

**“DISEÑO Y OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTOS CON GRAVA PARA EL
CONTROL DE ARENAS EN POZOS HORIZONTALES DE ALTA
PRODUCTIVIDAD EN CAMPOS DE CRUDO PESADO”**

**POLICARPO ROMERO JARAMILLO
JOSIMAR ORTEGA MERCADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**“DISEÑO Y OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTOS CON GRAVA PARA EL
CONTROL DE ARENAS EN POZOS HORIZONTALES DE ALTA
PRODUCTIVIDAD EN CAMPOS DE CRUDO PESADO”**

**Tesis de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**POLICARPO ROMERO JARAMILLO
JOSIMAR ORTEGA MERCADO**

**DIRECTOR
ING. EDELBERTO HERNÁNDEZ TREJOS
Profesor Universidad Industrial De Santander**

**CODIRECTOR
ING. FABIÁN A. OLIVARES M.
Ingeniero de Petróleos**

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

2010

Dedicatoria

A la memoria de mi Abuelita Ana C. El angelito que me guarda.

A mi amor más grande y eterno, la mujer de mi vida mi mamá.

A los 10 hermanos por sus buenos valores y sabios consejos, los adoro.

A mis hermanos del alma, a mi combo parrandero "Las Potras", Huguíto, El Viejo Davo, Cesar Augusto, Jose Luis "El wiwy", Michael "El Chirri", Marlon "Mao", Luis Enrique, Luis Carlitos, Luis Eduardo, Luis Gabriel, Luis Felipe, por ese cariño y esa unión, los quiero mucho potras infladas.

A mis hermanitas, Martha I, Kary Bella, Suje e Ingri, Mile y Maria Monica, Cristi, Mary, Lina, Maria Alejandra

A mis compadres, hermanos y amigos José Luis y Luis Rafael Forero Chala, Felix Garcia, Iván Lopesierra, Juan D. Vieco, Mario Ricardo, Jose Calle, Manuel Rodríguez, Daniel Córdoba, Robert Márquez, José Lozano, Rodrigo Barros, Alvaro Barragán, José Estrada, Augusto Paz, Pedro Gómez entre otros que conocí y tuve la oportunidad de compartir excelentes momentos en la vida.. A Mis amigas gracias por su cariño y amistad.

Maria Lina gracias por tu amor y apoyo, te amo mi reina MIA.

Polí

Dedicatoria

A mi madre que con su amor y apoyo me ayudó a salir adelante durante todos estos años, y que la amo, gracias mamá.

A mi papá y a mis hermanos que tan también formaron parte de todo este proceso, siempre pensando y luchando por ellos, durante todos esos momentos difíciles, a ellos los amo igual. Gera, Eli y el Negro.

A mis abuelos Alcira, Fanny, Eli Y Hugo (q.e.p.d), que fueron también de muchísimo apoyo durante estos años, siempre los recordaré.

Al resto de mi familia, (tios y primos) que también sentí el apoyo de ellos desde la distancia, muchas gracias a todos, en especial a mi primo Fabián que es un gran ejemplo para mí, también me apoyó mucho por acá en estas tierras, y fue muy importante en la elaboración de este proyecto como el codirector. Primo gracias.

A mi novia que siempre estuvo ahí, en esos momentos de dificultad, a ella también le agradezco todo ese cariño que me brindó durante esta etapa, te amo Adriana.

A mis amigos, con los cuales pasé tantos momentos de alegría y dificultades, a ellos por su apoyo en todos esos momentos. Mis llaves.

A los ingenieros Edelberto Hernández y Fernando Calvete, por su sabiduría, su tiempo y apoyo, fueron grandes guías durante este proceso, gracias.

Josimar

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios primero que todo, por la vida que nos dá y por su bendición constante.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS), por su formación integral y de calidad.

A los Ingenieros Edelberto Hernández Trejos y Fabián Alfonso Olivares Mercado, por su constante apoyo, paciencia y sabiduría. Ustedes tienen gran parte en este logro, eternamente agradecidos. Así como también Ing. Fernando Calvete y Clímaco Ortega.

A nuestras familias y amigos, por todo el apoyo brindado y por su incondicional aporte a lo que somos y seremos.

TABLA DE CONTENIDO

	<i>Pág.</i>
INTRODUCCIÓN.....	25
1 GENERALIDADES.....	28
1.1 CRUDO PESADO	28
1.2 POZOS HORIZONTALES	28
1.3 MIGRACIÓN DE FINOS.....	29
2 TEORÍA DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	30
2.1 FLUJO LINEAL.....	31
2.2 FLUJO RADIAL	34
2.2.1 Restricciones de flujo en la zona cercana a la cara de la formación	37
2.2.2 Mecanismos potenciales de daño a la formación.....	42
2.3 CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	43
2.3.1 Naturaleza de la producción de arena (arenamiento)	44
2.3.2 Efectos de la producción de arena	45
2.3.2.1 Acumulación en los equipos de superficie	45
2.3.2.2 Acumulación en el fondo.....	45
2.3.2.3 Erosión del equipo de fondo y de superficie.....	46
2.3.2.4 Colapso de la formación.....	47
2.3.3 Causas de la producción de arena.....	47
2.3.3.1 Grado de consolidación.....	48
2.3.3.2 Reducción de la presión de poro.....	48
2.3.3.3 Tasa de producción.....	49
2.3.3.4 Viscosidad del fluido del yacimiento.....	49
2.3.3.5 Aumento de la producción de agua.....	50
2.4 COMO PREDECIR LA PRODUCCION DE ARENA.....	50
2.4.1 Influencias operativas y económicas.....	51

2.4.2 Resistencia de la formación	51
2.5 TECNICAS PARA EL CONTROL DE ARENA.....	54
2.5.1 Mantenimiento y rehabilitación de pozos	55
2.5.2 Modificación de la tasa de flujo	55
2.5.3 Prácticas de completamiento selectivo.	56
2.5.4 Liner ranurados o mallas sin empaque con grava.....	57
2.5.5 Liner ranurados o mallas con empaque con grava.....	58
2.6 REVISIÓN DE EVALUACIONES EXPERIMENTALES REALIZADAS PARA EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN POZOS HORIZONTALES.....	60
2.6.1 Using Horizontal Gravel Packing Technology to Optimize Well Productivity and Field Economics: Case History, Uracoa Field, Venezuela (Paper SPE No 65468, año 2002).....	60
2.6.2 Openhole Horizontal Completions in Niger Delta (Paper SPE No 100495, Año 2006)	68
2.6.3 Gravel Pack Placement Limits in Extended Horizontal Offshore Wells (Paper SPE No 92428, año 2005)	75
3 EQUIPOS DE COMPLETAMIENTO CON EMPAQUE CON GRAVA.....	81
3.1 EQUIPO DE COMPLETAMIENTO DE EMPAQUE CON GRAVA.....	81
3.1.1 Empaque sumidero	82
3.1.2 Ensamblaje de sellos	83
3.1.3 Malla indicadora inferior y conexión de O-ring	88
3.1.4 Malla de empaque con grava	89
3.1.4.1 Centralización de la malla.	89
3.1.4.2 Longitud de la malla.	90
3.1.4.3 Diámetro de la malla.	91
3.1.5 Tubo liso.....	91
3.1.5.1 Centralización del tubo liso.	92
3.1.5.2 Longitud del tubo liso.	92
3.1.5.3 Diámetro del tubo liso.....	95
3.1.6 Junta de seguridad.....	95

3.1.7	Válvula separadora de aislamiento	97
3.1.8	Extensión de empaque con grava	99
3.1.9	Empaques para el empaque con grava.....	101
3.1.10	Herramientas de servicio del empaque con grava	102
3.1.10.1	Herramienta hidráulica de asentamiento.....	103
3.1.10.2	Herramienta de cruce de empaque con grava	103
3.1.10.3	Herramienta accionadora.....	108
3.1.10.4	Tubería de lavado (wash pipe).....	109
4	PREPARACIÓN DE LOS POZOS PARA EMPAQUE CON GRAVA	111
4.1	PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN.....	111
4.1.1	Limpieza de la tubería de revestimiento, sarta de trabajo, tanques y tuberías 112	
4.1.1.1	Tubería de revestimiento.....	112
4.1.1.2	Sarta de trabajo.....	112
4.1.1.3	Tanques y líneas.....	113
4.1.1.4	Aseguramiento de la calidad.....	113
4.1.2	Fluidos de completamiento y empaque con grava	113
5	ETAPAS Y TIPOS DE COMPLETAMIENTOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.....	115
5.1	ETAPAS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.....	115
5.1.1	Pautas para la selección de candidatos al empaque con grava.....	116
5.1.2	Pautas para la selección de candidatos para empaque con grava en hueco abierto.....	118
5.1.3	Etapas del empaquetamiento con grava y algunas variables de diseño	119
5.2	TIPOS DE COMPLETAMIENTOS UTILIZADOS EN LA OPERACIÓN	125
5.2.1	Empaque con grava tipo "top set"	125
5.2.1.1	Selección del asiento de tubería de revestimiento.....	126
5.2.1.2	Perforación del intervalo de completamiento	127
5.2.1.3	Ensanchamiento	128

5.2.1.4 Equipo para el empaque con grava	131
5.2.1.5 Colocación de la grava.....	131
5.2.1.6 Tratamiento de la formación	132
5.2.2 Completamiento con empaque con grava tipo "set-thru"	132
6 CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUIDO Y COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LA MEZCLA FLUIDO DE TRANSPORTE - GRAVA, EN TUBERÍA Y ACCESORIOS.....	134
6.1 CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUÍDO.....	134
6.1.1 Presión hidrostática.....	136
6.1.2 Geles poliméricos viscoso	137
6.1.3 Resinas solubles en aceite.....	137
6.1.4 Sistemas de sal graduada.....	139
6.1.4.1 Sistema de carbonato de calcio	140
6.1.5 Arena de empaque con grava	141
6.2 COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LA MEZCLA FLUIDO DE TRANSPORTE - GRAVA, EN TUBERÍA Y ACCESORIOS	142
6.2.1 Análisis de las presiones y pérdidas por fricción durante la operación.....	142
6.2.2 Primera Etapa: Inyección	144
6.2.3 Segunda Etapa: Onda Alfa.....	145
6.2.4 Tercera Etapa: Onda Beta.....	146
6.2.5 Las pérdidas por fricción durante el retorno de fluidos.....	149
7 DISEÑO DE LA GRAVA DE EMPAQUETAMIENTO.....	150
7.1 MUESTREO DE LA ARENA DE FORMACIÓN.....	150
7.1.1 Muestras producidas	151
7.1.2 Muestras obtenidas mediante achique	152
7.1.3 Muestras de núcleos de pared (Wireline)	152
7.1.4 Muestras de núcleos convencionales (Corazonamiento).....	153
7.2 ANÁLISIS DE GRANULOMÉTRICO	153
7.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA ARENA DEL EMPAQUE CON GRAVA ...	156

7.4 ARENA DE EMPAQUE CON GRAVA.....	160
8 TÉCNICA DE LA COLOCACIÓN DE LA GRAVA	163
8.1 OBJETIVOS DE LA COLOCACIÓN DE LA GRAVA	163
8.2 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DE LA GRAVA.....	164
8.2.1 Geometría del pozo.....	166
8.2.2 Velocidad de transporte en los pozos horizontales	167
8.2.2.1 Modelo de Gruesbeck et al.	168
8.2.2.2 El modelo de Penberthy et al	168
8.2.2.3 El modelo de Oroskar y Turian.....	169
8.2.3 Cálculos de la caída de presión	170
8.3 COLOCACIÓN DE LAS ONDAS ALFA Y BETA EN LA SECCIÓN HORIZONTAL Y CASO DE ESTUDIO	174
8.3.1 Calculo de la tasa de flujo variable.....	175
8.3.2 Diseño de Ondas Alfa Múltiples	177
8.3.3 Caso de Estudio	177
8.3.4 Últimos Comentarios	183
9 EMPAQUETAMIENTO EN POZOS HORIZONTALES	185
9.1 ¿POR QUÉ SE PERFORAN POZOS HORIZONTALES?	186
9.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS PARA LOS POZOS HORIZONTALES DE ALTA PRODUCTIVIDAD	187
9.2.1 Completamientos en hueco revestido	187
9.2.2 Completamientos en hueco abierto.....	188
9.3 INFLUENCIA DE LA PERFORACIÓN.....	190
9.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LAS FORMACIONES NO CONSOLIDADAS	191
9.5 COMPLETAMIENTO CON LINER RANURADOS O MALLAS.....	193
9.6 COMPLETAMIENTOS CON MALLAS PRE-EMPACADAS.....	194
9.7 COMPLETAMIENTO CON EMPAQUE CON GRAVA.....	197
10 DISEÑO DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA HORIZONTAL.....	208

10.1 INFORMACIÓN DE ENTRADA	208
10.2 CÁLCULOS DE VOLÚMENES DE ARENA Y LECHADA.....	209
10.3 PRESIONES ESPERADAS DE SALIDA DE ARENA	209
10.4 CÁLCULO DE PRESIONES DE FONDO MÁXIMAS DADAS EN LA OPERACIÓN	210
10.5 CÁLCULOS DE PERDIDAS POR FRICCIÓN Y LA REOLOGÍA DEL FLUIDO 212	
10.6 CÁLCULOS DE DIÁMETRO DE HUECO, VOLUMEN REAL Y RELACIÓN DE DIÁMETROS DE HUECO.....	215
10.7 DISEÑO DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN LA SECCIÓN HORIZONTAL.....	216
10.8 CÁLCULOS DE PRESIONES DURANTE EL ASENTAMIENTO DE LA GRAVA	220
CONCLUSIONES	230
RECOMENDACIONES.....	232
BIBLIOGRAFÍA	233

LISTA DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
<i>Figura 1. Geometría de flujo lineal.</i>	31
<i>Figura 2. Profundidad del daño.....</i>	33
<i>Figura 3. Geometría de flujo radial.....</i>	34
<i>Figura 4. Distribución de presión calculada alrededor de un pozo de 200 mD.</i>	36
<i>Figura 5. Caída de presión adicional asociada con el incremento de penetración del daño</i>	38
<i>Figura 6. Efecto de la severidad del daño en la magnitud del incremento de la caída de presión</i>	39
<i>Figura 7. Pérdidas de productividad causadas por daño de formación.....</i>	40
<i>Figura 8. Erosión en superficie (arriba) y en fondo, casing (abajo)</i>	46
<i>Figura 9. Formación de cavidad en muestra de roca durante prueba de falla por drawdown.</i>	52
<i>Figura 10. Dispositivo para probar la falla de una roca con Drawdown.</i>	53
<i>Figura 11. Correlación de resultados de pruebas de inicio de producción de arena.</i>	54
<i>Figura 12. Control de arena utilizando prácticas de completamiento selectiva....</i>	56
<i>Figura 13. Empaques con grava en hueco abierto y revestido.</i>	59
<i>Figura 14. Localización del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.....</i>	61
<i>Figura 15. Mapa de geología estructural del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.</i>	62
<i>Figura 16. Tabla de datos de yacimiento del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.</i>	63
<i>Figura 17. Comparación de la longevidad de los completamientos con empaquetamiento con grava y con liner ranurado para el pozo UM 12, del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.....</i>	65

Figura 18. Comparación de la longevidad de los completamientos con empaquetamiento con grava y con liner ranurado para el pozo UM 15, del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.....	66
Figura 19. Comparación de la longevidad de los completamientos con empaquetamiento con grava y con liner ranurado para el pozo UM 25, del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.....	67
Figura 20. Esquema de un completamiento para el control de arenas tipo SLOTTED LINER (LINER RANURADO).	72
Figura 21. Esquema de un completamiento para el control de arenas tipo EXPANDABLE SAND SCREEN (MALLA DE ARENA EXPANDIBLE)	73
Figura 22. Esquema de un completamiento para el control de arenas tipo OPEN HOLE GRAVEL PACKING (EMPAQUETAMIENTO HORIZONTAL EN HUECO ABIERTO).....	74
Figura 23. Etapa de inyección de la mezcla de Fluido/Grava.	76
Figura 24. Etapa de la propagación de la onda alfa.....	78
Figura 25. Etapa de la propagación de la onda beta.....	79
Figura 26. Sección frontal de los pozos horizontales cuando está equipada con la colocación de la configuración del empaque con grava.....	80
Figura 27. Equipo tradicional de completamiento con empaque con grava en hueco revestido y en hueco abierto	84
Figura 28. Empaque sumidero Modelo “D”	85
Figura 29. Tipos de bases para empaques con grava	86
Figura 30. Ensamblajes de sellos que se enganchan en el empaque sumidero.....	87
Figura 31. Factor de asentamiento de la grava en lechadas de gel viscoso....	93
Figura 32. Junta de seguridad de corte modelo “GPR-6”.....	96
Figura 33. Válvula separadora de aislamiento modelo “C”	98
Figura 34. Extensiones para empaque con grava.....	100
Figura 35. Empaque modelo “SC-1”	102
Figura 36. Herramienta de cruce modelo “S2H”.....	104
Figura 37. Posiciones de la herramienta de cruce.	107
Figura 38. Herramienta accionadora modelo “S-1”	109

Figura 39. Comparación de los diferenciales de presión (drawdowns) para los empaques con grava en hueco revestido y en hueco abierto	116
Figura 40. Completamiento en hueco abierto con empaque con grava tipo "Top Set"	127
Figura 41. Expandible "Underreamer", tipo A1.....	130
Figura 42. Completamientos con empaque con grava en hoyo abierto tipo "set-thru".	133
Figura 43. Análisis de una sal graduada, microscopía.....	140
Figura 44. Análisis de las presiones involucradas en la operación de empaquetamiento con grava	142
Figura 45. Pérdidas por fricción dentro de la columna	144
Figura 46. Pérdidas por fricción en la sección del hueco abierto, Onda Alfa .	145
Figura 47. Pérdidas por fricción en la sección del hueco abierto, Onda Beta	146
Figura 48. Flujo durante la colocación de grava con una distribución desigual de los cañoneos en la base de la tubería	149
Figura 49. Proceso de tamizado, para análisis granulométrico.....	154
Figura 50. Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado.....	155
Figura 51. Núcleo experimental de Saucier	157
Figura 52. Resultados de Saucier sobre el tamaño de la grava.....	158
Figura 53. Cuadro para la estimación visual de la esfericidad y redondez de los granos de arena.....	162
Figura 54. Corte transversal de la sección horizontal de un pozo durante el proceso de empaquetamiento con grava	166
Figura 55. Recorridos del flujo durante el empaque con grava en hueco revestido.	173
Figura 56. Ventana de operación del software	176
Figura 57. Camino del pozo simulado.....	179
Figura 58. Ventana de operación del software, datos de salida.....	180
Figura 59. Simulación de búsqueda de altura de ondas alfa	181
Figura 60. Operación de ondas alfa múltiple en función del tiempo transcurrido.	182

Figura 61. Frente de propagación de onda beta en función del tiempo transcurrido.	183
Figura 62. Tipos de completamientos en pozos horizontales.	189
Figura 63. Opciones de aislamiento zonal en completamientos de pozos horizontales en hueco abierto	190
Figura 64. Modelo de 1.500 pies de empaque con grava horizontal	199
Figura 65. Secuencia de empaque con salmuera como fluido de transporte en pozos cuya desviación es inferior a los 45°	200
Figura 66. Secuencia de empaque con salmuera como fluido de transporte en pozos a 60° de desviación.	201
Figura 67. Ángulo de reposo de la arena de empaque con grava	201
Figura 68. Secuencia de empaque fallida en un pozo de ángulo de desviación alto, como resultado de baja tasa de bombeo y tubería de lavado de poco diámetro, utilizando salmuera como fluido de transporte	203
Figura 69. Efecto de la relación del OD de la tubería de lavado y el ID de la rejilla en la eficiencia de la colocación de grava	203
Figura 70. Secuencia de empaque en un pozo de ángulo de desviación alto, con alta tasa de bombeo y tubería de lavado de diámetro adecuado, utilizando salmuera como fluido de transporte	204
Figura 71. Información de entrada para cálculos de tuberías, grava y lechada	208
Figura 72. Cálculos para hallar volúmenes tanto de arena como de lechada	209
Figura 73. Cálculos de las presiones esperadas de salida de arena	209
Figura 74. Tasa de flujo vs BHP máxima	211
Figura 75. Datos de entrada para calcular las pérdidas por fricción y la reología de los fluidos	212
Figura 76. Tasa de bombeo vs perdidas por fricción	214
Figura 77. Gráfica de volúmenes actuales con relación al diámetro de hueco actual	215
Figura 78. Criterio de diseño del empaquetamiento con grava horizontal.	222

Figura 79. Tiempo de empaquetamiento y Tasas.	225
Figura 80. Velocidad superficial y estimación de la duna/relación de diámetro del hueco contra longitud de la zona de producción.....	226
Figura 81. Presión en tubería de lavado y Relación duna/hueco vs Relación de retorno de fluidos	227
Figura 82. Presión en cabeza de pozo vs tasa de retorno estimada.....	229

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Comparación entre algunos tipos de completamientos, ventajas y desventajas.....	71
Tabla 2. Variables y ecuaciones de las presiones involucradas en la operación de empaquetamiento con grava	143
Tabla 3. Aberturas de tamiz estándar.....	156
Tabla 4. Especificaciones API para la arena del empaque con grava.....	161
Tabla 5. Permeabilidad de las arenas para empaque con grava	162
Tabla 6. Comparación de la HEC y la salmuera como fluidos de transporte..	165
Tabla 7. Programa de tasa de flujo.....	181
Tabla 8. Técnicas de perforación para pozos horizontales	191
Tabla 9. Empaques con grava horizontales (>80 %) ejecutados con fluidos de transporte de salmuera	198
Tabla 10. Cálculos para hallar las máximas presiones en fondo (BHP).....	210
Tabla 11. Reología del fluido (lechada)	213
Tabla.12. Pérdidas por fricción según la tasa de bombeo	213
Tabla 13. Cálculos de los volúmenes actuales con relación al diámetro de hueco actual	215
Tabla 14. Dato de entrada del gradiente de presión de poro	216
Tabla 15. Profundidades y propiedades de la zona productora.....	216
Tabla 16. Propiedades de la tubería de trabajo o sarta.....	217
Tabla 17. Propiedades de los fluidos y grava	217
Tabla 18. Velocidades y tasas requeridas.....	218
Tabla 19. Datos de entrada del radio de pozo, y cálculos para el área de flujo máxima.	218
Tabla 20. Cálculos de altura de la duna, diámetro del hidráulico y velocidades de transporte de grava en la sección horizontal.	219

Tabla 21. Cálculos de las presiones hidrostáticas según el fluido y los topes y fondos de la formación.....	220
Tabla 22. Cálculos de las pérdidas por fricción y caídas de presión para el fluido y la lechada.	220
Tabla 23. Cálculos de pérdidas y velocidades en el anular entre la malla y la tubería de lavado	221
Tabla 24. Cálculos de tasas de bombeo y de retorno esperados durante la operación	221
Tabla 25. Cálculo de velocidades en tubería y en anulares	223
Tabla 26. Cálculos las presiones de las ondas alfa y beta	224
Tabla 27. Estimación de la altura de la duna.....	226
Tabla 28. Estimación de las presiones de cabeza en el tope de las ondas alfa y beta con respecto a la tasa de bombeo.	228
Tabla 29. Presiones en cabeza en el tope de las ondas alfa y beta para una tasa de bombeo escogida.....	228
Tabla 30. Presiones de tope, fondo en tubería de lavado, Duna/Relación de hueco con respecto a la tasa de retorno.....	228

RESUMEN

TITULO: DISEÑO Y OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTOS CON GRAVA PARA EL CONTROL DE ARENAS EN POZOS HORIZONTALES DE ALTA PRODUCTIVIDAD EN CAMPOS DE CRUDO PESADO.¹

AUTORES: ROMERO JARAMILLO Policarpo, ORTEGA MERCADO, Josimar^{**}

PALABRAS CLAVES: Empaquetamiento con grava, control de arenas, fluido de transporte, liner ranurado, completamiento de pozos horizontales, arenamiento, migración de finos, ondas alfa y beta.

La industria petrolera colombiana está pasando por uno de los momentos más significativos en términos de productividad, llevando a aumentar la producción de petróleo y gas y adquiriendo nuevas tecnologías para ello. Dentro de este amplio espectro de posibilidades de éxito está la del desarrollo de campos de crudo pesado el cual sostiene su producción a base de pozos horizontales, para lograr la mayor productividad en el menos tiempo.

Ante esto surgen diversos problemas asociados a las propiedades de este tipo de yacimientos, como son la producción de arenas con el tiempo. Cabe recordar que, en el desarrollo en campos de crudo pesado o en otro tipo de yacimientos, todavía a nivel nacional no se ha hecho una operación a pozos horizontales por lo cual este trabajo representa una venta de posibilidades, para futuras modificaciones. En donde se pueden realizar investigaciones más a fondo con la propuesta presentada como son la utilización de software comercial, información de campo representativa, entre otros, que le den un enfoque aplicativo a la operación de empaquetamiento con grava para pozos horizontales en campos de crudo pesado.

En este trabajo se hizo énfasis en la solución de manera preventiva a dicho problema, revisando operaciones exitosas dentro del marco regional, examinando parámetros y modelos empíricos y clasificando la información obtenida, de tal forma que se creó un diseño de un empaquetamiento con grava para pozos horizontales, que cumpliera con los requisitos mínimos exigidos por la operación, en los que se tuvieran en cuenta las diversas recomendaciones y sugerencias dadas por la teoría estudiada e investigada.

¹ Trabajo de Grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director. Edelberto Hernández Trejos

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND OPERATION OF GRAVEL PACKING IN HORIZONTAL WELLS OF HIGH PRODUCTIVITY FOR CONTROL SAND IN HEAVY OIL FIELDS.¹

AUTHORS: ROMERO JARAMILLO Policarpo, ORTEGA MERCADO, Josimar^{**}

KEYWORDS: Gravel packing, sand control, carrier fluid, slotted liner, well completions, sand production, fines migration, alpha and beta waves.

The oil industry in Colombia is undergoing one of the most significant moments in terms of productivity concerns, aimed at increasing production and acquiring new technologies to do it, within this broad spectrum of possibilities of success is the development of heavy oil fields which process is based in the horizontal Wells technology or highly deviated, thereby increasing the reserves has drawn its highest expression in these wells.

Faced with various problems that arise associated with the properties of such reservoirs, including sands production with time. It is recalled that, in developing heavy oil fields or other fields, nationally still has not been an operation to horizontal wells so this work represents a sale of a possibility for future modifications. Where you can research further with the proposal such as the use of commercial software, field information representative, among others, that give an applied approach to the gravel packing operation for horizontal wells in heavy oil fields.

This work emphasized as a preventive solution to the problem, reviewing successful operations within the regional framework, parameters and empirical models examining and classifying the information obtained, so that created a design of horizontal wells gravel packing, complying with the minimum requirements for the operation, which took into account the various recommendations and suggestions given by the theory studied and researched.

¹ Degree thesis

^{**} Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Edelberto Hernández Trejos.

INTRODUCCIÓN

El control de arena en los fluidos del yacimiento está definido como la prevención o la extracción del flujo de arena de un pozo en producción. El arenamiento puede perjudicar por completo un pozo por taponamiento, pero el reto es disminuir por completo la producción de arena sin dañar la permeabilidad de la arena productora. Se debe mantener en mente el control de la arena y la tasa de producción desde que empezamos las operaciones en el pozo, debido a que la producción de arena causa problemas en el pozo y en la superficie por su acción abrasiva que daña las tuberías, el equipo de bombeo, las válvulas y los equipos de facilidades y reduce la tasa de producción. Estas dificultades generan elevados costos de producción y gastos por las intervenciones llevadas a cabo para resolver los problemas de arenamiento. Incluso si el arenamiento persiste concurrirá en el daño a la formación la cual es resultante de la mezcla de lutitas y arcillas con la arena de formación reduciendo la permeabilidad en la formación. Por ello es de suma importancia utilizar un método para el control del arenamiento.

Los pozos horizontales han sido considerados en numerosas oportunidades como una forma de mejorar la productividad de un pozo y los costos de un proyecto. En los últimos 10 años, la tecnología de pozos horizontales (particularmente la perforación) ha mejorado significativamente hasta el punto de que se están desarrollando algunos yacimientos nuevos utilizando exclusivamente dicha técnica. Las desviaciones horizontales de pozos maduros existentes también han permitido a algunos operadores extender la vida productiva de campos que habrían sido abandonados si la tecnología convencional de pozos hubiese constituido el único medio disponible para explotar las reservas restantes. Como regla muy general, los pozos horizontales cuestan aproximadamente un 50% más que un pozo convencional, pero su productividad puede ser varias veces mayor que la tasa de producción de un pozo convencional en el mismo campo. Por

consiguiente, un pozo horizontal podría representar menos gasto de capital por unidad de producción.

El control de la arena en pozos verticales se ha alcanzado efectivamente con la ubicación de la grava, específicamente diseñada para ser un filtro con espacios porosos suficientemente pequeños para entrapar el movimiento de partículas de la formación, pero cuidadosamente acomodados para que permitan una tasa de flujo económicamente rentable. Utilizando un fluido transportador de grava que la lleva hasta el fondo del pozo; para esto se utilizan tubos ranurados, los cuales permiten el paso de fluidos e impiden la producción de arena. El proceso es efectivo puesto que la gravedad ayuda a crear un completo y eficiente empaque que concéntricamente ubica la grava alrededor de la tubería. Pero, al incluir los grandes ángulos y horizontalidad en los pozos se hace de la ubicación organizada de la grava un problema. Esto queda en evidencia en los análisis encaminados a realizar el completamiento empaquetando con grava sobre sectores de alto ángulo, encontrando que en grandes longitudes de sección horizontal los pozos producen de manera ineficiente debido precisamente a la mala distribución de esta grava en el pozo, solucionándose al controlarse varios parámetros como, tasa de bombeo, velocidades de flujo de fluido, tasa de retorno, diseño de la grava, entre otros.

Por lo anteriormente expuesto el empaquetamiento con grava ha demostrado ser a través de las décadas, el mejor método para el control de arenas hacia la tubería de producción, además, es un método sencillo de implementar, económico y de excelentes resultados. En este trabajo se le dará un enfoque metodológico, al diseño y operación de este método, específicamente en pozos horizontales de alta productividad.

En este trabajo haremos una descripción muy detallada de las generalidades correspondientes y conceptos básicos que se deben tener en cuenta para entender mejor el tema propuesto, como, crudo pesado, pozos horizontales y migración de finos, entre otros. Lo referente a la teoría que se tiene en cuenta para llevar a cabo para un empaquetamiento con grava, los tipos de flujo, las causas, efectos y como predecir la producción de arena, las técnicas para su control y una revisión de evaluaciones de experimentos que se hicieron para empaquetamiento con grava en pozos horizontales, serán descritos más adelante. Los equipos que son requeridos para realizar un completamiento con empaque con grava, son parte importante de este tema, y detallamos como son y cómo se utilizados para esta práctica. Preparar los pozos adecuadamente para realizarse un empaquetamiento con grava, es un elemento muy importante y que nos llena de confianza para garantizar nuestro completamiento, así como las practicas de perforación que nos ayudaran a tener un pozo en las mejores condiciones para nuestro completamiento.

Las etapas y tipos de completamiento que se utilizan en estas operaciones de empaquetamiento con grava, también serán muy útiles y se describirán detalladamente, así como el control y manejo de las pérdidas de fluido. El diseño de la grava es una parte importante y para determinar que tamaño de arena de empaque con grava se requiere, se deben evaluar muestras de la arena de formación, y así determinar el diámetro medio y distribución de tamaño de los granos. La técnica para la colocación de la grava es una operación muy difícil y compleja para efectuar. En esta técnica entran en juego varios factores, que hay que tener en cuenta, además el pozo debería encontrarse en buenas condiciones. Esta técnica la aplicaremos para pozos horizontales, los cuales podrían ser completado en hueco revestido o en hueco abierto. El diseño del empaquetamiento con grava en pozos horizontales se basa en cálculos que se obtienen inicialmente de diversos pozos, algunas formulas y tablas que se utilizan, donde se tabulan estos datos y se obtienen los resultados del proceso.

1 GENERALIDADES

1.1 CRUDO PESADO

La mayoría de los geólogos están de acuerdo en que el crudo se vuelve “pesado” como resultado de la biodegradación, en la cual los componentes livianos son preferencialmente consumidos por la actividad bacteriana en el yacimiento, dejando a los hidrocarburos más pesados atrás. Esta hipótesis se apoya en gran medida en las técnicas de geoquímica del petróleo, en la cual se aplican principios químicos para el estudio del origen, migración, acumulación y alteración del petróleo.

Usualmente los encontramos en el rango de densidades del orden de 10 a 20 grados API, es decir, gravedades específicas mayores que 0.933 (g/ml).

Ahora en lo que respecta a los campos de crudo pesado, tenemos que en su mayoría gobiernan ciertos parámetros entre los cuales están la porosidad, permeabilidad y la presión.

El crudo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, alguno pocos llegando hasta el Paleoceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de crudo pesado.

1.2 POZOS HORIZONTALES

Existen diversas situaciones que requieren el uso de tecnología de perforación avanzada, la geología local es una de ellas, la cual puede ocasionar una trayectoria complicada, como por ejemplo perforar alrededor de un domo salino, láminas de sal o lentejones. Debido a esto se podría incrementar el drenaje o la producción de un campo desde un pozo en particular, penetrando varios bloques productores, interceptando fracturas o maximizando la superficie del hueco que se

encuentra en el yacimiento. En campos maduros, los pequeños espesores de arenas productoras no detectadas con la perforación convencional, podrían ser producidos en forma económica si se ubican estratégicamente estos pozos horizontales.

Otra ventaja es la de evitar el contacto medioambiental y los altos costos que estos revisten, y así se podría nombrar otros beneficios que nos traen las nuevas técnicas de perforación, ya que se ha constituido en una optimización del sistema convencional.

1.3 MIGRACIÓN DE FINOS

Los yacimientos de arenas no consolidadas que usualmente poseen permeabilidades altas, del orden de los 0.5 a 8 Darcies son susceptibles a la producción de arena, la cual tarde o temprano, con el primer flujo, durante el agotamiento del yacimiento o con la intrusión de agua, aparecerá causando problemas antes descritos tales como abrasión de tuberías de fondo de pozo, taponamiento de líneas de producción, daños en los equipos de superficie, entre otros.

2 TEORÍA DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

La fase de las operaciones de completamiento en el pozo se inicia cuando finaliza la perforación y culmina cuando el pozo se lleva a producción. Las operaciones tradicionales de completamiento comprenden, sin limitarse a, el cañoneo, la instalación de los empaques con grava, la acidificación, el fracturamiento y el asentamiento de la tubería de producción y los empaques.

El objetivo de estas operaciones consiste en obtener un pozo cuya productividad no resulte limitada por la completamiento en sí. Si bien esto parece sencillo de lograr, en muchas partes del mundo se emplean regularmente técnicas de completamiento que restringen la productividad del pozo.

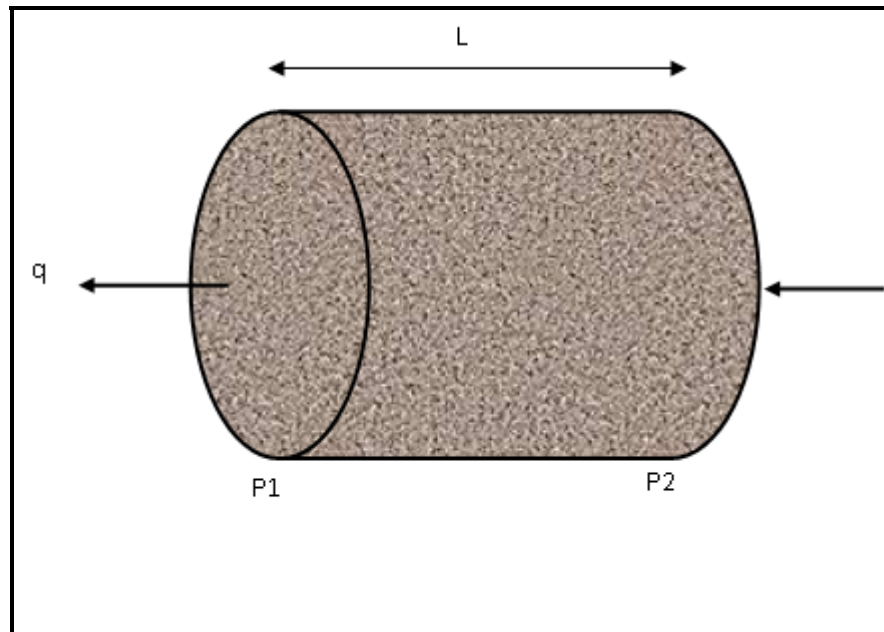
El problema de la productividad reviste particular importancia en aquellos pozos que requieren control de arena. Los pozos que han sido empacados con arena son especialmente susceptibles de padecer problemas de productividad sumamente baja si se emplean técnicas inadecuadas de completamiento. Por otra parte, es posible lograr niveles muy aceptables de productividad en pozos empacados con grava cuando se aplican técnicas de completamiento reconocidas y cuyos resultados han demostrado ser los más satisfactorios.

En este trabajo se analizará la técnica del empaquetamiento con grava en pozos horizontales en campos de crudo pesado, para ello se analizarán y comprenderán todos los factores negativos que influyen en el flujo de fluidos de un pozo. A continuación se explicará la naturaleza del fluido que se dirige hacia la cara de la formación y se ofrecerá una descripción de las posibles restricciones a la producción.

2.1 FLUJO LINEAL³

Si un fluido es forzado a pasar a través de una roca de forma cilíndrica como se muestra en la Figura 1, la energía que causa el desplazamiento de dicho fluido es la diferencia entre la presión de entrada y la de salida ($P_2 - P_1$) la resistencia al flujo es causada por la fricción entre el fluido y la roca, y la viscosidad (μ) del fluido.

Figura 1. Geometría de flujo lineal.



FUENTE: ARIAS, C., y JIMÉNEZ L., “Estimación De La Tasa Crítica Para El Control De Daño A La Formación Originado Por Migración De Finos En Los Campos Gala Y Llanito”, Tesis de grado UIS, Bucaramanga, 2008.

³ ARIAS, C., JIMÉNEZ L., “Estimación de la Tasa Crítica para el Control de Daño a la Formación Originado por Migración de Finos en los Campos Gala y Llanito”, Tesis de grado UIS, Bucaramanga, 2008, Págs. 23-24.

La siguiente ecuación es la relación empírica propuesta por Henry Darcy en 1864 para el flujo de un Líquido incompresible:

$$v = \frac{q}{A} = 1.127 \times 10^{-3} \frac{K(P_2 - P_1)}{\mu L} \dots \dots [1]$$

Donde

v = Velocidad de flujo, pies/s

A = Área seccional, pies²

q = Cantidad de flujo, bbl/dia

K = Permeabilidad, md

μ = Viscosidad, cp

P_1 = Presión de salida, Lpc

P_2 = Presión de entrada, Lpc

L = Longitud, pies

Si se asume que se tiene una roca que ha sido sometida a un proceso de daño por uno de los extremos de tal forma que tiene una permeabilidad (K_1) a través de su longitud inalterada (L_1) y otra permeabilidad (K_2) en su longitud dañada (L_2) como se observa en la Figura 2, entonces:

$$\frac{L}{K_{prom}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} \dots \dots [2]$$

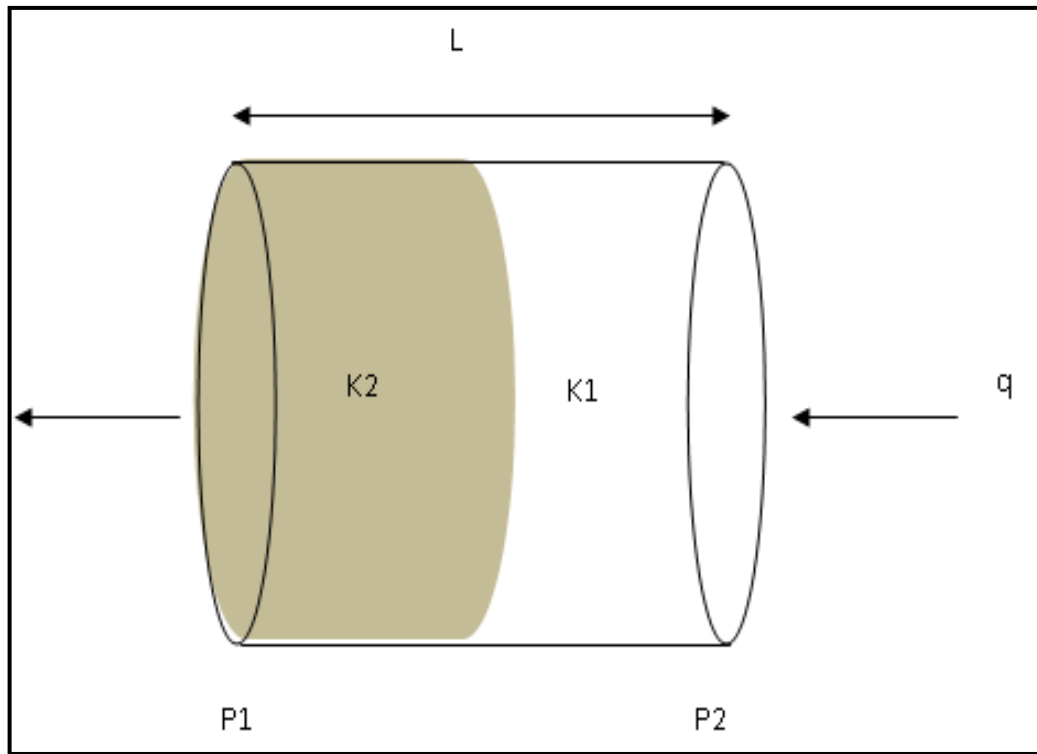
Donde

$$\frac{L}{K_{prom}} = 1.127 \times 10^{-3} \frac{A(P_2 - P_1)}{q\mu} \dots \dots [3]$$

$$P_2 - P_1 = (P_2 - P_s) + (P_s - P_1) \dots \dots [4]$$

Con P_s = Presión en la zona limite.

Figura 2. Profundidad del daño.



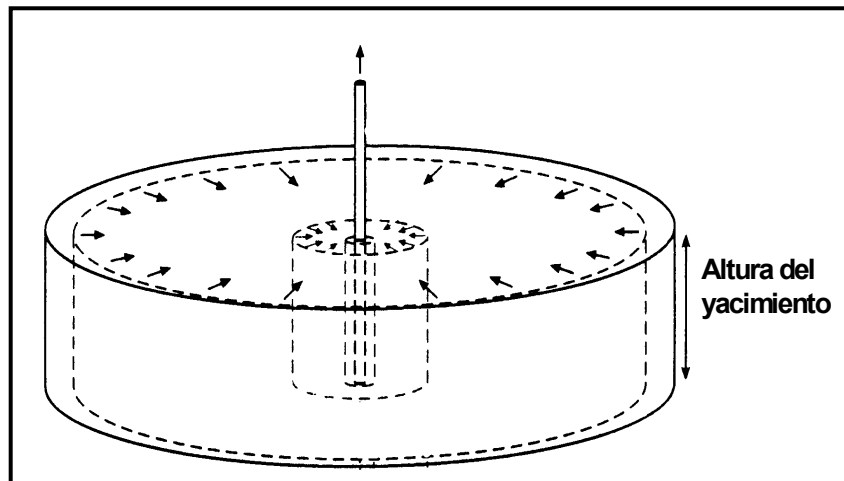
FUENTE: ARIAS, C., y JIMÉNEZ L., “Estimación De La Tasa Crítica Para El Control De Daño A La Formación Originado Por Migración De Finos En Los Campos Gala Y Llanito”, Tesis de grado UIS, Bucaramanga, 2008.

El termino K_2 representa la permeabilidad en la zona dañada, esto significa que si un núcleo de longitud total, (L_T) está libre de daño, el flujo a través de él será dado por la ecuación empírica propuesta por Henry Darcy para $\frac{L_2}{K_2} = 0$. Sin embargo, si una zona (L_2) del núcleo se encuentra dañada por sólidos u otro mecanismo, la permeabilidad promedio (K_{prom}) es como se muestra en la Ecuación 2 y esta permeabilidad promedio será menor que la permeabilidad original, K . Luego, la tasa de flujo a través del núcleo será reducida cuando el daño existe sobre alguna porción de su longitud.

2.2 FLUJO RADIAL⁴

El flujo de fluidos que se dirige hacia un pozo se rige por los principios del flujo de fluidos a través de medios porosos. La Ley de Darcy establece que el flujo de fluidos que atraviesa materiales porosos se encuentra controlado por el gradiente de presión desde la formación no invadida hasta la cara de la formación, la viscosidad del fluido y el área disponible para el flujo en la formación. La constante de proporcionalidad entre la caída de presión y la tasa de flujo se denomina permeabilidad.⁵

Figura 3. Geometría de flujo radial.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/1lhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

La permeabilidad de una formación es la medida del área de flujo disponible en una sección transversal determinada de material poroso. En una situación de flujo

⁴ LEE, W.J., *Well Testing*, Serie SPE de libros de texto, volumen 1, 1982.

lineal, el área de flujo es constante, por lo que la caída de presión que se requiere para inducir una tasa de flujo determinada también es constante. Sin embargo, los fluidos que fluyen hacia un pozo no conforman una situación de flujo lineal y suelen representarse más acertadamente como flujo radial. En condiciones de flujo radial, el área disponible para el flujo disminuye constantemente a medida que el fluido se aproxima a la cara de la formación, tal como se ilustra en la Figura 3. A medida que el fluido se acerca al pozo, la disminución del área disponible para el flujo incrementa progresivamente la velocidad del mismo, lo que aumenta la caída de presión. La ecuación que se presenta a continuación constituye la Ley de Darcy para el flujo radial, expresada en unidades de campo petrolero. Dicha ecuación puede utilizarse para examinar los cambios de presión que se producen alrededor de un pozo en producción.

$$P_i = P_e - \frac{141.2qB_o\mu}{kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_i}\right) \dots\dots [5]$$

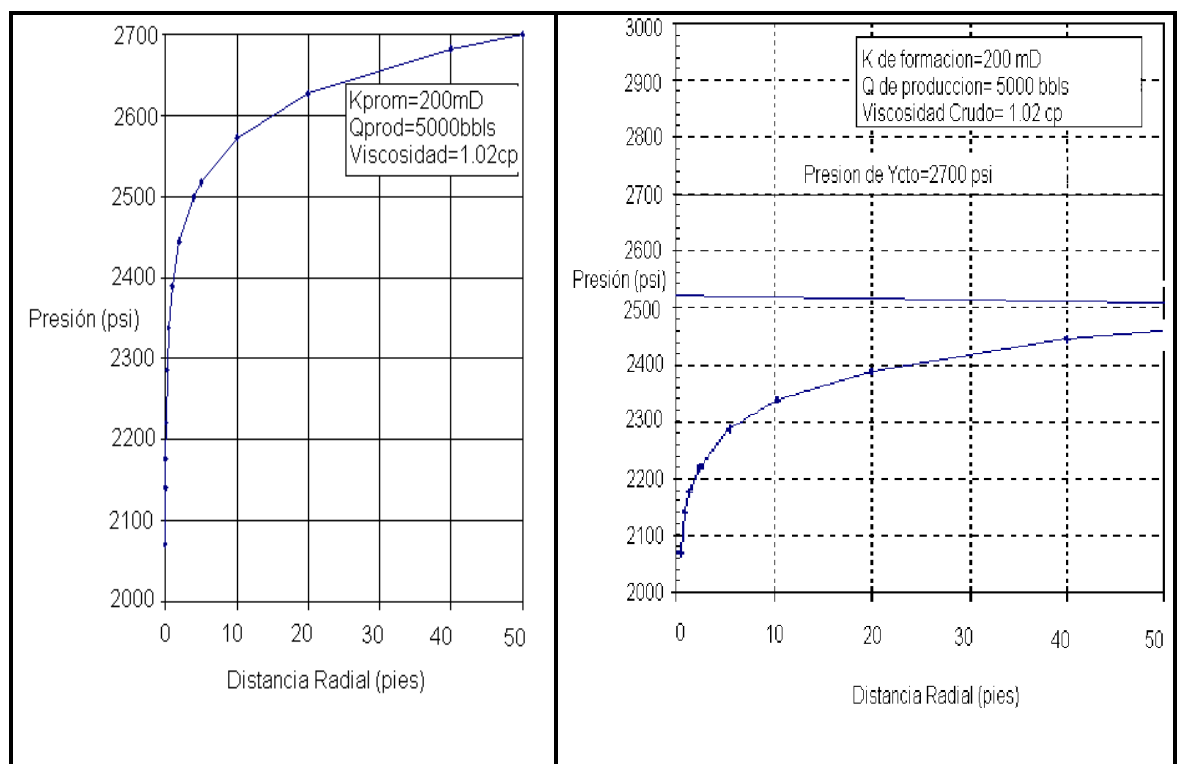
Donde:

P_i	=	presión en el punto de interés (psi)
P_e	=	presión en el radio de drenaje del pozo (psi)
q	=	tasa de producción (BOPD)
B_o	=	factor de volumen de la formación (Bbl yac/ Bbl STB)
μ	=	viscosidad de los fluidos producidos
k	=	permeabilidad de la formación (mD)
h	=	espesor del yacimiento (ft)
r_e	=	radio de drenaje del pozo (ft)
r_i	=	distancia radial desde el pozo hasta el punto de interés (ft)

Los resultados que se obtienen al utilizar esta fórmula se muestran en los gráficos de la Figura 4 para el caso de un pozo que posee una permeabilidad de formación de 200 milidarcies y que fluye a 5000 barriles estándar diarios. El gráfico de la

derecha es una representación detallada del que se presenta a la izquierda y muestra que la caída total de presión es igual a la presión del yacimiento (aproximadamente 2.700 libras por pulgada cuadrada), menos la presión en la cara de la formación (aproximadamente 2.070 libras por pulgada cuadrada), lo que arroja una pérdida total de presión a través de la zona cercana a la cara de la formación de 630 libras por pulgada cuadrada. Cabe destacar que casi la mitad de las 630 libras por pulgada cuadrada de pérdida total de presión se produce en los 10 ft más cercanos al pozo y que más de 100 libras por pulgada cuadrada de caída de presión ocurre dentro de un pie de radio del pozo.

Figura 4. Distribución de presión calculada alrededor de un pozo de 200 mD.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL,
http://www.4shared.com/account/document/IlhzoOild/completion_technology_for_Unco.html,
junio 1995.

2.2.1 Restricciones de flujo en la zona cercana a la cara de la formación

Debido a que la mayor parte de la caída de presión se produce en un área muy cercana a la cara de la formación, esta zona es aquella donde cualquier restricción adicional que experimente el flujo generará el efecto más perjudicial. Dos factores que afectan el aumento de esta caída de presión son la magnitud de la reducción en la permeabilidad y el espesor radial del área afectada o dañada. Si se emplea la ecuación⁶ que se presenta a continuación para calcular la caída adicional de presión asociada con una restricción de flujo que se produce en un área cercana a la cara de la formación, la Figura 5 muestra la caída adicional de presión que se crea cuando disminuye la permeabilidad alrededor de un pozo desde 1.000 milidarcies hasta 100 milidarcies. Las distintas curvas de esta figura representan distancias radiales crecientes de daño a la permeabilidad, desde 6 pulgadas hasta 5 ft.

$$\Delta P_{daño} = \frac{141.2qB_o\mu}{kh} \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots \dots [6]$$

Donde:

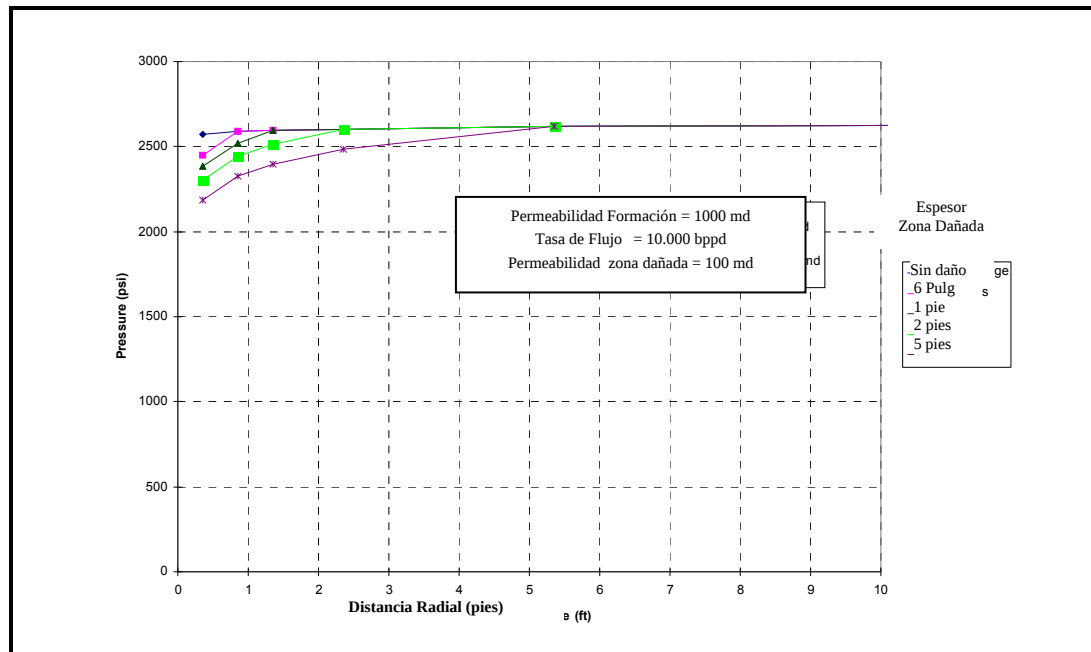
Δp	=	caída de presión a través de la zona dañada (psi)
q	=	tasa de producción (BOPD)
B_o	=	factor de volumen de la formación (Bbl yac/ Bbl STB)
μ	=	viscosidad de fluidos producidos (cP)
k	=	permeabilidad de la formación (mD)
k_s	=	permeabilidad de la zona dañada (mD)
h	=	espesor del yacimiento (ft)
r_s	=	radio de daño (ft)
r_w	=	radio de pozo (ft)

La gráfica indica que, como es de esperar, la caída total de presión del sistema se incrementa a medida que aumenta la profundidad del daño. Sin embargo, el

⁶ EARLOUGH, R.C. Jr., Advances in Well Test Analysis, Serie Monográfica SPE, Volumen 5, 1977.

gráfico señala también que la mayor parte de la caída de presión se produce aproximadamente dentro de un pie de distancia del pozo.

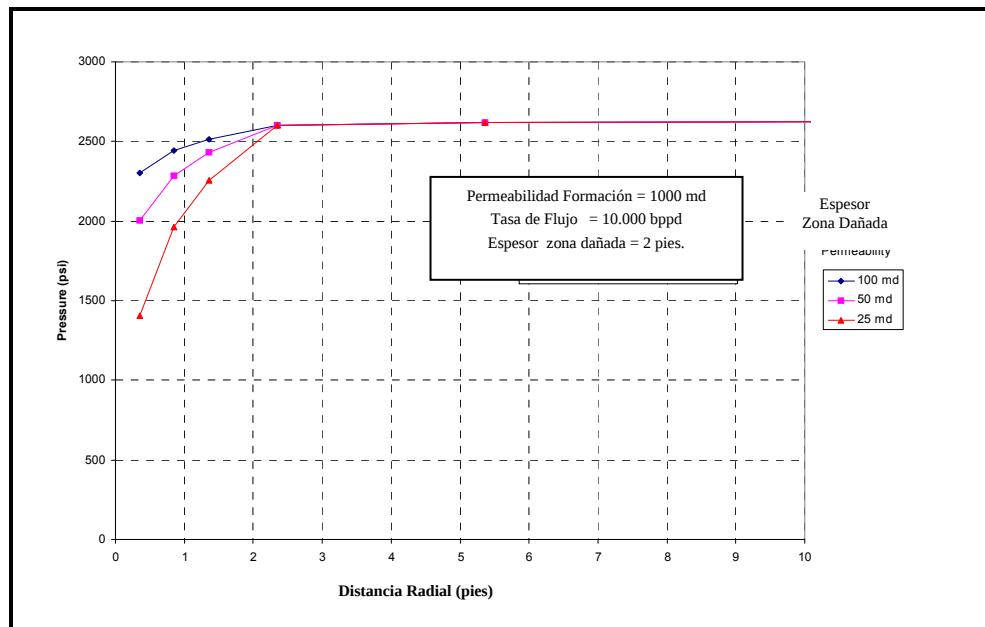
Figura 5. Caída de presión adicional asociada con el incremento de penetración del daño.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/llhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

El otro factor que determina la magnitud del daño es la permeabilidad de la zona dañada. La Figura 6 muestra el aumento de la caída de presión asociado con una zona dañada que tiene una profundidad radial de 2 ft. La zona dañada está constituida por material cuya permeabilidad es de 100, 50 y 25 milidarcies, lo que equivale al 10, 5 y 2,5 por ciento de la permeabilidad de la formación virgen. Al comparar la Figura 5 con la 6, se observa que la reducción drástica de permeabilidad que existe cerca de la cara de la formación resulta mucho más perjudicial que el daño moderado que se produce a grandes profundidades en la formación.

Figura 6. Efecto de la severidad del daño en la magnitud del incremento de la caída de presión.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/1lhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

La importancia de una reducción severa de la permeabilidad puede demostrarse mediante el cálculo de la productividad dañada de un pozo, expresada como una relación de la productividad no dañada. Esta relación se calcula en función del espesor radial de la zona dañada y del grado de reducción de permeabilidad a partir de la siguiente ecuación:⁷

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{\frac{K_s}{K_o} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\log\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \frac{K_s}{K_o} \log\left(\frac{r_e}{r_s}\right)} \dots \dots [7]$$

Donde:

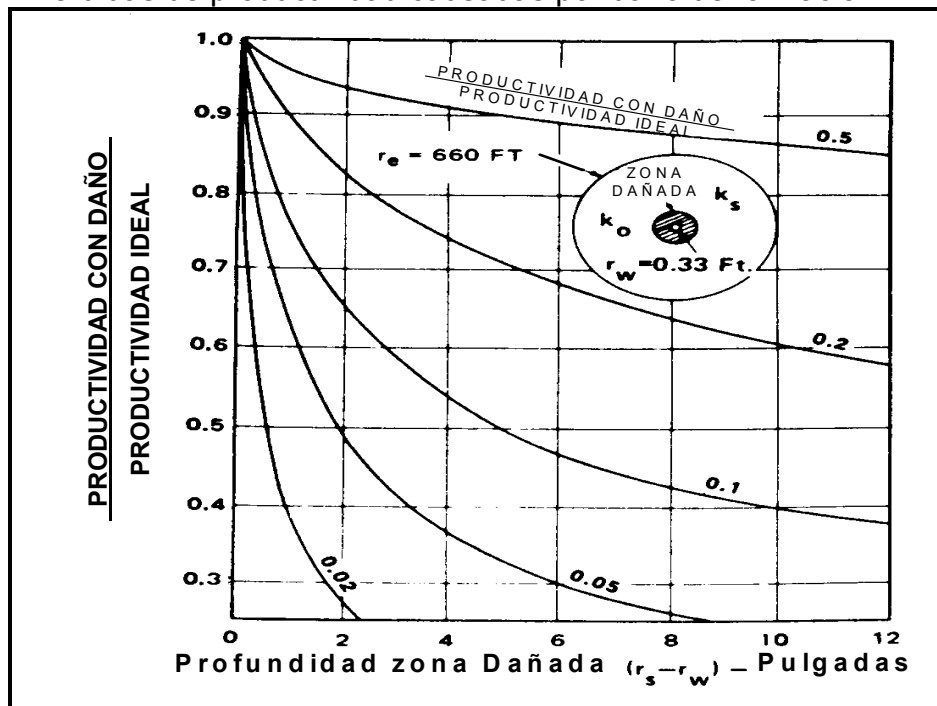
J_s = índice de productividad del pozo dañado (BOPD/psi)

⁷WILLIAMS, B.B., GIDLEY, J.L. y Schechter, R.S., "Acidizing Fundamentals", Serie Monográfica SPE, Volumen 6, 1979.

J_o	=	índice de productividad del pozo no dañado (BOPD/psi)
k_s	=	permeabilidad de la zona dañada (mD)
k_o	=	permeabilidad de la formación no dañada (mD)
r_e	=	radio de drenaje de pozo (ft)
r_w	=	radio del pozo (ft)
r_s	=	radio de la zona dañada (ft)

La Figura 7 muestra los resultados que se obtienen cuando se grafica esta ecuación vs. El radio de zona dañada, para distintos grados de daño. La figura confirma además que las reducciones de permeabilidad ejercen una influencia fundamental cuando se producen en zonas sumamente cercanas a la cara de la formación.

Figura 7. Pérdidas de productividad causadas por daño de formación.



FUENTE: Williams, B.B., Gidley, J.L. y Schechter, R.S., "Acidizing Fundamentals", Serie Monográfica SPE, Volumen 6, 1979.

La reducción de permeabilidad que se produce alrededor de un pozo se denomina factor de daño, el cual es una representación adimensional de la caída adicional

de presión que ocurre a través de la zona cercana a la cara de la formación y que obedece al paso de fluidos a través de una zona dañada cercana al pozo. La siguiente ecuación⁸ ilustra cómo el factor de daño adimensional se relaciona con este aumento en la caída de presión.

$$S = \frac{0.00708kh\Delta P_{daño}}{q\mu B_o} \dots \dots [8]$$

Donde:

s	=	factor de daño
k	=	permeabilidad de la formación (mD)
h	=	espesor del intervalo (ft)
$\Delta P_{Daño}$	=	caída de presión a través de la zona dañada (psi)
q	=	tasa de flujo (BOPD)
μ	=	viscosidad del fluido (cP)
Bo	=	factor de volumen de la formación (Bbl yac/ Bbl STB)

Si el factor de daño calculado resulta positivo, entonces se ha producido un aumento en la caída de presión alrededor del pozo, por lo que éste se considera dañado. Por el contrario, si los cálculos arrojan un factor de daño negativo, entonces nos encontramos ante una zona de mayor permeabilidad, característica de un pozo estimulado. Los factores de daño pueden oscilar desde -6 hasta cualquier número positivo. No es inusual encontrar factores de daño comprendidos entre +25 y +50 en formaciones que presentan un nivel elevado de permeabilidad.

El efecto del daño a la formación puede apreciarse mejor a través del concepto de eficiencia de flujo, el cual representa una medida del porcentaje relativo de la tasa de flujo teórica que realmente puede fluir a través de una formación. La ecuación

⁸ LEE, W.J., *Well Testing*, Serie SPE de libros de texto, volumen 1, 1982.

que se describe a continuación presenta un método aproximado que permite calcular la eficiencia de flujo.

$$FE = 100 \left(\frac{q_s}{q_o} \right) = 100 \left(\frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{S + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right) \approx 100 \left(\frac{8}{S + 8} \right) \dots \dots [9]$$

Donde:

- FE = eficiencia del flujo (%)
- q_s = tasa de flujo del pozo dañado (BOPD)
- q_o = tasa de flujo teórica posible del pozo no dañado (BOPD)
- r_e = radio de drenaje del pozo (ft)
- r_w = radio del pozo (ft)
- s = factor de daño

La aproximación de 8 para el término $\ln (r_e/r_w)$ obedece a que el logaritmo natural de un número grande dividido entre un número pequeño es aproximadamente 8. Con base en esta ecuación, un pozo que presente un factor de daño de +20 tendrá una eficiencia de flujo de tan sólo el 28 por ciento, aproximadamente.

El factor de daño constituye solamente una medida relativa de la caída adicional de presión que tiene lugar en el sistema en producción. El factor de daño no permite diferenciar entre una zona gravemente dañada cerca de la cara de la formación y una zona más profunda y con daño moderado.

2.2.2 Mecanismos potenciales de daño a la formación

El factor de daño mide estrictamente el exceso de caída de presión que ocurre en la formación productora a medida que los fluidos fluyen hacia un pozo. Este exceso de caída de presión puede obedecer a una o varias de un conjunto numeroso de causas conocidas. Los distintos mecanismos de daño pueden agruparse de acuerdo a las siguientes categorías generales:

- Invasión de filtrado de lodo de perforación, cemento y fluidos de completamiento
- Invasión de sólidos
- Daño de cañoneo
- ***Migración de finos (arenamiento)***
- Arcillas que se hinchán
- Deposición de asfaltenos/parafinas
- Precipitación de costars (Scales)
- Emulsiones
- Efectos de la permeabilidad relativa
- Efectos de los tratamientos de estimulación

En relación al completamiento de pozos, lo fundamental estriba en limitar la generación de daño en aquellos casos en los que sea posible, particularmente el taponamiento severo en la zona cercana a la cara de la formación. Esto implica evitar el taponamiento de la cara de la formación en un completamiento en hueco abierto.

2.3 CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA⁹

Cuando un pozo horizontal es perforado a través de formaciones débilmente consolidadas o no consolidadas, suele ocurrir que la pared superior del pozo se derrumba y llena el hueco restringiendo o anulando por completo la producción del mismo. Al considerar el control de arena en un pozo, es necesario tener en cuenta la diferencia entre los sólidos de cementación y los granos de arena de la formación con las partículas fijas que usualmente no son consideradas como parte de la estructura mecánica de una formación.

⁹ CASTRO, T., A, “Últimos Avances En Control De Arena Para Pozos Horizontales En Operaciones Costa-Fuera”, Tesis de grado, UIS, 2005

Algunas partículas finas siempre se producen con los fluidos del yacimiento y esto puede ser beneficioso puesto que si los finos se mueven libremente a través de un empaque de grava, así evita que éste se tapone. De tal manera, que el control de arena en pozos se refieren a las partículas de sostén que soportan la sobrecarga geológica.

El límite práctico para considerar excesiva la producción de arena en un pozo es igual ó mayor a 0.1% en volumen de los fluidos producidos; sin embargo, este límite práctico para algunos campos puede llegar a ser menor.

2.3.1 Naturaleza de la producción de arena (arenamiento)

Los factores que inciden en la producción de arena y por consiguiente en la resistencia de una arenisca están determinadas por:

- La cantidad y el tipo de material de cementación que mantiene la cohesión de los granos.
- Las fuerzas de fricción existentes entre los granos.
- La presión del fluido en los poros de la roca.
- Las fuerzas de presión capilar.

En general, la resistencia a la compresión de una roca se encuentra determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranular, por lo que la resistencia de la roca se incrementará a medida que aumente el esfuerzo de confinación que se ejerza sobre la misma. El grado de consolidación (cementación intergranular) será más importante que las fuerzas de fricción intergranular. Los esfuerzos que provocan la falla de la roca, en este caso, son el esfuerzo mecánico que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz de la roca.

El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca. Por lo tanto, el esfuerzo que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca (a saber, el esfuerzo efectivo) es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro.

2.3.2 Efectos de la producción de arena¹⁰

Entre los más comunes que se presentan se tienen:

- Acumulación en los equipos de superficie.
- Acumulación en el fondo.
- Erosión del equipo de fondo y de superficie.
- Colapso de la formación.

2.3.2.1 Acumulación en los equipos de superficie. Si la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena podría quedar atrapada en el separador, el calentador-tratador o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no sólo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también aquellos que genera la interrupción de la producción.

2.3.2.2 Acumulación en el fondo. Si la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, ésta podría quedar bloqueada en la tubería de producción o caer y empezar a llenar el interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría

¹⁰ Vargas. O., "Revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento de alternativas para mejorar su eficiencia en los pozos del campo Jazmín", tesis de grado, UIS, Bucaramanga, 2006.

quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo esté totalmente arenado y la producción se detenga. En situaciones como ésta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.

2.3.2.3 Erosión del equipo de fondo y de superficie. En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo y herramientas de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados. Ver Figura 8.

Figura 8. Erosión en superficie (arriba) y en fondo, casing (abajo).



FUENTE: <http://www.petroblogger.com/>

2.3.2.4 Colapso de la formación. Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia fuera de la formación. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se torna lo suficientemente grande, la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima dicho vacío podría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan para crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcilla o una amplia variedad de tamaños de grano.

2.3.3 Causas de la producción de arena

El material sólido que se produce en un pozo puede constar tanto de finos de formación (generalmente no considerados parte de las características mecánicas de la formación) como de sólidos que soportan la carga. Generalmente, la producción de finos no puede evitarse y, más bien, resulta beneficiosa. Es preferible que los finos se desplacen libremente, a través de la formación o de un empaque con grava instalado, en lugar de que éstos la taponen. El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena de un pozo en particular consiste en definir si la producción de partículas que soportan la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de producción que, de acuerdo a lo previsto, harán que la producción del pozo sea la deseada.

La lista que se presenta a continuación resume muchos de los factores que inciden en la tendencia de un pozo a producir arena:

- Grado de consolidación
- Reducción de la presión de poro a lo largo de la vida del pozo

- Tasa de producción
- Viscosidad del fluido del yacimiento
- Aumento de la producción de agua durante la vida del yacimiento.

Estos factores pueden clasificarse en dos categorías: efectos de la resistencia de la roca y efectos del flujo de fluidos.

2.3.3.1 Grado de consolidación. La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de “poco consolidadas” o “no consolidadas”. Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación se denomina “resistencia a la compresión”. Las formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1.000 Lb/Pulg². Además, incluso las formaciones de arenisca bien consolidadas pueden modificarse al degradarse el material aglomerante, lo que se traduciría en producción de arena. Esto puede ocurrir por la aplicación de tratamientos de estimulación con ácidos o de técnicas de recuperación mejorada por inyección de vapor a altas temperaturas.

2.3.3.2 Reducción de la presión de poro. Tal como se señalara anteriormente, la presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente. A medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad

creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro podría ocasionar la subsidencia de la superficie.

2.3.3.3 Tasa de producción. La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre por fricción, que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre por fricción no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable. En numerosos casos, esta tasa de flujo se encuentra muy por debajo de la tasa de producción aceptable para el pozo.

2.3.3.4 Viscosidad del fluido del yacimiento. La fuerza de arrastre por fricción que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre por fricción sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.

2.3.3.5 Aumento de la producción de agua. La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular.

El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación.

2.4 COMO PREDECIR LA PRODUCCION DE ARENA

Poder predecir si un pozo producirá fluidos sin producir arena o si se requerirá algún tipo de control de arena ha constituido la meta de muchos ingenieros de completamiento y proyectos de investigación. A pesar de que existen algunas técnicas de análisis y pautas que se han diseñado para ayudar a determinar si el control de arena es necesario, ninguna ha demostrado ser universalmente aceptada o completamente precisa. Actualmente, predecir si una formación producirá o no arena no constituye una ciencia exacta, por lo que se necesita mejorar los métodos. En tanto no se disponga de técnicas de predicción más exactas, la mejor manera de definir si se requiere controlar la producción de arena en un pozo en particular consiste en efectuar una extensa prueba de producción con un completamiento convencional y observar si se produce arena. Los pozos

referenciales que producen en la misma formación, en el mismo campo y en condiciones similares son un buen indicador.¹¹

2.4.1 Influencias operativas y económicas

La dificultad que implica determinar si un pozo requiere o no control de arena se incrementa cuando el mismo se perfora en un área donde existe poca o ninguna experiencia de producción y donde los diversos factores de yacimiento son ligeramente distintos de los que se manifestaron en regiones explotadas con anterioridad. Incluso cuando las propiedades del yacimiento y la formación son prácticamente idénticas a otras explotaciones, las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas. Ejemplo de ello es un proyecto submarino comparado con el de desarrollo de una plataforma. En este caso, las consecuencias y los riesgos asociados a la producción de arena son significativamente distintos debido a los costos y riesgos derivados de las operaciones remediales en el pozo. Por consiguiente, la decisión de utilizar una técnica de control de arena es de naturaleza tanto económica como operativa y se tiene que tomar con base en una información limitada.

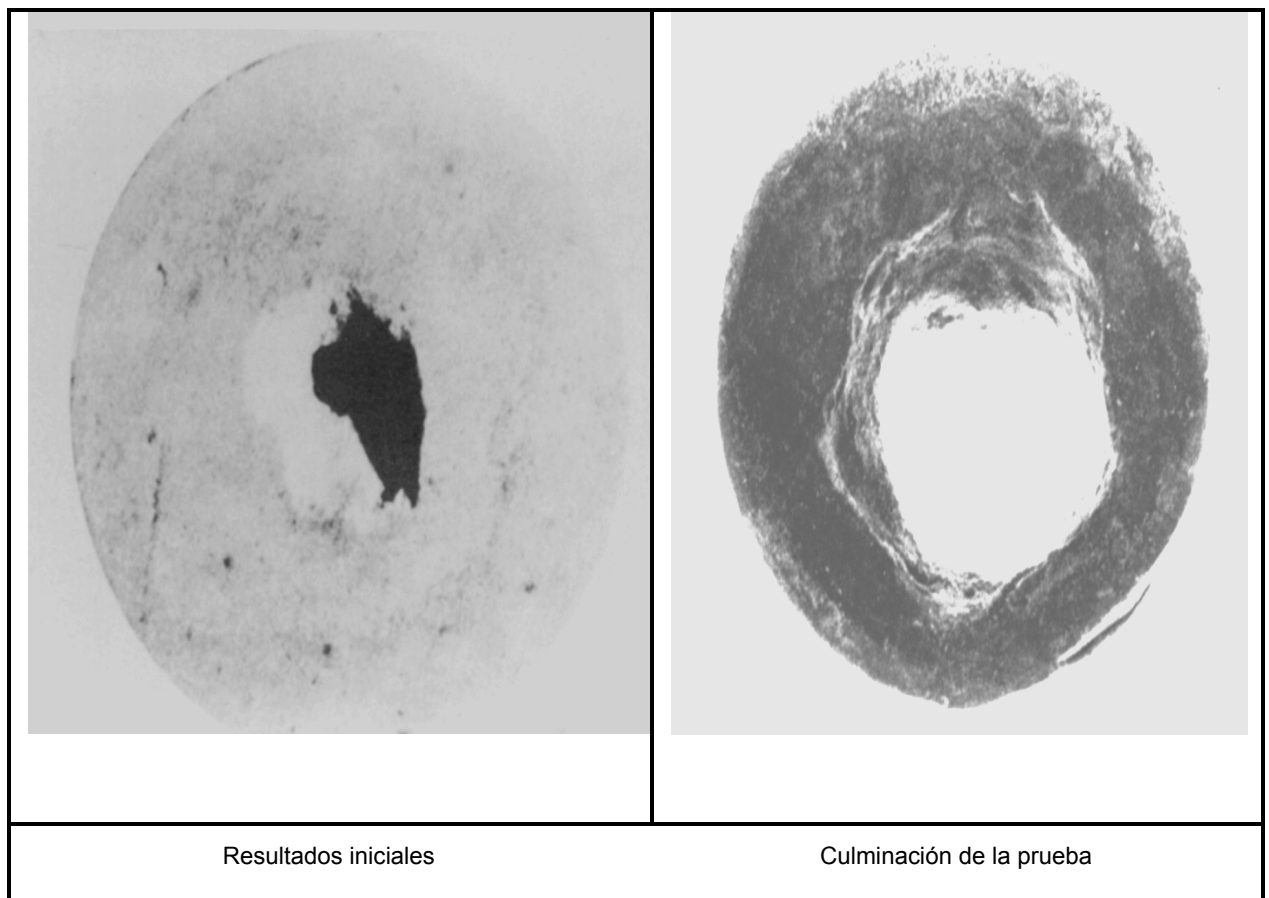
2.4.2 Resistencia de la formación

El procedimiento general que sigue la mayoría de los operadores que deben determinar si el control de arena es necesario o no, consiste en definir la dureza de la roca de formación (es decir, la resistencia a la compresión de la roca). Dado que la resistencia a la compresión de la roca se expresa en las mismas unidades que el diferencial de presión o *drawdown* del yacimiento, los dos parámetros pueden compararse, para así establecer límites de *drawdown* para cada pozo.

¹¹ Penberthy, W.L. y Shaughnessy, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

La figura 9, nos muestra los resultados de la formación de la cavidad en la muestra de la roca y en la figura 10, se muestra el esquema y el aparato para probar la falla de la roca con un *drawdown*. En la figura 11 tenemos los resultados correlacionados, para diferentes diferenciales de presión y resistencias de la formación.¹²

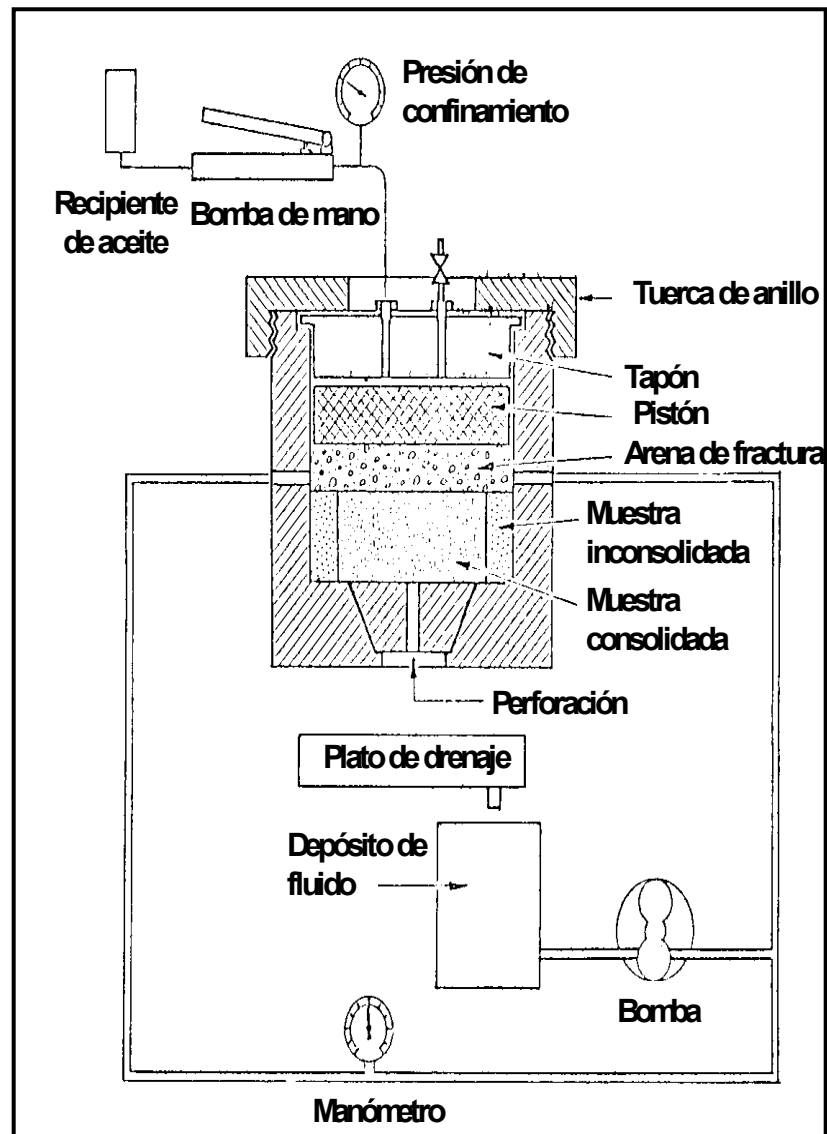
Figura 9. Formación de cavidad en muestra de roca durante prueba de falla por *drawdown*.



FUENTE: PENBERTHY, W.L. Y SHAUGHNESSY, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

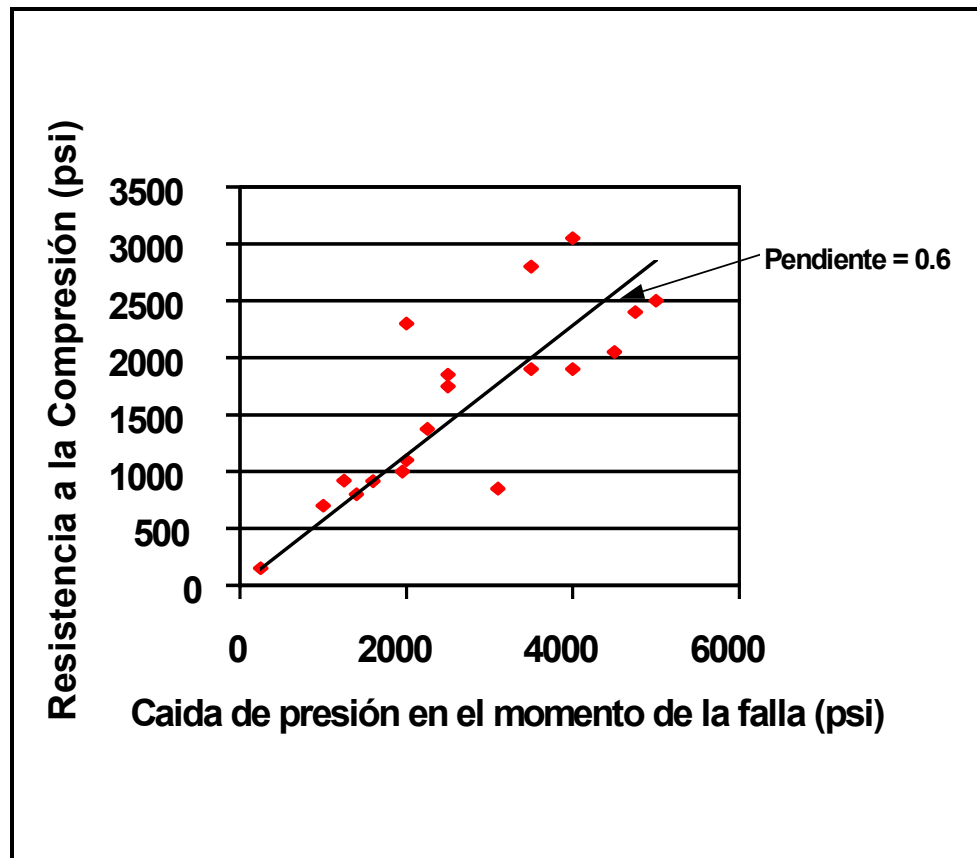
¹² PENBERTHY, W.L. Y SHAUGHNESSY, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

Figura 10. Dispositivo para probar la falla de una roca con Drawdown.



FUENTE: PENBERTHY, W.L. Y SHAUGHNESSY, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

Figura 11. Correlación de resultados de pruebas de inicio de producción de arena.



FUENTE: PENBERTHY, W.L. Y SHAUGHNESSY, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

2.5 TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE ARENA¹³

Existen muchas técnicas para controlar la producción de arena en pozos, las cuales van desde simples cambios en las prácticas de operación hasta costosos completamientos, tales como consolidación de arena y empaque con grava. El método de control seleccionado depende de las condiciones específicas del sitio, las prácticas operativas y factores económicos. Algunas de las técnicas existentes para el control de arena son:

- Mantenimiento y rehabilitación de pozos

¹³ Penberthy, W.L. y Shaughnessy, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

- Modificación de la tasa de flujo
- Prácticas selectivas de completamiento
- liner ranurados o mallas sin empaque con grava
- liner ranurados o mallas con empaque con grava

2.5.1 Mantenimiento y rehabilitación de pozos

La técnica de mantenimiento y rehabilitación de pozos constituye un enfoque pasivo del control de arena. Este método consiste básicamente en permitir la producción de arena y controlar sus efectos cuándo y cómo sea necesario. Para emplear esta técnica se deben achicar, lavar y limpiar diariamente las instalaciones de superficie, con el fin de mantener la productividad del pozo. Este enfoque puede dar resultado en ambientes específicos de formación y operación. Este método se utiliza principalmente en aquellos casos en los que la producción de arena es limitada, cuando las tasas de producción son bajas y el riesgo de realizar algún servicio también es reducido y económicamente factible, o en pozos marginales en los que no se pueda justificar el gasto en otras técnicas de control de arena.

2.5.2 Modificación de la tasa de flujo

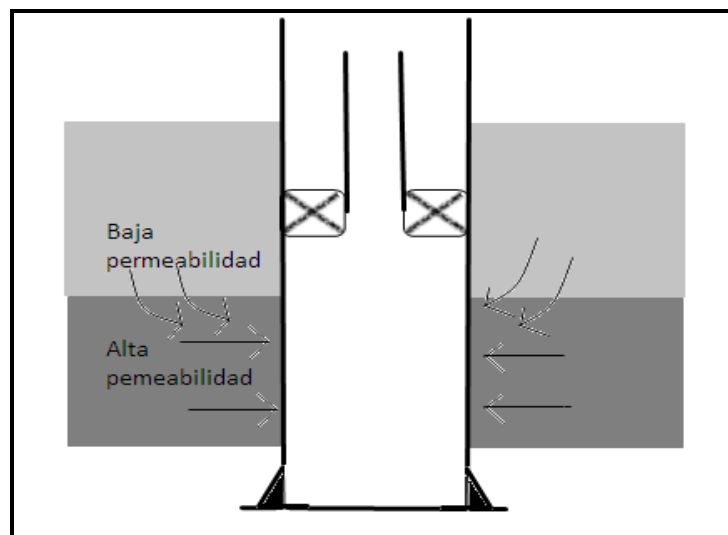
Uno de los métodos utilizados por algunos operadores consiste en modificar la tasa de flujo del pozo para llegar a un nivel que permita disminuir la producción de arena. El procedimiento reduce o aumenta secuencialmente la tasa de flujo hasta que se obtiene un valor aceptable de producción de arena. El objetivo de esta técnica de control es tratar de establecer la mayor tasa de flujo posible (tasa crítica de producción). Este es un enfoque por ensayo y error que podría ser necesario repetir eventualmente, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. El problema que presenta la modificación de la tasa como técnica de control de arena es que la tasa de flujo requerida para establecer y mantener un arco estable suele ser menor que el potencial de flujo

del pozo y podría representar una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad y las ganancias. Para la producción a tasas altas, este enfoque resulta poco práctico, poco económico e inaceptable.

2.5.3 Prácticas de completamiento selectivo.

Tal como se discutió en la sección sobre resistencia de la formación, el diferencial de presión o drawdown requerido para la producción de un pozo puede ocasionar la producción de arena si la magnitud de tal diferencial es aproximadamente 1,7 veces mayor que la resistencia de la formación a la compresión. La aplicación de esta técnica sería sólo para los casos de producción en secciones del yacimiento capaces de soportar los diferenciales esperados. Cañonear únicamente las secciones de la formación que tienen mayor resistencia a la compresión permite obtener un mayor diferencial de presión. Estas secciones tienden a tener el mayor grado de cementación y, desafortunadamente, la menor permeabilidad; por lo tanto, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical con el fin de permitir el drenaje del yacimiento (véase Figura 12).

Figura 12. Control de arena utilizando prácticas de completamiento selectivo.



FUENTE: Autores

2.5.4 Liner ranurados o mallas sin empaque con grava

En algunos casos, se utilizan liner ranurados o mallas sin empaque con grava para controlar la arena de formación. A menos que la formación tenga una arena bien distribuida y limpia, con un grano de tamaño grande, este tipo de completamiento podría tener una vida productiva corta, y los liner ranurados o mallas terminarán taponándose. Cuando se emplean solos, como dispositivos de exclusión de arena, liner ranurados o mallas se colocan a través del intervalo productor y la arena de formación mecánicamente forma puentes sobre las ranuras o aberturas de la malla. La teoría del puenteo muestra que las partículas forman puentes sobre una ranura, siempre y cuando el ancho de ésta no exceda dos diámetros de partícula. Asimismo, las partículas formarán un puente contra un agujero si el diámetro del mismo no es mayor que tres diámetros de partícula, aproximadamente.

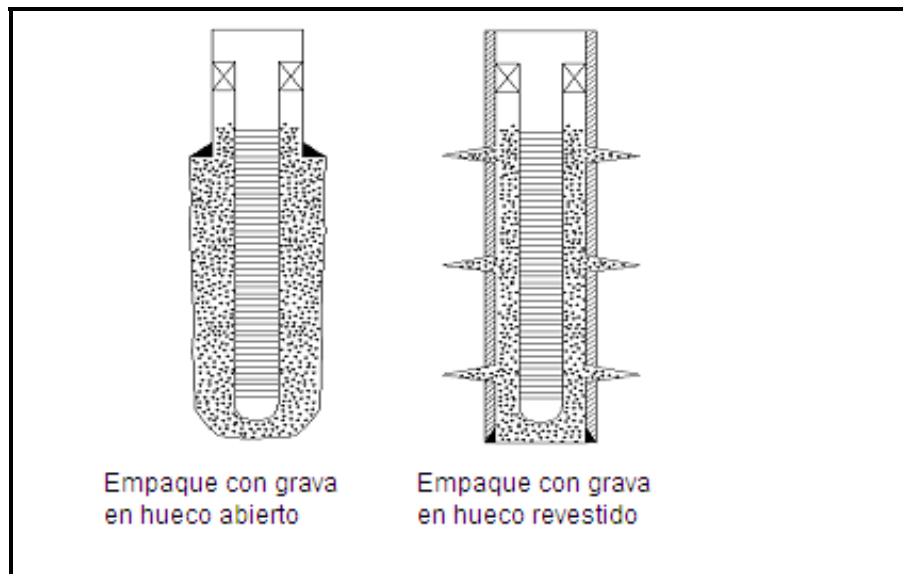
Generalmente, el ancho de la ranura o el calibre de la malla deberían dimensionarse de manera tal que se ajusten al tamaño de grano de la arena de formación, para el 10% más grande. Más adelante se especificará la manera de determinar el tamaño del grano de la formación. Dado que el 10% de los granos de arena mayores serán detenidos por las aberturas de la malla, el 90% restante de la arena de formación será detenido por la arena de granos más grandes. Los puentes que se han formado no serán estables y pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Ahora bien, debido a que los puentes pueden romperse, es posible que la arena de formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de los liner ranurado o malla. Cuando se utiliza esta técnica para controlar la arena de formación, el diámetro del liner ranurado o malla debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir. Otra desventaja de los liner ranurados y las mallas en pozos de altas tasas es la posibilidad de que ocurra una falla del liner ranurado o malla por erosión antes de que se forme el puente.

No se recomienda el uso de un liner ranurado o malla sin empaque con grava como una buena técnica de control de arena, ya que eventualmente pueden presentarse obstrucciones que casi siempre reducen la capacidad de producción del pozo. Esta reducción es causada por la mezcla de arenas de formación, lutitas y arcilla cuando la arena de formación está llenando los alrededores de la malla. La mezcla de arena, arcilla y lutita puede presentar mucho menos permeabilidad que la arena de formación nativa. Es importante hacer notar que esta técnica de control de arena se utiliza ampliamente en pozos horizontales, lo cual es el objetivo de este trabajo.

2.5.5 Liner ranurados o mallas con empaque con grava

El empaque con grava se basa en el puenteo de la arena de formación contra la arena de granos más grandes, siendo esta última retenida por el liner ranurado o malla. La arena de granos más grandes (llamada arena de empaque con grava) se dimensiona para que sea de 5 a 6 veces más grande que la arena de la formación. El empaque con grava crea un filtro permeable que permite la producción de los fluidos de formación, pero restringe la entrada y producción de arena de formación. La Figura 13, muestra los esquemas de un empaque con grava en un hueco abierto y en un hueco revestido. Debido a que la grava está empacada de manera bien apretada entre la formación y la malla, los puentes que se forman son estables, lo cual evita el desplazamiento y la reorganización de la arena de formación. Si se diseña y se ejecuta apropiadamente, el empaque con grava mantendrá su permeabilidad en un amplio intervalo de condiciones de producción.

Figura 13. Empaques con grava en hueco abierto y revestido.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL,
<http://www.4shared.com/account/document/llhzoOild/completion_technology_for_Unco.html>,
junio 1995.

Los empaques con grava se realizan corriendo el liner ranurado o malla en el hueco y circulando la grava hacia su posición, utilizando un fluido de transporte. Para obtener óptimos resultados, todo el espacio entre la malla y la formación debe estar completamente empacado con arena de empaque con grava de alta permeabilidad. Realizar un empaque completo es relativamente simple en completamientos en hueco abierto, pero puede resultar más difícil en completamientos de huecos revestidos perforados. A pesar de ser costosos, se ha demostrado que los empaques con grava constituyen la técnica de control de arena más confiable entre las que se dispone, y por lo tanto, es el enfoque más comúnmente utilizado.

2.6 REVISIÓN DE EVALUACIONES EXPERIMENTALES REALIZADAS PARA EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN POZOS HORIZONTALES

A nivel experimental se han realizado varios estudios para evaluar el efecto la implementación de empaquetamientos con grava en pozos horizontales con el fin de controlar la migración de finos en campo, algunos de estos estudios se presentan a continuación:

2.6.1 Using Horizontal Gravel Packing Technology to Optimize Well Productivity and Field Economics: Case History, Uracoa Field, Venezuela (Paper SPE No 65468)

Este artículo resume la evaluación y los efectos de las alternativas de completamiento en la productividad y los factores económicos concernientes al redesarrollo del campo Uracoa al sur de Monagas, Venezuela. Esto explica como las tecnologías de empaquetamientos con grava horizontales restauran la productividad del pozo y mejoran la longevidad del campo. La producción del campo Uracoa consiste en crudo pesado de entre 11 y 16° API. Los escenarios de redesarrollo iniciales en los completamientos usados en los pozos horizontales con liner ranurados en hueco abierto. Sin embargo, la intrusión de agua repentina causaron una excesiva producción de arena que taponó los pozos donde los liner ranurados fueron implementados. Además para producir el campo Uracoa de manera económica, fue necesario desempeñar una técnica de evaluación de los completamientos y de las prácticas de perforación para resolver los problemas de producción para el control de arenas, las altas producciones de CO₂, y el contenido de asfaltenos de 13-14%, la productividad del pozo y la longevidad de este.

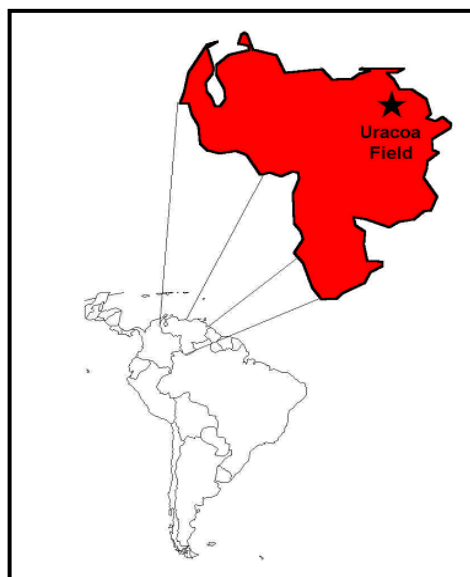
Después de la evaluación de los completamientos y de las prácticas de perforación, los empaquetamientos horizontales con grava fueron usados para restablecer la productividad y la longevidad del pozo. Además de alcanzar la productividad óptima, fue necesario hacer uso de pruebas de compatibilidad de

fluidos para determinar las mejores prácticas de perforación y completamiento. Hasta la fecha, cerca de 65 pozos horizontales han sido empacados con grava en conjunción con un gran número de pozos desviados. Estos empaquetamientos han hecho uso de técnicas de empaques de agua los cuales han mantenido la productividad incluso después de la intrusión del agua.

Este artículo revisa los completamientos y las experiencias con liner ranurado. Evalúa las prácticas de completamiento y compara las tecnologías implementadas en el campo Uracoa para alcanzar la productividad económica. Finalmente, los datos presentados demuestran la habilidad para mantener la productividad incluso después de la conocida irrupción de agua.

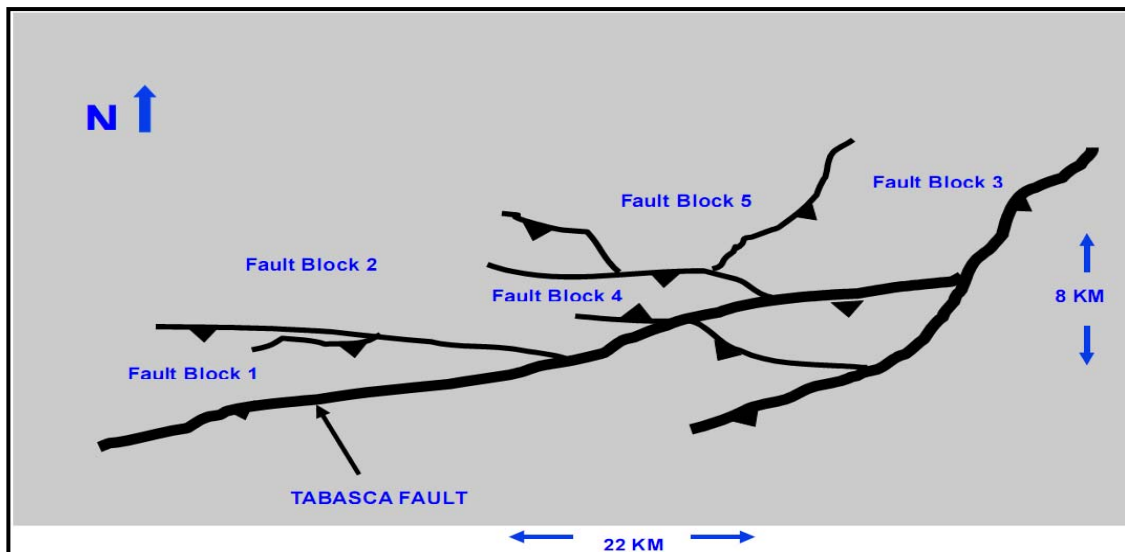
Generalidades del campo. El campo Uracoa (Figura 14) está ubicado en la porción sur-central de Monagas, Venezuela, 10 Km al sureste de Temblador, 40 Km suroeste de Tucupita Y 125 Km al sureste de Maturín. La topografía del área es relativamente plana y un poco inclinada hacia el sureste hacia el delta del Río Uracoa.

Figura 14. Localización del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.



Geología estructural. Es un homoclinal (mismo buzamiento) ligeramente buzado 4-6° hacia el norte-noreste. Este homoclinal está en dirección N85°E y su corte esta dado por la falla Tabasca de este-oeste que controla el yacimiento cerrándolo hacia el sur. Una segunda falla transversal provee el cerramiento lateral necesario para la acumulación de petróleo y divide el campo en 5 bloques (Fig 15).

Figura 15. Mapa de geología estructural del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.



Las arenas Oficina están divididas horizontalmente en 5 bloques por una falla secundaria. Un empuje por agua natural provee el mecanismo de producción. Una amplia capa de gas cubre la mayoría del campo, con el GOC a 4150 pies debajo del nivel del mar.

Fluidos del yacimiento. La gravedad específica disminuye con la profundidad, en rangos entre 11.7- 16.2° API y un promedio de 15° API. La permeabilidad de la formación promedia los 2-5 Darcies y puede ser mayor a 10 Darcies. La porosidad promedio es de 24% y la saturación de agua connata es de 23.9%. Ver figura 16.

Figura 16. Tabla de datos de yacimiento del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.

RESERVOIR PARAMETER	VALUE
Area, Acres	8,639
Average Net Sand Thickness, Ft	50
Net Sand Volume, Acre-Ft	437,681
Datum Depth, Ft-Subsea	4,200
Reservoir Temperature, °F	150
Original Reservoir Pressure, psia at Datum	1870
Current Reservoir Pressure, psi	≈1850
Permeability, darcy	2-4
Oil Gravity, °API	15-16
Average Porosity, %	24.1
Average Connate Water Saturation, %	23.9
Saturation Solution GOR, SCF/Bbl	400
Initial Oil in Place, MMSTB	567
Oil Produced to Aug 99, MMSTB	52.99
Net Gas Produced to Aug 99, BCF	44.2

Empaquetamientos con grava horizontales. A finales de 1994, el operador empezó a empaquetar los pozos horizontales con grava para eliminar los problemas asociados con los liner ranurados. Dichas herramientas inicialmente proveyeron las tasas de producción deseadas. Sin embargo, como se menciona antes, estos completamientos no duraron mucho. Las posibles fallas pudieron atribuirse a algunos problemas mecánicos, incluidos fallas debido al taponamiento, erosión y corrosión. Una de las formas de prolongar la vida de las mallas involucró el empaquetamiento con grava para controlar las arenas en las formaciones menos consolidadas. Todas las funciones del empaquetamiento con grava como filtros y las mallas son la de dispositivos de retención. La experiencia mostró que muy raramente los pozos colapsan completamente alrededor de las mallas, por lo tanto dejan un anular abierto para el transporte del material de taponamiento hacia las mallas. Muchas de las fallas en pozo, incluyendo aquellas en Uracoa, pueden

ser atribuidas al taponamiento de las mallas, consecuentemente, la productividad disminuye o cesa.

Los empaquetamientos, por otra parte, proveen soporte al hueco y llenan el anular con grava medida para retener la arena de formación la cual progresivamente va evitando el taponamiento de las mallas. Un empaquetamiento con grava exitoso requiere un limpio, estable y en lo posible no dañado pozo previo a correr la malla y el empaquetamiento. Un pozo contaminado con grava llevara a un completamiento pobre. En un pozo no apto como escenario, el completamiento inicial con malla puede producir a altas tasas mayores que las del empaquetamiento con grava, pero eventualmente se taponarán. Los empaquetamientos con grava producirán a menor tasa pero la producción se mantendrá más.

Como ilustración por experiencia en el campo Uracoa, el empaquetamiento con grava tanto en pozos vertical como horizontal lleva a una productividad sostenible. Las figuras 17 a 19 muestran que la producción de fluido total de los pozos UM12, UM15 y UM25. Fueron inicialmente implementados con liner ranurado. El pozo UM12 (Figura 17) falló después de producir por solo 15 meses. Los pozos UM15 y UM25 (figura 18), en los cuales se tuvo que hacer un sidetrack y recompletar como un empaquetamiento con grava después de que falló el liner ranurado, duraron 14 y 19 meses respectivamente antes de fallar.

Figura 17. Comparación de la longevidad de los completamientos con empaquetamiento con grava y con liner ranurado para el pozo UM 12, del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.

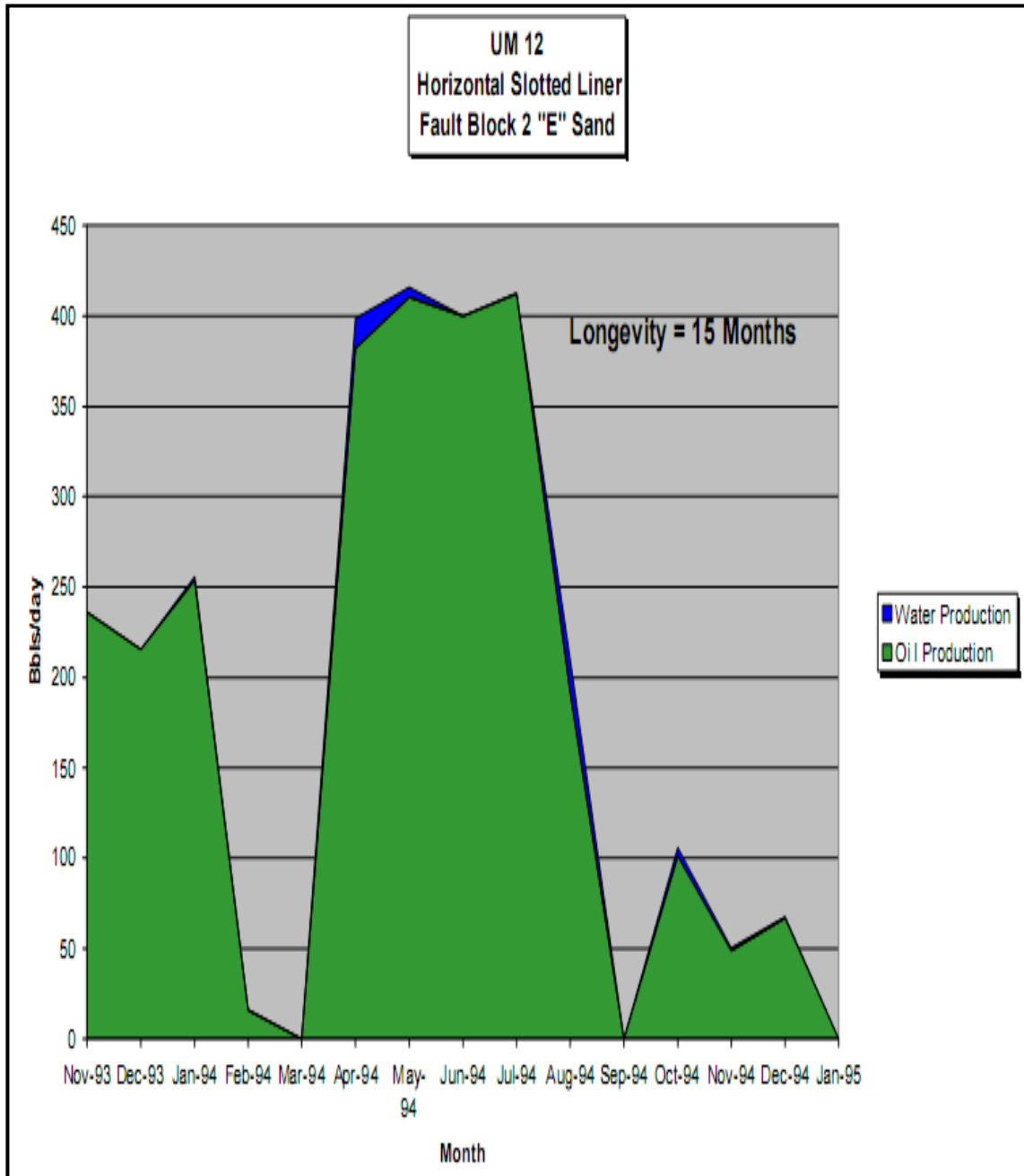


Figura 18. Comparación de la longevidad de los completamientos con empaquetamiento con grava y con liner ranurado para el pozo UM 15, del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.

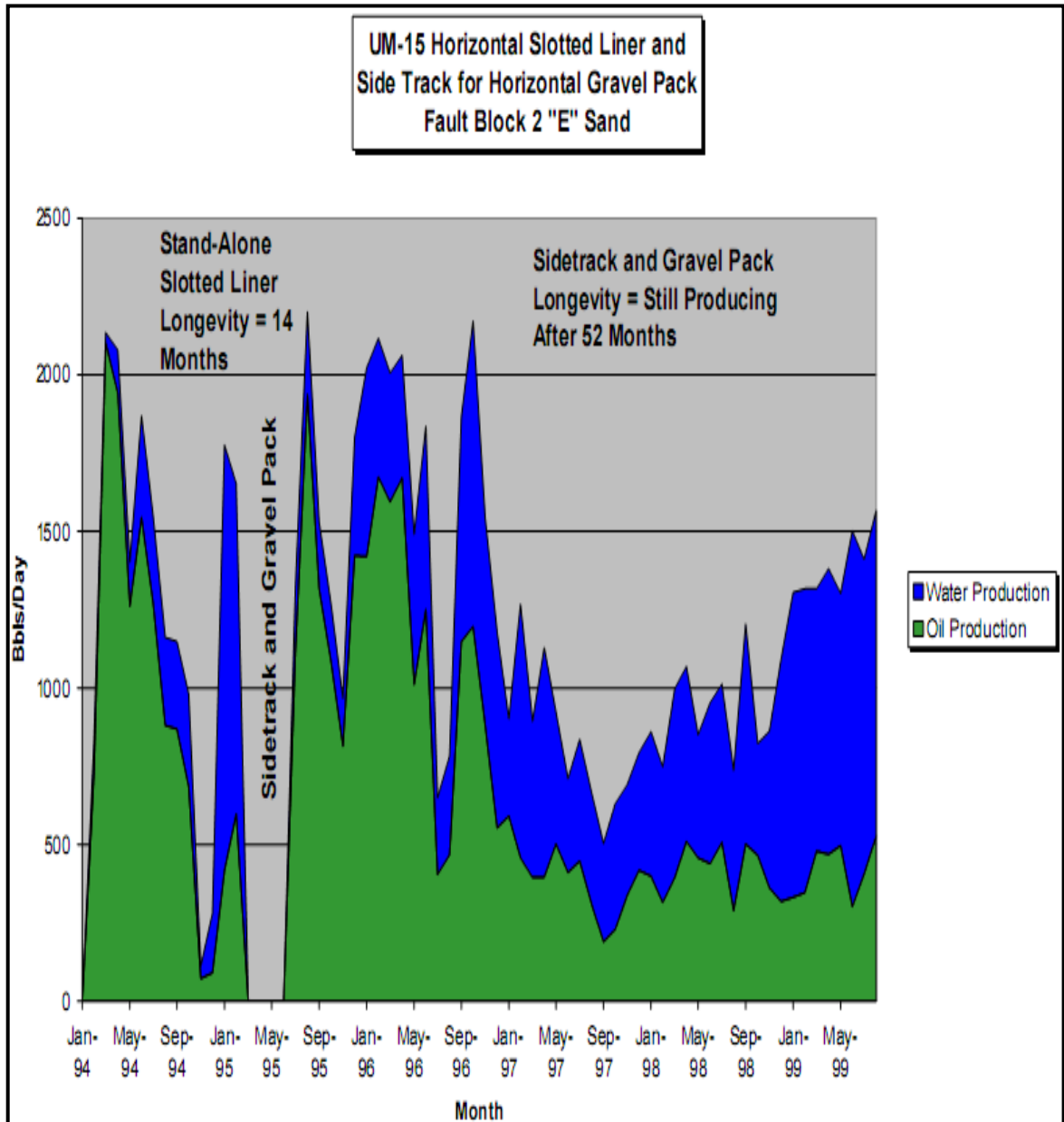
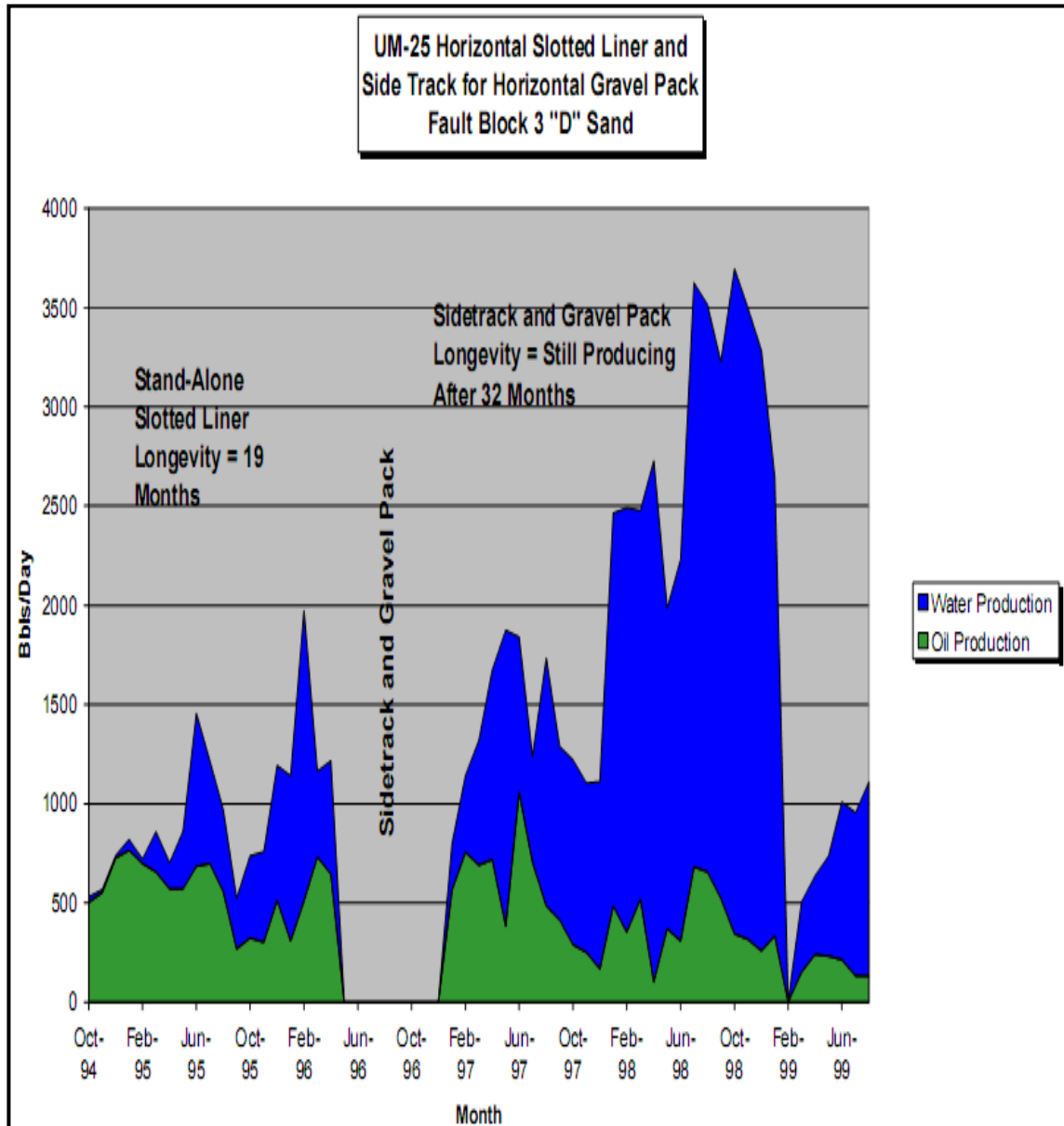


Figura 19. Comparación de la longevidad de los completamientos con empaquetamiento con grava y con liner ranurado para el pozo UM 25, del campo Uracoa, Monagas, Venezuela.



Las figuras 18 y 19 también ilustran el incremento de la vida productiva del empaquetamiento del pozo incluso cuando la producción de agua se incrementó. Los pozos UM15 y UM25 están todavía produciendo después de 52 y 32 meses respectivamente, desde que fueron recompletados y empacados con grava. Las tasas de producción de los liner ranurados y los empaquetamientos con grava pueden ser también comparadas con pozos UM15 y UM25 en estas (figuras 18 y 19).

Como conclusiones a este trabajo tenemos:

- Los empaquetamientos con grava en la sección horizontal del pozo aumentan la longevidad comparada con los liner ranurados.
- En el campo Uracoa, los completamientos proveen unas tasas de producción más altas que con los completamientos verticales y direccionales incluyendo los empaques de fracturamiento (frac-packs).
- La utilización de la tecnología de pozos horizontales revitalizaron el campo Uracoa mejorando la producción de un promedio de 243 BOPD/pozo (2187 BOPD total) de 9 pozos a 42000 BOPD.
- La tecnología de los pozos horizontales ha sido instrumental en el recobro de 43% de lo proyectado, 114 MMSTB reservas recuperable en sólo 6 y medio optimizando la productividad económica del campo.

2.6.2 Openhole Horizontal Completions in Niger Delta (Paper SPE No 100495)

Los pozos convencionales han sido aplicados para drenar los yacimientos de manera extensiva en el Niger Delta. En los años recientes, los pozos horizontales han empezado a ganar aceptación como un método de desarrollo de yacimiento y de completamiento de pozos, el principal propósito de un pozo horizontal es el de mejorar el contacto con el yacimiento y por lo tanto la productividad del pozo. En el ambiente del Niger Delta, los completamientos de pozos horizontales se han

usado con amplio éxito. Los factores que mejoran la productividad (comparado con los pozos convencionales) de dos o más altos no son comunes. Incluso en el recobro por inyección con agua un frente de agua entre dos pozos horizontales en un yacimiento delgado puede mejorar el recobro de petróleo cuando sea comparado con la inyección de agua en un pozo vertical¹⁴. Los planes de desarrollo del campo para la mayoría del yacimiento Niger Delta el cual tiene objetivos de poco espesor, con capa de gas en la parte superior y empuje por acuífero activo en la parte inferior, por lo tanto ahora se puede contar con casi todo, con pozos horizontales. Los pozos verticales no son necesarios en esta situación debido a la rápida conificación de agua o gas a tasas razonables de producción¹⁵. los pozos horizontales, correctamente ubicados en la columna del aceite llevan a mejorar las tasas de flujo con muy poca caída de presión. El propósito de este artículo es revisar los sistemas de control de arenas en las aplicaciones a hueco abierto de los pozos horizontales en la región. El Niger Delta es una región de alta actividad en el área y la experiencia ganada podría proveer una base de ayuda en términos económicos y de productividad del pozo.

Práctica actual. Los completamientos en la cara de la arena que han sido aplicados en el Niger Delta para pozos convencionales incluidos: consolidación de arenas, empaquetamientos con grava internas, empaquetamientos con grava con ensanchamiento externo, entre otros. Los pozos horizontales han generalmente sido completados con liner ranurados, wire-wrap, mallas premiun (standalone) o mallas excluder. La tasa de falla de estos proyectos usando mallas standalone por ejemplo disminuyen con el mejoramiento de la calidad de la arena y la propiedad diseñada EGP y SAS horizontal ubicadas en arenas de buena calidad pueden llegar cerca de cero (daño) y proveer una alta confiabilidad. Las buenas calidades de arenas las cuales tienen un coeficiente de uniformidad $(D_{40}/D_{90}) < 5$, $D_{50} > 75\mu\text{m}$,

¹⁴AL-JANDAL, A, FAROOQUI, A "Use of Short Radius Horizontal Recompletions to Recover Un-Swept oil in a Maturing Giant Field" paper SPE 68128, 2001.

¹⁵ ARUKHE, J. "Sand Control Report For Gbaran Node", (Gbaran Node Integrated Oil and Gas Project). 2003.

finos < 5%neto a grueso> 90%. Un análisis detallado puede ser necesitado si el neto a grueso está entre 60 y 90%.

¿Uso de Mallas Standalone o empaquetamiento con grava? El uso de mallas se expandió sobre un siglo en muchas aplicaciones industriales y no se limitó al Niger Delta. Nunca antes desde la prolífica actividad de la región, una información había sido desarrollada aquí y en ciertas prácticas, consistentes con las prácticas industriales estándar han emergido especialmente en el empaquetamiento con grava, wire-wrap y mallas de arenas expandibles.

El método típico para completar estos pozos (especialmente los pozos de petróleo) es instalar una malla de producción en la sección abierta con o sin grava en el anular. Las mallas usadas por varios operadores incluyéndolas mallas wire-wrap pipe-based, rod-based (de grado 304 o 316), mallas preempacadas y mallas excluder. Los cortes de los liners ranurados en paralelo a la tubería en un patrón uniforme alrededor de la circunferencia del liner teóricamente tienen un área pequeña abierta al flujo (5%). La mayoría de estos han sido aplicados en pozos con éxito variable. En el caso del empaquetamiento con grava es preferida a las mallas standalone en esta situación. Los grandes espacios anulares han también mostrado que promueven los problemas en términos del movimiento de finos y por lo tanto erosión y producción de finos. de la distribución de arenas si el coeficiente de uniformidad promedio (D_{40}/D_{90}) es >5 , y los finos $> 5\%$ el empaquetamiento con grava es recomendado; si (D_{40}/D_{90}) es < 5 se recomienda la malla standalone¹⁶.

La tabla 1 muestra una comparación con alguno de los sistemas de control de arenas en pozos horizontales tratados en este artículo.

¹⁶ BENNETT, C. et al, "Design Methodology for Selección of Horizontal Open-Hole Sand Control Completions Supported by Field Case Histories", paper 65140, Paris, Francia. 2000

Tabla 1. Comparación entre algunos tipos de completamientos, ventajas y desventajas.

TIPO DE COMPLETAMIENTO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
SLOTTED LINER (Liner Ranurado) VER FIGURA 20.	Completamiento simple, que genera buena productividad (K_h y bajo daño, S)	No tiene buen control del perfil, limitado control de arenas, concerniente con las operaciones shut down y re-start, No es recomendable para arenas no consolidadas excepto crudos pesados.
ESS (Mallas de arenas expandible) VER FIGURA 21.	Diámetro de malla mas grande, mejor perfil de flujo y optimo para futuros trabajos de workover, buena productividad	Fácil colapso de la malla, costos.
OHGP (Empaquetamiento con grava, usando salmueras con ondas alfa y beta) VER FIGURA 22.	Excelente control de arenas y perfil de flujo, menos sensibles a las operaciones de shut-downs/Beans-ups, alto drawdown.	En intervalos de shale (la onda beta no se produce, colapso de las arcillas llevando a un sand out), se necesita mucha tasa de retorno, limitada por el gradiente de fractura & limpieza con DIF sintético

DIF: Drilling In Fluid

STATUS :- FINAL COMPLETION DIAGRAM	WELL : G-20ST
------------------------------------	---------------

Slotted liner

EOB 10290 ftah

LOGS :

TD = 10830 ft ah

AUTHOR:

Figura 21. Esquema de un completamiento para el control de arenas tipo EXPANDABLE SAND SCREEN (MALLA DE ARENA EXPANDIBLE).

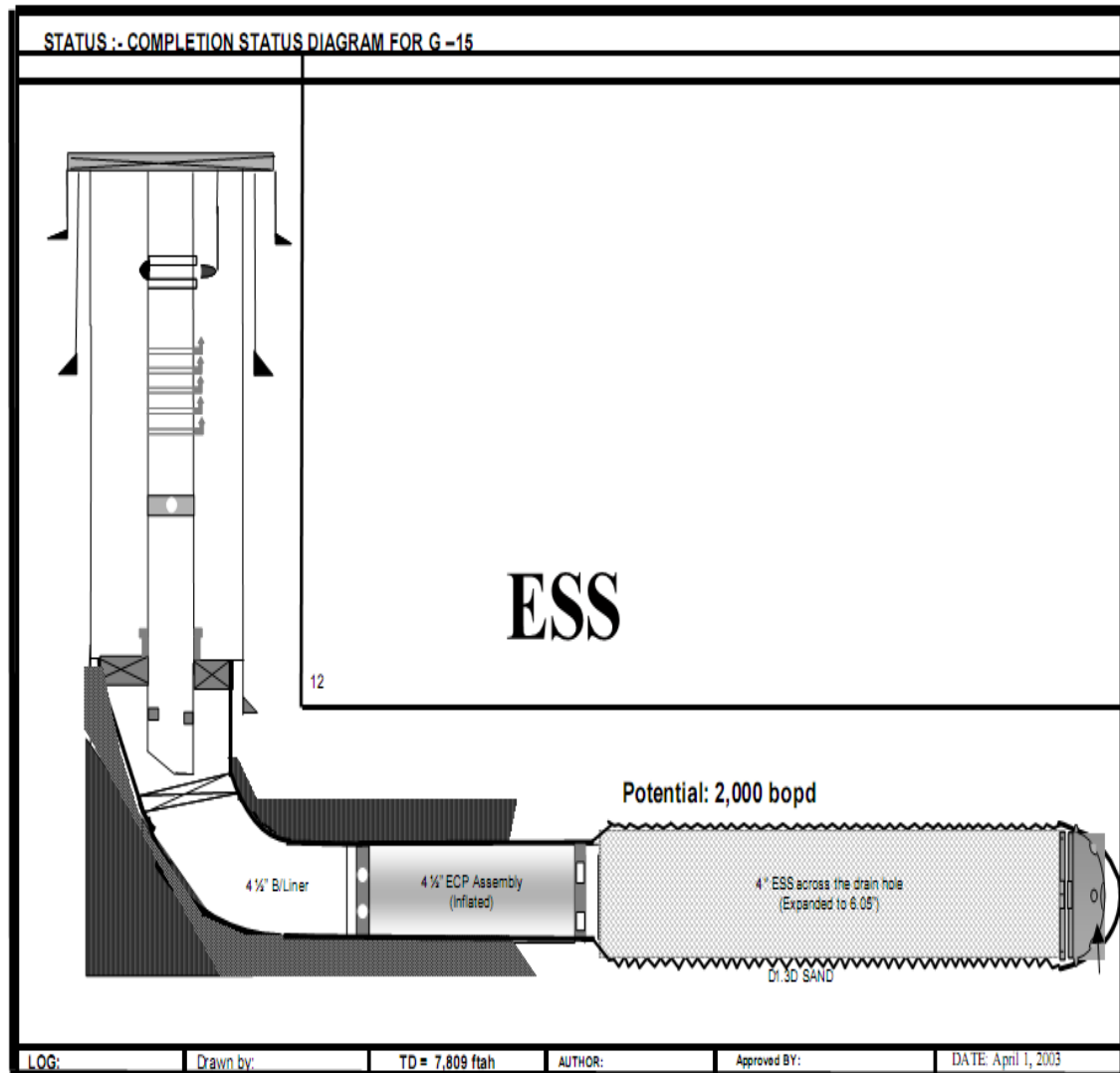
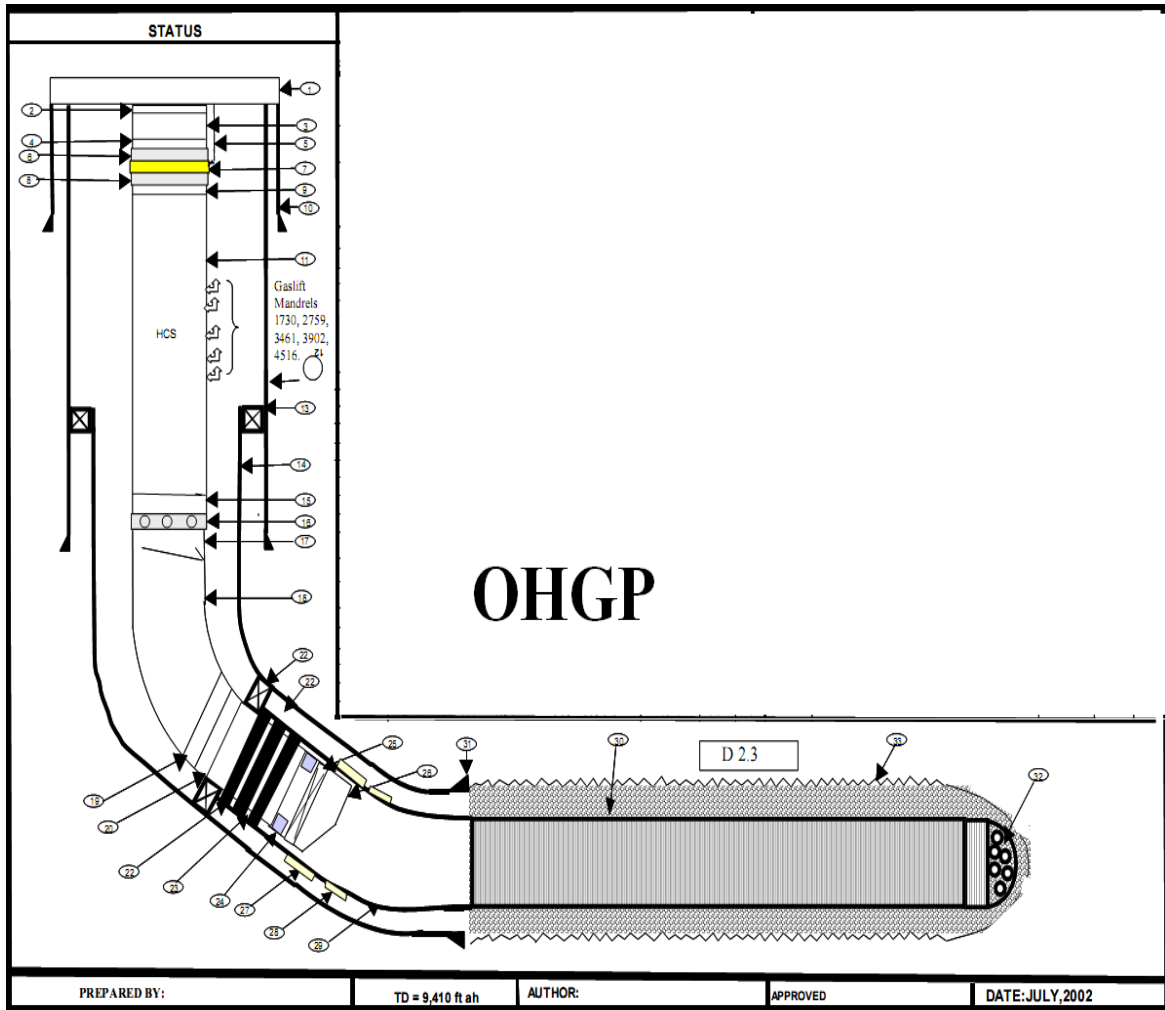


Figura 22. Esquema de un completamiento para el control de arenas tipo OPEN HOLE GRAVEL PACKING (EMPAQUETAMIENTO HORIZONTAL EN HUECO ABIERTO).



2.6.3 Gravel Pack Placement Limits in Extended Horizontal Offshore Wells (Paper SPE No 92428)

El nuevo escenario de desarrollo offshore en Brasil incluye campos de crudo pesado en aguas profundas donde secciones horizontales de 1000m a 2000m son requeridas. Debido a que se encontró arenas no consolidadas, las técnicas de control de arenas son imprescindibles en la cuenca de Campos, offshore brasileño.

Existen muchas técnicas para el control de arenas disponibles en la industria del petróleo. El desarrollo económico de los proyectos de aguas profundas requiere que un número mínimo de pozos sean perforados y no obstante sean efectivos drenajes de yacimiento para mantener el alto índice de productividad de los pozos.

Una importante opción para completar esta tarea es perforar pozos horizontales. Los empaquetamientos con grava en hueco abierto para pozos horizontales (OHGP) en formaciones no consolidadas es una manera efectiva de alcanzar todas estas metas.

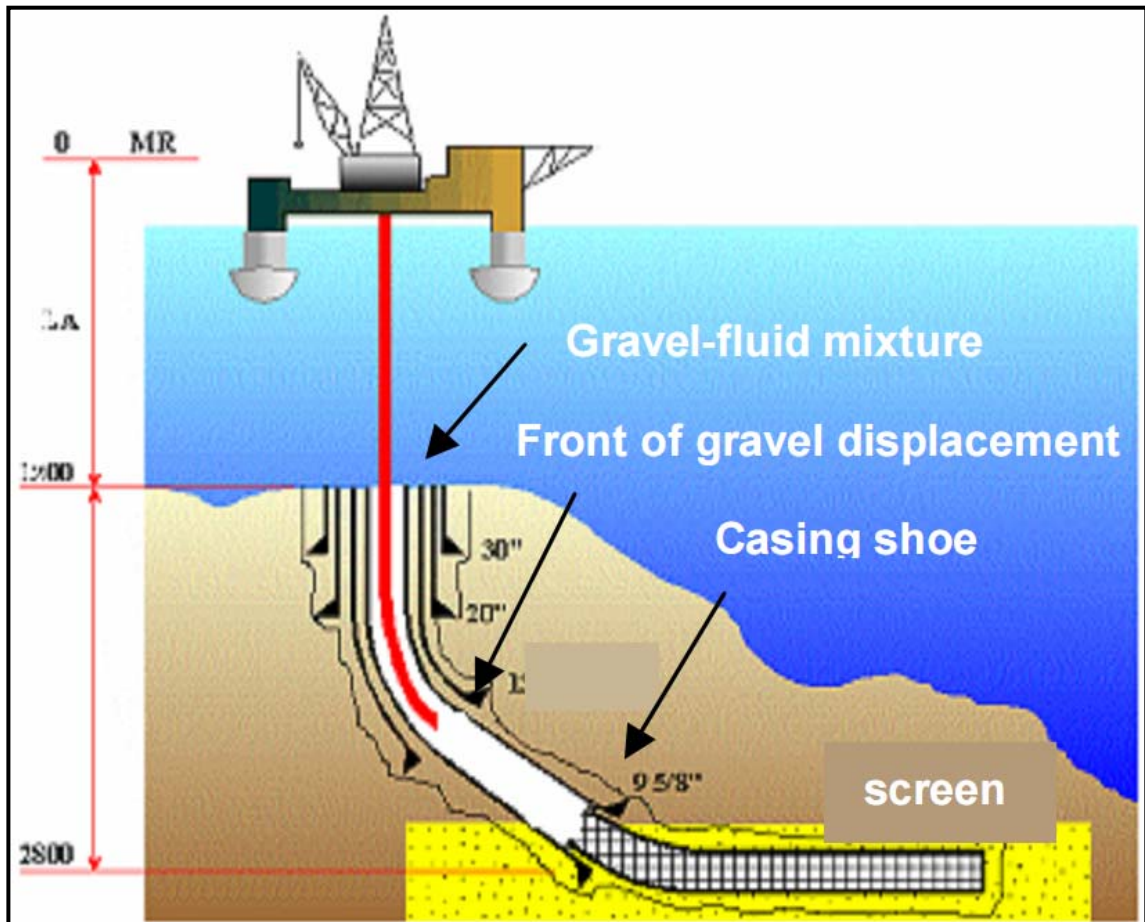
El empaquetamiento con grava consiste en llenar el espacio anular entre la malla y la formación productora con arena o partículas cerámicas con un diámetro de selección de grano. La idea es crear un segundo medio poroso con una garganta de poro de diámetro más pequeño que el diámetro del grano de formación y en este caso, el fluido fluiría fácilmente a través del empaque con grava mientras las partículas sólidas de la formación se quedarían.

Un modelo para calcular la pérdida de presión durante el desplazamiento, incluido la inyección de arena y la propagación de las ondas alfa y beta, son tomadas en cuenta en la pérdida de fluido, el aislamiento multizonal y la presión de reducción optimizada de la onda beta fue desarrollada. Este artículo discute los problemas

especiales que se dan durante el diseño del pozo, el cual puede extender la longitud del pozo horizontal durante una operación de empaquetamiento con grava.

Breve descripción de la operación. Para propósitos de cálculos de desplazamiento, la operación de empaquetamientos con grava en pozos horizontales puede ser dividida en tres etapas: la inyección, la propagación de la onda alfa y la propagación de la onda beta.

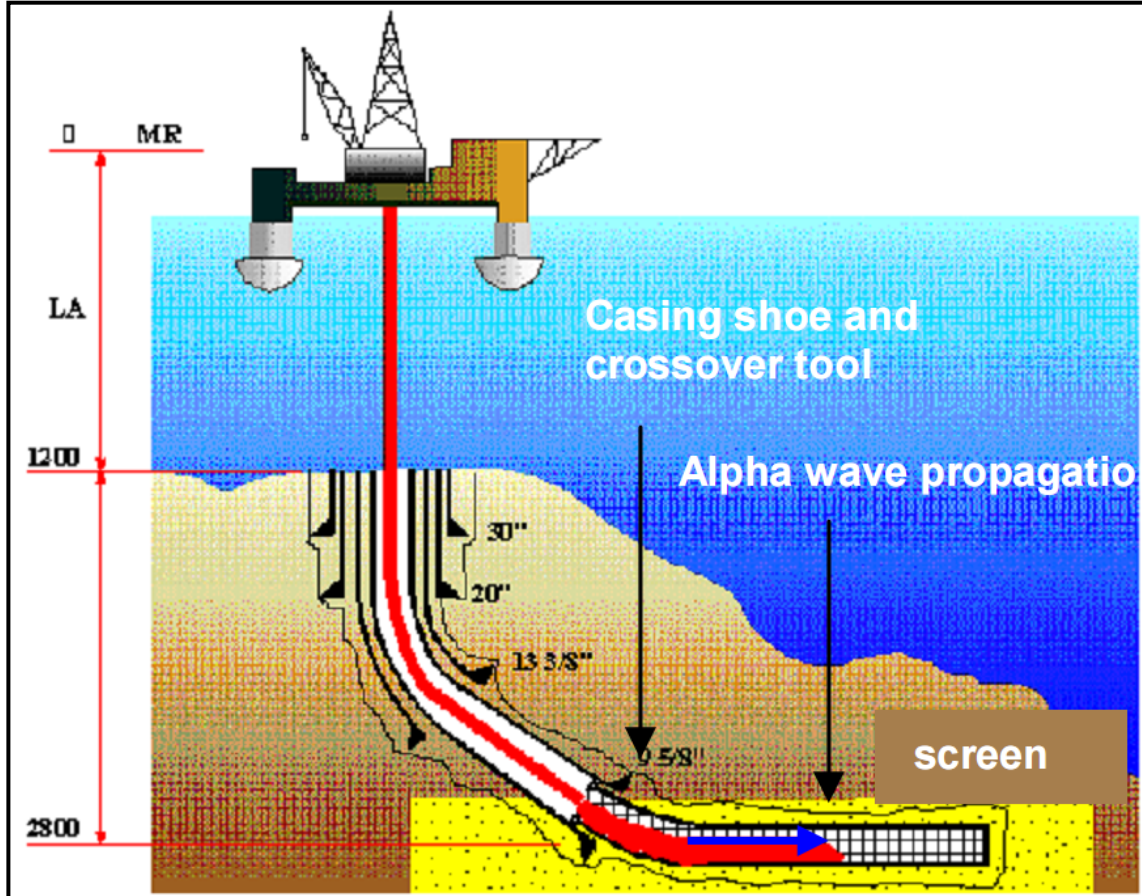
Figura 23. Etapa de inyección de la mezcla de Fluido/Grava.



La etapa de inyección, como se ilustra en la figura 23 consiste en el bombeo de una mezcla de fluido-grava (línea roja) a través de la tubería desde la torre mientras una herramienta crossover localizada al comienzo de la sección de hueco abierto, donde el flujo será desviado al anular de la sección del hueco abierto. En este momento, se da una disminución en la velocidad de desplazamiento de la mezcla, debido a la diferencia de áreas (un área mayor), resultando que la fuerza la cual sostiene las partículas de grava no es lo suficientemente alta para mantenerlas en suspensión.

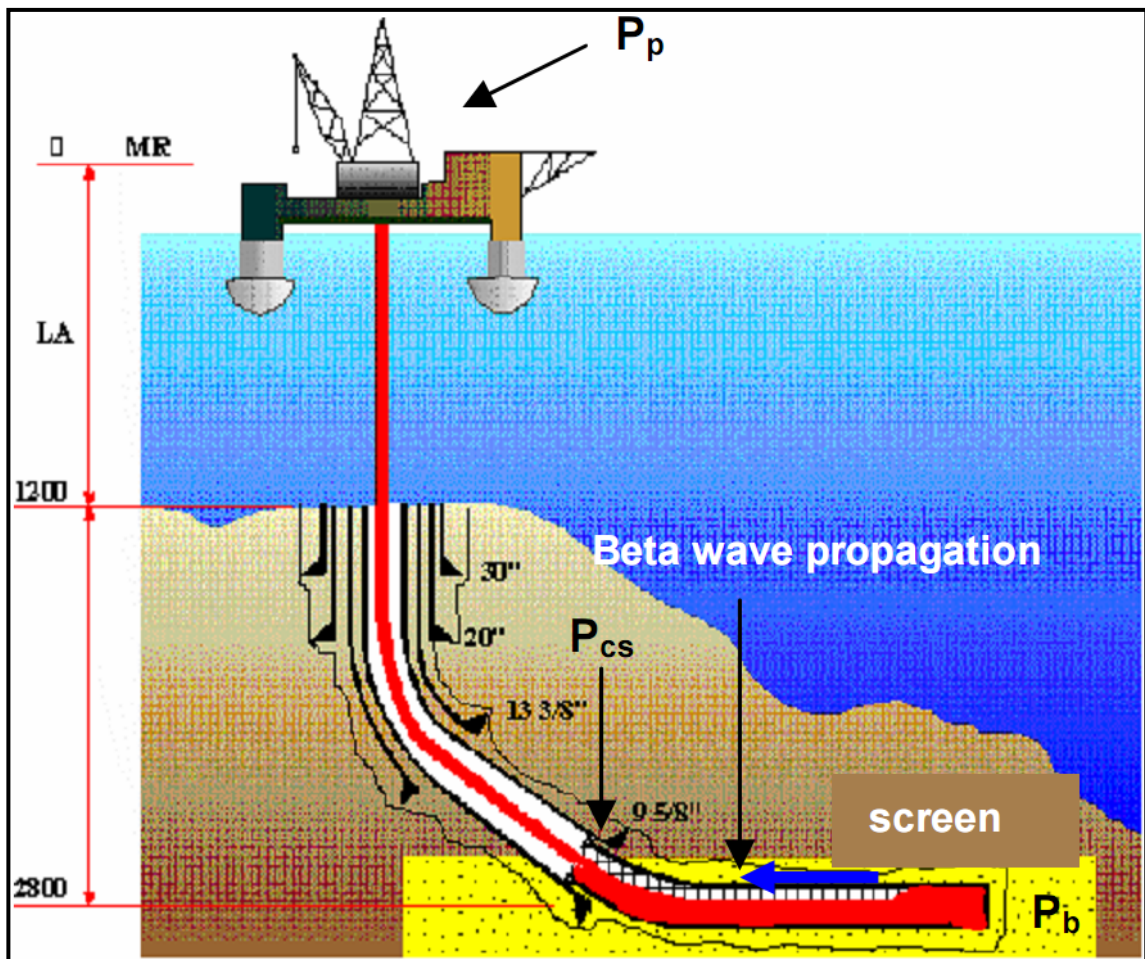
Consecuentemente, los sólidos empiezan a sedimentarse en la porción más baja del anular, formando una cama que, por una tasa de flujo dada, alcanza una altura de equilibrio (h_a). La longitud de la arena depositada se propagará hasta la sección más extrema de la porción horizontal a empaquetar. Dejando un canal libre entre la pared superior del pozo y el tope de la cama. Esta etapa es conocida como propagación de la **onda alfa** y se ilustra en la Figura 24.

Figura 24. Etapa de la propagación de la onda alfa.



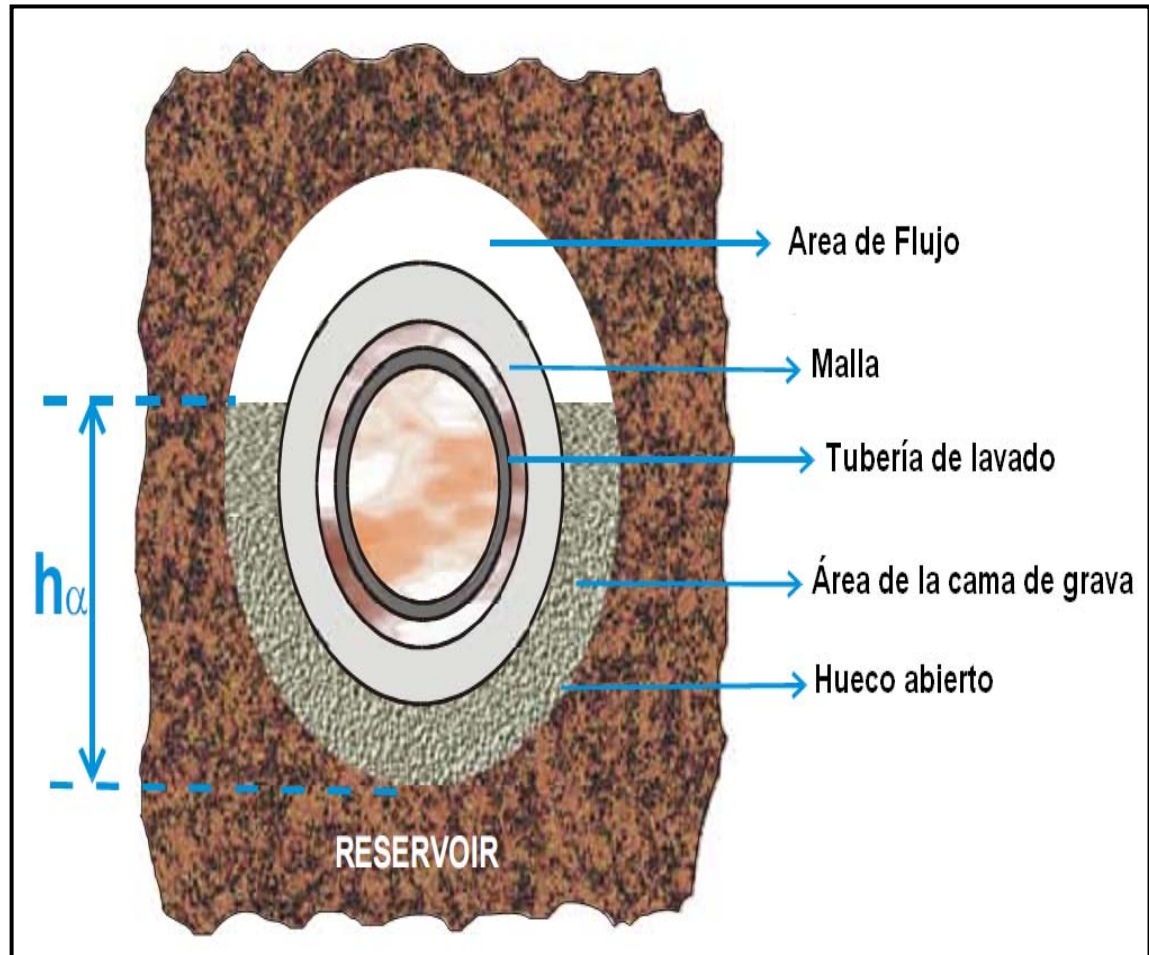
Cuando la onda alfa llega al extremo del pozo, un nuevo paso, llamado la propagación de la **onda beta**, comienza: en ese momento la arena no fluye a través de las mallas, esta comenzará a depositarse sobre la arena depositada en la etapa de la onda alfa, empezando en el extremo del pozo y terminando en la herramienta crossover viajando en el camino opuesto. La Figura 25 ilustra el proceso.

Figura 25. Etapa de la propagación de la onda beta.



Mientras la propagación de la onda alfa dura, el fluido fluye totalmente de repente a través del espacio anular entre la malla y la sección de hueco abierto, en la onda beta el fluido fluirá radialmente a través de la malla y luego axialmente a través de la brecha formada entre la malla y la tubería de lavado (washpipe). Ver Figura 26, la cual muestra la sección de los pozos horizontales cuando está equipada con la colocación de la configuración del empaque con grava.

Figura 26. Sección frontal de los pozos horizontales cuando está equipada con la colocación de la configuración del empaque con grava.



Tres puntos son relevantes para el estudio (Figura 25): La presión de la bomba en la torre (P_p), la presión de fondo (BHP) (P_b) y la presión en el zapato del casing (P_{cs}). El punto crítico en el zapato del casing donde la presión es máxima a lo largo de toda la operación.

3 EQUIPOS DE COMPLETAMIENTO CON EMPAQUE CON GRAVA¹⁷

Existen numerosos tipos, combinaciones y sistemas disponibles de equipos de completamiento con empaque con grava que permiten manejar prácticamente cualquier condición imaginable de pozo. En la figura 27, se ilustran completamientos tradicionales con empaque con grava en hoyo revestido y abierto. Las completamientos que se muestran emplean la tecnología de empaque con grava circulante tipo “crossover” o de cruce, que hoy en día se considera de vanguardia en la industria. Este capítulo esboza las funciones de cada uno de los componentes del sistema y los criterios básicos del diseño de los equipos.

3.1 EQUIPO DE COMPLETAMIENTO DE EMPAQUE CON GRAVA

El equipo de completamiento de empaque con grava se define como aquel que permanece en el pozo como parte de la completamiento, después que finalizan las operaciones de colocación de la grava. El equipo que se describe más adelante no representa todas las modalidades de equipos existentes en el mercado, sino más bien una completamiento típica con empaque con grava. Por otra parte, las recomendaciones de diseño de equipos que se mencionan posteriormente son tan sólo eso: meras recomendaciones. Es importante recordar que las condiciones de ciertos pozos podrían requerir algún tipo de adaptación en lo que respecta a la clase y el diseño del equipo de empaque con grava que puede correrse. Estas adaptaciones deberán efectuarse tomando en consideración los riesgos que plantean, por lo que algunas serán más convenientes que otras. Otro principio importante de recordar consiste en que podrían existir varias maneras distintas, aunque igualmente eficaces, de completar un pozo.

¹⁷ FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/IlhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

3.1.1 Empaque sumidero

El primer paso que debe darse al instalar un completamiento con empaque con grava consiste en establecer una base (asentamiento). En el caso de las completamientos en hueco revestido, el tipo de base más comúnmente utilizado consta de un empaque sumidero. Generalmente, se corre el empaque sumidero en el pozo con un cable eléctrico, antes de cañonear, y se asienta a una distancia específica por debajo de la perforación planificada más baja. La distancia existente por debajo de las perforaciones debe ser suficiente como para dar cabida a la longitud del ensamblaje de sello, de la malla indicadora (en caso de que se utilice) y del solapamiento de la malla de producción. En los completamientos que emplean mallas indicadoras, la empaque sumidero suele ubicarse de 14 a 20 pies por debajo de la perforación más baja, mientras que, en aquellas perforaciones que no utilizan dichas mallas, la empaque sumidero generalmente se coloca de 5 a 10 pies por debajo de dicha perforación más baja.

En la mayoría de los casos, la empaque sumidero es una empaque permanente de interior pulido, como el Modelo “D” de Baker o el empaque de Producción “F” que se muestra en la Figura 27. También pueden emplearse empaques recuperables de interior pulido, tales como el empaque Modelo “SC-1”. En el caso de los empaques con grava de zonas múltiples, el empaque de la zona inferior puede espaciarse para que actúe como empaque sumidero de la zona superior. La ventaja de emplear un empaque sumidero, a diferencia de otras técnicas, estriba en que el empaque permite tener acceso al fondo del pozo y funge de sumidero para escombros abandonados o que han caído en el hoyo. Asimismo, el sumidero facilita la corrida de registros de producción por debajo del intervalo productor, para supervisar los contactos de crudo, gas y agua.

Si bien las empaque sumidero constituyen la base preferida para el empaque con grava, también existen quienes consideran que el tapón puente o el tapón de cemento son una opción posible. En las completamientos en hueco abierto, se

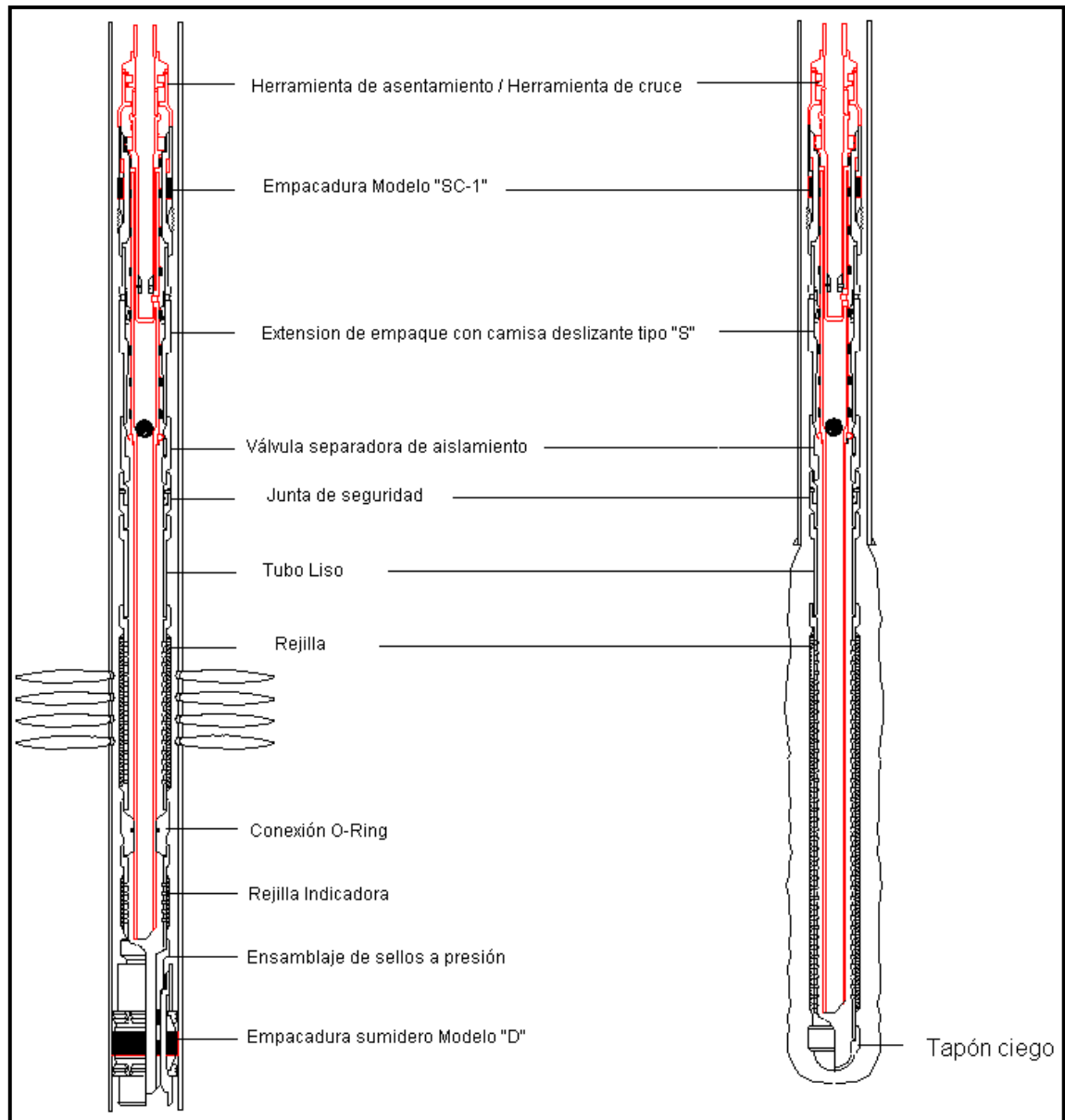
puede instalar un sumidero de escombros o un acceso de registro, pero esto no sucede frecuentemente. Por consiguiente, la base del empaque con grava es simplemente un tapón ciego ubicado en el fondo del hueco. La Figura 29. Ilustra las categorías más comunes de bases de empaque con grava.

3.1.2 Ensamblaje de sellos

El ensamblaje de sellos se requiere para sellar el interior del empaque sumidero e impedir que la arena del empaque con grava llene el fondo del pozo durante la colocación de dicho empaque. En el caso de empaques con grava múltiples, se utiliza el ensamblaje de sellos para que efectúe un aislamiento zonal. El ensamblaje de sellos que se emplea para enganchar el empaque sumidero puede ser del tipo indicador de ubicación, de cierre a presión o de indicación múltiple, tal como se muestra en la Figura 28.

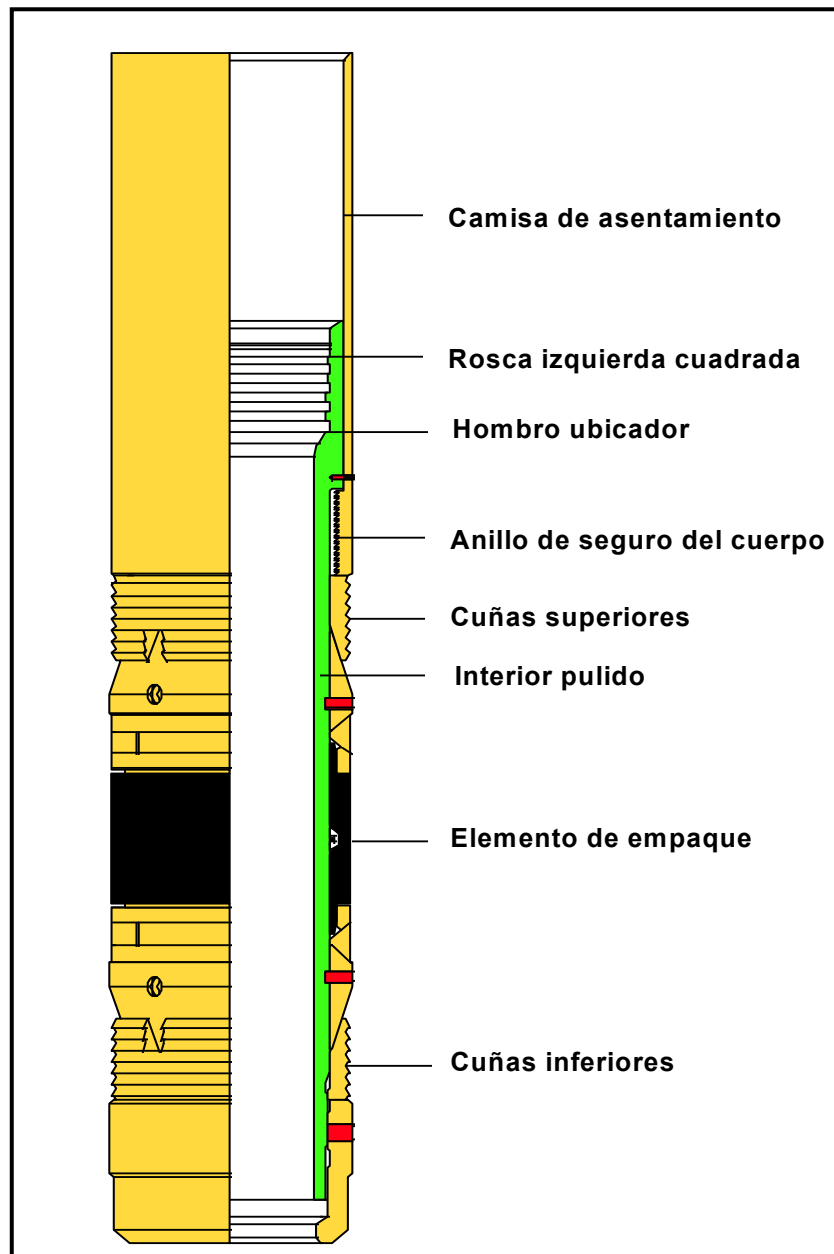
El ensamblaje de sellos tipo indicador de ubicación proporciona una indicación certera de asentamiento, cuando se engancha al empaque sumidero. Esta indicación puede resultar obstaculizada por la acción del arrastre o de los escombros en la tubería de revestimiento, por lo cual este tipo de ensamblaje de sellos no es de uso común. Por otra parte, el ensamblaje de sellos de cierre a presión posee lengüetas roscadas que se pliegan hacia adentro cuando el ensamblaje entra en contacto con la parte superior de la empaque.

Figura 27. Equipo tradicional de completamiento con empaque con grava en hueco revestido y en hueco abierto.



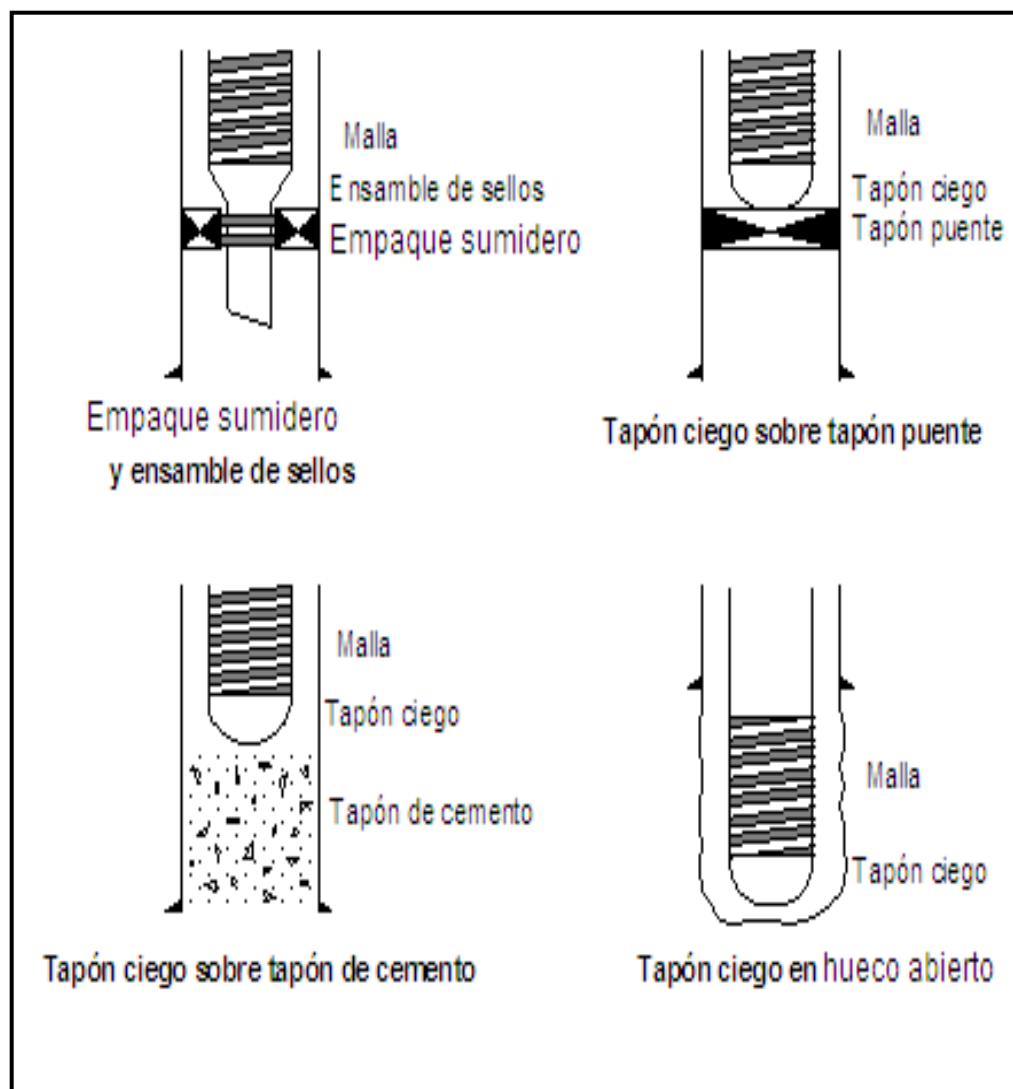
FUENTE: <URL://<http://www.bakerhughes.com>>

Figura 28. Empaque sumidero Modelo “D”



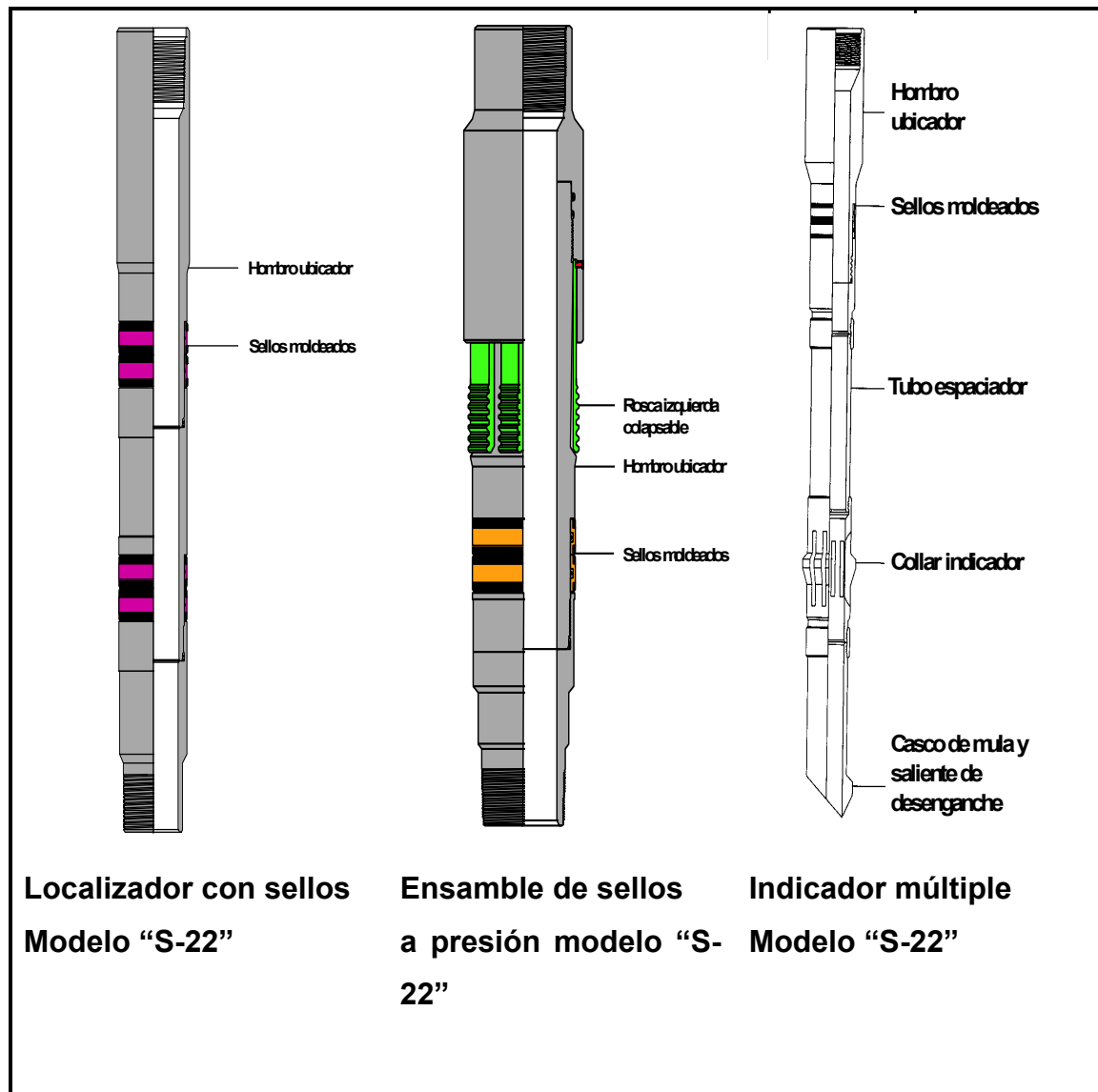
FUENTE: <URL://<http://www.bakerhughes.com>>

Figura 29. Tipos de bases para empaques con grava.



FUENTE: Autores.

Figura 30. Ensamblajes de sellos que se enganchan en el empaque sumidero.



FUENTE: <URL://http://www.bakerhughes.com>

Por otra parte, el ensamblaje de sellos de indicación múltiple es el dispositivo que ofrece la indicación más certera en cuanto a la posición del empaque. Esta herramienta tiene, en la parte superior, un reborde ubicador y, más abajo, a una distancia conocida, un collar indicador. Se hace descender la herramienta hasta que el reborde ubicador entra en contacto con la parte superior del empaque sumidero y registra una indicación del peso de asentamiento.

Con el fin de corroborar que el ensamblaje de sellos se encuentra en el empaque sumidero, se eleva la herramienta hasta que el collar indicador entra en contacto con la parte inferior del empaque. Se puede subir o bajar la herramienta entre las posiciones de indicación superior e inferior, con una carrera predeterminada entre las dos, con el fin de obtener una indicación bastante precisa de que el ensamblaje de sellos está enganchado en el empaque sumidero. El ensamblaje de sellos de indicación múltiple resulta particularmente útil en pozos altamente desviados o que han sido completados con un taladro flotante. El ensamblaje de sellos de indicación múltiple debería utilizarse solamente con empaques permanentes, ya que el collar indicador puede accionar los mecanismos de desenganche en algunos empaques recuperables. Dado que la herramienta se extiende por debajo del empaque cuando se engancha, no se emplea en la zona superior en completamientos con empaque con grava en pozos de zonas múltiples.

3.1.3 Malla indicadora inferior y conexión de O-ring

La malla indicadora inferior es un tramo corto de malla (generalmente de 6 a 10 pies de longitud) que se utiliza conjuntamente con una conexión de O-ring y una tubería de lavado, para establecer una ruta de circulación hasta el fondo del pozo durante las operaciones de colocación de grava. Al forzar la circulación hacia el fondo del pozo, puede efectuarse un empaque más completo cuando se usan fluidos de transporte de un gel viscoso. No se utilizan ni se recomiendan las mallas indicadoras inferiores cuando se emplea salmuera como fluido de transporte. La conexión de O-ring proporciona un punto de obturación para la tubería de lavado. Asimismo, es posible usar una conexión de interior pulido en lugar de la conexión de O-ring.

3.1.4 Malla de empaque con grava

El propósito de la malla de empaque con grava es el de crear el espacio anular que se llena con la arena de dicho empaque, además de actuar como filtro para garantizar que no haya producción de dicha arena.

3.1.4.1 Centralización de la malla. Llenar el espacio anular que se crea entre la malla y la tubería de revestimiento (u hueco abierto) con arena del empaque con grava resulta esencial para controlar la producción de arena de formación. Con el fin de garantizar que dicho espacio se llene adecuada y completamente alrededor de la malla, ésta deberá estar centrada. En el caso de completamientos en hueco revestido, suelen emplearse centralizadores de aletas soldadas. Los centralizadores constan de cuatro aletas soldadas a la tubería base de la malla con separaciones de 90° entre sí, para así dar lugar a un diámetro externo de 0,25 pulgadas aproximadamente, por debajo del diámetro interno de la tubería de revestimiento del pozo. Los centralizadores se instalan con una separación de 15 a 20 pies entre sí y pueden colocarse en la parte superior, inferior y/o central de un tramo de malla, según convenga.

En el caso de los empaques con grava en hueco abierto, la centralización se logra utilizando centralizadores de resortes en arco. Los mismos constan de un collar superior y otro inferior, conectados con 4 – 6 resortes de acero. Estos resortes pueden comprimirse (es decir, el centralizador se estira) para poder ser corridos a través de diámetros internos estrechos. Cuando el centralizador entra en un diámetro interno más ancho, los resortes tratan de expandirse hasta alcanzar su posición original, lo que produce una fuerza de centralización o restauración. Se requieren suficientes centralizadores para que la fuerza combinada de restauración pueda levantar el peso de la malla en las condiciones existentes en el hueco. El mercado dispone actualmente de programas de computación que permiten determinar la separación óptima de los centralizadores, para características específicas en cuanto al centralizador de resortes en arco utilizado,

el tamaño de hueco y la desviación. Los collares que se utilizan en los centralizadores de resortes en arco pueden ser del tipo deslizante o tipo bisagra y se dimensionan de manera tal que puedan encajar alrededor de la tubería base de la malla. Según el tipo de separación requerida entre los centralizadores, es posible que se necesiten longitudes especiales de malla con las cuales puedan emplearse los collarines. Es importante que los centralizadores, cuando se corren en el hueco, sean “halados” hacia adentro y no “empujados”. Esto se logra fijando la posición inferior del collarín con tornillos prisioneros o amarrándolo por debajo de un acoplamiento de tubería, de manera tal que el centralizador se estire en dirección ascendente cuando baje por el hueco. Cabe destacar que también en este caso, podrían requerirse mallas de diseño especial, donde sea posible esta elongación de los centralizadores. Existen en el mercado, centralizadores de resortes en arco con combinaciones especiales que permiten que el collarín inferior encaje en la tubería base y el superior alrededor de la chaqueta de la malla, con el fin de eliminar la cantidad de tubo liso que se requiera para que el centralizador se estire.

3.1.4.2 Longitud de la malla. En los completamientos en hueco revestido, la longitud de la malla suele escogerse de manera tal que se obtengan 5 pies de solapamiento por debajo y por arriba del intervalo bruto cañoneado. Este solapamiento garantiza que la totalidad del intervalo cañoneado esté cubierto por la malla y además compensa cualquier pequeña discrepancia de espaciamiento. A menudo, se utiliza un solapamiento adicional por encima del intervalo bruto cañoneado, pero los beneficios que aporta dicho solapamiento adicional de la malla son debatibles. Por otra parte, en las completamientos en hueco abierto, la longitud de la malla se establece de forma tal que pueda cubrir desde el fondo del hueco hasta, aproximadamente, cinco pies por encima de la zapata del revestimiento, en huecos que no han sido ampliados por debajo de la tubería de revestimiento. En los huecos abiertos ampliados, suele producirse un vacío en la parte superior de la sección ampliada. Este vacío se deriva del aumento en el diámetro interior del hueco ampliado en relación con el diámetro interior del hueco

perforado o de la tubería de revestimiento. La parte superior de la malla se diseña de manera tal que ésta se encuentre 5 pies por debajo de la parte superior de la sección ampliada del hueco, con el fin de impedir que este vacío produzca arena.

3.1.4.3 Diámetro de la malla. En el caso de completamientos en hueco revestido, el diámetro exterior de la malla debe ser aquel que permita efectuar un empaque con grava anular óptimo y permita la pesca cuando el empaque con grava deba recuperarse del pozo. En la mayoría de los casos, basta con mantener un espacio anular mínimo comprendido entre 0,75 y 1,0 pulgada entre el diámetro externo de la malla y el diámetro interno de la tubería de revestimiento, para lograr tanto un buen empaque anular como una pescabilidad adecuada. Por otra parte, en las completamientos en hueco abierto ampliado por debajo de la tubería de revestimiento, se recomienda tener un espacio anular mínimo comprendido entre 0,75 y 1,0 pulgada entre el diámetro externo de la malla y el diámetro interno de la tubería de revestimiento, por encima del hueco abierto. En el caso de los huecos abiertos que no han sido ampliados, también se recomienda un espacio anular mínimo de 0,75 a 1,0 pulgada entre el diámetro externo de la malla y el diámetro interno del hueco. Ahora bien, el diámetro externo máximo de malla seleccionada podría depender de la tubería de lavado de la que se disponga para efectuar las operaciones de pesca.

3.1.5 Tubo liso

El propósito del tubo liso consiste en crear un depósito de arena de empaque con grava que garantice que la malla permanecerá completamente empacada en caso de que el empaque se asiente. Durante las operaciones de empaque con grava, es posible que se produzcan pequeños vacíos en el empaque del espacio anular. En efecto, la colocación del empaque con grava con fluidos transportadores de gel viscoso siempre generará pequeños vacíos, especialmente frente a las secciones cortas de tubo liso que se encuentran entre tramos de malla. Según sea el ángulo de desviación, el empaque que se asienta poco después de la colocación de la

grava llenará estos vacíos, pero es importante contar con una reserva suficiente de arena de empaque con grava para que este proceso ocurra sin destapar la parte superior de la malla.

3.1.5.1 Centralización del tubo liso. Tal como ocurre con la malla, el tubo liso debe ser centralizado para asegurar que la distribución de grava en el espacio anular entre la porción ciega y la tubería de revestimiento sea uniforme. Normalmente, se utilizan centralizadores de aletas soldadas en las completamientos en hueco revestido y hueco abierto, puesto que el tubo liso casi siempre se encuentra ubicado dentro de la tubería de revestimiento. Pueden emplearse centralizadores de resortes en arco si se desea o se requiere.

3.1.5.2 Longitud del tubo liso. Existen varias reglas empíricas que deben seguirse para determinar la longitud de tubo liso que se requiere cuando se utilizan fluidos de transporte de gel viscoso. Posiblemente, el método más científico consiste en reconocer que los vacíos se producirán en los tramos sin malla dentro de la sección de rejilla (por ejemplo, conexiones de tramos de la malla, etc.). Una norma tradicional en materia de reserva de grava ha sido mantener un mínimo de 30 pies de grava empacada en el tubo liso, por encima de la parte superior de la malla. Al sumar esta cifra a la longitud total de tramo sin malla que se encuentra dentro de la sección de malla, es posible determinar el valor mínimo de tubo liso empacado requerido. Tomando en consideración que el empaque del tubo liso, cuando se utilizan fluidos de transporte de gel viscoso, ocurre por asentamiento de la arena, se deberá aumentar la longitud de tubo liso de acuerdo al factor de asentamiento asociado a la concentración de grava utilizada, tal como se muestra en la Figura 31. Esta lógica se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$L_b = \frac{L_{ns} + 30}{SF} \dots \dots [10]$$

Donde:

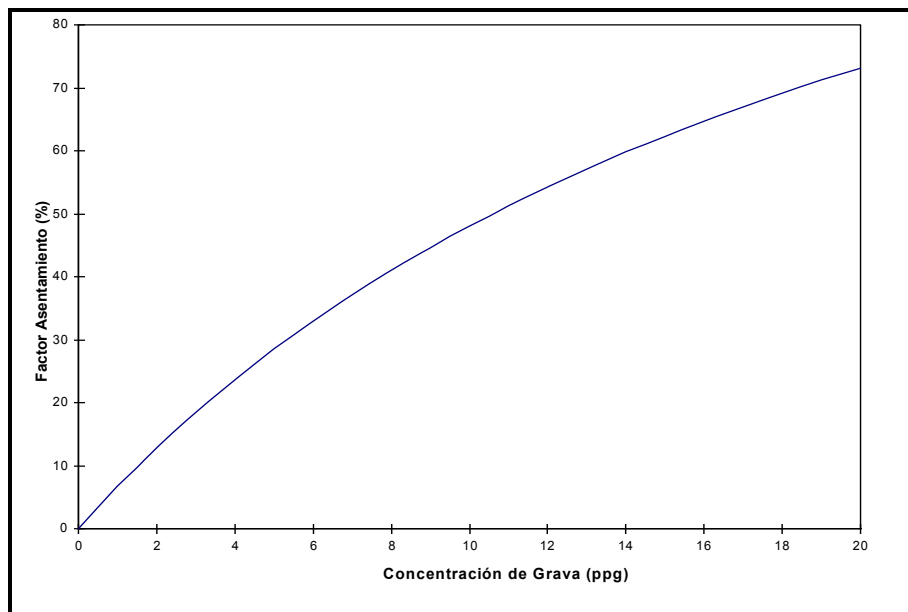
L_b = longitud mínima requerida de tubo liso (ft)

L_{ns} = longitud de tramo sin malla en la sección de malla (ft)

SF = factor de asentamiento para la arena de empaque con grava en fluidos de transporte de gel viscoso (fracción).

A partir de esta ecuación, se observa que, a medida que se incrementa la longitud del tramo sin malla en la sección de malla y/o disminuye el factor de asentamiento, la longitud mínima recomendada de tubo liso que se requiere también aumentará. A pesar del cálculo anterior, deberá correrse un mínimo de 90 pies de tubo liso, de ser posible, cuando se utilizan fluidos de transporte de gel viscoso.

Figura 31. Factor de asentamiento de la grava en lechadas de gel viscoso.



FUENTE: Penberthy, W.L., y Echols, E.E. "Gravel Placement in Wells", SPE Paper 22793, *Journal of Petroleum Technology* (Julio 1993).

La longitud del tubo liso que se requiere cuando se emplean fluidos de transporte de salmuera no viscosificadas se determina de manera distinta a cuando se utilizan fluidos de transporte de gel viscoso. En el caso de los primeros, el espacio anular entre el tubo liso y la tubería de revestimiento se llena mediante colocación mecánica y no por asentamiento. La Ley de Darcy para el flujo lineal puede emplearse para calcular la cantidad de tubo liso que se llena, puesto que es posible bombear con salmuera a través de una columna de grava empacada.

La ecuación que se aplica es la siguiente:

$$S = \frac{0.00078kA(P_s - P_i)}{\mu q} \dots \dots [11]$$

Donde:

h = altura de la grava por encima de la parte superior de la rejilla (ft)

k = permeabilidad de la arena del empaque con grava (Darcies)

A = área de flujo en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el tubo liso (ft²)

p_s = presión de taponamiento (psi)

p_i = presión circulante inicial a la tasa de taponamiento (psi)

μ = viscosidad del fluido de completamiento (cP)

q = tasa de bombeo de taponamiento (Bbl/Min) = (bpm)

Para parámetros de trabajo predeterminados, es posible definir una tasa y presión de taponamiento que den lugar a la cantidad deseada de grava empacada por encima de la parte superior de la malla. En la mayoría de los casos, se logra fácilmente una altura de grava de 60 pies, con tasas y presiones de taponamiento razonables. Por lo tanto, son comunes las longitudes de tubo liso de 60 a 90 pies. Cabe resaltar que los vacíos existentes frente a las conexiones de la malla y que se producen cuando se emplean fluidos de transporte de gel viscoso no se observan cuando utilizamos fluidos de transporte de salmuera.

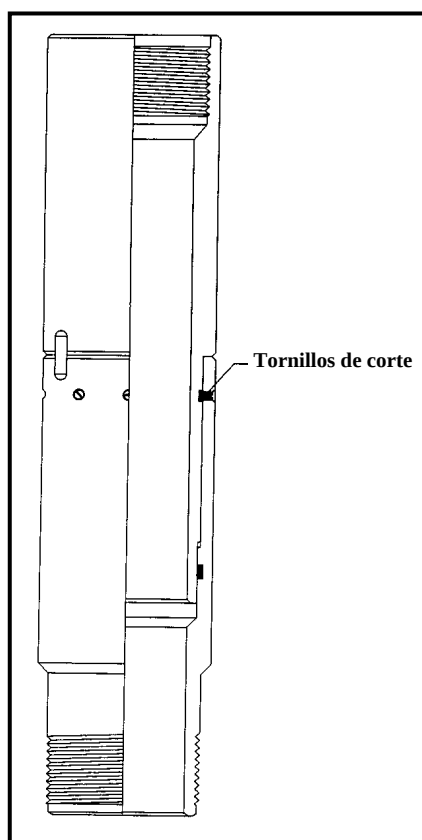
3.1.5.3 Diámetro del tubo liso. Por razones prácticas, se selecciona un diámetro de tubo liso que sea del mismo tamaño que la tubería base de la malla. Así, se impide que se produzca un cambio brusco en el área de flujo anular en la interfaz entre el tubo liso y la malla. Por otra parte, es posible emplear tubos lisos más anchos para que así el diámetro externo de los mismos se ajuste más al diámetro externo de la malla. Esto debería tomarse en consideración cuando se corren malla pre-empacadas dobles o sencillas, cuyos diámetros externos son relativamente grandes en comparación con los diámetros internos. Cuando se utilizan tubos lisos con diámetros externos demasiado pequeños, se puede formar un puente en la parte superior de la malla durante la colocación del empaque con grava, debido al cambio severo experimentado por el perfil del diámetro externo y la correspondiente modificación en el área de flujo.

3.1.6 Junta de seguridad

La junta de seguridad de corte consta de una conexión superior y otra inferior, unidas mediante una serie de tornillos de corte (véase Figura 32). Este dispositivo se incluye en la mayoría de los ensamblajes de completamiento con empaque con grava, pues permite recuperar el empaque y la extensión, independientemente del tubo liso y la malla. La junta de seguridad de corte se separa con tensión vertical para romper los tornillos mientras se jala el empaque con la herramienta de recuperación de empaques. Tras extraer el empaque, el tubo liso y la malla pueden lavarse y recuperarse utilizando técnicas tradicionales de pesca. Si no se

corre una junta de seguridad de corte, el tubo liso que se encuentra por debajo del empaque deberá ser cortado para que pueda recuperarse la misma. Los pernos de corte de seguridad utilizados en la junta de corte deben resistir el peso del tubo liso y de la malla con un factor de seguridad amplio. Las limitaciones de la sarta de trabajo que se empleará para recuperar el empaque también deberán tomarse en cuenta cuando se seleccione el valor de corte. Las conexiones superior e inferior se aseguran de manera rotativa para que pueda transmitirse torque de ser necesario. Las juntas de seguridad de corte no se suelen utilizar cuando se corren empaques permanentes o ensamblajes de empaque con grava sumamente largos y pesados.

Figura 32. Junta de seguridad de corte modelo “GPR-6”.



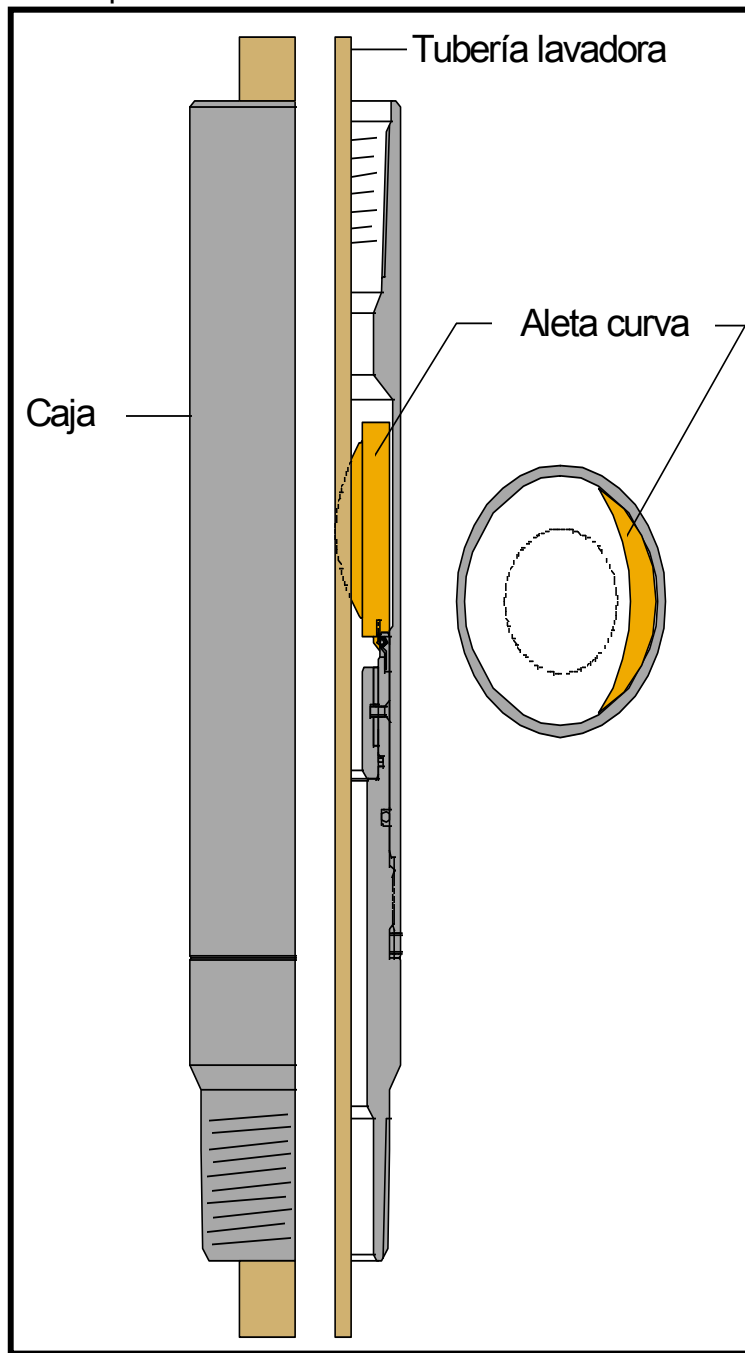
FUENTE: <URL://<http://www.bakerhughes.com>>

3.1.7 Válvula separadora de aislamiento

La válvula separadora de aislamiento consiste en un dispositivo mecánico que impide la pérdida de fluidos de completamiento y el consiguiente daño a la formación después de efectuarse el empaque con grava. La aleta inferior de cierre de la válvula de aislamiento se mantiene abierta por acción de las herramientas de servicio del empaque con grava, durante la colocación de dicho empaque.

Cuando se sacan las herramientas de servicio de la válvula de aislamiento, la aleta se cierra, con lo cual impide que se escape fluido hacia la formación (véase Figura 33). Las herramientas de servicio del empaque con grava pueden extraerse del pozo, tras lo cual se corre la tubería de completamiento. En condiciones de producción, la aleta se abre. Otra posibilidad consiste en que la aleta esté elaborada con materiales frágiles y pueda romperse hidráulica o mecánicamente antes de que el pozo produzca.

Figura 33. Válvula separadora de aislamiento modelo "C".



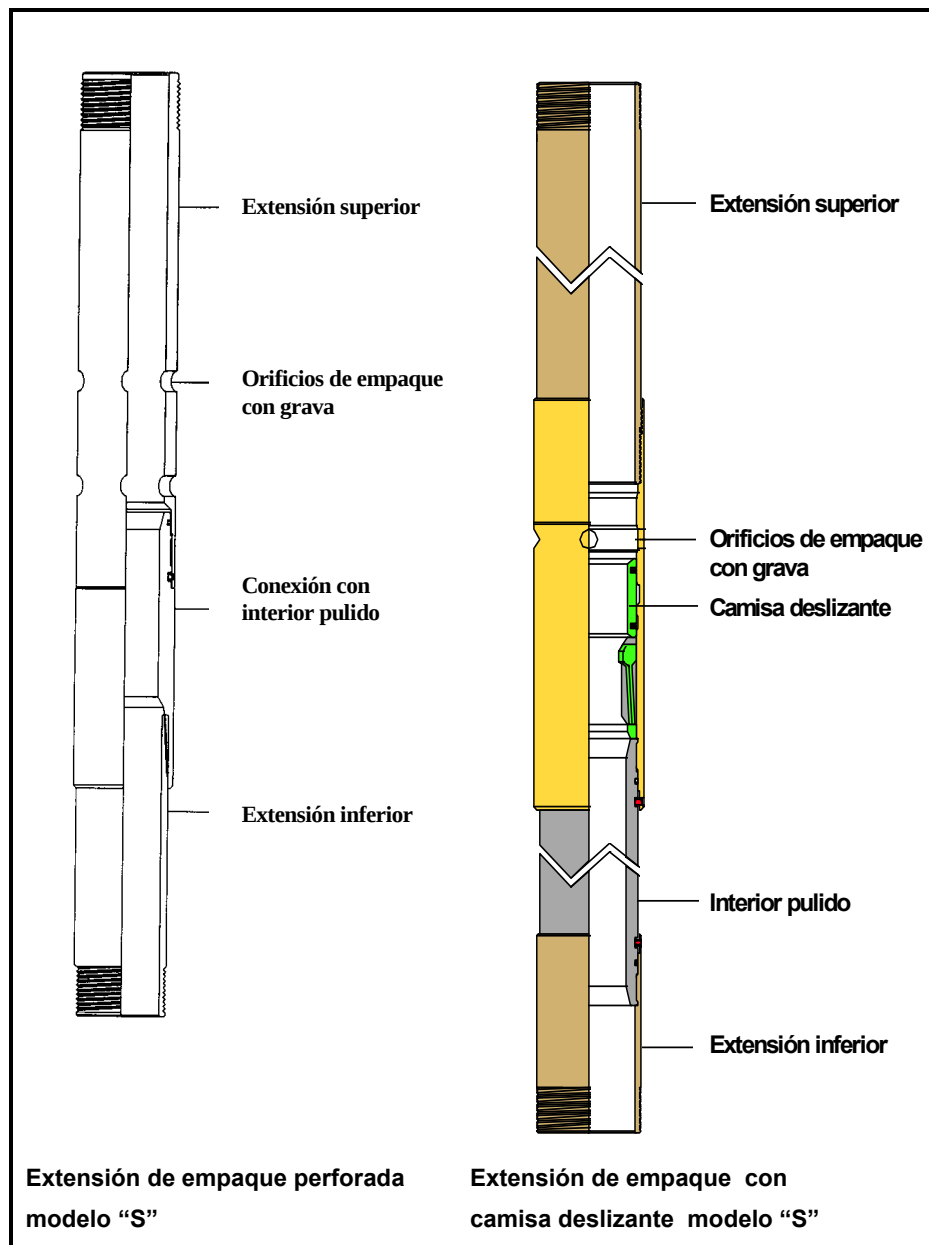
FUENTE: <URL://<http://www.bakerhughes.com>>.

3.1.8 Extensión de empaque con grava

Las extensiones de empaque con grava se utilizan conjuntamente con el empaque y las herramientas de servicio para crear un recorrido de flujo desde la tubería de trabajo por encima del empaque, hasta el espacio anular entre la malla y la tubería de revestimiento que se halla debajo del empaque. La extensión de empaque con grava consta de una extensión superior (que tiene orificios de flujo para los fluidos del empaque con grava), el interior pulido (dimensionado para que se ajuste al interior pulido del empaque) y la extensión inferior (para dar cabida a la herramienta de cruce del empaque con grava en todo su rango de movimiento). La longitud de la extensión de empaque con grava se diseña cuidadosamente para que funcione con un empaque y herramienta de cruce específicas. Las extensiones de empaque con grava se encuentran disponibles en dos categorías, es decir, perforadas y de camisa deslizante (véase Figura 34).

En una extensión de empaque con grava perforada, la extensión superior simplemente posee orificios perforados por donde sale el fluido. Estos orificios deben aislarse durante la producción del pozo con un ensamblaje de sellos como medida de precaución, con el fin de impedir la producción de grava. Por su parte, en una extensión de camisa deslizante, los orificios de la extensión superior están abiertos durante la colocación de la grava, pero se encuentran aislados mediante una camisa deslizante. Esta camisa se cierra con una herramienta accionadora cuando las herramientas de servicio del empaque con grava se sacan del pozo.

Figura 34. Extensiones para empaque con grava.



FUENTE: <URL://http://www.bakerhughes.com>

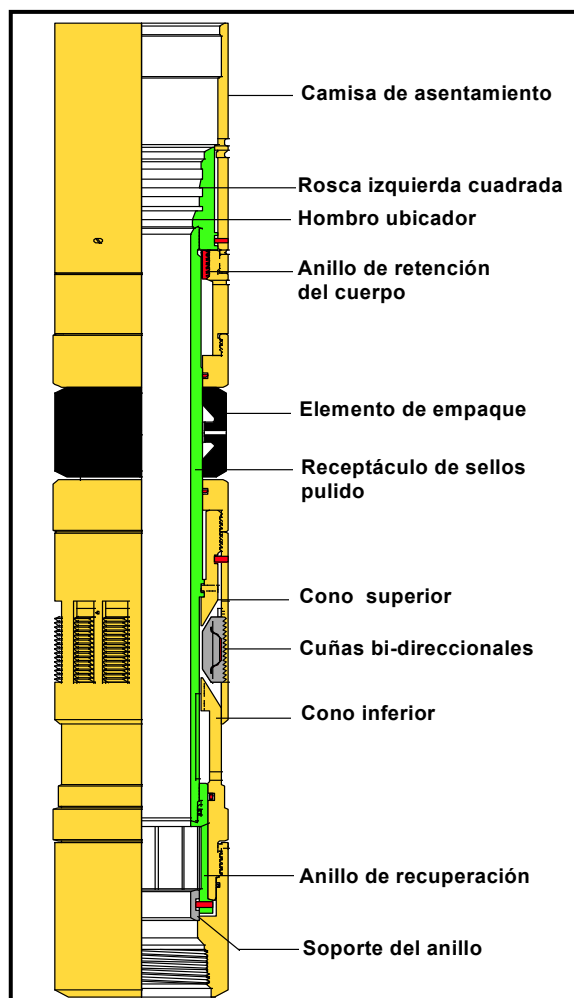
3.1.9 Empaques para el empaque con grava

En la parte superior del ensamblaje del empaque con grava se encuentra el empaque, la cual puede ser permanente o recuperable, aunque se recomienda emplear empaques recuperables para las aplicaciones con empaque con grava. Dado que la colocación del empaque con grava constituye una compleja operación de completamiento, pueden producirse fallas durante la colocación inicial de la grava o a lo largo de la vida del yacimiento. Un empaque recuperable acelera las actividades de rehabilitación de pozos, sin los costos y riesgos potenciales del fresado de un empaque permanente. Las empaques recuperables que se utilizan para la colocación del empaque con grava son empaques de interior pulido, tales como el Modelo “SC-1” (véase Figura 35). Además de facilitar las operaciones de empaque con grava, el empaque puede utilizarse en producción, por lo que debe diseñarse de acuerdo a las condiciones de temperatura, presión y ambiente existentes en el pozo.

Las características estándar del Modelo “SC-1” son:

- Recuperable con herramienta de liberación por tracción vertical.
- Soporta presiones diferenciales de hasta 6000 libras por pulgada cuadrada desde arriba o abajo y temperaturas de hasta 250 ° F.
- Se asienta hidráulicamente sin rotación.
- Puede modificarse fácilmente para ser utilizada en ambientes hostiles y aplicaciones térmicas.
- Puede fresarse fácilmente en situaciones de emergencia gracias a su construcción de hierro fundido por encima de las cuñas.
- El elemento de empaque sencillo, tipo copa, facilita el fresado eliminando los espaciadores metálicos que se encuentran en otras empaques recuperables.
- Disponible para la mayoría de los tamaños de tubería de revestimiento.

Figura 35. Empaque modelo “SC-1”



FUENTE: <URL://<http://www.bakerhughes.com>>

3.1.10 Herramientas de servicio del empaque con grava

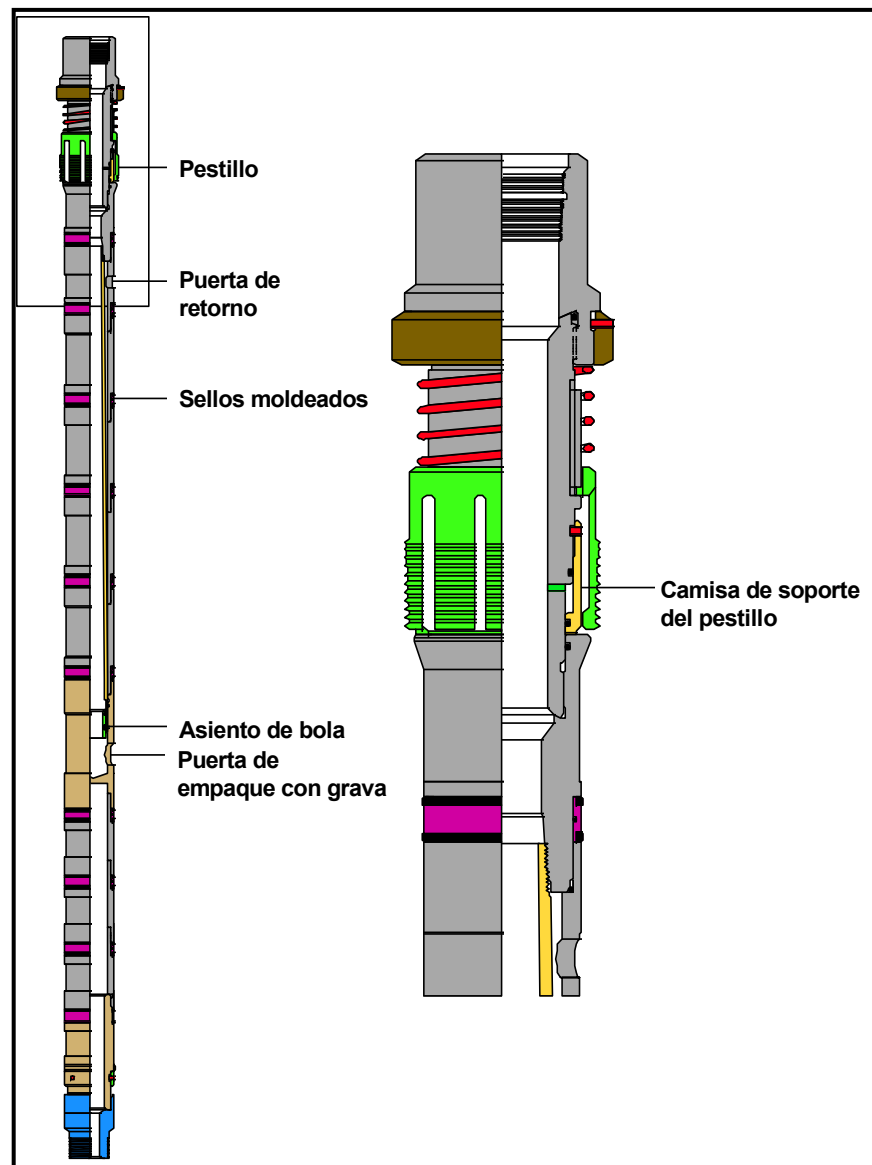
Las herramientas de servicio del empaque con grava se definen como el equipo necesario para ejecutar el empaque con grava y que se extrae del pozo una vez colocado dicho empaque. En la mayoría de los casos, las herramientas de servicio que se requieren para un empaque con grava dependen del tipo de equipo de empaque que se utilice. A continuación, se presenta un análisis más detallado acerca de las herramientas de servicio.

3.1.10.1 Herramienta hidráulica de asentamiento. La herramienta hidráulica de asentamiento consiste básicamente en un pistón hidráulico que genera la fuerza requerida para asentar el empaque (véase Figura 22). Está sujeta a la parte superior de la herramienta de cruce y posee una camisa que se apoya en la camisa de asentamiento del empaque. Se deja caer una bola de asentamiento sobre el asiento de bola de la herramienta de cruce, para taponar el diámetro interno de la sarta de trabajo. La presión que se aplica a la sarta de trabajo actúa sobre un pistón en la herramienta hidráulica de asentamiento, para hacer descender la camisa hasta comprimir las cuñas y el elemento de empaque.

3.1.10.2 Herramienta de cruce de empaque con grava. La herramienta de cruce de empaque con grava crea los distintos recorridos de circulación de los fluidos durante la operación de colocación del empaque con grava. Consta de una serie de sellos moldeados que rodean un orificio de empaque con grava hacia el centro de la herramienta y un orificio de retorno cerca de la parte superior de ésta (véase Figura 36). El diseño de tubo concéntrico que presenta esta herramienta, conjuntamente con el empaque y la extensión del empaque con grava, permiten que el fluido que es bombeado hacia abajo por la sarta de trabajo por encima del empaque, efectúe un “cruce” hacia el espacio anular entre la malla y la tubería de revestimiento por debajo del empaque. De igual modo, los fluidos de retorno que fluyen en sentido ascendente por la tubería de lavado por debajo del empaque, pueden “cruzar” hacia el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento por encima del empaque.

Mecánicamente, la herramienta de cruce soporta el peso del ensamblaje de empaque con grava mediante una conexión de rosca izquierda cuadrada, la cual se encuentra unida a la parte superior del interior pulido del empaque.

Figura 36. Herramienta de cruce modelo “S2H”



FUENTE: <URL://<http://www.bakerhughes.com>>

La herramienta de cruce contiene también el asiento de bola, el cual permite ejercer presión sobre la sarta de trabajo para asentar el empaque. Una vez asentado el empaque, se incrementa la presión de la sarta de trabajo, para lanzar la bola hacia un área sumidero por debajo de los orificios del empaque con grava

de la herramienta de cruce. Después de ello, puede desengancharse la herramienta de cruce de la rosca izquierda cuadrada del empaque. Las herramientas de cruce pueden ser liberadas por rotación o de manera hidráulica. El desenganche mecánico requiere entre 10 y 12 vueltas hacia la derecha en el punto donde se encuentra el empaque, con una ligera tracción hacia arriba. El mecanismo hidráulico de desenganche es accionado por la presión ejercida en el espacio anular comprendido entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento. El mecanismo de liberación mecánica puede funcionar como apoyo al mecanismo hidráulico.

Las herramientas de cruce del empaque con grava poseen tres o cuatro posiciones: inyección, circulación inferior, circulación superior y circulación inversa, tal como se muestra en la Figura 37. La posición de inyección se logra asentando peso sobre el empaque para sellar los orificios de retorno en el interior de ésta. Dicha posición permite que todos los fluidos bombeados por la sarta de trabajo, en sentido descendente, sean dirigidos hacia la formación, y se utiliza para llevar a cabo tratamientos de empaque con grava con forzamiento y/o inyectar tratamientos con ácido en la formación. Por su parte, la posición de circulación inferior se logra recogiendo la herramienta de cruce aproximadamente un pie por encima de la posición de inyección.

Esta posición trabaja conjuntamente con una malla indicadora inferior para generar un recorrido de flujo que permite la circulación de la arena del empaque con grava hasta su sitio apropiado. El flujo sigue el siguiente recorrido: desciende por la sarta de trabajo, penetra por la herramienta de cruce, sale por la extensión de empaque con grava, baja por el espacio anular comprendido entre la malla y la tubería de revestimiento, atraviesa la malla indicadora inferior, sube por la tubería de lavado, ingresa nuevamente a la herramienta de cruce y sube por el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento.

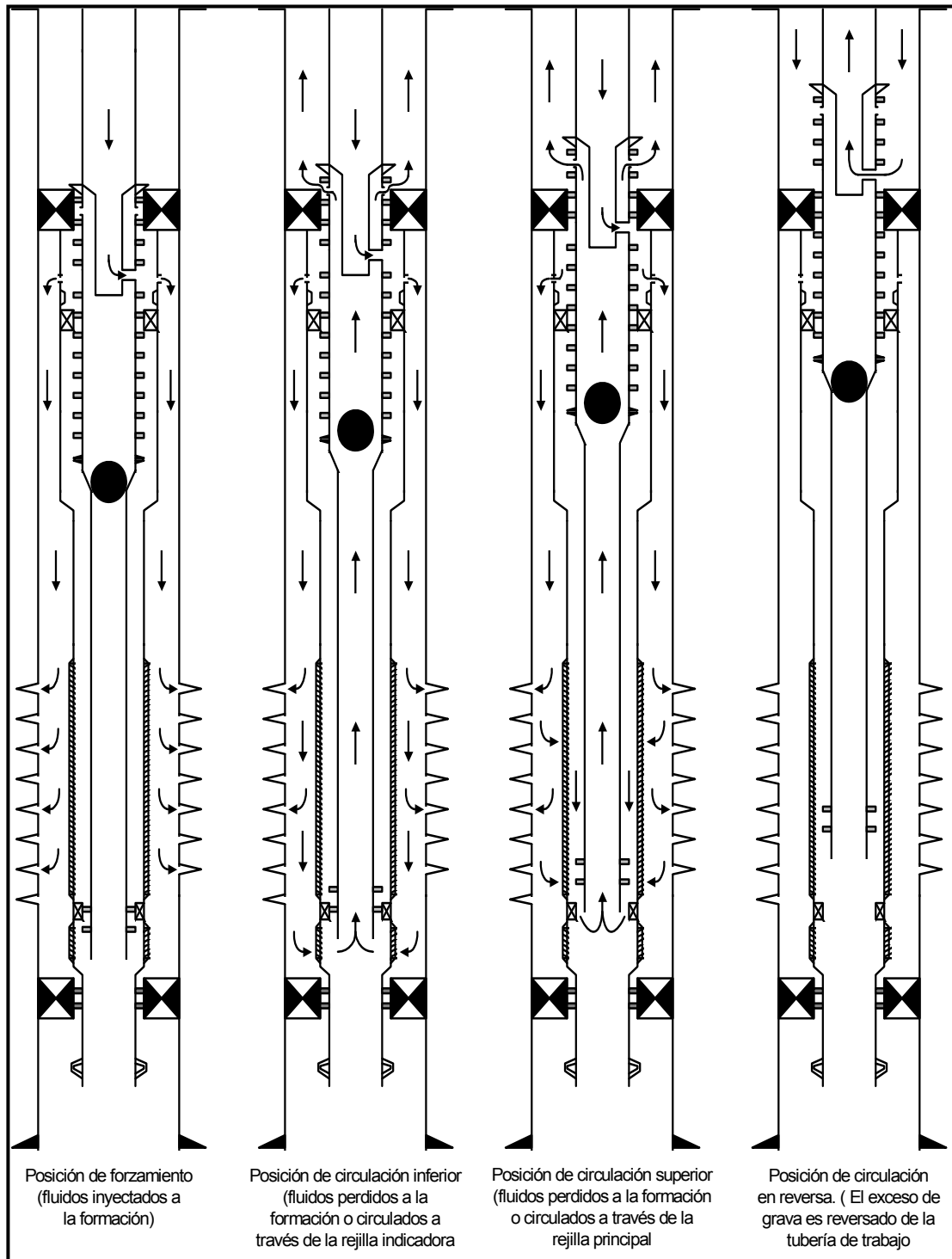
La posición de circulación inferior sólo existe cuando se utiliza una malla indicadora inferior (por ejemplo, en empaques con geles viscosos). La posición de

circulación superior, por su parte, se logra levantando la herramienta de cruce aproximadamente tres pies por encima de la posición de circulación inferior. Este movimiento ascendente de la herramienta de cruce tiene como objetivo separar la tubería de lavado de la conexión de O-ring y permitir que los fluidos que retornan puedan tomarse de la malla principal y no de la malla indicadora inferior.

Finalmente, la posición de circulación inversa se logra ejerciendo presión sobre el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento, hasta llegar a unas 500 libras por pulgada cuadrada, y levantando lentamente la herramienta de cruce del empaque con grava hasta que el fluido comience a circular en sentido ascendente por la sarta de trabajo. La posición de circulación inversa permite que el exceso de arena del empaque con grava salga por la sarta de trabajo al finalizar las operaciones de empaque.

Una “bola de presión de fondo baja”, revestida en caucho, o una “bola de inversión”, colocada en la conexión inferior de la herramienta de cruce, son elementos que actúan como una válvula de retención, para impedir pérdidas de fluido hacia la formación mientras se produce la circulación inversa. En realidad, las posiciones de la herramienta de cruce se ubican, y la sarta de trabajo se marca, en superficie para facilitar la referencia antes de iniciar el empaque con grava.

Figura 37. Posiciones de la herramienta de cruce.



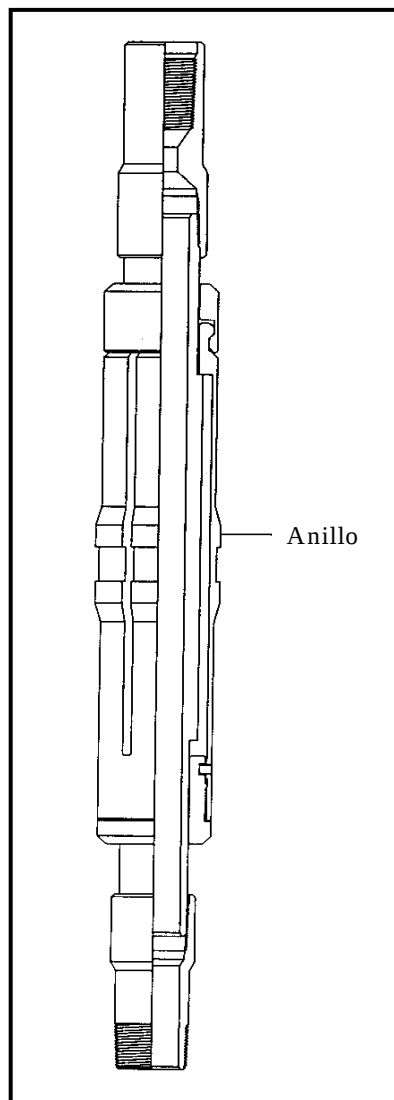
FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL,
http://www.4shared.com/account/document/1lhzoOid/completion_technology_for_Unco.html,
 junio 1995.

Existen variaciones de la herramienta de cruce del empaque con grava para aplicaciones especiales. Una variación incorpora un dispositivo de seguro rotacional que permite aplicar rotación hacia la derecha al ensamblaje del empaque con grava mientras éste se corre en el pozo. Este dispositivo se utiliza fundamentalmente en pozos altamente desviados donde podría existir un elevado arrastre por fricción.

Otras variaciones permiten la circulación a través de la herramienta de cruce mientras se está entrando en el pozo. Esta característica permite remover el relleno sin necesidad de efectuar un viaje especial de limpieza del pozo. Otras variaciones pueden adaptarse para funcionar conjuntamente con equipos de perforación flotantes.

3.1.10.3 Herramienta accionadora. La herramienta accionadora se corre por debajo de la herramienta de cruce del empaque con grava y se utiliza para abrir y cerrar la camisa deslizante de la extensión de empaque con grava (véase Figura 38). La herramienta consiste básicamente en un collar diseñado para atrapar las lengüetas de la camisa deslizante y cerrarlo con un movimiento ascendente o abrirlo con un movimiento descendente. La herramienta accionadora se necesita sólo cuando se corre la extensión de empaque con grava con una camisa deslizante.

Figura 38. Herramienta accionadora modelo “S-1”



FUENTE: <URL://http://www.bakerhughes.com>

3.1.10.4 Tubería de lavado (wash pipe). La tubería de lavado se corre por debajo de la herramienta de cruce del empaque con grava o de la herramienta accionadora, por dentro del tubo liso y la malla, con el fin de garantizar que el punto de circulación de retorno para el fluido de transporte del empaque con grava se encuentre en la parte inferior de la malla. Esto permite hacer llegar la arena del

empaque con grava a la parte inferior de la malla y efectuar la operación de empaque tipo “fondo arriba”.

Las investigaciones^{18 19} indican que maximizar el diámetro externo de la tubería de lavado incrementa la resistencia al flujo en el espacio anular existente entre la misma y la malla. La mayor resistencia al flujo hace que el fluido de transporte del empaque con grava circule por el espacio anular malla/tubería de revestimiento y transporte la arena del empaque con grava hacia el fondo del pozo. De esta manera, el empaque con grava del espacio anular malla/tubería de revestimiento es más completo. Con base en los experimentos, la relación óptima diámetro externo de la tubería de lavado/diámetro interno de la tubería base de la malla debería ser aproximadamente 0,8. Lograr esta relación en algunos tamaños de mallas requerirá la utilización de conexiones especiales de tubería de lavado tipo “flush-joint”.

¹⁸ GRUESBECK, C., SALATHIEL, W.M. y ECHOLS, E.E., “Design of Gravel Packs in Deviated Wellbores”, SPE Paper 6805, *Journal of Petroleum Technology* (Enero 1979), 109-115.

¹⁹ PENBERTHY, W.L., y ECHOLS, E.E. “Gravel Placement in Wells”, SPE Paper 22793, *Journal of Petroleum Technology* (Julio 1993), 612-613, 670-674.

4 PREPARACIÓN DE LOS POZOS PARA EMPAQUE CON GRAVA²⁰

Los elementos que garantizan el éxito del completamiento de un pozo son la planificación cuidadosa, la preparación adecuada del pozo y la ejecución en sí del completamiento. La omisión de cualquiera de estos pasos podría traer como consecuencia un completamiento que no logre sus objetivos, dado que muchas de las operaciones de completamiento son interdependientes. Con el objeto de alcanzar las metas de la completamiento para el control de arena, productividad y longevidad, es necesario prestar atención a las prácticas de perforación, limpieza, fluidos de completamiento, cañoneo, limpieza de las perforaciones, acidificación, especificaciones de la grava, especificación de las herramientas, taladro y personal de la empresa de servicios. La adecuada preparación de un pozo para el empaque con grava puede ser la clave de un completamiento exitoso.

4.1 PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN

Las prácticas de perforación pueden tener un efecto significativo sobre el éxito de un completamiento. La meta durante la perforación de la zona productora debe ser mantener la estabilidad del pozo y un tamaño de hueco uniforme, con un fluido de perforación no dañino. El empleo de las mejores prácticas de perforación posibles ayudará a minimizar el daño cercano a la cara de la formación y facilitará las operaciones de completamiento.

Con frecuencia, el éxito del completamiento y la productividad del pozo se definen cuando la mecha entra en la zona productora.

²⁰ M.F. Barrilleaux, E.E. Ratterman, Exxon Company U.S.A.; W.L. Penberthy, Jr., Consultant, "Gravel Pack Procedures For Productivity And Longevity", SPE Paper 31089 MS,

4.1.1 Limpieza de la tubería de revestimiento, sarta de trabajo, tanques y tuberías

Uno de los aspectos más importantes que se debe tomar en consideración cuando se realiza un completamiento para empaque con grava, es la limpieza. Dado que un empaque con grava representa la instalación de un filtro de fondo, cualquier acción que pueda provocar la obstrucción del filtro (es decir, la arena del empaque con grava) va en detrimento del éxito del completamiento y de la producción del pozo. Se han logrado una serie de avances para mejorar la limpieza de las operaciones de empaque con grava, especialmente en lo que se refiere a los fluidos de completamiento; sin embargo, a pesar del hecho de que se utilizan fluidos de completamiento limpios, la falta de limpieza en la tubería de revestimiento, sarta de trabajo, tuberías, tanques y otros equipos representa una fuente potencial de daño a la formación y pérdida de productividad. Si bien es cierto que la limpieza del pozo y de los equipos del taladro puede resultar costosa, mucho más lo es el perder la productividad o tener que repetir de nuevo toda la completamiento por no haber realizado la limpieza apropiada desde un principio.

4.1.1.1 Tubería de revestimiento. Algunos materiales que se consideran altamente dañinos y que están asociados con la tubería de revestimiento son el óxido, las costras de cemento y otros escombros. La remoción de estos materiales requiere corridas de mechas y raspadores, para separar mecánicamente los escombros y retirarlos posteriormente del pozo. También se ha demostrado que los solventes, ácidos y soluciones especiales de suspensión de partículas son útiles para la limpieza de las tuberías de revestimiento.

4.1.1.2 Sarta de trabajo. La sarta de trabajo contiene el mismo tipo de escombros asociados con la tubería de revestimiento. Sin embargo, a diferencia de ésta última, tanto las superficies interna y externa deben estar limpias, ya que el fluido de completamiento circula a lo largo de ambas superficies. En este caso, el raspado de la sarta de trabajo no es, por lo general, una opción posible, así

como lo era para la tubería de revestimiento, pero sí se recomienda realizar inspecciones oculares de la tubería de producción antes que ésta se introduzca en el pozo, con el objeto de asegurarse de que la misma se encuentre limpia y en buenas condiciones mecánicas.

4.1.1.3 Tanques y líneas. Algunas veces se ignoran los tanques y las líneas, pero éstos son una causa común de daños, en particular cuando el taladro con el cual se perforó el pozo se utiliza para completarlo. Los tanques deben rasparse cuidadosamente y limpiarse con chorro para asegurar la remoción de cualquier sólido residual de los fluidos de perforación. De ser posible, los tanques deben destinarse sólo para los fluidos de completamiento cuando exista un programa que contemple la perforación de varios pozos que requieran empaques con grava. Para ayudar a remover los escombros de las líneas de los taladros, se sugiere emplear soluciones de floculación.

4.1.1.4 Aseguramiento de la calidad. Con el objeto de asegurarse de que las operaciones de limpieza del taladro y del pozo hayan logrado su objetivo, se debe circular el pozo y monitorear los retornos para mantener una lectura de turbidez por debajo de 30 NTU. Se deben hacer todos los esfuerzos para mantener este nivel de limpieza mientras dure el completamiento, y particularmente, justo antes de realizar el empaque con grava.

4.1.2 Fluidos de completamiento y empaque con grava

Además de estar limpios, los fluidos utilizados en los completamientos de pozos deben ser compatibles con la formación y con sus fluidos. Un aspecto que merece especial atención es el hinchamiento de las arcillas y la compatibilidad con el agua de formación, para evitar la precipitación de iones. Los fluidos de completamiento candidatos deben ser sometidos a pruebas en el laboratorio con el objeto de asegurar su compatibilidad con la formación y sus fluidos. Un fluido de completamiento incompatible puede causar daños permanentes a la formación. Las fuentes comunes de fluidos de perforación son salmuera producida, agua

salada o salmueras limpias. Por supuesto, los criterios de diseño esenciales para un fluido de completamiento se basan en los requerimientos hidrostáticos para mantener el control del pozo. La densidad del fluido se puede controlar añadiendo varias sales solubles, tales como cloruro de sodio, bromuro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de amonio, cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de zinc, bromuro de zinc y bromuro de litio. Las densidades de estos fluidos varían de 8,33 hasta un valor tan alto como 20 libras por galón aproximadamente.

Los fluidos que se utilizan para el empaque con grava pueden ser de base agua o aceite. Los fluidos de base agua son por lo general los preferidos, y se consideran más flexibles que los sistemas de base aceite. Por esta razón, los fluidos de base agua son los más utilizados. El fluido de base agua más simple que se emplea en el empaque con grava es la salmuera de completamiento misma. Como una alternativa, se pueden usar fluidos viscosificados de base agua. En el pasado algunas compañías utilizaban crudo, el cual preferían al agua, ya que resultaba más económico; sin embargo, los aumentos en el costo del crudo han hecho que su uso se descontinúe para dar preferencia a los sistemas de base agua. El crudo continúa siendo una alternativa válida en formaciones extremadamente sensibles al agua. Cuando se requieren fluidos de baja densidad, pueden emplearse emulsiones y espumas.

El control de la pérdida de fluidos es una consideración común cuando se realiza el completamiento de formaciones no consolidadas con un empaque con grava. Esto es especialmente cierto en formaciones con alta permeabilidad. Además del daño potencial a la formación ocasionado por la pérdida de fluido, existe una preocupación especial cuando se trata de fluidos muy costosos o cuando las reservas de fluidos de completamiento son muy bajas. La cantidad de pérdidas de fluido que puede tolerarse tiende a ser específica del sitio, pero por lo general comienza a manifestarse mayor preocupación cuando las pérdidas exceden los 30 barriles por hora.

5 ETAPAS Y TIPOS DE COMPLETAMIENTOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA²¹

5.1 ETAPAS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Como se explicó en secciones anteriores, el enfoque del empaque con grava en hueco revestido está orientado a empaquetar completamente las perforaciones con arena de alta permeabilidad. La productividad del pozo y el tiempo de producción del completamiento se ven afectadas cuando las perforaciones no se empaquetan completamente.

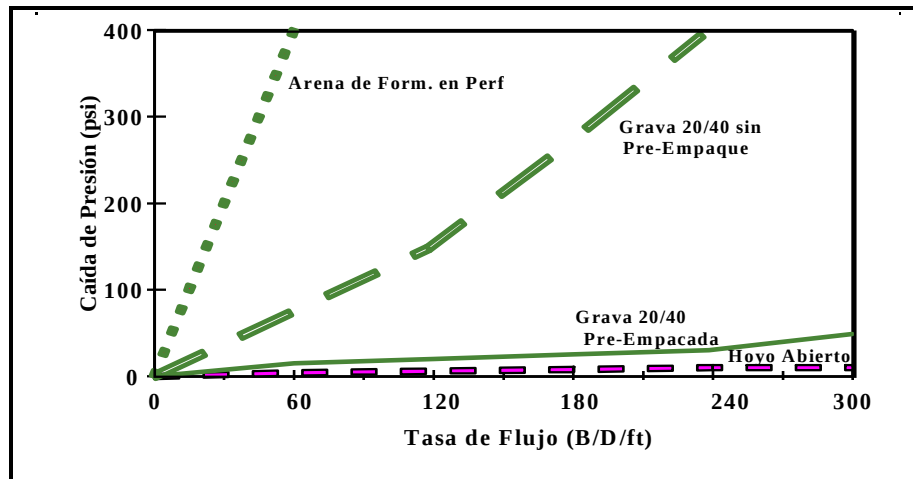
Los empaques con grava en hueco abierto permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones y reducen las operaciones de colocación de grava a la tarea, relativamente simple, de empaquetar la región anular malla/hueco abierto. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforaciones, los fluidos de formación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente desde 360°, eliminando la elevada caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. Esta menor caída a través de un empaque en hueco abierto garantiza prácticamente una mayor productividad que en el caso del empaque en hueco revestido para la misma formación.

La Figura 39, muestra las caídas de presión teóricas en empaques con grava de hueco revestido y hueco abierto, suponiendo los casos siguientes: completamente empacado (pre-empacado), parcialmente empacado (sin pre-empaque) y perforaciones que se llenan con la arena de formación. Como la figura indica, los

²¹ PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M., Sand Control, Serie SPE sobre Temas Especiales, Volumen 1 y 2, 1992.

empaques con grava en hueco abierto no originan prácticamente ninguna caída de presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo.

Figura 39. Comparación de los diferenciales de presión (*drawdowns*) para los empaques con grava en hueco revestido y en hueco abierto.



FUENTE: PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M., Sand Control, Serie SPE sobre Temas Especiales, Volumen 1, 1992.

5.1.1 Pautas para la selección de candidatos al empaque con grava

A pesar de su potencial para lograr pozos de alta productividad, los empaques con grava en hueco abierto no son apropiados para todos los yacimientos ni formaciones. La mayor desventaja del completamiento en hueco abierto (incluyendo los empaques con grava en hueco abierto) es la imposibilidad de aislar fácilmente la producción no deseada de agua y/o gas. A diferencia de los completamientos en hueco revestido, las cuales pueden ser cañoneadas de manera precisa y selectiva sólo en las zonas de interés, los completamientos en hueco abierto ofrecen un control bastante menor sobre cuáles son los fluidos (agua, crudo o gas) que están expuestos a la cara de la formación. Además, en un pozo de hueco revestido, las operaciones remediales (como la cementación forzada, el taponamiento o empaques dobles), para aislar la producción no

deseada de fluido, pueden llevarse a cabo con una probabilidad de éxito razonablemente buena. Estas operaciones remediales en un hueco abierto (con la posible excepción del taponamiento) son más arriesgadas y con mayores probabilidades de fracaso. Considerando esto, los completamiento en hueco abierto son más apropiados para las formaciones que producirán un fluido monofásico (crudo o gas) durante un período largo de tiempo, con un bajo riesgo de que se requiera el reacondicionamiento para eliminar la producción no deseada de fluidos. Los completamiento en hueco abierto también son apropiadas para las formaciones que producirán con una elevada relación agua-crudo o gas-crudo, independientemente del tipo de completamiento (en hueco revestido o abierto) que se decida emplear. En este caso, la mayor productividad que se logra en el completamiento en hueco abierto es el factor decisivo.

Un requerimiento esencial de los empaques con grava en hueco abierto es mantener la estabilidad del hueco durante la fase de perforación y completamiento. La falta de estabilidad del hoyo es una razón principal por la cual no se utilizan los empaques en hueco abierto con mayor frecuencia en formaciones no consolidadas y que se dilatan. Los huecos inestables dificultan la corrida del ensamblaje para el empaque con grava y pueden evitar una colocación apropiada de la grava si la formación se derrumba alrededor de la malla.

Es necesario evitar los empaques con grava en hueco abierto para las formaciones con laminaciones de arena y lutitas, especialmente si las últimas tienden a hincharse y/o derrumbarse. Durante la colocación de la grava, la lutita podría mezclarse con la arena del empaque, lo cual reduce la permeabilidad de la grava y afecta el comportamiento del pozo. También en este caso, el fluido de perforación apropiado puede aliviar algunos de los problemas asociados con formaciones que tienen laminaciones de arena y lutita.

El siguiente es un resumen de las ventajas y desventajas de los empaques con grava en hueco abierto y de las pautas para la selección de candidatos a este tipo de empaque.

- **Ventajas de los empaques con grava en hueco abierto:**

1. Drawdown bajo y alta productividad.
2. Excelente tiempo de producción.
3. No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.

- **Desventajas de los empaques con grava en hueco abierto:**

1. Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas.
2. No es fácil en formaciones que se dilatan.
3. Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hueco abierto.

5.1.2 Pautas para la selección de candidatos para empaque con grava en hueco abierto:

- Formaciones donde el empaque en hueco revestido no presenta una productividad aceptable.
- Situaciones donde se requiere una mayor productividad.
- Yacimientos donde se espera un flujo de hidrocarburos monofásico, sostenido y largo.
- Situaciones donde no será frecuente el reacondicionamiento para aislar gas o agua.
- Pozos donde se toleran elevadas relaciones agua-crudo o gas-crudo.

- Yacimientos con arenas únicas y uniformes (evite las arenas múltiples intercaladas con capas de lutitas que resultan problemáticas).
- Formaciones que pueden ser perforadas y completadas manteniendo la estabilidad del hueco en el intervalo de completamiento.
- Situaciones donde los completamiento en hueco revestido son bastante más costosas (es decir, pozos horizontales largos).

5.1.3 Etapas del empaquetamiento con grava y algunas variables de diseño

En términos generales el proceso de diseño de un empaquetamiento involucra principalmente las siguientes etapas:

- El tamaño de la grava, ranuras y mallas.
- El fluido de empaquetamiento (transportador) y sus características.
- Las dimensiones físicas y la configuración del empaque.
- Los montajes de la corrida y de la tubería de cola para el empaque.
- La preparación del pozo y la técnica de distribución de la grava.

Como el objetivo del empaquetamiento con grava es estabilizar la sección de completamiento de hueco abierto para prevenir el movimiento de la arena de la formación (arenamiento o migración de finos), y proteger las mallas de taponamientos y erosión, resultando en un confiable y a largo plazo mejoramiento

de la productividad y el drenaje del yacimiento. En breve, el procedimiento (en etapas) utilizado para el empaquetamiento de pozos horizontales usados en situaciones reales de campo es²²:

- Implementar el montaje del empaque con grava.
- Colocar el empaque y probar.
- Seleccionar la sarta de trabajo.
- Realizar la prueba de circulación (con una tasa de retorno > 75%).
- Bombear el empaque con grava hasta que la arena esté afuera.
- Dar marcha atrás.
- Realizar la prueba de esfuerzo o tensión, si la eficiencia del empaquetamiento es baja.
- Convertir la herramienta empaquetadora a una herramienta de estimulación selectiva.
- Estimular.
- Sacar del pozo la herramienta (POOH, por su sigla en inglés “put out of hole”), activando el mecanismo de control de pérdida de fluido.
- Instalar el montaje de producción.

²² FARIAS, R., LI J., VILELA A. Y ABOUD, R. “Openhole Horizontal Gravel Packing Offshore Brazil: Best Practices and Lessons Learned from 72 Operations” Paper SPE 107190, Abril 2007.

De acuerdo con las etapas generales de diseño y el procedimiento dado anteriormente, se continúa la operación de empaquetamiento con grava. Se escoge el montaje del empaquetamiento con grava y se corre en el pozo a una tasa máxima de 3 minutos por cada 90 pies de arena con una sarta de tubería de perforación internamente recubierta de plástico (IPC, por su sigla en inglés). Se marca el fondo del pozo y la posición de la herramienta con el “bull plug” 5 pies desde la punta. Las mallas deberían cubrir la longitud de la sección de hueco abierto y extenderse al menos 20 pies dentro del casing.

Si las pérdidas de fluido se dan antes de que el empaque se asiente, se llena el pozo con salmuera de completamiento. Se conecta el top drive y luego se coloca el empaque. Con el empaque puesto, se hace una prueba de tensión para asegurar que las cuñas estén en su lugar. Luego se libera la herramienta de cruce desde el empaque. Se escoge la herramienta de servicio para cerrar la camisa y el seguro de la junta de acople (collar). Se cierra el BOP del anular y se presuriza el anular para verificar que la válvula de circulación de la herramienta de cruce esté cerrada. Luego se incrementa la presión en el anular para probar el empaque por 5 minutos.

Lentamente se recoge la herramienta de servicio para colocarla en una posición de circulación reversa falsa. Se marca la sarta para indicar las tasas de circulación en reversa establecidas. Anótese la presión requerida para romper la circulación y lleve el registro de cada tasa de la presión de bombeo. Verifique la tasa de pérdida de fluido para determinar si es aceptable (menos del 10%).

Con la herramienta en pseudo posición de reversa, circule el fluido pre-escogido por la sarta de trabajo con salmuera de completamiento hasta que se alcance el punto de reversa. Luego de marcha atrás dos volúmenes equivalentes a la sarta. Y saque muestras del fluido pre-escogido y unos barriles atrás y adelante. Debidamente disponga de estos fluidos en campo.

Desarrolle pruebas de circulación a tasas determinadas en las posiciones de pseudo-reversa y circulación. Use estos datos para validar y calibrar los simuladores de empaquetamiento con grava en términos de tasa de bombeo y máxima presión. Utilice los datos del registro sónico calliper para confirmar la geometría del pozo y diseñe la altura de la duna. Esta práctica es valiosa en términos del diseño del empaquetamiento con grava y su eficiencia.

Basados en los resultados de las prueba de circulación, en la geometría del pozo y en la información de la herramienta empaquetadora, se puede estimar un rango de tasa operacional de bombeo por medio de un simulador. El puenteo prematuro puede ocurrir cuando el bombeo esté a tasas por debajo de la tasa mínima, por consiguiente la concentración de grava se incrementa tanto que la altura de la duna con respecto al diámetro de la sección de hueco abierto se posa por encima del 85%. Por otro lado, el bombeo a altas tasas sobre la tasa máxima puede causar fracturamiento de la formación y la correspondiente pérdida de circulación (fluidos). La tasa de bombeo escogida debería generar relaciones de la duna de entre 70 – 75% cuando se usa una malla centralizada. Por lo cual se deberá rediseñar el programa de bombeo en la operación de empaquetamiento. Siendo claro con la tasa máxima permitida de presión. La cual deberá estar siempre por debajo de la presión de fractura de la formación.

Utilizar una BOP de flujo abierto en todo momento y un medidor de flujo en las líneas para monitorear las tasas de retorno. Esto reducirá la contrapresión aplicada a la formación y ampliará los rangos de operación.

Aflojar a la posición de circulación y abrir la camisa de cerramiento. Aplicar un peso establecido para garantizar la posición de circulación. Empezar a bombear fluido transportador solamente. Cuando la tasa de retorno esté establecida y constante empezar a introducir la grava a una concentración de 1 ppg. Circular la grava en el lugar con una salmuera filtrada, manteniendo las tasas de retorno constantes a la inicial. La presión de superficie debería nivelarse hasta que la grava alcance el punto de cruce debido a que la presión hidrostática se

incrementa. Entonces la propagación de la onda Alfa deberá comenzar. Como la onda Alfa está siendo producida, la presión de bombeo lentamente se incrementaría.

Una vez la onda Alfa alcance la punta (final de la sección a empaquetar) y la onda Beta comience hacia atrás, al comienzo de la sección horizontal, la pendiente de la presión se incrementará más rápidamente. Con la onda Beta viniendo, será necesario en algún punto disminuir la tasa de inyección de manera que no se exceda la presión de fractura. Como la tasa de retorno cae, la presión por fricción se reducirá drásticamente, permitiendo que todo el intervalo sea empaquetado. Este procedimiento puede ser realizado tan a menudo como sea necesario hasta alcanzar la tasa de presión mínima permitida para el transporte eficiente de la grava discutido anteriormente.

Continuar con el empaquetamiento hasta que se produzca el “Screen out”. En ese momento la presión de bombeo aumentará bruscamente. Terminando el trabajo e inmediatamente cambiando de manifold para reversar la circulación. Con la herramienta apropiada se hace dicho trabajo. Sin necesidad de la contrapresión en el anular y con la BOP cerrada mientras el bombeo de grava a una concentración de 1 ppg provee la mejor práctica para reducir la posibilidad de una pega, incluso en el “Screen out”. Se cierra el BOP del anular, se quiebra la circulación por medio de bombeo hacia las líneas de choque/kill, empezando lentamente e incrementando la tasa de reversamiento de 8 – 10 bpm. Se anota la cantidad de grava recuperada.

Bajar la herramienta a la posición de circulación y se prueba el empaque. Una presión de bombeo mayor que 500psi a 0.25 bpm es suficiente. Si el empaque no se prueba, puede ser necesaria hacer una circulación adicional de grava, aunque esto no es muy común.

Cuando se utiliza un sistema de corrida horizontal sencilla, se remueve la herramienta del empaque completamente. Se coloca el cabezal de fracturamiento y se deja caer la bola de conversión para convertir la herramienta a modo de

estimulación selectiva. Se desarrolla un tratamiento de estimulación en etapas selectivas. Cuando termina esto, se activa el dispositivo mecánico de pérdida de fluido y se saca del pozo.

En la operación del empaquetamiento en un pozo (es decir crear una capa de material filtrante en la cara del pozo permitiendo el flujo de fluidos deseados de la formación al pozo y reteniendo sólidos que se producen) implica un conjunto de factores tanto operacionales (integridad de las herramientas y accesorios, parámetros de bombeo de la grava, cálculos volumétricos) como físico-matemáticos (perfiles de flujo, perfiles de velocidad, presiones, tipo de grava y propiedades, etc.).

A continuación, revisaremos un grupo de variables implicadas en el diseño del empaquetamiento con grava, que de una u otra forma, deben ser consideradas para asegurar el éxito de la operación, las cuales basadas en pruebas en escala de campo y experiencia en campo en largos empaquetamientos con grava horizontales, pueden ser utilizadas para proveer la estabilidad del pozo, estos empaques han sido apropiadamente limpiados y retornados a la superficie antes con una limpieza razonable. La perforación, el desplazamiento y la estabilización de la sección del hueco abierto antes de corrida la malla pueden ser la clave para una óptima o exitosa colocación de la grava. Recopilando tenemos algunas guías²³:

1. Tener una tubería de lavado con una relación de diámetros (externo e interno) de la malla de 0.6 - 0.75 de diámetro externo y 0.8 - 0.85 de diámetro interno, respectivamente. Evitar usar diámetros grandes que no puedan ser pescados fácilmente.
2. Correr la tubería de lavado hasta el final de la malla.

²³ PENBERTHY, W. L., BICKHAM, K.L., NGUYEN, H.T. Y PAULLEY, T.A., "Gravel Placement in Horizontal Wells" Paper SPE 31147, SPE Drilling & Completion, Junio 1997.

3. En lo posible usar salmuera como fluido de transporte.
4. Desarrollar pruebas de circulación antes de bombear la grava para asegurarse que se mantenga una velocidad superficial de hasta 1ft/seg, en base al fluido de retorno.
5. Asegurar que la formación no sea fracturada durante el desplazamiento.
6. Bombear la concentración de grava constantemente a $\leq 1\text{lb/gal}$. Para que las tasas de retorno sean superiores a 1pie/seg, y se incremente lentamente la relación grava-mezcla. Las tasas de retorno menores que 1pie/seg, reducen la relación grava-mezcla
7. Estabilizar la circulación durante el completamiento con los equipos necesarios y verificar las condiciones del pozo antes del bombeo.

Para largos intervalos, se utiliza bajas concentraciones de grava (acerca de 0.5ppg) como sugerencia. Evitar el bombeo de grava con concentraciones por encima 1.5 ppg ya que se consideran altas.

5.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS UTILIZADOS EN LA OPERACIÓN

5.2.1 Empaque con grava tipo "top set"

El tipo más común de completamiento en hueco abierto es la que se denomina "top set" (ver Figura 27). En este completamiento, la tubería de revestimiento de producción se asienta en la parte superior del intervalo de completamiento, para aislar los estratos suprayacentes. Una vez que la tubería de revestimiento se cementa, la formación productora se perfora hasta la profundidad total y se instala el empaque con grava. Los aspectos críticos en este tipo de empaque incluyen la selección del asiento para la tubería de revestimiento, la perforación del hueco

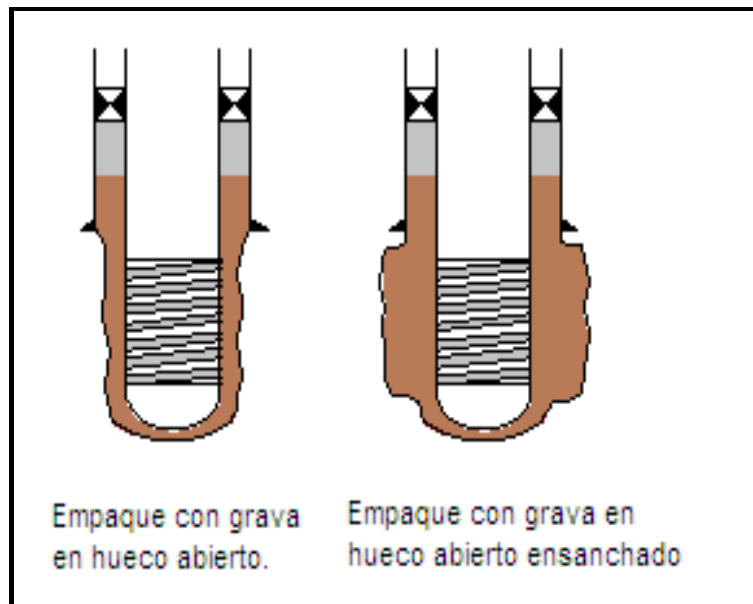
abierto, la ampliación por debajo de la tubería de revestimiento y el empaque con grava.

5.2.1.1 Selección del asiento de tubería de revestimiento. La selección del asiento a la profundidad apropiada puede tener un impacto importante en el éxito y costo de un completamiento en hoyo abierto. Generalmente, la tubería de revestimiento debe asentarse en la parte superior del yacimiento y entrar muy poco en el intervalo productor. Si la formación suprayacente es inestable o presenta lutitas que se derrumban (flotantes) y no se logra aislar estas lutitas por detrás de la tubería de revestimiento, se pueden presentar problemas y demoras durante el resto del completamiento e incluso durante toda la vida del pozo.

Es necesario correr registros de pozo para asegurar que se hayan penetrado todos los estratos problemáticos y que éstos serán revestidos antes de correr la tubería de revestimiento. En algunos casos, se pueden requerir varias corridas de registro, a medida que el pozo se hace más profundo, para determinar exactamente cuándo se debe correr la tubería de revestimiento.

También se puede perforar el pozo hasta la profundidad total y después se hace el registro, para determinar la profundidad apropiada de la tubería de revestimiento. Deberá colocarse un tapón de arena a través del intervalo productor, antes de cementar la tubería de revestimiento, para evitar contaminar la cara de arena de la formación con sólidos del cemento y/o filtrado.

Figura 40. Completamiento en hueco abierto con empaque con grava tipo "Top Set".



FUENTE: Autores.

5.2.1.2 Perforación del intervalo de completamiento. Existen varias opciones para la perforación del intervalo de completamiento en el caso del hueco abierto. Cómo se lleva esto a cabo, y el tipo de fluidos utilizados, depende del contenido de minerales de la formación (es decir, si es sensible al fluido de perforación y/o completamiento). Otro factor es si el hueco abierto será ampliado por debajo de la tubería de revestimiento, como se explicó anteriormente. El fluido para la perforación del hueco abierto es crítico en el éxito de la completamiento.

Los siguientes son los requerimientos generales de un fluido de perforación (o ampliación) ideal:

- Compatible con la roca yacimiento (no dañino)
- Buenas propiedades de suspensión
- Baja pérdida por fricción

- Baja pérdida de fluido
- La densidad se controla fácilmente
- Fácilmente disponible
- Poco costoso
- Se mezcla y manipula sin problemas
- No es tóxico
- Se remueve fácilmente de la formación

Sin bien la mayoría de los fluidos no cumplen con todas estas propiedades, algunos de ellos, como los sistemas de base agua y saturados con sal y los de carbonato de calcio, han presentado buenos resultados como fluidos de perforación y ampliación.

El aspecto crítico es que el fluido de perforación debe causar un daño irreversible mínimo a la cara de la formación. Los fluidos cargados de sólidos deben formar un revoque rápidamente, para así minimizar las pérdidas de filtrado. Es necesario que el revoque se remueva fácilmente, antes o después del empaque con grava. En algunos casos, se ha trabajado bien con salmueras limpias como fluidos de perforación no dañinos. Si el hueco abierto va a ser ampliado, se puede utilizar el lodo estándar como fluido de perforación, siempre y cuando la operación de ampliación remueva la porción de la formación invadida por el lodo y dañada.

5.2.1.3 Ensanchamiento. Esta es la operación que permite aumentar las dimensiones del hueco por debajo de la zapata guía. La razón fundamental que justifica esta operación en un hueco abierto es la de remover el daño presente en el hueco piloto. El hueco de mayor diámetro también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy importante en la mayoría de los casos. Este ensanchamiento se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la malla y el hueco abierto. En cualquier caso, sólo deberá realizarse con un fluido no dañino. Los lodos de perforación tradicionales

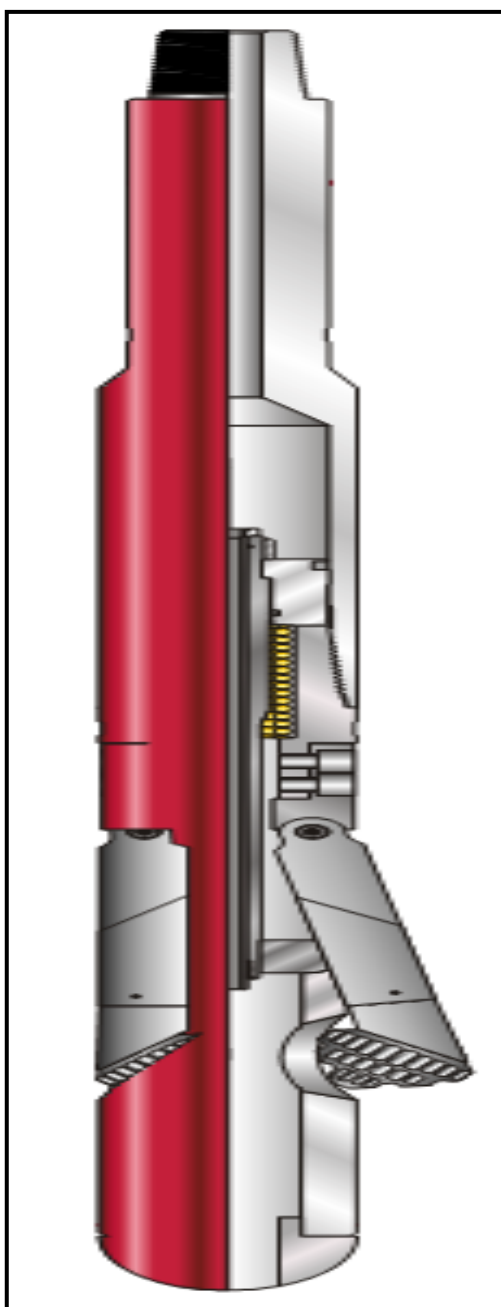
sólo se utilizarán como la última alternativa y se deberán planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empacar con grava o poner el pozo a producir.

Los problemas del ensanchamiento tienen más que ver con las molestias que ocasiona el proceso que con aspectos de tiempo, costos o productividad, pues el completamiento en hueco revestido requiere cambiar a un fluido limpio antes de cañonear. Esta última operación, por supuesto, no es necesaria en las completamientos en hueco abierto.

En relación a los costos, generalmente se considera que el costo de ensanchamiento y el de cañoneo se compensan mutuamente. En el caso de que correr un forro a través del intervalo de completamiento, en una fecha posterior, sea una opción para aislar los fluidos no deseados, es preferible evitar el ensanchamiento.

La camisa de cemento en un hueco ensanchado será mucho más gruesa que lo normal, interferirá con el cañoneo efectivo o lo dificultará. Estas dificultades o un cañoneo no efectivo afectan negativamente las operaciones de empaque con grava y, como consecuencia, también limitan la productividad del pozo. Esta operación de ensanchamiento del pozo se realiza con una herramienta llamada “Underreamer” (ver figura 41).

Figura 41. Expandible “Underreamer”, tipo A1.



FUENTE: <URL: <http://www.weatherford.com/>>

5.2.1.4 Equipo para el empaque con grava. Correr e instalar el equipo para empaque con grava en un hueco abierto es, básicamente, igual a hacerlo en un hueco revestido. Como se indicaba, se requieren centralizadores de resorte en arco, especialmente si el intervalo de completamiento está ensanchado. Se ha debatido mucho la interferencia de los centralizadores de resorte en la colocación de la grava. Sin embargo, no hay otras opciones disponibles para la centralización, excepto en intervalos muy cortos. En algunos empaques con grava en huecos abiertos y ensanchados, en intervalos cortos, no se requieren centralizadores de resorte en arco. Aquí se logra centralizar mediante el ensanchamiento de hasta 10 a 15 pies antes de la profundidad total. El intervalo no ensanchado, a la profundidad total, permite la centralización para el fondo de la malla. El obturador, en la parte superior de la malla, logra su centralización en esta área.

En el caso del hueco abierto, donde no hay un obturador sumidero, correr la malla es un poco diferente. La malla se asienta, generalmente, a un pie o dos del fondo de pozo. Se debe evitar asentar esta malla en condiciones de compresión, para evitar su alabeo, el cual sería perjudicial para la centralización. En estos empaques en hueco abierto, no se suelen utilizar juntas de seguridad rompibles. Si la malla no se asienta en el fondo, o si el fondo del pozo es "blando", las presiones hidráulicas creadas durante la colocación de la grava pueden generar una fuerza suficiente como para hacer que la malla se desplace hacia abajo y se rompa la junta de seguridad.

5.2.1.5 Colocación de la grava. Las operaciones de colocación de la grava en los huecos abiertos son casi idénticas al caso con huecos revestidos, excepto que no se requieren operaciones especiales para llenar las perforaciones. El volumen de grava requerido para este tipo de empaque se calcula con base en el volumen entre la malla y el hueco abierto. El volumen del hueco abierto se obtiene con un registro de calibración. Con base en la experiencia en un cierto campo o formación, es posible que se requiera una cierta cantidad de grava en exceso,

pues los volúmenes calibrados con frecuencia subestiman el volumen de hueco real, debido a las irregularidades en el hueco y los derrumbes.

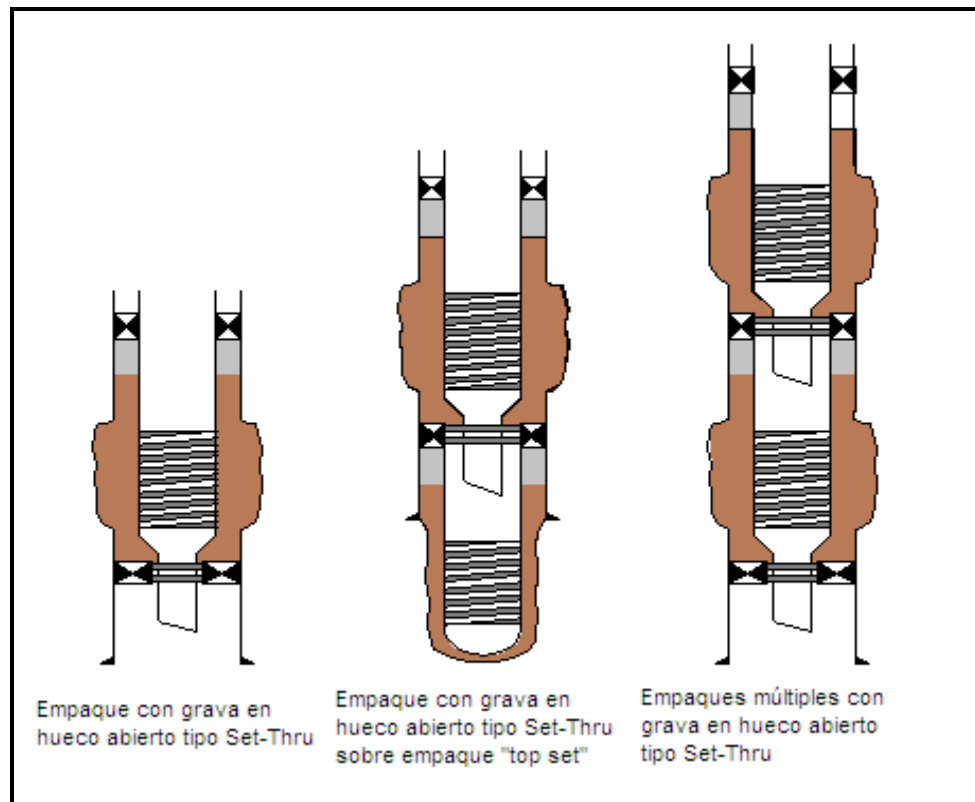
5.2.1.6 Tratamiento de la formación. Es posible que, en algunos casos, se requiera tratar la formación para remover el daño. Si el revoque del fluido de perforación o el material para pérdida de fluido es soluble en ácido, generalmente es suficiente realizar un tratamiento ácido con KCl (7,5 a 15%), para disolver el material taponante y restaurar la producción. Los volúmenes de ácido típicos son 25 a 50 galones por pie. El ácido puede disolver la cementación de la formación, causando derrumbes antes de la colocación de la grava y, por lo tanto, es necesario postergar los tratamientos ácidos de la formación hasta después que se haga el empaque con grava, si es posible.

5.2.2 Completamiento con empaque con grava tipo "set-thru"

En aquellas situaciones donde es difícil determinar la profundidad de la tubería de revestimiento de manera precisa, o cuando hay zonas productoras secundarias por encima del objetivo principal, es posible realizar completamientos "set-thru". En este tipo de completamiento, la tubería de revestimiento se corre a través de todas las zonas productoras de la formación y se cementa en el lugar apropiado. Se utilizan registros de pozo en hueco abierto y revestido para determinar la ubicación exacta de las zonas productoras por detrás de la tubería de revestimiento y se abren ventanas a lo largo del intervalo productor para crear un ambiente de "hueco abierto". Ahora se puede empacar el pozo con grava.

La Figura 42, muestra esquemas como ejemplo de completamiento del tipo "set thru". Debido a la cantidad de escombros creados al abrir las ventanas, se recomienda ampliar todos los completamientos de este tipo en hueco abierto, para exponer una cara de formación limpia y no dañada.

Figura 42. Completamientos con empaque con grava en hoyo abierto tipo "set-thru".



FUENTE: Autores.

Los criterios para la selección de los fluidos de ampliación son los ya explicados en la sección anterior. Un requerimiento para los completamientos "set-thru" es una buena cementación. La tubería de revestimiento debe ser cementada firmemente para facilitar las operaciones de fresado y mantener la alineación entre la parte superior de la tubería de revestimiento y la parte inferior. Debido a que se puede emplear un obturador sumidero, el ensamblaje para el empaque con grava "set-thru" es prácticamente el mismo que el ensamblaje para el hueco revestido. La única excepción sería el uso de centralizadores con resorte arqueado, en las secciones largas de hueco abierto. Los completamiento "set-thru" son especialmente apropiados para las recompletamientos hueco arriba, en pozos existentes.

6 CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUIDO Y COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LA MEZCLA FLUIDO DE TRANSPORTE - GRAVA, EN TUBERÍA Y ACCESORIOS

6.1 CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUÍDO

Las pérdidas de fluidos deben ser controladas o manejadas, pero no necesariamente detenidas. La cantidad de pérdidas que puede tolerarse durante el completamiento depende del sitio. Idealmente, no debería hacerse nada para detener las pérdidas de fluidos, pero cuando se pierde salmuera costosa de alta densidad, o cuando las reservas de fluido de completamiento son bajas, o la tasa de pérdidas afecta la seguridad de las operaciones, se hace necesario emplear algún tipo de sistema de control de pérdidas. Asimismo, el daño potencial que la pérdida continua de fluido puede ocasionar a la formación (a pesar de que el fluido se filtre) es un factor que debe analizarse junto con el daño que podría ocasionar la utilización de un sistema de control de pérdidas de fluidos.

La pérdida en exceso de fluido produce una reducción en la velocidad del fluido e incrementa, la concentración de grava, también el equilibrio de la altura de la duna, la cual puede terminar en el prematuro comienzo de las ondas ALFA y BETA, dejando parte de la sección horizontal sin empaquetar. El daño en la retorta de filtrado (filter cake) también pueden causar pérdida de fluido hacia la formación. De igual forma la pérdida de fluido se puede dar en el anular entre la malla y la tubería de lavado. Lo cual puede ser controlado con una tubería de lavado de diámetro externo grande. La relación típica de diámetro externo e interno podría ser mayor que 0.8 con el fin de crear una presión de retorno lo

suficientemente alta en el anular entre la base de la tubería y la tubería de lavado para regular el flujo en ese anular.²⁴

Los métodos usuales que se emplean para controlar las pérdidas de fluidos son:

- Medios mecánicos
- Reducción de la presión hidrostática
- Geles poliméricos viscosos
- Partículas sólidas graduadas

Entre los métodos mecánicos se encuentran las válvulas de aleta o *flapper* y otros dispositivos mecánicos que se colocan en la sarta de completamiento del empaque con grava. Estas técnicas son eficaces sólo después que se instala el empaque con grava. Por su parte, la disminución de la presión hidrostática constituye una excelente técnica no dañina que permite controlar las pérdidas de fluidos, pero no puede aplicarse en muchos casos debido a procedimientos operativos.

Las partículas sólidas representan la forma más segura de controlar las pérdidas de fluidos. Suele suponerse que las partículas cuyos tamaños equivalen a apenas 1/3 de las aberturas de la garganta de poros en el material de la formación contribuirán a taponar u obturar dichas gargantas hasta formar un revoque delgado impermeable. La raíz cuadrada de la permeabilidad de la formación expresada en milidarcies puede utilizarse como una estimación aproximada del tamaño de la abertura de garganta de los poros.

Los tres sistemas más comunes para el control de pérdidas de fluidos que emplean sólidos graduados mezclados en fluidos viscosos de transporte son:

- Las partículas de resina (solubles en solventes, tales como el xileno y el diesel)
- Las partículas de sal (solubles en salmuera subsaturada)

²⁴ SANDERS, M.W., KLEIN, H., NGUYEN, P., LORD, D., Gravel Pack Designs of Highly-Deviated Wells with an Alternative Flow-Path Concept. SPE PAPER No 73743. Año 2002.

- Las partículas de carbonato de calcio (solubles en ácido)

Estos sólidos deberían facilitar el control de las pérdidas de fluidos creando un revoque delgado que permita reducir la adhesión y los problemas operativos y permita una remoción completa. El dimensionamiento de las partículas debe efectuarse de manera tal que se produzca poca invasión de partículas sólidas. El fluido base que se utiliza para transportar los sólidos hacia el interior del pozo debe ser compatible con los fluidos de formación y la mineralogía de la matriz de dicha formación. Tanto los sólidos como los fluidos de transporte viscosos deben permanecer estables en condiciones de fondo sin separación de fases ni migración de partículas. La densidad final del material debe ser mayor que la salmuera de completamiento, con el fin de evitar efectos por sub-balance de densidad en pozos desviados.

6.1.1 Presión hidrostática

Las pérdidas de fluidos son consecuencia directa del diferencial de presión que se produce en la formación debido a la condición de sobrebalance generada por la presión hidrostática del fluido de completamiento. Es posible reducir la tasa de pérdidas de fluidos con tan sólo disminuir la densidad del fluido de completamiento.

Algunos operadores incluso han permitido que la presión hidrostática que ejerce el fluido de completamiento se iguale a la presión de la formación dejando que el fluido de completamiento busque su propio nivel en el pozo. Trabajar con un nivel bajo de fluido en el pozo sería aceptable solamente en pozos que no fueran capaces de producir hacia la superficie. Las autoridades y las normas de seguridad impuestas por los operadores podrían dictar el sobrebalance hidrostático mínimo permitido, lo cual podría limitar la eficacia de esta técnica.

La ecuación de la presión hidrostática es la siguiente:

$$Ph = 0.052 \times D \times Prof \dots \dots [12]$$

Donde:

Ph= presión hidrostática (psi)

D= densidad del fluido (Libras/Galón)

Prof.= profundidad o altura de la columna de fluido (Pies)

0.052: Factor de Conversión (Gal/Pie³ x Pulg²)

6.1.2 Geles poliméricos viscoso

Los geles poliméricos viscosos suelen utilizarse en casos de pérdidas de fluidos, debido a que la viscosidad del gel desacelera la tasa de pérdidas de fluidos hacia la formación. Los geles viscosos son sumamente eficaces para controlar las pérdidas siempre y cuando la permeabilidad de la formación no sea demasiado elevada. Los geles se degradan a altas temperaturas, por lo que, generalmente, se requerirán píldoras de gel adicionales en el transcurso de la completamiento o de la rehabilitación, con el fin de mantener la tasa de pérdida en un nivel aceptable.

6.1.3 Resinas solubles en aceite

Cuando las tasas de pérdidas de fluidos son inaceptablemente elevadas, podría ser necesario utilizar partículas sólidas para formar un puente mecánico en la cara de la formación. Existen en el mercado numerosos productos que contienen partículas sólidas y que permiten controlar con éxito las pérdidas. No obstante, estos sólidos deben removerse antes que el pozo pueda empacarse con grava o entrar en producción. Detener las pérdidas de fluidos resulta relativamente sencillo.

El éxito de un material de control de pérdidas de fluidos depende de cuán eficazmente pueda ser removido sin menoscabar la capacidad de producción de la formación.

Para establecer un puente mecánico en la cara de la formación, se necesitan sólidos dimensionados con exactitud que se mezclen en un fluido de transporte viscoso y se bombeen al pozo. Uno de dichos materiales sólidos es la resina de hidrocarburos soluble en aceite. Los sistemas de resinas de hidrocarburos solubles en aceite se desarrollaron para ser utilizados como agentes de control de pérdidas de fluidos y de desviación de ácidos y han sido empleados con éxito en aplicaciones de empaque con grava en algunos campos.

Un sistema tradicional de resina soluble en aceite consta de:

- Salmuera como fluido base.
- HEC como agente viscosificante.
- Resinas graduadas de hidrocarburos solubles en aceite para controlar pérdidas en las gargantas de los poros más grandes.
- Almidón y/o almidón reticulado para el control de pérdidas en las gargantas de los poros más pequeños.
- Oxido de magnesio como amortiguador de pH a temperaturas más elevadas.

Las resinas solubles en aceite reúnen condiciones sumamente favorables para controlar las pérdidas de fluidos y pueden, cuando se diseñan adecuadamente, detener por completo las fugas hacia la formación. Dichas resinas se emplean limitadamente como técnica de control de pérdidas de fluidos, porque no garantizan que puedan ser suficientemente removidas, y como es ya sabido, una mala labor de limpieza puede reducir drásticamente la productividad de un pozo.

No lograr un grado satisfactorio de limpieza constituye el problema más grave que plantea el uso de resinas solubles en aceite, lo cual puede depender de varios factores, entre los cuales se encuentran:

- Técnicas inadecuadas de desviación del diesel/surfactante.

- Temperatura de la formación.
- Dimensionamiento inadecuado de las cuentas de resina en relación con el tamaño de los poros de la formación.
- Limpieza final ineficaz debido a una baja tasa de flujo de producción y/o gravedad del crudo de la formación..

6.1.4 Sistemas de sal graduada

Otro sistema ampliamente conocido que emplea materiales sólidos para controlar las pérdidas de fluidos es el de las píldoras de sal graduada. Estas contienen partículas sólidas de sal y almidones de varios tamaños que actúan como agentes de puenteo en la cara de la formación. La combinación de partículas sólidas de sal de distintos tamaños y el almidón actúa como una membrana que posee una permeabilidad inferior a la de la formación. El sobrebalance producido por la presión hidrostática del fluido de completamiento mantiene en su sitio a las partículas. La limpieza se logra haciendo circular salmuera subsaturada, salmuera producida o ácido, los cuales disuelven las partículas de sal.

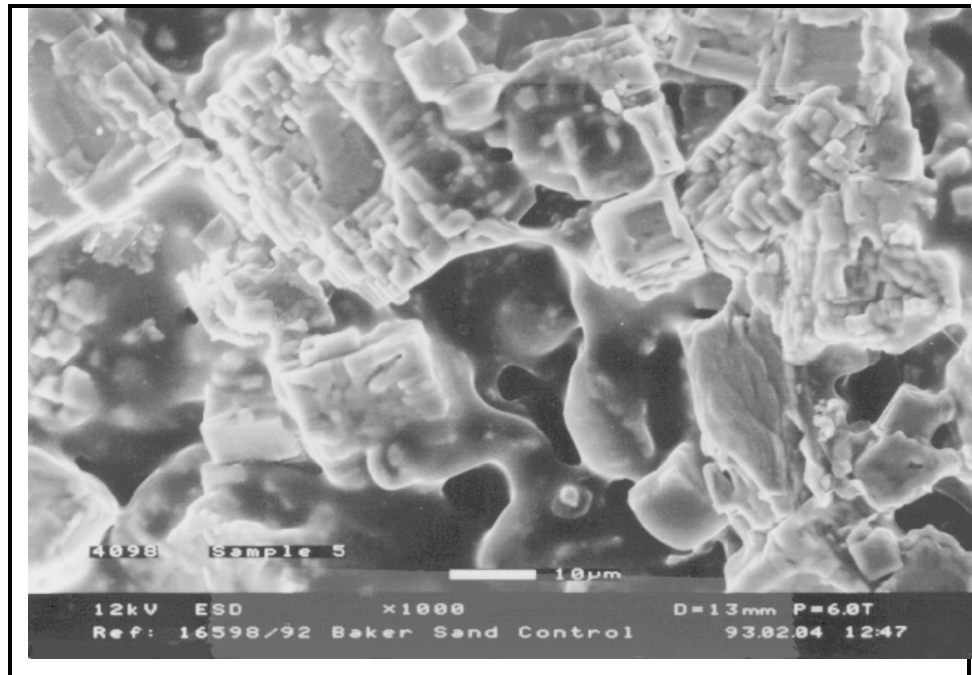
Los sistemas de sal graduada están diseñados para ser utilizados en operaciones de completamiento y rehabilitación, con el propósito de controlar las pérdidas de fluidos en una amplia gama de densidades y a temperaturas de fondo de hasta 300°F. El sistema consta de:

- Salmuera como fluido base
- Almidón reticulado para controlar las pérdidas de fluidos en las gargantas de los poros más pequeños
- Óxido de magnesio como amortiguador de pH a temperaturas más elevadas

Las partículas de sal graduada se añaden al sistema para sellar la cara de la formación en el pozo. Es fundamental que las partículas de sal sean de tamaño correcto y que posean la concentración y distribución adecuadas para que así

puedan constituir en la cara de la formación un revoque delgado de permeabilidad muy baja. Ver Figura 43

Figura 43. Análisis de una sal graduada, microscopía.



FUENTE: <URL:<http://www.bakerhughes.com>>

6.1.4.1 Sistema de carbonato de calcio. Otro método que permite controlar las pérdidas de fluidos y que resulta funcionalmente similar al sistema de sal graduada es el sistema de carbonato de calcio dimensionado. Al igual que se procede con los sistemas de sal graduada, el carbonato de calcio se bombea en el pozo hasta llegar al intervalo cañoneado, donde forma un revoque de permeabilidad extremadamente baja sobre la cara de la formación.

Tal como ocurre con las resinas solubles en aceite y el sistema de sal graduada, es esencial que las partículas sean del tamaño correcto y que estén concentradas y distribuidas de la manera adecuada para que constituyan un revoque delgado de permeabilidad muy baja sobre la cara de la formación. Si las partículas de

carbonato de calcio son demasiado grandes, no formarán un revoque eficaz en la cara de la formación y no detendrán las pérdidas de fluidos. Por el contrario, si las partículas de carbonato de calcio son demasiado pequeñas, invadirán completa o parcialmente la formación y tendrán menos probabilidades de ser removidas durante las operaciones de limpieza. Esto puede ocasionar daño a la formación y reducir la productividad del pozo.

Una ventaja definitiva que presentan las píldoras de carbonato de calcio estriba en que para su remoción se emplean fundamentalmente ácidos, los cuales también ejercen un efecto estimulador en muchas formaciones. Si la formación no resulta dañada por la exposición al ácido o si ya se ha previsto un tratamiento con ácido como parte del programa de colocación del empaque con grava, podrá aplicarse carbonato de calcio y establecerse un control de pérdidas de fluidos después que las perforaciones hayan sido pre-empacadas. Una vez hecho esto, podrá instalarse el empaque con grava y empacarse el espacio anular existente entre la malla y la tubería de revestimiento. Después de colocar el empaque con grava, se bombea el ácido para disolver el revoque de carbonato de calcio.

6.1.5 Arena de empaque con grava

En los pozos que poseen empaque con grava, una de las opciones más inocuas para el control de pérdidas de fluidos es la arena de empaque con grava. Esta arena no requiere ser removida, no posee limitaciones en lo que respecta a temperatura y, cuando se coloca en las perforaciones para restringir las pérdidas de fluidos, contribuye además a mejorar la eficiencia de llenado de las perforaciones. Si se utiliza arena conjuntamente con el equipo de cañoneo, podrán eliminarse los agentes para el control de pérdidas de fluidos que sean potencialmente dañinos.

Esto descarta la necesidad de remover dichos agentes de control antes de colocar el empaque con grava y brinda dos oportunidades para colocar grava en las

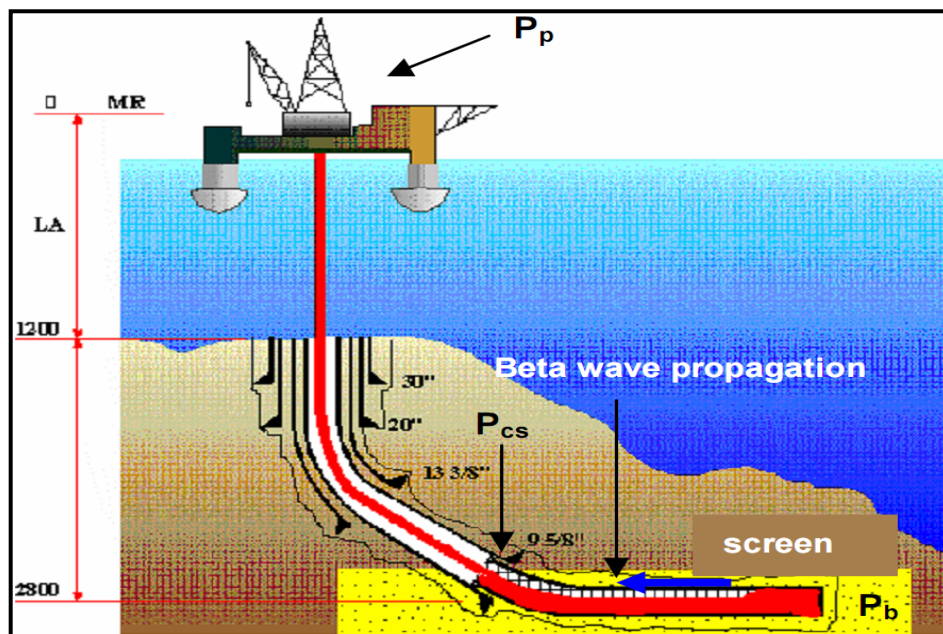
perforaciones. Por consiguiente, se incrementa la productividad y se prolonga el tiempo de la producción. En el siguiente capítulo, se estudiara más detalladamente el diseño, selección y la técnica de colocación de la grava.

6.2 COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DE LA MEZCLA FLUIDO DE TRANSPORTE - GRAVA, EN TUBERÍA Y ACCESORIOS²⁵

6.2.1 Análisis de las presiones y pérdidas por fricción durante la operación.

De la sección 2.6.3, tenemos que: Tres puntos son relevantes para el estudio (Figura 44) La presión de la bomba en la torre (P_p), la presión de fondo (BHP) (P_b) y la presión en el zapato del casing (P_{cs}). El punto crítico en el zapato del casing donde la presión es máxima a lo largo de toda la operación. Donde cada una de estas presiones son:

Figura 44. Análisis de las presiones involucradas en la operación de empaquetamiento con grava.²³



²⁵ MARTINS, A.L, MAGALHAES, J.V.M, CALDERON, A. Y CHAGAS, C.M, "Mechanistic Model for Horizontal Gravel Pack Displacement" Paper SPE 82247. Año 2005

Tabla 2. Variables y ecuaciones de las presiones involucradas en la operación de empaquetamiento con grava²³

VARIABLE	ECUACIÓN	
Presión en la bomba	$P_p = P_{ret} + P_{kc} + P_{an.cas} + P_{wp} + P_{hyd.an}$	[13]
Presión en el zapato del Casing	$P_{cs} = P_p + P_{oh} + P_{tool}$	[14]
Presión en fondo (BHP)	$P_b = P_{cs} + P_{col} - P_{hyd.col}$	[15]

Donde:

- P_{ret} , Presión de retorno (usualmente Presión atmosférica)
- ΔP_{kc} , perdidas por fricción a través de las líneas kill y choke, cuando el flujo es desviado de este camino.
- $\Delta P_{an.cas}$, perdidas por fricción en el anular formado por el casing y la columna. El fluido entra a través de esta sección después retorna a través de la tubería de lavado y la herramienta empaquetadora.
- ΔP_{tool} , se refiere a la perdidas de fricción generada en las contracciones existentes (accesorios) en la herramienta empaquetadora (o la herramienta de cruce o crossover).
- ΔP_{wp} , perdida por fricción en las vías de la tubería de lavado, a través de la cual, el flujo de fluido vuelve del final del pozo después de cruzar las mallas.
- $P_{hyd.an}$, presión hidrostática en el anular
- ΔP_{oh} , perdida por fricción en la sección de hueco abierto, cuando la mezcla fluye a través del espacio entre la formación y las mallas.
- ΔP_{col} , perdida por fricción generada por el flujo de la mezcla fluido/grava a través de la columna
- $P_{hyd.col}$, presión hidrostática en la columna.

6.2.2 Primera Etapa: Inyección.²³

Frente de propagación.

$$L_{iny} = \frac{4Qpt}{\pi D_{int.col}^2} \dots \dots [16]$$

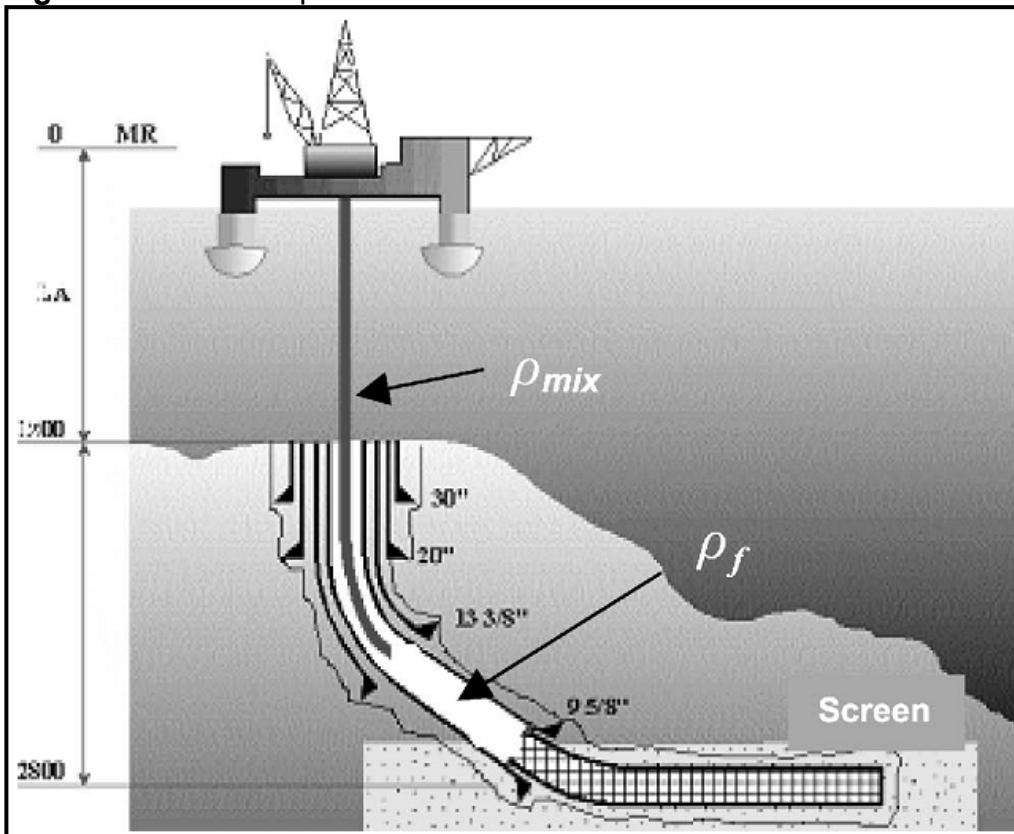
- Pérdida por fricción en la sección del hueco abierto.

$$\Delta P_{oh.iny} = \frac{2f\rho_f Q_p^2 L_{oh}}{A_{an}^2 D_h} \dots \dots [17]$$

- Pérdidas por fricción dentro de la columna. Ver Figura 45.

$$\Delta P_{col.iny} = \frac{32f\rho_{mix} Q_p^2 L_{iny}(t)}{\pi^2 D_{int.col}^5} + \frac{32f\rho_f Q_p^2 [L_{cs} - L_{iny}(t)]}{\pi^2 D_{int.col}^5} \dots \dots [18]$$

Figura 45. Pérdidas por fricción dentro de la columna²³



- Presión hidrostática dentro de la columna.

$$P_{hyd.col.iny} = \rho_{mix} g h_{iny} + \rho_f g (h_{cs} - h_{iny}) \dots \dots [19]$$

Donde h_{iny} y h_{cs} se refiere a las profundidades verticales del frente de inyección y del zapato del casing, respectivamente.

6.2.3 Segunda Etapa: Onda Alfa.²³

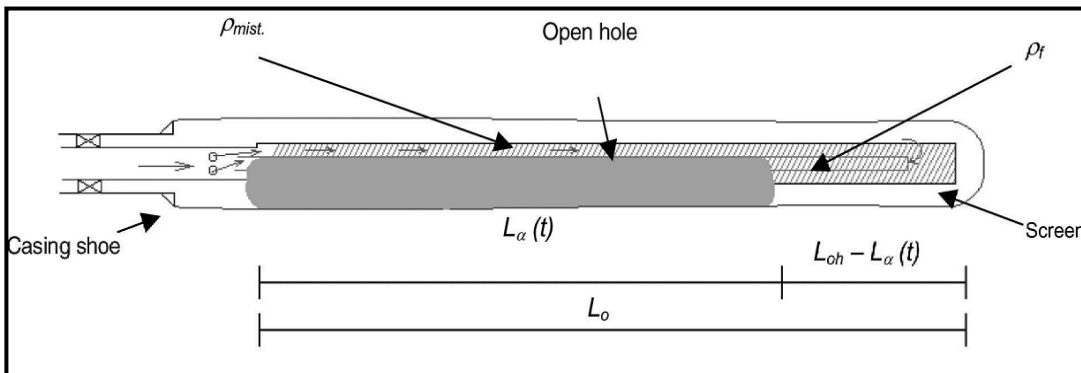
- Propagación de la onda Alfa.

$$L \propto \frac{4Q_p C_{mix} t}{A_{low} (1 - \phi)} \dots \dots [20]$$

- Pérdidas por fricción en la sección del hueco abierto. Ver figura 46.

$$\Delta P_{oh,\alpha} = \frac{2f\rho_{mix}Q_p^2 L_\alpha(t)}{A_{up}^2 D_{h.up}} + \frac{2f\rho_f Q_p^2 [L_{oh} - L_\alpha(t)]}{A_{an}^2 D_{h.an}} \dots \dots [21]$$

Figura 46. Pérdidas por fricción en la sección del hueco abierto, Onda Alfa.²³



- Pérdida por fricción dentro de la columna.

$$\Delta P_{col.\alpha} = \frac{32f\rho_{mix}Q_p^2 L_{cs}}{\pi^2 D_{ins.col}^5} \dots \dots [22]$$

- Presión hidrostática dentro de la columna

$$P_{hyd.col.\alpha} = \rho_{mix}gh_{cs} \dots \dots [23]$$

6.2.4 Tercera Etapa: Onda Beta.²³

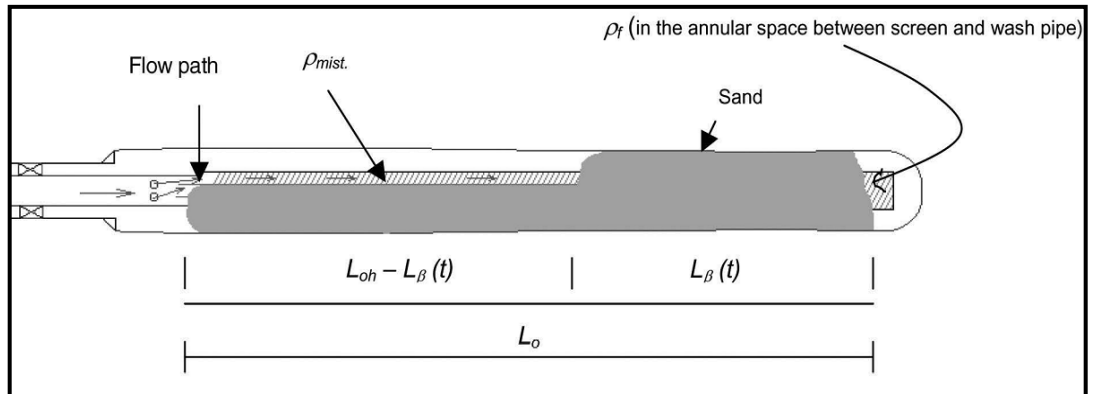
- Propagación de la onda Beta.

$$L_\beta = \frac{QpC_{mix}t}{A_{UP}(1 - \phi)} \dots \dots [24]$$

- Pérdidas por fricción en la sección del hueco abierto. Ver Figura 47.

$$\Delta P_{oh.\beta} = \frac{2f\rho_{mix}Q_p^2 [L_{oh} - L_\beta(t)]}{A_{up}^2 D_{h.up}} + \frac{32f\rho_f Q_p^2 L_\beta(t)}{\pi^2 \sqrt{\frac{2}{3} (D_{ins.scr}^2 - D_{ext.wp}^2)^2 (D_{ini.scr} - D_{ext.wp})}} \dots \dots [25]$$

Figura 47. Pérdidas por fricción en la sección del hueco abierto, Onda Beta.²³



- Pérdida por fricción dentro de la columna.

$$\Delta P_{col.\beta} = \frac{32f\rho_{mix}Q_p^2L_{cs}}{\pi^2 D_{int.col}^5} \dots \dots [26]$$

- Presión hidrostática dentro de la columna

$$P_{hyd.col.\beta} = \rho_{mix}gh_{cs} \dots \dots [27]$$

Donde:

$$D_{h.up} = \frac{4A_{up}}{S_{up} + S_i} \dots \dots [28]$$

$$D_{h.an} = \frac{4A_{an}}{S_{total}} \dots \dots [29]$$

$$\rho_{mix} = \rho_P C_s + \rho_f (1 - C_s) \dots \dots [30]$$

El efecto de la concentración de sólidos en la reología puede ser estimada de acuerdo a la ecuación de Nguyen et al.²⁶

$$\mu_r = \left(1 + \left[0.75(e^{1.5nf} - 1)e^{\frac{-(1-n_f)\gamma'}{1000}} \right] \frac{1.25\phi}{1 - 1.5\phi} \right)^2 \dots \dots [31]$$

Donde:

$$\gamma' = \frac{1647.18Q}{(D_2 - D_1)(D_2^2 - D_1^2)} \dots \dots [32]$$

²⁶ NGUYEN, P. D, et al. "Analysis of Gravel Packing Using 3D Numerical Simulation" Paper SPE 23792. 1992.

Para fluidos Newtonianos y la corrección para fluidos viscoelásticos en una región de flujo laminar convierte a la tasa de esfuerzo ($\dot{\gamma}$) en $\dot{\gamma}_{PL}$ (Power Law Fluids):

$$\dot{\gamma}_{PL} = \frac{(3\eta' + 1)\dot{\gamma}'}{4\eta'} \dots \dots [33]$$

Donde η' es el índice de comportamiento de flujo, para diferentes tipos de fluidos tenemos que:

- $\eta'=1$, fluidos newtonianos
- $\eta'<1$, fluidos pseudoplásticos (casi todos los fluidos no newtonianos clasifican en este grupo)
- $\eta'>1$, fluidos dilatantes

(BIRD, 1992) "...El estudio de fluidos no newtonianos es aún más complicado por el hecho de que la viscosidad aparente puede depender del tiempo. Los fluidos **tixotrópicos** como tintas de impresor, tiene una viscosidad que depende de la deformación angular inmediatamente anterior de la sustancia y tiende a solidificarse cuando se encuentra en reposo, estos fluidos muestran una reducción de n con el tiempo ante la aplicación de un esfuerzo de corte constante. Los fluidos **reopécticos** muestran un aumento de n con el tiempo. Después de la deformación, algunos regresan parcialmente a su forma original cuando se libera el esfuerzo aplicado. A tales fluidos se les llama **viscoelásticos**."

6.2.5 Las pérdidas por fricción durante el retorno de fluidos²⁷

- Camino rojo

$$\Delta P_1 = \Delta P_{oh-scr}(Q_1) + \Delta P_{wp} \dots \dots [34]$$

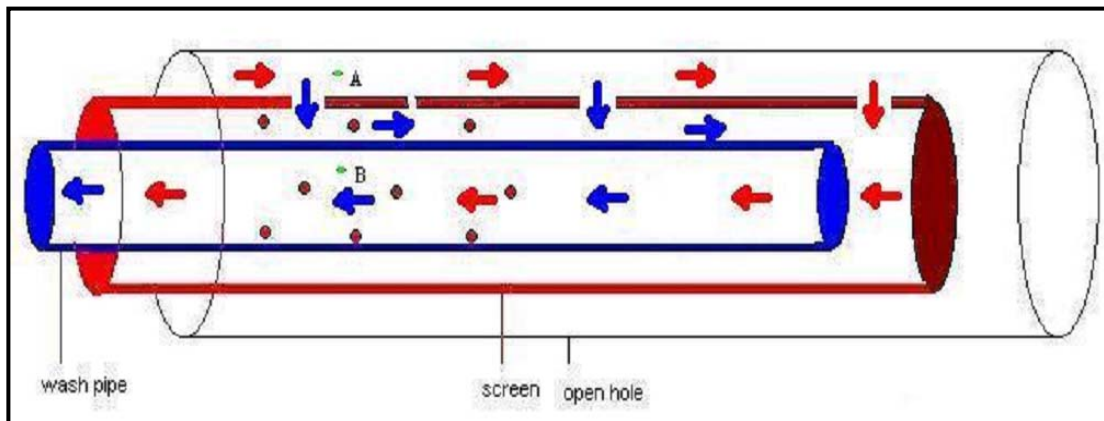
- Camino azul

$$\Delta P_2 = \Delta P_{huecos}(Q_2) + \Delta P_{scr-wp}(Q_2) + \Delta P_{wp} \dots \dots [35]$$

Donde ΔP_{huecos} está dado por:

$$\Delta P_{huecos} = \frac{0.5\rho_f Q_f^2}{(C_D A_{huecos})^2} \dots \dots [36]$$

Figura 48. Flujo durante la colocación de grava con una distribución desigual de los cañoneos en la base de la tubería.



FUENTE: Gravel Packing Horizontal Wells in Reservoir Oil Flow Equalization Projects, Paper SPE No 107612.

²⁷ MAGALHAES, J.V.M, DE OLIVEIRA, T.J.L., FERNANDES, P.D., DA SILVA, M.G.F., y MARTINS, A.L., "Gravel Packing Horizontal Wells in Reservoir Oil Flow Equalization Projects" Paper SPE No 107612. 2007.

7 DISEÑO DE LA GRAVA DE EMPAQUETAMIENTO

En pocas palabras, un empaque con grava no es más que un filtro de fondo diseñado para prevenir la producción no deseada de arena de formación. Esta arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque con grava debidamente dimensionada, la cual, a su vez, se mantiene en su lugar con ayuda de una malla de medidas adecuadas.

Para determinar qué tamaño de arena de empaque con grava se requiere, deberán evaluarse muestras de la arena de formación, con el fin de determinar el diámetro medio de los granos y la distribución del tamaño de los mismos. Con esta información, puede seleccionarse una arena de empaque con grava utilizando la técnica descrita por *Saucier*²⁸. La calidad de la arena utilizada es tan importante como su dimensionamiento adecuado. El Instituto Americano de Petróleo (API, por sus siglas en inglés) ha establecido en sus Prácticas Recomendadas 58 (RP58) las especificaciones mínimas que debe cumplir toda arena de empaque con grava.

7.1 MUESTREO DE LA ARENA DE FORMACIÓN

La utilización de técnicas inadecuadas de muestreo de arena de formación puede traducirse en empaques con grava que fallen debido al taponamiento de los mismos o a la producción de arena. Como el tamaño de la arena de formación reviste tanta importancia, la técnica empleada para obtener una muestra de formación resulta también importante. Conociendo las distintas técnicas de muestreo, es posible efectuar compensaciones al seleccionar el tamaño de la arena del empaque con grava, si es necesario. Estas son algunas de las muestras disponibles:

²⁸ Saucier, R.J., "Considerations in Gravel Pack Design", SPE Paper 4030, *Journal of Petroleum Technology* (Febrero 1974), 205-212.

- Muestras producidas.
- Muestras obtenidas mediante achique.
- Muestras de núcleos de pared (Operaciones Wireline).
- Muestras de núcleos convencionales (cores).

7.1.1 Muestras producidas

En un pozo que produce arena, puede obtenerse fácilmente una muestra de la arena de formación en la superficie. Si bien dicha muestra puede analizarse y utilizarse para determinar cuál debe ser el tamaño de la arena del empaque con grava, las muestras producidas probablemente indicarán un tamaño medio de grano más pequeño que el que realmente posee la arena de formación. La tasa de flujo del pozo, las características del fluido producido y el diseño de los tubulares de la completamiento son factores que determinan que un tamaño específico de grano de arena de formación se produzca hacia la superficie o se deposite en el fondo del pozo.

En numerosos casos, los granos de arena más grandes se asientan en el fondo, por lo que una muestra que se produce hacia la superficie contiene una proporción mayor de los granos de arena de menor tamaño. Esto significa que la muestra de superficie probablemente no constituya una adecuada representación de los distintos tamaños de arena de formación existentes.

De igual modo, el transporte de un grano de arena a través de la tubería de producción y de las líneas de flujo superficiales podría ocasionar la ruptura de las pequeñas esquinas de los granos, lo que da lugar a más finos y granos más pequeños. Esto es lo que en algunas ocasiones se denomina fragmentación de los granos, la cual es también causa de una reducción en la cantidad de granos más grandes de arena de formación, por lo cual se puede llegar a pensar que el tamaño medio de grano es más pequeño que el que la arena de formación realmente posee. Utilizar muestras de arena producida podría inducir el uso de arena de empaque con grava más pequeña que la requerida.

7.1.2 Muestras obtenidas mediante achique

Las muestras que se toman del fondo de un pozo utilizando achicadores enganchados al cable de acero son también fáciles de obtener, pero probablemente éstas tampoco resulten representativas de la verdadera arena de formación. Las muestras obtenidas mediante achique generalmente están constituidas por los granos de arena de mayor tamaño, suponiendo que la mayoría de los granos más pequeños se producen hacia la superficie. Las muestras obtenidas por achique pueden ser también engañosas en lo que respecta a la distribución del tamaño de los granos. Cuando se cierra el pozo para obtener una muestra, los granos de arena más grandes serán los primeros que se asienten en el fondo, mientras que los más pequeños caerán posteriormente encima de los primeros. Esto da lugar a una organización de los granos de arena de formación en una muestra que no es representativa de la arena de formación, lo que conllevaría al sobredimensionamiento de la grava a utilizar.

7.1.3 Muestras de núcleos de pared (Wireline)

Las muestras de núcleos de pared se obtienen disparando proyectiles huecos desde un cañón que se hace descender por el pozo con un cable eléctrico, hasta la profundidad deseada. Los proyectiles permanecen unidos al cañón mediante cables de acero, de manera tal, que cuando se extrae el cañón del pozo, se recuperan los proyectiles con una pequeña muestra de formación en su interior.

La toma de muestras de núcleos de pared es una práctica que suele incluirse en las etapas de evaluación de pozos en formaciones no consolidadas y éste es el tipo de muestra más utilizado para diseñar arenas de empaque con grava. Si bien son más representativas que las muestras producidas u obtenidas por achique, las muestras de núcleos de pared también pueden producir resultados engañosos. Cuando los proyectiles chocan contra la cara de la formación, se produce una trituración localizada de los granos de arena, lo que genera granos rotos y más

partículas finas. La muestra de núcleo también podría contener sólidos de lodo de perforación que podrían ser confundidos con material de la formación.

7.1.4 Muestras de núcleos convencionales (Corazonamiento).

La muestra de formación más representativa es la que se obtiene a partir de núcleos convencionales. En el caso de formaciones no consolidadas, podría ser necesario correr corazonadores convencionales de forro de goma para garantizar la recuperación de muestras. Aunque los núcleos convencionales constituyen la muestra de formación más deseable, no se encuentran fácilmente disponibles debido al costo de las operaciones de extracción de núcleos. De ser factible, pueden tomarse pequeñas muestras (llamados plugs) en condiciones controladas en distintas secciones del núcleo, con el fin de determinar de manera absoluta y precisa el tamaño medio de los granos de la formación y la distribución del tamaño de los mismos.

7.2 ANÁLISIS DE GRANULOMÉTRICO

El análisis de granulometría es la rutina de laboratorio que suele realizarse con una muestra de arena de formación con el propósito de seleccionar el tamaño adecuado de arena de empaque con grava. El proceso de tamizado consiste en colocar una muestra de la formación encima de una serie de mallas cuyos tamaños de malla son progresivamente más pequeños. Los granos de arena de la muestra original del pozo atravesarán las mallas hasta encontrar una a través del cual ese tamaño de granos no pueda pasar, porque las aberturas son demasiado pequeñas, ver Figura 48. Al pesar las mallas antes y después del tamizado, podrá determinarse el peso de muestra de formación que cada tamaño de malla ha retenido. El porcentaje de peso acumulado de cada muestra retenida puede graficarse como una comparación de los tamaños de malla, en coordenadas semi-logarítmicas, con el fin de obtener un gráfico de distribución de tamaños de arena como el que se muestra en la Figura 49. La lectura del gráfico

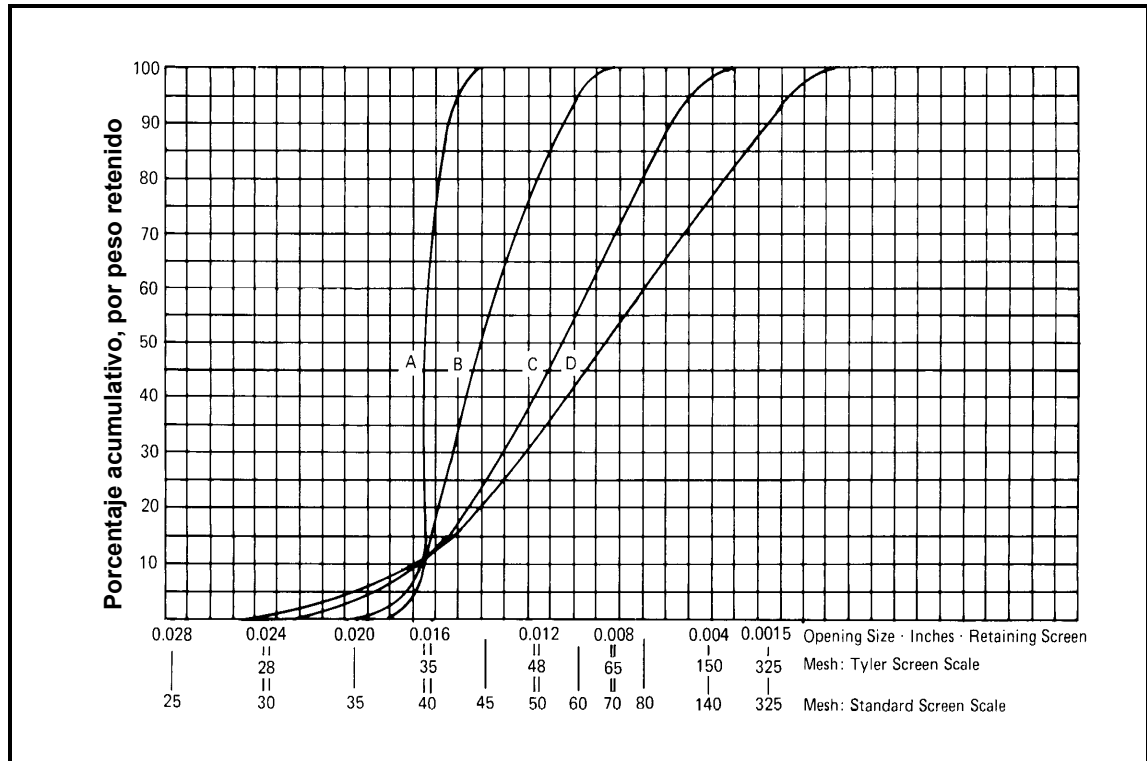
al peso acumulado del 50% permite definir el diámetro medio de los granos de la formación. Este tamaño de grano, que suele conocerse como D50, constituye la base para los procedimientos de selección del tamaño de la arena de empaque con grava. La tabla 3, presenta información acerca de tamaño de malla vs. Abertura del tamiz.

Figura 49. Proceso de tamizado, para análisis granulométrico.



FUENTE: < URL:<http://www2.ing.puc.cl/~ingeot/ice1603/lab3/tamizado.jpg>>

Figura 50. Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/IlhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

Cabe anotar que, las muestras que se utilizan en el análisis de tamizado deben ser representativas de la formación, si se espera que los datos del análisis proporcionen información precisa acerca del empaque con grava. De ser posible, deberá tomarse una muestra cada dos o tres pies dentro de la formación o cada vez que se produzca un cambio litológico.

Tabla 3. Aberturas de tamiz estándar²⁹

U.S. Series Tamaño	Apertura Malla	Apertura Malla	U.S. Series Tamaño	Apertura Malla	Apertura Malla
Malla	(Pulg.)	(mm)	Malla	(Pulg.)	(mm)
2,5	0,315	8000	35	0,0197	0,5
3	0,265	6730	40	0,0165	0,42
3,5	0,223	5660	45	0,0138	0,351
4	0,187	4760	50	0,0117	0,297
5	0,157	4000	60	0,0098	0,25
6	0,132	3360	70	0,0083	0,21
7	0,111	2830	80	0,007	0,177
8	0,0937	2380	100	0,0059	0,149
10	0,0787	2000	120	0,0049	0,124
12	0,0661	1680	140	0,0041	0,104
14	0,0555	1410	170	0,0035	0,088
16	0,0469	1190	200	0,0029	0,074
18	0,0394	1000	230	0,0024	0,062
20	0,0331	0,84	270	0,0021	0,053
25	0,028	0,71	325	0,0017	0,044
30	0,0232	0,589	400	0,0015	0,037

7.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA ARENA DEL EMPAQUE CON GRAVA³⁰

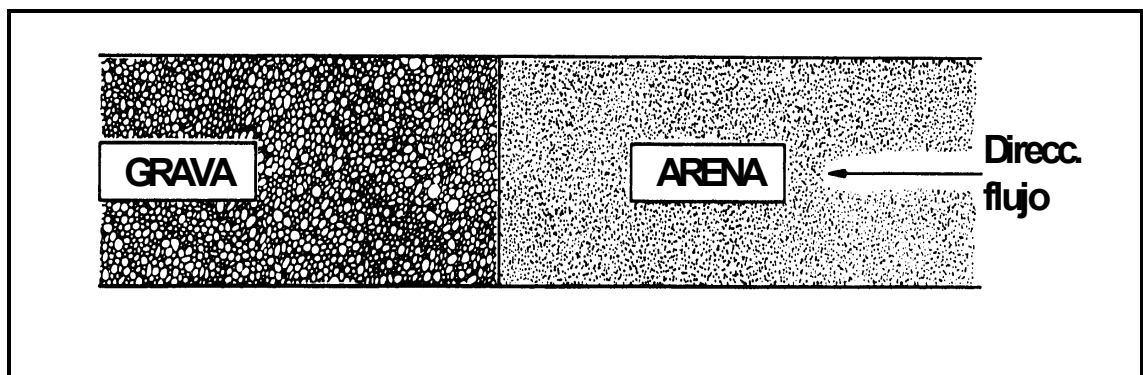
Se han publicado diversas técnicas que permiten seleccionar el tamaño adecuado de arena de empaque con grava para controlar la producción de arena de formación. La técnica que más se emplea en la actualidad fue desarrollada por Saucier. El trabajo de Saucier parte de la premisa básica de que el control óptimo

²⁹ "Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Pack Operations", American Petroleum Institute (API), Práctica Recomendada API 58 (RP58), Marzo 1986.

³⁰ SAUCIER, R.J., "Considerations in Gravel Pack Design", SPE Paper 4030, *Journal of Petroleum Technology* (Febrero 1974), 205-212.

de arena se logra cuando el tamaño medio de los granos de arena del empaque con grava es no más de seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de la arena de formación. Saucier estableció esta relación en una serie de experimentos con flujo a través de núcleos. En estos trabajos, la mitad del núcleo estaba constituido por arena de empaque con grava y la otra mitad era arena de formación, tal como se ilustra en la Figura 50. La relación tamaño medio de los granos de arena de empaque con grava/tamaño medio de los granos de arena de formación se modificó a lo largo de un rango comprendido entre dos y diez, para determinar dónde se lograba el control óptimo de arena.

Figura 51. Núcleo experimental de Saucier.



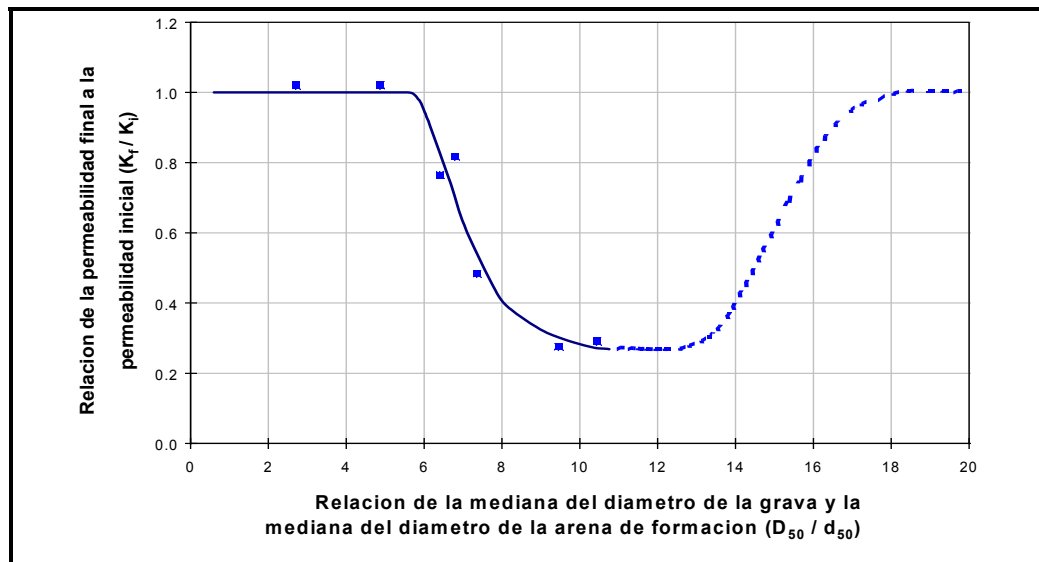
FUENTE: Saucier, R.J., "Considerations in Gravel Pack Design", SPE Paper 4030, *Journal of Petroleum Technology* (Febrero 1974), 205-212.

El procedimiento experimental consistió en establecer una tasa de flujo estabilizada y una caída de presión iniciales a través del núcleo y calcular la permeabilidad inicial efectiva (k_i). Se incrementó la tasa de flujo y se mantuvo así hasta que se estabilizó la caída de presión, después de lo cual se produjo una disminución de la tasa de flujo para regresar a su valor inicial. Una vez más, se permitió que la caída de presión se estabilizara y se calculó la permeabilidad final efectiva (k_f) del núcleo. Si la permeabilidad final resultaba ser la misma que la inicial, se concluía que se había logrado un control de arena eficaz sin menoscabo de la productividad.

Por otra parte, si la permeabilidad final era menor que la inicial, se establecía que la arena de formación estaba invadiendo y taponando la arena de empaque con grava. En este caso, podría lograrse el control de arena, pero a expensas de la productividad del pozo.

La Figura 51 muestra los resultados de los experimentos con flujo a través de núcleos. Tal como se observa en el gráfico, la relación k_f/k_i disminuye a medida que aumenta por encima de seis la relación tamaño medio de la arena de empaque con grava/tamaño medio de la arena de formación. Destaca el hecho de que, a medida que aumenta dicha relación, k_f/k_i comienza a incrementarse una vez más, lo cual refleja que el tamaño de la arena de formación es tan pequeño que los granos de la formación comienzan a fluir a través de la arena del empaque con grava sin obstrucción. Se sabe que este fenómeno ocurre, pero Saucier no lo verificó como parte de su trabajo.

Figura 52. Resultados de Saucier sobre el tamaño de la grava.



FUENTE: Saucier, R.J., "Considerations in Gravel Pack Design", SPE Paper 4030, *Journal of Petroleum Technology* (Febrero 1974), 205-212.

En la práctica, se selecciona el tamaño correcto de arena del empaque con grava multiplicando el tamaño medio de los granos de la arena de formación por cuatro y por ocho, con el fin de lograr un rango de tamaños de arena de empaque con grava cuyo promedio sea seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación. Dicho rango calculado se compara con los grados comerciales disponibles de arena de empaque con grava. Se escoge la arena disponible que corresponda al rango calculado de tamaños de arena de empaque con grava. En el caso de que este rango calculado se ubique entre los rangos de tamaño de la arena de empaque con grava disponible en el mercado, se seleccionará por lo general la arena de empaque con grava más pequeña.

Cabe destacar que la técnica de Saucier³¹ se basa exclusivamente en el tamaño medio de los granos de la arena de formación sin tomar en consideración el rango de diámetros de los granos de arena o el grado de organización de los granos dentro de la formación. La figura 49, que ilustra el análisis granulométrico puede utilizarse para obtener indicios acerca del grado de organización de los granos en una muestra particular de formación. Un gráfico de análisis de granulometría que sea casi vertical representa un grado elevado de organización de los granos (la mayoría de la arena de formación se encuentra dentro de un rango de tamaños sumamente estrecho), mientras que un gráfico prácticamente horizontal refleja poca organización de los granos, tal como lo muestran las curvas “A” y “D”, respectivamente, en la Figura 49. El factor de organización de los granos, o coeficiente de uniformidad, puede calcularse de la siguiente manera:

$$C_{\mu} = \frac{D_{40}}{D_{90}} \dots \dots [37]$$

Donde:

C_{μ} = factor de organización de los granos o coeficiente de uniformidad.

³¹ Saucier, R.J., “Considerations in Gravel Pack Design”, SPE Paper 4030, *Journal of Petroleum Technology* (Febrero 1974), 205-212.

D_{40} = tamaño de los granos en el nivel acumulado del 40% derivado del gráfico del análisis granulométrico.

D_{90} = tamaño de los granos en el nivel acumulado del 90% derivado del gráfico del análisis granulométrico.

Si C_u es mayor que cinco, se considerará que los granos de arena están poco organizados, lo que podría justificar la utilización del tamaño de arena de empaque con grava inmediatamente inferior al calculado mediante la técnica de Saucier. Otro método que puede aplicarse cuando los granos de arena están poco organizados consiste en utilizar el tamaño D_{75} de grano en lugar del D_{50} , para calcular el tamaño adecuado de arena de empaque con grava.

7.4 ARENA DE EMPAQUE CON GRAVA

La productividad de un pozo provisto de un empaque con grava depende de la permeabilidad de la arena de dicho empaque. Si se desea garantizar el nivel máximo de productividad del pozo, debería utilizarse sólo arena de empaque con grava de elevada calidad. La norma API RP58³² establece especificaciones estrictas en relación con las propiedades que debe poseer toda arena que se emplee en los empaques con grava. El propósito fundamental de dichas especificaciones consiste en garantizar la permeabilidad y longevidad máximas de la arena en condiciones típicas de producción de pozo y tratamiento. Las especificaciones definen niveles mínimos aceptables para el tamaño y forma de los granos, la cantidad de finos e impurezas, la solubilidad en ácido y la resistencia a la trituración. La tabla 4, presenta un resumen de los procedimientos y especificaciones para las pruebas con grava que establece el API. Son muy pocas las arenas naturales que logran cumplir con las especificaciones API sin tener que ser sometidas a un procesamiento excesivo. Estas arenas poseen un contenido elevado de cuarzo y gran uniformidad en el tamaño de los granos. La

³² "Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Pack Operations", American Petroleum Institute, Práctica Recomendada API 58 (RP58), Marzo 1986.

mayor parte de la arena de empaque con grava que se utiliza en el mundo se extrae de la formación Ottawa, que se encuentra en la región norte de los Estados Unidos. La tabla 5 presenta la permeabilidad de los tamaños comunes de arena de empaque con grava que se ajustan a las especificaciones API RP58.

Tabla 4. Especificaciones API para la arena del empaque con grava³³

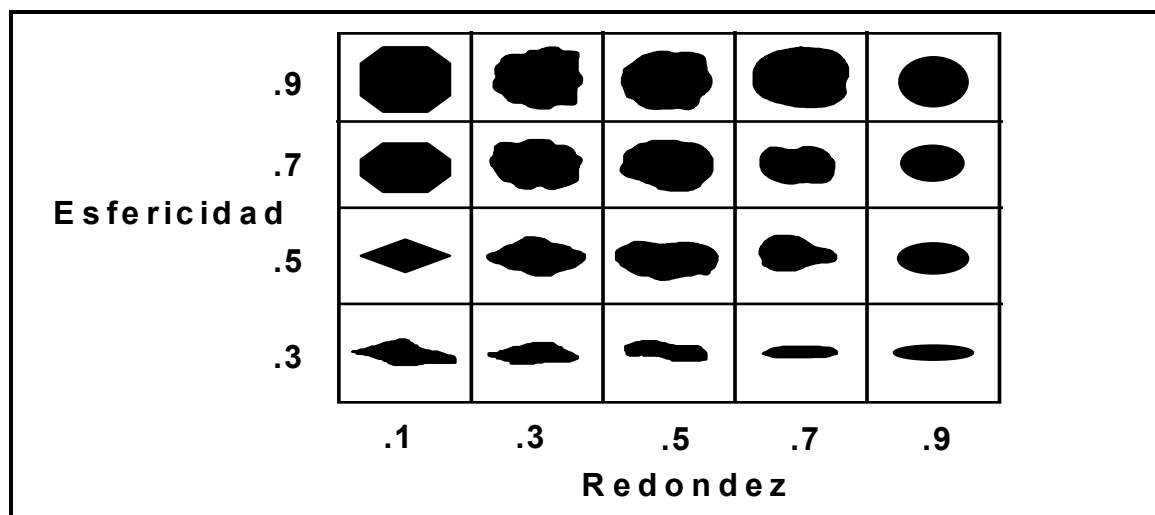
Análisis de tamizado	Un mínimo del 96% en peso de la muestra de arena sometida a prueba debería atravesar el tamiz designado para granos gruesos y ser retenido en el tamiz designado para granos finos (habiéndose definido previamente los tamaños específicos de grava de los tamices para granos gruesos y finos según las especificaciones RP58). El tamiz más grueso designado no debería retener más del 0,1% del total de la muestra probada, ni el tamiz más fino designado debería dejar pasar más del 2% del total de dicha muestra. No más del 1,9% del total en peso debería ser retenido por la segunda rejilla del tamiz ($100\% - 0,1\% - 2\% - 1,9\% = 96\%$)
Esfericidad Y redondez	La arena de empaque con grava debería tener una esfericidad media de 0,6 ó más y una redondez media de 0,6 ó más, lo cual se determina mediante análisis visual utilizando el cuadro elaborado por Krumbein y Sloss ³ (véase Figura 12).
Solubilidad en ácido	Se agrega una muestra de arena de 5 gramos a 100 ml de ácido HCl-HF al 12% - 3% y se deja reposar por 1 hora a 72°F para permitir la disolución de los agentes contaminantes (carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, finos de sílice, etc.). Seguidamente, se extrae la arena y se seca. Se comparan los pesos medidos antes y después, con el fin de determinar la solubilidad en ácido. El material soluble en ácido de la arena de empaque con grava no debería exceder el 1,0% en peso.
Contenido de limos y arcillas	Se mezcla una muestra de 20 ml de arena seca con 100 ml de agua desmineralizada y se deja reposar durante 30 minutos. Luego, se agita vigorosamente la mezcla durante 30 segundos y se deja reposar por 5 minutos más. Se extrae una muestra de 25 ml de la suspensión agua-limo y se mide su turbidez. La turbidez resultante de la arena de empaque con grava sometida a la prueba debería ser de 250 NTU o menos.
Resistencia a la trituración	Se tamiza una muestra de arena para extraerle todos los finos y se pesa. Seguidamente, se somete la muestra a un esfuerzo de confinación de 2.000 lppc durante 2 minutos. Se vuelve a tamizar la muestra para determinar el peso de los finos producidos. La arena de empaque con grava que se someta a esta prueba no debería producir más del 2% en peso de finos. En el caso de tamaños grandes de arena, a saber, Malla 12/20 U.S. y Malla 8/12 U.S., la cantidad de finos producidos no debería sobrepasar el 4% y el 8% respectivamente.

³³ "Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Pack Operations", American Petroleum Institute, Práctica Recomendada API 58 (RP58), Marzo 1986.

Tabla 5. Permeabilidad de las arenas para empaque con grava

Rango de Malla U.S.	Permeabilidad (Darcy) ³⁴	Permeabilidad (Darcy) ³⁵	Permeabilidad (Darcy) ³⁶
6/10	2703	-----	-----
8/12	1969	-----	-----
10/20	652	500	-----
12/20	----	----	-----
16/30	----	250	415
20/40	171	119	225
40/60	69	40	69
50/70	----	----	45

Figura 53. Cuadro para la estimación visual de la esfericidad y redondez de los granos de arena.



FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL,
http://www.4shared.com/account/document/1lhzoOild/completion_technology_for_Unco.html,
 junio 1995.

³⁴ SPARLIN, D.D., "Sand and Gravel - A Study of Their Permeabilities", SPE Paper 4772, 1974.

³⁵ GURLEY, D.G., COPELAND, C.T., HENDRICK, J.O. Jr., "Design, Plan and Execution of Gravel Pack Operations for Maximum Productivity", SPE Paper 5709.

³⁶ COCALES, B., "Optimizing Materials for Better Gravel Packs", *World Oil* (1992).

8 TÉCNICA DE LA COLOCACIÓN DE LA GRAVA³⁷

La colocación del empaque con grava constituye quizás la operación de completamiento más difícil y compleja que se efectúe rutinariamente. Tal como se analizó en secciones anteriores, el éxito de un empaque con grava depende de numerosos factores, que entran en juego desde que la broca de perforación ingresa a la zona productiva hasta que se corre en el pozo la tubería de producción. Se ha insistido en la importancia que reviste minimizar el daño en la zona cercana al pozo utilizando fluidos de completamiento y estimulación compatibles y estableciendo un ambiente limpio cerca del pozo. De igual modo, se han estudiado los requerimientos de la perforación y las técnicas de limpieza. Se han presentado también técnicas para manejar y, de ser necesario, controlar las pérdidas de fluidos. De haberse cumplido con todas las recomendaciones que se han formulado hasta ahora, el pozo debería encontrarse en buenas condiciones para la colocación del empaque con grava.

8.1 OBJETIVOS DE LA COLOCACIÓN DE LA GRAVA

La colocación de un empaque con grava en un pozo persigue dos objetivos fundamentales. En primer lugar, el espacio anular existente entre la malla y la tubería de revestimiento debe estar empacado total y herméticamente con grava. Llenar el espacio anular con grava de tamaño adecuado garantiza que la arena de formación se mantenga en el fondo y que no se produzca hacia la superficie. El segundo objetivo consiste en empacar completa y herméticamente cada perforación con grava, lo que constituye la clave para asegurar una productividad elevada del pozo. En una formación no consolidada, toda perforación que no se llene con grava se llenará de arena de formación.

³⁷ PENBERTHY, W.L. Jr., BICKHAM, K.L., NGUYEN, H.T, PAULLEY, T.A., "Gravel Placement in Horizontal Wells", SPE Paper Drilling & Completions No 31147.

8.2 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DE LA GRAVA ^{38 34}

La técnica de circulación cruzada es el método más comúnmente utilizado para colocar grava en las perforaciones y alrededor de la malla. Tal como se analizara antes, el equipo de empaque con grava y las herramientas de servicio permiten hacer circular la grava en sentido descendente por la sarta de trabajo, por encima del empaque y por dentro del espacio anular malla/tubería de revestimiento que se encuentra debajo del empaque, con retornos que ascienden por la tubería de lavado y el espacio anular sarta de trabajo/tubería de revestimiento. El fluido empleado para transportar la grava puede filtrarse hacia la formación o circular hacia afuera del hueco (tal como se ilustra en la Figura 54), dependiendo de la posición en la que se encuentren las herramientas de servicio y de la condición de las perforaciones en términos de excluir las fugas de fluidos.

Se ha empleado toda una gama de fluidos para el transporte de grava en operaciones de colocación de empaque con grava. Entre ellos se encuentran la salmuera, el aceite, el diesel, los geles reticulados, el gel de goma xántica clarificado (XC) y el gel de hidroxietilcelulosa (HEC). Los fluidos más comúnmente utilizados han sido y continúan siendo la salmuera y el gel de HEC. Los empaques con grava efectuados con salmuera como fluido de transporte se denominan empaques de agua o empaques convencionales, mientras que los que se ejecutan con fluidos de transporte de gel de HEC se denominan empaques de lechada, empaques viscosos o empaques de gel.

En la tabla 4, se muestra una comparación entre las características del gel de HEC y las correspondientes a la salmuera en lo que respecta a su uso como fluido de transporte de grava. Cuando se emplea el gel de HEC, la arena del empaque con grava recibe fundamentalmente la influencia de las fuerzas viscosas (es decir, la grava está suspendida por el gel y tiende a acompañarlo hacia donde éste se

³⁸ JOHNSON, M.H., MONTAGNA, J.N., y RICHARD, B.M., "Studies, Guidelines and Field Results of Nonviscosified Completion Brine Gravel-Pack Carrier Fluids", SPE Paper 23774, Lafayette, Louisiana, Febrero, 1992.

dirija). Por otra parte, cuando se emplea salmuera como fluido de transporte, la grava se ve afectada básicamente por las fuerzas de gravedad (es decir, la grava busca sedimentarse en el fondo o lado inferior del hoyo, independientemente del rumbo que siga la salmuera). A tasas elevadas de bombeo, las fuerzas viscosas pueden ser también un factor importante cuando se utilizan fluidos de transporte de salmuera.

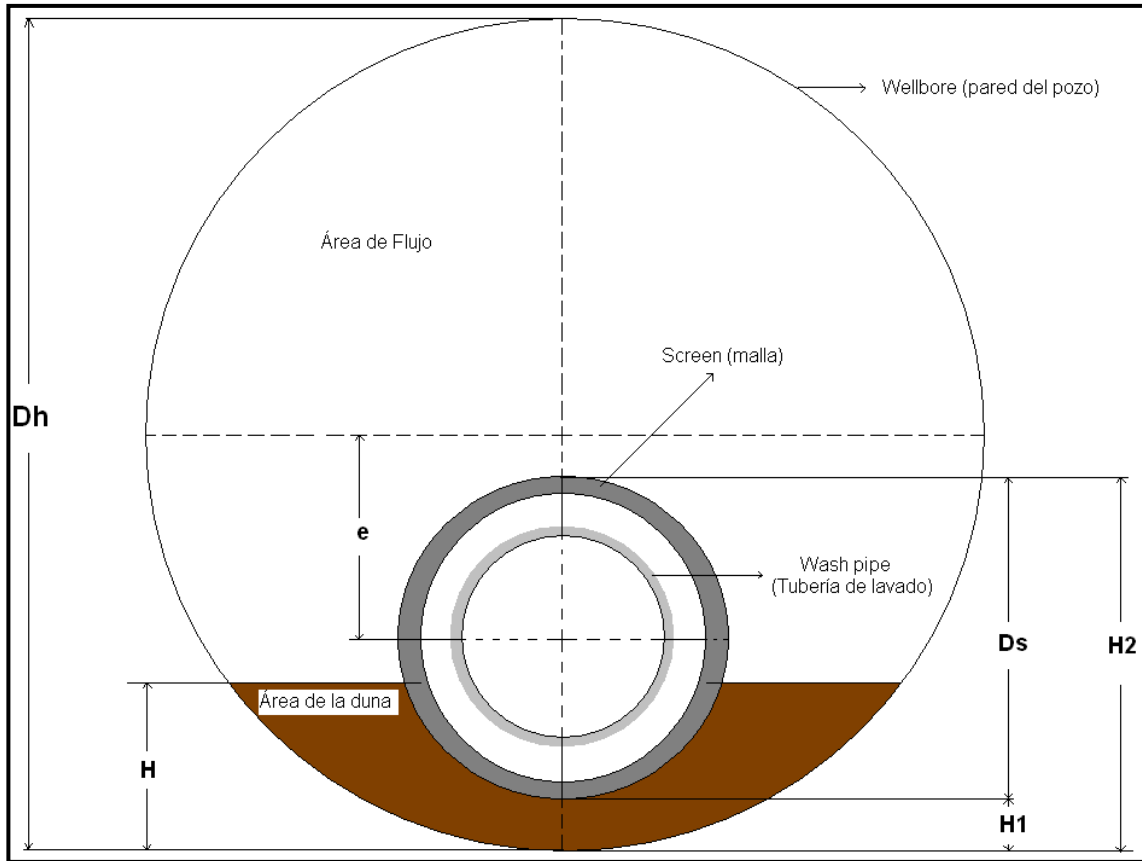
Tabla 6. Comparación de la HEC y la salmuera como fluidos de transporte.³⁹

<u>Propiedad</u>	<u>Gel HEC</u>	<u>Salmuera</u>
Viscosidad	300 - 750 cp	1 - 2 cp
Concentración típica de grava	10 - 15 lpg	1 - 3 lpg
Tasa de bombeo típica	1 - 4 bpm	4 - 5 bpm
Malla Indicadora utilizada	Si	No

En la Figura 53 se ilustra un proceso de empaquetamiento con grava durante la propagación de la onda alfa, la cual tiene sus diferentes ecuaciones para describir la distribución de la grava en la sección horizontal, estas las calcularemos a continuación.

³⁹ JOHNSON, M.H., MONTAGNA, J.N., y RICHARD, B.M., "Studies, Guidelines and Field Results of Nonviscosified Completion Brine Gravel-Pack Carrier Fluids", SPE Paper 23774, Lafayette, Louisiana, Febrero, 1992.

Figura 54. Corte transversal de la sección horizontal de un pozo durante el proceso de empaquetamiento con grava.



FUENTE: Modificación de los autores al paper SPE No 31147 "Gravel Placement in Horizontal Wells".

8.2.1 Geometría del pozo

El área de flujo y el diámetro hidráulico (D_h) son parámetros buscados.

El diámetro hidráulico es

$$D_h = \frac{4A}{P} \dots \dots [38]$$

Estos parámetros son obtenidos por la combinación de diferentes partes de un círculo, y ellas están en función del diámetro y de la altura de la duna. Dada por la excentricidad de la malla en el pozo.

El diámetro mojado esta dado por:

$$P = \begin{cases} C(D_h, H) + s(D_h, H), & H < H_2 \\ C(D_h, H) - (D_s, H - H_1) + s(D_h, H) + s(D_s, H - H_1), & H_1 \leq H \leq H_2 \dots [39] \\ C(D_h, H) + s(D_h, H) + \pi D_s, & H < H_1 \end{cases}$$

El área de flujo está dada por:

$$A = \begin{cases} G(D_h, H), & H < H_2 \\ G(D_h, H) - G(D_s, H - H_1), & H_1 \leq H \leq H_2 \dots [40] \\ G(D_h, H) - \frac{\pi D_s^2}{4}, & H < H_1 \end{cases}$$

8.2.2 Velocidad de transporte en los pozos horizontales

En tuberías horizontales el flujo de sólidos-líquidos puede ocurrir en un número diferente de regímenes. Los regímenes comunes son suspensiones pseudo homogéneas, suspensiones heterogéneas y suspensiones heterogéneas con estratos deslizantes y estacionarios. En vez de estudiar el detalle del comportamiento de cada régimen de flujo, las velocidades críticas o de equilibrio son puntos focales de las investigaciones. Algunos modelos fueron publicados y adaptados al área del control de arenas, específicamente, al empaquetamiento con grava.

8.2.2.1 Modelo de Gruesbeck et al. Gruesbeck et al.⁴⁰ Inicio como pionero del empaquetamiento con grava en pozos desviados y horizontales. El modelo de la velocidad de equilibrio que ellos desarrollaron fue usado después por diferentes autores en las publicaciones.

El modelo de la velocidad crítica fue una curva dibujada de datos experimentales, cuando se graficó la velocidad crítica observada vs la velocidad crítica calculada.

$$V_c = 15v_s \left[\frac{r_H v_s \rho_l}{\mu_l} \right]^{0.39} \left[\frac{d_p v_s \rho_l}{\mu_l} \right]^{0.73} \left[\frac{\rho_p - \rho_l}{\rho_l} \right]^{0.17} [C_v]^{0.14} \dots \dots [41]$$

La ecuación demuestra que la velocidad crítica depende de la concentración de las partículas, la viscosidad del fluido y las fuerzas inercial, gravitacional, friccional y bouyant que actúan en las partículas transportadas sobre los bancos de equilibrio (dunas o estratos). Cuatro grupos adimensionales que incluyen fuerzas son: el número de Reynolds basado en los canales abiertos sobre el estrato de la onda alfa. El numero de Reynolds basado en el diámetro de partícula, la diferencia de densidad adimensional entre la partícula y el fluido (subíndices p y l) y la concentración de las partículas.

8.2.2.2 El modelo de Penberthy et al. Penberthy et al.⁴¹ Utilizó un modelo de velocidad crítica para predecir la velocidad de transporte diferente en su modelo físico. La ecuación fue originalmente publicada en Chemical Engineers' Handbook⁴². Los resultados de las pruebas a escala de campo usando grava de tamaño de malla 40/60, 20/40 y 12/20 U.S. indicó que la velocidad de transporte de grava (V_t) en el área de flujo sobre la duna puede ser estimada para un pozo horizontal así:

⁴⁰ GRUESBECK, C. "Desing of Gravel Packs in Deviated Wellbores" JPT. 1979.

⁴¹ PENBERTHY, W.L., BICKMAN, K.L., NGUYEN, H.T. "Gravel Placement in Horizontal Wells" Paper SPE 31147. Lafayette, Los Angeles. 1996.

⁴² PERRY, R.H. y CHILTON, C.H. "Chemical Engineers' Handbook", 5ta Edicion, McGraw-Hill, 1973, 5-46, 5-47.

$$V_t = \max(V_1, V_2) \dots \dots [42]$$

Donde

$$V_1 = \left[0.0251 g d_p \left(\frac{\rho_p - \rho_l}{\rho_l} \right) \left(\frac{D_h \rho_m}{\mu_l} \right)^{0.775} \right]^{0.816} \dots \dots [43]$$

Y

$$V_2 = 1.35 \left[\frac{2 g D_h (\rho_p - \rho_l)}{\rho_l} \right]^{0.25} \dots \dots [44]$$

8.2.2.3 El modelo de Oroskar y Turian. Desarrollaron una correlación en 1980⁴³ incorporadas antes por algunos autores y dando cuenta de la disipación de la energía turbulenta. La velocidad critica o de equilibrio es calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{V_c}{\sqrt{g d_p (S - 1)}} = 1.85 C_v^{0.1536} (1 - C_v)^{0.3564} \left(\frac{D_H}{d_p} \right)^{0.378} Re_p^{0.09} x^{0.3} \dots \dots [45]$$

Donde, x , es el factor de corrección para la disipación de la energía de turbulencia, la cual puede ser escrita así:

⁴³ OROSKAR, A.L. y TURIAN, R.M. "The Critical Velocity in Pipelines Flows of Slurries" AIChE Journal, 26. 1980. Páginas 550-558.

$$x = \frac{4}{\pi} \gamma * \exp\left(\frac{-4\gamma^2}{\pi}\right) + \frac{\sqrt{\pi}}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{2\gamma}{\sqrt{\pi}}\right) \dots\dots [46]$$

Y, S, es la relación de densidades (sólido/líquido):

$$S = \frac{\rho_s}{\rho_l} \dots\dots [47]$$

Re_p es el número de Reynolds definido así:

$$Re_p = \frac{\rho_l D_H \sqrt{g d_p (S - 1)}}{\mu_l} \dots\dots [48]$$

8.2.3 Cálculos de la caída de presión

La caída de presión en flujo estable es la suma de tres componentes; la elevación, la fricción y la aceleración espacial. Debido a que los efectos de la aceleración son despreciables a estas velocidades tan bajas, solamente la elevación y la fricción serán significativas contribuyentes al perfil de presión a través del pozo, de esta forma:

$$\Delta P = \Delta P_f + \Delta P_h \dots\dots [49]$$

La caída de presión de elevación o hidrostática se define para este caso así:

$$\Delta P_h = \frac{g \rho_m \Delta z \cos \theta}{g_c} \dots\dots [50]$$

La caída de presión causado por la fricción está basada en el diámetro hidráulico, D_h , dado en la ecuación que define el numero de Reynolds y el esfuerzo en la pared, τ_w , dado en la ecuación de Fanning, descritas más adelante.

$$\Delta P_f = \frac{4\tau_w}{D_h} \Delta z \dots \dots [51]$$

El esfuerzo en la pared puede ser calculado de la ecuación de Fanning ⁴⁴, así:

$$\tau_w = f \frac{\rho_m u^2}{2g_c} \dots \dots [52]$$

El factor de Fanning, f , puede ser determinado de la ecuación de Hagen-Poiseuille ⁴⁵ para flujo laminar y de la ecuación Colebrook-White ⁴⁶ para flujo turbulento. Tener en cuenta que el factor de fricción es una función del número de Reynolds, basado en el diámetro efectivo y es muy sensible a la rugosidad de la pared para el flujo turbulento. Para la lechada, el factor de Fanning es corregido por el contenido de sólidos ⁴⁷.

El número de Reynolds es determinado así:

$$N_{Re} = \frac{\rho_m u D_{eff}}{\mu_m} \dots \dots [53]$$

⁴⁴ WHITE, F.M. "Viscous Fluid Flow", 2da Edición, McGraw-Hill, 1991, 120 – 125, 425-426.

⁴⁵ BIRD, R.B., STEWART, W.E. y LIGHFOOT, E.N. "Fenómenos de Transporte" John Wiley & Sons, 1960. 187 - 188

⁴⁶ MILLER, D.S. "Internal Flow Systems", 2da Edición, Gulf Publishing Co., 1990, 191-192

⁴⁷ KECK, R.G. NEHMER, W.L., STALEY, A.E. y STRUMOLO, G.S. "A New Method for Predicting Friction Pressure and Rheology of Proppant-Laden Fracturing Fluids" SPEPE, 1992.

El diámetro efectivo, D_{eff} , es una función del factor de forma y el diámetro hidráulico, descritos en las siguientes fórmulas, así:

$$D_{eff} = S D_h \dots \dots [54]$$

Donde, S, es el factor de forma³⁸ dado por

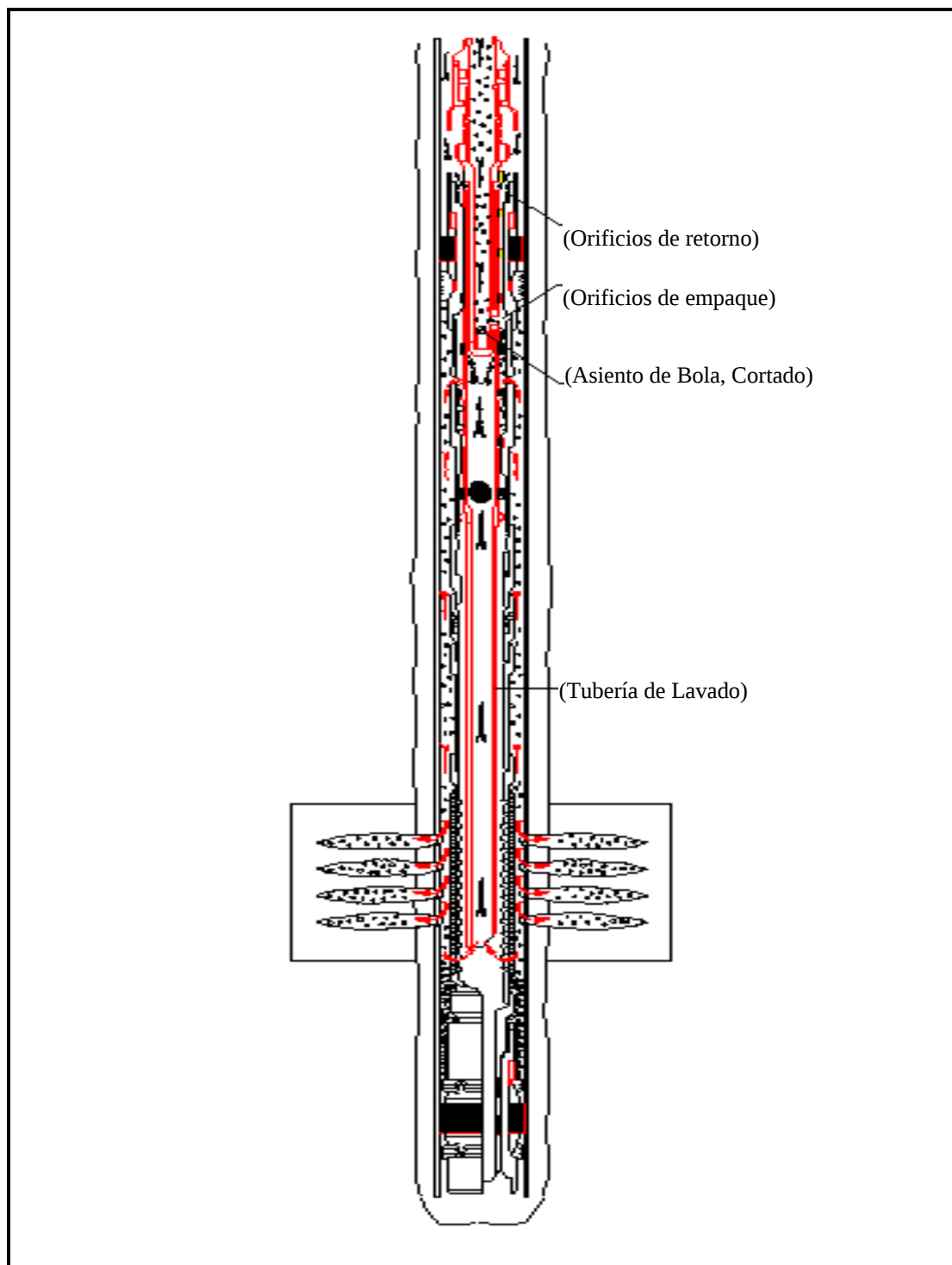
$$S \approx \begin{cases} 1.0, & P_{circ} \\ 0.67, & A_c \\ 1.004 + 1.873 \frac{D_s}{D_h} - 1.826 \left(\frac{D_s}{D_h} \right)^2 + 0.617 \left(\frac{D_s}{D_h} \right)^3, & A_E \end{cases} \dots \dots [55]$$

Donde P_{circ} = tubería circular, A_c = anular concéntrico y A_E = Anular excéntrico. (Nótese que el factor de forma para la sección transversal excéntrica es una aproximación de la curva de la *Ecuación 3-52 dada en la Ref. 38*)

Para los tres casos concernientes en este trabajo, el diámetro hidráulico puede ser determinado así:

$$D_h = \begin{cases} \text{Diámetro de la tubería circular} \\ \text{El OD (Diámetro externo) del anular menos el ID (Diámetro interno) del anular} \\ \text{Ecuación 1, para el área de flujo sobre la duna} \end{cases}$$

Figura 55. Recorridos del flujo durante el empaque con grava en hueco revestido.



FUENTE: <URL:<http://www.bakerhughes.com>>

8.3 COLOCACIÓN DE LAS ONDAS ALFA Y BETA EN LA SECCIÓN HORIZONTAL Y CASO DE ESTUDIO⁴⁸

La colocación de ondas alfa múltiple es una estrategia efectiva para minimizar el tiempo operacional y el riesgo en las operaciones de empaquetamiento con grava en huecos abiertos. La producción de arena resulta en problemas de superficie y subsuperficie, como erosión, sedimentación dentro de los separadores de gas, agua y petróleo.

Existen muchas técnicas para controlar la arena en la industria del petróleo. Una opción importante es el empaquetamiento a hueco abierto de pozos horizontales. Esta técnica consiste en rellenar el espacio anular entre la malla y las formaciones con arena, cerámica u otras partículas sólidas con diámetro de grano selecto basado en diferentes criterios. La idea es crear un segundo medio poroso con un diámetro de poro más pequeño que el diámetro del grano formado, en este caso, durante la producción, el petróleo fácilmente fluiría por medio del paquete de grava asentado mientras las partículas no.

Para lograr una operación de empaquetamiento con grava exitosamente, diferentes límites hidráulicos deben de ser respetados. Presiones dinámicas durante la operación deben de ser mantenidas entre una ventana limitada por la presión de los poros y la presión de fractura. Si la presión del pozo, en cualquier momento, es más baja que la presión de poro, habrá una afluencia de formación de fluido al pozo. Por otra parte, si la presión del pozo es mayor que la presión de fractura, habrá una afluencia incontrolada de fluido de completamiento en la formación, generando daños, pérdida generalizada de flujos y el llamado “screen out” prematuro que es cuando una operación ha culminado satisfactoriamente.

Otro asunto importante es el de garantizar que la operación va a correr a la tasa de flujo mínimo lo que evade el “screen out” del rat-hole (un hueco extra perforado

⁴⁸ CALDERON, A., MAGALHAES, J.V.M. DE OLIVEIRA, T.J.L. y MARTINS, A.L. “Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations” Paper SPE No 107615.

para diversas operaciones, tales como toma de registros, equipos de completamiento, cañoneo, entre otras). Si la tasa de flujo es muy baja, las ondas alfa formadas deben de ser lo suficiente mente altas como para bloquear el paso de arena al hueco abierto, generando inmediatamente una onda beta. Muchas veces no hay operaciones factibles sin la colocación de empaques con grava. En estas situaciones, colocar OHGP con un acercamiento múltiple de ondas alfa presenta muchas ventajas como:

- Minimizar el tiempo de la operación.
- Posponer el riesgo de “screen out” en el hueco o un eventual alargamiento de las secciones en el hueco abierto.
- Permitir un diseño largo y seguro de onda alfa para situaciones donde la onda beta no puede ser colocada en su totalidad por restricciones de presiones de fractura.

8.3.1 Cálculo de la tasa de flujo variable.

La herramienta principal para los cálculos propuestos es el modelo mecánico propuesto por Martins *et al.* El modelo permite el cálculo, para razones de flujo dados, de propagación de presión durante los pasos de la operación: inyecciones de cadena, colocación de ondas alfa y beta, vistas en la sección **6.2**. La metodología desarrollada para el análisis propuesto en esta sección consiste en el cálculo de la ventana operacional donde las tasas de flujo varían con el tiempo de un modo en que una baja constante en la presión sea mantenida.

La implementación de la metodología sería:

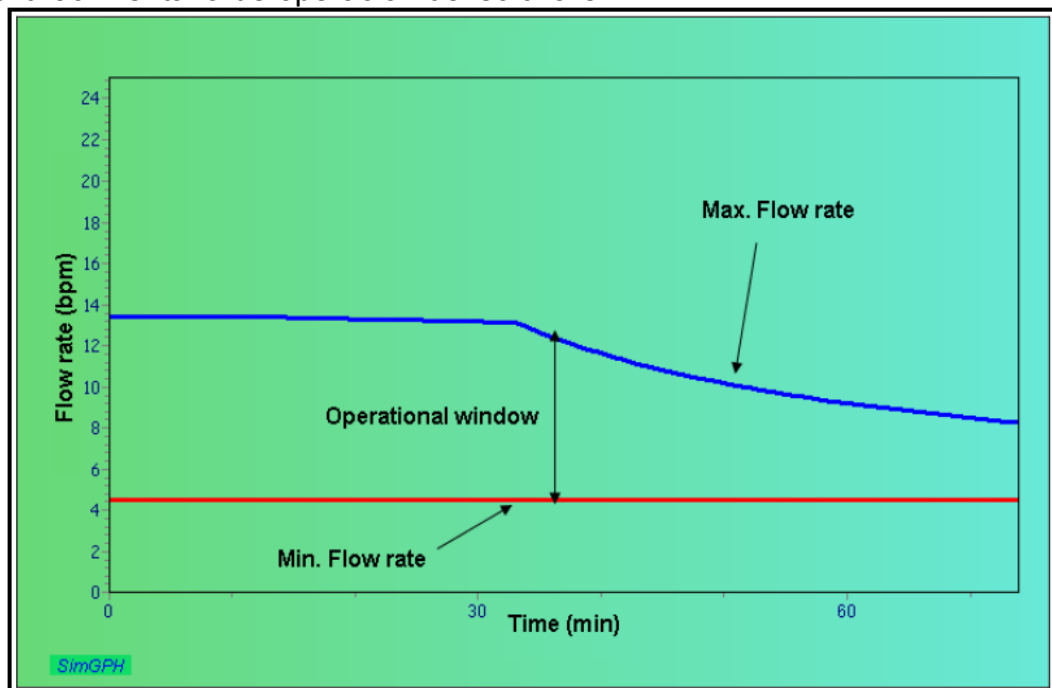
- Primero, los valores de las tasas de flujo son arbitrarios
- Las presiones dinámicas, como función de la tasa de flujo, son calculados para cada valor arbitrario y comparado con el límite de formación de presiones de fractura.

- La presión dinámica, que no supera la el límite de formación de presión de fractura es seleccionado para el paso dado de tiempo.
- Después de eso, las presiones dinámicas en el zapato del casing son graficadas las veces que la operación se necesite.

Esta metodología permite la construcción de una gráfica de ventana operacional, donde el límite superior dinamia razones de flujo lo más cercanos posibles a la presión de fractura. La implementación de esta metodología le muestra al operador, para cada paso, los limites operacionales compuestos por la tasa de flujo mínimo el cual evade “screen out” del rat-hole (línea roja) y la máxima tasa de flujo que no hace inducir formaciones de fractura (línea azul).

La Figura 56 muestra el grafico compuesto por la ventana de operación del software. La tasa de flujo óptima del empaquetamiento con grava debe estabilizarse entre estos límites.

Figura 56. Ventana de operación del software.



FUENTE: Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations, Paper SPE No 107615.

8.3.2 Diseño de Ondas Alfa Múltiples

La técnica anteriormente descrita consiste en bombear un paquete de grava dentro de la tasa de flujo programado, lo cual será cambiado durante la operación. Este catálogo o programa debe mantener las presiones de fondo del pozo siempre entre los límites de la ventana operacional.

En el comienzo de la colocación, durante el paso de inyección, la mezcla debe ser bombeada a una tasa de flujo alta para así prevenir la sedimentación de arena en la sarta de perforación. La colocación de ondas alfa deben comenzar en una tasa de flujo alta generando bajas alturas retorta, hasta que la presión de fractura es alcanzada. Tan pronto como las ondas beta comienzan a formarse, se puede notar una severa disminución en la tasa de flujo que no puede superar el límite superior de la presión de fractura (línea azul en la Figura 55).

8.3.3 Caso de Estudio

Con el objetivo de apoyarse un caso de estudio, se ha simulado un diseño típico de un pozo de agua ultra profunda. Se consideraron condiciones críticas como: 2000 m de profundidad, 1500 m de longitud horizontal del hueco abierto y un gradiente bajo de fractura. Los datos de entrada para la simulación se siguen en la Figura 57 donde se muestra el camino del pozo:

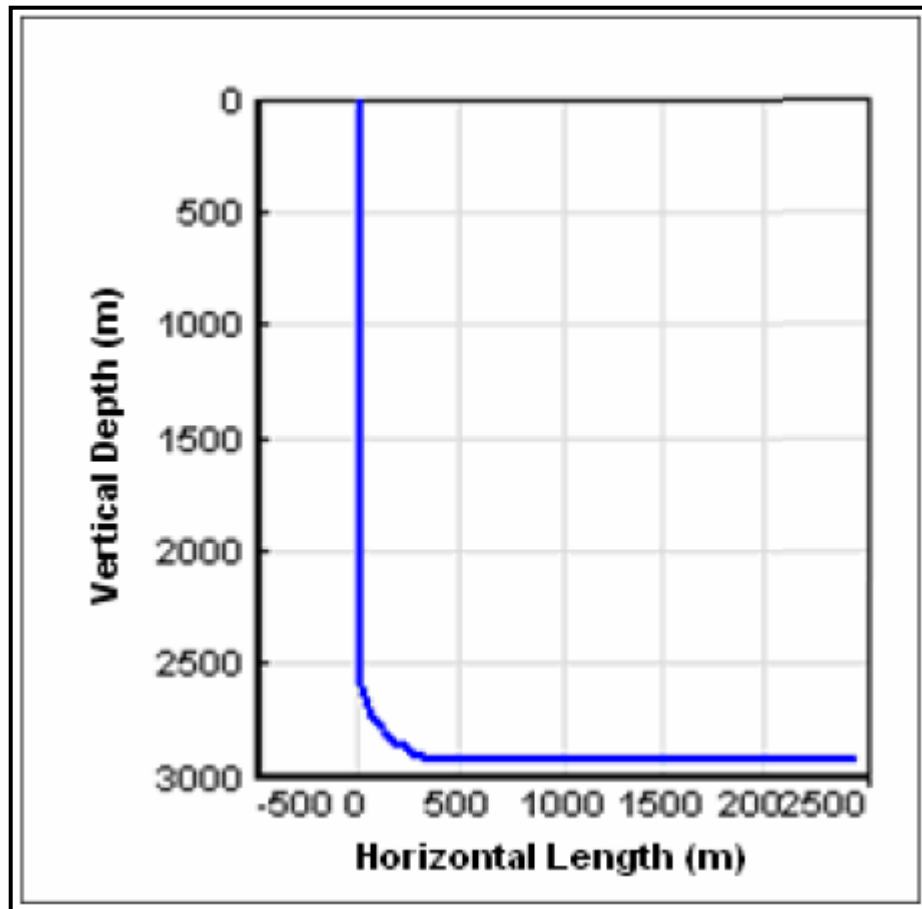
- Diámetro del hueco abierto 8 ½ in.
- Diámetro del “Rat Hole” 8 ½ in in.
- Profundidad del agua: 2000m
- Zapato del csg: 3175m (MD); OD = 9 ½ in; peso = 47 lb/ft.
- Longitud del Hueco Abierto: 1500m.
- TVD Ycto: 2929.72m o 9611.9ft.
- Malla: OD = 5in; peso = 19.5 lb/ft.
- Posición de la Malla: centralizado.
- Columna: OD = 5 in; peso = 19.5 lb/ft.
- Tubo de Lavado: OD = 4 in; ID = 3.48 in.

- Kick off point (KOP): 3500 m
- Tasa de inclinación: 4°/100 ft
- Inclinación del Hueco Abierto: 90°
- Densidad del Fluido: 9.1 ppg
- Concentración de Grava: 1 lb/gal
- Tipo de Grava: arena 20/40
- Grado de fractura: 0.58 psi/ft
- Presión de poro ECD(Densidad de circulación equivalente): 8.60 ppg
- Presión de Fractura ECD: 8.60 ppg
- Configuración de la Preventora (BOP) Abierta.

*“ECD: Densidad efectiva ejercida por el fluido circulante contra la formación que toma en cuenta la caída de presión en el anular sobre el punto que esté siendo considerado. El ECD es calculado así: $ECD = P_L + \frac{P}{0.052D}$, donde, P_L es el peso del lodo (ppg o Libras/galón), P es la caída de presión en el anular entre la profundidad D y la superficie (psi) y D es la profundidad total vertical (TVD, pies). La ECD es un parámetro importante en la evasión de las patadas y pérdidas de fluido, particularmente en pozos que tienen una reducida ventana o margen entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro.”*⁴⁹

⁴⁹ <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=equivalent%20circulating%20density>>

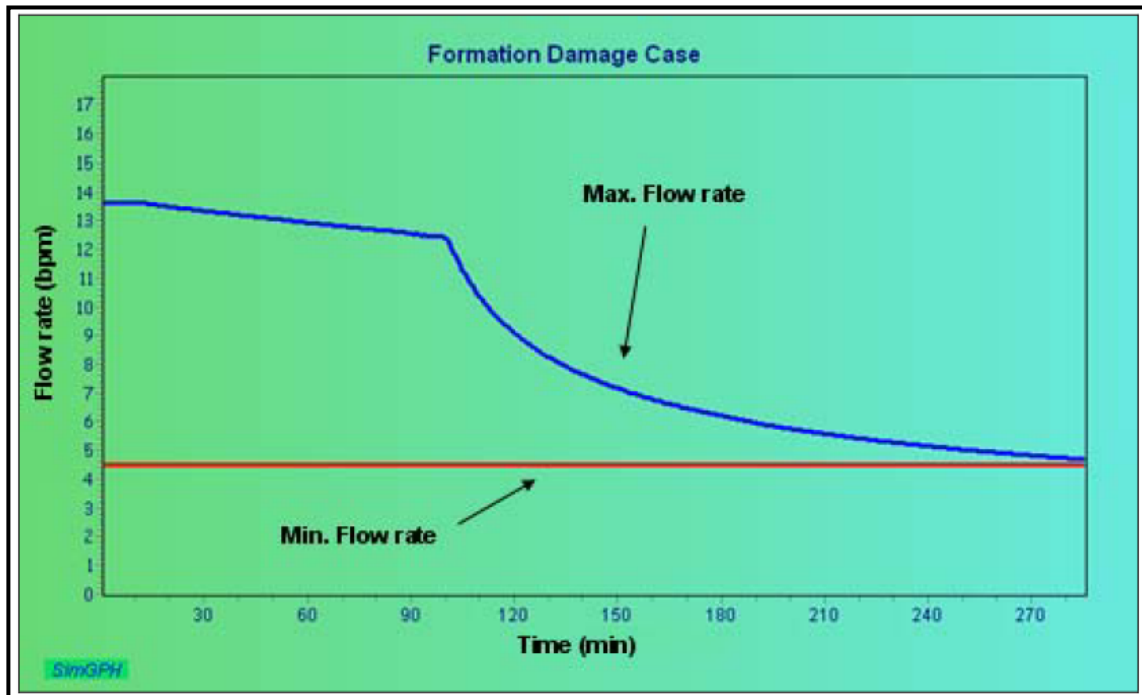
Figura 57. Camino del pozo simulado.



FUENTE: Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations, Paper SPE No 107615.

Los datos de salida en el software usado en este caso de estudio son mostrados en la Figura 58. El caso crítico fue simulado y los resultados indican una ventana operacional angosta o estrecha en el final de la colocación de la onda beta. En este caso es imposible de garantizar un empaquetado anular total.

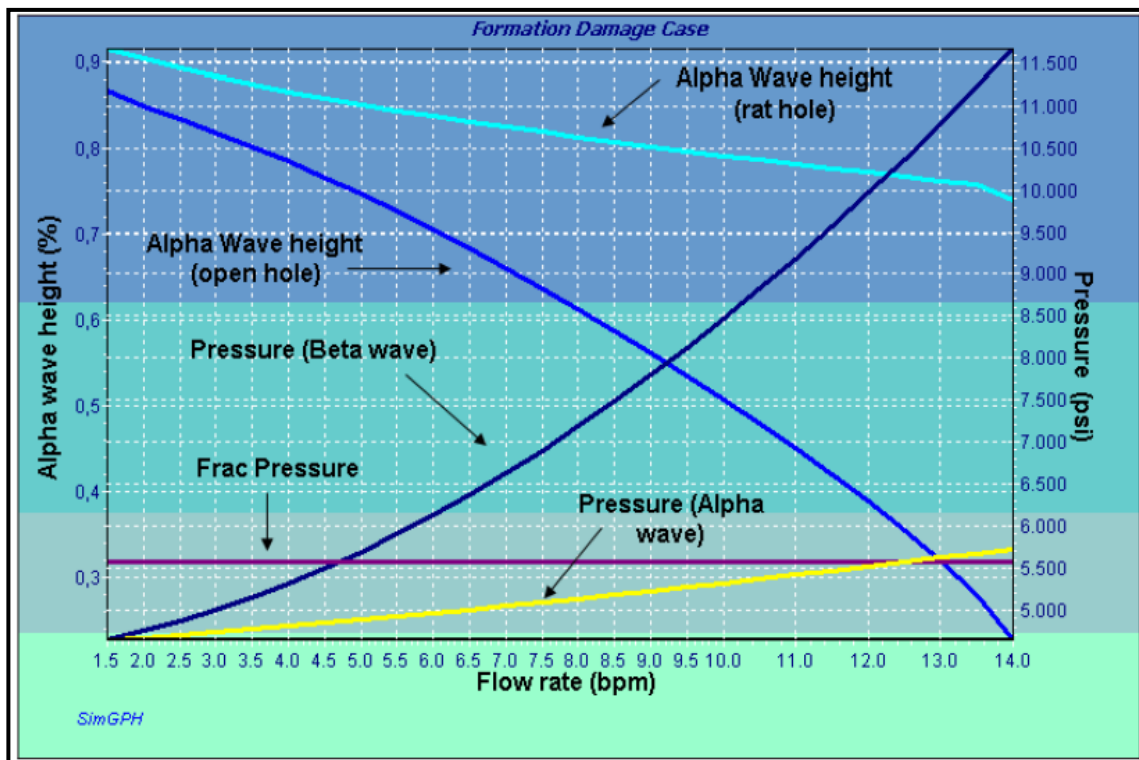
Figura 58. Ventana de operación del software, datos de salida.



FUENTE: Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations, Paper SPE No 107615.

Después de eso, como se muestra en la Figura 59, la altura de onda alfa como función de la tasa de flujo fue representada.

Figura 59. Simulación de búsqueda de altura de ondas alfa.



FUENTE: Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations, Paper SPE No 107615.

Con estas dos simulaciones a la mano fue posible hacer un programa o registro de una tasa de flujo operacional con respecto al tiempo como se muestra en la Tabla 7.

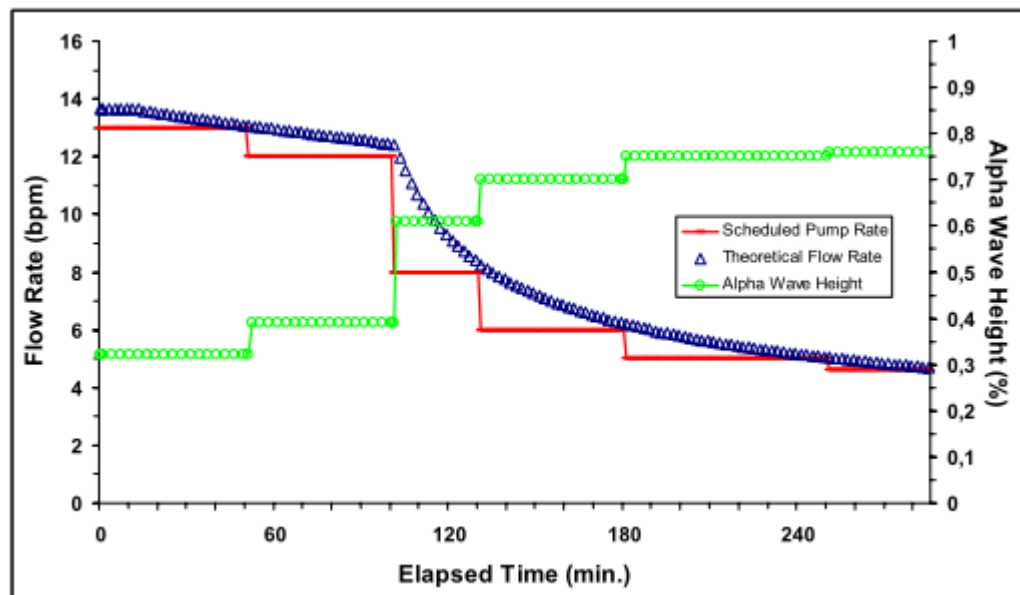
Tabla 7. Programa de tasa de flujo.⁴²

Range of Time	Flow Rate (bpm)	Alpha Wave Heights at Openhole (%)	Alpha Wave Heights at Rat-hole (%)
0 - 50 min.	13.0	0.32	0.76
50 - 100 min.	12.0	0.39	0.77
100 - 130 min.	8.0	0.61	0.81
130 - 180 min.	6.0	0.70	0.84
180 - 250 min.	5.0	0.75	0.85
250 - screen out	4.6	0.76	0.86
minimum height to cover the screen at openhole = 0.72%			

La Figura 59 detalla las ondas alfa que se generan por la tasa de flujo propuesta. Para la geometría actual, el 72% del diámetro del pozo, la altura de la onda alfa podría ser suficiente para promover un cubrimiento total de malla. El registro de los bombeos comenzaron a 13.0 bpm y fue reducido en pasos cada vez que el límite superior de la ventana de operaciones se ha alcanzado. La Figura 58 indica que, en el último paso de tasa de flujo, una altura de duna de 76% fue alcanzada, garantizando un cubrimiento total de malla aún cuando la onda beta no haya terminado.

La Figura 60 muestra los diagramas del registro de bombeo y las alturas de ondas alfa asociadas en función del tiempo transcurrido. Es importante de remarcar como lo mencionamos anteriormente, que para cada nueva tasa de flujo predicho en el estado de onda beta, una nueva altura de onda alfa es establecida en la cima de la onda alfa anteriormente colocada. Esto va a ocurrir en el pozo de hueco abierto donde la onda beta no ha sido colocada todavía.

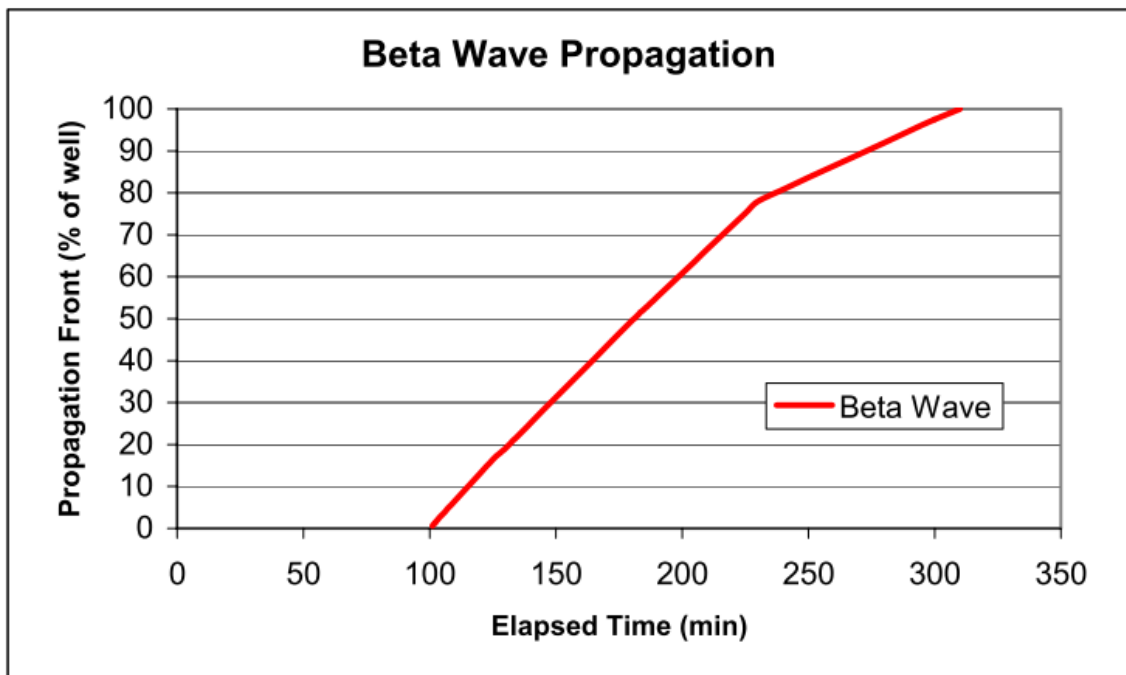
Figura 60. Operación de ondas alfa múltiple en función del tiempo transcurrido.



FUENTE: Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations, Paper SPE No 107615.

La Figura 61 ilustra el frente de propagación de la onda beta como en función del tiempo. Después de 200 minutos (3.3 horas) de operación, el 60% del pozo va a estar empaquetado y la altura de la onda alfa para la tasa de flujo de 5.0 bpm es lo suficientemente alta como para cubrir las mallas (Tabla 7).

Figura 61. Frente de propagación de onda beta en función del tiempo transcurrido.



FUENTE: Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations, Paper SPE No 107615.

8.3.4 Últimos Comentarios

La metodología presentada representa la conexión que hay entre el diseño del empaquetado de grava y el procedimiento de la operación. El objetivo mayor es el de definir registros de bombeo lo que garantiza una presión constante en el fondo del pozo ligeramente debajo de la formación de fractura.

La selección de fluidos de la operación, dependen del completamiento a utilizar.

Hay dos opciones:

1. Las rejillas “premium” (con capacidad de retención de arena de formación) empacadas con un fluido de baja viscosidad (salmuera). El fluido ideal es uno que tenga una baja viscosidad para que genere flujo turbulento a baja tasa, para que transporte la grava por erosión eólica (como las dunas en el desierto). De ser necesario, la salmuera se puede densificar para darle estabilidad al hoyo y/o para controlar el pozo.
2. Técnica con canal de flujo alterno (Shunt tube) requieren que el empaque con fluido con buena capacidad de suspensión de la grava, de alta viscosidad y alta concentración de grava en la lechada.

9 EMPAQUETAMIENTO EN POZOS HORIZONTALES⁵⁰

Los pozos horizontales han sido considerados en numerosas oportunidades como una forma de mejorar la productividad de un pozo y los costos de un proyecto. Si bien los pozos horizontales registraron su mayor popularidad durante los últimos diez años, ya se empleaban a finales de la década de los 30 en la región continental central de los Estados Unidos y en la zona occidental del Estado de Texas para incrementar las tasas de producción. Los pozos horizontales originales, denominados agujeros de drenaje, apenas comenzaban a aceptarse como técnica viable para elevar la productividad cuando Amoco desarrolló el proceso de estimulación con fracturamiento hidráulico en 1953. Para entonces, los pozos hidráulicamente fracturados estaban en capacidad de igualar o superar la productividad de un agujero de drenaje horizontal a un costo considerablemente inferior. Por consiguiente, la tecnología del agujero de drenaje se mantuvo inactiva durante los 25 años siguientes, aproximadamente, hasta que las empresas productoras de petróleo se percataron de que los pozos horizontales presentaban ventajas con respecto al fracturamiento en determinadas condiciones de yacimiento. En los últimos 10 años, la tecnología de pozos horizontales (particularmente la perforación) ha mejorado significativamente hasta el punto de que se están desarrollando algunos yacimientos nuevos utilizando exclusivamente dicha técnica. Las desviaciones horizontales de pozos maduros existentes también han permitido a algunos operadores extender la vida productiva de campos que habrían sido abandonados si la tecnología convencional de pozos hubiese constituido el único medio disponible para explotar las reservas restantes.

Una definición rigurosa de pozo horizontal es la que lo cataloga como un agujero perforado que alcanza un ángulo de desviación de 90° respecto a la vertical. En la práctica, la tecnología es mucho más amplia que esta definición, por lo que perfiles de pozo que posean ángulos de desviación superiores a $\pm 70^\circ$ suelen

⁵⁰ Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 13, No. 2, págs. 52 – 75. Otoño 2001.

denominarse “horizontales” si la longitud del pozo dentro de la formación productora es varias veces mayor que el espesor de dicha formación. Como regla muy general, los pozos horizontales cuestan aproximadamente un 50% más que un pozo convencional, pero su productividad puede ser varias veces mayor que la tasa de producción de un pozo convencional en el mismo campo. Por consiguiente, un pozo horizontal podría representar menos gasto de capital por unidad de producción. Es por ello que se han perforado pozos horizontales en todas partes del mundo y su número se ha incrementado considerablemente desde 1985.

9.1 ¿POR QUÉ SE PERFORAN POZOS HORIZONTALES?

Se ha debatido intensamente acerca de la razón por la cual los pozos horizontales han cobrado tanta popularidad. Su capacidad de incrementar la productividad constituye un incentivo evidente, pero otra razón posible es la volatilidad de los precios del petróleo. Desde 1985, los operadores han hecho cada vez más hincapié en la necesidad de emplear programas eficaces en función de los costos, para elevar la productividad, con el fin de poder sobrevivir en épocas de precios de crudo bajos. Otros factores que contribuyen a la popularidad de los pozos horizontales son los avances y el mayor uso de la sísmica tridimensional para obtener información más detallada acerca de la extensión de los yacimientos en términos de superficie.

Finalmente, la tecnología de perforación ha mejorado y en la actualidad abarca técnicas de “medición durante la perforación” (MWD, por sus siglas en inglés) conjuntamente con sistemas de perforación dirigibles que permiten ubicar con exactitud secciones horizontales en lugares específicos del yacimiento sin temor a equivocaciones.

A pesar de estos avances tecnológicos, es indudable que el impacto económico de los pozos horizontales constituye la razón fundamental de su mayor

popularidad. Los factores que contribuyen a hacer más económicamente atractivos estos pozos horizontales son:

- Mayor productividad
- Mejor manejo de los yacimientos
- Mayores reservas recuperables

Si bien los pozos horizontales han sido objeto de una atención considerable, su utilización no implica que la tecnología de pozos convencionales haya quedado en el pasado. Ambas tecnologías permanecerán vigentes y el uso de pozos horizontales no es más que otra opción disponible para mejorar los aspectos económicos de un proyecto.

9.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS PARA LOS POZOS HORIZONTALES DE ALTA PRODUCTIVIDAD

Se ha hablado mucho acerca de la perforación de pozos horizontales, pero se ha prestado muy poca atención a la tecnología de completamiento. Sin embargo, la manera en que se completan los pozos horizontales reviste tanta importancia como la forma en que se perforan. Al igual que en el caso de los pozos convencionales, existen dos maneras generales de completar un pozo horizontal, tanto en hoyo revestido como en hueco abierto. Ambas técnicas de completamiento presentan sus ventajas y desventajas y tienen aplicaciones que dependen del sitio.

9.2.1 Completamientos en hueco revestido

Los completamientos en hueco revestido ofrecen ventajas particulares en términos de aislamiento zonal y éxito de trabajos remediales futuros. Por ende, los pozos horizontales en hueco revestido se han aplicado fundamentalmente en situaciones de yacimiento donde la capacidad de lograr aislamiento zonal, bien sea inicialmente o en el futuro, es clave para el éxito del pozo. Esta situación es

semejante a la aplicación de completamientos en hueco revestido en pozos convencionales.

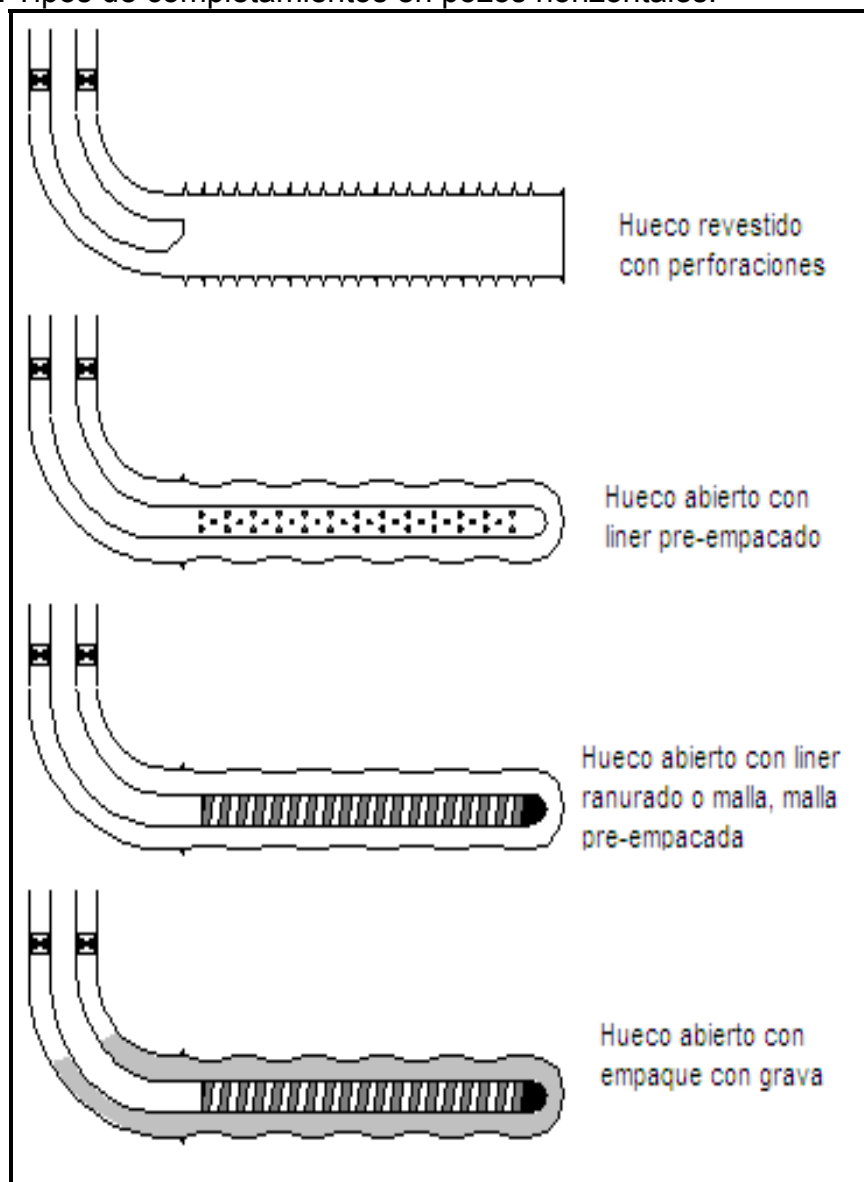
Ahora bien, algunas de las desventajas de un completamiento en hueco revestido en un pozo horizontal largo son el costo de las operaciones de cementación y colocación de la tubería de revestimiento, así como el costo de las operaciones de cañoneo con sistema transportado por tubería. Si además el pozo requiere control de arena, el costo del completamiento podría superar fácilmente el costo de perforación del pozo. Por esta razón, los completamientos horizontales en hueco revestido no son tan usuales como los completamientos en hueco abierto y en general, las primeras se aplican en formaciones que no requieren control de arena.

9.2.2 Completamientos en hueco abierto

El completamiento en hueco abierto es la técnica más común utilizada para completar pozos horizontales. Algunas de las categorías de completamiento en hueco abierto son la tipo “*barefoot*”, tubería pre-perforada, liner ranurado o malla, malla pre-empacada y empaques con grava (véase Figura 62). Las opciones “*barefoot*” y de tubería pre-perforada se aplican generalmente en formaciones firmes donde la producción de arena no representa un problema. Los completamientos “*barefoot*” no permiten controlar el perfil de producción del pozo, por lo que el aislamiento zonal no es posible. Por su parte, los completamientos que emplean tuberías pre-perforadas pueden utilizarse conjuntamente con los empaques de tubería de revestimiento exteriores para lograr cierto grado de aislamiento zonal, tal como se ilustra en la Figura 63. Completar pozos horizontales en una formación no consolidada requiere adoptar decisiones difíciles en términos del tipo de control de arena que debe utilizarse. Los liner ranurados o mallas, las mallas pre-empacadas y los empaques con grava, por su parte, han sido empleados en formaciones no consolidadas. Cada una de estas técnicas se analizará más detalladamente en secciones posteriores. Las ventajas y

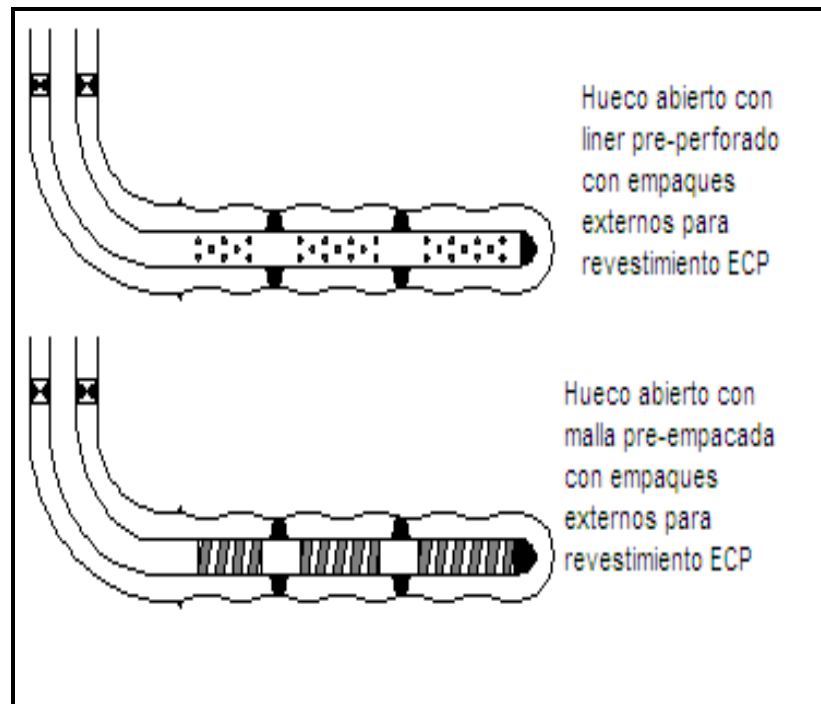
desventajas de los completamiento horizontales en hueco abierto son básicamente las mismas que las que presentan las completamiento convencionales de ese mismo tipo de hueco.

Figura 62. Tipos de completamientos en pozos horizontales.



FUENTE: Autores

Figura 63. Opciones de aislamiento zonal en completamientos de pozos horizontales en hueco abierto.



FUENTE: Autores

9.3 INFLUENCIA DE LA PERFORACIÓN

Las técnicas que se emplean para perforar el pozo pueden ejercer una influencia profunda en el tipo de completamientos que pueden aplicarse. Los pozos horizontales suelen clasificarse en pozos de radio largo, mediano y corto, dependiendo de cuán rápidamente el pozo se desvíe de 0 a 90°. La tabla 8 muestra las diferencias existentes entre los pozos de radio largo, mediano y corto en términos de ángulo de construcción y radio. Los pozos de radio largo son extensiones de procesos direccionales estándares y ofrecen la máxima flexibilidad en lo que respecta a los tipos de completamiento que pueden instalarse. El cambio abrupto de 0 a 90° en un pozo de radio corto hace difícil lograr que ciertos componentes del completamiento, tales como malla, tubería de revestimiento y empaques exteriores de dicha tubería puedan curvarse lo necesario, por lo que

las opciones de completamiento podrían ser limitadas. Por su parte, los pozos que poseen un radio de tamaño mediano podrían o no plantear problemas de completamiento dependiendo de la tasa exacta de construcción y de las especificaciones del equipo de completamiento. En cualquier caso, debe prestarse atención especial a la selección del equipo de completamiento, con el fin de garantizar que sea apropiado para las condiciones específicas de pozo. La capacidad de rotar y circular mientras se corre el equipo de completamiento puede ayudar a vencer el torque y arrastre necesarios para empujar el equipo a lo largo de la curva y adentrarlo en el hueco abierto. Existen en el mercado equipos de completamiento que cuentan con características de rotación y de lavado y que pueden emplearse en pozos horizontales.

Tabla 8. Técnicas de perforación para pozos horizontales⁵¹

Tipo de pozo	Angulo de construcción	Radio
Corto	1 a 3,5°/pie	19 a 42 pies
Mediano	8 a 20°/100 pies	286 a 716 pies
Largo	3 a 6°/100 pies	1.900 a 1.000 pies

9.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LAS FORMACIONES NO CONSOLIDADAS

Los pozos horizontales se caracterizan por poseer zonas productoras largas. Debido a que gran parte de la zona productora se encuentra expuesta, los pozos horizontales pueden producir a tasas mucho más elevadas que los pozos convencionales. A pesar de la tasa total más alta, la tasa de flujo por pie de formación en los pozos horizontales suele ser considerablemente inferior a la tasa

⁵¹CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/IlhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

de flujo por pie de formación en pozos convencionales. Además, la caída de presión fluyente que se requiere para lograr una tasa en particular en un pozo horizontal es significativamente menor a la caída de presión de un pozo convencional. La combinación de la menor caída de presión fluyente y la menor tasa de flujo por pie reduce las fuerzas de arraste por viscosidad que actúan sobre el material de la formación, haciendo que los pozos horizontales tengan menos oportunidades de producir arena de formación que sus contrapartes convencionales. Un pozo convencional de una formación en particular podría requerir control de arena, mientras que un pozo horizontal de la misma formación podría producir sin arena. Desafortunadamente, el problema se complica por la falta de técnicas que permitan predecir con exactitud el potencial de producción de arena, por lo que la mayoría de los productores toman ciertas precauciones para impedir la producción de arena en pozos horizontales localizados en formaciones no consolidadas.

Estas opciones oscilan desde forros ranurados simples hasta empaques con grava. Al igual que ocurre con los pozos convencionales, la mejor técnica para determinar el método óptimo de completamiento consiste en utilizar la experiencia de campo derivada de otros pozos. Debido a que las condiciones del yacimiento varían a lo largo de la vida del pozo, no siempre resulta inmediatamente evidente que el método de completamiento escogido haya sido el óptimo. Por lo tanto, se plantea una situación sumamente difícil. A medida que se explota una cantidad creciente de campos solamente con pozos horizontales, y debido a que los campos explotados con tecnología horizontal requieren menos pozos para drenar suficientemente las reservas, se magnifica la importancia que reviste cada pozo para el proyecto.

Las consecuencias de una completamiento inadecuada con control de arena pueden ser graves si los pozos no están en capacidad de producir por los problemas que ocasiona dicha arena. Existen en la actualidad una serie de pozos horizontales en formaciones no consolidadas que han estado produciendo por

varios años. Cuando estas formaciones se agoten y se inicie la producción de agua, la industria estará en mejor capacidad de aplicar las distintas técnicas de completamiento con control de arena.

9.5 COMPLETAMIENTO CON LINER RANURADOS O MALLAS

Los liner ranurados o mallas constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en un pozo horizontal. Las aberturas del liner ranurado o malla se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil diez más grande (D_{10}). Este criterio de dimensionamiento se deriva del trabajo efectuado por Coberly⁵², quien determinó que un grano de arena hará un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar en el liner ranurado o malla al mismo tiempo. Si los fluidos producidos liberan solamente una pequeña concentración de arena de formación, entonces es posible que se produzca arena y no que se controle. Para que un liner ranurado o malla sean eficaces, deberán utilizarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el liner ranurado o malla podrían obstruirse. Si el rango de tamaños de partículas de arena es amplio, es posible que el liner ranurado o malla se obstruyan con granos de arena.

La selección entre liner ranurado y malla se basa fundamentalmente en factores económicos. El liner ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de

⁵² Coberly, C.J. "Selection of Screen Openings for Unconsolidated Sands", *API Drilling and Production Practice*, 1941.

anchura mínima práctica de ranura y, por lo general, tiene menos área de flujo disponible.

Por su parte, las mallas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

Ventajas de los liner ranurado o malla:

- Son razonablemente baratos
- Fáciles de correr
- Pueden ofrecer un control de arena razonable en condiciones adecuadas

Desventajas de los liner ranurado o malla:

- Pueden obstruirse en ciertas condiciones
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla y demás finos.

9.6 COMPLETAMIENTOS CON MALLAS PRE-EMPACADAS

Las mallas pre-empacadas contienen una capa delgada de grava recubierta con resina y consolidada dentro del ensamblaje de mallas, que sirve para proteger contra la producción de arena de formación. Las mallas pre-empacadas se diseñaron con el fin de ser utilizadas con un empaque con grava para prevenir la producción de arena en caso de que se hubiesen formado vacíos durante la colocación de la grava. Por su naturaleza, la grava revestida de resina y consolidada constituye un filtro sumamente eficiente para detener la producción de arena de formación, pero, desafortunadamente, al igual que todos los filtros, las mallas pre-empacadas tienden a obstruirse. En un pozo empacado con grava, esta tendencia a la obstrucción es deseable y, de hecho, es para lo cual han sido diseñadas las mallas pre-empacadas. Por el contrario, en un pozo empacado con

materiales distintos a la grava, esta tendencia al taponamiento podría resultar desastrosa para la vida productiva del completamiento.

Nunca se pretendió utilizar mallas pre-empacadas sin empaque con grava como técnica viable de completamiento. Sin embargo, surgió de la necesidad en los pozos horizontales, donde se desconfiaba que se pudiera empacar eficazmente con grava. En una situación donde existe un pozo horizontal en una formación no consolidada que tiene posibilidades de producir arena y en otra donde el empaque con grava no es posible con algún grado de confianza, la única opción real de control de arena consiste en completar el pozo con mallas pre-empacadas. Así pues, se sentó el precedente industrial y las mallas pre-empacadas se utilizan ampliamente en la actualidad sin empaque con grava como técnica de completamiento para pozos horizontales perforados en formaciones no consolidadas. Hasta la fecha, muchas de estos completamientos han resultado exitosas. Dicho éxito podría obedecer, entre otros factores, a que la formación no produce arena. Se espera que los pozos completados con mallas pre-empacadas continúen siendo exitosos cuando los pozos horizontales más antiguos comiencen a agotarse y a producir agua.

A pesar de su tendencia a taponarse, existen aplicaciones donde las mallas pre-empacadas pueden emplearse con éxito en un pozo horizontal sin empaque con grava. Las pautas a seguir para utilizar mallas pre-empacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de liner ranurados y mallas (a saber, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos), pero debe insistirse en que han de utilizarse en formaciones limpias, donde la tasa de flujo que pasa por la malla sea inferior a 5 barriles diarios por pie de malla. Si se someten a tasas altas de flujo, se multiplican las probabilidades de que se taponen.

Asimismo, debe considerarse la aplicabilidad de las mallas pre-empacadas en pozos de radio corto. En estos pozos, la grava revestida de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de

construcción. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la malla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la malla Pre-empacada Simple, donde el agrietamiento de la grava revestida de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada exterior, exponiendo directamente la malla interior a la producción de arena de formación. Se han desarrollado nuevos productos de mallas que emplean múltiples capas de alambrado y que resisten el daño ocasionado por la flexión. Debido a que las aberturas de poro del alambrado son más uniformes, las mallas elaboradas con alambrado no parecen taponarse tan rápidamente como la malla pre-empacada. Sin embargo, las mallas con alambrado tenderán de todas maneras a taponarse con el tiempo y su uso debería limitarse a formaciones de granos de arena grandes y bien distribuidos, de alta permeabilidad y con poco o ningún contenido de arcillas.

El tiempo que debe transcurrir para que las mallas pre-empacadas o la malla alambrada se taponen depende de la distribución del tamaño de las partículas, de la concentración y de la tasa de producción del material de formación. Esta información resulta sumamente difícil de obtener y, en la mayoría de los casos, desafía las predicciones. Por ende, tiempo de vida útil de las mallas pre-empacadas que se emplean sin empaque con grava constituye un aspecto preocupante.

Ventajas de las mallas pre-empacadas:

- Son relativamente fáciles de correr, pero debe tomarse la precaución de desplazar el lodo cargado de sólidos del hueco antes de correr las mallas, para así evitar el taponamiento.
- Ofrecen un control excelente de la arena.

Desventajas de las mallas pre-empacadas:

- Son muy propensas al taponamiento con el tiempo.

- Resultan costosas en comparación con los liner ranurados o las mallas no pre-empacadas.
- Adecuadas sólo para formaciones de granos de arena grandes y bien distribuidos, con elevada permeabilidad y poco o ningún contenido de arcillas u otros finos.

9.7 COMPLETAMIENTO CON EMPAQUE CON GRAVA

La colocación de empaques con grava constituye otra opción para completar pozos horizontales en formaciones no consolidadas. Aunque esta tecnología es más complicada y sofisticada que los liner ranurados, las mallas o las mallas pre-empacadas, representa una completamiento más general para aquellos pozos horizontales donde el control de arena plantea problemas. El empaque con grava puede utilizarse en completamientos en hueco revestido o en hueco abierto. Si bien usar liner ranurados, mallas o mallas pre-empacadas es posible sólo en ciertos pozos, el empaque con grava puede emplearse en prácticamente cualquier completamiento horizontal, siempre que se sigan las pautas de colocación de grava que se describen en esta sección.

El empaque con grava no se ha utilizado ampliamente en pozos horizontales, aparentemente porque las compañías operadoras se han mostrado renuentes a emplear un empaque con grava horizontal largo al tener la impresión de que no existe tecnología alguna disponible para colocar exitosamente grava a lo largo de un intervalo de varios miles de pies. La industria ha reconocido durante mucho tiempo las dificultades que surgen al tratar de empacar con grava pozos convencionales largos y altamente desviados utilizando fluidos de transporte de gel viscoso. En vista de que los pozos horizontales representan la versión extrema de un pozo largo y altamente desviado, la renuencia a empacar con grava está bien fundamentada. Cuando comenzaron a perforarse pozos horizontales en formaciones no consolidadas, los fluidos de transporte de gel viscoso

representaban la tendencia más novedosa de la tecnología de empaques con grava.

Las investigaciones y los estudios realizados en modelos físicos confirman que ejecutar con éxito un empaque con grava en un pozo horizontal empleando fluidos de transporte de gel viscoso es extremadamente difícil. Hoy en día, la salmuera es el fluido de transporte de grava que se considera como el más avanzado. Las investigaciones y los estudios realizados en modelos físicos confirman que ejecutar con éxito un empaque con grava en un pozo horizontal empleando salmuera sí es posible. Existen algunas historias de casos de empaques con grava efectuados en pozos horizontales (véase tabla 9), las cuales contribuyen a respaldar la factibilidad técnica de empacar con grava pozos horizontales largos utilizando salmuera como fluido de transporte.

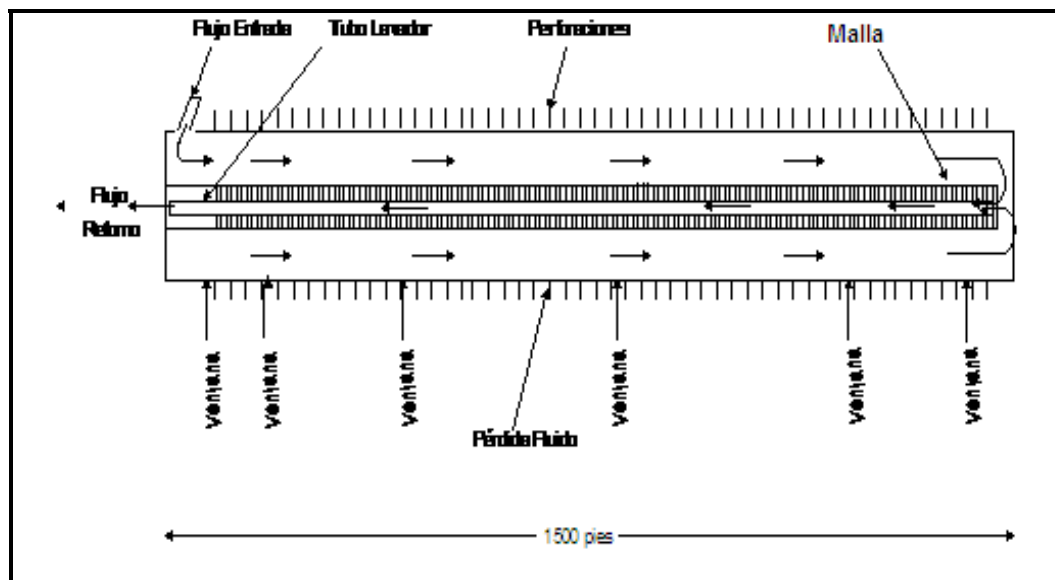
Tabla 9. Empaques con grava horizontales ($>80^\circ$) ejecutados con fluidos de transporte de salmuera⁵³

Ubicación	Tamaño revestimiento o del hueco abierto	Tipo de completamiento	Desviación	Longitud de la zona
Golfo de México	7"	Hueco revestido	86°	200'
Golfo de México	7"	Hueco revestido	86°	312'
Golfo de México	7-5/8"	Hueco revestido	80°	248'
Golfo de México	7"	Hueco revestido	85°	60'
Venezuela	8 1/2"	Hueco abierto	92°	2000'
Congo	8 1/2"	Hueco abierto	80°	1462'
Congo	8 1/2"	Hueco abierto	80°	1058'
Congo	8 1/2"	Hueco abierto	90°	676'

⁵³CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/1lhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

El modelo consta de 1.500 pies de tubería de revestimiento de 4 ½ pulgadas equipada con una malla de 2-1/16 pulgadas y se ilustra en la Figura 64. El modelo está en escala para incorporar la pérdida de fluido y permite observar visualmente el proceso de colocación del empaque con grava a través de seis ventanas de plástico transparente. Las pruebas confirman que colocar un empaque con grava en un pozo horizontal es factible e incluso práctico siempre y cuando se sigan ciertas pautas.

Figura 64. Modelo de 1.500 pies de empaque con grava horizontal.



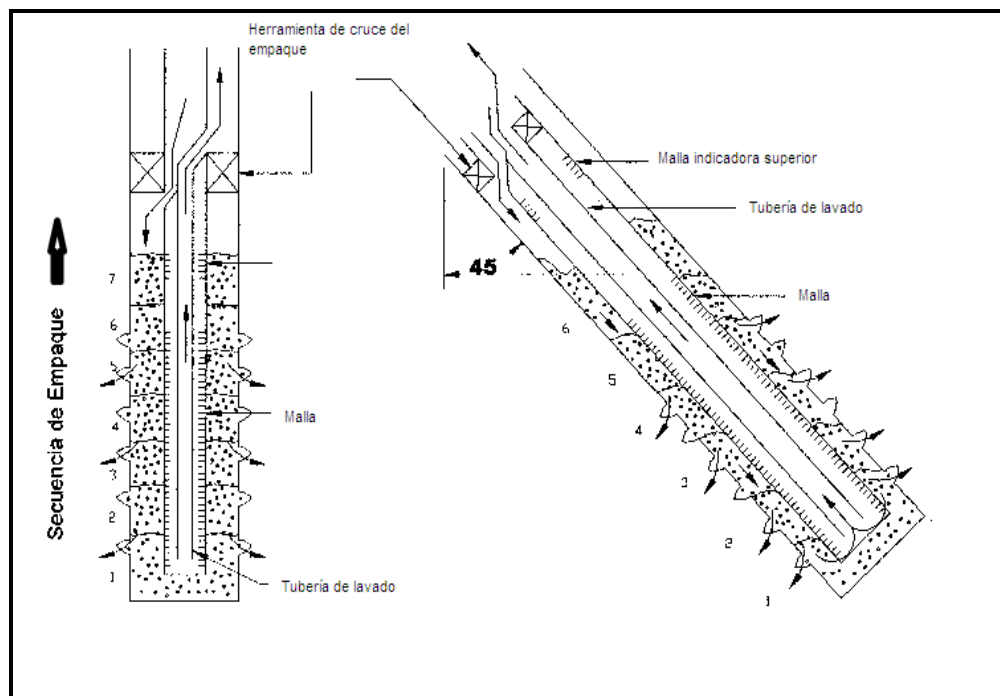
FUENTE: CURSO DE SAND CONTROL, http://www.4shared.com/account/document/llhzoOild/completion_technology_for_Unco.html, junio 1995.

Tal como se señalara en el capítulo 8 y en el estudio de Penberthy y Bickham et. Al.⁵⁴ Los empaques con grava que se colocan con fluidos de transporte de salmuera en pozos que tienen desviaciones de hasta unos 45° producen una secuencia de empaque uniforme de abajo hacia arriba, como la que se muestra

⁵⁴ W.L. Penberthy Jr., K.L. Bickham, H.T. Nguyen, Baker Oil Tools; T.A. Paulley, Exxon Production Research Co. "Gravel Placement in Horizontal Wells", SPE Paper Drilling & Completions 31147.

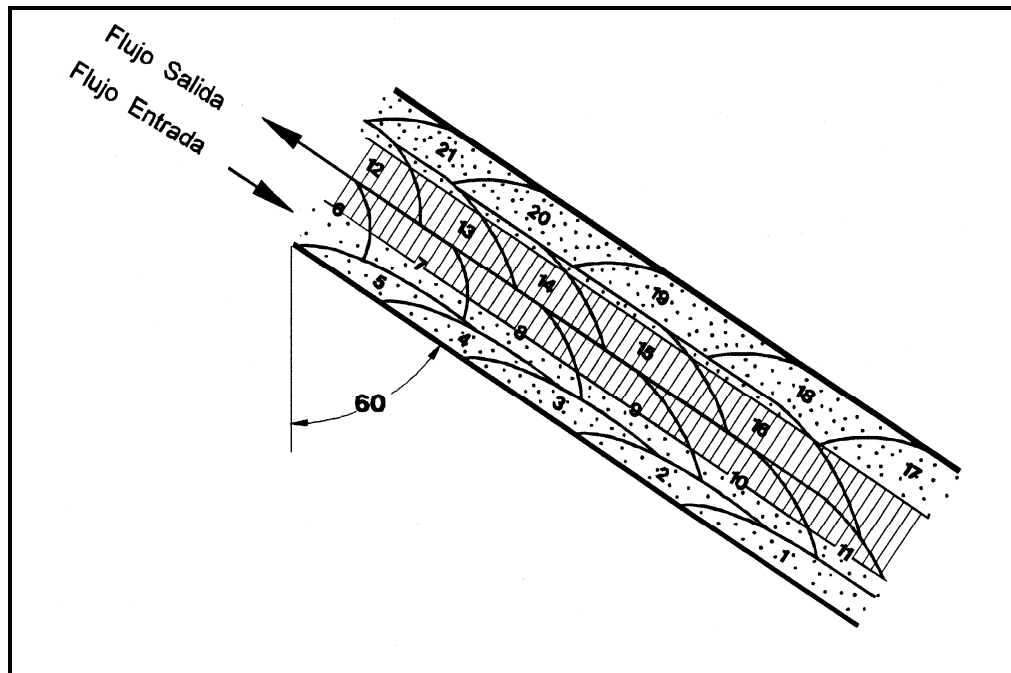
en la Figura 64. Cuando la desviación del pozo supera los 60° aproximadamente, la secuencia en la que se deposita la grava se torna más aleatoria (véase Figura 65). Este comportamiento obedece a que 62° representa el complemento del ángulo de reposo de la grava, que es aproximadamente 28° (véase Figura 67). Cuando la desviación del pozo es de unos 60° , la grava se encuentra en una posición transitoria entre caer al fondo del intervalo o permanecer en la parte superior del mismo por el lado inferior del hueco. Esto explica el asentamiento aparentemente aleatorio que se muestra en la Figura 66.

Figura 65. Secuencia de empaque con salmuera como fluido de transporte en pozos cuya desviación es inferior a los 45° .



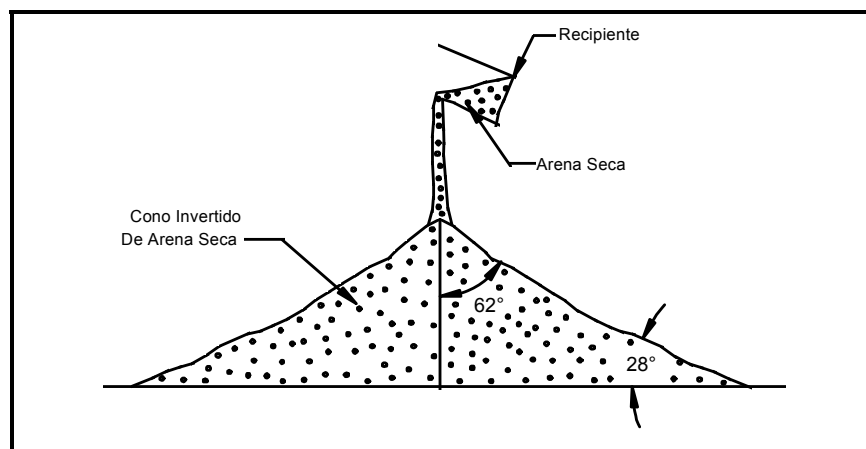
FUENTE: W.L. Penberthy Jr., K.L. Bickham, H.T. Nguyen, Baker Oil Tools; T.A. Paulley, Exxon Production Research Co. "Gravel Placement in Horizontal Wells", SPE Paper Drilling & Completions 31147.

Figura 66. Secuencia de empaque con salmuera como fluido de transporte en pozos a 60° de desviación.



FUENTE: W.L. Penberthy Jr., K.L. Bickham, H.T. Nguyen, Baker Oil Tools; T.A. Paulley, Exxon Production Research Co. "Gravel Placement in Horizontal Wells", SPE Paper Drilling & Completions 31147.

Figura 67. Ángulo de reposo de la arena de empaque con grava.



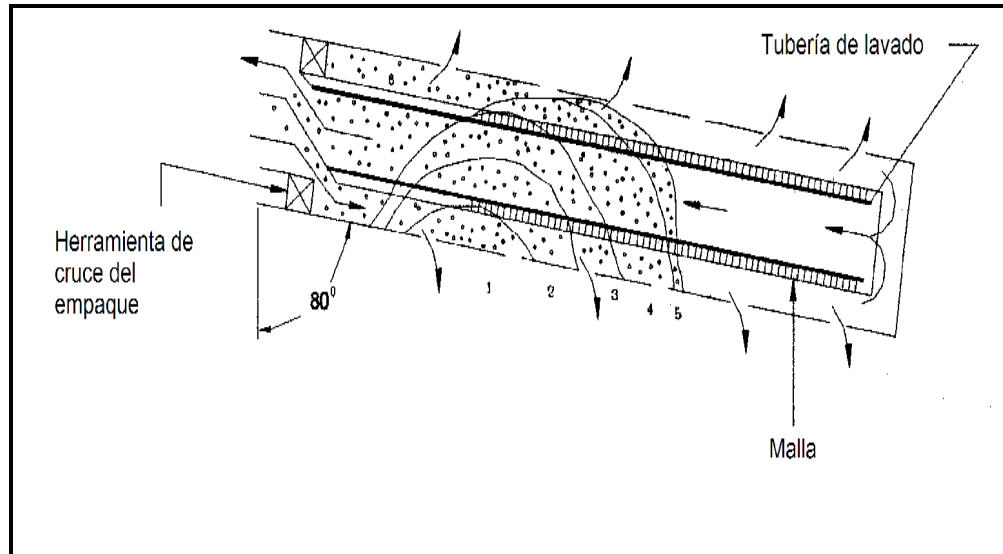
FUENTE: Penberthy, W.L. y Shaughnessy, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre Temas Especiales, Volumen 1, 1992.

Cuando la desviación del pozo supera los 60° , se forma inicialmente una duna de grava en la parte superior del intervalo de completamiento, la cual se propaga secuencialmente hasta el fondo del mismo. Para garantizar la propagación de la duna, la relación diámetro externo de la tubería de lavado/diámetro interno de la malla debería ser de aproximadamente 0,70 o más. Las pruebas realizadas han demostrado que la relación ideal oscila probablemente entre 0,75 y 0,80. La tubería de lavado ancha genera un espacio anular tubería de lavado/malla que es limitado, lo que hace que el fluido de transporte de grava obligue a fluir por fuera de la malla.

Por otra parte, si la relación diámetro externo de la tubería de lavado/diámetro interno de la malla es demasiado pequeña, la duna de grava se detendrá prematuramente en la parte superior del intervalo de completamiento, lo que ocasionará un “taconamiento prematuro” (véanse Figuras 68 y 69). Si la relación diámetro externo de la tubería de lavado/diámetro interno de la malla es demasiado alta, podría pegarse la tubería de lavado y las Presiones de bombeo podrían aumentar durante las etapas finales de la colocación de la grava.

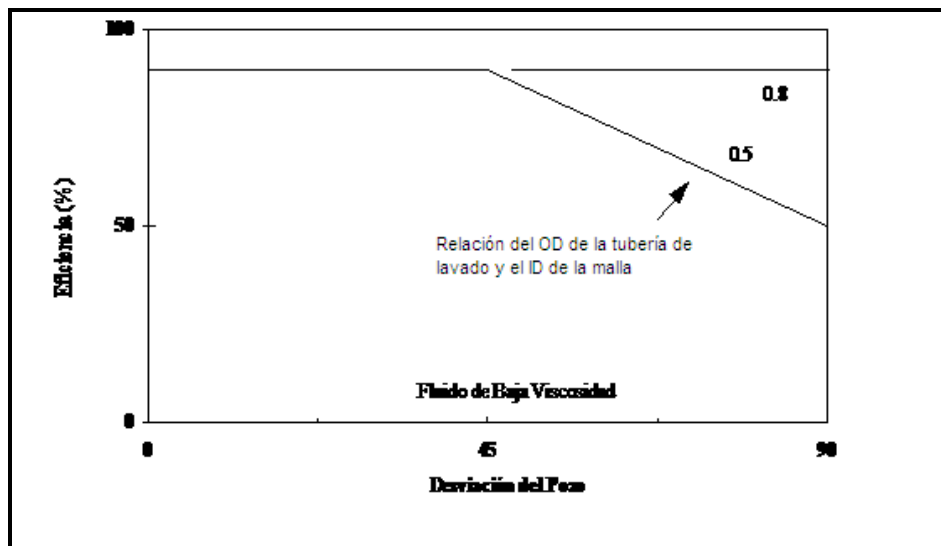
La Figura 70 muestra un esquema del proceso de colocación de grava en pozos cuyas desviaciones son superiores a los 60° y llegan hasta los 110° , aproximadamente. Esta figura muestra la duna depositada y propagada a lo largo del lado inferior del hueco hasta que alcanza el final del intervalo de completamiento (onda alfa). En este momento, una deposición secundaria (onda beta) rellena y empaca el volumen que se halla por encima de la parte superior de la onda alfa.

Figura 68. Secuencia de empaque fallida en un pozo de ángulo de desviación alto, como resultado de baja tasa de bombeo y tubería de lavado de poco diámetro, utilizando salmuera como fluido de transporte.



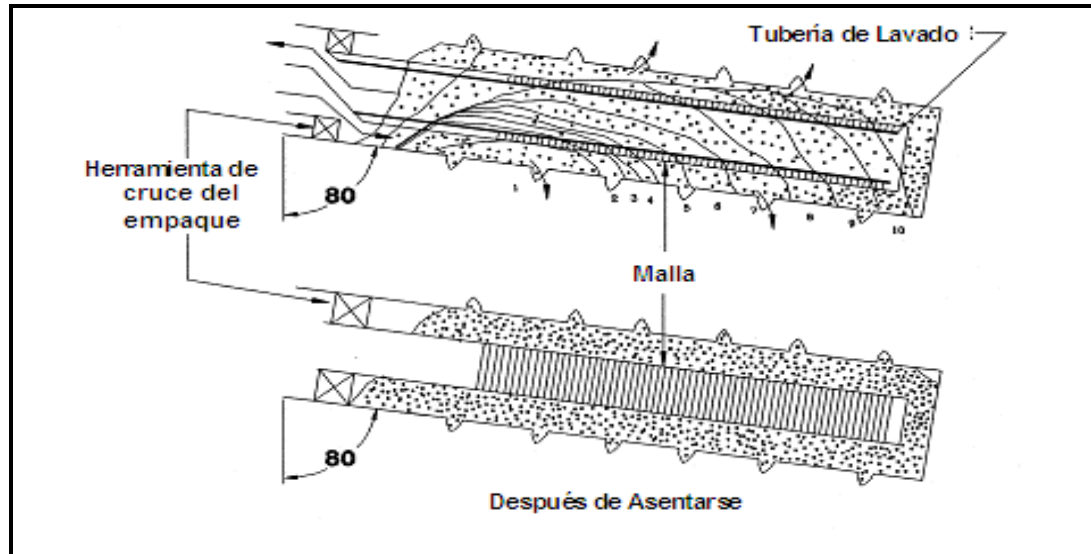
FUENTE: W.L. Penberthy Jr., K.L. Bickham, H.T. Nguyen, Baker Oil Tools; T.A. Paulley, Exxon Production Research Co. "Gravel Placement in Horizontal Wells", SPE Paper Drilling & Completions 31147.

Figura 69. Efecto de la relación del OD de la tubería de lavado y el ID de la rejilla en la eficiencia de la colocación de grava.



FUENTE: Penberthy, W.L. y Shaughnessy, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre Temas Especiales, Volumen 1, 1992.

Figura 70. Secuencia de empaque en un pozo de ángulo de desviación alto, con alta tasa de bombeo y tubería de lavado de diámetro adecuado, utilizando salmuera como fluido de transporte.



FUENTE: Penberthy Jr., K.L. Bickham, H.T. Nguyen, Baker Oil Tools; T.A. Paulley, Exxon Production Research Co. "Gravel Placement in Horizontal Wells", SPE Paper Drilling & Completions 31147.

Las pruebas realizadas con empaques con grava horizontales en el modelo de 1.500 pies han demostrado que la misma tecnología analizada anteriormente también es válida para colocar empaques con grava en los pozos horizontales. Colocar un empaque con grava en un pozo horizontal largo requiere que se efectúen labores especiales de diseño, planificación y ejecución. De particular interés es el nivel de pérdida de fluido que se produce en la sección horizontal. Si la pérdida de fluido es demasiado elevada (por ejemplo, el fluido de transporte de grava se filtra hacia la formación en lugar de circular hacia afuera del pozo), la velocidad que lleva el fluido que se dirige hacia afuera de la malla resultará insuficiente para propagar la onda alfa, lo que hace que la onda se detenga. Esto pone fin al proceso de colocación del empaque con grava. Las pruebas realizadas han demostrado que la propagación de la onda alfa requiere que aproximadamente un 40% de la salmuera utilizada para transportar la grava circule hacia afuera del pozo a través de la tubería de lavado. Asimismo, la tasa

de bombeo aplicada durante la colocación del empaque con grava debe ser suficiente para crear una velocidad superficial de unos 2 pies por segundo (tasa de bombeo dividida entre el área del espacio anular existente entre la malla y la tubería de revestimiento u hueco abierto), con el fin de propagar la duna de grava hasta el final del intervalo de completamiento.

De acuerdo con las pruebas realizadas a escala de campo y con los resultados y procedimientos reales de campo, se sugiere seguir las pautas que a continuación se presentan para empaquetar un pozo horizontal con grava:

- Mantener una tasa de bombeo que permita alcanzar una velocidad superficial de 2 pies por segundo en el área de flujo que está afuera de la malla.
- Utilizar fluidos de transporte de salmuera.
- Mantener la concentración de la grava por debajo de 2 libras de grava por galón de fluido de transporte.
- Mantener una tasa mínima de retorno de fluido que equivalga a aproximadamente el 40% de la tasa total de bombeo.
- Asegurarse de que la relación diámetro externo de la tubería de lavado/diámetro interno de la malla oscile entre 0,75 y 0,80.

El empaque con grava ofrece ventajas evidentes frente a una malla pre-empacada simple en completamientos horizontales de formaciones no consolidadas. El empaque con grava aplica un esfuerzo finito contra la formación, específicamente en la interfaz grava/formación, que reduce el paso de los finos hacia el interior del empaque con grava. Por su parte, las mallas pre-empacadas son un filtro suspendido que no ejerce un esfuerzo finito sobre la formación. La ausencia de esfuerzo hace que las partículas tengan libertad para moverse con los fluidos producidos.

Como los finos de formación son más móviles que las partículas que sustentan la carga, la acumulación de finos en la superficie exterior de la malla pre-empacada y/o justamente por debajo de dicha superficie exterior puede ocasionar taponamiento y una pérdida de productividad.

Este problema se torna más significativo cuando las formaciones tienen granos finos o un alto contenido de arcilla o cuando se producen fluidos viscosos. En este caso, la obstrucción de una malla pre-empacada es inevitable y el empaque con grava parecería constituir la única técnica disponible de control de arena a largo plazo.

Ventajas de empaacar con grava los pozos horizontales:

- Excelente control de arena.
- Aumento de la longevidad de la completamiento.
- Posibilidad de aislamiento zonal.

Desventajas de empaacar con grava los pozos horizontales:

- Costo ligeramente más elevado que las mallas pre-empacadas que se utilizan solas.

Otra ventaja potencial que presentan los empaques con grava frente a las mallas pre-empacadas que se utilizan solas es la posibilidad de lograr el aislamiento zonal. Un pozo horizontal que haya sido completado con mallas pre-empacadas puede incorporar empaques exteriores de revestimiento para lograr aislamiento zonal. El éxito de este aislamiento depende de la ubicación correcta de las empaques exteriores de tubería de revestimiento y de las características de sellado de las mismas. Predecir con exactitud el lugar de asentamiento que se requiere para el aislamiento zonal en el futuro podría resultar difícil. El empaque

con grava podría incorporar empaques exteriores, pero esto requiere herramientas de servicio y operaciones más complejas para lograr el asentamiento de los empaques y el empaque con grava. Existe otra técnica de aislamiento zonal en evolución que aprovecha el hecho de que la grava llene el espacio anular fuera de la malla. Al bombear los químicos adecuados, la permeabilidad de la arena del empaque con grava puede ser destruida artificialmente, lo que generaría cierto grado de aislamiento zonal. Tal como se afirmó, esta tecnología está evolucionando y los resultados de campo disponibles hasta ahora son limitados.

10 DISEÑO DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA HORIZONTAL

El diseño del empaquetamiento con grava en el pozo horizontal, se basó en cálculos ya obtenidos inicialmente de diversos pozos, suministrados tanto por el Director del proyecto como por el codirector, las fórmulas utilizadas fueron las anteriormente descritas al igual que las tablas, donde se tabularon y con ello se les dio una interfaz amigable para facilitar el proceso y toma de resultados.

10.1 INFORMACIÓN DE ENTRADA

Se suministra información preliminar, para registro de nombre de cliente, tuberías, arena y grava. Con los cuales se procede a realizar los cálculos de volúmenes. Ver Figura 71.

Figura 71. Información de entrada para cálculos de tuberías, grava y lechada.

Información de Cliente			
Compañía:	UIS		
Campo:	UIS CAMPO		
Pozo #:	UIS-1		
Información de Entrada			
Casing OD:	7,000 in	Casing ID:	6,336 in
T. Lisa OD:	2,875 in	Long. T. Lisa:	106 ft
Malla OD:	4,800 in	Long. Malla:	629 ft
Relacion de la mezcla de grava:	1 ppg	Fluido de Completamiento:	Salmuera
Tamaño de Grava:	20/40	Fluido de completamiento Ac.:	10,54 ppg
Permeabilidad de la Grava:	225 Darcy		
Distribucion de Grava:	0,0456 ppg (Use 0.0456 ppg para arena y 0.0439 ppg para carbolita)		
Intervalos Perforados:	3433 a 4036	603	
	0 a 0	0	
	0 a 0	0	
	0 a 0	0	
Intervalos total netos perforados:	603		

FUENTE: Autores

10.2 CÁLCULOS DE VOLÚMENES DE ARENA Y LECHADA

Se calculan mediante los datos suministrados previamente los volúmenes de arena y lechada a utilizar según especificaciones. Ver Figura 72.

Figura 72. Cálculos para hallar volúmenes tanto de arena como de lechada.

Cálculos de Volumen de Arena					
Capacidad del Anular, T. Lisa/Casing:	0,0933	ft ³ /ft.			
Capacidad del Anular, Malla/Casing:	0,1739	ft ³ /ft.			
T. Lisa/Casing Volumen:	629	x	0,093290103	=	5,868 # de arena
Malla/Casing Volumen:	60	x	0,173869544	=	1,043 # de arena
Volumen en Perforaciones:	603	x	25	=	15,075 # de arena
Volumen total de arena requerido:					21,986 # de arena

Cálculos de Volumen de Lechada					
Relacion de Mezcla:	1	ppg			
Volumen de Arena:	21,986	lbs.			
Volumen de Fluido:	523	bbbls. De fluido de completamiento necesitado			
Volumen de Lechada:	547,35	bbbls.			
Peso de Lechada:	11,04	ppg			

FUENTE: Autores

10.3 PRESIONES ESPERADAS DE SALIDA DE ARENA

Como parámetro de ajuste se establece unas presiones de salida de arena en las distintas sartas de trabajo, para instaurar un punto de control de la operación. Ver Figura 73.

Figura 73. Cálculos de las presiones esperadas de salida de arena

Presion de Salida de Arena Esperado					
Presion de Salida de Arena P:					
$P =$	$\frac{Q \times V \times H}{.00078 \times K \times A}$				
Donde:					
Q = Tasa de bombeo:	0,25	bbbls./min.			
V = Viscosidad:	1,0	cps			
H = Altura de Arena que cubre la T. Lisa Calculada para 30,40,50, y 60 ft.)					
K = Permeabilidad de la Grava:	45	Darcy			
Capacidad del anular, T. Lisa/Casing:	0,1739	ft ³ /ft.			
Presion de Salida Arena con 30 ft. De T. Lisa Cubierta:	1228,94	sobre una presion de circulacion inicial de	0,25	bbbls./min.	
Presion de Salida Arena con 40 ft. De T. Lisa Cubierta:	1638,586	sobre una presion de circulacion inicial de	0,25	bbbls./min.	
Presion de Salida Arena con 50 ft. De T. Lisa Cubierta:	2048,233	sobre una presion de circulacion inicial de	0,25	bbbls./min.	
Presion de Salida Arena con 60 ft. De T. Lisa Cubierta:	2457,88	sobre una presion de circulacion inicial de	0,25	bbbls./min.	

FUENTE: Autores

10.4 CÁLCULO DE PRESIONES DE FONDO MÁXIMAS DADAS EN LA OPERACIÓN

En este paso, se obtienen diversas presiones máximas de operación en fondo, dadas a partir de la densidad de la lechada (con respecto al ppa) y su correspondiente presión hidráulica a diferentes tasas de bombeo. Ver tabla 10.

ppa: El ppa es usado para determinar la propiedad de las partículas en el fluido de perforación, para “puentear” efectivamente los poros en el medio con filtro y por lo tanto, determinar la propiedad del lodo de reducir el daño de formación en el yacimiento.⁵⁵

Tabla 10. Cálculos para hallar las máximas presiones en fondo (BHP).

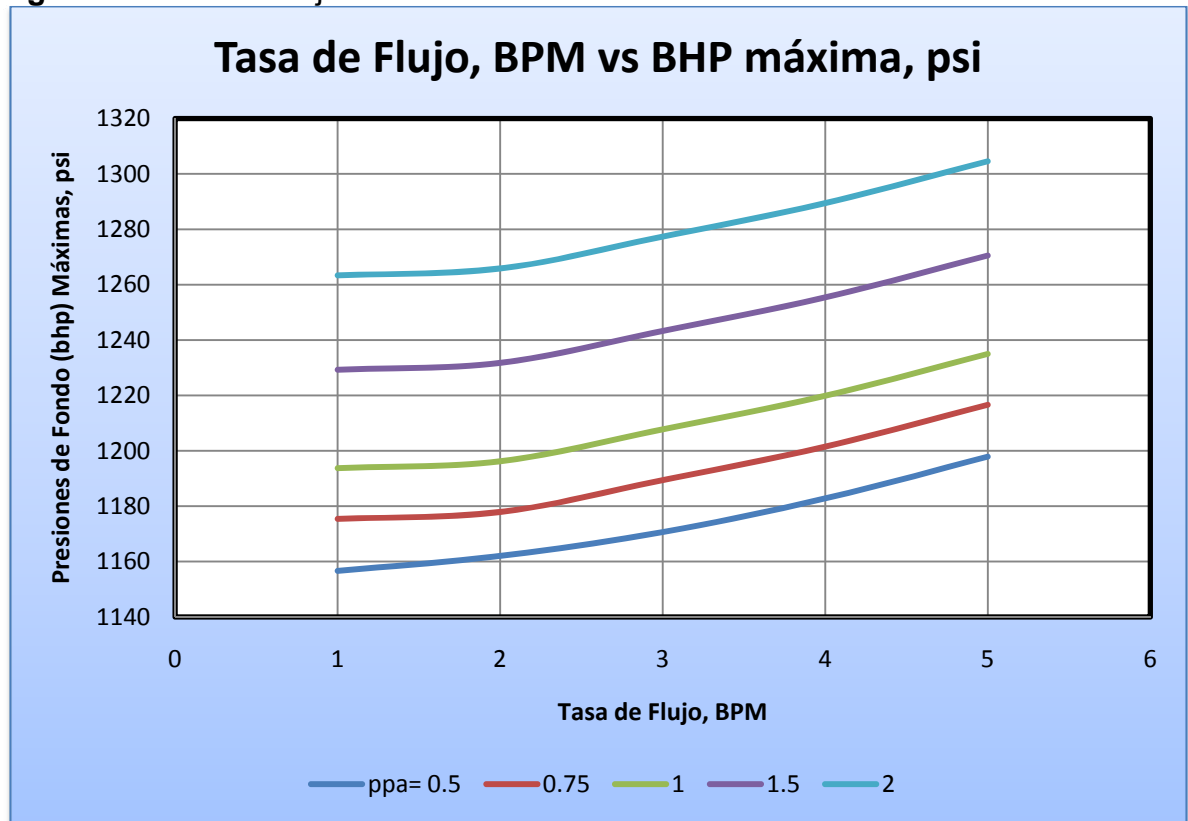
TVD	2495					
	1	2	3	4	5	
W.P. Fric	1,2183	4,5981	10,1001	17,7374	27,4969	
Caída de Presion en el Anular	0,892	2,899	6,021	10,481	15,833	
ppa	0,5	0,75	1	1,5	2	
Densidad de la Lechada	8,89888519	9,0434278	9,18484501	9,45870013	9,72120323	
Presión Hidráulica en Cabeza	1154,54137	1173,29432	1191,64179	1227,17176	1261,22891	
		Max BHP				
Tasa=	(ppa) = 0,5	0,75	1	1,5	2	
	1	1156,65167	1175,40462	1193,75209	1229,28206	1263,33921
	2	1162,03847	1177,89242	1196,23989	1231,76986	1265,82701
	3	1170,66247	1189,41542	1207,76289	1243,29286	1277,35001
	4	1182,75977	1201,51272	1219,86019	1255,39016	1289,44731
	5	1197,87127	1216,62422	1234,97169	1270,50166	1304,55881

FUENTE: Autores

⁵⁵ Pagina Web: <URL:<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=particle-plugging%20apparatus>>

Obteniéndose la siguiente gráfica, en donde podemos encontrar los diferentes comportamientos de la presión de fondo (bhp), para diversos ppa y tasas de flujo aplicados. Ver Figura 74.

Figura 74. Tasa de flujo vs BHP máxima.



FUENTE: Autores

De la Figura anterior podemos deducir la presión máxima alcanzada, con diferentes tasas de flujo y diferentes ppa, donde vemos que a mayor reducción del daño a la formación se obtienen presiones máximas en fondo mas altas, las cuales para la operación no serían las óptimas.

10.5 CÁLCULOS DE PERDIDAS POR FRICCIÓN Y LA REOLOGÍA DEL FLUIDO

Se introducen datos de densidad de fluido y de partícula así como propiedades de la tubería y malla tales como, rugosidad y diámetros interno y externo. Ver Figura 75.

Figura 75. Datos de entrada para calcular las pérdidas por fricción y la reología de los fluidos.

Constantes de las leyes:			
n	1		
K, lb-secn/ft ²	0,0000209	2,08855E-05	
K', lb-secn/ft ²	0,0000209		
fn	1		
Viscosidad de un fluido de base no-viscosa, cps	1		
Densidad de fluido, lb/gal	1054		
Densidad de partícula, lb/gal	22		
WG, lb/gal	1		
CVF	0,043		
Densidad de lechada, lb/gal	1009,130		
Relación de densidad	0,957		
Rugosidad de la tubería, in	0,0018		
Casing I.D., in	2,441	(= ID del Tubing para el flujo total)	
Tubing o Malla O.D., in	0	(= 0 para flujo por tubing)	
DH, in	2,441		
A, in ²	4,68		

FUENTE: Autores

Se calculan la reología del fluido (lechada) y las perdidas por fricción. Ver Tablas 11 y 12.

Tabla 11. Reología del fluido (lechada)

Q, BPM	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5
V, pies/seg	1,44	2,88	4,32	5,76	7,20	8,64	10,08
SR, seg-1	57	113	170	226	283	340	396
ASR, seg-1	57	113	170	226	283	340	396
Viscosidad de fluido, cps	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Viscosidad de lechada, cps (Keck)	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
Realcion de viscosidad (Formula de Keck)	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33

FUENTE: Autores

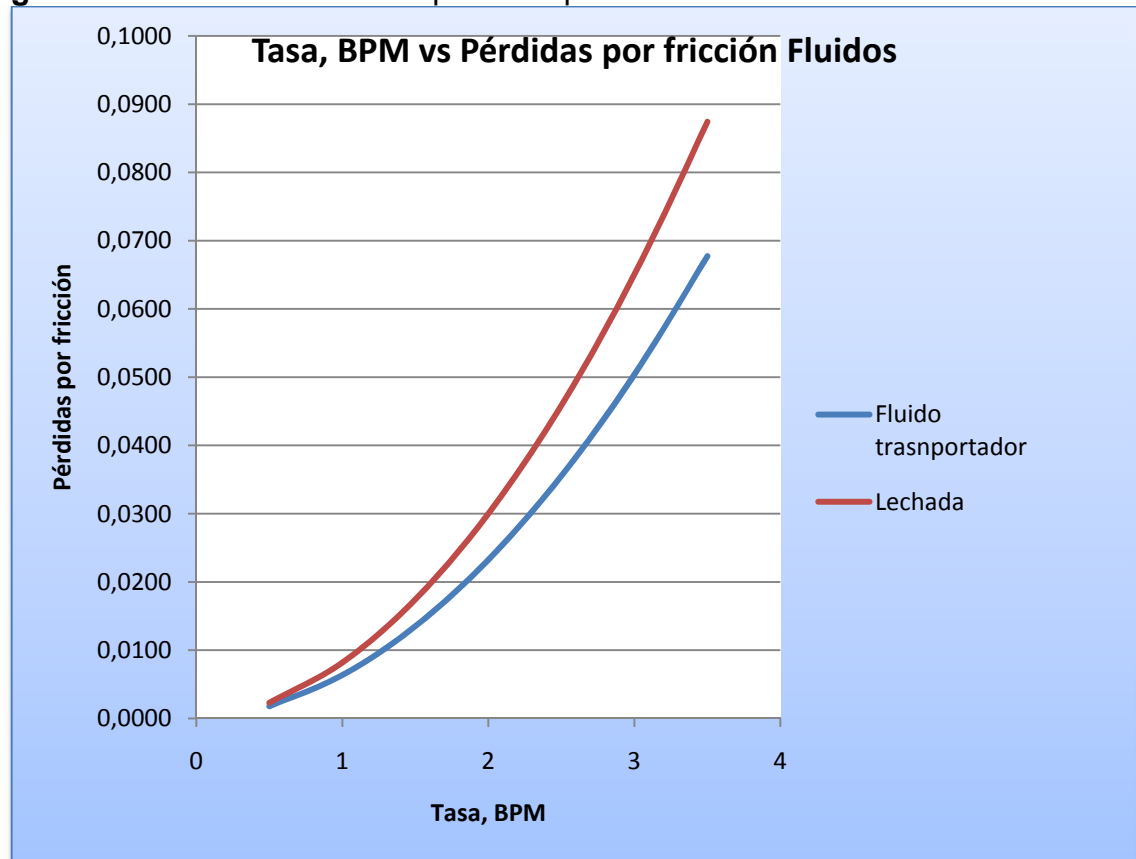
Tabla.12. Pérdidas por fricción según la tasa de bombeo.

Reynolds crítico	2100						
Q, BPM	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5
V, pies/seg	1,44	2,88	4,32	5,76	7,20	8,64	10,08
Número de Reynolds	27165	54331	81496	108662	135827	162993	190158
Reynolds Newtoniano	27217	54435	81652	108870	136087	163304	190522
Factor de fricción (Colebrook)							
Fluido transportador	0,0065	0,0058	0,0055	0,0053	0,0052	0,0051	0,0050
Lechada	0,0078	0,0070	0,0066	0,0064	0,0062	0,0061	0,0061
Caída de presión, psi/pies							
Fluido transportador	0,0018	0,0063	0,0135	0,0233	0,0355	0,0504	0,0677
Lechada	0,0023	0,0082	0,0174	0,0300	0,0459	0,0650	0,0874

FUENTE: Autores

Luego de la tabla de caídas de presión por fricción se grafican la tasa de bombeo y las caídas o perdidas por fricción tanto del fluido como de la lechada generada por cada pie de tubería cruzado. Ver figura 76.

Figura 76. Tasa de bombeo vs perdidas por fricción.



FUENTE: Autores

Se puede inferir que, para el fluido transportador en este caso la salmuera, la cual se escogió debido a su bajo costo, facilidad de manejo y por los buenos resultados dados en las operaciones, genera menos perdidas por fricción que este caso sería el gel hidroxí-etil celulosa (Gel HEC).

10.6 CÁLCULOS DE DIÁMETRO DE HUECO, VOLUMEN REAL Y RELACIÓN DE DIÁMETROS DE HUECO

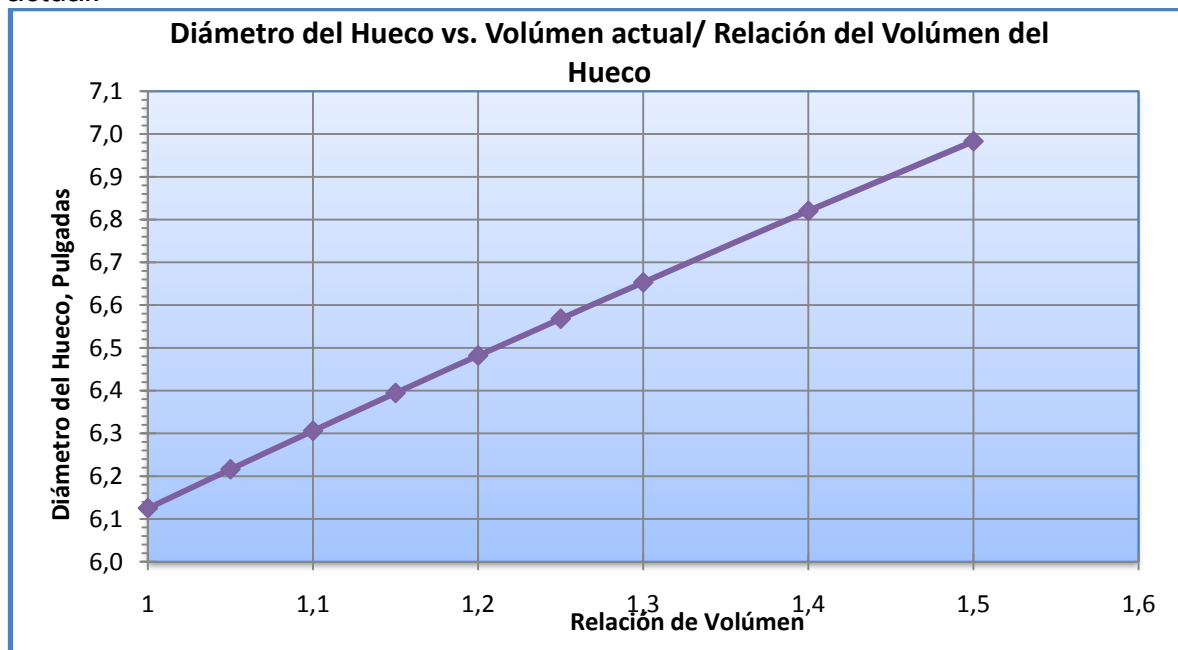
Se obtienen con el diámetro original del hueco dado por la perforación, y el diámetro externo de la malla (OD), se establecen las relaciones de volúmenes y el correspondiente diámetro de hueco actual. Ver tabla 13.

Tabla 13. Cálculos de los volúmenes actuales con relación al diámetro de hueco actual.

Diámetro original del hueco, pulg.	6,13								
OD de la malla, Pulg.	3,88								
Volúmen actual/Relacion Volúmen original	1	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5
Diámetro de hueco actual, Pulg.	6,125	6,216	6,306	6,395	6,482	6,568	6,653	6,820	6,983

FUENTE: Autores

Figura 77. Gráfica de volúmenes actuales con relación al diámetro de hueco actual.



FUENTE: Autores

En la figura 77 se observa que a mayor volumen o relación de volúmenes mayor es el diámetro del hueco original. Como era de esperarse.

10.7 DISEÑO DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN LA SECCIÓN HORIZONTAL

Se hallan las presiones de poro y de fractura esta última mediante la ecuación de Saltz. Ingresando los datos de gradiente de presión de poro (en verde), el gradiente de fractura es, 0.742 psi/pie menos el 10% es decir ± 0.670 psi/pie Ver tabla 14.

Tabla 14. Dato de entrada del gradiente de presión de poro.

Gradiente de presión de poro, psi/pies	0,4625		
Gradiente de presión de fractura, psi/pies	0,670	0,704	0,742

FUENTE: Autores

Se introducen los valores de la profundidad de la zona productora y de zapato, ángulo máximo de buzamiento, diámetro de hueco. Ver tabla 15.

Tabla 15. Profundidades y propiedades de la zona productora.

	MD, pies	TVD, pies	Pp, psi	Pfr, psi
Tope de zona productora	3433	2495	1154	1672
Fondo de zona productora	4036	2500	1156	1675
Long. Zona productora, pies	603	5	2,3125	3,35
Ángulo maximo de la zona productora, grados	90			
Diámetro del hueco, pulg.	6,75			
Profundidad del zapato, pies	4036	4036		

FUENTE: Autores

Se introducen los valores correspondientes de profundidad y propiedades a las sargas de trabajo, herramienta empaquetadora, mallas y tubería de lavado. Con

ello se calculan las capacidades y áreas en los anulares, áreas totales de flujo. Ver tabla 16.

Tabla 16. Propiedades de la tubería de trabajo o sarta.

Herramienta:	MD, pies	Long, pies	OD, pies	ID, pies	Casin. ID	San	A, pies ²	Aanular, pies ²
Sarta 1	3031	3031	3,5	2,764	6,336	0,667	6,000	21,909
Sarta 2	3031	0	3,5	2,764	6,336	0,667	6,000	21,909
Sarta 3	3031	0	3,5	2,764	6,336	0,667	6,000	21,909
Long del empaquetador.	3407	376	4	3,548	6,336	1,614		18,963
Mallas	4036	629	4,8	3,715		1,634		17,689
Tubería de lavado		1000	2,875	2,441		1,646	4,680	4,348

FUENTE: Autores

Con los datos de relación de retorno y propiedades tanto de la grava como del fluido, se obtienen los resultados de densidad volumétrica de la grava, fracción de volumen o volumétrica, densidad de la lechada, relación de densidades, entre otros. Ver tabla 17.

Tabla 17. Propiedades de los fluidos y grava.

Rugosidad	0,01	
Relación de retorno esperado (0-1)	0,75	
Viscosidad del fluido, cps	1	
Densidad del fluido, ppg	10,54	78,81 LPC
Densidad de la grava, ppg	22	164,51 LPC
Diámetro de la grava, pies	0,025	
Relación de la mezcla de grava, ppga	1	1,33
Densidad volumetrica de la grava, ppg	13,2	98,70
Fracción de volumen	0,043	0,057
Densidad de la lechada, ppg	11,038	11,195
Relación de densidades	1,047	1,062
Relación de viscosidades (Ec. de Keck)	1,33	1,45
Viscosidad de la lechada, cps	1,327	1,449

FUENTE: Autores

Después de haber establecido los parámetros de entrada del diseño del empaquetamiento, se procede a calcular, las variables correspondientes a las tuberías y sección horizontal, a las cuales se les determinará las velocidades de flujo en cada sección, presiones y tasas de bombeo y retorno. Ver tabla 18.

Tabla 18. Velocidades y tasas requeridas

		<i>Máx.</i>	<i>Mín.</i>
Velocidad requerida en S 1, pies/seg	4,01	5,42	3,83
Tasa requerida en S1, BPM	1,79	2,42	1,71
Velocidad requerida en S 2, pies/seg	4,01	5,42	3,83
Tasa requerida en S 2, BPM	1,79	2,42	1,71
Velocidad requerida en S 3, pies/seg	4,01	5,42	3,83
Tasa requerida en S 3, BPM	1,79	2,42	1,71

FUENTE: Autores

Con los datos de radio de pozo, área máxima de flujo y la respectiva corrección para el ángulo de la sección horizontal, se calculan las propiedades o variables concernientes al hueco, en la cual nuestra prioridad será determinar altura de la duna, diámetro del hidráulico y velocidades de transporte de grava en la sección horizontal, así como, la tasa de transporte. Ver Tablas 19 y 20.

Tabla 19. Datos de entrada del radio de pozo, y cálculos para el área de flujo máxima.

Radio del pozo, pulg	3,375
Área Max. De flujo (Hueco/Anular malla), pulg ²	17,69
Corrección para el ángulo de pozo > 90°	1,00

FUENTE: Autores

Tabla 20. Cálculos de altura de la duna, diámetro del hidráulico y velocidades de transporte de grava en la sección horizontal.

<i>Altura de la duna/Relación de Diámetros del hueco</i>	<i>0,50</i>	<i>0,60</i>	<i>0,65</i>	<i>0,70</i>	<i>0,75</i>	<i>0,80</i>	<i>0,85</i>	<i>0,90</i>
Altura de la duna, pulg.	3,38	4,05	4,39	4,73	5,06	5,40	5,74	6,08
Rel.1, pulg.	0,00	0,68	1,01	1,35	1,69	2,03	2,36	2,70
Cond.2, pulg.	0,98	1,65	1,99	2,33	2,66	3,00	3,34	3,68
Rel.1	3,14	2,74	2,53	2,32	2,09	1,85	1,59	1,29
Cond.2	2,30	1,63	1,19	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Área de la duna, pulg. ²	4,297	6,128	7,281	8,720	10,693	12,594	14,323	15,827
Área de flujo abierta, pulg. ²	13,392	11,561	10,408	8,969	6,996	5,095	3,366	1,862
Perímetro del area de flujo abierta, pulg.	18,499	16,273	15,151	14,024	12,914	11,659	10,189	8,394
Diámetro hidráulico, pulg.	2,896	2,842	2,748	2,558	2,167	1,748	1,321	0,888
Diámetro equivalente, pulg. (Area de flujo abierta)	4,129	3,837	3,640	3,379	2,985	2,547	2,070	1,540
<i>Velocidad de transporte, pies/seg</i>	<i>5,02</i>	<i>4,85</i>	<i>4,73</i>	<i>4,57</i>	<i>4,31</i>	<i>4,00</i>	<i>3,63</i>	<i>3,16</i>
<i>Tasa de transporte, BPM</i>	<i>4,990</i>	<i>4,162</i>	<i>3,656</i>	<i>3,043</i>	<i>2,239</i>	<i>1,514</i>	<i>0,908</i>	<i>0,437</i>

FUENTE: Autores

10.8 CÁLCULOS DE PRESIONES DURANTE EL ASENTAMIENTO DE LA GRAVA

Se calculan las presiones hidrostáticas durante el asentamiento de la grava, para el fluido (salmuera), y la lechada tanto en el tope como en el fondo. Ver Tabla 21.

Tabla 21. Cálculos de las presiones hidrostáticas según el fluido y los topes y fondos de la formación.

Presión hidrostática en cabeza de fondo, psi - fluid	1370
Presión hidrostática en cabeza de fondo, psi - lechada	1435
Presión hidrostática en cabeza de tope, psi - lechada	1432

FUENTE: Autores

A partir de los datos de la tabla 20, se calculan las caídas de presión y las perdidas por fricción tanto para el fluido base como para la lechada. Ver tabla 22.

Tabla 22. Cálculos de las pérdidas por fricción y caídas de presión para el fluido y la lechada.

<i>Altura de la duna/Relación de Diámetros de hueco</i>	<i>0,50</i>	<i>0,60</i>	<i>0,65</i>	<i>0,70</i>	<i>0,75</i>	<i>0,80</i>	<i>0,85</i>	<i>0,90</i>
Area de flujo abierto, pulg. ²	13,392	11,561	10,408	8,969	6,996	5,095	3,366	1,862
Diámetro hidráulico, pulg.	2,896	2,842	2,748	2,558	2,167	1,748	1,321	0,888
velocidad de transporte, pies/seg	5,016	4,847	4,729	4,567	4,309	4,001	3,631	3,162
Tasa de transporte, BPM	4,990	4,162	3,656	3,043	2,239	1,514	0,908	0,437
Número de Reynolds	142090	134717	127106	114284	91333	68407	46930	27446
Factor de Fricción base	0,0071	0,0071	0,0072	0,0074	0,0077	0,0083	0,0091	0,0105
lechada	0,0089	0,0090	0,0091	0,0093	0,0098	0,0105	0,0115	0,0132
Caída de Presión, psi/pies base	0,0251	0,0240	0,0239	0,0245	0,0271	0,0310	0,0371	0,0482
lechada	0,0336	0,0321	0,0320	0,0328	0,0362	0,0415	0,0496	0,0645

FUENTE: Autores

También se calculan las pérdidas y velocidades en el anular entre la malla y la tubería de lavado, para diferentes alturas de duna/relación de diámetros de hueco, de igual forma, se calculan las tasas de flujo en ese anular. Ver Tabla 23.

Tabla 23. Cálculos de pérdidas y velocidades en el anular entre la malla y la tubería de lavado. (Continúa en la siguiente pág.)

Factor de Fricción en malla/WP anular (1)	0,0091							
Velocidad en la malla/WP anular, pies/seg (1)	2,754	2,695	2,688	2,721	2,862	3,062	3,350	3,819
Número de Reynolds (1)	37244	36445	36354	36793	38705	41413	45296	51641
Factor de Fricción (2)	0,0091	0,0091	0,0091	0,0091	0,0091	0,0091	0,0090	0,0090
Velocidad en la malla/WP anular, pies/seg (2)	2,756	2,695	2,688	2,721	2,867	3,073	3,368	3,851
Número de Reynolds (2)	37263	36442	36349	36800	38766	41551	45546	52079
Factor de Fricción (3)	0,0091	0,0091	0,0091	0,0091	0,0091	0,0090	0,0090	0,0090
Velocidad en la malla/WP anular, pies/seg (3)	2,756	2,695	2,688	2,721	2,867	3,073	3,369	3,852
tasa de flujo en la malla/WP anular, BPM	0,889	0,869	0,867	0,878	0,925	0,991	1,087	1,243

FUENTE: Autores

Por consiguiente hallamos las tasas de bombeo y de retorno esperados durante la operación, para así determinar el tiempo de la operación (tiempo de empaquetamiento de la zona) la cual consta de tiempo de duración de las ondas alfa, beta. Ver tabla 24

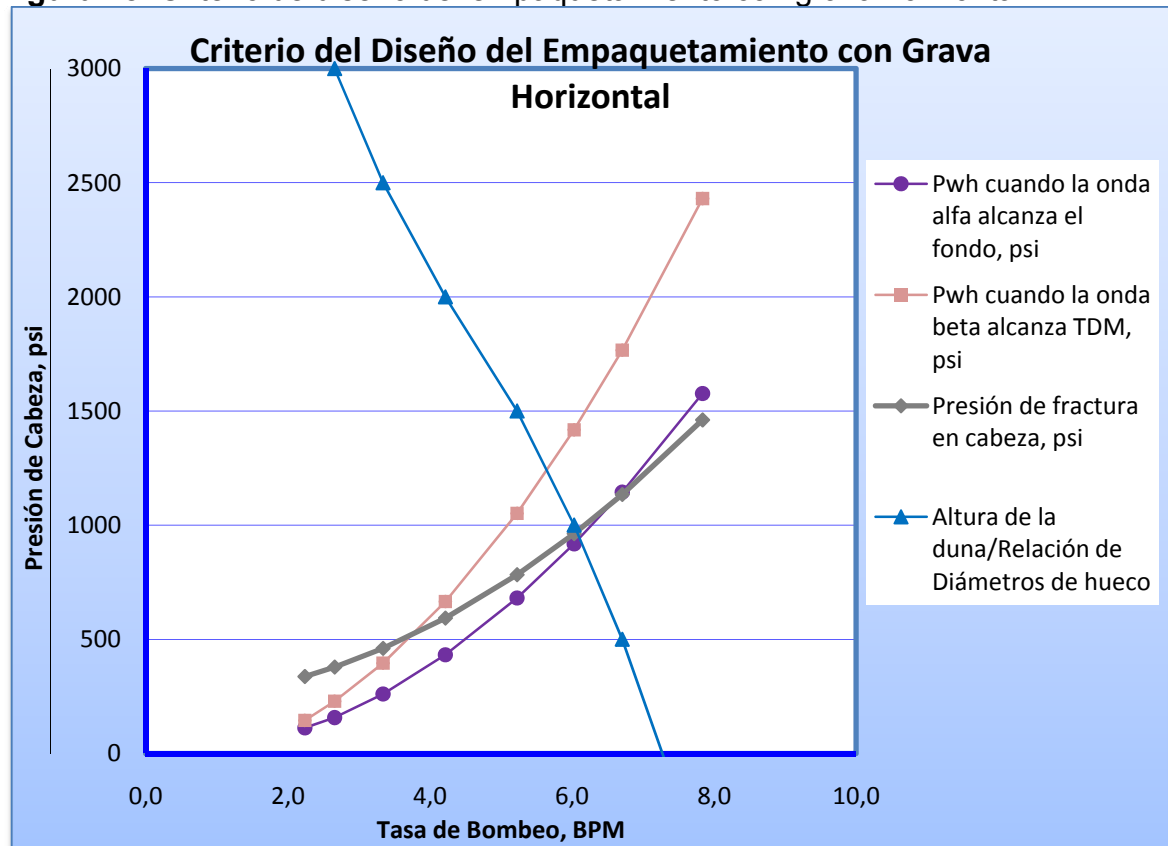
Tabla 24. Cálculos de tasas de bombeo y de retorno esperados durante la operación.

Tasa, BPM	7,838	6,708	6,031	5,227	4,219	3,341	2,659	2,240
Tasa de retorno, BPM	5,879	5,031	4,523	3,921	3,164	2,505	1,995	1,680
Tasa de retorno/Relación de tasa de transporte	1,18	1,21	1,24	1,29	1,41	1,65	2,20	3,84
Tasa de arena, lb/min.	314,90	269,49	242,27	210	169,48	134,21	106,84	89,99
Velocidad de la onda alfa, pies/min.	106,89	64,13	48,53	35,12	23,12	15,54	10,88	8,29
Tiempo de la onda alfa, min.	9	16	21	29	43	65	92	121
Velocidad de la onda beta, pies/min.	34,29	34,00	33,95	34,15	35,33	38,42	46,29	70,47
Tiempo de la onda beta, min.	18	19	19	18	18	16	14	9
Tiempo de empaquetamiento de la zona, min.	28	34	39	47	61	81	106	130

FUENTE: Autores

Luego se procede a hallar las velocidades tanto en la tubería como en los anulares, a diferentes tasas de bombeo halladas en la tabla anterior, con lo cual para este caso se tienen los resultados de la Tabla 25. Finalmente, se hace un análisis de las presiones de las ondas alfa y beta, que componen la distribución de la grava o la técnica de colocación de la grava en la sección horizontal. Ver Tabla 26.

Figura 78. Criterio de diseño del empaquetamiento con grava horizontal.



FUENTE: Autores

En la figura 78 se aprecian los diferentes criterios durante el asentamiento de la grava en el diseño del empaquetamiento con grava en la sección horizontal, donde las presiones manejadas en cabeza de pozo y las relaciones de la altura de la duna son parámetros preponderantes a la hora de la operación. Para efectos de cálculos y tomando una tasa de bombeo de 2.5BPM se obtiene una $P_{(\alpha)}@Fondo=157psi$ y $P_{(\beta)}@Tope$ de la malla= $229psi$, además de la altura de la duna con respecto a la relación de diámetro de hueco de 0.85.

Tabla 25. Cálculo de velocidades en tubería y en anulares.

Velocidades En Tubería Y Anular	7,838	6,708	6,031	5,227	4,219	3,341	2,659	2,240
Velocidad en S 1, pies/seg	17,604	15,066	13,544	11,740	9,475	7,503	5,973	5,031
Número de Reynolds	475934	407305	366170	317399	256151	202837	161474	136012
Factor de Fricción	0,0083	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084	0,0085	0,0085	0,0086
Caída de Presión, psi/pies	0,3993	0,2930	0,2371	0,1786	0,1167	0,0736	0,0469	0,0334
Velocidad en S 2, pies/seg	17,604	15,066	13,544	11,740	9,475	7,503	5,973	5,031
Número de Reynolds	475934	407305	366170	317399	256151	202837	161474	136012
Factor de Fricción	0,0083	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084	0,0085	0,0085	0,0086
Caída de Presión, psi/pies	0,3993	0,2930	0,2371	0,1786	0,1167	0,0736	0,0469	0,0334
Velocidad en S 3, pies/seg	17,604	15,066	13,544	11,740	9,475	7,503	5,973	5,031
Número de Reynolds	475934	407305	366170	317399	256151	202837	161474	136012
Factor de Fricción	0,0083	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084	0,0085	0,0085	0,0086
Caída de Presión, psi/pies	0,3993	0,2930	0,2371	0,1786	0,1167	0,0736	0,0469	0,0334
Velocidad en malla annular, pies/seg	5,570	4,767	4,286	3,715	2,998	2,374	1,890	1,592
Número de Reynolds	205418	175797	158043	136992	110557	87546	69694	58704
Factor de Fricción	0,0078	0,0078	0,0079	0,0079	0,0080	0,0081	0,0082	0,0083
Caída de Presión, psi/pies	0,0443	0,0326	0,0264	0,0200	0,0131	0,0083	0,0054	0,0038
Velocidad en WP, pies/seg	16,929	14,488	13,024	11,290	9,111	7,215	5,744	4,838
Número de Reynolds	404183	345900	310967	269548	217534	172258	137131	115507
Factor de Fricción	0,0073	0,0073	0,0073	0,0073	0,0073	0,0074	0,0074	0,0074
Caída de Presión, psi/pies	0,3472	0,2548	0,2063	0,1553	0,1016	0,0640	0,0408	0,0291
Velocidad en casing/S 1 anular, pies/seg	3,616	3,095	2,782	2,412	1,946	1,541	1,227	1,033
Número de Reynolds	66904	57257	51474	44618	36008	28514	22699	19120
Factor de Fricción	0,0081	0,0082	0,0082	0,0083	0,0084	0,0086	0,0087	0,0089
Caída de Presión, psi/pies	0,0153	0,0113	0,0092	0,0069	0,0046	0,0029	0,0019	0,0014
Velocidad en casing/S 2 anular, pies/seg	3,616	3,095	2,782	2,412	1,946	1,541	1,227	1,033
Número de Reynolds	66904	57257	51474	44618	36008	28514	22699	19120
Factor de Fricción	0,0081	0,0082	0,0082	0,0083	0,0084	0,0086	0,0087	0,0089
Caída de Presión, psi/pies	0,0153	0,0113	0,0092	0,0069	0,0046	0,0029	0,0019	0,0014
Velocidad en casing/S 3 anular, pies/seg	3,616	3,095	2,782	2,412	1,946	1,541	1,227	1,033
Número de Reynolds	66904	57257	51474	44618	36008	28514	22699	19120
Factor de Fricción	0,0081	0,0082	0,0082	0,0083	0,0084	0,0086	0,0087	0,0089
Caída de Presión, psi/pies	0,0153	0,0113	0,0092	0,0069	0,0046	0,0029	0,0019	0,0014

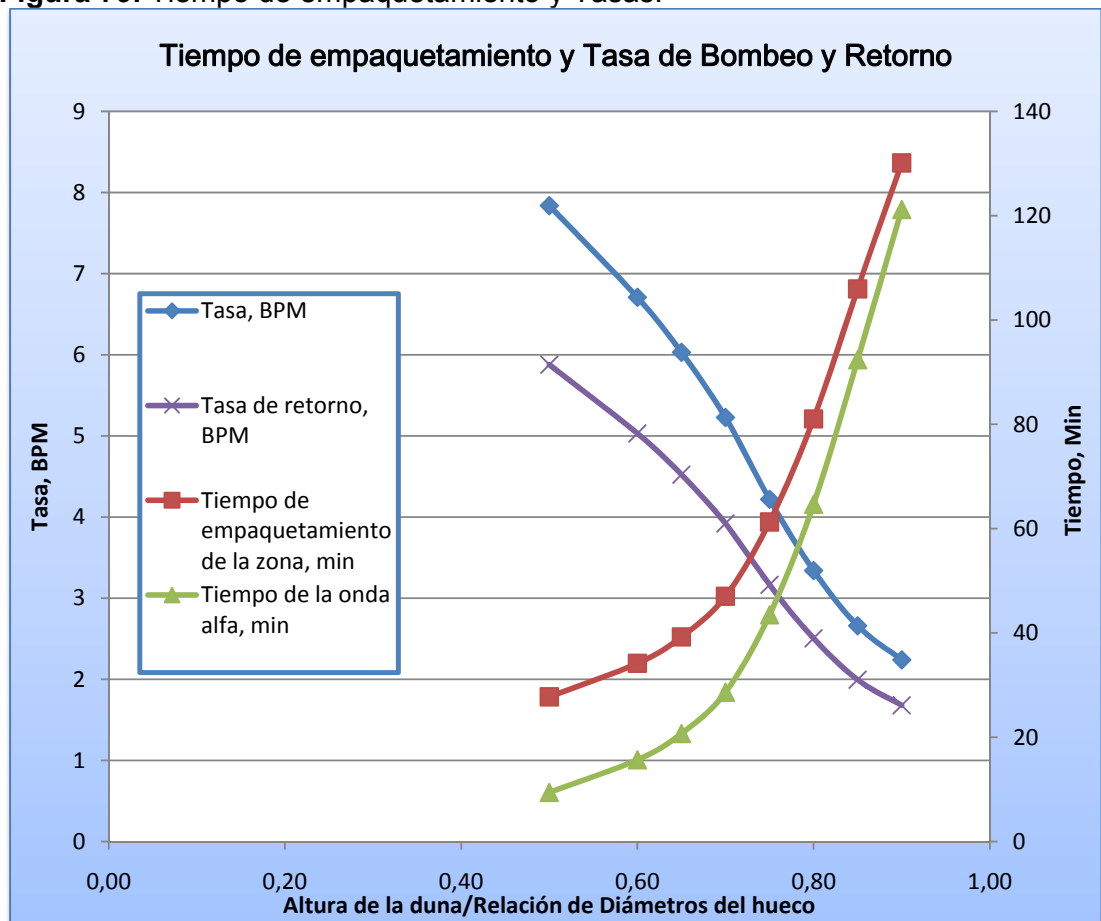
FUENTE: Autores

Tabla 26. Cálculos las presiones de las ondas alfa y beta.

Onda alfa alcanza el fondo de la zona	Q, BPM =7,838	6,708	6,031	5,227	4,219	3,341	2,659	2,240
Presión en fondo del WP, psi	1764	1659	1604	1547	1486	1443	1417	1403
Ptope cuando la onda alfa alcanza el fondo, psi	1782	1677	1621	1564	1506	1466	1445	1441
Pwh cuando la onda alfa alcanza el fondo, psi	1577	1145	918	681	432	260	157	112
Onda beta alcanza el tope de la malla								
Velocidad en malla/WP anular, pies/seg	18,222	15,594	14,019	12,152	9,807	7,766	6,182	5,207
Número de Reynolds	246411	210879	189582	164331	132621	105018	83602	70419
Factor de Fricción	0,0086	0,0086	0,0087	0,0087	0,0087	0,0088	0,0088	0,0089
Caída de Presión, psi/pies	1,3913	1,0209	0,8263	0,6222	0,4068	0,2564	0,1635	0,1166
Presiones finales								
Presión en fondo del WP, psi	1764	1659	1604	1547	1486	1443	1417	1403
Ptope cuando la onda beta alcanza TDM, psi	2636	2299	2121	1935	1739	1601	1517	1474
Pwh cuando la onda beta alcanza TDM, psi	2431	1767	1418	1052	665	396	229	145
Presión de fractura en cabeza, psi	1466	1140	968	788	598	466	384	342
Tasas de bombeo y fractura								
Tasa de bombeo al cuadrado	61	45	36	27	18	11	7	5
Tasa de bombeo para alcanzar 0.83 Duna/relación de hueco, BPM	3,118							
Tasa de fractura cuando la onda beta alcanza TDM, BPM	3,817							
Tasa mínima de bombeo durante la onda alfa, BPM	3,118							
Presión máxima en cabeza de pozo, psi	507							
Tasa, BPM	0,000	7,838						
Presión de fractura en el tope de la zona, psi	1672	1672						

En la figura 79 se muestran las tasas de bombeo y de retorno esperado (teóricamente se conoce como el 75% de la tasa de bombeo), las cuales nos dan un aporte significativo a la hora de estimar el tiempo de duración de la operación de empaquetamiento con grava.

Figura 79. Tiempo de empaquetamiento y Tasas.



FUENTE: Autores

Con el valor de la altura de la duna con respecto a la relación de diámetro de hueco de 0.85, que se tomó de la figura 78, hallamos los tiempos de duración de la onda alfa y del empaquetamiento los cuales fueron 92 y 106 min respectivamente, a la vez que también podemos corroborar la tasa de bombeo y la tasa de retorno, las cuales fueron 2.5 y 1.9 BPM respectivamente. Con esto constatamos y evaluamos la altura de la duna para determinada longitud horizontal dada por la tabla 27 y la figura 80, a continuación.

Tabla 27. Estimación de la altura de la duna.

MD, pies	3433,00	3519,14	3605,29	3691,43	3777,57	3863,71	3949,86	4036,00
Lc, pies	0,00	86,14	172,29	258,43	344,57	430,71	516,86	603,00
Qli, BPM	0,000	0,089	0,179	0,268	0,357	0,446	0,536	0,625
Qri, BPM	2,500	2,411	2,321	2,232	2,143	2,054	1,964	1,875
Est. Duna/Rel. Diámetros de Hueco	0,815	0,823	0,831	0,838	0,846	0,854*	0,862*	0,870*
Est. Altura de la duna, pulg.	5,50	5,55	5,61	5,66	5,71	5,77	5,82	5,87

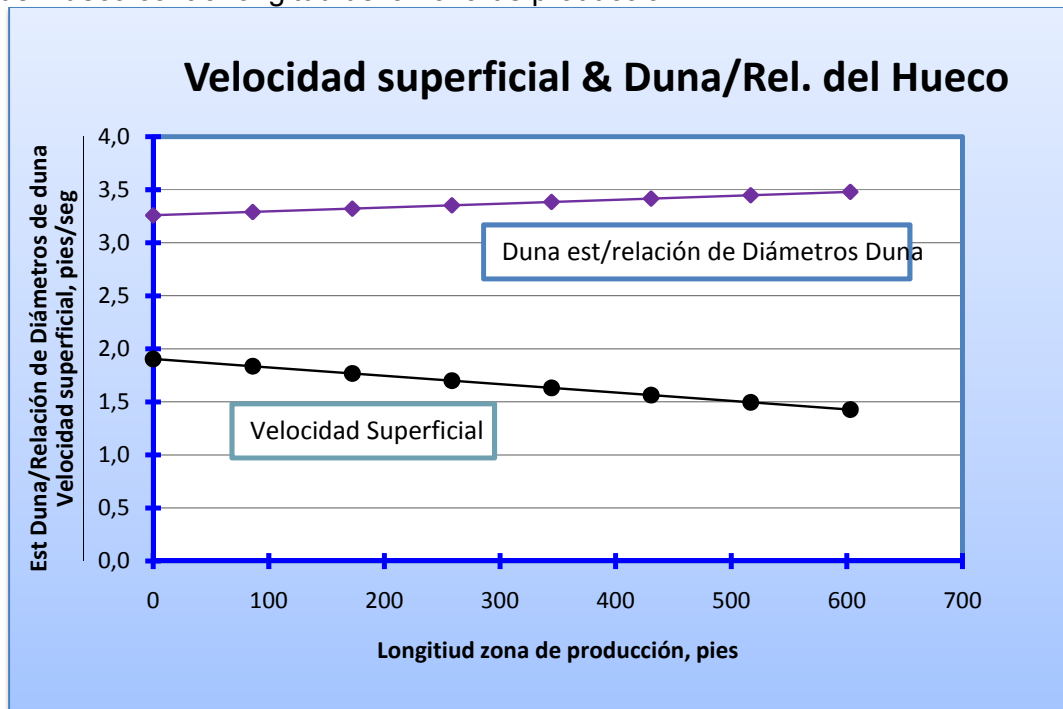
Velocidad superficial, pies/seg	1,90	1,84	1,77	1,70	1,63	1,56	1,50	1,43
---------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------

*Valores se incrementa la tasa de bombeo para minimizar el puenteo prematuro.

FUENTE: Autores

De la estimación de la altura de la duna, tenemos la figura 80, la cual representa la velocidad superficial lograda teniendo en cuenta la longitud a la zona de producción con respecto al tope de la formación o fondo, y con ella se realiza la determinación de la altura de la duna como un cociente o relación con los diámetros de la duna.

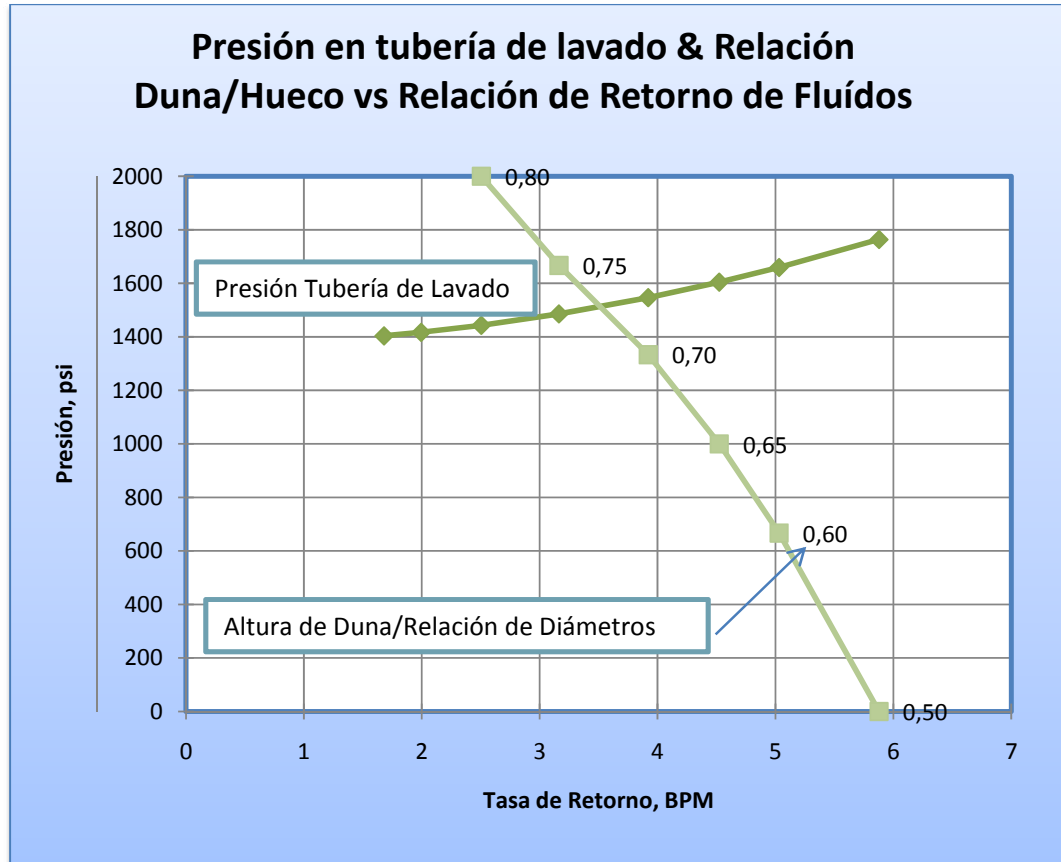
Figura 80. Velocidad superficial y estimación de la duna/relación de diámetro del hueco contra longitud de la zona de producción.



FUENTE: Autores

La figura 81, muestra el comportamiento de la presión en la tubería de lavado, la cual junto con la relación de retorno de fluidos nos indican la tendencia de formación de la duna como otro parámetro para medir esta variable, con respecto a la longitud horizontal a empaquetar o de interés.

Figura 81. Presión en tubería de lavado y Relación duna/hueco vs Relación de retorno de fluidos.



FUENTE: Autores

Extrapolando la grafica de la altura de la duna con respecto a la relación de diámetros a una tasa de retorno de 1.9BPM obtenemos el valor de la presión de la tubería de lavado, el cual fue de 1417, así tenemos todas las presiones de operación en cada accesorio o sarta de trabajo, dato que resulta importante a la hora de realizar la operación, ya que un sobrepaso de la presión de fractura se traduciría en una operación no exitosa de empaquetamiento, con los costos que esto conlleva.

Tabla 28. Estimación de las presiones de cabeza en el tope de las ondas alfa y beta con respecto a la tasa de bombeo.

Tasa de bombeo, BPM	7,84	6,71	6,03	5,23	4,22	3,34	2,66	2,24
TB ²	61,44	45,00	36,37	27,33	17,80	11,16	7,07	5,02
Pwh-Ptop, psi (Fin de onda alfa)	1577	1145	918	681	432	260	157	112
Pwh-Ptop, psi (Fin de onda beta)	2636	2299	2121	1935	1739	1601	1517	1474

TB²: Tasa de bombeo al cuadrado.

FUENTE: Autores

En la tabla 29 se escoge la tasa de bombeo de 2.5 ya que representa una presión en tope para la onda beta de 1500 psi. Con lo cual en la formación se estaría trabajando por debajo de su presión de fractura, el valor de la presión de la onda alfa es menor y correspondiente a 135 psi.

Tabla 29. Presiones en cabeza en el tope de las ondas alfa y beta para una tasa de bombeo escogida.

Tasa de bombeo, BPM	2,5
Pwh-Ptop, psi (Fin de onda alfa)	135
Pwh-Ptop, psi (fin de onda beta)	1500

FUENTE: Autores

En la tabla 30, se presentan los resultados para diferentes tasas de retorno, que corresponde a aproximadamente el 75% de las tasas de bombeo, tal como se había descrito anteriormente.

Tabla 30. Presiones de tope, fondo en tubería de lavado, Duna/Relación de hueco con respecto a la tasa de retorno.

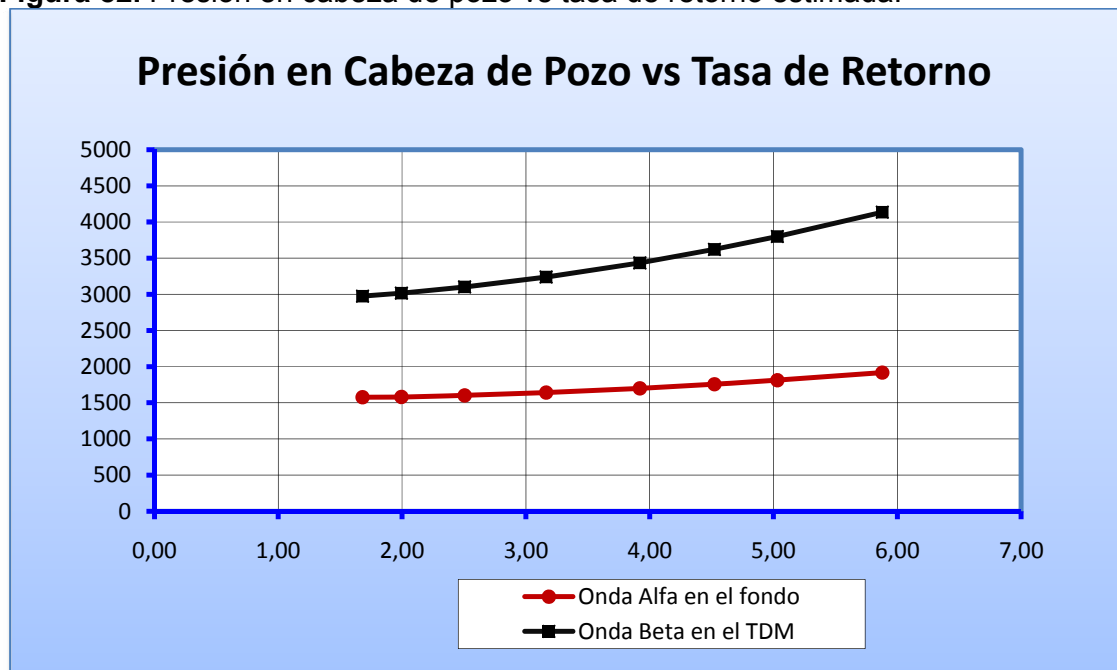
Tasa de retorno, BPM	5,88	5,03	4,52	3,92	3,16	2,51	1,99	1,68
Duna/Rel. Hueco	0,50	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90
Presión a WP fondo, psi	1764	1659	1604	1547	1486	1443	1417	1403
Presión a TOPE, psi (Fin de onda alfa)	1782	1677	1621	1564	1506	1466	1445	1441
Presión a TOPE, psi (Fin de onda beta)	2636	2299	2121	1935	1739	1601	1517	1474
Pwh, psi (Fin de onda alfa)	1918	1812	1757	1700	1641	1602	1581	1577
Pwh, psi (Fin de onda beta)	4136	3799	3621	3435	3239	3102	3017	2974

FUENTE: Autores

Finalmente, en el diseño del empaquetamiento se analiza la presión en cabeza de pozo contra la tasa de retorno, tanto para la onda alfa como para la onda beta, proporcionándonos una herramienta fuerte para la toma de decisiones en cuanto al manejo de presiones de superficie y su correspondiente respuesta.

Como se ha expresado antes en la literatura, las se presenta un incremento considerable en la presión de operación para la onda beta, debido a la proximidad del “screen out” que marca el fin de la operación de empaquetamiento. Lo anterior lo corrobora la Figura 82.

Figura 82. Presión en cabeza de pozo vs tasa de retorno estimada.



FUENTE: Autores

Con dicha figura, establecemos un perfil de presiones en el cual han sido plasmados los comportamientos de las ondas alfa y beta con respecto a la tasa de retorno de fluidos los cuales corresponden a los siguientes valores, tasa de retorno=1.9BPM; presión en cabeza de la onda alfa=1581 y presión en cabeza de la onda beta =3017. En esta última, se observa un incremento significativo, concerniente al “screen out”.

CONCLUSIONES

Según el diseño:

1. La geometría del completamiento y la tubería lavadora son críticas para tener un llenado eficiente de la sección horizontal.
2. Flujo turbulento es requerido en la tubería de trabajo para evitar puenteo.
3. La velocidad del flujo del fluido debe estar alrededor de los 300 pies/minuto (5 pies/seg) en la sección del hoyo abierto.
4. Relación de 0.75 a 0.8 del DE del tubo lavador sobre el DI del tubo base de las rejillas, para evitar que el fluido entre a ese anular, pues allí no puede entrar la grava.
5. Se debe conseguir una duna en la parte baja del hoyo de forma tal que no cubra la parte superior de la rejilla.
6. La grava se debe dimensionar para parar la arena de formación, pero permitir el paso de los finos para que no taponen la interfase entre la formación y el empaque, o entre el empaque y las rejillas. En caso de requerir controlar la producción de finos, se puede hacer químicamente, alterando las cargas de la formación y de los finos para que no haya repulsión electrostática, pero sí atracción magnética (Fuerzas de Van Der Waals – London).

Según la operación:

7. Para la operación de empaquetamiento con grava en pozos horizontales el hoyo debe estar perfectamente limpio, con una baja cantidad de sólidos, pues al bajar las rejillas, éstas apilarían esos sólidos en frente de la sarta de rejilla, impidiendo la llegada al fondo. Adicionalmente, el revoque debe ser de buena calidad: poco espesor, alta resistencia a la abrasión, y poco filtrado para

evitar la invasión del daño y pegas diferenciales durante la perforación, y debe permitir un filtrado muy bajo durante el empaque con grava. Así mismo, el revoque se debe levantar fácilmente durante la producción, y el material de puenteo debe fluir a través del empaque, por lo que la cantidad de ese material es importante para evitar el taponamiento o la erosión de las rejillas.

8. La salmuera a utilizar debe ser filtrada a 2 – 5 micras (absolutas), con una turbidez máxima de 5 NTU. Cuando el fluido de retorno tiene 20 NTU o menos, y se tienen velocidades de 300 pies / minuto en la sección horizontal, se considera que el pozo está limpio. En caso de haberse utilizado lodo base aceite, hay que utilizar pre-flujos acondicionadores para dejar el revoque acuo-humectado.

9. Hay que monitorear la presión de circulación, tasa de inyección y tasa de retorno. No se debe sobrepasar la presión de fractura de la formación.

10. Debido a la conclusión 5, a medida que se empaca la parte superior del hoyo (onda Beta) se incrementa la presión de circulación por el aumento de la caída de presión en el anular entre el tubo lavador y la rejilla. La presión de fondo no puede sobrepasar la presión de fractura.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio técnico económico de la operación de empaquetamiento con grava, para poder tomar decisiones más acordes y reales, en cuanto al costo-beneficio del proyecto.
- Efectuar una herramienta software creada en un lenguaje de programación más robusto, apoyada en la teoría dada en este trabajo, con motivo de tener una herramienta de soporte para eventuales estudios. El cual sirva de apoyo o soporte para el entendimiento de la operación de empaquetamiento con grava.

BIBLIOGRAFÍA

1. SAUCIER, R.J., "Considerations in Gravel Pack Design", SPE Paper 4030, *Journal of Petroleum Technology* (Febrero 1974), 205-212.
2. ARIAS, C., JIMÉNEZ L., "Estimación De La Tasa Crítica Para El Control De Daño A La Formación Originado Por Migración De Finos En Los Campos Gala Y Llanito", Tesis de grado, UIS, Bucaramanga, 2008, Pags. 23-24
3. LEE, W.J., *Well Testing*, Serie SPE de libros de texto, volumen 1, 1982.
4. EARLOUGHER, R.C. Jr., *Advances in Well Test Analysis*, Serie Monográfica SPE, Volumen 5, 1977.
5. WILLIAMS, B.B., GIDLEY, J.L. y Schechter, R.S., "Acidizing Fundamentals", Serie Monográfica SPE, Volumen 6, 1979.
6. CASTRO, T., A, "Últimos Avances En Control De Arena Para Pozos Horizontales En Operaciones Costa-Fuera", Tesis de grado, UIS, Bucaramanga, 2005.
7. VARGAS. O., "Revisión De Los Parámetros Del Empaquetamiento Con Grava Y Planteamiento De Alternativas Para Mejorar Su Eficiencia En Los Pozos Del Campo Jazmín", tesis de grado, UIS, Bucaramanga, 2006.
8. PENBERTHY, W.L. Y SHAUGHNESSY, C.M., *Sand Control*, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.
9. Tecnología de completaciones de formaciones no consolidadas, Cap. 7, Rev 2, 1995.

10. AL-JANDAL, A, FAROOQUI, A “Use of Short Radius Horizontal Recompletions to Recover Un-Swept oil in a Maturing Giant Field” paper SPE 68128, 2001.
11. ARUKHE, J. “Sand Control Report For Gbaran Node”, (Gbaran Node Integrated Oil and Gas Project). 2003.
12. BENNETT, C. et al, “Design Methodology for Selección of Horizontal Open-Hole Sand Control Completions Supported by Field Case Histories”, paper 65140, Paris, Francia. 2000
13. GRUESBECK, C., SALATHIEL, W.M. Y ECHOLS, E.E., “Design of Gravel Packs in Deviated Wellbores”, SPE Paper 6805, *Journal of Petroleum Technology* (Enero 1979), 109-115.
14. PENBERTHY, W.L., Y ECHOLS, E.E. “Gravel Placement in Wells”, SPE Paper 22793, *Journal of Petroleum Technology* (Julio 1993), 612-613, 670-674.
15. BARRILLEAUX, M.F, RATTERMAN, E.E. Exxon Company U.S.A.; W.L. PENBERTHY, Jr., Consultant, “Gravel Pack Procedures For Productivity And Longevity”, SPE Paper 31089 MS,
16. FARIAS, R., LI J., VILELA A. Y ABOUD, R. “Openhole Horizontal Gravel Packing Offshore Brazil: Best Practices and Lessons Learned from 72 Operations” Paper SPE 107190, Abril 2007.
17. PENBERTHY, W. L., BICKHAM, K.L., NGUYEN, H.T. Y PAULLEY, T.A., “Gravel Placement in Horizontal Wells” Paper SPE 31147, SPE Drilling & Completion, Junio 1997.

18. SANDERS, M.W., KLEIN, H., NGUYEN, P., LORD, D., Gravel Pack Designs of Highly-Deviated Wells with an Alternative Flow-Path Concept. SPE PAPER No 73743. Año 2002.
19. MARTINS, A.L, MAGALHAES, J.V.M, CALDERON, A. Y CHAGAS, C.M, "Mechanistic Model for Horizontal Gravel Pack Displacement" Paper SPE 82247. Año 2005
20. NGUYEN, P. D, et al. "Analysis of Gravel Packing Using 3D Numerical Simulation" Paper SPE 23792. 1992.
21. MAGALHAES, J.V.M, DE OLIVEIRA, T.J.L., FERNANDES, P.D., DA SILVA, M.G.F., y MARTINS, A.L., "Gravel Packing Horizontal Wells in Reservoir Oil Flow Equalization Projects" Paper SPE No 107612. 2007.
22. "Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Pack Operations", American Petroleum Institute, Práctica Recomendada API 58 (RP58), Marzo 1986.
23. SPARLIN, D.D., "Sand and Gravel - A Study of Their Permeabilities", SPE Paper 4772, 1974.
24. GURLEY, D.G., COPELAND, C.T., HENDRICK, J.O. Jr., "Design, Plan and Execution of Gravel Pack Operations for Maximum Productivity", SPE Paper 5709.
25. COCALES, B., "Optimizing Materials for Better Gravel Packs", *World Oil* (1992).
26. JOHNSON, M.H., MONTAGNA, J.N., y RICHARD, B.M., "Studies, Guidelines and Field Results of Nonviscosified Completion Brine Gravel-Pack Carrier Fluids", SPE Paper 23774, Lafayette, Louisiana, Febrero, 1992.

- 27.** PERRY, R.H. y CHILTON, C.H. "Chemical Engineers' Handbook", 5ta Edicion, McGraw-Hill, 1973, 5-46, 5-47.
- 28.** OROSKAR, A.L. y TURIAN, R.M. "The Critical Velocity in Pipelines Flows of Slurries" AIChE Journal, 26. 1980. Páginas 550-558.
- 29.** WHITE, F.M. "Viscous Fluid Flow", 2da Edicion, McGraww-Hill, 1991, 120 – 125, 425-426.
- 30.** BIRD, R.B., STEWART, W.E. y LIGHFOOT, E.N. "Fenómenos de Transporte" John Wiley & Sons, 1960. 187 – 188
- 31.** MILLER, D.S. "Internal Flow Systems", 2da Edicion, Gulf Publishing Co., 1990, 191-192
- 32.** KECK, R.G. NEHMER, W.L., STALEY, A.E. y STRUMOLO, G.S. "A New Method for Predicting Frition Pressure and Rheology of Proppant-Laden Fracturing Fluids" SPEPE, 1992.
- 33.** CALDERON, A., MAGALHAES, J.V.M. DE OLIVEIRA, T.J.L. y MARTINS, A.L. "Designing Multiple Alpha Waves For Openhole Gravel-Pack Operations" Paper SPE No 107615.
- 34.** COBERLY, C.J. "Selection of Screen Openings for Unconsolidated Sands", *API Drilling and Production Practice*, 1941.