

**IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS POTENCIALES OPERACIONALES Y
ALTERNATIVAS DE MANEJO EN EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA
DE POZOS HORIZONTALES.**

GUSTAVO JOSÉ CASADO BRAJÍN

SERGIO FARLEY COLMENARES VARGAS

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

2011

**IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS POTENCIALES OPERACIONALES Y
ALTERNATIVAS DE MANEJO EN EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA
DE POZOS HORIZONTALES.**

GUSTAVO JOSÉ CASADO BRAJÍN

SERGIO FARLEY COLMENARES VARGAS

**Trabajo de grado como requisito para obtener el título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

ING. EDELBERTO HERNÁNDEZ TREJOS

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2011

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

Primero que todo a Dios, por la vida que nos da y su bendición constante.

A nuestro director, el ingeniero **Edelberto Hernández Trejos**, por su constante apoyo, paciencia, consejo y orientación incondicional que nos permitió culminar este proyecto de grado.

A los ingenieros **Fernando Calvete y Emiliano Ariza**, por su calidad humana y su contribución, colaboración y recomendaciones compartidas como calificadores de este proyecto.

A las personas que compartieron información importante de la tesis.

Nuestros agradecimientos a nuestros amigos y compañeros, que siempre nos brindaron su apoyo incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander por su formación como profesionales íntegros y de calidad.

DEDICATORIA

A Dios, por la vida que me da, por tantas bendiciones, por haberme permitido recorrer este camino y lograr la culminación de esta etapa.

A mi mami, por ser esa persona que siempre me motivó a seguir mis sueños y a alcanzar mis metas, por acompañarme cada día de mi vida, gracias por tu apoyo, entrega, esfuerzo y dedicación.

A mi hermana Zulay por su amistad y apoyo incondicional, por creer cada minuto en mí y acompañarme siempre en todos los momentos de mi vida.

La realización y culminación de este logro importante en mi vida se lo dedico y agradezco a toda mi familia, que durante toda mi vida han estado junto a mí, brindándome su apoyo incondicional.

A mis amigos de la universidad, en especial tavito "Lent. Casado", pichi Godín, mani Zamora, Jorgito, diego, pacho, Adri, zora, Yeimid; me llevo los mejores recuerdos gracias por todas las alegrías y momentos compartidos. A mis amigos del conjunto con los que he compartido momentos muy especiales durante toda mi vida.

Sergio Colmenares

DEDICATORIA

A Dios por no abandonarme y estar siempre con mi compañero y conmigo en el desarrollo de este trabajo, por darnos paciencia, y ayudarnos siempre a encontrar el camino a la solución de los problemas presentados.

A mis padres quienes con su amor y esfuerzo me brindaron la oportunidad de hacer mis estudios y de ser la persona que hoy soy.

A mi hermana por sus valiosos consejos, por quererme tanto y estar siempre pendiente de mi bienestar.

A esa persona que a pesar de todos los problemas siempre estuvo allí cuando la necesite, me brindo su apoyo incondicional y para la que siempre mi bienestar fue su prioridad. Te quiero mucho Vale.

A mis amigos mono, pichi, Jorge, Héctor, Diego, pacho, y todos los demás con los cuales tuve la oportunidad de compartir mis estudios y fueron siempre un apoyo y una fuente de alegría y buen humor.

A Cristian, Marce y Aleja, personas con las que tuve la fortuna de compartir momentos inolvidables y muy especiales para mí.

Gustavo Casado

TABLA DE CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCIÓN	25
1. GENERALIDADES.....	28
1.2 CONTROL DE ARENA.....	28
1.3 MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA.....	30
1.4 POZOS HORIZONTALES	32
1.4.1 Tipos de Pozos Horizontales.....	33
1.5 TIPOS DE COMPLETAMIENTO PARA POZOS HORIZONTALES	35
1.5.1 Completamiento en hueco abierto.....	36
1.5.2 Completamiento con rejilla o liner ranurado	37
1.5.3 Completamiento con tubería aislada parcialmente.....	37
1.5.4 Completamiento con tubería de revestimiento perforada y cementada	38
1.6 APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES.....	38
1.6.2 Reducción de la conificación	40
1.6.3 Yacimientos fracturados	41
1.6.4 Yacimientos Estratificados	42
2. CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	44
2.1 NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	44
2.2 MECÁNICA DEL MOVIMIENTO DE LA ARENA	49
2.2.1 Fuerza de fricción	50
2.2.2 Reducción de la resistencia de la formación	51

2.2.3	Disminución de la presión del yacimiento	52
2.2.4	Tasas de flujo	53
2.3.1	Arenas movedizas	54
2.3.2	Arenas no consolidadas con débil cementación.....	54
2.3.3	Arenas cuasi-competentes	54
2.4	INFLUENCIA DE ARCILLAS Y LUTITAS	55
2.5	CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	55
2.5.1	Factores naturales.....	57
2.5.2	Factores inducidos	59
2.6	CONSECUENCIAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	60
2.6.1	Abrasión de equipos de fondo y de superficie.....	60
2.6.2	Baja productividad de pozo	63
2.6.3	Colapso de la formación.....	63
2.6.4	Manejo de Sólidos en superficie.....	63
2.7	MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	64
2.7.1	Reducción de las fuerzas de arrastre	65
2.7.2	Puenteo mecánico de la arena.....	68
2.7.3	Aumento de la resistencia de la formación.....	69
2.8	PREDICCIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ARENAMIENTO.....	69
3.	MÉTODOS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA.....	71
3.1	TUBERÍAS RANURADAS (LINERS) Y MALLAS RANURADAS CON ENVOLTURAS DE ALAMBRE (WIRE-WRAPPED SCREENS).....	71
3.1.1	Parámetros de Diseño.....	75
3.1.2	Procedimiento	82

3.1.3 Limitaciones y problemas operacionales.....	82
3.2 REJILLAS PRE-EMPACADAS (PRE-PACKED SCREENS)	84
3.2.1 Parámetros de diseño	85
3.2.2 Limitaciones y problemas operacionales.....	87
3.3 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.....	88
3.3.1 Diseño de un empaque con grava.....	91
3.3.2 Tipos de empaquetamiento con grava	108
3.3.3 Procedimiento	113
3.3.4 Limitaciones y problemas operacionales.....	115
3.4 MÉTODO COMBINADO DE ESTIMULACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	118
3.4.1 Características y factores determinantes de las fracturas	122
3.4.2 Procedimiento	125
3.4.3 Ventajas del método combinado de estimulación y control de la producción de arena.....	127
3.4.4 Aplicación de terminación de pozos con tratamientos de fracturamiento y empaque	128
3.4.5 Limitaciones y problemas operacionales.....	128
3.5 EMPAQUE CON AGUA A ALTO RÉGIMEN DE INYECCIÓN (HRWP)	130
3.5.1 Agua como fluido de fracturación.....	131
3.5.2 Aplicabilidad	132
3.5.3 Limitaciones y problemas operacionales.....	132
3.6 MÉTODO QUÍMICO DE CONTROL DE ARENA (RESINAS)	133
3.6.1 Parámetros de diseño	135
3.6.2 Procedimiento.....	143

3.6.3 Limitaciones y problemas operacionales.....	148
4. SCREENING DE LOS METODOS DE CONTROL DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES.....	152
4.1 SCREENING LINERS RANURADOS	154
4.2 SCREENING REJILLAS RANURADAS CON ENVOLTURAS DE ALAMBRE (WIRE-WRAPPED SCREENS)	155
4.3 SCREENING REJILLAS PRE-EMPACADAS (Pre-Packed screens)	156
4.4 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA (GRAVEL PACK)	157
4.5 MÉTODO COMBINADO DE ESTIMULACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA (FRAC-PACK).....	158
4.6 EMPAQUE CON AGUA A ALTO RÉGIMEN DE INYECCIÓN (HRWP)	159
4.7 CONSOLIDACIÓN DE LA ARENA CON RESINAS	160
5. DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA	162
5.1 DATOS REQUERIDOS	163
5.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES	164
5.3 DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES PARA CADA VARIABLE EVALUADA	165
5.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA	169
5.4.1 Redistribución de variables	171
5.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES MÁS ADECUADOS.....	173
6. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA	180
6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	180
6.2 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	186

7. ANÁLISIS ECONÓMICO	188
7.1 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS.....	190
7.1.1 Opex.....	190
7.1.2 Amortizaciones, depreciaciones, EBIT, impuestos e intereses	191
7.1.3 Capex.....	192
7.2 RESULTADOS Y ANALISIS DE LOS POZOS HORIZONTALES	192
8. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS VIABLES DE SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS POTENCIALES OPERACIONALES	197
8.1 PROBLEMAS OPERACIONALES EN LINERS RANURADOS Y MALLAS RANURADAS CON ENVOLTURAS DE ALAMBRE (WIRE-WRAPPED SCREENS)	197
8.2 PROBLEMAS OPERACIONALES EN REJILLAS PRE-EMPACADAS (PRE- PACKED SCREENS)	200
8.3 PROBLEMAS OPERACIONALES EN EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA (GRAVEL PACK).....	200
8.4 PROBLEMAS OPERACIONALES EN MÉTODO COMBINADO DE ESTIMULACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA (FRAC- PACK)	202
8.5 PROBLEMAS OPERACIONALES EN CONSOLIDACIÓN DE LA ARENA CON RESINAS.....	202
9. EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	205
9.1 POZO 1	206
9.2 POZO 2	209
9.3 POZO 3	213
9.4 POZO 4	216
9.5 RESULTADOS	220

CONCLUSIONES222
RECOMENDACIONES.....225
BIBLIOGRAFÍA.....226
ANEXOS.....230

LISTA DE FIGURAS

PAG.

FIGURA 1. Tipos de pozos Horizontales y medidas características, según su radio de curvatura.	35
FIGURA 2. Tipos de completamiento en pozos horizontales.	36
FIGURA 3. Comparación entre la conificación de pozos verticales y horizontales.	41
FIGURA 4. Efectividad de pozos horizontales en yacimientos fracturados.	42
FIGURA 5. Aplicabilidad de pozos horizontales en yacimientos estratificados. ..	43
FIGURA 6. Criterio de falla de Morh-Coulomb.	45
FIGURA 7. Mapa mundial de esfuerzos (2003).	47
FIGURA 8. Dirección de esfuerzos locales a partir de imágenes de la pared del pozo.	48
FIGURA 9. Roca compacta, cementada con aglutinante natural.	51
FIGURA 10. La producción de agua se disminuye la resistencia cohesiva de la formación al disolver los materiales cementantes.	52
FIGURA 11. Tasa de flujo critica y caída de presión critica, producción de arena considerada poco perjudicial.	53
FIGURA 12. Abrasión de equipos en superficie.	62
FIGURA 13. Liner ranurado y malla ranurada con envolturas de alambre.	73
FIGURA 14. Comparación de área de flujo efectiva entre malla ranurada con envoltura de alambre y tubería ranurada.	74

FIGURA 15. Patrones típicos en las rejillas ranuradas.	77
FIGURA 16. Tipos de ranuras, según su perfil.	81
FIGURA 17. Tipos de rejillas pre-empacadas.	87
FIGURA 18. Teoría del puenteo.	90
FIGURA 19. Distribución de los tamaños de los granos de arena de formación de un análisis granulométrico.	95
FIGURA 20. Diseño de empaque con grava de Saucier.	97
FIGURA 21. Combinación esférica-redondez de acuerdo a Krumbein.	107
FIGURA 22. Comparación de los diferenciales de presión, para empaques con grava en hoyo abierto y revestido.	111
FIGURA 23. Empaque con grava en agujero descubierto horizontal.	115
FIGURA 24. Mejoras en la productividad con respecto al empaque con grava convencional.	119
FIGURA 25. Porcentaje de aplicación del método Frac-pack.	120
FIGURA 26. Daño de terminación en el golfo de México.	122
FIGURA 27. Tipos de fracturas generadas en el método de frac-pack.	123
FIGURA 28. Aspectos económicos del tratamiento de fracturamiento y empaque.	127
FIGURA 29. Roca cementada artificialmente por la resina de inyección.	134
FIGURA 30. Procedimiento de un sistema de separación de fases (catalizado internamente).	145

FIGURA 31. Procedimiento de un sistema de post-flujo (catalizado internamente).	146
FIGURA 32. Procedimiento de un sistema de post-flujo (catalizado externamente).	148
FIGURA 33. Matriz de valoración “Eval”.	163
FIGURA 34. Matriz Puntaje.	165
FIGURA 35. Matriz Porcentaje.	169
FIGURA 36. Vector “ <i>Pond Total</i> ”.	174
FIGURA 37. Matriz unos.	175
FIGURA 38. Matriz dos.	176
FIGURA 39. Vector Pond. Final.	178
FIGURA 40. Matriz “Val” para el pozo 2.	183
FIGURA 41. Tabla parámetros para el pozo 2.	184
FIGURA 42. Matriz de porcentaje redistribuido para el pozo.	184
FIGURA 43. Ponderación final de los pozos analizados.	186

LISTA DE TABLAS

PAG.

TABLA 1. Condiciones naturales e inducidas que causan la producción de arena.	56
TABLA 2. Número de tiros por pie según el ancho de ranuras y longitud de las mismas.	79
TABLA 3. Polímeros usados comúnmente en transporte de grava.	101
TABLA 4. Ventajas y desventajas del empaquetamiento en hueco revestido. .	109
TABLA 5. Ventajas y desventajas del empaquetamiento en hueco abierto.	113
TABLA 6. Tipos de resinas, propiedades de las resinas y parámetros que presentan durante su uso.	142
TABLA 7. Screening Liners ranurados.	154
TABLA 8. Screening rejillas con envolturas de alambre.	155
TABLA 9. Screening de rejillas pre-empacadas.	156
TABLA 10. Screening empaquetamiento con grava.	157
TABLA 11. Screening Frac-pack.	158
TABLA 12. Screening de empaquetamiento con agua a alto régimen de inyección.	159
TABLA 13. Screening de consolidación de la arena con resinas.	160
TABLA 14. Evaluación cuantitativa de los métodos de control de arena.	161
TABLA 15. Propiedades de los pozos a estudiar.	163

TABLA 16. Costos de cada tecnología posible a implementar [USD].	179
TABLA 17. Ingresos asociados a la producción de crudo.	193
TABLA 18. Cálculos de Opex para la evaluación económica.	194
TABLA 19. Cálculos de impuestos para la evaluación económica.	194
TABLA 20. Resultados Capex para la evaluación económica.	195
TABLA 21. Flujo de caja general.	195
TABLA 22. Indicadores económicos de la evaluación.	196
TABLA 23. Datos pozo 1.	207
TABLA 24. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado, pozo 1.	208
TABLA 25. Indicadores económicos de la evaluación.	209
TABLA 26. Datos pozo 2.	211
TABLA 27. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado, Pozo 2.	212
TABLA 28. Indicadores económicos de la evaluación.	213
TABLA 29. Datos pozo 3.	214
TABLA 30. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado, pozo 3.	215
TABLA 31. Indicadores económicos de la evaluación.	216
TABLA 32. Datos pozo 4.	218
TABLA 33. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado, pozo 4.	219

TABLA 34. Indicadores económicos de la evaluación. 220

TABLA 35. Indicadores económicos de la evaluación. 221

TABLA ANEXOS

	PAG.
ANEXO A: DIAGRAMA DE FLUJO, ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.	211
ANEXO B: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PONDERACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA.	212
ANEXO C: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA REDISTRIBUCIÓN DE PORCENTAJES.	213

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS POTENCIALES OPERACIONALES Y ALTERNATIVAS DE MANEJO EN EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA DE POZOS HORIZONTALES.*

AUTORES: CASADO BRAJÍN Gustavo José, COLMENARES VARGAS Sergio Farley.**

PALABRAS CLAVES: Problemas operacionales, arena, pozos horizontales, metodología.

Desde siempre la producción de arena ha significado un problema muy serio en la producción de gas y petróleo en todo el mundo. Puede afectar drásticamente los regímenes de producción; dañar los equipos de fondo de pozo, los equipos submarinos y las instalaciones de superficie, aumentando el riesgo de fallas catastróficas; e implica para los productores un costo de decenas de miles de millones de dólares por año.

Todo esto sin mencionar que cuando nos enfrentamos a remediar el problema de producción de arena en pozos de inclinación considerable u horizontal en su defecto, los mismos métodos usados en pozos verticales no pueden ser aplicados de la misma manera ni con el mismo cuidado. La gravedad en este caso se encarga de cambiar completamente el panorama de riegos que se pueden presentar durante la remediación del problema y es necesario estudiar la situación de manera distinta.

En el presente trabajo se identificaron los problemas potenciales que se pueden presentar durante el control de producción de arena de pozos horizontales, se realizó un estudio comparativo de los distintos métodos que pueden usarse para remediar el problema presentado por la intrusión significativa de arena al pozo y, se logró desarrollar una metodología que permita determinar el método que sea más viable a implementar técnica y económicamente en pozos horizontales que requieran un control de producción de arena.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos, Director, Ing. Edelberto Hernández Trejos.

ABSTRACT.

TITLE: IDENTIFICATION OF POTENCIAL OPERATIONAL PROBLEMS AND MANAGEMENT ALTERNATIVES IN THE SAND PRODUCTION CONTROL OF HORIZONTAL WELLS.

AUTHORS: CASADO BRAJÍN Gustavo José, COLMENARES VARGAS Sergio Farley.**

KEY WORDS: Operational problems, sand, horizontal wells, methodology.

Since always sand production has always been a very serious problem in the gas and petroleum production worldwide. It can affect dramatically production schemes; damage downhole equipment, subsea equipment and surface facilities. As a consequence, it increases the risk of catastrophic failure; and it costs for the producers tens of billions of dollars.

All of this without mentioning that when we try to solve the sand production problem in considerable inclination wells or horizontal wells, we can't use the same remediation methods as in the vertical wells. In this case, the gravity completely changes the risk scenario that may occur during the remediation of the problem and it will be necessary to study the situation in a different way.

In this study the potential problems that may occur during the sand production control in horizontal wells, were identified. A comparative study of the different methods was performed in order to identify what can be used to solve the problem of significant intrusion of sand to the well. A methodology was achieved to determine the most feasible method to implement technically and economically in horizontal wells requiring sand production control.

* Thesis degree.

** Faculty of Physical-chemical Engineering, Petroleum Engineering Program, Director, Engineer Edelberto Hernández Trejos.

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos junto con arena ha sido uno de los problemas más antiguos que ha enfrentado la industria petrolera a nivel mundial, esto, generalmente ocurre en yacimientos de formaciones someras de la era terciaria, donde son más frecuentes los yacimientos de arenas no consolidadas.

Los problemas de producción de arena suceden cuando una formación no consolidada formada en su mayor parte por granos finos de arena, no posee material cementante o en su defecto el que posee no es lo suficientemente fuerte para aguantar los esfuerzos ocasionados por el paso de fluidos a través de ellos. De esta forma se genera un desmoronamiento y por consiguiente un arrastre que ocasiona que las partículas más finas se desplacen al pozo.

La producción de arena es conocida como un proceso sensitivo, debido a que existe una tasa de producción de fluidos por debajo de la cual no se produce arena de forma significativa en un determinado tipo de yacimiento.

En vista de la actual situación de la industria petrolera para maximizar la producción de hidrocarburos, es de vital importancia analizar todos los factores que afectan esta misma y que influyen en la baja productividad de los pozos.

Gracias a las tecnologías existentes, los operadores cuentan con una gran cantidad de herramientas y métodos para poder controlar los problemas de producción de arena en todo tipo de pozos. Sin embargo sigue existiendo cierta incertidumbre al momento de tratar este problema en pozos altamente desviados.

En muchas oportunidades los pozos horizontales se han considerado como una forma de optimizar la productividad de un pozo y los costos de un proyecto. Es por eso, que en los últimos años se ha mejorado la tecnología de pozos horizontales al punto de que se están desarrollando algunos yacimientos nuevos utilizando exclusivamente esta técnica. Dicha tecnología ha sido de gran aplicación incluso para campos maduros, en los cuales, se ha logrado extender su vida productiva. Los pozos horizontales presentan como regla general que su precio es 50% más que el de un pozo convencional, pero que su productividad puede llegar a ser mucho mayor que la de un pozo convencional en el mismo campo. De esta forma es que se puede justificar su aplicación.

El control de arena en pozos verticales ha sido alcanzado de forma efectiva gracias a la colocación de grava, diseñada específicamente para que actúe como filtro con espacios porosos lo suficientemente pequeños para entrapar el movimiento de partículas de la formación, pero suficientemente acomodados para permitir una tasa de flujo económicamente rentable. Este procedimiento logra su objetivo gracias al papel desempeñado por la gravedad, la cual ayuda a la correcta distribución de la grava alrededor de la tubería. Sin embargo, cuando se trata de implementar este método de control de producción de arena en pozos horizontales, tiende a existir problemas con la ubicación de la grava y, otras consideraciones deben ser tenidas en cuenta para que el método pueda usarse.

Los inconvenientes presentados durante la intrusión de arena en un pozo horizontal pueden ser muy variados y presentar un comportamiento muy distinto al presentado en pozos de poca inclinación, por lo tanto, si queremos dar el mejor de los manejos a este tipo pozos se hace indispensable realizar un estudio que nos permita identificar los problemas que puedan llegar a surgir durante el manejo del control de producción de arena. Una vez se identifiquen, se puede estar mejor preparado para enfrentarlos y junto con un adecuado conocimiento de las distintas

técnicas que existen para remediar la producción de arena se puede determinar el mejor manejo a dar.

Es por esta razón que es muy importante conocer todo lo relacionado a este problema, sus consecuencias tanto económicas como operacionales, y de esta forma plantear la mejor solución posible.

1. GENERALIDADES

1.1 MIGRACIÓN DE FINOS

Los finos son denominados como partículas de minerales sólidos que se adhieren a las paredes de los poros en las rocas. Estas partículas se producen en sitio, o son introducidas durante las diversas operaciones que se realizan en el desarrollo de un pozo. La migración de finos se presenta cuando las pequeñas partículas se desprenden de la superficie del grano, se dispersan y fluyen hacia espacios porosos muy pequeños, en donde se acumulan. Esto provoca un taponamiento en el fondo del pozo y, con ello, una disminución de la permeabilidad en el medio poroso.

La migración de finos se produce en dos etapas, en la primera algunas partículas se desprenden debido a la sensibilidad a los fluidos, conocido como un efecto químico y en la segunda son transportadas por el fluido, el efecto físico de este proceso.

1.2 CONTROL DE ARENA

Cuando inicia el proceso de producción de hidrocarburos en un pozo, éste generalmente se ve afectado por diversos problemas y daños, que afectan y generan graves consecuencias durante toda la vida productiva del pozo.

Una de las grandes dificultades con la cual la industria petrolera ha tenido que enfrentarse es la producción de arena. Ésta no sólo genera problemas con el mantenimiento de pozo, reparación y reemplazo de los equipos, sino también afecta económicamente todo el proyecto, con la pérdida de ingresos a causa de la disminución de la productividad del pozo debido a la restricción de flujo y al taponamiento por partículas finas en el área cercana a la formación productora.

La producción de arena generalmente se considera como un proceso sensitivo, ya que a una determinada tasa de producción no se tienen graves problemas de arena en el yacimiento. Sin embargo el proyecto no es rentable económicamente operando a ésta baja tasa de producción, en la cual el yacimiento esta libre de problemas de arenamiento; es por ello que se hace necesario incrementar la tasa de flujo, por consiguiente se hace necesario el control de arena.

Cuando se habla del control de arena, se debe diferenciar entre algunos sólidos que son sometidos a esfuerzos que soportan carga y los sólidos finos asociados con los fluidos de la formación, que no forman parte de la estructura de la formación.

El control de arena se puede definir como el conjunto de diversas técnicas, prácticas y tecnologías que pueden evitar parcial o totalmente el flujo de arena, proveniente de la formación y que se produce en conjunto con los fluidos del yacimiento.

Con la finalidad de controlar este problema, surgen diversas técnicas que permitan la implementación de un medio efectivo que evite el movimiento de la arena, que pueda afectar de diferentes formas el desarrollo del proyecto petrolero y como consecuencia aumente significativamente los costos de éste.

Algunos de los principales problemas que se pueden ocasionar por el arenamiento de un pozo, son los siguientes:

- Abrasión del equipo del subsuelo y de superficie.
- Fallas de revestimiento (pérdida del pozo).
- Pérdida de producción de hidrocarburos.
- Reducción de la permeabilidad de la formación.
- Corrosión en la tubería de producción.
- Daño en el orificio del estrangulador.
- Daño en el sistema de recolección y distribución del crudo.

Estos problemas se pueden presentar en cualquier tipo de yacimiento, sin embargo la mayor parte de estos se da en formaciones no consolidadas; en las cuales debido al grado de cohesión o solidez de las rocas, el yacimiento no logra soportar los esfuerzos ocasionados por el flujo de fluidos y pequeños granos de la formación se alcanzan a desprender.

1.3 MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA

El control de la producción de arena en pozos horizontales se lleva a cabo para evitar abrasión de equipos en subsuelo y superficie, pérdidas en la productividad del pozo, y además para evitar la necesidad de manejo de sólidos provenientes de la formación, ya que todo esto conlleva a elevados costos de mantenimiento.

Se necesitan diversos métodos, prácticas y procedimientos que conducen a minimizar la producción de arena que aporta el yacimiento al pozo; así como la combinación de diferentes tecnologías que permitan la producción del campo libre de sólidos. El método de control que se utilice depende de las condiciones específicas del campo y por supuesto del factor económico.

Los métodos de control de arena se pueden clasificar en dos grupos, los métodos mecánicos y químicos.

1.3.1 Métodos Mecánicos

La gran mayoría de los métodos usados para el control de arena en la industria petrolera en Colombia son de éste tipo. Su función es prevenir o evitar el flujo de arena proveniente de la formación, mediante empaquetamientos con grava y a través de rejillas o tuberías ranuradas. En los últimos años se han venido desarrollando algunas nuevas tecnologías clasificadas como técnicas mecánicas,

entre las cuales se encuentran métodos como rejillas expandibles (ESS), métodos combinados de estimulación y empaquetamiento con grava, entre otros.

Generalmente el principio de todos estos métodos es similar, se basa en la formación de puente o filtro, en donde los granos de arena de mayor tamaño son puenteados en las ranuras de las rejillas y empaques con grava, y estos al mismo tiempo sirven de puente a los granos de menor diámetro de la formación.

1.3.2 Métodos Químicos

Estos tipos de métodos se fundamentan principalmente en la consolidación de los granos de arena del estrato de formación determinado. Consiste principalmente en la inyección de resina, cuya función principal es envolver los granos de arena y favorecer una unión entre ellos, entonces ocurre una cementación de la roca la cual la hace más compacta.

Cuando la resina seca, ésta se encoje y no disminuye la permeabilidad de la roca que es tan importante para mantener la producción.

Estas prácticas se usan generalmente en zonas donde se pretende aprovechar totalmente el diámetro del hueco, para obtener una mejora en la productividad del pozo, aunque se debe tener mucho cuidado con esta técnica, ya que pueden reducir notablemente la permeabilidad y disminuir la producción del intervalo.

Estos procedimientos son realmente exitosos, sólo cuando la permeabilidad de la zona tratada no es afectada, y su productividad es igual o mayor de la inicial antes del tratamiento.

1.4 POZOS HORIZONTALES

Son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida, donde se encuentra ubicado el yacimiento. Alcanzan 90° de desviación con respecto a la vertical.

Su sección lateral (horizontal), puede llegar a medir desde cientos a miles de pies de longitud. La extensión de dicha sección depende de la magnitud del yacimiento, del área que se desee drenar en el mismo y de las condiciones tanto de perforación como de producción.

Algunas de las razones por las cuales se puede llevar a cabo el desarrollo de pozos horizontales son:

- Mejoramiento de la producción primaria.
- Mejoramiento de la producción secundaria.
- Reducción significativa del número de pozos a desarrollar en un determinado campo.
- Incremento significativo de la producción.

Los pozos horizontales o de alta inclinación, son realizados con diferentes propósitos. Por lo general, existen diversos ambientes en los cuales no puede perforarse verticalmente ya que existen impedimentos en la superficie, o son lugares de difícil acceso. Otra intención con la cual se usan estos tipos de pozo, tiene que ver con geología de la formación ya que pueden existir diferentes estructuras geológicas que por su complejidad no pueden perforarse de manera tradicional; o aún para evitar la perforación en zonas marinas y disminuir el alto riesgo ambiental que esto conllevaría.

Los pozos horizontales se ejecutan con el propósito de perforar los horizontes productores, en una gran extensión horizontal y no limitarse solo al espesor neto de las formaciones que es el caso de perforaciones de tipo convencional.

Esta relativamente nueva tecnología de perforación, tiene grandes ventajas que permiten optimizar el drenaje de un yacimiento, interceptar sistemas de fracturas naturales o penetrar varios bloques de falla, aumentando así la producción de hidrocarburo.

1.4.1 Tipos de Pozos Horizontales

Los tipos de pozos horizontales se clasifican de acuerdo al tamaño del radio de curvatura que presenten. El radio de curvatura es muy importante ya que este da una idea de cómo el radio puede afectar el montaje de la herramienta en fondo de pozo en los diferentes tipos de pruebas y registros que se realicen durante todo el proyecto, el tamaño y las medidas de la herramienta deben ser acordes con el tamaño del hueco en el fondo; igualmente el radio de curvatura indica la longitud horizontal que puede tener el pozo.

En la figura 1, se muestra los tipos de pozos horizontales existentes clasificados según su radio de curvatura así mismo se pueden observar las medidas características según el tipo de pozo horizontal.

Radio Ultracorto

Presentan un radio de curvatura de muy pocos pies, muy cercano a cero pies. Estos son perforados utilizando la acción de chorro de una boquilla a alta presión, ubicada al extremo de una tubería flexible; capaz de perforar huecos de 2 pulgadas de diámetro. En yacimientos consolidados puede perforar de 1 hasta 15 pies de distancia horizontal, en las formaciones no consolidadas su longitud puede llegar hasta los 200 pies de longitud horizontal.

Radio Corto

Especialmente son utilizados en formaciones poco profundas, en donde se requiere principalmente reducir el espaciamiento de las formaciones productoras, ya que poseen una baja permeabilidad, así como también en pozos verticales donde existen problemas de conificación y se quiere suprimir este efecto.

Su longitud horizontal puede alcanzar 450 hasta 1000 pies de distancia. Generalmente, su radio de curvatura se encuentra entre los 20 – 30 pies.

Radio Mediano

Generalmente son utilizados en lugares en los cuales el patrón de perforación vertical típico no puede ser aplicado, debido a que el acceso a la determinada zona es complicado, ya sea por su ubicación geográfica o por la geología de las formaciones. Se aplica en pozos desarrollados con patrones de gran espaciamiento.

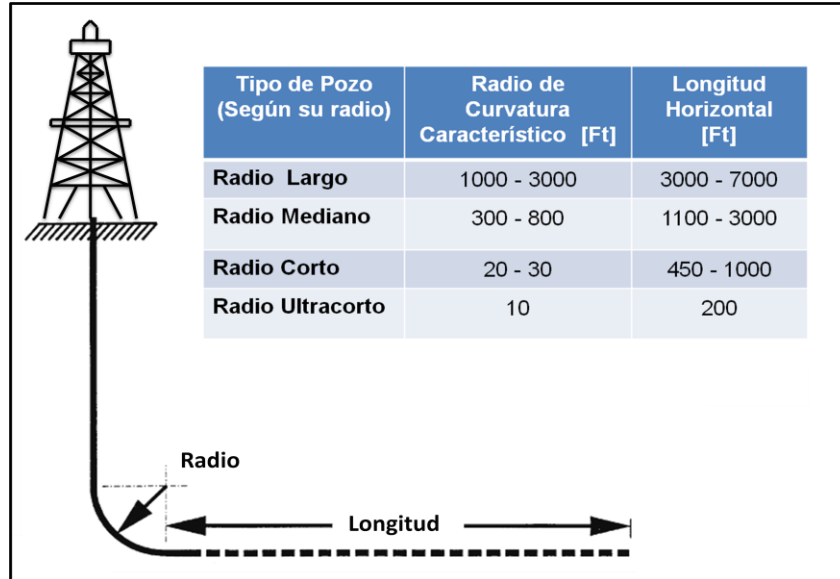
Su longitud horizontal puede alcanzar 1100 hasta 3000 pies de distancia. Su radio de curvatura se encuentra entre los 300 – 800 pies; y su tasa de de incremento de ángulo entre $6^\circ - 20^\circ / 100$ pies.

Radio Largo

Usualmente se utilizan en sistemas costa afuera o islotes para alcanzar un objetivo separado de la localización superficial.

Su longitud horizontal puede alcanzar 3000 hasta 7000 pies de distancia. Su radio de curvatura se encuentra entre los 1000 – 3000 pies; y su tasa de de incremento de ángulo es menor o igual $5^\circ / 100$ pies.

Figura 1. Tipos de pozos Horizontales y medidas características, según su radio de curvatura.



Fuente. Los autores.

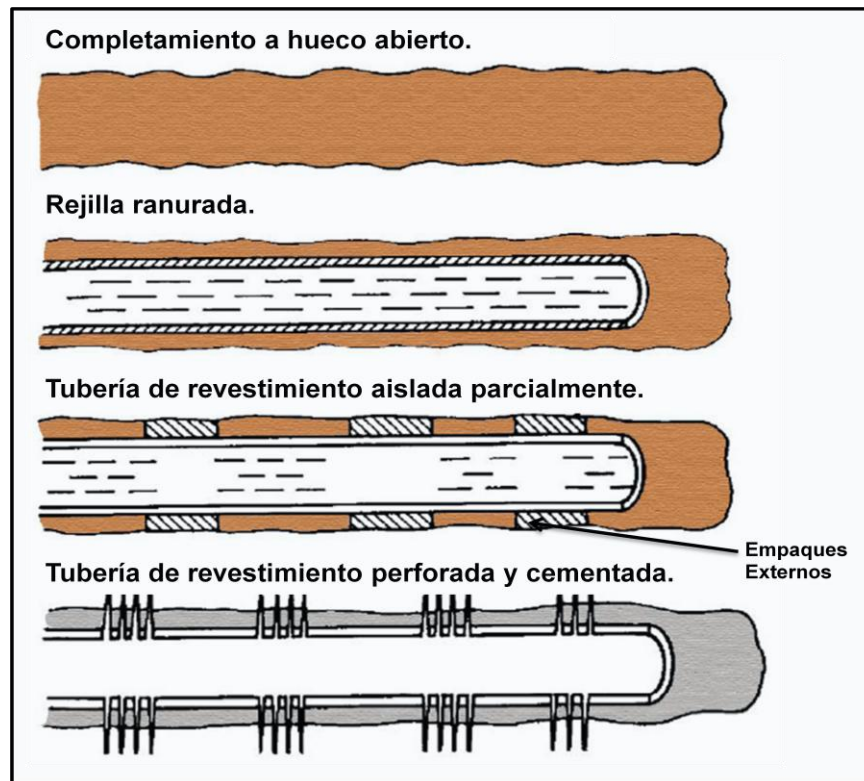
1.5 TIPOS DE COMPLETAMIENTO PARA POZOS HORIZONTALES

Hablando en términos generales, existen dos técnicas aplicables para completar pozos horizontales, el completamiento en hueco abierto y en hueco revestido.

La elección del método puede ser de gran influencia para el desarrollo del pozo; es por ello que se deben considerar numerosas cuestiones de las diferentes técnicas antes de su elección; ya que cada una tiene sus ventajas y limitaciones.

En la figura 2, se muestra los diferentes tipos de completamiento realizados en pozos horizontales.

Figura 2. Tipos de completamiento en pozos horizontales.



Fuente. BATRUNA AND DAGGEZ, Drilling and Completion of horizontal wells. Capítulo 1: Completion techniques, 2010, pag. 11.

1.5.1 Completamiento en hueco abierto

Es el procedimiento más frecuente y sencillo de aplicar en los pozos horizontales; es económico; aunque limitado dependiendo de si es el adecuado para los diferentes tipos de formación.

Entre las limitaciones que posee, se caracteriza porque el realizar una estimulación en hueco abierto es una operación compleja, al igual que el control de tasas de inyección y producción. La gran mayoría de pozos horizontales son completados a hueco abierto, sin embargo la tendencia actual es evitar este tipo de completamiento debido a la falta de control que se tiene del pozo.

1.5.2 Completamiento con rejilla o liner ranurado

El propósito principal de insertar rejillas ranuradas en un pozo horizontal es evitar el colapso de la agujero en la formación. Adicionalmente, las rejillas ranuradas proporcionan una trayectoria para diferentes herramientas como el coiled tubing en pozos horizontales.

Tres tipos de rejillas son usadas:

- Rejillas perforadas, cuando son perforados agujeros en el liner.
- Rejillas ranuradas, en donde pequeñas ranuras de diferentes tamaños y profundidades son realizadas a lo largo de toda su longitud.
- Rejillas pre-empacadas.

Las rejillas ranuradas proporcionan un control de arena limitado, dependen de los tamaños de agujeros y tamaño en el ancho de las ranuras; sin embargo se considera limitado porque es susceptible al taponamiento de los agujeros presentes en las ranuras.

1.5.3 Completamiento con tubería aislada parcialmente

Esta técnica especialmente es aplicada fundamentalmente en el aislamiento de zonas, así como también, permite en un futuro trabajos remediales con eficiencia, que permitan la intervención del pozo en operaciones posteriores a su completamiento.

Consiste en instalar unos empaques a lo largo del pozo, en la parte exterior de la rejilla ranurada para dividir en pequeñas secciones el pozo horizontal; con el fin de aislar zonas específicas o de interés en la formación, las cuales son utilizadas para trabajos de estimulación o control de tasas producción.

1.5.4 Completamiento con tubería de revestimiento perforada y cementada

Este procedimiento es posible para pozos de radio de curvatura mediano y largo, en pozos horizontales de radio corto o ultracorto la cementación no es económicamente posible.

Entre sus ventajas principales permite se puedan realizar trabajos de estimulación de pozo, al igual que un buen control de tasas de inyección y producción.

Como todas las técnicas, tienen sus pros y sus limitaciones esta no es la excepción, el costo de las operaciones de cementación, cañoneo y la ubicación correcta de las tuberías de revestimiento; además si el pozo sufre de problemas de arenamiento los costos de mantenimiento se elevan considerablemente, ya que sería necesario el aplicar una técnica eficiente para su control. Otro problema que se debe tener en cuenta con este completamiento en pozos horizontales, es que el agua libre presente fluye hacia la parte superior del hoyo y el cemento por ser más pesado y por efecto de la gravedad, se sitúa en el fondo del agujero; lo cual es llamado un trabajo de cementación pobre.

1.6 APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES

Cada vez es mayor el uso de pozos horizontales en la industria petrolera. Han considerados como una forma de optimizar la productividad de un pozo y los costos de un proyecto. Es por eso, que en los últimos años se ha mejorado la tecnología de pozos horizontales al punto de que se están desarrollando algunos yacimientos nuevos utilizando exclusivamente esta técnica.

A continuación se presentan algunas de las más importantes aplicaciones que presentan los pozos horizontales en la actual industria petrolera.

1.6.1 Daño a la formación

El daño de la formación se puede definir como una reducción de la permeabilidad en una zona productora en la vecindad del pozo, donde tal reducción puede ser causada durante la perforación, el completamiento o producción del pozo, mediante la invasión del lodo de perforación hacia la formación, hinchamiento de las arcillas y precipitaciones químicas. El daño se expresa en valores de unidad de daño. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ($S > 0$), por lo que existirá reducción de la permeabilidad; cuando el pozo no tenga daño ($S = 0$), y si ($S < 0$) el pozo está estimulado.¹

La caída de presión que se presenta asociada a este efecto viene siendo proporcional al daño sobre la altura del intervalo perforado: S/Hp .

Siempre y cuando se trate del mismo yacimiento y se use lodo de iguales características, un pozo horizontal tendrá el mismo daño que uno vertical. Sin embargo la caída de presión que acompañe al daño será proporcional al siguiente producto:

$$(S/Lh) = (\sqrt{Kh/Kv}) \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

S : Daño de la formación.

Lh : Longitud de la sección horizontal.

Kh : Permeabilidad horizontal.

Kv : Permeabilidad vertical.

Entonces al tratarse de la misma pérdida de permeabilidad que en un pozo vertical, y al ser Lh muy grande en un pozo horizontal, el efecto de este valor será

¹ www.lacomunidadpetrolera.com

despreciable frente a la caída de presión total. Esto es una ventaja notable para los pozos horizontales.

1.6.2 Reducción de la conificación

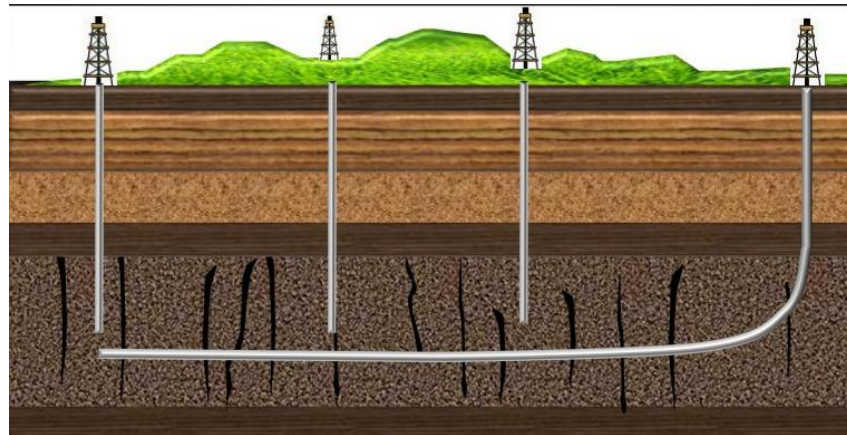
Son distintas y variadas las fuerzas que actúan sobre un yacimiento y los fluidos contenidos en éste. Debido a las fuerzas viscosas de los fluidos, se puede llegar a presentar una elevación de agua o un descenso de gas hacia el intervalo cañoneado. Por otro lado la fuerza de gravedad tiende a mantener los fluidos no deseados *in-situ*. Son estas dos fuerzas las que limitan la tasa de producción a una tasa crítica, en la cual se encuentra un equilibrio entre estas fuerzas. Si se llega a superar esta tasa crítica se perderá el equilibrio entre las fuerzas viscosas y de gravedad y, se presentará el fenómeno de conificación.

A diferencia de los pozos convencionales, los horizontales poseen una menor tendencia a presentar conificación del gas debido a la reducción de la caída de presión entre la capa de gas y el pozo horizontal.

En la figura 3 podemos comparar la conificación presentada en pozos verticales con la de pozos horizontales.

fracturas. En la figura 4 podemos apreciar la efectividad de los pozos horizontales frente a los convencionales en yacimientos fracturados.

Figura 4. Efectividad de pozos horizontales en yacimientos fracturados.

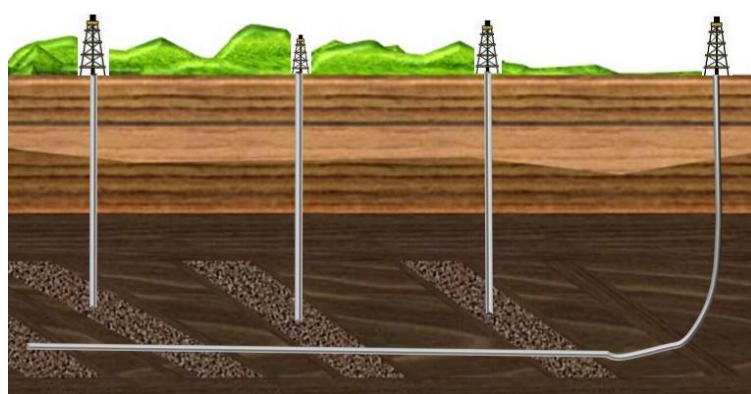


Fuente. Curso de perforación no convencional, Ing. Edelberto Hernández Trejos, 4 y 5 de septiembre del 2006

1.6.4 Yacimientos Estratificados

En este tipo de yacimientos los pozos horizontales resultan ser bastante útiles, en especial cuando la permeabilidad no varía mucho de estrato a estrato y los estratos presentan un ángulo de buzamiento alto. Cuando la variación de la permeabilidad sea bastante, se deberá considerar un completamiento selectivo, en el cual se colocan a producir a los estratos de permeabilidad semejante hasta que haya irrupción de agua, una vez alcanzado este punto se procede a taponar y poner a producir nuevos estratos. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta donde el número de estratos productores así lo permita. En la figura 5 se aprecia la utilidad de los pozos horizontales en este tipo de yacimientos.

Figura 5. Aplicabilidad de pozos horizontales en yacimientos estratificados.



Fuente. Curso de perforación no convencional, Ing. Edelberto Hernández Trejos, 4 y 5 de septiembre del 2006

2. CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

2.1 NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Para lograr un óptimo control de la producción de arena, se hace fundamental saber porqué los yacimientos producen arena. Instalar equipos de terminación de fondo de pozo es una gran ayuda para controlar la producción de arena, sin embargo, el logro de un conocimiento más exhaustivo permite generar una solución más completa y duradera. Un claro ejemplo, es que pudiendo modelar y predecir las tendencias de producción de arena los ingenieros y científicos podrán implementar medidas para el control desde el proceso de perforación hasta el agotamiento del yacimiento, lo cual conducirá a un mayor aprovechamiento del reservorio y a un adecuado manejo de la producción de arena.

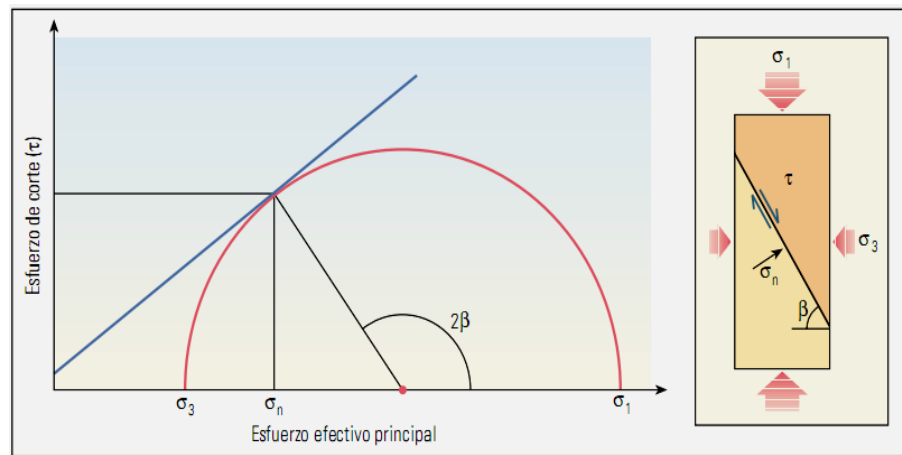
Los principales factores que en el subsuelo controlan si un yacimiento fallará mecánicamente son: La resistencia de la roca, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación (combinación de los esfuerzos terrestres principales que actúan sobre la roca), y los esfuerzos introducidos por la perforación, la terminación y la producción.

La resistencia de la roca es la propiedad que posee cada roca de oponerse a su destrucción frente a una carga exterior, estática o dinámica. Puede ser medida a través de pruebas uniaxiales y triaxiales de laboratorio, y puede representarse gráficamente mediante una curva o envolvente de falla. El círculo de Mohr, es usado para determinar los esfuerzos de corte y esfuerzos normales sobre un plano específico, bajo tres esfuerzos principales perpendiculares. Con el modelo de Mohr-Coulomb (figura 6) se puede determinar las condiciones bajo las cuales

sucede la falla, relacionando los esfuerzos principales y la presión de poro con la adhesión y el ángulo de fricción interna de la roca.

Generalmente una falla se origina cuando la diferencia entre los esfuerzos máximos y mínimos es suficiente como para generar un esfuerzo de corte excesivo. Esta diferencia puede originarse bajo efectos de tensión o de compresión de la roca.

Figura 6. Criterio de falla de Morh-Coulomb.



Fuente: Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Allan Twynam, Revista OilField, verano 2004

De acuerdo a la figura 6, el círculo de Mohr (rojo), representa el estado de los esfuerzos, en cualquier orientación, en un cuerpo material, que oscila entre el esfuerzo efectivo principal más pequeño, σ_3 y el más grande, σ_1 . Si el círculo de Mohr intersecta la condición de falla (azul), el material fallará por cizalladura.²

² Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Allan Twynam, Revista OilField, verano 2004

Los factores más importantes de los cuales depende la resistencia de una roca son: la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos y la presión de poro. La cohesión depende en gran medida del grado de cementación que presente la roca. Entre mejor cementada esté una roca, más resistente tenderá a ser. El ángulo de fricción interna se relaciona con la fracción volumétrica de partículas duras (granos de cuarzo y feldespato por lo general) presentes en la roca.

El desprendimiento de los granos de formación en yacimientos de areniscas débiles, se origina debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas. Las primeras se presentan durante la etapa de producción, en la cual, los incrementos de las caídas de presión y de agotamiento logran alterar los esfuerzos locales presentes en la tierra, lo cual conlleva a generar mayores esfuerzos de corte alrededor del pozo, conduciendo muy seguramente a la producción de arena. Las cantidades de arena generadas por este tipo de falla, son generalmente bastante grandes e incluso hasta de magnitud catastrófica.

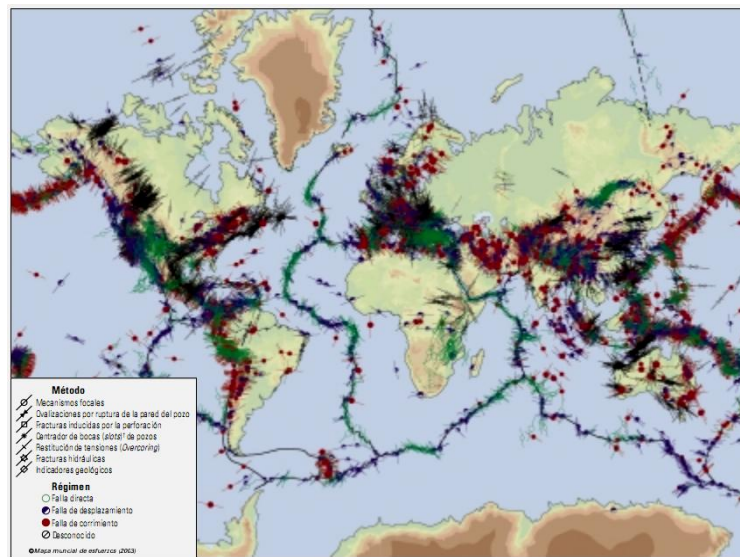
Las fallas por tracción ocurren en areniscas débiles y se deben a grandes velocidades de flujo del fluido, que son a su vez dependientes de las caídas de presión. Esta clase de falla es muy esporádica, origina pequeños volúmenes de arena, se empeora con los cambios rápidos en los regímenes de flujo de producción y tiende a estabilizarse con el tiempo.

Por último, la falla volumétrica también conocida como colapso de poros, se asocia con el agotamiento y con las caídas de presión experimentadas en el yacimiento. Se produce en yacimientos de alta porosidad y baja resistencia. En rocas débiles pero consolidadas este tipo de fallas genera subsidencia. La subsidencia describe el movimiento de una superficie (usualmente, la superficie de la Tierra) hacia abajo respecto al nivel del mar. La subsidencia es, junto con la

contaminación de acuíferos profundos uno de los dos principales problemas de la minería subterránea.

Para lograr un óptimo tratamiento a la producción de arena es necesario tener un excelente conocimiento sobre el yacimiento y las fuerzas que afectan la estabilidad de la formación. Se han hecho muchos estudios para lograr compilar datos sobre los esfuerzos presentes en la tierra. La magnitud y orientación de estos esfuerzos, han sido exhibidas en mapas de esfuerzos locales y globales como el que se muestra en la figura 7.

Figura 7. Mapa mundial de esfuerzos (2003)

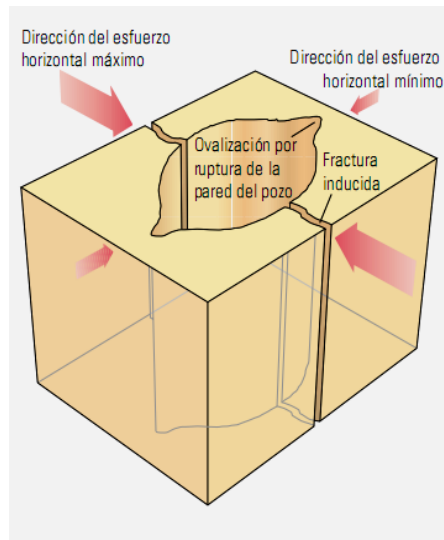


Fuente. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Allan Twynam, Revista OilField, verano 2004

La información sobre los principales esfuerzos que afectan a una formación, es de gran importancia para desarrollar proyectos de estimulación tales como el fracturamiento hidráulico. Este procedimiento, se vuelve más eficaz cuando los

disparos se realizan en la dirección del esfuerzo máximo tal como se muestra en la figura 8. Se ha demostrado que la ejecución de disparos orientados en la dirección de máxima estabilidad, promueve la prevención de la producción de arena. De esta forma los disparos orientados se han convertido en un método de gran ayuda para minimizar la producción de arena, especialmente cuando existe anisotropía de esfuerzos.

Figura 8. Dirección de esfuerzos locales a partir de imágenes de la pared del pozo.



Fuente. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Allan Twynam, Revista OilField, verano 2004

No siempre la aplicación de esfuerzos será lo único que genere el desprendimiento de granos de arena de la formación. Hay muchas situaciones que pueden llevar a modificar la resistencia de una roca yacimiento. Los procesos de perforación, terminación y de estimulación, someten al yacimiento a esfuerzos adicionales. Asimismo, procesos de producción tales como tratamientos de estimulación con ácido, la compactación del yacimiento y aumentos en la

saturación de agua consiguen disminuir la resistencia de la roca. Generalmente en yacimientos de rocas débiles no consolidadas tiende a haber una disminución de la resistencia de la roca conforme se aumenta la saturación de agua.

Cabe mencionar que no todos los granos de arena desagregados se desplazan junto con el fluido de producción. Una parte de estos puede quedarse en los disparos de cañoneo o hasta en el mismo pozo, y, con el tiempo pueden llegar a taponar el intervalo productor. Que tanto se muevan o no los granos de arena, va a depender de factores tales como la viscosidad del fluido y la velocidad del fluido.

Entonces para poder predecir cuándo, dónde y de que magnitud será la producción de arena es necesario considerar la falla de una roca y la desagregación resultante de los granos de arena, junto con la erosión y la movilización de las partículas hacia la corriente de producción.

2.2 MECÁNICA DEL MOVIMIENTO DE LA ARENA

La producción de arena en un pozo horizontal o convencional es un inconveniente menor hasta que excede su tasa de flujo crítica. Por lo general, se tiene como parámetro un límite práctico para identificar si la tasa de flujo de arena es excesiva, en la cual se hace necesario su control; ó por el contrario si su tasa se puede considerar como un ligero inconveniente en donde simplemente se tratará el problema de migración de algunos granos de arena en las facilidades de superficie. Cuando la producción de arena en un pozo es igual o mayor a 0.1% en volumen de los fluidos producidos se considera perjudicial y es preciso aplicar una técnica que permita su control. Sin embargo este límite varía y en ocasiones es menor para algunos campos.

La teoría más acertada para la producción de arena es aquella que expresa que las fuerzas de fricción de los fluidos que fluyen a través de las formaciones

ocasionan esfuerzos que exceden la resistencia inicial del elemento aglutinante natural, arrastrando granos de arena al pozo. Esto ocurre cuando el flujo del agua disuelve el material adhesivo, y cuando se disminuye la presión del yacimiento y ocasiona la compactación por el peso supra yacente de las rocas, lo cual produce un esfuerzo cortante sobre el material de cementación natural y los granos de arena.

La arena se desprende de la cara de una formación sin soporte, de tres formas: por desmoronamiento en forma masiva, como partículas individuales, o en estado fluido que implica el flujo de hidrocarburos en conjunto con una gran cantidad de finos.

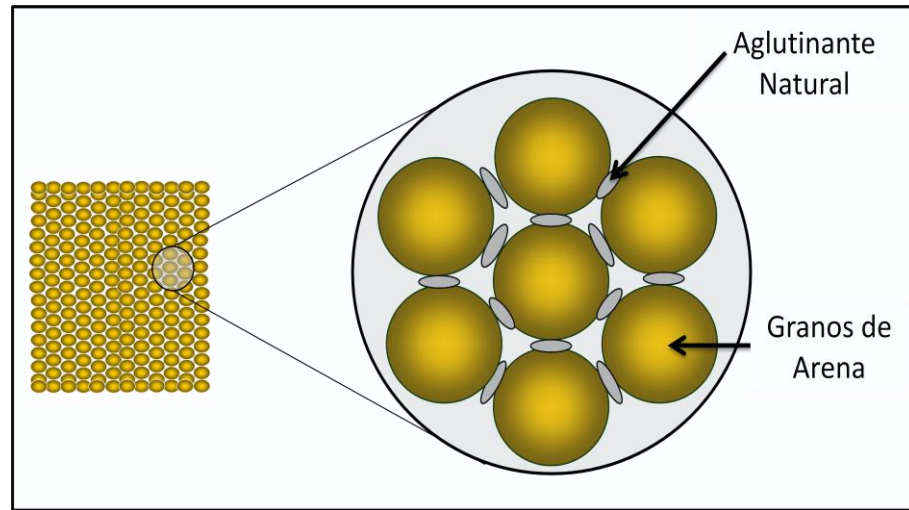
Los principios físicos con los cuales existe movimiento y transporte de los granos de arena son principalmente las fuerzas de fricción, las fuerzas de cohesión de la formación (resistencia de la formación), el gradiente de presión en el yacimiento y las tasas de flujo.

2.2.1 Fuerza de fricción

Se relaciona con las fuerzas de arrastre de los fluidos que salen de la formación, que dependiendo de sus propias características como la viscosidad, al salir a una mayor tasa de flujo, arrastra y transporta consigo más granos de arena de formación. Sin embargo esto depende principalmente de la cementación de la roca y del grado de cohesión existente entre sus granos, si el material cementante es lo suficientemente fuerte esto no ocurrirá y por consiguiente los granos de roca permanecerán unidos, como se ve en la figura 9.

Estas fuerzas actuando por si solas, no son lo suficientemente grandes para destruir una roca e inducir una falla en estas, su función trascendental es remover los granos de rocas no consolidadas o quebradizas, y transportar los granos que se desprenden hacia el pozo.

Figura 9. Roca compacta, cementada con aglutinante natural.



Fuente. Los autores.

2.2.2 Reducción de la resistencia de la formación

La producción de agua se asocia con la disminución en la resistencia cohesiva aparente de la formación al disolver los materiales cementantes, o por reducción de las fuerzas capilares que mantienen unidos los granos de arena; como muestra la figura 10. La tensión interfacial actúa como una fuerza cohesiva entre los granos individuales de arena, si hay fases presentes alrededor del punto donde los granos se tocan entre sí.

La angularidad de los granos de arena promueve la resistencia cohesiva. En experimentos de laboratorio se ha demostrado que empaques de arena de granos redondeados saturados sólo con un fluido se colapsan en un estado de fluidez, mientras que los empaques de arena angulares tienden a permanecer estables en las mismas condiciones.

Figura 10. La producción de agua se disminuye la resistencia cohesiva de la formación al disolver los materiales cementantes.



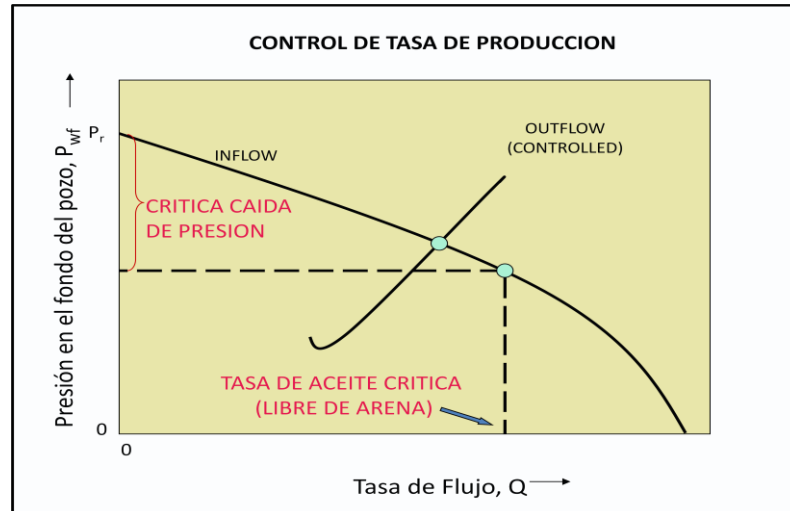
Fuente. BELLARBY JONATHAN, well completion design. Capitulo 3: Sand control, 2009, pag 228.

2.2.3 Disminución de la presión del yacimiento

En el proceso de producción de arena se deben tener en cuenta ciertas observaciones generales relacionadas con el esfuerzo del yacimiento. Cuando existe un aumento de la presión diferencial y el yacimiento se esta depletando hasta su agotamiento ocurrirá un incremento en los esfuerzos que son soportados por las rocas de la formación. Si se reduce la presión en el proceso de explotación de hidrocarburos se transfiere parte de la sobrecarga que soportaba el fluido a los granos de arena, se aumentan los esfuerzos, las fuerzas de compactación, y se tienden a alcanzar el punto de falla de los granos de arena por cizallamiento, lo cual da por resultado un cambio de volumen en la formación. Cuando la presión se ha disminuido lo suficiente para que exista la producción de arena se dice que se ha llegado a la caída de presión (drawdown) crítica.

Como se muestra en la figura 11, para un pozo existe una tasa de flujo y una tasa de caída de presión crítica en la cual comenzarán los problemas graves de arenamiento, si estas dos tasas están por debajo de su límite crítico la producción de arena no conlleva inconvenientes perjudiciales para el pozo.

Figura 11. Tasa de flujo crítica y caída de presión crítica, producción de arena considerada poco perjudicial.



Fuente. Sand Control, Next Course Cairos 2007.

2.2.4 Tasas de flujo

La producción de arena generalmente se considera como un proceso sensitivo, ya que a determinados cambios, ya sean leves o bruscos en la tasa de producción, actúan con mayor dinamismo las fuerzas de arrastre, y afectan la solidez de la roca si el material de cohesión en ésta no es lo suficientemente fuerte para mantener unidos los granos de arena.

2.3 TIPOS DE ARENA

En el proceso para dar un buen manejo a la producción de arena, resulta fundamental el conocer el tipo de formación no consolidada con la que se está tratando. De esta forma, se puede seleccionar el método de control que mejor se adapte a la formación y que resulte más beneficioso para el proyecto.

Entre los tipos de formaciones no consolidadas encontramos las siguientes:

2.3.1 Arenas movedizas

En este tipo de arenas no hay material cementante que mantenga unidos los granos de arena entre sí, razón por la cual, estos son fácilmente suspendidos en agua o aceite. Los granos presentan gran movilidad y pueden ser producidos e inyectados sin que estos afecten de manera considerable las características de la formación. Cuando se enfrenta con una formación de este tipo, se dificulta un adecuado control de la producción de arena.

2.3.2 Arenas no consolidadas con débil cementación

Cuentan con material cementante pero es muy débil y apenas logra mantener los granos juntos. La fuerza de cohesión es entonces débil y no logra resistir las fuerzas de arrastre ocasionadas por los fluidos producidos.

2.3.3 Arenas cuasi-competentes

En este tipo de formación los granos de arena están bien consolidados, pero no lo suficiente como para evitar ser arrastrados por los fluidos producidos. Al comienzo de la etapa de producción, la formación alcanza a resistir la fuerza de arrastre generada por los fluidos de producción, sin embargo, una vez se empieza la producción de agua, esta disuelve el material cementante y favorece la producción de arena, debido a las altas tasas de flujo o las altas presiones de arrastre.

2.4 INFLUENCIA DE ARCILLAS Y LUTITAS

Generalmente las formaciones productoras de hidrocarburos cuentan con la presencia de arcillas en su composición. Estas pueden generar serios problemas en el proceso de control de producción de arena, en especial, si se utiliza un tratamiento químico como método de control. Por esta razón es que siempre se debe utilizar un método de tipo mecánico para controlar la producción de arena en formaciones donde el porcentaje de arcillas sea muy alto.

Con las lutitas se presenta también un problema, éstas, al ser desplazadas por el fluido de producción tienden a mezclarse con las arcillas y con la arena remanente y forman una mezcla que logra disminuir la permeabilidad efectiva de la formación. Debido a esto, siempre que se trate una formación con alto contenido de arcillas y lutitas, se debe evitar en lo posible que estas se mezclen para asegurar así, una máxima productividad del yacimiento.

2.5 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los sólidos producidos por un pozo pueden ser finos (por lo general no son considerados como parte de las características mecánicas de la formación) o sólidos que soportan la carga. La producción de finos es algo inevitable en el proceso de producción de un pozo, sin embargo, resulta un tanto provechosa para el proyecto. Si la migración de finos no ocurre podrían generarse taponamientos o disminución de la porosidad efectiva, por tal motivo, es preferible que los finos se desplacen de forma libre a través de la formación.

La producción de arena de un pozo es afectada por distintos factores, tanto de tipo natural como de tipo inducido. En la tabla 1, se muestra las condiciones con las cuales se genera la producción de arena.

Tabla 1. Condiciones naturales e inducidas que causan la producción de arena.

Condiciones Naturales	Condiciones Inducidas
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Grado de consolidación de la roca, (resistencia a la compresión y la tensión). ➤ Características de esfuerzo y deformación de la roca (esfuerzos soportados por la formación). ➤ Permeabilidad de la formación. ➤ Características de Fluidos producidos. ➤ Tamaño y forma de partículas de la formación. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tipo de Completamiento (hueco abierto, hueco revestido). ➤ Prácticas inadecuadas durante la perforación y el completamiento pueden generar daños a la formación. ➤ Estrategia de producción (cierre de pozo, aumento tasa de flujo, caídas de presión). ➤ Producción de fluidos del yacimiento (depleción).

Fuente. Los autores.

A continuación se explican estos factores principales nombrados anteriormente que afectan la producción de arena en un pozo:

2.5.1 Factores naturales

2.5.1.1 Disminución de la presión de poro

Conforme se avanza en la producción de fluidos, la presión del yacimiento va en declive. Una parte del peso de la roca suprayacente es soportado por la presión del yacimiento, por lo tanto, cuando esta empieza a caer, se genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. Como consecuencia los granos de arena de la formación pueden empezar a separarse de la matriz o triturarse, lo cual conlleva a la producción de finos junto con los fluidos del pozo.

2.5.1.2 Compresibilidad de la formación

Como la roca tiene la característica de ser compresible, puede suceder que como consecuencia de la caída de presión se presente el proceso de compactación de la formación. Al ser compactada, se puede llegar a destruir la cementación de los granos y causar la producción de arena en el pozo.

2.5.1.3 Viscosidad del fluido del yacimiento

El flujo de fluidos en un yacimiento ocasiona una fuerza de arrastre por fricción que se ejerce sobre los granos de arena de la formación. La magnitud de esta fuerza de arrastre va a ser directamente proporcional a la velocidad de flujo y a la viscosidad del fluido que se esté produciendo. Por tanto, entre más alta viscosidad posea el fluido mayor será la fuerza de arrastre ejercida por él sobre los granos de arena. Es el caso presentado en los yacimientos con crudo pesado donde, debido a su alta viscosidad se genera una fuerza de arrastre lo suficientemente grande como para inducir la producción de arena incluso con bajas velocidades de flujo.

2.5.1.4 Producción de agua

El inicio de la producción de arena o su incremento, puede llegarse a dar cuando se inicia la producción de agua o cuando se aumenta el corte de agua en la producción. Esto se debe posiblemente a dos razones:

- Como primera razón, encontramos que en areniscas mojadas por agua parte de la cohesión entre sus granos de arena se debe a la tensión superficial de las gotas de agua que rodean a cada grano. Cuando se inicia la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse a la de producción disminuyendo las fuerzas de tensión superficial, y al mismo tiempo la cohesión intergranular.
- La otra posible razón es que conforme se incrementa la producción de agua la permeabilidad relativa del crudo disminuye, por lo cual se va a necesitar un mayor diferencial de presión para producir el crudo a la misma velocidad. El incremento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación va a generar una mayor fuerza de cizallamiento en los granos de la formación y por tanto se iniciará la producción de arena.

2.5.1.5 Grado de consolidación

Que tan bien consolidada este una formación va a depender directamente del material cementante que está presente o no entre sus granos. La producción de arena depende de que tan bien cementada se encuentre la arena. La cementación de la arenisca suele ser un proceso secundario, por tanto, los sedimentos más antiguos van a ser los que mejor cementados estén. Esto quiere decir que la producción de arena es generalmente un problema que se presenta en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Este tipo de formaciones poseen poco contenido de material cementante

que logre mantener juntos los granos de arena, debido a eso son llamadas formaciones “no consolidadas” o “poco consolidadas”.

2.5.2 Factores inducidos

2.5.2.1 Tasa de producción

Como se mencionó anteriormente, el flujo de fluidos en un yacimiento ocasiona una fuerza de arrastre por fricción, la cual, en conjunto con el diferencial de presión originado también como consecuencia de la producción de fluidos, logra vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto quiere decir, que existe una tasa de flujo crítica por debajo de la cual la fuerza de arrastre y el diferencial de presión, no son lo suficientemente grandes como para superar la resistencia a la compresión de la formación y generar la producción de arena. Esta tasa de flujo crítica se puede determinar de dos maneras. La primera consiste en disminuir la tasa de producción hasta que se llegue a la tasa crítica donde no se produce arena o el nivel de producción sea aceptable. Generalmente esta tasa es mucho menor a la tasa de producción aceptable del pozo. La segunda manera consiste en hacer lo contrario, se aumenta la tasa de producción hasta que se alcance la tasa crítica en que se empezará a producir arena.

2.5.2.2 Área de influjo

Entre mayor sea esta área, los esfuerzos que tenga que soportar la formación abierta al flujo van a ser menores, y por tanto, será menos probable una producción significativa de arena. Se puede aumentar este parámetro aumentando el diámetro efectivo del hueco, incrementando la densidad de cañoneo, el diámetro del disparo, y fracturando la formación.

2.5.2.3 Daño de la formación

Un inadecuado desarrollo de operaciones de perforación y/o de completamiento, y la acción de fluidos y sólidos, son algunos de los factores que pueden llevar a dañar la formación disminuyendo su permeabilidad y llegando a causar inestabilidad en las paredes del pozo. Esto último vuelve a la formación propensa a seguir derrumbándose y a aumentar la producción de arena.

2.6 CONSECUENCIAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena constituye un problema grave en la perforación de un pozo horizontal, por lo general los pequeños granos de arena que se desprenden de la formación, son arrastrados y fluyen hacia la cara del pozo; esto puede generar que la pared superior del pozo se desestabilice y tienda a derrumbarse, taponando el pozo y limitando así su producción.

El control de la producción de arena en pozos horizontales se lleva a cabo para evitar abrasión de equipos en subsuelo y superficie, pérdidas en la productividad del pozo, y además para evitar la necesidad de manejo de sólidos provenientes de la formación, ya que todo esto conlleva a elevados costos de mantenimiento. Un alto índice de entrada de sólidos pronostica problemas de distinta índole para el proyecto por lo cual vale la pena controlar el ingreso de estos al pozo; ya que esto significa una gran inversión y una limitación para el desarrollo del proyecto.

Se resumen algunos factores y efectos de la producción de arena.

2.6.1 Abrasión de equipos de fondo y de superficie

La abrasión se define como el desgaste superficial sufrido por las rocas debido a diversos agentes externos, fundamentalmente las olas del mar, el viento, agua, hielo. En la industria petrolera generan problemas económicos y de seguridad

ambiental, y corresponde principalmente al deterioro o ruptura de los equipos de subsuelo y de superficie, así como de las instalaciones de distribución y recolección de petróleo ocasionado por el poder abrasivo de la arena.

En los pozos en donde los fluidos fluyen a gran velocidad y transportan arena pueden desgastar excesivamente los equipos y herramientas de fondo y superficie, lo cual implica la necesidad de realizar trabajos frecuentes de mantenimiento o en su defecto el reemplazo de los equipos afectados.

➤ **Acumulación de equipos en superficie**

Cuando la velocidad o la tasa de flujo es lo suficientemente alta para transportar las partículas de arena hasta más allá de la tubería de producción, y la cantidad de granos es alta, estos podrían quedar atrapados en los equipos de superficie como en los separadores, válvulas, estranguladores, tratadores y calentadores; lo cual conllevaría a realizar una limpieza en los equipos afectados. Para tratar el problema adecuadamente es necesario el cierre del pozo, lo cual implicaría tanto pérdidas económicas por paralizar e interrumpir la producción y por limpieza de equipos.

En la figura 12, se muestra el poder abrasivo de la arena en un equipo de superficie y cómo este inconveniente es un riesgo perjudicial para el óptimo desempeño del proyecto.

Figura 12. Abrasión de equipos en superficie.



Fuente. Sand Control, Schlumberger 2007.

➤ **Acumulación de equipos en fondo**

Ocurre cuando las partículas de arena se depositan en el fondo del pozo, y bloquean parcial o totalmente la tubería de producción, este proceso ocurre en una zona cercana a los intervalos productores que son obstruidos, con lo cual la tasa de producción de hidrocarburo empezará a disminuir gradualmente. Si este problema es tomado a la ligera y se bajan herramientas para su limpieza y mantenimiento estas podrán sufrir las mismas consecuencias que los equipos de fondo, es por ello se hace necesario aplicar las medidas correctivas convenientes para su control.

2.6.2 Baja productividad de pozo

El taponamiento parcial o total de los túneles de cañoneo en el pozo, así como el pegue de las bombas utilizadas en los sistemas de levantamiento artificial disminuyen gradualmente e impiden la producción efectiva del pozo; esto se debe a las fuerzas que transportan los granos de arena hacia los intervalos productores, en donde los pequeños sólidos se acumulan de forma masiva o individual.

2.6.3 Colapso de la formación

La estabilidad de la formación se ve afectada por los granos de arena que se desprenden de la formación, son transportados y producidos en superficie; lo cual puede generar el derrumbamiento de la formación y la ruptura de las tuberías de revestimiento y producción.

Cuando existe arenamiento en un pozo, si la tasa de producción es lo suficientemente elevada y si la producción de arena se prolonga por un tiempo considerable, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento y a medida que pase el tiempo y no se controle el arenamiento, el tamaño de hueco seguirá aumentándose hasta que se torne lo suficientemente grande y el estrato de formación que se encuentre encima de dicho vacío colapse, debido a la falta de material de formación que proporcione soporte. Este riesgo es realmente serio y puede causar la inestabilidad total del pozo hasta el punto de llegar a ser abandonado.

2.6.4 Manejo de Sólidos en superficie

Generalmente, se tienen diversos estándares o parámetros en un crudo que regulan las condiciones en las cuales los hidrocarburos deben ser tratados para su posterior comercialización; cuando un hidrocarburo supera el porcentaje o fracción

de sólidos permitido según la reglamentación, debe ser tratado adecuadamente con el fin de cumplir las normas vigentes, para poder ser transportado y distribuido al mercado.

Este tratamiento que se realiza a los fluidos producidos con el fin de liberarlos de sus impurezas por las dificultades que causa la presencia de la arena, es usualmente realizado en diversos equipos en superficie.

Habitualmente, se necesita una cantidad considerable de separadores, desarenadores y demás equipos para poder tratar adecuadamente los fluidos, y siempre se deben considerar los costos de los equipos necesarios ya que de esto se considera si un proyecto es beneficioso y conveniente en términos económicos.

Incluso los pozos con prácticas exitosas para el control de arena producen pequeñas cantidades de arena. La arena debe ser primero separada de los fluidos producidos y después del crudo antes de su eliminación; este proceso es un poco complejo ya que los restos de arena no pueden ser ubicados en cualquier zona, y deben ser transportados hacia un lugar específico si este es considerado material radiactivo.

2.7 MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

Cuando se habla de los mecanismos de control de arena, se hace referencia a las prácticas existentes que pueden evitar parcial o totalmente el flujo de arena de la formación hacia alrededor del pozo. Éste problema conlleva principalmente al mantenimiento del pozo lo cual se traduce en una alta inversión económica para el desarrollo del proyecto. La producción de arena puede ser controlada mediante tres mecanismos principales:

2.7.1 Reducción de las fuerzas de arrastre

Esta técnica hace referencia a la disminución de las fuerzas de fricción o de arrastre que se generan debido a la interacción roca fluido que se presenta cuando el pozo inicia producción. Por lo general es considerado el procedimiento más económico y sencillo que se implementa para la producción de arena y debe considerarse aplicable junto con cualquier otro método.

La producción de arena es un inconveniente cuando se excede su tasa de flujo crítica, esta tasa se considera un factor económico importante para las diferentes decisiones que se puedan presentar en el desarrollo del proyecto.

La demanda del mercado y las ganancias económicas justifican tasas altas de producción, al realizar esto, se incrementan los esfuerzos que tienden a desplazar y transportar los granos de arena presentes en las rocas de la formación. Como primera alternativa de solución para el control de arena se tiende a disminuir la tasa de producción de hidrocarburos, para contrarrestar la generación de esfuerzos en la formación. Sin embargo, si la tasa de producción de hidrocarburos es baja no se podrán esperar grandes retribuciones económicas, un hecho no deseado para los dueños del proyecto.

Es por ello, que se trata de mantener una tasa de flujo constante en donde no se superará la tasa crítica de flujo de arena y sirva como una medida de control, en donde la producción de arena es considerada mínima y no se presentan inconvenientes graves, así como también el proyecto sea económicamente factible.

Para mantener una tasa constante de producción ésta puede controlarse mediante diferentes parámetros:

- Apertura una longitud mayor de sección de producción.
- Un cañoneo amplio y limpio a través del intervalo de producción existente.

- Aumentando la densidad de cañoneo en la manera en que sea posible según los lentes de arena.
- Creando una ruta de conducción desde alguna distancia hacia dentro del yacimiento hasta el canal de producción del pozo por medio de fracturas rellenas.

Normalmente, al aplicar eficientes prácticas de completamiento, con la inclusión del uso de fluidos limpios, la selección cuidadosa de las cargas y condiciones de cañoneo, combinada con una buena calidad en la arena de la formación pueden prevenir el problema de arena, que de otro modo sería perjudicial para la vida productiva del pozo.

Fluidos Limpios

Este fluido es aquel que entra en contacto con las zonas productoras en las operaciones que se realicen en el pozo. Cuando se aplican las prácticas de completamiento, principalmente, se debe hacer énfasis en el uso de fluidos que sean compatibles con la formación y que no contengan sólidos, esto es fundamental para un buen control de arena. El taponamiento de la formación productora o los daños causados al yacimiento por incompatibilidad o por los sólidos que arrastra y transporta el fluido, son problemas que pueden requerir una disminución excesiva de la presión y niveles críticos de esfuerzo para producir las tasas de flujo de hidrocarburo deseadas por los operadores, y de esa manera pueden aumentar el arrastre de granos de arena de formación.

Altas densidades de perforaciones

Es conveniente incrementar el número de tiros por pie en el área cañoneada alrededor de la zona productora, ya que de esta forma se aumentara el área de flujo, y como resultante se disminuirá la velocidad o la tasa de flujo de los fluidos que entran al pozo, provenientes de la formación.

Es favorable un mayor número de huecos, igualmente los pozos deben ser cañoneados usando un fluido limpio que sirva de lavado, y la limpieza del mismo y así disminuir los riesgos de obstruir las perforaciones con los desperdicios de cañoneo y otros sólidos indeseables.

Longitud del intervalo

Si se cañonea el intervalo productor en todo su espesor, aumentará el área de flujo y se disminuyen los esfuerzos que ocasionan la producción de arena.

Con la ampliación de la longitud del intervalo productor, disminuyen con frecuencia los problemas de arenamiento en pozos que han sido terminados sin medidas de control. En este sentido los pozos horizontales poseen una pequeña ventaja sobre los pozos verticales, ya que el intervalo productor en pozos horizontales tiene mayor área de contacto con el yacimiento y tienden a interceptar numerosas fracturas en formaciones que contienen hidrocarburo.

Al realizar el cañoneo a lo largo del intervalo productor se deben dejar algunos pies de distancia arriba y abajo del intervalo para evitar la comunicación con las formaciones adyacentes.

Calidad de la arena de formación

Frecuentemente, los pozos que presentan graves problemas de arenamiento, se presentan en formaciones no consolidadas o poco consolidadas. Esto se debe principalmente al grado de compactación y cementación que existe entre los granos de arena de una formación; estos factores varían con el grado de sedimentación, de maduración y del proceso geológico y físico que el material sedimentario ha sufrido a través del tiempo.

Con diversos estudios se ha notado que los inconvenientes de arena son más agudos en formaciones sucias o arcillosas, de granos finos, que en arenas limpias

y bien desarrolladas en donde la limpieza dentro de la zona cañoneada de la formación tiene una gran influencia sobre la durabilidad del acabado del pozo. Las zonas bien desarrolladas son menos susceptibles a la producción de arena que aquellas mal desarrolladas dentro de una formación limpia.

El éxito o la conveniencia de producir de los segmentos de mayor permeabilidad, refleja el efecto de limitar el esfuerzo en las paredes del hoyo por reducción de la presión diferencial, algo parecido a lo que ocurre cuando se efectúa un mayor número de perforaciones y se usan intervalos más largos.

2.7.2 Punteo mecánico de la arena

Estas técnicas son las más antiguas y cabe destacar que a través del tiempo han sido las más aplicadas y utilizadas en los campos donde se presentan problemas de arenamiento.

Su función principal es evitar el flujo de granos de arena provenientes de la formación. Su principio de operación se basa en la creación de un puente que servirá como filtro para los sólidos que sean arrastrados y transportados hacia el pozo, en donde los granos de arena de mayor tamaño son puenteados en la superficie de las ranuras de las rejillas o empaques con grava, y éstos al mismo tiempo sirven de puente a los granos de menor diámetro de la formación.

Para que se forme este filtro o puente, básicamente se requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el método de control utilizado. Estas prácticas son difíciles de aplicar en zonas múltiples de diámetros pequeños.

2.7.3 Aumento de la resistencia de la formación

Estas prácticas se fundamentan en la consolidación de los granos de arena del yacimiento mediante la inyección de una serie de compuestos químicos dentro de la formación, para lograr una unión de los granos de arena y generar una cementación artificial de los granos en sus puntos de contacto, esto genera una matriz de roca consolidada.

Cuando el compuesto químico realiza su función éste se seca y se encoje para posteriormente ser desplazado para no afectar la permeabilidad de la roca y limpiar los espacios porosos.

Estos tipos de métodos son considerados exitosos, sólo cuando la permeabilidad de la zona en la que se inyectan los compuestos químicos no resulta alterada o afectada, y su productividad es igual o mayor de la inicial antes del tratamiento.

2.8 PREDICCIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ARENAMIENTO

El objetivo de algunos ingenieros en los últimos años en la industria petrolera, ha sido el estudio y la investigación de cómo predecir la tendencia de producción de arena en un yacimiento durante las etapas de perforación y explotación; así como también conocer si se requiere algún tipo de técnica de control para este grave problema. Los ingenieros de completamiento necesitan conocer las condiciones a las cuales se producirá arena, esto no siempre es una labor fácil. De manera sencilla, la predicción de arena implica observar el desempeño del pozo alrededor de la cara de la formación. En pozos exploratorios, la prueba de flujo de arena es frecuentemente utilizada para evaluar la estabilidad de la formación.

Con precisión, la predicción potencial de producción de arena requiere detallado conocimiento de las fuerzas mecánicas de la formación, los esfuerzos que sufre en sitio y la forma en que se debilita la roca.

Por lo general, se realizan estudios de identificación y caracterización de rocas presentes en la formación, con el fin de implementar diferentes técnicas de análisis que puedan dar un indicio del problema de arenamiento en una formación. Conocer los esfuerzos que actúan sobre el tipo de roca, y cómo se ve afectada su solidez representa un avance importante en la predicción del problema.

Normalmente algunas de las técnicas de control utilizadas para la predicción de arena, son basadas en analogías, pruebas de laboratorio con núcleos o corazones, interpretación de registros, correlaciones, pruebas de flujo, pruebas de cargas axiales y otras se basan en la experiencia de los operadores.

La práctica o el procedimiento más utilizado son las analogías de campo, de pozos referenciales que producen en la misma formación, en el mismo campo y en condiciones similares; para la gran mayoría estos son buenos indicadores.

En los pozos horizontales aplicar estas prácticas es más complejo, y debido a la ubicación de la sección horizontal en la formación, estos tipos de pozos están sometidos a una mayor cantidad de esfuerzos axiales y longitudinales, por tal motivo la predicción es aún más complicada que para los pozos convencionales.

Sin embargo ninguna técnica de predicción es exacta, y es por ello que se hace necesario estudiar los métodos de control de producción de arena en pozos horizontales, para encontrar y aplicar un óptimo control de la arena cuando el problema de arenamiento es inevitable y se hace ineludible su implementación.

3. MÉTODOS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA

3.1 TUBERÍAS RANURADAS (LINERS) Y MALLAS RANURADAS CON ENVOLTURAS DE ALAMBRE (WIRE-WRAPPED SCREENS)

Son dos tipos de métodos mecánicos existentes para el control de arena, primordialmente se basan en la formación de un puente cuya función principal es actuar como filtro en la formación para no permitir el flujo o la intrusión de granos de arena hacia los equipos de fondo y de superficie. Estas técnicas son muy similares entre sí, y sus principales diferencias se describen a continuación.

Los liners o rejillas ranuradas son tubos en los cuales se han cortado anteriormente ranuras verticales u horizontales con un tamaño determinado, esta tubería se encuentra ubicada frente a la formación productora. Cabe resaltar que las ranuras horizontales se utilizan poco actualmente, debido a que diversos estudios de laboratorio han demostrado que estas reducen la resistencia a la tensión en los tubos. Las ranuras presentes en las tuberías se cortan de forma sesgada, de esta forma los pequeños granos de arena que se desprenden de la formación son producidos y de esta forma se evita el acuíamiento y el taponamiento de la tubería.

La principal desventaja de las tuberías ranuradas es que estas limitan la producción de los fluidos debido a la escasa área de flujo disponible.

Por otra parte, las rejillas independientes, ó standalone screens (SASS); son rejillas metálicas mejoradas de los liners ranurados, y de ésta se clasifican otros tipos de rejillas que serán de estudio en este trabajo.

En las mallas ranuradas con envolturas de alambre, un tipo de standalone screens (SASS); las tuberías son cortadas previamente para efectuarle las ranuras respectivas (tubería perforada), sin embargo a diferencia de los liners ranurados

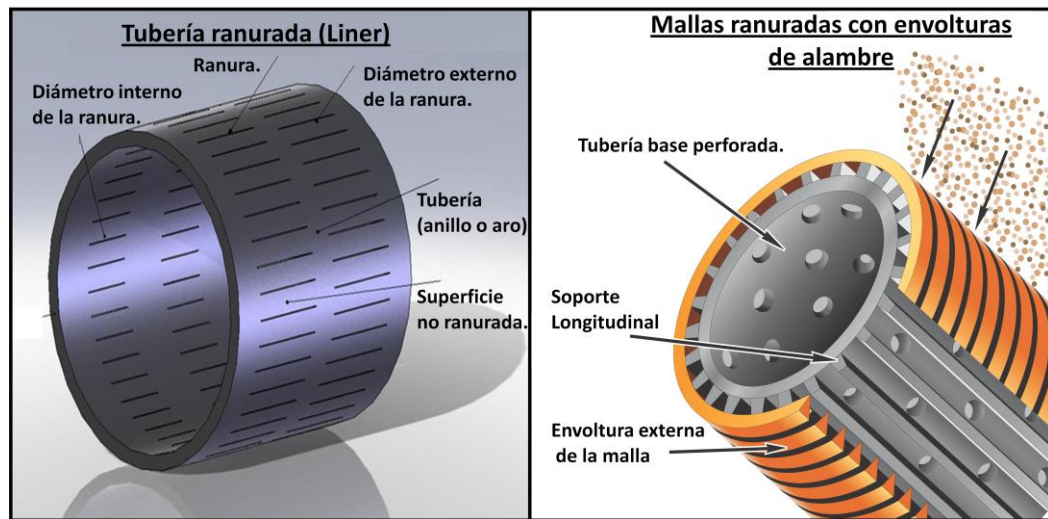
estos tubos son recubiertos con alambres en forma de espiral. Las mallas ranuradas con envolturas de alambre ofrecen otra alternativa para retener la arena en el anular de la tubería o anillo entre la malla y la formación. Las mallas ranuradas tienen una mayor área de flujo en comparación con los liners ranurados. Estas mallas se componen de una envoltura exterior el cual es un cable envuelto y soldado a las barras longitudinales para formar una sola ranura helicoidal con el ancho deseado. La envoltura es posteriormente ubicada sobre la tubería base que posee agujeros y soldada para brindarle un soporte estructural.

El área de flujo varía entre 6% y 12% y puede ser un poco más alto, dependiendo de la abertura de la ranura. Entre otras ventajas de poseen las mallas, se encuentran que al ser soldadas con estaño resisten temperaturas de hasta 350 °F y presiones de hundimiento de 8000 psi. Aquellas soldadas eléctricamente soportan temperaturas de hasta 1500 °F y presiones de hundimiento de 80000 psi. El factor económico es la limitación de esta técnica, el costo del material utilizado para recubrir la tubería y la fabricación de esta, es por ello que estas se utilizan en intervalos cortos en los cuales se posee una mayor área de flujo.

En la figura 13, se muestra la diferencia entre una rejilla ranurada y una malla ranurada con envolturas de alambre.

Las tuberías ranuradas y las mallas ranuradas con envolturas de alambre sin empaques con grava, son denominadas las técnicas más sencillas para el control de arena en pozos horizontales. A menos que la formación posea una arena limpia y bien distribuida, con un tamaño de grano grande estos tipos de completamiento pueden tener una vida corta de producción debido al taponamiento de las rejillas y mallas ranuradas con material de formación. Se recomienda el uso de estos métodos en formaciones que posean poco contenido de arcilla, menor del 40% ya que debido a que los granos de arcilla son muy finos, las ranuras se taponarán de material arcilloso restringiendo el paso de hidrocarburo hacia el pozo.

Figura 13. Liner ranurado y malla ranurada con envolturas de alambre.



Fuente. www.google.com

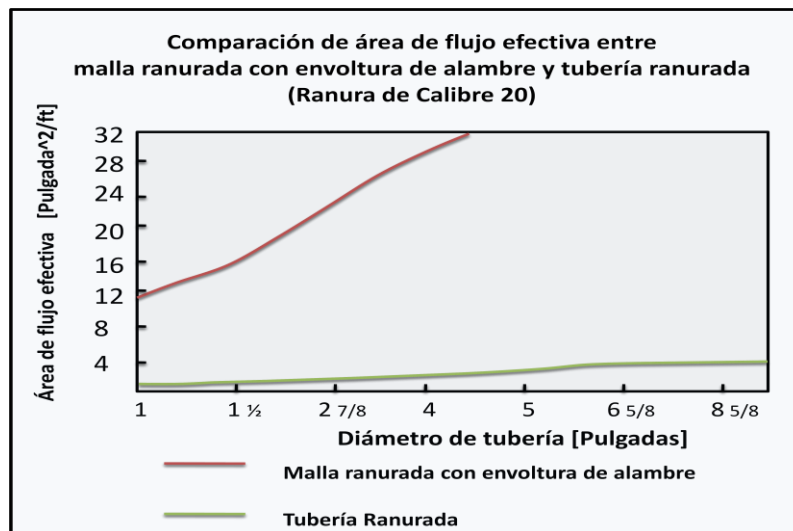
Cuando estos métodos son los únicos empleados para el control de arena se ubican a lo largo del intervalo productor, y estos actuarán como filtros ya que según la teoría del puenteo y pruebas de laboratorio muestran que el material de la formación se puentea en la superficie de la ranura, siempre y cuando el ancho de la ranura sea inferior a dos veces el diámetro de la partícula, es decir, previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras denominadas también calibre o aperturas para el flujo generando así un filtro que permite la producción de petróleo. Para que estos puentes se formen se requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar la tubería ranurada o malla al mismo tiempo.

Para comparar estos dos métodos, se hace necesario el estudio de factores importantes que afectan el desempeño de cada método. Entre estos se encuentra el área de flujo efectiva en cada caso, en los liners existe un área delimitada de 2% y 3%, en las mallas ranuradas esto incrementa y se dan valores entre 6% y

12% incluso un poco más altos, según el ancho de ranuras, diámetro tubería y demás parámetros.

En la figura 14, se hace una comparación del área de flujo efectiva entre los liners ranurados y las mallas ranurada con envolturas de alambre, y como varía este parámetro según el diámetro de la tubería.

Figura 14. Comparación de área de flujo efectiva entre malla ranurada con envoltura de alambre y tubería ranurada.



Fuente. Los autores.

La principal ventaja de la tubería ranurada sobre las mallas ranuradas con envolturas de alambre es usualmente el costo, sin embargo si las densidades de las ranuras son grandes estas podrían tener igual costo que las mallas ranuradas. Los liners se taponan más fácilmente que las mallas ranuradas y estos son usados en pozos de baja productividad ya que no es rentable el uso de mallas ranuradas.

La selección entre liner o malla ranurada se basa fundamentalmente en factores económicos. El liner ranurado es menos costoso pero presenta limitaciones de anchura de las ranuras y, por lo general, tiene menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

El uso de cualquiera de estos dos métodos para el control de arena puede ser de gran ventaja debido a que, con condiciones de formación adecuadas el fenómeno de arenamiento puede ser restringido totalmente, a un bajo costo en comparación a las demás técnicas existentes y con equipos de operación sencilla, fáciles de correr.

Sin embargo, como en todos los métodos existen desventajas entre estas que el principio de funcionamiento es la formación de puentes que previenen la intrusión de arena al pozo, si estos son inestables, se rompen y obstruyen la tubería dando lugar a la reorganización de la arena de formación. Además de la erosión y abrasión que pueden sufrir los equipos en fondo de pozo antes de la formación del puente. Es por ello que sólo es válido para unas formaciones que cumplan los algunos criterios para su buen funcionamiento.

3.1.1 Parámetros de Diseño

Entre los principales parámetros que se tienen al momento del diseño de una tubería ranurada se encuentran criterios como, el número de ranuras por pie, el ancho y largo de la ranura así como también el tipo de perfil de ranura que se desee utilizar, cada uno de estos parámetros forman parte esencial al momento de evaluar la eficiencia del método.

Ancho ranura

El ancho de la ranura hace referencia a menudo en las dimensiones de la apertura o calibre de la ranura. Los criterios para diseñar las aberturas o el ancho de la ranura, en algunos casos, se dimensiona de manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios granulométricos, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo.³

La teoría afirma esto debido a que cuánto mayor tamaño posea el 10% de los granos de arena, estos se detendrán en la apertura de la ranura, y los granos de arena más grande detendrán el 90% de arena restante de la formación.

El ancho de una ranura simplemente es la medida de la abertura en pulgadas multiplicado por 1000, por ejemplo una rejilla de calibre 12 tiene aberturas de 0.012 pulgadas. El ancho de ranura, de menor abertura que se puede encontrar es de 0.012 pulgadas, y el mayor puede ser de 0.250 pulgadas.

Longitud ranura

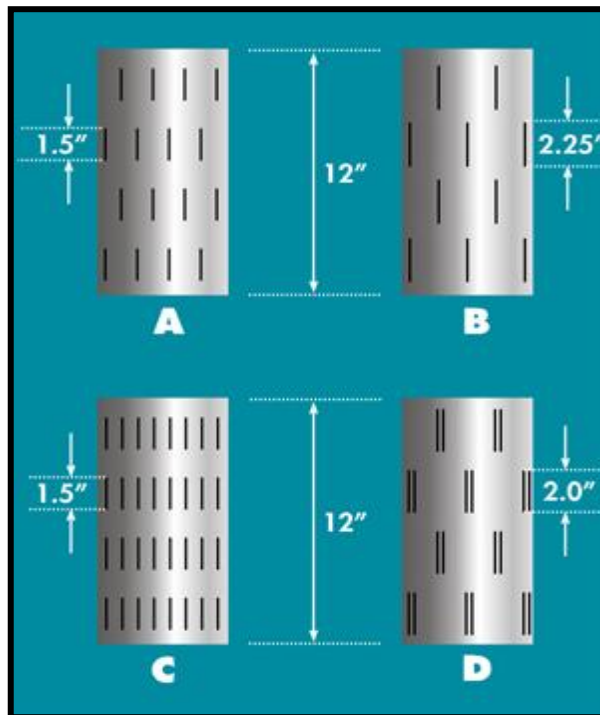
La longitud de las ranuras pueden oscilar entre valores de 1.5 hasta 2.5 pulgadas. Normalmente, la longitud de las ranuras se basa en la medida del ancho de las ranuras y el diámetro interno de la tubería. Habitualmente cuando la longitud de las ranuras es de 1.5 pulgadas el ancho de las ranuras debe oscilar aproximadamente entre 0.012 – 0.030 pulgadas. Si la longitud de ranura es incrementada a 2 pulgadas la abertura de las ranuras debe ser próxima a 0.030 –

³ www.monografias.com

0.100 pulgadas. Si la tubería posee una longitud de 2.5 pulgadas el ancho de la ranura debe ser mayor a 0.125 pulgadas. Estos valores varían según la rejilla que se requiera y según el patrón a utilizar.

La figura 15 muestra los patrones típicos en las rejillas ranuradas, se puede ver cómo según su geometría o su configuración se identifica cuatro tipos de estas. En la imagen A de la figura 15 se puede ver la rejilla con un patrón escalonado, con una longitud de ranura de 1.5 pulgadas. En la imagen B la rejilla presenta un patrón escalonado individual, con una longitud de ranura de 2.25 pulgadas; C muestra un patrón en línea recta (no escalonado) con una longitud de ranura de 1.5 pulgadas. Por último la imagen D presenta una rejilla con una longitud de ranura de 2.0 formando un patrón escalonado de bandas ranuradas.

Figura 15. Patrones típicos en las rejillas ranuradas.



Fuente. www.gl-slotco.com (Slotted liners)

Generalmente, el patrón seleccionado cuando se usan rejillas o tuberías ranuradas en el control de arena en pozos horizontales es el escalonado individual, debido a que la fuerza de resistencia de la tubería no ranurada se conserva; además este patrón escalonado proporciona una distribución uniforme de las ranuras sobre el área superficial de la tubería.

Número de ranuras por pie

El número de ranuras por pie de tubería, se determina calculando el número requerido para alcanzar el porcentaje de área abierta pretendida en la superficie externa de la tubería.

Después de seleccionar el área abierta a flujo de la tubería, la anchura de la ranura y el diámetro del liner, el número de ranuras por pie del revestimiento se puede determinar por la siguiente fórmula o leyendo de la tabla 2.

$$N = \frac{12\pi DC}{100WL} \qquad \text{Ecuación 2}$$

En donde:

N: Tiros por pie requeridos. (Si $N < 32$ se debe redondear hasta el más cercano múltiplo de 4)

D: Diámetro externo de la tubería [Pulgadas]

C: Área abierta al flujo requerida. [%]

W: Selección de ancho de ranura [Pulgadas]

L: Longitud de la ranura [Pulgadas]

Tabla 2. Número de tiros por pie según el ancho de ranuras y longitud de las mismas.

Diámetro externo tubería Ancho de Ranura [Pulgadas]	3.5 "	4.5 "	5.5 "	7.0 "
	0.012 "	220	284	348
0.015 "	176	228	276	352
0.018 "	148	188	232	296
0.020 "	132	172	208	128
Longitud de ranura: 1.5 " [Pulgadas]				

Diámetro externo tubería Ancho de Ranura [Pulgadas]	3.5 "	4.5 "	5.5 "	7.0 "
	0.025 "	80	100	124
0.030 "	64	84	104	132
0.060 "	32	40	52	64
0.125 "	16	20	24	32
Longitud de ranura: 2.0 " [Pulgadas]				

Diámetro externo tubería Ancho de Ranura [Pulgadas]	3.5 "	4.5 "	5.5 "	7.0 "
	0.250 "	6	8	10
Longitud de ranura: 2.5 " [Pulgadas]				

Fuente. Los autores.

Tipo de perfil de ranura

➤ Ranuras rectas

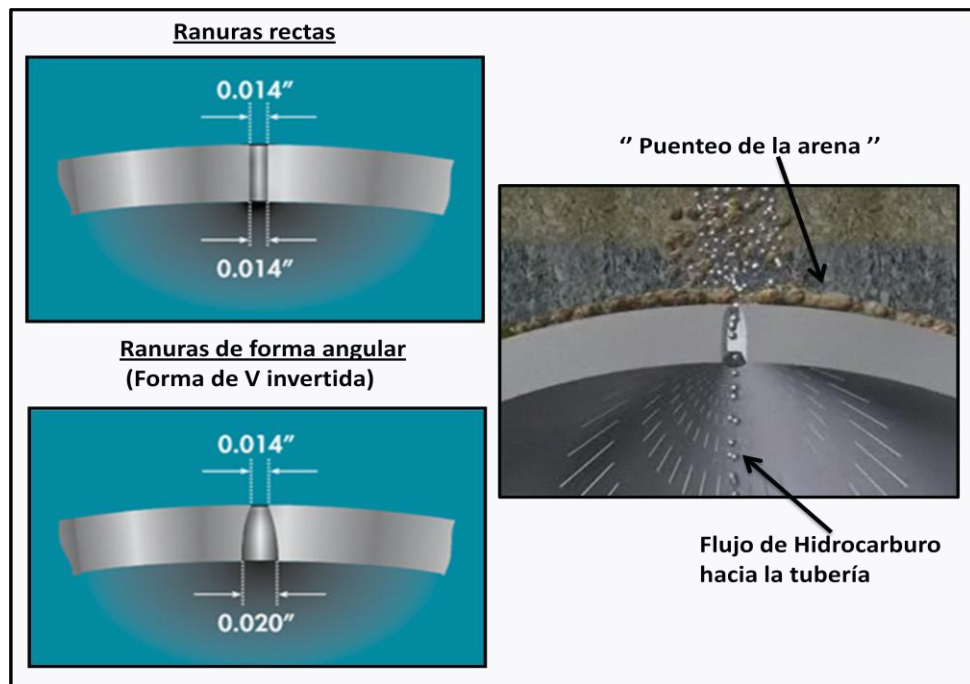
Las ranuras son cortadas y poseen el mismo ancho a través de la pared de la tubería, con igual diámetro externo e interno. Este tipo de ranuras son más resistentes al desgaste, sin embargo tienden a obstruirse más rápidamente que las ranuras de forma angular.

➤ Ranuras de forma angular (Keystone shape slot)

El ancho de las ranuras en este perfil son estrechas en la superficie externa de la tubería y el ancho se amplía en el interior de la tubería. Estas evitan el taponamiento debido a que el paso de la arena a través de esta superficie es un poco más complejo. Estas ranuras tienen una forma de V invertida y un área transversal que es menos propensa al taponamiento debido a que ninguno o muy pocos granos de arena se filtrarán a través del diámetro externo de la ranura,

permitiendo el flujo de hidrocarburos hacia la tubería. En la figura 16, se muestra los perfiles de los dos tipos de ranuras existentes.

Figura 16. Tipos de ranuras, según su perfil.



Fuente. www.gl-slotco.com

Estos parámetros son usuales para los liners ranurados y para las mallas ranuradas con envolturas de alambre, sin embargo puede variar la tubería utilizada, ya que debido a que esta puede ser utilizada a lo largo de la vida productiva del pozo debe tener como soporte una tubería resistente que soporte los diferentes esfuerzos, abrasión, y demás consecuencias que pueden sufrir en la formación.

3.1.2 Procedimiento

A continuación se describe el procedimiento general para restringir la producción de arena con tubería ranurada en un pozo horizontal:

1. Como primera medida se realiza el desarrollo del pozo, y se perfora una fase conductora en hoyo vertical, posteriormente se desvía para dar lugar a la fase direccional hasta llevarlo a la sección horizontal deseada.
2. Una vez el pozo horizontal sea perforado con éxito con las especificaciones y requerimientos básicos de los fluidos de circulación para limpieza y estabilidad del pozo, se debe llegar a la profundidad y zona deseada.
3. Se procede a correr la tubería ranurada o liner hasta la zona de interés.
4. Los empaques se ubican de manera que permita el asentamiento de la tubería y el aislamiento de zonas que no son de interés.
5. Posteriormente se cementan las zonas programadas para darle mayor estabilidad al hoyo y proporcionar un aislamiento zonal.
6. Efectuar una prueba de producción para verificar que el equipo y la operación realizada funcionan correctamente y el pozo puede seguir.

3.1.3 Limitaciones y problemas operacionales

Las principales limitaciones y problemas operacionales que se presentan al aplicar estos métodos para el control de arena se describen a continuación, y se basan principalmente en algunos criterios fundamentales para el éxito del proceso.

- Entre estos se encuentra el contenido de arcilla en la formación, la arcilla presente deberá ser poca o menor al 40% total de la formación, la arcilla por tener un grano fino tiende a fluir hacia las ranuras y taponar el poco espacio disponible para el flujo.
- Por lo general, estos métodos deben ser aplicados en formaciones con alta permeabilidad mayor de 200 mD, arena limpia, bien distribuida y con un tamaño de grano grande.

- El intervalo al cual es aplicado debe oscilar entre los 200- 500 pies.

- Las mallas ranuradas resisten temperaturas de hasta 350 °F y presiones de hundimiento de 8000 psi. Aquellas soldadas eléctricamente soportan temperaturas de hasta 1500 °F.

- Una limitación muy importante de las tuberías ranuradas y mallas ranuradas con envolturas de alambre es la corrosión y abrasión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo, si esto ocurre se debe hacer un reacondicionamiento del pozo y cambiar la rejilla lo cual sería catastrófico para el proyecto debido a los costos que esto traería.

- Una restricción importante del liner ranurado es el área de flujo limitada que se posee aproximadamente entre el 2% y el 3 %, lo cual es negativo debido a la tendencia al taponamiento de las ranuras. El área de influjo pequeña experimenta mayor caída de presión durante la producción del pozo. En las mallas ranuradas con envolturas de alambre el área de flujo es un poco mayor y puede oscilar entre valores de 6% y 12 % o un poco más altos.

- La anchura de la tubería ranurada o el calibre de las mallas ranuradas, restringen el flujo de arena hacia el pozo mediante la teoría del puenteo, sin embargo disminuyen drásticamente la tasa de flujo de hidrocarburos cuando es invadido con material de formación causando taponamiento. Si los puentes

formados no son estables, pueden romperse cuando se cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Debido a esto, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la tubería ranurada o malla. La productividad inicial de estos métodos de control es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Por tanto, cuando se utilice esta técnica para el control de arena, el diámetro de la ranura debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir y maximizar el área de flujo.

➤ Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada ó no consolidada). Las formaciones friables posiblemente nunca colapsarán alrededor del liner o malla, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenarán las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento rejilla. La experiencia indica que las completaciones con liners o mallas ranuradas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, lo que pueda permitir el transporte de material taponante a la superficie de la misma.⁴

3.2 REJILLAS PRE-EMPACADAS (PRE-PACKED SCREENS)

Esta técnica clasificada como otro tipo de standalone screens (SASS), es considerada como una modificación (avance y mejora) de las mallas ranuradas con envolturas de alambre, consiste principalmente en el uso de una rejilla la cual ha sido empacada previamente con una combinación de grava y resina fenólica

⁴ www.monografias.com

para la consolidación de la misma. Esta técnica evita el empaquetamiento con grava en fondo de pozo, ya que esta combinación actúa como un empaque armado. Las rejillas pre-empacadas son un filtro de dos etapas con envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante, generalmente grava evita el paso de los granos más pequeños formando un puente cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes. Habitualmente las rejillas pre-empacadas se aplican en zonas donde la aplicación del empaque con grava se hace compleja, usualmente en zonas largas, pozos altamente desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas.

Entre las ventajas que este método puede proporcionar se encuentra que a pesar de ser pre-empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas y poseen mayor capacidad de flujo por pie. Sin embargo, se ha demostrado que estas rejillas son propensas al taponamiento y consecuentemente restringen la producción. El área de flujo de estas rejillas se encuentra entre el 4% y el 6 %, sin embargo la cantidad exacta depende de la abertura de la ranuras y del tamaño de la grava. Estas rejillas pre-empacadas tienen algunas limitaciones, entre ellas su alto costo, como también que debe ser utilizada en formaciones de arena fina, con un intervalo corto de producción.

3.2.1 Parámetros de diseño

Los parámetros de diseños son similares a los de las rejillas y mallas ranuradas difieren en algunos parámetros descritos a continuación.

Ancho de perforaciones

Al igual que las mallas el ancho de las perforaciones en la tubería base son de gran importancia y se realizan según los requerimientos deseados dependiendo de los estudios granulométricos de la formación.

Tipos de rejillas pre-empacadas

Existen tres tipos de rejillas pre-empacadas o diseños de estas, en la figura 17 se muestran cada una de estas.

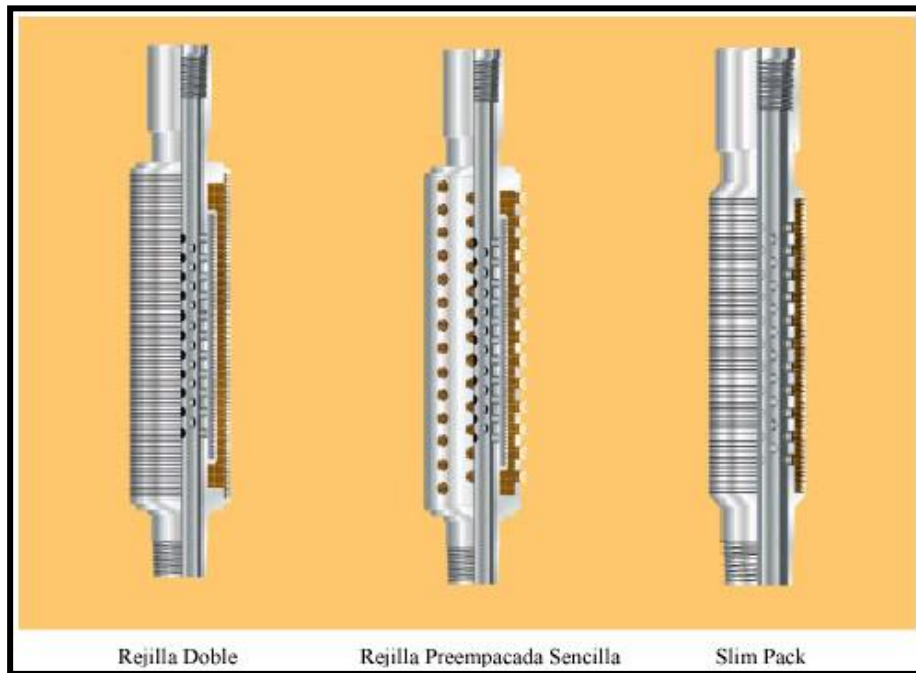
- **La rejilla pre-empacada sencilla:** Es una rejilla estándar, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se introduce en un horno para su secado y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

- **La rejilla doble:** se basa en una rejilla y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava la cual es consolidada con resina, posteriormente esta rejilla se ubica en un horno para que la resina seque y la grava permanezca compacta.

- **La rejilla slim pack:** es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina y se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la camisa y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.⁵

⁵ www.monografias.com

Figura 17. Tipos de rejillas pre-empacadas.



Fuente. www.google.com

3.2.2 Limitaciones y problemas operacionales

- El área de flujo de estas rejillas se encuentra entre el 4% y el 6 % dependiendo del ancho de las perforaciones. Este método debe ser utilizado en formaciones de arena fina, con un intervalo corto de producción.
- Debe ser utilizado en formaciones altamente permeables mayor a 200 milidarcies (200 mD), con granos de arena grandes y bien distribuidos, con un porcentaje de arcillas menor al 40%.
- Un problema operacional que puede ocurrir es que la grava consolidada es poco resistente a la abrasión y erosión, lo cual podría dejar inservible y

deteriorada la rejilla, por consiguiente el pozo se podría taponar (pescado). La grava consolidada al igual que los sistemas de consolidación plástica tiene poca resistencia a la acción de ácidos, vapor (temperatura), entre otros.

➤ Este método es propenso a daños físicos durante su asentamiento en el pozo. Si el pozo es altamente inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla y se generará un bajo desempeño de la misma.

➤ Si la rejilla no está protegida es muy probable que esta se tapone con granos finos de arena de la formación durante el proceso del puenteo y por consiguiente la productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

3.3 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Este es uno de los métodos más usados en la actualidad, y su aplicación se ha generalizado en todos los campos petroleros que presenten problemas de control de arena.

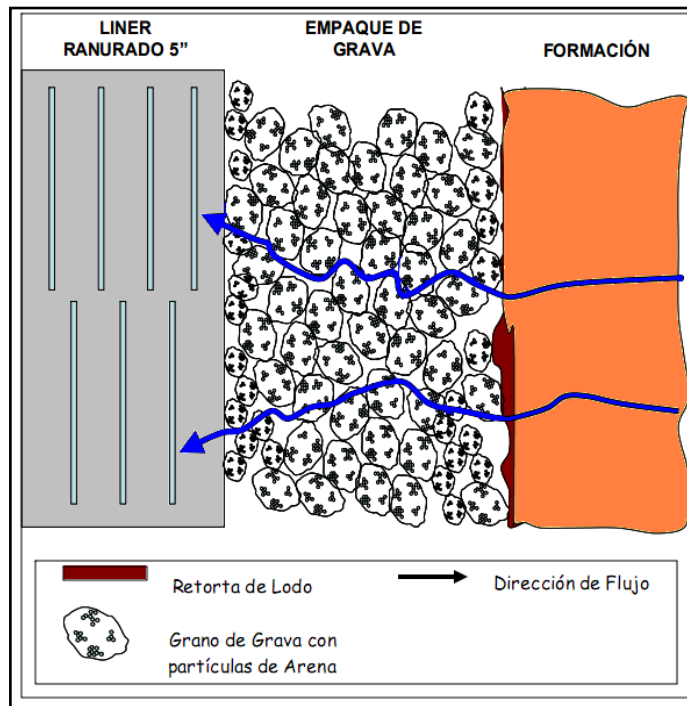
Esta técnica, consiste en ubicar grava que actúe como filtro entre dos paredes cilíndricas, con el propósito de acondicionar adecuadamente el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestidor ó, entre el tubo ranurado y las paredes del hoyo. Todo esto, con el fin de que la grava soporte las paredes de la formación, impidiendo derrumbamiento de material, y al mismo tiempo sea capaz de evitar la intrusión de material desintegrado de las formaciones no consolidadas al pozo.

Este método logra su éxito gracias al fenómeno de puenteo (figura 18) descrito por Coberly⁶ en 1937. El puenteo, consiste en crear pequeños tapones compuestos por partículas de arena de gran tamaño que se alojan en los espacios porosos de la grava, con el propósito de ayudar a bloquear el paso a partículas de arena de menor tamaño. De esta forma se bloquea el paso de la arena y solo el fluido de producción es capaz de atravesar el empaque con grava. El material que se acumula en los poros de la grava, suele estar compuesto por partículas de arena de la formación con un diámetro de grano de 4 a 5 veces más pequeño que el tamaño de la grava, y de 2 hasta 3 veces más grande que el promedio de tamaño de arena.

Con el fin de incrementar la productividad y reducir los costos y la complejidad, la terminación de los pozos horizontales a menudo se realiza sin tuberías de revestimiento frente a las zonas de interés. Los tubos filtro han sido de gran utilidad en pozos abiertos, pero son cada vez más los operadores que están recurriendo al empaque con grava de largos intervalos para estabilizar los pozos, realizar terminaciones más confiables y atenuar los problemas relacionados con la producción de arena, tales como la erosión, el manejo y la eliminación de la arena en la superficie.

⁶ Coberly, C.J. "Selection of screen opening for unconsolidated sands". Drilling and production practices, API (1937).

Figura 18. Teoría del puenteo.



FUENTE. Los autores.

A pesar de ser una tecnología más complicada y sofisticada que los liner ranurados, las mallas o las mallas pre-empacadas, el empaquetamiento con grava constituye un tratamiento más completo para pozos horizontales que presenten problemas para controlar la producción de arena. El empaquetamiento con grava puede ser realizado a hueco revestido o hueco abierto. A diferencia de las mallas, y de los liner ranurados, que solo son aplicables en cierto tipo de pozos, el empaquetamiento con grava puede ser usado en casi cualquier completamiento horizontal siempre y cuando se realice siguiendo ciertas pautas necesarias para su éxito.

Estas son algunas de las ventajas de empacar con grava en pozos horizontales:

- Posibilidad de poder aislar por zonas.

- Excelente control de arena.
- Incremento en la longevidad del tratamiento.

Como principal desventaja de este método de control de arena, encontramos que su costo es un poco más elevado que el de las mallas pre-empacadas.

Cabe mencionar que se trata de una tecnología que está en proceso de evolución y que por tanto los resultados de campo disponibles hasta ahora son limitados.

3.3.1 Diseño de un empaque con grava

Es indispensable diferenciar lo que es la producción de granos de cementación o los granos de arena de la formación, con las partículas finas asociadas a la formación que no son parte de su estructura. Estas últimas se encuentran en los espacios porosos del yacimiento y se producen con los fluidos de producción. Por tanto, con el fin de garantizar una óptima productividad, el diseño del empaque con grava debe ser tal que permita el paso de los denominados finos y restrinja a los demás materiales sólidos presentes en la formación. De esta forma se garantiza el correcto flujo a través de las zonas porosas de la formación y se evitan taponamientos.

A continuación se presentan los parámetros que se deben tener presentes para el buen diseño de un empaquetamiento con grava:

- Muestra representativa de la arena de la formación.
- Selección tamaño de la grava.
- Análisis granulométrico.
- Relación grava-arena.
- Fluido de empaquetamiento.
- Coeficiente de uniformidad “Cu”.
- Selección del forro ranurado.

- Selección del espesor del empaquetamiento.
- Control y normas de la calidad de la grava.

3.3.1.1 Muestra representativa de la arena de la formación

Tomar una muestra representativa de la arena de la formación constituye el primer paso en el diseño del empaquetamiento con grava.

La muestra debe ser la más representativa que se pueda obtener. Si es proveniente de los equipos de superficie tales como líneas de flujo, separadores, y tanques, solo servirá para analizar las fracciones más finas de la arena de formación ya que las más grandes no llegan a ser arrastradas hasta superficie por los fluidos.

Si la muestra es tomada en el fondo de pozo con una bomba de cable para desarenar (Sand Bailers) ocurrirá lo contrario, la muestra tendrá más contenido de fracciones gruesas.

La mejor muestra con la que se puede contar es la de los núcleos o corazones de pared, sin embargo es la más complicada de obtener sobretodo en los pozos que han producido una gran cantidad de arena.

3.3.1.2 Selección del tamaño de la grava

La función principal de la grava, es la de actuar como un filtro que permita el movimiento natural del fluido de producción y a la vez evite el paso de los granos de arena de la formación productora y demás sólidos que ingresen al pozo. Se consigue un bloqueo efectivo cuando tanto la arena como demás partículas que son arrastradas por el fluido de la formación se depositan en la periferia del empaque, de tal manera que sólo pasen fluidos limpios.

De la selección del tamaño de la grava y de su apropiada colocación alrededor del forro ranurado o rejilla va a depender el éxito o no de un empaque con grava. En este método se debe forrar completamente la tubería ranurada, ya que en caso de que existieran cavidades se presentaría migración y producción de arena. Si el tamaño de la grava que se usa no es seleccionado el empaque migrará, lo cual generará restricciones en la permeabilidad efectiva y se restringirá la producción. Otro factor a tener en cuenta, es que el empaque debe colocarse de forma tal que no se cause ningún daño a su permeabilidad, garantizando así una productividad mayor.

3.3.1.3 Análisis granulométrico de la formación

El análisis granulométrico de la arena de la formación es la base de la selección del tamaño de la grava. Para seleccionar el tamaño de la grava se debe usar un método que proporcione suficiente exactitud. En la industria petrolera el método usado es el de TYLER STANDARD SCREEN SCALE. Para determinar el tamaño de las partículas que componen la arena se usan tamices, estos son colocados uno sobre otro en escala de mayor a menor. Los tamices se encuentran numerados de acuerdo al número de ranuras por pulgadas cuadradas, en unidades TYLER MESH. La muestra que se analiza debe lavarse (con solventes y agua) y secarse con anterioridad, con el propósito de eliminar la totalidad de los residuos de hidrocarburos y otras impurezas presentes en ellas. Después, la muestra se pasa por tamices y se pesa la cantidad de arena retenida en cada tamiz. Este proceso recibe el nombre de tamizado (sieving).

Los datos conseguidos son graficados en papel semilogarítmico en porcentaje de peso retenido acumulado en función del tamaño del grano. Luego de graficar se obtiene una curva que representa la distribución acumulativa del tamaño de los granos de arena de la formación. La inclinación de la curva obtenida mide la uniformidad de la arena, esto indica que entre más inclinada sea la curva más uniforme será la arena analizada. La ubicación de la curva en el gráfico muestra el

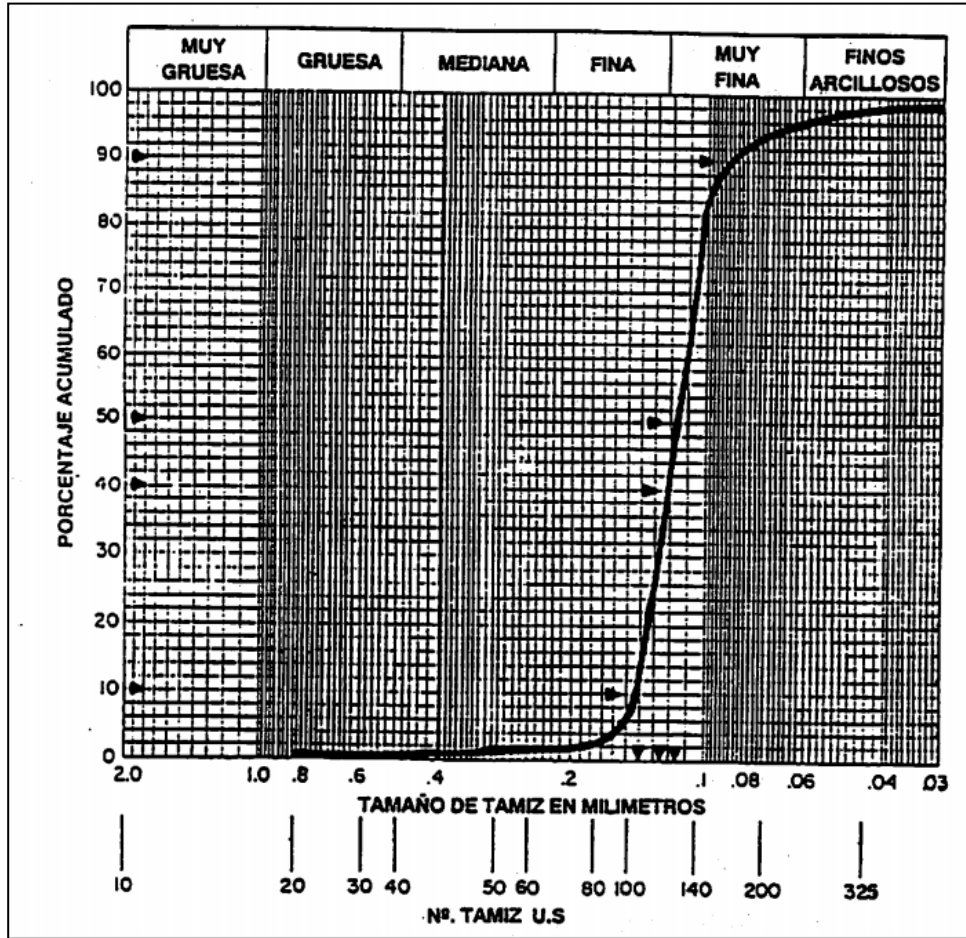
rango del tamaño de grano, esto significa que entre más a la derecha se encuentren las curvas más pequeños serán los granos. En la figura 20 se puede visualizar todo lo descrito hasta ahora.

3.3.1.4 Relación grava-arena

Este parámetro se define como la razón que existe entre el tamaño medio del grano de grava y el tamaño promedio del grano de arena de la formación, en puntos porcentuales iguales. La relación grava-arena resulta ser de vital importancia en la selección del tamaño de grava que se va a utilizar en el empaque.

Coberly en su trabajo inicial, definió las relaciones de tamaño de grava-arena. El consideró exclusivamente el problema de impedir el movimiento de arena hacia la luz del pozo y no la permeabilidad del empaque. Debido a esto las relaciones grava-arena que obtuvo fueron bastante altas. Luego descubrió que para conseguir una producción máxima, la arena de la superficie debe detenerse en la superficie externa del empaque de grava, pues si la arena de formación penetra al empaque se producirá puenteo, y la permeabilidad del empaque disminuirá de forma considerable. Fue debido a esta idea que la industria petrolera empezó a utilizar relaciones de grava-arena mucho menores.

Figura 19. Distribución de los tamaños de los granos de arena de formación de un análisis granulométrico.



FUENTE. Manual de completación y reacondicionamiento de pozos, CIED PDVSA 1996.

A continuación se detallan las relaciones grava-arena que han sido ó son usadas en la industria petrolera. Cabe destacar que estas relaciones han sido fundamentales para el proceso de selección de tamaño crítico de la grava.

➤ **Coberly y Wagner**

Estos investigadores consideraron que el tamaño óptimo de la grava (DG) debe ser 10 veces mayor que el 10 percentil (D_{10}) de los granos de la arena en estudio.

$$DG = 10 \times D_{10} \quad \text{Ecuación 3.}$$

➤ **Método de Saucier o método de máxima productividad**

Esta es la técnica que más se emplea en la actualidad. Saucier precisa la relación de grava-arena como la razón existente entre la grava de 50 percentil y a arena de 50 percentil. Enfocó sus trabajos de investigación hacia el efecto de la relación grava-arena en la permeabilidad de empaque. Gracias a los estudios experimentales realizados pudo descubrir el parámetro D , conocido como la relación del diámetro, el cual es definido como:

$$D = \frac{D_p50}{D_f50} \quad \text{Ecuación 4.}$$

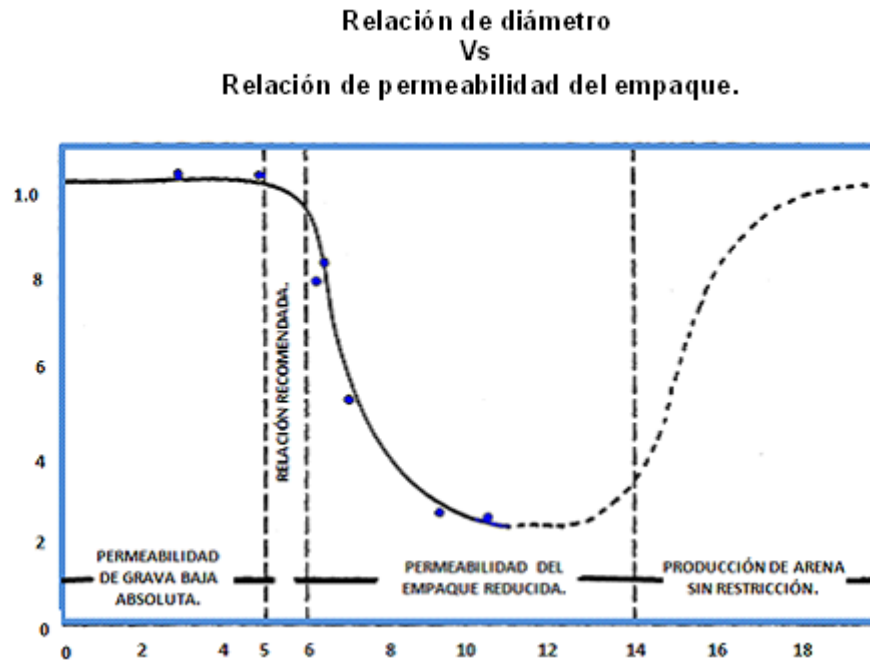
Donde:

D_p50 = Es el tamaño promedio de grava (punto 50-Percentil).

D_f50 = Es el tamaño promedio de la arena de la formación (punto 50-Percentil).

Con ayuda de estudios empíricos, Saucier encontró que la relación de 5 a 6 es la relación de diámetro ideal para conseguir un efectivo control de la invasión de arena y al mismo tiempo garantizar la máxima permeabilidad del empaque. En la figura 19 se puede observar una ilustración gráfica de estos resultados.

Figura 20. Diseño de empaque con grava de Saucier



FUENTE. Los autores

Por medio de la aplicación de esta técnica se puede empezar el procedimiento de diseño obteniendo D_f50 del análisis de cedazo de la arena. Luego de seleccionar un valor para D entre 5 y 6, se calcula D_p50 así:

$$D_p50 = D * D_f50 \quad \text{Ecuación 5.}$$

A través de este valor se pueden determinar por medio de tablas el tamaño de grava requerido.

Esta técnica tiene un alto grado de flexibilidad ya que el valor de D puede ser tomado como 5 o 6, esto permite que se pueda determinar un límite promedio superior y otro inferior. De esta forma el rango de escogencia es mayor y permite un mejor diseño del empaque.

➤ **Método de Schwartz.**

Este investigador recomendó un tamaño de grava 6 veces mayor al tamaño crítico de los granos de formación. Schwartz planteo que con una relación grava-arena mayor o igual a 5 produciría un empaque estable, un valor de 6 sería usado como óptimo y uno de 8 sería considerado como máximo.

3.3.1.5 Fluido de empaquetamiento

Uno de los aspectos más importantes al momento de diseñar un empaque con grava es la adecuada elección del tipo de fluido que va utilizarse para el transporte, empaquetamiento y remoción de la grava. Del diseño de los también llamados fluidos acarreadores, va a depender en gran medida el éxito del empaquetamiento.

En la industria se conocen dos tipos de fluidos de transporte: los lisos y los de alta densidad. Cada uno de estos presenta ventajas y desventajas que deben tenerse en cuenta para la escogencia del tipo de fluido que mejor se adapte a las condiciones de determinado pozo. A continuación se detallan las características de cada uno de estos.

➤ **Fluidos lisos o no viscosos**

Se tratan de fluidos que presentan baja viscosidad y propiedades reológicas relativamente pobres. Son usados al comienzo de los procedimientos de empaquetamiento con grava, y una de sus ventajas es su bajo costo de implementación. Este tipo de fluidos se caracterizan porque pueden manejar bajas concentraciones de grava de $\frac{1}{2}$ - 2 lb/gal y por presentar poca capacidad de suspensión, debido a su baja viscosidad (1 a 45 cp.). Con el fin de evitar la segregación gravitacional de la grava mientras se circula a través de la tubería de

producción-anular, se deben mantener altas tasas de bombeo (4-15 BPM). Como consecuencia, hay una alta velocidad lineal que incrementa la posibilidad de golpear o penetrar la cara de la formación, llevando muy seguramente a que se genere una mezcla de grava con la arena de la formación.

La grava que se encuentra alrededor de la malla es fuertemente empacada con una mezcla de baja viscosidad, debido a que el fluido puede salir fácilmente fuera de la grava hacia fuera o dentro de la formación.

Otra característica de los fluidos lisos, es que debido a su poca capacidad de transporte por volumen de fluido, es necesario el uso de bastante cantidad de fluido, esto genera que se produzcan altas pérdidas de fluido hacia la formación. Además, debido a la baja viscosidad existe un gran riesgo a que se precipite la grava, hay tendencia al fracturamiento de la grava y se puede presentar erosión en la puerta del cross over y el revestimiento debido a las altas tasas de bombeo requeridas.

Algunos de estos fluidos son el agua salada de la formación, salmueras tanto de sales simples como de dos sales, aceite crudo, y aceite diesel.

Debido a su bajo costo y su relativa fácil adquisición este tipo de fluidos tuvo bastante aplicación en los años ochenta, sin embargo, su uso decayó debido al aumento de la perforación de pozos desviados, para los cuales este tipo de fluido no es el más recomendado, y a la baja que hubo en los precios de los fluidos de alta densidad.

➤ **Fluidos de alta densidad**

Estos fluidos (que generalmente suelen tratarse de polímeros) poseen muy buenas características de suspensión y logran manejar concentraciones de grava de entre 10-15 lb/gal. Como tienen una muy buena capacidad de acarreo, se pueden usar bajas tasas de bombeo que oscilan entre 0.25- 1 BPM, sin que exista

el riesgo de que la grava se asiente. Al utilizarse bajas tasas de bombeo la velocidad tiende a ser baja también, esto minimiza el riesgo de golpear o penetrar la cara de la formación, disminuyendo así las probabilidades de que se mezcle la grava con la arena de la formación. Además, el uso de este tipo de fluidos es altamente recomendado en completaciones de hueco entubado donde un fluido de alta viscosidad ayuda a colocar la grava dentro de los túneles de las perforaciones.

Además de polímeros, dentro de los fluidos de alta densidad también encontramos los fluidos entrecruzados y fluidos gelificados, los cuales pueden ser base agua, base aceite, base alcohol, y base ácido. Los gelificados se caracterizan por estar compuestos por una mezcla de un fluido continuo más un agente gelificante que puede ser un polímero, como por ejemplo el Hidroxi Etil Celulosa (HEC). Con ayuda de este polímero se consigue una densidad de operación óptima de 300-600 cp.

Tal como su nombre lo indica, los gelificados base agua usan agua como fluido continuo, esta puede ser salada o fresca. Este tipo de fluidos garantizan una buena mojabilidad de la grava, son económicos, presentan pocas pérdidas por fricción (al menos un 75% menos que los fluidos convencionales), son menos contaminantes y proporcionan un buen gradiente hidrostático.

Los gelificados base aceite usan kerosene, diesel y destilado de crudos pesados como fluido continuo. Los base alcohol usan alcohol metílico y los base ácido usan ácido clorhídrico y fluobórico (HCL y HBF_4).

En cuanto a los fluidos entrecruzados, estos cuentan con un agente facilitador del proceso de entrecruzamiento conocido como “agente crosslinking”, el cual se encarga de incrementar el peso molecular de este tipo de fluidos, logrando así una viscosidad mayor que la presentada en los fluidos gelificantes.

Los fluidos de alta densidad a base de polímeros son una gran elección para empaquetamientos en pozos desviados y en operaciones costa afuera, gracias a las variadas facetas que pueden presentar debido a que predominan gelificantes de extrema operación, y elevados rangos de viscosidades, esfuerzos, y propiedades de transporte.

En la industria se manejan dos tipos de polímeros: los orgánicos y los inorgánicos. Los primeros se caracterizan por ser altamente viscosos con un mínimo contenido de sólidos y por degradarse a temperaturas superiores a 300°F. Por otro lado, los inorgánicos o sintéticos son los que soportan mayores condiciones de operación. En la tabla 3 se pueden distinguir los polímeros más usados en la industria y su respectivo rango de operación en procesos de empaquetamiento con grava.

Tabla 3. Polímeros usados comúnmente en transporte de grava.

Fluido	Clase	Temperatura de operación máxima (°F).
Guar-Gum	Orgánico	240
Almidón	Orgánico	240
HEC	Sintético	350
Grispac	Sintético	350
CMHEC	Sintético	Aprox. 400
HPG	Sintético	Aprox. 400

FUENTE. Los autores

Este tipo de fluidos presenta cierta desventaja en su aplicación, y es que las cadenas de polímeros pueden llegar a presentar contracciones, lo cual desencadena una reducción de su volumen de hasta un 30%, y debido a esto existe la probabilidad de que se presenten vacíos dentro del empaque y pérdida

del empaquetamiento de la grava alrededor del ranurado. Además, otro parámetro a tenerse en cuenta con estos fluidos es su precio, el cual es más elevado que el de las salmueras comúnmente usadas como fluidos lisos o no viscosos.

Para poder determinar cuál es el tipo de fluido que mejor se adapte a las determinadas condiciones de un pozo, se brinda a continuación ciertos parámetros que este debe cumplir para ser considerado como un fluido de transporte ideal:

- Compatibilidad con la roca de la formación.
- Bajas pérdidas de filtrado.
- Bajas pérdidas de fricción.
- Buenas propiedades de suspensión de sólidos.
- Densidad fácilmente controlable.
- Bajo costo.
- Fácil remoción de la formación.
- Bajo costo.
- No tóxico.
- De fácil disponibilidad.

La industria siempre ha admitido lo complicado que resulta el realizar un empaquetamiento con grava en pozos horizontales, ya que debido a su alta inclinación y a los efectos de la gravedad es más laborioso el poder ubicar la grava de forma uniforme a que si se tratara de un pozo vertical.

Cuando se comenzó a empacar con grava pozos horizontales, lo más novedoso como fluido de transporte eran los geles viscosos. Actualmente investigaciones y estudios han comprobado que empaquetar usando estos fluidos resulta ser

extremadamente difícil. En la actualidad, la salmuera es el fluido de transporte más usado y más avanzado como fluido de transporte de grava.

3.3.1.6 Coeficiente de uniformidad (Cu)

El coeficiente de uniformidad el cual fue definido inicialmente por Terzaghi y Peck, es un parámetro que nos permite evaluar la uniformidad del tamaño de las partículas de arena. Este coeficiente se define como la razón entre el tamaño de arena del 40 porcentual con la del 90 porcentual en la curva del análisis de la distribución de los granos de arena, de la siguiente forma:

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}} \quad \text{Ecuación 6.}$$

Cuanto menor se vuelve este coeficiente, más uniforme es el suelo, es por esto que suele ser también llamado como coeficiente de no uniformidad. De acuerdo a esto, valores superiores a 5, corresponden a arenas no uniformes; inferiores a 5, corresponden a arenas un tanto uniformes, y menores a 3 corresponden a arenas muy uniformes.

3.3.1.7 Selección del forro ranurado

El forro ranurado consiste en un tubo con ranuras finas, y actúa como parte del puente grava-arena-forro ranurado. A continuación se revisan los parámetros a ser tenidos en cuenta en la selección del forro ranurado.

➤ Diámetro externo

Se ha comprobado por medio de estadísticas, que un empaque de 1.25 pulgadas o más de espesor provee la mejor protección contra fallas del forro ranurado. Hay distintos tamaños de revestidores ranurados, que se pueden combinar de la mejor manera con el revestidor de producción con el fin de suministrar un espesor mínimo de empaque. Para lograr un espesor uniforme de empaque, es

indispensable el uso de centralizadores, los cuales deben ser colocados en el medio y al final de cada tubo.

Tamaño y densidad de las ranuras.

Al momento de escoger el ancho de las ranuras, siempre se debe buscar el mayor tamaño posible que permita un mejor flujo de los fluidos de producción, y que al mismo tiempo bloquee el paso de la grava de menor tamaño que haya sido usada para empaquetar. Además, se debe elegir un tamaño de óptimo de rejilla que logre disminuir el efecto de taponamiento ocasionado por los sólidos y la arena de formación.

El tamaño de las ranuras puede ser determinado a través de la siguiente ecuación:

$$A = 2 \left(D_2 + \frac{D_1 - D_2}{2} \right) \quad \text{Ecuación 7.}$$

Donde:

A= ancho de las ranuras, pulgadas

D_1 = Diámetro del grano más grande de grava utilizado, pulgadas.

D_2 = Diámetro del grano más pequeño de grava utilizado, pulgadas.

El forro ranurado debe suministrar una buena velocidad de flujo pero sin que se exceda la velocidad crítica de 0.1 pies por segundo. Las ranuras pueden ser horizontales o verticales. Sin embargo, son estas últimas las que poseen una mayor zona de contacto con la formación. Se realizan de forma tal que formen un ángulo de aproximadamente de 6 grados ya que de esta forma se obtendrán menores obstrucciones generadas por los granos de arena a que si se hicieran de forma paralelas al forro.

El número de ranuras va a depender del diámetro y del tipo de tubería. Generalmente la longitud de las ranuras va desde 1 a 6 pulgadas, están espaciadas una de la otra una distancia de 6 pulgadas medida desde el centro de cada una, y deben siempre tener un tamaño un poco más pequeño que el de la grava.

➤ **Longitud**

El forro ranurado debe tener al menos de 5 a 10 pies por debajo de la perforación más profunda y al menos de 5 a 10 pies por encima de la perforación más somera. Al garantizar esta premisa se logra que haya suficiente grava para conseguir empacar todos los intervalos existentes en el pozo, y así se evita un arenamiento prematuro debido a efectos de la compactación de la grava.

➤ **Grado de tubería**

Para seleccionar este parámetro de la mejor forma es necesario el analizar la relación gas-petróleo existente y la proporción de gases corrosivos, como el H_2S y el CO_2 , que se encuentren en la formación que se vaya a empacar. Existen tuberías de distintos grados en el mercado, una para cada situación o requerimiento que se enfrente. Sin embargo, las de uso más común son las J-55, N-80 Y P 1055. Las primeras son muy resistentes a la corrosión, mientras las últimas presentan un buen comportamiento frente a altas fuerzas de compresión y tensión. Cabe destacar el hecho de que para problemas por corrosión, existen tuberías especialmente diseñadas para tratarlos.

3.3.1.8 Selección del espesor del empaquetamiento

Idealmente se busca que el espesor mínimo del empaque con grava, sea un valor de entre 4 y 5 veces el tamaño de la grava más grande, sin embargo, por lo

general se usa un valor de una pulgada radial de espesor para situaciones donde el liner o malla puedan ubicarse de forma totalmente concéntrica con el pozo. Esta condición es muy difícil de conseguir en pozos horizontales, por tanto se acostumbra tomar como límite mínimo de 1.2 a 1.5 pulgadas radiales dependiendo del diámetro del pozo. El límite máximo será determinado por el diámetro interno del pozo y por el tamaño del liner ranurado.

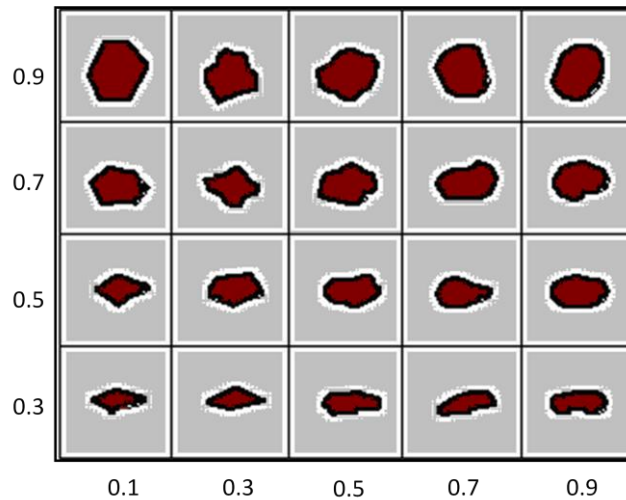
3.3.1.9 Control y normas de la calidad de la grava

Se puede controlar la calidad de la grava por medio de normas y criterios de calidad desarrollados por el Instituto Americano del Petróleo (API) en conjunto con otras compañías de alta tecnología. Estas normas y criterios pueden resumirse en siguientes cuatro principales parámetros.

- **Análisis mineralógico.** A través de este análisis se logra medir la cantidad de cuarzo presente en la grava, esto nos indicará su resistencia. Entre mayor sea el contenido de cuarzo en la grava, mayor será su resistencia a fuerzas compresivas y generará una menor cantidad de finos al ser sometida a estas mismas. A pesar de que no es un dato estandarizado por el API, se considera que una grava es de gran calidad cuando presenta un contenido de cuarzo del 98%. Por lo tanto una grava de buena calidad no debe generar más del 2% de finos cuando es sometida a fuerzas compresivas.
- **Análisis granulométrico.** Según el API en una grava de buena calidad no debe haber más de 2% de granos gruesos ni más de 2% de granos finos, por tanto el mínimo de material tamizado debe ser del 96%.
- **Redondez y esfericidad.** Se define la redondez como la medida del grado de tersura o igualdad de la superficie del grano. La esfericidad de un grano, consiste en medir en que tanto su forma se aproxima a la de una esfera. Estas son dos propiedades que pueden medirse con ayuda de un microscopio y ser magnificadas por medio de la carta de Krumbein (Figura 21).

La importancia de estas dos propiedades radica en que si se seleccionan mal, pueden llegar a ser responsables del incremento de la degradación mecánica experimentada por la grava durante su transporte y bombeo. De acuerdo a normas API una grava de buena calidad debe tener un mínimo de 0.6 unidades de Krumbein. Un valor inferior a este indica la presencia de muchos finos y puntos que pueden erosionarse de manera fácil, estimulando así la creación de finos. Además, una angularidad alta puede llegar a incrementar la posibilidad de degradación.

Figura 21. Combinación esférica-redondez de acuerdo a Krumbein.



FUENTE. Los autores

➤ **Solubilidad en ácido.** El objetivo de esta prueba es identificar materiales como carbonato, feldespato, arcillas, hierro, y demás, cuya presencia no sea para nada conveniente en la grava. La prueba se realiza con una solución al 12% de ácido clorhídrico y al 3% de ácido fluorhídrico. Según la norma API, para que se trate de una grava de buena calidad, no se debe disolver más del 2% de ésta luego de estar expuesta durante una hora a la solución mencionada anteriormente.

3.3.2 Tipos de empaquetamiento con grava

De acuerdo al tipo de completamiento con el que esté terminado un pozo se tienen dos formas distintas de empaquetar un pozo:

- Hueco entubado o revestido.
- Hueco abierto.

3.3.2.1 Empaque con grava en hueco revestido

El empaque con grava en hueco revestido es uno de los métodos de control de arena más comúnmente usados en la actual industria del petróleo. El método, consiste en la implementación de grava y rejillas con el propósito de crear un proceso de filtración que inhiba el paso de la arena al interior de la tubería de producción. Las rejillas se ubican lo largo de las perforaciones y la grava se coloca alrededor de estas. El proceso consistirá entonces en que el empaque se encargue de filtrar la arena procedente de la formación, mientras que la rejilla bloqueará el paso de la arena del empaque con grava.

Este tipo de empaque proporciona una mayor flexibilidad que permite producir las arenas de una forma más selectiva, ya que está orientado a empaquetar completamente las perforaciones con arena de alta permeabilidad.

El principal uso de los empaques con grava en hueco revestido se da generalmente en yacimientos que presenten por lo menos alguna de las siguientes características:

- Empuje activo de agua o gas.
- Presencia de arenas intermedias que se encuentren en contacto con zonas de agua o gas.
- Presencia de arenas de poco espesor.

Empaquetar con grava en hueco revestido, cuenta con la ventaja de que se puede cañonear de manera precisa y selectiva solamente en las zonas de interés. Además las operaciones remediales (empaques dobles, taponamientos, o la cementación forzada), usadas para aislar las zonas que generen una producción de fluidos no deseados, se pueden llevar a cabo con buenas probabilidades de éxito.

En la tabla 4 se resumen las principales ventajas y desventajas de empaquetar en hueco revestido.

Tabla 4. Ventajas y desventajas del empaquetamiento en hueco revestido.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Facilidad para completación selectiva y reparación en los intervalos productores. ➤ Control efectivo de la producción de gas y agua. ➤ Posibilidad de hacer completamientos múltiples. ➤ Se puede controlar y observar la producción de fluidos de cada zona. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pérdida de fluidos durante la completación y daño a la formación como consecuencia. ➤ Erosión/corrosión de la rejilla. ➤ Taponamiento causado por la formación de escamas. ➤ Se restringen las perforaciones del cañoneo por la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.

FUENTE. Los autores.

3.3.2.2 Empaque con grava en hueco abierto

Los empaques con grava en hueco abierto son usados en situaciones donde la formación lo permita y en donde por medio de la implementación del método de control de arena se pueda obtener la máxima producción posible. Este tipo de empaquetamiento involucra un procedimiento más sencillo y con menos dificultades que el de hueco revestido. Aquí la operación de ubicar la grava se ve reducida simplemente a tener que empacar la región anular entre el liner y el hoyo. Además, como no cuentan con túneles de perforación los fluidos pueden transitar hacia y a través del empaque de forma radial (360), lo cual hace que las caídas de presión presentadas sean mucho menores a cuando se trabaja en hueco revestido (ver figura 22). Por tanto, como las caídas de presión son menores, se garantiza una productividad mayor a que si se usara un empaque con grava en hueco revestido en la misma formación o bajo las mismas condiciones.

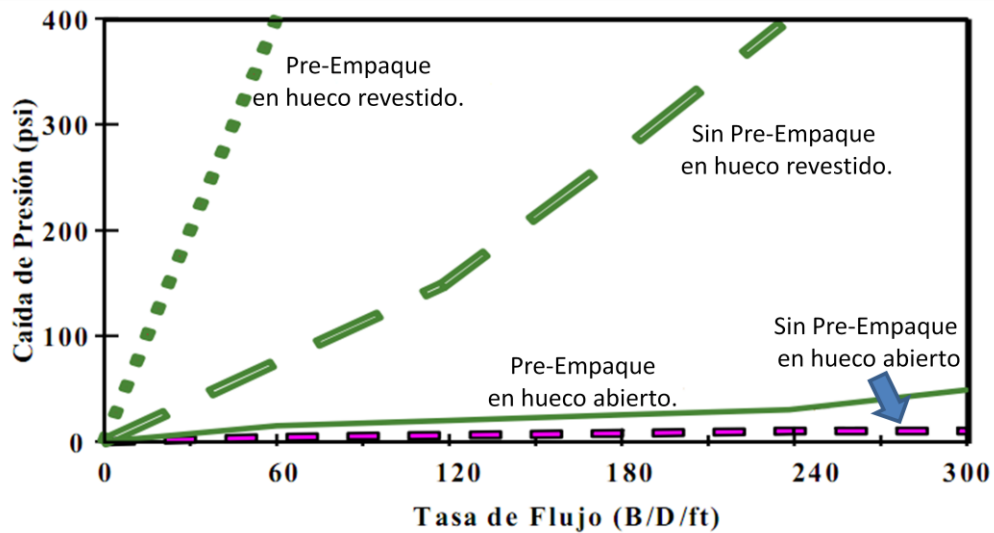
Los completamientos en hueco abierto son ideales para cuando se va a producir un fluido monofásico (petróleo o gas) durante un largo período de tiempo. Al mismo tiempo son de bastante utilidad para producir fluidos con altas relaciones gas-crudo o agua-crudo. La razón en este caso, es porque la mayor productividad será alcanzada con la implementación de este tipo de empaquetamiento.

Uno de los factores determinantes para la utilización de empaques con grava a hueco abierto es la estabilidad del pozo. Ha habido muchas situaciones en donde los pozos no han podido utilizar este tipo de empaquetamiento, debido a que se trata con formaciones no consolidadas que tienden a dilatarse y volver inestable el pozo. Con problemas de este tipo, se vuelve complicada la corrida del ensamblaje para el empaque con grava y se puede llegar a generar una inadecuada colocación de la grava en caso tal de que la formación se derrumbe sobre la malla.

Es preferible no empacar a hueco abierto formaciones con laminaciones de arena y lutitas, sobre todo si estas últimas presentan tendencia a hincharse y/o

derrumbarse. Puede llegar a existir la posibilidad que durante la ubicación de la grava, esta se mezcle con granos de lutita y genere una baja permeabilidad del empaque.

Figura 22. Comparación de los diferenciales de presión, para empaques con grava en hoyo abierto y revestido.



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

A continuación se dan algunas pautas a tener en cuenta para seleccionar que pozos son los más adecuados para un empaquetamiento con grava en hueco abierto.

- Pozos con producción de fluidos con altas relaciones gas-crudo o agua-crudo.
- Escenarios donde se necesite obtener la mayor productividad posible.
- Formaciones de arenas únicas y uniformes, preferiblemente sin presencia de lutitas.

- Cuando no se requiera un frecuente reacondicionamiento para aislar agua o gas.
- Cuando se espere producir un fluido monofásico, sostenido y largo.
- Situaciones donde el empaquetamiento a hueco revestido no resulte lo suficientemente productivo.
- En pozos horizontales largos, en donde resulta bastante costoso empacar a hueco revestido.
- Cuando se trate con formaciones que garanticen una buena estabilidad de pozo.

En la tabla 5 se resumen las principales ventajas y desventajas de empaquetar en hueco abierto.

Tabla 5. Ventajas y desventajas del empaquetamiento en hueco abierto.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Caídas de presión bajas y alta productividad. ➤ Excelente tiempo de producción. ➤ No se gasta en tubería de revestimiento. ➤ A falta de túneles de perforación, existen menos restricciones para la grava. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Problemas con formaciones inestables. ➤ Dificultad para excluir fluidos no deseables. ➤ Difícil en formaciones que se dilatan. ➤ Requiere de fluidos especiales para perforar la sección de hueco abierto.

FUENTE. Los autores.

3.3.3 Procedimiento

A continuación se detalla el procedimiento general para realizar un empaquetamiento con grava en un pozo horizontal:

1. Perforar el hoyo de producción con un fluido que sea compatible con la formación en contacto.
2. Realizar viaje corto y poner a circular el fluido de perforación hasta que se obtengan retornos limpios.
3. Desplazar el fluido de perforación por uno limpio que satisfaga los requerimientos hidrostáticos, con la misma densidad del lodo utilizado durante la

perforación de la sección horizontal de producción, hasta 200 pies por encima de la zapata del revestimiento intermedio.

4. Bajar el ensamble del equipo de control de arena.

5. Bajar la tubería lavadora dentro de las rejillas del equipo de control de arena y empotrarlo en el ring seal sub colocado en la última rejilla.

6. Acabar de bajar el equipo de empaque hasta 5 pies por encima de la profundidad final de la sección horizontal del hoyo productor.

7. Asentar la empaadura hidráulica.

8. Desplazar el fluido limpio dejado en el hoyo por el fluido que se vaya a utilizar en el empaquetamiento (generalmente salmuera).

9. Proceder a asentar y ensayar obturador, liberar la herramienta de asentamiento y colocar en posición de circulación.

10. Realizar prueba de circulación para comprobar la condición del pozo, poder determinar la tasa de bombeo de la grava y observar el retorno de fluido con el fin de garantizar un mínimo del 70% de circulación para realizar el empaque.

11. Continuar con el proceso de empaque hasta que se alcance la presión final.

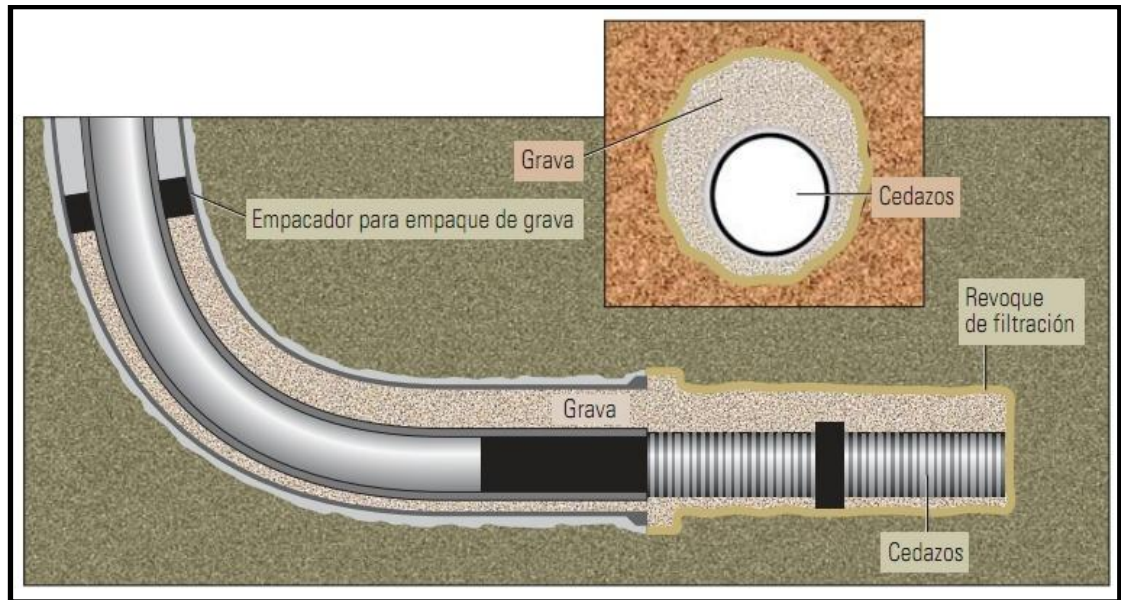
12. Poner en reversa el sistema hasta que se obtengan retornos limpios.

13. Ensayar el empaque y extraer la tubería de trabajo.

14. Completar pozo.

En la figura 23 se muestra el procedimiento general de un empaquetamiento con grava en un pozo horizontal.

Figura 23. Empaque con grava en agujero descubierto horizontal.



FUENTE. Syed Ali. Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. En revista Oilfield Review, verano del 2005.

3.3.4 Limitaciones y problemas operacionales

Un empaque con grava debe ofrecer una buena durabilidad con el fin de que se pueda justificar la inversión hecha en el mismo. La duración no solo va a depender de la selección y calidad de la grava, sino que también se verá afectada por factores de tipo mecánicos que pueden ser generados como consecuencia de un mal diseño del forro ranurado, de la tasa de bombeo de la grava en conjunto del fluido acarreador, de las herramientas usadas, o inclusive por las propiedades de los fluidos producidos.

Se listaran ahora las limitaciones y problemas operacionales que presenta el empaquetamiento con grava en pozos horizontales.

➤ El objetivo del empaque con grava es que actúe como filtro y bloquee el paso de la arena hacia la tubería. La selección de la grava es vital para el correcto funcionamiento del empaque con grava. Cuando se realiza un mal diseño de su tamaño, el funcionamiento del empaque puede llegar a ser inadecuado, permitiendo que la arena pase a través del empaque hacia el interior del pozo. Además, si la grava es de mala calidad, es decir, que no cumple con las respectivas normas API, puede degradarse fácilmente por cualquier cambio de temperatura, PH o fricción ocurrido en la formación. Como consecuencia de esto, se producen finos que con el tiempo pueden llegar a taponar el revestidor ranurado y generar una restricción en la producción.

➤ Los puentes de grava son zonas inestables, formadas por la filtración de la mezcla grava-fluido a nivel de las perforaciones. Debido a esto, a lo largo del revestidor ranurado se crean zonas de mayor concentración de grava, y por debajo de ella van quedando espacios vacíos o con poca compactación. A medida que se avanza en la producción y en el tiempo, estos puentes de grava se rompen y la grava restante en el revestidor se desplaza en busca de un nuevo equilibrio, dejando espacios vacíos por donde fácilmente podrá migrar la arena de la formación.

➤ La comunicación es uno de los problemas operacionales más comunes enfrentados en los empaquetamientos con grava en pozos horizontales. La comunicación consiste en el paso de la arena de formación a través del espacio comprendido entre la empacadura del forro ranurado y el revestidor de producción durante la producción del pozo. Generalmente se da a raíz de un mal asentamiento de la empacadura, deficiencia de los sellos, o de una mala operación de cierre del portacuellos.

- Cuando se produce petróleo con altos cortes de agua salada, gran cantidad de sulfuro de hidrógeno (H_2S), y de dióxido de carbono (CO_2), por lo general se presenta corrosión. Este fenómeno genera perforaciones de gran tamaño en el tubo revestidor ranurado, permitiendo así el paso de grava y arena hacia el pozo.
- El periodo de vida de un empaque con grava tiende a ser bastante corto en pozos sometidos a inyección de vapor. Esto se debe a que los componentes de la grava tienden a degradarse con rapidez bajo condiciones de altas presiones, elevadas temperaturas, y valores muy altos de PH. Los componentes principales de la grava son el cuarzo y minerales silíceos, los cuales son inalterables solamente a bajas temperaturas y PH menores que 9.
- La situación se agrava cuando el agua que alimenta el generador en superficie contiene una alta concentración de carbono, ya que de esta forma el PH del vapor será mayor y contribuirá a acelerar la degradación de la grava.
- Debido a la pérdida de fluido de transporte, sobre todo en zonas de alta permeabilidad, se puede llegar a producir problemas como depositación de escamas por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos.
- Debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal que se usan como aditivos para controlar pérdidas de fluido, bombeados antes del empaquetamiento con grava, se puede llegar a taponar el medio poroso de la formación por sólidos.
- La presencia de shale en las secciones laterales tiende a limitar la colocación de equipos de terminación y limitan el rendimiento de los empaques de grava.
- La producción se ve restringida debido al colapso de la formación y el influjo de arena, estos se dan como resultado de un empaque con grava incompleto

alrededor de los filtros de grava, y por los túneles dejados por los disparos que quedan sin empacar.

➤ Existen casos en donde los pozos empaquetados con grava no alcanzan una productividad adecuada, debido a un elevado daño de formación (8-12) inducido por los fluidos de perforación y terminación, el filtrado del cemento, los disparos efectuados en condiciones de sobrebalance y la migración de finos.

3.4 MÉTODO COMBINADO DE ESTIMULACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

El uso del fracturamiento hidráulico como método de control de la producción de arena en yacimientos de alta permeabilidad, es una técnica de bastante aceptación en la actual industria petrolera. Es más, hoy en día una de las primeras decisiones a tomar en la planificación del desarrollo de un campo que presente problemas de producción de arena, es sobre el beneficio o no de implementar el método de fracturamiento y empaque, (Frac-Pack por sus siglas en inglés).

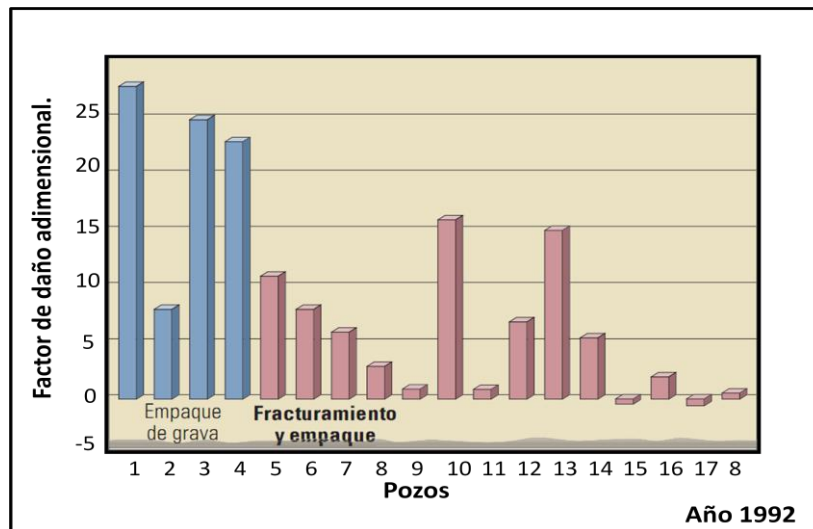
El método consiste en un tratamiento especializado de fracturamiento y posterior empaquetamiento con grava, en donde se generan fracturas apuntaladas altamente conductivas que producen aumentos de producción sostenida y controlan la migración de finos en yacimientos pobremente consolidados. Esta técnica implementada hace más de 15 años, ha ganado gran popularidad y proporcionado una mejora a los impases típicos de un empaquetamiento de grava convencional, tales como los deterioros de la productividad y el alto daño a la formación.

Los primeros resultados de la implementación de tratamientos de fracturamiento como medida para controlar la producción de arena a comienzos de los años 90, revelaron mejoras significativas en la productividad con respecto a los empaques

de grava convencionales (figura 24). Como consecuencia de esto y de más de una década de éxitos con esta técnica, el 60% de las estimulaciones efectuadas para el control de la producción de arena en los Estados Unidos, se ven representadas por los tratamientos de fracturamiento y empaque (figura 25).

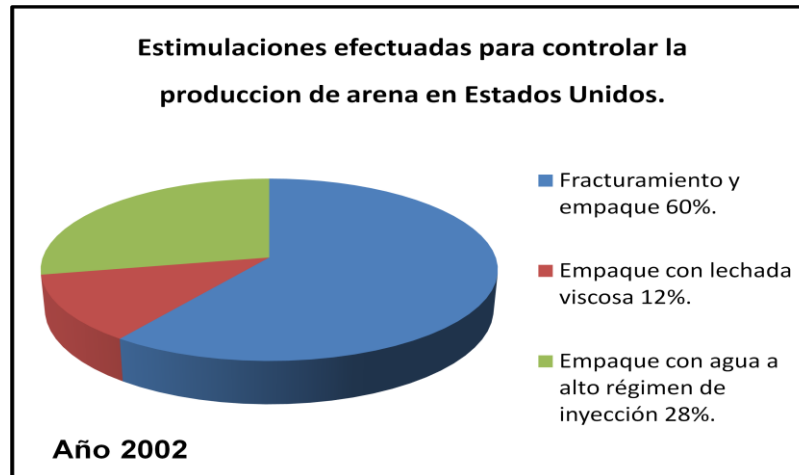
El uso de esta técnica está creciendo de manera constante no solo dentro del conjunto de técnicas de control de la producción de arena, sino también en términos de números de trabajos realizados. A principio de 1990 se realizaban cerca de 100 trabajos por año con este método, mientras que para el año 2002 ya se estaban realizando alrededor de 1000 operaciones por año, esto indica un crecimiento de 10 veces su aplicación inicial. Actualmente el uso del método de fracturamiento y empaque equivale al 5% de los tratamientos de control de la producción de arena usados en África central, y al 3% en América Latina.

Figura 24. Mejoras en la productividad con respecto al empaque con grava convencional.



Fuente. Schlumberger. Método combinado de estimulación y control de producción de arena. En revista Oilfield Review. Otoño del 2002. Volumen 14, No 2

Figura 25. Porcentaje de aplicación del método Frac-pack.



Fuente. Los autores.

Hoy día, fracturamiento y empaque hace mención a tratamientos de fracturamiento en los que se induce un arenamiento para controlar el largo de la fractura (conocido como TSO, por sus siglas en inglés). De esta forma se crean fracturas cortas y anchas y se empaca grava detrás de los filtros en una única operación. Así, se generan unas fracturas apuntaladas y altamente conductivas que disminuyen el daño de la formación y mitigan la migración de finos, por medio de la reducción de la velocidad de flujo y de la caída de presión cerca del pozo.

El interés por esta técnica aumentó luego de 1985, cuando los operadores que usaban empaquetamiento con grava de forma convencional, se dieron cuenta que con este método no alcanzaban la productividad deseada. Factores como el daño de la formación (generado por las pérdidas de los fluidos de perforación, transporte y por el filtrado del cemento), disparos efectuados bajo condiciones de sobrebalance y la migración de finos, generaban resultados no satisfactorios. Además, como consecuencia de un empaque de grava incompleto alrededor de los filtros de grava y de los túneles que resultan por los disparos que quedan sin

empacar, se corría el riesgo de un colapso de la formación y de un influjo de arena, hecho que originaba restricciones en la producción.

Cuando se habla de daño mecánico, se hace mención al daño en la formación que se presenta luego de que los esfuerzos se redistribuyen como consecuencia de la remoción de la roca en el proceso de perforación. Los esfuerzos de la formación originalmente soportados por el material perforado se concentran cerca de la pared del pozo, comprimiendo o triturando la matriz de la roca dentro de un anillo cilíndrico alrededor del pozo. Este efecto restringe los cuellos de los poros y reduce la permeabilidad cerca del pozo, entrapando potencialmente las partículas finas que migran en dirección al pozo durante la producción.⁷

Surge entonces la técnica de fracturamiento y empaque, la cual reduce las caídas de presión (ocasionadas por el daño de la formación) y el factor de daño, un valor adimensional que se encarga de representar las restricciones impuestas por los componentes de la terminación.

En contraste con el empaque con grava, en el frac-pack el factor de daño disminuye a medida que los pozos producen y los fluidos de tratamiento se recuperan, debido a esto, la productividad llega a mejorar con el paso del tiempo.

Los estudios de las terminaciones con técnicas de control de producción de arena realizadas durante 10 años en el golfo de México (figura 26), revelan resultados sorprendentes sobre método frac-pack en el daño adimensional, y por ende en la productividad del pozo y en la recuperación final de hidrocarburos. Mientras que se encuentran factores de daño promedios de 12 y 8 en los métodos de empaque con grava con lechada viscosa y empaques con agua a alto régimen de inyección, respectivamente, en el método frac-pack se obtienen factores promedios de daño mucho más bajos, de orden cercanos a 3.

⁷ Carlson J, Gurley D, King, Price-Smith C y Walters F: "Sand Control: Why and How?" Oilfield Review4, no.4 (Octubre de 1992): 41-53.

Figura 26. Daño de terminación en el golfo de México.



Fuente. Los autores

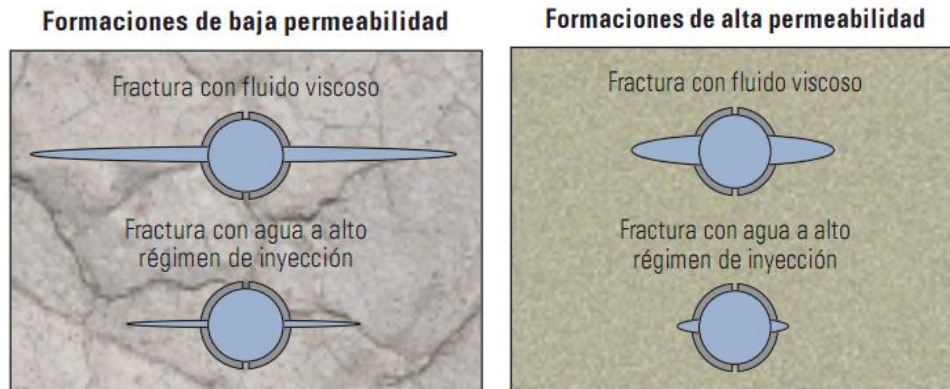
3.4.1 Características y factores determinantes de las fracturas

La longitud de la fractura se ve determinada por el contraste de permeabilidades entre formaciones y por las fracturas apuntaladas. Cuando se trata de yacimientos que poseen una baja permeabilidad, el contraste de permeabilidades tiende a ser grande, y por consiguiente la conductividad relativa de la fractura es mayor. Entre mayor sea la conductividad de la fractura, más fácilmente fluirán los fluidos producidos o inyectados en ella. Cuando son yacimientos de alta permeabilidad, el contraste es menor y la conductividad relativa se reduce en varios órdenes de magnitud. De esta forma tenemos que en yacimientos con baja permeabilidad se generan fracturas largas y angostas; mientras en los de alta permeabilidad existe tendencia a crear fracturas apuntaladas, cortas y anchas; las cuales suministran un poco de estimulación al yacimiento y reducen la producción de arena gracias a que se disminuyen la caída de presión y la velocidad del flujo cerca del pozo.

Se puede fracturar usando fluidos ya sean viscosos o poco viscosos como el agua. Los primeros influyen a que la fractura sea más larga, mientras los poco viscosos tienden a filtrarse de forma más rápida y crear fracturas más cortas.

En la figura 27 se muestran los distintos tipos de fracturas generados por la variación de los factores explicados anteriormente.

Figura 27. Tipos de fracturas generadas en el método de frac-pack.



Fuente. Schlumberger. Método combinado de estimulación y control de producción de arena. En revista Oilfield Review. Otoño del 2002. Volumen 14, No 2

La reducción de la caída de presión y de la velocidad de flujo cerca al pozo, no solo reducen la producción de arena, sino que además responsables de retrasar el desarrollo del avance de las condiciones críticas de esfuerzos que trituran los granos de la formación, hasta que una presión de yacimiento más baja es alcanzada.

De acuerdo a lo explicado sobre yacimientos de alta permeabilidad, se hace necesario el hacer fracturas más anchas que compensen su poca longitud y puedan aumentar la conductividad, la cual también se incrementa con el ancho de la fractura.

Un fracturamiento hidráulico convencional en un yacimiento de baja permeabilidad genera fracturas apuntaladas angostas de hasta 2.5 mm (0.1 pulg) de ancho, y con una extensión igual o superior a 300 m (1000 pies) desde la pared del pozo.

En formaciones blandas, un tratamiento TSO llega a producir fracturas apuntaladas con anchos de hasta 2.5 cm (1 pulg) o más con valores de longitudes de extensión cercanos a los 15 m (50 pies), los valores van a depender del tipo de formación con el que se esté tratando. En cuanto a la concentración final de apuntalante por unidad de área de la fractura, encontramos que para tratamientos convencionales debe ser menor de 10 kg/m^2 (2 lbm/pie^2), mientras que para los tratamientos TSO debe estar entre los 24 a 49 kg/m^2 ($5 \text{ a } 10 \text{ lbm/pie}^2$).

La función de las fracturas apuntaladas, es la de aumentar el radio de terminación y el área abierta al flujo. El flujo bilineal generado por la fractura, en comparación con el flujo radial, disminuye la convergencia y turbulencia que se producen en los disparos, y contribuye a que se optimice la productividad del pozo. A manera de ejemplo, supongamos dos casos hipotéticos. El primero se trata de un yacimiento con una fractura apuntalada de 15 m (50 pies) de longitud y 7 m (22 pies) de altura, y una superficie de 372 m^2 (4000 pies cuadrados). El segundo, se trata de una terminación con empaque de grava en un pozo de 9 pulgadas de diámetro y una superficie máxima abierta al flujo radial de unos 5 m^2 (50 pies^2). El radio de terminación efectivo para el pozo empaquetado con grava será de 11.4 cm (4.5 pulg), mientras que para la terminación de con fracturamiento y empaque, el radio va a ser de 15 m.

En formaciones duras de baja permeabilidad, el extremo de la fractura hidráulica es el área final empacada por apuntalante en un fracturamiento convencional. Por otro lado, en los tratamientos TSO, se limita la extensión de la fractura por medio de sistemas de fluidos que se filtran en los primeros instantes del tratamiento. Al deshidratarse la lechada, se presenta un empaquetamiento con el apuntalante en el extremo de la fractura, de esta forma se detiene su avance. Conforme se continúa bombeando más lechada, el apuntalante se empaca en dirección hacia el pozo. Con este método se aseguran fracturas más anchas y con una mayor

productividad. Además, la técnica ocasiona una abertura del espacio anular entre el cemento y la formación que luego de empaquetar con apuntalante recibe el nombre de “halo”.

Con la creación de este empaque exterior, se conectan todos los disparos y se disminuye aún más las caídas de presión en la cara del pozo. Este halo de apuntalante, constituye un factor clave en el éxito de la técnica frac-pack, y además es la piedra angular de las terminaciones sin filtro que controlan la producción de arena sin filtros mecánicos ni empaques de grava internos.

3.4.2 Procedimiento

A continuación se detalla el procedimiento básico para la implementación de la técnica de fracturamiento y empaquetamiento con grava como método de control de la producción de arena de pozos horizontales:

1. Se diseña la fractura. Se determina cual va a ser la geometría de la fractura que se requiera de acuerdo a las condiciones del yacimiento, las propiedades de la roca, y las barreras naturales que detengan el crecimiento de la fractura. Se incluye en el diseño la longitud y el ancho, el cual es fundamental determinar en formaciones de alta permeabilidad. Se selecciona entonces el diseño óptimo de la fractura TSO, por medio de la maximización del valor presente neto (VPN) que se origina de la productividad mejorada del pozo (figura 28).
2. Se selecciona el apuntalante. Se pueden usar distintas dimensiones de grano y tipos de apuntalante, tales como la arena natural, arena tamizada, arena cubierta de resina, y hasta apuntalantes cerámicos sintéticos de alta o mediana resistencia. Se puede usar cualquier tipo de apuntalante, siempre y cuando cumpla con los 4 objetivos de fracturamiento: promover un contraste de permeabilidad efectiva, controlar el influjo de arena y la migración de finos, minimizar el encapsulamiento

del apuntalante en formaciones blandas, y mantener la conductividad de la fractura sin trituramiento del apuntalante.

3. Se selecciona el fluido. Se seleccione el fluido óptimo para una estimulación y empaque de grava combinados.

4. Se realiza una prueba previa al tratamiento. Se desarrollan diseños de estimulación preliminares y se lleva a cabo una evaluación previa al tratamiento con el propósito de cuantificar 5 parámetros críticos: la eficiencia y la pérdida de fluido, la presión de propagación de la fractura, a presión de cierre y la geometría de la misma.

5. Se diseña el tratamiento. Con ayuda de simuladores como el SandCADE, se especifican los diseños de fracturamiento TSO y se simulan tratamientos frac-pack. De esta forma se confirma que el diseño ha implementar arroje los mejores resultados posibles.

6. Con el pozo perforado y completado, se baja un empacador de grava, el cual incluye una herramienta de servicio encargada de inyectar a la formación el fluido de fractura.

7. Se comienza el tratamiento con la herramienta en modo de inyección forzada hasta que la el crecimiento del largo de la fractura se detenga.

8. Se cambia la herramienta a modo de circulación para asegurar el empaque completo de los filtros de grava y el contacto entre los granos del apuntalante.

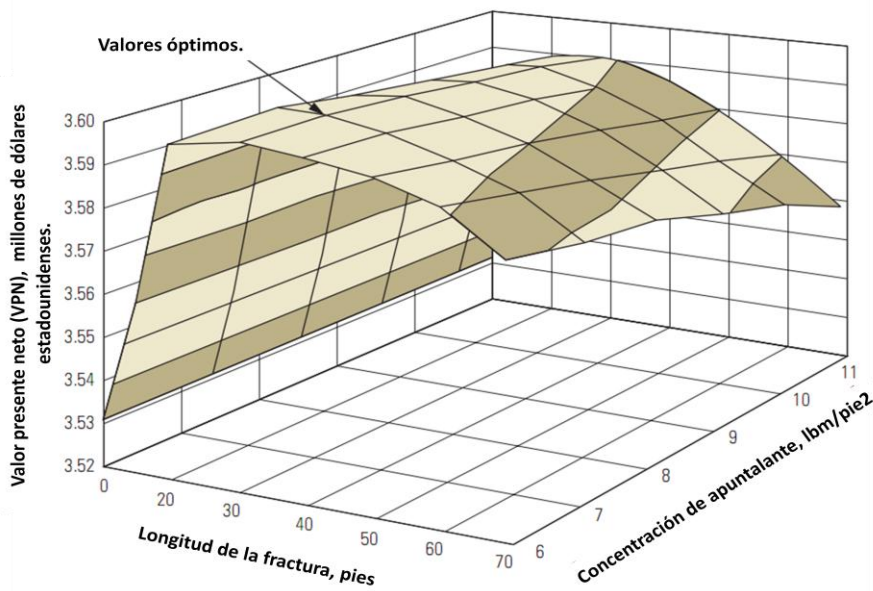
9. Se procede a limpiar el exceso de lechada, bombeando fluido dentro del espacio anular y hacia la tubería de producción.

10. Se cierra la válvula esférica de fondo de pozo y se cambia la configuración de la herramienta con movimiento ascendente. De esta forma se evita que el efecto

de succión generado por el movimiento ascendente que se requiere para mover algunas herramientas de servicio, no atraiga la arena de formación a los túneles dejados por los disparos, antes de que se empaque completamente una fractura.

11. Se termina de empaçar con grava.

Figura 28. Aspectos económicos del tratamiento de fracturamiento y empaque.



Fuente. Schlumberger. Método combinado de estimulación y control de producción de arena. En revista Oilfield Review. Otoño del 2002. Volumen 14, No 2

3.4.3 Ventajas del método combinado de estimulación y control de la producción de arena

Hay 11 ventajas significativas de los tratamientos de fracturamiento y empaque.

- Disminuyen la caída de presión y la velocidad de flujo cerca al pozo.
- Conectan zonas laminadas.
- Agrandan el radio de terminación y el área de flujo.

- Disminuyen la posibilidad de una falla en el control de la producción de arena.
- Sostienen el aumento de la producción.
- Incrementan la productividad del pozo.
- Avanzan más allá de la zona de daño de formación.
- Garantizan la longevidad de la formación.
- Restablecen las condiciones de esfuerzos en el pozo.
- Atenúan la migración de finos y la producción de arena.
- Generan terminaciones estables con bajos factores de daño.

3.4.4 Aplicación de terminación de pozos con tratamientos de fracturamiento y empaque

A continuación se presentan las principales situaciones en donde los tratamientos de fracturamiento y empaque son de gran aplicabilidad:

- Pozos con una producción de gas alta.
- Pozos proclives a migración de finos y producción de arena.
- Yacimientos de baja presión o agotados.
- Formaciones de alta permeabilidad y que sean muy susceptibles al daño.
- Zonas con poca permeabilidad que necesiten de estimulación.

3.4.5 Limitaciones y problemas operacionales

La mayoría de los pozos horizontales que necesiten control de producción de arena, son candidatos para la implementación de la técnica descrita anteriormente. Sin embargo, existen ciertas limitaciones y posibles problemas operacionales que pueden llevar a que se presenten resultados insatisfactorios si se aplica el tratamiento de fracturamiento y empaque. A continuación se listan las limitaciones y problemas de la técnica:

- Puede llegar a no haber disponibilidad del equipo de bombeo de alta presión, sin el cual es imposible realizar el método.
- Este método de control de producción de arena, no es viable en pozos con tuberías de revestimiento menores de 5 pulgadas de diámetro.
- Imposible de implementar en pozos con tuberías de revestimiento débiles, en las cuales está presente el riesgo de falla o pérdida de la integridad del pozo.
- No se debe realizar si existe la posibilidad de que el crecimiento de la falla contacte zonas de agua o gas.
- Puede resultar antieconómico en pozos de baja productividad, de inyección o fuente de agua que no producen ingresos directamente.
- Cuando se realiza el fracturamiento en dirección de hacia una capa de lutita, la pérdida de fluido puede verse limitada y puede complicar el empaque completo de los apuntalantes alrededor de los filtros de control de la producción de arena.
- El efecto de succión generado por el movimiento ascendente que se requiere para mover algunas herramientas de servicio, puede atraer la arena de formación a los túneles dejados por los disparos, antes de que se empaque completamente una fractura.
- Muchos diseños de fracturamiento y empaque tienden a fracasar cuando se presenta una pérdida excesiva de fluido dentro de la formación, ya que esto genera la formación de tapones de apuntalante entre los filtros de grava y la tubería de revestimiento, bloqueando así el flujo de fluido en el espacio anular. Como consecuencia del empaque de apuntalante en el espacio anular, se origina una terminación temprana del tratamiento, una baja conductividad de la fractura y un empaquetamiento incompleto alrededor de los filtros de grava.
- Durante el emplazamiento del apuntalante, conforme se incrementa la caída de presión por fricción, cabe la posibilidad de que el fluido de la lechada que se ubica en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y el filtro de grava, se desplace al espacio anular presente entre el tubo lavador y el filtro de grava por medio de este último. Una vez se deshidrata la lechada, se aumenta la concentración de apuntalante hasta que es imposible su bombeo, generando un

bloqueo por el apuntalante en el espacio anular presente entre el filtro de grava y la tubería de revestimiento.

3.5 EMPAQUE CON AGUA A ALTO RÉGIMEN DE INYECCIÓN (HRWP)

Este método consiste en bombear y ubicar grava en la zona de intrusión de finos al pozo, y como efecto de estimulación producir fracturas que ayuden a mejorar la conductividad y productividad del pozo.

El objetivo clave de un fracturamiento hidráulico en yacimiento, es la creación de fracturas con longitudes “efectivas”. Estas requieren que se desarrolle una conductividad de fractura suficiente que permita una eficiente limpieza del fluido de fracturamiento. Es bien sabido también, que en algunas ocasiones los fluidos convencionales usados en fracturamiento no crean las dimensiones de fractura deseadas en el proceso. Es así, que como método alternativo al Frac-Pack (estudiado con anterioridad), surge el HRWP (High Rate Water Pack) o water frac, como también es llamado en ciertas ocasiones. Este método resulta más barato que crear fracturas con fluidos convencionales y puede llegar a proveer incluso fracturas más efectivas. Sin embargo, el uso de agua tratada, se traduce en un pobre transporte de apuntalante debido a la baja viscosidad de este fluido.

Desde que esta técnica fue retomada en 1997, han sido varios los operadores que la han defendido y al mismo tiempo ha habido otros quienes han insistido en lo improbable que es que esta técnica funcione.

Water fracs es usado con muy buena aceptación en yacimientos naturalmente fracturados, donde el uso de geles viscosos es bastante inadecuado. Los geles viscosos tienden a generar mayor presión, “abriendo” las fisuras que van encontrando y logrando introducirse a través de estas a la formación. Estas intrusiones se almacenan en la formación y para cuando se termine de bombear

fluido, se puede haber dañado la permeabilidad de esta. Es por esta razón que el uso del water frac es más aceptado para este tipo de yacimientos.

3.5.1 Agua como fluido de fracturación

El agua ha sido usada por muchos años como fluido de fracturación, y a pesar de que puede llegar a ser cuestionable su uso en lugar de geles viscosos para esta misma labor, presenta ciertas características que la hacen una opción interesante en el fracturamiento hidráulico.

A continuación se muestran las principales características del agua durante el procedimiento de HRWP:

- Limpieza. El agua es un fluido muy limpio y genera un daño muy mínimo en la conductividad del empaque con apuntalante
- Baja presión de bombeo.
- Pobre transporte del apuntalante en comparación con los fluidos de geles viscosos.
- Baja viscosidad. Esta en realidad no es una característica ni buena ni mala, ya que en algunos casos se necesita de un fluido con alta viscosidad, mientras que en otros es lo contrario, todo depende de analizar las ventajas de cada tipo de viscosidad y de que es lo se quiera hacer con el fluido.
- Produce un menor daño a las fisuras encontradas en la formación en comparación con los fluidos viscosos usados tradicionalmente como fracturantes.
- El agua es mucho más barata que cualquier otro fluido de fracturamiento que se use. Este es un factor para tener muy en cuenta, sobre todo cuando se realizan tratamientos de fracturamiento de grandes dimensiones.

3.5.2 Aplicabilidad

A pesar que el empaque con agua a alto régimen de inyección es una técnica que puede ser intercambiable con el frac-pack en ciertas ocasiones, hay ciertos escenarios donde resulta de mayor provecho el uso del water frac. A continuación se detallan las condiciones necesarias para la implementación de esta técnica:

- Cuando el intervalo perforado se encuentre al menos a 10 pies de una zona de agua, o una barrera de arcilla de por lo menos 10 pies existe entre la arena y el agua.
- Cuando el pozo presente una desviación superior a los 60°.
- Las pérdidas de presión cerca del pozo deben ser mínimas.
- Debe ser mucho más económico que una estimulación convencional.
- De gran aplicabilidad para pozos de gas con altas tasas de producción y con permeabilidades de 600 mD.

3.5.3 Limitaciones y problemas operacionales

- La permeabilidad horizontal debe ser menos de 0.1 mD.
- La permeabilidad vertical debe ser mayor o igual que una décima parte de la permeabilidad horizontal.
- Las pérdidas de fluido deben ser menores a 0.002 ft/min.
- Al menos 2/3 del intervalo de arena debe ser perforado.
- Pérdida de fluidos. Una permeabilidad moderada puede generar que el agua avance muy rápido y no genere las dimensiones adecuadas de fractura.
- Espesor de la formación. En este caso, el apuntalante tiende a depositarse de manera inadecuada en el fondo de la fractura y el rendimiento del empaque tiende a ser muy pobre.
- Permeabilidad moderada. En formaciones con una moderada permeabilidad, se necesita una fractura mucho más amplia para alcanzar la conductividad

deseada. Así, el uso de agua daría lugar a fracturas de menos espesor y por ende menos productivas.

3.6 MÉTODO QUÍMICO DE CONTROL DE ARENA (RESINAS)

Como se ha mencionado anteriormente, las técnicas aplicadas en pozos horizontales para un óptimo control de arena, han sido investigadas, desarrolladas y modificadas dependiendo de las consideraciones y limitaciones que posea cada formación.

Debido a que una de las grandes causas de la producción de arena, es la falta de consolidación y la escasa cementación intergranular de la roca, los ingenieros vieron la necesidad de innovar un método que permitiera anular o disminuir uno de los efectos que origina el arenamiento, un procedimiento diferente a los métodos mecánicos ya conocidos.

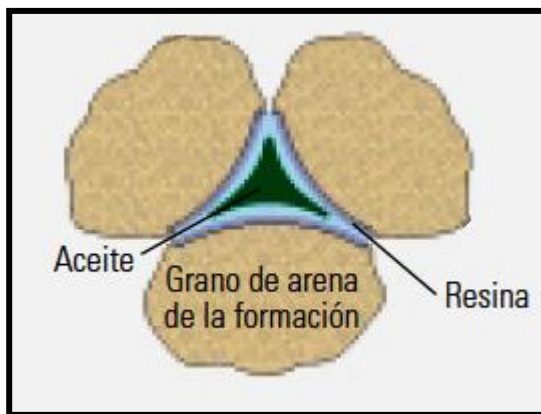
Esta técnica permite la consolidación artificial y en sitio de la arena de la formación, generando una unión de los granos de la roca y una mayor cohesión de la misma, este concepto fue introducido por primera vez en el año de 1946. Desde allí se ha venido desarrollando y mejorando las técnicas en sitio para el control de arena.

Consolidación química de la arena con resina

Cuando se inicia el desarrollo de un pozo en un yacimiento se altera el estado natural de este, y se someterá a diferentes factores que pueden alterar la estabilidad de la formación, si se lograra consolidar la formación en sitio el fenómeno de arenamiento se puede disminuir y se puede obtener una productividad natural máxima en el yacimiento.

El principio de la consolidación se basa en la inyección de resina en el espacio o los puntos de contacto de los granos de la roca para adherir, unir y cementar artificialmente los granos de arena de la formación; sin que la inyección afecte el espacio poroso y la permeabilidad de la misma. En la figura 29 se muestra lo descrito anteriormente.

Figura 29. Roca cementada artificialmente por la resina de inyección.



Fuente. Métodos de control de producción de arena, Schlumberger 2003.

Este método es usado generalmente en formaciones limpias para la consolidación de secciones cortas, aproximadamente no mayor a 15 pies, no es recomendado para formaciones que posean una permeabilidad menor de 50 md debido a que estos tratamientos químicos tienden a disminuir en una porción la permeabilidad sin importar si el tratamiento es exitoso; otro parámetro importante es conocer que el ablandamiento de las resinas ocurre a una temperatura mayor de 255 °F por lo cual en yacimientos por encima de esta temperatura la fuerza de unión o atracción entre la resina y la arena no será la suficiente.

El primer procedimiento exitoso y los todos los demás han usado resinas sintéticas líquidas y polímeros de bajo orden, generalmente llamados plásticos en la industria petrolera. Se han hecho intentos con materiales consolidantes inorgánicos, pero con estos no se ha conseguido un procedimiento exitoso.⁸

La capacidad del procedimiento de consolidar áreas cercanas a pozos uniendo los materiales de la formación que se podrían producir junto con los fluidos de interés, proporciona una opción excelente para las zonas de problema tales como formaciones que comienzan a producir la arena después de un período inicial de producción, o para iniciar la producción del campo.

Con el desarrollo de la tecnología y todos los avances que esta genera, diferentes empresas han desarrollado sistemas de resina de baja viscosidad, diseñados para mejorar y alcanzar los límites de las zonas de interés y han utilizado catalizadores externos para endurecer el líquido de consolidación. Además con estos avances tecnológicos se ha hecho realizable, una mayor aplicación de este procedimiento en pozos horizontales recordando la dificultad que se puede tener en la bajada y el montaje del equipo en fondo de pozo, según su radio de curvatura; permitiendo a los productores beneficiarse de la economía y de las capacidades de la tubería, como el uso de coiled tubing y que además ofrece una ventaja significativa con respecto a sistemas antiguos de consolidación de arena.⁹

3.6.1 Parámetros de diseño

Antes que nada, en la perforación del pozo se debe tener mucho cuidado de no alterar mayormente la estabilidad de la formación, y este mismo debe haber tenido un óptimo trabajo de completamiento y cementación; ya que cualquier trabajo

⁸ CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.

⁹ www.petronews.net

cuestionable puede generar esfuerzos mayores en la roca y afectar su cohesión o solidez.

Usualmente, previamente de realizar esta técnica, se realiza un tratamiento de acidificación, para restituir la permeabilidad de la formación y limpiar los granos de arena, para establecer mayor adherencia entre los granos de arena y la resina; sin embargo esto depende básicamente del criterio del operador.

La primera etapa en un diseño de un trabajo de consolidación de arena con inyección de resina es la selección del intervalo productor y densidad de cañoneo. Por lo general el intervalo de interés debe ser menor o igual a 15 pies en una arena limpia y uniforme un tapón colocado alrededor de 2 pies debajo de las perforaciones y una empacadura en la tubería de inyección sobre las perforaciones, dará un eficiente tratamiento. Si el intervalo llega a ser mayor de 15 pies se necesitará un empaque de selección múltiple, además el trabajo puede ser de bajo desempeño; este procedimiento tiende a tener mayor eficiencia en intervalos cortos de cañoneo.

Durante cada una de las fases que se tiene al momento de desarrollar un tratamiento químico para la consolidación de la arena de formación, se deben tener en cuenta factores sumamente importantes que afectan el rendimiento y la eficiencia del procedimiento, ya que, en cada una de la etapas se necesita unos requerimientos básicos para los fluidos usados en la implementación de este tipo de técnica. Es por ello que se hace necesario conocer paso a paso las exigencias de los fluidos utilizados y cómo estos afectan el tratamiento, a su vez se definirán cada una de las fases en el proceso desarrollado.

3.6.1.1 Pre-flujo

Cuando se aplica esta técnica para el control de arena, lo primero q se efectúa es la inyección de un fluido llamado pre-flujo delante de la resina para desplazar o

remover el hidrocarburo y el agua presentes en los espacios intersticiales cercanos al pozo, debido a que se debe evitar que la resina que se vaya a inyectar a continuación pueda ser contaminada o alterada afectando así su desempeño.

Según diversos estudios exhaustivos, se ha identificado que cuando cerca al intervalo de interés se encuentra almacenada agua de formación ésta afecta la eficiencia de la resina debido al nivel de salinidad que puede poseer; igualmente si lo que se encuentra almacenado es hidrocarburo éste podría disolver o absorber la resina inyectada y disminuir la eficiencia del tratamiento. Entre las sustancias que son usadas para desplazar o remover los fluidos de la formación se encuentran:

➤ Surfactantes

Conocidos también como agentes tensioactivos, son agentes de humectación que reducen la tensión superficial de un líquido, permiten una dispersión más fácil y disminuyen la tensión interfacial entre el crudo y el agua por adsorción en la fase líquido-líquido. Con esto se logra fácilmente el desplazamiento de los fluidos de la formación que se encuentran cerca al pozo, sin embargo pueden modificar la mojabilidad de la formación y la cantidad a utilizar debe ser cuidadosamente estudiada de acuerdo a las especificaciones de la resina a utilizar.¹⁰

➤ Solventes mutuales

Son solventes anfóteros capaces principalmente de solubilizarse en medios hidrofílicos. Son capaces de disolver cantidades considerables de agua y de

¹⁰ www.yacimientos-de-petroleo.blogspot.com

aceite, en el preflujó puede disolver casi todo el agua y la salmuera residual presente en los espacios porosos.¹¹

3.6.1.2 Resina para inyección

La resina es un producto químico que sufre un proceso de polimerización o secado en su utilización para la consolidación de la arena, el objetivo principal de la inyección de resina es cubrir la superficie del grano cercana a los puntos de contacto para generar la cementación artificial de los granos de arena de la formación en sitio, generando una unión de los granos de la roca y una mayor cohesión de la misma; al mantener los granos juntos se trata de prevenir fricción y astillamiento entre ellos, bajo los esfuerzos resultantes de la producción del pozo. Igualmente después de la inyección se debe limpiar la formación de manera que la resina no afecte o disminuya la permeabilidad ni el espacio poroso de la formación.

A continuación se describen los requisitos de la resina de inyección.

Requisitos de la resina

- La viscosidad es un parámetro muy importante, si esta es muy alta reducirá la permeabilidad. Además la resina debe ser bombeable a presiones de inyección superficiales cuando las tasas de inyección son altas, para que esta no afecte el tiempo de bombeo y este no sea excesivamente largo.

Algunas veces se utilizan diluyentes que permiten disminuir notablemente la viscosidad de la resina permitiendo el bombeo efectivo de esta hacia la zona productora y evitando el taponamiento de tuberías.

¹¹ ARIZA Gustavo ARIZA Cristian; evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito. Bucaramanga: UIS, año, 2010, p 83.

- Compatibilidad con la formación, los fluidos inyectados y químicos utilizados en el proceso deben ser compatibles con la formación de manera que no altere ni afecte el estado natural del yacimiento; se tienen en cuenta características de la formación como composición mineral, distribución de tamaño, contenido de arcilla, porosidad, permeabilidad, temperatura y presión.
- Cabe destacar que se espera que la roca después de la inyección tenga una mayor cohesión y la resina polimerizada final tendrá alta resistencia a la tensión y a la compresión.

- Alta resistencia química, después de que se ha realizado todo el proceso para el control de arena, la resina polimerizada debe proporcionar que resistirá los fluidos del pozo, ácidos y otros químicos de tratamiento de pozos durante toda la vida productiva del mismo.

- La adhesión, debe mejorar fácilmente la superficie de las partículas, para que una los granos de arena unos con otros cuando se polimerice el sólido. En algunos casos se hace necesario el uso de agentes adhesivos que permiten unir químicamente la resina con la superficie de sílice de la roca.

- La vida de almacenamiento de la resina para mayor eficiencia debe ser larga, de tal manera que sea estable y no existan riesgos de deterioro con el paso del tiempo.

- Tiempo de polimerización corto y controlable. Una polimerización prematura puede arruinar totalmente un completamiento de pozo; sin embargo el tiempo de espera después de su colocación debe ser preferiblemente de pocas horas. Se ha demostrado que los tiempos largo se usan en formaciones donde la temperatura es menor de 100 °F.¹²

¹² CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.

Cuando la resina es inyectada a la formación se encuentra en forma líquida y un catalizador o agente curante es requerido para el endurecimiento de esta. Algunos de estos catalizadores son internos porque son mezclados en la solución de la resina en superficie y necesitan algo de tiempo y temperatura para endurecer la resina. Sin embargo existe otro tipo de catalizadores denominados externos porque son inyectados después que la resina se encuentra en la formación.

Los catalizadores internos tienen una ventaja de que se sitúan en el lugar de interés, porque toda la resina estará en contacto con el catalizador lo cual es requerido para un endurecimiento eficiente y su principal desventaja es que puede llegar a ocurrir un endurecimiento prematuro en la tubería utilizada, lo cual traerá problemas para la operación.

Existe una clasificación variada de los tipos de resina y la que se debe utilizar se elige según las propiedades que se necesiten en la formación que requiera el tratamiento, sin embargo las utilizadas en la industria petrolera para su inyección son las resinas epóxicas, fenólicas y furánicas. Esta última requiere un catalizador externo debido al tiempo de endurecimiento rápido.

Tipos de Resina

➤ Resinas Epóxicas.

Este tipo de resina puede ser utilizado con catalizadores internos o externos debido a que el tiempo de secado es moderado, este tipo de resina se caracteriza por poseer buenas propiedades de adhesión, excelente resistencia química, eléctrica y resistencia al calor. Dependiendo del tipo de sistema utilizado esta resina tiene un rango de temperatura para su operación, sin embargo por lo general cuando su temperatura es mayor a los 250 °F, esta tiende a ser consistente y sus propiedades adhesivas se ven afectadas negativamente.

Cuando se utilizan resinas epóxicas se necesita el uso de un surfactante en la etapa de pre-flujo que permita desplazar los fluidos presentes en la formación sin contaminar la resina.

➤ Resinas Fenólicas.

Este tipo de resina puede ser utilizado con catalizadores externos o internos debido a que no se ve afectado el tiempo de endurecimiento, se caracteriza por poseer buenas propiedades como la estabilidad al calor, alta resistencia a la corrosión por químicos, gran fuerza de adhesión, las temperaturas de operación pueden alcanzar los 280 °F, son bastante resistentes a disolventes acuosos, entre otras propiedades. Se forman a partir de la reacción del fenol y el aldehído.

➤ Resinas Furánicas

Este tipo de resina necesita un catalizador externo debido a que el tiempo de curado es rápido, de lo contrario la resina se endurecía en un tiempo muy corto y con esto pueden traer graves problemas en la operación. Poseen buenas propiedades de adhesión, excelente resistencia a ácidos y bases, puede alcanzar temperaturas de operación un poco más altas de 300 °F, su vida útil es limitada y esta se ve reducida porque la resina polimeriza a temperaturas bajas.

En la tabla 6, se muestra los tipos de resinas usados en la industria petrolera, algunas propiedades de las resinas y parámetros que presentan durante su uso.

Tabla 6. Tipos de resinas, propiedades de las resinas y parámetros que presentan durante su uso.

Tipo de Resina	Epóxica	Fenólica	Furánica
Tipo de sistema	Sep. De fases y post-flujo	separación de fases	sobre flujo (Post-flujo)
Activado	en superficie y en sitio	en superficie	en sitio
Rango Temperatura [°F]	50 – 250	110 – 280	60 - 300
Catalizador	Amina	ácido fuerte	base fuerte
Producto de la reacción	Ninguno	agua	agua

Fuente. Los autores.

Cabe mencionar que las resinas inyectadas pueden ser mezcladas con otras sustancias para alcanzar los requerimientos necesarios para su inyección dependiendo a las características de la formación. Por ejemplo algunos diluyentes son utilizados para disminuir la viscosidad de la resina, de manera que esta pueda ser transportada y bombeada hasta la zona de interés; evitando problemas operacionales que se puedan presentar como el taponamiento de la tubería.

En ciertas circunstancias el uso de agentes adhesivos permite unir químicamente la resina con la superficie de sílice de la roca, generando una unión más fuerte que la presente entre la resina y la arena de formación. Estos agentes son incluidos en las mezclas de resina, sin embargo se ha demostrado que utilizar esta clase de agentes en el pre-flujo del tratamiento genera un mayor desempeño.

3.6.1.3 Post-flujo

El post-flujo es el fluido que es inyectado a la formación después de aplicar la resina en esta, por lo general tiene diversas funciones, la principal es el desplazamiento del exceso de resina que permanece en los espacios porosos cercanos al lugar de inyección para limpiar los intersticios de la roca y restaurar la permeabilidad de la formación de manera que esta no se vea afectada. Otra función que posee es que puede actuar como catalizador externo para el endurecimiento de la resina en sitio.

3.6.2 Procedimiento

Se debe hacer énfasis en que existen tres tipos de sistemas de consolidación plástica o tres sistemas de recubrimiento de grano en la aplicación de este método; el procedimiento varía según el sistema aplicado, estos procedimientos divergen principalmente en el tipo de catalizador y en la mezcla que se realiza en la resina antes o después de su inyección.

3.6.2.1 Sistema de separación de fases (catalizado internamente)

Este tipo de proceso se mezcla en superficie y la solución resínica contiene entre el 15% y el 25% de resina, un catalizador el cual tiene como función polimerizar la resina y un solvente transportador que comúnmente corresponde a un fluido inerte.

La resina es preferencialmente atraída por los granos de arena, dejando una porción de espacio para el fluido inerte que no afectara el espacio poroso, estos sistemas son catalizados internamente, es decir, son mezclados en superficie. Un control preciso de la ubicación de la resina para consolidar es fundamental porque un desplazamiento adicional o una ubicación inexacta implicaría una arena inconsolidada en un área crítica muy cercano al pozo.

Se identifican en este proceso dos etapas, la primera que es la resina endurecida o plástico que recubre los granos de arena y la segunda el solvente que fue mezclado en la solución resínica inicial el cual ocupa el volumen poroso que estaba ocupado por los fluidos de la formación inicialmente.

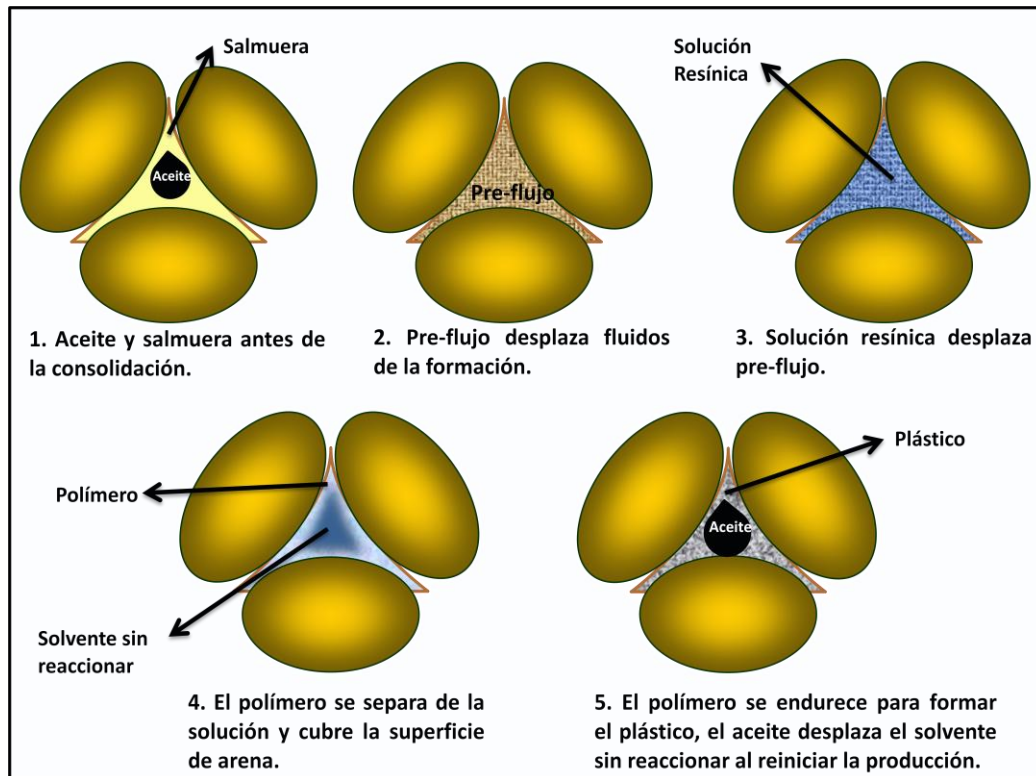
Un procedimiento de separación de fases puede ser inefectivo en formaciones que contienen más del 10% de arcilla (arena arcillosa), ya que estas atraen la resina y entre mayor sea el área de superficie de arena arcillosa los puntos de contacto de los granos de arena con resina disminuyen. Además debido a que en un sistema de separación de fases es contenido un pequeño porcentaje de resina, en una formación con intercalaciones de arcilla esta porción se compartiría entre los granos de arena y la arcilla presente en el yacimiento y la cantidad sería insuficiente para la consolidación de la arena.

Se debe tener presente la relación o cantidad de resina y agente curante mezclado ya que de este depende el tiempo de bombeo y de curado, de hecho esta es una de las principales limitaciones del procedimiento, ya que la resina se empieza a polimerizar tan pronto como el catalizador es agregado a la solución resínica.

➤ El procedimiento es muy sencillo, inicialmente el espacio poroso del yacimiento está ocupado de hidrocarburos y agua de formación; lo primero que se realiza es la fase llamada pre-flujo, que como se hablaba anteriormente se utilizan solventes mutuales o surfactantes para lograr un óptimo desplazamiento de los fluidos presentes en la formación, como segunda medida se inyecta la solución resínica la cual desplaza el pre-flujo y ocupa el lugar de este. Posteriormente según el tipo de resina usado, el catalizador utilizado y el tiempo de secado que lleve, la resina (insoluble en el solvente transportador) se polimeriza y se precipita sobre la arena y ocurre la separación de fases. El solvente se ubica en el centro del espacio poroso, por su parte la resina endurece y se ubica alrededor de los puntos de contacto de los granos de arena. Este procedimiento se muestra en la figura 30, la

cual muestra algunos granos de arena de formación y las fases desarrolladas en este sistema.

Figura 30. Procedimiento de un sistema de separación de fases (catalizado internamente).



Fuente. Los autores.

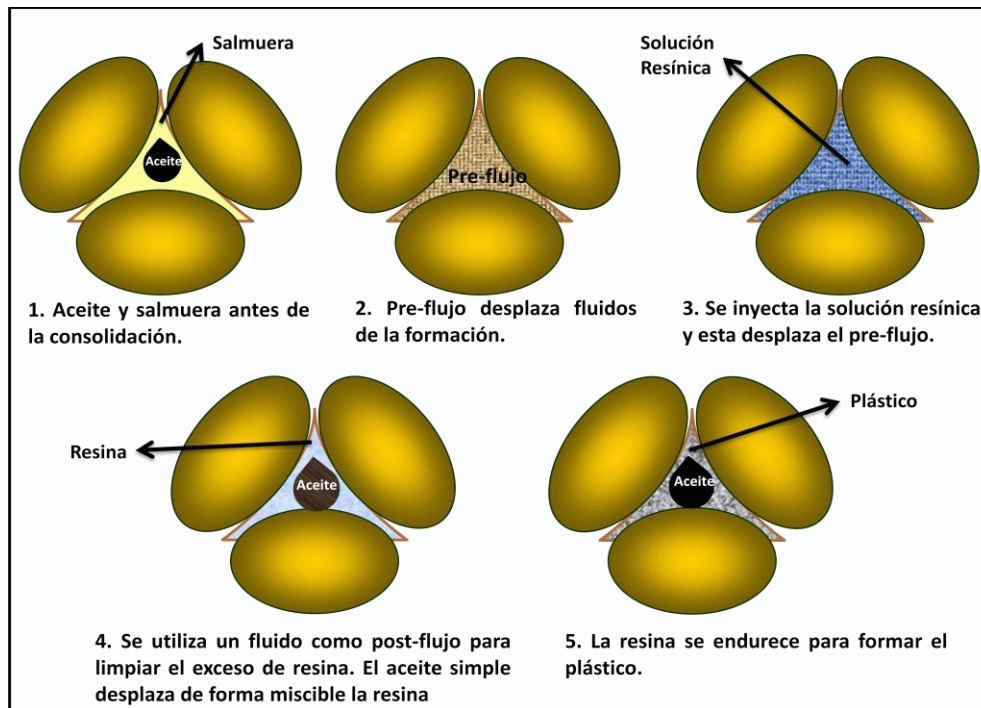
3.6.2.2 Sistema de post-flujo (catalizado internamente)

➤ El procedimiento en este sistema es muy parecido al proceso anterior, la solución resínica es mezclada en superficie antes de su inyección y contiene un alto porcentaje de resina entre el 30% - 50%, solo cambia el hecho de que se utiliza un fluido como post-flujo para limpiar el exceso de resina inyectada

restaurando la permeabilidad y la otra situación es que en este proceso no ocurre separación de fases debido a que toda la solución resínica se endurece con el tiempo y recubre el grano de arena. El tiempo de bombeo es un poco más largo debido a que la viscosidad de la resina aumenta gradualmente después de que es añadido el catalizador.¹³

Este procedimiento se muestra en la figura 31, la cual muestra algunos granos de arena de formación y las fases desarrolladas en este sistema.

Figura 31. Procedimiento de un sistema de post-flujo (catalizado internamente).



Fuente. Los autores.

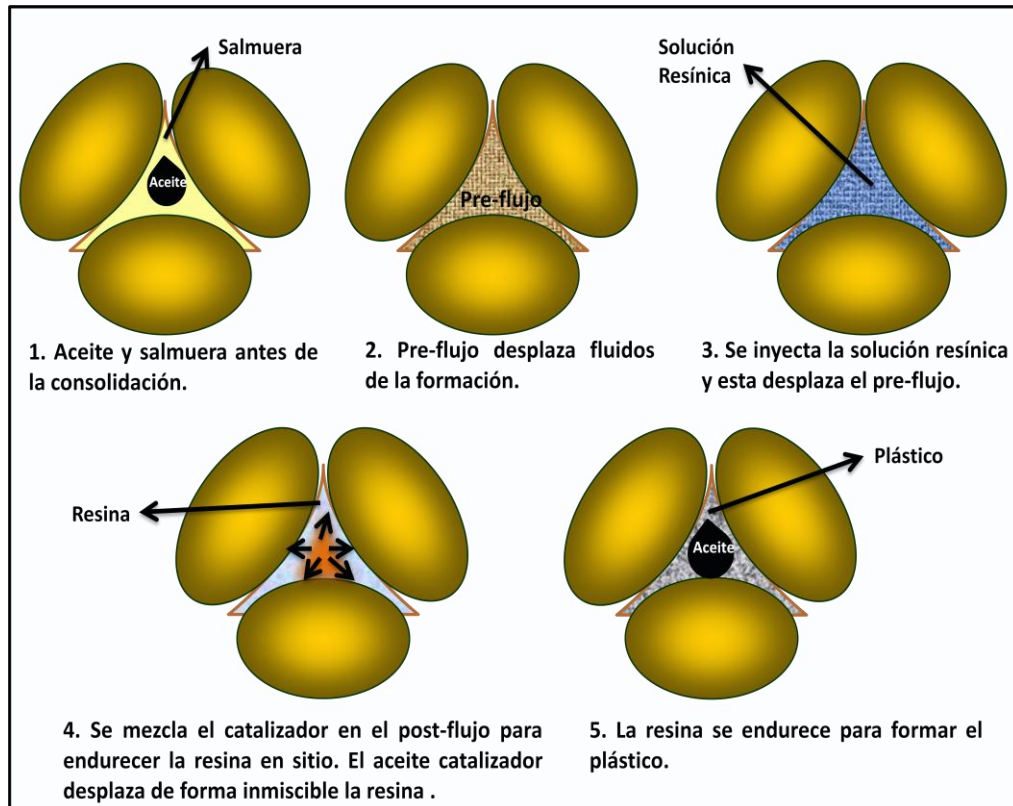
¹³ ARIZA Gustavo ARIZA Cristian; evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito. Bucaramanga: UIS, año, 2010, p 90.

3.6.2.3 Sistema de post-flujo (catalizado externamente)

Cuando se utiliza un catalizador externo, este no se mezcla con la solución resínica inicial, por el contrario es inyectado en la fase denominada post-flujo, habitualmente esto se realiza cuando la resina utilizada en el tratamiento posee un tiempo de secado corto como el caso de las resinas furánicas. Una limitación que posee esta técnica es que no se puede proporcionar ni controlar el contacto directo entre la resina que ya se encuentra en sitio y el catalizador inyectado como post-flujo.

- El procedimiento es similar a los anteriores, se inyecta el pre-flujo desplazando los fluidos de formación, posteriormente se inyecta la resina y después de esto se inyecta el catalizador que tiene la función principal de hacer contacto con la resina para endurecerla y polimerizarla en sitio. El proceso se muestra en la figura 32.

Figura 32. Procedimiento de un sistema de post-flujo (catalizado externamente).



Fuente. Los autores.

3.6.3 Limitaciones y problemas operacionales

➤ Las principales limitaciones de aplicar esta técnica de consolidación para el control de arena, son algunos parámetros primordiales y fundamentales para el éxito del proceso.

Entre estos se encuentra la longitud del intervalo cañoneado no mayor a 15 pies, ya que con una longitud mayor el proceso sería prácticamente un fracaso debido a los costos y a que la resina no proporcionaría una unión de granos efectiva.

El método es óptimo para formaciones con un porcentaje menor o igual al 10% de arcillas, como se mencionó anteriormente las arcillas atraen y absorben la resina, por lo cual no se utiliza en yacimientos que contengan gran cantidad de esta.

La temperatura juega un rol fundamental en el proceso, en función de esta se encuentran parámetros como el tiempo de bombeo, tiempo de curado de la resina o endurecimiento de esta. A temperaturas por encima de los 255 °F (esto varía según el tipo de resina utilizado) la resina se ablanda y no proporcionará la cohesión, solidez o adherencia necesaria entre los granos de arena, y con esto el tratamiento sería un total fracaso.

Por último, entre estos parámetros principales se encuentra la permeabilidad de la formación, el procedimiento no debe ser usado en formaciones que posean una permeabilidad menor a 50 md (milidarcies), ya que sin importar si el tratamiento es un éxito todas las técnicas de consolidación de arena con resina tienden a reducir un poco la permeabilidad de la formación, lo cual en yacimientos de baja permeabilidad sería fatal para la producción de hidrocarburos.

➤ Se tiene algunos parámetros secundarios de la resina a la hora de aplicar esta técnica, estos pueden afectar ya sea positiva o negativamente el desempeño de la consolidación de la arena, entre estos se encuentran la viscosidad de la resina que puede ser disminuida por diluyentes.

Otro factor es poseer una alta resistencia química que se proporcione resistencia a los fluidos del pozo, ácidos y otros químicos de tratamiento de pozos durante toda la vida productiva del mismo.

Un tiempo de vida largo que permita a la resina ser estable con el paso de los años, y un tiempo de curado moderado que no sea prematuro ni prolongado.

➤ El tipo de resina a utilizar es importante, y según características de la formación se requiere utilizar uno u otro tipo de resina. De esta depende el sistema de consolidación plástica o de recubrimiento de grano a usar.

Al utilizar resinas fenólicas y furánicas, estas generan como producto agua, lo cual causa humedad en arenas, podrían generar problemas de resistencia de formación.

➤ Un grave problema que se puede presentar es el endurecimiento prematuro de la resina, todo esto depende al tipo de catalizador y resina utilizada, problemas por taponamiento en tubería e intervalo productor sería negativo además de costoso para el proyecto. Se debe evaluar la cantidad de resina y agente curante mezclado ya que de este depende el tiempo de bombeo y de curado, realmente esta es una de las principales limitaciones del proceso, ya que la resina se empieza a polimerizar tan pronto como el catalizador es agregado a la solución resínica.

➤ Los fluidos inyectados que sean incompatibles con la formación podrían contaminar la zona de interés, además de reacciones química q puedan generarse y precipitados en el fondo del pozo.

➤ Los defectos burbuja son generados cuando se produce agua como subproducto de la reacción de polimerización.

➤ Otro problema es la humectación incompleta y se genera cuando el grano de arena no es cubierto completamente con la solución resínica inyectada, esto se da debido a una pobre humectación de la resina además puede ser causado porque en el fluido del pre-flujo no fue el adecuado y su eficiencia es baja.

➤ Cuando la resina comienza a polimerizarse esta se encoge y empieza a desarrollar esfuerzos internos las cuales pueden resultar en grietas, como respuesta a la rigidez de los granos de arena.¹⁴

¹⁴ ARIZA Gustavo ARIZA Cristian; evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito. Bucaramanga: UIS, año, 2010, p 90.

4. SCREENING DE LOS METODOS DE CONTROL DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES

Para el análisis de cada método de control de arena en pozos horizontales, es necesario realizar una recopilación de datos que permita definir las limitaciones principales o el rango de aplicación para cada uno de las técnicas de control de arena.

A continuación se plantea este screening, el cual será empleado más adelante en el desarrollo de la metodología de selección. Este se fundamenta principalmente en los métodos de control de arena más utilizados en la industria petrolera en Colombia; entre ellos se encuentran los liners ranurados, mallas ranuradas con envolturas de alambre, rejillas pre-empacadas, empaquetamiento con grava, frac-pack, y consolidación plástica de la arena con resina.

Para el desarrollo de este screening se seleccionaron una serie de variables, parámetros y características particulares de cada método de control de arena, esta información consultada en textos de referencia, trabajos de grado y artículos técnicos dedicados al área de control de arena. Se agruparon una serie de variables con características de yacimiento y de pozo; y algunas características de los fluidos producidos.

Para cuantificar el grado de aplicación de cada método de control de arena bajo determinadas condiciones, se realizó una clasificación cualitativa a partir del rango de aplicación en el cual cada método posee un óptimo desempeño.

- No aplicable: Si el parámetro mencionado se encuentra en este rango, significa que no se recomienda aplicar o utilizar el método de control de arena, este no soportará las condiciones a las cuales es sometido y podría presentar problemas potenciales operacionales o tener una vida útil corta, lo cual conllevaría problemas económicos para el proyecto.

- Limitado: Dentro de este rango el método de control de arena funcionará, sin embargo puede presentar algunos inconvenientes, el grado de dificultad de este dependerá de la importancia del parámetro.

- Óptimo: En este rango, el método de control de arena presenta un período prolongado de vida útil, así como también el mejor desempeño y eficiencia en la operación. Bajo estas condiciones puede ser utilizado la técnica de control sin que generen inconvenientes.

4.1 SCREENING LINERS RANURADOS

Tabla 7. Screening Liners ranurados.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [μm]	< 100	100 - 200	> 200
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	> 8	6 - 8	< 6
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	> 5	3 - 5	< 3
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 100	100 - 200	> 200
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 60	40 - 60	< 40
Intervalo aplicado	Int [Pies]	-	> 500	200 - 500
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	< 4	4 - 7	> 7
Temperatura de formación	T _{yt0} [°F]	-	-	< 350
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	> 500	< 500
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	> 1.50	1.25 - 1.50	< 1.25
Porcentaje de finos (Finos < 44 μm)	P.F. [%]	> 3	2 - 3	≤ 2

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	-	-	-
Vida productiva	V _{prod} [años]	> 4	3 - 4	< 3
Tratamientos aplicados	T.A	-	SI	-

Fuente: Los autores.

- **Basado en:** CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.
- **Basado en:** COULTER, A.W. AND GURLE, D.G., PITONI E., BURTON R.C., HODGE R.M.; "How to select the correct sand control system for your well", Serie SPE 3177.
- **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," Serie SPE 85504.
- **Basado en:** TIFFIN D.L.; "New criteria for gravel and screen selection for sand control", Serie SPE 39437. Febrero 1998.
- **Basado en:** DUN CLEEG JOE (editor), Petroleum engineering handbook, Production operations engineering, vol 4, Capítulo 5: Sand control, 2007, pag. 175. Based on: PENBRTHY JR. W.L.; Sand control.

4.2 SCREENING REJILLAS RANURADAS CON ENVOLTURAS DE ALAMBRE (WIRE-WRAPPED SCREENS)

Tabla 8. Screening rejillas con envolturas de alambre.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [μm]	< 100	100 - 200	> 200
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	> 10	8 - 10	< 8
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	> 5	3 - 5	< 3
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 100	100 - 200	> 200
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 60	40 - 60	< 40
Intervalo aplicado	Int [Pies]		> 500	200 - 500
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	< 4	4 - 7	> 7
Temperatura de formación	T _{yo} [°F]	-	-	< 350
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	> 600	< 600
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	> 1.50	1.25 - 1.50	< 1.25
Porcentaje de finos (Finos < 44 μm)	P.F. [%]	> 5	2 - 5	≤ 2

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	-	-	-
Vida productiva	V _{prod} [años]	> 4	3 - 4	< 3
Tratamientos aplicados	T.A	-	Si	-

Fuente: Los autores.

- **Basado en:** CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.
- **Basado en:** PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M., Sand Control, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.
- **Basado en:** COULTER, A.W. AND GURLE, D.G., PITONI E., BURTON R.C., HODGE R.M.; "How to select the correct sand control system for your well", Serie SPE 3177.
- **Basado en:** TIFFIN D.L.; "New criteria for gravel and screen selection for sand control", Serie SPE 39437. Febrero 1998.
- **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," , Serie SPE 85504.

➤ **Basado en:** DUN CLEEG JOE (editor), Petroleum engineering handbook, Production operations engineering, vol 4, Capítulo 5: Sand control, 2007, pag. 175. Based on: PENBRTHY JR. W.L.; Sand control.

4.3 SCREENING REJILLAS PRE-EMPACADAS (Pre-Packed screens)

Tabla 9. Screening de rejillas pre-empacadas.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [μm]	< 100	100 - 200	> 200
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	> 10	8 - 10	< 8
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	> 7	5 - 7	< 5
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 100	100 - 200	> 200
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 60	40 - 60	< 40
Intervalo aplicado	Int [Pies]		> 200	< 200
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	< 4	4 - 7	> 7
Temperatura de formación	T _{yto} [°F]	-	-	< 350
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	> 600	< 600
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	> 1.50	1.25 - 1.50	< 1.25
Porcentaje de finos (Finos < 44 μm)	P.F. [%]	> 8	5 - 8.	\leq 5

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	-	-	-
Vida productiva	V _{prod} [años]	> 4	3 - 4	< 3
Tratamientos aplicados	T.A	-	Si	-

Fuente: Los autores.

➤ **Basado en:** CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.

➤ **Basado en:** PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M., Sand Control, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

➤ **Basado en:** COULTER, A.W. AND GURLE, D.G., PITONI E., BURTON R.C., HODGE R.M.; "How to select the correct sand control system for your well", Serie SPE 3177.

- **Basado en:** TIFFIN D.L.; “New criteria for gravel and screen selection for sand control”, Serie SPE 39437. Febrero 1998.
- **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., “Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories,”, Serie SPE 85504.
- **Basado en:** DUN CLEEG JOE (editor), Petroleum engineering handbook, Production operations engineering, vol 4, Capítulo 5: Sand control, 2007, pag. 175. Based on: PENBRTHY JR. W.L.; Sand control.

4.4 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA (GRAVEL PACK)

Tabla 10. Screening empaquetamiento con grava.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [μm]	-	60 - 80	> 80
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	< 3	3 - 10	> 10
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	< 2	2 - 5	> 5
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 80	80 - 900	> 900
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 70	40 - 70	< 40
Intervalo aplicado	Int [Pies]	-	> 2000	-
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	-	-	-
Temperatura de formación	T _{yto} [°F]	-	> 350	-
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	-	-
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	< 1,25	1,25 - 1,5	> 1,5
Porcentaje de finos (Finos < 44 μm)	P.F. [%]	< 2	2 - 5	> 5

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	> 1000	500 - 1000	< 500
Vida productiva	V _{prod} [años]	< 2	2 - 5	> 5
Tratamientos aplicados	T.A	-	Si	-

Fuente: Los autores.

- **Basado en:** CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.
- **Basado en:** COULTER, A.W. AND GURLE, D.G., PITONI E., BURTON R.C., HODGE R.M.; "How to select the correct sand control system for your well", Serie SPE 3177.
- **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," Serie SPE 85504.
- **Basado en:** Syed Ali. Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. En revista Oilfield Review, verano del 2005.

4.5 MÉTODO COMBINADO DE ESTIMULACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA (FRAC-PACK)

Tabla 11. Screening Frac-pack.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [µm]	-	60 - 80	> 80
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	< 5	5 - 10	> 10
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	≤ 3	3 - 5	> 5
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 10	> 900	10 - 900
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 60	10 - 60	< 10
Intervalo aplicado	Int [Pies]	> 200	> 50	< 50
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	< 5	5 - 7	> 7
Temperatura de formación	T _{yo} [°F]	-	-	-
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	> 1000	-
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	< 1,25	1,25 - 1,5	> 1,5
Porcentaje de finos (Finos < 44 µm)	P.F. [%]	< 2	2 - 5	> 5

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	> 1000	500 - 1000	< 500
Vida productiva	V _{prod} [años]	< 3	3 - 5	> 5
Tratamientos aplicados	T.A	-	Si	-

Fuente: Los autores.

- **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," Serie SPE 85504.
- **Basado en:** Syed Ali. Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. En revista Oilfield Review, verano del 2005.
- **Basado en:** Schlumberger. Método combinado de estimulación y control de producción de arena. En revista Oilfield Review. Otoño del 2002. Volumen 14, No 2

4.6 EMPAQUE CON AGUA A ALTO RÉGIMEN DE INYECCIÓN (HRWP)

Tabla 12. Screening de empaquetamiento con agua a alto régimen de inyección.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [μm]	-	60 - 80	> 80
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	< 5	5 - 10	> 10
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	≤ 3	3 - 5	> 5
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 10	> 600	10 - 600
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 30	20 - 30	< 20
Intervalo aplicado	Int [Pies]	> 200	> 50	< 40
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	-	-	-
Temperatura de formación	T _{yto} [°F]	-	-	-
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	> 1000	-
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	< 1,25	-	> 1,25
Porcentaje de finos (Finos < 44 μm)	P.F. [%]	< 2	2 - 5	> 5

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	> 1000	500 - 1000	< 500
Vida productiva	V _{prod} [años]	-	Si	-
Tratamientos aplicados	T.A	-	Si	-

Fuente: Los autores.

- **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," Serie SPE 85504.

➤ **Basado en:** Syed Ali. Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. En revista Oilfield Review, verano del 2005.

➤ **Basado en:** Schlumberger. Método combinado de estimulación y control de producción de arena. En revista Oilfield Review. Otoño del 2002. Volumen 14, No 2

4.7 CONSOLIDACIÓN DE LA ARENA CON RESINAS

Tabla 13. Screening de consolidación de la arena con resinas.

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Tamaño de grano	D50 [μm]	> 75	65 - 75	< 65
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	-	-	-
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	> 3	-	< 3
Permeabilidad Formación	K _{abs} [mD]	< 50	50 - 70	> 70
Contenido de arcillas	C.A. [%]	> 25	10 - 25	< 10
Intervalo aplicado	Int [Pies]	> 15	10 - 15.	< 10
Diámetros de tubería O.D	D [Pulgadas]	> 7	5 - 7	< 5
Temperatura de formación	T _{yo} [°F]	> 300	255 - 310	< 255
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	-	-
Area ratio anular/ base pipe	Anular/Tub.	-	-	-
Porcentaje de finos (Finos < 44 μm)	P.F. [%]	>35	20 - 35	< 20

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Óptimo
Relación gas aceite	GOR [SCF/STB]	> 500	-	-
Vida productiva	V _{prod} [años]	-	-	> 5
Tratamientos aplicados	T.A	Si	-	-

Fuente: Los autores.

➤ **Basado en:** CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996.

➤ **Basado en:** PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M., Sand Control, Serie SPE sobre temas especiales, Volumen 1, 1992.

- **Basado en:** COULTER, A.W. AND GURLE, D.G., PITONI E., BURTON R.C., HODGE R.M.; "How to select the correct sand control system for your well", Serie SPE 3177.
- **Basado en:** DUN CLEEG JOE (editor), Petroleum engineering handbook, Production operations engineering, vol 4, Capítulo 5: Sand control, 2007, pag. 175. Based on: PENBRTHY JR. W.L.; Sand control.
- **Basado en:** ARIZA Gustavo ARIZA Cristian; evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito. Bucaramanga: UIS, ano, 2010, p 83.

Evaluación cuantitativa de los métodos de control de arena

Durante el desarrollo del screening para cada uno de los métodos de control de arena en pozos horizontales, se definieron 3 rangos, entre ellos se encuentran: no aplicable, limitado y óptimo.

A cada rango se le asignó un valor entre 1 y 3 respectivamente; que lo identifica y permite comparar el desempeño de un método respecto a otro, es decir, permite medir la influencia de cada una de las variables y compararlas en el proceso de selección de la mejor técnica para el control de arena. Estos rangos y su evaluación cuantitativa se presentan en la tabla 14.

Tabla 14. Evaluación cuantitativa de los métodos de control de arena.

Rango	No aplicable	Limitado	Óptimo
Valor numérico	1	2	3

Fuente. Los autores.

5. DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA

Teniendo en cuenta el screening desarrollado en la sección anterior, procederemos ahora a definir y describir la metodología que se va a seguir con el propósito de seleccionar el método de control de arena más adecuado, para las determinadas condiciones o requerimientos de un pozo horizontal de petróleo que presente problemas por intrusión de arena.

En términos generales, lo primero, será realizar una comparación entre los datos del pozo que se vaya a valorar y los rangos del screening desarrollado, con el fin de poder calificar y puntuar los datos en cuestión. De esta forma cada variable tendrá un puntaje de acuerdo al método en que esta se analice. Una vez realizado este puntaje, se procede a ponderar los datos de acuerdo a su calificación obtenida y, su grado de relevancia en el proceso de selección del método de control de arena más recomendable. Así se indica, que no todas las variables van a ser igual de relevantes en el proceso de selección, habrá algunas que tendrán que ser revisadas con mayor detenimiento y mayor interés que otras. Además, se especificará que medidas implementar para mantener la exactitud de la metodología, en caso de que no se tenga disponibilidad de algunas de las variables definidas en el screening. Luego de que se tengan las respectivas ponderaciones, se empezará el análisis de tres criterios de selección que resultan fundamentales en el proceso, estos serán definidos más adelante y su respectiva forma de aplicación será detallada también. Una vez se haya desarrollado todo lo anterior, se mostrará cómo conseguir a través de los criterios de selección, una ponderación definitiva que nos mostrará de forma clara y cuantitativa, cual es el método de control de arena más se adapta a las condiciones estudiadas.

Debido a la necesidad de realizar múltiples operaciones y de usar métodos iterativos tales como el de prueba y error durante el desarrollo de la presente metodología, se optó por usar la herramienta ofimática Microsoft Office Excel

2007. Con esta herramienta se logró optimizar el proceso de determinación del mejor método de control de arena para pozos horizontales y obtener resultados muy fiables y exactos.

5.1 DATOS REQUERIDOS

En esta sección, las propiedades estudiadas en el screening serán tomadas para un caso en particular y se almacenaran en un matriz llamado “Eval”. Esta matriz tiene como función brindar un espacio donde almacenar las variables de una forma organizada y práctica, tal como se aprecia en la figura 33.

Figura 33. Matriz de valoración “Eval”.

	Var.	Eval.
1	D50 [μm]	170
2	T.A	No
3	D10/D95	10
4	D40/D90	3
5	Int [Pies]	1500
6	Tyto [$^{\circ}\text{F}$]	-
7	C.A. [%]	20
8	Anular/Tub.	1.41
9	Kabs [mD]	4,2 - 6,6
10	D [Pulgadas]	8 1/2
11	GOR [SCF/STB]	-
12	P.F. [%]	< 2
13	Q [Bls/d]	6000

FUENTE: Los autores.

Es posible que se presenten casos en donde no todas las variables de la matriz Eval se encuentren disponibles, en esos casos la metodología podrá ser desarrollada también, pero es importante tener en cuenta, que su máximo grado de certeza se obtendrá solo cuando se cuente con la totalidad de los datos solicitados en la matriz, ya que de esta forma habrá un menor grado de incertidumbre que incrementará la exactitud de los resultados luego de aplicar esta metodología.

5.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES

En esta etapa se toman los datos almacenados en la matriz Eval, y se procede a evaluarlos de acuerdo a los rangos estipulados en el screening descrito. El puntaje obtenido por cada método, se ubica en una matriz denominada "Puntaje". Debe existir una matriz puntaje por cada uno de los métodos descritos con anterioridad en este trabajo, con el fin de que cada propiedad sea evaluada para las distintas técnicas de control de arena. Esta nueva matriz, está desarrollada de forma tal que las distintas variables se encuentren ubicadas en las filas y los diferentes métodos en las respectivas columnas, tal cual se muestra en la figura 34.

Figura 34. Matriz Puntaje.

		Métodos de control de arena						
		1	2	3	4	5	6	7
	Var.	Líner	Mallas alam.	Rej. Pre-emp.	Grava	Frac-Pack	HRWP	Resinas
1	D50 [μm]							
3	T.A							
1	D10/D95							
1	D40/D90							
2	Int [Pies]							
3	Tyto [$^{\circ}\text{F}$]							
2	C.A. [%]							
3	Anular/Tub.							
1	Kabs [mD]							
3	D [Pulgadas]							
3	GOR [SCF/STB]							
1	P.F. [%]							
2	Q [Bls/d]							

FUENTE: Los autores.

5.3 DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES PARA CADA VARIABLE EVALUADA

El primer paso para poder asignar porcentajes a cada variable, consistirá en clasificar el total de las variables en tres grupos de acuerdo a su grado de relevancia y la disponibilidad de cada una al momento de implementar un determinado método de control de arena en un pozo horizontal. La clasificación será la siguiente:

- Clase 1: “Variables determinantes”; en este grupo encontramos aquellas variables que ejercen una gran influencia sobre las otras y que su relevancia va a ser mayor que la de las demás. Este tipo de variables serán identificadas con el número 1, tal cual se aprecia en la figura 34 donde fue definida la matriz puntaje. Dentro de este grupo encontramos las variables: tamaño de grano, coeficiente de clasificación, coeficiente de uniformidad, permeabilidad de la formación, y porcentaje de finos.

➤ Clase 2: “Variables limitantes”; aquí encontramos variables que deben ser tenidas en cuenta, cuando se quiere conocer las condiciones bajo las cuales los respectivos métodos funcionarán de manera limitada o con restricciones. Además, permiten conocer las respectivas ventajas y desventajas de un método frente al otro. Al igual que con el grupo anterior, se identifican con un número, en este caso con el 2, tal cual se aprecia en la figura 34. Dentro de este grupo encontramos las variables: intervalo aplicado, contenido de arcillas, y caudal de hidrocarburo.

➤ Clase 3: “Variables complementarias”; en esta última clasificación encontramos las variables que no son tan influyentes en el método de selección, pero que al ser tenidas en cuenta brindan una mayor certeza y confianza en los resultados obtenidos por la metodología. En este caso, las variables se ven representadas con el número 3. Dentro de este grupo encontramos las variables: tratamientos aplicados, temperatura de formación, área de relación anular/base pipe, diámetro de tubería, y relación gas aceite.

La asignación de los porcentajes de cada propiedad, se hizo en base al estudio de numerosos casos de campo a nivel mundial, a la experiencia compartida por ingenieros con vasta experiencia en el tema y con la ayuda de herramientas estadísticas que colaboraron a definir de manera exacta y precisa los valores de relevancias respectivos. En base a esto, se aclara entonces que los siguientes valores son producto de la recopilación, estudio y análisis de todo lo anterior por parte de los autores de este proyecto.

Se tuvo en cuenta el siguiente criterio para la asignación de porcentajes: Cada clase cuenta con su respectivo porcentaje de importancia que se distribuye de forma equitativa entre las distintas variables que las conforman. Por tal razón, las

variables mayor y menor porcentaje son las que hacen parte de la clase 1 y 3 respectivamente.

De acuerdo con esto y con el firme propósito de mantener las proporcionalidades de las variables, se decidió trabajar con un sistema de ecuaciones que permita determinar el porcentaje preciso de cada clase y posterior a esto el de las respectivas variables. Este sistema de ecuaciones fue deducido en base a que la importancia de las variables 1, será el doble de las de 2, y estas a su vez el doble que las 3.

Entonces:

$$5X + 3Y + 5Z = 100$$

Ecuación 8.

$$X = 2Y$$

Ecuación 9.

$$Y = 2Z$$

Ecuación 10.

En donde:

X= Porcentaje de las variables de clase 1

Y= Porcentaje de las variables de clase 2

Z= Porcentaje de las variables de clase 3

Los coeficientes indicará el número de variables presentes en cada clase.

Se establece entonces que cada una de las variables de un determinado método, tendrá la misma relevancia que las otras de su misma clase, y por consiguiente el

porcentaje determinado debe ser repartido por igual entre cada una de las variables que conformen cada grupo.

Luego de todo el proceso los resultados fueron los siguientes:

Variables clase 1: 12.90 % (5 variables = 64.51%)

Variables clase 2: 6.45 % (3 variables = 19.35%)

Variables clase 3: 3.23 % (5 variables = 16.13%)

El proceso de funcionamiento puede llegar a ser semejante entre uno que otro método estudiado, sin embargo, en términos generales se puede decir que varía de método en método. Por tanto, la influencia de las variables del grupo 2 con las del grupo 3 puede llegar a ser discutida en determinados métodos y por consiguiente, conllevará a que las variables de estos dos grupos lleguen a ser intercambiables entre sí. Por otro lado, las variables del grupo 1 tenderán a presentar el mismo grado de influencia y de relevancia en todos los métodos estudiados, y por tanto no habrá necesidad de modificarlas.

Es importante aclarar que durante el diseño de la metodología se trabajó dejando intactas las variables de cada clase, y también variando las de la clase 2 con la 3. En este segundo caso se notó un mayor acercamiento a los casos reales estudiados. Por tanto, se decidió trabajar con la variación de variables entre las clase 2 y 3, de acuerdo a su grado de influencia en los distintos métodos de control de arena en pozos horizontales.

Así, se procede a almacenar los porcentajes determinados en una matriz denominada "Porcentaje" que la configuración mostrada en la figura 35. Cada método tendrá la suya.

con los que se cuente, y suponerlos como la totalidad de la información a tener en cuenta para la toma de decisiones y distribuir el valor de la probabilidad de ocurrencia de los estados faltantes entre los estados presentes. Se debe hacer esta distribución de forma tal que no se afecte las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados.

De acuerdo con lo anterior, en el caso de selección del más adecuado método de control de arena para un pozo horizontal, se tiene cada estado de la naturaleza viene siendo cada una de las variables a utilizar, mientras la probabilidad de ocurrencia vendría siendo el porcentaje de influencia de cada variable sobre la decisión final. Entonces, cuando exista ausencia de alguna de las variables, lo que se debe hacer es distribuir la influencia de estas entre las otras que si estén presentes, de forma tal que se mantengan las proporcionalidades claro está. Para realizar esto último se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Los porcentajes nunca se distribuirán de forma lineal, ya que cada variable presente recibirá conforme a su grado de relevancia sobre la decisión final.
- La suma de los incrementos ganados por las variables presentes, debe ser igual al porcentaje total correspondiente de las variables ausentes.
- Con el fin de mantener la proporcionalidad entre los valores de porcentaje de las variables de los tres grupos, hay 3 parámetros que son definidos y representan la relación existente entre las variables de las 3 categorías de importancia, estos deben ser constantes antes y después de la redistribución.

$$R_{12} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 1}}}{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 2}}}; \quad R_{12} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 1}}}{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 2}}};$$

$$R_{12} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 1}}}{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 2}}}$$

Ecuación 11.

- Al final la suma de todos los porcentajes debe ser igual a 100%.

De acuerdo con todo lo anterior, se concluye que no sería correcto el tomar los porcentajes de los estados no presentes, dividirlos y distribuirlos por igual a los estados presentes. Es por eso que se presenta a continuación un procedimiento que fue diseñado para cumplir con las condiciones anteriormente expuestas, y poderlo aplicar para los distintos métodos de control de arena en pozos horizontales estudiados en este trabajo.

5.4.1 Redistribución de variables

- Lo primero por hacer, es tomar la matriz “Eval” y la tabla “Parámetros”, se comparan y se identifican las variables con las q se cuenta y con las que no. Las que estén presentes, se califican en la matriz “Puntaje” de acuerdo a lo estipulado en la tabla “Parámetros”, y se les asigna su respectivo valor de influencia en la matriz porcentaje de acuerdo a la misma tabla. A las variables no presentes en el respectivo caso de estudio, se les deja el espacio en blanco en la matriz Puntaje y un valor de cero en la matriz porcentaje.
- Se calcula lo que se conoce como “porcentaje de trabajo”, definido como el porcentaje correspondiente a las variables con las que se cuenta, sumando los porcentajes asignados a todas las variables.

$$\text{Porcentaje de trabajo} = \sum_0^{19} \text{Porcentaje } [i, j]$$

Ecuación 12.

- Se calcula el porcentaje correspondiente de las variables omitidas, como la diferencia entre el 100% y el porcentaje de trabajo. Este valor conocido como porcentaje perdido, es la cantidad que se debe distribuir entre las demás variables con las que se cuenta, y se almacena en un vector denominado “Incertidumbre”

$$\text{Incertidumbre } [j] = \text{Porcentaje perdido} = 100 - \text{Porcentaje de trabajo}$$

Ecuación 13.

- Se calcula ahora el factor de consumo de cada variable no omitida, que se define como la relación entre el porcentaje base de dicha variable y el porcentaje de trabajo. Este valor indica la relevancia de cada variable frente a las demás que sean objeto de estudio, y permitirá una adecuada distribución del porcentaje perdido entre todas las variables.

$$\text{Factor de consumo} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]}{\text{Porcentaje de trabajo.}}$$

Ecuación 14.

- El paso siguiente es la determinación del valor que debe adicionársele a cada variable en el proceso de redistribución de porcentajes. Esto se consigue multiplicando el factor de consumo por el porcentaje perdido.

$$\text{Incremento} = \text{Factor de consumo} * \text{Porcentaje perdido}$$

Ecuación 15.

➤ Una vez se conoce el incremento que hay que adicionarle a cada variable, se procede a calcular los nuevos valores de la matriz porcentaje.

$$\text{Porcentaje } [i,j]_{\text{nuevo}} = \text{Porcentaje } [i,j] + \text{Incremento}$$

Ecuación 16.

De esta forma se logra redistribuir los porcentajes de las variables omitidas cumpliendo de manera estricta todas las condiciones estipuladas con anterioridad de una manera sencilla y muy práctica.

5.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES MÁS ADECUADOS

Cuando se han conseguido y ajustados los puntajes y porcentajes de relevancia de cada método, el paso siguiente es ponderar y consolidar todos estos datos en un criterio más sólido y confiable que permita determinar el método de control de arena más adecuado para determinadas condiciones de operación que sean introducidas como datos de entrada de la descrita metodología.

Uno de los primeros criterios a implementar es el del **desempeño general** de cada método de control de arena. Este criterio consiste en la ponderación de cada variable para cada método con el propósito de relacionar su desempeño individual y la influencia que tiene cada una de estas sobre la decisión final.

Entonces, esta ponderación individual será almacenada en una matriz denominada “Ponderado”, cuya estructura será la misma que la de las matrices “Puntaje” y “Porcentaje”. El ponderado individual será calculado multiplicando cada elemento de la matriz “Puntaje” con su respectivo elemento de la matriz “Porcentaje”, dividido sobre la base de calificación, que para la metodología descrita en este trabajo es de tres (3).

$$Ponderado [i, j] = \frac{Puntaje [i, j] * Porcentaje[i, j]}{3}$$

Ecuación 17.

Luego se suman todos los ponderados individuales de cada método de control de arena, con el fin de obtener un ponderado total y almacenarlo en un vector denominado “Pond Total”. (Figura 36)

$$Pond Total [j] = \sum_0^{19} Ponderado [i, j]$$

Ecuación 18.

Figura 36. Vector “Pond Total”.

	Liner	Mallas A.	Pre-emp.	Grava	Frac-Pack	HRWP	Resinas
Pond total							

Fuente: Los autores

El segundo criterio a considerar se trata de la **viabilidad** de cada método, que se ve representada por las variables cuyos valores en la matriz “Puntaje” son diferentes de uno (1). Para determinar este criterio, se recorre la matriz mencionada en busca de los valores unos y se almacena la suma de los porcentajes correspondientes a tales valores dentro de una matriz denominada “Unos” (Figura 37).

Figura 37. Matriz unos

Contador de unos							
Liner	Mallas alam.	Rej. Pre-emp.	Grava	Frac-Pack	HRWP	Resinas	
0	0	0	0	0	0	1	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	1	1	0	
0	0	0	0	1	1	1	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	1	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	2	2	3	Suma Contador

Fuente. Los autores

En la matriz unos encontramos que los métodos de control de arena se ubican en las distintas columnas, mientras que en las filas 1 y 2 se ubican la cantidad de variables cuyo valor es cero y el porcentaje asociado a esas variables, respectivamente.

Entonces, el porcentaje de viabilidad de cada método va a ser determinado restándole al 100% el valor almacenado en la segunda fila de la matriz unos.

El último criterio a considerar, es el porcentaje de **no limitación** del método de control de arena, es decir las situaciones en donde las distintas técnicas operan sin restricción alguna. Para poder evaluar este criterio, se seleccionan las variables que generen un funcionamiento limitado de los distintos métodos, es decir las que presenten un puntaje igual a dos (2). De esta forma se construye una matriz con la misma estructura que la matriz “unos”, que indique la cantidad de variables con puntaje igual a uno y la suma de los porcentajes correspondientes de cada una. Esta nueva matriz recibe el nombre de “matriz dos” y es tal cual se muestra en la figura 38.

Figura 38. Matriz dos

Contador de dos							
Liner	Mallas alam.	Rej. Pre-emp.	Grava	Frac-Pack	HRWP	Resinas	
2	2	2	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
2	2	2	0	0	0	0	
0	0	0	2	0	0	0	
2	2	2	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	2	0	2	
2	2	2	2	2	0	0	
0	0	0	0	2	2	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	2	2	2	2	0	
2	2	2	0	2	2	0	
5	5	6	3	5	3	1	Suma Contador

Fuente. Los autores

Entonces el porcentaje de funcionamiento sin limitaciones para cada método de control de arena, será determinado sustrayéndole al 100% el porcentaje de no viabilidad y el porcentaje total por limitaciones.

Cada uno de estos criterios son muy útiles para selección del método, pero por si solos no son suficientes para poder tomar una decisión sólida y confiable. Encontramos que el ponderado total si bien da una visión general del comportamiento de mostrará el método de control de arena a implementar, no tiene en cuenta los posibles problemas operacionales ni las limitaciones por viabilidad.

El factor de viabilidad supera este impase, pero no brinda información sobre las ventajas de una técnica frente a la otra. Mientras que el factor de limitación solo indica las condiciones bajo las cuales cada método funcionará de manera limitada.

Como se puede concluir, se necesita un criterio que combine los tres anteriores y que nos muestre claramente las ventajas y desventajas, los escenarios de no viabilidad y de limitación de los métodos aquí estudiados.

Se define entonces un nuevo criterio que de ahora en adelante se conocerá como “Ponderado final”, el cual identificará el mejor método de control de arena para los diferentes casos con pozos horizontales que se vayan a evaluar. Este nuevo criterio se almacenará en el vector “Pond final” y su estructura será como se muestra en la figura 39, será determinado por medio de la siguiente fórmula:

$$Pond\ Final\ [j] = Pond\ total\ [j] * X_1 + (100 - Ceros[1,j]) * X_2 + (100 - Ceros[1,j]) * X_3$$

Ecuación 19.

Figura 39. Vector Pond. Final

Ponderacion Final							
Métodos de control de arena							
	1	2	3	4	5	6	7
	Liner	Mallas alam.	Rej. Pre-emp.	Grava	Frac-Pack	HRWP	Resinas
Ponderacion Final							

Fuente. Los autores

Como se observa en la ecuación de “Pond Final” cada uno de los criterios estudiados se encuentra multiplicado por un factor X_n , que indica el grado de relevancia de cada uno de estos. Este factor se define como una fracción entre 0 y 1 y de forma tal que la suma de los tres factores de la ecuación debe ser igual a 1.

Para la metodología estudiada el valor de cada uno de estos factores serán los siguientes:

$$X_1 = 0,50 ; \quad X_2 = 0,35 ; \quad X_3 = 0,15$$

Ecuación 20.

La determinación de estos valores fue hecha por medio de estudios estadísticos y cuantitativos, en los cuales se comparó cada método y se calculo su grado de interrelación entre sí. De esta forma, X_1 es el que posee un mayor valor debido a que relaciona variables fundamentales para la determinación del mejor método; X_2 recibe un mayor valor que X_3 debido a que resulta de más relevancia el conocer cuando no serán viables los distintos métodos que cuando operarán con limitaciones. Aún con este análisis, fue necesario recurrir al método prueba y error

para encontrar los valores que mejor se adaptarán y por medio de los cuales se obtuvieran los resultados más coherentes.

Entonces una vez se obtenga el ponderado final de cada método, será solo cuestión de mirar cual es el de mayor valor y así saber cual método de control de arena será con el que mejores resultados se obtendrán.

Cabe volver a mencionar que todos los cálculos requeridos para el desarrollo de esta metodología, fueron optimizados dentro de la herramienta ofimática Microsoft Office Excel 2007, la cual brindó un ambiente sencillo y a la vez práctico para el desarrollo de todos los cálculos y procesos iterativos requeridos. Además el esquema general de la metodología de selección (diagrama de flujo) es presentado en el anexo A, los diagramas de flujo de la ponderación de los métodos de control de arena y redistribución de porcentajes son presentados en el anexo B Y C, respectivamente.

6. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En la presente sección se pretende verificar el funcionamiento de la metodología anteriormente descrita. Para esto, se utilizan datos de pozos horizontales con problemas de producción de arena del oriente colombiano. Los datos que fueron proporcionados para la mencionada verificación, son de carácter confidencial y por tanto el nombre y la ubicación exacta de los pozos no será incluida en el presente trabajo.

A modo de información general, se trata de un yacimiento con una formación poco consolidada, y con problemas de producción de arena que han sido siempre tratados con empaques de grava como método de control para pozos verticales. Sin embargo, los estudios más actuales hechos por la compañía operadora, han mostrado que la implementación de pozos horizontales con extensiones promedio de 1000 pies sería más rentable y beneficiosa para este campo. La formación productora donde se encuentran los pozos estudiados en este capítulo tiene un espesor de entre 30-45 pies y se encuentra a una profundidad de entre 5000-6000 pies, y la permeabilidad encontrada está cercana a 1 - 2 Darcy's.

De los distintos métodos de control de la producción de arena que se han ensayado en los diferentes pozos que se han perforado en el campo, el empaquetamiento con grava es el que mejores resultados ha arrojado, seguido en segundo lugar por el uso de mallas alambradas. Métodos como el Frac-Pack han sido ensayados obteniendo como resultado índices de productividad menores y costos de implementación considerablemente mayores. Por tales motivos se ha concluido que los métodos de empaque con grava y mallas alambradas son los más adecuados para este campo.

El trabajo entonces en la realización de esta sección, será el de comprobar la exactitud y confiabilidad de la metodología desarrollada previamente a través de la aplicación de los datos aportados de 4 pozos de este campo, a la metodología de selección desarrollada previamente, y esperando como resultado la selección de los 2 métodos que fueron escogidos como más propicios para la explotación del campo por parte de la empresa operadora.

Fue muy importante tener la mayor cantidad de parámetros posibles, con el propósito de que al momento de implementar el proceso de selección del mejor método de control de arena, los resultados tuviesen el menor grado de incertidumbre posible y así garantizar resultados más exactos y fiables.

Como se mencionó anteriormente se procederá a validar con datos de 4 pozos de un mismo campo. Cabe resaltar que todos son pozos horizontales colombianos cuya producción se ve limitada por la producción de arena en el campo. Sus propiedades tienden a variar de pozo a pozo pero tienden mantener cierto grado de homogeneidad entre ellas. Debido al carácter confidencial de estos, cada pozo recibirá como nombre un número entre el uno y el cuatro para que sea más fácil referenciarlos.

De esta forma se hablará del pozo 1, pozo 2, pozo 3, y pozo 4. Los datos de cada pozo necesarios para la implementación de la metodología pueden encontrarse en la tabla 15.

Los respectivos datos de cada pozo serán revisados y almacenados en la matriz “Val” tal como se detalló en el capítulo de la descripción de la metodología. En la figura 40 se muestra la estructura de cómo queda la matriz una vez se rellena con los datos de cada uno de los pozos.

Tabla 15. Propiedades de los pozos a estudiar

VARIABLE	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4
D50 [μm]	297	177	210	149
T.A	Si	Si	No	No
D10/D95	8,01	6,728	5,65	9,52
D40/D90	2,83	2,376	1,678	3,37
Int [Pies]	706	624	494	678
T _{yto} [°F]	160	150	173	147
C.A. [%]	-	-	-	-
Anular/Tub.	1,6	1,33	1,12	1,47
K _{abs} [mD]	1700	1255	812	1282
D [Pulgadas]	8 ½	7	8 1/2	8 ½
GOR [SCF/STB]	-	-	-	-
P.F. [%]	40	35	5	55
Q [Bls/d]	837	688	521	710

Fuente. Los autores

Para efectos prácticos y comodidad del lector, en el presente capítulo solo se mostrarán gráficas del proceso de validación de la metodología para el pozo 2.

Una vez se tienen los datos ingresados en la matriz “Val” se hace una descripción de la tabla parámetros, en donde se detalla el porcentaje de relevancia de cada variable y se muestra el método de calificación para cada variable. Tanto el porcentaje como la calificación se realizarán tal como se detalló en el capítulo 5. De esta forma para cada caso se obtiene algo parecido a lo encontrado en la figura 41.

Figura 40. Matriz “Val” para el pozo 2.

	Var.	Eval.
1	D50 [μm]	177
2	T.A	Si
3	D10/D95	6.728
4	D40/D90	2.376
5	Int [Pies]	624
6	Tyto [$^{\circ}\text{F}$]	150
7	C.A. [%]	-
8	Anular/Tub.	1.33
9	Kabs [mD]	1255
10	D [Pulgadas]	7
11	GOR [SCF/STB]	-
12	P.F. [%]	35
13	Q [Bls/d]	688

FUENTE. Los autores

El paso a seguir es puntuar de acuerdo a la clasificación presentada cada variable para cada método de control de arena en pozos horizontales, así se indica que tan favorable o no, puede llegar a ser cada propiedad para la implementación de los distintos métodos de control tenidos en cuenta en este trabajo. El resultado de esta puntuación será almacenado en la matriz puntaje de la forma como se indicó previamente. De igual forma se procederá a crear la matriz “porcentaje” de acuerdo a los porcentajes de relevancia de cada variable.

Figura 41. Tabla parámetros para el pozo 2.

Clase	Variables	% Base	No aplicable	Limitado	Óptimo
	Ponderación	%	1	2	3
1	D50 [µm]	12,9			
2	T.A	3,22			
3	D10/D95	12,9			
4	D40/D90	12,9			
5	Int [Pies]	6,45			
6	Tyto [ºF]	3,22			
7	C.A. [%]	6,45			
8	Anular/Tub.	3,22			
9	Kabs [mD]	12,9			
10	D [Pulgadas]	3,22			
11	GOR [SCF/STB]	3,22			
12	P.F. [%]	12,9			
13	Q [Bl/d]	6,45			

FUENTE. Los autores

Figura 42. Matriz de porcentaje redistribuido para el pozo 2.

Porcentaje redistribuido [%]						
1	2	3	4	5	6	7
Liner	Mallas alam.	Rej. Pre-emp.	Grava	Frac-Pack	HRWP	Resinas
14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1

FUENTE. Los autores

Debido a que en los datos estudiados hacen falta los parámetros de contenido de arcillas y la relación gas aceite, se hace necesario una redistribución del porcentaje de cada parámetro, y la posterior creación de una tabla de porcentaje nueva tal cual se enseña en la figura 42. Para conseguir esta nueva matriz, se hizo necesaria la implementación de la flexibilidad del sistema detallada en el capítulo 5, en donde se calcula el porcentaje de trabajo, porcentaje, el factor de consumo, y el incremento que recibe cada propiedad en su relevancia como consecuencia de la ausencia de las 2 variables mencionadas anteriormente.

Una vez se ha hecho la adecuada distribución del porcentaje de relevancia de cada variable, se inicia con el proceso de ponderación y selección. Entonces, de acuerdo a lo detallado en el capítulo de la descripción de la metodología la creación de la matriz “ponderado” se calculará de la siguiente manera:

$$Ponderado [i, j] = \frac{Puntaje [i, j] * Porcentaje[i, j]}{3}$$

Ecuación 17.

Se calcula el ponderado total de cada método y se almacena en su respectiva matriz.

Ahora corresponde analizar y desarrollar los criterios de viabilidad y limitación de cada método con el fin de obtener un ponderado total más realista y más confiable. Esto se recuerda se logra gracias a la creación de las matrices de “unos” y “dos” y por medio del proceso anteriormente detallado.

Se hace uso entonces de la ecuación 17, previamente descrita, para la determinación de este ponderado final:

$$Pond\ Final\ [j] = Pond\ total\ [j] * X_1 + (100 - Ceros[1,j]) * X_2 + (100 - Ceros[1,j]) * X_3$$

Ecuación 19.

De esta forma se logra obtener el ponderado que será determinante para la elección del método de control de arena más adecuado para cada uno de los casos estudiados.

6.2 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

Una vez se implementó la respectiva metodología de selección del mejor método de control de producción de arena en pozos horizontales para cada uno de los 4 casos estudiados en esta sección, se presentan ahora los resultados obtenidos para cada pozo en la figura 43.

Figura 43. Ponderación final de los pozos analizados.

METODO	PONDERACION FINAL %			
	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4
Liner	67,5	67,7	85,8	61,4
Mallas alam.	74,9	77,9	95,4	68,8
Rej. Pre-emp.	71,2	75,3	93,2	73,3
Gravel pack	89,8	88,6	76,0	94,3
Frac pack	64,5	62,3	70,1	83,8
HRWP	64,5	64,5	65,5	83,8
Resinas	64,2	71,6	76,1	55,3

FUENTE. Los autores

Como se puede apreciar, en el pozo 2 la metodología nos indica que el método más apropiado para tratar el problema de la producción de arena es el empaquetamiento con grava, en el pozo 1 y 4 se presenta una situación similar, y es solo en el caso 3 en donde el GP se ve superado por el método de mallas con envoltura de alambre.

El empaquetamiento con grava en relación con los otros métodos ensayados en el campo, arroja como resultado un índice de productividad mayor en los pozos del mismo campo en que previamente se ha implementado. Su costo es razonable, es inferior al de un Frac-Pack o un HRWP, y a pesar de ser superior al del uso de rejillas esto tiende a compensarse por un mayor grado de productividad alcanzado. Sin embargo, sigue habiendo cabida para el método de mallas ranuradas con envolturas de alambre, debido a que no todos los pozos presentaran una producción tan buena como para que se justifique la inversión en un empaque con grava, esta técnica sigue siendo aplicable debido al buen control de producción de arena que ofrece, la buena productividad que se consigue y a su costo relativamente inferior que el de un empaquetamiento.

Analizando toda la situación se puede concluir que los resultados arrojados por la metodología coinciden con los métodos seleccionados por la empresa operadora del campo donde se sitúan los pozos estudiados. Las mencionadas técnicas son las que mejor se acomodan a los requerimientos de cada pozo y serán las que aseguren una mayor productividad para el proyecto de extracción de hidrocarburo. Esta última conclusión se verifica y se asimila de forma más verosímil en la siguiente sección donde, se realiza un análisis económico de los distintos métodos de control de arena y en donde se explica detalladamente el porqué las técnicas seleccionadas son las más rentables en el desarrollo del proyecto.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el fin de realizar una evaluación, desde el punto de vista económico del método de control de arena en pozos horizontales más adecuado para el campo en cuestión, en este capítulo se realizaron los análisis de inversión, ingresos y egresos para verificar la viabilidad económica del proyecto.

El análisis se dividió de dos partes, la primera de estas se determinaron los costos de operación (OPEX) se dividen en 2 grupos los costos variables que incluyen montaje y desmontaje de equipos y los costos fijos que incluyen el servicio mensual del método de control.

La segunda parte se determinó la inversión o costo de capital (CAPEX) que incluirá los costos implementación de la tecnología en cuestión, herramientas, equipos y movilización. Además se tuvieron en cuenta impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

Se realizó el análisis para los 4 pozos horizontales planteados; y de cada pozo se comparan los dos métodos más adecuados según las características del pozo, los elegidos por la metodología de selección.

El periodo de evaluación de (1) un año, con un porcentaje de regalías consideradas del 20% debido a que el campo se encuentra en período de explotación y desarrollo.

Para comparar los 4 casos, se emplea como indicador de rentabilidad el valor presente neto, con una tasa de oportunidad o de capital mensual de 1,6709%, igualmente se sacaron las relaciones costo-beneficio, el tiempo de pago.

En la tabla 16 se muestran los costos aproximados de cada tecnología que se puede implementar.

Tabla 16. Costos de cada tecnología posible a implementar. [USD]

Método de Control	Costos USD		
	Tecnología, movilización, sevicios.	Equipo workover, servicios, materiales, movilización	Herramientas
Liners	59.58/ Pie	180000	10000
Wire-wrapped screens	74.85/ Pie	180000	10000
Rej. Preempacadas	515.77/ Pie	180000	10000
Grava	146000	180000	10000
Fracpack	310000	180000	10000
HRWP	194000	180000	10000
Resinas	267000	180000	10000

Fuente. Los autores

Basado en:

- Word Oil Horizontal Well Technology Conference Proceedings, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1st-3rd Annual Conferences.
- The Economics of Horizontal Drilling, P.C. Crouse, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- CROUSE, P; CROUSE PHILIP C.; "Screening and economic criteria for horizontal well technology" Paper SPE 23617, SPE.
- RIVAS, L.F.; ZEILER, C.E.; GRAFF, B.; PARLAR M.; OGBUNUJU E.; "A multi-zone single-trip gravel packing and production technique reduces completion cost by 60% compared to conventional water-packing in a single-selective completion in the Gulf of Mexico" Paper SPE 58776, SPE, 2000.
- ARIZA, Gustavo.; ARIZA, Cristian., Evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito. Bucaramanga: UIS, 2010.

7.1 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Para la evaluación de alternativas disponibles, se tuvo en cuenta un porcentaje aproximado de incremento de la producción, asociado a estimativos de trabajos de completamiento que se habían realizado anteriormente en el mismo campo.

$$Prod. Pozo = Producción + Incrementoprod \quad \text{Ecuación 21.}$$

$$Ingresos prod oil = Prod. Pozo * Preciobarril \quad \text{Ecuación 22.}$$

7.1.1 Opex

Esta evaluación también incluyó un opex, que corresponde al lifting cost aproximado de 11 USD/ Bbl; del mismo modo se determinaron regalías mencionadas anteriormente. A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para el desarrollo del opex.

$$Opex_{variable} = Liftingcost * Prod. Pozo \quad \text{Ecuación 23.}$$

$$TotalOpex = Opex_{variable} + Opex_{Fijo} \quad \text{Ecuación 24.}$$

$$Regalias = Ingresos prod oil * 20\% \quad \text{Ecuación 25.}$$

$$TotalCostos = TotalOpex + Regalias \quad \text{Ecuación 26.}$$

$$Margen operativo = Ingresos prod oil - Totalcostos \quad \text{Ecuación 27.}$$

7.1.2 Amortizaciones, depreciaciones, EBIT, impuestos e intereses

En relación a los costos aproximados de cada tecnología de control de arena, así como también a los costos de equipos, servicios, herramientas y estimado de movilización, se hizo necesario el cálculo de la depreciación de equipos evaluadas en un año, este se hizo considerando una tasa de depreciación del 15% anual sobre el costo estimado a los criterios mencionados anteriormente.

Cuando un activo es utilizado para generar ingresos, este sufre un desgaste normal durante su vida útil que el final lo lleva a ser inutilizable. El ingreso generado por el activo usado, se le debe incorporar el gasto correspondiente desgaste que ese activo a sufrido para poder generar el ingreso, puesto que como según señala un elemental principio económico, no puede haber ingreso sin haber incurrido en un gasto, y el desgaste de un activo por su uso, es uno de los gastos que al final permiten generar un determinado ingreso.

$$\text{Depreciacion} = (\text{Costostecnologia} - \text{Costosdeherramientas}) * 15\%$$

Ecuación 28.

Igualmente se realizó el cálculo de los costos de amortización para las actividades de workover por año, se asume una disminución en la realización de estas.

$$\text{Amortizacion} = (\text{Costosdeequipo}) * 15\%$$

Ecuación 29.

Para conocer la rentabilidad del método de control utilizado, se hizo el cálculo del EBIT (Earnings before interest and taxes) que corresponden a las utilidades antes del pago de impuestos fijos.

$$EBIT = \text{Ingresos prod oil} - \text{Depreciaciones} - \text{Amortizaciones} \quad \text{Ecuación 30.}$$

Los impuestos se determinaron teniendo en cuenta el 33% sobre el valor del EBIT, para calcular la utilidad neta según las siguientes ecuaciones.

$$\text{Impuestos} = EBIT * 33\% \quad \text{Ecuación 31.}$$

$$\text{Utilidadneta} = EBIT - \text{Impuestos} - \text{Intereses} \quad \text{Ecuación 32.}$$

7.1.3 Capex

Además se realizó el cálculo de los costos de implementación del método de control de arena en pozos horizontales más adecuado según las características del pozo, tecnología usada, herramientas y equipos implementados y un estimado de la movilización de equipos.

$$\text{Total Capex} = \text{Costostecnologia} + \text{Costosdeherramienta} + \text{Costosdeequipo}$$

Ecuación 33.

7.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LOS POZOS HORIZONTALES

Se realizó el análisis de los 4 pozos horizontales, sin embargo para efectos prácticos y comodidad del lector, en el presente capítulo solo se mostrarán el análisis de un solo pozo.

➤ Pozo 2

Según completamientos anteriores aplicados al campo, al utilizar empaquetamiento con grava la producción se incrementa aproximadamente en un 20%, y al utilizar rejillas ranuradas el aumento de la producción se aproxima al 5%, este cálculo se tendrá en cuenta para conocer el incremento de la producción debida a la técnica de control aplicado y se tendrá en cuenta además el corte de agua de 30%. En la tabla 17 se presentan los ingresos asociados a la producción de crudo según evaluación de 1 año.

Tabla 17. Ingresos asociados a la producción de crudo.

ITEM	Empaquetamiento con Grava	Wire-Wrapped Screens
Prod. Pozo [Bbls/año]	208051.2	182044.8
Precio crudo	45	45
Ingresos Prod. Oil [USD]	9362304	8192016

Fuente. Los autores

Posteriormente se procede a realizar el calculo de los costos operacionales, en la tabla 18 se representan estos.

Tabla 18. Cálculos de Opex para la evaluación económica.

OPEX		
ITEM	Empaquetamiento con Grava	Wire-Wrapped Screens
Opex variable [USD/año]	2288563.2	2002492.8
Opex Fijo		
Total Opex [USD/año]	2288563.2	2002492.8
Regalias 20% [USD/año]	1872460.8	1638403.2
TotalCostos [USD/año]	4161024	3640896
Margen operativo [USD/año]	5201280	4551120

Fuente. Los autores

En la tabla 19 se realizaron los cálculos de impuestos, depreciaciones y amortizaciones, y en la tabla 20 se representan los costos de inversión.

Tabla 19. Cálculos de impuestos para la evaluación económica.

Depreciaciones, amortizaciones e impuestos		
ITEM	Empaquetamiento con Grava	Wire-Wrapped Screens
Depreciaciones [USD/año]	20400	5505.96
Amortizaciones	27000	27000
EBIT [USD/año]	5153880	4518614.04
Impuestos 33% [USD/año]	1700780.4	1491142.633
Utilidad Neta [USD/año]	3453099.6	3027471.407

Fuente. Los autores

Tabla 20. Resultados Capex para la evaluación económica.

CAPEX		
ITEM	Empaquetamiento con Grava	Wire-Wrapped Screens
Tecnología	146000	46706.4
Equipo	180000	180000
Herramientas	10000	10000
Total Capex	336000	236706.4

Fuente. Los autores

Para concluir la evaluación económica, se realizó el flujo de caja libre del proyecto presentado en la tabla 21, además para comparar los métodos de control, se emplea como indicador de rentabilidad el valor presente neto, el tiempo de pago y se hicieron las relaciones costo-beneficio, representados en la tabla 22.

Tabla 21. Flujo de caja general.

Flujo de Caja		
ITEM	Empaquetamiento con Grava	Wire-Wrapped Screens
EBIT [USD/año]	5153880	4518614.04
EBITDA (antes de impuestos, depreciaciones y amortizaciones) [USD/año]	5201280	4551120
-Impuestos Operativos [USD/año]	1700780.4	1491142.633
-CAPEX [USD/año]	336000	236706.4
Flujo de caja libre del Proyecto	3164499.6	2823270.967

Fuente. Los autores

Tabla 22. Indicadores económicos de la evaluación.

Indicadores Financieros		
ITEM	Empaquetamiento con Grava	Wire-Wrapped Screens
Valor presente Neto [USD]	\$2,415,738.78	\$2,218,311.83
Pay-out [Meses]	1.66	1.68
Relacion Beneficio/Costo	7.19	6.37

Fuente. Los autores

En este pozo se determinó mediante la metodología, que la mejor opción para el control de arena era el empaquetamiento con grava, además se demostró mediante este análisis que el proyecto es económicamente atractivo y viable.

Como segunda opción en la metodología de selección se generó como resultado las rejillas ranuradas con envolturas de alambre, a pesar de ser económicamente factible el empaque con grava tiende a compensarse por un mayor grado de productividad alcanzado, el valor presente neto se hace mayor, y como ventaja operacional, este ofrece un soporte para la cara del hoyo debido a que aplica un esfuerzo finito contra la formación, específicamente en la interfaz grava/formación, que retiene a la misma y reduce el paso de los finos hacia el interior del empaque con grava; proporcionando mayor longevidad al pozo y al tratamiento.

8. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS VIABLES DE SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS POTENCIALES OPERACIONALES

Como se mencionó en el capítulo 3, se pueden llegar a presentar complicaciones o situaciones no beneficiosas durante el desarrollo de los distintos métodos de control de arena para pozos horizontales. El propósito de este capítulo, va a ser entonces el de proponer alternativas de solución y/o remediación para los principales problemas operacionales presentados en este trabajo.

Es importante resaltar que el origen de estas alternativas fue producto del estudio de los más recientes artículos científicos en la industria y a la colaboración brindada por expertos actuales en el tema.

A continuación se presentan las distintas situaciones sobre las cuales se hizo mención y su respectiva remediación:

8.1 PROBLEMAS OPERACIONALES EN LINERS RANURADOS Y MALLAS RANURADAS CON ENVOLTURAS DE ALAMBRE (WIRE-WRAPPED SCREENS)

➤ El problema de mayor relevancia en esta técnica de control de arena, es el cambio de la rejilla ranurada utilizada y el mantenimiento del pozo por taponamiento de la misma; esta obstrucción de la rejilla puede darse por dos circunstancias notables.

En la primera circunstancia cuando se trata de formaciones con granos finos o altos contenidos de arcillas con tendencia a agravarse cuando se producen fluidos viscosos. En estas situaciones, la obstrucción de una rejilla y forro ranurado es

inevitable y el empaque con grava parecería constituir la única técnica disponible de control de arena a largo plazo.¹⁶

El segundo factor importante que tiende a obstruir las rejilla ranuradas, es que debido a que estas se basan en el principio del puenteo para el control del arenamiento, si estos puentes que se forman no son estables, pueden romperse cuando se cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Debido a esto, es posible que la arena de la formación se reorganice (empaquetamiento natural), lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción del forro ranurado o malla.

Por lo tanto, cuando se utilice esta técnica para el control de arena, el diámetro de la ranura debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir y maximizar el área de flujo.¹⁷

Otra limitación relacionada con lo anterior es la erosión y abrasión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo, si esto ocurre se debe hacer un reacondicionamiento de pozo y cambiar la rejilla lo cual sería catastrófico para el proyecto debido a los costos que esto traería.

La solución más adecuada cuando los forros ranurados y rejillas se vean limitados por las situaciones descritas anteriormente, es el empaque con grava, esta será la alternativa de solución más viable para pozos horizontales en formaciones no consolidadas. El GP, ofrece un soporte para la cara del hoyo debido a que aplica un esfuerzo finito contra la formación, específicamente en la interfaz grava/formación, que retiene a la misma y reduce el paso de los finos hacia el interior del empaque con grava.

¹⁶ BELLARBY JONATHAN, Well Completion Design. Capitulo 3: Sand control, 2009.

¹⁷ www.monografias.com

➤ Por otro lado, las rejillas y forros ranurados no ejercen un esfuerzo finito sobre la formación. Ante esta ausencia de esfuerzos, se permite que la formación colapse sobre la rejilla y las partículas tengan libertad para moverse con los fluidos producidos, así se produce un taponamiento de la misma y la pérdida de productividad del pozo. Para evitar esto, la experiencia indica que las completaciones con mallas ranuradas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla.¹⁸

Igualmente se podría limitar el uso de este tipo de métodos de control de arena según el tipo de formación, según estudios realizados y la experiencia en operaciones de este tipo, las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenarán las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento rejilla. Por el contrario, las formaciones friables posiblemente nunca colapsarán alrededor del liner o malla, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido, entonces es aconsejable limitar el uso de estas técnicas en formaciones que no sean friables, dependiendo de las características y propiedades que la formación presente para evitar riesgos y problemas futuros.¹⁹

¹⁸ **Basado en:** CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela.

¹⁹ **Basado en:** PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," Serie SPE 85504.

8.2 PROBLEMAS OPERACIONALES EN REJILLAS PRE-EMPACADAS (PRE-PACKED SCREENS)

➤ Un problema operacional que puede ocurrir es que la grava consolidada es poco resistente a la abrasión y erosión, lo cual podría dejar inservible y deteriorada la rejilla, por consiguiente el pozo se podría taponar (pescado).

Además este método es propenso a daños físicos durante su asentamiento en el pozo. Si el pozo es altamente inclinado, se generan fracturas en la grava consolidada, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla y se generará un bajo desempeño de la misma. Es recomendado utilizar esta técnica en pozos horizontales cuyo radio de curvatura no sea muy inclinado, de lo contrario es favorable utilizar el empaque con grava, ya que la grava provee un mejor desempeño al ser acarreada a través de un fluido que sirve para el transporte y empaquetamiento adecuado de la misma.²⁰

8.3 PROBLEMAS OPERACIONALES EN EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA (GRAVEL PACK)

➤ El periodo de vida de un empaque con grava tiende a ser bastante corto en pozos sometidos a inyección de vapor. Esto se debe a que los componentes de la grava tienden a degradarse con rapidez bajo condiciones de altas presiones, elevadas temperaturas, y valores muy altos de PH. Así, la grava se degrada de forma muy rápida y tiende a perder el tamaño inicialmente diseñado. Con un

²⁰ DUN CLEEG JOE (editor), Petroleum engineering handbook, Production operations engineering, vol 4, Capítulo 5: Sand control, 2007. Based on: PENBRTHY JR. W.L.; Sand control.

tamaño de grava menor al diseñado, el control de arena se vuelve ineficiente y se empiezan a manifestar el arenamiento prematuro y posibles taponamientos. Los componentes principales de la grava son el cuarzo y minerales silíceos, los cuales son inalterables solamente a bajas temperaturas y PH menores que 9.

Para solucionar este tipo de problema se suele controlar la pureza del agua, o utilizar materiales de empaque más resistentes a la degradación por efectos del calor y el PH.

Cuando se trata de un PH muy alto en el agua que alimenta el generador en superficie, se suele agregar ácido clorhídrico a esta para disminuir la alcalinidad y así conseguir un fluido menos degradante de la grava. La dosis de ácido debe ser precisa, ya que si se agrega mucho se puede corroer el generador o si se agrega poco no se disminuye el PH lo suficiente.

Otra solución, consiste en seleccionar un agua con baja concentración de iones bicarbonatos (HCO_3) para que alimente el generador de superficie, y así evitar una alta alcalinidad del agua. La concentración adecuada sería entonces menor a 10 mg/L.²¹

➤ **Los puentes de grava** son zonas inestables, formadas por la filtración de la mezcla grava-fluido a nivel de las perforaciones. Debido a esto, a lo largo del revestidor ranurado se crean zonas de mayor concentración de grava, y por debajo de ella van quedando espacios vacíos o con poca compactación. Lo mejor para evitar este problema es tener un especial cuidado en la selección del fluido de transporte y con la tasa a la cual se va a bombear, ya que son factores que se relacionan bastante con el problema citado. Por ejemplo, en mezclas con altas

²¹ 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.

concentraciones de grava en fluidos poco viscosos y con bajas tasas de bombeo, muy probablemente se formarían puentes de grava.²²

8.4 PROBLEMAS OPERACIONALES EN MÉTODO COMBINADO DE ESTIMULACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA (FRAC-PACK)

➤ En el Frac Pack, tuberías débiles tienden a generar resultados para nada favorables en el proceso de control y estimulación, por lo cual se recomienda usar tuberías de grado superior a N-80 y de diámetro igual o mayor de 5 pulgadas. De esta forma se evitan problemas de inestabilidad y la creación de fallas improductivas.²³

8.5 PROBLEMAS OPERACIONALES EN CONSOLIDACIÓN DE LA ARENA CON RESINAS

➤ Uno de los problemas potenciales que puede presentar un tratamiento de consolidación con resinas es el taponamiento de la tubería utilizada y del intervalo productor; lo cual sería negativo además de costoso para el proyecto, este problema podría ocurrir por diversas causas, entre ellas el tipo y cantidad de resina tratada, y el catalizador utilizado, ya que estos afectan directamente el tiempo de bombeo y el tiempo de curado de la resina.

En cuanto al catalizador utilizado, se tiene que cuando este es un catalizador interno, es manipulado porque posee una gran ventaja, ya que estos catalizadores

²² Syed Ali. Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. En revista Oilfield Review, verano del 2005.

²³ Schlumberger. Método combinado de estimulación y control de producción de arena. En revista Oilfield Review. Otoño del 2002. Volumen 14, No 2

se sitúan en el lugar de interés y la resina estará en contacto con el catalizador lo cual es requerido para un endurecimiento eficiente; sin embargo puede ocurrir un endurecimiento prematuro en la tubería, lo cual traerá complicaciones a la operación, ya que la resina se empieza a polimerizar tan pronto como el catalizador es agregado a la solución resínica, y esto implicaría el taponamiento parcial o total de la tubería de producción y con esto, el paro de la operación y por consiguiente la disminución gradual del flujo de hidrocarburo, algo indeseable para cualquier proyecto.

Realmente esta es una de las principales limitaciones del proceso, para la óptima solución de este problema operacional se debe evaluar con precisión y detalladamente la cantidad de resina y agente curante mezclado, ya que de este depende el tiempo de bombeo y de curado, otra solución que se debe analizar es la posibilidad de utilizar otro tipo de catalizador que permita la polimerización de resina en sitio y que no afecte a esta mientras fluye hacia la zona de interés.²⁴

El taponamiento del intervalo productor depende del tipo de resina empleada, por lo general la resina posee viscosidades muy altas, y al ser aplicada en la zona de interés, podría no fluir como se desea y obstruir la cara de la formación lo cual disminuirá drásticamente la permeabilidad del yacimiento y con esta la producción del pozo.

Como solución a este problema algunos diluyentes deben ser utilizados para disminuir la viscosidad de la resina, de manera que esta pueda ser transportada y

²⁴ CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela.

bombeada hasta la zona de interés, sin afectar la permeabilidad de la formación permitiendo el flujo de petróleo hacia la superficie.²⁵

²⁵ **Basado en:** ARIZA Gustavo ARIZA Cristian; evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito. Bucaramanga: UIS, 2010.

9. EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Con el fin de obtener un mejor entendimiento de la metodología se hace necesario describir el estado y los problemas que pueda presentar cada pozo, es entonces el propósito de este capítulo, el de realizar una evaluación técnica y económica de cada pozo planteado, esta será fundamentada con respecto a la metodología de selección de los distintos métodos de control de arena para pozos horizontales y la evaluación económica se llevará a cabo con los conceptos mostrados previamente en el capítulo 7.

Para determinar la viabilidad económica de cada pozo, se emplea como indicador de rentabilidad el valor presente neto, con una tasa de oportunidad o de capital mensual de 1,6709%, igualmente se sacaron las relaciones costo-beneficio, el tiempo de pago y la tasa interna de retorno. Cabe resaltar que cada uno de los datos encontrados se encuentran sujetos a las explicaciones del análisis económico mostradas previamente.

Como información general del campo, se trata de una formación poco consolidada, con un tamaño de grano medio, con buen sorting y con problemas de producción de arena. Se perforaron pozos horizontales con longitudes horizontales promedio de 1000 pies. El campo se dividió en 4 zonas (A, B, C y D) de las cuales las dos primeras son productoras de aceite y las restantes productoras de agua principalmente. En la sub-unidad A el campo puede presentar bajas porosidades entre 13- 18 % y bajas permeabilidades de 100 a 400 mD. En las otras sub-unidades (B, C y D) las porosidades pueden oscilar entre 20-30 %, con altas permeabilidades entre 800-4000 mD.

La formación productora donde se encuentran los pozos estudiados en este capítulo tiene un espesor de entre 30-45 pies y se encuentra a una profundidad de entre 5000-6000 pies, la permeabilidad encontrada está cercana a 1 - 2 Darcy's.

A continuación se presentan el análisis técnico-económico de los pozos horizontales sobre las cuales se hizo mención:

9.1 POZO 1

El diseño del pozo horizontal se realizó en tres fases; en la primera se perforó verticalmente hasta una profundidad de 4320 pies, y se ajustó la tubería de revestimiento de 95/8", posteriormente se realizó el diseño de la fase direccional con un incremento de aproximadamente 6°/100 pies hasta alcanzar la trayectoria de 90° y una profundidad de 5890 pies; con una sección horizontal de hueco abierto de 81/2". Fue completado en 706 pies y se corrieron rejillas ranuradas de 51/2" a través de la sección horizontal.

El pozo tiene una producción de 837 Bls/D, un corte de agua de 20% y un drawdown de 17%, además se generaron problemas de arenamiento, debido a que la formación es poco consolidada.

La producción de arena en el pozo aproximadamente es de 0.4% en volumen de los fluidos producidos y es considerada perjudicial, entonces es preciso aplicar una técnica que permita su control.

➤ Evaluación Técnica

Según la teoría de la metodología de selección aplicada y el análisis de los problemas potenciales identificados en cada método de control de arena en pozos horizontales, se determinó que el mejor método de control de arena era el

empaquetamiento con grava, esta era la única técnica que según las condiciones actuales del pozo no se ve afectada drásticamente o no se ve limitada por ningún parámetro para su correcto desempeño.

Se descartó de los posibles métodos de control el frac-pack y el HRWP, debido a un alto valor en la permeabilidad y del intervalo productor, ya que estos parámetros serían completamente limitantes para el tratamiento. Debido al intervalo productor largo, el alto contenido de finos y el tamaño de grano medio, la consolidación con resinas sería un método no adecuado para el pozo, con mayor razón si se analiza económicamente el proyecto.

Los métodos de rejillas ranuradas con envolturas de alambre, liners y rejillas pre-empacadas, son aplicables pero tienen ciertas limitaciones, a pesar de que la arena del pozo presenta un tamaño mediano de grano, con una excelente permeabilidad, y es una arena muy uniforme, se consideró según la metodología que parámetros como el alto contenido de finos y la tasa de producción alta impedirían que estos métodos fueran los adecuados; ya que a cierto período de tiempo iban a terminar taponando las rejillas por la migración de finos.

➤ Evaluación Económica

En la tabla 23 se presentan los datos de pozos necesarios para la evaluación.

Tabla 23. Datos pozo 1.

DATOS POZO 1	
Tasa de Produccion [BFPD]	837
Produccion Total [BFPD]	1004.4
Corte de Agua Wcut	20%
Tasa de Aceite [BOPD]	803.52

Fuente. Los autores

En la tabla 24 se realizaron los cálculos de los costos operacionales (OPEX), costos de inversión (Capex), impuestos, depreciaciones y amortizaciones, y se realizó el flujo de caja acumulado libre del proyecto.

Tabla 24. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado.

POZO 1	Empaquetamiento con Grava
OPEX	
Opex variable [USD/año]	3181939.2
Opex Fijo	
Total Opex [USD/año]	3181939.2
Regalias 20% [USD/año]	2603404.8
TotalCostos [USD/año]	5785344
Margen operativo [USD/año]	7231680
CAPEX	
Tecnología	166000
Equipo	180000
Herramientas	10000
Total Capex	356000
DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES E IMPUESTOS	
Depreciaciones [USD/año]	23400
Amortizaciones	27000
EBIT [USD/año]	7181280
Impuestos 33% [USD/año]	2369822.4
Utilidad Neta [USD/año]	4811457.6
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	
EBIT [USD/año]	7181280
EBITDA (antes de impuestos, depreciaciones y amortizaciones) [USD/año]	7231680
-Impuestos Operativos [USD/año]	2369822.4
-CAPEX [USD/año]	356000
Flujo de caja libre del Proyecto	4505857.6

Fuente. Los autores

Como indicadores de rentabilidad el valor presente neto, el tiempo de pago, la tasa inter de retorno y se hicieron las relaciones costo-beneficio, representados en la tabla 25.

Tabla 25. Indicadores económicos de la evaluación.

INDICADORES FINANCIEROS	POZO 1
Valor presente Neto [USD]	\$3,562,137.04
Pay-out [Meses]	1.58
Relacion Beneficio/Costo	10.01
TIR - Tasa Interna de Retorno	93%
Concepto	Economicamente viable

Fuente. Los autores

En este pozo se determinó mediante la metodología, que la mejor opción para el control de arena era el empaquetamiento con grava, además se demostró mediante este análisis que el proyecto es económicamente atractivo y viable.

9.2 POZO 2

Se perforó verticalmente hasta una profundidad de 3660 pies con una barrena tricónica, y se cementó la tubería de revestimiento de 95/8", posteriormente se realizó el diseño de la fase direccional con la barrena y con aparejos de fondo dirigibles con codo ajustado a 1.75° hasta alcanzar los 90° y una profundidad de 5630 pies; debido a una dog-leg (pata de perro) de aproximadamente 4°/100 pies (4°/30 metros) el pozo con una distancia horizontal de 1022 pies sólo fue completado en 624 pies con rejillas ranuradas de 5".

Con una producción de 1150 Bls/D, un corte de agua de 19% y un drawdown de 20% que repentinamente aumento a 40%, la producción disminuyó

significativamente en 5 meses y alcanzó una producción de 688 Bls/D el corte de agua aumentó a 30%, además se generaron problemas de emulsiones y se generó producción de altas cantidades de arena provenientes de la formación que dañaron la integridad de la rejilla ranurada por un taponamiento y obstrucción de la misma.

➤ **Evaluación Técnica**

Según la teoría de la metodología de selección aplicada y el análisis de los problemas potenciales identificados en cada método de control de arena en pozos horizontales, la obstrucción total de la rejilla ranurada ocurrió debido a que esta se basa en el principio del puenteo para el control del arenamiento, estos puentes formados no proporcionaron la estabilidad necesaria, y se rompieron cuando disminuyó la tasa de producción. Debido a esto, la arena proveniente de la formación se reorganizó y ocurrió el empaquetamiento natural, además existe un alto contenido de finos, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla ranurada;

A pesar de que la arena del pozo presenta un tamaño mediano de grano, con una excelente permeabilidad, una temperatura adecuada y es una arena muy uniforme, se consideró según la metodología que ninguno de los forros, rejillas y mallas ranuradas eran el método adecuado, debido principalmente a que se trataba con un pozo con alto contenido de granos finos y con una tasa de producción alta que limita el uso de estas técnicas. Si esta técnica se utilizara para el control de arena, el diámetro de la ranura debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir y maximizar el área de flujo; sin embargo a largo plazo esta se podría deteriorar por esta razón estas técnicas no fueron escogidas como las más adecuadas.

Al analizar los demás métodos se encontró que las permeabilidades altas y los intervalos largos no favorecen y limitan el frac-pack y el HRWP. La consolidación con resinas se ve bastante limitada por algunos parámetros, sin embargo, como restricción general es demasiado costosa para intervalos largos y se concluye que esta debe ser utilizada junto a otra técnica como un segundo método de control de arena, que pueda proporcionar la fuerza necesaria para soportar los esfuerzos que sufre la roca y un excelente control del arenamiento.

Por consiguiente, el empaque con grava parecería constituir la única técnica disponible de control de arena a largo plazo, además no se ve afectada drásticamente por ningún parámetro de la metodología.

➤ **Evaluación económica**

En la tabla 26 se presentan los datos de pozos necesarios para la evaluación.

Tabla 26. Datos pozo 2.

DATOS POZO 2	
Tasa de Produccion [BFPD]	688
Produccion Total [BFPD]	825.6
Corte de Agua Wcut	30%
Tasa de Aceite [BOPD]	577.92

Fuente. Los autores

En la tabla 27 se realizaron los cálculos de los costos operacionales (OPEX), costos de inversión (Capex), impuestos, depreciaciones y amortizaciones, y se realizó el flujo de caja acumulado libre del proyecto.

Tabla 27. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado.

POZO 2	Empaquetamiento con Grava
OPEX	
Opex variable [USD/año]	2288563.2
Opex Fijo	
Total Opex [USD/año]	2288563.2
Regalias 20% [USD/año]	1872460.8
TotalCostos [USD/año]	4161024
Margen operativo [USD/año]	5201280
CAPEX	
Tecnología	146000
Equipo	180000
Herramientas	10000
Total Capex	336000
DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES E IMPUESTOS	
Depreciaciones [USD/año]	20400
Amortizaciones	27000
EBIT [USD/año]	5153880
Impuestos 33% [USD/año]	1700780.4
Utilidad Neta [USD/año]	3453099.6
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	
EBIT [USD/año]	5153880
EBITDA (antes de impuestos, depreciaciones y amortizaciones) [USD/año]	5201280
-Impuestos Operativos [USD/año]	1700780.4
-CAPEX [USD/año]	336000
Flujo de caja libre del Proyecto	3164499.6

Fuente. Los autores

Como indicadores de rentabilidad el valor presente neto, el tiempo de pago, la tasa inter de retorno y se hicieron las relaciones costo-beneficio, representados en la tabla 28.

Tabla 28. Indicadores económicos de la evaluación.

INDICADORES FINANCIEROS	POZO 2
Valor presente Neto [USD]	\$2,415,738.78
Pay-out [Meses]	1.66
Relacion Beneficio/Costo	7.19
TIR - Tasa Interna de Retorno	71%
Concepto	Economicamente viable

Fuente. Los autores

En este pozo se determinó mediante la metodología, que la mejor opción para el control de arena era el empaquetamiento con grava, además se demostró mediante este análisis que el proyecto es económicamente atractivo y viable.

9.3 POZO 3

En este tercer pozo se perfora hasta profundidad de 3150 pies en donde se empieza a direccionar con un incremento de aproximadamente 4°/100 pies (4°/30 metros). Se completa el pozo con una desviación de poco mas de 82° y una profundidad de 5100 pies. Se cuenta con tubería de revestimiento de 9 5/8" y 8 1/2", se realizan trabajos de completamiento convencionales y se inicia la extracción de hidrocarburo. El pozo produce a una tasa de 521 Bls/D aproximadamente. Se observa una leve producción de finos asociados al fluido extraído y se obtiene un corte de agua del 16%.

Conforme avanzan los meses, la producción de finos aumenta y se empieza a presentar una producción de arena no muy grande pero si bastante significativa en el pozo. Esto conlleva a que los ingenieros encargados empiecen a indagar por un método de remediación a este problema antes de que la producción de crudo y los equipos de producción se vean seriamente afectados.

➤ **Evaluación Técnica.**

De acuerdo a la metodología de selección descrita en el presente proyecto, el método con la mejor rentabilidad para el pozo es el de mallas ranuradas con envolturas de alambre. Este constituye una técnica de acción inmediata al problema de la producción de arena, es práctico, económico y al mismo tiempo garantiza una productividad bastante sostenible para la vida económica del pozo. Métodos como el Frac-pack y HRWP, no tienen cabida en este escenario debido a su costo de implementación y a las permeabilidades relativamente altas manejadas en el yacimiento. El empaque con grava puede proporcionar una solución bastante útil para la nociva producción de arena, sin embargo con las ranuras alambradas se logra el mismo efecto y una productividad semejante a un precio de inversión menor.

Técnicamente se puede concluir que ambas técnicas resultarían beneficiosas para el tratamiento de la producción de arena en el pozo 3, sin embargo los resultados de control serían bastante parecidos y se optaría por el método más práctico y sencillo para implementar, el cual sería el de las mallas ranuradas con envolturas de alambre.

➤ **Evaluación económica**

En la tabla 29 se presentan los datos de pozos necesarios para la evaluación.

Tabla 29. Datos pozo 3.

DATOS POZO 3	
Tasa de Produccion [BFPD]	521
Produccion Total [BFPD]	547.05
Corte de Agua Wcut	16%
Tasa de Aceite [BOPD]	459.522

Fuente. Los autores

En la tabla 30 se realizaron los cálculos de los costos operacionales (OPEX), costos de inversión (Capex), impuestos, depreciaciones y amortizaciones, y se realizó el flujo de caja acumulado libre del proyecto.

Tabla 30. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado.

POZO 3	Wire Wrapped Screens
OPEX	
Opex variable [USD/año]	1819707.12
Opex Fijo	
Total Opex [USD/año]	1819707.12
Regalias 20% [USD/año]	1488851.28
TotalCostos [USD/año]	3308558.4
Margen operativo [USD/año]	4135698
CAPEX	
Tecnologia	36975.9
Equipo	180000
Herramientas	10000
Total Capex	226975.9
DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES E IMPUESTOS	
Depreciaciones [USD/año]	4046.385
Amortizaciones	27000
EBIT [USD/año]	4104651.615
Impuestos 33% [USD/año]	1354535.033
Utilidad Neta [USD/año]	2750116.582
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	
EBIT [USD/año]	4104651.615
EBITDA (antes de impuestos, depreciaciones y amortizaciones) [USD/año]	4135698
-Impuestos Operativos [USD/año]	1354535.033
-CAPEX [USD/año]	226975.9
Flujo de caja libre del Proyecto	2554187.067

Fuente. Los autores

Como indicadores de rentabilidad el valor presente neto, el tiempo de pago, la tasa inter de retorno y se hicieron las relaciones costo-beneficio, representados en la tabla 31.

Tabla 31. Indicadores económicos de la evaluación.

INDICADORES FINANCIEROS	POZO 3
Valor presente Neto [USD]	\$1,994,056.33
Pay-out [Meses]	1.83
Relacion Beneficio/Costo	8.79
TIR - Tasa Interna de Retorno	51%
Concepto	Economicamente viable

Fuente. Los autores

En este pozo se determinó mediante la metodología, que la mejor opción para el control de arena era el empaquetamiento con grava, además se demostró mediante este análisis que el proyecto es económicamente atractivo y viable.

9.4 POZO 4

En este pozo se perforó verticalmente con una tubería de re revestimiento de 9^{5/8}" hasta una profundidad de 3545 pies y se empieza a direccionar con un ángulo de 5°/100 pies (5°/30 metros). Se emplea un revestimiento de 8^{1/2}" y se termina de perforar el pozo a una profundidad de 5300 pies, y con un intervalo horizontal de 678 pies. Se cuenta con una producción de 710 Bls/D con un corte de agua del 28% y una producción de finos superior a la de los pozos 2 y 3. La producción de arena empieza desde el momento en que se comienza la explotación de hidrocarburo, y empieza a aumentar en meses posteriores a la perforación del

pozo. Se trata de una formación poco consolidada y por tanto generadora de partículas de arena que entorpecen la producción y conllevan a problemas con los equipos de producción.

➤ **Evaluación Técnica.**

Según la teoría de la metodología de selección aplicada y el análisis de los problemas potenciales identificados en cada método de control de arena en pozos horizontales, se determinó que la mejor técnica de control de arena constituye el empaquetamiento con grava. Esta es una técnica que ofrece un efectivo control del paso de arena desde la formación y al mismo tiempo garantiza una mayor productividad que métodos de barrera tales como liners, mallas o rejillas pre-empacadas. Del mismo modo, al tratarse de una formación poco consolidada se corre el riesgo de que las arenas no consolidadas se derrumben y llenen las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla, generando una reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento rejilla.

El frack pack, y HRWP vuelven nuevamente a ser descartados debido a la permeabilidad del yacimiento, la cual no permite una exitosa y efectiva fracturación del mismo. El método de resinas no puede ser considerado debido a que se trata de un intervalo productor bastante amplio, y por tanto sería sumamente costosa la implementación de este método de control de arena.

Como se puede apreciar, el empaquetamiento con grava constituye un efectivo y rentable método de control de producción de arena para este pozo, y de acuerdo a la metodología y al análisis técnico realizado, constituye una mejor opción que la implementación de cualquier otro tipo de método estudiado en el presente libro.

➤ **Evaluación económica**

En la tabla 32 se presentan los datos de pozos necesarios para la evaluación.

Tabla 32. Datos pozo 4.

DATOS POZO 4	
Tasa de Produccion [BFPD]	710
Produccion Total [BFPD]	852
Corte de Agua Wcut	28%
Tasa de Aceite [BOPD]	613.44

Fuente. Los autores

En la tabla 33 se realizaron los cálculos de los costos operacionales (OPEX), costos de inversión (Capex), impuestos, depreciaciones y amortizaciones, y se realizó el flujo de caja acumulado libre del proyecto.

Tabla 33. Resultados de Opex, Capex, Depreciación, flujo de caja acumulado.

POZO 4	Empaquetamiento con Grava
OPEX	
Opex variable [USD/año]	2429222.4
Opex Fijo	
Total Opex [USD/año]	2429222.4
Regalias 20% [USD/año]	1987545.6
TotalCostos [USD/año]	4416768
Margen operativo [USD/año]	5520960
CAPEX	
Tecnologia	156000
Equipo	180000
Herramientas	10000
Total Capex	346000
DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES E IMPUESTOS	
Depreciaciones [USD/año]	21900
Amortizaciones	27000
EBIT [USD/año]	5472060
Impuestos 33% [USD/año]	1805779.8
Utilidad Neta [USD/año]	3666280.2
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	
EBIT [USD/año]	5472060
EBITDA (antes de impuestos, depreciaciones y amortizaciones) [USD/año]	5520960
-Impuestos Operativos [USD/año]	1805779.8
-CAPEX [USD/año]	346000
Flujo de caja libre del Proyecto	3369180.2

Fuente. Los autores

Como indicadores de rentabilidad el valor presente neto, el tiempo de pago, la tasa inter de retorno y se hicieron las relaciones costo-beneficio, representados en la tabla 34.

Tabla 34. Indicadores económicos de la evaluación.

INDICADORES FINANCIEROS	POZO 4
Valor presente Neto [USD]	\$2,583,721.91
Pay-out [Meses]	1.62
Relacion Beneficio/Costo	7.47
TIR - Tasa Interna de Retorno	78%
Concepto	Economicamente viable

Fuente. Los autores

En este pozo se determinó mediante la metodología, que la mejor opción para el control de arena era el empaquetamiento con grava, además se demostró mediante este análisis que el proyecto es económicamente atractivo y viable.

9.5 RESULTADOS

Se utilizaron tres parámetros para determinar la viabilidad económica de la implementación de los métodos de control de arena en pozos horizontales, dando como resultado la viabilidad económica y técnica para cada caso propuesto, obteniendo una rentabilidad económica en la producción. En la tabla 35 se muestran los indicadores económicos de la evaluación realizada.

Tabla 35. Indicadores económicos de la evaluación.

INDICADORES FINANCIEROS	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4
Valor presente Neto [USD]	\$3,562,137	\$2,415,739	\$1,994,056	\$2,583,722
Pay-out [Meses]	1.58	1.66	1.83	1.62
Relacion Beneficio/Costo	10.0	7.2	8.8	7.5
TIR - Tasa Interna de Retorno	93%	71%	51%	78%
Concepto	Economicamente viable	Economicamente viable	Economicamente viable	Economicamente viable

Fuente. Los autores

CONCLUSIONES

La selección del método de control de arena más apropiado para determinado pozo horizontal se basa fundamentalmente en las características particulares o propiedades de cada pozo, como tamaño de grano, coeficiente de clasificación, coeficiente de uniformidad, permeabilidad y otras características del pozo de gran relevancia.

Una adecuada y confiable determinación de estas propiedades es de gran importancia al momento de aplicar la metodología, ya que el manejo de datos erróneos conducirá a resultados inexactos.

El estudio y la investigación de cada uno de los métodos de control de arena que hay actualmente y la aplicación de nuevas técnicas en la industria es de gran importancia, ya que con el manejo adecuado del fenómeno de arenamiento, es posible obtener tasas de producción, llamativas y rentables, así como también minimizar los problemas operacionales que se puedan presentar, permitiendo mejorar el desempeño del pozo horizontal; convirtiéndolo en un proyecto técnicamente y económicamente viable.

Una característica principal de la metodología planteada, es que posee un proceso de selección flexible, que permite continuar el desarrollo de la metodología para aquellas situaciones en las que no se cuente con la totalidad de las variables definidas en el screening. Se recurrió a una estrategia de estadística aplicada, utilizada en el área de análisis y toma de decisiones bajo riesgo, denominada como "Regla de decisión de Bayes". Al existir ausencia de alguna de las variables, se utiliza la información disponible y se supone como la totalidad de la información a tener en cuenta y se distribuye el valor de la probabilidad de

ocurrencia de los estados faltantes entre los estados presentes; se debe hacer esta distribución de forma tal que no se afecte las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados, permitiendo obtener resultados con un grado considerable de confiabilidad.

Se puede concluir que la mayoría de los problemas operacionales detectados son a causa de una inadecuada selección del método de control de arena para el pozo, debido a esto el desarrollo de una metodología como la presentada en este trabajo y su posterior aplicación, permite disminuir la probabilidad de que se presenten problemas de este tipo.

En la mayoría de los casos y artículos estudiados, el empaque con grava representa la solución más práctica y efectiva para el control de la producción de arena de pozos horizontales, por tanto se dice que este método es el más usado en la actualidad y es con el que mayor experiencia y mejores resultados se cuenta.

Algunas técnicas como la consolidación por medio de resinas y el fracturamiento hidráulico conllevan a un muy buen manejo del control de la producción de arena en pozos horizontales, pero se ven altamente limitadas por su costo de implementación, el cual resulta bastante alto y en algunos casos imposible de costear debido a la productividad que presente un pozo horizontal con dicho problema.

La consolidación con resinas es un método efectivo en el control de arena, sin embargo se ve considerablemente limitada por el costo cuando es aplicada para intervalos largos y se concluye que esta debe ser utilizada junto a otra técnica como un segundo método de control de arena, que pueda proporcionar la fuerza necesaria para soportar los esfuerzos que sufre la roca y un excelente control del arenamiento.

Siempre que se trate de formaciones muy poco consolidadas y con alta producción de finos, el empaque de grava constituirá un método eficaz y rentable para un pozo que experimente problemas con el control de la producción de arena.

El que un método sea eficaz para el control de la producción de arena de determinado pozo, no garantiza que sea el más recomendable para este, ya que no se trata solo de mitigar la producción de arena sino también de hacerlo con el mínimo costo y con el mayor beneficio que se pueda y de la forma más práctica y rentable para el proyecto.

RECOMENDACIONES

Realizar una herramienta software creada en un lenguaje de programación más robusto, apoyada en la teoría y screening dados en este trabajo, con el fin de tener una herramienta de soporte para posteriores estudios.

Estar al tanto de las últimas tecnologías para el control de producción de arena en pozos horizontales, y plantear un nuevo método de selección de técnicas de control de arena en pozos horizontales en base a estas.

Plantear un estudio de viabilidad para el desarrollo de nuevos pozos horizontales que mejoren la productividad de algún campo colombiano, así como también la implementación de nuevas tecnologías en el control de producción de arena en pozos horizontales.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARIZA, Emiliano.; VARGAS T., Jesús. Control de producción de arena mediante el uso de resinas en el campo Casabe. Bucaramanga, UIS, 1989; Pág. 279.
2. ARIZA, Gustavo.; ARIZA, Cristian., Evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo Ilanito. Bucaramanga: UIS, 2010, Pág. 83.
3. BATRUNA AND DAGGEZ, Drilling and Completion of horizontal wells. Capítulo 1: Completion techniques, 2010, Pág. 11.
4. BELLARBY JONATHAN, Well Completion Design. Capitulo 3: Sand control, 2009, Pág. 228.
5. CARLSON J, GURLEY D, KING, PRICE-SMITH C Y WALTERS F: "Sand Control: Why and How?" Oilfield Review4, no.4; Octubre de 1992, Pág. 41-53.
6. CASTRO, T., A., "Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa afuera", tesis de grado, UIS, Bucaramanga, 2005.
7. CHAPERON, "Theoretical study of coning toward horizontal and vertical Wells in anisotropic formations: subcritical rates". SPE 15377, 1986.
8. CIED - CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO, "Control de arena", Completación y reacondicionamiento de pozos, Venezuela, 1996. Capitulo 8, Pág. 345.

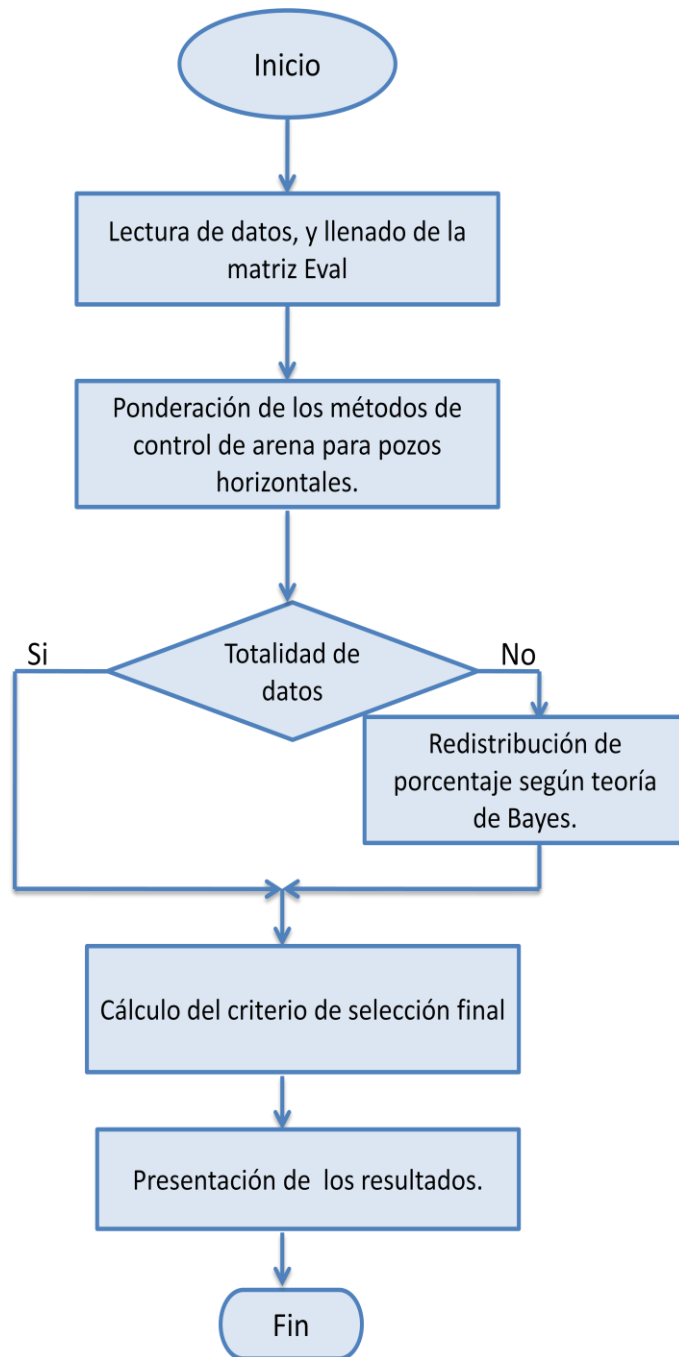
9. COBERLY, C.J. "Selection of screen opening for unconsolidated sands". Drilling and production practices, API (1937).
10. COULTER, A.W. AND GURLE, D.G., PITONI E., BURTON R.C., HODGE R.M.; "How to select the correct sand control system for your well", Serie SPE 3177.
11. CROUSE, P; CROUSE PHILIP C.; "Screening and economic criteria for horizontal well technology" Paper SPE 23617, SPE.
12. CROUSE P.C., The Economics of Horizontal Drilling, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
13. DUN CLEEG JOE (editor), Petroleum engineering handbook, Production operations engineering, vol 4, Capítulo 5: Sand control, 2007, Pág. 175. Based on: PENBRTHY JR. W.L.; Sand control.
14. 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.
15. GRUESBECK, C., SALATHIEL, W.M. Y ECHOLS, E.E, "Design of gravel packs in deviated wellbores", SPE Paper 6805, *Journal of petroleum Technology*, Enero de 1979, Pág. 109-115.
16. HILLIER, Frederick S., y LIEBERMAN, J. Gerald. Investigación de operaciones. Pág. 754 – 758
17. MARTINS, A.L, MAGALHAES, J.V.M. CALDERON, A. Y CHAGAS, C.M, "Mechanistic Model for Horizontal Gravel Pack Displacement", Paper SPE 82247, 2005.

18. MCKINZIE, HOWARD. Sand Control. Ediciones OGCI. Tulsa, Oklahoma; 2001, Pág. 250.
19. NORMAN, L. R; TERRACINA, J.M., MCCABE, M.A., NGUYEN, P. D.; "Application of curable resin-coated proppants", Serie SPE 20640, Noviembre de 1992.
20. PENBERTHY, W; BICKAM, B.L; NGUYEN, H.; "Gravel placement in Horizontal wells" Paper SPE 31147, SPE Drilling and Completion, Junio 1997.
21. PENBERTHY, W. L. Y SHAUGHNESSY, C.M., sand control, serie SPE sobre temas especiales, volumen 1, 1992.
22. PRICE-SMITH C., PARLAR M., BENNET C., GILCRIST J.M., "Design Methodology for selection of horizontal openhole sand control completions supported by field case histories," , Serie SPE 85504.
23. RICHARDSON, E. A. AND HAMBY, T.W.; "Consolidation of silty sands with an epoxy resin overflush process", Serie SPE 2189.
24. RIVAS, L.F.; ZEILER, C.E.; GRAFF, B.; PARLAR M.; OGBUNUJU E.; "A multi-zone single-trip gravel packing and production technique reduces completion cost by 60% compared to conventional water-packing in a single-selective completion in the Gulf of Mexico" Paper SPE 58776, SPE, 2000.
25. SAUCIER, R.J., "Considerations in Gravel Pack Design", SPE paper 4030, *Journal of petroleum Technology*, Febrero del 1974, 205-212.
26. SCHLUMBERGER, "Método combinado de estimulación y control de producción de arena", *Oilfield Review*, Septiembre de 2002, Volumen 14, No 2.

27. SCHLUMBERGER., "Métodos de control de la producción de arena sin cedazos", *Oilfield review*, Enero de 2003.
28. SCHLUMBERGER., "Métodos prácticos de manejo de la producción de arena", *Oilfield review*, Enero de 2004.
29. SPARLIN, D.D., "Sand and Gravel - A study of their Permeabilities", SPE Paper 4772, 1974.
30. SYED ALI. Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. *Revista Oilfield Review*, Junio de 2005.
31. Tecnología de completaciones de formaciones no consolidadas, Cap. 7. *Revista 2*, 1995.
32. TIFFIN D.L.; "New criteria for gravel and screen selection for sand control", serie SPE 39437. Febrero 1998.
33. Word Oil Horizontal Well Technology Conference Proceedings, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1st-3rd Annual Conferences.
34. www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_ts_cam.htm#tasa
35. www.monografias.com
36. www.petronews.net

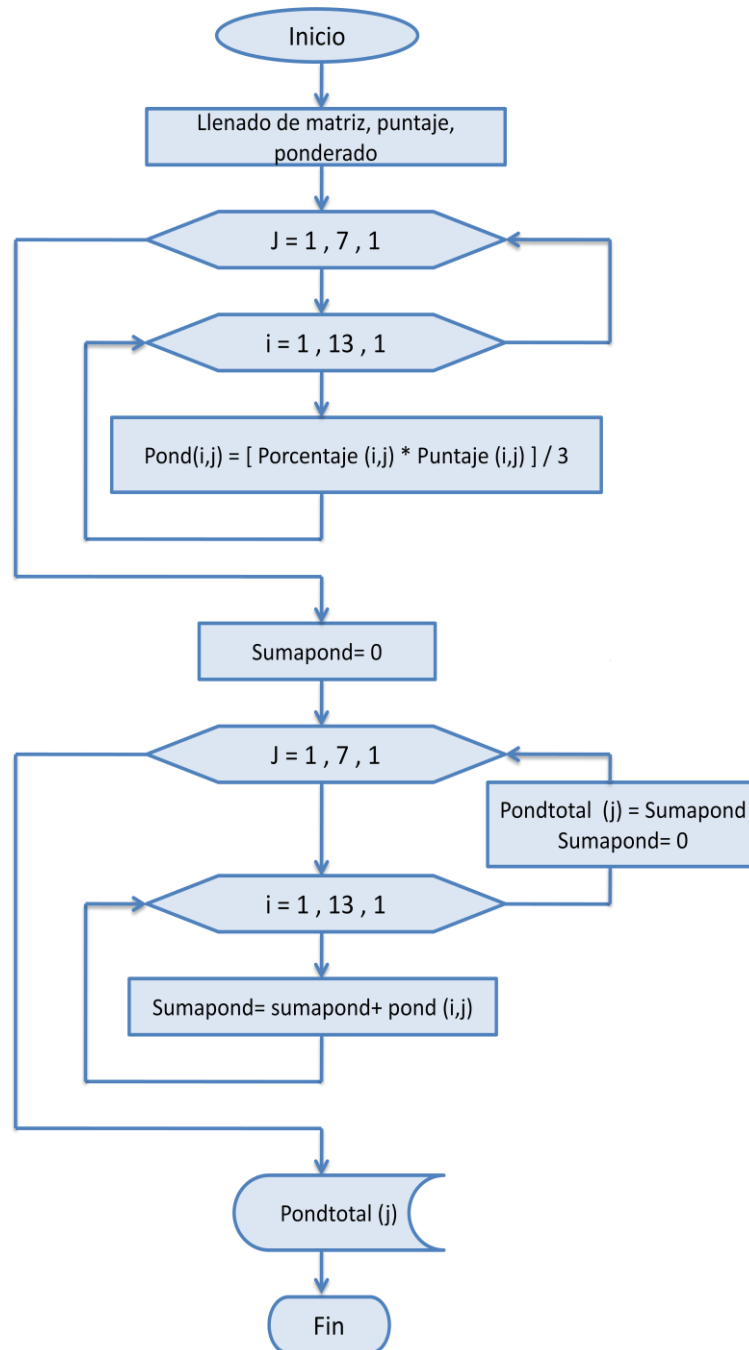
ANEXOS

ANEXO A: DIAGRAMA DE FLUJO, ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.



Fuente. Los autores

ANEXO B: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PONDERACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA



Fuente. Los autores

ANEXO C: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA REDISTRIBUCIÓN DE PORCENTAJES.

