psia.

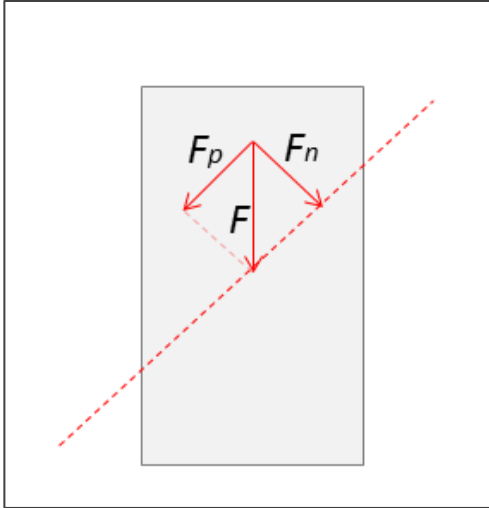
$$\sigma = \frac{F}{A}$$

Por convención los esfuerzos comprensivos son tomados con signos positivos. El valor del esfuerzo depende de la orientación del área transversal; es decir; si el esfuerzo es aplicado sobre un área inclinada, éste se descompone. Ver Figura 2.

---

<sup>3</sup> E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen And R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics

**Figura 1. Descomposición de fuerzas.**



Fuente: PetroleumRelated Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

De la Figura 2, se puede definir el esfuerzo cortante como:

$$\tau = \frac{F_p}{A}$$

La orientación relativa del área transversal a la dirección de la fuerza es importante. Cuando la componente de la fuerza es perpendicular al área se le denomina esfuerzo normal; mientras que cuando la fuerza es paralela al área se le denomina esfuerzo cortante o de cizalla denotado por la letra  $\tau$ . En el caso de las formaciones o rocas del subsuelo, los esfuerzos o las tensiones se originan por el peso de la litología superior a cada capa, tensiones gravitacionales, esfuerzos tectónicos debido a las deformaciones de la corteza terrestre, factores como la erosión y efectos de la topografía, entre otros.

**1.2.2. Estado de esfuerzos y tensor de esfuerzos.** Los tensores<sup>4</sup> son cantidades físicas que expresan diferentes cosas. Los tensores de orden cero son los

---

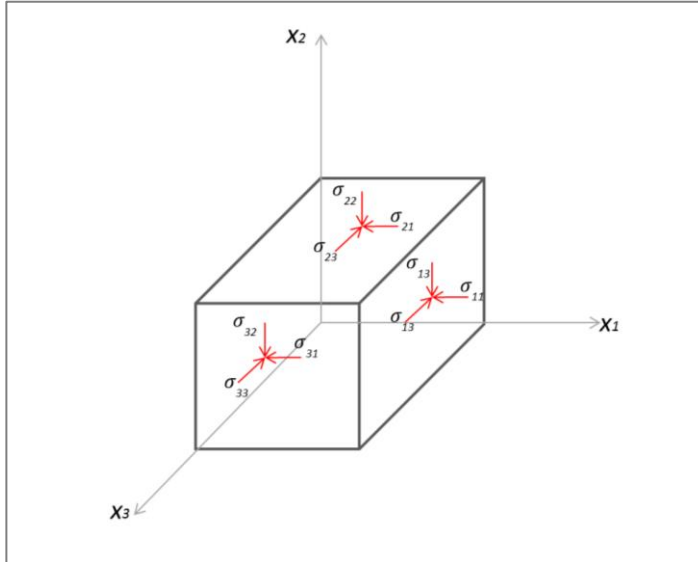
<sup>4</sup> <http://web.usal.es/~gabi/apuntes/tema1.pdf>

llamados escalares, cantidades físicas que se expresan por un simple número, p. ej. La temperatura  $T = 16 \text{ }^\circ\text{C}$ . Los tensores de primer orden son los vectores, cantidades físicas que representan una intensidad, pero también una dirección en el espacio y un sentido.

Los tensores de segundo orden son cantidades físicas que representan, infinitos vectores o que expresan una propiedad que permite establecer una relación entre dos vectores.

Se define estado de esfuerzos como el conjunto de los infinitos vectores esfuerzo que actúan sobre los infinitos planos que pasan por un punto, en un instante dado. Esto no es ya una magnitud vectorial, sino una cantidad física compuesta de infinitos vectores.

**Figura 1. Componentes del tensor de esfuerzos.**

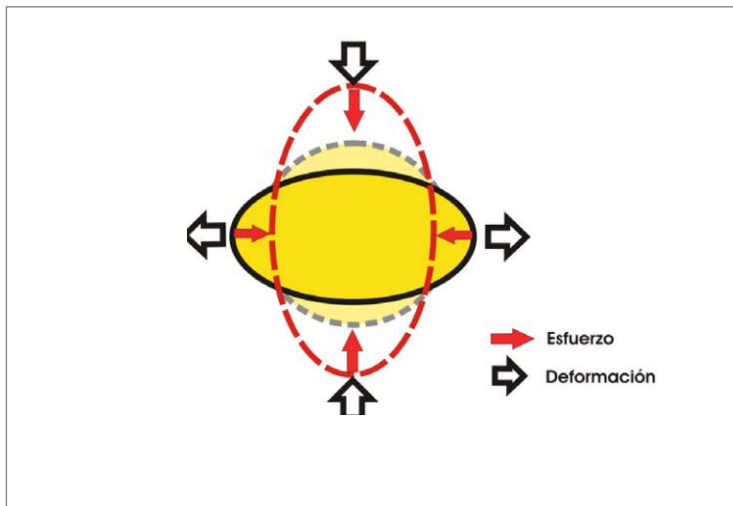


Fuente: Mark d. Zoback, reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability, 2006.

**1.2.3. Deformación.** La deformación<sup>5</sup> es la relación que existe entre el cambio en las posiciones de las partículas dentro de un cuerpo y su estado original, como consecuencia de la aplicación de un campo de esfuerzos.

La figura 4 es una representación general de la relación entre los conceptos de esfuerzo y deformación.

**Figura 4. Elipse de esfuerzo vs. Elipse de deformación.**



Fuente: Modificado de Introducción a la Geomecánica Petrolera, Andrés Vásquez, 2001.

Como lo muestra la figura 4, los esfuerzos y las deformaciones mantienen una relación causa y efecto debido a que las deformaciones son causadas por esfuerzos. Sin embargo, los esfuerzos se definen y se analizan para un instante de tiempo dado, mientras que las deformaciones miden cambios producidos en un intervalo de tiempo y se analizan comparando un estado inicial con uno final.

---

<sup>5</sup> E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen And R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics;

**1.2.4. Teoría de la elasticidad.** En situaciones donde existe una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación, puede aplicarse la Teoría de la elasticidad. La elasticidad<sup>6</sup> es definida como la capacidad que tienen los materiales de sufrir deformaciones reversibles (cuando se encuentran sujetos a fuerzas externas) y recuperar su forma original cuando estas fuerzas se eliminan. Esta relación lineal puede ser expresada así:

$$\epsilon_X = \frac{\sigma_X}{E}$$

La cual se denomina Ley de Hooke. En esta expresión E representa una medida de la rigidez de la muestra y se le llama módulo de Young. Este hace parte de un grupo de módulos denominados módulos elásticos.

**1.2.4.1. Módulos Elásticos.** Los principales módulos elásticos son:

- **Módulo de Young<sup>7</sup>**

Es la capacidad que tiene un material de deformarse al estar sometido a esfuerzos. Representa la rigidez del material (en este caso la rigidez de las rocas). Una roca con un módulo de Young alto es más rígida porque requiere más esfuerzo para mantener la misma deformación.

El módulo de Young o módulo de elasticidad se define como el cambio en el esfuerzo dividido en el cambio en la deformación.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

---

<sup>6</sup> E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen And R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics;

<sup>7</sup> halliburton handbook. rock mechanics.

- **Relación de Poisson**<sup>7</sup>

Describe qué tanto un material se expande horizontalmente (esfuerzo radial) cuando es comprimido verticalmente (esfuerzo axial), ya que una roca no se comprime en una sola dirección sino también en la dirección radial.

$$\nu = \frac{-\epsilon_{\text{radial}}}{\epsilon_{\text{axial}}}$$

### **1.3. GERENCIAMIENTO DE ARENA**<sup>8</sup>

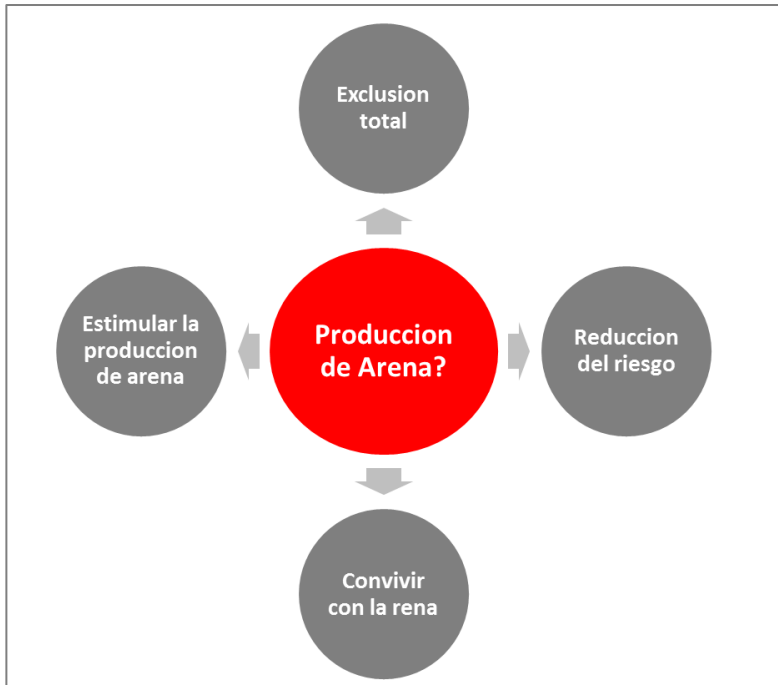
La producción de arena en un yacimiento sometido a un proceso de CHOPS, mejora la tasa de producción de aceite. Esta producción de arena ha mostrado en otros casos, sin embargo, ser desfavorable debido a los altos costos que involucra su manejo y producción. Hay que tener en cuenta también que una exclusión de arena implica elevados montos de inversión, al igual que muchos trabajos de reacondicionamiento, en especial en aquellos pozos que tienen mecanismos de exclusión de arena costosos y complejos. Así mismo, el manejo de arena implica un incremento de riesgo y un aumento en los costos operacionales por la disposición de desechos. De modo que es necesario realizar una evaluación riesgo-beneficio antes de implementar un proceso CHOPS.

En general existen dos aproximaciones en el proceso de producción: la exclusión y el manejo de arena. La exclusión de arenas se puede hacer con o sin Screen Liners, mientras que para el manejo arena se presentan casos como: estimulación, vivir con la producción y la limpieza deliberada de la arena. Con base en estas dos aproximaciones generales, se pueden generar cuatro escenarios posibles de producción, como se exhibe en la figura 5.

---

<sup>8</sup> Cold Heavy Oil Production With Sand, Dusseault M, September 2008

**Figura 5. Escenarios de producción de crudos pesados.**



Fuente. Modificado de informe: Administración de la arena en yacimientos de crudo pesado sometidos a procesos CHOPS.

**1.3.1. Exclusión total.** Cuando se selecciona este escenario, el interrogante que se debe solucionar es ¿cuándo es totalmente necesario excluir la producción de arena? Una posible solución a este interrogante es cuando la producción de arena sea totalmente inaceptable.

Usualmente en casos como la producción excesiva de gas, que puede generar grandes problemas de corrosión, o cuando no existen las facilidades de tratamiento y producción para manejar la arena. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la exclusión total de la arena implica un aumento significativo en el CAPEX, y una considerable relación en el volumen de fluidos producidos.

Uno de los procedimientos más comunes para lograr la exclusión de la arena consiste en la ubicación de screen liners. Usualmente se ubican screens de alta

tecnología que permiten una mayor restricción en el volumen de la arena producida. En estos casos, la técnica más utilizada como levantamiento artificial es el gas lift, debido a que esta técnica no presentará ninguna complicación al no existir producción alguna de arena.

Uno de los procedimientos más comunes para lograr la exclusión de la arena consiste en la ubicación de screen liners. Usualmente se ubican screens de alta tecnología que permiten una mayor restricción en el volumen de la arena producida. En estos casos, la técnica más utilizada como levantamiento artificial es el gas lift, debido a que esta técnica no presentará ninguna complicación al no existir producción alguna de arena.

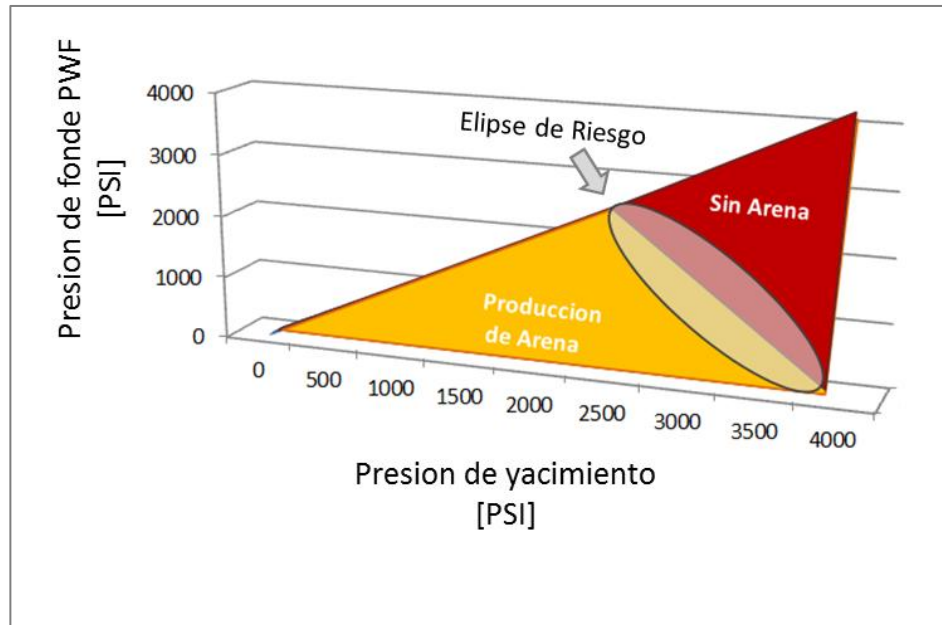
**1.3.2. Reducción del riesgo.** Existe la posibilidad de que se elija el escenario de producir sin inducir flujo de arena, peor generalmente esto se ve reflejado en un aumento de los costos operacionales, y más aún cuando la exclusión ha demostrado ser una pésima elección, al ser aplicada en los yacimientos equivocados. Algunos de los procedimientos utilizados para reducir el riesgo que implica la producción de arena son:

- Orientar las perforaciones en direcciones favorables.
- Realizar un seguimiento al gradiente de presión.
- Limitar la tasa de producción.
- Rimar el pozo para incrementar el área de flujo.
- Cuantificar el riesgo a través de la recolección de datos.

Para el caso de seguimiento de diferencial de se recomienda realizar una gráfica de presión de yacimiento contra presión de fondo de pozo como lo exhibe la figura 6. Se muestran tres posibles escenarios en este método, uno es la prohibición total de la producción de arena para ciertas combinaciones de valores presión de fondo y de yacimiento, otra es la zona de estimulación de la producción,

generalmente en donde la presión del yacimiento es mucho más grande que la presión de fondo, y una tercera zona que es la zona de no producción, donde la presión del yacimiento es insuficiente para generar producción de fluidos al menos.

**Figura 6. Grafica de predicción de falla en la formación.**

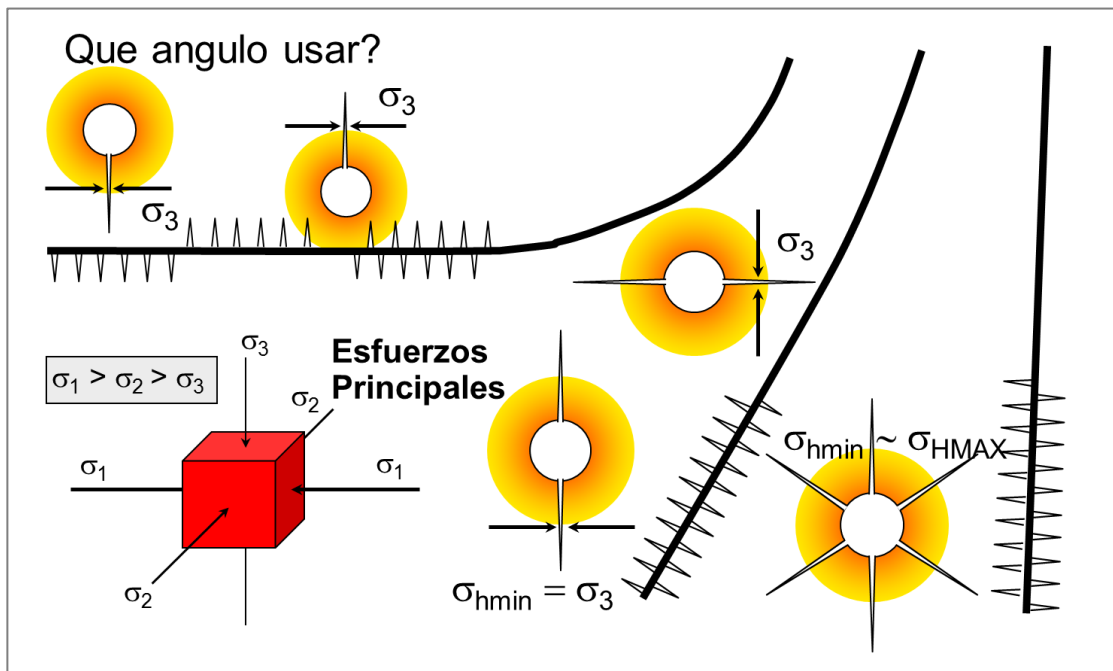


Fuente. Modificado de Sand Control or Sand Management, Dusseault M, 2008.

Es posible diferenciar una zona denominada elipse de riesgo, que es una zona de alta incertidumbre para cualquier escenario que se haya seleccionado. Estas combinaciones de presión de fondo y de yacimiento no garantizan totalmente que se mantenga la opción escogida, por ejemplo, si se seleccionó el escenario de producción sin arena, la cercanía de estos valores a las combinaciones de valores del otro escenario, pueden derivar en una producción de arena inesperada, para la cual nos e asignó ningún mecanismo de control, llegando a causar grandes pérdidas para el proyecto.

Otra aproximación que se maneja en este escenario es la de orientar las perforaciones según la producción de arena deseada. Surge el interrogante ¿Con qué ángulo se deben realizar las perforaciones, para que el flujo de arena sea el esperado?. Así mismo es necesaria la ubicación de estas perforaciones teniendo en cuenta cual es la dirección sobre la que se encuentra el esfuerzo de deformación más grande. La figura 7. representa la distribución de los esfuerzos y ubicación de las perforaciones según el caso.

**Figura 7. Dirección de esfuerzos en perforaciones orientadas.**



Fuente. Modificado de Sand Control or Sand Management, Dusseault M, 2008.

**1.3.3. Manejo de la arena.** Se puede tomar la decisión de vivir con la producción de arena, cuando esta representa un incremento significativo en la tasa de producción de aceite. Así mismo, esta producción de arena no debe representar un excesivo aumento en los costos operacionales del proyecto, ni ser un riesgo para las facilidades de superficie ya instaladas. Sin embargo, es seguro que la producción de arena trae consigo ciertas modificaciones, sean a nivel de superficie

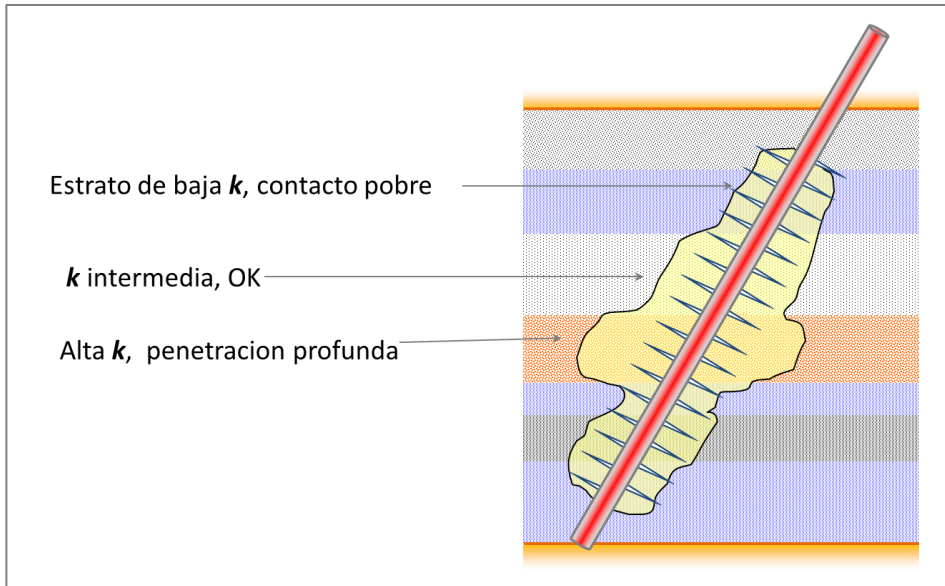
o de fondo. Por ejemplo las facilidades de superficie deben adaptarse para recibir el volumen de arena manejado con la producción de fluido, y debe realizarse un seguimiento exhaustivo de tal forma que el nivel de producción de la arena no supere el límite del beneficio, y pasando a ser una amenaza para el proyecto desarrollado.

Este esquema de producción no aplica cuando en el pozo hay altos niveles de producción de gas, debido a que puede generar grandes niveles de corrosión tanto en la tubería, como en los equipos de superficie. En general este esquema se puede desarrollar cuando la relación costo-beneficio sea favorable. Dentro de esta aproximación se utilizan algunas técnicas de manejo y control como lo son:

- Squeeze
- Squeeze selectivo
- Fracturamientos
- Perforaciones

En el caso del Squeeze se utilizan resinas que proveen una consolidación química en algunos estratos de la formación, figura 8, evitando el derrumbe y producción e arena en este intervalo. La gran ventaja que ofrece este método es la disminución del riesgo de arenamiento del pozo en los casos donde no se desea producir arena.

**Figura 8. Squeeze con resinas.**



Fuente. Modificado de Sand Control or Sand Management, Dusseault M, 2008.

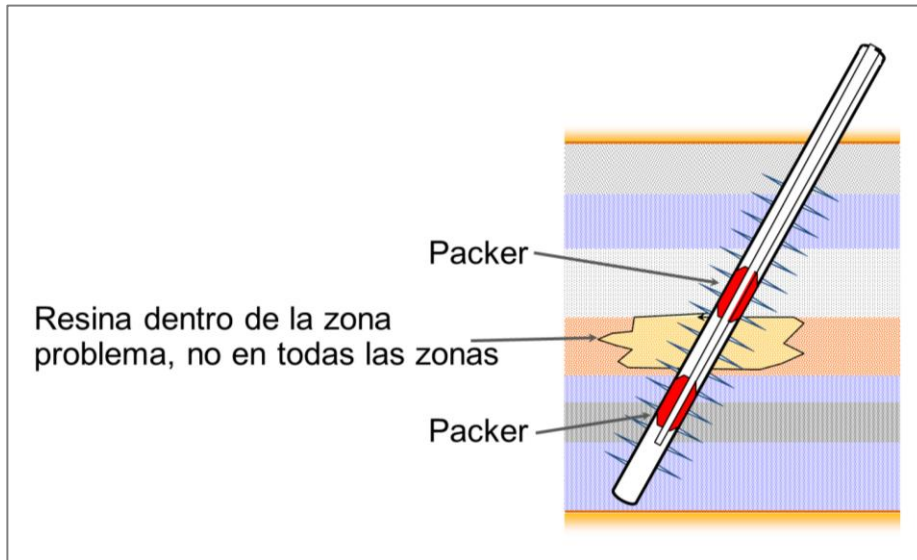
Así mismo esta técnica presenta grandes desventajas como lo son:

- Costosos para ubicar en pozos horizontales extensos
- Las heterogeneidades causan problemas para ubicarlos en el yacimiento
- Puede ocurrir una reducción en los niveles de producción.
- La migración de finos y asfaltenos aún pueden causar bloqueo en el pozo.

Cuando se hace referencia a Squeeze selectivo, el objetivo consiste en inyectar resinas en ciertas zonas problemáticas para el proceso de producción (figura 9). Usado en pozos con manejo de arena si existe una zona que debe ser aislada por el alto influjo de arena. Este procedimiento involucra costos adicionales como la ubicación de empaques para la inyección de la resina exclusivamente en la zona afectada. Las resinas son utilizadas también cuando se desea fracturar la formación para inducir un mayor flujo de arena (figura 10). En este caso la resina es inyectada por encima del valor de presión de fractura, caso contrario en los

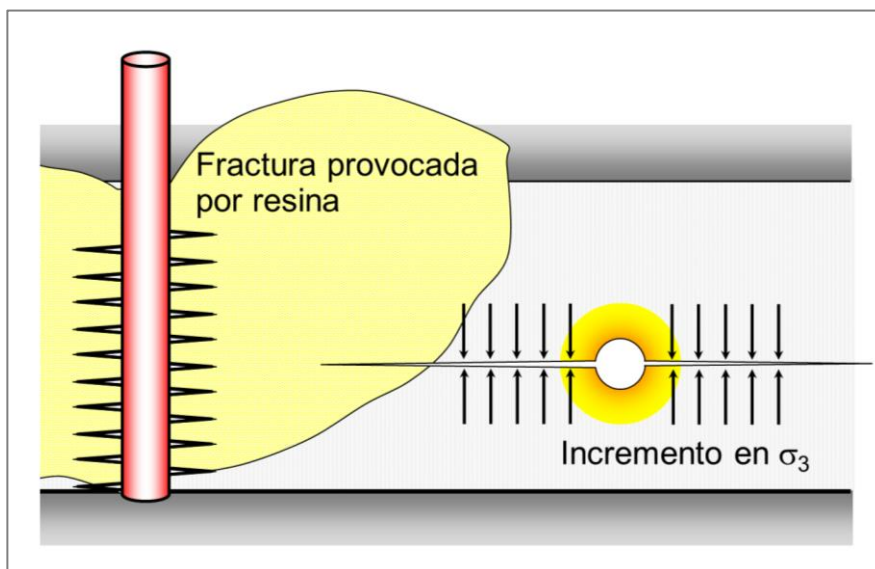
squeezes donde solo se hacía levemente por encima del valor de la presión de yacimiento.

**Figura 9. Procedimiento de Squeeze Selectivos.**



Fuente. Modificado de Sand Control or Sand Management, Dusseault M, 2008.

**Figura 10. Fracturamiento de estrato con resina**



Fuente. Modificado de Sand Control or Sand Management, Dusseault M, 2008.

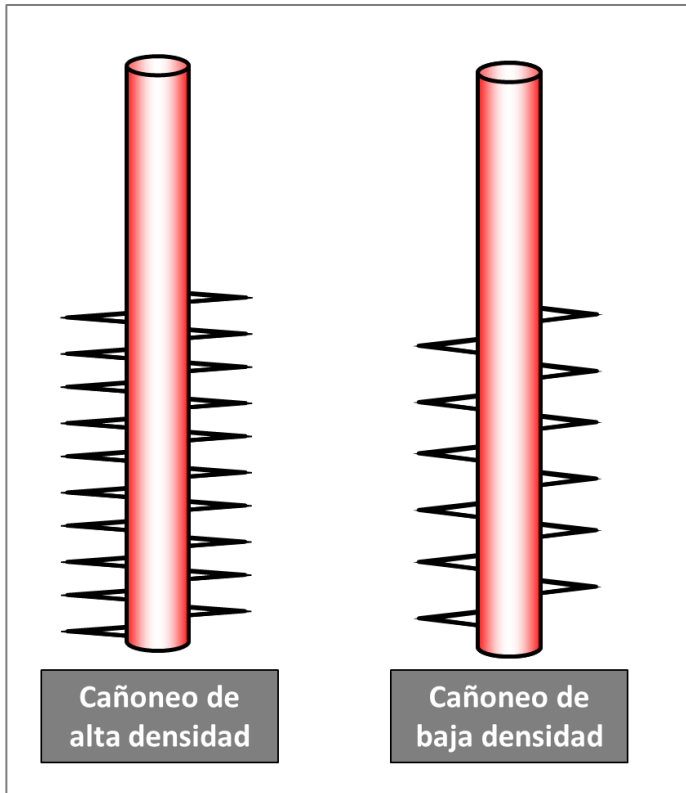
El objetivo es generar una fractura que junto con los agujeros de gusano, que se forman de manera natural, incrementen el flujo de arena en el yacimiento, estimulando así la producción de aceite. Dentro de este esquema de producción también se encuentra el diseño del programa de perforaciones o cañoneo. Este proceso involucra la cantidad de orificios a realizar, la orientación que van a tener, y las zonas sobre las que preferencialmente se van a realizar. Las perforaciones se realizarán en las zonas en las que el responsable del proyecto estime conveniente para el desarrollo del proyecto, sea que permita o no la intrusión de arena en la producción

Las perforaciones selectivas son necesarias cuando:

- Se va a aislar una zona problema en la producción.
- Evitar la formación de flujo cruzado en los estratos.
- Cuando se va a evitar perforar una zona altamente sensible.

Las ventajas que presenta esta perforación selectiva es que es un método relativamente efectivo y económico, además que en cualquier momento se puede re-accesar a la zona utilizando fracturamiento hidráulico. Las desventajas es que al evitar las zonas débiles, también se están evitando las zonas de mayor permeabilidad. Es muy difícil de realizar en yacimientos heterogéneos y es necesaria la asistencia del esfuerzo de la roca. En cuanto lo que respecta a la densidad de perforaciones se pueden generar dos opciones (figura 11): la primera donde se realizan muy pocas perforaciones, pero de forma espaciadas, que proporcionan un mayor gradiente de presión y que reduce el riesgo de arenamiento en las zonas dañadas y; una opción que involucra un mayor número de perforaciones poco espaciadas entre ellas y que dan como resultado un bajo gradiente de presión y que puede ocasionar un alto riesgo de arenamiento en las zonas dañadas.

**Figura 11. Representación de una alta y baja densidad de cañoneo.**



Fuente. Modificado de Sand Control or Sand Management, Dusseault M, 2008.

**1.3.4. Estimulación de la producción de arena.** Este tipo de producción es de gran utilidad cuando el crudo que se maneja es de tipo extrapesado. Es conocido que un crudo con valor de viscosidad muy alto, tiene muy poca fluidez. Una solución a este inconveniente es permitir el flujo del fluido junto con la arena para mejorar la tasa de producción y hacer más entable el proyecto.

También se puede manejar la estimulación del flujo de arena como un completamiento o proceso de reacondicionamiento de pozo. Se había estudiado que durante la vida productiva de un yacimiento sometido a un proceso CHOPS, el permitir el flujo de arena, alteraba las permeabilidades del yacimiento obteniéndose con esto zonas de hiperpermeabilidad, resultando esto último una

gran ventaja para la aplicación de técnicas de recobro posteriores como pueden ser la inyección cíclica, SAGD y la combustión in situ.

La estimulación de la producción de arena implica ciertos riesgos y costos dentro de los cuales es importante destacar:

- La tasa de producción es baja si se limita el flujo de arena.
- El riesgo de generar corrosión es mínimo.
- Los problemas para el levantamiento y disposición de la arena, ya han sido resueltos.
- El levantamiento de la arena, representa un alto porcentaje de los costos operacionales del proyecto.

#### **1.4. PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN FRÍO CON ARENA (COLD HEAVY OIL PRODUCTION WITH SAND- CHOPS)**

CHOPS<sup>9</sup> es una tecnología de producción primaria, desarrollada recientemente en Canadá, con la participación intencional e la producción de arena de formación para aumentar las tasa de crudo pesado a bajo costo y sin utilizar estimulación térmica. Más de 10.000 pozos CHOPS existen en Canadá, dando un total de 500.000 STBD aproximadamente, cerca del 15% del total del país. Los inconvenientes presentados para la disposición y tratamiento del crudo ya han sido resueltos, así mismo los gastos generados por el funcionamiento son menos de la mitad que implicaría por ejemplo, la explotación a través de estimulación cíclica de vapor o de inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional.

---

<sup>9</sup>Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

**1.4.1. Características típicas de un yacimiento sometido a CHOPS.** La explotación<sup>10</sup> de crudo pesado con CHOPS tiene lugar en yacimientos que pueden ir de tres a cinco metros hasta 35 metros de espesor de arena. Todos los depósitos son areniscas no consolidadas con una porosidad aproximada de 28 a 32% y una permeabilidad entre 0.5 a 15 Darcy, dependiendo del tamaño de grano. Los mayores valores de permeabilidad se dan en las arenas que se encuentran en los yacimientos cercanos a los cauces de los ríos; la mayoría de los yacimientos han mostrado valores de permeabilidades promedio de 1 a 4 Darcy.

Es imposible obtener muestras inalteradas de estos yacimientos, debido a que la emanación del gas provoca la expansión irreversible del núcleo. (La alta viscosidad del petróleo le impide al gas escapar).

Por lo tanto, las porosidades están calculadas a partir de registros de pozos y la permeabilidad se calcula a partir de correlaciones para el tamaño de grano y son limitadas para ciertas pruebas de pozo.

**Tabla.2. Clasificación del crudo pesado**

<b>CRUDO</b>	<b>API</b>	<b>VISCOSIDAD [Cp]</b>
<b>Pesado</b>	20-Oct	100 - 10000
<b>Extrapesado</b>	<10	100 - 10000
<b>Bitumen</b>	<10	> 10000

Fuente. Modificado de informe: Administración de la arena en yacimientos de crudo pesado sometidos a procesos CHOPS.

El rango<sup>11</sup> de mineralogía para las arenas no consolidadas de los yacimientos con CHOPS involucra cuarzo-arenitas ( $\text{SiO}_2 > 98\%$ ), lito-arenitas y arcosas. Todas estas con una característica especial que es el bajo un esfuerzo de tensión que

<sup>10</sup> [http://www.energy.gov.ab.ca/oilsands/pdfs/rpt\\_chops\\_app2.pdf](http://www.energy.gov.ab.ca/oilsands/pdfs/rpt_chops_app2.pdf)

<sup>11</sup> Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

poseen y que son altamente friables, lo que facilita su producción conjunta con el aceite.

**1.4.2. Mecanismos responsables de la mejora de producción.** Durante la etapa productiva de un pozo CHOPS, ocurren distintos fenómenos que contribuyen a mejorar el nivel de producción. Generalmente estos fenómenos se derivan del proceso de producción mismo de la arena y de la caída de producción experimentada por el pozo. Como muestra la figura 12. Son tres los fenómenos principales que actúan durante un proceso de producción:

- La zona alterada: la retirada de arena a través de licuefacción y el transporte hacia el pozo, crea porosidad en el estrato, mas probablemente una zona canalizada y remodelada llena con una salmuera de arena, gas, aceite y petróleo.

La zona incrementa la permeabilidad, y el pozo se comporta como si tuviera un radio cada vez mayor. Este efecto mejora la producción en un factor de cuatro a cinco, pero más tarde en la vida del pozo, después de que grandes cantidades de arena han sido producidas (1,000 – 15,000 STB/Pozo).

- Empuje por formación de espuma: CHOPS utiliza la formación de espuma en el aceite provocada a partir de la disolución del gas con la intención de producir arena, los pozos son objeto de una reducción agresiva de presión, y libera burbujas de gas en la matriz porosa. Sin embargo, no se forma una fase continua de gas. El gas permanece en forma de burbuja como respuesta a la caída de presión que experimenta durante el flujo.

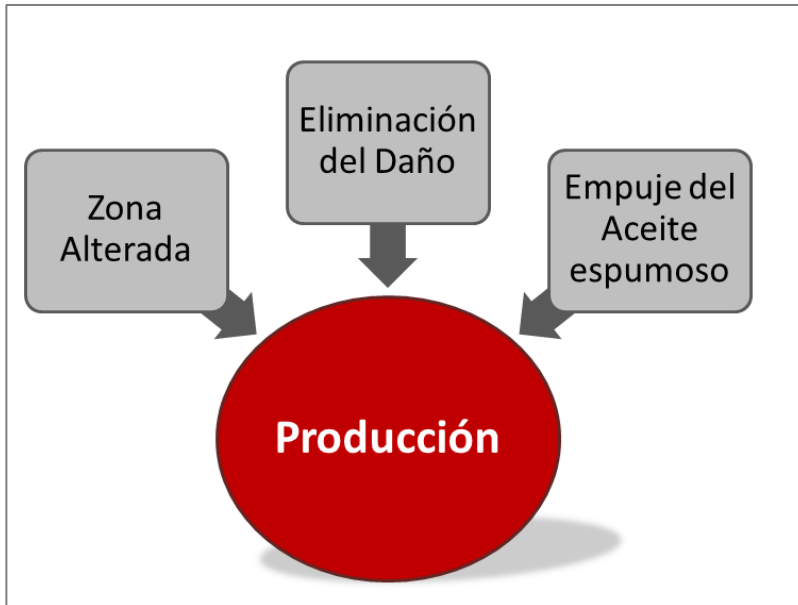
Por lo tanto, las burbujas actúan como un mecanismo de empuje interno, conduciendo la salmuera hacia el pozo a una velocidad menor que la prevista por las teorías convencionales de flujo líquido.

En los aceites más viscosos, la relación gas-aceite se mantiene constante, y la presión virgen puede ser encontrada durante perforación infill, solo a unos pocos cientos de metros de los pozos de producción existentes. Con la producción, las burbujas de gas continuaran ampliándose y liberándose, proporcionando una presión de soporte que conserva aún más las presiones del gas dentro del yacimiento.

Esto es importante para CHOPS, debido a que el retraso en la depleción del gas significa un mayor tiempo aprovechando la energía de este mecanismo de empuje natural. El aceite espumoso se desarrolla en una zona que se propaga hacia las afueras del pozo, siguiendo la trayectoria de la zona perturbada y remodelada. Este extiende la zona de gradiente y de presión más alta del pozo, donde se desestabiliza más cantidad de arena. La operación por debajo del punto de burbuja significa un drástico aumento en los valores de producción y recobro.

- Eliminación de los efectos de daño: Los yacimientos de aceite pesado pueden experimentar efectos de daño debido a la alta obstrucción en las gargantas de poro provocadas por la precipitación de asfaltenos y la movilización de partículas finas. CHOPS continuamente modifica y distorsiona los granos de arena, previniendo la obstrucción en el espacio poroso. Como a zona de hiperpermeabilidad y porosidad se extiende más allá del pozo, el daño del pozo empieza a incrementarse negativamente.

**Figura 12. Factores que mejoran el proceso de producción en CHOPS.**



Fuente. Modificado de informe: Administración de la arena en yacimientos de crudo pesado sometidos a procesos CHOPS.

**1.4.3. Comportamiento Típico de un Pozo De CHOPS.**<sup>12</sup> Los pozos sometidos a CHOPS exhiben amplias variaciones en su historial de producción. En esta técnica la producción depende de muchos factores, sin embargo los aspectos de mayor relevancia son los siguientes:

- Cuando se completa un nuevo pozo, a la afluencia inicial de arena se le permite ser del grande del 10 a 40% en volumen sobre el total de la producción de sólidos y líquidos.
- Por un periodo de unos pocos días hasta varios meses, la tasa de producción de arena caerá gradualmente hacia una tasa de afluencia estable del orden de 0,5 a 10%, dependiendo de la viscosidad del aceite.

---

<sup>12</sup>Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

- La tasa de producción de aceite incrementa hasta un valor máximo varios meses después de colocar el pozo en producción, luego decaerá lentamente dependiendo de los efectos de declinación de la presión del yacimiento.
- Toda la producción en los pozos de CHOPS está acompañada con una producción significativa de gas, y el valor de la relación gas aceite tiende a permanecer relativamente constante durante muchos años.
- Las tasas de aceite y arena fluctúan drásticamente con respecto al valor principal durante un corto tiempo.
- Un trabajo de reacondicionamiento exitoso puede restablecer las tasas de producción de aceite y de arena, pero generalmente no logra alcanzar los valores de producción inicialmente obtenidos.

**1.4.4. Factores que Incrementan de la Tasa de Producción<sup>13</sup>.** Muchos son los factores que han contribuido a que un pozo sometido a la técnica de producción en frío con arena, obtenga buenos resultados en cuanto a tasa de producción se refiere. Los siguientes cuatro mecanismos son los considerados responsables de una mejora significativa en la tasa de producción para CHOPS:

- El flujo de fluido se incrementa si se le permite a la matriz de arena moverse como consecuencia de la velocidad relativa de Darcy.
- Como se está produciendo arena del yacimiento, se genera una zona de permeabilidad mejorada y crece hacia afuera, permitiendo que un flujo de fluido más grande se mueva hacia el pozo.
- Una caída de presión en un aceite “gaseoso” y altamente viscoso, conducirá a la formación de espumas que ayudan a la desestabilización de la arena y a mover los sólidos y los fluidos hacia el pozo.

---

<sup>13</sup> Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

- El movimiento de los sólidos en el ambiente cercano a la cara del pozo, elimina el atrapamiento de finos, la depositación de asfaltenos y escamas en la matriz detrás del revestimiento.

**1.4.5. Descripción de la Vida Productiva de un Pozo de CHOPS<sup>14</sup>.** Al inicio de la vida productiva de un pozo sometido a un proceso de CHOPS, el aspecto más notorio es quizás el alto porcentaje en volumen de arena producido, la razón es la inducción deliberada para promover el aumento en la tasa de aceite. Con el tiempo la tasa de aceite tiende a mejorar hasta alcanzar su pico de producción, mientras que la producción de arena viene en decremento.

Como es de suponer, el producir arena y permitir el movimiento de esta dentro del yacimiento puede generar algunas complicaciones durante el proceso. Una de las más comunes es el bloqueo del espacio poroso por la depositación de finos y de asfaltenos, haciendo necesario la intervención en los pozos. Otro problema asociado a esto, es la necesidad de cambiar las bombas cada uno o dos años debido al alto manejo de arena. Otro aspecto a destacar es el aumento progresivo de la tasa de afluencia de agua durante la producción, pudiendo conllevar esto a “matar el pozo”. Este influjo se puede dar de dos formas, de una manera lenta y controlada o repentinamente, disminuyendo los caudales de aceite y la cantidad de arena producidas. Todos estos aspectos anteriormente mencionados contribuyen a que la producción en un pozo desarrollado usando CHOPS, vaya decayendo lentamente hasta llegar a tasas de producción poco atractivas para la operación. Un pozo de CHOPS en promedio puede tener una vida productiva aproximada entre 5 y 12 años.

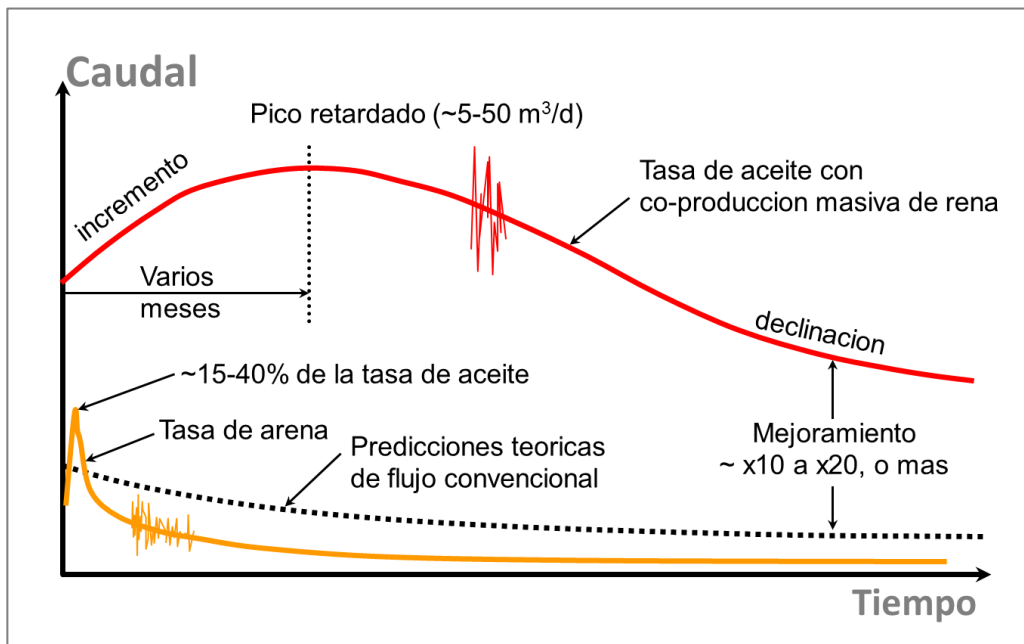
CHOPS, como es sabido, es un método que induce la producción deliberada de la arena junto con el aceite, esta consideración conduce a que al principio de la vida productiva de un pozo se alcancen valores de 15 a 40 % en volumen de

---

<sup>14</sup> Cold Heavy Oil Production With Sand, Dusseault M, September 2008.

producción de arena, algo inusual quizás impensable para una técnica de producción convencional. Sin embargo esta alta producción de arena, no es permanente, debido a que una vez alcanzado el pico máximo de producción de arena, esta empieza a declinar lentamente hasta llegar a un valor considerado estable, que es en comparación con el porcentaje inicial, un valor muy bajo, como se muestra en la Figura 13.

**Figura 13. Comportamiento típico de la producción de aceite y arena en un ciclo de un pozo CHOPS**

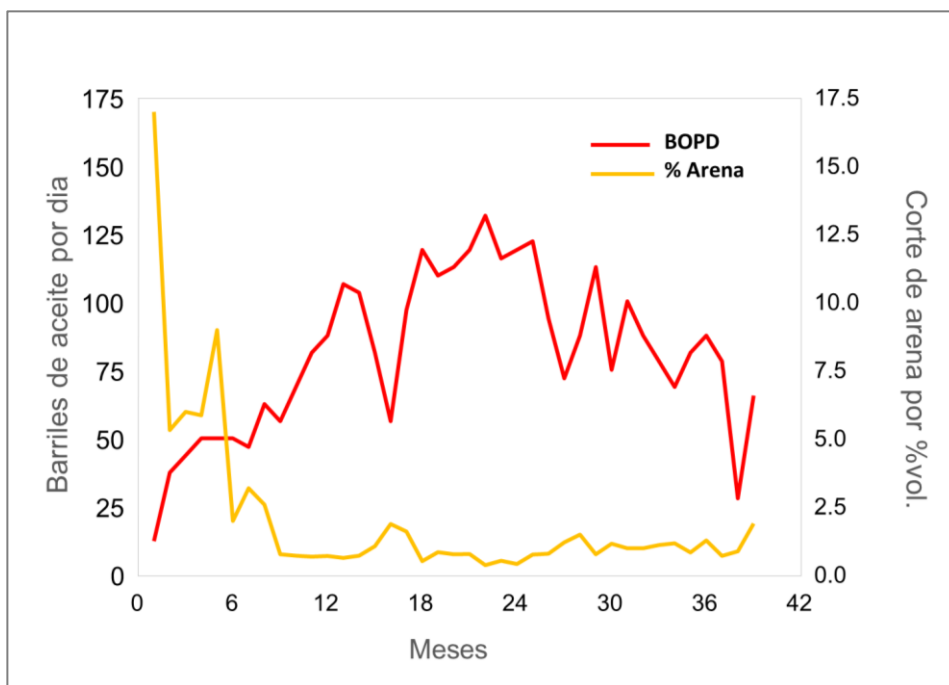


Fuente. Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

Como se puede inferir en la gráfica, este alto valor de producción inicial en la arena, conlleva a un retraso en la obtención en el valor más alto de producción de aceite, que se obtiene muchos meses después de alcanzar el pico máximo de arena. Por tanto es difícil esperar que los picos máximos de producción de aceite y de arena sean simultáneos, aun cuando una mayor producción de arena estimule la producción de aceite. Habitualmente son más notorios los efectos del después de la producción de arena, que los que se presentan durante ésta. La Figura 14,

exhibe el comportamiento durante un determinado periodo de un yacimiento producido mediante CHOPS, como se puede observar no existe un decremento o un aumento constante en los valores de producción tanto para la arena como para el aceite. Las curvas se muestran muy cambiantes en cuanto a su valor, es decir no exhiben un comportamiento promedio.

**Figura 14. Curvas de producción de arena y aceite en un yacimiento sometido a CHOPS.**

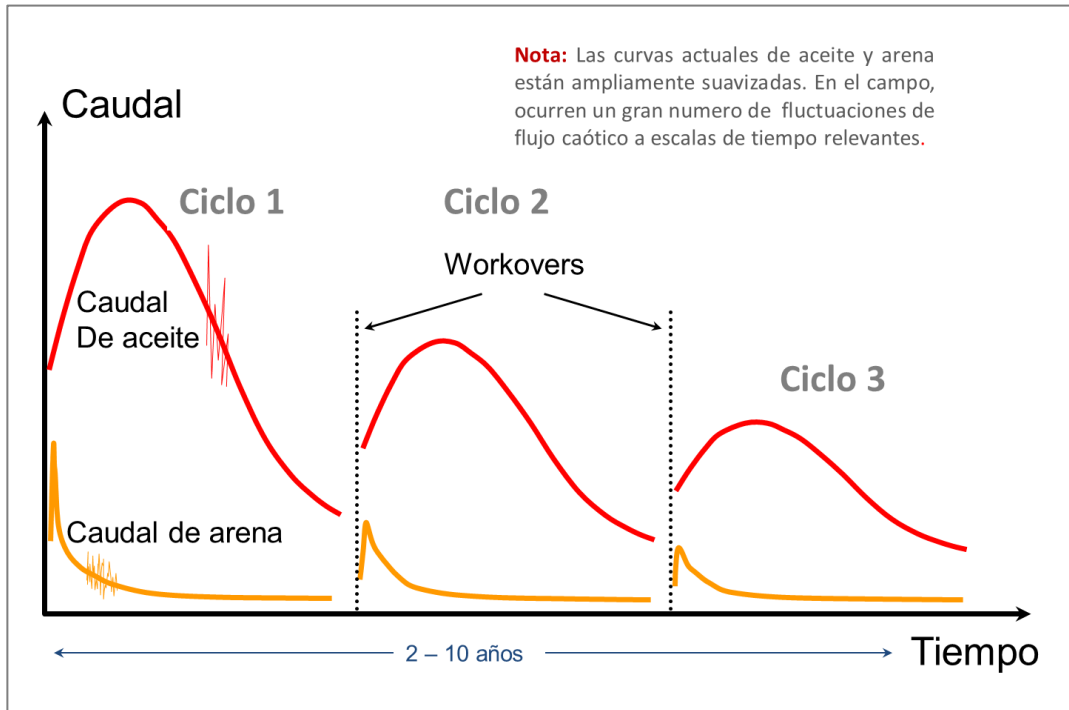


Fuente. Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

Este fenómeno se puede atribuir a lo irregular que es el ciclo de producción de CHOPS, ya que no existe una forma conocida de modelar el comportamiento de este tipo de producción. Como ya se había hecho mención, durante la vida productiva de un pozo sometido a CHOPS, es necesario realizar trabajos de reacondicionamiento para restablecer los niveles de producción. Las técnicas de workover convencionales también aplican en algunos casos para pozos con CHOPS pero, aun cuando estos trabajos sean exitosos, jamás se puede lograr

alcanzar los valores de producción inicialmente obtenidos como se observa en la Figura 15.

**Figura 15. Etapas de producción de un pozo CHOPS.**



Fuente. Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Dusseault M.

En el Segundo ciclo se observa que los niveles de producción de arena y aceite se elevan nuevamente, tal vez obedeciendo a un trabajo de workover convencional como acidificación, inyección de líquidos o suaveo. Estos trabajos, aunque exitosos, no logran llevar al pico máximo de producción al pozo. Para el ciclo tres, la producción vuelve a elevarse, pero a un nivel de producción menor que el de la intervención anterior. Un trabajo de reacondicionamiento posible en esta etapa es el recañoneo, que no hace referencia a otra cosa más que volver a perforar los intervalos anteriormente cañoneados para obtener una abertura mayor y así estimular el nivel de producción de arena y con este el de aceite.

**1.4.6. Productividad De Un Campo Sometido A Procesos CHOPS.**<sup>15</sup> Como ya se ha mencionado, son muchos los factores que controlan el proceso de producción en CHOPS. Los que tal vez mayor repercusión tienen son referenciados seguidamente.

- Viscosidad. CHOPS ha sido utilizado exitosamente en un amplio rango de viscosidades, alcanzando valores hasta de 15000 cp. Una viscosidad más alta conduce a tasas de arena más alta como lo muestra la tabla 3:

**Tabla 3. Relación entre la producción de arena y la gravedad API del crudo.**

<b>°API</b>	<b>% En producción de arena</b>
<b>20 ~ 30</b>	0.05 hasta 0.3% tasa estable de producción de arena
<b>15 ~ 18</b>	0.25 - 1.5% en producción de arena
<b>11 ~ 13</b>	2 - 6 % de producción de arena
<b>&gt;10</b>	>10% de producción de arena

En casos donde el crudo tiene una alta viscosidad, pueden presentarse inestabilidades en los estratos superiores (ingreso de arcilla, bloqueo de las perforaciones).

- Cantidad de arena producida. Cuando se produce arena en cantidades mayores, esta conlleva a un mayor arrastre del aceite en el yacimiento. Así mismo, la producción de arena también modifica las propiedades del yacimiento como son la porosidad y la permeabilidad.

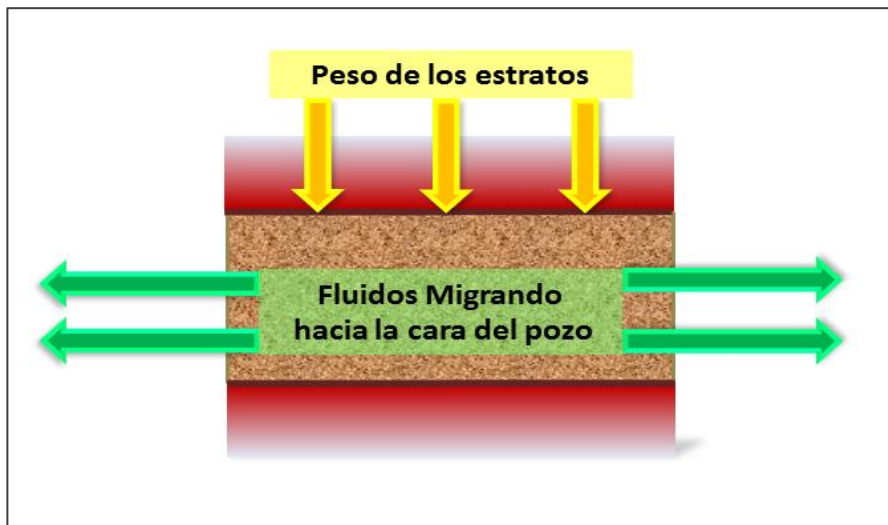
<sup>15</sup> Cold Heavy Oil Production With Sand, Dusseault M, September 2008.

En el caso de la permeabilidad, la generación de canales y agujeros de gusanos elevan considerablemente el valor de esta propiedad, resultando este fenómeno en una auto estimulación.

- Cantidad de gas en solución. Mientras mayor sea el contenido de gas en el aceite, mayor soporte para la caída de presión se tendrá. El gas en solución también aporta en el proceso de “espumamiento” del aceite que es uno de los fenómenos que contribuyen a incrementar la producción.
- Empuje por gravedad y dilatación de la arena. CHOPS permite el ingreso masivo de la arena al pozo, de modo que durante la producción de esta se generan los “agujeros de gusano” y las zonas dilatadas.
- Este fenómeno conduce a un ablandamiento masivo de los estratos, de modo que el peso de los estratos adyacentes pueden generar un efecto de extrusión o aplastamiento, Figura 16, que obliga a los fluidos a migrar a hacia la cara del pozo, un proceso similar al de exprimir un tubo de crema dental.
- Estrategia de levantamiento. Con una bomba de varillas convencional se pueden obtener tasas entre 5 y 15 m<sup>3</sup>/día, pero su principal limitante es el desgaste que experimentan las varillas. Con el uso de las bombas de cavidades progresivas, se logró obtener un mayor volumen de producción y se redujo considerablemente los costos por reposición de las bombas, al tener las PCP poco desgaste por causa de la arena. Los pozos de CHOPS pueden ser rejuvenecidos, interviniéndolos cuando se considere necesario.

Es importante establecer cuidadosamente en que momento es necesario intervenir un pozo, debido a que una mala elección o planificación del momento y de la estrategia a llevar a cabo, puede resultar en una pérdida total del pozo operado.

**Figura 16. Representación del esfuerzo de los estratos superiores sobre un yacimiento sometido a CHOPS.**



Fuente. Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

**1.4.7. Manejo de arena en CHOPS.** <sup>16</sup>Como ya se había hecho mención antes, el tratamiento a nivel de superficie para los fluidos producidos en un proceso CHOPS difieren mucho de los tratamientos convencionales, debido principalmente a que estos involucran cantidades significativas de arena y metales pesados, que hacen más complejo el proceso de separación. En general en una corriente de fluido de producción en un proceso de éstos podemos encontrar:

- Fase acuosa
- Fase aceite
- Gas, en algunas ocasiones
- Arenas, del 3 al 15% en volumen
- Salmuera, mezcla de las otras fases.

Adicionalmente, el agua de producción viene con un contenido significativo de iones de cloro, que pueden causar un grave peligro de corrosión tanto para las

<sup>16</sup> Well Implementation, Mechanics, Why Does Chops Stop? Workover Approaches, Dusseault M.

tuberías como para las facilidades en superficie. Así mismo el hecho de producir conjuntamente metales pesados, hace imposible que se disponga de la arena dejándola en un espacio arbitrario, sino buscar una ubicación especial para ella. La figura 17 muestra la apariencia de los fluidos de producción de un yacimiento sometido a CHOPS. CHOPS implica manejar grandes cantidades de arena durante la producción. Revisando las experiencias obtenida en campos de Canadá, el manejo o administración de la arena (separación, limpieza, transporte y disposición) es del orden del 20 al 25% de los costos operacionales del proyecto.

Por tanto es necesario tener un manejo y una administración inteligente del proceso de producción, en pro de la economía del proyecto y con el fin último de proteger el medio ambiente.

**Figura 17. Fluidos de producción en CHOPS.**



Fuente. Well Implementation, Mechanics, Why Does CHOPS Stop? Workover Approaches, Dusseault M.

**1.4.7.1. Producción de arena en los pozos:** Para efectos técnicos, el contenido de arena en la producción debe ser expresada como una fracción en masa o el volumen pero haciendo referencia al volumen de fluido muerto. El porqué de esta aclaración:

- El volumen de gas libre en el yacimiento es altamente variable.
- Los altos cortes de arena son típicos del inicio del proceso de producción.
- Las tasas de arena en un proceso de CHOPS tienden a decaer con el tiempo hasta estabilizarse.
- Dependiendo del pozo, la tasa de arena puede llegar a estabilizarse con el tiempo, en otros casos se mantiene variable hasta el final del proyecto.
- Un pozo de CHOPS produce aproximadamente 25 m<sup>3</sup> de fluidos diario, de los cuales de 0,5 a 1,5 m<sup>3</sup> corresponden a arena.

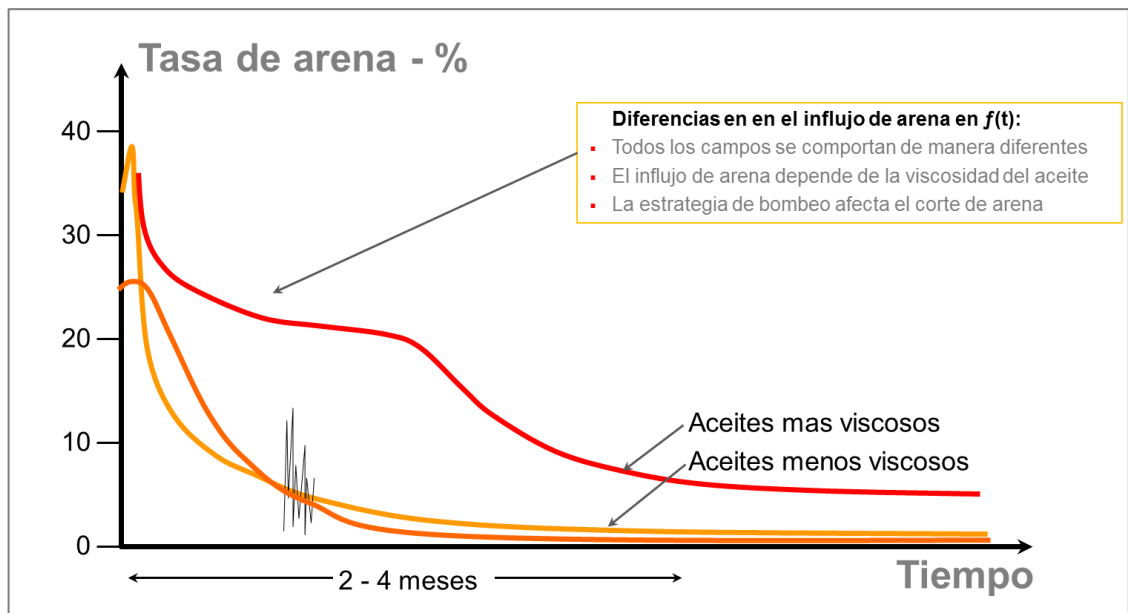
La Figura 18 muestra el comportamiento de producción de arena en dos campos diferentes. Como se puede observar en la gráfica, el contenido o porcentaje de arena producido puede variar de un campo a otro, dependiendo de la viscosidad del aceite. Para un aceite viscoso se observa que el porcentaje de arena es mucho mayor. La producción e arena también depende de la estrategia de levantamiento diseñada para operar el campo y de las restricciones que se hagan en el yacimiento.

CHOPS ha sido utilizado con éxito en yacimientos con viscosidades superiores a los 50000 cp, sin embargo en algunas ocasiones pueden llegar a presentarse inestabilidades en los estratos superiores debido a la remoción de arena, provocando inclusive el ingreso de material, sales en algunos casos, al yacimiento.

Las fases agua, aceite, gas, salmuera y arena son extraídas con el uso de las bombas de cavidades progresivas. La fase salmuera es homogénea, no muestra diferenciación alguna. Como el aceite producido es altamente viscoso, la

liberación del gas se hará de manera lenta. Esta alta viscosidad del aceite provoca que la arena producida se interne lentamente en la fase de la salmuera. La primera etapa de la producción en un proceso CHOPS, implica la separación económicamente efectiva de las fases que están siendo producidas.

**Figura 18. Gráficas del comportamiento de producción de arena de dos campos.**



Fuente. Modificado de Well Implementation, Mechanics, Why Does CHOPS Stop? Workover Approaches, Dusseault M.

## 2. PROCESOS FISICOS EN CHOPS

### 2.1. MECANISMOS DEL YACIMIENTO PARA MANTENER EL INFLUJO DE ARENA

Los mecanismos del yacimiento para mantener el influjo de arena son:

**2.1.1. Fuentes de Energía y Esfuerzos.** En los procesos CHOPS<sup>1717</sup>, existe un conjunto de factores que inciden en el influjo de arena que a su vez generan las altas tasas de producción de aceite, siendo los más importantes los siguientes:

- Fuerzas gravitacionales; Esfuerzos verticales por overburden que ayudan a dilatar a la arena y a que esta ceda.
- Gradientes de presión del fluido que causan el flujo y ayudan a la suspensión de la arena en el flujo.
- Fenómeno de flujo de aceite espumoso (mecanismo de gas en solución que genera burbujas), que ayuda a sostener la presión y la tasa de flujo, licua y mantiene la arena en suspensión, mientras acelera la velocidad de flujo hacia el pozo a través del crecimiento y la expansión de las burbujas de gas.

El componente de energía gravitacional actúa a escala del yacimiento. La licuefacción de la arena y el efecto de generación de burbujas ocurre a escala de grano donde los gradientes de presión remueven los granos de arena donde una vez sueltos son incorporarlos dentro de la corriente.

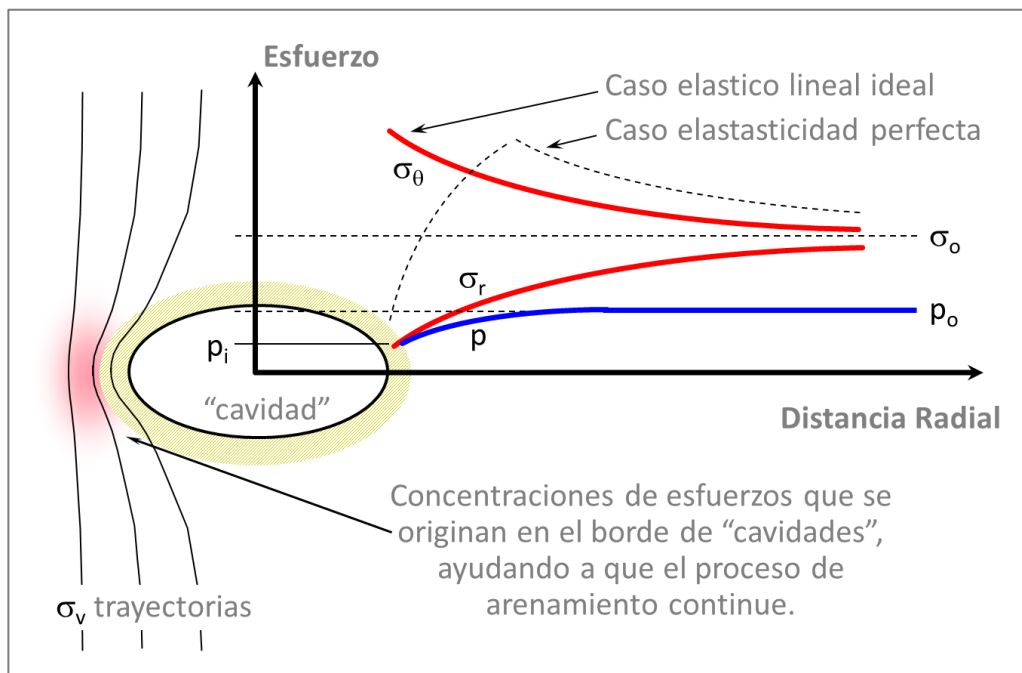
---

<sup>17</sup> 17 Memories Maurice Dusseault course

A escala intermedia (región del wellbore), la generación de una fase espumosa de aceite en la corriente tiene un efecto sobre los gradientes y por lo tanto, sobre la suspensión de la arena y la velocidad del flujo hacia el pozo.

Con la producción de arena en el pozo, se genera una cavidad alrededor de éste, Los esfuerzos provenientes del overburden y las presiones del flujo hacia el pozo actúan sobre las paredes de tal cavidad. En el volumen próximo a las paredes de la cavidad, el esfuerzo radial es reducido y el esfuerzo tangencial se incrementa (Figura 19.), esto resulta en un incremento en el esfuerzo de corte y en una declinación del esfuerzo de confinamiento y ambos efectos tienden a mantener la formación "intacta" a una condición de "shear yield".

**Figura 19. Esfuerzos tangencial y radial alrededor de una "cavidad", llevando al corte y la dilatación de la arena, causando un incremento de la permeabilidad periférica.**



Fuente: Modificado Maurice Dusseault course.

Debido a que el esfuerzo de confinamiento<sup>18</sup> es bajo desde la descarga lateral que toma lugar, el corte genera alta porosidad UCSS cerca de las paredes de la cavidad para dilatar (expansión en volumen). La cohesión mineral que puede existir en la arena será destruida tanto como la arena sea deformada y remodelada por el corte. Por la dilatación de la arena durante el corte en bajo esfuerzos, la porosidad se incrementará desde su valor insitu (30% normalmente) a valores mucho más altos (35-38%), aunque permanezca como una masa sólida por los esfuerzos compresivos y teniendo comportamiento friccional.

No obstante, la arena cambia dramáticamente desde su empaquetamiento inicial hasta una arena “cortada” y con alta porosidad. El incremento en la porosidad tiene impactos sobre las permeabilidades absoluta y relativa, conllevando a cambios en la saturación de las fases.

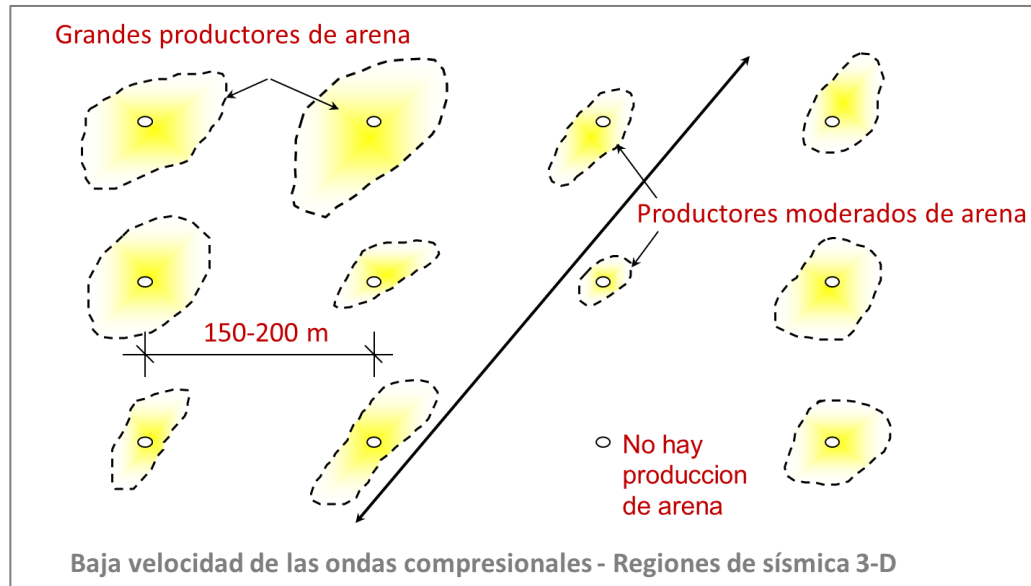
Durante CHOPS, todas las propiedades del yacimiento cambian. Los registros geofísicos sísmicos 3D lo muestran claramente. Estos registros muestran que un pozo CHOPS que ha producido 100 m<sup>3</sup> de arena en su etapa productiva (un pozo con etapa de producción larga puede producir alrededor de 2000 m<sup>3</sup>) está rodeado por regiones de baja velocidad sísmica con forma elíptica (Figura 20). Los pozos que han producido más arena tienen proporcionalmente regiones más grandes de velocidad sísmica baja. Los pozos cuya producción de arena no fue exitosa no se les detectó una zona de baja velocidad sísmica. Parece ser que las ondas sísmicas que pasan a través de la región perturbada pueden no estar mostrando las ondas de corte en el tren de ondas, debido a que la transmisión de la energía de corte en un medio altamente poroso, con bajos esfuerzos y con algo de gas libre está bastante impedida, y las ondas pueden estar atenuadas.

---

<sup>18</sup>Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

Es difícil analizar cuantitativamente la reducción de la velocidad sísmica de las ondas en términos de las tres posibilidades (alta porosidad, bajo esfuerzo y el gas). Matemáticamente, esto se convierte en un desafiante problema sin solución única.

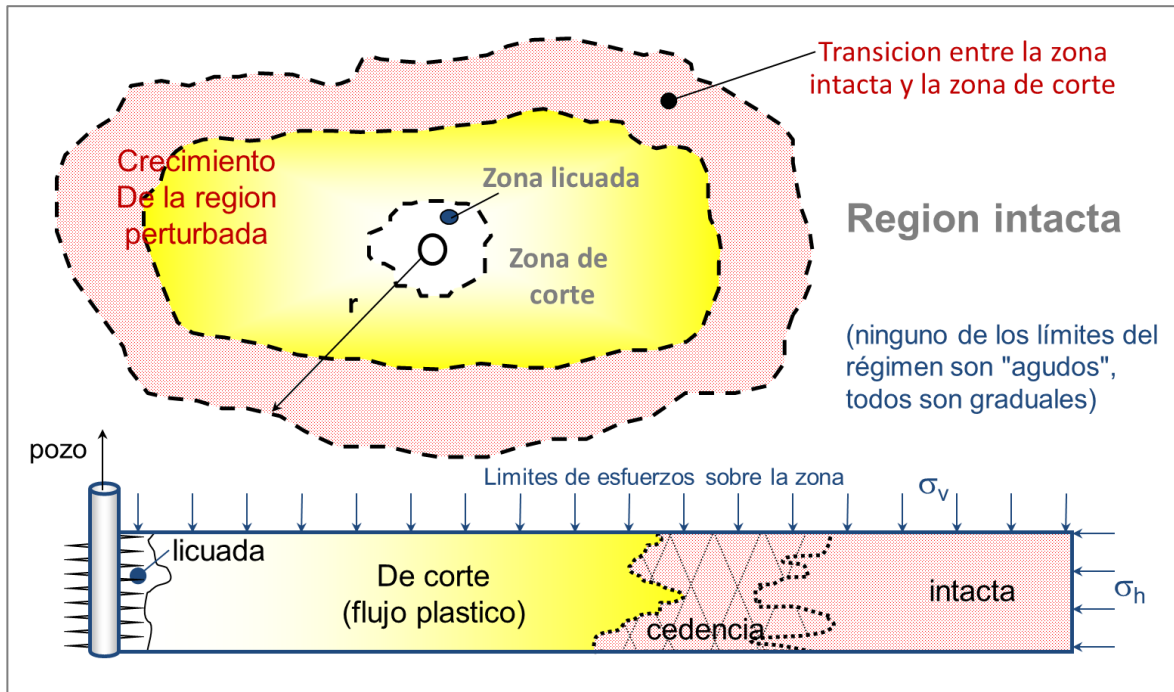
**Figura 20. Bajas velocidades sísmicas alrededor de pozos CHOPS**



Fuente: Modificado Maurice Dusseault course.

Las altas porosidades de 35 a 44% alrededor del pozo pueden ser deducidas por medio de un registro geofísico de pozo entubado, normalmente corrido en pozos que han producido grandes volúmenes de arena (Figura 21), porosidades que son medidas solamente cuando el tubing y la unidad de bombeo son retirados del pozo y una sonda de registro es corrida (toma de 4 a 10 hrs después de que la producción es interrumpida), así que el registro geofísico podría no estar representando las condiciones reales cuando el pozo está produciendo. Después de que producción es parada, la arena toma algo de tiempo para asentarse alrededor del pozo porque no está siendo arrastrada activamente a través de los cañoneos, y las burbujas de gas en solución toman más tiempo para separarse y segregarse desde la fase espumosa de aceite.

**Figura 21. “zonas” alrededor de un pozo CHOPS después de la producción de arena.**



Fuente:Modificado Maurice Dusseault course.

Sin embargo, la información indica que durante la producción es probable que una zona de licuefacción exista cerca del pozo, aunque el tamaño y la extensión vertical de esta zona sean diferentes entre pozo y pozo, y los métodos geofísicos de pozo no pueden ser probados en zonas alejadas de la cara del pozo. No solamente existe una porosidad incrementada en la región cercana al pozo; después de una gran cantidad de influjo de arena, las características litoestratigráficas tales como capas de carbón, capas delgadas de arcilla y estratos cuyo cemento son carbonatos (usualmente menos de 40 cm de espesor), no pueden seguir siendo identificadas.

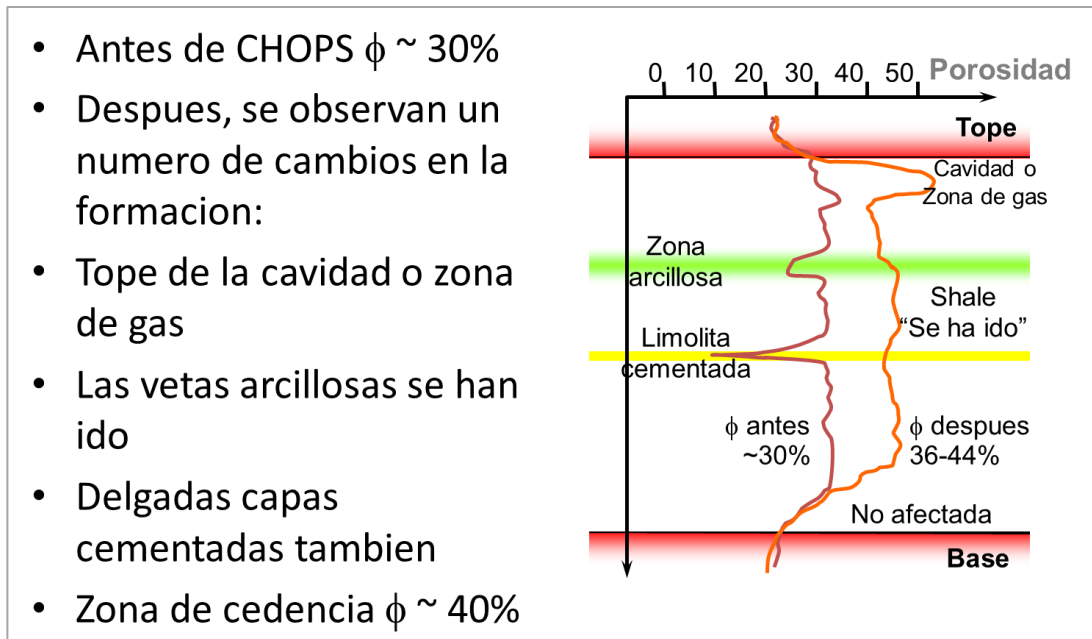
Frecuentemente<sup>19</sup>, debajo del estrato, una zona de excepcionales valores de alta porosidad es encontrada (60%), lo cual se puede deber a una pequeña capa de gas en un limitado espacio vacío que puede ser sostenido en un estado estable por la cohesión de la roca. Los baches de gas ocasionales se deben al drenaje de esta pequeña capa de gas una vez ha alcanzado los cañoneos superiores. El gas entonces fluye fuera del “vacío” hasta que es drenado antes de la reversión a aceite espumado y la producción de arena tome lugar en el pozo.

Claramente, los factores relacionados con los esfuerzos son importantes en CHOPS por que la arena cede y se dilata. Matemáticamente se demuestra que los esfuerzos deben ser redistribuidos en el yacimiento alrededor del pozo, e inclusive a menor escala alrededor de algunos canales que pueden ser propagados y que podrían ser creados en un proceso de canalización (Ver Figura 2.4). Observe que la zona compacta no tiene que extenderse a la totalidad de la altura del yacimiento ya que puede ser limitada por el límite superior o a una zona que es contactada por partes del yacimiento con esfuerzos cohesivos.

---

<sup>19</sup>Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

**Figura 22. Respuesta de registro geofísico en un pozo CHOPS**



Fuente: Modificado Maurice Dusseault course.

La descarga lateral por producción de arena implica que los esfuerzos de confinamiento disminuyan, y esta reducción genera cedencia y dilatación, junto con el efecto de reducción de la alta resistencia friccional proveniente de empaquetamientos densos de la arena en su estado natural, haciendo la arena mucho más dúctil y susceptible a extrusión plástica y con mayor facilidad para entrar en estado de suspensión en una corriente de flujo. Este proceso de debilitación, dilatación e incremento en la ductilidad es mantenido dinámicamente por overburden. No importa que suceda en el yacimiento, el peso total de las rocas circundantes debe ser soportado, y los movimientos que acompañan este proceso proveen energía para mantenerlo. La cantidad de trabajo asociado es expresado así:

$$W = F * D = \sigma_v * A * \Delta Z$$

Donde el esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ), actúa sobre un área A y provee trabajo a medida que se mueve sobre una distancia vertical (Z). Este trabajo no está disponible para

los mecanismos convencionales de producción donde la roca yacimiento está comportándose de manera estática y rígida.

Para que las partículas de arena se suspendan totalmente en un fluido (licuefacción), debe exceder una porosidad de aproximadamente 48 a 52%, en la cual todas las fuerzas transmitidas a través del contacto entre granos desaparecen, así que los esfuerzos ya no pueden ser transmitidos a través de una fase sólida. Después de la licuefacción, y como la totalidad de los granos están en suspensión, la presión solamente existe en la corriente y todos los esfuerzos de la matriz habrán desaparecido. Esta presión cerca del pozo es una pequeña fracción del esfuerzo de overburden, menor a 1 MPa en la mayoría de los pozos sometidos a diferenciales de presión agresivos. Así, un frente de licuefacción debe existir donde la arena es afectada pasando por la transición entre su estado sólido y la corriente de fluido. Este frente, si es relativamente uniforme alrededor del pozo o si ocurre en canales largos, define los límites entre la zona plástica y la zona de licuefacción (figura 2.3). Las líneas entre las zonas en la figura (y en el subsuelo) son generalmente comprendidas como límites difusos y extensos.

Una vez la arena se encuentra suspendida en la corriente, solamente la presión de flujo puede ser transmitida a través de la cavidad. Los esfuerzos verticales de la matriz se han “perdido” son redistribuidos hacia otras zonas más allá del pozo. La roca sólida donde los contactos entre los granos existen en una condición plástica o en las rocas que no ha sido transformada a un estado dúctil.

## **2.2. MECANISMOS DE MEJORAMIENTO DE FLUJO<sup>20</sup>**

El mejoramiento del flujo se debe principalmente cuatro factores:

---

<sup>20</sup> Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

- El flujo de arena incrementa la movilidad del fluido.
- La producción de arena genera una zona de alta permeabilidad.
- El gas en solución en forma de burbujas desestabiliza la arena, mantiene la presión en los fluidos y acelera el flujo hacia el pozo.
- Si la arena se produce continuamente, la zona de la cara del pozo no se bloquea por precipitación de asfaltenos, migración de finos o escamas minerales.

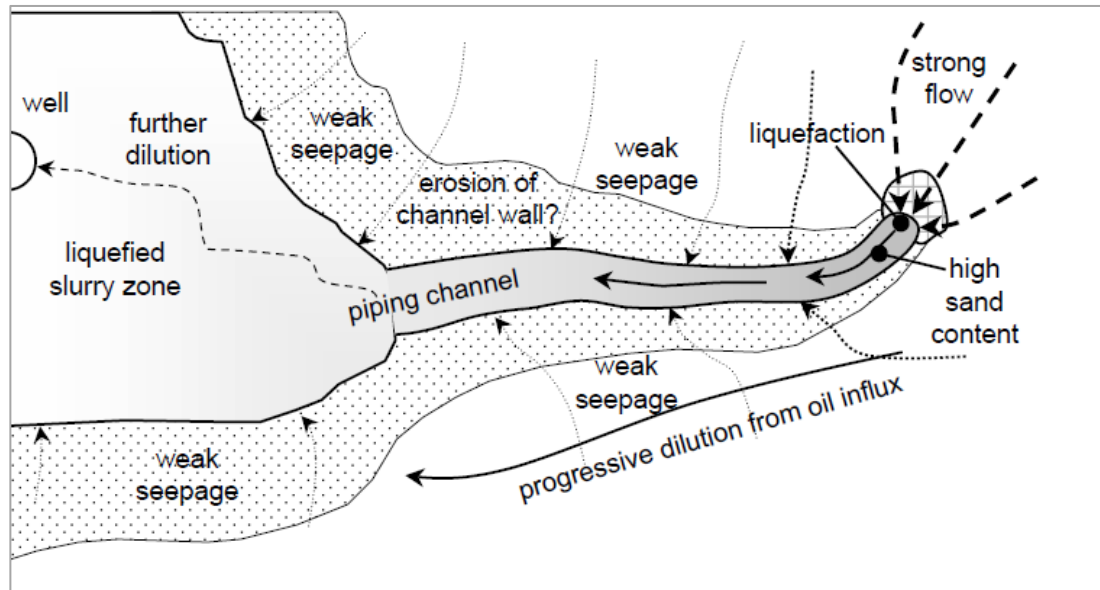
**2.2.1. Incremento de la Velocidad Ed Darcy con el Influjó de Arena.** Si la matriz del medio poroso se mantiene inmóvil, la velocidad Darcy del fluido  $V_f$  es tomada con respecto a un punto fijo de referencia. Sin embargo, si la matriz también se está moviendo, la velocidad Darcy es un diferencial de velocidad  $VD = VF - Vg$ . De esta manera, el movimiento de la arena incrementa la velocidad del fluido con respecto a la matriz, la cual tiene el efecto de incrementar la velocidad del fluido para una caída de presión con respecto al punto fijo de referencia del observador. Hay varias circunstancias donde este efecto podría ser sustancial.

En las etapas tempranas de producción de arena en numerosos yacimientos de crudo pesado (viscosidad mayor a 5,000 CP), el contenido de arena usualmente se aproxima al 40 a 45% (por volumen) del total del material producido. En esta etapa el yacimiento está siendo vaciado hidráulicamente (por la producción de arena). El movimiento masivo de la arena es el directo responsable del mejoramiento inicial de la producción en los pozos CHOPS. Sin embargo, la producción de arena disminuye con el tiempo y su efecto gradualmente pierde importancia.

Si el mecanismo dominante es el avance de los agujeros de gusano, parece probable que en el avance la arena está siendo licuada a casi la misma velocidad a la cual el aceite está fluyendo en el interior del canal. Por lo tanto, a la escala del

canal, la concentración de la arena en el líquido permanece alta a medida que los canales continúan propagándose en la formación. Como la corriente con alto contenido de arena fluye hacia el pozo a través del canal, esta es diluida por el influjo de líquido de zonas adyacentes en el yacimiento. (Figura 23).

**Figura 23. Dilución y tránsito de la corriente de arena a lo largo del canal.**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

El arrendamiento es un continuo proceso de licuefacción de la matriz arenosa. Debido a las altas viscosidades del crudo pesado y a los elevados gradientes de presión en donde la licuefacción está ocurriendo, la velocidad de los granos de arena suspendidos ( $V_s$ ) es similar o ligeramente menor a la velocidad del fluido ( $V_f$ ), dando el gradiente de presión:

$$\frac{dp}{dl} = -\frac{\mu}{K_p}(V_f - V_s)$$

$dp/dl$  es la caída de presión unidimensional,  $\mu$  es la viscosidad y  $K_p$  es una medida de la “permeabilidad” de la mezcla de fluido-arena. Por supuesto, es difícil

definir un valor de permeabilidad en un medio que experimenta una dilatación gradual desde el 30% hasta el punto de licuefacción (50%).

De esta manera, una ligera obstrucción al flujo y unas pequeñas caídas de presión se generan si la fase sólida se mueve a la misma velocidad de la fase fluida. Análisis teóricos muestran que este proceso puede duplicar la producción de líquido en el pozo, aunque parece que este efecto es despreciable en los casos donde las tasas de producción de arena cae en un bajo porcentaje, y será importante en los sitios donde la arena está siendo licuada (y ciertamente en etapas tempranas con altos cortes de arena).

**2.2.2. Desarrollo de la Zona de Permeabilidad Mejorada.** La remoción de sólidos del yacimiento a través del proceso de licuefacción y transporte hacia el pozo productor genera “espacios” dentro del yacimiento. Este espacio no está vacío, es una zona “remoldeada” de porosidades más altas (arena dilatada), o está llena de la corriente compuesta por arena, aceite, agua y gas. El crecimiento de esta zona causa un incremento en la permeabilidad de la región próxima al pozo. Por lo que esta zona crece con la producción de arena, el pozo se comportará como si tuviera un radio que se incrementa con el tiempo. Asumiendo que la permeabilidad de esta zona y la de la zona licuada es mucho más alta que la de la formación virgen, el efecto de mejoramiento puede ser expresado como:

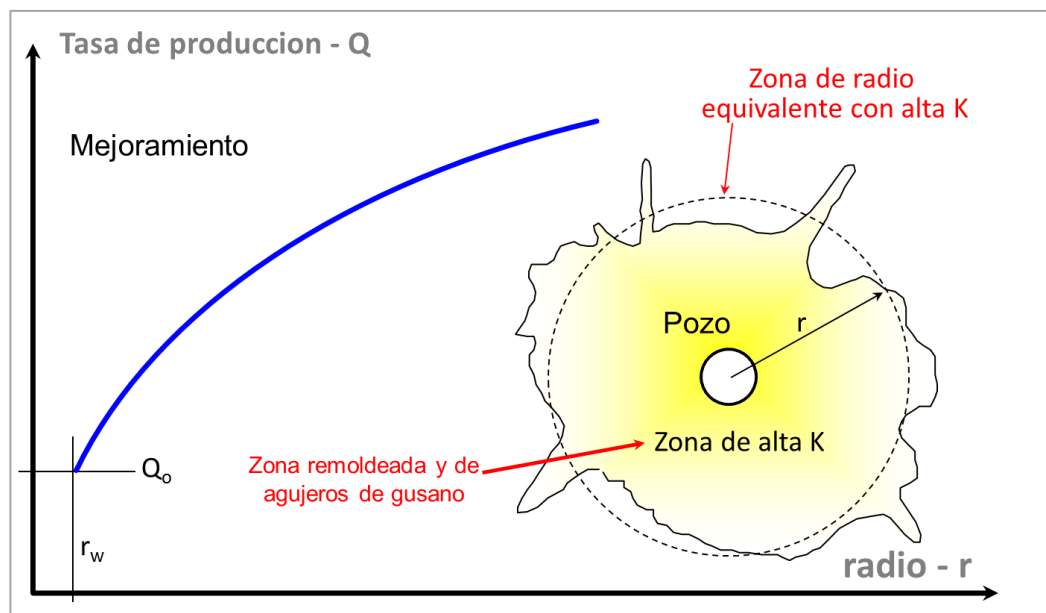
$$\frac{Q}{Q_0} = \ln( r/r_0 )$$

Improbablemente, la zona remoldeada no será ni uniforme ni con forma definida, aunque el modelo conceptual de la figura 6 sugiere una forma para la zona de permeabilidad incrementada. Hay una zona cercana al pozo llenada con corriente de alta porosidad (50%) donde la permeabilidad tiene alto valor, pero la mayoría

de la zona es vista como dilatada, parcialmente remodelada con difusos límites gradacionales.

Cuál es el radio de la zona remodelada? Asumiendo que en promedio el yacimiento en un cuerpo cilíndrico se dilata desde el 30 al 35% y que la roca yacimiento no se deflecta sustancialmente, por cada m<sup>3</sup> de arena producida un volumen de yacimiento entre 15 y 20 m<sup>3</sup> es afectado. Si la arena es producida principalmente desde los canales más que de una zona cilíndrica, el volumen afectado podría ser mucho más grande. Es razonable asumir que después de producir de 100 a 300 m<sup>3</sup> de arena, habrá una región remodelada de 1000 a 5000 m<sup>3</sup>, dando un incremento del radio en razón entre 50 y 100, dependiendo del espesor de la zona afectada. El factor de mejoramiento de la producción por este efecto podría estar entre 4 y 5.

**Figura 24. Mejoramiento de la permeabilidad alrededor de un pozo ( $r_w$ ) que ha producido arena.**



Las mediciones de velocidad sísmica de campos maduros reflejan que la zona alcanza la distancia equivalente al espaciado entre los pozos después de muchos años; por lo tanto, incrementos de 100 m en el radio han sido confirmados. Las altas porosidades de la zona remodelada no se extiende sobre la totalidad del espesor del yacimiento; datos de registros y otra evidencia reflejan que las partes superiores de los yacimientos son susceptibles al arenamiento. El proceso de remodelo y dilatación se generan hacia afuera y hacia arriba del intervalo perforado, generando un radio más efectivo que para una zona de espesor uniforme.

La distribución de la porosidad en el interior de la zona remodelada no se conoce bien, pero los valores de porosidad cerca del pozo (42 a 45%) han sido determinados. Si se observa el valor de 45%, éste es cercano al valor máximo de porosidad para arenas no consolidadas sometidas a bajos esfuerzos. Cualquiera que sea el detalle geométrico de la zona alrededor del pozo, el efecto de la producción de arena es la propagación de una zona o de canales de alta permeabilidad, así que la capacidad de flujo del pozo continuará incrementándose lentamente.

**2.2.3. Comportamiento del foamy oil en aceites viscosos.** El tercer mecanismo de mejoramiento es la liberación de gas disuelto. Este es un tipo de mecanismo de gas en solución, pero existe cierto número de diferencias con respecto al mecanismo de producción convencional.

Los aceites pesados que son extraídos mediante CHOPS tienen gas (mayor al 90% CH<sub>4</sub>) en solución. El punto de burbuja usualmente es o está cercano a la presión de poro (el gas está cerca del punto de saturación en su forma disuelta en el líquido), Los pozos estas sometidos a caídas de presión agresivas y se liberan burbujas de gas; sin embargo, estas burbujas no coalescen rápidamente para formar una fase continua de gas, sino que permanecen como burbujas durante el

flujo hacia el pozo, expandiéndose a medida que la presión declina. Por lo tanto, las burbujas actúan como mecanismo que ejerce fuerza internamente, llevando la corriente (arena suspendida en el líquido) hacia el pozo a una velocidad mayor a la predicha por las teorías de flujo convencional, Dado que las burbujas se mueven con el fluido y que los canales discretos de gas no se desarrollan en pozos CHOPS, no hay un mecanismo directo de drenaje para depletar las presiones del gas dentro del yacimiento. De esta manera, el GOR permanece constante, inclusive por años y las presiones vírgenes pueden ser entradas solamente a pocos cientos de metros de los pozos productores durante las actividades posteriores de perforación infill.

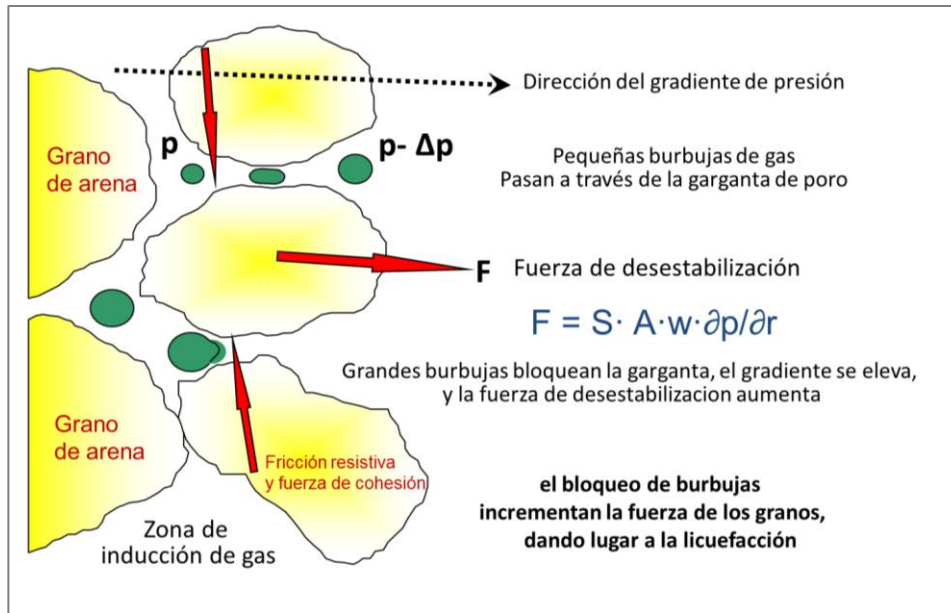
El aceite espumoso es generado en una zona de inducción donde las burbujas “nuclear” como respuesta a la reducción de la presión. Asumiendo que una burbuja se forma en un poro sujeto a un gradiente de presión, ésta obstruirá el flujo a través de la garganta de poro, reduciendo la capacidad de flujo del medio poroso, y causando que el gradiente de presión local tienda a elevarse (figura 2.7), Esto ayuda a desestabilizar la formación porque incrementa la fuerza hidrodinámica de arrastre sobre los granos de arena. Dicha fuerza se puede expresar así:

$$F \approx SAw \frac{\partial p}{\partial l}$$

El vector de fuerza hidrodinámica es proporcional al área transversal, el diámetro del grano y al gradiente de presión corregido por un factor de forma del grano S (<1) (figura 2.7), Parece ser que la fuerza inducida sobre el cuerpo debe ser coaxial con la dirección del gradiente. En algún punto, probablemente dentro o corriente debajo de la zona de inducción de burbujas, el gradiente de presión se incrementa y las fuerzas de fricción se reducen para permitir que los granos de arena sean removidos de la matriz, proceso conocido como licuefacción. Esta

remoción de arena o de sus agregados es continua en las zonas aledañas al pozo, independientemente de la configuración geométrica de la zona alterada.

**Figura 25. Evolución del bloqueo de las burbujas de gas en las gargantas de poro, desarrollando un gradiente de presión alto y ayudando a desestabilizar la arena.**



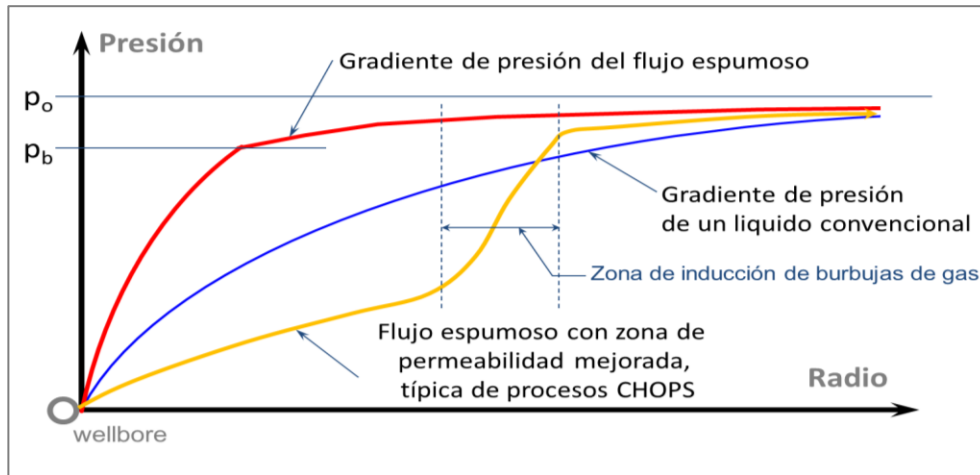
Fuente Modificado de Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

Los cálculos muestran que las fuerzas hidrodinámicas pueden vencer solamente una pequeña fracción de la cohesión entre granos; es casi cierto que cualquier cohesión en UCSS es destruida por el corte y la dilatación que precede a la licuefacción. Una distorsión en el corte menor al 0.5% es suficiente para destruir todas las fuerzas cohesivas en un UCSS, y la zona de cesión y dilatación experimenta esfuerzos de corte mucho más que esta porque los elevados esfuerzos de corte conllevan a dilatación desde un valor inicial de porosidad del 30% hasta valores de 35% o más altos. Como se mencionó antes, estos elevados esfuerzos de corte se originan por y son mantenidos por las fuerzas

gravitacionales: el esfuerzo vertical es grande y el esfuerzo lateral (horizontal) es reducido por la remoción de arena. La destrucción de la cohesión por la distorsión del corte implica que CHOPS puede tener aplicaciones en yacimientos con bajas fuerzas de cohesión, pero también hay razones físicas poderosas para creer que si la cohesión es sustancial (mayor a 50.100 KPa), el corte atenuará a la zona que alcance un diámetro grande, y la producción de arena cesará. No obstante, si la producción incrementada en tal caso se debe principalmente a la zona de permeabilidad mejorada, esto representa un posible beneficio para yacimientos con ligeras fuerzas de cohesión.

La figura 26 muestra la probable distribución de presión alrededor del pozo, generada desde el mecanismo de flujo espumoso. Cerca de la cara del pozo, en la región de alta permeabilidad, gargantas de poro grandes y de material parcialmente licuado, el gradiente de presión es bajo. Realmente, las medidas de presión en pozos que han sido cerrados por muchos años muestran que las bajas presiones pueden sostenerse por varias décadas cerca de un pozo, a pesar de la existencia de presiones altas en las regiones entre los pozos. En la zona de formación de burbujas, el gradiente de presión es considerable por que las burbujas bloquean las gargantas de poro; estos gradientes son parcialmente responsables por la desestabilización y licuefacción. Más allá de la zona de formación de burbujas, las presiones de yacimiento están en condiciones de yacimiento virgen y los gradientes de presión son bajos nuevamente.

**Figura 26. Distribución de presión alrededor de un pozo CHOPS con zona de aceite espumoso.**



Fuente: Modificado de Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

**2.2.4. Eliminación de los Efectos de Daño.** Los tres mecanismos mencionados anteriormente pueden ser analizados matemáticamente una vez se ha obtenido cuantificada la información del proceso físico. El cuarto factor no puede ser analizado por que “es la ausencia más que la presencia de un proceso”, pero es igualmente importante.

El aceite pesado contiene alfitenos, semisólidos provenientes de moléculas complejas aromáticas los cuales otorgan al crudo su característico olor bituminoso. Estas moléculas precipitan con la declinación de la presión y con el depletamiento del gas. Los precipitados de asfalteno bloquean las gargantas, reduciéndose así la permeabilidad y afectando la producción.

En el espacio intersticial de los yacimientos de crudo pesado, existe finos de tipo sílice (limo, cuarzo, minerales arcillosos) que puede ser arrastrados bajo condiciones de altos gradientes de presión y bajo los efectos de fuerzas viscosas y por distorsión del corte. Estas fuerzas tienden a liberar partículas débilmente

unidas mediante atracción electrostática a los granos, las cuales migran y se acumulan en las gargantas, donde forman bloqueos estables.

Por otra parte, algunas aguas de formación están saturadas por minerales que pueden precipitarse, bloqueando los poros. No se espera que ocurra esto en la región CHOPS por que la geoquímica no es apropiada, pero en algunas arenas de alta porosidad, la precipitación de minerales es un problema que afecta la productividad de los pozos y requiere de trabajos de workover.

Si la arena es cinéticamente libre para corte, dilatación y licuefacción, como en CHOPS, entonces los bloqueos en las gargantas que incrementan los gradientes de presión serán continuamente removidos por el movimiento de la arena y la licuefacción. Además, la arena dilatada tiene gargantas de poro más grandes y por lo tanto, las partículas tienen mayor probabilidad de fluir a través del sistema sin generar algún bloqueo. Este comportamiento ha sido corroborado en pozos con alta producción de aceite, en estos pozos a medida que pasa el tiempo se desarrolla skin cada vez más negativos por que los bloqueos son limpiados a través del flujo de arena.

Aunque no es un punto de vista físicamente correcto, un pozo con CHOPS podría ser visto como teniendo un masivo factor skin negativo. (Skin es un factor de corrección matemático incluido en las ecuaciones de flujo para modelar la productividad del pozo: skin positivo significa bloqueo, skin negativo significa mejoramiento en la permeabilidad en las regiones cercanas al pozo).

**2.2.5. Cambio de Mecanismo con el Tiempo.** Durante las etapas tempranas de producción, la superficie del área de drenaje es pequeña, la distancia del flujo es pequeña, los gradientes son extremos y las ratas de producción de arena son altas. En este punto, el efecto del flujo de arena incrementa la producción de fluido. Los procesos de formación de aceite espumoso están desarrollándose

cerca de la cara del pozo y ayuda a la desestabilización. Los altos cortes de arena y los contenidos de gas en los pozos lo confirman.

Después de que se ha producido de 100 a 300 m<sup>3</sup> de arena, el área de drenaje es grande, y mayores cantidades de aceite pueden fluir lentamente a través de interfaces bajo los gradientes de presión. La arena es desestabilizada localmente, quizá en los canales donde los gradientes son altos, pero en el segundo proceso (área de drenaje mayor) comienza a dominar el flujo de fluidos. El aceite espumoso continua ayudando como fuerza interna y como mecanismo de desestabilización, particularmente donde los gradientes son altos. El GOR permanece constante, y este comportamiento confirma que no hay una continua red de saturación de gas que deplete el contenido de gas del líquido, un proceso que es típico en la producción convencional de petróleo.

En la etapa tardía de producción en CHOPS (Después de 1000 m<sup>3</sup> de arena), el mecanismo de gas en solución toma importancia, y los valores de GOR se incrementan lentamente, indicando que una pequeña capa de gas se ha formado. Los baches de gas se suelen presentar en estas etapas, indicando acumulación de gas en la región cercana al pozo donde se forman pequeñas bolsas de gas que son drenadas posteriormente. El influjo de agua es más probable por las zonas de alta permeabilidad que se extiende a grandes distancias. La probabilidad de que se produzca agua es ahora más alta que durante las etapas tempranas de producción. Las zonas remodeladas ahora son lo suficientemente largas para interactuar entre los pozos y el yacimiento entero es afectado por el flujo de arena y el depletamiento de la presión.

Aparentemente, el mecanismo de mejoramiento de flujo se desarrolla gradualmente durante el proceso CHOPS. Sin embargo, si la producción de arena repentinamente cesa, por cualquier razón, la tasa de producción de aceite cae precipitosamente. Las caídas repentinas en la tasa de aceite probablemente

ocurren por bloqueo en los cañoneos o por la recompactación de la arena cerca del pozo; los arcos estables de arena formados detrás del casing crean trampas para asfaltenos, minerales que bloquean el flujo casi en su totalidad. En la práctica, cuando la producción de un pozo repentinamente cesa sin ningún incremento preliminar de la producción de fluido (repentinos incrementos de agua), las estrategias de workover se enfocan en recañoneos, perturbando la formación y reduciendo los efectos capilares, por lo que el bloqueo es removido.

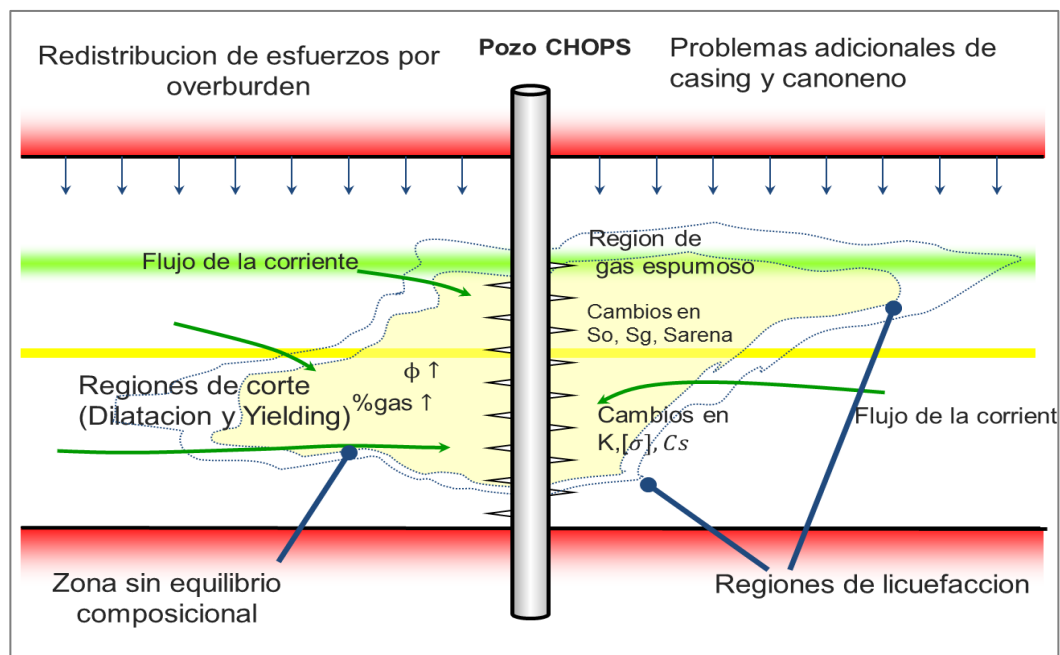
Debido a una mayor densidad, las partículas de arena en la corriente de fluido pueden estar ligeramente retardadas durante el flujo acelerado (por efectos inerciales), y sin duda hay una tendencia de asentamiento de las partículas más grandes en la vecindad del pozo. Dichas partículas se asentarán más rápidamente y también se acumulan alrededor de las perforaciones más efectivamente. Este comportamiento hidrodinámico normalmente cause una caída en la producción de arena y aceite, y para revertir este efecto se requiere de un workover.

Es importante notar que los valores de las presiones y las porosidades en la zona alrededor de los pozos CHOPS no pueden ser medidos por ningún medio conocido. La interpretación de los resultados de las pruebas de presión es imposible por la gran variación de las propiedades durante el proceso y alrededor del pozo. Las permeabilidades, compresibilidades y esfuerzos han cambiado, y los valores de estos parámetros pueden variar inmensamente sobre distancias cortas. Como la distribución de estas regiones alteradas no es conocida preliminarmente, los datos de las pruebas de presión no pueden ser analizados rigurosamente. Además, ningún modelo de pozo considera el mejoramiento del flujo a través de la producción de arena y el soporte de las burbujas. Por lo tanto, los modelos que se encuentran disponibles son físicamente incompletos para el proceso CHOPS.

Es difícil predecir la evolución de los parámetros de yacimiento en el tiempo usando modelos matemáticos más complejos (simuladores de yacimiento o de

pozo). Estos modelos son ajustados con la historia de producción para predecir el comportamiento futuro, y este proceso de ajuste supuestamente mejora la utilidad del modelo para predecir el comportamiento de otros pozos en el yacimiento. Sin embargo, si los procesos físicos especificados en el modelo no corresponden con aquellos que realmente ocurren (flujo de arena, crecimiento de las burbujas y de una zona de alta permeabilidad), entonces el modelo debe ser visto solo como un procedimiento empírico de ajuste. Usando un modelo para hacer inferencias de las propiedades físicas del yacimiento (saturaciones, porosidades, permeabilidades y compresibilidades), no puede ser justificado. CHOPS es extremadamente complejo (figura 27) y no está totalmente comprendido en la actualidad. Es necesario monitorear e intentar entender el proceso de manera cuantitativa para optimizar el comportamiento del pozo. No obstante, la capacidad predictiva mejorará en modelos que estén basados en los procesos físicos que realmente se desarrollan en CHOPS.

**Figura 27. Complejidad de un proceso alrededor de un pozo CHOPS.**



Fuente: Modificado de Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

### 2.3. CANALES O CRECIMIENTO DE ZONAS COMPACTAS<sup>21</sup>

Los dos mecanismos físicos que pueden ser responsables de la producción de arena en el crecimiento de una zona remodelada (cilíndrica, esférica o elipsoidal) o la extensión de una red de agujeros de gusano. Esto conlleva a tener diferentes geometrías insitu, aunque el impacto sobre la productividad del pozo no puede ser cuantificado a través de mediciones.

**2.3.1. Conceptos del Crecimiento de la Zona Remoldeada Uniforme.** En el crecimiento (figura 27), la relación del área de las zonas licuadas al volumen encerrado es mínima porque una forma cilíndrica o elipsoidal es espacialmente más compacta que una red de canales (minimización de energía). Una frontera compleja podría existir y la frontera entre la corriente y la roca intacta es indiscutiblemente difusa; sin embargo, con fines de análisis, la zona debe ser aproximada a una forma geoméricamente regular con un frente distinto de licuefacción.

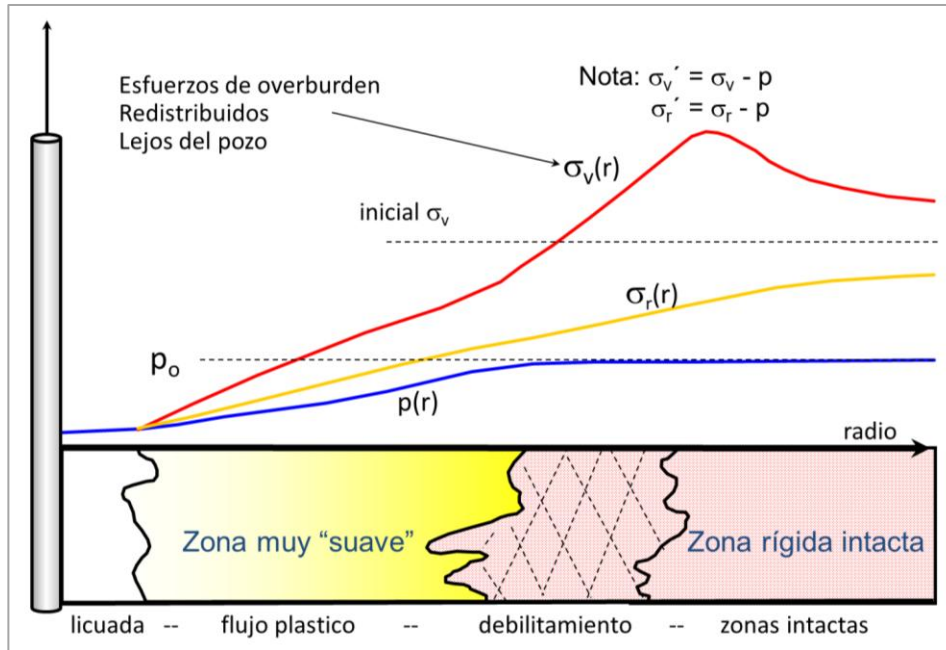
El círculo 2D es la forma más simple de análisis por que el radio de la zona, y por lo tanto el gradiente de presión, puede ser relacionado directamente al volumen de producción de arena sin realizar suposiciones adicionales. Aunque una difusa (pero gradual) zona de transición de fase se desarrolla, puede ser modelada matemáticamente como un frente delgado, para análisis de temperatura y transferencia de calor en la fusión de una aleación la cual no tiene un frente definido de fusión. Sin embargo, el esfuerzo de overburden juega un mayor papel en los procesos de desestabilización y dilatación, y un modelo 2D no podría modelar este proceso de una manera rigurosa, así que se deben realizar suposiciones adicionales.

---

<sup>21</sup> *Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.*

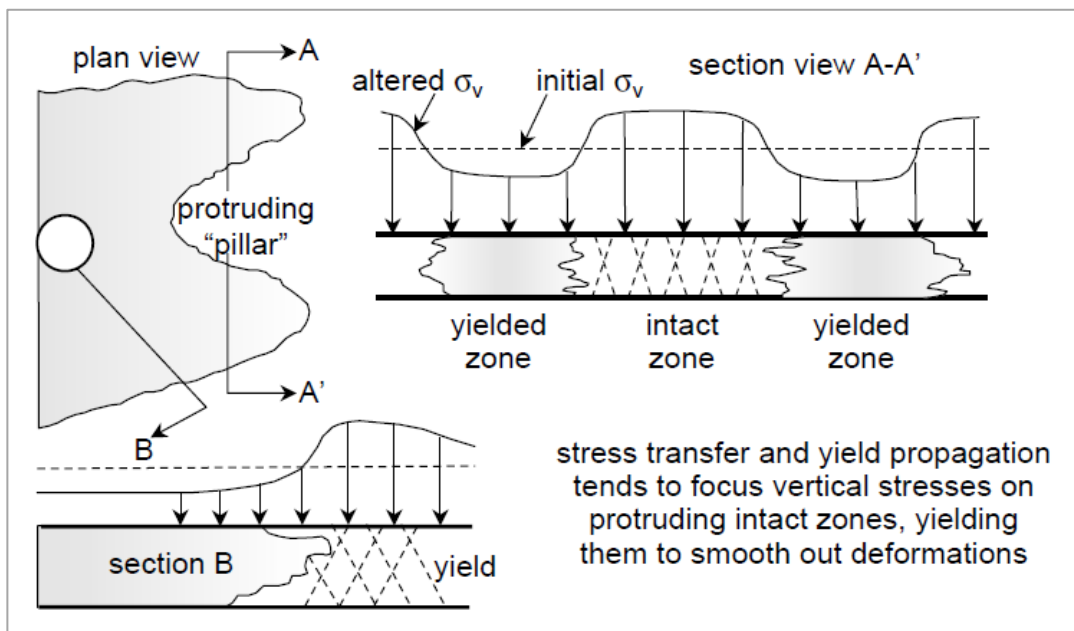
Hay fuertes argumentos físicos que soportan la hipótesis del crecimiento. Las zonas pueden soportar un poco del esfuerzo de overburden, por lo que la mayoría de ese esfuerzo debe ser redistribuido afuera de la zona del pozo (figura 27). Por supuesto, esta adición en el esfuerzo puede causar cedencia y dilatación. Sin embargo, el overburden en el shale no cede y por lo tanto, no puede forzar a una forma definida o una con curvatura compleja. Se comporta como una viga rígida y esto suaviza y ayuda a homogeneizar la geometría de la zona de deformación y cedencia. La extensión de la zona liberará gran cantidad de los esfuerzos verticales a medida que ceden, así que cargan menos esfuerzos verticales, en tanto que las zonas intactas deben soportar más esfuerzo (figura 28.). Las regiones intactas localizadas entre las zonas cedencia están sometidas a mayores esfuerzos, y esta concentración no puede ser sostenida; el corte, la dilatación y la debilitación ocurrirán en estas zonas. Así, la rigidez del overburden causará una suavización de las deformaciones, conllevando a la continua redistribución de los esfuerzos hacia la periferia de la zona alterada. (Figura 29). Por una extensión de este argumento a 3D, se podría deducir que la suavización en la deformación que es forzada por overburden, tiende hacia la homogeneización de cedencia dentro de la zona de crecimiento, manteniendo las fronteras aproximadamente circulares a elipsoidales, y evitando la digitación de flujo plástico hacia el interior de la zona intacta.

**Figura 28. Distribución de esfuerzos alrededor de una zona de crecimiento.**



Fuente: Modificado de Murice Dusseault CHOPS Course

**Figura 29. Zona de homogenización a través de las concentraciones de esfuerzos locales. Modificado de Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.**



El área en el crecimiento permanece cercana a un mínimo por el principio de minimización de energía; una forma compacta requiere menos energía para desarrollarse que una “digitada”. Para un yacimiento que ha producido  $500 \text{ m}^3$  de arena, la zona alterada podría ser entre  $5,000$  a  $10,000 \text{ m}^3$  (1:10 a 1:20), con un radio promedio de 13 a 20 m y un área superficial mínima de  $800$  a  $1000 \text{ m}^2$ , Cualquier perturbación frontal, especialmente la propagación de los canales, incrementará esta área, y es por lo tanto, menos probable. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la completa dilatación de la zona entera es improbable: CHOPS ocurrirá principalmente en la parte superior del yacimiento, así que la zona tendrá un mayor radio que el predicho por la suposición de cedencia de la totalidad del espesor del yacimiento.

**2.3.2. Conceptos del Crecimiento de los Canales (Aguajeros de Gusano).** Es razonable asumir que los canales que se desarrollan son estructuras estables, de forma aproximadamente cilíndrica y de área transversal constante a lo largo de su longitud (D de 25 a 50 mm?). El canal es llenado con la corriente de fluido y se están propagando lejos del pozo a medida que la arena se produce. Con el tamaño de la zona afectada es influenciado por los límites del yacimiento (impermeables – shales cohesivos), la naturaleza del flujo será desde esférico a uno cilíndrico dominado por el crecimiento radial de los canales. Esto es análogo a los cambios en el patrón de drenaje del yacimiento en donde el radio de influencia se incrementa a valores más grandes que el espesor del yacimiento.

Si el mecanismo dominante para la producción de arena es el crecimiento de los canales en algún tiempo durante la historia de producción de los pozos, hay dos posibles casos para comprender la naturaleza de la red de canales. En un extremo, un número de canales se desarrollan hacia afuera del pozo y ese número es constante con la distancia (figura 30). En el otro extremo, los canales se bifurcan repetitivamente y una geometría dendrítica es creada donde la densidad de los canales permanece constante dentro del volumen afectado. Son

considerados como casos limitantes porque es difícil racionalizar alguno de los dos en un escenario donde el número de canales se reduce con la distancia o con una incrementada densidad volumétrica con la distancia también.

En el caso en donde la densidad de canales por volumen con la distancia es constante dentro de la zona que contiene canales, todas las escalas de muestreo son más largas que un elemento de volumen representativo (REV), y la densidad del canal es la misma. Esto sugiere que la media de la longitud de flujo dentro de la zona de canales permanece constante con un valor característico dependiendo de la densidad de canales. Además, es razonable asumir que las características de la totalidad de la zona de proceso serán las mismas con el crecimiento si la densidad de canales permanece constante. En este caso, es posible definir una “permeabilidad equivalente” de REV en la zona de canales, conllevando a un modelo de flujo que tiene una lejana permeabilidad de campo ( $k_o$ ), una cercana permeabilidad de campo ( $k_i$  en la zona remodelada), y una difusa pero angosta zona de transición entre las dos. Nuevos canales deben ser creados constantemente para que la zona afectada crezca, y el número de canales ( $N$ ) se escala a la forma de la zona alterada, así:

$$N \propto r \quad \text{para crecimiento radial en 2D}$$

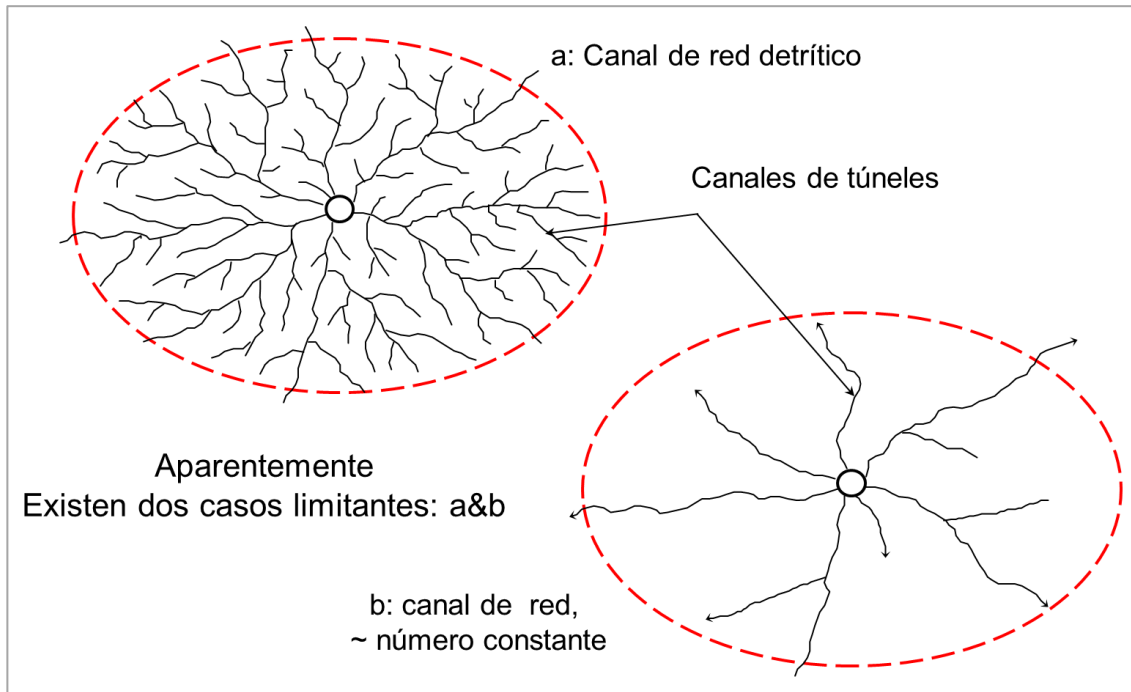
$$N \propto r^2 \quad \text{para crecimiento esferico en 3D}$$

La velocidad de la zona afectada se relaciona con el radio:

$$v \propto \frac{1}{r} \quad \text{para crecimiento radial en 2D}$$

$$v \propto \frac{1}{r^2} \quad \text{para crecimiento esferico en 3D}$$

**Figura 30. Modelo de límites de canales: Patrón Detrítico y  $N =$  Patrón constante.**



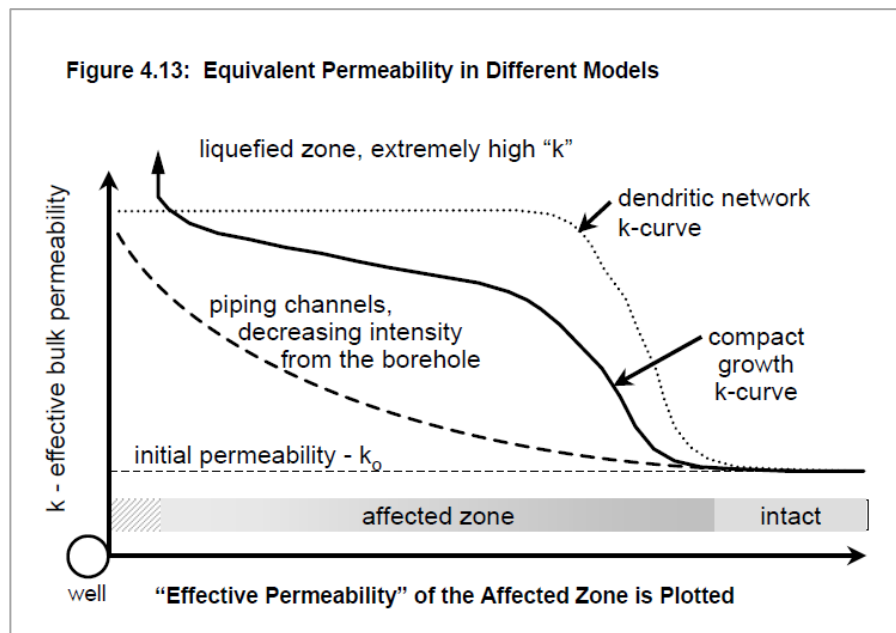
Fuente: Maurice Dusseault CHOPS Course 2008

En el segundo caso en el que la red de canales existe cuando el número de canales permanece constante ni se incrementa ni se reduce con la distancia desde el pozo. Dentro de la zona afectada, no hay un volumen REV definible: la densidad espacial de canales decrece con la distancia, la mediana de la longitud de flujo se incrementa, y la permeabilidad equivalente debe ser definida de una manera espacialmente dependiente, convirtiéndose en asintótica a  $K_o$  en la "frontera". En este caso, la velocidad de la frontera de la zona afectada permanece constante, y las ecuaciones de flujo para el caso de  $N$  constante difieren de las ecuaciones de flujo para el caso detrítico.

La figura 31 es un gráfico esquemático de la distribución de la permeabilidad equivalente para los dos casos, además de una razonable suposición para un modelo de crecimiento. Un punto interesante es que, desde una perspectiva de

well testing, será casi imposible discriminar entre la zona de crecimiento y la red de canales detríticos cuando la frontera (o zona de transición) se aleja más y más del pozo. Así, parece imposible sacar conclusiones de la naturaleza física de los procesos en el yacimiento basadas únicamente en las pruebas tomadas en la cara del pozo (Pruebas de  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ ).

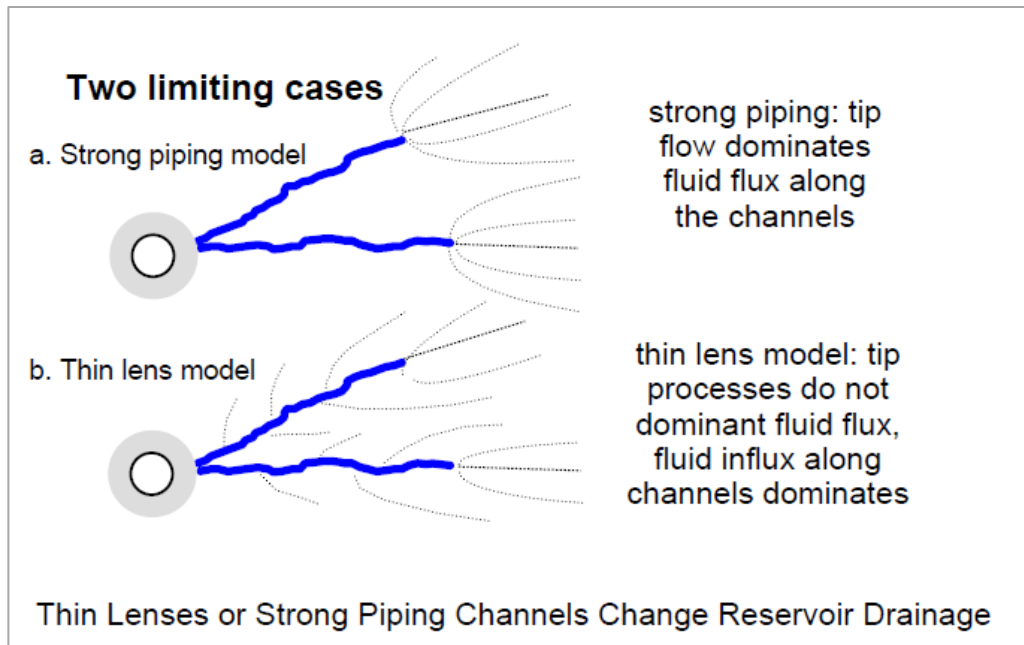
**Figura 31. Permeabilidad equivalente en diferentes modelos.**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

Para la canalización, hay dos posibles casos con respecto al flujo de fluidos y al drenaje del yacimiento; los cuales son llamados los casos de “canalización fuerte” y “canalización delgada” (figura 32). En el caso de “canalización fuerte”, el flujo de fluido está fuertemente canalizado dentro del agujero de gusano y los gradientes de presión que drenan el yacimiento más allá dominan el flujo de sólidos y líquidos. En el caso de “canalización delgada”, los canales individuales sirven también para drenar el aceite circundante; el arenamiento en el extremo del canal es dominado por gradientes locales, pero los canales permeables sirven para drenaje lateral y domina la totalidad de la producción de aceite.

**Figura 32. Dos regímenes de flujo para drenaje en los canales.**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

En aceites altamente viscosos (más de 10,000 cP's), la movilidad es extremadamente baja y el corte de arena permanece elevado por un tiempo. Estos casos se aproximan más hacia el caso “canalización fuerte”, con la mayoría del fluido proviniendo de la región de los extremos. En aceites de baja viscosidad, la corriente está más diluida durante su paso hacia el pozo, y se aproxima más hacia el modelo de “canalización delgada”.

El área de contacto para el crecimiento de los canales es potencialmente mucho más grande que la zona de crecimiento. Usando el ejemplo de los 500 m<sup>3</sup> de arena producida en el ejemplo de la zona remodelada, si los canales tienen un diámetro promedio de 30 mm, el área de contacto es 66,000 m<sup>2</sup> más que 8000 m<sup>2</sup>. Inclusive un líquido que se mueva lentamente en extremo, puede alcanzar unas tasas sustanciales de producción con un área de drenaje más grande.

**2.3.3. Procesos de Agujeros de Gusano y Compacto y Combinado.** Varios argumentos conllevan a la conclusión de que la producción de arena no ocurre por un solo mecanismo.

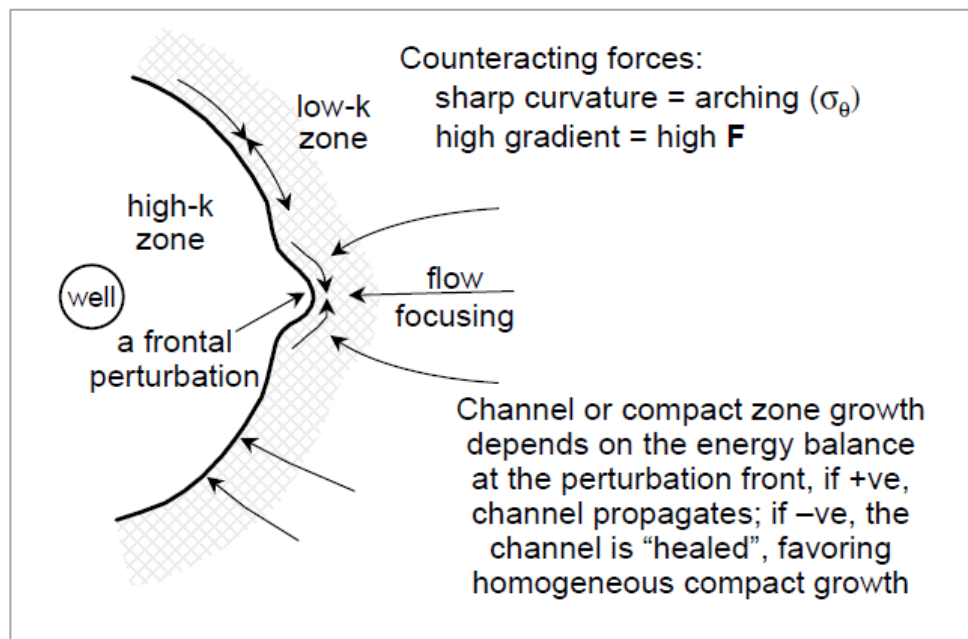
Asumiendo un diámetro promedio y estable de canal de 30 mm, después de producidos 1000 m<sup>3</sup> en un pozo, la longitud total de la red de canales podría exceder los 1000 km. Dicho de otra manera, en un yacimiento de 10 m de espesor con un espaciamiento de pozos de 20 acres, cada metro cubico de formación contendrá en promedio 10 m de canales de diámetro de 30 mm, representando solamente 0.17% del volumen del yacimiento. Este escenario parece improbable, pero quizá los canales son más grandes que 30mm en diámetro.

Una corriente viscosa fluyendo en pequeños canales con paredes rugosas generarán grandes caídas de presión a lo largo de la longitud del canal, esto limita severamente la longitud del canal porque hay una caída de presión “finita” disponible en el yacimiento entre el punto de licuefacción y el pozo. Parece imposible cuantificar este efecto porque no hay método para calcular el número de canales, aun si este número es necesario para estimar la velocidad de la corriente y la caída de presión. Por estas y otras razones, los canales numerosos y de gran longitud parecen improbables. Parece más probable que la longitud de los canales sea más corta, alrededor de los 2 a 20 metros.

Durante la etapa temprana de producción, donde la zona remodelada es pequeña y la tasa de producción de arena es más alta, parece que el crecimiento es dominante. El radio de curvatura de la zona es pequeño y la “pared” que se encuentra intacta puede sostener un esfuerzo tangencial muy alto, que contrarresta el desarrollo de canales. Entre más pronunciado el radio de curvatura, mayor es la estabilidad de la cara de la arena, y cualquier perturbación en la superficie tenderá a amortiguarse por sí misma, inclusive si los gradientes de presión son altos por las líneas de flujo. (Figura 33).

Durante las etapas intermedias y tardías de producción, la zona remodelada es grande, y una perturbación geométrica puede conllevar al desarrollo de canales estables. Cualquier perturbación tiende a focalizar las líneas de flujo, incrementando el gradiente de presión. Las fuerzas desestabilizadoras que están relacionadas con la magnitud del gradiente de presión son ahora mayores por el flujo esférico convergente en el extremo del canal. Sin embargo, las fuerzas estabilizadoras relacionadas con la fricción también se incrementan a medida que la curvatura se incrementa: Como es bien conocido, un pequeño agujero en un material granular es mucho más estable que un agujero más grande. Finalmente, note también que la presencia de una “cara libre” conllevará también a una concentración de esfuerzos, y esto favorece la debilitación y la dilatación de la arena, facilitando la desestabilización de la misma.

**Figura 33. Enfoque de las líneas de flujo cercanas a una perturbación en una interfaz suave**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

Si una perturbación se amortigua por si misma o si se propaga depende del balance de todas las fuerzas involucradas. Si la tasa de gasto de energía con el

tiempo es positiva, la perturbación se amortiguará, pero si es negativa, la perturbación se propagará y el canal crecerá. Como los canales crecen, la tasa de gasto de energía cambia por la energía extra requerida para sostener una corriente pesada fluyendo grandes distancias a través de un canal angosto. Si la perturbación se propaga, generará su propio canal de alta permeabilidad que avanza en una zona menos depletada en el yacimiento, accediendo (y realmente explorando) zonas donde un gradiente de presión más elevado en un punto puede ser mantenido para prolongar el crecimiento. Esta es el área de crecimiento estable de canales, aunque los componentes de crecimiento de la zona remodelada cerca del pozo aun tendrán lugar por la gran escala de redistribuciones de esfuerzo que ayudan a la arena a ceder. Dusseault cree que el crecimiento de canales no puede suceder en formaciones intactas: a una porosidad del 30%, las arenas bajo algún esfuerzo de confinamiento son extremadamente fuertes y resistentes a la canalización, además cree que los canales se propagan y crecen solo si las zonas han sido debilitadas y delatadas por los altos esfuerzos de corte.

Esta transición entre el crecimiento de la zona remodelada y el crecimiento de los canales con el paso del tiempo no es completamente especulativa. En el campo, la comunicación entre los pozos ha sido observada repetitivamente, pero principalmente en pozos maduros donde se ha producido grandes cantidades de arena. Además, los análisis matemáticos de los modelos de producción de arena que acoplan ambos flujo y esfuerzos, confirman que el crecimiento de los canales es energéticamente favorecido en etapas tardías de producción del pozo, mientras que el crecimiento de la zona remodelada es favorecido durante la etapa temprana de producción.

## 2.4. DISCUSIÓN DE ESFUERZOS<sup>22</sup>

A continuación se describen los esfuerzos que intervienen en CHOPS:

**2.4.1. Esfuerzos en la Region del Wellbore.** En la escala del pozo CHOPS, el crecimiento compacto, la cedencia y la dilatación de la matriz arenosa y la existencia de una zona licuada afectan la distribución de los esfuerzos. Estas distribuciones son similares a aquellas encontradas alrededor de una cavidad en una roca, pero son un tanto diferentes, reflejando la cedencia y la dilatación de la arena (figura 10). Cuatro zonas con fronteras difusas pueden ser caracterizadas:

- a) En la zona licuada, los esfuerzos efectivos son cero, por lo tanto el esfuerzo total es igual a la presión del fluido y es isotrópico. La porosidad en esta zona debe ser mayor al 50%, lo cual es necesario para la existencia de un estado licuado. La carencia de una matriz de arena estática (con granos en contacto permanente) significa que la permeabilidad es extremadamente alta, y la compresibilidad es dictaminada por la composición de la corriente (la compresibilidad agregada de las fases del aceite, arena, agua y burbujas de gas).
- b) En la zona remodelada de flujo plástico, la cual no ha sido aún licuada, la razón de los esfuerzos efectivos después del corte y la dilatación es limitada por el ángulo de fricción residual para arenas (30 grados a una porosidad entre el 40 y 45%), por lo tanto  $\sigma'_1 / \sigma'_3 = 3.0$ . El esfuerzo principal ( $\sigma'_1 = \sigma_1 - p$ ) es más probable que sea  $\sigma'_v$  por la fuerza proveniente desde el overburden, e indudablemente  $\sigma'_3 = \sigma'_r$  por la descarga lateral que ocurre con la producción de arena. La porosidad en la zona plástica cambia desde el 35% en la zona de frontera hasta un 50% en el frente de licuefacción., y es probable que sea una

---

<sup>22</sup> Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

suavizada transición con radio, así que la porosidad no evidencia saltos repentinos.

- c) La permeabilidad absoluta se incrementará a un orden de magnitud a través de la zona plástica y la rigidez de la roca (compresibilidad de la matriz) gradualmente desaparece totalmente a medida que la porosidad se aproxima al 50%.
- d) Lejos del pozo, en la región en donde hay esfuerzos de corte más altos, la formación experimenta corte; por lo tanto pierde fuerza y cohesión. Esta es la zona de cedencia, la cual soporta un alto  $\sigma'_v$  y el  $\sigma'_r$  es bajo por la remoción continua de arena. Intactos y densos UCSS (porosidad del 30%) pueden soportar una razón  $\sigma'_1 / \sigma'_3$  tan alta (5 a 6) antes de ceder, pero antes de que la falla ocurra, la arena continua cediendo y debilitándose, y gradualmente  $\sigma'_1 / \sigma'_3$  max tiene a ser 3, y la porosidad se incrementa a valores superiores a 35%. La porosidad en la zona de cedencia se incrementa a 35% durante el corte y dilatación, antes de que la matriz sea totalmente “desbaratada” por el flujo plástico.

Es improbable que muchos granos colapsen por que los granos de arena individuales son fuertes y el esfuerzo de confinamiento está siendo reducido más que incrementado. La permeabilidad puede duplicarse a través de la zona de cedencia, y se cree que la generación de burbujas comienza en la región de porosidad 35%, activada por la caída de presión y por la dilatación de la matriz, lo cual no puede ser fácilmente compensado por el influjo de aceite por sus altas viscosidades. Probablemente el volumen generado por la dilatación es ocupado por gas liberado, dada la resistencia al flujo.

- e) En la zona intacta, la porosidad es aún 30% y la arena aún no ha experimentado distorsiones por el corte, pérdidas de cohesión, dilatación y

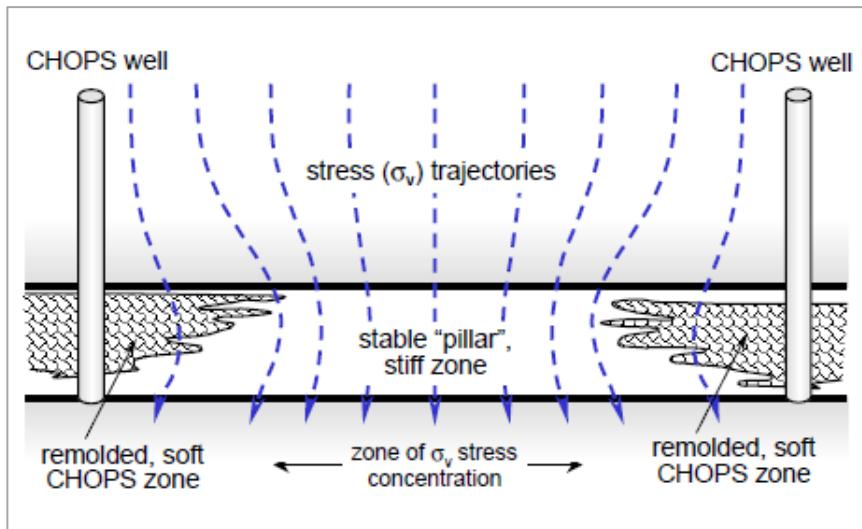
cedencia, aunque los esfuerzos hayan cambiado. Esta zona puede estar bajo un esfuerzo de corte más alto que en el estado virgen por que el esfuerzo vertical ha subido (para cargar con una parte de la carga de overburden) y el esfuerzo lateral ha disminuido por la remoción de arena, pero aún posee todas las propiedades de la zona virgen. Se cree que las presiones de poro permanecen inalteradas en las zonas de cedencia e intacta por la alta viscosidad del aceite y de la ausencia de cambios de volumen. Realmente, los pozos infill perforados en porciones intactas de yacimientos tratados con CHOPS frecuentemente encuentran presiones de poro aún vírgenes, inclusive cuando el gradiente de fractura  $\sigma_h$  ha disminuido.

La distribución de esfuerzos para tal modelo puede ser calculada desde una combinación de la teoría de la elasticidad no lineal en la zona intacta, y las teorías de plasticidad y daño en las zonas debilitadas y de flujo plástico. Las predicciones de esfuerzo específico depende fuertemente de la elección de una apropiada ley constitutiva sobre un amplio rango de esfuerzos y condiciones de cedencia, y porque el proceso es 3D, al menos para las etapas de producción temprana donde la zona afectada es pequeña comparada con el espesor de la formación, tal ley constitutiva desde considerar el comportamiento del material en un campo 3D de esfuerzos, lo cual no es simple.

La anchura de las zonas es desconocida, por lo tanto las dimensiones son especuladas, aunque el concepto general parece lógico. Dussealt cree que, en tanto que la arena pueda ser removida del pozo, la carga gravitacional de overburden continua generando corte y dilatación al punto en donde el espacio entre pozos también se debilita y dilatan. Sin embargo, existe el efecto del espesor del yacimiento; en un yacimiento delgado, un espaciamiento más próximo entre pozos más próximo es requerido para afectar la región entre los pozos por corte y dilatación.

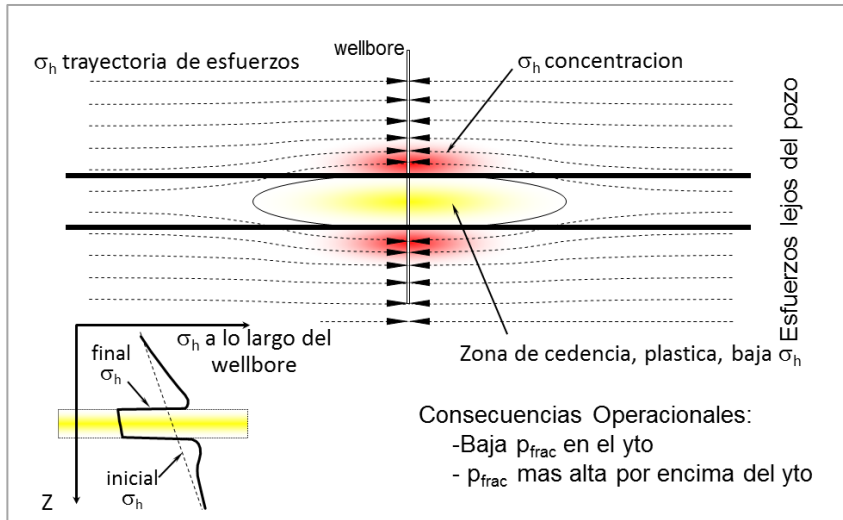
**2.4.2. Cambios de Esfuerzos a Escala del Yacimiento.** Tanto el crecimiento de la zona remodelada como el de los canales conllevan al desarrollo de una región de material debilitado que ha cedido, y por lo tanto, no puede cargar con la totalidad del esfuerzo por overburden. Sin embargo, la totalidad del esfuerzo por overburden debe ser soportado para mantener el equilibrio total de esfuerzos, por lo tanto el valor de  $\sigma_v$  entre pozos se incrementa (figura 34). Al mismo tiempo, los esfuerzos laterales  $\sigma_h$  dentro del yacimiento caen en todos los puntos por la remoción de arena. El yacimiento generalmente es delgado (3 a 15 m) comparándolo con su longitud (cientos de metros), así que el equilibrio de esfuerzos es mantenido con una redistribución de los esfuerzos horizontales hacia estratos circundantes (figura 35), así como los esfuerzos verticales son redistribuidos hacia la periferia de la cavidad. Estos comportamientos se deben a que los esfuerzos no pueden ser destruidos, solo redistribuidos hacia otras partes de la estructura, como sucede en un edificio: si una columna desaparece, las otras columnas deben soportar la carga adicional.

**Figura 34. Trayectoria de esfuerzos verticales entre pozos.**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

**Figura 35. Trayectoria de esfuerzos horizontales a escala del yacimiento.**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

Por consiguiente, un efecto macroscópico de la producción de arena es la reducción de  $\sigma_h$  en el yacimiento. Los intentos de inyectar fluidos dentro de los pozos que han producido grandes cantidades de arena muestran que el gradiente de fractura ha caído desde valores iniciales de 17 a 22 KPa/m a valores tan bajos como 7 a 9 KPa/m, aproximadamente la mitad del esfuerzo vertical. Note que el esfuerzo límite en la zona plástica que rodea el pozo es indiscutiblemente alrededor de  $\sigma'_v / \sigma'_h = 3.0$  y la presión de poro es baja también. Esto sugiere que el valor límite más bajo de  $\sigma'_h$  es controlado por el flujo plástico friccional (la razón de 3 viene de consideraciones mecánicas).

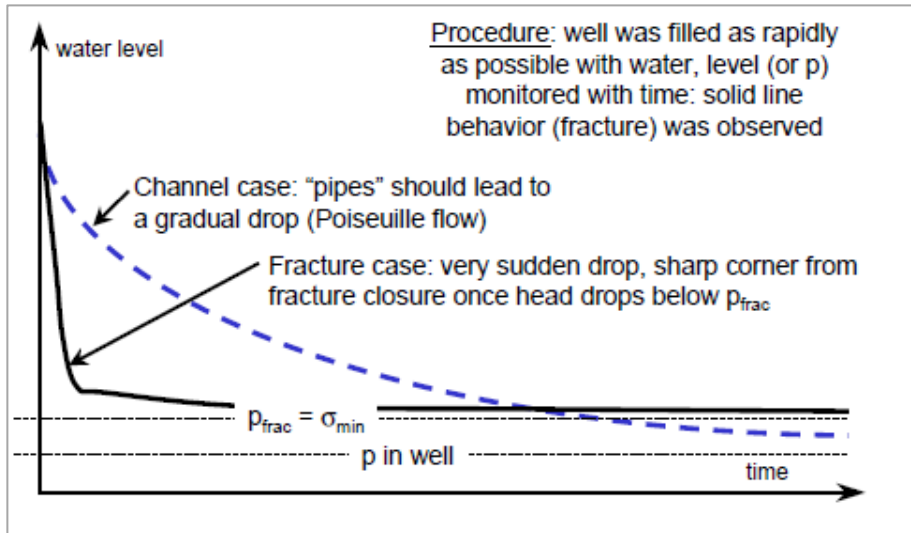
Los pozos que han producido más de 100 a 200 m<sup>3</sup> de arena no pueden ser mantenidos con inyección de líquido, la inyección continuada conlleva al rompimiento de fluido no diluido en pozos productores cercanos, indicando canales abiertos o la generación de fracturas hidráulicas. Algunas pruebas de campo sugieren que el mecanismo de flujo es fracturamiento, como la capacidad de la formación para recibir fluido cesa repentinamente, implicando el cierre de la fractura cuando la  $P_{inj} = \sigma_{hmin}$ . En un canal de flujo, una declinación gradual en la

presión podría ser esperada (figura 18). En una zona con bajos  $\sigma_h$ , las fracturas se propagarán desde el punto de iniciación hacia otras zonas de bajos  $\sigma_h$ ; esto conlleva a una rápida comunicación entre los pozos durante la inyección. La comunicación, sin embargo, no toma lugar con pozos adyacentes que no han producido arena. Este comportamiento es una explicación a la hipótesis de agujeros de gusano, la cual es bastante confiable pero permanece conjetural. (Todo fenómeno explicado en términos de dilatación y esfuerzos, pero lo contrario no es cierto: “agujeros de gusano” no explica todo el fenómeno observado).

Un gradiente de fractura bajo también crea dificultades en los workover, por que los fluidos no pueden ser retornados a superficie por el anular. Por lo tanto, los métodos de bombeo a superficie o workovers con espuma han tenido que ser empleados para asegurar los retornos.

Las concentraciones de esfuerzos horizontales sobre y debajo de la zona conllevan a la contención de las fracturas si se piensa inyectar fluidos en una etapa tardía, y debe ser importante si se consideran otras tecnologías de recobro. No obstante, en el recobro térmico, a inyección de fluidos calientes resulta eventualmente en represurización y en sobre-esfuerzo, así que los gradientes de fractura pueden incrementarse e inclusive exceder sus valores iniciales.

**Figura 36. Una prueba de flujo en cabeza indica que el flujo decae en la fractura de bajos esfuerzos alrededor de un pozo CHOPS, en lugar de canal de flujo o flujo de Darcy.**



Fuente: Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

## 2.5. ESFUERZOS ALREDEDOR DEL CANAL<sup>23</sup>

Un pequeño canal en un UCSS tiene una distribución de esfuerzos alrededor de él que es gobernada por una combinación de respuestas friccionales y de no linealidad elástica (el módulo de la arena es también una función del esfuerzo efectivo). La figura 37 muestra como los esfuerzos efectivos alrededor del canal en un UCSS deben ser distribuidos. En la pared, los esfuerzos efectivos tangencial y radial deben ser pequeños si no hay cohesión (la cohesión probablemente ha sido destruida en esta etapa). Una pequeña cantidad de arqueo puede actuar, y puede haber efectos capilares por saturación de agua dando una aparente cohesión, pero unos pocos KPa a lo mucho. La reducción del esfuerzo debido a la cavidad

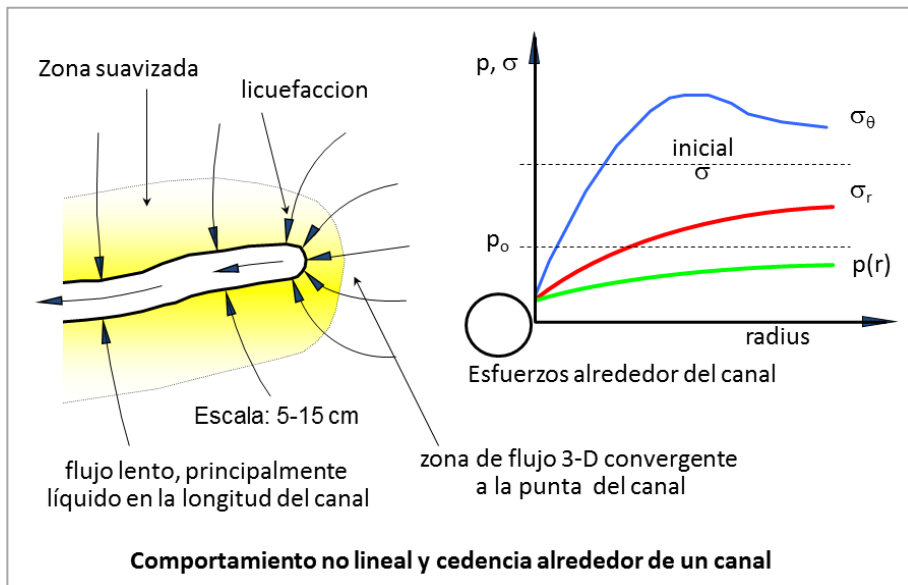
<sup>23</sup> Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

debe ser balanceado por la redistribución más allá donde el esfuerzo de confinamiento permite a la matriz arenosa resistir grandes esfuerzos de corte.

Esta distribución de esfuerzos es similar a la que rodea las zonas más grandes (figuras 27, 33 y 34), excepto en una escala más pequeña.

efecto por la presencia de los canales es un suavizamiento (pérdida parcial de la rigidez estructural) de un volumen importante alrededor del canal, y esto puede ser una zona de dilatación y de permeabilidad incrementada. En un yacimiento, la presencia de muchos canales podría tener un efecto globalizado de suavizamiento (el efecto del queso suizo), conllevando a una redistribución a una escala mayor entre las zonas intactas del yacimiento y las zonas que contienen los canales las cuales, a una escala mayor, parecen bastante similares a la zona remodelada.

**Figura 37. Esfuerzos a pequeña escala en un canal hipotético.**



Fuente: Modificado de Maurice Dusseault CHOPS Course 2008

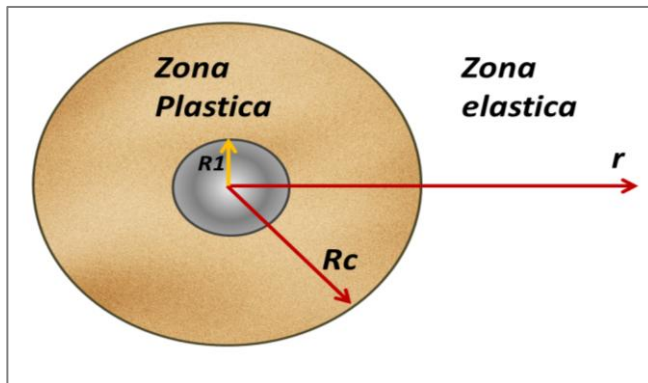
## 2.6. MODELAMIENTO DE CHOPS<sup>24</sup>

A continuación se describe el modelo conceptual de CHOPS:

**2.6.1. Modelo Conceptual de Propagación de Arenamiento.** Debido a la complejidad física y las limitaciones de las condiciones experimentales, mecanismos de propagación de falla en producción continua de arena si que siendo controversial y poco clara.

Sin embargo, desarrollaremos un modelo basado sobre una diferencia asumida en el comportamiento mecánico de la roca entre una región elástica y una región en donde el comportamiento elastoplástico, incluyendo dilatación, toman lugar. Por consiguiente, la formación alrededor del wellbore es dividida en zonas elásticas y elastoplásticas (Figura 38) y el problema es tratado asimétricamente. Este modelo conceptual es consistente con las observaciones de laboratorio en la producción de arena alrededor de las cavidades, tal como lo muestra la figura 39.

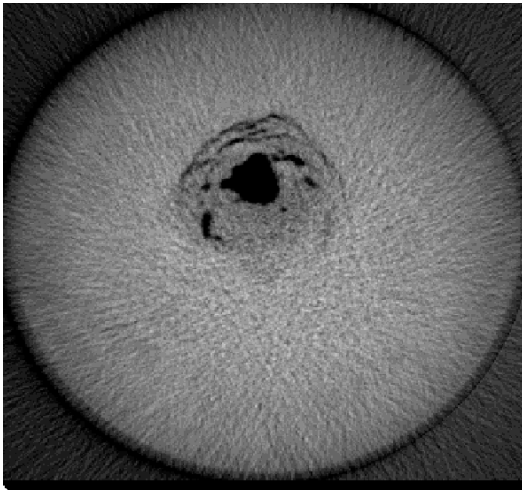
**Figura: 38. Modelo conceptual para el desarrollo del teorico.**



Fuente: Modificado de Maurice Dusseault, How much oil can you get from CHOPS?.

<sup>24</sup> Maurice Dusseault, How much oil can you get from CHOPS?.

**Figura: 39. Observacion experimental de una muestra de roca despues del arenamiento.**



Fuente: Maurice Dusseault, How much oil can you get from CHOPS?.

El límite es definido como un radio crítico ( $R_c$ ), en el cual la arena ha experimentado falla de corte, el cual es definido por el criterio de falla de Mohr-Coulomb, basado en los esfuerzos efectivos tangenciales y radiales ( $\sigma'_r, \sigma'_\theta$ ):

$$\sigma'_\theta = 2C_o \tan \beta + \sigma'_r \tan^2 \beta \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde,  $2C_o$  es el esfuerzo de corte cohesivo y  $\beta$  es el ángulo del plano de falla el cual es relacionado con el ángulo de fricción ( $\varphi$ ) a través de  $\beta = \pi/4 + \varphi/2$ . Todos los parámetros son tomados como parámetros de esfuerzos efectivos. La propagación del límite plástico hacia las afueras de pozo con el continuo flujo de arena como algo de arena dentro de la zona elastoplástica continua siendo extraído de la matriz de la roca por el flujo de fluido. Por lo tanto, la porosidad y el radio crítico son variables con el tiempo y con la locación y deberían ser analizados. Sin embargo, para simplificar el modelo, la porosidad de la zona elastoplástica es tratada como un valor promedio, al igual que el radio crítico, esta se asume que varía con el tiempo:

$$\phi = \phi(t); R_c = R_c(t) \dots\dots\dots (2.2)$$

Afuera el radio critico ( $r > R_c$ ), la porosidad es asumida como constante.

$$\phi = \phi_i \dots\dots\dots (2.3)$$

Estas simplificaciones son razonables para arenas no consolidadas donde las porosidades y permeabilidades de estos yacimientos son usualmente altas ( $\phi_i > 25\%$ ,  $K_i > 0,5 \text{ Darcy}$ ).

La tasa másica de arenamiento  $Q_{ms}$  puede ser asumida como:

$$Q_{ms} = Q_{ms}^{\circ} \left(1 - \frac{at}{1+bt}\right) \dots\dots\dots (2.4)$$

Y entonces la masa de arena acumulada es:

$$CS_{ms} = \int Q_{ms} dt = Q_{ms}^{\circ} \left[ 1 - \frac{a}{b} t + \frac{a}{b^2} \ln 1 + bt \right] \dots\dots\dots (2.5)$$

En estas ecuaciones,  $Q_{ms}^{\circ}$  es la tasa de arenamiento y  $a$  y  $b$  son parámetros empíricos, que en la ausencia de más rigurosos tratamientos, debe ser determinada a través de un procedimiento de calibración. Los valores usados en este modelo son listados en la tabla 4.

**Tabla 4. Parametros utilizados para hallar los coeficientes empíricos  $a$  y  $b$ .**

Historia de produccion de arena				
Tiempo de arenamiento	Densidad de las arenas	Tasa de arena inicial	Tasa final de arena	Tasa de arena al 6to mes
Meses	(kg/m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /dia)	(m <sup>3</sup> /dia)	(m <sup>3</sup> /dia)

Fuente: Maurice Dusseault, How much oil can you get from CHOPS?.

Por conveniencia del desarrollo, denotaremos la tasa de arena volumétrica como  $Q_s = Q_{ms}/\rho_s$ , y la velocidad sólida volumétrica por unidad de espesor del yacimiento como  $q_s = Q/h$ . Se puede notar además que  $q = Q/h$  representa la velocidad volumétrica del aceite por unidad de espesor.

Además, sumiendo que la arena producida viene de una arena removida de una zona elastoplástica,

$$\frac{R_c}{R_w} \phi - \phi \ 2\pi dr = q_s \dots \dots \dots (2.6)$$

Por lo tanto,

$$\phi - \phi \ \pi \ R_c^2 - R^2 = C S \dots \dots \dots (2.7)$$

El cual lógicamente sugiere que la producción de arena está relacionada con el incremento de la porosidad y la propagación del radio crítico. Para calcular la permeabilidad, el modelo de Carman-Kozeny es usado por simplicidad:

$$K(t) = \left(\frac{\phi}{\phi_i}\right)^3 \left(\frac{1-\phi_i}{1-\phi}\right)^2 k_i \dots \dots \dots (2.8)$$

Cabe señalar que cualquier relación entre la permeabilidad y porosidad puede ser usada, tanto como esta expresada como una variable continua sobre el rango de porosidad usado.

**2.6.2. Modelos de Esfuerzo Efectivo Elastoplástico.** En la zona elastoplástica, las velocidades del fluido ( $V_f$ ) y sólido ( $V_s$ ) pueden ser expresadas como:

$$v_f = -\frac{q}{2\pi r \phi} \dots \dots \dots (2.9a)$$

$$v_s = -\frac{q_s}{2\pi (1-\phi)} \dots \dots \dots (2.9b)$$

El signo negativo implica que los flujos de fluido y el sólido están en una dirección opuesta a la definición de la coordenada radial r. introduciendo esto en la ecuación de Darcy modificada da:

$$-\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu}{k} \phi(v_f - v_s) \dots \dots \dots (2.10)$$

El cual resulta en,

$$\frac{\partial P_p}{\partial r} = \frac{\mu}{2\pi k} \left( q - \frac{\phi q_s}{1-\phi} \right) \frac{1}{r} \dots \dots \dots (2.11)$$

Donde, Pp representa la presión de poro en la zona elastoplástica. El equilibrio de esfuerzos en la zona requiere que:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma'_r - \sigma'_\theta}{r} = -\frac{\partial P_p}{\partial r} \dots \dots \dots (2.12)$$

Sustituyendo el esfuerzo efectivo tangencial de criterio de falla (Ec. 1) y el gradiente de presión (Ec. 11), la solución para los esfuerzos plásticos puede ser obtenida:

$$\sigma'_r r = \frac{c_3}{\omega} r^{-\omega} + \frac{2C_0 \tan \beta + T(t)}{\omega} \dots \dots \dots (2.13)$$

$$\sigma'_\theta r = \frac{c_3(1-\omega)}{\omega} r^{-\omega} + \frac{2C_0 \tan \beta + (1-\omega)T(t)}{\omega} \dots \dots \dots (2.14)$$

Donde,

$$\tau_t = -\frac{\mu}{2\pi k} \left( q - \frac{\phi q_s}{1-\phi} \right)$$

Es la única variable en el tiempo, y  $\omega = 1 - \tan 2\beta$

Ya que el límite interior ( $r=R1$ ) nosotros obviamos la existencia de un casing de apoyo, el esfuerzo radial efectivo debería ser cero,  $\sigma'_r(R1) = 0$ , por lo tanto una solución para la constante  $c3$  fue encontrada:

$$c3 = - 2C_0 \tan \beta + \tau t * R1^\omega \dots\dots\dots(2.15)$$

Por lo tanto a cada tiempo específico, los esfuerzos son determinaos en la zona plástica. Las soluciones para los esfuerzos elásticos, tanto en pozo como en el radio plástico ( $Rc$ ), son presentados en el apéndice A. La asunción un esfuerzo radial efectivo de cero en el límite interior es justificado en la práctica porque la matriz es móvil. Un registro neutrón compensado ha confirmado que en campos CHOPS el casing de los pozos está a menudo rodeada por una zona de porosidad remodelada.

**2.6.3 Modelo de Presión del Foamy Oil.** Para analizar el comportamiento del Foamy oil, las propiedades del fluido tales como la compresibilidad y la densidad del Foamy oil necesita ser analíticamente estipulada. Con la asunción de que el factor volumétrico de formación ( $Bf$ ) no es altamente influenciado por la presión, la compresibilidad del crudo pesado puede ser calculado por:

$$Cf = Bf/P \dots\dots\dots(2.16)$$

El valor de  $Bf$  está entre 0.25 y 0.4, y para un gas ideal,  $Cf =1/P$ . por lo tanto la densidad del Foamy oil se convierte,

$$\rho_f = \rho_{fsat} \frac{P}{P_{sat}}^{Bf} \dots\dots\dots (2.17)$$

Donde  $\rho_{fsat}$ ,  $P_{sat}$  son la densidad del fluido y la presión en el estado saturado. La viscosidad del crudo pesado se asume como constante en este tratamiento,

aunque es conocido que un crudo pesado saturado de CH<sub>4</sub> a la presión de formación tiene cerca del 30-40% de la viscosidad del aceite muerto a las condiciones estándares.

Correspondiendo a la clasificación de la formación, dos tipos de sistema de presión son descritos. El primero es para la zona elastoplástica donde un fluido altamente compresible fluye a través de una matriz de roca compresible mientras la arena está siendo extraída a alguna tasa de la matriz,

$$\nabla * \rho_f \frac{k}{\mu} \nabla P = \phi C_t \rho_f \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2.18)$$

La segunda es la zona elástica donde un fluido altamente compresible fluye a través de una ligeramente compresible pero estable matriz de porosidad constante

$$\nabla * \rho_f \frac{k_i}{\mu} \nabla P = \phi_i C_t \rho_f \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2.19)$$

Sustituyendo  $\rho_f$  de la ecuación 2.17, 2.18 y 2.19 puede ser reescrita como:

$$\nabla^2 P p^{(1+Bf)} = \frac{1}{M} \frac{\partial P p^{(1+Bf)}}{\partial t} \dots\dots\dots (2.20)$$

$$\nabla^2 P e^{(1+Bf)} = \frac{1}{M_i} \frac{\partial P e^{(1+Bf)}}{\partial t} \dots\dots\dots (2.21)$$

Donde,

$$M = \frac{k}{\mu(\phi c_f + 1 - \phi c_s)} \quad y \quad M_i = \frac{k}{\mu(\phi_i c_f + 1 - \phi_i c_s)}$$

Las condiciones limites pueden ser especificadas como lo siguientes: presiones a el límite interno (R1) y límite externos son constantes,

$$P_{p R1,t} = P1; P_{e R2,t} = P2 \dots \dots \dots (2.22)$$

Mientras la presión y la tasa del fluido a través de la interface entre la zona plástica y la zona elástica (Rc) son continuos:

$$P_{p Rc} = P_{e Rc} ; k \frac{\partial P_{p^{1+Bf}}}{\partial r} \Big|_{r=Rc} = k_i \frac{\partial P_{e^{1+Bf}}}{\partial r} \Big|_{r=Rc} \dots \dots \dots (2.23)$$

Por practicidad, las soluciones matemáticas para este modelo no son presentadas en este libro.

**2.6.4. Discusión de Calculos.** Ya que el volumen del Foamy oil es afectado por una presión de fluido en estado estable, el concepto convencional de la tasa volumétrica debería ser ajustada antes de cualquier discusión.

Usando la ecuación 17, la ecuación de Darcy puede ser expresada en los términos de la tasa de masa (mf)

$$mf = \frac{2\pi\rho f_{sat} r}{\mu^{1+Bf} P_{sat}^{Bf}} \frac{dP_{e^{(1+Bf)}}}{dr} \dots \dots \dots (2.24)$$

Asumiendo que la tasa de masa es constante e integrando r de Rc a R2 resulta en:

$$\frac{mf}{\rho_{sat}} = \frac{2\pi k}{\mu^{1+Bf} \ln(R2/Rc)} \frac{P_2^{(1+Bf)} - P_c^{(1+Bf)}}{P_{sat}^{Bf}} \dots \dots \dots (2.25)$$

El lado izquierdo de esta ecuación es la tasa volumétrica  $q_{sc}$  (por unidad de espesor de la formación), así como la densidad del aceite a la presión de saturación  $\rho_{sat}$  es cercano a la misma densidad en superficie.

### 3. CASOS DE APLICACIÓN CHOPS A NIVEL MUNDIAL

#### 3.1. CHOPS EN CAMPOS CANADIENSES<sup>25</sup>

Los principales campos canadienses con aplicación CHOPS:

**3.1.1. Campo Luseland.** Este campo ubicado en Saskatchewan es un caso histórico de particular importancia por varias razones:

- Ha estado en producción desde 1982
- Desde 1984 siempre han existido aproximadamente 30 pozos verticales en producción, permitiendo una comparación directa de la producción en el tiempo. Los pozos fueron perforados con un espaciamiento de 40 acres y no se han perforado pozos infill durante el periodo de estudio.
- La compañía operadora (Wascana Energy, previamente Saskatchewan Energy, y actualmente filial de la Canadian Occidental Petroleum) instaló y evaluó un grupo de seis pozos horizontales en el mismo campo.
- Los pozos verticales viejos fueron convertidos a la producción CHOPS entre 1994 - 1996. La conversión a bombas PCP de mayor capacidad fue emprendida en los pozos seleccionados entre 1996 - 1997.

De este modo, el campo Luseland permite una comparación directa e imparcial o inalterada del desempeño del campo bajo tres condiciones diferentes:

---

<sup>25</sup>DUSSEAULT, Maurice, CHOPS - Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry, Porous Media Research Institute; University of Waterloo, Waterloo, Ontario, CANADA, 2000

- Pozos verticales con producción mínima de arena
- Pozos horizontales en tres diferentes áreas del campo.
- Los mismos pozos verticales con estimulación de la producción de arena.

Los parámetros básicos y propiedades del campo se presentan en la tabla 5.

**Tabla 5. Comparación de las Propiedades del campo Luseland y la faja del Orinoco en Venezuela**

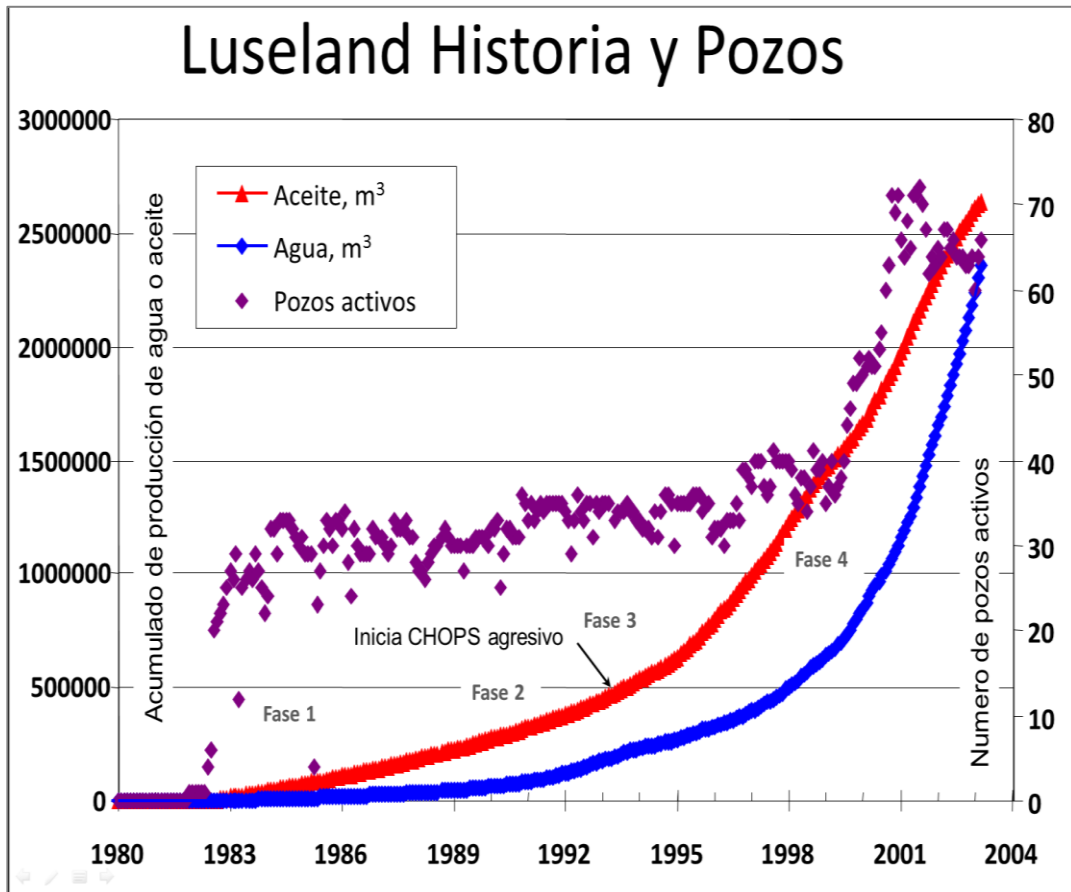
	CAMPO LUSELAND - CANADÁ	FAJA DEL ORINOCO
Porosidad	~30%	29 - 31% in situ
Permeabilidad	2 - 4 D	1 - 15 D
Espesor por zona	16 - 50 ft (5 - 15 m)	20 - 131 ft
Profundidad	780 m	1300 - 2600 ft (400 - 800 m)
Granulometría y mineralogía	D50 de 60 a 250 micras, en promedio 120 micras; < 5% de arcilla en zonas saturadas de aceite	
Saturación de gas	0	0
Saturación de agua	0,28	~ 0,15
Saturación aceite	0,72	~ 0,85
Temperatura	86°F (30°C)	104 - 140°F (40 - 60°C)
Presión del yacimiento	913 psi, 86% de la columna hidrostática.	551 - 1160 psi (3,8 - 8,0 Mpa), (> 90 - 95% de la presión hidrostática)
Litología	Areniscas no cementadas ricas en cuarzo	Areniscas no cementadas ricas en cuarzo
Transmisibilidad (K.h/u)	16,4x10 <sup>3</sup> - 164x10 <sup>3</sup> (mD.ft/cP)	39.300 - 131.200 md.ft/cp (12 - 400 m.D/cP)
Gravedad API (°API)	11 - 13,4 °API	8 - 11 °API
Viscosidad (Cp)	12.000 - 30.000 cP, aceite muerto, ~ 14.000 cP in situ	500 - 6000 cP in situ
Punto de burbuja Pb	95% Po	> 90% Po

Fuente: Modificado de Dusseault, M.B; Ormis. A.S. y El-Sayed, Samir; Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production, SPE 59276, Tulsa – Oklahoma.

Los parámetros dados para el caso de Venezuela están dados como un rango para los yacimientos en la parte sur de la provincia de Zuata, los parámetros del campo Luseland son "típicos" de los campos de crudo pesado en Canadá, exceptuando el valor de la saturación en 0,28, puesto que los valores de saturación típicos están en el rango de 0,12 - 0,16.

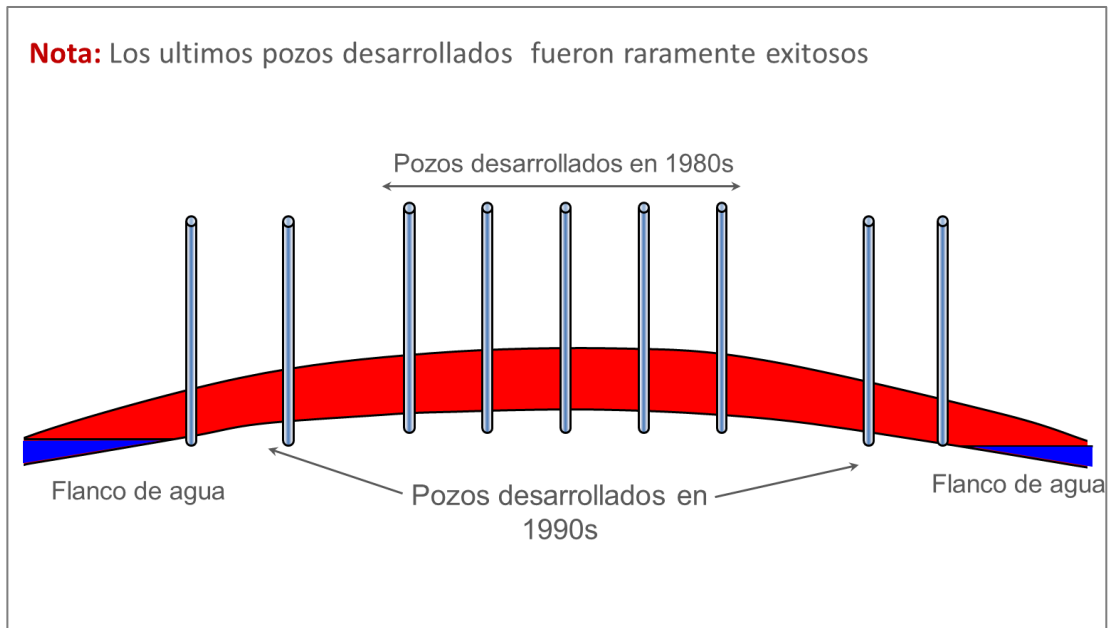
En la figura 40 y 41, se muestra la producción mensual de agua y aceite producidos en los inicios de la vida del campo y la forma del yacimiento con su respectiva distribución de pozos CHOPS respectivamente.

**Figura 40. Historia del campo Luseland.**



Fuente: Modificado de Dusseault, M.B; Ormis. A.S. y El-Sayed, Samir; Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production, SPE 59276, Tulsa – Oklahoma.

**Figura 41. Forma del yacimiento y pozos perforados y desarrollados.**



Fuente: Dusseault, Presentación curso Sand Management)

**3.1.1.1. Historia del campo Luseland:** Se definen 4 fases en la historia de este campo:

- **FASE 1**

Es el período inicial de aproximadamente 10 años, los pozos fueron completados con cañoneos convencionales, con un alto espaciamiento, y diámetro pequeño en los perforados (4 tpp con 10-11 mm de apertura). Se empleaban bombas reciprocantes y se conseguían tasas de producción de ~ 20 - 30 bbl/d de aceite, aunque algunos pozos presentaban PCPs a finales de la década de los 80. Durante esta fase pequeñas cantidades de arena ingresaban al pozo.

- **FASE 2**

Incluye la perforación y producción de un set de seis pozos horizontales con completamientos open hole o con liner ranurado. Estos pozos fueron perforados

en tres regiones geográficas diferentes dentro de la misma área, pero uno de ellos fue ubicado de forma central en la mejor zona en donde estaban produciendo aproximadamente 30 pozos verticales. La tabla xxx contiene la historia de producción de 5 de seis pozos horizontales (el sexto pozo no fue productivo). Se observa claramente que estos pozos no tuvieron éxito.

- FASE 3

Es la fase CHOP para el campo Luseland. Iniciando a finales de 1993 hubo un cambio en la filosofía, y después de varios años los 30 pozos verticales originales fueron recompletados gradualmente para la producción agresiva de arena. Esto implicó la reperforación del intervalo empleando puertos de entrada de gran diámetro (20 - 22 mm) y cargas menos espaciadas (8 tpp); las bombas reciprocantes fueron reemplazadas por PCPs, con la base asentada 1 m por debajo de la perforación más inferior.

La operación de la PCP fue optimizada de forma gradual, siendo la eficiencia generalmente óptima cuando el nivel de fluido en el anular se mantiene bajo, no obstante, lo suficiente para que el gas no entre en la bomba.

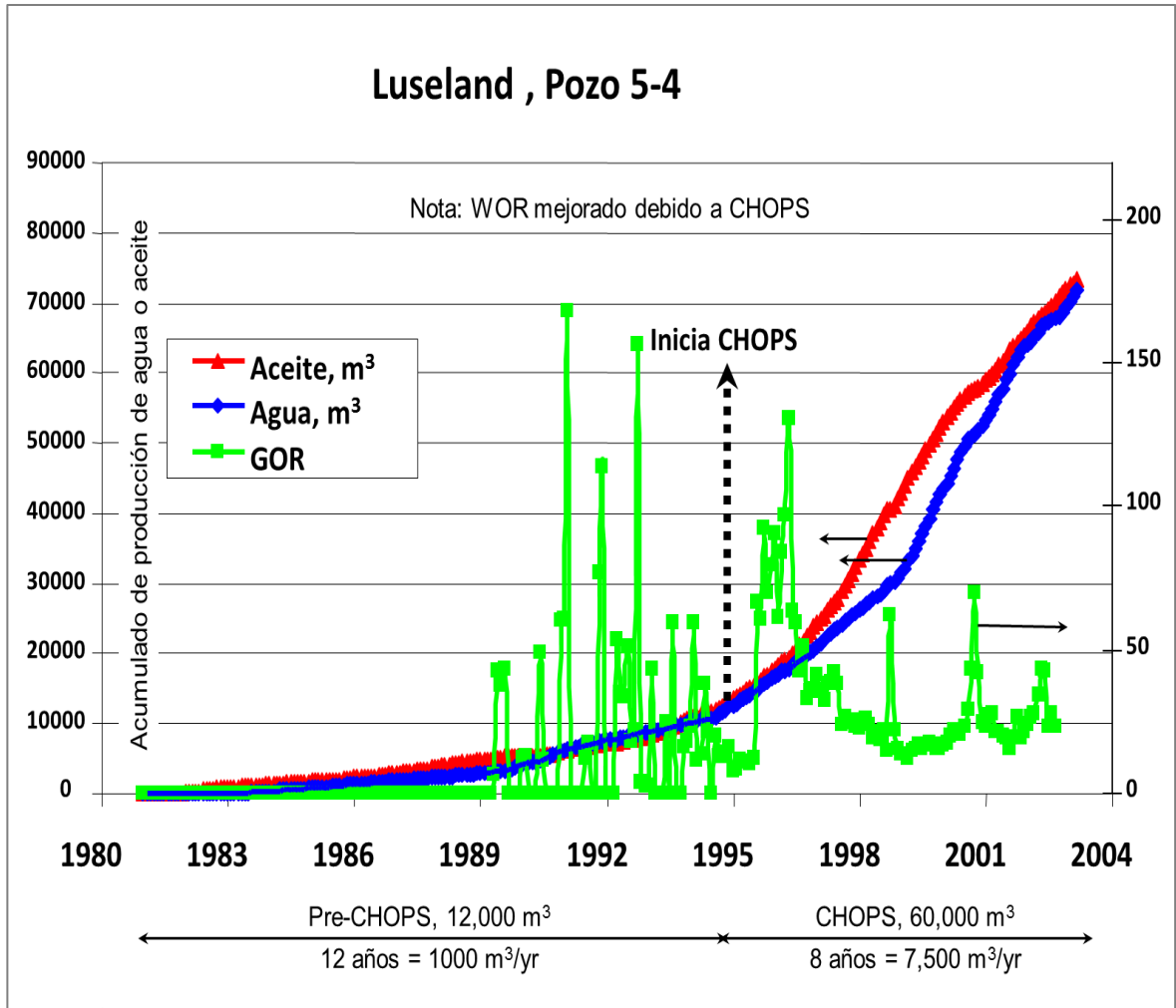
En el período de 1996 - 1997 se instalaron PCPs de mayor capacidad en varios de los mejores pozos CHOPS, lo cual incrementó la producción en el campo.

En cinco pozos en 1997, se incrementó el tamaño de la tubería a 4,5" de manera que se podía emplear un mayor torque en el pozo sin presentarse cedencia en la tubería.

En 1997 - 1998, la conversión y optimización resultó en un incremento en la tasa producción total de aceite en un factor de cuatro a cinco.

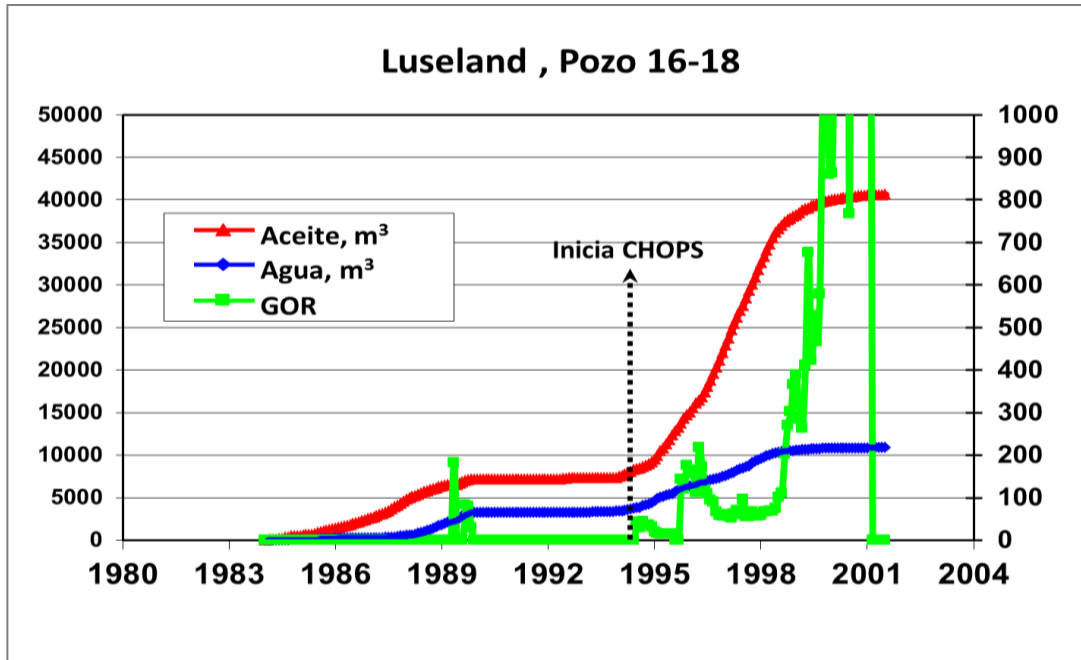
En las figuras 42.43.y 44 se presenta una serie de historias de producción típicas.

Figura 42. Historia de producción del pozo 5-4 del campo Luseland



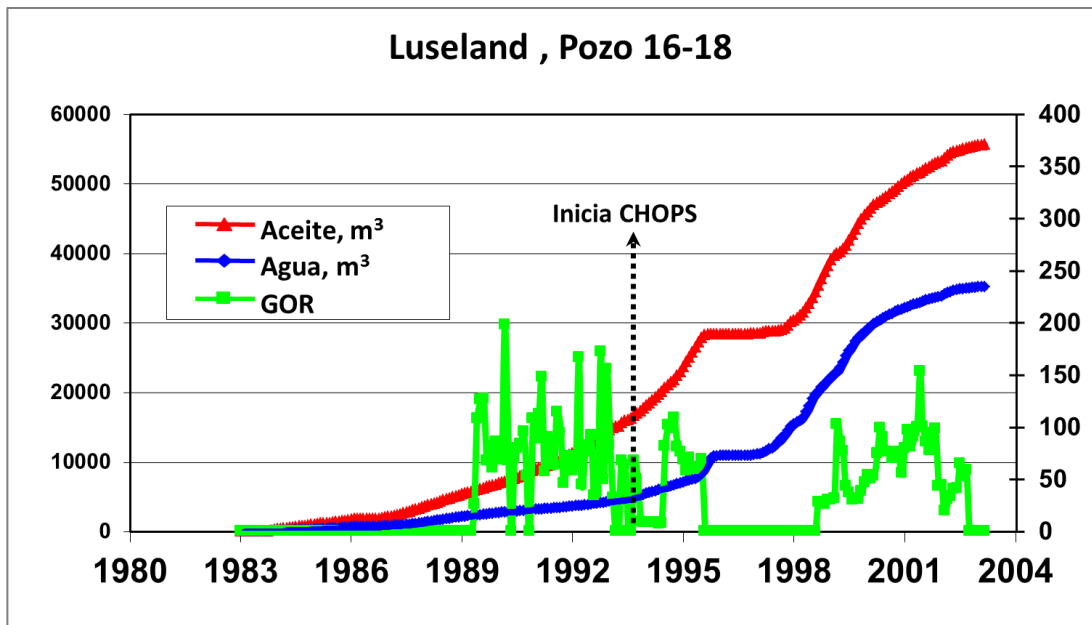
Fuente: Dusseault, Presentación Curso Sand Managent, 2010.

Figura 43. Historia de producción del pozo 16-18 del campo Luseland



Fuente: Dusseault, Presentación Curso Sand Managent, 2010 3

Figura 44. Historia de producción del pozo 9-18 del campo Luseland



Fuente: Dusseault, Presentación Curso Sand Managent, 2010.

- FASE 4

Inició a mediados de los noventa, esta fase ha involucrado la perforación de pozos lejos del centro de la estructura, obteniéndose resultados mixtos. Algunos pozos son buenos productores CHOPS, pero otros han sido invadidos por agua rápidamente, se cree que esto sucede por la proximidad a los acuíferos activos cercanos a los delgados flancos.

**3.1.1.2. Pozos verticales vs pozos horizontales.** Esta pregunta no es trivial, y las respuestas no son obvias. Con base en los datos de producción de pozos de crudo pesado, resulta lógico que los pozos horizontales sean económicos.

Tomando como ejemplo el campo Luseland.

1. Los pozos verticales penetran 33 a 50 pies de una arena con una porosidad del 30%.
2. Estos pozos producen 15 - 50 bbl/d mediante bombeo mecánico, así como en Luseland inic
3. ialmente.
4. En un yacimiento de crudo convencional, un pozo horizontal de 3000 ft producirá 8 a 10 veces esta cantidad (140 - 400 bbl/d)
5. De modo que un pozo horizontal producirá por lo menos 50.000 bbl/año, y con tres años de producción será económico.
6. Se esperan algunos pozos produciendo más de 100.000 bb/año, generando excelentes beneficios.

El error en este razonamiento está en el mecanismo de producción que se asume en el punto 2, siendo este igual al de los sistemas de aceite convencional.

En Alberta y Saskatchewan, así como en el caso de Luseland, los pozos con bombeo mecánico han producido a tasas de 15 - 50 bbl/d, sin embargo se

presentaba ingreso de una pequeña cantidad de arena en el pozo. Si esta arena es detenida, la tasa de aceite disminuirá a unos cuantos barriles por día (2 - 10 bbl/d, sin arena) siendo este valor el que se debe emplear en el anterior razonamiento.

Los pozos horizontales, son completados en su mayoría empleando liners ranurados, los cuales cumplen con el rol de excluir la arena de la formación, lo cual impide que se desarrollen las mejoras de CHOPS.

Existen más pruebas del pobre desempeño de los pozos horizontales aparte del campo Luseland. Los yacimientos de estos casos presentan parámetros más o menos similares, aunque hay diferencias menores en la saturación de aceite, profundidad, presión de poro inicial, punto de burbuja entre otros.

**3.1.2. Campo Lindbergh.** El área de Lindbergh presenta cientos de pozos produciendo de algunas de las formaciones de las presentes en Luseland. Los datos presentados son de la formación Rex. Las figuras 45. y 46 son ejemplos escogidos para permitir una comparación directa de los pozos en el área de 2,5 km<sup>2</sup>, listados en la tabla 6

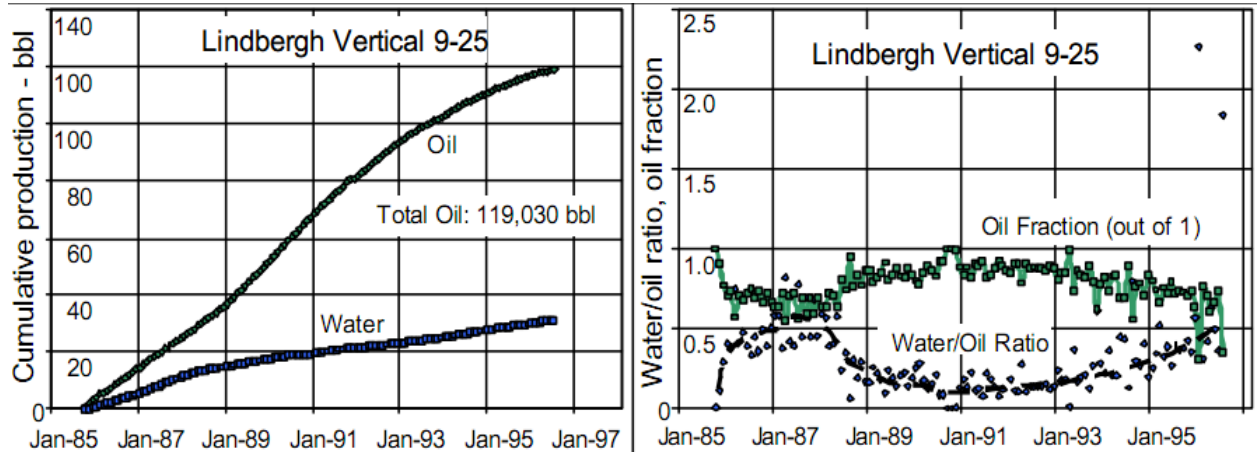
**Tabla 6. Pozos vertiales de la sección 25 del campo Lindbergh**

LOCACIÓN DEL POZO	TIPO DE POZO	BARRILES TOTALES DE ACEITE (HASTA ENERO DE 1999)
8-25-55-06W4	Vertical	209.865
9-25-55-06W4	Vertical	119.03
11-25-55-06W4	Vertical	165.68
16-25-55-06W4	Vertical	290.205
11-H25-55-06W4	Horizontal	87.875
12-H25-55-06W4	Horizontal	45.455
13-H25-55-06W4	Horizontal	70.355

(Fuente: (Dusseault, M.B; Ormis. A.S. y El-Sayed, Samir; Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production, SPE 59276, Tulsa - Oklahoma.)

La Figura 45, Muestra un pozo vertical ligeramente por debajo del promedio que ha producido 119.000 bbl durante 11 años. El pozo fue cerrado por altos cortes de agua.

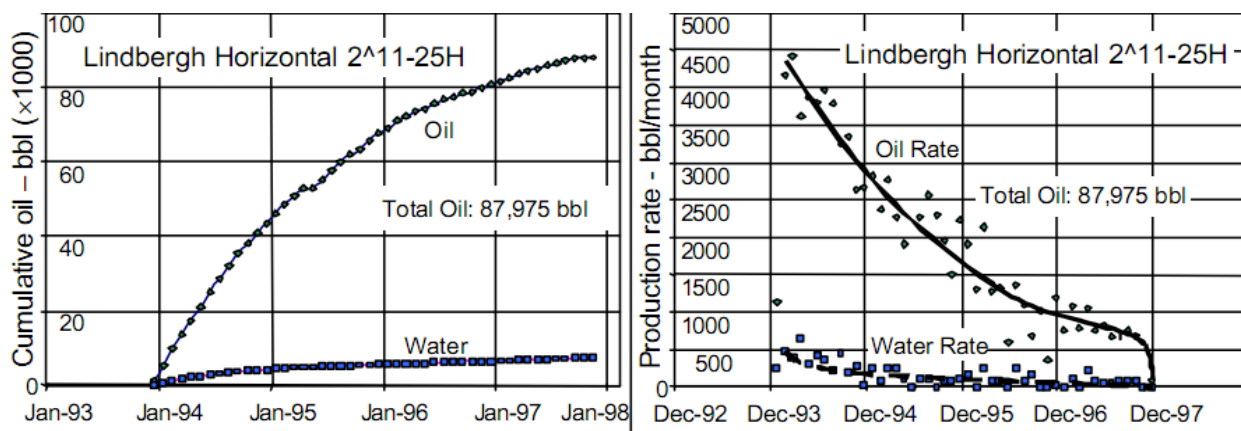
**Figura 45. Comportamiento de un pozo CHOPS en el campo Lindbergh**



(Fuente: SPE 59276)

La figura 46, muestra el mejor de los pozos horizontales en el área local del campo Lindbergh, se observa que la tasa de aceite cae casi de forma continua a partir de la fecha de inicio de la producción, y se detuvo después de 4 años de producción y menos de 100.000 bbls de aceite producidos.

**Figura 46. Comportamiento de la producción de un buen pozo Horizontal en el campo Lindbergh**



(Fuente: SPE 59276).

La figura anterior muestra la producción de agua y aceite de 7 de los pozos mostrados en la tabla 3.3. La comparación se basa simplemente en la producción total a la fecha en la que los datos fueron recolectados. Sin embargo la información basada en datos simples puede llevar a conclusiones equivocadas, por ejemplo, no se toma en cuenta la información de los workovers llevados a cabo para mantener la producción de estos pozos. No obstante, dados los altos costos asociados a los pozos horizontales, en comparación con los pozos verticales, es razonable asumir como conclusión que los pozos CHOPS verticales son más productivos que los horizontales.

Otra observación de estos pozos es que el valor del GOR en los pozos verticales fue moderado y permaneció constante, en cambio en los pozos horizontales se

observó un GOR cinco veces mayor y este se tendía a incrementar durante la vida del pozo. Por lo tanto, aun sin los beneficios de CHOPS, se pueden atribuir las caídas agudas de la producción en los pozos horizontales al "drenaje" de la energía del yacimiento y a la reducida permeabilidad relativa en la zona cercana al hueco de los pozos horizontales.

**3.1.3. Campo Plover Lake.** El siguiente ejemplo es un grupo de 10 pozos del campo Plover Lake, todos en un área de 2,5 km<sup>2</sup>. Este campo presenta parámetros similares a los del campo Luseland, exceptuando la mayor saturación de aceite en el campo Plover Lake.

Los aspectos más importantes de este campo pueden ser mostrados en enunciados claros y separados:

- Todos los pozos verticales son productores de arena (CHOPS).
- Todos los pozos horizontales excluyen totalmente la arena de la formación (puede haber migración de finos hacia el pozo).
- Todos los pozos verticales han sido mejores productores de aceite que inclusive e mejor pozo horizontal.
- Todos los pozos horizontales son pobres productores de aceite.
- A los pozos horizontales se les aplicó inyección de vapor para mejorar las tasas de aceite. No hubo beneficios económicamente justificados.
- En todos los casos, los pozos horizontales produjeron más agua que los verticales.
- El WOR en los pozos verticales es de ~ 0,7.
- El WOR en los pozos horizontales es de ~ 4,0.

La tabla 7, contiene detalles del comportamiento de los pozos verticales y horizontales.

**Tabla 7. Comportamiento de pozos horizontales y verticales**

POZO #	TIPO	MESES EN PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN DE ACEITE [BBL]	PRODUCCIÓN DE AGUA [BBL]	TASA DE ACEITE [BBL/MES]	TASA DE AGUA [BBL/MES]
013-5	V	214	217223	189926	1015	887
014-5	V	209	227690	134091	1089	641
015-5	V	213	181818	105223	853	494
016-5	V	216	265989	189854	1231	878
91^5-5	H	33	38546	95213	1168	2885
91^8-5	H	45	46706	345401	1037	7675
91^9-5	H	44	41477	209959	942	4771
92^9-5	H	91	157106	349923	1726	3845
91^12-5	H	60	84296	118215	1404	1970
92^12-5	H	36	67249	80682	80682	2241

(Fuente: (Dusseault, M.B; Ormis. A.S. y El-Sayed, Samir; Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production, SPE 59276, Tulsa - Oklahoma.)

Para diciembre de 1998 todos los pozos horizontales fueron cerrados a causa de una gran declinación en la producción de aceite y altos cortes de agua.

Es importante examinar también las tasas de producción, en vista de que los pozos verticales han estado en producción durante mucho más tiempo. Los valores sobre la vida del pozo son de 1050 bbl/m para los verticales y 1333 para los horizontales. Sin embargo, estos datos no son suficientes dado que en el período de 1994 y 1996, se realizó la adecuación de los pozos verticales CHOPS después de 12 - 13 años de producción a bajas tasas debido al escaso ingreso de arena en el pozo. Estos pozos han tenido historias de producción similares a la Figura 3, del campo Luseland.

**3.1.4. Campo Cactus Lake**, El campo Cactus Lake ubicado en Saskatchewan se encuentra al este del borde de Alberta, cerca de 110 km al sur de Lloydminster.

Los ocho pozos horizontales que se encuentran en la tabla 5 son todos de 3300 a 4000 ft de longitud, con un espaciamento de 660 ft. Se pretendía que los pozos fueran los pozos superiores de un sistema de dos pozos de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), pero al parecer las pruebas iniciales justificaban una producción no térmica. Los pozos horizontales fueron perforados en la parte superior de la formación para que estos quedaran situados lejos del acuífero activo en el fondo. El pozo vertical de la tabla se encuentra en la misma área de 2,5 km<sup>2</sup>.

**Tabla 8. Pozos de la sección 14 y 15 del campo Cactus Lake Comportamiento de pozos horizontales y verticales**

POZO #	TIPO	MESES EN PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN DE ACEITE [BBL]	PRODUCCIÓN DE AGUA [BBL]	TASA DE ACEITE	TASA DE AGUA [BBL/MES]
010-15	V	140	287070	214365	2050	1531
91^8-14	H	45	23683	1843	526	40
92^8-14	H	69	43523	162626	630	2356
91^9-14	H	70	301741	402400	4310	5748
92^9-14	H	70	265037	890810	3786	12725
91^5-15	H	71	77684	121625	1094	1713
92^5-15	H	71	82303	28613	1159	403
91^12-15	H	54	248665	750055	4604	13889
92^12-15	H	71	401844	491504	5659	6922

(Fuente: (Dusseault, M.B; Ormis. A.S. y El-Sayed, Samir; Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production, SPE 59276, Tulsa - Oklahoma.)

El campo Cactus Lake es uno de los más exitosos de pozos horizontales con crudos de viscosidades de más de 1000 cP. Pozos horizontales en el campo Pelican Lake, Amber Lake y el depósito Wabiskaw han producido pozos con

curdos de menos de 1000 cP de viscosidad. Aún con todo, el pozo vertical ha probado ser a la fecha proporcionada ha probado ser mejor que cuatro de los pozos horizontales, pero no tan bueno como los otro cuatro. Se debe tener en cuenta que los verticales son generalmente más baratos para operar que los pozos horizontales, en términos de costos de intervención.

**3.1.5. Curva de Aprendizaje en el Levantamiento de Crudo Pesado en Frío con Alto Contenido de Arena.** En los crudos viscosos hay un problema en la bajada de la varilla de las bombas reciprocantes; estas caen a una velocidad de 0,2 - 0,6 m/s, de esta manera, para un stroke de 2 - 3 m (6,6 - 10 ft), pasarán 10 - 15 segundos para la bajada de la varilla, y esto limita la velocidad de la bomba a unos cuantos strokes por minuto (2 - 3 strokes por minutos en el crudo de 10.000 cP en el área norte de Lloydminster, Canadá). Las tasas máximas alcanzadas mediante estas bombas eran de 7 - 10 m<sup>3</sup>/d (44 - 63 bpd)

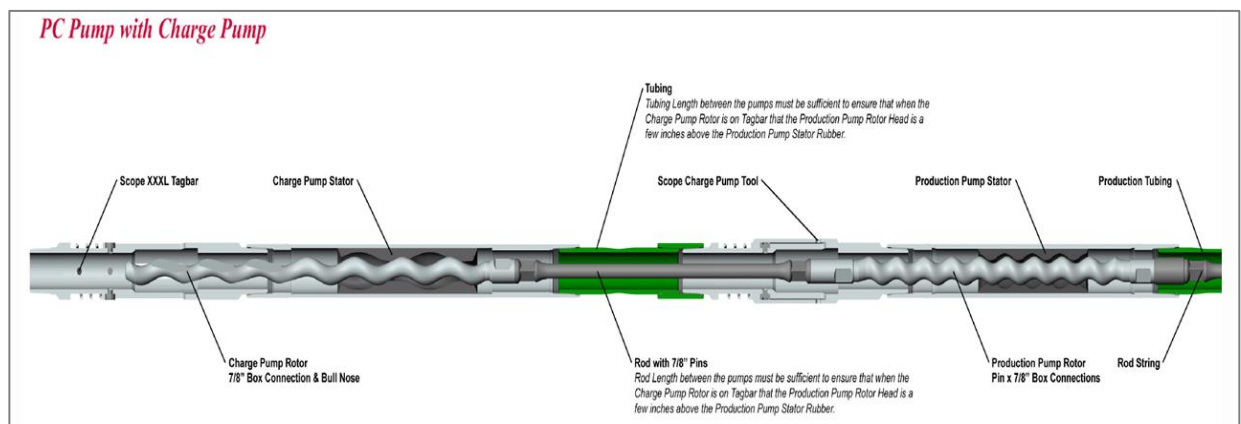
Este problema ha sido atacado de varias formas durante los años, pero el éxito solo tuvo lugar con el desarrollo de las bombas PCP que se basan en el principio de Moineau de un rotor simple helicoidal en un estator helicoidal doble hecho de elastómero en un recubrimiento o casing de acero. Las tasas o tasas pasaron a ser de 50 - 60 m<sup>3</sup>/d (314 - 377 bpd) en algunos pozos excepcionales, y tasas promedio entre 20 y 30 m<sup>3</sup>/d (126 - 189 bpd). La limitación ahora está relacionada con lo que la formación producirá a través de los perforados.

Las PCP diseñadas especialmente para crudos pesados dominan la industria CHOPS en Canadá actualmente, se han incluido mejoras en el tipo de elastómero, acabado del rotor, métodos de operación y modelamientos para optimizar la escogencia de la bomba, lo cual ha ampliado la vida de la bomba de 5 - 7 meses en 1985 a más de 16 meses promedio en 1999.

La alta viscosidad del crudo pesado implica que una PCP puede lograr altas eficiencias sin un "ajuste de interferencia" (interference fit) entre el rotor y el estator. Esto fue descubierto al examinar los rotores desgastados por la arena que continuaban operando con buenas eficiencias a pesar de una abertura de varias decenas de micrones. De este modo, los diseños más recientes están basados en "ajustes flojos", y esto ayuda a preservar la superficie del rotor cromada o recubierta con boro.

Otro desarrollo es la bomba tipo "Charge" (ver Figura 3.8) de dos etapas con la sección inferior o de fondo teniendo posiblemente el doble de la capacidad volumétrica de la sección superior, por lo tanto esta tiene un requerimiento de presión mucho menor para el levantamiento (la bomba superior es la de levantamiento o producción, la inferior es la de circulación o precarga). Los puertos entre las dos secciones permiten que el exceso de volumen proveniente de la bomba inferior sea recirculado a lo largo de las perforaciones. Se piensa que esto previene el bloqueo de los perforados por excesivo arenamiento en el casing. La recirculación tiende a homogenizar el material bombeado; el flujo saliente dobla la tasa de flujo entre el estator y el casing. El material bombeado; el flujo saliente dobla la tasa de flujo entre el estator y el casing.

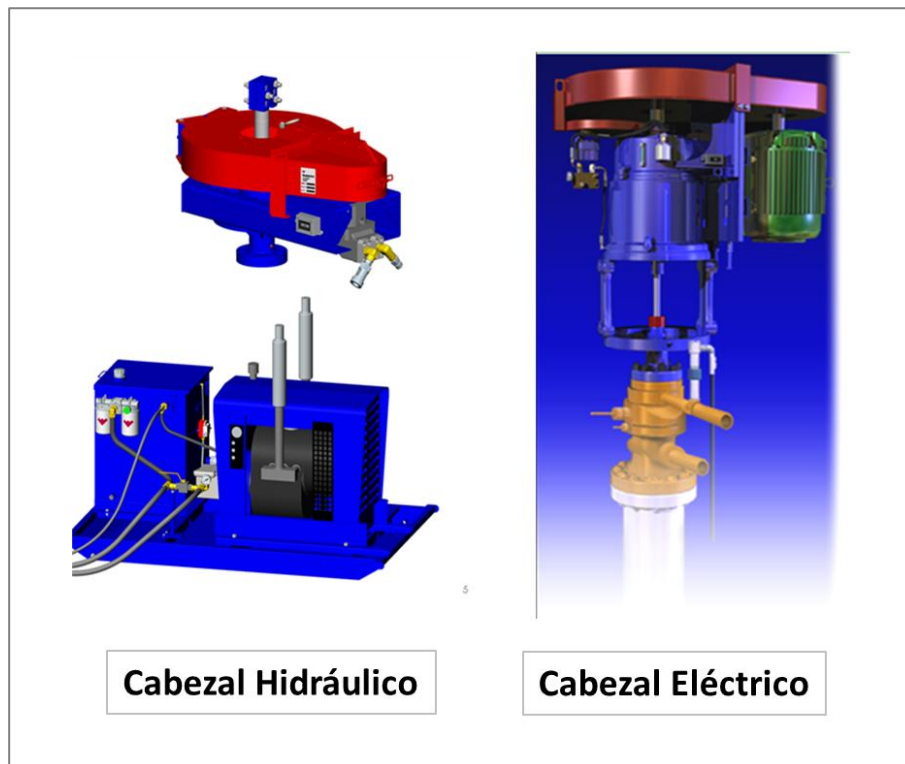
**Figura 47. Bomba PCP Charge (2 etapas 1 de precarga y otra de producción)**



Fuente: Weatherford

Los mecanismos de producción con PCP han progresado en dos direcciones; los mecanismos hidráulicos son limitados en la velocidad de rotación y torque, dada la necesidad de un impulsor principal que genere el poder hidráulico, las direcciones más recientes tienden a mecanismos eléctricos (electro-PCP). El motor eléctrico es controlado por computadora de manera que la velocidad de rotación y torque son limitados de forma deliberada para alcanzar ciertos objetivos de producción, o automáticamente, eliminando virtualmente la falla por torque. Nótese que dada la acción de atornillado del rotor en el estator, la sarta de varillas siempre está en tensión y nunca se pandea.

**Figura 48. Cabezal Hidráulico (izquierda) y cabezal eléctrico (derecha)**



(Fuente: Hocol – presentación Modelo Operacional del campo La Hocha).

## 3.2. CHOPS A NIVEL MUNDIAL

CHOPS ha sido aplicado a nivel mundial tal como se describe a continuación:

**3.2.1. Campo Fula – Sudán – 2005.26** El campo Fula está localizado en la cuenca Muglad en el sur de Sudán, presenta un yacimiento de crudo pesado con una profundidad somera, estructura inconsolidada, bajas presiones, altas densidades de aceite y altas viscosidades (185 – 496 cP), la producción promedio de aceite de un pozo es de 140 a 210 BAPD mediante métodos de recobro convencionales.

En este campo se ha implementado la tecnología CHOPS con influjo limitado de arena, cuyo principio consiste en la aplicación de un liner ranurado o malla de acuerdo a la distribución granulométrica de la arena producida, con el fin inhibir el trasiego de granos de arena de cierto tamaño o mayores hacia el pozo. Esta adaptación entre control y manejo gerenciamiento de la arena se realiza con el fin de evitar los factores poco favorables del manejo o la convivencia con la arena. Las variables del yacimiento involucrados en el proceso CHOPS se sintetizan en la Tabla 3.5.

---

<sup>26</sup> X. Wang and H. Zou, Integrated well-completion strategies whit CHOPS to enhance heavy oil production: a case study in Fula oilfield. Chinese Academy OF Sciences, SPE/PS-CIM/CHOA 97885. Sudan 2005

**Tabla 9. Propiedades del yacimiento, variables de producción y parámetros de completamiento en el campo Fula**

INFORMACIÓN DEL CAMPO FULA - SUDÁN		
Yacimiento	Porosidad (%)	31
	Permeabilidad (md)	2000
	Profundidad media (ft)	3800 - 4200
Fluido	API	19 - 21
	Viscosidad(Cp)	185 - 496
Completamiento del pozo	DI Tubing	3 1/2"
	D Varilla sólida	1"
	Tipo de completamiento	*Cañoneos *Cañoneos + Liner ranurado
	Bomba utilizada	Modelo GLB 300-21 y GLB 500-20 hecho en china (max corte arena 12%) PCM200TP1800 y PCM430TP2000 hecho en Francia (máximo corte de arena de 40%)
Producción	Drawdown control arena	Entre 435 y 580 psi se controla el 15% de la arena
	Profundidad bomba	274 - 305 pies , intake localizado 3 a 10 fts por debajo de la base de la formación productora
	Cortes de arena (%)	0.1 - 12
	BOPD antes de CHOPS	140 - 210 BAPD
	BOPD después de CHOPS	175 - 580 BAPD

Fuente: (Tomado de: Wang, X.; Zou, H. y Chen, J. 2005).

**3.2.1.1. Historia:** Se evaluaron las estrategias de completamiento que consistieron en la aplicación de un liner para inhibir la producción de granos iguales o mayores a un tamaño específico. En la etapa inicial la arena de la formación de menores tamaños migra con el crudo formando agujeros de gusano (wormholes) de cierta longitud, lo cual mejora las características del yacimiento cerca del pozo y permite el desarrollo completo de la productividad de la formación. Con el incremento del período de producción, la arena de la formación que ha sido bloqueada por la malla se habrá apilado formando una barrera natural que actuará como filtro de los granos.

Los tres tipos de completamiento a evaluar se muestran en la Figura 10, estos fueron:

- Completamiento con cañoneos

El casing es de 9 5/8", adoptando el método de cañoneo con TCP (tubing conveyed perforations), la densidad de cañoneo es de 5 a 10 tpp con un diámetro de disparo de 0.42 pulgadas, adoptando una distribución de tiro en espiral con un ángulo de fase o phasing de 90°.

- Cañoneo + control completo de arena mediante liner con mallas.

Después de que el casing de 9 5/8" es sentado se instala la malla para controlar la arena.

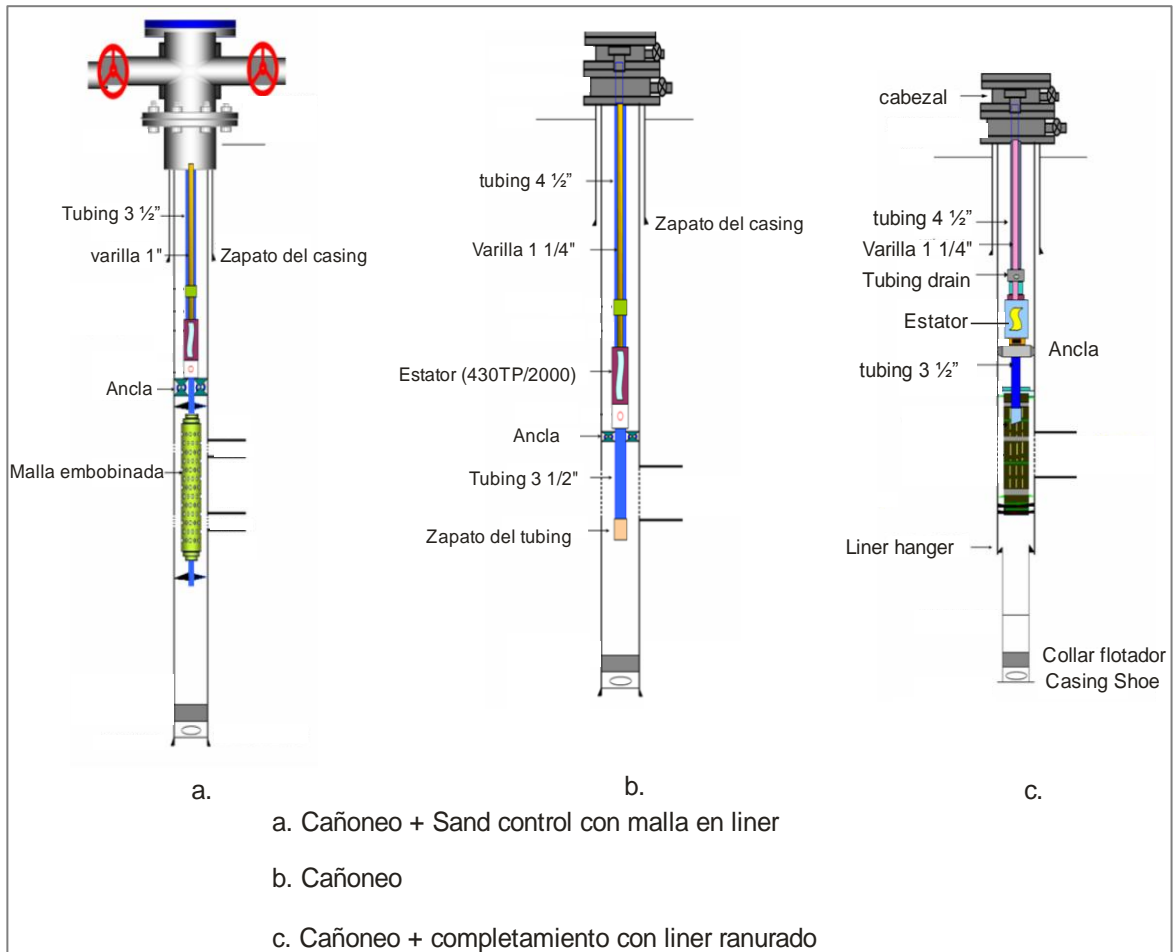
- Cañoneo + control limitado de arena con liner ranurado

Se aplica el liner ranurado para el control limitado de la arena, teniendo en cuenta que se reduce el desgaste de los sistemas de levantamiento y de operación en superficie, se adopta el influjo limitado de arena como control dentro de la producción de arena dentro de un 15%.

Entre los resultados de esta optimización se incluyen:

- Ranuras trapezoidales con efectos de autolimpieza
- Ranuras de 0.59" (1.5 mm) de ancho, que inhiben sólidos de 0.19" ó mayores
- La densidad de ranuras es de 36 ranuras por pie de forma que el área total de las ranuras es del 4.8% de la superficie externa total del liner.
- La longitud de la ranura es de 5.9 pulgadas, con un escalamiento uniforme de las ranuras.

**Figura 49. Esquema de los tres tipos de completamiento empleados en el campo Fula.**



Fuente: (Tomado de: Wang, X.; Zou, H. y Chen, J; 2005).

Durante la etapa temprana de explotación del yacimiento se desarrollaron pruebas de control de arena usando mallas y bombeo mecánico como sistema de levantamiento, la producción diaria era de 220 BAPD, después de retirar la malla se instaló bombeo de cavidades progresivas para iniciar CHOPS, y la producción se incrementó a 436 BAPD con 6% de corte de arena en cabeza de pozo, con un índice de productividad 10 veces mayor al inicial. Los resultados se muestran en la Tabla 10.

**Tabla 10. Resultados de las pruebas de producción con control de arena y con manejo de la arena para el pozo FA del campo Fula**

COMPLETAMIENTO	PRODUCCIÓN BAPD	PRESIÓN DEL YACIMIENTO	PWF	CONTENIDO DE ARENA (%)	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (BL/D.LB.PIE)
Cañoneo y malla	220	1632.15	497.48	0	0.00209
Cañoneo (control de drawdown)	436	1612.85	1409.77	6	0.2095

Fuente:(Tomado de: Wang, X.; Zou, H. y Chen, J; 2005).

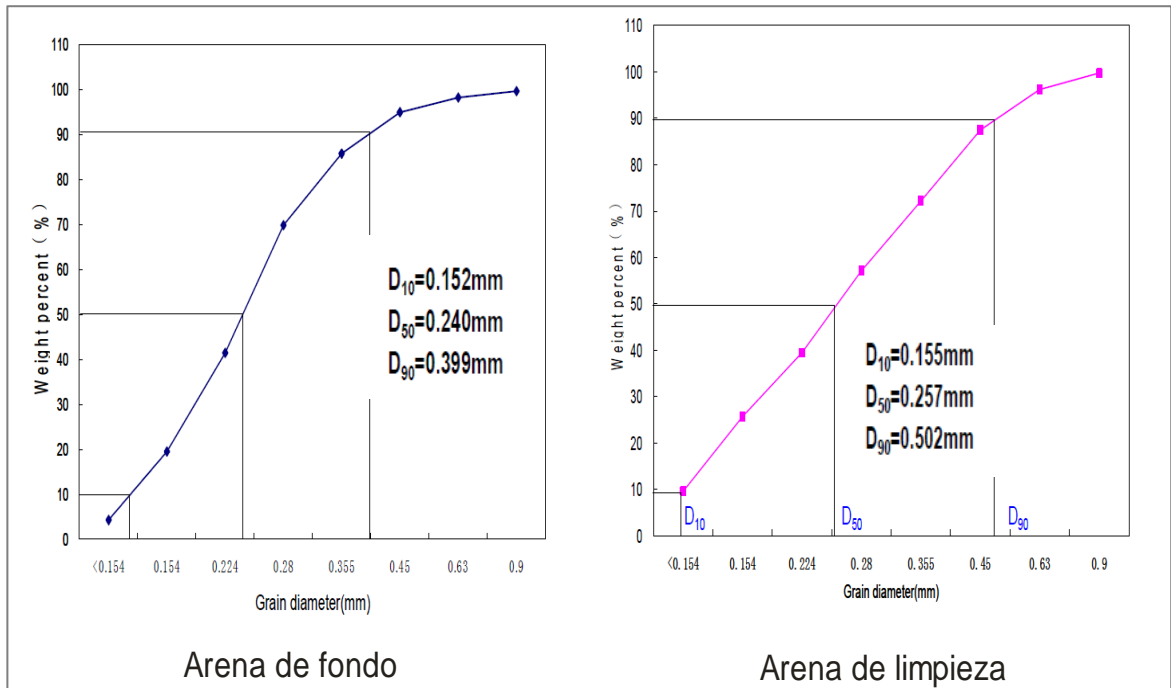
En la etapa posterior se aplica de forma general el bombeo con PCP y se emplean 2 métodos de completamiento para el influjo de arena limitado:

- Cañoneos, con control del drawdown y control del corte de arena dentro de un 15%.
- Cañoneo junto con liner ranurado.

Tomando la arena producida separada del aceite de superficie y la arena de limpieza del fondo del pozo como muestras para una prueba de granulometría, se obtuvieron los siguientes resultados.

La arena de fondo presentó un diámetro de grano correspondiente a un porcentaje en peso acumulado del 90% de 0.399 mm (0.0157”), mientras que para la arena de superficie este mismo valor fue 0.502mm (0.0198”). Hay una mayor uniformidad en la arena de fondo.

**Figura 50. Distribución de tamaño de la arena producida y la arena de limpieza.**



Fuente: (Tomado de Wang, Zou y Chen, 2005).

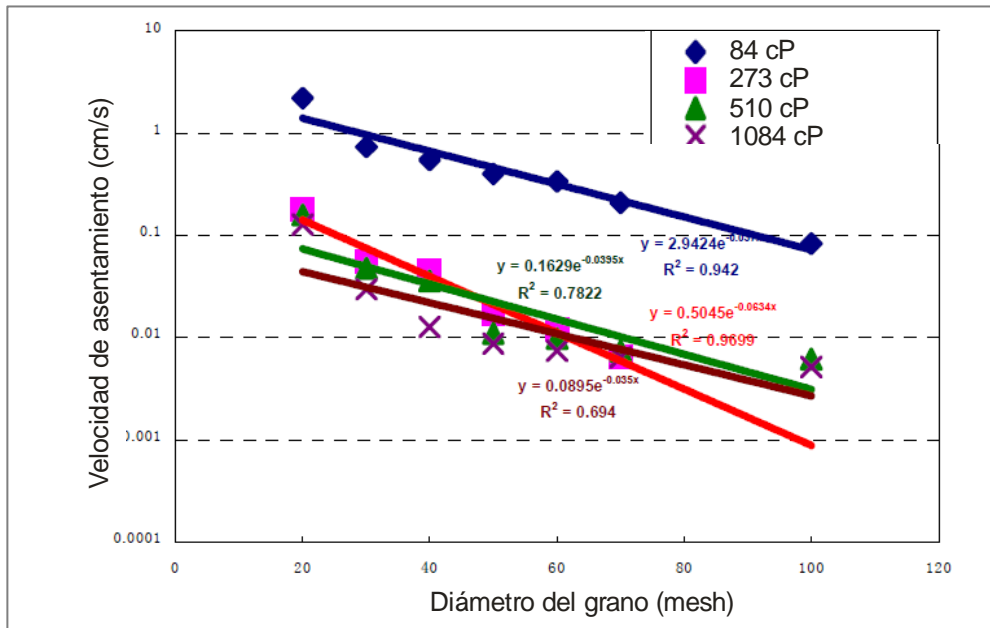
Fueron realizados experimentos de asentamiento de arena para muestras de diferentes tamaños del campo Fula, los medios de asentamiento fueron agua, "Guar gel" y "silicone oil" (100, 273, 500 y 1000 cP). Los resultados se observan en la Tabla 8, siendo el gel el medio que tiene la mayor capacidad de arrastre de arena, como segundo el "silicon oil", mientras que el agua tiene una pobre capacidad para transportar la arena. Igualmente, la Figura 12 muestra que la velocidad de asentamiento disminuye de forma exponencial al aumentar la viscosidad de la emulsión.

**Tabla 11 Resultados del experimento de asentamiento de la arena**

EXPERIMENTOS DE ASENTAMIENTO DE ARENA (UNIDAD CM/S)								
	Agua	Guar Gel (cP)			Silicone Oil (cP)			
Mesh	1	51	100	273	84	273	510	1084
20	16.47	0.587	0.153	0.0035	2.22	0.18	0.16	0.128
30	13.14	0.238	0.078	0.0017	0.74	0.056	0.048	0.03
40	7.88	0.162	0.015	0.00093	0.55	0.045	0.036	0.0128
50	7.1	0.158	0.034	0.00046	0.4	0.017	0.011	0.0088
60	6.35	0.0516	0.012	0.00032	0.34	0.012	0.0098	0.0075
70	3.37	0.0128	0.0096	-	0.21	0.0065	0.0074	0.0065
100	2.93	-	-	-	0.083	-	0.0062	0.0052

Fuente: (Tomado de: Wang, Zou y Chen, 2005)

**Figura 51. Correlación entre la velocidad de asentamiento de la arena y el tamaño, en el Silicon oil como medio de asentamiento.**



Fuente: (Tomado de: Wang, Zou y Chen, 2005).

Aterrizando estos resultados a la práctica de producción, si el corte de agua se incrementa la viscosidad del fluido se reduce a 51 cP (se emplea un tubing de 4 1/2"), cuando la producción decrece a 35 BAPD, los granos con un tamaño mayor a 30 mesh se asentarán y apilarán rápidamente en el pozo, lo cual traerá problemas a la producción. Si la producción es mayor a 350 BAPD, no emergerán problemas serios por depositación de los granos.

Con base en la viscosidad del crudo del campo Fula, cuando esta es de 273 cP, y se emplea tubing de 3 1/2" y varilla sólida de 1", los sólidos con 20 mesh (0.9 mm) pueden ser suspendidos de forma estable en el fluido. De acuerdo con la distribución granulométrica, el 80% de la arena puede ser producida con el crudo.

Con base en la viscosidad del crudo del campo Fula, cuando esta es de 273 cP, y se emplea tubing de 3 1/2" y varilla sólida de 1", los sólidos con 20 mesh (0.9 mm) pueden ser suspendidos de forma estable en el fluido. De acuerdo con la distribución granulométrica, el 80% de la arena puede ser producida con el crudo.

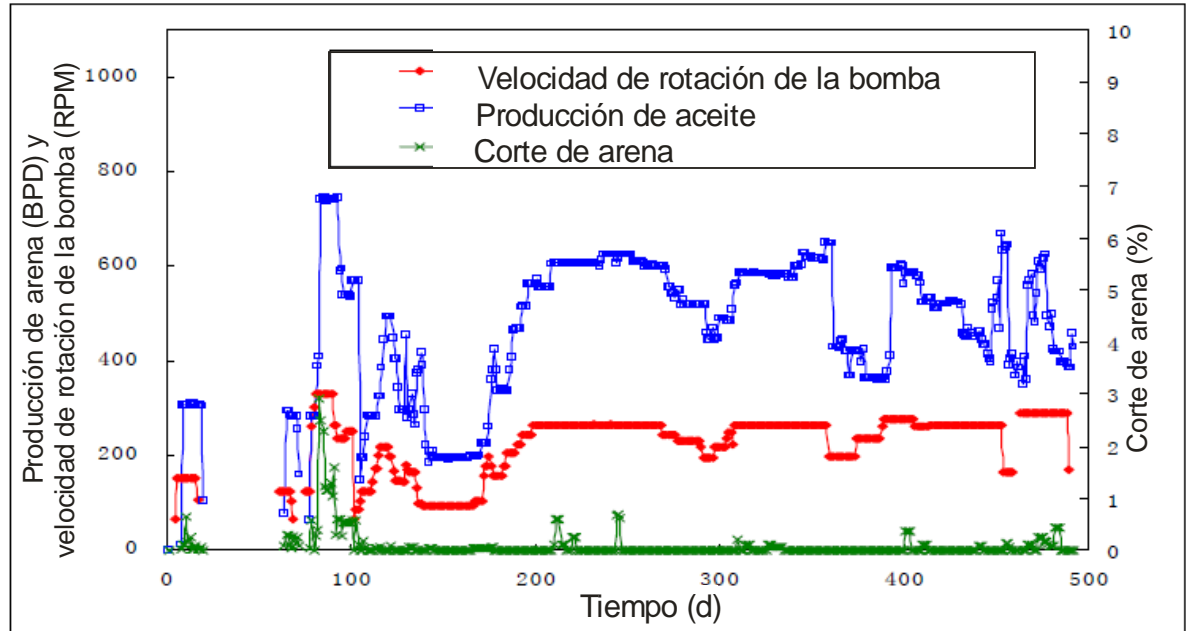
**3.2.1.2. Aplicación en campo y resultados.** Con base en los estudios de laboratorio se desarrollaron las aplicaciones de campo. Se utilizó generalmente bombeo de cavidades progresivas para inducir la producción de arena a altas tasas de flujo y alta velocidad de rotación. El índice de productividad para los pozos con control de arena inicialmente fue de  $1.98 * 10^{-3} \frac{bbl}{d.psi.ft}$ , sin embargo, para los pozos con CHOPS e influjo de arena limitado fue de  $4.76 * 10^{-3} - 32.9 * 10^{-3} \frac{bbl}{d.psi.ft}$ , con un promedio de  $17.3 * 10^{-3} \frac{bbl}{d.psi.ft}$ .

En el campo Fula, en el año 2004, la producción anual de aceite fue de 2.45 MMBBL, incrementada en 1.71 MMBBL.

## CASO 1

El pozo FA, con un intervalo de producción en 3903.5 – 4280.4 ft, aplicando como control de arena una malla embobinada y bombeo mecánico, la producción fue de 300 BAPD. Posteriormente, se quitó la malla y se aplicó bombeo PCP (bomba 200 TP – 1800) para estimular la producción de arena, la profundidad de asentamiento de la bomba fue de 3306.9 ft. Para la fecha de publicación de este artículo (2005), la producción de este pozo fue de 627 – 734 BAPD, y el corte de arena se redujo de 2 a 0%. (Ver Figura 51)

**Figura 52. Curva de producción del pozo FA (caso 1) .**



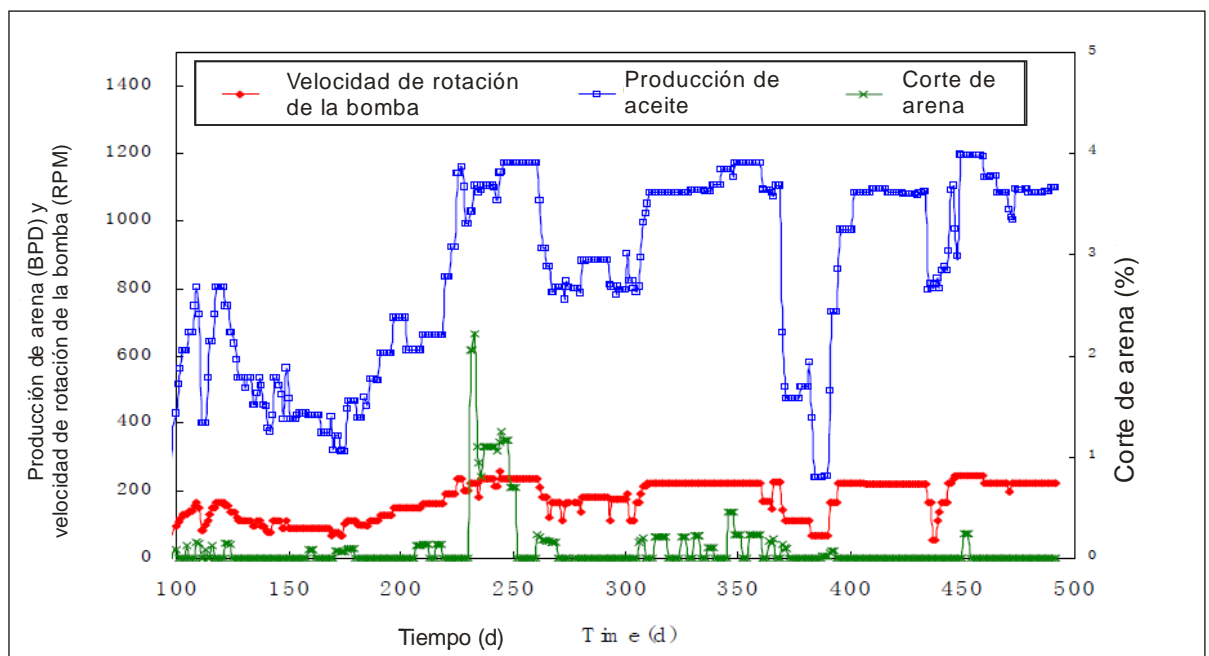
Fuente:(Tomado de: Wang, Zou y Chen, 2005).

## CASO 2

El intervalo productor del pozo FB es 4072.4 – 4246.4 ft, se aplicó un completamiento con cañoneos y bombeo PCP tipo 430TP-2000, con una profundidad de asentamiento de 3280 ft. En la Figura 3.14, se visualiza la curva de desempeño de la producción de este pozo. La producción vía control de arena convencional es solo de 280 BAPD, el drawdown calculado es de 371.3 psi y la

producción de arena es menor al 1%. Consecuentemente, la velocidad de rotación de la bomba fue aumentada para inducir la producción de arena. Después de que el aceite fue producido con control de arena limitado controlado el drawdown de presión, la producción se incrementó a 1200 – 1330 BAPD y el corte de arena temprano fue de 2.5%, más adelante en el período de producción casi no hubo arena en los fluidos de producción.

**Figura 53. Curva de producción del pozo FB (caso 2) .**



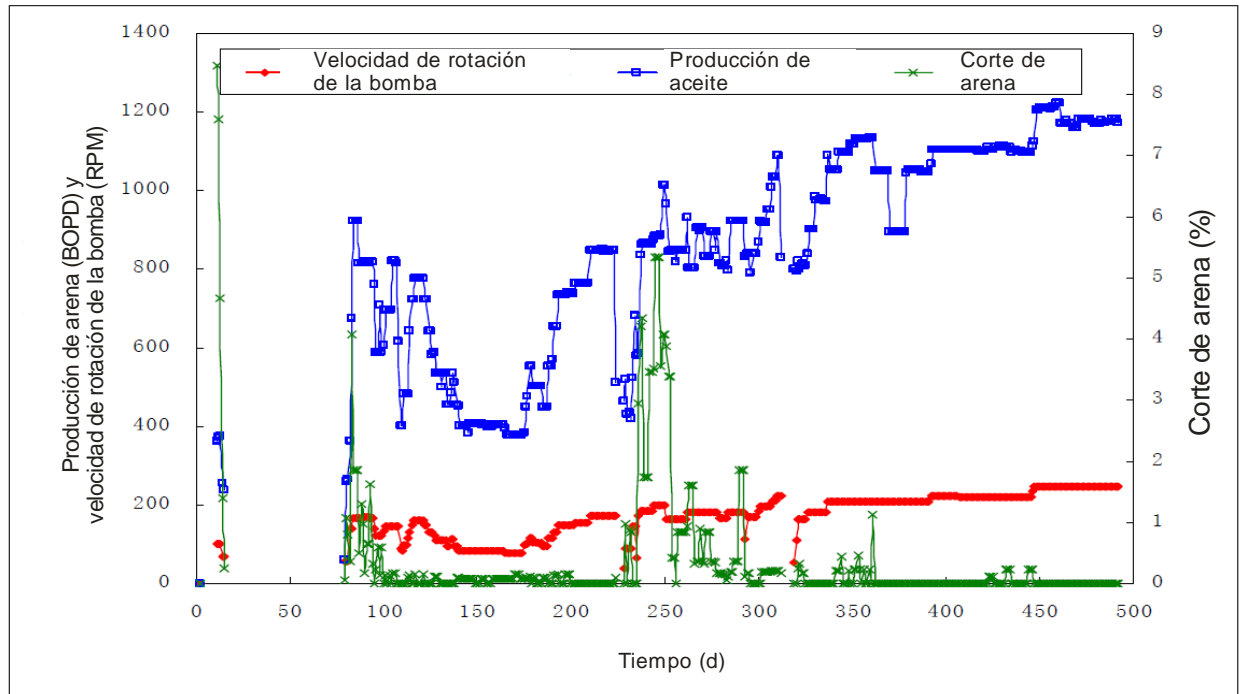
Fuente: (Tomado de: Wang, Zou y Chen, 2005).

### CASO 3

El pozo FC, tiene un intervalo de producción en 4086.3 – 4264 ft, se aplicó como completamiento el cañoneo y liner ranurado con una bomba PCP modelo 430 TP-2000 a una profundidad de asentamiento de 3271.5 ft. Después de incrementar la velocidad de rotación de la bomba para estimular la producción de arena, la

producción total se incrementó a 884 – 942 BAPD y el corte temprano de arena fue de 6%, con una estabilización posterior de 0.2%. (Ver Figura 54).

**Figura 54. Curva de producción del pozo FC (caso 3)**



Fuente:(Tomado de: Wang, Zou y Chen, 2005).

La mayor estrategia de completamiento empleada para CHOPS es la aplicación de cañoneos junto con liner ranurado, y el completamiento con solo cañoneos junto con el control del drawdown, permitiendo así la formación de arcos de arena y controlando la producción de esta. Se emplea bombeo de cavidades progresivas mientras se realizan experimentos del asentamiento de la arena para estudiar la capacidad del sólido para transportar sólidos; y se optimiza la sarta de producción para levantar el 80% de la arena producida hacia la superficie con el aceite.

Para este caso de aplicación la tecnología CHOPS se adapta de manera apropiada a las estrategias de completamiento basadas en la producción de aceite en frío con arena y cumple con el principio del influjo de arena limitado.

**3.2.2. Campo Taobao – China.**<sup>27</sup> El campo Taobao se encuentra en la provincia Jilin, en la región de la ciudad Baicheng. La primera actividad de exploración en esta región fue a finales de los años cincuenta. La producción se inició en agosto de 1997, con la perforación del pozo Bai 87.

La principal formación productora es la formación Saertu, del cretáceo, la cual fue formada en un ambiente deltaico, presenta principalmente areniscas inconsolidadas líticas de grano fino y arenas limosas. Los guijarros encontrados en las muestras corazonadas sugieren un ambiente de deposición de alta energía. Esta zona presenta muchas interestratificaciones de lutitas, por lo cual presenta una relación de espesor neto-total bastante pobre; la zona de arena presenta usualmente un grosor efectivo de 49 pies y 91 de espesor total.

Las arenas predominantes son las arcosas de grano fino y la litología es cuarzo en un 11-16%, feldespato en un 41-49% y detritos en un 33-40%, El contenido de arcilla está entre el 2% y 8%, la cementación es muy débil. En la Tabla 12, se presentan las características de las formaciones y fluidos del campo.

---

<sup>27</sup>Dusseault M. et al, CHOPS in Jilin Province, China. SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79032,China 2002

**Tabla: 12. Información general concerniente la aplicación de CHOPS en el campo Taobao**

INFORMACIÓN DEL CAMPO TAOBAO - CHINA		
Yacimiento	Porosidad	~ 35%
	Permeabilidad	~ 3,6 D en corazones, permeabilidad real cercana a la mitad de este valor.
	Espesor neto	Más del 75% del aceite in situ está en capas menores a 16 ft (5 m). Espesores de 3 a 10 m, promedio 6,5 m.
	Profundidad media	1050 pies (320 m). Más somero en 525 pies (160 m) que los campos canadienses
	Granulometría	Tamaño entre 0.05 y 0.25 mm, D50 entre 0.05 - 0.1 mm, Selección media a buena.
	Temperatura	64.4 °F
	Pyto	464 psi
	Capa de gas	No
	Acuífero activo	Activo en un borde del yacimiento a 194 - 195 m (636, 639 ft) debajo del nivel del terreno, después de año 2003 la producción de agua comienza a incrementarse.
	Características geológicas	Sinclinal con falla hacia el este, la zona o formación de interés Saertu consiste en areniscas principalmente inconsolidadas de grano fino, con 11-16% cuarzo, feldespato 41 - 49% y detritos en un 33 - 40%.
Fluido	Densidad	0,925 g/cm <sup>3</sup>
	Viscosidad Cp	1850 cP @ yto y 3252 cp sin gas
	Contenido de asfaltenos	0,85%
Producción	Cortes de arena (%)	inicialmente hasta 20%, luego 0.1 a 5% en volumen
	Corte de agua (%)	0% - 52%, en promedio de 5%-8% a pesar de estar produciendo durante mucho tiempo y de estar cerca de un acuífero lateral en un flanco.
	BOPD antes de CHOPS	360 b/d para 71 pozos inicialmente
	BOPD después de CHOPS	6 a 70 b/d para cada pozo
Otros		El primer pozo inició la producción en Agosto de 1997. Se utiliza un sistema de recirculación del crudo del stocktank para mantener el aceite fluyendo por el anular y así evitar bloqueo del pozo.

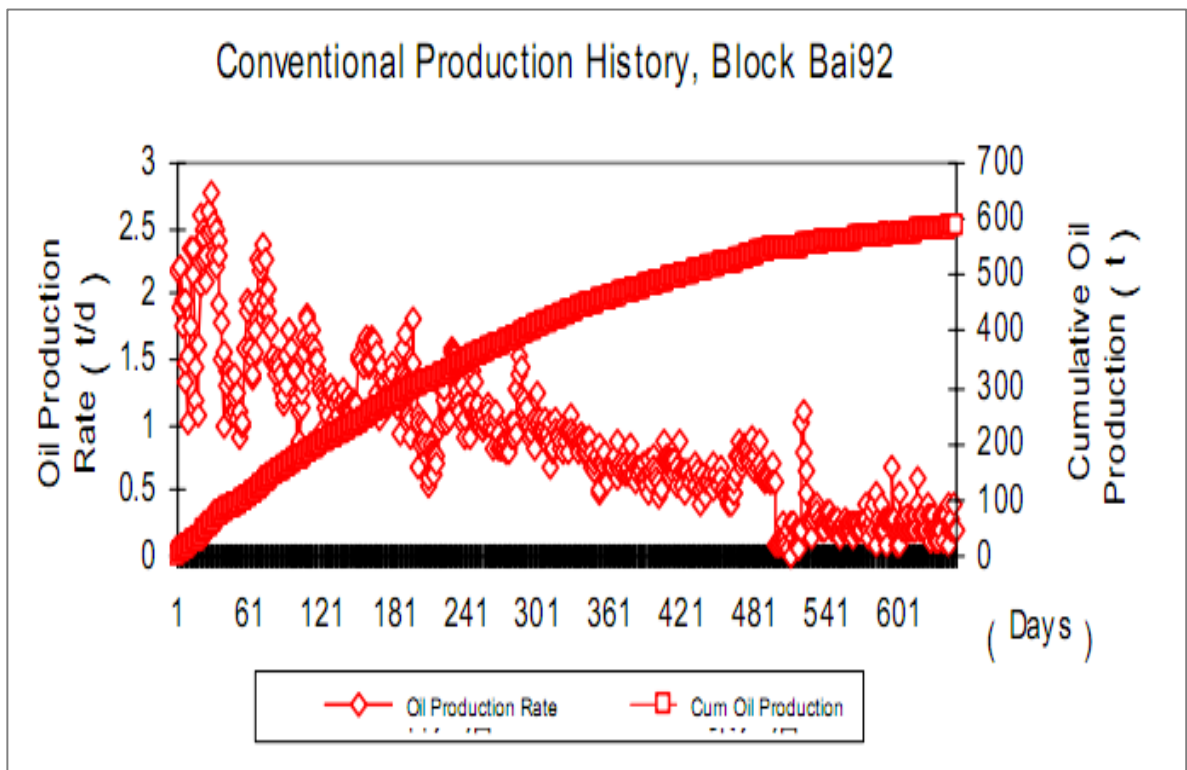
Fuente:(modificado, CHOPS in Jilin Province, Dusseault, M et al. 2002.)

**3.2.2.1. Historia de producción del campo:** En 1999 se confirmaron reservas de 150.000.000 bbl (OOIP) de crudo pesado en este campo, contenido en arenas de alta porosidad en el bloque 87 y el bloque 92, los dos mayores del campo. Inicialmente, en marzo de 2001, la tasa de producción de crudo era bastante baja (360 b/d de todos los

pozos), se intentó con la producción convencional y la estimulación cíclica con vapor (CSS), sin embargo no se obtuvieron buenos resultados.

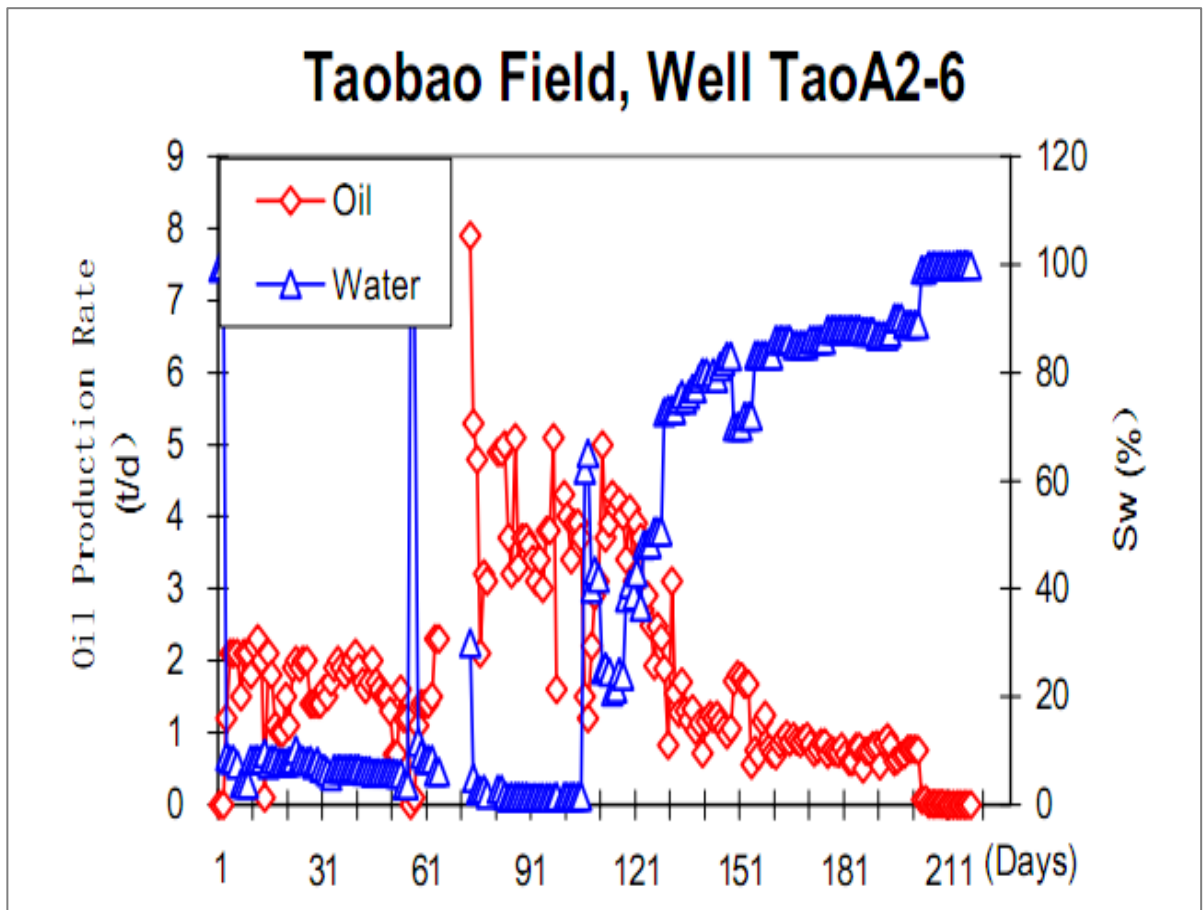
Para el año 2002 había 22 pozos CHOPS en los dos principales bloques, de los cuales 11 correspondían a pozos “nuevos” completados especialmente para CHOPS y 11 pozos “viejos” que produjeron con métodos convencionales antes del recompletamiento como CHOPS. Las tasas de aceite han variado ampliamente, con rangos entre 6 y 70 Bbl/d, donde los pozos viejos presentaron las tasas de producción más bajas. En las figuras 55, 56 57 y 58 se observa el comportamiento de la producción mediante las tecnologías que se han empleado en el campo.

**Figura 55. Características de la producción en pozos convencionales en el bloque Bai92 del campo Taobao**



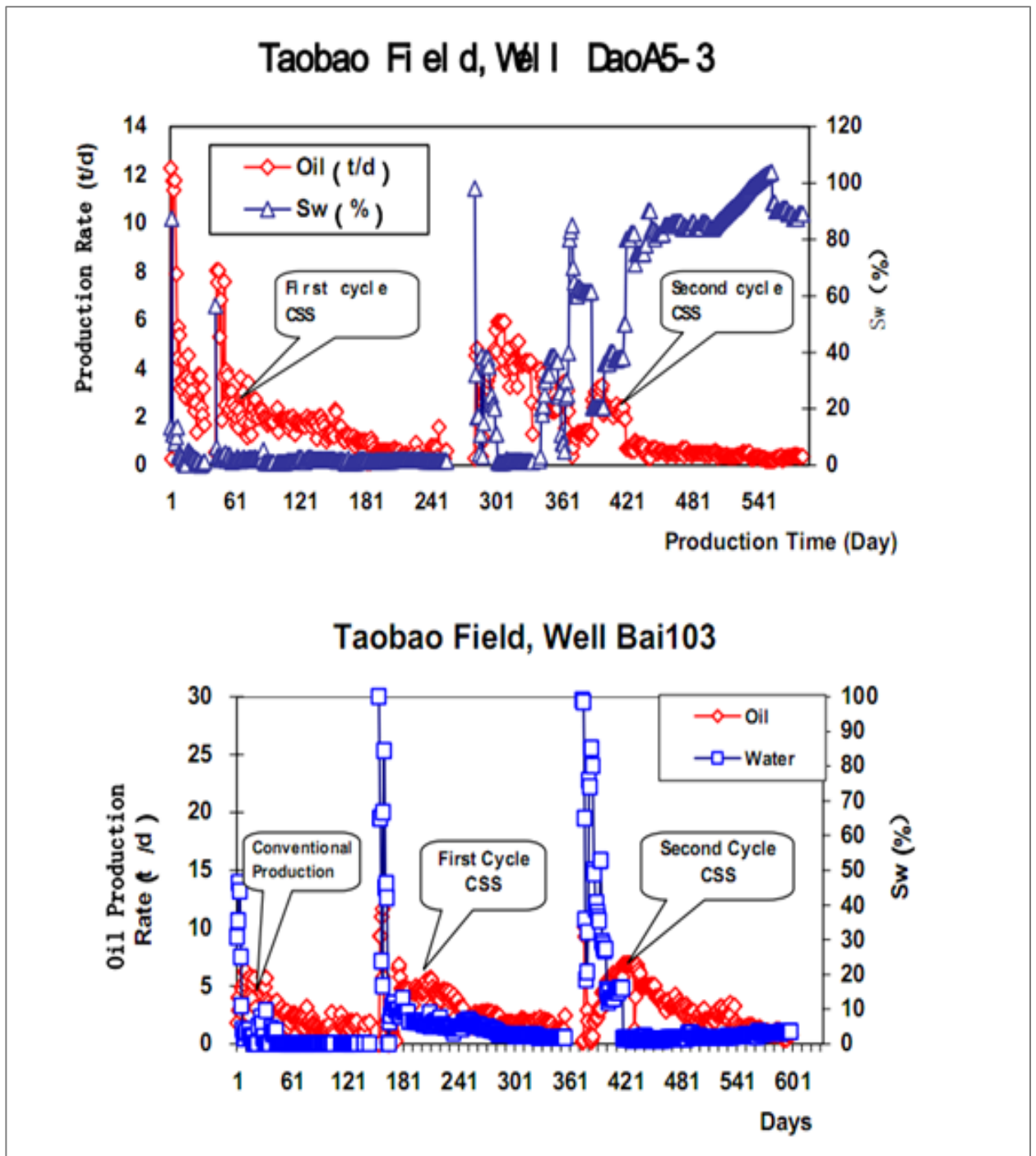
(Fuente: Presentación, Taobao Sand Production, M.B. Dusseault. 2003).

Figura 56. Comportamiento típico de la producción convencional en un pozo del campo Taobao



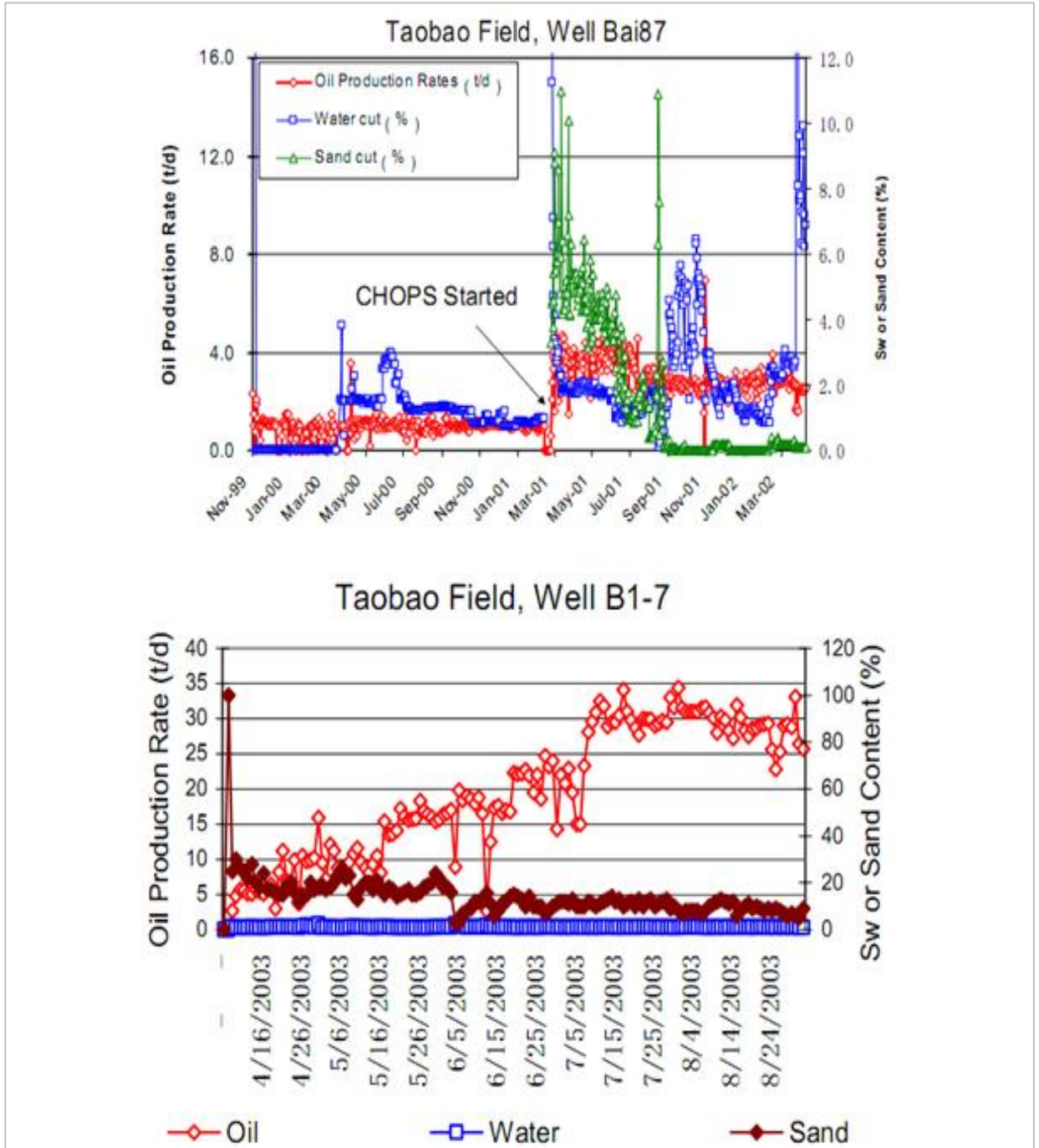
(Fuente: Presentación, Taobao Sand Production, M.B. Dusseault. 2003).

Figura 57. Comportamiento típico de la CSS en dos pozos del campo Taobao



(Fuente: Presentación, Taobao Sand Production, M.B. Dusseault. 2003).

Figura 58. Comportamiento típico en dos pozos con tecnología CHOPS en el campo Taoba

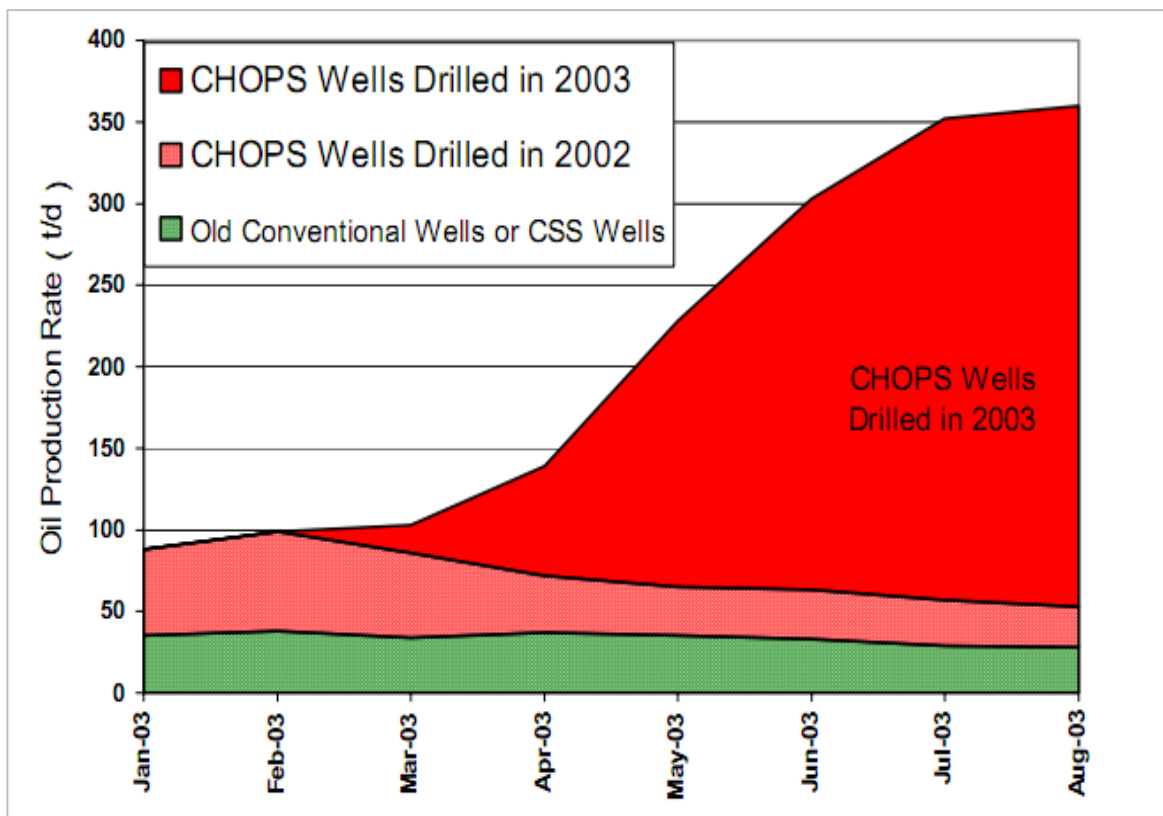


(Fuente: Presentación, Taobao Sand Production, M.B. Dusseault. 2003).

Los cortes iniciales de arena eran hasta del 20% al inicio, luego decrecían rápidamente a un valor entre 0.1% y 5%. Los pozos nuevos presentaron un mayor corte de arena; también se tuvieron bajos cortes de agua (> 5%) incluso después de un largo período de producción, y la presencia de un flanco de agua con cercanía de un kilómetro.

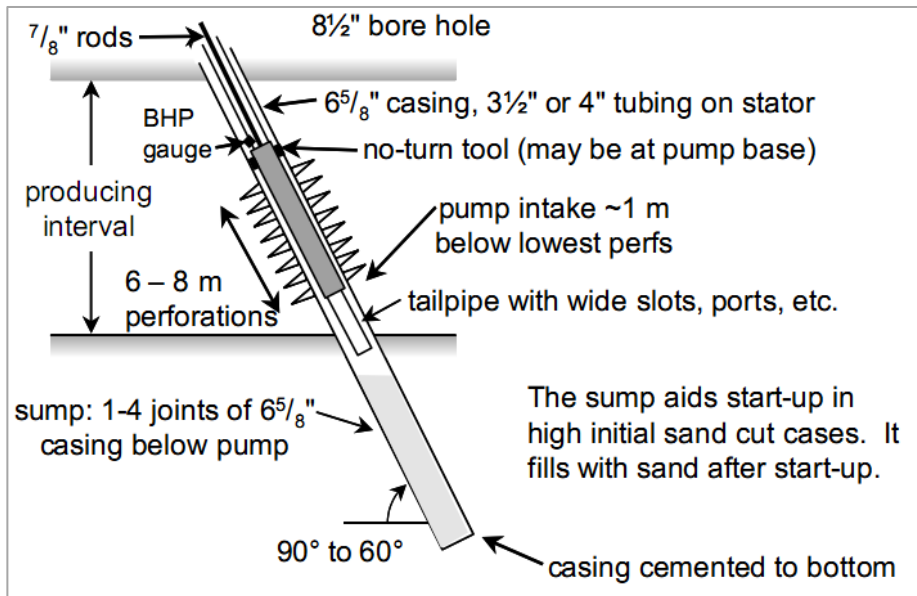
La aplicación de CHOPS se expandió a todo el campo en el año 2003, teniendo resultados exitosos, en donde esta tecnología aportaba del 80% de la producción de aceite en el campo, en la actualidad la producción de agua es un problema serio. Ver figura 59

**Figura 59. Constitución de la producción de aceite en el campo Taobao**



En el campo Taobao se emplea el mismo diseño de completamiento realizado y bombas PCP fabricadas en Canadá, en la figura 21 se muestra este diseño.

**Figura 60. Estrategia de completamiento aplicada en el campo Taobao**



Las principales características de producción del campo Taobao en CHOPS son bastante similares a las de los campos CHOPS canadienses:

- La producción es una lechada uniforme de aceite, arena y agua sin separación de fases o heterogeneidad visible en las tuberías.
- Los cortes iniciales de pueden ser del 10 al 25 %, mientras que los cortes posteriores estabilizados varían de 0.1 a 10%.
- El flujo de arena decrece rápidamente de los cortes iniciales, en varios días o semanas.
- La estrategia de perforación consistió en grandes aperturas (1") y alta densidad de cañoneos (9 tpp).
- Alta fluctuaciones de la producción de arena y la producción de aceite con respecto al valor promedio.
- Un workover exitoso puede re-establecer parcialmente la producción de aceite y arena, pero generalmente no a niveles tan altos como el ciclo inicial.
- A mayores tasas de producción, mayor es el corte de arena.

- No se desarrollan grandes zonas de gas libre en el yacimiento.
- Los cortes de agua se mantienen en niveles relativamente bajos (menores al 5%).

Diferencias sustanciales como bajos esfuerzos, bajos contenidos de gas (como función de la presión y por lo tanto de la profundidad) y delgadas formaciones productoras resultan en bajas tasas de producción comparadas con las tasas de producción iniciales en Canadá (70 – 80 bbl/d, y en algunos casos 400 bbl/d).

**3.2.2.2 campo Patos-Marinza – Albania.** <sup>28</sup>El campo Patos-Marinza está ubicado en el sur de Albania y es uno de los mayores campos onshore de Europa con un OOIP superior a los 1.800 millones de barriles. Los yacimientos de este gran campo presentan considerables fallas y zonas y comprenden tres formaciones productoras principales, la formación Driza, Marinza y Gorani .

El campo ha producido bajo recobro primario por más de 70 años, con un factor de recobro total de alrededor del 6% y factores de recobro individuales (por pozo) menores al 10%.

A partir de 1999 hasta mediados del 2004, bajo un nuevo operador se implementó una campaña agresiva de intervenciones y aplicación de la tecnología CHOP, se perforaron más de 2400 pozos con un espaciamiento promedio de 2.5 acres (3.6 hectáreas) y se realizaron más de 3000 completamientos. El proceso CHOP fue puesto a prueba obteniéndose diferentes resultados.

La compañía “Anglo-Albanian Petroleum Ltd”. (AAP) fue formada en 1994 como un consorcio de compañías dirigida por Premier Oil fuera de Reino Unido, y firmó un acuerdo con la empresa estatal de petróleo de Albania “Albpetrol”. Las

---

<sup>28</sup> B.C. Weatherill and A.C. Seto. Cold Heavy-Oil Production at Patos Marinza, Albania APA Petroleum engineering in. SPE/PS-CIM/CHOA 97992, Albania 2005.

empresas operaron juntas hasta marzo de 2004. Durante este período la AAP aplicó CHOPS a 12 pozos de prueba completados en la formación Driza durante 6 meses.

De estos pozos, 10 mostraron un incremento de la producción como resultado de las intervenciones realizadas. De 2002 a inicios de 2004, se instaló bombeo de cavidades progresivas en 28 pozos y estos fueron producidos a altas tasas, incrementando la producción total del campo a 4440 Bbl/d hasta marzo de 2004.

A finales de julio de 2004 la compañía Saxon International Energy Ltd. Inició operaciones en el campo bajo un nuevo acuerdo con Albpetrol, a través del cual Saxon podría tomar el control del número de pozos que determinara para la ejecución de trabajos de workover incluyendo la aplicación de CHOPS. Para julio de 2005 Saxon estuvo a cargo de 76 pozos de los cuales 42 estaban activos, equipados con sistema de levantamiento PCP.

Las arenas productivas abarcadas por la producción en frío comprenden un intervalo bruto de 820 pies en un rango de profundidades de 2870 a más de 6560 pies. El ambiente de depositación es de tipo marino y fluvial y la formación consiste generalmente de arenas inconsolidadas a pobremente consolidadas de grano fino.

La arena principal del yacimiento presenta una estructura homoclinal con una pendiente de 8° - 13° hacia el noroeste a partir de un afloramiento en el sur, en donde se tienen arenas bituminosas disponibles para explotación por minería. El contacto agua-aceite se encuentra en el norte (alrededor de los 5900 ft de profundidad). La densidad del aceite varía con la profundidad o zona con un promedio de 9,93 g/cm<sup>3</sup> y viscosidades de aceite muerto entre 1.000 y 100.000 cP, no obstante, con una relación de gas en solución  $r_s$  entre 140 a 169 SCF/STB presenta una viscosidad de crudo vivo entre 30 y 3.000 cP.

Las propiedades de las rocas de Patos-Marinza son típicas de las arenas pobremente consolidadas o inconsolidadas de ambientes fluviales y marinos que se encuentran en los yacimientos de crudo pesado en Canadá y en otros lugares. Los parámetros claves del yacimiento y fluido para la aplicación de CHOPS se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13. Parámetros del yacimiento en el Campo Patos-Marinza**

INFORMACIÓN DEL CAMPO PATOS MARINZA		
Yacimiento	Porosidad	15 - 40 % (efectiva 25 a 30%)
	Permeabilidad	1 - 2000 mD (30 - 1500 mD eff aceite)
	Espesor bruto	820 pies
	Profundidad media	197 - 5900 ft
	Granulometría	La mayoría son arenas finas
	Saturación aceite	74%
	Temperatura	Gradiente geotérmico (1.65 °C /100 m)
	Presión del yacimiento	en 1990: 9230 kPa @ 1480 m de prof.
	Otros	Gradiente de presión inicial: 10.84 kPa/m; factor de recobro de aproximadamente 6% .
Fluido	API	11° API
	Viscosidad Cp	1000 a 100.000 cP del aceite muerto, promedio 10.000; para el aceite vivo: 494 cP en driza norte, 691 cP driza sur.
	Densidad	0.86 - 1.05 g/cm <sup>3</sup>
	Bt (factor volumétrico total)	1.05 res Bbl/stb

Fuente:(Tomado de Weatherill, B.D. et Al. Cold Heavy-Oil Production at Patos-Marinza, Albania;Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992; Calgary - Alberta; 2005).

Se reportó que la presión del yacimiento en Driza presenta un comportamiento levemente sobre-presurizado con respecto a la salinidad del agua de la formación a 0,48 psi/ft, lo cual da soporte a la teoría a la hipótesis de la presencia de mecanismo de producción por compactación. Las presiones del yacimiento

medida en los noventa mediante los niveles de fluido mostraron un amplio rango de presiones entre 230 y 2300 psi con una presión estática media de 1340 psi.

**3.2.2.3.Pruebas de laboratorio de chops para patos marinza:** En el año 2001 fueron publicados los resultados de los análisis de laboratorio PVT y depleción primaria, conducidas en muestras de corazón y fluidos del campo Patos-Marinza. Se empleó crudo desgasificado de la formación Driza, y se recombinó con metano puro a la temperatura de yacimiento de 43 °C para conformar un crudo “vivo” con un GOR de aproximadamente 31 RB/Bbl para uso en el laboratorio.

En la interpretación de los resultados, se configuró una simulación con un modelo numérico con el fin de representar el sistema de agujeros de gusano en la matriz del yacimiento. El hallazgo reportado fue que el comportamiento de aceite espumoso no solo varía con el tipo de aceite, viscosidad, temperatura y tipo de gas, este también está fuertemente relacionado con la tasa de depleción. Los resultados indicaron que los recobros últimos se encuentran en un rango entre el 14 y el 20% OOIP. En la región del aceite espumoso, el factor de recobro puede exceder el 30%. Con depleción convencional, el factor de recobro está entre 6% y 8%, como se podría esperar para este tipo de sistemas.

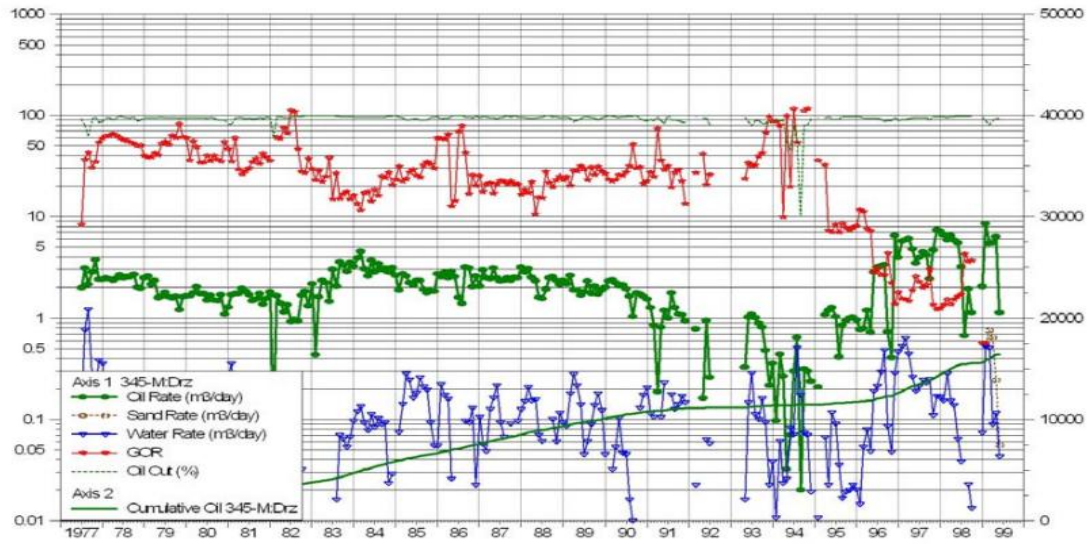
En 1999, un programa para evaluar CHOPS en el campo Patos-Marinza, en la formación Driza fue iniciado por el operador AAP. La instalación de bombas PCP en 12 pozos en la parte norte del campo condujo a buenos resultados en 10 pozos, los cuales exhibieron buenos resultados en el corto período de prueba de 6 meses. El comportamiento de la producción indicó que el comportamiento de aceite espumoso se había iniciado en los pozos como resultado de un incremento del drawdown.

Se registraron incrementos significativos en 5 pozos, de 63 bpd a 126 bpd; adicionalmente se reportaron mayores cortes de arena entre 5% y 20%, así como

altos cortes de espuma. En la figuras 3.22 a la 3.26 se muestran el desempeño de la producción de estos pozos de prueba y también incluyen la producción previa a la instalación de las PCP y las producciones por actividades posteriores por parte de la AAP en 2002 y 2003, y Saxon entre 2004 y 2005. El nivel del incremento de producción posterior a la instalación de PCP's pudo ser función de un número de factores, siendo uno de los principales el número de zonas abiertas al flujo. Los pozos 345-M y 1317-M estaban abiertos en las arenas D1 hasta la D5, mientras que el pozo 1524-M estaba abierto en todas las zonas de Driza excepto la D1; el pozo 989-M estaba abierto en los intervalos D2 y D2o, y el pozo 3013-M estaba abierto en el D1, D2 y D2o.

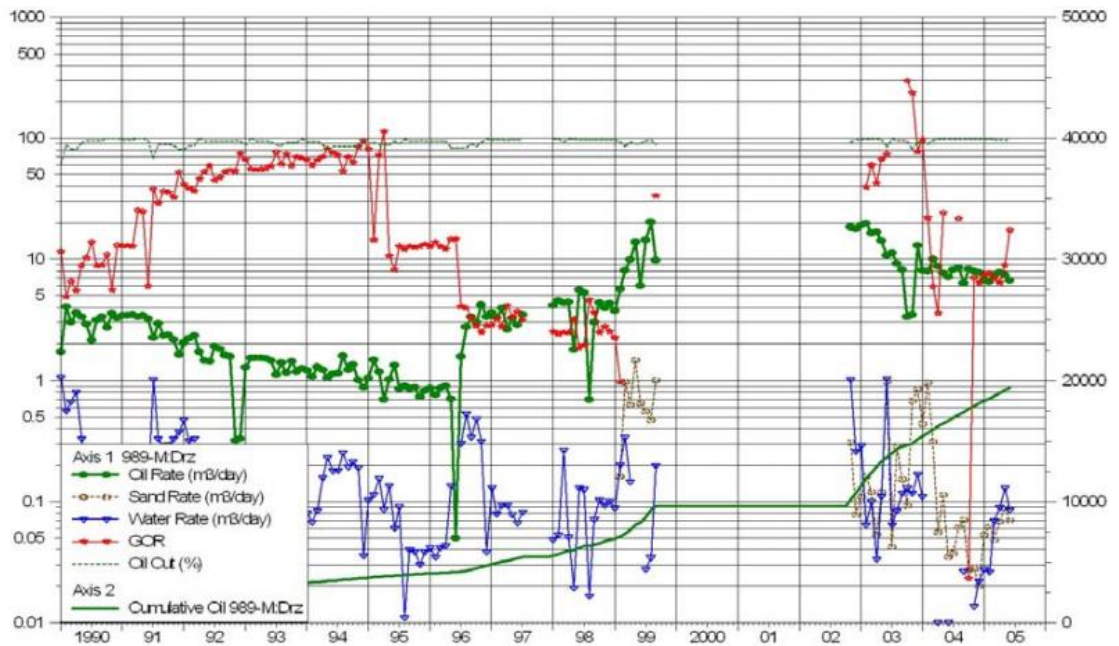
Las tasas logradas inmediatamente después de correr las nuevas bombas inicialmente parecieron estar inversamente correlacionadas con la producción acumulada en vez del número de intervalos abiertos. Sin embargo, el incremento del drawdown y la producción de arena subsecuente mediante CHOPS tuvieron el efecto de mejorar el nivel de fluido y la productividad total del pozo en la medida que las operaciones continuaron. Los datos de producción para estos pozos indicaron que, exceptuando el pozo 345-M, el cual presentó un colapso en el casing al final del periodo de prueba, los pozos se desempeñaron mejor de lo esperado.

**Figura 61. Producción CHOPS del pozo 345-M, durante la prueba preliminar**



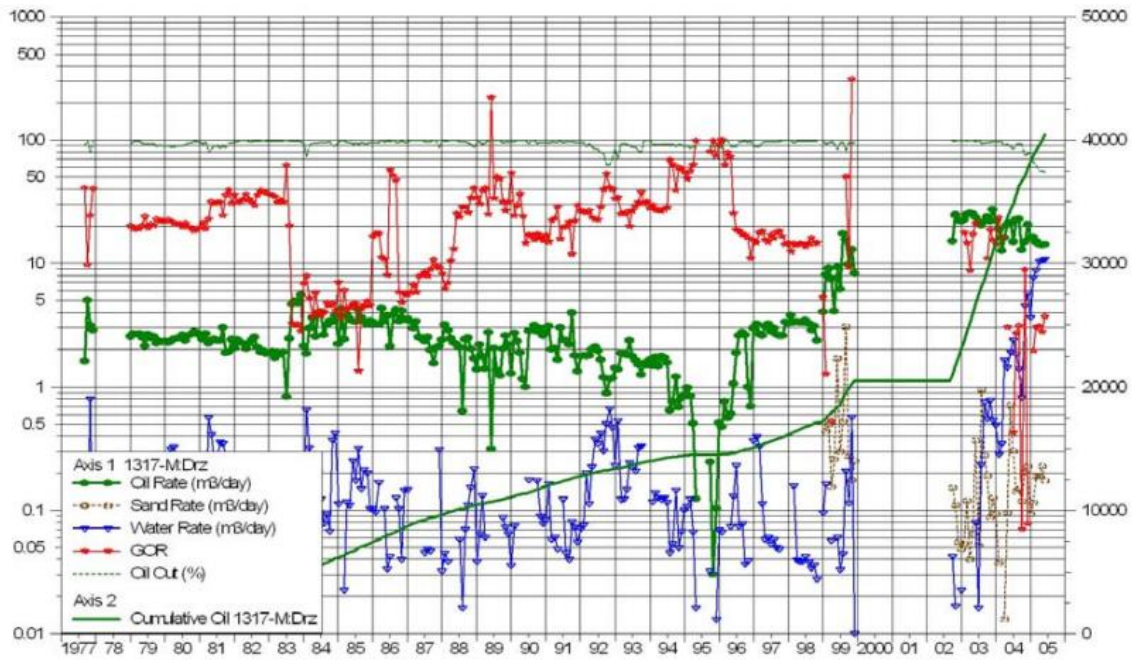
Fuente:(tomado de: Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

**Figura 62. Producción CHOPS del pozo 989-M, durante la prueba preliminar**



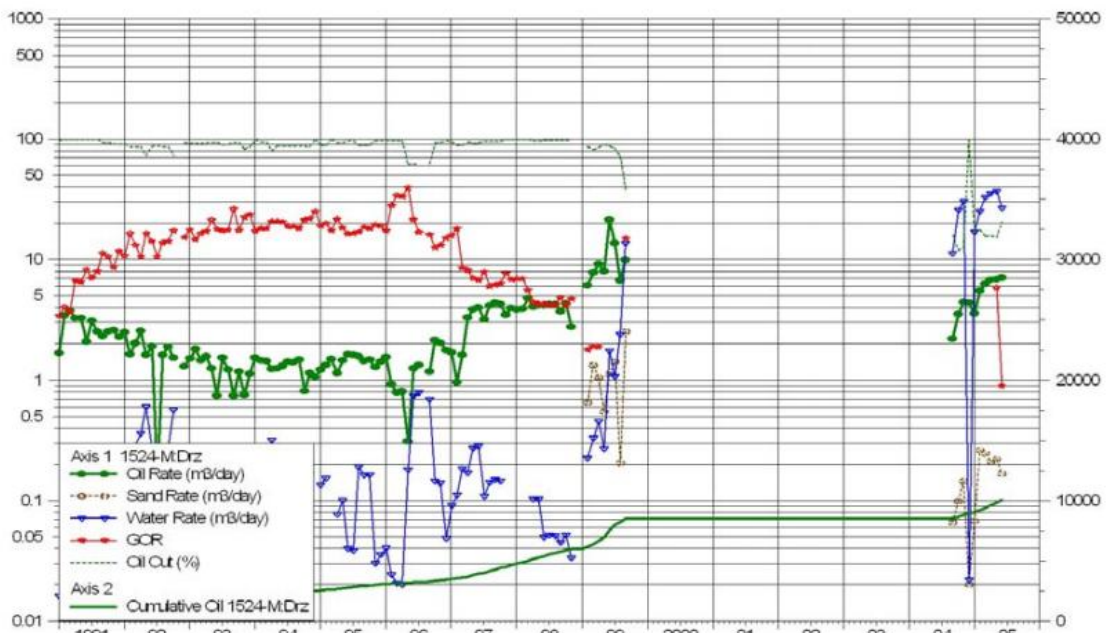
Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

**Figura 63. Producción CHOPS del pozo 1317--M, durante la prueba preliminar**



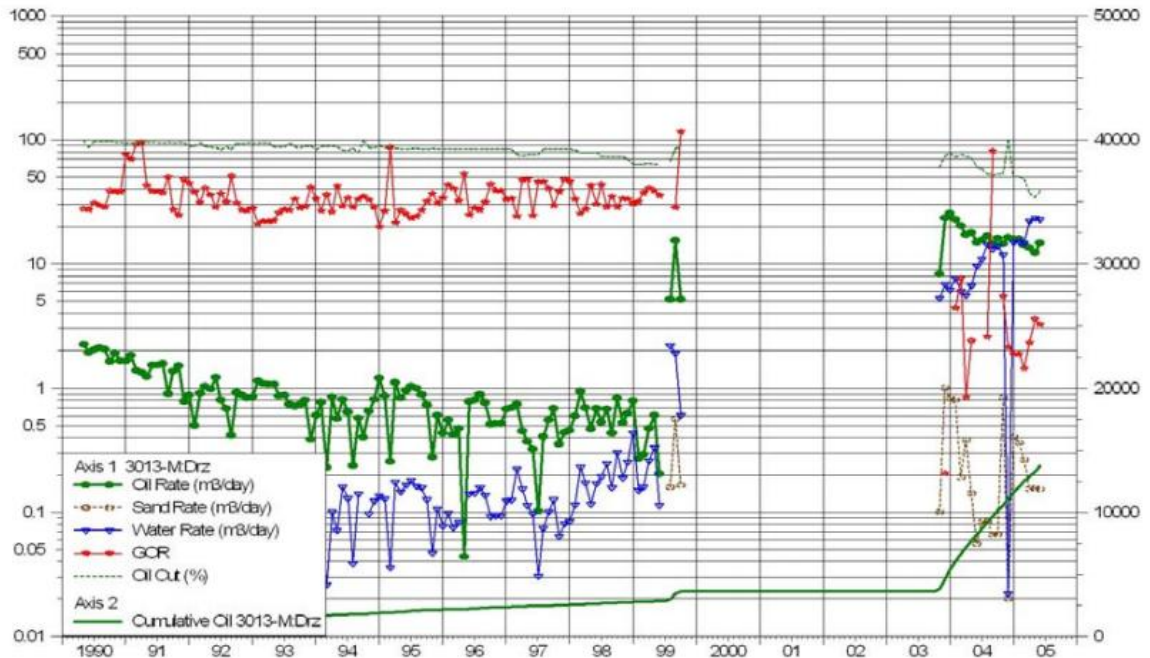
Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

**Figura 64. Producción CHOPS del pozo 1524-M, durante la prueba preliminar**



Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

**Figura 65. Producción CHOPS del pozo 3013-M, durante la prueba preliminar**



Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

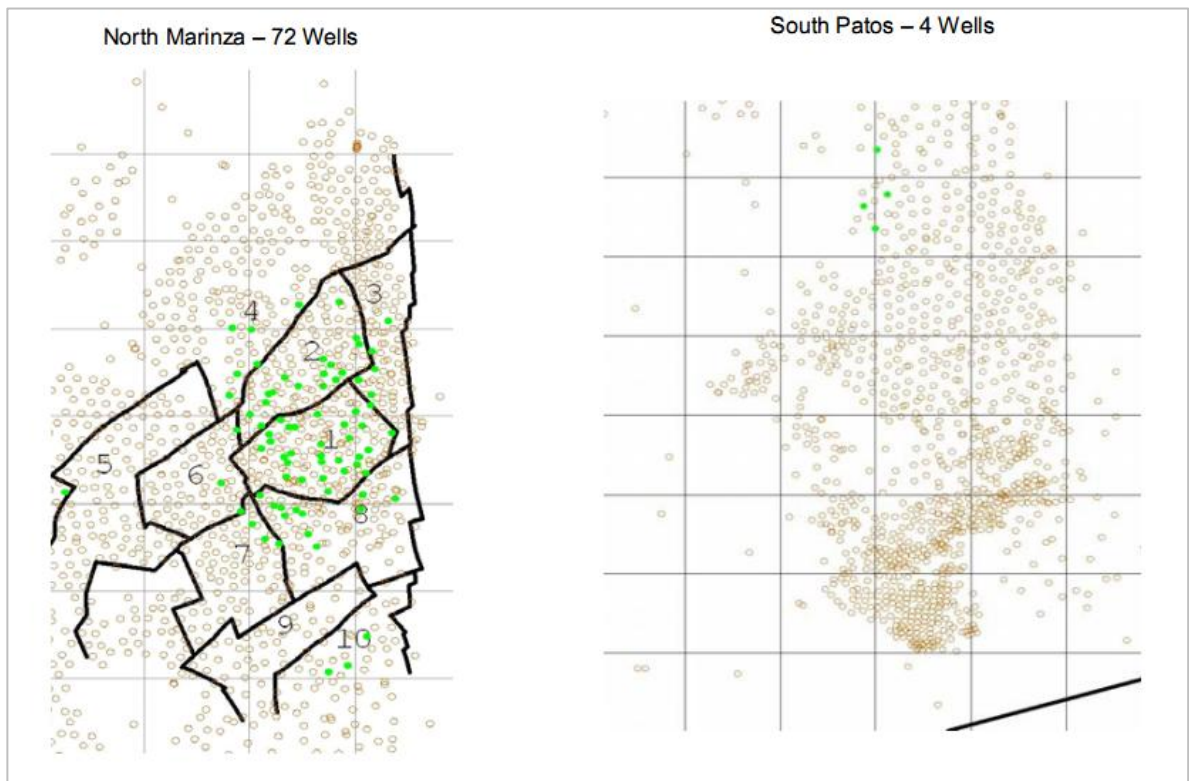
Subsecuentemente a los 6 meses de la prueba preliminar del esquema CHOPS en 1999, los pozos fueron suspendidos quedando pendiente la revisión de los resultados y la preparación del plan de desarrollo y del estudio de ingeniería del restante de 1999 hasta septiembre de 2002. Antes de la vinculación de Saxon como nuevo operador en Julio de 2004, varias actividades de perforación y reactivación fueron realizadas por la AAP en la región norte del campo a finales de 2002 y en el 2003. Como resultado de este programa a finales de la operación de la AAP en marzo de 2004, había 28 pozos equipados para producción con PCP.

**3.2.2.4. Historia:** En julio de 2004 las operaciones del campo fueron reestructuradas bajo la compañía Saxon International Energy y se dio inicio al nuevo desarrollo del campo con 29 pozos inicialmente, los cuales incluyeron un pad de 20 pozos perforados, 7 productores equipados con PCP y completados en la formación Driza, 1 productor completado en la formación Marínza 2 y 1 pozo para

disposición de agua. Al momento del inicio de la nueva administración estaban produciendo 16 pozos un total de 597 BOPD.

Al final de junio de 2005, Saxon tomó control de la operación de 76 pozos en total. De estos, 42 eran activos, equipados con PCP y en producción hasta finales de junio. Los restantes 34 eran pozos que habían pasado recientemente a la operación de Saxon y estaban esperando remediación y workovers antes de la producción con el nuevo sistema de bombeo, pozos con problemas de integridad y pozos empleados para otras operaciones, tales como disposición de agua y almacenamiento de equipos de superficie. Los pozos que fueron tomados para producción CHOPS están ampliamente esparcidos en la zona norte del campo (Marinza), con 4 en la zona sur (Patos). Ver Figura 66.

**Figura 66. Distribución de los pozos CHOPS en el campo Patos – Marinza**



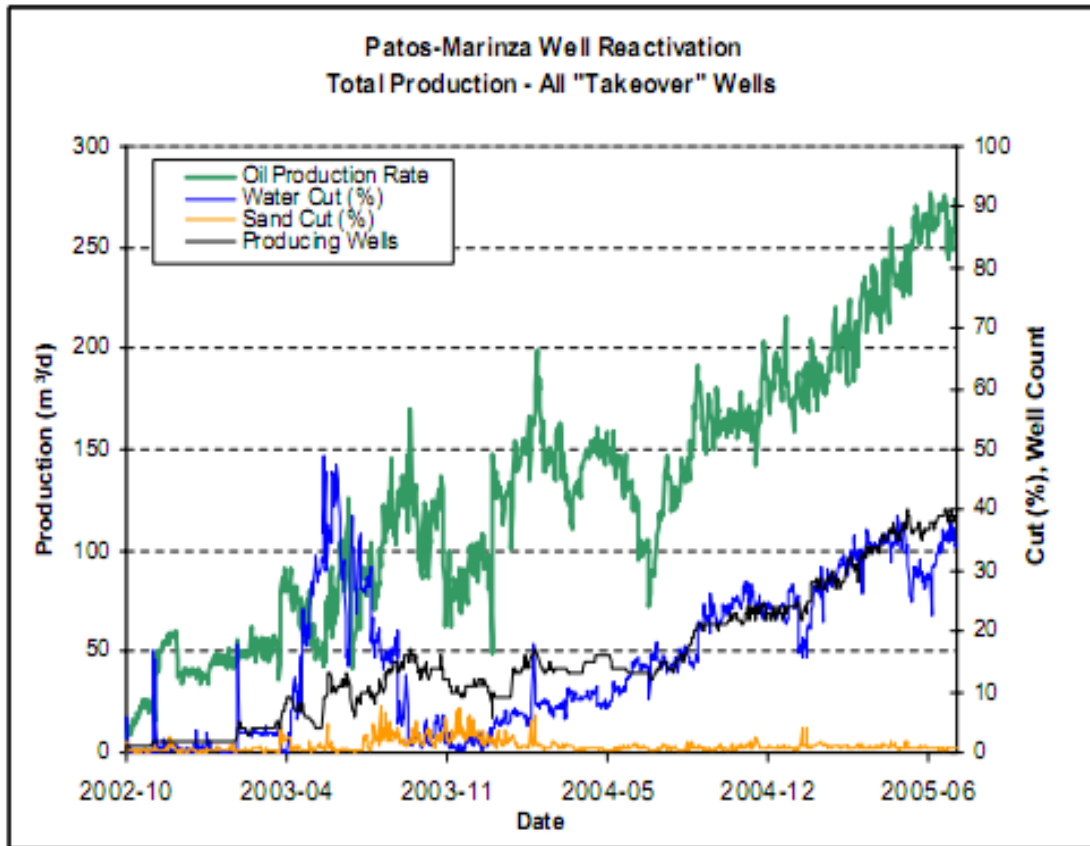
Fuente: (Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

Antes de equipar los pozos con PCP para mejorar la productividad, todos los pozos bajo evaluación estaban cerrados o produciendo a muy bajos caudales. La tasa de producción promedio durante el último mes de producción era aproximadamente 6 bpd para cada uno de los 47 pozos que habían pasado a ser operados por Saxon entre 2004 y 2005, excluyendo los 29 que habían sido puestos en producción inicialmente por esta compañía.

La producción total de los pozos operados por Saxon se muestra en la figura 3.28, como resumen de la producción de aceite, pozos activos, corte de agua y corte de arena. Esta gráfica muestra que:

- La producción se ha incrementado desde el inicio del programa CHOPS en 2002, y en Julio de 2005 alcanzó una producción aproximada de 1730 bpd a medida que se incrementaba el número de pozos.
- La producción incremental fue cercana a los 1500 bpd como resultado del nuevo sistema de levantamiento que permite un mayor drawdown, producción de arena y el desarrollo de CHOPS, esto representa un incremento de 10 veces la producción total.
- Desde la iniciación del programa de desarrollo de Saxon a mediados de 2004, el incremento en la tasa de producción fue de 1130 BPD.

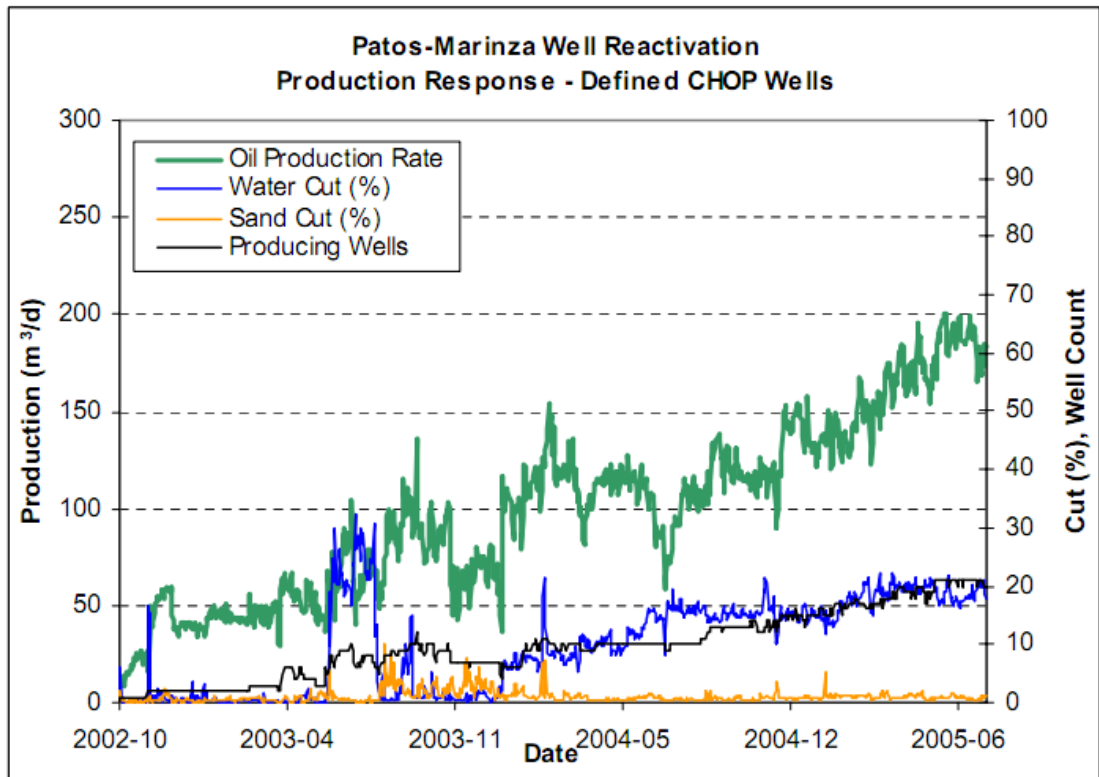
**Figura 67. Respuesta de la producción durante el proyecto de CHOPS en el Campo Patos –Marinza, respuesta de todos los pozos tomados por Saxon**



Fuente; (Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

Enfocando los pozos que muestran un comportamiento CHOPS, hay 21 que muestran un desempeño de la producción como resultado del comportamiento aceite espumoso. Estos pozos produjeron a una tasa promedio de BPD, representando un incremento de 10 veces la producción inicial antes de la instalación de las PCP (Figura 68).

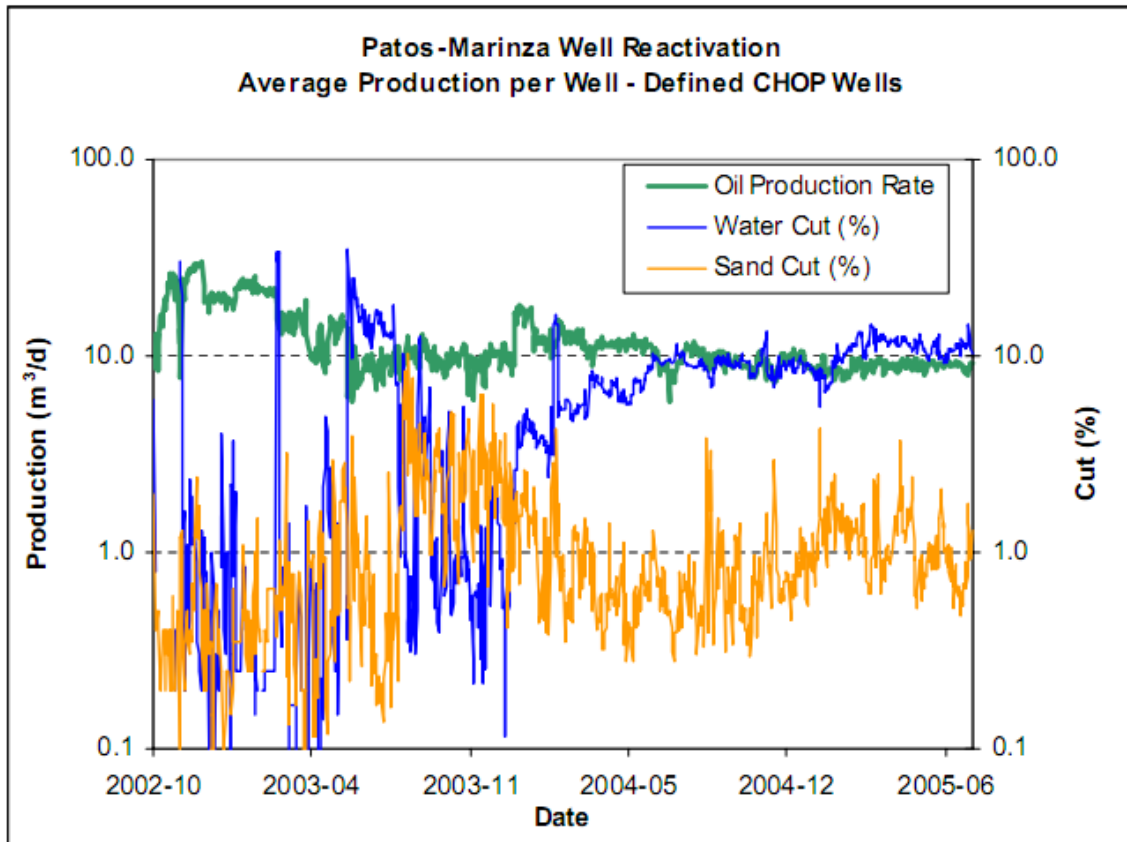
**Figura 68. Respuesta de CHOPS por pozos con esta tecnología en el Campo Patos –Marinza**



Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

La Figura 3.30 muestra el comportamiento promedio de los pozos CHOPS, dividiendo la producción total en un día dado entre el número de pozos produciendo en ese mismo día. Se demuestra una producción estable después de la instalación de las PCP, los pozos han ido adquiriendo una tasa de producción de 63 BPD desde mediados de 2004, con un corte de agua estabilizado de 10% y corte de arena del 1%.

**Figura 69. Respuesta de CHOPS promedio de los pozos con la tecnología**



CHOPS en el Campo Patos –Marinza

Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

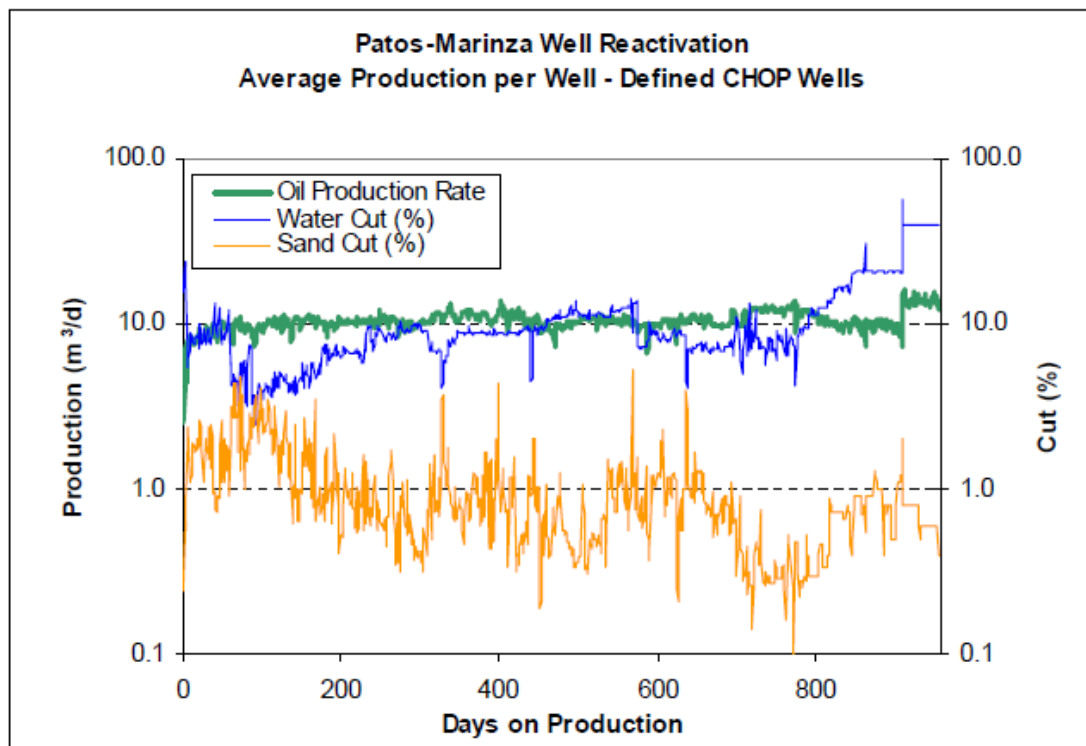
En la Figura 3.31 se presenta un gráfico más claro del desempeño de un pozo CHOPS típico en el campo Patos-Marinza. Las observaciones correspondientes a estas curvas normalizadas son:

Los pozos CHOPS exitosos han mostrado un ascenso estable en las tasas de producción desde el inicio de CHOPS en el 2002. La tasa de producción incremental ha mostrado ser constante y cercana a los 63 bpd (10 m<sup>3</sup>/d) y ha sido muy estable por casi 3 años.

Los cortes de arena promedio durante las etapas tempranas de CHOPS están en el rango de 5% a 10%, pero decrecen con el tiempo a un 1% estable después de alrededor de 200 días. Hay casos en los que las descargas de arena ocurren de forma periódica, y se tienen picos del 30% en superficie. Esto se puede deber a la naturaleza estratificada del yacimiento y nuevas contribuciones de intervalos en la medida que continúa la depleción.

El corte de agua promedio decayó inicialmente, luego subió y se estabilizó en un 10% después de 250 días en producción. Algunos pozos exhibieron mayores cortes de agua, sin embargo muestran aportes de arena y desarrollo de CHOP.

**Figura 70. Respuesta de CHOPS con promedio Normalizado en el Campo Patos –Marinza**



Fuente:(Paper SPE/PS-CIM/CHOA97992).

Aunque la aplicación y resultados generales del esquema CHOPS son exitosos, no está exento de problemas operacionales. Durante el año 2004, el tiempo de funcionamiento (Uptime) de la operación descendió de un pico del 90% en septiembre a octubre de 2004, hasta cerca de un 65% en julio de 2005. Algunos factores contribuyentes fueron:

- Viscosidad del crudo pesado y profundidad de los pozos (cercas a los límites de los equipos)
- Limitaciones de la bomba PC con producción no uniforme de crudo pesado en la presencia de gas y arena.
- Producción de arena fluctuante que genera problemas de arrastre y torque.
- Pozos desviados con alto ángulo que amplifican la limitación del torque del equipo y problemas de control de arena.
- Equipos para servicios de los pozos y disponibilidad de recursos.
- Desgaste de las tuberías y sartas de varillas.
- Flujo por detrás de los tubos y generación de agujeros en el casing los cuales agregan complejidad a la operación.
- Problemas por el aislamiento de zonas y desconocimiento de la proveniencia de la producción.
- Logística de los principales programas de workovers en una localización remota.

Se identifican problemas que son inherentes a la operación en campos maduros y deben ser aceptados y acomodados en un futuro plan de desarrollo. Un ejemplo de esto es que en la selección de los pozos a ser reactivados con CHOPS, se dará relevancia o preferencia a los pozos que aún producen, son relativamente recientes en la historia y no han registrado problemas de integridad.

El mecanismo CHOPS ha logrado buenos resultados en los primeros años de producción en el Campo de crudo pesado Patos-Marinza.

**3.2.3. Campo Karazhanbas – Kazajtan.**<sup>29</sup> El esquema CHOPS comenzó en el campo Karazhanbas a mediados del año 2000. Para mediados del 2003, los pozos en el periclinal del este, que es la nueva área de desarrollo, se producen en frío.

Esta área no ha sido explotada mediante otras técnicas como inyección de vapor o combustión in situ, que han sido empleadas en el área central. De modo que esta área no ha sido térmicamente alterada, no obstante puede ocurrir que: i. las presiones de los fluidos de formación son elevadas hacia el oeste y pueden influenciar las presiones de las zonas cercanas, ii. Las deformaciones inducidas por el proceso térmico pueden haber incrementado los esfuerzos horizontales. Ninguno de estos efectos puede afectar significativamente el desempeño de CHOPS.

La producción de aceite se incrementó a 30 - 60 toneladas/día (200 - 400 BPD) lo cual es bueno comparado con los pozos CHOPS de Canadá, donde el rango típico está entre 15 - 20 toneladas (100 - 130 BPD). Esto ocurre posiblemente porque las viscosidades del campo KBM están en el rango inferior para CHOPS, de este modo el aceite fluye más fácilmente hacia los pozos.

---

<sup>29</sup> <sup>30</sup>Collins P.,Duseault M. et al. Implementing CHOPS in the Karazhanbas Heavy Oil Field, Kazakhstan, Petroleum Geomechanics Inc., Calgary , Paper WHOC 2008-500 Alberta 2008.

**Tabla 14. Parámetros del yacimiento en el KBM**

INFORMACIÓN DEL CAMPO KBM		
Yacimiento	Porosidad	28 - 32
	Permeabilidad	0,5
	Espesor bruto	130
	Capa de gas inicial	No
	Granulometría	La mayoría son arenas finas
	Acuífero presente	No
	Presión del yacimiento	620
Producción	Sistema de levantamiento	PCP
	BOPD/pozo	380
	corte de arena	De 5 a 7%
	FR %	FR% de 8 a 15
Fluido	API	18 a 20
	Viscosidad Cp	300
	Densidad	-
	Bt (factor volumétrico total)	-

(Fuente: Paper WHOC 2008-500)

La incursión de agua no ha afectado de manera adversa la producción de aceite, lo cual es positivo en vista de que hay varias fuentes de agua en los bordes (de la nueva área de desarrollo), tanto de la inyección de vapor en el área central, como de la disposición de agua de este proceso que ha sido inyectada en las zonas inferiores del yacimiento. En algún momento se tendrá intrusión de agua, por lo cual se debe retrasar este proceso lo más posible.

Para el año 2008 los pozos CHOPS habían producido 1.726.000 bbl de aceite sin ninguna inyección de vapor, y a tasas comercialmente viables. Las tendencias de producción observadas en los pozos CHOPS del campo KBM fueron graficadas con respecto a los parámetros del yacimiento con el fin de examinar los que tenían mayor efecto en la producción de aceite.

## NET PAY

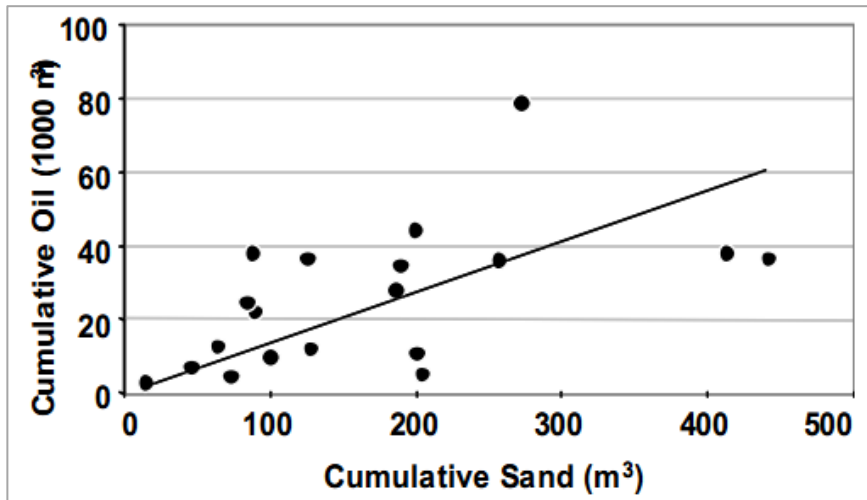
Se esperaba que el Net Pay se correlacionara con la tasa de aceite al estar los pozos en comunicación vertical con el yacimiento. Sin embargo, hubo una pobre correlación entre el aceite y el net pay, mostrando que aunque una zona de mayor grosor producirá a mayores tasas, aún hay una gran variabilidad que no ha sido cuantificada, en la cual influyen variables como la permeabilidad y el mejoramiento de la productividad debido al proceso de CHOPS.

La producción de arena acumulada presenta una clara correlación con la producción acumulada de aceite (Ver Figura 3.32). Esto es particularmente cierto cuando hay bajos niveles de aceite acumulado, lo cual puede reflejar el hecho de que hay una menor variación de la arena producida en la vida temprana de los pozos.

Posteriormente, cuando el proceso CHOPS está establecido y ha alcanzado madurez, este se llevará a cabo con menores tasas de arena, y estas pueden variar considerablemente a lo largo de los pozos.

Los pozos que han sido puestos en producción en forma continua y no han presentado producción de arena alteran esta relación, sin embargo estos pozos no han sido operados de forma óptima para CHOPS.

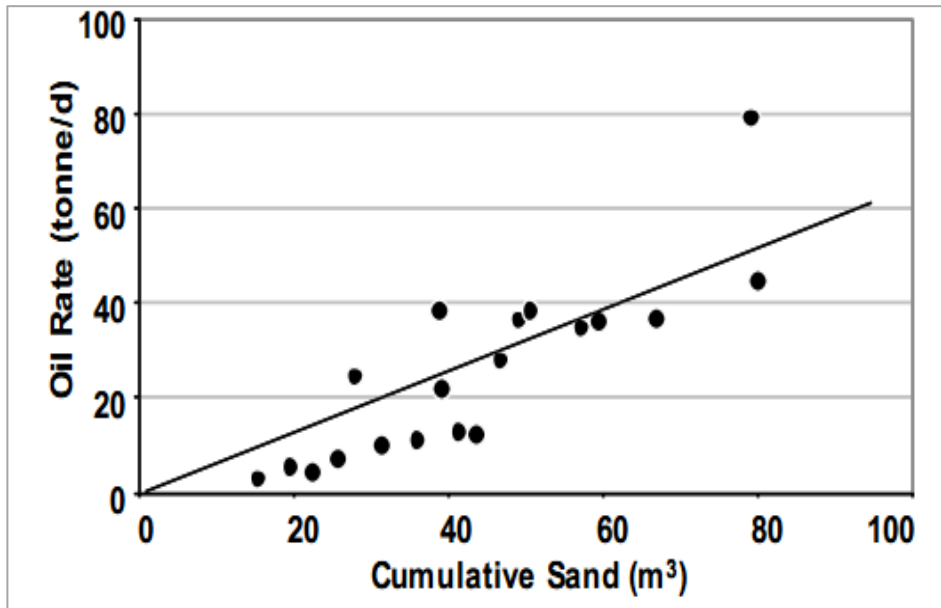
**Figura 71. Gráfico de aceite acumulado vs arena acumulada en el campo KBM**



(Fuente: Paper WHOOC 2008-500)

La Figura 3.33, muestra una relación más fuerte entre la tasa de producción de aceite y la producción de arena acumulada, así como se ha documentado en la literatura. Esta ha sido la mejor correlación que se ha encontrado, siendo esto un indicativo de que se está aplicando el método CHOPS exitosamente en el campo KBM; en esta relación no se toman en cuenta las variaciones geológicas o grosor de la zona de interés, por lo tanto la correlación entre estas variables debe ser mejor que la mostrada en esta gráfica.

**Figura 72. Gráfico de tasa de producción de aceite vs arena acumulada en el campo KBM**



(Fuente: Paper WHOC 2008-500)

### CORTE DE ARENA

Sin una producción continua de arena, el proceso CHOPS posiblemente se estancará, la producción de arena debe ser medida con el fin de determinar la necesidad de un trabajo de remediación en el pozo para reiniciar esta producción.

Los cortes de arena en el campo KBM fueron altamente variables inicialmente en un 5% a 7%. En los pozos que fueron producidos agresivamente desde el completamiento inicial el corte de arena excedió el 12%. Aun así, se adoptó un procedimiento operacional conservativo, limitando el drawdown para evitar el arenamiento de las PCP's y reducir el desgaste temprano.

Los cortes de arena se estabilizaron a un nivel de 0,5% de forma relativamente rápida.

## CORTE DE AGUA

Se pensó que el corte de agua podría tener un efecto negativo en la producción de aceite, interfiriendo con esta. Los datos mostraron que no existía una correlación fuerte entre la tasa de producción de aceite y la de agua. Se presentó una ligera tendencia positiva con una alta dispersión, lo cual permite decir que las tasas de aceite se mantenían a altos cortes de agua.

Esto se puede explicar dadas las viscosidades del aceite en el campo KBM son cercanas al límite inferior del rango establecido para CHOPS, esto significa que la relación de movilidad entre el aceite y el agua es más baja, lo cual implica cierta ventaja inclusive cuando ocurre la producción de agua.

Se planteó que la inyección de agua podría ser ventajosa para arenas menores a 23 pies.

## PRODUCCIÓN DE CRUDO ACUMULADA

Los pozos maduros han producido aproximadamente 40,000 m<sup>3</sup> (251.600 bbl) de aceite de la zona J1 con el proceso CHOPS. El mejor pozo productor, el pozo 4834 ha producido el doble de esta cantidad, este es adyacente al área central del campo.

Los pozos 4529 y 4670 que presentan una mayor profundidad, muestran una producción típica de aceite, pero la producción de agua es aún mayor. Es decir, el criterio de agua intersticial no aplica si la relación de movilidad es baja.

## ANALOGÍAS CANADIENSES

Para garantizar la aplicabilidad de CHOPS en el campo KBM, se evaluaron los datos disponibles de Canadá para el establecimiento de analogías que cubrieran el rango de las condiciones del yacimiento en KBM.

La recopilación de estas analogías proporciona:

- Pruebas convincentes de la validez de CHOPS.
- Generación de un set de criterios para el establecimiento exitosos de CHOPS en los campos.
- Predicciones de la producción en los pozos mediante extrapolación e interpolación con ajustes realizados con base en la experiencia.
- Estimaciones razonables para factores de recobro, tasas de arena, tasas de producción pico en los pozos, etc.
- Un banco de datos para comparaciones, sirviendo como una ayuda para la racional toma de decisiones.
- Un medio para aprobar o desaprobar hipótesis, o para identificar excepciones.

**3.2.4. Campo Colombiano.** <sup>30</sup>El campo Colombiano se encuentra en el Valle Superior del Magdalena, presenta un yacimiento complejo. El descubrimiento de este campo tuvo lugar en el año 2001 con el pozo LH-1.

Las propiedades del campo se presentan en la Tabla 15, al observar los parámetros mostrados en la tabla se puede ver que estos difieren significativamente de los parámetros de los campos canadienses en cuanto a los valores de permeabilidad mucho más reducidos, una mayor profundidad y temperatura y por tanto con una menor viscosidad del fluido en fondo. La granulometría, consistente en arena fina y homogénea hace posible el levantamiento de la arena mediante las bombas PCP.

---

<sup>30</sup> Martínez J. et al; Presentaciones Implementación CHOPS en el “Campo Colombiano”, Hocol 2009

**Tabla 15. Propiedades y parámetros del campo colombiano**

<b>PROPIEDADES Y PARÁMETROS EN EL CAMPO COLOMBIANO</b>	
Mecanismo de Producción	Gas en Solución (empuje parcial agua)
TD Profundidad Medida (máx.)	3900'
Presión Inicial (psi @ 250 ft SSL)	1380
Permeabilidad horizontal (md)	50 – 120
Viscosidad @ Cond. Yac. (cp)	65
Viscosidad @ Cond. Sup 100° F (cp)	850
Gravedad °API	16.5 - 17.5
Buzamientos	Entre 60 y 90°
Contacto agua-aceite (ft SSL)	1008
Temperatura del yacimiento (°F)	115
Presión de burbuja (psi)	751
Profundidad medida (ft)	2500 - 3900
Porosidad (%)	30
Sw (%)	15 - 30
Net Pay (ft)	75 - 220
Bo (RB/STB)	1.077
Formaciones productora	Formación Monserrate
Granulometría	Arena fina 75%, limos y arcilla 19% en peso Coeficiente de uniformidad = 2,25

(Fuente: Hocol - presentaciones del Campo colombiano)

### 3.2.4.1. Historia del campo

- 2001 - 2006: los pozos fueron completados en forma convencional
- 2003: se realizaron 2 trabajos de control de arena con pobres resultados, en el pozo LH-08 se aplicó Extensión Pac y en LH-03 un completamiento ScreenLess.
- A partir del 2007 los pozos han sido completados con slotted liner para producir todo el intervalo productor con CHOPS, siendo el diseño con un ancho de 2 veces el parámetro D10 y 2 pulgadas de longitud de la ranura (no hay mucha disponibilidad de longitudes en el mercado), la función que ejerce el slotted

liner no es la de controlar la arena sino la de dar soporte a la formación, permitiendo el paso de las partículas de arena.

#### **3.2.4.2. Modelo operacional**

- Sistema de producción bajo el modelo CHOPS
- Optimización del sistema de levantamiento artificial: en el 2001 se arrancó con bombeo electrosumergible sin buenos resultados, en el 2002 se optó al bombeo PCP el cual es el que se emplea en la actualidad.
- Optimización de la perforación y completamiento de pozos.
- Se emplean plataformas tipo cluster (4-6 pozos), con las facilidades satélites respectivas en cada cluster donde se realiza el tratamiento de los fluidos producidos y posteriormente se envía el fluido limpio a la LH-01 donde se realiza la última parte del tratamiento, los gases restantes se queman, este sistema se cambiará a partir del año 2011, en el cual se implementará el CPF (Central Production Facilities).
- Dentro del modelo operacional también es muy importante el manejo integral de la arena durante la producción, el tratamiento en superficie y la disposición final.
- La recirculación del crudo por el anular es necesaria para mantener la eficiencia volumétrica de la bomba y mantener velocidad de flujo por encima de la velocidad crítica para evitar el asentamiento de las partículas.
- Diseño especial en las líneas de flujo en el cual se emplean dos líneas (una más para cuando la otra se arene), y líneas de flushing.
- El transporte del aceite para la venta se realiza mediante carrotanques.
- Se manejan procedimientos específicos para cada una de las operaciones del campo.

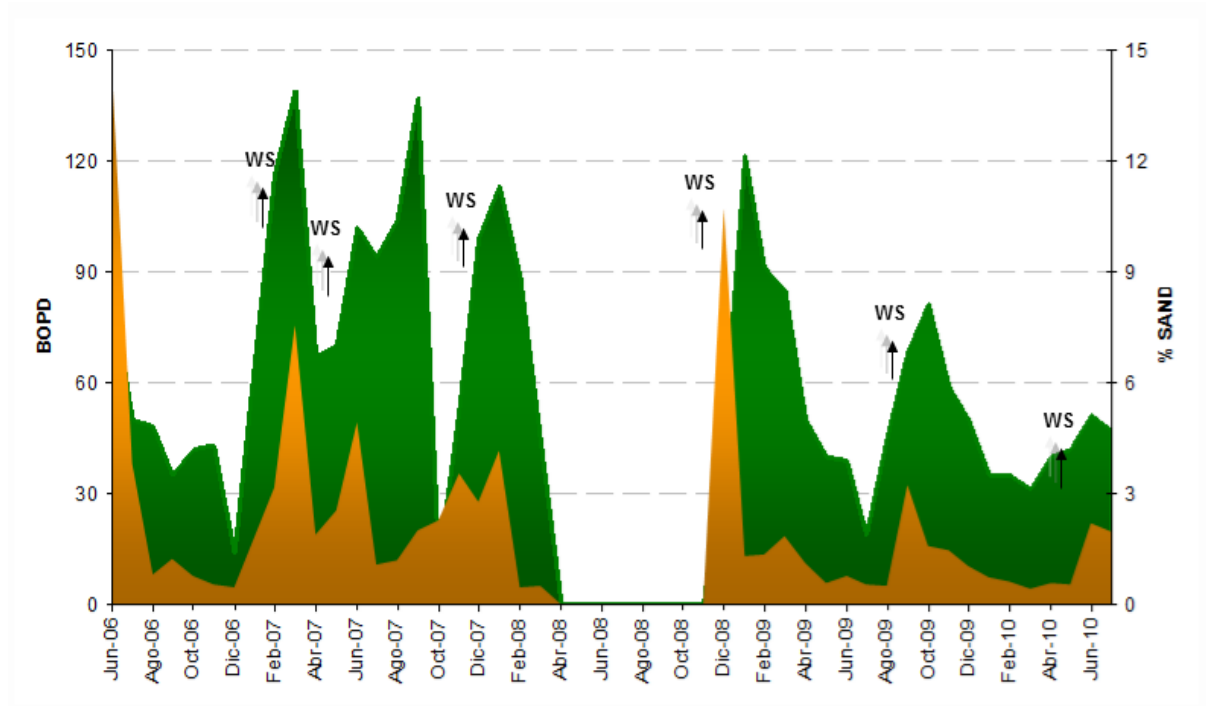
Las premisas que se tomaron en cuenta para el desarrollo del modelo operacional fueron:

- En varias partes del yacimiento no hay matriz.
- Fluye en conjunto la arena, el aceite, el agua y el gas, por lo tanto
- Es difícil la obtención de datos de permeabilidades relativas, no es recomendable utilizar la ley de Darcy para este tipo de yacimientos.
- Altos costos operacionales (mantenimientos en subsuelo - superficie)
- Dificultad para entregar el crudo en parámetros de venta.
- Costos adicionales por tratamiento de arena en superficie.

**3.2.4.3. Esquema CHOPS:** Se realizó la adaptación de los modelos de producción CHOPS Canadienses a este campo, en donde se observó el comportamiento de los ciclos de producción de aceite y arena al constatar los altos cortes iniciales de arena, los cuales llegan hasta un valor máximo y luego comienzan a estabilizarse.

En la Figura 73, se muestra el comportamiento de la producción del pozo LH-10, el cual arrancó junio del 2006 produciendo 50 BOPD, la curva con relleno amarillo indica el corte de arena. Se observan los ciclos de producción, los cuales van limitados por los workovers (ws - well services) y un período de inactividad debido a un daño en el pozo entre abril y octubre del 2008. Nótese el decrecimiento en los picos de producción de aceite a medida que ocurren los ciclos.

**Figura 73. Comportamiento del pozo LH – 10 con CHOPS**



(Fuente: J. Martínez – Presentación Modelo Operacional Campo colombiano, Taller Hocol-Ecopetrol – Octubre de 2010).

En las Figuras 74.a, 74.b y 74.c, se muestran varios de los problemas operacionales, los cuales son el arenamiento de las bombas PCP y la acción erosiva del gas en el interior y rozamiento en el exterior de las tuberías.

El rozamiento se genera por la desviación de los pozos, a futuro se piensa implementar un tipo de sistema Electro-PCP que evite el problema de las varillas.

**Figura 74. Problemas operacionales en el campo La Hocha**



a. Bomba PCP arenada



b. Blas Joint perforado por la acción del gas

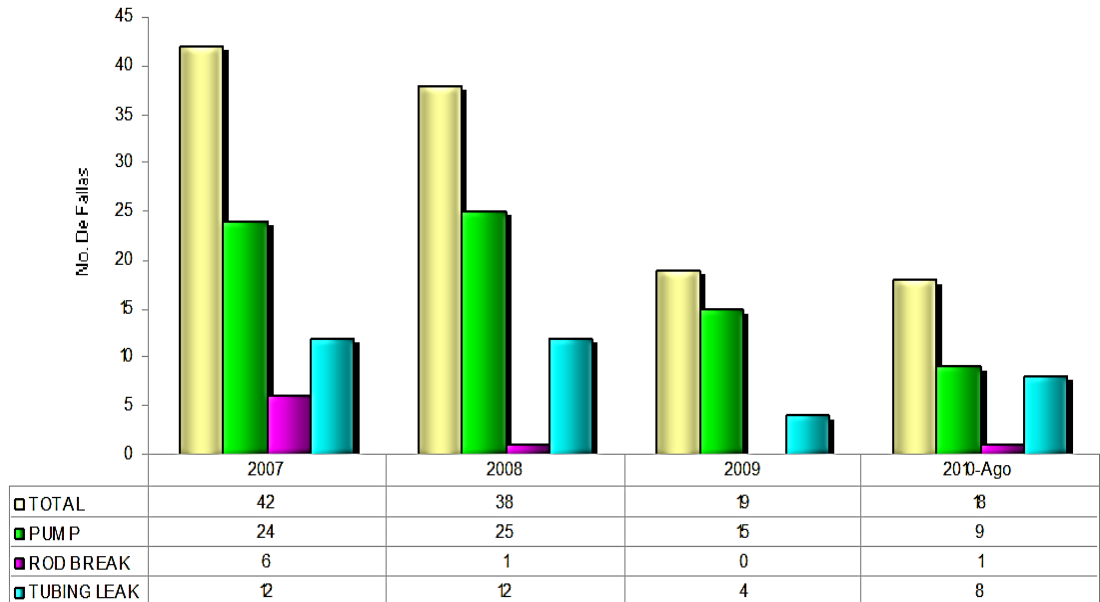


c. Tubería rota por acción del gas y el rozamiento

(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo colombiano, taller Ecopetrol-Hocol)

### 3.2.4.4. Intervenciones en el campo colombiano

Figura 75. Evolución de las intervenciones en el campo La Hocha



(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo colombiano, taller Ecopetrol-Hocol).

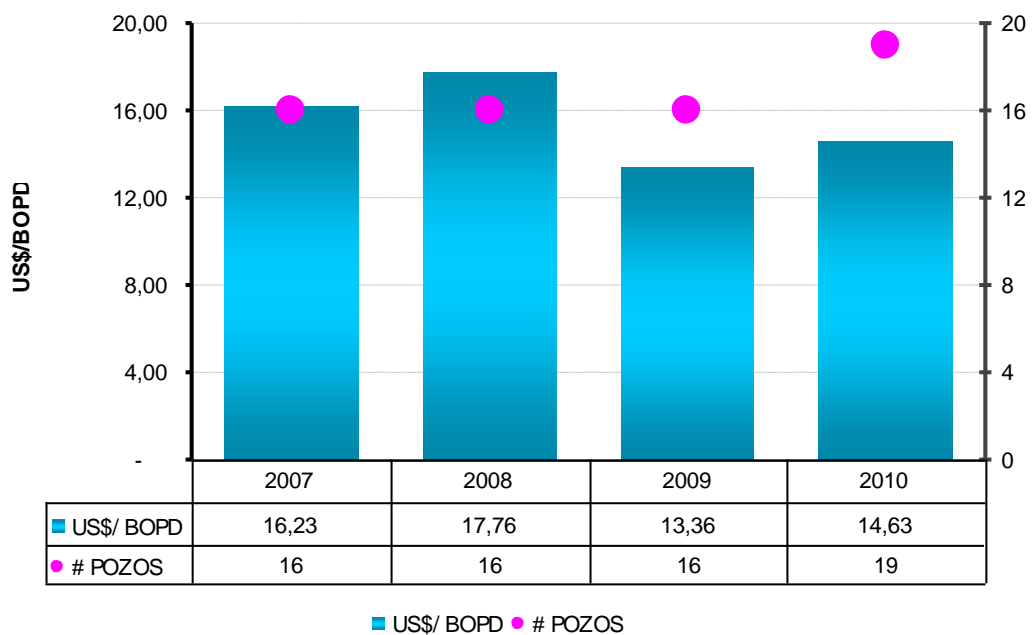
Se observa una disminución de los servicios de pozos a partir del año 2007, año en el cual se presenta una gran cantidad de intervenciones debido a que se había llevado a cabo la campaña de perforación. En el año 2008 y 2009 no se perforaron nuevos pozos y el número de servicios disminuyó en cada uno, durante el año 2010 nuevamente se incrementan los servicios por el inicio de una nueva campaña de perforación pozos.

Las fallas están focalizadas en tres elementos que son la bomba, la varilla y la tubería; fallas de la bomba son inherentes a la falla del elastómero por el paso de la arena, por lo tanto el enfoque actual es el mejoramiento de la varilla y la tubería,

que constituyen las oportunidades de mejoramiento en vista de que el 50% de las intervenciones son debidas a fallas en estos objetos.

En la Figura 76, se muestran los costos de levantamiento a partir del 2007, en el 2010 el costo es de 14,63 US\$ por barril, sin contar el valor del transporte que está alrededor de los 4 US\$.

**Figura 76. Lifting cost \$US/BOPD en el campo colombiano**



(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo colombiano, taller Ecopetrol-Hocol).

### 3.3. COMPARACION DE CHOPS EN LOS CASOS DE APLICACION

La recopilación de las propiedades más importantes en el esquema CHOPS de cada uno de los campos estudiados se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 16. Propiedades de los campos CHOPS a nivel mundial.**

PROPIEDADES DE LOS CAMPOS CON APLICACIÓN CHOPS A NIVEL MUNDIAL								
	CRITERIO	CANADA	FAJA DEL ORINOCO	FULA	TOBAO	PATOS MARINZA	KBM	COLOMBIA
Propiedades Del Fluido	Viscosidad	500 - 15000	500 - 6000	185 - 496	1850	1000 - 100000	360 - 455	65
	In situ [cP]							
	Gravedad API [°API]	10-18	8-11	19-21	-	11	18 - 20	16.5 - 17
Propiedades Del Yto	Sat. de Aceite [%]	0.72 - 0.88	0.85	-	95	74	0.9	-
	Espesor Neto [ft]	16 - 50	20 - 131	60-150	<16	46	32 - 72	75-220
	Permeabilidad [mD]	2000 - 4000	1000 - 15000	2000	3600	1500 - 2000	500	50 -120
	Porosidad	28 - 31	29 - 31	31	35	15 - 40	28 - 30	20
	In Situ %							
	Profundidad [ ft]	1250 -2790	1300 - 2600	3800-4200	500	197 -5900	846 - 1230	3900
	Temp. de yto [ °F]	86	104 -140	-	64.4	110	80	115
	Presión Inicial [psij]	>500 psi	551 - 1160	-	464	1340	580	1380
	Tipo de Litología	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas
	Tipo de Roca	UCSS	UCSS	UCSS	UCSS	UCSS	UCSS	UCSS
	Capa de gas inicial	No	No	No	No	No	No	No
	Acuífero Activo	Ausente	Ausente	Ausente	Activo	Ausente	Ausente	Ausente
	Levantamiento artificial	PCP	PCP	PCP	PCP	PCP	PCP	PCP
	Factor de Recobro [%]	15.3	9-12	-	-	6	6	-
	% Arena	15 - 20	-	-	-	5-20	5-7	-

Fuente: el autor.

## **4. METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE PRODUCCION DE CRUDO PESADO EN FRIO CON ARENA (CHOPS)**

### **4.1. SELECCIÓN DEL CAMPO**

El flujo de trabajo para la selección del campo candidato a la implementación de CHOPS es el que se muestra en la figura 77, bajado en las analogías y lecciones aprendidas presentadas en los casos de aplicación a nivel mundial, tomando inicialmente como referencia los campos canadienses por ser los que más han implementado esta tecnología.

En este diagrama están definidos unos criterios de menos peso que son descritos a continuación:

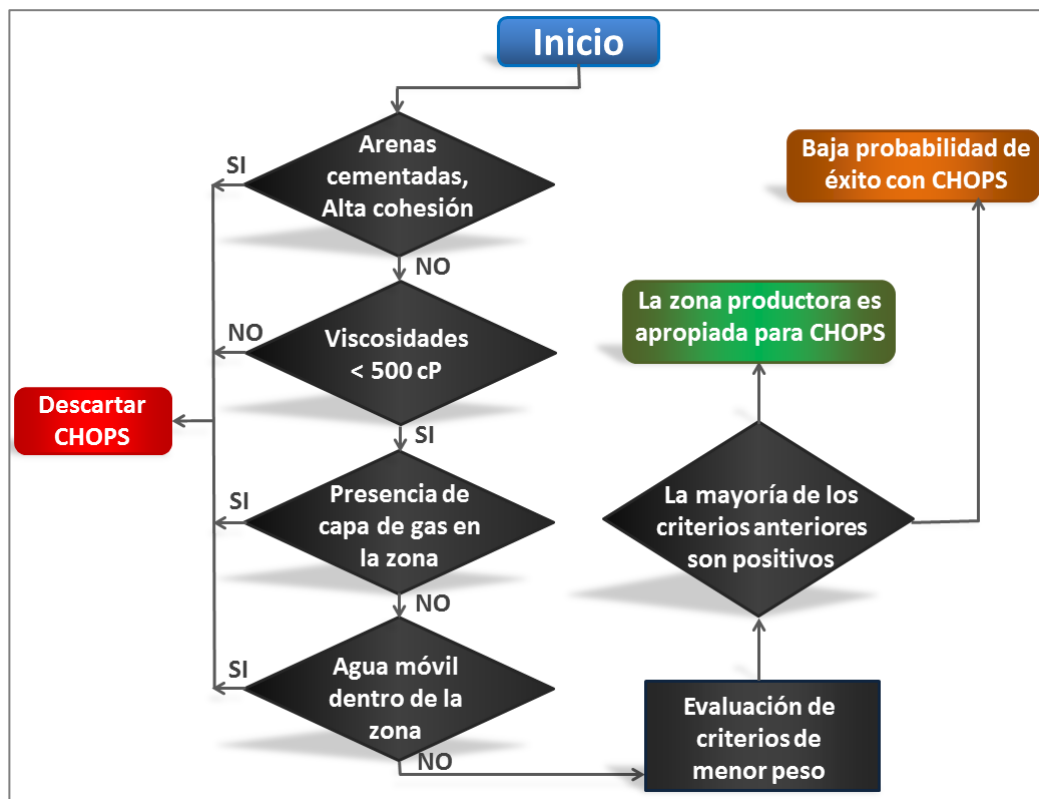
#### **4.1.1. Alta probabilidad de éxito:**

- Bajo contenido de arcillas en la formación productora (<5%)
- Ausencia de fallas y plegamientos ( indicativo de una menor concentración de esfuerzos que pueden generar posibles pandeos o fallas del casing y dificultad en la propagación de la red de agujeros de gusano)
- Alta saturación de aceite (  $S_o > 0.80$ ), es decir bajo contenido de gas y de agua
- Que el yacimiento no este depletado.
- Presión de yacimiento cercano a la presión hidrostática.
- Presión de burbujeo entre 60% y 70% de la presión del yacimiento o cercano a la presión de yacimiento favorece la formación del Foamy Oil.

#### 4.1.2. Baja probabilidad de éxito:

- Presencia de inter-estratificaciones cementadas muy cercanas y sin aceite (Fragmentación de los Shales que conllevan a problemas con la producción mediante la PCP y dificultad para la producción de arena).
- Mala clasificación del grano con alto porcentaje de granos grandes (Causa bloqueo de los perforados lo que conlleva a la necesidad de intervenciones al pozo)
- Alta angulosidad de los granos (Aumenta la tendencia de los bloqueos de los perforados).

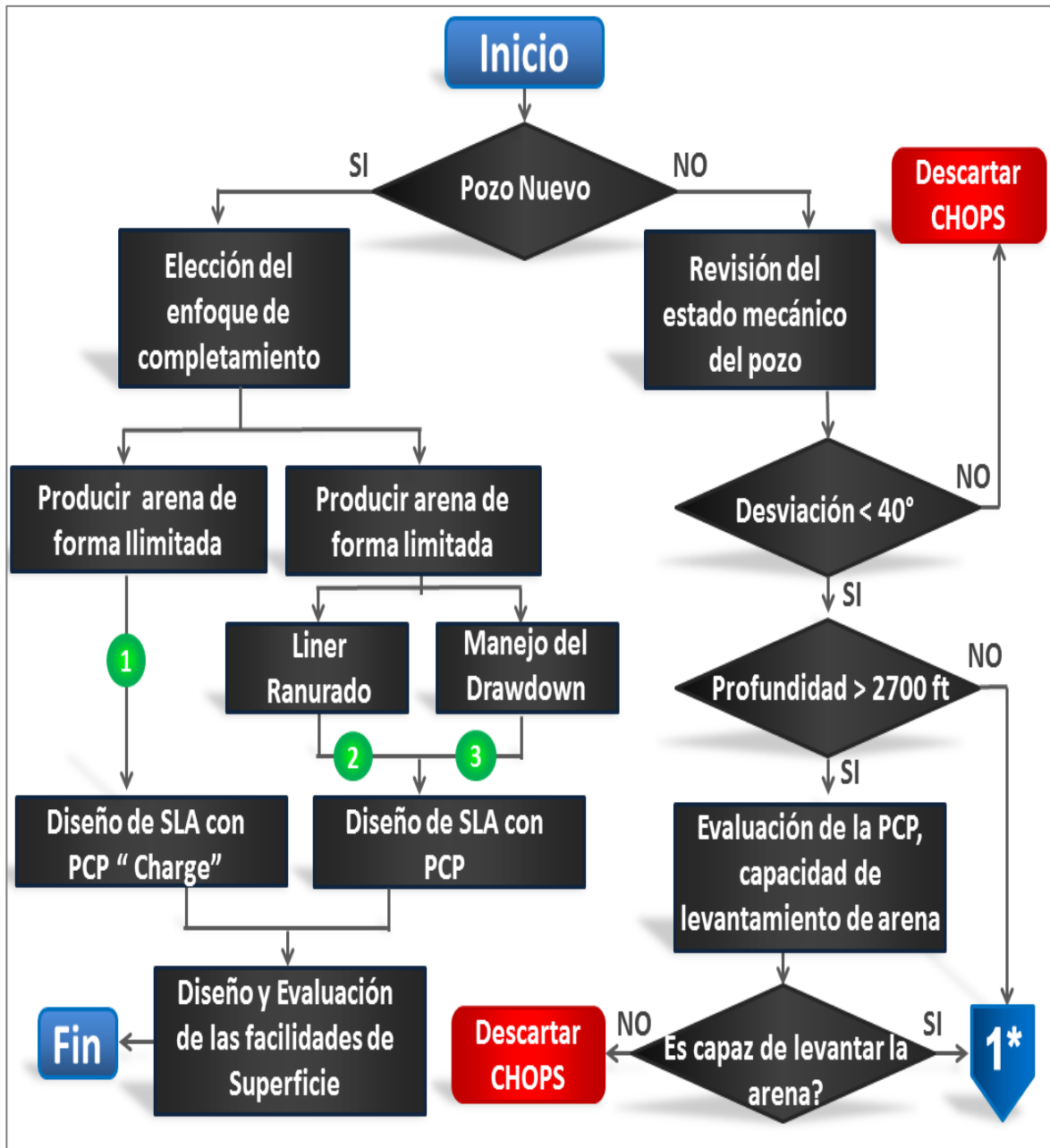
Figura 77. Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora.



Fuente: El autor.

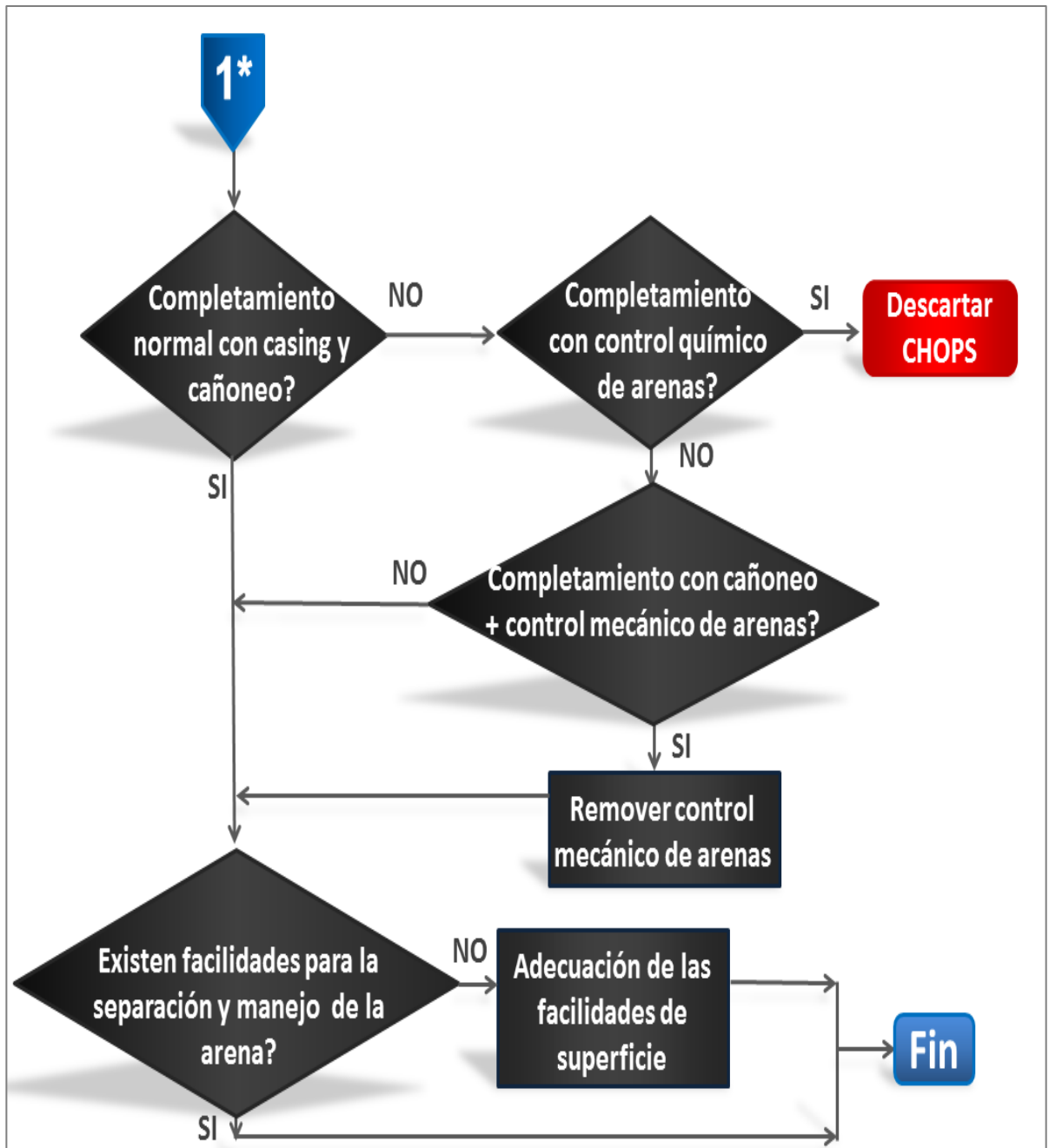
Una vez se ha seleccionado el campo de aplicación, se debe seguir la metodología esquematizada en las figuras 78.a y 78.b.

**Figura 78. a). Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora**



Fuente: El autor.

b). Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora.



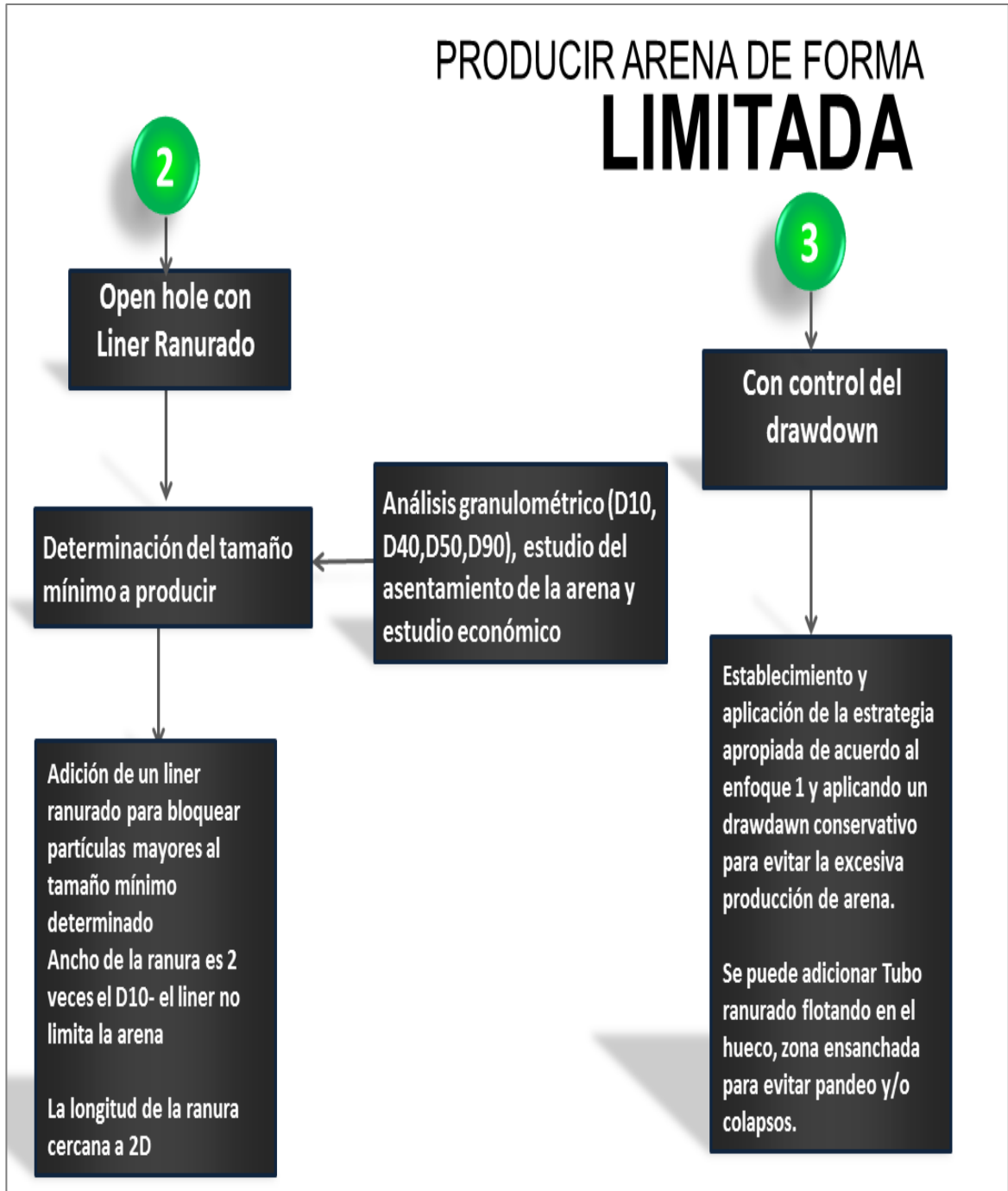
Fuente: El autor

c). Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora.



Fuente: El autor

d). Marco para la implementación de CHOPS en una formación productora.



Fuente: El autor

## 4.2. ESTRATEGIA DE PERFORACION

**4.2.1. Problemas durante la perforación.** De acuerdo a las recomendaciones dadas por Maurice Dusseault<sup>31</sup>, en vista de que el proceso CHOPS significa una desestabilización masiva, los problemas de daño por perforación se vuelven irrelevantes, ya que el skin será "producido" a medida que la arena sea desestabilizada. Es importante no emplear ningún agente que lleve a la cohesión, tales como los métodos de control de arena químicos como la consolidación de la formación con resinas. La perforación se puede llevar a cabo rápida y económicamente, empleando lodo base agua (WBM) el cual es más económico en la mayoría de los casos.

El tamaño del hueco estándar empleado en los campos canadienses es de 9" para aceptar un casing de 7".

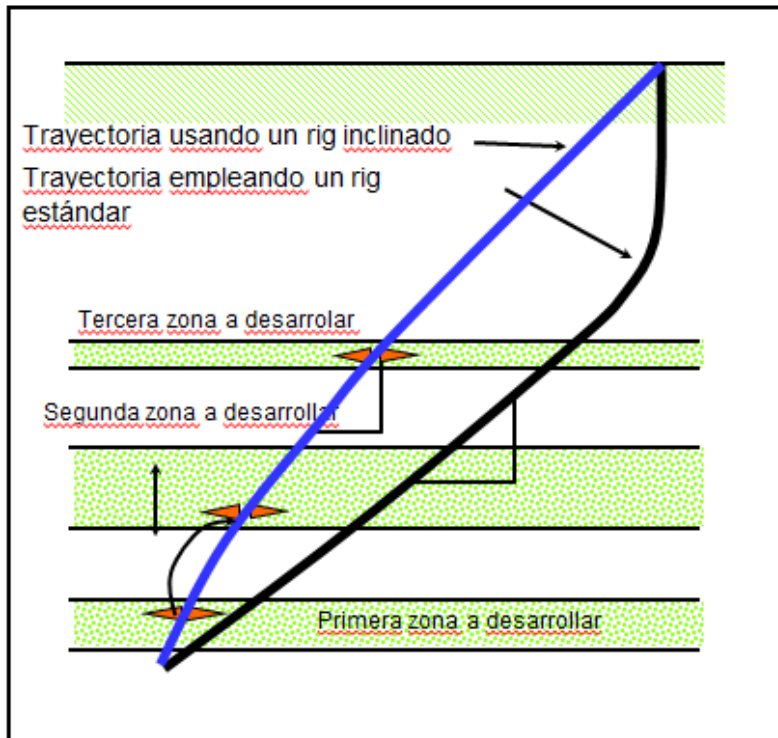
**4.2.2. Trayectoria del pozo – desviación.** Resulta más económico tener una menor trayectoria, es decir, una trayectoria inclinada (ver figura 79, dados los ahorros en facilidades y costos de perforación, así como el manejo de la arena).

No obstante, a mayores ángulos de inclinación en el yacimiento se tendrán dificultades en la operación de las PCP, las cuales no podrán operar de forma continua durante períodos largos de tiempo, asimismo, el desgaste del casing se volverá más que un problema implicando costos por intervenciones.

---

<sup>31</sup> COLD HEAVY OIL PRODUCTION WITH SAND, DUSSEAULT M, SEPTEMBER 2008.

**Figura 79. Trayectoria del pozo – desviación.**

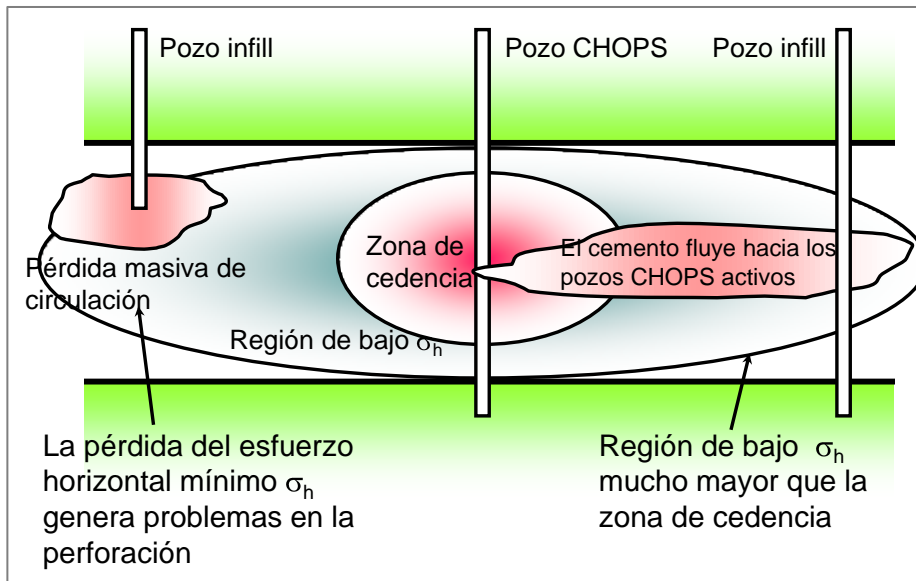


Fuente: COLD HEAVY OIL PRODUCTION WITH SAND, DUSSEAULT M, SEPTEMBER 2008.

#### **4.2.3. Problemas de la perforación de pozos infill**

- La producción masiva de arena en muchos pozos conlleva a bajas presiones de fractura (sh) en la mayoría de los yacimientos.
- Sin embargo, la presión del yacimiento puede ser alta en ciertas áreas.
- Las pérdidas de circulación están generalizadas en la perforación infill.
- El empleo masivo de materiales para la pérdida de circulación (LCM) no es bueno para los pozos.
- Pérdidas de cemento hacia pozos adyacentes cuando se está sentando el casing.
- Es común el empleo excesivo de cemento.

**Figura 80. Trayectoria del pozo – desviación.**



Fuente: COLD HEAVY OIL PRODUCTION WITH SAND, DUSSEAU M, SEPTEMBER 2008.

#### 4.2.4. Resolviendo los problemas de la pérdida de circulación

- Desarrollar el yacimiento con un mínimo de pozos infill.
- Cambiar la estrategia de perforación para evitar el empleo de LCM:
- Perforar justo por encima de la zona, bajar casing y cementar.
- Avanzar en la perforación sin complicaciones, usando agua como fluido.
- Si se ha llegado a la profundidad total sin haber sentado el casing y cementado.
- Realizar cementación por etapas
- Usar canasto de cemento por encima del yacimiento CHOPS.
- Nunca sobre-desplazar el cemento (daño).
- Evitar los pozos horizontales después de que se ha implementado CHOPS, para el empleo de estos pozos para un posterior EOR se requiere de una planeación avanzada.

**4.2.4.1. canasto de cemento:** Se trata de un tipo económico de empaque (packoff) anular, comúnmente empleado en situaciones donde las formaciones porosas o débiles requieren de un soporte para la columna de cemento. Es construido con delgadas hojas de acero traslapadas y reforzado con varillas de acero elástico (spring steel). Su diseño previene que el cemento caiga hacia abajo y a la vez facilita su flujo hacia arriba. El canasto es fácilmente instalado deslizándolo sobre el final de la junta del casing, antes de cerrar (make up) esta junta.

**Figura 81. Canasto de cemento**



(fuente: Davis-lynch.inc)

**4.2.5. Cementación de un pozo infill.** En campos maduros CHOPS<sup>32</sup>, el  $sh_{min} \sim 0.3-0.4$  sv, lo cual es mucho menor que el peso de la columna de cemento ( $\rho_{cement} \cdot g \cdot Z$ ), por lo tanto la cementación convencional generará una filtrado masivo de cemento dentro del yacimiento, como es el caso histórico de Mobil Canadá - AMOCO.

---

<sup>32</sup> Cold Heavy Oil Production With Sand, Dusseault M, September 2008

Se recomienda la realización de una cementación por etapa (no intentar un trabajo de cementación completa para todo el pozo), haciendo uso de un cemento con peso reducido.

### **4.3. ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO**

**4.3.1. Iniciación y Mantenimiento del Influjo de Arena.**<sup>33</sup> Para iniciar el influjo de arena, las siguientes prácticas de completamiento son usadas en CHOPS:

- Puertos de perforación con un diámetro más grande (>20 mm)
- Espaciamiento de perforación de 26 a 39 tiros por metro y perforaciones underbalance son preferibles en este caso que las overbalance.
- En formaciones delgadas (<6 m), la altura entera es perforada; en formaciones más gruesas, 6-8 m de perforaciones son ubicadas hacia el fondo del intervalo del net pay, pocas veces estas son ubicadas en la zonas de más alto potencial de producción (altos valores de  $kh/\mu$ ).
- Las perforaciones son completamente faseadas sin tener en cuenta la inclinación o la perforación del pozo. ( los pozos CHOPS tienen un rango de inclinación de  $0^\circ \sim 45^\circ$  , inclinaciones más pronunciadas no son aconsejables)
- La bomba de cavidades progresivas es ubicada con la entrada ( el fondo de 0.5 m de largo del tubo de escape ) 1-2 m por debajo de la perforación más baja
- Mientras el fluido compatible de yacimiento está siendo ubicado dentro del anular, inicialmente manteniéndolo lleno, la PCP se comienza y es llevada a una velocidad que permita la producción de arena y el aceite pueda ser sostenida (50 – 100 rpm usualmente, dependiendo del corte de arena).

---

<sup>33</sup> Cold Heavy Oil Production With Sand, Dusseault M, September 2008.

- La adición del fluido en el anular es cesado o disminuido lentamente así que el nivel de fluido en anular cae mientras la bomba está operando a su máxima capacidad, esto generalmente inicia y mantiene el inlfujo de arena.
- Si el influjo de arena no ocurre, una serie de pasos es tomada para perturbar la formación y remodelarla mientras la PCP está en el hueco. Tales pasos incluyen:
  - Inyección agresiva de la batería de aceite más liviano dentro del anular a una tasa alta.
  - Rápida inyección de 5 – 10 m<sup>3</sup> de aceite compatible calentado a través del anular.
  - Inyección simultánea a través del tubing y el anular una vez el rotor es retirado del estator.
- Si los intentos de la iniciación de arena fallan, la bomba es retirada del hueco y Chem-Frac™ (Una pequeña carga propulsor de canon en el fondo de pozo), presión de pulso (PPT), u otro método de workover es llevado a cabo.

En general, alrededor de un 85 -90% de los pozos CHOPS comienzan a producir sin introducir la bomba, e incluso con las mejores técnicas, ~5% de los pozos nunca alcanzan la coproducción exitosa de arena.

El sostenimiento del influjo de arena es necesario para producir el crudo pesado a tasas económicas. Si una falla mecánica o un bloqueo del wellbore o la bomba ocurren, un trabajo de workover es requerido.

Buenos tubulares son introducidos, y antes de la reinstalación, el pozo es completamente limpiado de arena usando un “limpiador” mecánico, una bomba de tracción a superficie, un jet pump, tratamiento con espuma, u otras técnicas. La producción es reiniciada después de la reinstalación de la bomba.

Sin embargo, la pérdida del influjo de arena puede suceder debido a un número de procesos que toman lugar fuera del casing:

- Las perforaciones pueden ser taponadas por arcos de arena, fragmentos de cemento o fragmentos de shale.
- La arena puede recom pactarse alrededor del pozo en un estado denso así que los gradientes disponibles no son lo suficientemente grandes para desestabilizar la arena.
- El pozo puede desconectarse de la fuente de presión lejana del pozo (gas disuelto en la fase aceite), y existan unas velocidades insuficientes de flujo para permitir el flujo de arena.
- La sobrecarga puede estar suficientemente soportada por las regiones intrapozo así que el componente gravitacional del mecanismo de empuje de CHOPS no estaría disponible.

En estos casos, varios enfoques de inyección pueden ser usados con la bomba en el hueco (rotor en el estator o con el rotor afuera), o la bomba puede estar adentro y un workover completo es implementado. Al parecer los métodos que alcanzan la más grande perturbación en el wellbore son los más efectivos para restablecer el influjo de arena.

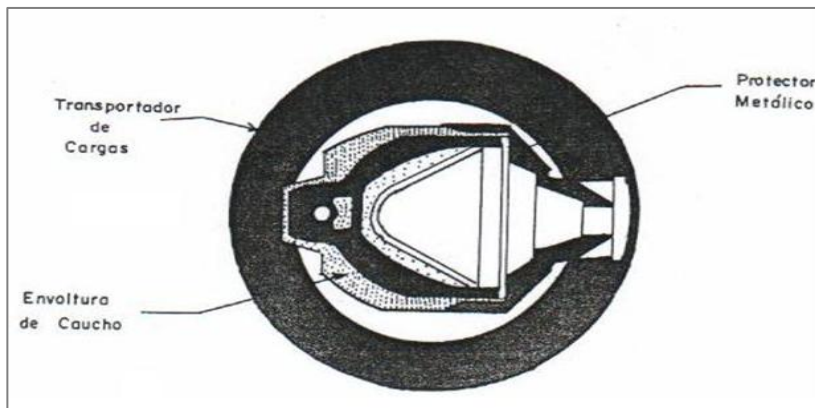
El completamiento adoptado en Canadá es el que emplea casing y cañoneos, y como equipo de producción emplea la bomba PCP en la mayoría de los casos, dejando un bolsillo en el pozo para la deposición de la arena; se maneja un ángulo mayor a 40° para evitar problemas de manejo de la bomba PCP. No obstante, se han probado otras estrategias de cañoneo en otros campos del mundo de acuerdo a las propiedades de la formación y a la necesidad de excluir parcialmente la arena producida para evitar los problemas generados por esta. A continuación se muestran en detalle varias estrategias empleadas en el completamiento.

**4.3.2. Completamiento Con Casing Y Cañoneo.** En el éxito de una operación de cañoneo inciden las variables que se muestran a continuación:

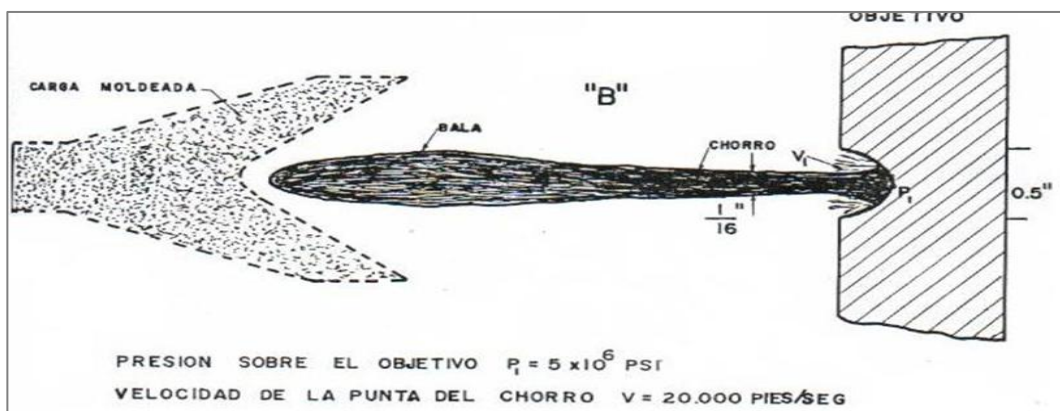
#### CARGAS PARA EL CAÑONEO

Para perforar el casing la carga genera un jet o chorro de partículas que viaja a una velocidad que permite atravesar el casing, el cemento y la formación. En la figura 82 las partes que conforman una carga moldeada para cañoneo y en la figura 83. se muestra la secuencia de la formación del chorro.

**Figura 82 Vista transversal de los elementos que conforman un cañón.**



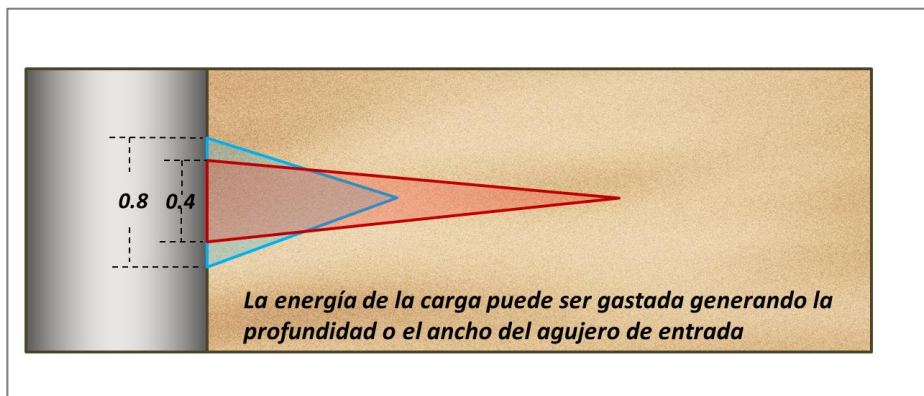
**Figura 83. Mecanismo de cañoneo mediante cargas moldeadas – formación del chorro o jet de carga**



## TAMAÑO DE LA ENTRADA DE PERFORADOS - MEJORAS E INNOVACIONES DE LAS CARGAS PARA LA PRODUCCIÓN EN FRIO

A medida que la producción de arena se volvió más deseable, la demanda de mayores diámetros en las aperturas del túnel de cañoneo. Al ser introducidas las cargas para huecos grandes (HG) en la década de los 80's, las cargas que se empleaban comúnmente en la época tenían un diámetro de 0,4" con una penetración de 23". Las cargas HG tenían un máximo de apertura de 0,75" y 14" de penetración (ver figura 4.8). Posteriormente, se introdujeron las cargas de huecos extra grandes (HEG), las cuales cambiaron las especificaciones de control de calidad a 1" de diámetro y 10" de penetración, convirtiéndose rápidamente el tipo de carga preferida en muchos campos de crudo pesado. El objetivo de mayores HEG es la prevención del taponamiento del hueco del perforado.

**Figura 84. Efecto de la generación de un hueco extragrande en la profundidad del túnel.**



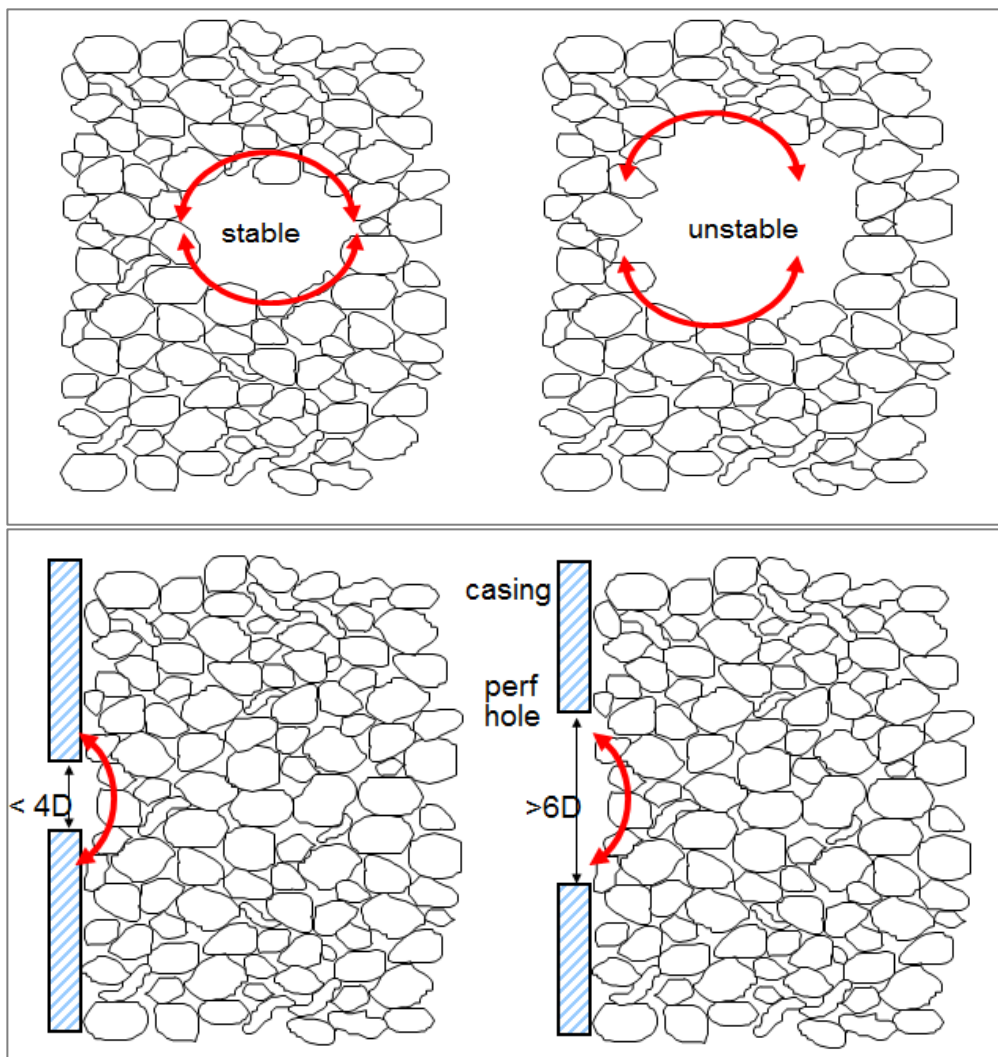
Fuente: el Autor

Pequeños huecos o entradas tienen una mayor tendencia a desarrollar arcos de arena estables detrás del casing, mientras que los huecos grandes tienden a presentar el colapso del arco bajo condiciones de flujo. En la obtención de una entrada o túnel efectivo son importantes las variables como la redondez del grano,

la densidad de empaquetamiento y el sorting, sin embargo los efectos aún no se han cuantificado.<sup>34</sup>

En la figura 85, se observa el efecto del escalamiento de la apertura en la formación de puentes estables de arena.

**Figura 85. Efectos del escalamiento de los perforados en la obtención de puentes de arena estables**

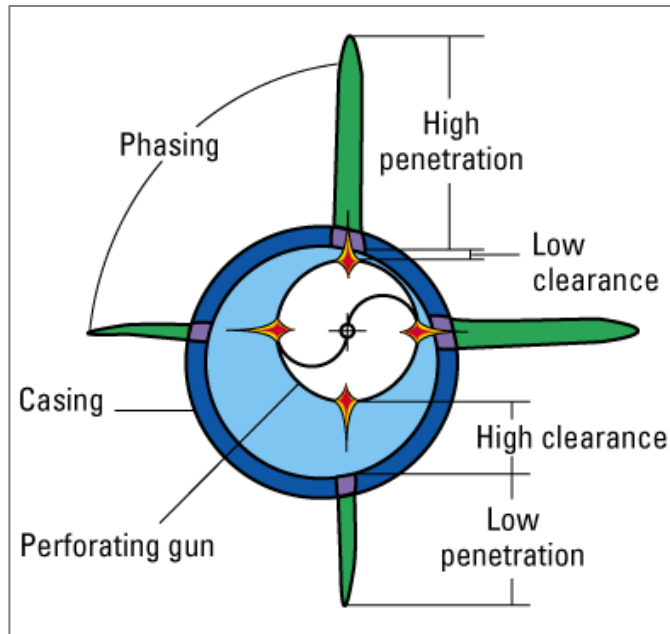


(Fuente: Dusseault; Sand Management Course).

<sup>34</sup> Dusseault, sand management course.

La obtención de mayores HEG es bastante sensible al espacio (clearance) entre la pared del casing y el transportador de la carga. Asimismo, el tamaño y peso del casing, el tipo de transportador y el empleo de centralizadores tendrá un gran efecto en el hueco obtenido ver figura 86.

**Figura 86. Variables geométricas en la obtención del túnel de cañoneo**



(Fuente: Schlumberger).

### DETRITOS<sup>35</sup>

La obtención de huecos grandes presenta efectos dañinos; al producirse un mayor agujero en el transportador de cargas para la obtención de estas aperturas, se generan más esquirlas o fragmentos metálicos (piezas cuadradas de aproximadamente 1/2") que salen del transportador. Este efecto es reducido de diferentes formas por diferentes fabricantes. Un método es el diseño de una carga con una envoltura de zinc que se disgrega después de formado el jet. Otro método es un jet o chorro que se puede desarrollar una vez la carga sale del transportador

<sup>35</sup> (HAYES, Kirby; Perforating for Heavy Oil Cold Production In North West Saskatchewan and North East Alberta, Canada - Actualización en Enero de 2004)

generando una pequeña entrada en este y aun así obteniendo un mayor hueco en el casing.

### PENETRACIÓN<sup>36</sup>

A menor resistencia compresiva en el objetivo se tendrá una mayor penetración, la cual se logrará hasta el punto en que la resistencia compresiva haga que se el jet o chorro de partículas generado por el cañoneo se disperse.

La razón por la cual se busca una alta penetración es el daño causado por el lodo de perforación, sin embargo, hay tecnologías que proporcionan penetraciones de unas 5,9", probando que se necesita menos penetración de la que alguna vez se supuso (12"). La otra razón por la cual se busca una alta penetración de los cañones es que un mayor volumen de área perturbada contribuirá a la producción inicial de arena.

### DENSIDAD DE TIRO Y FASE<sup>37</sup>

Es lógico que si se producen sólidos y estos presentan una alta tendencia a bloquear las perforaciones, generar la mayor cantidad de perforaciones posibles para sostener la producción pueda ser viable. Además, en vista del control de calidad de los productos para cañoneo y de la heterogeneidad de los yacimientos de crudo pesado, una mayor densidad de tiros aumentará la probabilidad de lograr perforaciones efectivas. Mayores densidades de tiro y fases más cortas ayudarán a la producción de arena. No obstante existe un factor limitante y este es la integridad del casing.

### TRANSPORTE DE LAS CARGAS DE PERFORACIÓN<sup>38</sup>

Los hollow steel carriers (HSC) tanto reutilizables como expansibles son empleados en esta área. Los HSC minimizan el daño al casing.

---

<sup>36</sup> ibid

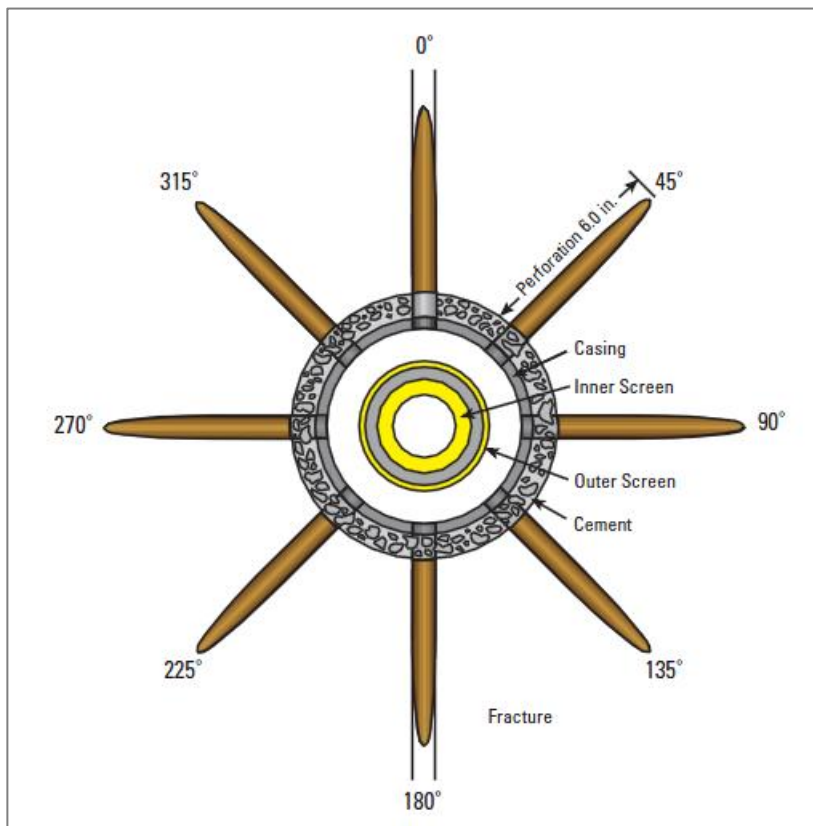
<sup>37</sup> Ibid

<sup>38</sup> ibid

Los cañoneos con la tecnología tubing conveyed perforation - TCP (tiros transportados con tubería) activadas con presión (PA - pressure activated) han sido favorecidos por factores como la perforación en una condición underbalance, una mayor longitud del intervalo y las medidas de seguridad tomadas (en áreas muy activas etc).

En la figura 87. se muestra una vista transversal de un sistema TCP.

**Figura 87. Sistema TCP**



Fuente: Halliburton

### INTEGRIDAD DEL CASING

No hay forma de abrir numerosos huecos de alto diámetro en una tubería de revestimiento sin disminuir su resistencia. Por ejemplo, 21 tpp con una fase de 60

grados reduce la resistencia del casing aproximadamente en un 20%. Esta resistencia disminuye a medida que los disparos estén más cercanos al mismo plano.

Las sugerencias para minimizar el daño al casing son: perforar menos y/o re-perforar cuidadosamente con una fase diferente; o emplear un casing más resistente.

Para evitar disparar en los casing collars con el fin de evitar un posible problema logístico, se debe tratar de no ubicar estos en el intervalo de interés. Existirán implicaciones muy negativas si el casing ha sido dañado por el efecto de la subsidencia generada por la producción de grandes cantidades de arena.

## REPERFORACIÓN

La reperforación es una técnica de workover altamente exitosa y ampliamente utilizada cuando los perforados existentes son estimados como inadecuados. En situaciones donde está en riesgo la integridad del casing se emplean ácidos, la tecnología sand bail, limpiezas (fluid flushes, super flushes), limpiezas con espuma (stable foam clean out) o propelantes (Wai Ma, Chem Frac Results Update) para "desbloquear" los túneles.

## DRAWDOWN Y LONGITUD DEL INTERVALO CAÑONEADO

Si bien el comportamiento del aceite espumoso es inducido por mayores drawdowns y un disturbio abrupto de presión u "onda de presión" moviéndose en el yacimiento como presumen algunos investigadores, se puede esperar que más pequeños intervalos cañoneados pueden promover el foamy oil, mientras que intervalos más grandes o más intervalos abiertos pueden retardar este comportamiento. Los operadores del oeste de Canadá han reconocido que el hecho de limitar los intervalos perforados pueden ayudar a inducir la generación

del aceite espumoso y, dependiendo de las propiedades del fluido y de la roca se limitará el intervalo perforado a algo menor que el grosor de la formación.

## CEMENTO

La integridad del cemento puede ser severamente afectada por la alta densidad de tiros y el empleo de cargas de alta potencia, pudiendo este desagregarse y ser producido por los perforados.

### **4.3.3. Estrategia de Completamiento con Cañoneos en Canadá en 1998**

#### PREMISAS EMPLEADAS

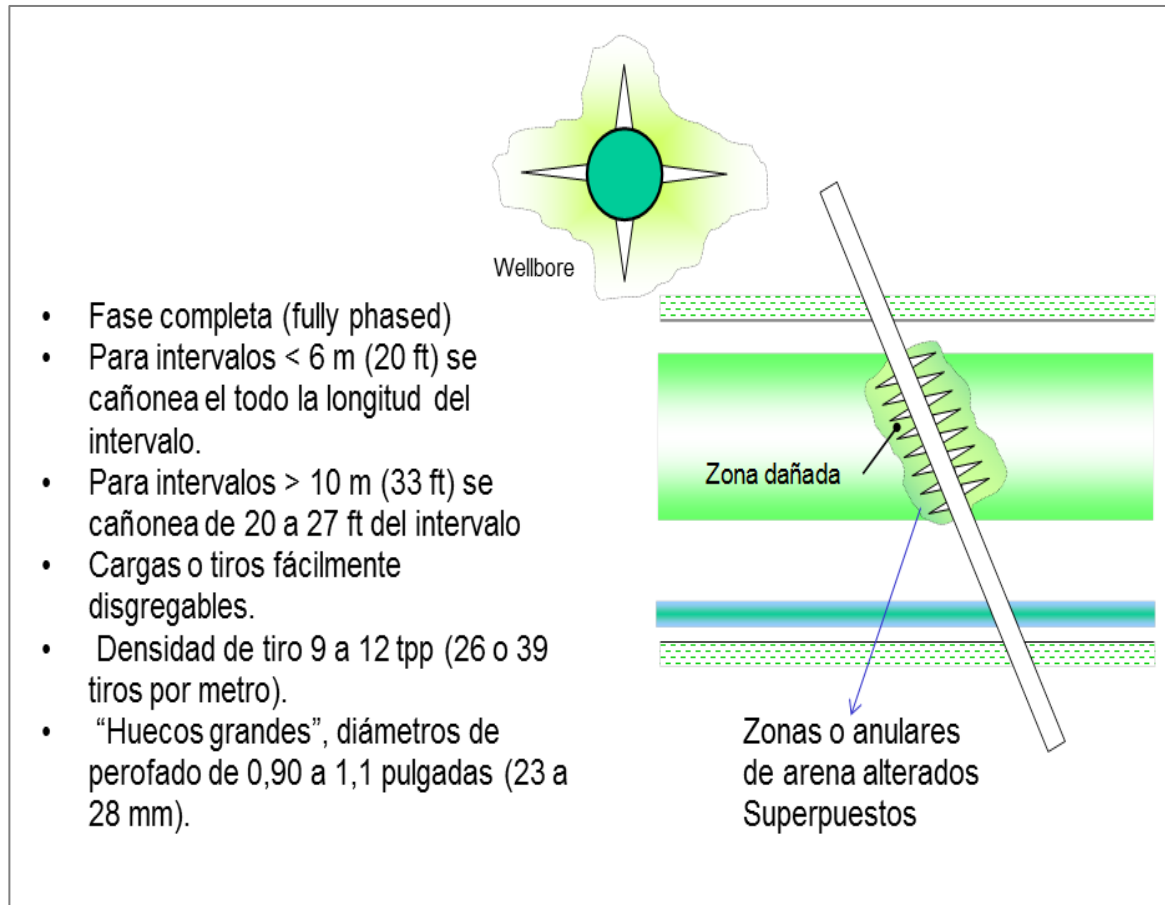
- Aplicación de un alto drawdown para
- Creación del aceite espumoso y
- Arrastre de las partículas de arena para mayor productividad
- Gran diámetro de perforados para desestabilizar los arcos de arena y también evitar taponamiento de los perforados.

#### ESTRATEGIA EMPLEADA:

1. Revisión cuidadosa de los datos pertinentes, fuentes de información tales como registros a hueco abierto, corazones (del pozo en estudio o del área) geología del área, geofísica, logística, economía y lo más importante, información de la historia de producción para asegurar el desarrollo de una estrategia congruente de perforación, completamiento y producción.
2. Cañoneo: tiros de gran diámetro, alta densidad de tiro y pequeño ángulo de fase, condiciones de bajo-balance y cubriendo toda la zona para proporcionar una zona perturbada de forma minuciosa minimizar el taponamiento y mejorar la producción inicial de arena
3. Empleo de fluidos compatibles.
4. Seguimiento y documentación de los resultados.

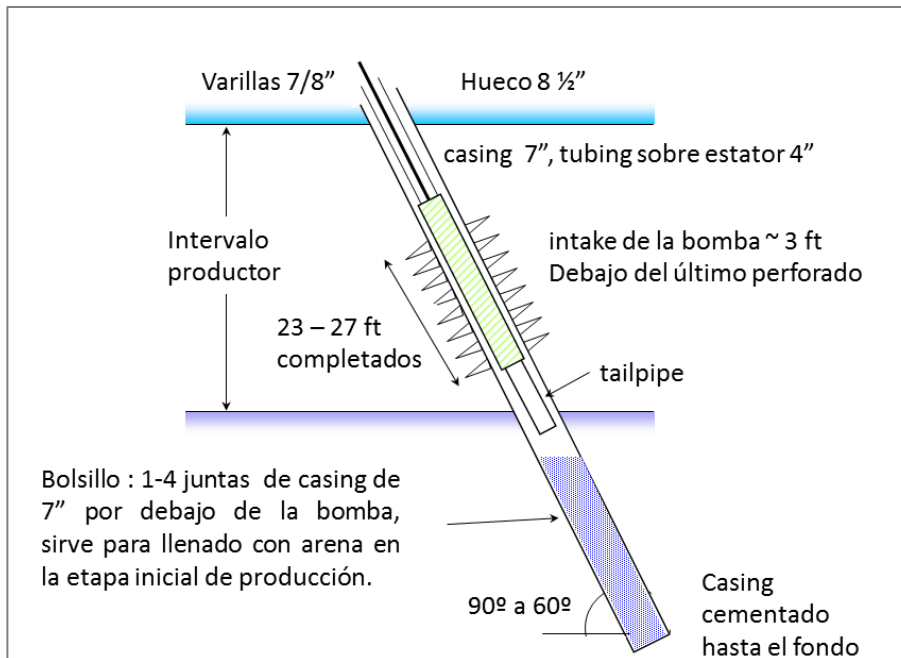
En la figura 88. se muestra el esquema de la estrategia de completamiento empleada para la estimulación de la producción de arena como medio favorable para el aumento de productividad del pozo, y en la figura 89 la instalación del equipo de levantamiento mediante PCP.

**Figura 88 Completamiento empleado para estimular la producción de arena**



(Fuente: Dusseault, Sand Management Course)

**Figura 89 Producción de arena e instalación de la bomba PCP**



(fuente: Dusseault; Presentación Sand Management Course).

**4.3.4. Completamiento con Casing y Cañoneos en Canadá (2004).** La estrategia de completamiento mostrada más arriba (punto 2) ha tenido varios cambios en vista de algunos problemas como la fragmentación y colapso de las zonas arcillosas por el overburden, el daño y pandeo del casing (por el efecto de la subsidencia), la explotación de zonas productoras con estratos o láminas de shale, la difícil producción de arena y ambientes con presencia de agua inter-estratificada (over bottom).

Para las anteriores situaciones se presentan las siguientes estrategias para la reducción del correspondiente riesgo<sup>39</sup>:

1. Fragmentación de las zonas de shale por el overburden:

<sup>39</sup> (HAYES, Kirby; Perforating for Heavy Oil Cold Production In North West Saskatchewan and North East Alberta, Canada - Actualización en Enero de 2004)

No perforar directamente frente al shale; identificar una zona intermedia de shale a no ser perforada y mantener un drawdown conservativo.

2. Daño del casing:

Resulta imposible abrir agujeros en el casing y no debilitarlo, además, cuando la arena es socavada el peso de las formaciones por encima de esta es transferida al casing. Se recomienda fuertemente no emplear tiros alineados en el plano horizontal.

3. Compresión del casing:

Es recomendada la condición de balance o un ligero bajo balance. Baja fase, entre  $120^\circ$ ,  $180^\circ$  o  $0^\circ$ . La producción con la bomba PCP debe ser lenta, a un drawdown constante hasta que disminuya el riesgo de desestabilizar la región cercana al pozo, es decir, hasta que la red de agujeros de gusano se esté extendiendo lejos del pozo.

4. Explotación de zonas con láminas de shale:

Se emplean las mismas estrategias anteriores, teniendo en cuenta emplear entradas o agujeros más pequeños y con una menor densidad de tiro con el fin de evitar la desintegración de las láminas de shale.

5. Agua interestratificada:

Como estrategia se establece un cañoneo menos agresivo para evitar dañar cualquier barrera de shale o capas de pobre permeabilidad vertical entre el aceite y el agua. No se recomiendan grandes perturbaciones de presión.

6. Ambientes de difícil producción de arena:

Es recomendado el empleo de técnicas como:

- Perforating while foaming
- Propellant Stimulation While Foaming
- Surge
- CSE
- Bombas PCP reciprocantes con químicos

- Para este caso se recomienda el mejoramiento de la alteración del pozo y una gran perturbación de la presión.

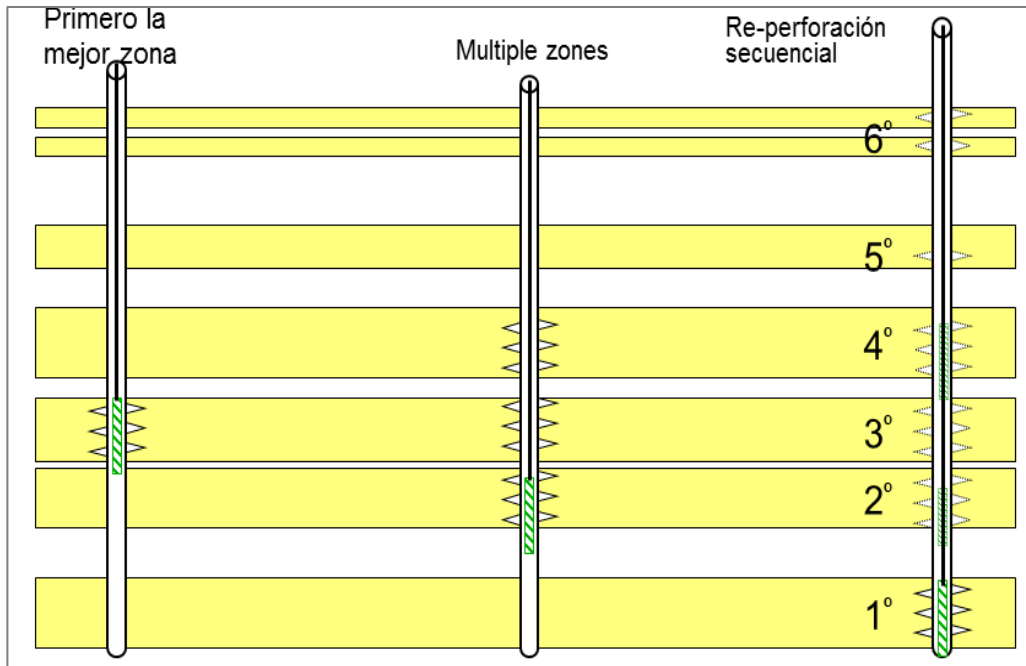
Recientemente también se ha prestado atención a los detritos generados por la actividad de completamiento al generar agujeros de alto diámetro, mediante un magneto "perf magnet" por debajo del transportador de las cargas, se reduce altamente la deposición de estos detritos.

#### **4.3.4. Perforar Múltiples Zonas**

Recomendaciones:

- Iniciar desde el fondo e ir ascendiendo si todas las zonas son de interés.
- Es más fácil bloquear las zonas inferiores.
- La cementación (squeeze) de una zona CHOPS es muy complicada y tiende a arruinar el potencial de la zona.
- Se puede volver a entrar a las zonas inferiores, pero puede ser mejor perforar nuevos pozos.
- Si las zonas están extremadamente cercanas pueden haber problemas con las recomendaciones anteriores.

**Figura 90. Estrategias para la perforación de Múltiples zonas**



(Fuente: Dusseault, Sand Management Course, Bogotá 2010).

#### Intervalos a cañonear

- Depende del número de zonas CHOPS potenciales.
- Depende del índice de productividad
- Ubicar las zonas de mayor relación  $k/\mu$  (registros y laboratorio)
- Depende de la existencia de agua móvil.
- Depende de la resistencia de la roca
- Perforar en las zonas de menor resistencia
- Aplicar correlación de resistencia mecánica ó similares para obtener un estimado de la zona de mínima resistencia para cañonear.

#### Problemas potenciales del casing.

- La amplia producción de arena está asociada con la subsidencia, así como la pérdida de soporte lateral del casing.

- En algunos casos, esto ha conllevado a formación de patas de perro, buckling, cizalla sobre la zona de producción.
- En algunos casos esto ha conllevado a la formación de patas de perro, en otros de pandeo del casing, y en otros la falla por corte en el casing por encima de la zona CHOPS productora, no obstante estos efectos son muy poco comunes. Existen opciones de completamiento para mitigar estos problemas.

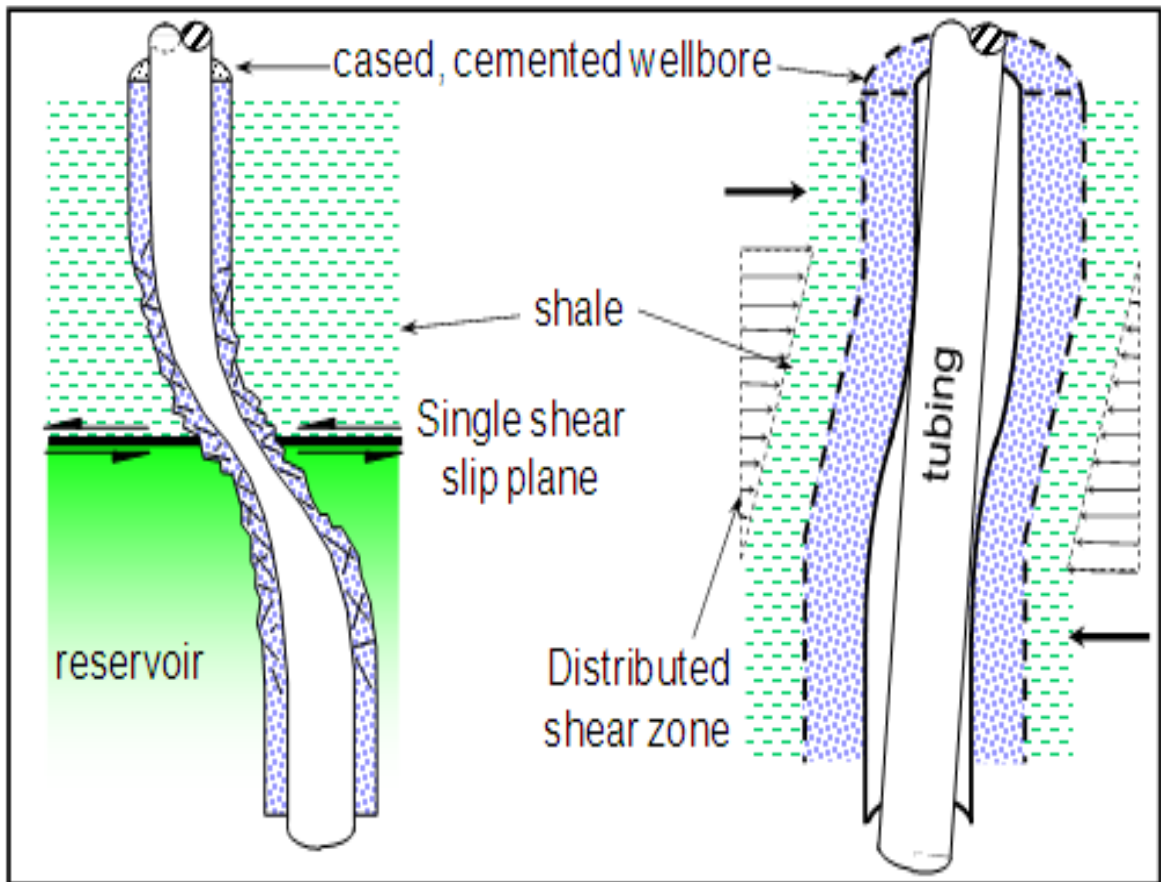
#### DESARROLLO DE LAS PATAS DE PERRO EN EL CASING:

Los esfuerzos de corte si son lo suficientemente grandes generarán el colapso del casing como se muestra en la parte izquierda de la figura 4.15. Nótese que dada la geometría, el papel que juega el cemento en resistir el corte es mínimo. Sin importar que tan resistente es el sistema de cemento, este no puede soportar la cizalla de la estratificación.

Después del colapso del casing se generan otros efectos:

- El casing se puede distorcionar lo suficiente generando la apertura de las juntas ó
- El casing puede desarrollar una pata de perro severa que las herramientas no se pueden bajar en el hueco, o el tubing está distorsionado de tal manera que la producción es entorpecida, este caso se muestra a la parte derecha de la figura.

Figura 91. Esfuerzos de corte si son lo suficientemente grandes generarán el colapso del casing.

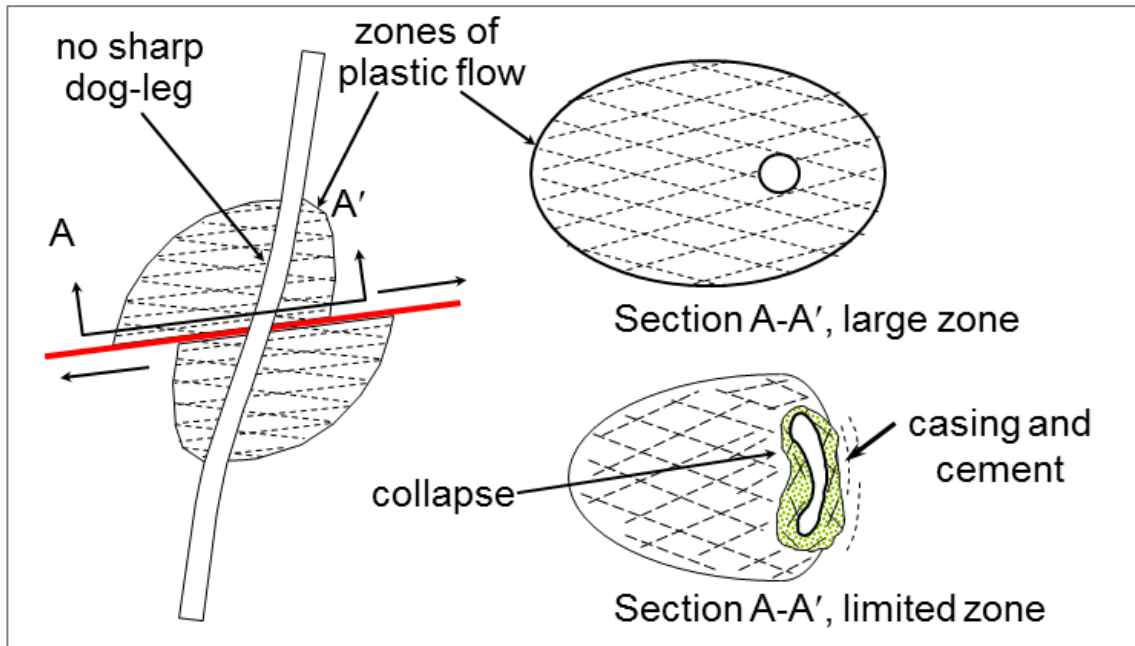


(Fuente: Dusseault, Sand Management Course, Bogotá 2010).

#### DISTORSIÓN Y COLAPSO DEL CASING

Si el desplazamiento por cizalla es suficiente, lo cual parece estar en el orden de 5 a 10 cm por 17,5 cm de casing dentro de un hueco de 25 cm, la formación, aún si se está deformando, arrastra el casing y produce su colapso.

**Figura 92. Esfuerzos de corte si son lo suficientemente grandes generarán el colapso del casing.**



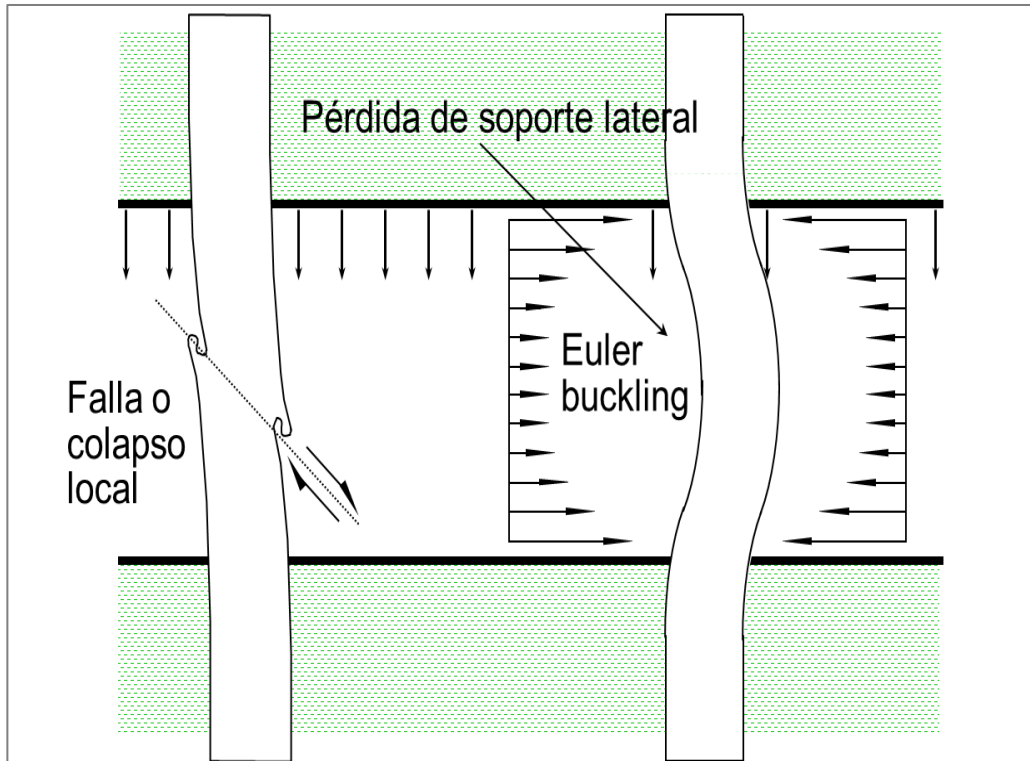
(Fuente: Dusseault, Sand Management Course, Bogotá 2010).

### SUBSIDENCIA Y PANDEO

Dentro del yacimiento el casing está sujeto a una gran carga axial dada la compactación y cargas reducidas por el efecto de depleción, lo cual puede llevar a diferentes modelos de fallas:

- El casing puede experimentar cizalla como resultado de los altos ángulos de los planos de falla en el yacimiento (Figura 93, izquierda).
- La compactación también produce una pérdida de confinamiento lateral en el yacimiento lo cual ocasiona un pandeo del casing (figura 93, derecha). Este tipo de falla es referida como Pandeo tipo Euler (Euler Buckling).

**Figura 93. Subsistencia Y Pandeo.**



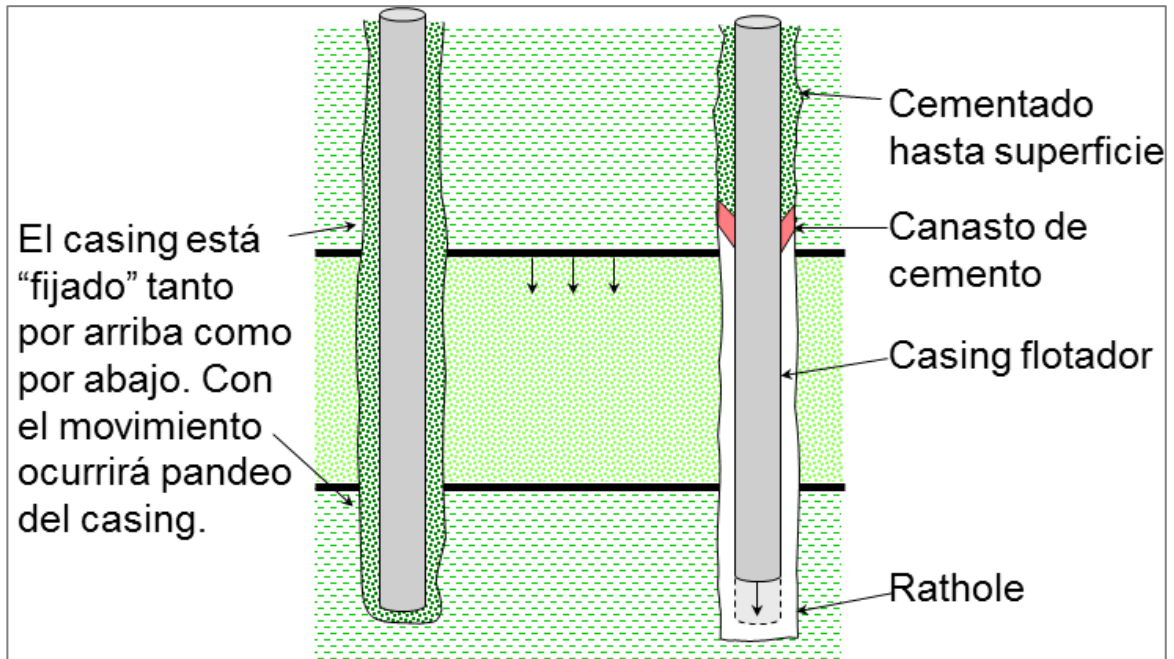
(Fuente: Dusseault, Sand Management Course, Bogotá 2010).

La respuesta a cuál de estos procesos ocurrirá depende de las propiedades del yacimiento, el estado de esfuerzos donde también influyen los cambios en presión.

#### COMPLETAMIENTO RECOMENDADO PARA SOLUCIONAR LA DEFORMACIÓN DEL CASING

Se recomienda el empleo de un canasto de cemento, dejando la formación productora sin cementar

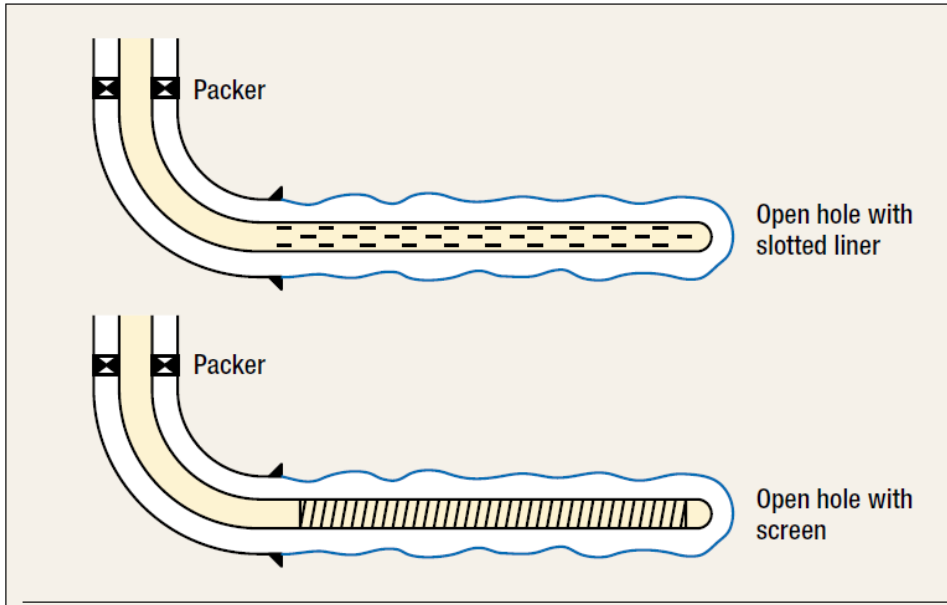
**Figura 94. Completamiento Recomendado Para Solucionar La Deformación Del Casing.**



(Fuente: Dusseault, Sand Management Course, Bogotá 2010).

**4.3.5. Completamientos con Liner Ranurado.** Los liner ranurados funcionan como filtro, estos tendrán una vida útil bastante corta antes de ser bloqueados por la arena a menos que la formación tenga una buena distribución granulométrica con arenas limpias. Una vez se ha presentado el bloqueo de la malla o tubo ranurado, se puede desarrollar un punto caliente o "hot spot" en la interface con la formación generando una erosión y falla potencial del completamiento. Las aplicaciones del completamiento open hole con mallas o liners ranurados son extensamente aplicados en pozos horizontales. Ver figura 95.

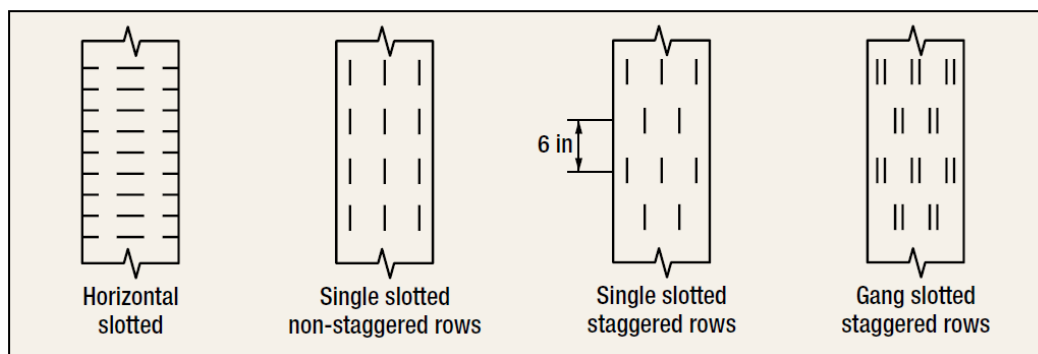
**Figura 95. Completamientos a hueco abierto con liner ranurado y mallas**



Fuente: OTT, W.K. y WOODS, J.D. Modern Sandface Completion Practices, Handbook, 1ª Ed, Houston - Texas).

Los liners ranurados son fabricados en una variedad de diseños geométricos ilustrados en la figura 96.

**Figura 96. Arreglos geométricos en liners ranurados**



Fuente: OTT, W.K. y WOODS, J.D. Modern Sandface Completion Practices, Handbook, 1ª Ed, Houston - Texas).

El diseño con ranuras individuales con filas interpuestas (single slotted staggered rows) es el más empleado dado que se conserva gran parte de la resistencia original del tubo, permitiendo también una distribución de ranuras más uniforme en la superficie del liner; no obstante el diseño con ranuras múltiples en filas interpuestas (gang slotted staggered rows) permite una menor caída de presión a través de las ranuras.

Las ranuras pueden ser rectas o trapezoidales, estas últimas son más estrechas hacia la superficie externa de la tubería que en la interna y presentan menos riesgo de taponamiento dado que cualquier partícula que pase a través de la ranura a partir del diámetro externo continuará fluyendo en lugar de hospedarse dentro de esta (ver figura 97).

**Figura 97. Ranura recta y ranura trapezoidal**



(Fuente: Hocol).

#### COMPLETAMIENTO CON CASING Y CAÑONEOS Y LINER RANURADO (CAMPO FULA)

El empleo de los liners ranurados tiene como objetivo limitar el tamaño de las partículas que ingresan en el pozo para evitar en cierta medida los problemas generados por la producción de arena. Como parte de la optimización del liner ranurado se encuentran:

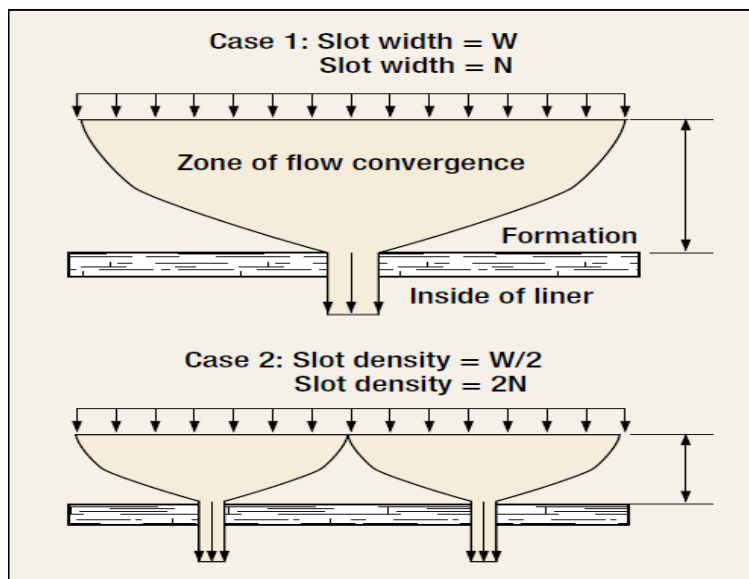
- Ranuras de 1.5 mm (0,59") de ancho que inhiben partículas de 0.5 mm (0,19") o mayores.

- Densidad de ranuras de 120 slots/m, de esta forma el área total de ranuras es del 4,8% del área superficial externa
- Ranuras de 150 mm (5,9") de largo
- Disposición uniforme de las ranuras
- Ranuras trapezoidales

#### COMPLETAMIENTO OPENHOLE CON LINER RANURADO (CAMPO OCELOTE)

- Las estrategias empleadas para el completamiento a hueco abierto con Liner Ranurado son:
- La densidad de ranuras, deben mantener un área abierta mínima de 3% y su distribución debe general la menor caída de presión.
- La ranura múltiples generan una menor caída de presión para una misma área, con longitudes entre "1,8 – 2,0", ver figura 4.22.

**Figura 98. Caída de presión generada por una ranura múltiple**



(Fuente: OTT, W.K. y WOODS, J.D. Modern Sandface Completion Practices, Handbook, 1ª Ed, Houston - Texas).

- Por regla general, el ancho de ranura debe ser de 2 a 3 veces el D50 de la arena de formación.

El número de ranuras por pie, se calcula en función del diámetro externo del tubo, el porcentaje requerido de área abierta, el ancho seleccionado si se desea ejercer algún control de flujo de sólidos y el largo de la ranura como se muestra en la ecuación #.

$$N = \frac{n\pi DC}{100WC}$$

Donde

N = Número de ranuras/pie (Si N<32 redondear al más cercano múltiplo de 4)

D = Diámetro externo de tubería en pulgadas

C = Porcentaje requerido de área abierta

W = Ancho Seleccionado de la ranura en pulgadas

L = Largo de la ranura en pulgada.

#### 4.4. ESTRATEGIA DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL<sup>40</sup>

**4.4.1. Bombas de cavidades progresivas PCP.** Una configuración relativamente estándar para un pozo nuevo en CHOPS, es una bomba PCP 6-10 m de largo con una capacidad de  $\Delta p$  de 1000 m de diferencial de levantamiento, diseñada con una configuración de rotor-estator que da una tasa de producción de 10 y 50 m<sup>3</sup>/100 rpm. Los detalles de cada configuración, excentricidad y otros parámetros de diseño dependen de las expectativas de producción de cada compañía y varios factores del pozo tal como la viscosidad, el nivel de drawdown de fluidos esperado en el anular, contenido de gas, entre otros.

---

<sup>40</sup> Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils, Dusseault M.

Las ventajas de las PCP para el levantamiento de crudo pesado en las configuraciones de los pozos CHOPS son las siguientes:

- Una bomba PCP puede levantar fluidos de alta viscosidad con una gran concentración de sólidos que son producidos durante la iniciación de CHOPS. Los cortes de arena por encima de 45-50% del fluido muerto puede ser levantada ( recordando que el comportamiento de la espuma de gas reduce la concentración volumétrica de la arena que entra al pozo, permitiendo que el slurry se comporte como un fluido compresible)
- La configuración de la bomba PCP puede operar bajo condiciones de volúmenes de gas sustanciales, mientras el gas este en la forma de espuma, y no como grandes baches de gas.
- Una bomba PCP tiene bajas tasas de corte interno de fluido debido a que la bomba físicamente levanta el fluido en cada cavidad (el fluido se mueve hacia arriba del cuerpo de la bomba con una pequeña rotación, en contraste a las bombas centrifugas).
- Esta baja tasa de corte limita los problemas de emulsificación del fluido.
- Las bajas velocidades en la PCP significan que la erosión del acero no es un problema, a pesar de que alguna abrasión en la invariabilidad del rotor tome lugar.
- No hay válvulas de obstrucción o bloqueo de gas, como en otros tipos de bombas.
- En general la PCP tiene un relativo bajo costo de capital y consumo de energía.
- El bajo perfil de cabeza de pozo asociado con una unidad de dirección rotaria, particularmente las nuevas unidades de dirección hidráulicas, dan una menor perturbación visual.

Hay algunas desventajas que deben ser tenidas en cuenta al momento de operar las PCPS en CHOPS:

- una rápida falla de tasa ocurre si la bomba es permitida correr seca. Esto puede ocurrir debido a un excesivo drawdown de fluido en el anular o debido a una gran capa de gas que genera un bache.
- Hay una tendencia a que el elastómero se rasgue si un sólido (roca) o pieza de metal entra en la bomba.

Un número de recientes desarrollos en el diseño de la PCP según la demanda de los pozos canadienses para la producción de crudo pesado en CHOPS merecen ser mencionados:

**4.4.2. “Sloppy-fit” PCP.** La eficiencia de la PCP está determinada con pruebas de bombeo de agua en la fábrica, usando el criterio de los fabricantes. Al principio de los 90’s se reconoció que las PCP retenían una alta eficiencia (>80%) para el bombeo de un aceite pesado viscoso a pesar del sustancial desgaste del rotor por la abrasión de la arena que destruye el contacto de interferencia. Cuando las bombas usadas fueron probadas con agua pura, eficiencias de solo 10-30% fueron alcanzadas debido a que el fluido se deslizaba entre el rotor y el estator (este desliz depende de la viscosidad, eficacia del contacto de interferencia del rotor-estator y el número de cavidades por metro).

#### CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL<sup>41</sup>

En el 2002 el Pozo LH-01 en un campo colombiano, se arrancó en producción con el sistema ESP. La principal causa de las fallas e intervenciones al pozo fue reducción de la tasa producción y disminución de la presión de entrada a la bomba (Pump Intake Pressure) por arenamiento de los intervalos productores.

---

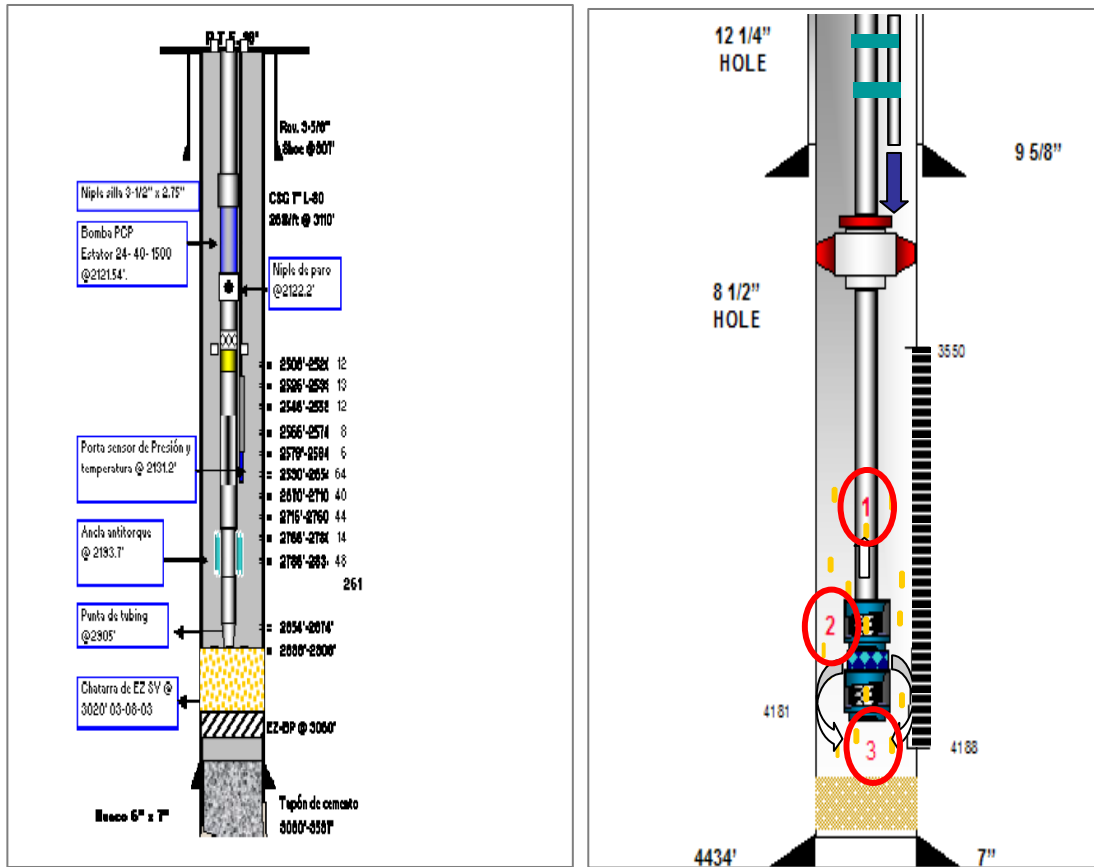
<sup>41</sup>Ecopetrol-HOCOL Presentacion sand management 2010.

Para el año 2010 ya no se emplea casing con perforaciones, sino un liner ranurado, el sistema de levantamiento consiste en una bomba tipo PCP Charge, la cual se instala entre 50 y 100 pies por debajo del liner ranurado, dejando un bolsillo de 300 pies para evitar el arenamiento de la bomba cuando se para el pozo.

**4.4.3. “PCP Charge”.** Se emplea bombeo PCP Charge (ver PCP charge, CHOPS en el campo Luseland) de la empresa Weatherford, el cual permite la recirculación de aceite por el anular; la varilla convencional pasó a ser varilla continua, no obstante, aunque se emplea este tipo de varilla se instalan centralizadores en algunos tramos inclinados para evitar el desgaste, se emplea cabezal eléctrico y variador. Para el año 2010 el 67% de los pozos emplea el sistema PCP Charge con recirculación y el 33% emplea bombas PC convencionales.

Cuando la producción de arena en un pozo ha llegado a un nivel estabilizado durante los ciclos, es decir que no se maneja una alta producción de arena, se pasa a utilizar una bomba PCP convencional en lugar de la PCP Charge.

**Figura 99. Optimización del sistema de levantamiento**



PCP con varilla convencional

PCP Charge 2010

(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo La Hocha, taller Ecopetrol-Hocol)

Las tabla 17 se muestran en orden cada uno de los sistemas PCP que se han probado en el campo, especificando el modelo, características y limitantes, en la casilla 7 se muestra la última bomba manejada. El promedio actual del run life de la bomba es de 370 días por pozo.

**Tabla 17. BHA típico del sistema PCP, tablas separadas muestran la sarta de producción y la sarta de varillas respectivamente**

SARTA DE PRODUCCION							
CANT	DESCRIPCION	S/N	ID	OD	LONGITUD	DESDE	HASTA
1	COUPLING 3-1/2" EU RH		N/A	4.5	0.48	2755.75	2756.23
1	TAG BAR 3XL SLOTTED 3-1/2" EUE (NUEVO)		N/A	3.500	2.60	2753.15	2755.75
1	LOWER STATOR WFT BMW, Model 120-200 (750-700) HN (NUEVO)		N/A	4.062	11.75	2741.40	2753.15
1	PUP JOINT PERFORADO 3-1/2" EUE J55 (NUEVO)		2.992	3.750	9.67	2731.73	2741.40
1	UPPER STATOR WFT BMW, Model 80-1200 (500-4100) HN (NUEVO)		N/A	4.560	32.70	2699.03	2731.73
1	X-OVER PUP JOINT 3 1/2" EUE RH- 3 1/2" EUE LH (NUEVO)		2.992	4.500	5.88	2693.15	2699.03
1	NIPLESILLA 3-1/2" EUE LH BOX-BOX (NUEVO)		2.750	4.500	1.65	2691.50	2693.15
14	BLAST JOINT 4-1/2" X 2,992" ID LH X 19 ft		2.992	4.500	276.31	2415.19	2691.50
2	JTAS TBG N-80 3-1/2" EUE (9,3 #) LH		2.992	4.500	63.85	2351.34	2415.19
15	BLAST JOINT 4-1/2" X 2,992" ID LH X 19 ft		2.992	4.500	296.05	2055.29	2351.34
5	JTAS TBG N-80 3-1/2" EUE (9,3 #) LH		2.992	4.500	159.61	1895.68	2055.29
1	X-OVER 3-1/2" RH X 3-1/2" EUE LH (NUEVO)		2.992	4.500	0.88	1894.80	1895.68
1	NON TURN TOOL TORQSTOPPER CSG 9-5/8" X 3-1/2" EUE (NUEVO)		3.062	6.187	1.52	1893.28	1894.80
60	JTAS TBG N-80 3-1/2" EUE (9,3 #) RH		2.992	4.500	1873.73	19.55	1893.28
1	PUP JOINT N-80 3-1/2" EUE (9,3 #) RH		2.992	4.500	6.05	13.50	19.55
1	TUBING HANGER 7-1/16" X 3 1/2"		2.992		0.90	12.60	13.50
	ELEVACION DE MESA ROTARIA				12.6	0.00	12.60

SARTA DE VARILLAS							
CANT	DESCRIPCION	S/N	OD	LONGITUD	DESDE	HASTA	
	ESPACIAMIENTO			2.72	2753.03	2755.75	
1	LOWER ROTOR, Model 120-200 (750-700) STD (Box: 7/8") (NUEVO)		2.185	13.92	2739.11	2753.03	
1	PONY DRIVE ROD 1" AOT X 8 FT (Pin: 7/8")		1.00	7.58	2731.53	2739.11	
1	UPPER ROTOR, Model 80-1200 (500-4100) STD (Lower Box: 7/8" & Upper Box: 1") NUEVO)		2.531	29.00	2702.53	2731.53	
1	SUBCOUPLING 1" X 1-1/8" SR		2.375	1.00	2730.53	2731.53	
380	CUELLO DE GANSO 1" COROD SER 6 (NUEVA)		1.00	380.00	2322.53	2702.53	
1	SHEAR COUPLING 1" X 30.000# (NUEVO)		2.00	1.10	2321.43	2322.53	
1	PL5 CENTRALIZER 1" X 3-1/2" modificado (OD=2,6")		2.60	0.65	2320.78	2321.43	
2253	VARILLA CONTINUA 1" COROD SER 6 (NUEVA)		1.00	2253.00	67.78	2320.78	
1	SUBCOUPLING 1" X 1-1/8" SR		2.00	0.40	67.38	67.78	
1	VARILLA CONVENCIONAL 1" EL X 25 FT (NUEVA)		1.00	25.00	42.78	67.78	
1	COUPLING 1" PR		2.00	0.40	66.98	67.38	
1	BARRA LISA DE 1- 1/2" X 40' (PIN 1") (NUEVA)		1.50	38.9	3.86	42.78	
	DIFERENCIA DE MESA ROTARIA			3.86	0.00	3.86	

(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo La Hocha, taller Ecopetrol-Hocol) .

**Tabla 18. a). Curva de aprendizaje del sistema PCP**

ítem	Tipo de Bomba	Modelo	Tipo de Elastómero	Interferencia Rotor- Elastómero	Característica	Aplicación Específica	Límitantes
1	Convencional	22.40-2500 24.40-1200 24.40-1500	NBRA	Estándar	PC Pumps convencionales con interferencia estándar, elastómeros NBRA los cuales presentan buen comportamiento al trabajar en ambientes con alta producción de arena.	Todos los pozos del campo	Arenamiento del sistema de fondo, daño de bomba por desgarramiento del elastómero debido a los altos volúmenes de arena producidos.
2	Convencional	22.40-2500 24.40-1200 24.40-1500	NBRA	Undersize	PC Pumps convencionales con interferencia baja, elastómeros NBRA los cuales presentan buen comportamiento al trabajar en ambientes con alta producción de arena. Instalación de cuello de ganso de mayor longitud para evitar arenamiento del Shear Coupling.	Pozos con altos volúmenes de arena producidos, p.e. LH-07	Decantación de sólidos por encima de la bomba y empaquetamiento de arena en las primeras juntas por encima del BHA.
3	Charge & Recirculating Pump	56-200 & 28-1200 95-250 & 42-1600	Buna Soft	Estándar	PC Pumps tipo Charge, con una bomba de precarga y otra de levantamiento lo cual permite tener un mejor manejo de arena del sistema de fondo. Bombas con bajo de desplazamiento volumétrico. Instalación de doble cuello de ganso con instalación de centralizadores de varilla para evitar desgaste de sarta de varilla.	Pozos con altos volúmenes de arena producidos, p.e. LH-07	No aplicable para pozos con alta producción, p.e. LH-01 & LH-09. Generación de puentes de arena a través de sarta de producción.

(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo La Hocha, taller Ecopetrol-Hocol)

b) Curva de aprendizaje del sistema PCP

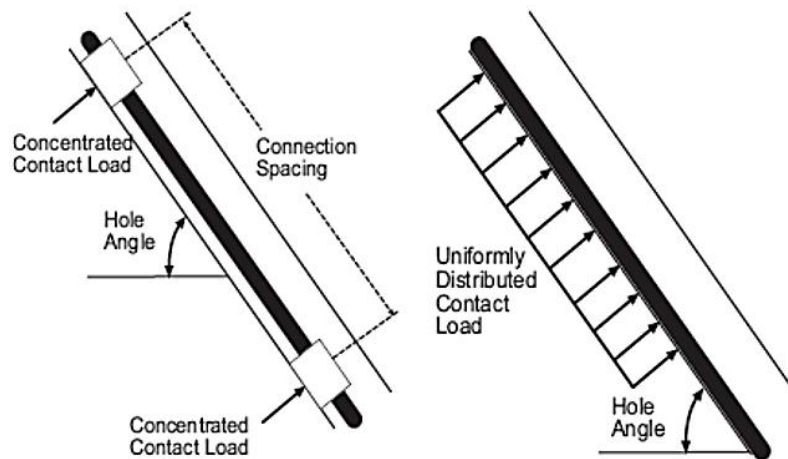
item	Tipo de Bomba	Modelo	Tipo de Elastómero	Interferencia Rotor- Elastómero	Característica	Aplicación Específica	Limitantes
4	Charge & Recirculating Pump	120-200 & 80-1200	HN	Undersize	PC Pumps tipo Charge, con una bomba de precarga y otra de levantamiento lo cual permite tener un mejor manejo de arena del sistema de fondo. Además se tiene baja interferencia para un mejor manejo de los sólidos. Bombas con alto de desplazamiento volumétrico. Instalación de centralizadores de varilla con diámetro externo modificado con el fin de para evitar desgaste de sarta de varilla.	Pozos con altos volúmenes de arena producidos, p.e. LH-01 & LH-09	Generación de puentes de arena a través de sarta de producción. Debido a la baja interferencia rotor-elastómero se debe tener velocidades de operación muy altas, con lo cual no se consigue producir los fluidos del pozo.
5	Convencional	200-8000 265-8000 48.40-1200 40.40-1200 32.40-1200	HN NBRA	Estándar	PC Pumps de alto levantamiento, con lo cual se asegura un excelente levantamiento de los fluidos producidos por el pozo, donde además se tiene una fuerza de levantamiento mayor a la de decantación de las partículas.	Pozos con altos volúmenes de arena producidos, p.e. LH-07, LH-13	Arenamiento del sistema de fondo, por encima del BHA (primeras juntas) debido al alto levantamiento del sistema de fondo.
6	Charge & Recirculating Pump	120-200 & 80-1200	HN	Estándar	PC Pumps tipo Charge, con una bomba de precarga y otra de levantamiento lo cual permite tener un mejor manejo de arena del sistema de fondo. Bombas con alto de desplazamiento volumétrico.	Pozos con altos volúmenes de arena producidos, p.e. LH-01 & LH-09	Generación de puentes de arena a través de sarta de producción.
7	Charge & Recirculating Pump	200-700 & 95-6000	HN	Estándar	PC Pumps tipo Charge y alto levantamiento, con una bomba de precarga y otra de levantamiento lo cual permite tener un mejor manejo de arena del sistema de fondo. Bombas con bajo de desplazamiento volumétrico.	Pozos con altos volúmenes de arena producidos y bajo aporte, p.e. LH-12 & LH-13	Poca facilidad para manejo de los fluidos en superficie. Líneas de producción presentan taponamiento constante debido a la gran producción de arena.

(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo La Hocha, taller Ecopetrol-Hocol)

## VARILLA CONTINUA (CO-ROD)<sup>42</sup>

El empleo de este tipo de varillas reduce la tasa de desgaste entre estas y la tubería. Al proveer una mayor área de contacto y por lo tanto una mayor distribución de cargas, eliminando así el 65% de las causas de falla de SR Convencional, debido a no couplings. En la figura 99 se muestra la distribución de cargas en un sistema de varillas con centralizadores y un sistema de varilla continua.

**Figura 100 Distribución de cargas en una sarta de varillas convencionales y co-rod.**



(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo La Hocha, taller Ecopetrol-Hocol).

## SISTEMA ELECTRO-PCP<sup>43</sup>

Para futuro se quiere probar el sistema electro-PCP para CHOPS, el objetivo es la realización de un piloto para evaluar el sistema de levantamiento artificial ESPCP,

<sup>42</sup>Ecopetrol-HOCOL Presentacion sand management 2010.

<sup>43</sup> ibid

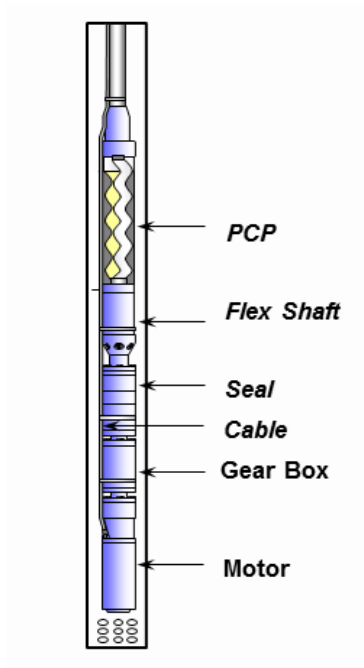
con este sistema se busca disminuir los servicios por tubería rota y varilla partida, por lo tanto también las pérdidas de producción por intervención a pozos.

El sistema ESPCP (ver esquema en figura 100) utiliza bombas de cavidad progresiva propulsadas por motores eléctricos en fondo.

Con este sistema se busca eliminar el uso de varillas evitando así el desgaste de estas y las pérdidas por las fallas respectivas. También se busca superar la restricción de la desviación en los pozos, la cual es de  $35^{\circ}$ , el sistema ESPCP se puede aplicar en pozos con un mayor ángulo; también tiene un buen manejo de fluidos viscosos y de la alta producción de arena.

Entre las limitantes se tiene que el sistema es costoso (alrededor de los 150 mil \$USD), dentro del análisis económico el criterio establecido para saber si un pozo aplica a este sistema es una producción mínima de 100 barriles de aceite.

**Figura 101 Esquema del sistema ESPCP**



(Fuente: J. Martínez, Presentación Modelo Operacional del campo La Hocha, taller Ecopetrol-Hocol).

#### **4.5. ESTRATEGIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE**

Las facilidades de un campo CHOPS están distribuidas por locaciones correspondientes al diseño de los clusters (ver figura 102), se recibe mediante carro tanque todo el aceite limpio de las otras locaciones pasan a locación adicional.

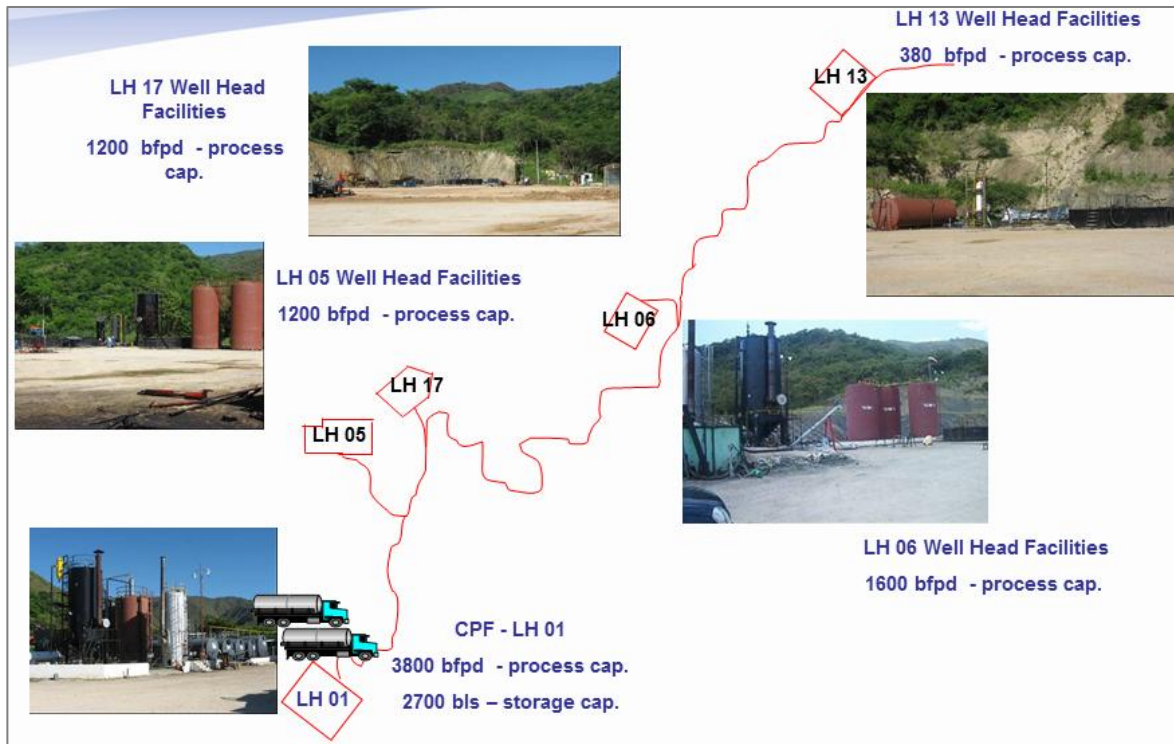
#### **PREMISAS PROCESO PRINCIPAL**

- Separación de gas en separadores verticales tipo “Poor Boy”.
- Separación de arena mediante lavado en colchón de agua caliente: Tanques Desarenadores con Tubo de Fuego (Tk Discovery).

- Desalado mediante lavado del crudo con agua dulce en medios calientes (dos etapas de lavado).
- Separación de agua mediante química, temperatura y decantación gravitacional en las vasijas de proceso Gun Barrel con calentamiento interno y Tanques de Almacenamiento.

En la actualidad, se implementan las facilidades de producción centrales (CPF) que permiten la automatización de muchos de los procesos realizados en el campo.

**Figura 102. Facilidades de superficie 2010 – campo Colombiano.**



Fuente Ecopetrol-HOCOL Presentacion sand management 2010

#### 4.5.1. Premisas de un Diseño típico del CPF de un Campo CHOPS

- Trasiego de fluidos con arena desde las locaciones hacia el CPF con bombas de alta presión de diseño especial.
- Centralización del sistema de separación de arena y desalado de crudo en las Facilidades Centrales de Producción “CPF” para bombeo a través del oleoducto.
- Red de gas combustible dentro del campo para generación eléctrica stand alone.
- Mezcla de crudo 25%, y 75% Crudo del campo CHOPS Colombiano para lograr condiciones de recibo (660cSt y 18°API).
- Trasiego de crudo limpio desde el CPF hacia las Locaciones para reinyección en los pozos.

## 4.6. ESTRATEGIA DE MANEJO DE DESECHOS<sup>44</sup>

### 4.6.1. Proceso de operaciones limpias en un campo CHOPS

- Se deben buscar aplicaciones para el manejo y disposición final de la arena, en diferentes industrias (Industrias Cementeras, fábricas de ladrillo, etc).
- Después del tratamiento en la UDT, la arena contiene un porcentaje inferior al 1% de aceite, con lo cual se cumple con la legislación existente.
- Se utiliza la ceniza resultante del proceso como parte del secado de los cortes de perforación.
- Se hace separación de fluidos y arena a través de decantación y UDT.
- Se utiliza UDT (Unidad de Desorción Térmica) para calentar el crudo y luego condensarlo para separarlo del agua.
- La disposición de la ceniza presenta un alto costo; debido a esto, se ha estudiado la opción de creación de una planta de disposición de arena para cuando hay altos picos de producción de arena.

**4.6.2. Unidad de Desorción Térmica<sup>45</sup>.** Dentro del campo debe existir un sistema UDT (Unidad de Desorción Térmica) cuyo objetivo es el tratamiento de la arena impregnada de aceite hasta alcanzar los límites exigidos por la legislación. La arena se separa del crudo mediante decantación a través de 2 piscinas que hacen parte del sistema UDT. A continuación la arena con el crudo remanente pasan a la tolva a una temperatura de 700 °C donde se evaporan los líquidos y se separan por diferencia de densidades. Al salir de la tolva se tiene una mezcla de crudo y agua, la cual pasa al sistema de condensación y finalmente a una piscina de almacenamiento de crudo, donde se recuperan en promedio 40 BOPD.

---

<sup>44</sup> Ecopetrol-HOCOL Presentacion sand management 2010.

<sup>45</sup> Ibid

El funcionamiento del sistema UDT requiere aproximadamente 600 Mscfd como combustible y el campo produce aproximadamente 2.8 MMscfd; el gas restante es quemado al ambiente.

Se espera la suspensión de este tipo de operaciones con el desarrollo del CPF. El sistema de recolección de crudo presenta un dispositivo denominado Discovery, el cual separa o drena la arena por decantación. Periódicamente durante el día se drena la mezcla de arena con crudo y se verifica el proceso de decantación a diferentes profundidades para evaluar la eficiencia de separación. Los principios de separación son temperatura y decantación.

## 5. SELECCIÓN DEL CAMPO A EVALUAR

La selección del campo a evaluar se realizó según las condiciones de las formaciones del Valle Medio del Magdalena y la facilidad en la consecución de la información, basada principalmente en los criterios de selección establecidos a partir de la revisión del estado del arte de CHOPS a nivel mundial, que incluye esencialmente propiedades del fluido y de la formación descrita en la sección 4.1.

El campo que mejor se ajustaba a estos criterios es un campo pequeño operado por Ecopetrol S.A. en el valle medio del Magdalena al que por términos de confidencialidad de la operadora llamaremos “el Campo UIS” cuyos pozos producen principalmente de la formación mugrosa. Las propiedades del fluido y yacimiento para este campo se muestran en la tabla 19.

**Tabla 19. Propiedades del campo UIS.**

PROPIEDADES Y PARÁMETROS DEL CAMPO UIS	
Mecanismo de Producción	Gas en Solución (empuje parcial agua)
TD Profundidad Medida (máx.)	3600'
Presión Inicial (psi @ 250 ft SSL)	1720
Permeabilidad horizontal (Darcy)	0.45
Viscosidad (cp)	8951
Gravedad °API	16.5 - 17.5
Buzamientos	Entre 60 y 90º
Contacto agua-aceite (ft SSL)	1008
Temperatura del yacimiento (ºF)	115
Presión de burbuja (psi)	901
Porosidad (%)	0.45
Net Pay (ft)	75 - 220
Formaciones productora	Formación Mugrosa
Granulometría	Arena fina 70%, limos y arcilla 22% en peso
	Coefficiente de uniformidad = 2,38 (fuente: análisis granulométrico pozo UIS 1)

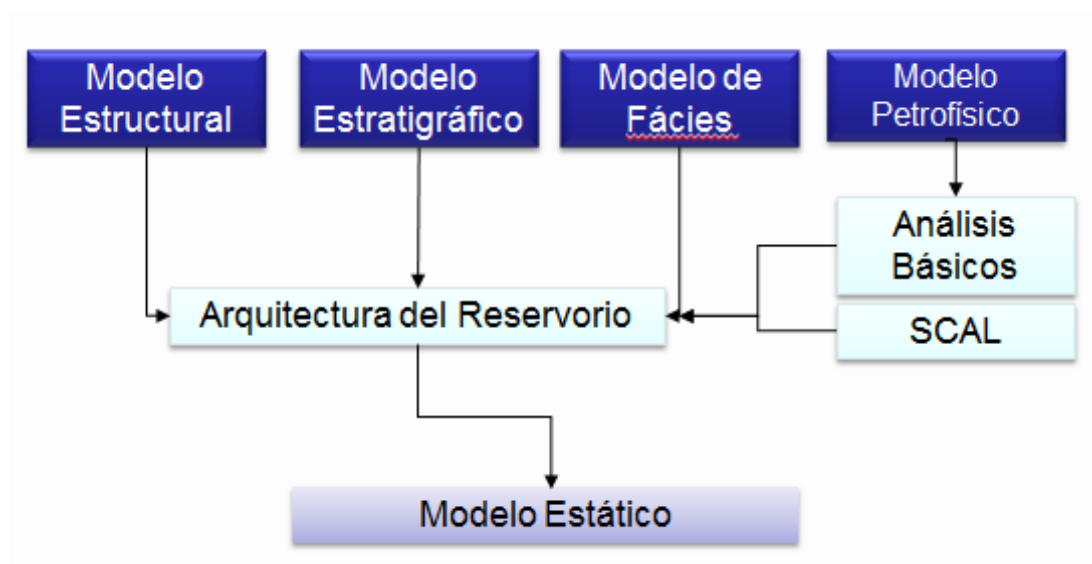
(Fuente: Ecopetrol)

La zona presenta un tipo de falla inversa (ubicada a 1848 ft) que se observa con la inversión de pliegues por buzamiento y compresión. Debido a esto, la perforación de los pozos se realiza paralela a la estratificación y en algunos casos pasando de las formaciones más antiguas a las más nuevas contrario a la disposición normal de menor edad a mayor edad geológica, como se observa más adelante en la Figura 3.37, que muestra el modelo estructural.

### MODELO ESTÁTICO

En la Figura 102. se muestran los elementos que conforman el modelo estático del yacimiento. Cabe anotar que para este campo la toma de registros de imagen es muy importante en vista de que la calidad de la información y porque permite la elaboración del modelo estructural a partir de los datos de ángulos y dirección de buzamiento.

**Figura 103 Elementos que conforman el modelo estático, campo Colombiano**



(Fuente: presentación Modelo Estático – Ecopetrol octubre 2010)

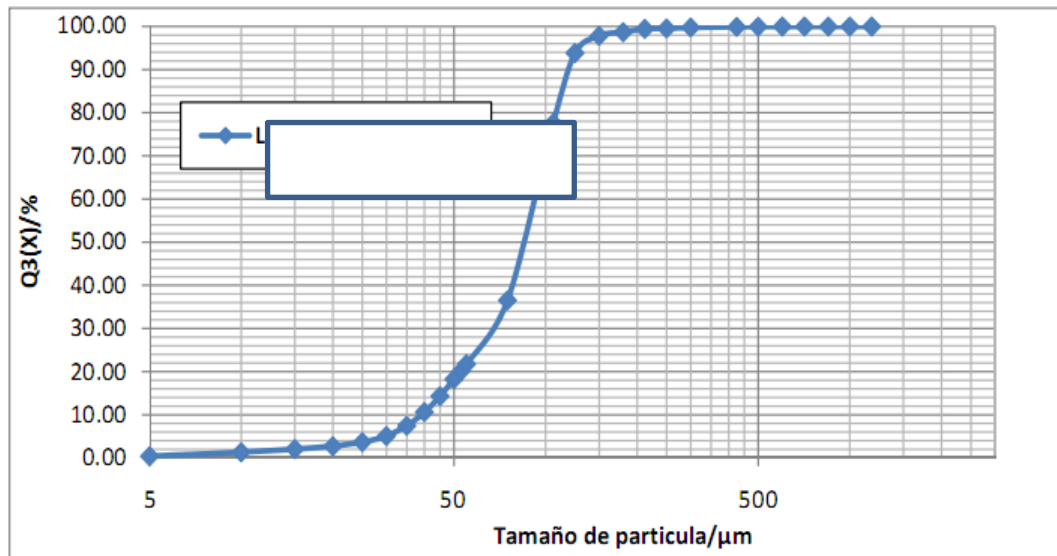
## MODELO ESTRUCTURAL

El modelo estructural del yacimiento del campo UIS, se trata de un pliegue recumbente en donde uno de los flancos frontales logra un buzamiento superior a  $90^\circ$ , la estructura anteriormente mencionada es denominada "Pared".

## GRANULOMETRÍA Y MINERALOGÍA

A continuación se presenta los resultados de la distribución granulométrica acumuladas y en fracción en pesos pasantes obtenidos de una muestra del Pozo UIS-1 y su clasificación de acuerdo al tipo de grano. De acuerdo a la mayor concentración de tamaños de grano podemos observar que predominan los tamaños arena muy Fina que representan 70% en peso aproximadamente. Los tamaños finos (Limo y Arcillas) representan alrededor del 22% en peso. Adicionalmente esta distribución corresponde a Arenas de buena selección de grano o distribuciones homogéneas, reflejado en sus coeficientes de uniformidad menores de 3.

**Figura 104 Distribución granulométrica acumulada pasante (Q3(x)%)**



(Fuente: Ecopetrol)

Esta muestra se encuentra constituida básicamente por Cuarzo que representa alrededor del 95% en peso.

Entre los componentes accesorios se encuentran principalmente Minerales arcillosos a nivel de trazas y en “Otros” se agrupan otras fases tales como Feldespatos potásicos y Carbonatos tipo Calcita y Dolomita. (Ver Figura 5.3). Los Minerales arcillosos son principalmente Caolinita y Clorita. Estos minerales se caracterizaron a nivel de la fracción menor de 2 micras y representan aproximadamente el 5% en peso de esta fracción. El 95% en peso restante corresponde a Cuarzo microcristalino. La Caolinita constituye el mineral arcilloso mayoritario y representa contenidos alrededor del 5% en peso, mientras la Clorita se encuentra a nivel de trazas. (Ver Figura 105).

**Figura105. Composición roca total – muestra del pozo UIS-1**



(Fuente: Ecopetrol)

**Figura 106 Composición fracción < 2 micras – muestra del pozo UIS-1**



(Fuente: Ecopetrol)

## **6. EVALUACION TECNICA**

### **6.1. CALIDAD DE LOS DATOS DE ENTRADA.**

Aparte de conocer como son las tendencias de las variables dentro de los modelos, otra aplicación importante de la sensibilidad es el análisis de incertidumbre de los datos de salida asociados a la calidad de los datos de entrada, lo cual permitirá tener un grado de aproximación según las suposiciones o correlaciones empleadas para el cálculo de las variables.

La mayoría de los datos de entrada en el modelo, provienen de registros de pozo, principalmente del registro de densidad, el sónico y el gamma ray. Sin embargo muchas veces no se cuenta con toda esta información, por lo tanto varios datos se deben obtener sintéticamente a partir de los datos existentes.

### **6.2. APLICACIÓN DEL MODELO**

El modelamiento de CHOPS, se ha caracterizado desde siempre como un proceso bastante difícil de modelar, debida a la complejidad física del proceso. Sin embargo, Se han hecho varios intentos como el uso de la simulación numérica convencional de yacimientos, pero la mayoría de los simuladores de yacimientos de diferencias finitas comerciales no incorporan la capacidad de modelar un proceso geomecánico complejo responsable de la fañña de las formaciones poco consolidadas en CHOPS.

Para el desarrollo de la evaluación técnica se usó el Método de predicción de caudal de crudo pesado a partir de parámetros geo mecánicos y de la producción de área desarrollada por Maurice Dusseault, por ser el modelo más práctico y el que se ajusta a la información con la que se cuenta del Campo.

En este Dusseault, para describir el mejoramiento de la producción debida a CHOPS, propone un modelo conceptual de propagación del arenamiento, basado en soluciones de esfuerzos elastoplásticos en arenas no consolidadas y a condiciones de presión no estables en un ambiente de “aceite espumoso” descrito en el capítulo 2 de este libro.

Los parámetros a utilizar en el modelo para el Campo UIS en el pozo UIS-1 se muestran en la tabla 20.

**Tabla 20. Parametros de entrada para el modelamiento de CHOPS en el campo UIS.**

PARÁMETROS DE ENTRADA EN EL MODELO	
Porosidad Inicial (%)	0.29
Permeabilidad Inicial (Darcy)	0.45
Caudal de Arena (m3/día)	13
Viscosidad (Pa.s)	8.951
Radio del Yacimiento (m)	74.676
Radio del Wellbore (m)	0.10058
Espesor (m)	21.0312
Presión de yacimiento (Mpa)	11.85768
Presión de Saturación (Mpa)	6.2046
Módulo de Young (GPa)	0.2618
Relación de Poisson	0.45
Esfuerzo Horizontal (Mpa)	32750000
Esfuerzo de arrastre cohesivo (Mpa)	457000
Angulo de Fricción (Rad)	-1.3456E-05

Para la solución del modelo, y el cálculo del radio crítico descrito en el modelo, se utilizó el método de iteración de Newton Raphson usando Excel como herramienta de cálculo como, el cual nos permitió hallar el valor de cada variable en el tiempo.

Los datos mostrados en la tabla anterior, son tomados a un tiempo cero (0), algunos son datos experimentales de laboratorio y otros hallados a partir de los existentes usando las ecuaciones descritas en la sección 2.5, donde el caudal de aceite y de arena junto con la porosidad y permeabilidad van variando en cada time step.

Para determinar los coeficientes en las ecuaciones 2.4 y 2.5 de la sección 2.5, se necesitó tres tasas de arena a tres tiempos diferentes (Tabla 21a). Dusseault recomienda que la data será ajustada con un decaimiento exponencial suave que es asintótica a la tasa base (En este caso 1.5% de Arena).

**Tabla 21. a). Coeficientes experimentales a y b usados en el modelamiento de CHOPS en el campo UIS.**

Historia de Produccion de la arena				
Tiempo de Arenamiento Meses	Densidad de las arenas Kg/m3	Tasa de arena Inicial m3/dia	Tasa final de arena m3/dia	Tasa de arena del 3er mes m3/dia
6	2.65	0.318	2.067	0.795

b). Coeficientes experimentales a y b usados en el modelamiento de CHOPS en el campo UIS.

COEFICIENTES CALCULADOS	
a	0.00051
b	0.0005116

Con los parámetros de entrada listada en la tabla 6.1, el radio crítico es determinado en cada time step. Luego la porosidad y la permeabilidad es actualizada de acuerdo al procedimiento y ecuaciones descritas en la sección 2.5, combinadas con la historia de arenamiento de la tabla 6.2a. Finalmente la tasa de

aceite mejorada es determinada y sirve a su vez como input para calcular un nuevo radio crítico para el siguiente time step.

**6.2.1. Consideraciones del modelo.** El tiempo de predicción utilizado fue de doce meses (un año), en orden de alcanzar soluciones semianalíticas, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones en el modelo:

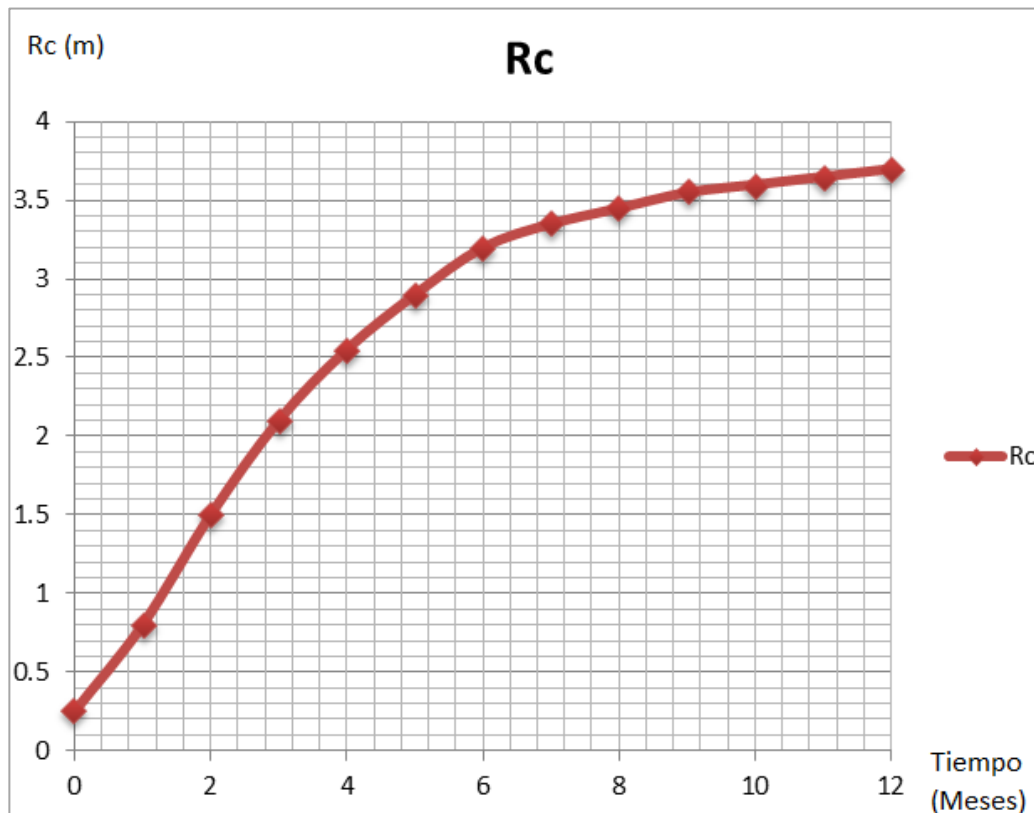
- Toda la arena producida se asume que viene del incremento del radio crítico y la porosidad de en la elastoplástica.
- La deformación en la zona plástica es pequeña así que el efecto de la compresión puede ser despreciada.
- La porosidad y la permeabilidad en la zona elastoplástica son solo función del tiempo.

Por otra parte, para investigar las variaciones de la tasa de producción, la presión en fondo de pozo (BHP) es asumida como constante en la predicción, mientras en otros modelos el pozo es sujeto a un específico drawdown gradual estratégicamente. Una BHP constante puede ser vista como una limitación del modelo, pero debido a que los modelos son basados sobre la física del sonido, ajustes y calibraciones pueden ser incorporados para dar unos resultados convenientes en la práctica. Desarrollos adicionales en este modelo puede además permitir ser tratado como semianalíticamente. En un tópico tan complejo que involucra el comportamiento del fluido junto con el sólido, una habilidad de analizar cuantitativamente los mecanismos de mejoramiento durante la producción de arena involucra un total de 14 parámetros (Tabla 6.1), de los cuales todos están usualmente disponibles en el campo, lo cual es una gran ventaja.

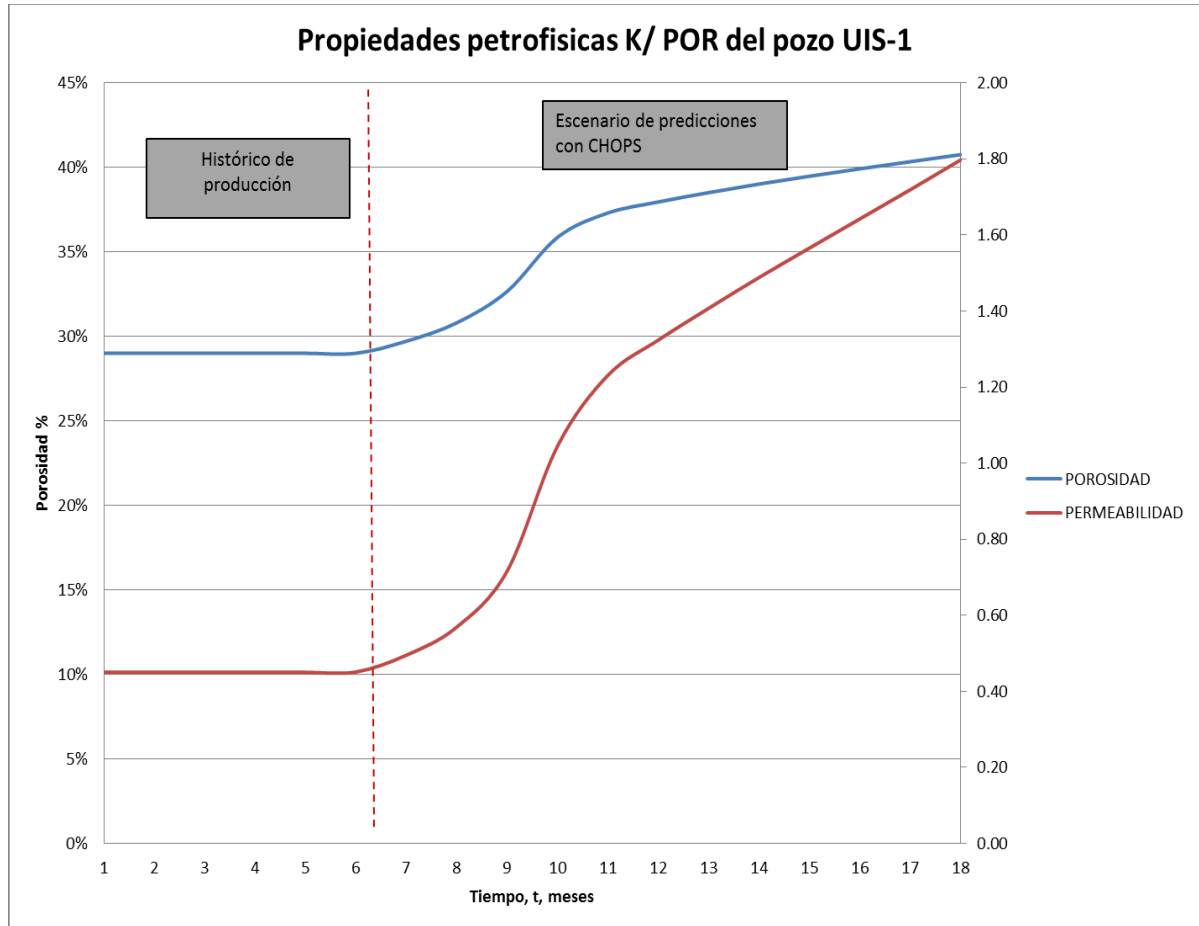
### 6.3. EFECTO DEL INCREMENTO DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN EL MEJORAMIENTO DE LA TASA DE ACEITE

Basado en el modelo descrito por Dusseault, la propagación de la zona elastoplástica ( Aumento del Radio crítico) es descrita en la figura 107 mientras la evolución de la porosidad y la permeabilidad es descrita en la figura 108.

**Figura 107. Incremento del factor de recobro con CHOPS para el pozo UIS-1.**



**Figura108. Incremento del factor de recobro con CHOPS para el pozo UIS-1.**

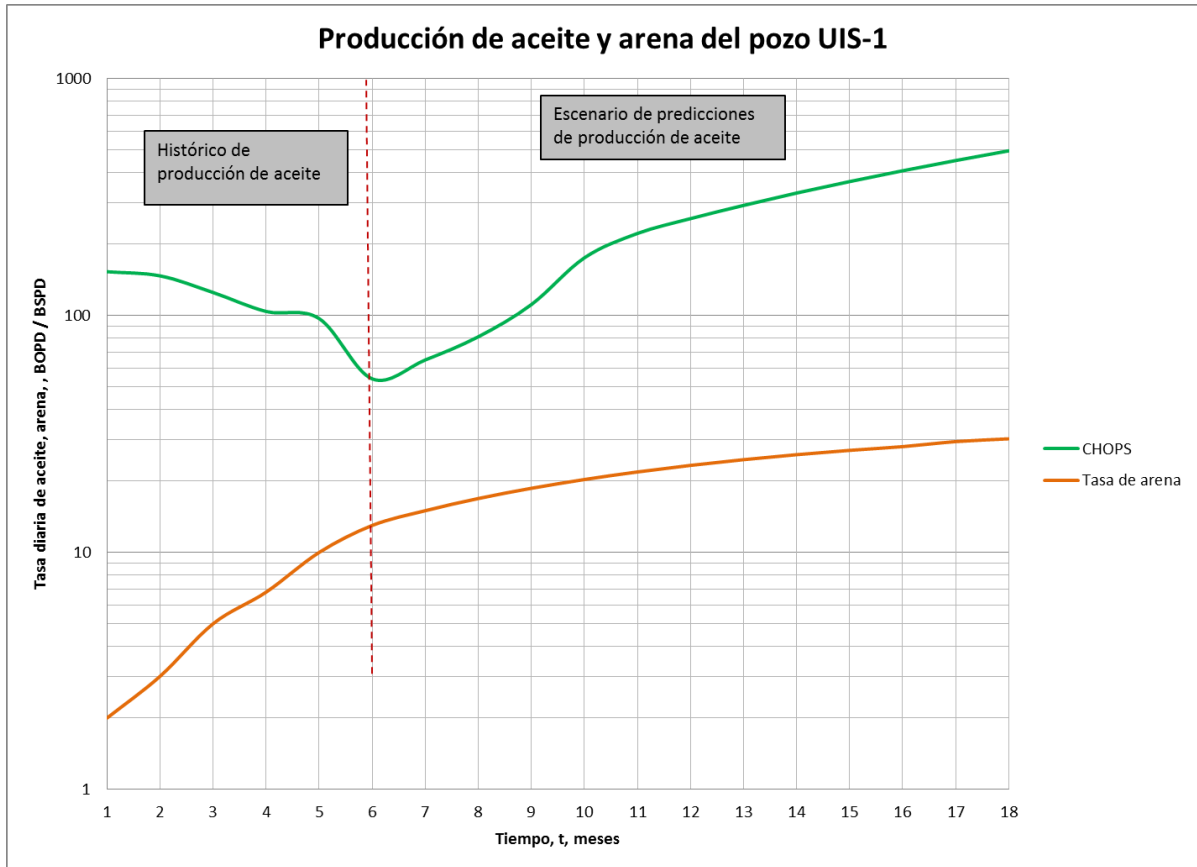


La propagación del radio plástico es restringido solo por el limite exterior (Es decir  $R_c < R_2$ ), para nuestro caso se inició con un  $R_c$  de 0.25 m y se terminó con uno de 3.78 m (aumento 15 veces).

Para promover la remoción de arena de la formación, la porosidad y el radio plástico deben incrementar. En la figura 6.1 correspondiente al rápido incremento del radio critico ( $R_c$ ) durante la etapa inicial del arenamiento, la producción de aceite después de dos meses es mejorada 1.7 veces más que la tasa inicial (Figura 109). El mejoramiento resulta principalmente de dos mecanismos: el incremento de la porosidad de la matriz de roca, y el incremento de la velocidad relativa del aceite de la ley de Darcy. Esto demuestra que la variación de las

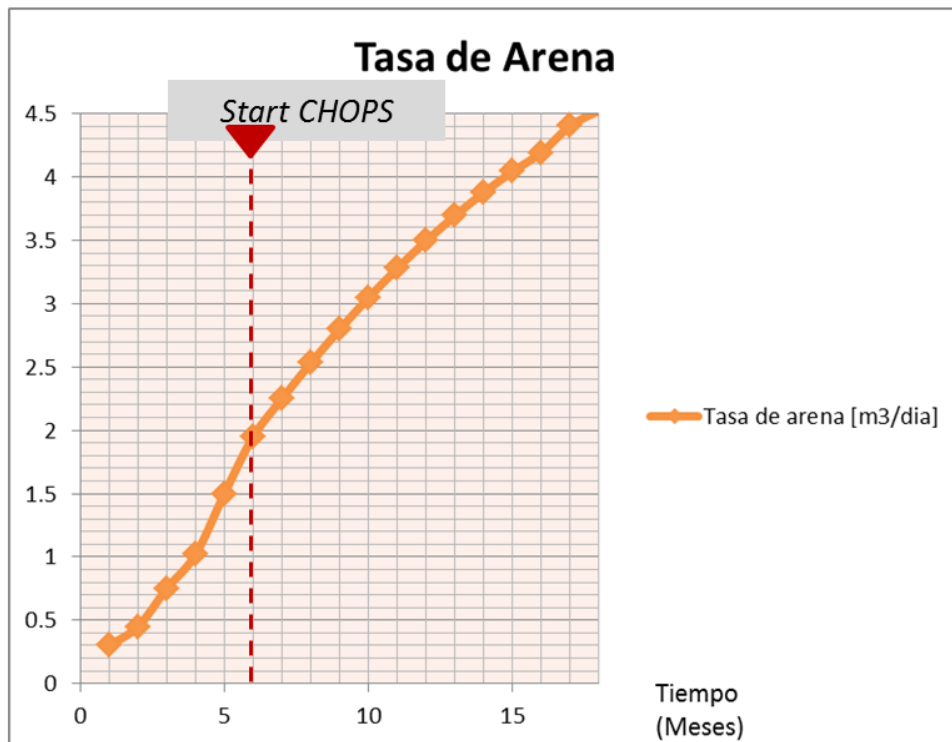
propiedades de transporte de la formación con la producción de arena junto con la velocidad del fluido juega el papel más importante en el aumento de la producción de aceite.

**Figura 109. Incremento del factor de recobro con CHOPS para el pozo UIS-1.**



En cuanto a la tasa de arena, la figura 6.4 muestra como esta va aumentando de manera exponencial suave desde el inicio de la implementación de CHOPS en el campo, producto de la arena que es removida de la formación, generando mejoras en la porosidad y permeabilidad wellbore.

**Figura 110. Predicción del acumulado del petroleo para el pozo UIS-1.**



#### **6.4. CHOPS VERSUS LOS MÉTODOS DE EXCLUSIÓN Y CONTROL DE ARENA.**

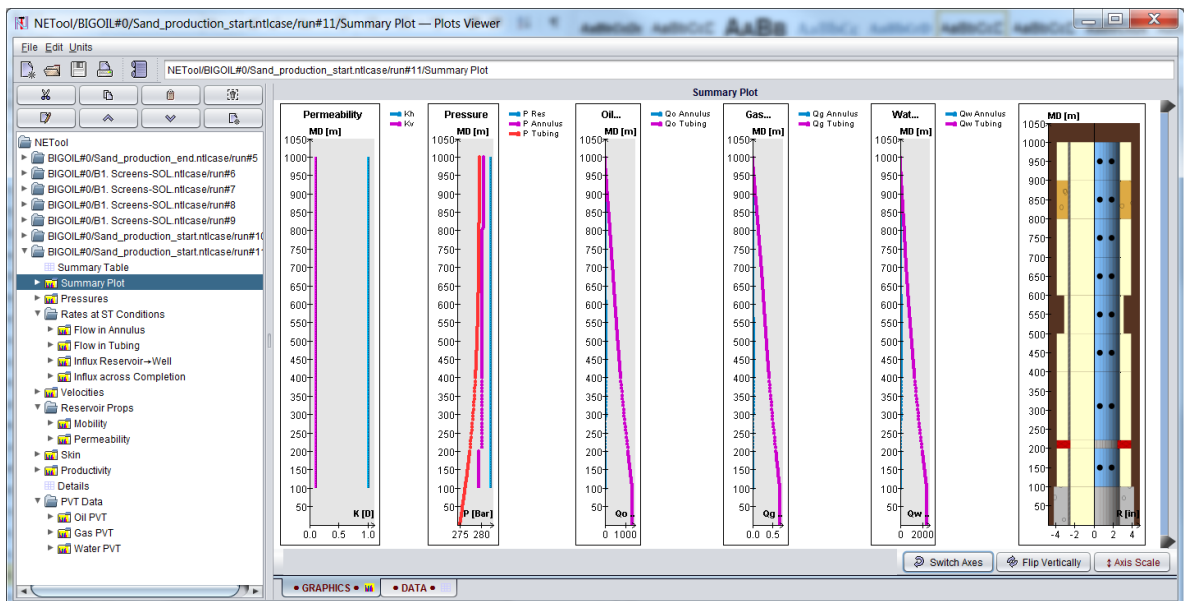
Usando NETool, herramienta software de Halliburton, para el modelamiento de la producción de aceite en el uso de métodos de control y exclusión de arena, se hizo la predicción de la tasa de aceite para el pozo UIS-1 usando el estado mecánico del pozo y las condiciones iniciales de caudal que se usaron en el modelamiento de CHOPS (Figura 111 a y 111 b.), evaluando el desempeño de este pozo bajo el escenario de un Slotted Liner y empaquetamiento con grava, del cual obtuvimos las Figuras 112 y 113.

Figura 111.a) Definición de parámetros en NETool para el pozo UIS-1 para el escenario de empaquetamiento con grava.

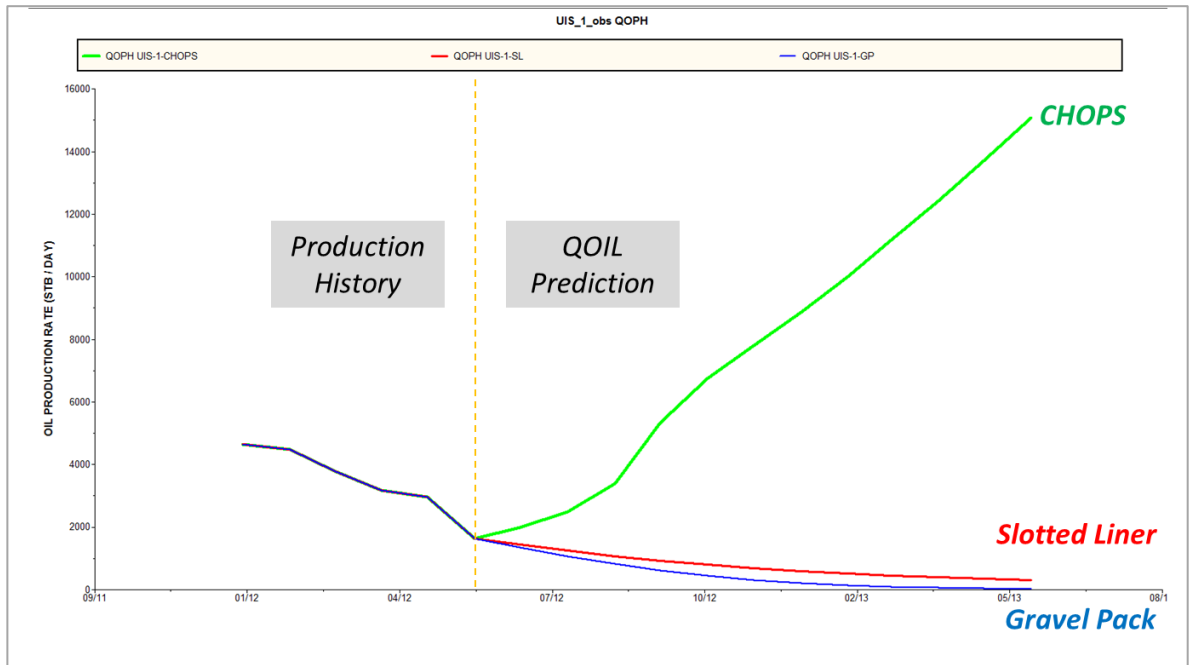
The screenshot shows the 'Summary Table' in NETool. The table lists well completion segments with their top and bottom depths (MD) and various completion types. The 'Nozzle ICD + Formation Gravel' segment is highlighted in yellow, indicating the gravel pack completion.

Seg #	Segment Top MD [m]	Segment Length [m]	Casing/Liner Control	Sand Control	Inflow Control	Stinger	Well Hole Size [in]	Liner ID [in]	Liner OD [in]	Inflow Control ID	Inflow Control ID
1	0.000	100.000	Cemented B.P.	-	-	-	8.5	8.5	5	-	-
2	100.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	7.875	-	-	5.5	5
3	200.000	1.000	-	-	Packer	-	7.875	-	-	7.875	5
4	201.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	7.875	-	-	5.5	5
5	400.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	7.875	-	-	5.5	5
6	500.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	6.2992	-	-	5.5	5
7	600.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	7.875	-	-	5.5	5
8	700.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	7.875	-	-	5.5	5
9	800.000	100.000	-	-	Nozzle ICD + Formation Gravel	-	7.875	-	-	5.5	5
10	900.000	100.000	-	-	Nozzle ICD	-	7.875	-	-	5.5	5
TOE	1000.000										

b) Esquema del completamiento del pozo UIS-1 en NETool para el escenario de empaquetamiento con grava.



**Figura 112 Historia y Prediccion de la Produccion de aceite para el pozo UIS-1.**



Fuente: Editado de NetTool visualizer Halliburton

Para efectos de visualización y comparación incluimos los datos de caudal de aceite en el tiempo obtenido mediante el modelamiento de CHOPS en Excel, y lo incluimos como un archivo de data observada en el visualizador de NETool.

La Figura 112 Muestra como la producción incrementa justo en el inicio de la producción bajo el esquema CHOPS y alcanza una tasa hasta 7 veces mayor que la inicial, mientras que técnicas como la exclusión o el control de la arena no resultaron ser un método eficiente para las condiciones del pozo. La tabla 22, muestra el cambio de la tasa de aceite por día usando los diferentes métodos desde la fecha inicial hasta la fecha final de la predicción. Es el mismo caso si lo miramos por acumulados de STB de petróleo como lo muestra la Figura 112 y la tabla 23.

**Tabla 22. Producción de aceite en el tiempo del pozo UIS-1.**

OIL PRODUCTION RATE			
METHOD	GRAVEL PACK	SLOTTED LINER	CHOPS
DATE	[STB/DAY]	[STB/DAY]	[STB/DAY]
6/1/2012	1641.60	1641.60	1641.60
6/1/2013	20.92	299.95	11470.07

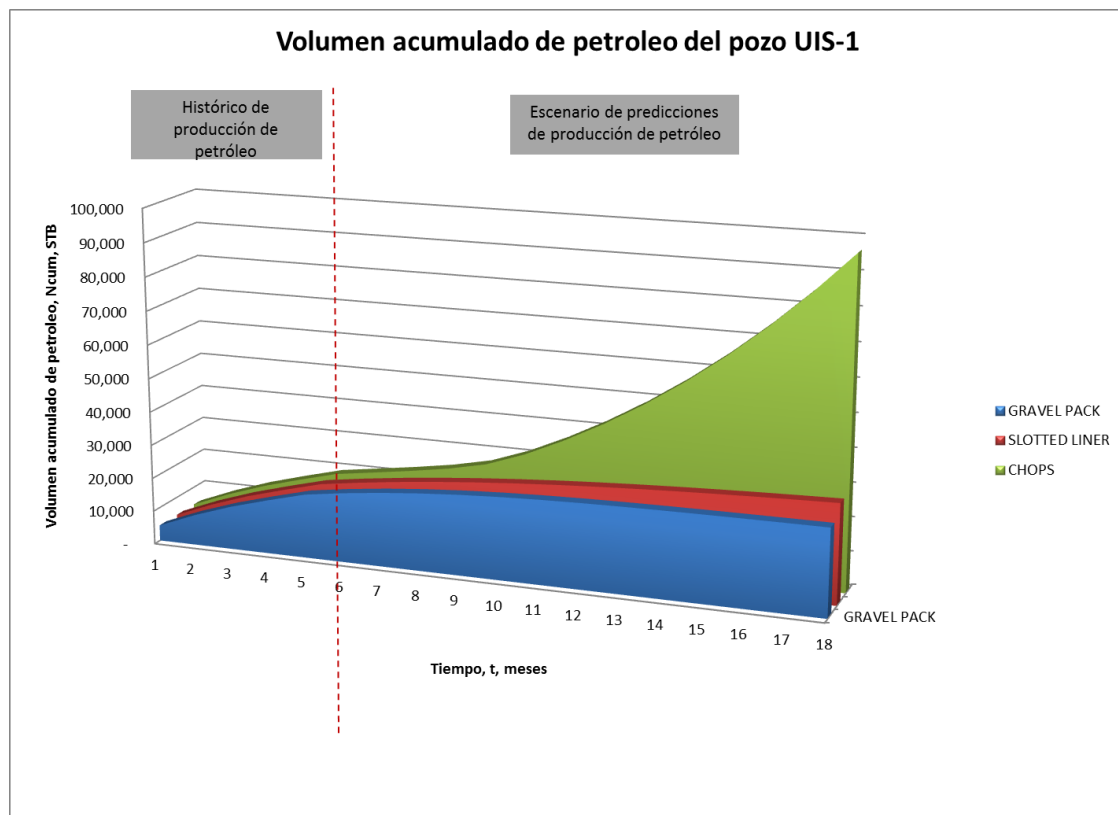
Fuente: El autor.

**Tabla 23. Producción acumulada de petróleo en predicción para el pozo UIS-1.**

CUMULATIVE OIL PRODUCTION			
METHOD	GRAVEL PACK	SLOTTED LINER	CHOPS
DATE	[STB]	[STB]	[STB]
6/1/2013	25798.26	29402.64	96191.35

Fuente: El autor.

**Figura 113. Predicción del acumulado del petróleo para el pozo UIS-1.**



## 7. EVALUACION ECONOMICA

La mejor solución técnica puede no ser la mejor solución económica, por lo cual se debe buscar un balance entre las dos soluciones para maximizar la productividad. Para lograr lo anterior se debe realizar un análisis económico, teniendo en cuenta todo el flujo de caja (inversiones iniciales en tecnología, costos de mantenimiento, ingresos por producción, etc.) de la tecnología a evaluar.

### 7.1. TIEMPO DE EJECUCIÓN:

El horizonte de tiempo del proyecto es de un (1) año, el cual se basa principalmente en el histórico de producción estabilizada de petróleo una vez inicie la alternativa CHOPS en el pozo UIS-1.

**Tabla 24. Tiempo de ejecución y producción de aceite**

Mes	Qo (BOPD)	Np (STB)	Ncum (STB)
1	153.0	4,651	4,651
2	147.0	4,469	9,120
3	125.0	3,800	12,920
4	104.0	3,162	16,082
5	97.0	2,949	19,030
6	54.0	1,642	20,672
7	55.0	1,673	22,345
8	61.6	1,874	24,219
9	81.6	2,482	26,701
10	135.7	4,125	30,826
11	172.6	5,247	36,073
12	197.1	5,993	42,066
13	222.5	6,765	48,831
14	249.8	7,595	56,426
15	278.7	8,473	64,899
16	309.6	9,412	74,311
17	342.4	10,410	84,721
18	377.3	11,470	96,191

La operación del campo UIS-1 es regulada mediante la figura de Contrato de Asociación, en la cual una empresa conforma una sociedad con Ecopetrol S.A., estableciéndose como operador del campo a tal empresa.

## 7.2. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO:

El flujo de caja de un proyecto se compone de dos elementos básicos: Ingresos y Egresos.

Para la estimación de un flujo real de caja, es indispensable considerar la estructura establecida en el Contrato de Asociación para la distribución de la producción, los gastos y las inversiones entre los socios, pactada de la siguiente manera:

**Tabla 25. Flujo de caja del proyecto**

	PRODUCCION	INVERSIONES
ECOPETROL	60%	30%
EMPRESA	40%	70%
REGALIAS	20%	

En el flujo de caja, se distribuirá los ingresos y los egresos de acuerdo al esquema anterior, realizando la evaluación económica desde el punto de vista de la empresa socia de Ecopetrol S.A., denominada la “Empresa”.

**7.2.1. Egresos.** En los egresos se incluyen las inversiones iniciales, los costos de operación e impuestos.

- **Inversiones Iniciales:** Son desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos, como compra de terrenos, maquinaria, equipos y obras de

instalación de apoyo entre otras. Estos costos se concentran generalmente en los primeros períodos del proyecto y se pueden clasificar en:

- Intangibles: Un intangible es aquel activo que se genera como resultado de la incorporación de información, conocimientos, experiencias y habilidades a las diferentes actividades productivas de una empresa.
- Tangibles: El término inversión en Bienes Tangibles designa la acción de convertir éstos en activos de inversión con garantías de la más alta rentabilidad, de una constante revalorización. Estos bienes son los que están relacionados a las alternativas de Implementación y otros.
- Costos de operación: Son los desembolsos ocasionados por insumos y otros rubros necesarios para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento. Incluyen costos de producción fijos y variables.
- Costos Fijos: Costos que no dependen del volumen de producción y se ejecutan a lo largo de la vida del proyecto.
- Costos Variables: Costos que dependen de la producción del Campo

Para la implementación de la alternativa CHOPS se requiere realizar una inversión inicial correspondiente al trabajo de intervención del pozo para la conversión, reperforados, y un estudio integrado de yacimientos, la cual es detallada a continuación:

**Tabla 26. Inversión inicial del proyecto**

INVERSIÓN INICIAL	Precio (USD\$)	Q	Unidad	(USD\$) Incluido IVA
Equipo de subsuelo (PCP) - superficie, mano de obra y movilización.	170000	1	GLOBAL	\$170.00
Recañoneo de intervalos	3500	20	TPP	\$70.00
Taladro de WO para operación de conversión a CHOPS	25000	4	DIA	\$100.00
Estudio integrado de yacimientos	75000	1	GLOBAL	\$75.00
<b>TOTAL</b>				\$415.00

En cuanto a la operación del sistema durante el año de ejecución, se requiere de asumir un costo operacional mensual correspondiente al tratamiento y disposición de los volúmenes de arena asociados con CHOPS y al monitoreo de la operación de la bomba PCP, así:

**Tabla 27. Costos de operación**

COSTOS DE OPERACIÓN MENSUAL	Precio (USD\$)	Q	Unidad	USD\$) Incluido IV
Tratamiento y disposición de volúmenes de arena	45000	12	MES	\$540.00
Monitoreo de la operación de la bomba PCP	9500	12	MES	\$114.00
<b>TOTAL</b>				\$654.00

Realizando la distribución de inversiones y gastos entre los socios, los egresos en dólares son los siguientes:

**Tabla 28. Egresos**

MES	EGRESOS		
	TOTAL	ECOPETROL (30%)	EMPRESA (70%)
0	-415000	-124500	-290500
1	-54500	-16350	-38150
2	-54500	-16350	-38150
3	-54500	-16350	-38150
4	-54500	-16350	-38150
5	-54500	-16350	-38150
6	-54500	-16350	-38150
7	-54500	-16350	-38150
8	-54500	-16350	-38150
9	-54500	-16350	-38150
10	-54500	-16350	-38150
11	-54500	-16350	-38150
12	-54500	-16350	-38150

**7.2.2. Ingresos.** Son aquellos flujos percibidos por la venta o alquiler de los productos o prestación de servicios del proyecto y se registran en el año en que se esperan recibir, independientemente del momento en que se causan. Estos ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, es decir, por la venta del producto como también los ingresos financieros. Se obtienen de la venta de la producción de petróleo de cada pozo, de acuerdo a un precio de referencia.

- Precio de Referencia

El precio de venta del petróleo para el Campo de aplicación está ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en US\$/Bbl. Se tomó el precio de venta del crudo WTI bajo tres escenarios 60, 70 y 80 USD\$/BO.

Los ingresos serán originados por la venta de la producción de petróleo perteneciente a la Empresa, la cual resulta de la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\text{Produccion Empresa} = \text{Prod. Crudo} * 1 - \% \text{Regalias} * (\text{Participacion de la empresa})$$

Una vez se obtiene la producción neta de la Empresa, se procede a estimar el ingreso mensual por la venta de ésta mediante el WTI. Considerando un análisis de sensibilidades de la fluctuación del precio de referencia de petróleo, se modelan tres posibles escenarios de ingresos y realizando la distribución de producción entre los socios, después de regalías, los ingresos en dólares son los siguientes:

1) WTI: 60 USD\$ / BO

**Tabla 29. Escenario WTI: 60 USD\$ / BO**

MES	TOTAL DE ACEITE	PRODUCCION			INGRESOS		EGRESOS		
		REGALIAS	ECOPETROL	EMPRESA	ECOPETROL	EMPRESA	TOTAL	ECOPETROL	EMPRESA
0	0	0	0	0	0	0	-415000	-124500	-290500
1	1.673	335	803	536	48195	32130	-54500	-16350	-38150
2	1.874	375	899	600	53960	35973	-54500	-16350	-38150
3	2.482	496	1191	794	71476	47651	-54500	-16350	-38150
4	4.125	825	1980	1320	118797	79198	-54500	-16350	-38150
5	5.247	1049	2519	1679	151120	100747	-54500	-16350	-38150
6	5.993	1199	2877	1918	172602	115068	-54500	-16350	-38150
7	6.765	1353	3247	2165	194818	129879	-54500	-16350	-38150
8	7.595	1519	3646	2431	218748	145832	-54500	-16350	-38150
9	8.473	1695	4067	2711	244028	162685	-54500	-16350	-38150
10	9.412	1882	4518	3012	271066	180711	-54500	-16350	-38150
11	10.410	2082	4997	3331	299809	199872	-54500	-16350	-38150
12	11.470	2294	5506	3670	330338	220225	-54500	-16350	-38150

2) WTI: 70 USD\$ / BO

**Tabla 30. Escenario WTI: 70 USD\$ / BO**

MES	TOTAL DE ACEIT	PRODUCCION			INGRESOS		EGRESOS		
		REGALIAS	ECOPETROL	EMPRESA	ECOPETROL	EMPRESA	TOTAL	ECOPETROL	EMPRESA
0	0	0	0	0	0	0	####	-124500	-290500
1	1.673	335	803	536	56228	37485	-54500	-16350	-38150
2	1.874	375	899	600	62953	41969	-54500	-16350	-38150
3	2.482	496	1191	794	83389	55592	-54500	-16350	-38150
4	4.125	825	1980	1320	138596	92398	-54500	-16350	-38150
5	5.247	1049	2519	1679	176307	117538	-54500	-16350	-38150
6	5.993	1199	2877	1918	201369	134246	-54500	-16350	-38150
7	6.765	1353	3247	2165	227288	151525	-54500	-16350	-38150
8	7.595	1519	3646	2431	255206	170138	-54500	-16350	-38150
9	8.473	1695	4067	2711	284699	189799	-54500	-16350	-38150
10	9.412	1882	4518	3012	316244	210829	-54500	-16350	-38150
11	10.410	2082	4997	3331	349777	233185	-54500	-16350	-38150
12	11.470	2294	5506	3670	385394	256930	-54500	-16350	-38150

3) WTI: 80 USD\$ / BO

**Tabla 31. Escenario WTI: 80 USD\$ / BO**

MES	TOTAL DE ACEIT	PRODUCCION			INGRESOS		EGRESOS		
		REGALIAS	ECOPETROL	EMPRESA	ECOPETROL	EMPRESA	TOTAL	ECOPETROL	EMPRESA
0	0	0	0	0	0	0	####	-124500	-290500
1	1.673	335	803	536	64260	42840	-54500	-16350	-38150
2	1.874	375	899	600	71947	47964	-54500	-16350	-38150
3	2.482	496	1191	794	95301	63534	-54500	-16350	-38150
4	4.125	825	1980	1320	158396	105597	-54500	-16350	-38150
5	5.247	1049	2519	1679	201493	134329	-54500	-16350	-38150
6	5.993	1199	2877	1918	230136	153424	-54500	-16350	-38150
7	6.765	1353	3247	2165	259758	173172	-54500	-16350	-38150
8	7.595	1519	3646	2431	291665	194443	-54500	-16350	-38150
9	8.473	1695	4067	2711	325370	216914	-54500	-16350	-38150
10	9.412	1882	4518	3012	361421	240948	-54500	-16350	-38150
11	10.410	2082	4997	3331	399745	266497	-54500	-16350	-38150
12	11.470	2294	5506	3670	440451	293634	-54500	-16350	-38150

De acuerdo con lo anterior, los flujos de caja para cada escenario de ingresos son los siguientes:

1) WTI: 60 USD\$ / BO

**Tabla 32. Flujo Neto para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO**

MES	FLUJO NETO	
	ECOPETROL	EMPRESA
0	-124500	-290500
1	31845	-6020
2	37610	-2177
3	55126	9501
4	102447	41048
5	134770	62597
6	156252	76918
7	178468	91729
8	202398	107682
9	227678	124535
10	254716	142561
11	283459	161722
12	313988	182075

2) WTI: 70 USD\$ / BO

**Tabla 33. Flujo Neto para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO**

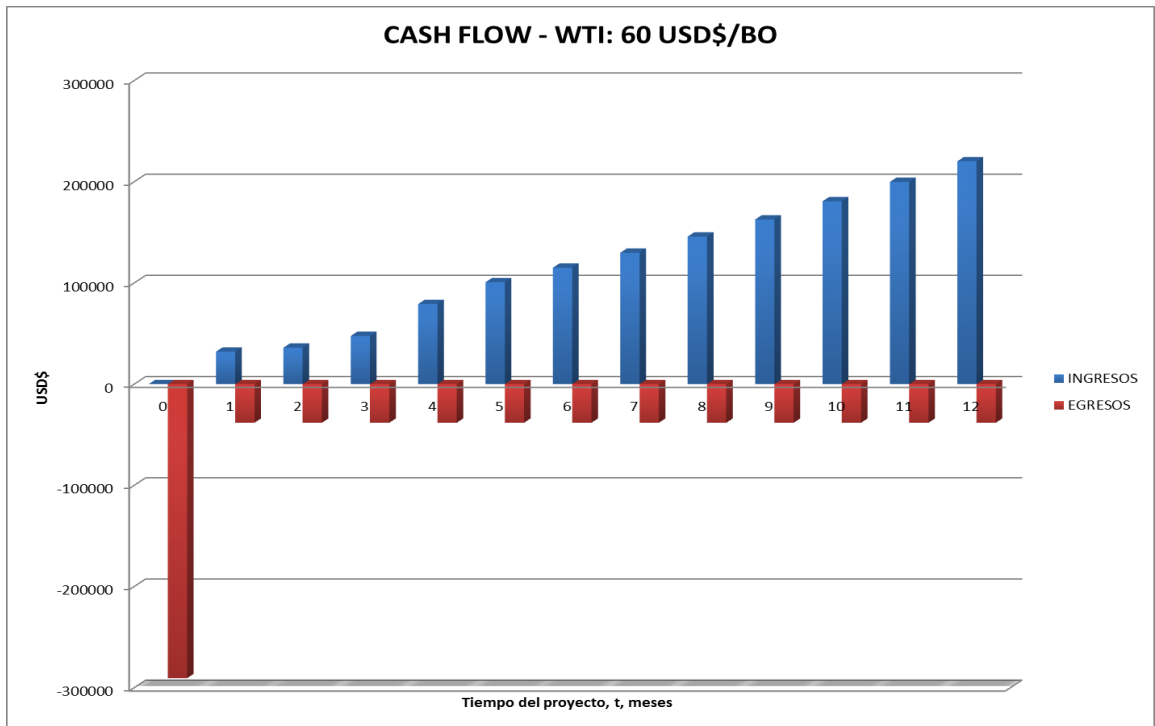
MES	FLUJO NETO	
	ECOPETROL	EMPRESA
0	-124500	-290500
1	39878	-665
2	46603	3819
3	67039	17442
4	122246	54248
5	159957	79388
6	185019	96096
7	210938	113375
8	238856	131988
9	268349	151649
10	299894	172679
11	333427	195035
12	369044	218780

3) WTI: 80 USD\$ / BO

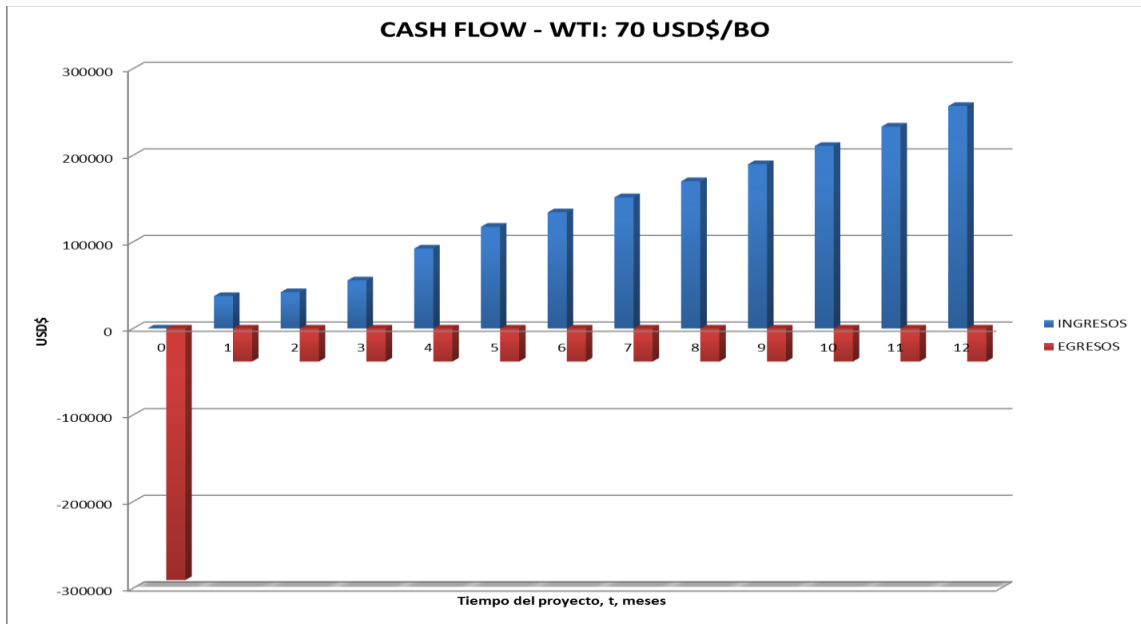
**Tabla 34. Flujo Neto para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO**

MES	FLUJO NETO	
	ECOPETROL	EMPRESA
0	-124500	-290500
1	47910	4690
2	55597	9814
3	78951	25384
4	142046	67447
5	185143	96179
6	213786	115274
7	243408	135022
8	275315	156293
9	309020	178764
10	345071	202798
11	383395	228347
12	424101	255484

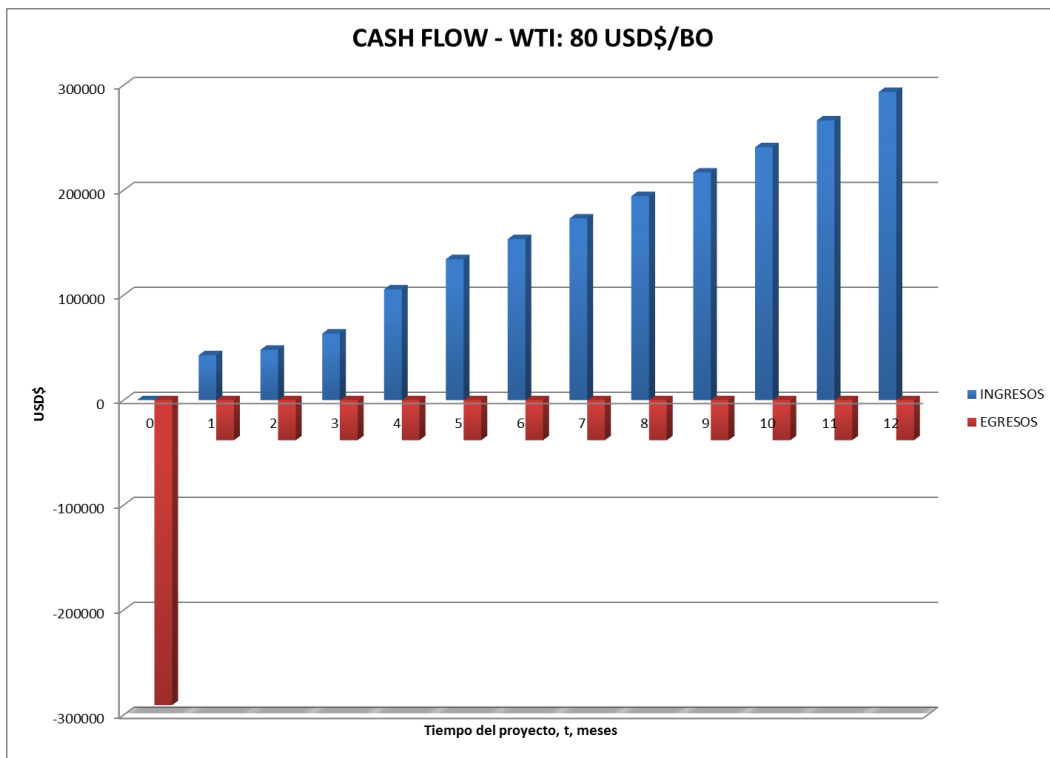
**Gráfica 1. Flujo Neto para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO**



**Gráfica 2. Flujo Neto para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO**



**Gráfica 3. Flujo Neto para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO**



### 7.3. INDICADORES DE RENTABILIDAD

**7.3.1. Valor Presente Neto (Vpn).** El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el VPN refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afectan el proyecto durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

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

El valor de este indicador es calculado para cada uno de los flujos de caja estimados anteriormente, considerando una tasa de descuento anual del 15% para el proyecto (valor normalmente utilizado para proyectos de inversión para la industria petrolera).

**Tabla 35. VPN para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO**

WTI: 60 \$ USD/BO	
TASA DE DESCUENTO (ANUAL)	15,00%
TASA DE DESCUENTO (MENSUAL)	1,25%
VPN (USD\$)	\$ 596.643

**Tabla 36. VPN para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO**

WTI: 70 \$ USD/BO	
TASA DE DESCUENTO (ANUAL)	15,00%
TASA DE DESCUENTO (MENSUAL)	1,25%
VPN (USD\$)	\$ 814.946

**Tabla 37. VPN para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO**

WTI: 80 \$ USD/BO	
TASA DE DESCUENTO (ANUAL)	15,00%
TASA DE DESCUENTO (MENSUAL)	1,25%
VPN (USD\$)	\$ 1.033.249

**7.3.2. Tasa Interna de Retorno (Tir).** Es un índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier período, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden los dineros no recuperados en el proyecto en cualquier periodo. No puede ser usada en todos los casos, por ejemplo, si no se tienen valores negativos en el flujo de caja no existe TIR. Es un criterio independiente y ajeno al riesgo. Esta tasa se define en base a la utilidad neta generada en cada año.

**Tabla 38. TIR para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO**

WTI: 60 \$ USD/BO	
TASA DE DESCUENTO (ANUAL)	15,00%
TASA DE DESCUENTO (MENSUAL)	1,25%
VPN (USD\$)	\$ 596.643
TIR (%)	15%

**Tabla 39. TIR para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO**

WTI: 70 \$ USD/BO	
TASA DE DESCUENTO (ANUAL)	15,00%
TASA DE DESCUENTO (MENSUAL)	1,25%
VPN (USD\$)	\$ 814.946
TIR (%)	19%

**Tabla 40. TIR para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO**

WTI: 80 \$ USD/BO	
TASA DE DESCUENTO (ANUAL)	15,00%
TASA DE DESCUENTO (MENSUAL)	1,25%
VPN (USD\$)	\$ 1.033.249
TIR (%)	22%

**7.3.3. Relación Costo / Beneficio.** Es un índice que representa el valor de la ganancia por cada dólar invertido en el proyecto. Un proyecto es rentable si la relación beneficio-costo es mayor que 1. Se Calcula:

$$R^{B/C} = \frac{VP_{\text{Ingresos}}(i)}{VP_{\text{egresos}}(i)}$$

**Tabla 41. TIR para el escenario WTI: 60 USD\$ / BO**

WTI: 60 \$ USD/BO	
VPN EGRESOS (USD\$)	\$ 713.176
VPN INGRESOS (USD\$)	\$ 1.293.648
B/C	1,81

**Tabla 42. TIR para el escenario WTI: 70 USD\$ / BO**

WTI: 70 \$ USD/BO	
VPN EGRESOS (USD\$)	\$ 713.176
VPN INGRESOS (USD\$)	\$ 1.509.256
B/C	2,12

**Tabla 43. TIR para el escenario WTI: 80 USD\$ / BO**

WTI: 80 \$ USD/BO	
VPN EGRESOS (USD\$)	\$ 713.176
VPN INGRESOS (USD\$)	\$ 1.724.864
B/C	2,42

#### 7.3.4. Resumen De Resultados:

Tabla 44. Resumen de resultados

<b>WTI (USD\$/BO)</b>	<b>VPN (USD\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>B/C</b>
<b>60</b>	\$ 596.643	15%	1,81
<b>70</b>	\$ 814.946	19%	2,12
<b>80</b>	\$ 1.033.249	22%	2,42

## CONCLUSIONES

- CHOPS demostró ser un método de gerenciamiento de arena exitoso para campos con aceites de baja viscosidad (caso de estudio de campos colombianos), rompiendo la regla de los aceites pesados y extrapesados de los campos canadienses descrita por Dusseault en la bibliografía.
- El uso de una metodología para la aplicación CHOPS, agilizó la selección de pozos candidatos, facilitando la evaluación técnica y económica de esta tecnología bajo uno de los enfoques que allí describe evitando el proceso de ensayo y error ocurrido en el campo colombiano.
- Los métodos convencionales de control de arena han mostrado pobres resultados en el campo de aplicación, lo que convierte a CHOPS en la mejor opción para la producción de crudo pesado en frío como método de gerenciamiento de arena, ya que este mostró una solución al problema de arenamiento del pozo UIS-1, elevando casi 7 veces la tasa de producción de aceite, producto del agrandamiento del radio crítico y el mejoramiento de la permeabilidad y porosidad de la cara del pozo.
- La PCP charge ha sido la mejor alternativa hasta ahora en sistemas de levantamiento artificial para el esquema CHOPS.
- CHOPS ha mostrado resultados pobres en pozos horizontales en la mayoría de los casos a nivel mundial, sin embargo, este esquema fue económico y logró un mayor factor de recobro en los lugares donde coexistían pozos horizontales en la misma formación para el campo KBM.

- Hay gran incertidumbre en la habilidad para predicción las tasas de producción, producción acumulada, y comportamiento del campo con CHOPS a pesar del más cuidadoso análisis y colección de datos.
- El modelo propuesto puede ser aplicado para predecir cuanto aceite adicional se puede esperar a partir de una cantidad de arena producida. Este puede servir además como herramienta para optimizar la producción de crudo pesado mientras se mantiene el flujo de arena a un nivel muy bajo para reducir gastos operacionales tales como el limitante costo de la disposición de la arena.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda un estudio más profundo en el modelamiento de los procesos CHOPS, a través del uso de simuladores comerciales (simuladores de yacimiento y simuladores geomecánicos) que permita disminuir la incertidumbre en la predicción de las tasas de aceite con esta metodología.
- Se recomienda un estudio del uso de diferentes técnicas de recobro después del uso de CHOPS en un yacimiento, donde se evalúen los efectos negativos y positivos de la implementación de este, ya que la permeabilidad y la porosidad han sido dramáticamente mejoradas después de CHOPS.
- Se recomienda desarrollar una estrategia de completamiento que asegure la producción continua o ininterrumpida, dada las implicaciones favorables de la prevención de trabajos de workovers a la economía y la producción sostenida en la producción en frío, la cual una vez interrumpida es bastante difícil de re-establecer.
- Se recomienda un estudio de mejores alternativas del sistema de levantamiento como el uso de una bomba ESP y combinaciones de esta con la PCP, que permitan optimizar el levantamiento de fluidos y la arena en procesos CHOPS.
- Se recomienda ahondar más en el diseño del sistema de separación y procesamiento de la arena con el fin de llevar a operaciones más limpias y garantizar la viabilidad de los proyectos CHOPS.

## BIBLIOGRAFIA

- B.C. WEATHERILL AND A.C. SETO. Cold Heavy-Oil Production at Patos Marinza, Albania APA Petroleum engineering in. SPE/PS-CIM/CHOA 97992, Albania 2005.
- COLLINS P.,DUSEAULT M. ET AL. Implementing CHOPS in the Karazahanbas Heavy Oil Field, Kazakhstan, Petroleum Geomechanics Inc., Carlgary , Paper WHOC 2008-500 Alberta 2008.
- DUSSEAULT M. Cold Heavy Oil Production With Sand, Alberta Research, September 2008.
- DUSSEAULT, MAURICE, CHOPS - Cold Heavy Oil Production With Sand In The Canadian Heavy Oil Industry, Porous Media Research Institute; University Of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2000.
- DUSSEAULT M. ET AL, CHOPS in Jilin Province, China. SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79032,China 2002.
- DUSSEAULT M. Mechanisms Of Massive Sand Production In Heavy Oils, Alberta Research, September 2010.
- DUSSEAULT M. Well Implementation, Mechanics, Why Does Chops Stop? Workover Approaches, University Of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2008.

- .E. FJAER; R. M HOLT; P Horsrud; A.M Raaen And R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics.
- . HALLIBURTON Handbook. Rock Mechanics.
- HAYES, KIRBY; Perforating for Heavy Oil Cold Production In North West Saskatchewan and North East Alberta, Canada - Actualización en Enero de 2004)
- MARTINEZ J. ET AL; Presentaciones Implementación CHOPS en el Campo La Hocha, Hocol 2009
- VÁSQUEZ H, ANDRÉS r. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.
- X. WANG AND H. ZOU, Integrated well-completion strategies whit CHOPS to enhance heavy oil production: a case study in Fula oilfield. Chinese Academy OF Sciences, SPE/PS-CIM/CHOA 97885. Sudan 2005